



Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

Schlussbericht

BMU - FKZ 03MAP146

Arbeitsgemeinschaft

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel
Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow

Bearbeiter:

Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide,
Diego Luca de Tena, Franz Trieb, Yvonne Scholz, Kristina Nienhaus (DLR)
Norman Gerhardt, Michael Sterner, Tobias Trost, Amany von Oehsen, Rainer Schwinn,
Carsten Pape, Henning Hahn, Manuel Wickert, (IWES)
Bernd Wenzel (IFNE)

29. März 2012

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der Studienergebnisse	1
1 Einleitung	40
2 Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien	43
2.1 Politische Rahmenbedingungen und Zielsetzungen	43
2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Annahmen.....	46
2.3 Annahmen zur zukünftigen Energiepreisentwicklung.....	49
2.4 Definition und Erläuterung der untersuchten Szenarien.....	53
2.5 Ausstieg aus der Kernenergie	55
3 Annahmen in wichtigen Einzelbereichen der Energieversorgung	57
3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs	57
3.1.1 Endenergieverbrauch an Strom in Deutschland von 2000 bis 2010	57
3.1.2 Bruttostromverbrauch (BSV) zwischen 2000 und 2010.....	58
3.1.3 Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromintensität bis 2050	59
3.1.4 Vergleich der Entwicklung des Stromverbrauchs mit anderen Szenarien.....	60
3.2 Entwicklung des Wärmebedarfs	61
3.2.1 Derzeitige Struktur des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung.....	61
3.2.2 Strategie- und Förderelemente im Wärmesektor.....	61
3.2.3 Entwicklung des Raumwärmebedarfs	62
3.2.4 Entwicklung des gesamten Wärmebedarfs	65
3.3 Entwicklung des Verkehrssektors	66
3.3.1 Die Verkehrsszenarien.....	66
3.3.2 Simulationen zum Individualverkehr	68
3.3.3 Weitere Annahmen zu den einzelnen Verkehrsträgern.....	69
3.4 Entwicklung der KWK.....	72
3.4.1 Bedeutung der KWK im zukünftigen Energiesystem.....	72
3.4.2 Veränderungen in der Struktur des Wärmebedarfs	73
3.4.3 KWK-Wärmepotenziale der öffentlichen und der industriellen KWK-Versorgung	74
3.4.4 Flexibilisierung der KWK mittels Wärmespeicher	77
3.4.5 Das Mengengerüst der KWK in den Szenarien 2011	78
3.5 Die Rolle der Biomasse in den Szenarien 2011	81
3.5.1 Einordnung von Biomassepotenzialen	81
3.5.2 Biomassenutzung in den Szenarien 2011	83
3.5.3 Einsatz der Biomasse in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.....	85
3.5.4 Einsatz der Biomasse zur Wärmeerzeugung und im Verkehr.....	87
3.6 Eckdaten der EE-Wasserstoff- und -Methanbereitstellung.....	88
3.6.1 Chemische Energieträger als Langzeitspeicher und neuer Energievektor	88
3.6.2 Schlüsseltechnologie Elektrolyse und Wasserstoffbereitstellung.....	93
3.6.3 Bereitstellung von EE-Methan	95
3.6.4 Mögliche Einführungsschritte für EE-Wasserstoff und/oder EE-Methan.....	96
4 Wesentliche Ergebnisse des Szenarios 2011 A	98
4.1 Übersicht über die gesamte Energieversorgung	98
4.1.1 Energetische Kenngrößen	98

4.1.2	Der Beitrag der erneuerbaren Energien	104
4.2	Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050.....	108
4.2.1	Sektoraler und Bruttostromverbrauch.....	108
4.2.2	Weiterer Ausbau der EE-Stromerzeugung	113
4.2.3	Gesamte Stromerzeugungsstruktur.....	117
4.3	Szenario des Wärmemarkts bis 2050.....	123
4.3.1	Gesamter Wärmebedarf	123
4.3.2	Strukturwandel im Wärmemarkt.....	124
4.3.3	Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt.....	128
4.4	Szenario des Verkehrssektors bis 2050.....	131
4.4.1	Verkehrsleistungen und resultierender Endenergieverbrauch	131
4.4.2	Beitrag der erneuerbaren Energien im Verkehr.....	134
5	Bandbreite unterschiedlicher Entwicklungen und Folgen für den zukünftigen EE-Ausbau (Szenarienvergleich).....	137
5.1	Unterschiedliche Entwicklungen im Verkehr	138
5.1.1	Die Szenarien 2011 A, B und C.....	138
5.1.2	Vergleich mit anderen Szenarien.....	139
5.2	Auswirkung unterschiedlicher Entwicklung der Stromnachfrage.....	142
5.2.1	Szenario 2011 A'.....	142
5.2.2	Stromverbrauch in den anderen Szenarien 2011	145
5.3	Vergleich von EE-Wasserstoff und EE-Methan als chemischer Energieträger	146
5.4	Ausblick auf eine 95%-THG-Minderung	149
5.4.1	Energiebedarfsdeckung mittels EE in allen Sektoren.....	149
5.4.2	EE-Beiträge zu einer 95%-THG-Emissionsminderung.....	154
5.5	Bandbreite des EE-Ausbaus in den Szenarien 2011	155
6	Dynamische Simulation des Stromversorgungssystems	159
6.1	Stromversorgung bei hohen EE-Anteilen im europäischen Stromverbund	160
6.1.1	Methode und wesentliche Annahmen der Simulationen	160
6.1.2	Netzausbauszenarien als Randbedingung des Lastausgleichs	164
6.1.3	Struktur und Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung in Europa.....	166
6.1.4	Ausgleichsoptionen und Lastdeckung bei kostenoptimiertem Einsatz der installierten Kapazitäten in Europa und Deutschland	166
6.2	Detaillierte Untersuchung der Lastdeckung in Deutschland.....	176
6.2.1	Methode und wesentliche Annahmen der Simulationen	177
6.2.2	Kraftwerksbedarf zur Deckung der Jahreshöchstlast – gesicherte Leistung.....	180
6.2.3	Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung.....	186
6.2.4	Auswirkungen der fluktuierenden EE-Einspeisung.....	189
6.2.5	Wirkung der Ausgleichsoptionen auf den Kraftwerkseinsatz.....	192
6.2.6	Anforderungen an konventionelle Kraftwerke in regenerativ-dominierten Energiesystemen	201
7	Ökonomische Wirkungen des Umbaus der Energieversorgung	207
7.1	Investitionen und Energiegestehungskosten.....	207
7.1.1	Investitionen für EE-Anlagen	207
7.1.2	Investitionen in die „konventionelle“ Energieversorgung	210
7.1.3	Strom- und Wärme gestehungskosten erneuerbarer Energien.....	211

7.1.4	Stromgestehungskosten neuer fossiler Kondensationskraftwerke.....	216
7.1.5	Anlegbare Strom- und Wärmepreise zur Ermittlung der „Kosten“ des EE-Ausbaus.....	219
7.2	Anmerkungen zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung des EE-Zubaus.....	222
7.2.1	Die systemanalytischen Differenzkostenrechnung.....	222
7.2.2	Umlage der Differenzkosten auf den Strom- bzw. Energieverbrauch, sowie weitere Wirkungen.....	224
7.2.3	„Konventionelle“ Energieversorgung als Vergleichsbasis.....	226
7.3	Gesamtwirtschaftliche Kosten und Nutzen des EE-Ausbaus.....	227
7.3.1	Systemanalytische Differenzkosten der EE-Stromerzeugung.....	227
7.3.2	Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus.....	233
7.3.3	Auswirkungen der Differenzkosten auf Stromkosten und Energiekosten.....	237
7.3.4	Weiterer Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien.....	241
8	Sicherheitsrelevante Aspekte des Umbaus der Energieversorgung.....	247
8.1	Versorgungssicherheit.....	247
8.1.1	Sicherheit der nationalen Energieversorgung.....	248
8.1.2	Sicherheit von Energieimporten.....	255
8.2	Innere Sicherheit und Verwundbarkeit von Energieinfrastruktur.....	257
8.3	Investitions- und Wirtschaftssicherheit.....	259
8.4	Umwelt- und Klimasicherheit.....	263
8.5	Auswirkungen auf Entwicklungs- und Schwellenländer.....	266
8.6	Fazit: sicherheitsrelevante Aspekte des Ausbaus erneuerbarer Energien.....	268
9	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	271
9.1	Bedeutung der einzelnen Bereiche der Energieversorgung für die CO ₂ -Minderung bis 2050.....	271
9.2	Effizienzsteigerungen im Strom- und Wärmesektor.....	273
9.2.1	Zur Zweckmäßigkeit eines pauschalen Stromeinsparziels.....	273
9.2.2	Mobilisierung von Effizienzpotenzialen im Strombereich.....	274
9.2.3	Effizienzsteigerung im Wärmebereich.....	276
9.3	Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen.....	279
9.4	EE-Ausbau im Wärmesektor.....	285
9.5	Entwicklungsstrategien im Verkehrssektor.....	287
9.5.1	Effizienzsteigerungen im Verkehr.....	287
9.5.2	Ausbau der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor.....	289
9.6	Weitere Überlegungen zur zukünftigen Gestaltung von Energiemärkten.....	291
9.7	Schlusswort.....	293
10	Literatur.....	295
11	Abkürzungsverzeichnis.....	303
12	Datenanhang.....	307
12.1	Tabellen zu Szenario 2011 A.....	308
12.2	Tabellen zu Szenario 2011 B.....	315
12.3	Tabellen zu Szenario 2011 C.....	322
12.4	Vergleich der Differenzkosten für verschiedene Preispfade.....	329

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Endenergieverbrauch nach Sektoren, Verluste im Umwandlungsbereich und nichtenergetischer Verbrauch (Summe = Primärenergie) in Deutschland 2000-2010 [AGEB 2011a]	48
Abbildung 2.2:	Struktur des Endenergieverbrauchs 2010 nach Nutzungsarten und nach Verbrauchssektoren [AGEB 2011a, BDEW 2008]	49
Abbildung 2.3:	Rohölpreisentwicklung 1970 bis 2010 (Jahresmittelwerte, nominal und Geldwert 2009), sowie Annahmen zur zukünftige Entwicklung entsprechend der Preispfade A: „Deutlich“ und B: „Mäßig“; Vergleich mit Angaben des WEO 2010	50
Abbildung 2.4:	Importpreise von Rohöl, Erdgas und Steinkohle für die Preispfade A und B und Vergleich mit den Annahmen der WWF-Studie [WWF 2009]	52
Abbildung 2.5:	Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Preispfade A, B und C	53
Abbildung 2.6:	Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum vollständigen Ausstieg zum Jahresende 2022 nach dem Ausstiegsbeschluss der Bundesregierung vom 30. Juni 2011	56
Abbildung 3.1:	Bisherige Entwicklung des Endenergieverbrauchs (EEV) an Strom sowie des Brutto-Stromverbrauchs (BSV) [AGEB 2011d, BMWi 2011]. Zusätzlich: Schätzung BSV für 2020 aus dem NREAP Deutschlands und die EEV-Zielmarke des Energiekonzepts (EK) (2050)	57
Abbildung 3.2:	Entwicklung der Stromintensität (Endenergieverbrauch Strom pro Bruttoinlandsprodukt) für die Szenarien 2011, im Vergleich zu den Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ aus [EWI 2010] (SzEK)	60
Abbildung 3.3:	Vergleich der Annahmen zum Endenergieverbrauch für Raumwärme in den Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie für die Szenarien 2011, [WWF 2009] und [EWI 2010]; Daten 2008 aus [AGEB 2011c]	64
Abbildung 3.4:	Entwicklung des Wärmebedarfs (Endenergie) der Verbrauchssektoren, untergliedert in Raumwärme(RW), Warmwasser (WW) und Prozesswärme (PW)*	65
Abbildung 3.5:	Schematische Darstellung des Individualverkehrs für die Szenarien A, B und C mit optimistischen Kennwerten für das Jahr 2050	67
Abbildung 3.6:	Vergleich der Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs 2020 und 2050 der öffentlichen Versorgung (linke Grafiken; abzüglich Solarthermie) und der Industrie (rechte Grafiken) und zweckmäßige KWK-Auslegung*)	74
Abbildung 3.7:	Wärmesenkenpotenzial im Bereich der netzgebundenen KWK der öffentlichen Versorgung (ohne Landgemeinden) *)	75
Abbildung 3.8:	Geschätztes Wärmesenkenpotenzial im Bereich Industrie abzüglich industrieller „Fernwärme“ der öffentlichen Versorgung*)	76
Abbildung 3.9:	Entwicklung der KWK-(Netto-)Stromerzeugung – fossil und erneuerbar	78
Abbildung 3.10:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung und des KWK-Anteils – Einsatzbereich und Energieträger	80
Abbildung 3.11:	Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung – fossil und erneuerbar (einschl. Geothermie)	81
Abbildung 3.12:	Typische flächenspezifische Energieerträge von EE und ihrer Bandbreiten*)	82
Abbildung 3.13:	Bereitstellung von Strom, Nutzwärme und Kraftstoff aus Biomasse sowie Wandlungs- und Bereitstellungsverluste*)	85
Abbildung 3.14:	Stromproduktion 2005-2050 aus Biomasse nach Art der eingesetzten Energieträger, Ist-Daten nach [AGEE-Stat 2011]	87

Abbildung 3.15:	Wärmeerzeugung aus Biomasse und Biogas 2005-2050 nach Energieträgern, Ist-Daten nach [AGEE-Stat 2011].....	88
Abbildung 3.16:	Struktur einer zukünftigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien auf Basis gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmenetze mit EE-Wasserstoff als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Stern 2009].....	90
Abbildung 3.17:	Struktur einer zukünftigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien auf Basis gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmenetze mit EE-Methan als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Stern 2009].....	92
Abbildung 3.18:	Wasserstoffgestehungskosten (Geldwert 2009) frei Elektrolyse (60 bar) je nach Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a	94
Abbildung 3.19:	Gestehungskosten von EE-Methan (Geldwert 2009) frei Anlage bei unterschiedlicher Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a.....	95
Abbildung 4.1:	Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 =100) [BMWi 2011] und Annahmen für die Szenarien 2011	100
Abbildung 4.2:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und des Verbrauchs im Umwandlungsbereich im Szenario 2011 A (vgl. auch Abbildung 2.1).....	101
Abbildung 4.3:	Struktur des Primärenergieeinsatzes im Szenario 2011 A nach Energieträgern	102
Abbildung 4.4:	Entwicklung des Erdgasverbrauchs und seiner Struktur im Szenario 2011 A.....	103
Abbildung 4.5:	Vermiedene energiebedingte CO ₂ -Emissionen ab 2011 im Szenario 2011 A nach Nutzungsbereichen und der zwischen 1990 und 2010 vermiedenen Emissionen durch Effizienzsteigerung und EE-Ausbau	104
Abbildung 4.6:	Endenergiebeitrag (Strom, Wärme, Kraftstoffe) erneuerbarer Energien nach Energiequellen im Szenario 2011 A *).....	107
Abbildung 4.7:	Szenario 2011 A: Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom (in TWh/a) in den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr sowie der zusätzlichen Komponenten zum Bruttostromverbrauch *).....	109
Abbildung 4.8:	Entwicklung des Pro-Kopf-Verbrauchs an Strom (Endenergie) in privaten Haushalten für die Szenarien 2011, die Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ *) aus [EWI 2010] (SzEK)	110
Abbildung 4.9:	Entwicklung der Stromintensität des Sektors Industrie (Endenergieverbrauch Strom pro Bruttowertschöpfung) für die Szenarien 2011, die Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ aus [EWI 2010] (SzEK).....	111
Abbildung 4.10:	Entwicklung Stromintensität (Endenergie Strom pro Brutto-Wertschöpfung) im Sektor GHD für die Szenarien 2011, die Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ aus [EWI 2010] (SzEK).....	111
Abbildung 4.11:	Entwicklung der Stromerzeugung aus EE im Szenario 2011 A nach EE-Energieträgern *)	114
Abbildung 4.12:	Jährlich installierte Leistung der EE im Stromsektor im Szenario 2011 A (Neuinstallationen und Ersatz *).....	117

Abbildung 4.13:	Struktur der Bruttostromerzeugung (ohne Pumpspeicher) im Szenario 2011 A.....	120
Abbildung 4.14:	Stilllegung (kumuliert), Neubau (kumuliert) und resultierendes Saldo von fossilen, nuklearen und regenerativen Kraftwerken im Szenario 2011 A (brutto)	121
Abbildung 4.15:	Endenergieeinsatz für Wärme (einschließlich Stromeinsatz für Wärme) im Szenario A	124
Abbildung 4.16:	Endenergieeinsatz für Raumwärme im Szenario 2011 A (einschließlich Stromeinsatz für Raumwärme).....	126
Abbildung 4.17:	Endenergieeinsatz für Prozesswärme im Szenario 2011 A (einschließlich Stromeinsatz für Prozesswärme)	127
Abbildung 4.18:	Jährlich installierte Leistung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Szenario 2011 A (Neubau und Ersatz).....	130
Abbildung 4.19:	Endenergieverbrauch des Verkehrs im Szenario 2011 A nach Energieträgern	135
Abbildung 4.20:	Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Szenario 2011 A.....	136
Abbildung 5.1:	Endenergieverbrauch des Verkehrs in den Szenarien 2011 A, B und C	138
Abbildung 5.2:	Verlauf des Endenergieverbrauchs Strom seit 1990 und Entwicklung in den Szenarien 2011; bei Szenarien 2011 A und A' jeweils ohne und mit Strom für Elektromobilität	145
Abbildung 5.3:	Bruttostromverbrauch im Szenario 2011 THG95 getrennt nach „herkömmlichen“ Stromverbrauchern und zusätzlichen Einsatzbereichen *)	151
Abbildung 5.4:	Struktur des Primärenergieverbrauchs im Szenario 2011 THG95.....	151
Abbildung 5.5:	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ - und der gesamten THG-Emissionen (gestrichelt) für die Szenarien 2011 A und 2011 THG95.....	153
Abbildung 5.6:	Bandbreite der EE-Stromerzeugung in den Szenarien 2011	156
Abbildung 6.1:	Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten.....	161
Abbildung 6.2:	Definierte Regionen im Modell REMix.....	162
Abbildung 6.3:	Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2030	164
Abbildung 6.4:	Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2050	165
Abbildung 6.5:	Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in Europa (und Nordafrika) im Jahr 2030 und 2050 bei einer Versorgung in D gemäß Szenario 2011 A (basierend auf [BMU 2005b, BMU 2006])	166
Abbildung 6.6:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa in 2030 (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A).....	167
Abbildung 6.7:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa für zwei Episoden im Jahr 2030, Frühjahr und Sommer (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A)	168
Abbildung 6.8:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa in 2050 (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A).....	168
Abbildung 6.9:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A)	169
Abbildung 6.10:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 C)	169

Abbildung 6.11:	Jahresdauerlinien für die Region Europa (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A) im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs.....	170
Abbildung 6.12:	Jahresdauerlinien für die Region Europa (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 C) im Jahr 2050 unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs	170
Abbildung 6.13:	Jahresdauerlinie für Europa im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A) – Rolle der Elektromobilität, der Wasserstoffherzeugung und der Stromspeicher.....	171
Abbildung 6.14:	Jahresdauerlinie für Europa im Jahr 2050 (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 C) – Rolle der Elektromobilität, der Wasserstoffherzeugung und der Stromspeicher	171
Abbildung 6.15:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Deutschland unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs im Jahr 2050 (entspr. Szenario 2011 A)	172
Abbildung 6.16:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Deutschland für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (entspr. Szenario 2011 A)	172
Abbildung 6.17:	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Deutschland für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (entspr. Szenario 2011 C)	172
Abbildung 6.18:	Jahresdauerlinie für Deutschland im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) – unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs, Szenario 2011 A.....	173
Abbildung 6.19:	Jahresdauerlinie für Deutschland im Jahr 2050 – unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs, Szenario 2011 C	173
Abbildung 6.20:	Jahresdauerlinie für Deutschland 2030 (links) und 2050 (rechts) für Szenario 2011 A – Rolle von Import/Export, Pumpspeichern, Elektrofahrzeugen und der Wasserstoffherzeugung für den Lastausgleich.....	175
Abbildung 6.21:	Jahresdauerlinie für Deutschland 2050 für Szenario 2011 C – Rolle von Import/Export, Pumpspeichern, Elektrofahrzeugen und der Wasserstoffherzeugung für den Lastausgleich	175
Abbildung 6.22:	Jahresdauerlinie für Europa für Gas, CSP und Wasserkraft für Szenario 2011 C mit geplantem und verspätetem Ausbau (VA) *)	176
Abbildung 6.23:	Beispiel für die räumlich, zeitlich aufgelöste Simulation fluktuierender EE im zukünftigen Energieversorgungssystem unter Berücksichtigung der Netzbelastung und des Wind- und PV-Prognosefehlers	178
Abbildung 6.24:	Schematischer Aufbau des Modells „Virtuelles Stromversorgungssystem“	178
Abbildung 6.25:	Onshore-WEA-Einspeisung (Szenariojahr 2020) während der 100 Stunden mit höchster LOLP. Darstellung nach [Kahn 2004] (mit Modifikationen)	183
Abbildung 6.26:	Darstellung des Unterschiedes zwischen dem Lastausgleich und dem Lastprognosefehler [Jäger 2011].....	188
Abbildung 6.27:	Entwicklung der vorzuhaltenden Regelleistungsreserve ohne Primärregelleistung für die Szenarienjahre im Vergleich zu 2010*	189
Abbildung 6.28:	Jährliche dargebotsabhängige EE-Einspeisung und Stromverbrauch im Jahr 2020, Szenario 2011 A	190
Abbildung 6.29:	Dargebotsabhängige Einspeisung, Stromverbrauch und Import-Export im Jahr 2020, Szenario 2011 A	190
Abbildung 6.30:	Jährliche dargebotsabhängige EE-Einspeisung und Stromverbrauch im Jahr 2050, Szenario 2011 A	191
Abbildung 6.31:	Dargebotsabhängige Einspeisung, Import-Export und Stromverbrauch im Jahr 2050, Szenario 2011 A	191

Abbildung 6.32:	Beispielhafte Darstellung des Einflusses des Prognosefehlers auf den Speichereinsatz bzw. das Lastmanagement von Haushaltsanwendungen 2020 (Nachtspeicher, Warmwasserbereiter) bei 1h-Aktualisierung	192
Abbildung 6.33:	Technisches Demand-Side-Management Potenzial im Jahr 2015 auf Basis der dena-Netzstudie II [dena 2010]	193
Abbildung 6.34:	Angenommene Entwicklung der mittleren jährlichen positiven/negativen DSM-Verschiebeleistungen im Haushaltssektor (ohne Wärmepumpen) bis 2050	195
Abbildung 6.35:	Lastmanagement im Jahr 2020 – Szenario 2011 A *).....	197
Abbildung 6.36:	Lastmanagement im Jahr 2050 – Szenario 2011 A *).....	198
Abbildung 6.37:	Lastmanagement im Jahr 2050 – Szenario 2011 C *)	198
Abbildung 6.38:	Bestand und Planungen möglicher großtechnischer Speicher der deutschen Regelzone *)	200
Abbildung 6.39:	Merit-Order des therm. Kraftwerksparks im Jahr 2020, mittlerer Preispfad (B)	201
Abbildung 6.40:	Merit-Order des therm. Kraftwerksparks im Jahr 2030, mittlerer Preispfad (B)	201
Abbildung 6.41:	Merit-Order des therm. Kraftwerksparks im Jahr 2050, mittlerer Preispfad (B)	202
Abbildung 6.42:	Kraftwerkseinsatz im Jahr 2020 – Szenario 2011 A.....	202
Abbildung 6.43:	Kraftwerkseinsatz im Jahr 2030 – Szenario 2011 A.....	203
Abbildung 6.44:	Kraftwerkseinsatz im Jahr 2050 – Szenario 2011 A.....	203
Abbildung 6.45:	Kraftwerkseinsatz im Jahr 2050 – Szenario 2011 C	204
Abbildung 6.46:	Auslastung des hydro-thermischen Kraftwerksparks – Szenario 2011 A in 2020, 2030, 2050 und Szenario 2011 C in 2050.....	205
Abbildung 6.47:	Startvorgänge des hydro-thermischen Kraftwerkspark – Szenario 2011 A in 2020, 2030, 2050 und Szenario 2011 C in 2050	206
Abbildung 7.1:	Jährliches Investitionsvolumen im Szenario 2011 A für Strom und Wärme erzeugende EE-Technologien	208
Abbildung 7.2:	Jährliche Investitionen (jeweils Mittelwerte von 5-Jahres Abschnitten) in EE-Anlagen und konventionelle Anlagen (Strom und Wärme) im Vergleich	211
Abbildung 7.3:	Zukünftige Kostenentwicklung der Strom erzeugenden EE-Techniken bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Szenario 2011 A *)	212
Abbildung 7.4:	Stromgestehungskosten für den EE-Neuanlagenmix und den jeweiligen Bestand (d. h. inkl. EE-Altanlagen) im Szenario 2011 A (gestrichelte Kurven ohne Photovoltaik).....	214
Abbildung 7.5:	Kostenentwicklung von Kollektoren, Umwelt- und Erdwärme, Biomasseanlagen im Szenario 2011 A *).....	215
Abbildung 7.6:	Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (6000 Vollaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO ₂ -Kosten für die Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“	217
Abbildung 7.7:	Spartenspezifischer Verlauf der systemanalytischen Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE im Szenario 2011 A beim Vergleich mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Preispfad A	228
Abbildung 7.8:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte für den Preispfad A („deutlich“); Zahlenwerte über Balken: Saldo positiver und negativer Beiträge der Einzeltechnologien.....	229
Abbildung 7.9:	Systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen.....	231

Abbildung 7.10:	Jährliche systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Szenario 2011 A für anlegbare Preise gemäß Preispfad A.....	234
Abbildung 7.11:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE im Szenario 2011 A für 10-Jahres-Abschnitte und Preispfad A	234
Abbildung 7.12:	Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Szenario 2011 A für vier verschiedene Preispfade	235
Abbildung 7.13:	Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke, des EE-Mixes und der Gesamtheit aller Strom erzeugenden Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A	238
Abbildung 7.14:	Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke und der Gesamtheit aller Strom erzeugenden Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Pfad A, Pfad B und Pfad „Externe Kosten“.....	239
Abbildung 7.15:	Gesamtausgaben für Energie aller Verbraucher bei ausschließlich fossiler Bereitstellung des heutigen Verbrauchniveaus, bei Umsetzung der Effizienzziele und für den Energiemix des Szenarios 2011 A.....	240
Abbildung 8.1:	Verfügbare und gesicherte Leistung in Deutschland Januar 2011 gemäß System Adequacy Forecast 2011–2025 (entso-e) nach [BDEW 2011a]	250
Abbildung 8.2:	Konfigurationen solarthermischer Kraftwerke für Spitzen-, Mittel- und Grundlastbetrieb und deren Auswirkungen auf die Gesamtinvestition (Stand 2010)	260
Abbildung 8.3:	Geografische Verteilung des jährlichen Stromertrags pro Quadratkilometer Landfläche aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen in Europa, Nordafrika und dem Mittleren Osten *)	264
Abbildung 9.1:	CO ₂ -Minderung zwischen 2011 und 2050 durch erneuerbare Energien (EE) und Effizienzsteigerung (EFF) sowie verbleibende CO ₂ -Emissionen aufgeteilt auf die Segmente Strom, Wärme, Kraftstoffe.....	272

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Quantifizierte Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung	46
Tabelle 2-2:	Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Eckdaten für die Szenarien 2011 sowie abgeleitete spezifische Werte	47
Tabelle 2-3:	Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in € ₂₀₀₉ /GJ]; Werte 2007 bis 2010 nach [BMWi 2011, Stand Mai 2011] und Annahmen zu den Preisen von CO ₂ -Zertifikaten	51
Tabelle 3-1:	Verkehrsleistungsentwicklung im Personen- und Güterverkehr in den Szenarien.....	70
Tabelle 3-2:	Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Verbräuche im Sektor Verkehr	71
Tabelle 3-3:	Parameter der Flexibilisierung der KWK-Einspeisung *).....	77
Tabelle 3-4:	Entwicklung der KWK-(Netto-)Stromerzeugung in den Szenarien 2011.....	79
Tabelle 3-5:	Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure	93
Tabelle 4-1:	Die wichtigsten energetischen Kenngrößen des Szenarios 2011 A	99
Tabelle 4-2:	Eckdaten des Szenarios 2011 A, speziell Beiträge und Anteile der EE.....	106
Tabelle 4-3:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien ab 2000 und im Szenario 2011 A nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)	115

Tabelle 4-4:	Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende)	116
Tabelle 4-5:	Kenndaten der gesamten Stromversorgung im Szenario 2011 A.....	119
Tabelle 4-6:	Kraftwerksbestand in 2005 und 2010 sowie Stilllegungen, Zubau und Bestand bis bzw. in 2020 und 2030 (brutto)	122
Tabelle 4-7:	Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Szenario 2011 A	129
Tabelle 4-8:	Angenommene Entwicklung der Verkehrsleistungen in den Einzelsegmenten des Personen- und Güterverkehrs im Szenario 2011 A.....	132
Tabelle 4-9:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Personen- und Güterverkehr im Szenario 2011 A	133
Tabelle 4-10:	Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im Szenario 2011 A und Einsatz von EE-Strom	136
Tabelle 5-1:	Vergleich der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (in PJ/a) im Jahr 2050 und der gesamten Biomasse für alle Nutzungen mit Szenarien aus anderen Studien	140
Tabelle 5-2:	Eckdaten des Szenarios 2011 C, speziell Beiträge und Anteile der EE	141
Tabelle 5-3:	Stromverbrauch (Endenergie) nach Nutzungsarten und Sektoren in den Jahren 2010 und 2050 für vier Szenarien 2011	143
Tabelle 5-4:	Eckdaten des Szenarios 2011 A', speziell Beiträge und Anteile der EE.....	144
Tabelle 5-5:	Umfang und Struktur der Speicherung von EE-Strom mittels EE-Wasserstoff und EE-Methan in den Szenarien 2011 A und 2011 B sowie Auswirkungen auf Primärenergieverbrauch und den erforderlichen EE-Beitrag.....	147
Tabelle 5-6:	Eckdaten des Szenarios 2011 B, speziell Beiträge und Anteile der EE.....	148
Tabelle 5-7:	Verbleibender fossiler Energiebedarf in 2050 im Szenario 2011 A und resultierende CO ₂ -Emissionen	149
Tabelle 5-8:	Eckdaten des Szenarios 2011 THG95, speziell Beiträge und Anteile der EE	152
Tabelle 5-9:	Vergleich der direkten EE-Wärmebereitstellung, des direkten EE-Stromeinsatzes und des Wasserstoffeinsatzes in den Szenarien 2011 A und THG95	154
Tabelle 5-10:	Unter- und Obergrenze der EE-Stromerzeugung in TWh/a	156
Tabelle 5-11:	Unter- und Obergrenze der installierten EE-Leistung in GW	157
Tabelle 6-1:	Installierte Kraftwerksleistungen in GW in den 10 Modellregionen Europa/Nordafrika in REMix (Rahmenbedingungen entsprechend Szenario 2011 A)	163
Tabelle 6-2:	Vergleich der gesicherten Leistung für erneuerbare Erzeuger im Jahr 2050 für das Szenario 2011 A entsprechend der stochastischen (dena-)Methode und der chronologischen Methode der „effective load carrying capacity“ (ELCC)	181
Tabelle 6-3:	Abschätzung des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken in rein nationaler Betrachtung (ohne europäischer Verbund)	185
Tabelle 6-4:	Entwicklung der Wind- und PV-Leistungs-Prognosegüte.....	187
Tabelle 6-5:	Auswertung zum Deckungsanteil der Wärme in KWK-Systemen.....	199
Tabelle 6-6:	Anteil vom Stromspeichern zur Integration überschüssiger EE-Einspeisung	200
Tabelle 7-1:	Investitionsvolumina in 2020, sowie in 2050 für Szenario 2011A und Szenario-THG95 (Mrd. € _{2009/a}).....	209

Tabelle 7-2:	Preise von CO ₂ -Zertifikaten (€ ₂₀₀₉ /t) für verschiedene Preispfade, Stromgestehungskosten (ct ₂₀₀₉ /kWh _{th}) neuer Kraftwerke bei einer Ausnutzungsdauer von 6000 h/a (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 25 a)	218
Tabelle 7-3:	Bandbreite anlegbarer Stromkosten auf der Basis von Vollkosten der fossilen (und nuklearen) Stromerzeugung für verschiedene Preispfade	219
Tabelle 7-4:	Bandbreite anlegbarer Brennstoffkosten für Haushalten/Kleinverbraucher und Industrie/Großverbraucher für verschiedene Preispfade	221
Tabelle 7-5:	Mittlere Kosten fossiler Kraftstoffe (Benzin/Diesel) ohne Steuern für verschiedene Preispfade	221
Tabelle 7-6:	Umlage der systemanalytischen Differenzkosten für den EE-Ausbau gemäß Szenario 2011 A für den Preispfad A auf unterschiedliche Strommengen	224
Tabelle 7-7:	Zahlungsverpflichtung für verschiedene PV-Ausbauvarianten (Geldwert 2009).....	230
Tabelle 7-8:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Szenario 2011 A für vier Pfade der anlegbaren Stromkosten (Mrd. € ₂₀₀₉).....	232
Tabelle 7-9:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Szenario 2011 A für vier Pfade anlegbarer Energiepreise (Mrd. € ₂₀₀₉).....	236
Tabelle 7-10:	Durch erneuerbare Energien vermiedene fossile Importe und Importausgaben im Szenario 2011 A im Vergleich zum „konstanten“ EE-Ausbauzustand im Jahr 1995	244
Tabelle 7-11:	Durch EE vermiedene Klimaschäden und Wert der vermiedenen CO ₂ -Emissionen entsprechend der Preispfade A und B, in Mrd. € ₂₀₀₉ /a	244
Tabelle 8-1:	Flexibilität und gesicherte Leistung verschiedener Kraftwerkstypen nach [Müller-Mienack 2011], [Hundt et al. 2010], [dena 2008] und eigenen Berechnungen	251
Tabelle 8-2:	Zusammensetzung der installierten elektrischen Leistung in Deutschland im Jahr 2000 (oben) und im Jahr 2010 (unten) nach Kraftwerkstypen, vgl. [dena 2010].....	252
Tabelle 9-1:	Stromgestehungskosten des jeweiligen Bestands von EE-Anlagen, anlegbare Stromkosten konventioneller Kraftwerke und resultierende Umlage der systemanalytischen Differenzkosten für den EE-Ausbau im Szenario 2011 A (in € ₂₀₀₉ /MWh bzw. ct ₂₀₀₉ /kWh, Diskontsatz 6%/a)	284
Tabelle 12-1:	Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Szenario 2011 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen).....	308
Tabelle 12-2:	Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Szenario 2011 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung.....	310
Tabelle 12-3:	Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 A.....	312
Tabelle 12-4:	Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Szenario 2011 A	313
Tabelle 12-5:	Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario 2011 A.....	314
Tabelle 12-6:	Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Szenario 2011 B; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen).....	315
Tabelle 12-7:	Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Szenario 2011 B; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung.....	317
Tabelle 12-8:	Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 B.....	319

Tabelle 12-9:	Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Szenario 2011 B	320
Tabelle 12-10:	Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario 2011 B.....	321
Tabelle 12-11:	Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Szenario 2011 C; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen).....	322
Tabelle 12-12:	Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Szenario 2011 C; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung.....	324
Tabelle 12-13:	Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 C	326
Tabelle 12-14:	Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Szenario 2011 C	327
Tabelle 12-15:	Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario 2011 C.....	328
Tabelle 12-16:	Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preisfad A)	329
Tabelle 12-17:	Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preisfad B)	329
Tabelle 12-18:	Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preisfad C).....	330
Tabelle 12-19:	Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preisfad „externe Kosten“).....	330
Tabelle 12-20:	Gesamte EE-Differenzkosten (einschl. EE-Kraftstoffe) für alle Preisfade (Szenario 2011 A) im Vergleich in Mio. Euro pro Jahr	331

Zusammenfassung der Studienergebnisse

1 Ausgangssituation

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 und dem Gesetzespaket zur Energiewende vom Sommer 2011 liegt ein langfristiger politischer Fahrplan für den Klimaschutz und den Umbau der Energieversorgung in Deutschland vor. Die Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland sollen demnach bis zum Jahr 2050 um 80% bis 95% gegenüber dem Wert von 1990 gesenkt werden. Für die energiebedingten CO₂-Emissionen allein erfordert diese Zielsetzung eine Reduktion um mindestens 85% bis hin zu einer in letzter Konsequenz nahezu emissionsfreien Energieversorgung. Die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien (EE) bei gleichzeitig deutlicher Steigerung der Energieeffizienz sind dafür die geeigneten Strategien. Die Herausforderungen dieser Transformation des Energiesystems sind beträchtlich und derzeit noch nicht im gesamten Umfang erfasst. Diese Studie stellt Ergebnisse von systemanalytischen Untersuchungen der Transformation in der Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung dar, die im Rahmen eines dreijährigen Forschungsvorhabens für das BMU erarbeitet wurden. Dabei bauen die Arbeiten auf den in den vorangegangenen Jahren vom DLR mit wechselnden Projektpartnern für das BMU und das UBA durchgeführten Projekten auf. Ermittelt wurden im Wesentlichen in sich konsistente Energieszenarien des langfristigen EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung und die daraus abzuleitenden strukturellen und ökonomischen Wirkungen. Des Weiteren haben die Projektpartner DLR Stuttgart und Fraunhofer IWES Kassel eine zeitlich dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der zukünftigen Stromversorgung durchgeführt. Dadurch konnten einerseits die Szenarien der Stromerzeugung hinsichtlich der Lastdeckung validiert und andererseits die Rolle von Lastausgleichsoptionen, wie Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, Stromnetzausbau, Lastmanagement und Einsatz von Stromspeichern, untersucht werden.

2 Die Szenarien und ihre wesentlichen Eckdaten

Die in diesem Bericht vorgestellten Langfristszenarien sind, wie alle ihre Vorgänger, **zielorientierte Szenarien**. Sie stellen somit keine „Prognose“ der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems dar. Die quantifizierten Ziele der „Energiewende“, die im Sommer 2011 im Gesetzespaket der Bundesregierung bestätigt und bekräftigt wurden, liefern die wesentlichen Rahmenbedingungen für ihre Ausgestaltung. Unter Beachtung der technisch-strukturellen Möglichkeiten zum Umbau des Energiesystems und unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, politischer und gesellschaftlicher Gegebenheiten und Interessen und den daraus resultierenden Hemmnissen und Anreizen werden **mehrere, in sich konsistente Entwicklungen** aufgezeigt, die prinzipiell zu einer Erfüllung dieser Ziele führen. Im Vergleich zu den aktuellen Gegebenheiten werden daraus Hinweise und Empfehlungen für notwendige Erweiterungen bzw. Anpassungen des existierenden energiepolitischen Instrumentariums abgeleitet, die aus der Sicht der Verfasser zur Zielerfüllung erforderlich sind.

Die Szenarien orientieren sich vorrangig am Oberziel des Energiekonzepts, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% zu mindern. Sie erfüllen zudem weitgehend die Unterziele hinsichtlich EE-Ausbau und Effizienzsteigerung. Dies umfasst auch das Ziel, den Stromverbrauch um 25% bis 2050 zu mindern (bezogen auf Endenergie Strom im Jahr 2008). Dieser Stromverbrauch schließt die Elektromobilität und andere neue Verbraucher mit ein, den Stromverbrauch zur Erzeugung der synthetischen Energieträger Wasserstoff oder

Methan jedoch nicht. Die Szenarien zeigen anschaulich, welche strukturellen Veränderungen mit der **Erfüllung der politischen Ziele** verbunden sind. Sie bilden u. a. **unterschiedliche Entwicklungspfade im Verkehrssektor** sowie deren Implikationen für ein Energiesystem mit hohen erneuerbaren Anteilen ab. Es werden dazu die folgenden Szenarienvarianten untersucht:

- **Szenario 2011 A** stellt bezüglich des EE-Ausbaus im Stromsektor das mittlere Szenario dar. Die Fahrzeuge mit Elektroantrieb (rein elektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride) erreichen einen Anteil an der Fahrleistung des PKW-Verkehrs im Jahr 2050 von 50%. Der übrige Verkehr wird mit Biokraftstoffen sowie mittels Wasserstoff nutzenden Fahrzeugen bei insgesamt effizienteren Fahrzeugen abgedeckt. Wasserstoff wird als chemischer Speicher von EE-Strom darüber hinaus in der Kraft-Wärme-Kopplung zur Strom- und Wärmebereitstellung und kurzzeitig auch zur reinen Rückverstromung eingesetzt. Der Kernenergieausstieg wird entsprechend des Bundestagsbeschlusses vom 30. Juni 2011 (13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes) berücksichtigt.
- **Szenario 2011 B** basiert auf den gleichen Annahmen zur Verbrauchsstruktur und zum Endenergieverbrauch in den Sektoren Industrie, GHD und private Haushalte wie das Szenario 2011 A. Abweichend wird jedoch EE-Wasserstoff über die Methanisierung zu synthetischem Methan umgewandelt. Durch die Möglichkeit der direkten Einspeisung in das Erdgasnetz werden Speicherung und Transport von EE-CH₄ ohne zusätzliche Infrastruktur möglich. Die Nutzung von Methan erfolgt sowohl im Verkehrssektor über einen ansteigenden Anteil von Gasfahrzeugen, in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung, als auch in Anlagen zur kurzzeitigen Rückverstromung.
- **Szenario 2011 C** bildet im Unterschied zu Szenario 2011 A die vollständige Abdeckung der PKW-Fahrleistungen im Jahr 2050 über vollelektrische Fahrzeuge sowie Plug-in-Hybride ab (ca. 80% rein elektrische Fahrleistung), d. h. ohne eine Nutzung von Wasserstoff oder Methan im Verkehr. In den übrigen Endverbrauchssektoren ist das Szenario 2011 C identisch mit den Szenarien A und B. Wasserstoff wird nur als Langzeitspeicher benötigt und in begrenztem Umfang in der Kraft-Wärme-Kopplung und zur kurzzeitigen Lastdeckung (Rückverstromung) eingesetzt.

Diesen drei grundsätzlich gleichwertigen „Hauptszenarien“ werden zwei weitere Szenarien hinzugefügt, die spezielle Punkte näher beleuchten. Im **Szenario 2011 A'** wird das 25%-Stromsparziel nur auf die „konventionellen“ heutigen Stromverbraucher bezogen. Daraus resultiert eine Minderung der gesamten Endenergie (einschließlich neuer Verbraucher wie Elektromobilität und Wärmepumpen) an Strom um 15% bis 2050. Die Stromnachfrage aus dem Verkehr entspricht dabei derjenigen des Szenarios 2011 A. **Szenario 2011 THG95** gibt darüber hinaus einen Ausblick auf den EE-Ausbau und die Effizienzentwicklung, die zum Erreichen der oberen Grenze des Zielkorridors für die Reduzierung der Treibhausgase (95%) des Energiekonzepts erforderlich ist. Der dargestellte mögliche Entwicklungspfad für ein solches 95%-THG-Szenario bis zum Jahr 2060 erfordert die annähernde Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in allen Nutzungsbereichen. In diesem Szenario besitzt EE-Wasserstoff (oder alternativ EE-Methan) eine tragende Rolle als chemisch gespeicherter Strom für eine EE-Vollversorgung des Wärmesektors und des Verkehrs.

Die **demografischen, strukturellen und ökonomischen Eckdaten**, die neben dem volkswirtschaftlichen Aktivitätsniveau die gesamte Energienachfrage bestimmen, entsprechen weitgehend den mit den Szenarien des Energiekonzepts der Bundesregierung abgestimmten Eckdaten der „Leitstudie 2010“ [Nitsch et al. 2011]. In den Szenarien wächst das Bruttoinlandsprodukt (ausgehend vom Niveau 2010) bis zum Jahr 2050 real um über 40%. Die

Bevölkerung Deutschlands geht bis 2050 um 10% zurück, während die den Energiebedarf bestimmenden Größen Personenverkehrsleistung, Wohn- und Nutzfläche noch gering wachsen. Die Verkehrsleistung im Güterverkehr steigt dagegen noch deutlich an. An die Steigerung der Energieproduktivität müssen daher hohe Anforderungen gestellt werden, wenn es zu den im Energiekonzept angestrebten deutlichen absoluten Energieverbrauchssenkungen kommen soll.

Die Basis zur Ermittlung der Kosten des EE-Ausbaus und der Energieversorgung insgesamt sind die in [Nitsch et al. 2011] getroffenen Annahmen für die zukünftige Kostenentwicklung der EE-Techniken sowie **aktualisierte Preispfade** für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten. Die Grenzübergangspreise steigen im Preispfad A („deutlich“) für Rohöl zwischen 2010 und 2050 von 10,5 auf 24 €₂₀₀₉/GJ, für Erdgas von 5,8 auf 14,9 €₂₀₀₉/GJ und für Steinkohle von 2,9 auf 8,9 €₂₀₀₉/GJ. Im Preispfad B („mäßig“) liegen die Preise im Jahr 2050 zwischen 25 und 30% niedriger. Darüber hinaus wird ein Preispfad C („sehr niedrig“) berücksichtigt, der die Preisannahmen der Szenarien zum Energiekonzept näherungsweise abbildet. **Abbildung 1** zeigt für die drei Preispfade die abgeleiteten Gas- und Steinkohlepreise frei Kraftwerk. Die Wirksamkeit des Handels mit CO₂-Zertifikaten wird durch die vorgegebene Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise festgelegt. Um unter Klimaschutzgesichtspunkten einen fairen Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien abzubilden, steigen in dieser Studie die CO₂-Zertifikatspreise im Preispfad A bis 2050 auf 75 €₂₀₀₉/t CO₂ und im Preispfad B auf 57 €₂₀₀₉/t CO₂ an. Ein Näherungswert von 75 €₂₀₀₉/t CO₂ wird auch benutzt, um den Einfluss „ökologisch korrekter“ Preise – unter Berücksichtigung der potenziellen Schäden des Klimawandels – auf die Wirtschaftlichkeit von EE-Ausbau- und Effizienzstrategien darzustellen.

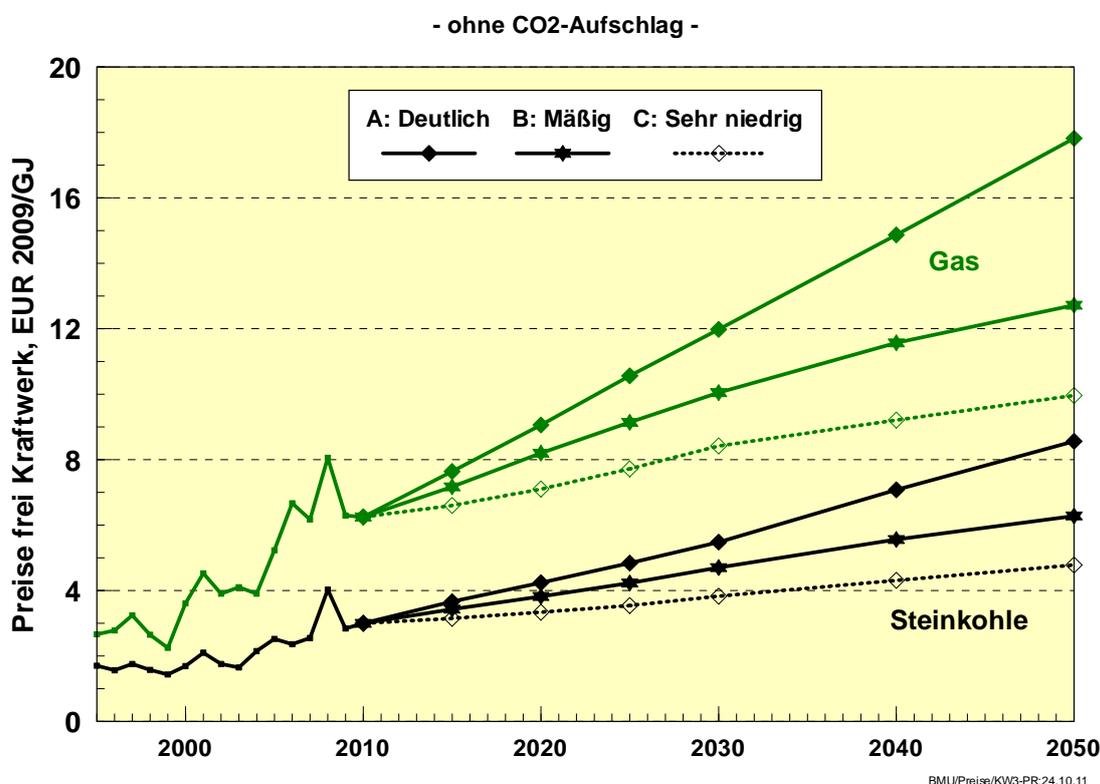


Abbildung 1: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Preispfade A, B und C

3 Entwicklung in Einzelbereichen der Energieversorgung

Der Strom-Endenergieverbrauch (ohne Strom für die Wasserstoffproduktion) geht im Szenario 2011 A gemäß der Zielsetzung des Energiekonzepts von 516 TWh (2010) bis zum Jahr 2050 auf 393 TWh zurück. Bei einem Anstieg des BIP von 2274 Mrd. €₂₀₀₀ (2008) auf 3158 Mrd. €₂₀₀₀ (2050) muss dafür eine Reduktion der Stromintensität der Wirtschaftsleistung (bezogen auf Endenergie) von 46% erreicht werden, was einem **Rückgang der Stromintensität von im Mittel 1,5% pro Jahr** entspricht. Zwischen 2000 und 2010 nahm die Stromintensität des BIP im Mittel nur um 0,5% pro Jahr ab. Die unterstellte Stromverbrauchsentwicklung stellt also hohe Anforderungen an die Mobilisierung technisch-struktureller Effizienzpotenziale. Im Szenario 2011 C wird zwar wegen der stärkeren Rolle der Elektromobilität mehr Strom-Endenergie benötigt, aufgrund der geringeren Stromverluste bei der Wasserstoffproduktion ist jedoch der Bruttostromverbrauch deutlich niedriger als im Szenario A.

Bei der **Entwicklung des Wärmebedarfs** wird angenommen, dass der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme in Wohngebäuden von 147 kWh/m²a im Jahr 2008 um über 57% auf 63 kWh/m²a im Jahr 2050 sinken wird. Unter Berücksichtigung eines noch geringen Anstiegs der Wohnfläche von 3460 Mio. m² auf 3650 Mio. m² reduziert sich der Endenergieverbrauch zur Raumheizung bis 2050 auf 850 PJ. Dazu ist es erforderlich, dass bis zum Jahr 2050 nahezu der gesamte Gebäudebestand einer anspruchsvollen energetischen Sanierung unterzogen wird. Nur unter dieser Voraussetzung werden die im Energiekonzept der Bundesregierung anvisierten Ziele im Gebäudesektor – Reduktion des Wärmebedarfs um 20% bis 2020 bzw. des (fossilen) Primärenergiebedarfs um 80% bis 2050 – erreicht werden. Fasst man die gesamte Endenergienachfrage für Wärme zusammen (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, einschl. Klimatisierung und Kälte), so reduziert sich diese von derzeit 5133 PJ/a (2010) auf rund 2800 PJ/a im Jahr 2050, sinkt also um 45%. Mit 67% sinkt die Wärmenachfrage des Sektors GHD am deutlichsten, es folgen die privaten Haushalte mit 47% und die Industrie mit 27%. Darin zeigen sich die geringeren Einsparpotenziale im Prozesswärmebereich im Vergleich zum Raumwärmesektor. Während derzeit private Haushalte die höchste Nachfrage nach Wärme haben (2330 PJ/a), wird im Jahr 2050 die Industrie mit dann 1276 PJ/a der größte Wärmeverbraucher sein.

Die Szenarien stellen drei prinzipiell unterschiedliche **Entwicklungspfade der eingesetzten Energieträger im Verkehr** dar. Dies beeinflusst neben der direkten Rückkopplung auf den Strombedarf ebenfalls die benötigte Versorgungsinfrastruktur. In allen drei Varianten wird von einer optimistischen Entwicklung der Elektromobilität im PKW-Sektor ausgegangen, die bis 2050 zu einem Fahrleistungsanteil der rein elektrischen Fahrzeuge und Plug-in-Hybride von mindestens 50% bis 100% führt. Das Erfordernis eines neben EE-Strom und Biokraftstoffen dritten erneuerbaren Kraftstoffs im Verkehr – dargestellt in den Szenarien A, A' und B sowie THG95 – kann langfristig einerseits aus einem begrenzten Biokraftstoffpotenzial aus nachhaltiger Biomasse (Annahme 300 PJ) und andererseits aus einem limitierten Einsatzpotenzial batterieelektrischer Fahrzeuge hinsichtlich Reichweite, insbesondere im Güterverkehr resultieren. Die Plausibilität der drei Entwicklungspfade wurde für den PKW-Sektor mit einem Flottensimulationsmodell [DLR 2011] überprüft.

Im Personenverkehr insgesamt werden wenig strukturelle **Veränderungen bei den Verkehrsleistungen** angenommen. Nach 2030 geht der Individualverkehr zurück, der Flugverkehr steigt bis 2030 noch deutlich, die gesamte Personenverkehrsleistung sinkt bis 2050 gegenüber 2008 um 6%. Die Güterverkehrsleistung wächst, bezogen auf das Jahr 2008, bis 2040 um 42% und damit deutlich stärker als das BIP mit 26%. In Übereinstimmung mit Aussagen des Energiekonzepts wird angenommen, dass sich die Güterverkehrsleistung der

Bahn verdoppeln lässt, wenn rechtzeitig die dazu erforderlichen Infrastrukturinvestitionen getätigt werden.

Der **Ausbau und die Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** stellt ein wichtiges Element der Transformation des Energiesystems dar. Im Rahmen dieser Studie wurde ein detailliertes Teilszenario der Entwicklung der KWK in Deutschland erstellt. Um bei steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie hohe KWK-Anteile im Stromnetz und in den Wärmenetzen zu gewährleisten, ist eine höhere Flexibilität der KWK-Anlagen durch den Bau von Wärmespeichern und eine höhere installierte Anlagenleistung im Verhältnis zur Wärme-Jahreshöchstlast notwendig. Aufgrund der zukünftigen Dominanz des fluktuierenden EE-Anteils, des angestrebten deutlichen Rückgangs des Wärmebedarfs und der Ausweitung von Solarkollektoranlagen und der Wärmenutzung bei Geothermieanlagen wird der zukünftige Anteil der fossilen KWK an der Stromversorgung eher geringer ausfallen, als in allgemeinen Potenzialabschätzungen angenommen wird.

Bei der öffentlichen Nah- und Fernwärmeversorgung werden zusätzlich **erschließbare KWK-Wärmepotenziale** im Bereich Haushalte und GHD gesehen. Ausgehend von einem heutigen Verbrauch von etwa 380 PJ wird in den Szenarien bis 2020 ein Potenzial von 500 PJ erschlossen, das danach aber bis zum Jahr 2050 aufgrund der steigenden Energieeffizienz des Gebäudebestandes auf etwa 350 PJ/a sinkt. In der Industrie wird für Prozesswärme bis 350°C ein zusätzliches Wärmesenkenpotenzial in Höhe von 450 PJ/a berücksichtigt. Aufgrund steigender Stromkennzahlen kann die Stromproduktion aus KWK in allen Szenarien von derzeit 85 TWh/a auf 137 TWh/a im Jahr 2025 steigen (**Abbildung 2**). Mit weiter steigendem EE-Ausbau sinkt insbesondere der Beitrag der fossilen KWK auf rund 40% der gesamten KWK-Stromerzeugung des Jahres 2050 in Höhe von 110 TWh/a. Die in 2050 vorhandenen gasgefeuerten KWK-Anlagen werden teilweise auch mit EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan betrieben.

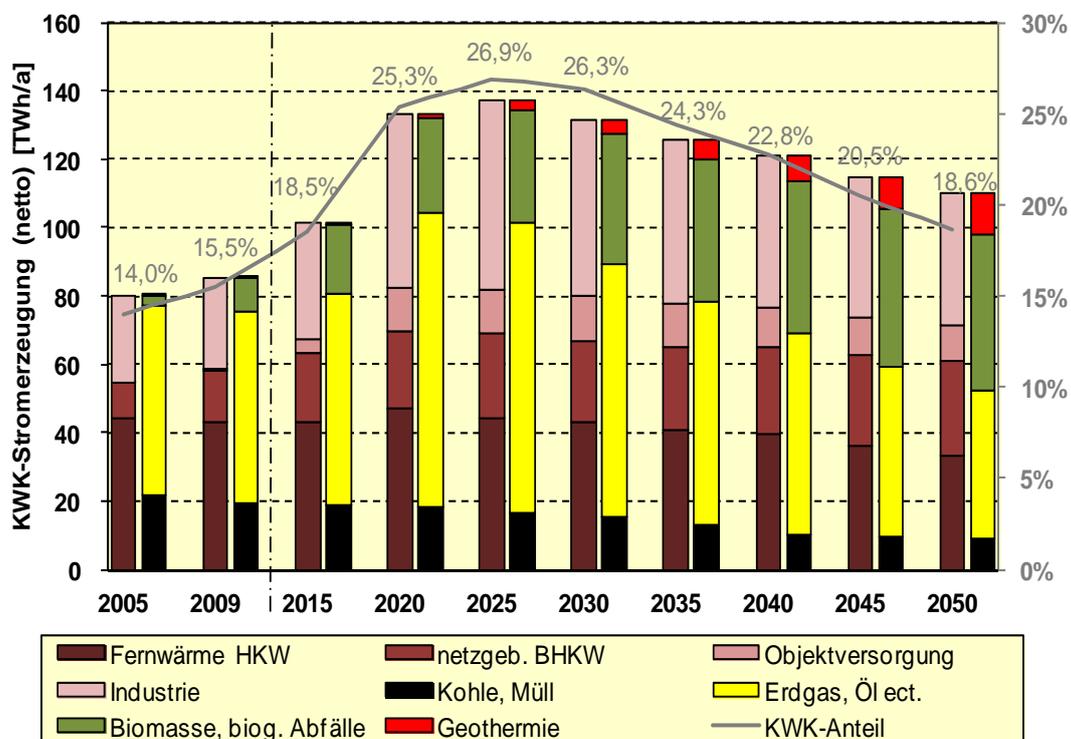


Abbildung 2: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Einsatzbereichen und Energieträgern und Anteil an der gesamten Stromerzeugung

Das **begrenzte Potenzial der energetischen Nutzung von Biomasse** verlangt einen sehr ressourceneffizienten Umgang. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist die Definition klar umrissener „ökologisch“ begrenzter Potenziale, welche die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zum Naturschutz sowie mögliche Umweltwirkungen durch den Anbau von Energiepflanzen vorrangig berücksichtigen. Nach früheren Abschätzungen der ökologisch „verträglichen“ inländischen Potenziale der Biomassenutzung stehen in Deutschland Biomassen mit einem (Primär-) Energieinhalt von maximal ca. 1550 PJ/a zur nachhaltigen Nutzung zur Verfügung (darunter Reststoffe mit maximal 800 PJ/a). An nutzbarer inländischer Landfläche zum nachhaltigen Anbau von Energiepflanzen werden 4,2 Mio. ha angenommen, wovon maximal 2,3 Mio. ha für Bereitstellung von Biokraftstoffen vorgesehen sind. Es wird dabei von einem deutlichen Anwachsen von Kurzumtriebsplantagen auf rund 1 Mio. ha Fläche ausgegangen. In der hier gewählten Aufteilung der energetischen Biomassenutzung mit Vorrang für eine effiziente stationäre Nutzung werden daraus 60 TWh/a (215PJ/a) Strom, 630 PJ/a Nutzwärme und 300 PJ/a Biokraftstoffe, insgesamt also **1145 PJ/a Endenergie** bereitgestellt. Diese Mengen sind in den Szenarien bis 2030 weitgehend erschlossen. Da das nachhaltig nutzbare globale Biomassepotenzial auf nur etwa 100 EJ geschätzt wird, stellt ein deutlicher Biomasseimport keine nachhaltige Strategie dar. Es werden daher in dieser Studie keine (Netto-)Importe an energetisch genutzter Biomasse angenommen.

Die gasförmigen **chemischen Energieträger Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄)** können EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren nutzbar machen. Soll eine sehr weitreichende Versorgung mit erneuerbaren Energien erreicht werden, wird die Nutzung von EE-H₂ oder EE-CH₄ – insbesondere angesichts limitierter Biomassepotenziale und begrenzter direkter Einsatzmöglichkeiten für EE-Strom – für die Rückverstromung zur Restlastdeckung, die Erzeugung von Hochtemperaturwärme und den Ersatz von fossilen Kraftstoffen im Verkehr eine Schlüsselrolle spielen. Beide Nutzungspfade, H₂ und CH₄, beginnen mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus EE-Strom. In einem weiteren Verfahrensschritt (Methanisierung) kann dieser in synthetisches Methan umgewandelt werden. Da Verluste bei der Bereitstellung und -nutzung von H₂ und CH₄ unvermeidlich sind und diese zusätzliche Kosten verursachen, liegt es auf der Hand, dass zuvor alle Verfahren einer direkten Nutzung von EE-Strom im Wärmebereich und im Verkehr ausgeschöpft werden.

Bei der ökonomischen Bewertung der Nutzung von Wasserstoff und/oder Methan als **Langzeitspeicher für Strom** muss ein Vergleich mit anderen Optionen der Stromspeicherung, also z. B. mit Pump- und Druckluftspeichern erfolgen. Nur mit chemischen Energieträgern können allerdings Speicherkapazitäten von mehreren 100 GWh erbracht werden. Speicherkosten für Strom sind generell hoch und reichen von 5 bis 10 ct/kWh_{el} für Pumpspeicher bis zu 23 bis 40 ct/kWh_{el} für Druckluftspeicher. Wasserstoffspeicher mit zentralem Elektrolyseur und Verstromung im GuD-Kraftwerk liegen mit 25 ct/kWh_{el} (heute) bis 10 ct/kWh_{el} (zukünftig) dazwischen, haben aber mit knapp 40% den geringsten Wirkungsgrad.

Im Falle der **Nutzung von H₂ und/oder CH₄ als Brennstoff oder Kraftstoff** ist der Vergleich mit den zukünftigen Preisen der konkurrierenden fossilen Energieträger notwendig. Die Wasserstoffkosten hängen maßgeblich vom Strompreis und der Auslastung der Elektrolyseure ab. Im Jahr 2050 (**Abbildung 3**) kann an Tankstellen mit dezentraler Wasserstoffherzeugung EE-Wasserstoff bei Stromkosten um 4 ct/kWh im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen deutlich kostengünstiger erzeugt werden, auch mit einer Auslastung unter 2000 h/a. Auch für den Wärmemarkt kann dann eine ökonomische EE-Wasserstoffversorgung dargestellt werden.

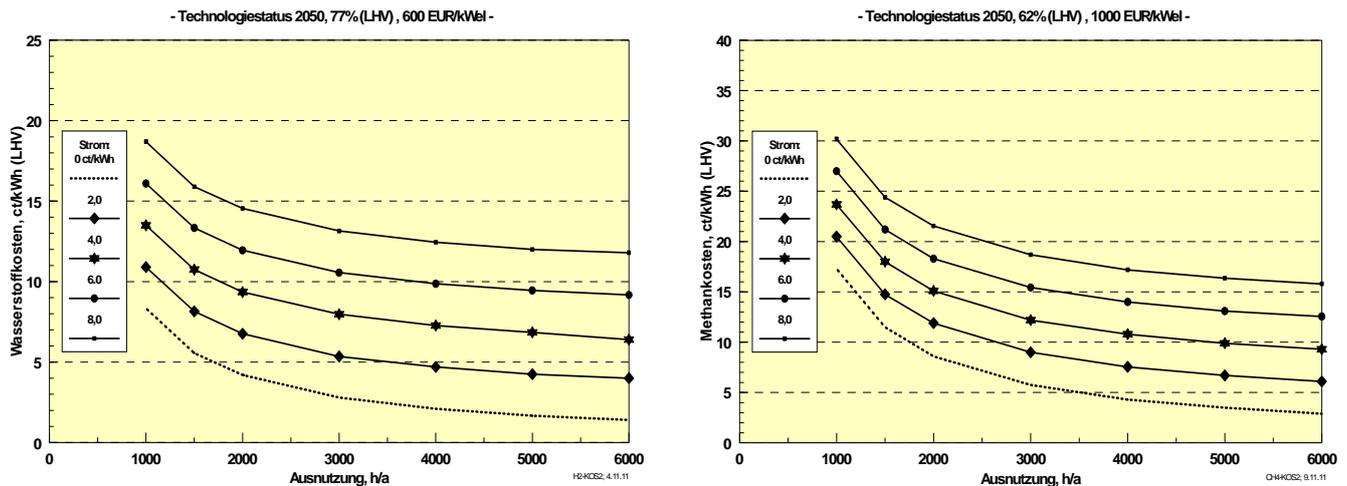


Abbildung 3: Wasserstoff- und Methangestehungskosten (Geldwert 2009) im Jahr 2050 je nach Auslastung und Stromkosten 2050; Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a

Die Kosten für EE-CH₄ liegen je nach Strompreis und Auslastung um 35% bis 60% höher als diejenigen von EE-H₂. Da aber in diesem Fall die Erdgasinfrastruktur voll genutzt werden kann, relativiert sich dieser Kostennachteil. Die technisch-strukturellen und ökonomischen Einsatzchancen dieser EE-Energieträger müssen in weiteren Untersuchungen im Zusammenhang mit den Gesamtkosten einer EE-Vollversorgung zukünftig genauer verglichen werden. Aus heutiger Sicht sind die Weiterentwicklung und die lokale Demonstration beider Optionen notwendig, da sie langfristig eine wichtige Rolle einnehmen können.

4 Wesentliche Ergebnisse des Szenarios 2011 A

Auf der Basis des Szenarios 2011 A, das hinsichtlich des Energiebedarfs und des EE-Ausbaupfads die mittlere Variante der drei „Hauptszenarien“ darstellt, wird hier beispielhaft der Transformationsprozess des Energieversorgungssystems in Deutschland hin zu einer nachhaltigen Struktur mit nur noch geringen Treibhausgasemissionen dargestellt.

Bis 2050 zeigen sich beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich (**Abbildung 4**). Die hohen Umwandlungsverluste reduzieren sich deutlich durch den Ausbau der EE-Stromerzeugung und den steigenden KWK-Anteil. Der Anteil der reinen Kondensationskraftwerke sinkt im Szenario 2011 A von derzeit 74% (fossil und nuklear) auf 42% bis 2020 und auf 21% bis 2030. Im Jahr 2050 ist Kondensationsstrom nur noch aus flexiblen Gaskraftwerken zur Bereitstellung gesicherter Leistung von Bedeutung. Die weiteren fossil gefeuerten Kraftwerke (Kohle und Gas) werden in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Nach 2025 wird der Hauptbeitrag zur Stromerzeugung von den EE erbracht. Diese Entwicklung trägt – neben den Effizienzsteigerungen beim Endverbraucher – zum **deutlichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes** bei. Der Primärenergieverbrauch im Szenario 2011 A sinkt bis 2050 auf 52%. Der Endenergieverbrauch sinkt etwas geringer und beträgt im Jahr 2050 mit 5236 PJ/a noch 58% des Wertes von 2010 (9060 PJ/a). Überproportional sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD (-52%) und der privaten Haushalte (-48%) wegen der großen Effizienzpotenziale im Raumwärmebereich. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs sinkt um 40%; in der Industrie um 33%.

- Szenario 2011 A -

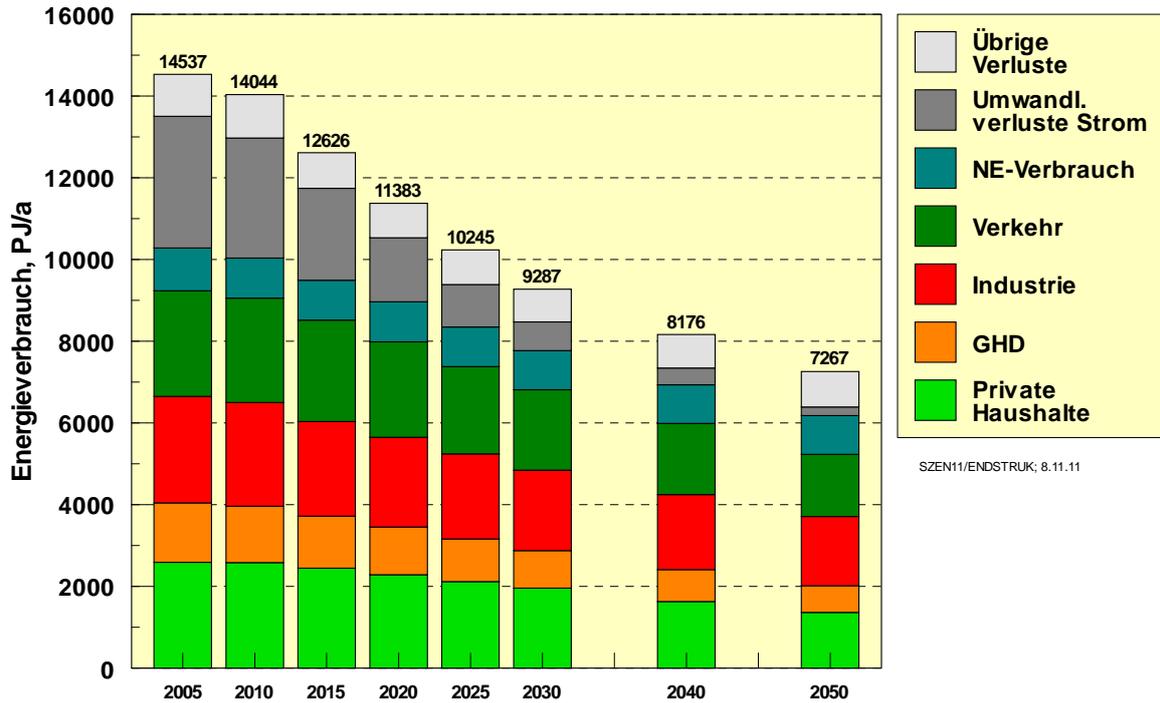


Abbildung 4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und des Verbrauchs im Umwandlungsbereich (Summe = Primärenergie) im Szenario 2011 A

Im Jahr 2050 werden mit knapp 3400 PJ/a **fossilem Energieimport** noch 34% der heutigen Menge importiert, was dann einer Importquote von 46% entspricht (Importquote heute: 72%). Dies sind dann zu etwa gleichen Teilen Mineralöl und Erdgas; Kohle wird kaum noch benötigt. Hinzu kommt ein importierter Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund in Höhe von 223 PJ/a (entsprechend 62 TWh/a Strom). Die gesamte Importquote beträgt somit knapp 50%. Der Beitrag der importierten EE am gesamten Primärenergieverbrauch ist mit 3% (am Stromverbrauch 11%) gering. Zukünftig muss Erdgas verstärkt in der Stromerzeugung eingesetzt werden (Anstieg von heute ~900 PJ auf 1150 PJ im Jahr 2025), einerseits aufgrund der steigenden Anforderungen an einen flexibleren konventionellen Kraftwerkspark und andererseits aufgrund der geringeren CO₂-Emissionen im Vergleich zur Kohleverfeuerung. Wenn zeitgleich das Einsparpotenzial von Erdgas im (Raum-) Wärmebereich ausgeschöpft wird, bleibt die Gesamtnachfrage nach Erdgas bis 2025 etwa konstant, bis zum Jahr 2050 hat sich dann der **Erdgasbedarf gegenüber heute etwa halbiert**.

Im Szenario 2011 A werden bis 2050 (gegenüber 2010) 625 Mio. t CO₂ pro Jahr vermieden. Aus Effizienzsteigerungen stammen hierbei 343 Mio. t CO₂/a, aus dem weiteren EE-Ausbau 282 Mio. t CO₂/a. Damit wird gegenüber 1990 eine **85%ige CO₂-Reduktion** erreicht. Der volle Einsatz sowohl der Effizienz- wie der EE-Ausbastrategie wird also benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. An der bis 2050 erreichten Reduktion ist die Stromerzeugung mit 42%, der Wärmesektor mit 39% und der Verkehrssektor mit 19% beteiligt. Die **gesamten Treibhausgasemissionen** verringern sich im Szenario 2011 A bis 2050 (gegenüber 1990) **um 81%** (Szenario 2011 C um 82%).

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Maße zum **Anteil der EE an der Energieversorgung** bei (Tabelle 1). Im Jahr 2020 decken die EE 41% des Bruttostromver-

brauchs (bzw. 47% des Endenergieverbrauchs an Strom), 18,4% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 11,8% des gesamten Kraftstoffbedarfs. Im Jahr 2030 beträgt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bereits 63%. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Der Bruttostromverbrauch wird dann zu 85% aus EE bereitgestellt, die Wärmenachfrage mit 52% gut zur Hälfte und der Kraftstoffbedarf (ohne Strom) im Verkehr zu 42% mit EE gedeckt.

Die deutlichen **Wachstumstendenzen der EE** seit Anfang des Jahrhunderts müssen unvermindert weitergeführt werden (**Abbildung 5**). Sie schwächen sich erst nach 2030 etwas ab. Bis 2020 verdoppelt sich ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2010 nahezu auf 1822 PJ/a. Bis 2050 steigt er mit 3073 PJ/a auf gut das Dreifache der Energiemenge des Jahres 2010. Der dominierende Beitrag der Biomasse bleibt zunächst bestehen; im Jahr 2030 beträgt ihr Anteil an der gesamten EE-Endenergie noch 46%. Danach sind ihre Potenziale ausgeschöpft, während das Wachstum der anderen EE anhält. Die Windenergie steigert ihren Beitrag an der Endenergie stetig und erreicht im Jahr 2050 mit 800 PJ/a einen relativen Anteil von 28%. Langfristig übernimmt die Solarstrahlung die Wachstumsdynamik. Während ihr Beitrag derzeit mit 5% noch gering ist, ist ihr Beitrag im Jahr 2050 mit dem der Windenergie vergleichbar. Der Beitrag der Geothermie (einschließlich Wärmepumpen) steigt bis 2050 auf 13%. Im Jahr 2050 tragen die verschiedenen EE-Quellen sehr viel ausgewogener zum Energie-Mix bei, als dies heute mit der Dominanz der Biomasse der Fall ist.

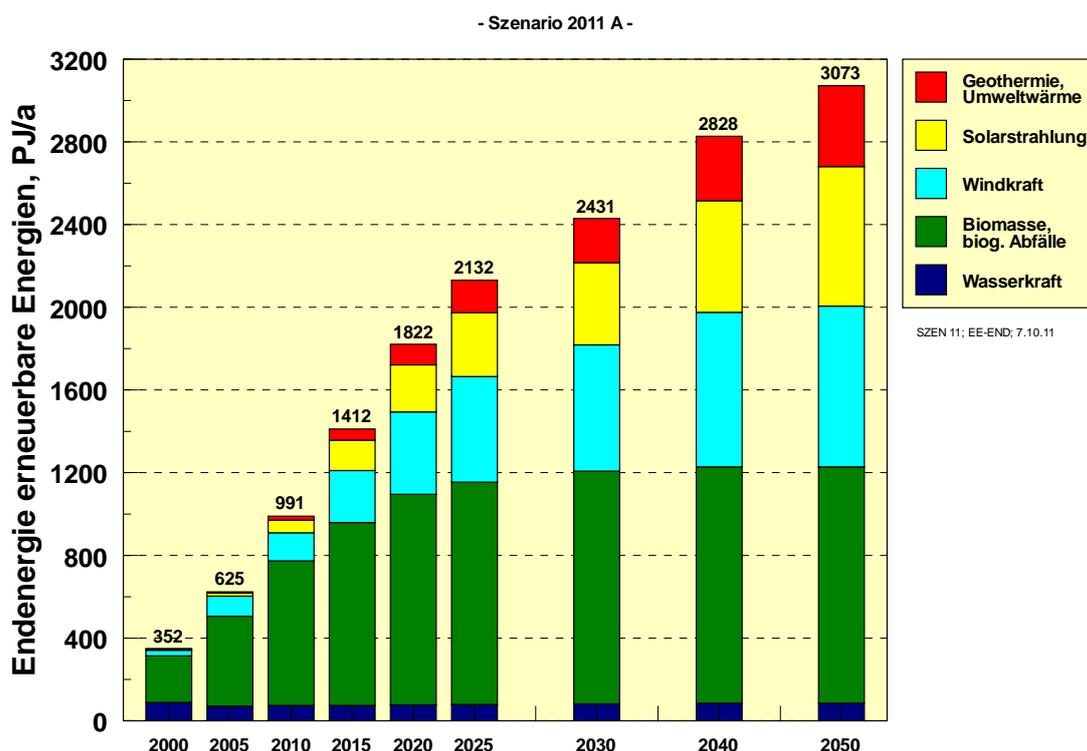


Abbildung 5: Endenergiebeitrag (Strom, Wärme, Kraftstoffe) der EE nach Energiequellen im Szenario 2011 A (Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011]; Stand Juli 2011)

Tabelle 1: Eckdaten des Szenarios 2011 A, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13427	14044	11383	9287	8176	7267
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2270	2969	3483	3840
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	19,9	32,0	42,6	52,8
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,7	35,7	48,4	61,1
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	7991	6820	5992	5236
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1822	2431	2827	3073
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	22,8	35,6	47,2	58,7
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	22,0	34,3	45,5	56,5
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1782	1859	1742	1619	1526	1415
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	820	1094	1197	1214
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	47,1	67,6	78,4	85,8
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4429	4703	3999	3377	2912	2517
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1157	1317
Anteil EE, % *)	8,1	10,0	10,4	18,4	28,9	39,7	52,3
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2249	1824	1554	1304
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	360	473	542
Anteil EE, % **)	5,3	4,9	5,2	11,8	19,7	30,4	41,6
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	573	558	572	584
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	235	351	434	496
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,9	62,9	75,8	84,9
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,7	59,5	67,7	74,3
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11383	9287	8176	7267
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2270	2969	3483	3840
Mineralöl	4904	4635	4678	3534	2704	2271	1740
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	935	505	166
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3223	2679	1917	1520
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8382	6318	4693	3427
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	521	365	249	154
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	47,9	63,5	75,1	84,6
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	220	303	361	396
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	644	466	337	229
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	46,8	61,6	72,2	81,1

*) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, % 7,6 8,9 10,2 16,4 25,9 35,3 46,1
 **) Anteil EE an Endenergie Verkehr, % 5,5 5,1 5,4 13,7 24,8 37,2 49,4

- 1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch
- 2) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken
- 3) jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)
- 4) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz
- 5) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherstellung
- 6) einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff
- 7) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo
- 8) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)
- 9) einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

Der Beitrag der EE zur Stromversorgung steigt von 103,5 TWh/a im Jahr 2010 auf 235 TWh/a in 2020 und 490 TWh/a im Jahr 2050 (**Abbildung 6**). Die Wachstumsdynamik der EE wird längerfristig vorwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung (Photovoltaik und solarthermischer Strom aus südlichen Regionen) getragen, während das Potenzial der Biomasse bei rund 60 TWh/a ausgeschöpft ist. Gefolgt von der Windenergie (durchschnittliche Wachstumsrate bis 2020: 11%/a), wächst die Photovoltaik im Zeitabschnitt bis 2020 mit 13,5%/a am stärksten¹. Zwischen 2020 und 2050 wächst die Strombereitstellung der EE kontinuierlich mit einer Wachstumsrate von im Mittel 2,5%/a. Der Beitrag fluktuierender Stromerzeugung (Wind, Photovoltaik) liegt heute bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch erst bei 8%. Bis 2020 steigt er bereits auf 28% und bis 2050 auf 55%. Die Ausweitung der Stromerzeugung aus Geothermie läuft relativ langsam an und spielt im Szenario bis 2050 insgesamt eine eher geringe Rolle. Ausschlaggebend dafür sind die Unsicherheiten über die breitere Realisierbarkeit als stromerzeugende Technologie.

Für die gesamte EE-Stromerzeugung beginnt etwa ab 2020 auch der Import von EE-Strom eine Rolle zu spielen. Dahinter steht die Annahme, dass die Transformation der Stromversorgung zu EE in absehbarer Zeit zu einem gemeinsamen europäischen Ziel werden muss. Nur so kann strukturell und ökonomisch eine optimale auf EE basierende Stromversorgung aufgebaut werden. Da außerhalb Deutschlands sehr große, kostengünstig erschließbare EE-Potenziale vorhanden sind, liegt es nahe, im Saldo von einem längerfristig **steigenden Import von EE-Strom** auszugehen. Im Jahr 2030 werden im Saldo mit 19 TWh/a erst 5,5% des EE-Stroms importiert, im Jahr 2050 sind es mit 62 TWh/a knapp 13% der EE-Stromerzeugung (11% des Stromverbrauchs).

Bereits im Jahr 2020 liegt mit 117 GW die **installierte Leistung der EE** deutlich über der zu erwartenden Netzhöchstlast von ca. 80 GW. Mit 97 GW Leistung dominiert der Anteil der fluktuierenden Energiequellen Wind und Solarstrahlung (**Tabelle 2**). Zu diesem Zeitpunkt übertrifft die PV-Leistung die installierte Leistung der gesamten Windkraft, womit sie jedoch nur 40% der Strommenge der Windkraft erzeugt. Die hohe installierte Leistung fluktuierender EE zeigt den spätestens ab 2020 stark wachsenden Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten. Aus diesem Grund wird nach 2030 im Szenario eher das Wachstum des internationalen Stromverbunds und der „heimischen“ Offshore-Windenergie bevorzugt, während sich das Wachstum der heimischen PV-Leistung längerfristig wieder abschwächt. Die installierte EE-Leistung wächst bis 2050 auf insgesamt 179 GW, wenn die anteilige Leistung des EE-Imports mit berücksichtigt wird. Im Szenario 2011 A sind davon rund 40 GW (110 TWh/a) für die Bereitstellung von EE-Wasserstoff als Speichermedium und als Kraftstoff vorgesehen, die von Elektrolyseuren entsprechend dem EE-Angebot aufgenommen werden.

¹ Der jährliche PV-Leistungszubau ab 2012 in den Szenarien 2011 orientiert sich an dem bisher geltenden Zielkorridor des EEG: Nach Abbau der derzeitigen Zubauspitze wird für den Zeitraum bis 2020 ein Zielkorridor zwischen 2500 und 3500 MW/a angenommen (vgl. Tab. 2: Installierte PV-Leistung in 2020: 53,5 GW). Dies entspricht auch etwa dem Entwicklungspfad im nationalen Aktionsplan (NREAP). Auch nach 2020 gehen die Szenarien von einem gegenüber 2010/2011 deutlich geschrumpften PV-Zubau (einschließlich Ersatz) aus. Die im Februar 2012 vorgestellten Änderungen der PV-Förderung im EEG konnten in den Szenarien nicht mehr berücksichtigt werden, zumal deren Wirkung auf den deutschen PV-Markt derzeit kaum quantifizierbar ist. Die in der aktuellen Änderung vorgesehene sehr rasche und deutliche Reduktion der PV-Vergütungen könnte kurzfristig (bis ~2016) gegenüber den Szenarien zu einem geringeren PV-Ausbau führen. Kann die angestrebte weitere Kostenreduktion neuer PV-Anlagen erreicht werden, ist mittel- und langfristig dennoch ein stabiles PV-Wachstum möglich, da dann auch ein PV-Ausbau ohne EEG-Förderung erfolgen kann (Erreichen der Netzparität). Bei einer sehr starken Schrumpfung des PV-Marktes über das in den Szenarien 2011 angenommene Maß hinaus wäre jedoch eine Veränderung des EE-Erzeugungsspektrums (z. B. höherer Ausbau der Windenergie) erforderlich, um die längerfristigen EE-Ausbauziele zu erreichen.

Wegen des deutlichen EE-Ausbaus geht die **Auslastung fossiler Kraftwerke** von durchschnittlich 4600 h/a im Jahr 2010 auf 3700 h/a im Jahr 2020 zurück; danach wird der Rückgang noch deutlicher (2030: ~3300 h/a; 2050: ~2200 h/a). Längerfristig steigt dagegen die mittlere Auslastung der EE insgesamt wegen des deutlichen Wachstums von Offshore-Windanlagen und des Imports von EE-Strom aus Gebieten mit günstiger Angebotscharakteristik. Im Jahr 2020 liegt sie bei 2100 h/a und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 2750 h/a. Darin zeigt sich eine gewisse **Vergleichmäßigung des EE-Angebots**, welche die Integration in die Stromversorgung erleichtert.

- Szenario 2011 A -

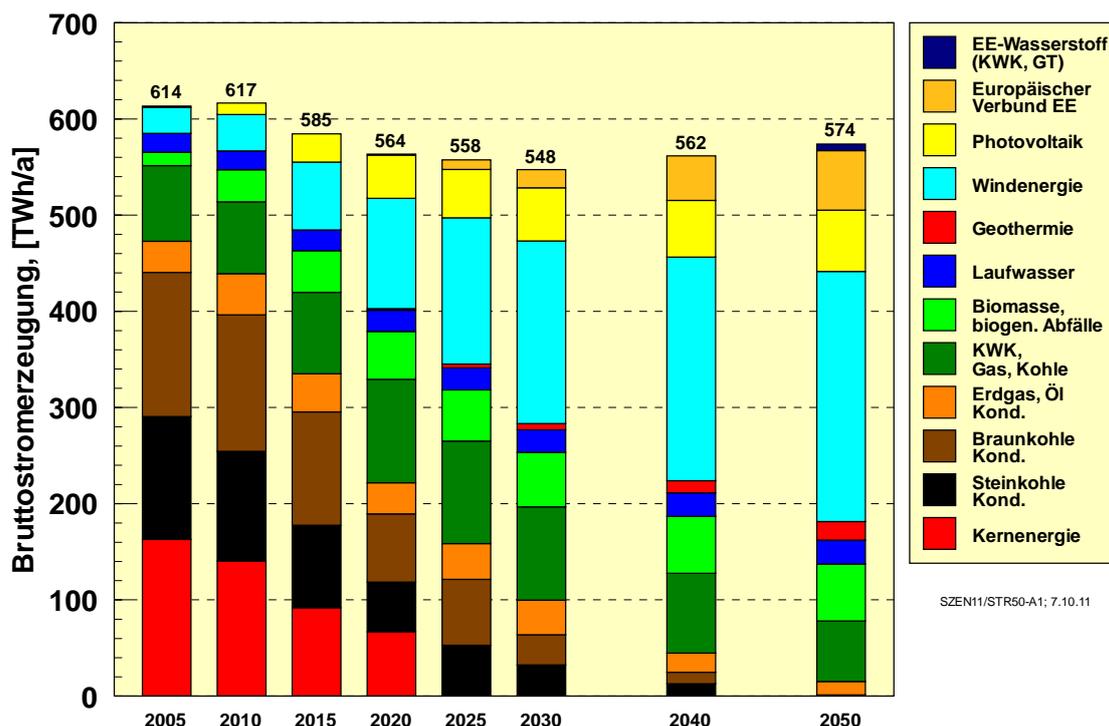


Abbildung 6: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario 2011 A

Die heute noch dominierende Stromerzeugung aus Großkraftwerken ohne Abwärmenutzung (70% der Bruttostromerzeugung in 2010) weicht im Szenario 2011 A einer Stromversorgungsstruktur, die zu überwiegenden Teilen auf der dezentralen EE-Stromerzeugung beruht. Entsprechend ändert sich auch die **installierte Leistung der fossilen Kondensationskraftwerke**. Die Leistung reiner fossiler Kondensationskraftwerke sinkt von derzeit 65 GW auf 49 GW im Jahr 2020 und auf 39 GW im Jahr 2030. Die Leistung der fossilen KWK-Anlagen steigt dagegen bis 2030 auf gut 28 GW an. Bis 2020 werden im Szenario insgesamt 36 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt bzw. in die Kaltreserve überführt. 20 GW davon sind alte Steinkohlekraftwerke, 12 GW alte Braunkohlekraftwerke und 4 GW alte erdgasgefeuerte Gasturbinen oder GuD-Kraftwerke. Der Neubau fossiler Kraftwerke muss mit etwa 27 GW (davon 8 GW HKW und 4 GW BHKW) restriktiv gehandhabt werden. Außer den derzeit in Bau befindlichen gehen im Szenario 2011 A keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Betrieb. Es wird bis 2030 allerdings weitere 9 GW neue Gasleistung benötigt. Im Saldo ist im Jahr 2030 die Leistung in **Gaskraftwerken (einschl. BHKW) 10 GW höher als heute**. Insgesamt sind im Szenario 2011 A in 2030 gut 70% der heutigen fossilen Kraftwerksleistung außer Betrieb. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine fossile Gesamtleistung von 38 GW.

Tabelle 2: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende)

in GW *)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	4,24	4,33	4,40	4,51	4,70	4,80	4,92	5,09	5,20
Windenergie	6,1	18,4	27,2	36,9	49,0	58,1	67,2	77,5	82,8
- onshore	6,1	18,4	27,1	33,9	39,0	41,4	43,7	48,0	50,8
- offshore	-	-	0,09	2,94	10,0	16,7	23,5	29,5	32,0
Photovoltaik **)	0,076	1,98	17,3	38,5	53,5	57,3	61,0	63,3	67,2
Biomasse	1,17	3,12	6,34	8,08	8,96	9,48	10,00	10,38	10,38
- Biogas, Klärgas u.a.	0,39	0,70	2,96	3,63	3,72	3,90	4,16	4,45	4,45
- feste Biomasse	0,19	1,21	2,03	2,83	3,54	3,88	4,14	4,23	4,23
- biogener Abfall	0,59	1,21	1,35	1,62	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Erdwärme	-	-	0,01	0,08	0,30	0,65	1,00	1,94	2,95
EU-Stromverbund	-	-	-	-	0,35	1,98	3,60	8,15	10,45
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	-	1,20	5,15	6,55
- Wind, andere EE	-	-	-	-	0,35	1,98	2,40	3,00	3,90
EE-Strom gesamt	11,57	27,85	55,27	88,1	116,8	132,3	147,8	166,3	179,0

*) Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011], Stand Juli 2011 **) für 2015 und 2020 vgl. dazu Fußnote 1

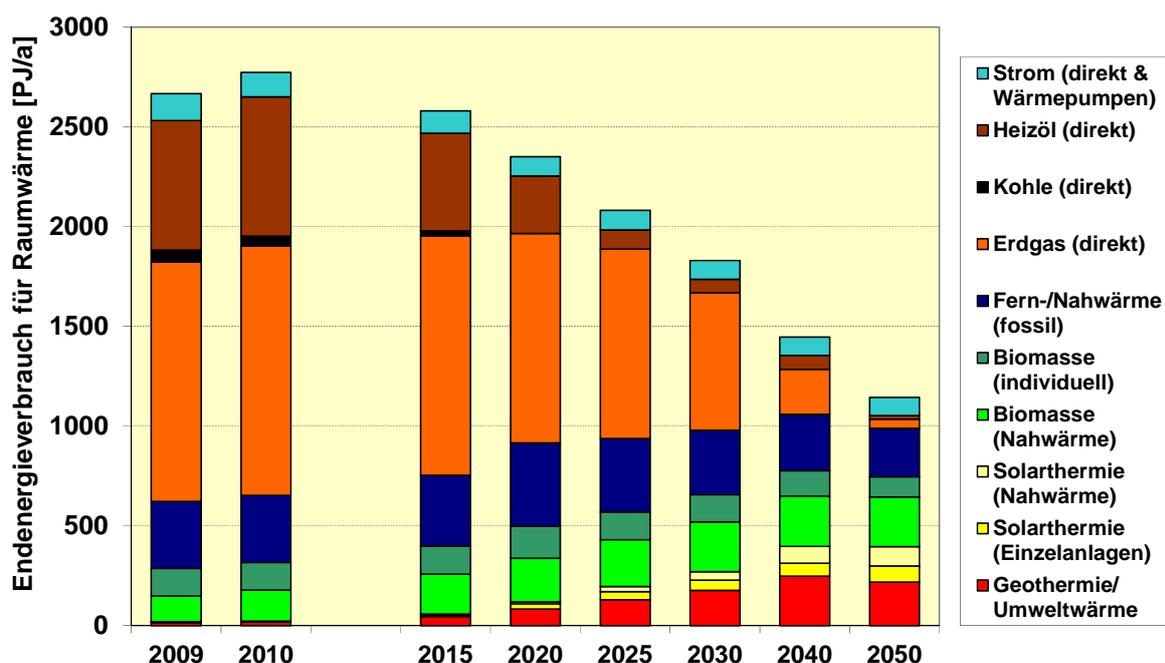


Abbildung 7: Endenergieeinsatz für Raumwärme im Szenario 2011 A (einschließlich Stromeinsatz für Raumwärme)

Der **Verbrauch fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung** sinkt kontinuierlich bis 2050, insbesondere bei der Raumwärme (**Abbildung 7**). Während im Jahr 2009 noch 3933 PJ fossile Endenergie (einschließlich Fern- und Nahwärme, Objektversorgung und industrielle KWK, ohne Strom aus fossilen Quellen) zur Wärmeerzeugung verbraucht wurden, sinkt diese Menge bis 2050 um 70% auf 1160 PJ. Erdgas wird auch 2050 noch in signifikantem Umfang zur Bereitstellung von Prozesswärme und in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt.

Der **EE-Einsatz zur Wärmebereitstellung** verdreifacht sich nahezu von heute 490 PJ auf über 1300 PJ im Jahr 2050. EE decken dann **53% des Endenergieverbrauchs** für Wärme

(ohne Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung). Diese Entwicklung und die dahinter liegende Wachstumsdynamik bedürfen einer grundsätzlichen Veränderung der Marktsituation und langfristig ausreichender Förderanreize im Wärmebereich. Bei der Wärmebereitstellung aus Einzelanlagen wird für Wärmepumpen von einem Wachstum von durchschnittlich 8,3%/a bis 2030 und bei Solarkollektoreinzelanlagen von 9,7%/a ausgegangen. Deutlich höher wachsen im Szenario die bisher noch kaum entwickelten Segmente der Nahwärmeversorgung mit Kollektoren und Geothermie. Bei der tiefen Geothermie sind es 18%/a bis 2030, solare Nahwärmanlagen wachsen sogar mit 22%/a. Die jährlich installierte EE-Leistung zur Wärmeerzeugung (Neubau einschließlich Ersatz von Altanlagen) liegt heute in der Größenordnung von 5,5 GW_{th}/a. Im Jahr 2020 werden jährlich zu installierende Leistungen von insgesamt 9,4 GW_{th}/a erwartet. Der Ersatz alter EE-Anlagen spielt ab 2020 eine zunehmend wichtigere Rolle, so dass im Jahr 2030 thermische EE-Anlagen mit fast 12 GW_{th}/a und im Jahr 2050 mehr als 17,6 GW_{th}/a installiert werden.

Der **Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehr** erreicht bis 2020 mit 321 PJ/a einen Anteil von 14%. Er steigt bis 2050 mit 752 PJ/a auf knapp 50% (**Abbildung 8**). Der Einsatz an fossilen Kraftstoffen sinkt zwar deutlich, bedingt durch den Dieserverbrauch im Schwerlastverkehr sowie den Kerosinbedarf des Flugverkehrs verbleibt im Jahr 2050 aber immer noch ein signifikanter Verbrauch von etwa 760 PJ. Der Einsatz von Biokraftstoffen liegt bei maximal 300 PJ/a und von EE-Wasserstoff bei 242 PJ/a in 2050. Dem Flugverkehr wird bis zum Jahr 2050 über ein Drittel des Biokraftstoffpotenzials in Form von synthetischen Biokraftstoffen (BtL = biomass to liquid) zugeordnet.

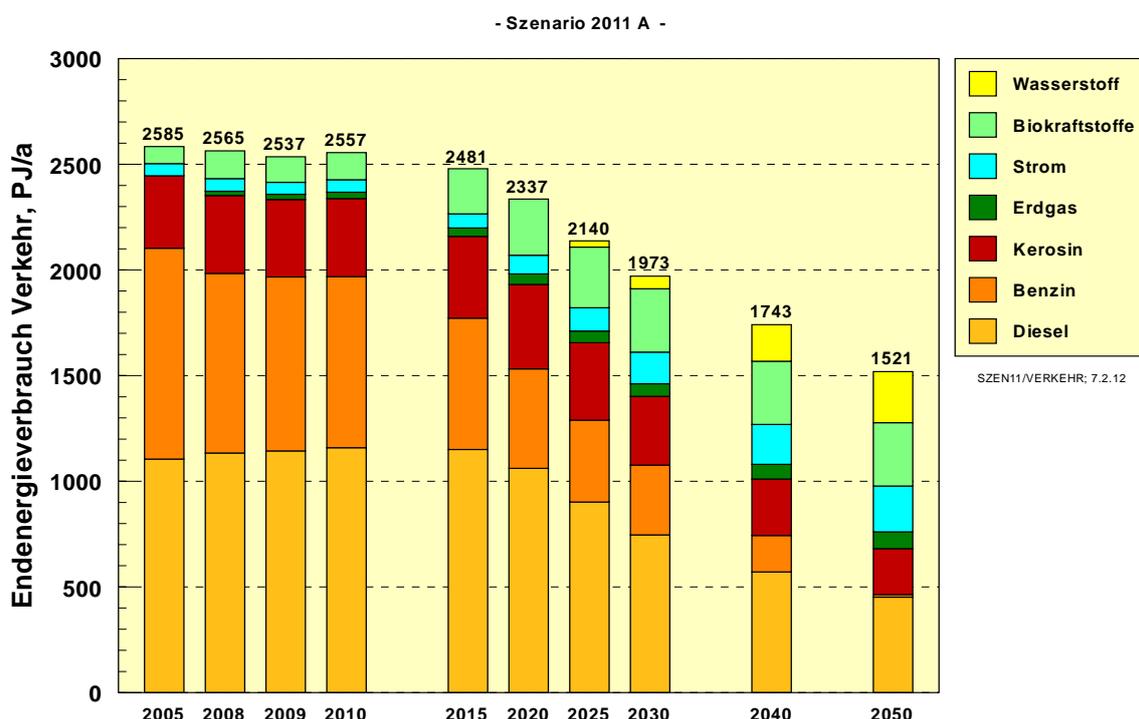


Abbildung 8: Endenergieeinsatz für den Verkehr im Szenario 2011 A

Der Stromverbrauch durch Elektromobilität beträgt in 2020 bereits 8,7 TWh/a und erreicht 44 TWh im Jahr 2050. Für 2020 und 2030 werden die Zielvorgaben von 1 Million bzw. 6 Millionen elektrisch angetriebener PKW und Leichter Nutzfahrzeuge im Flottenszenario erreicht. Der sehr weitgehende Einsatz von Elektrofahrzeugen und Wasserstoffantrieben erfordert im Jahr 2050 einen zusätzlichen Stromeinsatz in Höhe von 44 TWh/a für Elektro-

mobilität und 87 TWh/a für Wasserstoff, der ausschließlich aus EE bereitgestellt wird. Zur Erzeugung dieser Strommenge sind rund 50 GW EE-Leistung erforderlich.

5 Wesentliche Ergebnisse des Szenarienvergleichs

In den Szenarien 2011 A, B und C sind **unterschiedliche Entwicklungen der Fahrzeugflotten** und damit der eingesetzten Energieträger abgebildet. Im Szenario 2011 C ergibt sich aufgrund der starken Rolle des effizienten Elektroantriebs der geringste Endenergieverbrauch im Verkehr von 1380 PJ im Jahr 2050 (Szenario A: 1521 PJ/a) und auch die stärkste CO₂-Minderung im Verkehr. Szenario 2011 B weist aufgrund des gegenüber Wasserstoffbrennstoffzellen höheren spezifischen Verbrauchs der Gasmotoren den höchsten Endenergiebedarf von 1565 PJ im Jahr 2050 auf. Im Szenario 2011 C werden im Jahr 2050 für Elektrofahrzeuge im gesamten Straßenverkehr ca. 80 TWh Strom eingesetzt.

Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass die Ablösung fossiler Kraftstoffe im Verkehr aus heutiger Sicht auf sehr unterschiedliche Art erfolgen kann, jeweils mit spezifischen Vor- und Nachteilen bzw. Grenzen. In anderen Szenarienstudien wird z. T. von einem weitaus höheren Verbrauch an Biokraftstoffen sowie an Biomasse insgesamt ausgegangen, was voraussetzt, dass im Jahr 2050 ein starker Biomasseimport stattfindet (**Tabelle 3**). Aufgrund des global begrenzten nachhaltig nutzbaren Biomassepotenzials stellt die Annahme eines massiven Biomasseimports für den Biokraftstoffeinsatz aber keine robuste Strategie dar.

Tabelle 3: Vergleich der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (in PJ/a) im Jahr 2050 und der gesamten Biomasse für alle Nutzungen mit Szenarien aus anderen Studien

Jahr 2050	Fossil	Biokraftstoffe	EE-Wasserstoff	EE-Methan	Elektromobilität	Bahnstrom	EEV Verkehr	Gesamte Biomasse**)
Szenario 2011 A	763	300	242	0	158	59	1521	1550*)
Szenario 2011 B	782	300	0	266	158	59	1565	1550*)
Szenario 2011 C	731	300	0	0	290	59	1379	1550*)
WWF Innovation	436	921	10	k.A.	101	86	1560	1720
McKinsey & Company [BMU 2010b]	~980	~80	k.A.	k.A.	~250	~90	~1400	~500
Szenario I B [EWI 2010]	492	772	15	k.A.	144	~90	1512	2154
nachrichtlich: 2010	2369	129	0	0	0	59	2557	958

*) im Inland nutzbares Primärenergiepotenzial (vgl. Abschnitt 3.5)

EEV = Endenergieverbrauch

***) einschließlich Biomasseeinsatz für Strom- und Wärmeerzeugung

Da der Verkehrssektor in einem zielkonformen Szenario im Vergleich zu den anderen Verbrauchssektoren ebenfalls eine beträchtliche Emissionsminderung zu erbringen hat, folgt aus der Begrenzung des Biokraftstoffpotenzials die Notwendigkeit, sowohl einen sehr weitgehenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen anzustreben als auch die Einführung eines dritten erneuerbaren Kraftstoffs in Betracht zu ziehen. Dies ist vor allem dann notwendig, wenn der Verkehrssektor längerfristig weitgehend auf EE basiert sein soll.

Die unterschiedlichen Strategien im Verkehrssektor führen auch zu Änderungen in der gesamten **Endenergie- und Primärenergiestruktur der jeweiligen Szenarien**. Im Vergleich zu Szenario 2011 A führt der in Szenario 2011 C unterstellte starke Durchbruch der Elektromobilität und der Verzicht auf Wasserstoff als Kraftstoff zu einem deutlich geringeren Brutto-

stromverbrauch (Szenario 2011 C: 534 TWh/a; Szenario 2011 A: 584 TWh/a in 2050; Szenario 2011 B: 622 TWh/a) und zu einer geringeren Endenergienachfrage insgesamt (Szenario 2011 C: 5100 PJ/a; Szenario 2011 A: 5236 PJ/a in 2050). Damit wird auch der CO₂-Ausstoß mit 147 Mio. t/a in 2050 (Szenario 2011 A: 154 Mio. t/a) geringer. Aus den im Vergleich zu den Szenarien A und B günstigeren energetischen Kennwerten des Szenarios 2011 C (**Tabelle 4**) folgt, dass aus Effizienz- und Klimaschutzgründen ein **hoher Anteil an Elektromobilität im Verkehrssektor anzustreben** ist. Bis 2050 sollte daher der Beitrag von Elektrofahrzeugen im PKW-Sektor möglichst einen Anteil von 50% überschreiten und sich deutlich in Richtung des Szenarios 2011 C bewegen.

Im **Szenario A'** wird aufgrund der bisherigen eher enttäuschenden Erfahrungen bei der Drosselung der Stromnachfrage das Reduktionsziel des Energiekonzepts ausschließlich auf die „konventionellen“ Verbraucher (d. h. ohne Wärmepumpen und Elektromobilität) bezogen. Der Endenergieverbrauch dieser Stromverbraucher wird deshalb bis 2050 „nur“ auf 387 TWh/a anstatt auf 335 TWh/a (Szenario 2011 A) reduziert, was einer ebenfalls beachtlichen Reduktion entspricht. Der Mehrverbrauch an Strom wird durch einen verstärkten EE-Ausbau kompensiert, um bis 2050 trotzdem eine Reduktion der THG-Emissionen um 80% zu erreichen. Dadurch liegt die EE-Stromerzeugung in diesem Szenario bei 544 TWh/a anstatt 496 TWh/a (Szenario 2011 A), der EE-Anteil an der Stromerzeugung erreicht 85,5%.

Eine Gegenüberstellung der Szenarien 2011 A und 2011 B erlaubt einen Vergleich der **Aufwendungen für die chemische Speicherung** größerer EE-Strommengen mittels der beiden Optionen EE-Wasserstoff und EE-Methan. Beide Szenarien beruhen auf derselben Endenergienachfrage und erreichen dieselbe CO₂-Minderung. Unterschiedlich sind die Verbräuche im Verkehrssektor zwischen wasserstoffbetriebenen und gasbetriebenen Fahrzeugen in Höhe von 24 PJ/a sowie die zusätzlichen Verluste durch die Methanisierung von 20% der Energie des Wasserstoffs. Ob der Mehraufwand für die Methanisierung im Szenario 2011 B gegenüber Szenario 2011 A in Höhe von 38 TWh/a EE-Strom die infrastrukturellen Vorteile von Methan im Vergleich zu Wasserstoff aufwiegt, kann derzeit nicht abschließend geklärt werden. Da ihr großmaßstäblicher Einsatz frühestens in zwei Jahrzehnten erforderlich sein wird, können die noch notwendigen Weiterentwicklungen und die erforderlichen technisch-strukturellen und ökonomischen Analysen ohne Zeitdruck erfolgen.

Das Szenario zur Darstellung einer **95%-Minderung der Treibhausgase** (Szenario 2011 THG95) verlangt praktisch eine EE-Vollversorgung Deutschlands. Nach vorhergehenden Analysen hinsichtlich möglichem Strukturwandel und Transformationsgeschwindigkeit der Energieversorgung ist dafür der Zeitpunkt 2050 eine extreme Zielvorgabe, weshalb im Szenario 2011 THG95 eine THG-Minderung von 95 % erst für 2060 angenommen wurde.

Für das Jahr 2050 liegt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in den Szenarien 2011 A, B und C zwar bereits bei rund 85%, der EE-Anteil im Wärmesektor liegt zur gleichen Zeit aber erst bei 52 bis 54% und im Verkehr bei 47 bis 50%. Da ein weitergehender Einsatz von Biomasse aus Nachhaltigkeitssicht nicht verantwortbar ist, kommen für eine weitere Steigerung des EE-Beitrags nur ein intensiverer Ausbau der Erzeugung von EE-Strom (**Abbildung 9**) und dessen verstärkte direkte (Elektromobilität, Strom im Wärmebereich) oder indirekte Nutzung (EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan) infrage. Eine weitere Steigerung der direkten EE-Wärmeerzeugung mittel Kollektoren und Erdwärme über das in den Szenarien A, B und C angenommene Volumen hinaus ist nur in einem sehr begrenzten Umfang möglich.

Tabelle 4: Eckdaten des Szenarios 2011 C, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13428	14044	11367	9137	7899	6993
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2278	2994	3418	3695
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	20,0	32,8	43,3	52,8
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,8	36,7	49,4	61,4
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	7935	6696	5829	5099
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1831	2477	2828	3015
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	23,1	37,0	48,5	59,1
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	22,2	35,6	46,8	57,0
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1783	1859	1786	1728	1674	1546
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	829	1200	1374	1406
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	46,4	69,5	82,1	90,9
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4428	4703	4000	3379	2911	2522
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1154	1310
Anteil EE, % *)	8,1	10,0	10,4	18,4	28,9	39,6	51,9
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2149	1589	1244	1031
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	300	300	300
Anteil EE, % **)	5,3	4,9	5,2	12,4	18,9	24,1	29,1
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	585	565	549	534
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	237	358	419	462
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,5	63,2	76,3	86,6
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,3	59,9	70,5	78,7
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11367	9137	7899	6993
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2278	2994	3418	3695
Mineralöl	4904	4635	4678	3431	2524	2135	1758
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	935	443	155
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3302	2684	1903	1385
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8359	6143	4481	3298
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	518	352	232	147
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	48,2	64,8	76,8	85,3
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	221	303	345	364
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	641	453	320	222
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	47,1	62,6	73,6	81,7

*) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, % 7,6 8,9 10,2 16,4 25,9 35,2 45,8
 **) Anteil EE an Endenergie Verkehr, % 5,5 5,1 5,4 16,0 29,2 39,4 46,5

- 1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch
- 2) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken
- 3) jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)
- 4) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz
- 5) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherstellung
- 6) einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff
- 7) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo
- 8) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)
- 9) einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

Um bereits bis 2060 zu einer annähernden EE-Vollversorgung zu gelangen, müssen die Weichen hin zu **EE-Strom als „Primärenergie“** früher gestellt werden, als es in den Szenarien für das THG-Ziel von -80% beschrieben wurde. Zudem steigen die installierten Kapazitäten und damit die erforderlichen Investitionen für die weitergehende Zielerreichung sehr stark an. Gegenüber heute kommen zur Substitution fossiler Energieträger bedeutende neue Einsatzbereiche für Strom hinzu, die 2050 gegenüber Szenario 2011 A 255 TWh/a und in 2060 sogar 420 TWh/a zusätzlichen EE-Strom benötigen. In der Summe wird im Szenario 2011 THG95 mit 3940 PJ/a im Jahr 2050 bereits 28% mehr EE-Endenergie bereitgestellt als im Szenario 2011 A. Der Wert steigt bis 2060 auf 4560 PJ/a. Die Hauptstütze der EE-Versorgung ist in 2050 die Windenergie mit einem Primärenergiebeitrag von 1715 PJ/a, knapp gefolgt von der Solarstrahlung mit 1620 PJ/a. Bereits bis 2050 können in diesem Szenario die energiebedingten CO₂-Emissionen um 91%, die gesamten THG-Emissionen um 86,5% gegenüber 1990 reduziert werden.

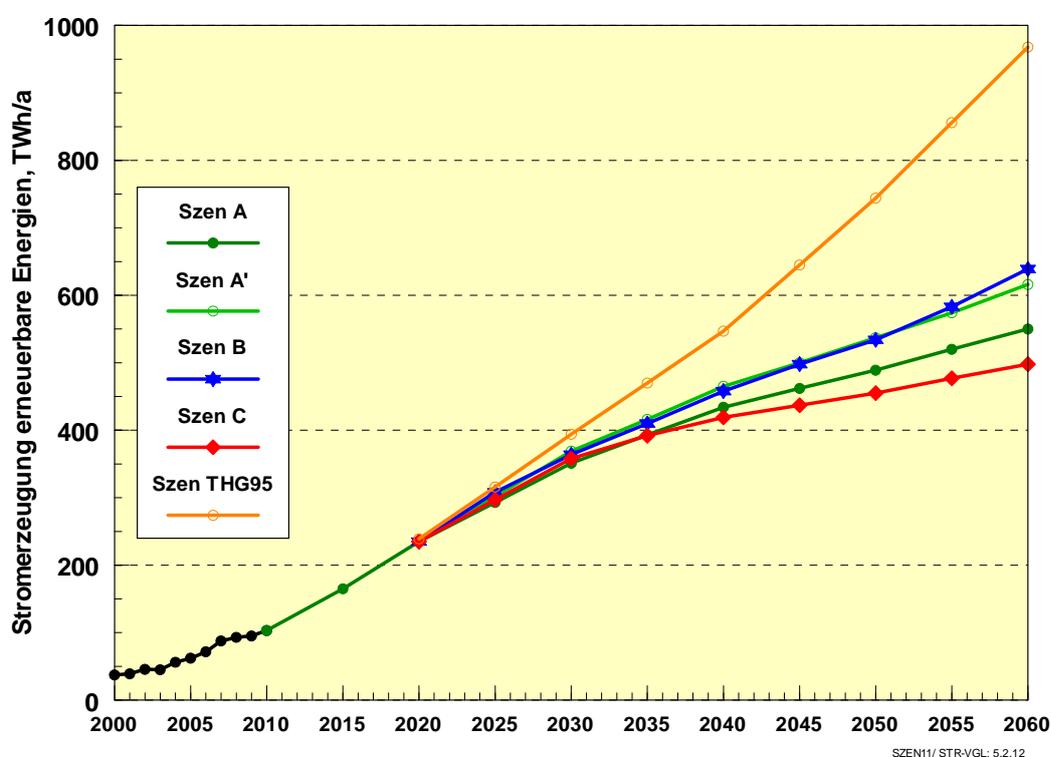


Abbildung 9: Bandbreite der EE-Stromerzeugung in den Szenarien 2011

Aus den unterschiedlichen strukturellen Annahmen der Szenarien ergibt sich ein **Zubaukorridor für EE-Strom** entsprechend **Abbildung 9 und Tabelle 5**. Der Vergleich zeigt, dass zusätzliche Potenziale hauptsächlich bei der Windenergie und bei der Solarstrahlung mobilisierbar sind, deren technische Potenziale beträchtlich sind. In 2030 liegt die Bandbreite der Nutzung „heimischer“ Windenergie (on- und offshore) zwischen 70 und 78 GW. Sie steigt bis 2050 auf 79 bis 115 GW und schließlich bis 2060 auf 83 bis 142 GW installierter Leistung. Damit können dann zwischen 268 und 477 TWh/a Strom bereitgestellt werden. Wind ist somit die bedeutendste heimische Energiequelle. Bei der Photovoltaik liegen die maximalen Leistungswerte 2050 zwischen 67 und 82 GW und 2060 zwischen 70 und 86 GW. Substantielle Anteile trägt längerfristig auch die geothermische Stromerzeugung bei, wobei deren Ausbau erst nach 2030 in größerem Umfang stattfindet.

Tabelle 5: Unter- und Obergrenze der installierten EE-Leistung

GW	Untergrenze (Szenario C)						Obergrenze (Szenario THG95)			
	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2030	2040	2050	2060
Wasser	4,4	4,7	4,9	5,1	5,2	5,3	4,9	5,1	5,2	5,3
Biomasse	6,4	8,1	10,0	10,4	10,4	10,4	10,0	10,4	10,4	10,4
Wind**)	27,2	51,3	70,2	77,5	79,0	83,0	77,8	97,7	115,3	141,8
Photovoltaik	17,3	53,5	61,0	63,1	67,2	70,0	67,9	75,2	81,8	86,4
Geothermie	0,01	0,3	1,0	1,8	2,4	3,2	1,0	2,2	4,9	8,6
EE-Import*)	0	0,4	3,6	5,9	7,0	9,3	5,4	14,0	29,0	44,0
Summe	55,3	119,2	150,7	163,7	171,1	181,1	167,0	204,5	246,5	296,4
Summe Inland	55,3	118,8	147,1	157,8	166,1	171,8	161,6	190,5	217,5	252,4

*) Importsaldo im europäischen EE-Verbund, vorwiegend Windstrom mit zunehmendem Anteil von Strom aus solarthermischen Kraftwerken **) Onshore- und Offshore-Anlagen

Von wachsender Bedeutung ist längerfristig die Einbindung der EE-Stromerzeugung in einen gesamteuropäischen Verbund, da die hier unterstellte Zielsetzung einer völligen Umstellung auf EE nicht von einem Land allein durchgeführt werden kann, sondern mittelfristig einen gewissen „**Gleichklang**“ des Transformationsprozesses verlangt. Nur so können extreme strukturelle und ökonomische Verzerrungen im europäischen Energiemarkt vermieden und auch in dieser Hinsicht ein „Zusammenwachsen“ Europas unterstützt werden. Der Beitrag des EE-Stromimports kann in 2050 einen Anteil zwischen 10 und 23% und in 2060 zwischen 12 und 28% erreichen. Im Maximalfall repräsentiert der EE-Import eine Leistung von 44 GW.

6 Lastdeckung und Ausgleichsmaßnahmen in der Stromversorgung

Während heute durch den Einsatz von gespeicherter fossiler und nuklearer Energie Schwankungen auf der Nachfrageseite ausgeglichen werden, gilt es, in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien wetterbedingte Schwankungen der Angebotsseite mit dem schwankenden Energiebedarf zu synchronisieren. Dies stellt besondere Anforderungen an die Integration der EE in das elektrische Energieversorgungssystem. Der Stromsektor in den Szenarien 2011 A und C wurde mittels der beiden Modelle „REMIX“ (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (IWES) durch Simulationen in zeitlicher und z. T. auch räumlicher Auflösung zur Validierung der Lastdeckung samt Ausgleichsmaßnahmen detailliert untersucht. Dadurch konnte gezeigt werden, dass – unter Voraussetzung der getroffenen Annahmen zum Netzausbau, zur Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen und zur zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland und seinen Nachbarländern – in den Szenarien 2011 A und C die **Last in allen simulierten Zeitschritten gedeckt** werden kann und auch hohe Erzeugungsspitzen durch die EE in einem europäischen Verbund genutzt werden können.

Die Untersuchungen der Stromversorgung in einem zukünftigen europäischen Stromverbund zeigen, dass auch bei einem hohen fluktuierenden Erzeugungsanteil ein **großes Potenzial zum Lastausgleich durch den Stromtransport** über das Übertragungsnetz in Europa vorhanden ist. Auch wenn eine volkswirtschaftlich kostenminimierende Untersuchung eine konsequente Netzausbaustrategie empfiehlt, wird in der Praxis jedoch ein transeuropäischer Netzausbau aufgrund von lokalen und regionalen Akzeptanzproblemen und politischen Hemmnissen nur eingeschränkt erfolgen können. Deshalb wurde zunächst unter Einsatz des

Modells REMix ein konservatives europäisches Netzausbauszenario aus einer volkswirtschaftlich optimierten Versorgung abgeleitet (**Abbildung 10**). In diesem Szenario erhöht sich die Netztransferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern um 13,8 GW (HGÜ-Leitungen) bis 2030 und um weitere 17,6 GW (HGÜ-Erdkabel) bis zum Jahr 2050.

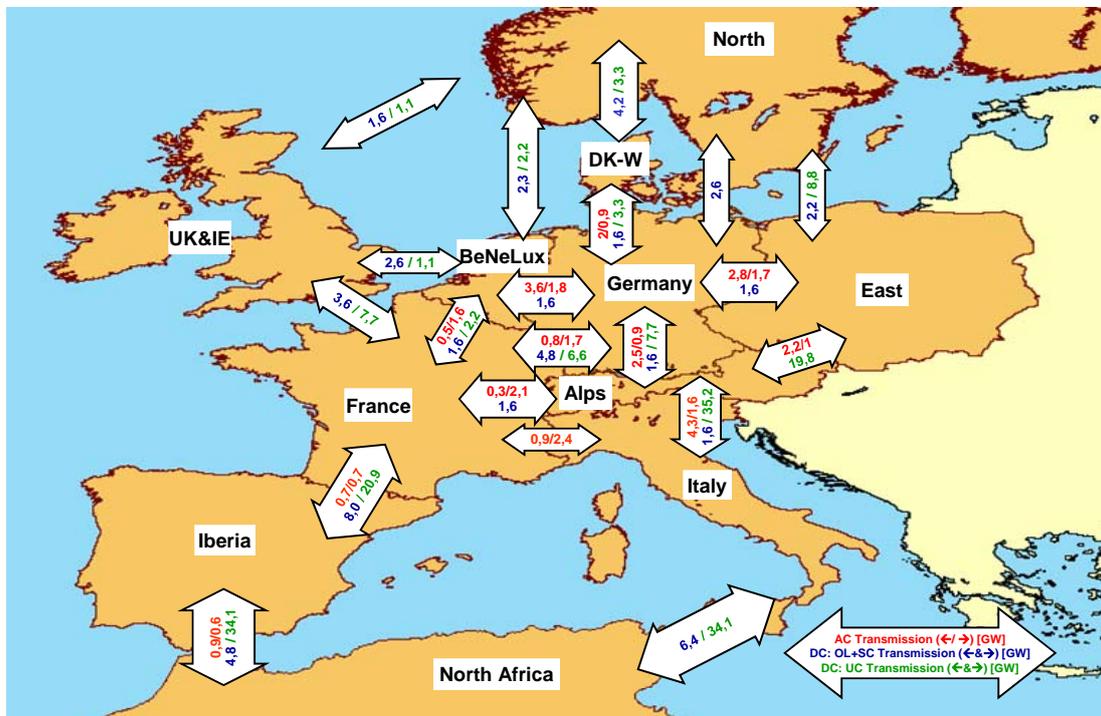


Abbildung 10: Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2050

AC: Hochspannungs-Wechselstrom; DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ); OL: Freilandleitungen; SC: Seekabel; UC: Untergrundkabel

Die Darstellung der **zeitlich aufgelösten Lastdeckung** für zwei beispielhaft ausgewählte Episoden in **Abbildung 11** zeigt die fluktuierende Erzeugung einer zu über 80% auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in Deutschland und seinen europäischen Nachbarregionen im Jahr 2050. Die Korrelation der Beladung der Elektrofahrzeuge sowie der mengenmäßig vorgegebenen Wasserstoffherzeugung mit der Erzeugung von EE-Strom wird deutlich. Von den Erneuerbaren hat Wind den größten Anteil an der Versorgung; Photovoltaik hilft insbesondere im Sommer die Lastspitzen zu decken. Konzentrierende solarthermische Kraftwerke (CSP) (unter Einbeziehung von Erzeugungsleistungen in Nordafrika) können aufgrund von Wärmespeichern insbesondere im Sommer kontinuierlich elektrischen Strom beisteuern. Ebenso wird die wichtige Rolle der flexiblen Kapazitäten von Gaskraftwerken deutlich, in denen im Jahr 2050 bereits anteilig Wasserstoff rückverstromt wird.

Die resultierenden EE-Stromüberschüsse sind sehr klein, da im ausgebauten Transportnetz und unter Voraussetzung sonstiger Lastausgleichsoptionen **Last und Erzeugung immer über ganz Europa ausgeglichen** werden können (siehe Jahresdauerlinien in **Abbildung 12**). Aufgrund des angenommenen Netzausbaus und der Ausgleichspotenziale durch Elektrofahrzeuge sowie die Wasserstoffherzeugung zur Deckung eines Nachfrageprofils im Verkehr ergibt sich im Szenario 2011 A ein relativ geringer Einsatz der Stromspeicher im Verhältnis zur Gesamtlast. Im Vergleich von 2030 und 2050 sieht man die starke Zunahme der erneuerbaren und die damit verbundene Verringerung der konventionellen Stromerzeugung.

Die Erneuerbaren tragen im Jahr 2050 auch signifikant zur Reduzierung der residualen Spitzenlasten bei. Die Spitzenerzeugung der fossilen Kraftwerke sinkt in diesem Zeitraum von ca. 350 GW auf ca. 200 GW.

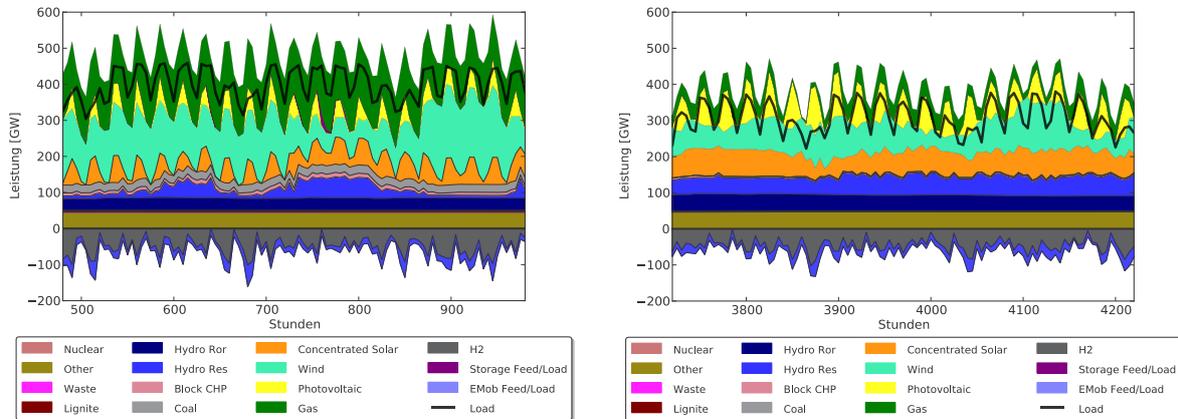


Abbildung 11: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Europa für zwei Episoden beispielhaft unter Vorgabe einer Wasserstoffnachfrage im Verkehr (links Frühjahr und rechts Sommer) für das Jahr 2050 (Nachfrage Verkehr entsprechend Szenario 2011 A)

Auch die mit diesem Ansatz und diesen Randbedingungen ermittelten Jahresdauerlinien für die Stromversorgung in Deutschland (s. Abschnitt 6.1.4) zeigen die **signifikante Minderung der Spitzenlast durch Erneuerbare** sowie die insbesondere im Jahr 2050 starke Bedeutung der Stromimporte und -exporte für die Stromversorgung. Die Elektrofahrzeuge sowie ggf. die Erzeugung von Wasserstoff erhöhen zwar die Lastkurve durch den zusätzlichen Strombedarf, haben aber in Abhängigkeit der Integration dieser neuen Verbraucher (z. B. steuerbare Beladung der Elektrofahrzeuge, Nachfrageprofile, Vor-Ort-Speichergrößen für Wasserstoff, Leistung und Auslastung der Elektrolyseure etc.) auch enorme **Potenziale zur Lastverschiebung und zur Nutzung von überschüssigem EE-Strom**. Eine technisch und ökonomisch sinnvolle Ausgestaltung dieser Strukturoptionen wird in den nächsten Jahren Gegenstand der Transformationsforschung sein.

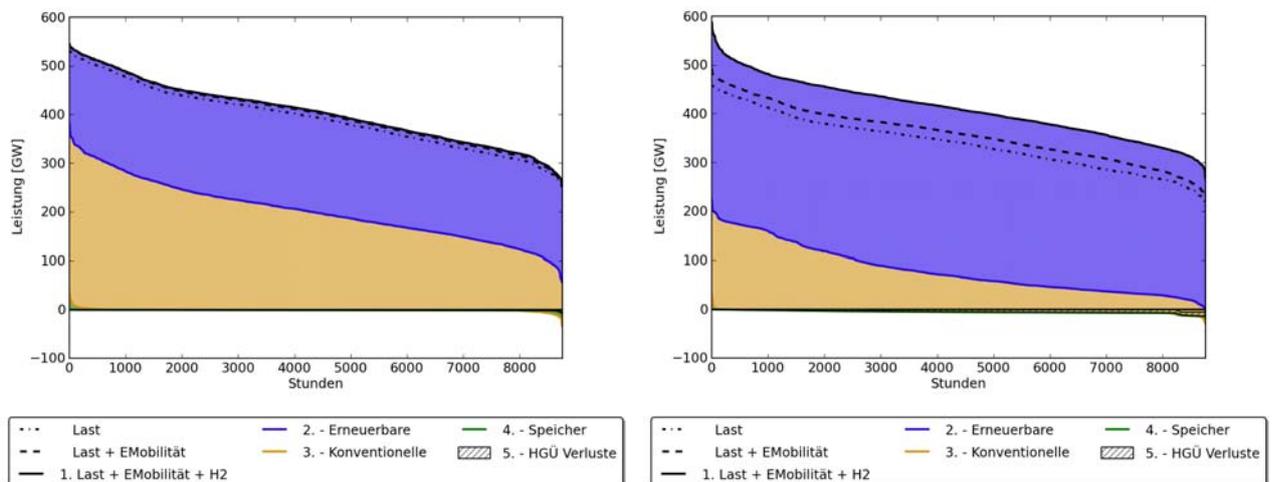


Abbildung 12: Jahresdauerlinien der Stromerzeugung in Europa im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) (Nachfrage Verkehr entsprechend Szenario 2011 A)

Ausgehend von den mit REMix für das europäische Versorgungssystem modellierten Stromimport- und -exportzeitreihen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn wurden mittels einer kostenminimierten Kraftwerkseinsatzplanung die Flexibilitätsanforderungen durch die volatile EE-Einspeisung für Deutschland genauer untersucht. Die Untersuchungen erfolgten mit einer rollierenden Planung in stündlicher Auflösung. Durch die periodische Überarbeitung konnte der **Einfluss durch Prognosefehler** in einem grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz abgebildet werden, welcher in der Realität über die Spotmärkte erfolgt.

Der zunehmende EE-Ausbau hat einen **steigenden Bedarf an Regelleistung** zur Folge, dessen Höhe zukünftig stark durch die Prognosegüte für die Wind- und PV-Einspeisung bestimmt wird. Während der Bedarf an Sekundärregelenergie bis 2030 in etwa bei gut 2 GW auf dem heutigen Wert bleibt, ist eine Zunahme des Bedarfs an Minutenreserve auf etwa 7 GW positiver und etwa 5 GW negativer Reserveleistung zu erwarten. Durch angenommene Prognoseverbesserungen sinkt dieser Bedarf wieder leicht bis 2050. Durch tägliche Ausschreibungen kann sich der Kraftwerkspark in der Bereitstellung von Regelleistung flexibel an die zu erwartende EE-Einspeisung anpassen, weshalb diese Änderung der Marktbedingungen empfehlenswert ist.

Bei idealem Netzausbau innerhalb Deutschlands ist bereits 2020 stundenweise mit einer annähernden Vollversorgung durch EE zu rechnen (s. **Abbildung 13**). Import und Export wirken entlastend auf das System. Die Schwankungen, welche im Stromsystem durch die volatile Einspeisung aus Wind und PV verursacht werden, resultieren in der Residuallast in einem starken **Anstieg des Spitzenlastbedarfs** und einen schrittweise auf Null **zurückgehenden Grundlastbedarf**. Um diese Schwankungen zu minimieren, sind Ausgleichsmaßnahmen notwendig.

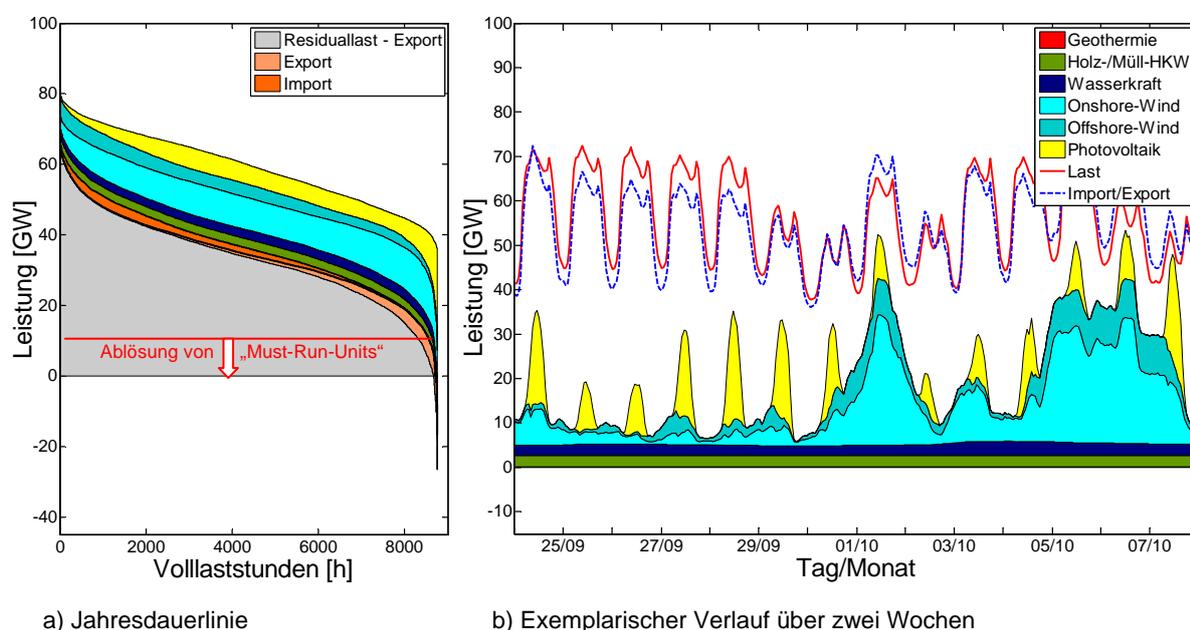


Abbildung 13: Dargebotsabhängige Einspeisung, Stromverbrauch und Import-Export im Jahr 2020, Szenario 2011 A

Die Simulation zeigt, dass die vielfältigen Lastausgleichsoptionen die Residuallast weitgehend glätten können. Die prioritäre Rolle kommt dabei der **Reduktion der Must-run-Units** und der **Flexibilisierung des Kraftwerksparks** (KWK, Retrofit) zu, damit dieser die EE-

Einspeisung nicht blockiert. Die Flexibilität der Kraftwerke gilt es bei sinkender Auslastung sicherzustellen und zu honorieren. Einerseits ist der Strommarkt so zu gestalten, dass eine gesicherte Leistung zu jedem Zeitpunkt vorhanden ist und die Rentabilität aller Backup-Technologien dennoch gewährleistet ist. Zum anderen ergeben sich daraus technische Anforderungen an die Kraftwerke, da sich nur noch hoch flexible Kraftwerke technisch und wirtschaftlich behaupten werden können. Eine greifende Maßnahme läge darin, in die neuen Rahmenbedingungen des Strommarktes (z. B. **Kapazitätsmärkte**) auch Anforderungen an die Flexibilität und den Standort der Kraftwerke einzubeziehen.

Diese Flexibilität ist auch für Biomasseanlagen notwendig. In Zeiten von Wind- und Solarstromüberschüssen muss vermieden werden, dass zeitgleich Biomasseanlagen einspeisen. Durch die EEG-Flexibilitätsprämie ist hier für Biogas ein erstes Instrument geschaffen worden. Längerfristig ist ein hoher **Biomasse-Anteil im Gasnetz** mittels Biomethan und ggf. auch Holzgas anzustreben. Damit kann die Gasinfrastruktur mit regenerativem Gas als saisonaler Speicher über ohnehin notwendige Gaskraftwerke und BHKW zum flexiblen Ausgleich von Großwitterschwankungen genutzt werden.

Wie wichtig diese Flexibilität ist, zeigt sich in den Simulationen für das Jahr 2030 (**Abbildung 14**). Bei voller Flexibilität und stark ausgebauten Stromnetzen können die **EE-Überschüsse fast vollständig durch Kurzzeitspeicher integriert** werden.

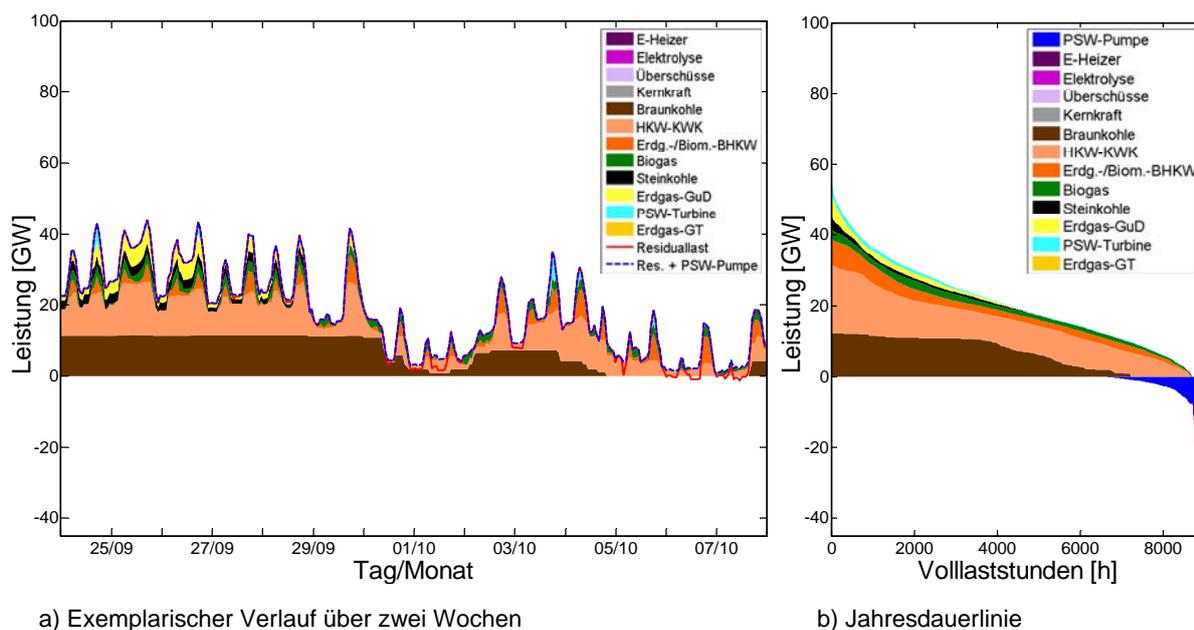


Abbildung 14: Kraftwerkseinsatz in Deutschland im Jahr 2030 – Szenario 2011 A

Auch erneuerbare Energien können zur **gesicherten Leistung** beitragen. Durch die jahreszeitliche Komplementarität liegt der gemeinsame Leistungskredit von Wind und PV im Szenario A auf Basis von vier Wetterjahren bei 7,4 GW (2020), 9,3 GW (2030) bzw. 10,7 GW für 2050. Entsprechend verbleibt – bei rein nationaler Betrachtung ohne den europäischen Stromverbund – ein Bedarf an **gesicherter Leistung im thermischen Kraftwerkspark** von 68,2 GW (2020), 57,1 GW (2030) bzw. 54,6 GW (2050), welcher sich auch in der Merit-Order widerspiegelt (**Abbildung 15**). Aufgrund des unterstellten deutlichen KWK-Zubaus und der hohen Einsparungen am Stromverbrauch besteht nur ein relativ geringer Bedarf am Neubau

von Kondensationskraftwerken. Im Zuge einer Europäisierung der Energieversorgung ist zukünftig eine Abkehr von einer rein nationalen Betrachtung der Versorgungssicherheit empfehlenswert. So kann der europäische Verbund wie auch der Import von regelbarem EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken zukünftig eine bedeutende Rolle für die gesicherte Leistung übernehmen.

Die Merit-Order in **Abbildung 15** veranschaulicht die **Bedeutung der KWK** im Kraftwerkspark. Der Ausbau der KWK bietet große Effizienzpotenziale, sollte aber bis 2020 zügig vorangetrieben werden, um einen Konflikt zwischen den Zielen des Energiekonzepts zum EE-Ausbau, zur Sanierung des Gebäudebestandes und zur KWK zu vermeiden. Langfristig ist absehbar, dass einerseits der Heizwärmebedarf zurückgeht und andererseits die Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien weiter steigen. Beides hat zur Folge, dass die Auslastung und damit die Rentabilität der KWK deutlich sinken. Daher erscheint es notwendig, den Ausbau der KWK bis 2020 abzuschließen und **mittels Wärmespeicher zu flexibilisieren**, damit sich die Investitionen lohnen und die Energieziele erreicht werden.

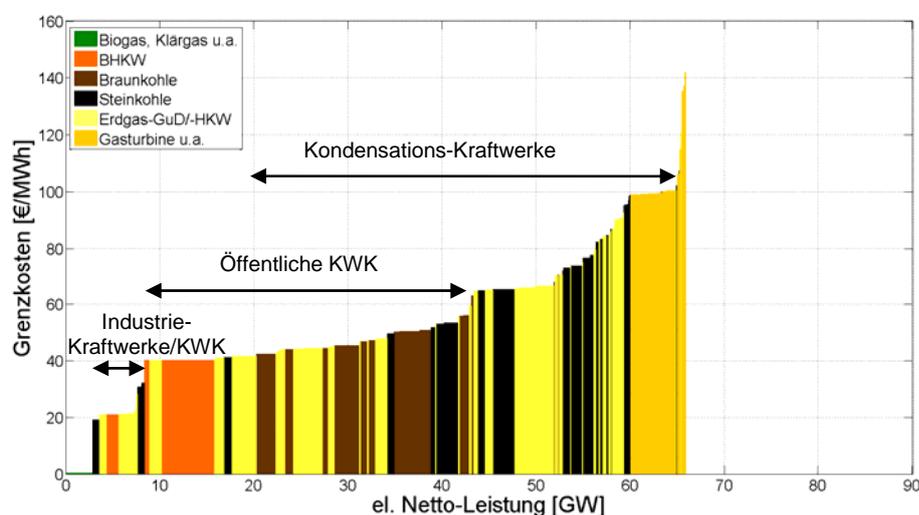


Abbildung 15: Merit-Order des thermischen Kraftwerksparks im Jahr 2030, Preisfad B

Auch das **Lastmanagement** kann zum Lastausgleich erheblich beitragen. Für 2020 zeigt sich ein großes Potenzial der Steuerung bestehender Nachtspeicherheizungen und elektrischer Trinkwarmwasserspeicher. Auch wenn diese Anlagen aus ökologischer Sicht langfristig im Wärmemarkt keine Rolle mehr spielen sollen, könnten sie bis dahin über eine entsprechende Ansteuerung einen Beitrag zur EE-Integration leisten. In ein bis zwei Dekaden entfaltet sich auch das Lastverschiebepotenzial der Elektromobilität, E-Heizer, Erdwärmepumpen, Haushaltsgeräte und der Klimatisierung zugunsten der EE-Integration, was den Vorteil der Interaktion zwischen den Energiesektoren Strom-Wärme-Verkehr und der übergreifenden Nutzung von Energiespeichern (Wärmespeicher, Batterien) deutlich erkennen lässt.

Die letzte Ausgleichsoption ist der **Einsatz von Speichern**, die sowohl als Kurzzeit- wie auch als Langzeitspeicher benötigt werden. **Kurz- und Langzeitspeicher** sind nach der Priorität der technischen und wirtschaftlichen Effizienz einzusetzen. Pumpspeicher oder ggf. auch Batteriesysteme eignen sich für den Stunden- und Tagesausgleich; Power-to-Gas (EE-Wasserstoff und EE-Methan) oder die Nutzung skandinavischer Wasserkraft perspektivisch für den Langzeitausgleich. Diese Energiespeicher können dann fossile Energieträger in ihrer

Speicherfunktion ablösen. Um die langfristigen Potenziale einzelner Speichersysteme beurteilen zu können, muss in weiteren Forschungsarbeiten zunächst der Speicherbedarf in Abhängigkeit von der Flexibilität der Kraftwerke, dem Tempo des EE-Ausbaus, dem Netzausbau und der Umsetzung der Flexibilitätsmaßnahmen wie des Lastmanagements untersucht werden. Ebenso sind technische und ökonomische Fragen bezüglich des intermittierenden Betriebs von power-to-gas-Anlagen zu lösen.

Die Simulationen ergaben, dass bis 2030 unter idealen Bedingungen **keine nennenswerten Energieüberschüsse** (TWh) entstehen, sondern fast **nur Leistungsüberschüsse** (GW), welche ökonomisch am sinnvollsten über bestehende und neue Lastmanagement-Anwendungen sowie Pumpspeicher zu nutzen sind. **Langzeitspeicher wie Power-to-Gas** werden in diesem Szenario erst nach 2030 benötigt. In **Abbildung 16** wird dies für das Jahr 2050 deutlich, in dem hohe Überschüsse für die chemische Speicherung vorhanden sind.

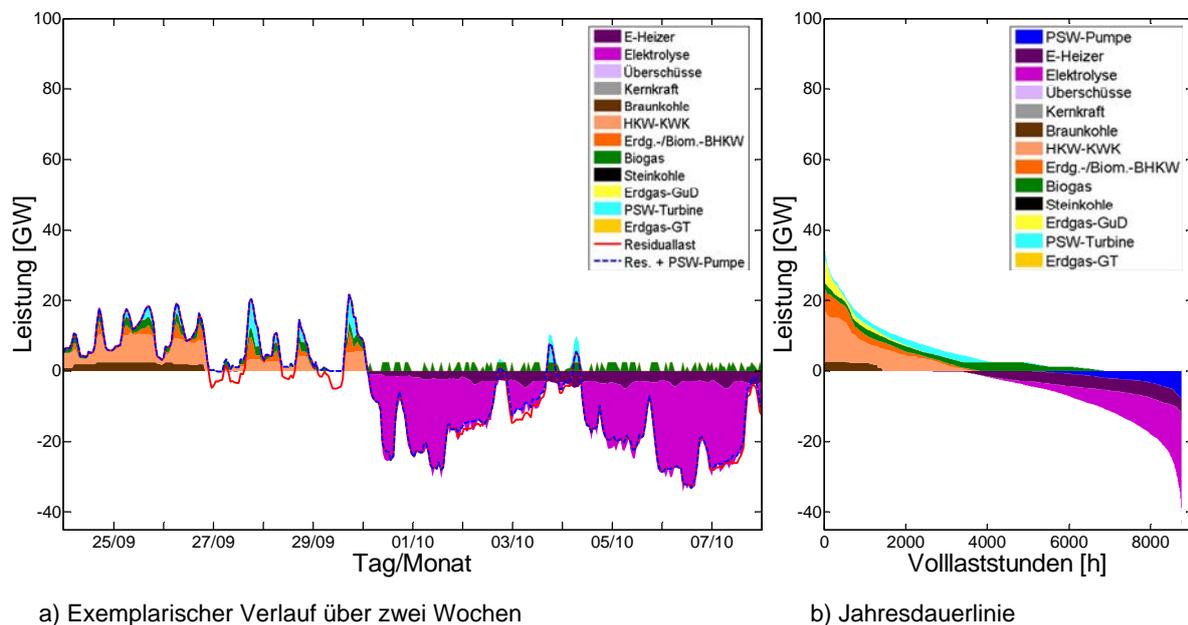


Abbildung 16: Kraftwerkseinsatz Szenario 2011 A im Jahr 2050

Aus der volkswirtschaftlichen Sichtweise sollte zunächst die **effizienteste und kostengünstigste Flexibilitätsoption** eingesetzt werden, um möglichst **effizienten Klimaschutz** umzusetzen. Dazu zählt zunächst die Anpassung von Erzeugung und Bedarf über ein entsprechendes Energiemanagement. Der Ausbau der Stromnetze schafft den räumlichen Ausgleich zwischen der schwankenden EE-Erzeugung und dem Strombedarf – die Speicher den zeitlichen Ausgleich. Insgesamt können durch den Einsatz der Ausgleichsoptionen zum einen die Abregelung von EE vermieden und zum anderen die Kraftwerke weitgehend mit **hoher Auslastung** betrieben werden, allerdings mit sehr vielen zeitlichen Unterbrechungen und **hohen Lastgradienten**. Die Auslastung der reinen Kondensationskraftwerke nimmt bis 2030 im Vergleich zu heute dennoch deutlich ab, ebenso die der KWK zwischen 2020 und 2050 (**Abbildung 17**). Biogasanlagen werden statt der derzeitigen Einspeisung in Grundlast flexibel mit einer Auslastung von ca. 4000 Volllaststunden eingesetzt.

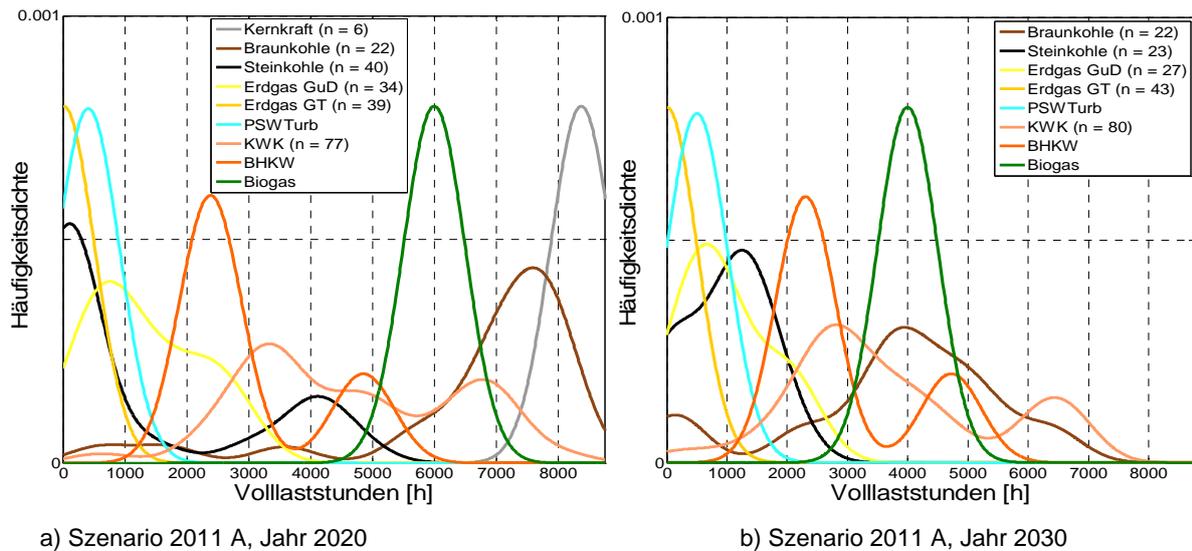


Abbildung 17: Auslastung des hydro-thermischen Kraftwerksparks – Szenario 2011 A in 2020 und 2030

7 Ökonomische Wirkungen des Umbaus der Energieversorgung

Die jährlich installierten Leistungen der EE-Technologien bestimmen in Verbindung mit ihren spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen das durch den Ausbau der EE entstehende **Investitionsvolumen**. Es ist ein wichtiger Indikator dafür, welchen Stellenwert der EE-Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Das gesamte Investitionsvolumen der EE lag **in 2010 bei 27,5 Mrd. €/a**, auf den Stromsektor entfielen 85% (**Abbildung 18**). Der beträchtliche Anstieg der letzten Jahre ist auf die Photovoltaik zurückzuführen. Deren Investitionen lagen 2010 mit 19 Mrd. €/a bei einem im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien überhöhten Anteil von 70%. Zukünftig wird das Investitionsvolumen der Photovoltaik wegen weiterer deutlicher Kostendegression und einer restriktiveren EEG-Anpassung deutlich zurückgehen. Für 2020 wird von einer Leistungsinstallation von 3 GW/a und Investitionen von 3,6 Mrd. €/a ausgegangen. Das gesamte Investitionsvolumen der EE liegt mittelfristig auf einem Niveau zwischen 17 und 19 Mrd. €/a.

Die stark wachsenden Mengenumsätze in der erneuerbaren Energieerzeugung kompensieren die parallel eintretenden weiteren Kostendegressionen. Bis 2050 steigt das jährliche Investitionsvolumen auf rund 22 Mrd. €/a, erreicht also nicht mehr die zum Großteil durch die Photovoltaik verursachten Spitzenwerte der Jahre 2010 und 2011. Die in den nächsten Jahrzehnten stabilen Investitionsvolumina sind eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass deutsche Unternehmen in der Mehrzahl der EE-Technologien auf dem Weltmarkt eine starke Rolle spielen können und somit der Aufbau von Exportmärkten weiter betrieben werden kann. Dies bestätigt nachdrücklich die Notwendigkeit der EE-Ausbauziele im Energiekonzept von 18% für 2020 und von 60% für das Jahr 2050.

Bis Ende 2010 wurden in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung insgesamt rund 150 Mrd. € investiert. In den nächsten Jahrzehnten bis 2050 liegt das Niveau der EE-Investitionen **bei rund 200 Mrd. € pro Jahrzehnt**. Deutlich höher auf 250 Mrd. €/a (2030-2040) bis 350 Mrd. €/a (2040-2050) müssten die Investitionen steigen, wenn bis 2060 das obere Klimaschutzziel (-95% THG-Emissionen) verwirklicht werden soll. Dies macht deutlich,

dass das „obere Ende“ des Zielkorridors für Treibhausgasminderungen und damit eine zu 100% auf erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung mit einem weitaus höheren Aufwand verbunden wäre als der untere Bereich des Zielkorridors. Dies gilt umso mehr, wenn gegenüber dem im Szenario 2011 THG95 unterstellten Zieljahr 2060 ein früheres Zieljahr angestrebt würde.

Das weitere globale Wachstum der EE ist auch die Voraussetzung dafür, dass für die meisten EE-Technologien noch weitere Kostensenkungen erreichbar sind. Die **durchschnittlichen Stromgestehungskosten** aller installierten Neuanlagen lagen **2010 bei 14 ct/kWh_{el}**. Sie sind wegen des starken Zubaus der Photovoltaik in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Das Maximum ist jetzt allerdings erreicht, bereits bis 2020 sinkt der Mittelwert des Gesamtmixes deutlich auf 9,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und weiter bis 2050 auf 6,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Für alle EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich **längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** ein. Von wesentlicher Bedeutung für einen ökonomischen Vergleich mit konventionellen Technologien ist, dass die EE-Kostenentwicklung im Vergleich zu einer brennstoffbasierten Energieversorgung langfristig wesentlich besser kalkulierbar ist, da sie überwiegend durch technologische Entwicklungen und weniger durch die Entwicklung der Brennstoffpreise beeinflusst wird. Außerdem stellen EE in zunehmendem Maße ein volkswirtschaftliches Wachstumssegment dar, das wesentliche Nachhaltigkeitskriterien erfüllt. Sie können also zukünftig **umweltschädigende und ressourcenintensive Wachstumsfelder ablösen**.

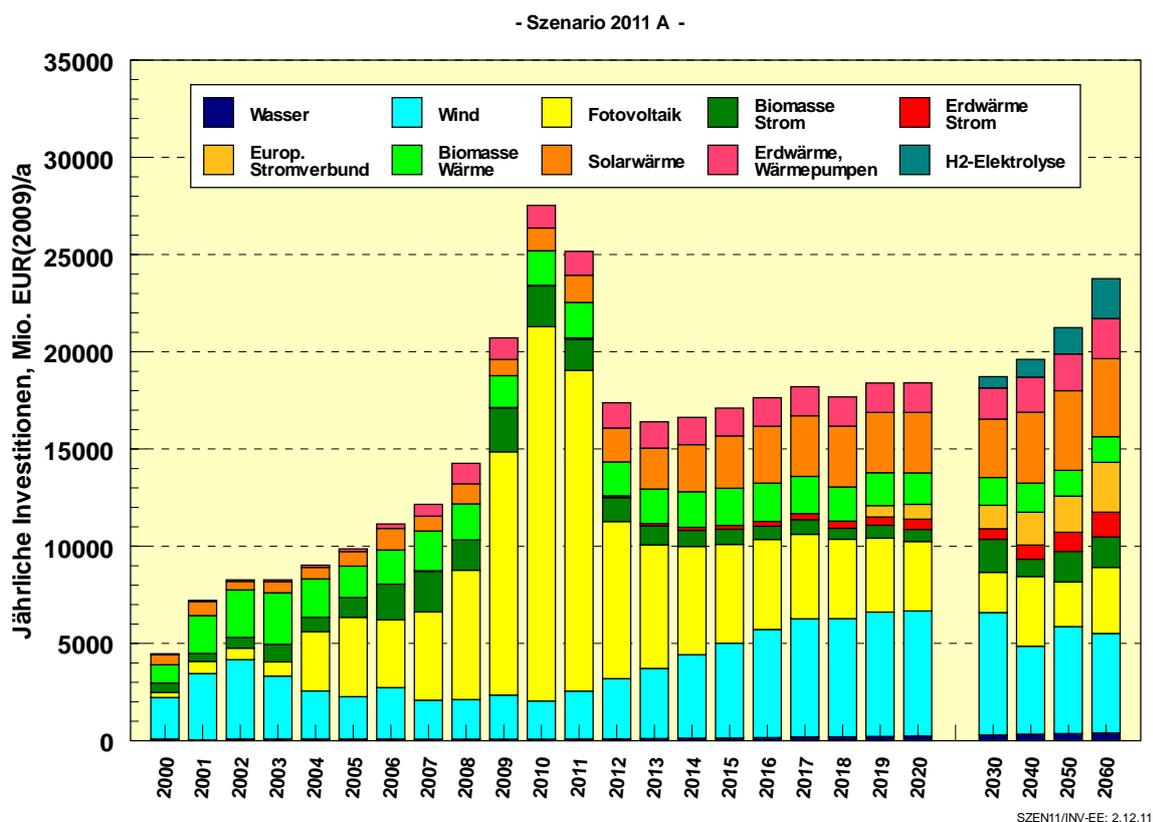


Abbildung 18: Jährliches Investitionsvolumen im Szenario 2011 A für strom- und wärmeerzeugende EE-Technologien

Bei im Jahr 2020 neu in Betrieb gehenden fossilen Kraftwerken werden die Stromgestehungskosten bereits zwischen **6,0 und 7,7 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** liegen (Preispfad A, Ausnutzung 6000 h/a, **Tabelle 6**); bis 2030 werden sie auf **7,2 bis 9,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** steigen. Dann sind die Gestehungskosten für EE-Strom mit rund 7,6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Mittelwert aller Neuanlagen) bereits geringer als Strom aus neuen Steinkohle- und Gaskraftwerken. Würde man die bisher nicht internalisierten Folgekosten des Klimawandels in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation von Stromgestehungskosten berücksichtigen (hier mit einem Kostenwert in Höhe von 75 €/t CO₂ charakterisiert), so läge bereits heute das ökologisch „korrekte“ **Kostenniveau um 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el}**. Die große Diskrepanz zu den heute tatsächlich betriebswirtschaftlich kalkulierten Kosten zeigt, dass die aus Umweltgesichtspunkten falschen Preissignale rasch und deutlich korrigiert werden müssen, wenn dauerhaft ein unter Klimagesichtspunkten akzeptables Energiesystem unter dem Regime von „korrekten Marktpreisen“ entstehen soll.

Tabelle 6: Preise von CO₂-Zertifikaten (€₂₀₀₉/t) und Stromgestehungskosten (ct₂₀₀₉/kWh_{th}) neuer fossiler Kraftwerke bei einer Ausnutzungsdauer von 6000 h/a (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 25 a) für verschiedene Preispfade

	2010	2020	2030	2040	2050
Preispfad A					
CO ₂ -Preis	14,3	27	45	60	75
Erdgas	5,9	7,6	9,4	11,3	13,1
Steinkohle	5,7	7,7	9,8	11,7	13,6
Braunkohle	5,0	6,0	7,3	8,6	10,0
Preispfad B					
CO ₂ -Preis	14,3	23	34	45	57
Erdgas	5,9	6,8	7,6	9,0	10,1
Steinkohle	5,7	6,8	8,0	9,3	10,6
Braunkohle	5,0	5,6	6,4	7,3	8,4
Preispfad A, zusätzlich volle Internalisierung von Klimaschutzkosten (75 €/t CO₂) ab 2010					
CO ₂ -Preis	75	75	75	75	75
Erdgas	8,0	9,2	10,4	11,8	13,1
Steinkohle	10,1	10,9	11,7	12,7	13,6
Braunkohle	10,7	10,1	9,8	9,9	10,0
Preispfad nach Szenarien zum Energiekonzept [EWI 2010]					
CO ₂ -Preis	14,3	20	38	57	75
Erdgas	4,9	5,0	5,8	6,7	7,6
Steinkohle	5,0	5,3	6,5	7,7	8,8
Braunkohle	4,8	5,5	6,7	8,0	9,3

Die **Kosten der EE-Einführung** werden in dieser Untersuchung mittels „**systemanalytischer Differenzkosten**“ gegenüber einer fiktiven Energieversorgung, die ihren Energiebedarf ohne erneuerbare Energien deckt, dargestellt. Sie gehen von den Erzeugungskosten des EE-Ausbaus im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen aus und lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten) zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten (und ggf. Gutschriften) im Vergleich zu den Vollkosten fossiler Energieanlagen abbilden (vgl. Tabelle 6). Näherungsweise werden in einer Preisvariante zusätzlich die externen Schadenskosten des Klimawandels bei der Ermittlung der Differenzkosten berücksichtigt.

Die hier ermittelten Differenzkosten enthalten nicht zusätzliche Aufwendungen für die Einbindung des fluktuierenden EE-Angebots in das gesamte Stromversorgungssystem. Läge eine vollständige Netz-

modellierung für ein sich weitgehend auf EE abstützendes Energiesystem vor, so könnten im Vergleich mit den Netzaufwendungen für eine konventionelle Energieversorgung auch die „**Differenzkosten**“ des **Netzausbaus** ermittelt werden. Eine Abschätzung zeigt, dass unter Berücksichtigung des zusätzlichen Netzausbaus die Differenzkosten um rund 12-13% höher ausfallen würden. Die folgenden Ausführungen zur Wirtschaftlichkeit des EE-Ausbaus ändern sich dadurch nicht grundsätzlich.

Die hier ausgewiesenen Differenzkosten sind nicht mit den sogenannten EEG-Differenzkosten zu verwechseln. Letztere beschreiben die sich aus der Anwendung des EEG ergebenden Zusatzkosten gegenüber Strombörsenpreisen. Diese werden in Form der EEG-Umlage von den nicht-privilegierten Stromkunden erbracht.

Summiert über alle Sektoren belaufen sich die **systemanalytischen Differenzkosten** des gesamten EE-Ausbaus **im Jahr 2010 auf 12,4 Mrd. €/a**. Davon stammen 75% aus der EE-Stromerzeugung. Grund dafür sind die relativ hohen Differenzkosten der Photovoltaik. Die Differenzkosten der übrigen Stromerzeugung liegen mit rund 4 Mrd. €/a in der gleichen Größenordnung wie diejenigen der EE-Wärmeerzeugung. Die gesamten Differenzkosten steigen bei auf ein Maximum von 15,5 Mrd. €/a im Jahr 2015 (Preispfad A); davon 12 Mrd. €/a für den Stromsektor, 2,4 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,1 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor. Bereits **um das Jahr 2026 entstehen keine Differenzkosten mehr** für den EE-Gesamtausbau. Zu diesem Zeitpunkt decken die EE bereits gut 30% des gesamten Endenergieverbrauchs. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten – die sich in 2030 bereits auf -7 Mrd. € belaufen – bedeuten, dass die EE nach diesem Zeitpunkt das Niveau der Energiekosten für die Verbraucher stabilisieren bzw. gegenüber einer fossilen Versorgung sogar senken.

Bis 2010 sind für den gesamten EE-Ausbau rund 71 Mrd. € an systemanalytischen Differenzkosten aufgelaufen, wenn gegen die bisherigen anlegbaren Stromkosten bzw. Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird (**Abbildung 19**). Davon stammten 44 Mrd. € aus der Stromversorgung, 23 Mrd. € verursachte die EE-Wärmeversorgung und 4 Mrd. € die Bereitstellung von Biokraftstoffen. Addiert man die folgenden 10-Jahresblöcke hinzu, steigen die **kumulierten Differenzkosten bis 2020 auf 210 Mrd. €** und bis 2030 nur noch geringfügig auf 219 Mrd. € (Preispfad A). Davon verursacht der EE-Stromausbau 181 Mrd. € (entsprechend 76%) und die EE-Wärmebereitstellung 34 Mrd. €.

Bis 2040 sind die kumulierten systemanalytischen Differenzkosten aller EE-Technologien mit einem Saldo von -30 Mrd. € vollständig kompensiert. Zur Jahrhundertmitte hat die Versorgung mit EE (Endenergieanteil 2050: 70%) bereits rund **570 Mrd. € potenzielle Mehrausgaben** gegenüber der (fiktiven) Weiterführung einer fossilen Energieversorgung **vermieden**.

Bei einem Preisanstieg nach Pfad B (**Tabelle 7**) tritt die Kompensation erst kurz vor 2050 ein (Saldo -42 Mrd. €). Für einen sehr niedrigen Preisanstieg entsprechend Pfad C würden die kumulierten Differenzkosten bis 2040 steigen. Im Gegensatz dazu zeigt die Berücksichtigung externer Kosten in Form potenzieller Klimaschäden mit 75 €/tCO₂, dass der gesamte EE-Ausbau prinzipiell mit sehr geringen systemanalytischen Differenzkosten erreicht werden kann. Bis 2020 treten maximale kumulierte Differenzkosten in Höhe von 52 Mrd. € auf. Bereits kurz nach 2020 überwiegen die vermiedenen Kosten von Klimaschäden diejenigen Kosten, die bei Fortführung der fossilen Energieversorgung aufträten. Die Ergebnisse zeigen, dass Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung fossiler Brennstoffe sowie zum Kostenniveau von CO₂-Zertifikaten sehr stark die ökonomische Bewertung des EE-Ausbaus bedingen. Plausible Annahmen sind folglich für eine korrekte energiepolitische Bewertung des EE-Ausbaus von großer Bedeutung.

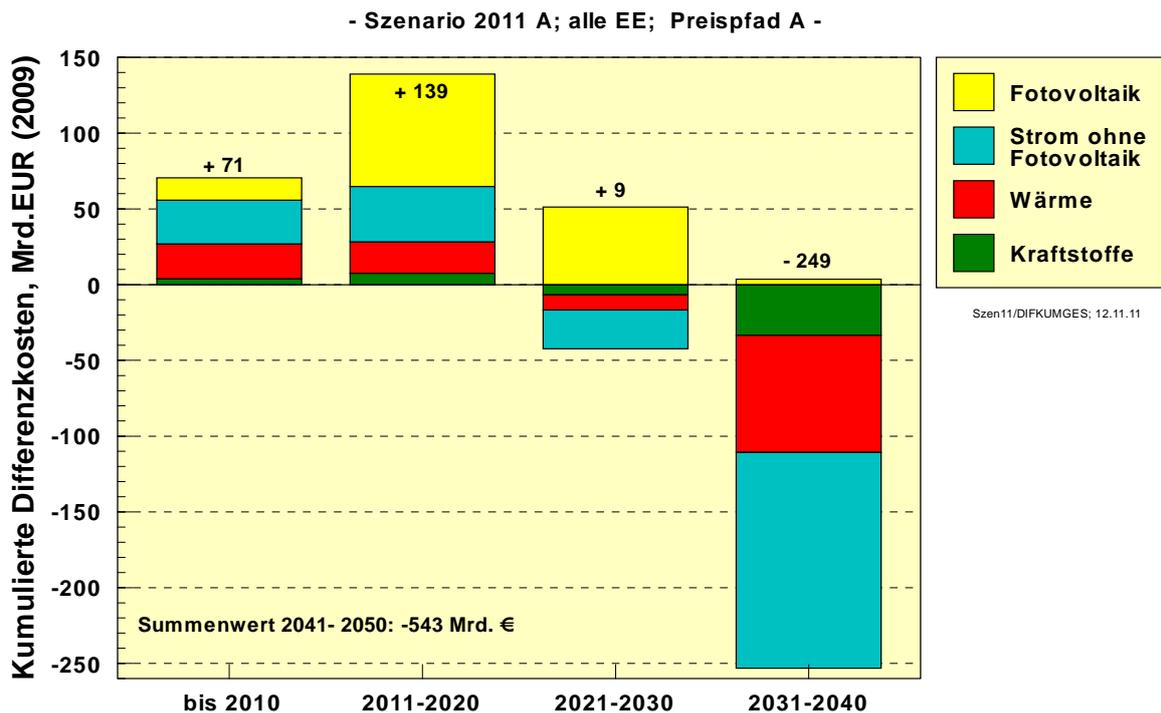


Abbildung 19: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE im Szenario 2011 A für 10-Jahres-Abschnitte und Preispfad A

Tabelle 7: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Szenario 2011 A für vier Pfade anlegbarer Energiepreise (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	Pfad A („Deutlich“)	Pfad B („Mäßig“)	Pfad C („Sehr niedrig“)	Kosten internalisiert
bis 2010	71	71	71	16
bis 2020	210	230	245	52
bis 2030	219	324	395	-38
bis 2040	-30	250	416	-352
bis 2050	-573	-42	279	-918

Die mittleren Erzeugungskosten der Stromerzeugung aus EE (blaue Kurve **Abbildung 20**) liegen derzeit noch deutlich über denjenigen der konventionellen Stromerzeuger. Dies bewirkte in 2010 eine Erhöhung der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung um 1,7 ct/kWh auf 6,5 ct/kWh. Bis zum Jahr 2016 erhöht sich dieser preissteigernde Effekt der EE noch **auf 2,3 ct/kWh**, woraus sich mittlere Stromgestehungskosten von insgesamt 8,4 ct/kWh ergeben. Die aufgrund weiterer technischer Innovationen und stetiger Marktausweitung weiter sinkenden EE-Stromgestehungskosten ermöglichen danach eine Reduktion der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung auf ein Niveau von **knapp 7 ct/kWh in 2050**. Das Kostenniveau des Jahres 2050 (in realen Preisen des Jahres 2009) ist also damit nur geringfügig höher als heute. Im Gegensatz zu heute steht dann aber Strom aus risikoarmen, weitgehend klimaneutralen und unbegrenzt verfügbaren Energiequellen zur Verfügung.

Aktuell steht für das Jahr 2012 der EE-Umlage auf der Basis der systemanalytischen Differenzkosten (die auf die gesamte Nettostromerzeugung bezogen ist) von **2,09 ct₂₀₀₉/kWh im**

Jahr 2012 eine offizielle EEG-Umlage von 3,59 ct₂₀₁₂/kWh gegenüber. Dieser erhebliche Unterschied macht klar, dass die aus der spezifischen Sicht der Vorgaben des EEG definierte Umlage die gesamtwirtschaftliche Wirkung eines umfassenden EE-Umbaus nicht angemessen bewerten kann.

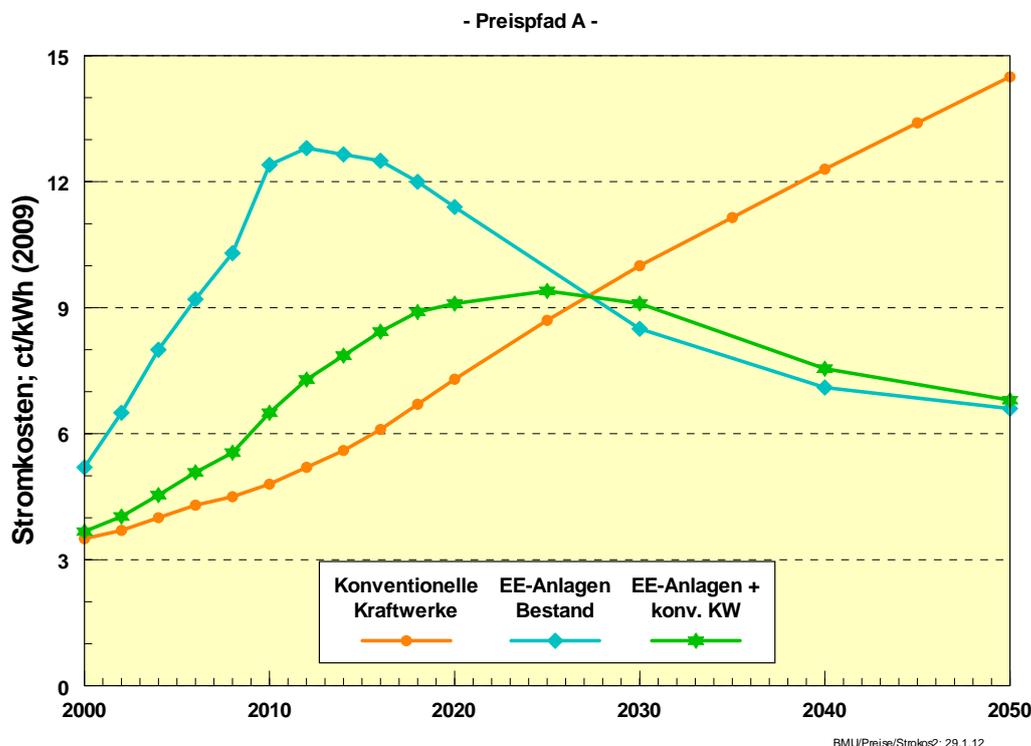


Abbildung 20: Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke, des EE-Mixes und der Gesamtheit aller stromerzeugender Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A

Der oben erläuterte Sachverhalt für den Stromsektor kann näherungsweise für die gesamte Energieversorgung dargestellt werden. Die Energieverbraucher geben derzeit in ihrer Gesamtheit jährlich rund **200 Mrd. €₂₀₀₉/a** für Brennstoffe (~70 Mrd. €), Kraftstoffe (~45 Mrd. €) und Strom (~85 Mrd. €) aus (**Abbildung 21**). Im Jahr 2005 waren es noch rund 160 Mrd. €. Würde der heutige Energieverbrauch eingefroren und zukünftig ausschließlich fossil gedeckt, müssten beim Preispfad A dafür im Jahr 2030 etwa 320 Mrd. €₂₀₀₉/a und im Jahr 2050 etwa 415 Mrd. €₂₀₀₉/a aufgewandt werden (graue Linie: „Fossil ohne Effizienz“). Eine konsequente Strategie der **substantiellen Effizienzsteigerung bei gleichzeitigem Ausbau der EE ermöglicht die Abkopplung** von diesem nicht zukunftsfähigen Trend. Wird nur die Effizienzstrategie betrachtet, können die Ausgaben für die zukünftige Energieversorgung knapp unter 300 Mrd. €₂₀₀₉/a gehalten werden (grüne Linie: „Fossil mit EFF“). Das spezifische Kostenniveau (pro kWh) bis 2050 wäre um das 2,2-fache höher, die „Energierrechnung“ würde gegenüber 2010 jedoch nur um 50% steigen. In Kombination mit dem EE-Ausbau (rote Linie: „Szenario 2011 A, „EFF+EE“) gelingt die **Überleitung in ein zukunftsfähiges Energieversorgungssystem** vollständig. Bis ca. 2025 treten als Ausgaben die Differenzkosten des EE-Ausbaus für Strom, Wärme und Kraftstoffe hinzu, sodass die gesamten Energieausgaben – definitionsgemäß ohne Berücksichtigung der Aufwendungen für die Einbindung des fluktuierenden EE-Stroms in das Versorgungssystem – bis 2025 noch auf 285 Mrd. €₂₀₀₉/a steigen. Danach sinken sie in dem Maße, wie die Effizienz- und EE-Strategie ihre Wirkung zeigt. Im Jahr 2050 wird mit Ausgaben in Höhe von insgesamt 215 Mrd. €₂₀₀₉/a etwa

das **heutige Ausgabenniveau wieder erreicht**, obwohl das Energiepreisniveau der fossilen Energien mehr als doppelt so hoch wie heute ist.

Eine auf Dauer angelegte wirkungsvolle Effizienz- und EE-Strategie ermöglicht es also, sowohl eine klimaverträgliche und risikoarme Energieversorgung zu schaffen, als diese auch nach einer Übergangszeit kostenstabil zu halten. Zentrale Aufgabe sollte es daher sein, die jetzt dazu erforderlichen Vorleistungen in Form von Investitionen in Effizienz- und EE-Technologien und entsprechend anzupassende Infrastrukturen bzw. dem daraus resultierenden Kapitaldienst als **notwendige und sinnvolle Vorsorge** zur Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung den Bürgern und den Wirtschaftsakteuren zu vermitteln.

Der energiepolitisch angestrebte Rollenwechsel der EE von der Nische hin zu einer Führungsposition kann als eine „**erzwungene**“ **Internalisierung externer Kosten** der bisherigen, konventionellen Energieerzeugung verstanden werden. Die Kapitalkosten der EE repräsentieren nahezu vollständig auch die „ökologischen“ Vollkosten der jeweiligen erneuerbaren Energieerzeugung. Auf einen späteren Zeitpunkt oder in andere Regionen verschiebbare (und damit verdrängbare) Kosten sind in nur sehr geringem Umfang vorhanden. Sie ergeben sich z. B. bei der konkurrierenden Nutzung von Biomasse oder der lokalen Beeinflussung von Landschaften durch die Aufstellung von EE-Anlagen. Sie können bei entsprechender Dialogbereitschaft meist auch auf dieser Ebene gelöst werden.

Große Teile der Kosten im konventionellen Erzeugungsbereich gehen dagegen bis heute nicht in die betriebswirtschaftliche Kostenrechnung ein, wie insbesondere die Schäden eines globalen Klimawandels. Auch die Folgekosten der Umweltverschmutzung bzw. -zerstörung durch eine immer aufwändigere Förderung fossiler Energieträger tauchen so gut wie nicht in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation auf. Auch grundsätzliche Risiken, wie sie inhärent mit der Nutzung der Kernenergie verknüpft sind, werden nicht berücksichtigt.

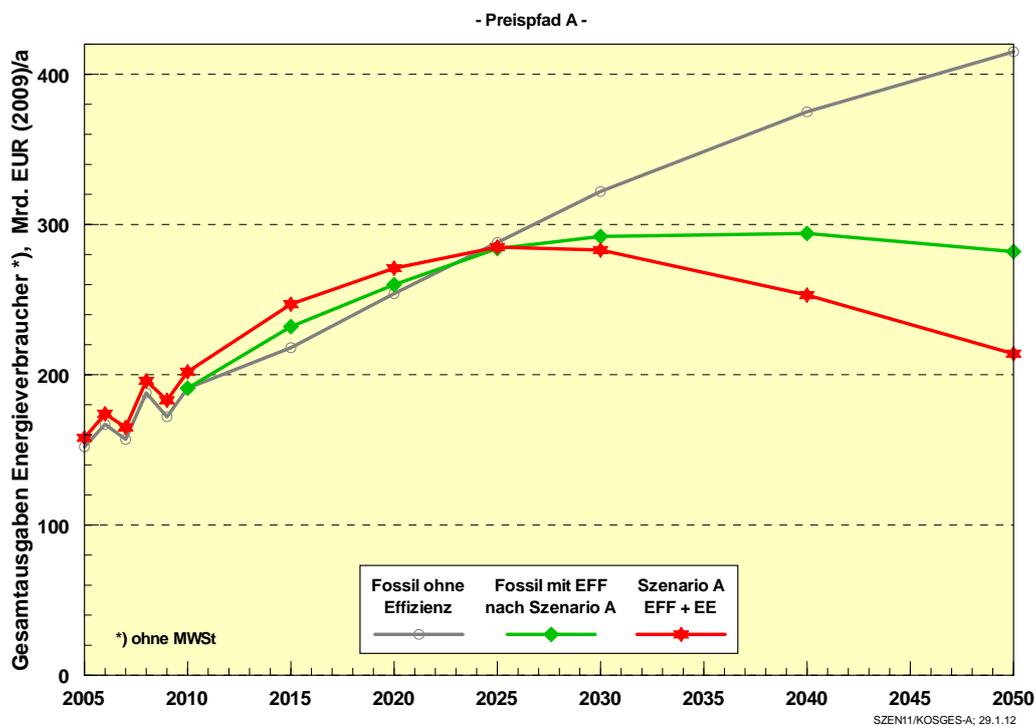


Abbildung 21: Gesamtausgaben für Energie aller Verbraucher bei ausschließlich fossiler Bereitstellung des heutigen Verbrauchniveaus, bei Umsetzung der Effizienzziele und für den Energiemix des Szenarios 2011 A

Deutschland importierte im Jahr 2010 fossile Energieträger (~10100 PJ/a) im Wert von 68 Mrd. €. Die Schonung fossiler Ressourcen durch die verstärkte Nutzung von EE führt zu einer **erheblichen Verminderung des Imports fossiler Energieträger**. Derzeit vermeiden sie den Import von 1100 PJ/a fossiler Energie. Dadurch wurden in 2010 6,8 Mrd. €_{2009/a} an Importausgaben vermieden. Die vermiedenen Importmengen wachsen bis zur Jahrhundertmitte auf rund 4100 PJ/a. Dadurch werden Importausgaben im Jahr 2020 zwischen 17 und 20 Mrd. €_{2009/a} und im Jahr 2030 zwischen 30 und 36 Mrd. €_{2009/a} vermieden. Bis zur Jahrhundertmitte werden die jährlich vermiedenen Importausgaben für fossile Energieträger auf 54 bis 73 Mrd. €_{2009/a} angestiegen sein, was etwa 2% des dann erwarteten Bruttoinlandsprodukts entspricht. Auch die durch den EE-Einsatz vermiedenen CO₂-Emissionen nehmen zukünftig beträchtliche Werte an. Im Jahr 2010 wurden durch EE rund 115 Mio. t CO₂ vermieden. Sie repräsentieren einen Wert von 1,6 Mrd. €/a (CO₂-Preis 14,3 €/t), tatsächlich sind aber Klimaschäden in Höhe von rund 8,5 Mrd. €/a (CO₂-Preis 75 €/t) vermieden worden. Bei einer im Jahr 2050 durch EE vermiedenen CO₂-Menge von 396 Mio. t CO₂/a in Deutschland entspricht dies global vermiedenen Klimaschäden von rund 32 Mrd. €/a.

Verschiedene Untersuchungen zeigen die **Problematik der Nutzenbilanzierung**. Zum einen sind eine Reihe von positiven Wirkungen eines EE-Ausbaus nicht bzw. kaum quantifizierbar. Dazu gehören u. a. die Verringerung oder Vermeidung von internationalen Spannungen wegen geringerer Konkurrenz um knappe fossile Energien, die nicht bzw. kaum vorhandenen Missbrauchsmöglichkeiten der EE-Techniken für kriegerische oder terroristische Zwecke und damit eine unproblematischere länderübergreifende Zusammenarbeit oder die vielfältigen dezentralen Nutzungsmöglichkeiten von EE-Techniken mit ihrer regionalen Wertschöpfung und den verstärkten (Mit-) Gestaltungsmöglichkeiten auf privater und kommunaler Ebene. Zum anderen sind die quantifizierbaren Nutzenbeträge bislang weitgehend theoretischer Natur, da sie in der Kostenkalkulation der Marktteilnehmer überwiegend nicht enthalten sind und somit auch Investitionsentscheidungen nicht „automatisch“ nach dem optimalen volkswirtschaftlichen Nutzen gefällt werden.

Derzeit werden die notwendigen Korrekturen in Form von Förderinstrumenten und anderer staatlicher „Leitplanken“ als Kostenfaktoren und damit **vorwiegend negativ als „Belastung“** wahrgenommen. Die letztlich mit „Preissteigerungen“ verbundenen Korrekturen dieses „Marktversagens“ müssen jedoch von einer mutigen und **aufgeklärten Energie- und Klimaschutzpolitik**, welche die Belange des Umwelt- und Klimaschutzes gleichrangig neben wirtschafts- und sozialpolitische Interessen stellt, als notwendige und langfristig nützliche Maßnahmen gesehen und auch so den Bürgern vermittelt werden. Andernfalls wird der im Energiekonzept der Bundesregierung angekündigte Transformationsprozess hin zu einer auf erneuerbaren Energien und hoher Energieeffizienz basierenden Energieversorgung nicht stattfinden können.

8 Sicherheitsrelevante Aspekte des Umbaus der Energieversorgung

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat maßgeblichen Einfluss auf die Sicherheit der zukünftigen Energieversorgung. Dabei spielen sowohl technisch-strukturelle, wirtschaftliche, ökologische, gesellschaftliche als auch entwicklungspolitische Aspekte eine Rolle. Unter dem Begriff „Energiesicherheit“ werden verschiedene Sicherheitsaspekte von Energiedienstleistungen subsumiert. Diese sind: **Versorgungssicherheit, Innere Sicherheit, Investitions- und Wirtschaftssicherheit, Umwelt- und Klimasicherheit und Internationale Sicherheit.**

Insgesamt zeigt der Umbau zu einem auf EE basierendem Energiesystem in der Strom- und Wärmeversorgung und im Verkehr eine ganze Reihe von Merkmalen, die für eine **Steigerung der „Energiesicherheit“** insgesamt sprechen. Diese positiven sicherheitsrelevanten Merkmale eines solchen Umbaus sind:

- überwiegender Anteil heimischer Energiequellen, verringerte Importabhängigkeit,
- geringere strukturelle Verwundbarkeit durch überwiegend dezentrale Erzeugung,
- umwelt- und klimaverträglichere Erzeugung; Vermeidung der Kernenergies Risiken,
- größere Vielfalt der genutzten Energiequellen, Energieerzeugung auf einem deutlich größeren geografischen Gebiet, größere Anzahl von Versorgungskorridoren
- sinkende Technologie- und damit Energiepreise bei verstärktem EE-Ausbau
- hohe Kostenstabilität und Arbeitsplatzintensität infolge Dominanz der Kapitalkosten,
- Verlängerung der Verfügbarkeit gut speicherbarer, fossiler Energieträger,
- internationale Kooperation und Konfliktprävention, beträchtliche Chancen für Entwicklungs- und Schwellenländer, insbesondere potenzielle EUMENA-Energiegemeinschaft.

Sicherheitsrelevante Merkmale, die eine **energiepolitische Herausforderung** darstellen, und die beim Transformationsprozess bewältigt werden müssen bzw. die eine Steigerung der „Energiesicherheit“ erschweren können, sind:

- die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf der Basis überwiegend fluktuierender Energiequellen erfordert einen starken Ausbau von Infrastrukturmaßnahmen wie Netztransferkapazität, Energiespeicher und Last- und Erzeugungsmanagement,
- hohe Investitionskosten am Anfang der Technologieentwicklung und entsprechende volkswirtschaftliche „Vorleistungen“,
- Schaffung geeigneter bzw. modifizierter marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen zur Mobilisierung einer ausreichend großen Anzahl von Akteuren,
- die in einem EE-basierten Energiesystem vorherrschenden Energieträger Strom und Gas sind leitungsgebunden und verwundbarer,
- lokal und insbesondere bei starker Sichtbarkeit teilweise erschwerte Akzeptanz für die Aufstellung von EE-Anlagen und für entsprechende Infrastrukturmaßnahmen.

Ein Umbau der deutschen und europäischen Energieversorgung kann sich an folgenden Hinweisen orientieren, um die **„Energiesicherheit“ so stabil wie möglich zu halten bzw. sie zu vergrößern:**

- Flankierung des Ausbaus fluktuierender EE-Quellen durch ausreichenden Neubau schnell regelbarer konventioneller Kraftwerke ausschließlich auf der Basis von Erd-

gas, ergänzt durch Biogase und längerfristig Gase aus erneuerbaren Quellen. Paralleler Abbau wenig regelbarer, konventioneller Kraftwerkskapazität (must-run-units),

- Ausbau sicher abrufbarer erneuerbarer Energiequellen, wie der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen ihrer zulässigen „ökologischen“ Potenziale und der geothermischen Stromerzeugung,
- Erhöhung der europaweiten Netztransferkapazität des Stromverteilungsnetzes für einen verbesserten weiträumigen Ausgleich des fluktuierenden erneuerbaren Energieangebots und des Energiebedarfs,
- Erhöhung der Speicherkapazität im deutschen und europäischen Stromnetz mittels Pumpspeicherkraftwerken, Druckluft-Speichern und langfristig EE-Wasserstoff bzw. -Methan zur Verbesserung der mittelbaren Regelbarkeit fluktuierender EE-Quellen,
- Lastmanagement zur Anpassung der Last an das fluktuierende EE-Angebot durch die Entwicklung intelligenter Verbrauchergeräte und Stromnetze. Dabei Nutzung von Synergien bei der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor,
- Umbau wärmegeführter zu stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung mit Hilfe von Wärmespeichern sowie weiterer Ausbau stromgeführter KWK,
- Import von sicher abrufbarem EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika (DESERTEC) und Wasserkraft aus Skandinavien,
- Nutzbarmachung von EE-Strom für den Verkehrs- und Wärmesektor durch eine intelligente direkte Nutzung und durch Überführung in synthetische speicherbare Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan.

Unerlässlich zur Erreichung einer möglichst großen gesellschaftlichen Zustimmung und Akzeptanz zu den Zielsetzungen des Transformationsprozesses ist schließlich eine **Energiepolitik mit hoher Transparenz, Verlässlichkeit, Vorhersehbarkeit und Zielgerichtetheit**, damit die dafür erforderlichen Instrumente und Maßnahmen mit den notwendigen politischen und gesellschaftlichen Mehrheiten rechtzeitig weiterentwickelt bzw. neu etabliert werden können.

9 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Bedeutung der Strategieelemente Effizienzsteigerung (EFF) und Einsatz erneuerbarer Energien (EE) sind in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sehr unterschiedlich. Im Bereich der Stromversorgung dominiert eindeutig die CO₂-Minderung durch EE mit einer Nettominderung von 209 Mio. t CO₂/a. Der Beitrag durch Effizienzmaßnahmen beim Stromverbrauch fällt mit 51 Mio. t CO₂/a relativ gering aus, weil sich die Bruttostromerzeugung bis 2050 nur gering verringert. Im Gegensatz dazu wird die CO₂-Minderung bei der Wärmebereitstellung im Wesentlichen durch die deutliche Verminderung des Wärmeverbrauchs erreicht. Von Effizienzmaßnahmen stammen 196 Mio. t CO₂/a, vom EE-Ausbau 47 Mio. t CO₂/a. Eine ähnliche Gewichtung ergibt sich bei den Kraftstoffen, wo eine Minderung von 96 Mio. t CO₂/a auf Effizienzmaßnahmen und 26 Mio. t CO₂/a auf EE entfallen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass der durch die Einführung der Elektromobilität verringerte Endenergieverbrauch im Verkehrssektor unter Effizienz bilanziert ist. Die Elektromobilität unter Einsatz erneuerbaren Stroms allein liefert einen Minderungsbeitrag von etwa 23 Mio. t CO₂/a in den Szenarien A und B und 42 Mio. t CO₂/a im Szenario C.

Die erfolgreiche Umsetzung der zu erbringenden CO₂-Minderungen erfordert in jedem Bereich die Kombination beträchtlicher struktureller Veränderungen, den **Einsatz vielfältiger energiepolitischer Maßnahmenbündel mit gezielten Anreizen** für zahlreiche Einzelakteure sowie die Überwindung zahlreicher Hemmnisse und Einzelinteressen. Außerdem wachsen die **Wechselwirkungen zwischen den Bereichen** infolge wachsender Ausgleichs- und Speichervorgänge, sowohl zwischen Strom- und Wärmeversorgung, als auch zwischen Strom- und Gasversorgung. Die Veränderungsprozesse müssen deshalb in ihrer zeitlichen Abfolge gut aufeinander abgestimmt werden.

Im Energiekonzept wird eine **Halbierung des gesamten Energieverbrauchs** Deutschlands als Zielgröße vorgegeben. Zwischen den sachgerechten Zielen der Bundesregierung zur Energieeffizienz und den tatsächlich sich einstellenden Wirkungen der aktuellen Instrumente klafft derzeit jedoch eine immer **größer werdende Lücke**. Diese muss rasch durch wesentlich wirksamere Instrumente und Maßnahmen geschlossen werden. Ohne eine verstärkte, deutlich über bisherige Anstrengungen hinausgehende Energieeffizienzpolitik sind die ehrgeizigen Klima- und Ressourcenschutzziele des Energiekonzepts nicht erreichbar.

Die empfohlenen Maßnahmen zur Umsetzung der Zielsetzungen des Energiekonzepts sind ausführlich in der Langfassung erläutert. Auf sie wird hier schlaglichtartig verwiesen:

1. Effizienzsteigerungen im Stromsektor

- A) Einrichtung eines aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ finanzierten **Energieeffizienzfonds**.
- B) Ausweitung einer klaren Kennzeichnungspflicht für Elektrogeräte im Rahmen der **Öko-Design-Richtlinie der EU**.
- C) Volle Unterstützung des Entwurfs einer **europäischen Energieeffizienz-Richtlinie**; Weiterentwicklung der Richtlinie zu ehrgeizigeren Effizienzzielen.
- D) Der zukünftige **Stromeinsatz im Wärmesektor** ist weitgehend an EE-Stromüberschüsse zu koppeln; Einsatz von Speicherelektroheizungen sollte nur in Gebäuden mit hohen Wärmerstandards erfolgen; Elektrodirektheizungen sind deutlich zu reduzieren.
- E) Entwickeln von **ordnungsrechtlichen Vorgaben** für betriebliche und kommunale Energienutzungskonzepte und eine Verstärkung des Einspar-Contracting.
- F) Neuausrichtung des **Energie-(Strom-)steuergesetzes** bzw. der Ökosteuer in Richtung zusätzlicher ökonomischer Anreize zur Effizienzsteigerung.
- G) **Überprüfung von Steuervergünstigungen** und Ausnahmeregelungen im Industriebereich; Verknüpfung mit dem Nachweis effizienter Energiemanagementsysteme.

2. Effizienzsteigerungen im Wärmesektor

- A) **Verschärfung der EnEV** für Neubauten auf den Standard eines „klimaneutralen Gebäudes“ bis zum Jahr 2020 in Verbindung mit höheren EE-Anteilen im EEWärmeG.
- B) Ausarbeitung eines „**Sanierungsfahrplans für den Bestand**“ im Rahmen einer weiterentwickelten EnEV, Steigerung der Sanierungsrate, Sicherung einer ausreichenden energetischen Sanierungstiefe und Sicherstellung ausreichender Fördermittel.
- C) Verbesserte Möglichkeiten für **Energie-Contracting für Mietwohnungen**; Novellierung des Mietrechts zur Erleichterung der Amortisation von Investitionen in Effizienzmaßnahmen.

D) **Steuerliche Absetzbarkeit** der Kosten energetischer Gebäudesanierungen verabschieden und umsetzen.

E) Begleitende Kontrolle der Umsetzung bzw. begleitendes **Monitoring** der „Modernisierungsoffensive“.

F) Verpflichtung zur Entwicklung und Unterstützung kommunaler oder stadtteilbezogener koordinierter **Sanierungs- und Wärmekonzepte** im Hinblick auf bedarfsgerechte **Nah-Wärmeversorgung** aus KWK oder erneuerbaren Energien („Klimaschutzgesetz“).

G) Verstärkte Anreize bzw. Förderprogramme für **Energiemanagementsysteme** und die energetische Optimierung energieintensiver Prozesse; Förderung innovativer Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz im Industriebereich.

H) Verpflichtung zur **Abwärmenutzung** für Kaskadenprozesse; verstärktes Energiecontracting im Prozesswärmebereich.

3. Transformation der Stromversorgung

A) Das **EEG** ist das wirksamste Instrument der Förderung des EE-Ausbaus im Stromsektor. Das Grundprinzip des **Vorrangs erneuerbarer Energien** muss grundsätzlich unverändert erhalten bleiben; seine **stetige Weiterentwicklung und Anpassung** an kostensenkende Technologieinnovationen muss dabei prinzipiell beibehalten werden, es sollte aber flexibler gestaltet werden.

B) Die jetzigen **Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage** sollten überprüft und auf ein möglichst geringes Maß zurückgeführt werden. Auch über Sinnhaftigkeit der Marktprämie sollte erneut nachgedacht werden, sofern sie nicht erkennbar zu einer Verbesserung der Marktintegration der EE führt.

C) **Die Flexibilität** der verbleibenden konventionellen Kraftwerke muss deutlich erhöht werden; es werden sich zukünftig nur noch hoch flexible Kraftwerke technisch und wirtschaftlich behaupten können.

D) **Auch EE-Anlagen müssen Systemverantwortung übernehmen**; sie müssen zukünftig auch zur Systemsicherheit beitragen (Regelleistung zur Frequenz- und Spannungshaltung; Schutztechnik u. a.).

E) Das Stromnetz muss beschleunigt ausgebaut werden, sowohl auf der **Verteilungsebene** als auch auf der **Transportebene**; die von der Bundesnetzagentur aktuell vorgelegten Szenarien der Stromversorgung bieten jetzt nach erfolgter Überarbeitung einen geeigneten Rahmen für die Ausarbeitung des notwendigen **Netzentwicklungsplans**.

F) Verstärkte Anreize zum weiteren **Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung** sind erforderlich, vorrangig mit Wärmespeichern; Biomasse-KWK nur mit Wärmenutzungspflicht.

G) Die „**optimale**“ **Struktur des zukünftigen Speicherbedarfs** sollte in weiteren Untersuchungen möglichst genau ermittelt werden unter Variation der wesentlichen Einflussfaktoren wie Flexibilität der Kraftwerke, Ausbauintensität der EE und der Stromnetze sowie Flexibilität von Lastmanagementmaßnahmen; zur technischen Weiterentwicklung von Speichern sind weitere Forschungsarbeiten erforderlich.

H) Die **Rentabilität der erforderlichen „Backup“-Technologien muss gewährleistet** sein; angepasste Rahmenbedingungen des Strommarktes sollten auch Anforderungen an die Flexibilität und den Standort der Kraftwerke einbeziehen und diese honorieren (z. B. mittels „Kapazitätsmärkten“).

I) Es ist erforderlich, in wachsendem Umfang die **Vollkosten aller Stromerzeugungsoptionen** in die Preissignale des zukünftigen Strommarkts einzubringen. Angestrebt werden sollte, dass die Vollkosten weitgehend externe Kosten der Energiebereitstellung (insbesondere die Kosten des Klimawandels und die Entsorgungs- und Risikokosten) enthalten.

4. EE-Ausbau im Wärmesektor

A) Eine umfassende Neuordnung des Marktanreizprogramms (MAP) sollte mit dem Ziel erfolgen, die heutigen Budgetrestriktionen zu überwinden. **Es sollte ein budgetunabhängiges Förderinstrument**, wie es das EEG im Strommarkt ist, eingeführt werden. Dieses muss insbesondere den Altbaubestand einbeziehen.

B) Kommunen sollten verpflichtet werden, einheitlich strukturierte, **flächendeckende Wärmepläne bzw. Energiekonzepte** zu erstellen; der mögliche Beitrag von Nahwärmeversorgungen auf der Basis von Sonne und Erdwärme sollte dabei besondere Beachtung finden.

C) Bei größeren **Solarkollektorsystemen sind weitere Entwicklungen zur Kostensenkung erforderlich**; bei der **Erschließung der Tiefengeothermie** sollte die Aufmerksamkeit stärker auf die Wärmebereitstellung und -verteilung gerichtet werden.

D) Die Weiterentwicklung kostengünstiger **thermischer Langzeitspeicher** sollte vorangetrieben werden, ebenso Untersuchungen und Modellvorhaben zur Integration von Wärmespeichern, Wärmepumpen und Fern-/Nahwärmeverbänden in das Stromlastmanagement.

E) Ausbau der Anreize für **EE-gestützte Wärmenetze** sowie Umstellung vorhandener Wärmenetze auf EE-Versorgung.

5. Entwicklungsstrategien im Verkehrssektor

A) Es sollten Anreize und Vorgaben (insbesondere die konsequente Verschärfung der CO₂-Grenzwerte für Neufahrzeugflotten) zur weiteren deutlichen **Reduktion spezifischer Kraftstoffverbräuche** bei PKW (50-60%) und bei Nutzfahrzeugen (>30%) gesetzt werden.

B) Die Anreize zur **Marktausweitung leichter und auch kleinerer Fahrzeuge** sollten verstärkt werden, z. B. durch Einführung eines allgemeinen Tempolimits, Abschaffung der steuerlichen Vergünstigungen für Dienstwagen und Modifizierung der Pendlerpauschale.

C) Eine deutliche **Verlagerung von Güterverkehr auf die Bahn** durch eine Aufstockung und Verlagerung von Investitionsmitteln für die erforderlichen Trassen ist essentiell.

D) Ein **integriertes Mobilitätskonzept** sollte erarbeitet werden, das die Entwicklung des Verkehrs ausgehend von gesellschaftlichen, demografischen und strukturellen Faktoren untersucht, alle Verkehrsträger umfasst und eine möglichst große Flexibilität und Durchlässigkeit aller Verkehrsträger zum Ziel hat.

E) Zur weitgehenden Ablösung fossiler Kraftstoffe **werden alle Optionen EE-basierter Kraftstoffe** benötigt; **Biokraftstoffe** haben deutliche Potenzialgrenzen; sie sind hinsichtlich der erzielbaren Ausbeute und der einsetzbaren Biomassen noch weiterzuentwickeln; die Klimawirksamkeit von Biokraftstoffen muss umfassender untersucht werden.

F) Es sind möglichst hohe Beiträge von EE-Strom bzw. Elektrofahrzeugen anzustreben. Dazu ist die **Weiterentwicklung von Elektrofahrzeugen** und der öffentlichen Ladeinfrastrukturen unter Beachtung der netztechnischen Anforderungen erforderlich.

G) Ein Konzept sollte erstellt werden zur **Markteinführung von Elektrofahrzeugen** über stärkere steuerliche Anreize o. ä. zur Kompensation der Mehrkosten.

H) **Chemische EE-Energieträger** (Wasserstoff/Methan) sind potenziell kaum begrenzt, ihre Nutzung im Verkehr erfordert aber noch weitere Entwicklungsschritte, kostensenkende Innovationen und Untersuchungen zur Optimierung der erforderlichen Infrastrukturen.

Die Bewertung der Transformationsstrategie im Energiesektor erfordert einen **Blick über die Zeiträume** hinaus, die üblicherweise von der Tagespolitik, der Wirtschaft und erst recht von den Finanzmärkten bei ihren Entscheidungen ins Auge gefasst werden. Mit dem Energiekonzept hat die Politik gezeigt, dass sie prinzipiell in der Lage und bereit ist, die notwendigen längerfristigen Entwicklungsspielräume in ihre Entscheidungen einzubeziehen. Diese erfolversprechende Betrachtungsweise sollte beibehalten und weiterentwickelt werden und sich in den erforderlichen Instrumenten und Maßnahmen, die für den Transformationsprozess notwendig sind, niederschlagen. Dazu gehört insbesondere auch, dass die Bürger über die **ökologische Nützlichkeit und ökonomische Zweckmäßigkeit** der eingeschlagenen Strategie noch mehr als bisher informiert werden.

Um „Rebound-Effekte“ (zusätzlich induzierter Energieverbrauch durch Effizienzerfolge) möglichst klein zu halten, wird es auch erforderlich sein, einen **verstärkten gesellschaftlichen Dialog** über andere Wohlstandsmodelle und nachhaltiges Konsumverhalten anzustoßen und auf Wechselwirkungen mit Klima- und Ressourcenschutz hinzuweisen. In diesen Dialog einzuschließen ist auch, wie das bestehende **„ökologische“ Marktversagen** – d. h. die unzulänglichen Preissignale des heutigen Energiemarkts hinsichtlich Klimaschutz und Verringerung anderer Umweltbelastungen – korrigiert werden kann.

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, die ökonomischen Risiken einer weitgehend von fossilen Energieimporten abhängigen Energieversorgung, die Kenntnis um die wachsenden ökologischen Gefährdungen durch die immer aufwändiger werdende Gewinnung weiterer fossiler Energierohstoffe und die nach wie vor ungelösten Fragen einer sicheren Endlagerung von Kernbrennstoffen sollten es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche und wirtschaftliche Akteure für den **notwendigen Transformationsprozess** der Energieversorgung in Richtung deutlicher Effizienzsteigerung und erneuerbare Energien zu gewinnen.

1 Einleitung

Die Emissionen an Treibhausgasen (Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas u. a.) in Deutschland sollen laut Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 bis zum Jahr 2050 um 80% bis 95% gegenüber dem Wert von 1990 gesenkt werden. Für die energiebedingten CO₂-Emissionen allein erfordert diese Zielsetzung eine Reduktion um 85% bis 100%, also in letzter Konsequenz eine emissionsfreie Energieversorgung. Um diese Ziele zu erreichen, müssten zwischen 1990 und 2050 die Emissionen durchschnittlich um 1,3 bis 1,6 % pro Jahr sinken. Ende 2011 lagen die bisher erreichten Reduktionen der Emissionen an Treibhausgasen bei 24% (bzw. bei knapp 25% für die energiebedingten CO₂-Emissionen). Die Emissionen sanken bisher also nur um jährlich 1,1%, obwohl Anfang der 90er Jahre die Stilllegung vieler emissionsintensiver Anlagen in den östlichen Bundesländern bereits zu einer erheblichen Emissionsreduktion geführt hatte. Soll das nächste Zwischenziel, nämlich eine Minderung um insgesamt 40% bis 2020, zeitgerecht erreicht werden, ist nun eine beträchtliche Beschleunigung dieser Reduktionsrate auf rund 2% pro Jahr erforderlich, ohne dass ähnliche strukturelle Umbrüche wie um 1990 einen Beitrag liefern werden.

Diese Zielsetzung ist eine gewaltige Aufgabe, es bestehen aber gute Aussichten, die erforderliche Steigerung der Reduktionsrate zu erreichen. Der Beschluss der Bundesregierung vom Juni 2011, angesichts der Reaktorkatastrophe von Fukushima die Kernenergie endgültig aufzugeben, dürfte paradoxerweise wesentlich zur Zielerfüllung beitragen. Denn dadurch besteht jetzt ein breiter politischer und gesellschaftlicher Konsens, die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien bei gleichzeitiger Steigerung der Energieeffizienz konsequent voranzubringen. Die Kräfte vieler Akteure, die früher im Streit um die Zukunft der Kernenergie vergebend wurden, können jetzt zielgerichtet in diesen ehrgeizigen Transformationsprozess eingebracht werden. Entscheidend wird allerdings sein, den Impuls der von einer breiten Mehrheit getragenen politischen Ziele und der bislang erreichten Ausbauerfolge weiter zu nutzen und durch entsprechende energiepolitische Vorgaben und Instrumente zu einem stabilen Trend auszubauen. Die großen Chancen Deutschlands, den notwendigen Umbau der Energieversorgung in einer Vorreiterrolle weltweit anzuführen und damit Wachstum in nachhaltigen Wirtschaftsfeldern samt regionaler Wertschöpfung dauerhaft zu sichern, dürfen nicht schon beim Auftauchen erster Schwierigkeiten vertan werden.

Sehr viel problematischer stellt sich die globale Situation dar. Im Jahr 2010 haben die CO₂-Emissionen mit 33,5 Mrd. t CO₂/a ein neues Rekordniveau erreicht, damit sind sie rund 50% höher als 1990. Eine Stabilisierung oder gar ein Rückgang sind derzeit nicht in Sicht angesichts der rasanten Wachstumsraten der Emissionen in China, Indien und anderen Schwellenländern. Um die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf 450 ppm zu begrenzen und somit eine Erhöhung der mittleren globalen Temperatur um mehr als 2 Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit zu verhindern, dürfen bis 2050 nicht mehr als 750 Mrd. t CO₂ aus fossilen Quellen emittiert werden. Um dieses Globalbudget einzuhalten, sind bereits heute weitreichende Dekarbonisierungsmaßnahmen notwendig und spätestens ab 2015 Reduktionsraten von bis zu 5% pro Jahr erforderlich. Setzt der Transformationsprozess erst später ein, müssen die Reduktionen umso drastischer ausfallen. So lauten die aktuellen Erkenntnisse der internationalen Klimaforschung, wie sie in diesem Jahr u. a. vom WBGU zusammengestellt wurden [WBGU 2011]. Die mehr als vagen Absichtserklärungen des Klimagipfels in Durban vom Dezember 2011 lassen derzeit wenig Hoffnung aufkommen, dass diese Forde-

rungen rechtzeitig und angemessen erfüllt werden können. Wichtige weitere Impulse erwartet man daher in nächster Zeit eher von einzelnen Staaten und Staatengruppen, die Willens sind, die Minderung von Treibhausgasen in ihrer Wirtschaft und ihrer Gesellschaft weiter voranzubringen. Vor diesem Hintergrund ist der in Deutschland als Industrieland eingeschlagene Weg einer konsequenten Reduktion von Treibhausgasemissionen bis 2050 von entscheidender Vorbildfunktion.

Strategien zu erarbeiten, die aufzeigen, wie das langfristige Klimaschutzziel und ein Umstieg auf erneuerbare Energien in Deutschland erreicht werden können, ist das Ziel von Studien, die seit mehr als einem Jahrzehnt vom DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung mit wechselnden Projektpartnern für das BMU und das UBA durchgeführt werden. Mit den ersten Untersuchungen [UBA 2000; UBA 2002; BMU 2004; BMU 2005a] wurden die Grundlagen für die Erstellung von Leitszenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) geschaffen, die – neben anderen Untersuchungen – als Datenbasis für die Arbeit des BMU im Bereich der EE und für die Formulierung von energiepolitischen Zielen und Instrumenten dienen. Ein erstes Leitszenario wurde im Februar 2007 [BMU 2007] vorgestellt. Im Oktober 2008 folgte das Leitszenario 2008 [BMU 2008].

Auf der Basis differenzierter Potenzialabschätzungen, die technische, strukturelle und ökologische Kriterien berücksichtigen, sowie detaillierter Technik- und Kostenanalysen zu den EE-Technologien entstanden verschiedene Szenarien eines möglichen EE-Ausbaus in Wechselwirkung mit den übrigen Teilen der Energieversorgung in Deutschland. Die Zielsetzung der früheren Szenarien war es, einen belastbaren, „realistischen“ Orientierungsrahmen für die zukünftige Bedeutung der EE innerhalb des Gesamtkonzepts einer weitgehend dekarbonisierten Energieversorgung zu schaffen. Unter „realistisch“ ist dabei ein Ausbau der EE zu verstehen, der unter Beachtung bestehender energiepolitischer Handlungsmöglichkeiten und Instrumente, der vorhandenen strukturellen Hemmnisse und der unvermeidlichen Reibungsverluste unter den zahlreichen Akteuren anspruchsvolle, jedoch nicht unrealistisch ehrgeizige Zubaupfade für diese Techniken darstellt. Dieses für alle Szenarien verfolgte Prinzip hatte u. a. zur Folge, dass verschiedene Ausbauvorschläge der Leitszenarien in energiepolitische Handlungsprogramme und Zielsetzungen der Bundesregierung übernommen wurden.

Die Arbeiten im BMU-Vorhaben „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung“ führen diese Arbeiten seit Februar 2009 weiter. Bisher wurden mit dem „Leitszenario 2009“ [BMU 2009], dem Bericht über die „EEG-Wirkungen bis 2030“ [BMU 2010a] und der „Leitstudie 2010“ vom Februar 2011 [Nitsch et al. 2011] drei Berichte im Rahmen dieses Vorhabens veröffentlicht. Der im Leitszenario 2009 vorgeschlagene Ausbau der EE war auch Grundlage für den Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energie (NREAP) bis 2020, den die Bundesregierung im Sommer 2010 der EU-Kommission übermittelte. Mit dem hier vorliegenden vierten Bericht findet das Vorhaben seinen Abschluss.

Während die Leitszenarien 2007 bis 2009 darauf ausgerichtet waren, ein in sich konsistentes Mengengerüst des EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung darzustellen und daraus strukturelle und ökonomische Wirkungen dieses Ausbaus abzuleiten und zu diskutieren, erfolgte bereits in der Leitstudie 2010 eine wesentlich intensivere Durchdringung der Struktur der zukünftigen Energieversorgung mit dem Schwerpunkt auf der Stromversorgung. Die Projektpartner DLR Stuttgart und Fraunhofer IWES Kassel haben erstmals mittels geeig-

ner Modelle („REMix“ (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (IWES)) eine dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durchgeführt. Der Untersuchungsraum für diese Simulation wurde auf ganz Europa (einschließlich eines Teils von Nordafrika) ausgedehnt, um die Wechselwirkungen eines nationalen Umbaus der Energieversorgung mit der Entwicklung in Nachbarregionen erfassen zu können.

Dieser Ansatz wurde für die vorliegenden Szenarien 2011 weiter ausgebaut. Insbesondere wurden der konventionelle Kraftwerkspark, die fossile und biogene Kraft-Wärme-Kopplung und die Auswirkungen des Wind- und PV-Prognosefehlers in die detaillierte Modellierung einbezogen. Als Ergebnis der Modellierung lassen sich die Erzeugungscharakteristiken der EE-Stromerzeugung abbilden und Rückschlüsse auf die notwendigen Maßnahmen im „regelbaren“ Teil der Stromversorgung hinsichtlich Reservekapazitäten, Regelleistung und Ausgleichsaufwand sowie zum notwendigen Netzausbau ziehen. Auch die ökonomischen Rückwirkungen infolge einer anderen Kraftwerksstruktur (längerfristig wenig bis keine Grundlast; geringere Auslastung fossiler Kraftwerke u. a.) lassen sich damit präziser bestimmen. Diese vertiefte Analyse ist erforderlich, wenn die Wirkungen deutlich wachsender EE-Anteile an der Energieversorgung angemessen beschrieben werden sollen. Sie ist insbesondere unverzichtbar, um einen Übergang zu einer EE-Vollversorgung in Teilbereichen oder für die gesamte Energieversorgung zu charakterisieren, wie sie für das Erreichen des THG-Minderungsziels von 95% unverzichtbar ist. Der weitere EE-Ausbau im Stromsektor wird maßgeblich von dem Gelingen der elektrotechnischen Integration abhängen.

Der jetzt vorgelegte Schlussbericht enthält fünf Szenarien. Im Mittelpunkt stehen drei gleichwertige Szenarien (Szenario 2011 A, B und C), welche die Transformation des Energiesystems auf dem Weg zu einer 80%igen Reduktion der Treibhausgase bis 2050 beschreiben. Die Szenarien orientieren sich an allen Unterzielen des Energiekonzepts hinsichtlich EE-Ausbau und Effizienzsteigerung – einschließlich des ehrgeizigen Stromeinsparziels von 25% bis 2050 – und zeigen somit anschaulich, welche strukturellen Veränderungen mit einer erfolgreichen Erfüllung aller Ziele verbunden sind. Zu diesem Zweck wurden die Verbrauchsstrukturen des Wärmesektors und des Verkehrs im Vergleich zu den Vorgängerstudien weiter detailliert. Dabei wurde auch die steigende Bedeutung von EE-Strom als zukünftig wichtige „Primärenergiequelle“ analysiert. Eine Konsequenz davon ist die wachsende Wechselwirkung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Die Szenarien 2011 A und B unterscheiden sich hinsichtlich der Möglichkeiten der chemischen Speicherung von EE-Strom (Szenario 2011 A: Wasserstoff; Szenario B: Methan). Mit dem Szenario 2011 C werden bei sonst gleichen Randbedingungen die Auswirkungen einer noch größeren Bedeutung der Elektromobilität im Individualverkehr dargestellt. Zwei weitere Szenarien vervollständigen das Bild. Das Szenario 2011 A' erläutert die Auswirkungen geringerer Einsparerfolge im Stromsektor. In einem Ausblick bis zum Jahr 2060 (Szenario 2011 THG95) werden die notwendigen Schritte aufgezeigt, die zur Realisierung einer 95%igen THG-Reduktion entsprechend der Obergrenze des Klimaschutzzieles im Energiekonzept der Bundesregierung führen können. Ein wesentliches Resultat dieser Bandbreite an Szenarien ist die Ermittlung eines Korridors des zukünftigen EE-Ausbaus bis hin zu einer praktisch emissionsfreien Energieversorgung.

**Joachim Nitsch, Thomas Pregger,
Michael Sterner, Bernd Wenzel**

Februar 2012

2 Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien

2.1 Politische Rahmenbedingungen und Zielsetzungen

Seit der Veröffentlichung des Zwischenberichts zum Vorhaben „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ [Nitsch et al. 2011] („Leitstudie 2010“) im Februar 2011 haben sich insbesondere die politischen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Kernenergie wesentlich geändert. Mit dem Beschluss des Bundestages vom 30. Juni 2011 zur dreizehnten Änderung des Atomgesetzes (AtG) wird – mit ähnlichem Zeithorizont wie der ursprüngliche Ausstiegsfahrplan von 2000/2002 – die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung zeitlich gestaffelt bis Ende 2022 beendet (s. Kapitel 3.6). Die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung vom Herbst 2010 [E-KONZEPT 2010] hinsichtlich eines wirksamen Klimaschutzes bleiben jedoch weiterhin die politische Richtungsvorgabe für die dazu erforderliche Transformation des Energiesystems. Das dort formulierte anspruchsvolle Oberziel einer Reduktion aller Treibhausgase in Deutschland bis 2050 um mindestens 80% bis 95% gegenüber 1990 stellt sich auch im Lichte aktueller Untersuchungen als zwingend notwendig heraus, um die globale Erwärmung auf maximal 2° C zu begrenzen [WBGU 2010]. Inzwischen ist aber auch erkannt worden, dass das Energiekonzept bezüglich der Umsetzungsstrategien und -instrumentarisierung eine weitere Verfeinerung und in vielen Bereichen Konkretisierungen erfordert.

Die im Energiekonzept als Ziele formulierten erneuerbaren Anteile an der Stromerzeugung bis 2050 wurden am 30. Juni 2011 im Rahmen des „Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ bestätigt. Insbesondere die ab Anfang 2012 gültige Novellierung des EEG wurde als „zentraler Baustein“ für das Erreichen dieser Ziele mit diesem Gesetz auf den Weg gebracht. Schwerpunkte der Novellierung sind neue Rahmenbedingungen des Ausbaus im Einzelnen sowie Änderungen und z. T. Vereinfachungen von Vergütungen, die Einführung einer Marktprämie und Flexibilitätsprämie zur verbesserten Markt- und Systemintegration und Änderungen von Informationspflichten. Im Rahmen des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“ war das EEG bereits im April 2011 an die europäische Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen angepasst worden. Des Weiteren beinhaltet das „Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens...“ insbesondere Änderungen der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV), der Systemdienstleistungsverordnung und der Biomasseverordnung. Weitere Beschlüsse zur Energiewende vom 30. Juni 2011 betreffen Neuregelungen des Energiewirtschaftsrechts (insb. zur Netzausbauplanung, EnWGÄndG, NABEG), die Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie- und Klimafonds“, Neuregelungen zum Einsatz und zur Nutzung erneuerbarer Energien und von Energien aus Kraft-Wärme-Kopplung in Kommunen sowie zur Planung von Offshore-Windanlagen (Änderung des Seeaufgabengesetzes als Grundlage für eine Änderung der Seeanlagenverordnung).

Das Gesetzespaket zur Energiewende soll in mehreren Bereichen den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) voranbringen. In den kommenden Monaten und Jahren wird sich zei-

gen, ob mit diesen geänderten Randbedingungen weiterhin ein dynamischer und effizienter Ausbau im Stromsektor sichergestellt ist und zusätzlich der Ausbau der EE im Wärmesektor deutlicher als bisher vorankommt. Ggf. sind hier Korrekturen und weitere Präzisierungen der Regelungen erforderlich. Ebenfalls besteht die Gefahr, dass mit den derzeitigen gesetzlichen Instrumenten und Vorgaben die anspruchsvollen Effizienzziele des Energiekonzepts nicht erreicht werden können und in den nächsten Jahren hier weitere gesetzliche bzw. ordnungsrechtliche Randbedingungen gesetzt werden müssen.

Die quantifizierten Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen mit den Unterzielen der deutlichen Reduktion des Energieverbrauchs und des Ausbaus der Erneuerbaren, die im Gesetzespaket zum Energiekonzept der Bundesregierung bestätigt und bekräftigt wurden, stellen die wesentlichen Rahmenbedingungen der Langfristszenarien in der vorliegenden Studie dar. Insbesondere das Szenario 2011 A bildet die Zielsetzungen sehr weitgehend ab und prüft, ob die verschiedenen Ziele untereinander kompatibel und konsistent sind. Methodisch werden in dieser Studie weitgehend normative, d. h. zielorientierte Ausbauszenarien erstellt, im Unterschied zu explorativen Szenarien, die in der Regel mittels komplexer Energiesystemmodelle entlang einer kostenoptimierenden Zielfunktion entwickelt werden. Der normative Ansatz wurde gewählt, da in den Szenarien dieser Studie viele unterschiedliche Zielfunktionen auf transparente Weise berücksichtigt werden sollen, die sich beispielsweise aus politischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Interessen und Notwendigkeiten sowie technisch-strukturellen Möglichkeiten und Hemmnissen ergeben.

In der Tabelle 2-1 sind die quantifizierten Ziele des Energiekonzepts dargestellt. Die **Untergrenze der THG-Reduktion von -80% bis 2050** (gegenüber 1990) würde eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um ca. 85% bzw. einen Zielwert von ca. 150 Mio. t CO₂-Emission pro Jahr erfordern. Jeder Einwohner Deutschlands würde dann jährlich nur noch 2 t CO₂ durch den Energieeinsatz verursachen. Dieses übergeordnete Emissionsziel ist mit den Zielen zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs (PEV, ohne nicht-energetischen Verbrauch) um 50% sowie zum erneuerbaren Anteil am (Brutto-) Endenergieverbrauch von 60% dann kompatibel, wenn der verbleibende fossile PEV-Anteil eine deutlich geringere CO₂-Intensität als derzeit erreicht. Das erfordert einen hohen Anteil von Erdgas am verbleibenden fossilen Energieverbrauch und den fast vollständigen Rückzug der Kohle aus der Stromerzeugung. Andernfalls müsste die CCS-Technologie zur Anwendung kommen, um die Ziele zu erreichen. Die im Energiekonzept genannte **Obergrenze der THG-Reduktion von -95%** erfordert aufgrund verbleibender THG-Emissionen insbesondere aus der Landwirtschaft und aus Industrieprozessen die Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen auf nahezu null. Dies entspricht einer weitgehenden Vollversorgung mit EE in allen Bereichen bereits im Jahr 2050, was für diesen Zeitpunkt aus struktureller und instrumenteller Sicht eine extrem ehrgeizige Zielsetzung darstellt.

Das PEV-Reduktionsziel von 50% bis 2050 unterstellt bei einer angenommenen jährlichen Steigerung der Energieproduktivität um 2,1%/a ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum von nur 0,8%/a zwischen den Jahren 2008 und 2050. Anzumerken ist, dass dieses relativ geringe Wirtschaftswachstum nicht mit den Vorstellungen übereinstimmt, die derzeit für die Überwindung der Schuldenkrise der Europäischen Union (u. a. Wachstumsbeschleunigungsgesetz) für notwendig gehalten werden. Wird z. B. von einer durchschnittlichen Wachstumsrate des Bruttoinlandsprodukts von 1,3%/a im Zeitraum 2008 bis 2050 ausgegangen,

müsste die Energieproduktivität bereits um 2,9%/a steigen, um obiges Reduktionsziel des Primärenergieverbrauchs erreichen zu können.

In den Szenarien dieser Studie wird – im Unterschied zu den Szenarien der Leitstudie 2010 – auch das Ziel der Stromverbrauchsminderung um 25% bis 2050 mit Bezug auf die Endenergie aller Stromverbraucher und das Jahr 2008 abgebildet. Im Energiekonzept ist das Reduktionsziel für Strom nur unspezifisch festgelegt, ohne weiter zu präzisieren, ob es sich dabei um den Brutto-, Nettostromverbrauch oder den Endenergieverbrauch an Strom handelt². Für die Szenarien 2011 wurde dieses Ziel bezogen auf die Strom-Endenergie einschließlich neuer Verbraucher interpretiert. Dieses Reduktionsziel erscheint mit Blick auf die vergangene Stromverbrauchsentwicklung sehr ambitioniert und verlangt wesentlich wirksamere Instrumente als sie bisher im Energiekonzept angedacht sind. Aufgrund der langfristig stark steigenden Anteile der Elektromobilität am Individualverkehr in den Szenarien müssen folglich bei den herkömmlichen Stromverbrauchern Minderungsanstrengungen verlangt werden, die deutlich über 25% liegen. Die Szenariovariante A' stellt im Vergleich dazu dieses Minderungsziel nur bezogen auf den Endenergiebedarf Strom der heutigen Verbraucher dar (s. Kapitel 2.4). Durch die Unterscheidung in herkömmliche „heutige“ Stromverbraucher und zusätzliche „zukünftige“ Verbraucher kann dargestellt werden, in welchem Ausmaß EE-Strom zukünftig zur Substitution von Kraft- und Brennstoffen in den Sektoren Verkehr und Wärme z. B. für (wachsenden) Schienenverkehr, Elektromobilität, Wärmepumpen und Prozesswärme in der Industrie verstärkt eingesetzt werden kann.

Die im Energiekonzept genannten Ziele für die EE-Anteile am Bruttostromverbrauch werden analog zur Leitstudie 2010 als Mindestziele aufgefasst, die ausgehend von den Marktdynamiken der letzten Jahre in den Szenarien etwas übertroffen werden.

Für den Wärmebereich wird im Energiekonzept das Ziel quantifiziert, den Wärmebedarf in Gebäuden bis 2020 um 20% und bis 2050 den Primärenergiebedarf von Gebäuden um 80% zu reduzieren. Wird der Primärenergiebedarf analog zur Energieeinsparverordnung (EnEV) definiert, bezieht sich das Ziel für 2050 auf den Einsatz von nicht-erneuerbarer Energie für Heizung, Warmwasser, Lüftung und Kühlung in Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie zusätzlich für eingebaute Beleuchtung in Nichtwohngebäuden. Im Energiekonzept werden keine konkreten Ziele für den EE-Ausbau im Wärmebereich genannt, ebenso keine quantifizierten Ziele für den Bereich Prozesswärme sowie für den Ausbau der Energieerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK). Bezüglich der EE im Wärmesektor besteht bislang aus dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) das Ziel, am Endenergieverbrauch für Wärme (Raum-, Kühl- und Prozesswärme sowie Warmwasser) einen EE-Anteil von 14% bis 2020 zu erreichen. Langfristige EE-Ziele sind bislang für den Wärmesektor nicht festgelegt worden.

Für den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sind die Reduktionsziele 2020 (-10%) und 2050 (-40%) im Energiekonzept noch nicht mit konkreten Maßnahmen wie strengeren

² Der Endenergieverbrauch (EEV-S) an Strom umfasst den Stromverbrauch der Sektoren private Haushalte, GHD, des Verkehrs und des verarbeitenden Gewerbes. Nicht enthalten ist der Stromverbrauch im Umwandlungssektor. Der Bruttostromverbrauch (BSV) umfasst den Endenergieverbrauch an Strom, den Eigenverbrauch von Heizkraftwerken, Kraftwerken und Heizwerken, sonstigen Verbrauch im Umwandlungssektor (Kokereien, Raffinerien, Kohlezechen etc.), Netzverluste und den Stromverbrauch in Speichern. Der Nettostromverbrauch (NSV) umfasst den Endenergieverbrauch an Strom und den sonstigen Stromverbrauch im Umwandlungssektor.

CO₂-Grenzwerten oder steuerlichen Instrumenten hinterlegt. Es findet eine starke Abstützung auf den Durchbruch der Elektromobilität im Individualverkehr sowie auf hohe Beiträge von Biokraftstoffen statt. Offen bleibt, inwiefern auch langfristig nachhaltige Biomasse für einen Import zur Verfügung stehen kann und welche Verkehrsträger die voraussichtlich nur begrenzt zur Verfügung stehenden Biokraftstoffe einsetzen. Als weitere erneuerbare Optionen werden sowohl Wasserstofffahrzeuge als auch Fahrzeuge mit Gasantrieb unter Einsatz von Biogas und erneuerbarem synthetischem Methan genannt. Es bestehen aber entsprechend der unklaren langfristigen Technologie- und Kostenentwicklung diesbezüglich keine konkreten Zielfestlegungen. Für die Entwicklung der Elektromobilität sind Zielwerte für die Anzahl der Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb bis 2020 (eine Million) und 2030 (sechs Millionen) definiert, darüber hinaus wird für den EE- Anteil im Verkehr im Nationalen Aktionsplan 2010 (NREAP) eine Zielgröße bzw. ein Schätzwert von etwa 13% für das Jahr 2020 genannt. Die aus dem EE-Ziel für die Stromerzeugung und dem übergeordneten Ziel der THG-Minderung für das Jahr 2050 ableitbaren Ziele für den EE-Anteil der Endenergie liegen für Wärme (ohne Strom) bei ca. 50% und bei den Kraftstoffen im Verkehr bei etwa 40%.

Tabelle 2-1: Quantifizierte Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2050
Minderung der THG-Emissionen (bezogen auf 1990)	-40%	-55%	-70%	-80 bis 95%
Mindest-Anteil der EE am (Brutto-) Endenergieverbrauch (BEEV)	18%	30%	45%	60%
Mindest-Anteil der EE am Bruttostromverbrauch	35%	50%	65%	80%
Minderung des Primärenergieverbrauchs *)	-20%			-50%
Minderung des Stromverbrauchs	-10%			-25%
Minderung des Endenergieverbrauchs Verkehr	-10%			-40%
Reduzierung des Wärmebedarfs (2020) bzw. des Primärenergiebedarfs (2050) von Gebäuden **)	-20%			-80%

*) Steigerung Energieproduktivität um im Mittel 2,1% pro Jahr

***) Steigerung der energetischen Sanierungsrate von 1% auf 2% pro Jahr

2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Annahmen

Die demographischen, wirtschaftlichen und strukturellen Annahmen basieren im Wesentlichen auf den mit den Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010] abgestimmten Eckdaten der Leitstudie 2010 [Nitsch et al. 2011]. Neben einigen erforderlichen Aktualisierungen bei den Ist-Daten ist lediglich die Entwicklung der Verkehrsleistungen aus Konsistenzgründen leicht modifiziert worden. Im Falle des Güterverkehrs wird entsprechend der Leitstudie 2010 für die Jahre 2040 und 2050 von etwas niedrigeren Verkehrsleistungen als in [EWI 2010] ausgegangen. Alle Angaben wurde bis 2060 fortgeschrieben, um in einigen Fällen auch längerfristige Entwicklungen der EE abbilden zu können. In Tabelle 2-2 sind die Eckdaten zusammengefasst dargestellt. Die Nachfrage an Endenergie wird durch Energie verbrauchende Aktivitäten wie Verkehrsleistungen, Beheizung von Wohnflächen oder industrielle bzw. wirtschaftliche Aktivitäten getrieben. Der Endenergieverbrauch ergibt sich folglich aus den Prognosen dieser Eckdaten sowie den Energieintensitäten d. h. der Steigerung der Energieproduktivität oder Energieeffizienz.

Es wird angenommen, dass das Bruttoinlandsprodukt bis 2050 um über 40% steigt. Aufgrund des Bevölkerungsrückgangs steigt das Pro-Kopf-Bruttoinlandsprodukt sogar um etwa 60%. Die Bevölkerung Deutschlands geht zwischen 2005 und 2030 um 4% und bis 2050 um 10% zurück, während die den Energiebedarf bestimmenden Größen Personenverkehrsleistung, Wohnfläche und Nutzfläche im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) teilweise noch gering wachsen oder annähernd konstant bleiben. Es wird dagegen erwartet, dass die Verkehrsleistung im Güterverkehr noch sehr deutlich wachsen wird. Für die spezifische Transportleistung des Güterverkehrs bedeutet dies einen starken Anstieg von derzeit 7640 auf 12360 tkm pro Kopf im Jahr 2050. Auch alle anderen spezifischen Größen steigen noch, wenn auch weniger deutlich. Es wird klar, dass damit an die Steigerung der Energieproduktivität hohe Anforderungen gestellt werden müssen, wenn es zu deutlichen absoluten Energieverbrauchssenkungen kommen soll.

Tabelle 2-2: Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Eckdaten für die Szenarien 2011 sowie abgeleitete spezifische Werte

Absolutwerte	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Bevölkerung (Mio.)	82,5	82,1	81,6	80,9	80,5	79,9	79,1	75,5	73,8	72,3
Erwerbstätige (Mio.)	38,8	40,3	39,0	39,3	38,6	37,5	36,2	34,3	32,8	31,5
Private Haushalte (Mio.)	39,2	40,1	39,9	40,3	40,7	40,9	41,0	40,4	40,0	39,5
Wohnungen (Mio.)	39,6	40,1	40,3	41,0	41,7	41,7	41,5	40,7	39,9	39,3
Wohnfläche (Mio. m ²)	3350	3448	3480	3570	3640	3700	3680	3650	3600	3550
Beheizte Nutzfläche (Mio. m ²)	1480	1510	1518	1530	1540	1530	1520	1470	1430	1380
BIP real (Mrd. EUR ₂₀₀₀)	2125	2274	2187	2327	2437	2533	2632	2868	3158	3370
Anzahl PKW (& Krad) (Mio.)	46,1	46,6	46,8	47,1	47,4	47,5	47,5	47,0	46,0	45,0
Personenverkehr (Mrd. pkm)	1099	1122	1129	1143	1153	1151	1147	1099	1053	993
Güterverkehr (Mrd. tkm *)	563	654	624	714	798	840	887	929	912	873
Spezifische Werte										
Personen/Haushalt	2,10	2,05	2,05	2,01	1,98	1,95	1,93	1,87	1,84	1,83
Wohnfläche/Kopf (m ²)	40,61	42,00	42,63	44,11	45,23	46,28	46,51	48,38	48,79	49,10
Wohnfläche/Wohnung (m ²)	84,60	85,99	86,27	87,07	87,29	88,73	88,67	89,68	90,23	90,33
PKW/Haushalt	1,18	1,16	1,17	1,17	1,16	1,16	1,16	1,16	1,15	1,14
Nutzfläche/Beschäftigter (m ²)	38,14	37,47	38,88	38,93	39,87	40,85	41,97	42,91	43,64	43,81
BIP/Kopf (EUR ₂₀₀₀)	25758	27734	27536	28753	30285	31686	33266	38012	42803	46611
Personenverkehr/Kopf (pkm)	13321	13666	13829	14123	14316	14398	14497	14566	14272	13734
Güterverkehr/Kopf (tkm)	6824	7966	7643	8822	9631	10508	11223	12313	12361	12075

2005, 2008 und teilweise 2010 nach [BMWl 2011], *) ohne Rohrleitungen

2015 bis 2050 weitgehend nach Annahmen zu den Szenarien zum Energiekonzept 2010 [EWI 2010]

Verkehrsleistungen Personen- und Güterverkehr 2040 und 2050 eigene Annahmen; 2060 eigene Annahmen

Die Abbildung 2.1 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland in den letzten 10 Jahren. Die Finanz- und Wirtschaftskrise der Jahre 2008/2009 hat zu einer Verringerung des Energieverbrauchs im Jahr 2009 geführt, die über den üblichen Schwankungen lag. Im Jahr 2010 hat der Primärenergieverbrauch mit knapp über 14000 PJ/a [AGEB 2011a] aber wieder annähernd das Niveau der Jahre davor erreicht, insbesondere der Endenergieverbrauch ist im Jahr 2010 mit 9060 PJ/a wieder etwa gleich hoch wie im Jahr 2008 (9100 PJ/a). Die Energieverbrauchsstrukturen haben sich dagegen in den letzten Jahren nicht nennenswert verschoben. Etwa 7% der Primärenergie werden für nichtenergetische Zwecke eingesetzt, 28,5% stellen Verluste im Umwandlungssektor dar, so dass 64,5% für den Endenergieverbrauch zur Verfügung stehen. Die Verluste entstehen mit rund 5% zum

geringeren Teil durch den Eigenverbrauch im Umwandlungssektor insgesamt und durch die Bereitstellung von vor allem Gas- und Strom (Fackel- und Leitungsverluste). Den weitaus größten Teil stellen jedoch die Abwärmeverluste bei der Erzeugung von Strom aus thermischen Kraftwerken dar. Mit rund 3000 PJ/a sind sie rein rechnerisch höher als der gesamte Raumwärmebedarf. Im Vergleich dazu sind die etwa 650 PJ/a genutzte KWK-Wärme (öffentliche Versorgung und Industrie) verhältnismäßig gering. Hier liegen also durch die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung und durch den Ersatz von thermischen Kraftwerken durch erneuerbare Energien beträchtliche Potenziale zur Senkung des Primärenergieeinsatzes.

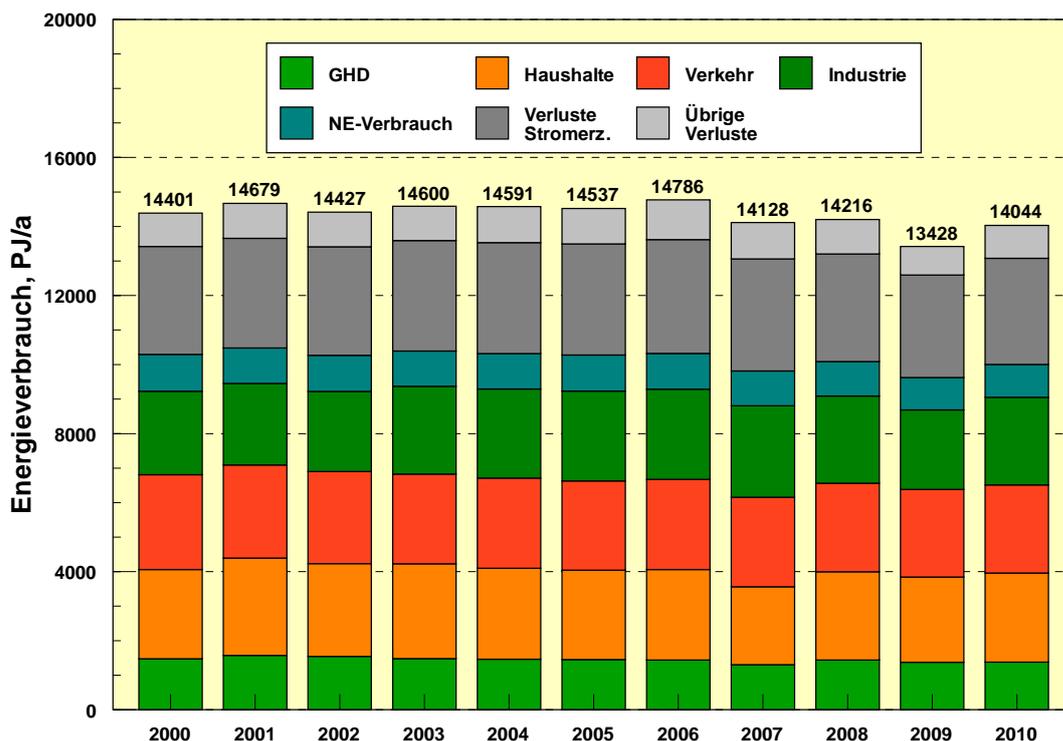


Abbildung 2.1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, Verluste im Umwandlungsbereich und nichtenergetischer Verbrauch (Summe = Primärenergie) in Deutschland 2000-2010 [AGEB 2011a]

Der größte Verbrauchssektor im Jahr 2010 war mit ca. 2580 PJ/a (Endenergie) der Haushaltssektor, dicht gefolgt vom Verkehr mit 2560 PJ/a (Abbildung 2.2). Der Industrieverbrauch lag 2010 in gleicher Größenordnung bei 2540 PJ. Mit deutlichem Abstand folgen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 1380 PJ/a. Nach Nutzungsarten dominiert die Raumwärme mit 31% des Endenergieverbrauchs, gefolgt von Warmwasser und Prozesswärme mit 26%. Während zur Wärmebereitstellung praktisch alle Energieträger eingesetzt werden, darunter Strom mit einem Anteil von 10% (148 TWh/a, unter Einbeziehung der Kälteerzeugung, die weitgehend mit Strom erfolgt), wird „mobile Kraft“ fast ausschließlich mit ölbasierten Kraftstoffen erzeugt. Der Stromanteil im Verkehr betrug im Jahr 2010 nur 2,3%. Umgekehrt wird „stationäre Kraft“ und Licht (1265 PJ/a) fast ausschließlich mit Strom bereitgestellt. Im Jahr 2010 deckten Mineralöle 37%, Gase 25% und Strom 21% des Endenergiebedarfs. EE (ohne Stromanteil) kamen auf 6%, Fernwärme auf 5% und Kohle einschließlich nicht-erneuerbarer Abfälle auf 6%.

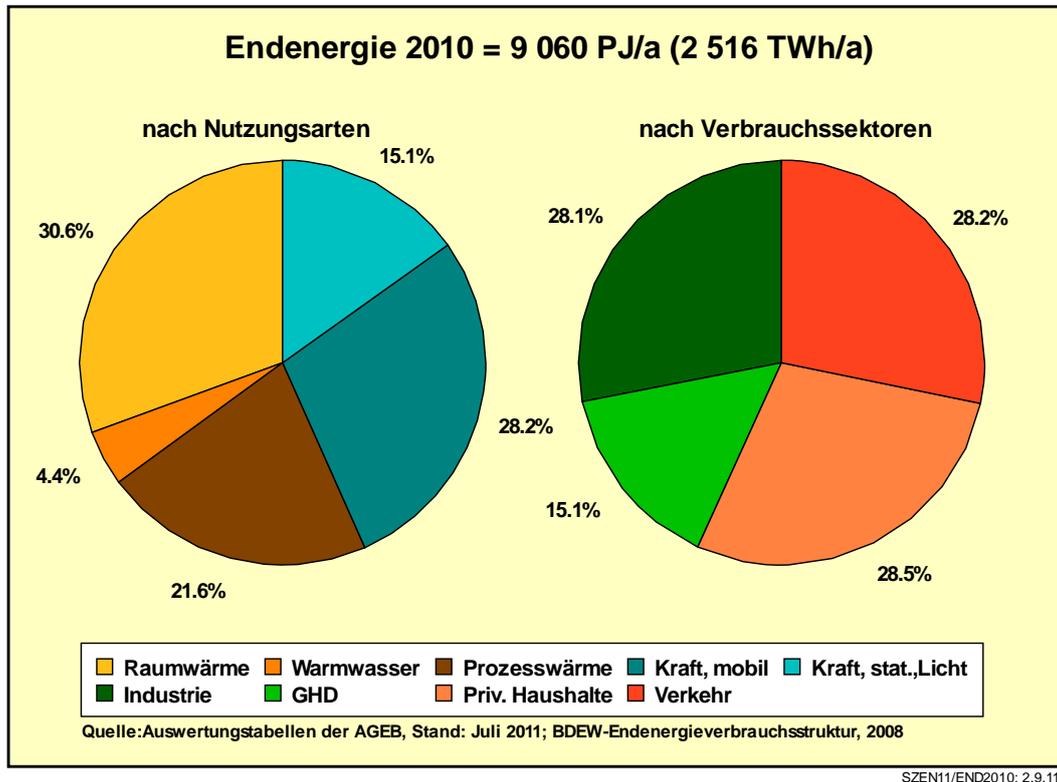


Abbildung 2.2: Struktur des Endenergieverbrauchs 2010 nach Nutzungsarten und nach Verbrauchssektoren [AGEb 2011a, BDEW 2008]

2.3 Annahmen zur zukünftigen Energiepreisentwicklung

Die Basis zur Ermittlung der Kosten des EE-Ausbaus und der Energieversorgung insgesamt sind die in [Nitsch et al. 2011] getroffenen Annahmen für die zukünftige Kostenentwicklung der EE-Techniken und die dortigen Preisszenarien für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten. Da sie die Bandbreite aktueller Angaben zur möglichen zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energieträger weitgehend abdecken, sind sie auch die Grundlage für diese Untersuchung. Allerdings wurden einige Aktualisierungen und Anpassungen für den mittelfristigen Zeitraum sowie hinsichtlich des Ausgangsniveaus des Jahres 2010 vorgenommen. Die hier verwendeten Preispfade A „Deutlicher Anstieg“ und B „Mäßiger Anstieg“ sind am Beispiel des Jahresmittelwerts des Rohölpreises (in \$₂₀₀₉/Barrel) in Abbildung 2.3 dargestellt.

Die Vergangenheitsentwicklung zeigt einerseits mehrere starke Preissprünge beim Rohöl, andererseits im Mittel jedoch eine stetig steigende Tendenz. Während im Jahrzehnt 1990 bis 2000 ein Preis von 20 \$/bbl als niedrig bezeichnet wurde, gilt heute ein Preis von 60-80 \$/bbl bereits als außerordentlich günstig. Nach einem kurzfristigen Absinken des Ölpreises auf 60 \$₂₀₀₉/bbl (Jahresmittelwert) im Jahr 2009 lag der Jahresmittelwert für das Jahr 2010 bereits wieder bei 76 \$₂₀₀₉/bbl. Der Mittelwert des Zeitabschnitts Januar bis Oktober 2011 übertrifft bereits mit rund 100 \$₂₀₀₉/bbl den bisherigen Höchstwert des Jahres 2008. Die zukünftige Ölpreisentwicklung im World Energy Outlook (WEO) 2010 [IEA 2010] für zwei Szenarien zeigt eine deutlich steigende Tendenz. Der Preispfad A: „Deutlich“ entspricht etwa dem oberen Rand dieses Anstiegs und führt ihn stetig bis 2050 fort. Als Kontrast dazu zeigt

der Preispfad B: „Mäßig“ eine Preisentwicklung mit niedrigem Anstieg. Für die vorliegende Untersuchung wird Pfad A als plausibelste Annahme der zukünftigen Ölpreisentwicklung betrachtet, der Pfad B wird verwendet, um die Auswirkungen einer schwachen Ölpreissteigerung darstellen zu können.

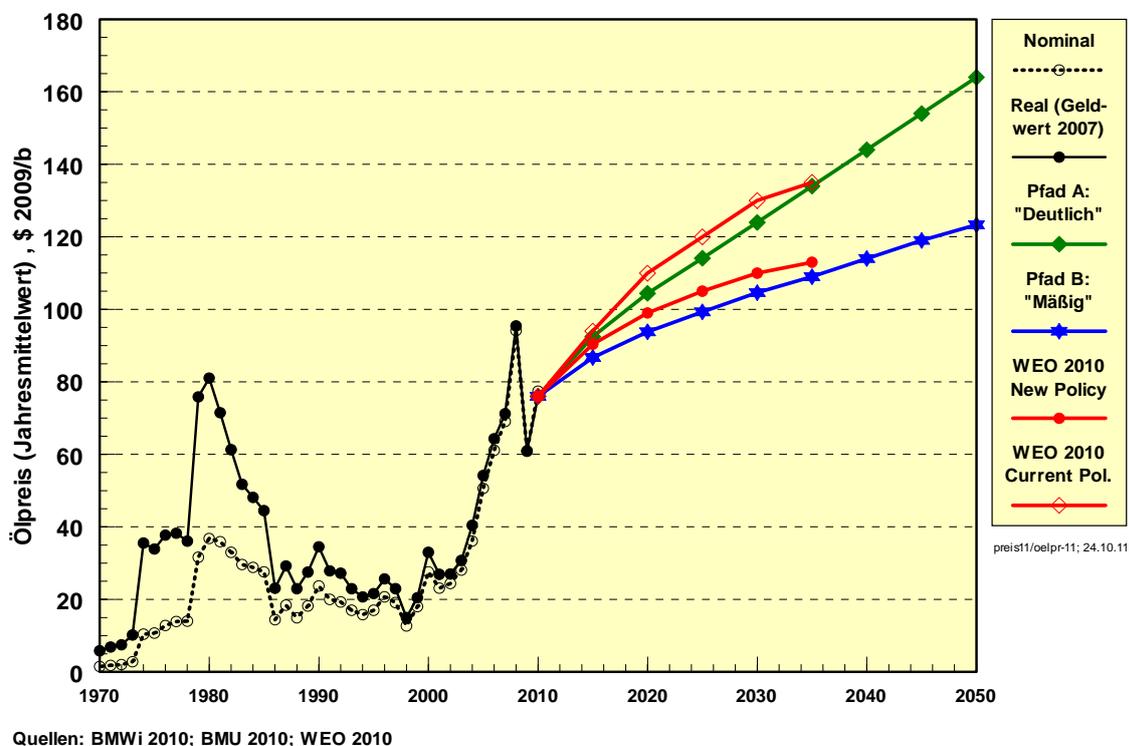


Abbildung 2.3: Rohölpreisentwicklung 1970 bis 2010 (Jahresmittelwerte, nominal und Geldwert 2009), sowie Annahmen zur zukünftige Entwicklung entsprechend der Preispfade A: „Deutlich“ und B: „Mäßig“; Vergleich mit Angaben des WEO 2010

Von Bedeutung für das inländische Preisniveau fossiler Energieträger sind die Grenzübergangspreise. Die resultierenden Werte sind in Tabelle 2-3 zusammengestellt. Zusätzlich ist dort auch ein Preispfad C dokumentiert, der aus der Zeit eines sehr niedrigen Energiepreinsniveaus stammt und hier nachrichtlich übernommen wurde [Nitsch et al. 2011].

Für die Höhe der Grenzübergangspreise spielen sowohl die Entwicklung des zukünftigen Wechselkurses \$/€ eine Rolle, als auch die Entwicklung des Rohölpreises, von dem zudem auch die Erdgas- und Kohlepreise abhängen. Bei den Preispfaden wird von einer zunächst eher schwachen, längerfristig aber enger werdenden Kopplung der Energieträgerpreise untereinander ausgegangen, was entsprechend den bisherigen Erfahrungen mit dem Ölpreis als Leitpreis des Energiesektors sinnvoll erscheint. Mit steigenden Ölpreisen steigen damit auch die Erdgas- und Steinkohlepreise merklich.

Tabelle 2-3: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in €₂₀₀₉/GJ]; Werte 2007 bis 2010 nach [BMWi 2011, Stand Mai 2011] und Annahmen zu den Preisen von CO₂-Zertifikaten

Pfad A: „Deutlich“										
real, €₂₀₀₉/GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl	9,6	11,7	7,7	10,5	12,5	14,1	15,6	17,2	20,7	24,0
Erdgas	5,7	7,6	5,8	5,8	7,1	8,1	9,2	10,5	12,7	14,9
Steinkohle	2,4	3,9	2,7	2,9	3,9	4,9	5,6	6,3	7,7	8,9
CO ₂ -Preise, € ₂₀₀₉ /t CO ₂				14,3	20	27	35	45	60	75
Pfad B: „Mäßig“										
Rohöl	9,6	11,7	7,7	10,5	11,7	12,7	13,6	14,5	16,4	18,0
Erdgas	5,7	7,6	5,8	5,8	6,4	7,0	7,7	8,3	9,6	10,6
Steinkohle	2,4	3,9	2,7	2,9	3,5	4,0	4,5	4,9	5,7	6,4
CO ₂ -Preise, € ₂₀₀₉ /t CO ₂				14,3	18	23	28	34	45	57
Pfad C: „Sehr niedrig“										
Rohöl	9,6	11,7	7,7	10,5	11,1	11,6	12,1	12,7	13,9	14,9
Erdgas	5,7	7,6	5,8	5,8	5,9	6,1	6,3	6,6	7,3	8,1
Steinkohle	2,4	3,9	2,7	2,9	3,1	3,4	3,6	3,8	4,3	4,7
CO ₂ -Preise, € ₂₀₀₉ /t CO ₂				14,3	17	20	23	26	36	45

Die Preise in der Tabelle 2-3 sind in Abbildung 2.4 den Preisannahmen der Studie „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050“ für den WWF Deutschland [WWF 2009] gegenübergestellt. Die Entwicklung für Öl und Gas verläuft bis 2040 nahezu identisch mit den Annahmen des Preispfads A, danach wird in der WWF-Studie von einer weiteren Beschleunigung des Anstiegs ausgegangen. Bei Steinkohle wird von relativ geringen Preisanstiegen ausgegangen, die Annahmen entsprechen eher dem Preispfad B.

Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Szenarien können ebenfalls Tabelle 2-3 entnommen werden. Während im Preispfad C im gesamten Zeitraum von sehr niedrigen CO₂-Preisen ausgegangen wird, erreichen die CO₂-Preise des Preispfads A um 2050 eine Höhe, die in verschiedenen Untersuchungen als „externe“ (d. h. bisher nicht oder nur unzureichend in betriebswirtschaftliche Kostenrechnungen eingehende) Kosten der Energieversorgung ermittelt wurde. Der weitaus größte Anteil dieser externen Kosten resultiert aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsten Klimawandels (z. B. ~70 €/t CO₂ in [Krewitt/Schlomann 2006]; 85 €/t CO₂ in [Stern 2007], vgl. auch [NEEDS 2009a]). Werden die CO₂-Preise auf den Brennstoffpreis aufgeschlagen, so zeigt sich, dass die Preisanstiege bei Erdgas überwiegend durch den Brennstoff selbst verursacht sind, während sie bei Steinkohle zum überwiegenden Teil und bei Braunkohle fast ausschließlich durch den Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt werden³. Daraus wird klar, dass ein unter Klimaschutzgesichtspunkten fairer Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien wesentlich von der Höhe der zukünftigen CO₂-Preise und damit von der Wirksamkeit des Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt. Ein umfassender Geltungsbereich, sowohl verbraucherseitig wie län-

³ Ein CO₂-Preis von 30 €/t verteuert Erdgas um 1,69 €/GJ, Öl um 2,23 €/GJ, Steinkohle um 2,76 €/GJ und Braunkohle um 3,34 €/GJ.

derseitig, als auch eine wirksame Beschränkung der ausgegebenen Emissionszertifikate sind dabei die entscheidenden Parameter

Ein Näherungswert von 75 €₂₀₀₉/t CO₂ wird im Kapitel „Ökonomie“ verwendet, um den Einfluss „ökologisch korrekter“ Preise auf die Beurteilung von EE-Ausbau- und Effizienzstrategien darzustellen.

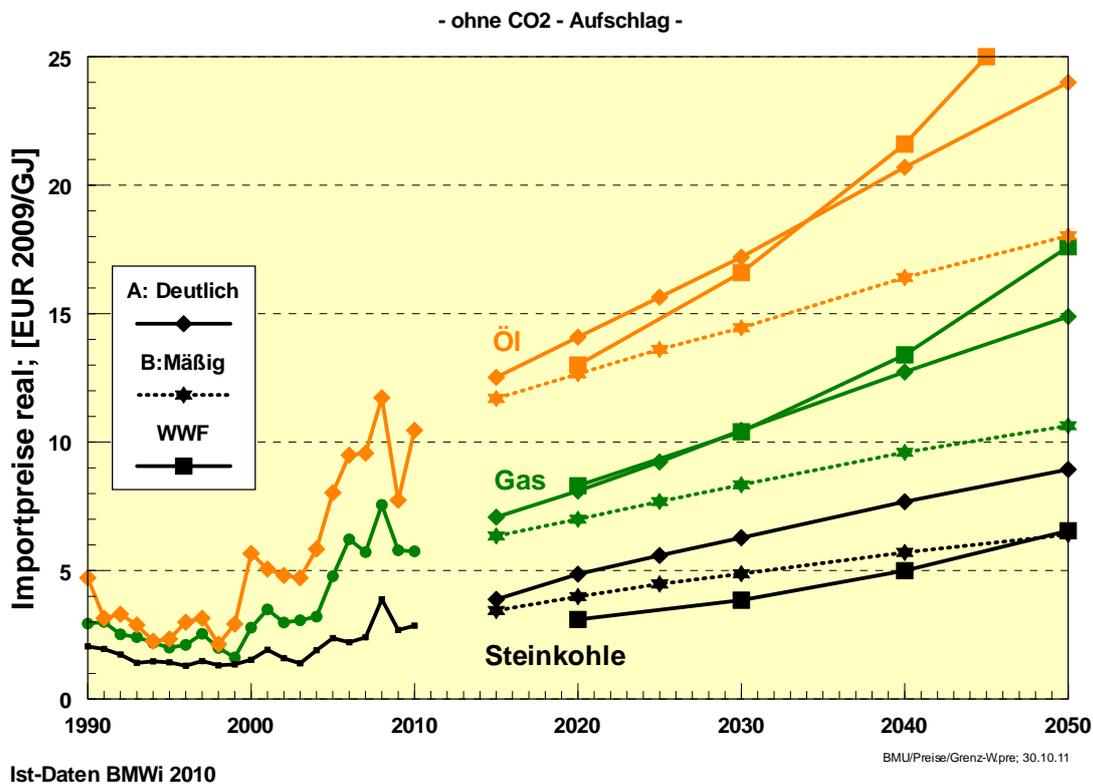


Abbildung 2.4: Importpreise von Rohöl, Erdgas und Steinkohle für die Preispfade A und B und Vergleich mit den Annahmen der WWF-Studie [WWF 2009]

Nicht in allen Untersuchungen zu zukünftigen Energiesystemen wird von deutlichen Anstiegen fossiler Energiepreise ausgegangen. In den Szenarien, die für das Energiekonzept der Bundesregierung erstellt wurden [EWI 2010; EWI 2011], ist beispielsweise bis 2030 kaum ein Preisanstieg festzustellen, erst danach steigen die Werte leicht. Daraus resultieren auch etwa konstante Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke, die lediglich über die Kosten der CO₂-Emissionsrechte einen gewissen Preisanstieg erfahren. Mit der Vorgabe einer derartigen sehr geringen zukünftigen Energiepreissteigerung wurden für diese Szenarien die Relationen der Kosten von Energie aus fossilen Energieträgern im Verhältnis zu den Kosten von EE und zu den Kosten einer weiteren Effizienzsteigerung in einem unzulässig engen Ausmaß auf längere Zeit festgelegt, was leicht zu falschen Schlussfolgerungen hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von Transformationsstrategien führen kann. Für zukünftige energiepolitisch wichtige Weichenstellungen muss der Ungewissheit der zukünftigen Energiepreisentwicklung – die nach den Erfahrungen der letzten Jahre eine eindeutig steigende Tendenz hat – zumindest mit einem Korridor Rechnung getragen werden.

Die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerke ergibt sich aus obigen Preispfaden der Grenzübergangspreise (Abbildung 2.5). Die Pfade A und B bilden einen Korridor stetig steigender Brennstoffpreise, der bis 2050 von einem etwa 2-fachen (Pfad B) bis knapp 3-fachen

(Pfad A) realen Anstieg gegenüber 2010 ausgeht. Der Korridor schreibt den Anstiegstrend fort, der sich seit etwa 2000 trotz aller Preisschwankungen abzeichnet. Damit erhöhen sich die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke entsprechend. Die Autoren gehen davon aus, dass dieser Korridor repräsentativ für die zukünftig zu erwartende Preisentwicklung fossiler Energien ist.

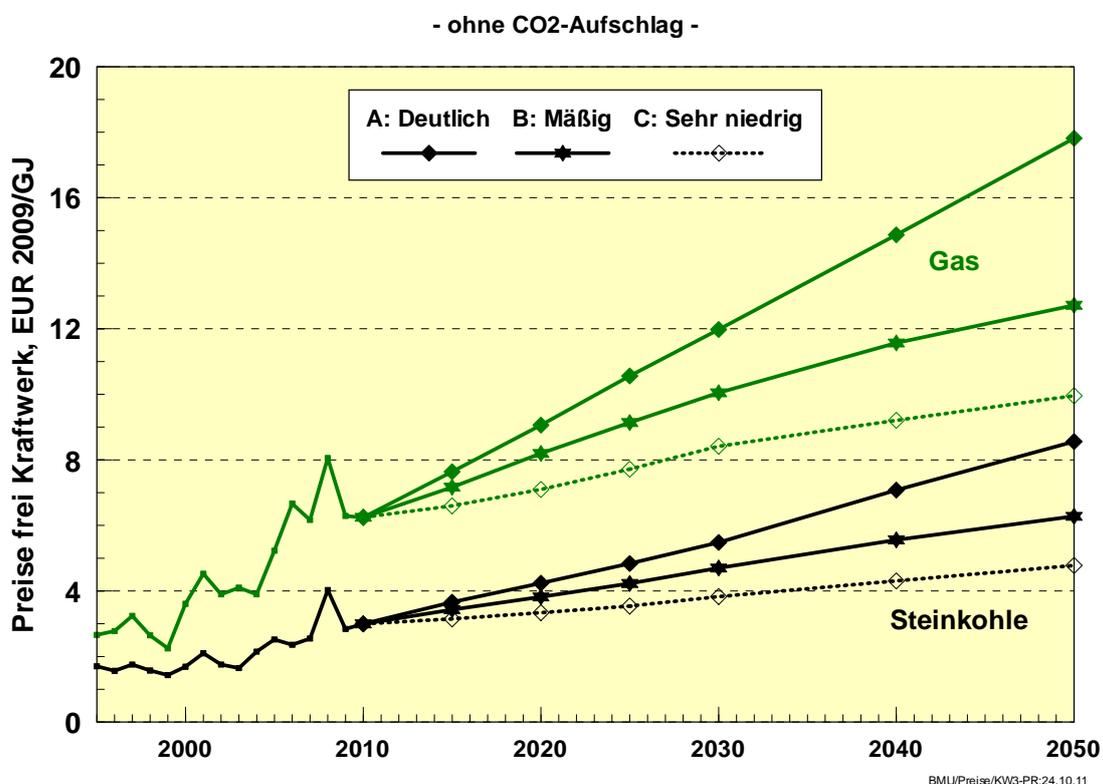


Abbildung 2.5: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Preisfade A, B und C

2.4 Definition und Erläuterung der untersuchten Szenarien

Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale der Szenarienvarianten der Leitstudie 2010 waren unterschiedliche Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke sowie der Anteil der Elektromobilität an der Fahrleistung des Individualverkehrs (33% bzw. 66%). Für die vorliegende Studie werden die Szenarien so definiert, dass verstärkt die prinzipiell möglichen infrastrukturellen Entwicklungspfade im Verkehrssektor sowie deren Implikationen für ein Energiesystem mit hohen erneuerbaren Anteilen abgebildet werden (siehe auch Kapitel 3.3). Die Szenarien orientieren sich am Oberziel des Energiekonzepts, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% zu mindern und erfüllen zudem weitgehend die Unterziele hinsichtlich EE-Ausbau und Effizienzsteigerung. Dies umfasst auch das Ziel, den Stromverbrauch um 25% bis 2050 zu mindern (bezogen auf Endenergie Strom im Jahr 2008). Dieser Stromverbrauch schließt die Elektromobilität und andere neue Verbraucher mit ein, den Stromverbrauch zur Erzeugung der synthetischen Energieträger Wasserstoff oder Methan jedoch nicht. Es werden die folgenden, grundsätzlich gleichwertigen Szenarienvarianten (Szenarien 2011) in dieser Studie untersucht:

- **Szenario 2011 A:** stellt bezüglich des EE-Ausbaus im Stromsektor das mittlere Szenario dar. Die Fahrzeuge mit Elektroantrieb (rein elektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride) erreichen einen Anteil an der Fahrleistung des PKW-Verkehrs im Jahr 2050 von 50%. Der restliche Individualverkehr wird über erneuerbaren Wasserstoff nutzende Fahrzeuge sowie über effiziente konventionelle Fahrzeuge (hybridisiert aber ohne Netzanschluss) abgedeckt. In diesem Szenario wird angenommen, dass Wasserstoff die Rolle der chemischen Speicherung von EE-Strom übernimmt. Dazu wird auch eine (begrenzte) Verteilungsinfrastruktur (für Großverbraucher) benötigt. Wasserstoff wird sowohl in der Kraft-Wärme-Kopplung zur Strom- und Wärmebereitstellung, kurzzeitig auch zur reinen Rückverstromung als auch als zusätzlicher Kraftstoff im Verkehr eingesetzt. Der Kernenergieausstieg wird entsprechend des am 30. Juni 2011 vom Bundestag beschlossenen Fahrplans (13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes) berücksichtigt.
- **Szenario 2011 B:** Die grundsätzlichen Annahmen zur Energieverbrauchs- und Erzeugungsstruktur entsprechen denen des Szenarios 2011 A. Abweichend davon wird Wasserstoff aus erneuerbarem Strom über die Methanisierung zu synthetischem Methan umgewandelt. Durch die Möglichkeit der direkten Einspeisung in das Erdgasnetz werden Speicherung und Transport ohne zusätzliche Infrastruktur möglich. Die Nutzung erfolgt, entsprechend den Vorgaben des Szenarios 2011 A, sowohl im Verkehrssektor über einen ansteigenden Anteil von Fahrzeugen mit Gasantrieb sowie in dezentralen und zentralen KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung, als auch in Anlagen zur kurzzeitigen Rückverstromung. Die aufgrund der Energieverluste der Methanherzeugung erforderliche zusätzliche Stromnachfrage wird über zusätzlich installierte Wind- und PV-Leistungen gedeckt.
- **Szenario 2011 C:** Die grundsätzlichen Annahmen zur Energieverbrauchs- und Erzeugungsstruktur entsprechen denen des Szenarios 2011 A. Abweichend davon wird keine Wasserstoffnutzung im Verkehr angenommen, sondern der PKW-Sektor besteht im Jahr 2050 zu 100% aus vollelektrischen Fahrzeugen und Plug-in-Hybriden. EE-Wasserstoff wird in begrenztem Maße aus erneuerbarem Strom erzeugt und nur in der Kraft-Wärme-Kopplung und zur kurzzeitigen Rückverstromung eingesetzt. Eine weitergehende Methanisierung von Wasserstoff wird in diesem Szenario nicht unterstellt. Da der Stromverbrauch des Verkehrssektors unter Endenergie ausgewiesen wird, wird hier zwar formal das stromseitige Einsparziel von -25% bis 2050 nicht erfüllt, es ist jedoch das Szenario mit dem geringsten Bruttostromverbrauch.

Diesen drei „Hauptszenarien“ werden noch zwei weitere Szenarien hinzugefügt, die spezielle Punkte beleuchten:

- **Szenario 2011 A’:** Abweichend vom Szenario A wird das 25%-Stromsparziel nur auf die heutigen Stromverbraucher (ohne Wärmepumpen, ohne Elektromobilität und ggf. höherer Stromeinsatz für Prozesswärme) bezogen. Daraus ergibt sich eine Minderung gegenüber 2008 um etwa 15% bis 2050. Die Stromnachfrage aus dem Verkehr sowie die Erzeugung von Wasserstoff entsprechen dabei den Annahmen im Szenario 2011 A. Bei den Haushalten, Kleinverbrauchern und der Industrie wird von geringeren Erfolgen bei der Stromverbrauchsminderung im Vergleich zu Szenario 2011 A ausgegangen.
- **Szenario 2011 THG95:** Dieses Szenario gibt einen Ausblick auf den EE-Ausbau und die Effizienzentwicklung, die zum Erreichen der oberen Grenze des Zielkorridors für die Re-

duzierung der Treibhausgase (95%) des Energiekonzepts erforderlich sind. Der dargestellte Entwicklungspfad für ein solches 95%-THG-Szenario erfordert die annähernde Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in allen Nutzungsbereichen. Trotz der erst für 2060 angenommenen Zielerreichung ist dieses Szenario äußerst ehrgeizig, sowohl beim EE-Ausbau als auch bei den für ihre Nutzung erforderlichen Strukturanpassungen. In diesem Szenario besitzt wiederum der Wasserstoff eine tragende Rolle⁴ als chemisch gespeicherter Strom, für die Bereitstellung einer zusätzlichen Leistung im Stromsektor sowie für eine EE-Vollversorgung des Wärmesektors und des Verkehrs.

2.5 Ausstieg aus der Kernenergie

Mit dem Beschluss des Bundestages vom 30. Juni 2011 zur dreizehnten Änderung des Atomgesetzes (AtG) wird die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung zeitlich gestaffelt bis Ende 2022 beendet. Der Ausstiegsfahrplan ähnelt im zeitlichen Ablauf dem bereits im Jahr 2000 beschlossenen Ausstieg; im Unterschied dazu sind jedoch die Abschaltzeitpunkte der Kraftwerke konkret festgelegt worden. Eine erste Szenarioabschätzung zu einem verkürzten Kernenergieausstieg wurde im Rahmen dieser Untersuchung bereits im April 2011 erarbeitet [Nitsch 2011].

Ausgangspunkt für die weitere Stromproduktion der Kernkraftwerke bis 2022 ist eine Bruttostromerzeugung von 140,6 TWh/a in 2010 mit einer Bruttoleistung von 21,5 GW (netto: 20,4 GW). Rund 35 TWh/a stammten in diesem Jahr aus den Ende März 2011 stillgelegten acht Reaktoren (einschl. Krümmel insgesamt 8,8 GW brutto bzw. 8,4 GW netto). Für 2011 wird angenommen, dass in diesen Reaktoren bis Ende März 2011 noch 7,5 TWh/a Strom erzeugt wurden. Die noch in Betrieb befindlichen Reaktoren werden bis etwa 2015 mit der im Jahr 2010 erreichten Auslastung (~8000 h/a) betrieben. Danach wird die Auslastung, u. a. wegen der deutlich ausgeweiteten EE-Stromproduktion leicht zurückgehen. In den Szenarien sinkt sie auf rund 7800 h/a im Jahr 2020.

Für 2011 ergibt sich folglich eine Stromerzeugung aus Kernenergie von etwa 111 TWh/a (7,5 + 103). Im Jahr 2012 sinkt die Stromproduktion dann auf rund 100 TWh/a. Bis 2015 sind noch 12,7 GW Leistung in Betrieb, in diesem Jahr erfolgt die Abschaltung des Kraftwerks Grafenrheinfeld. Es folgen Ende 2017 das Kraftwerk Gundremmingen B und Ende 2019 das Kraftwerk Philippsburg 2. Im Jahr 2020 sind noch 8,7 GW Kraftwerksleistung in Betrieb, die in den Szenarien rund 67 TWh/a Strom bereitstellen. Ende 2021 und 2022 erfolgt dann die Abschaltung der restlichen sechs Kernkraftwerke. Während zwischen 2015 und 2019 also nur jeweils ein Kraftwerk im Zweijahresabstand stillgelegt wird, gehen in diesen beiden Jahren jeweils 4,3 GW vom Netz. Nach der Abschaltung von 8,8 GW im März 2011 sind dies die zweitgrößten jährlichen Leistungsrückgänge.

⁴ Hier wird auf eine parallele Darstellung des Szenarios mit EE-Methan-Erzeugung, die ebenfalls möglich wäre, verzichtet, da es im Wesentlichen darum geht, den prinzipiell machbaren Weg einer 95%igen THG-Minderung aufzuzeigen.

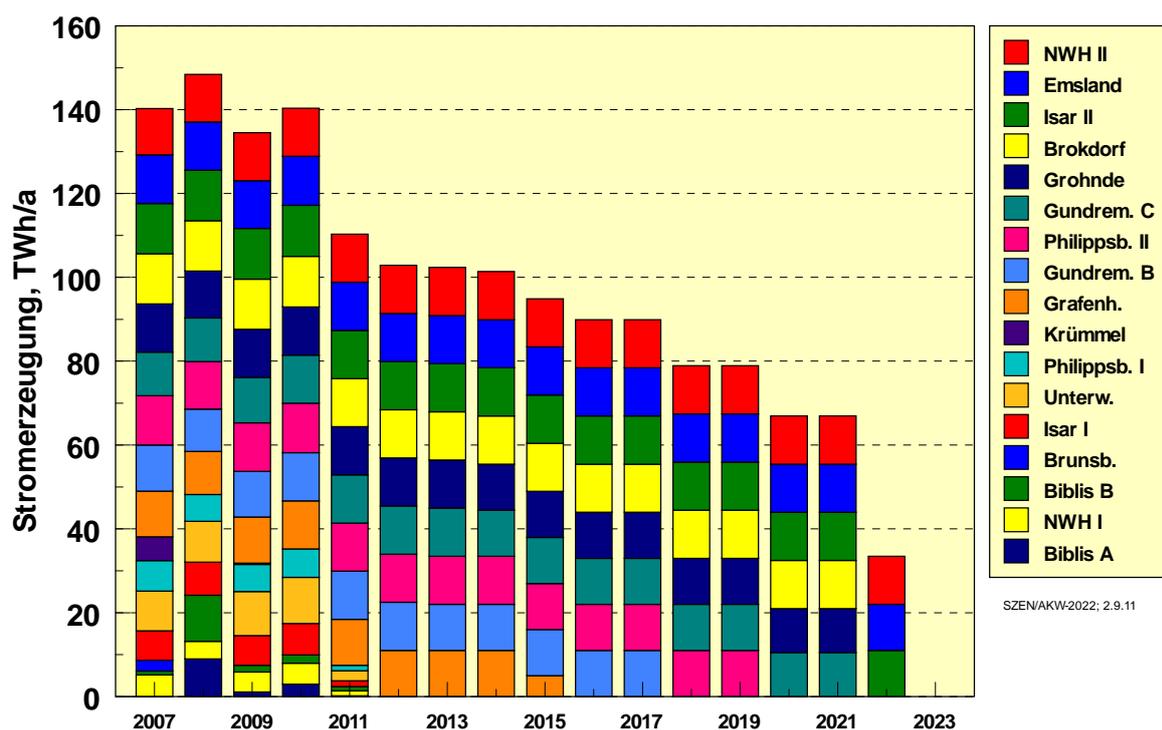


Abbildung 2.6: Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum vollständigen Ausstieg zum Jahresende 2022 nach dem Ausstiegsbeschluss der Bundesregierung vom 30. Juni 2011

Die derzeitige Stromerzeugung aus Kernkraftwerken entspricht einer vermiedenen CO₂-Erzeugung von 109 Mio. t CO₂, wenn der gegenwärtige fossile Kraftwerksmix (mit einer CO₂-Intensität von 0,752 kg_{CO2}/kWh_{el}) als Alternativerzeugung zum Vergleich herangezogen wird. Diese müssen daher bis 2022 zusätzlich durch emissionsfreie Technologien, also Effizienz und EE, kompensiert werden. Vergleichsweise vermeiden die EE im Ausbauzustand von Ende 2010 bereits rund 120 Mio. t CO₂/a. Bei der entsprechenden Zielsetzung des Energiekonzepts wird bis 2020 von einer Nettoerzeugung der THG-Emissionen von -40% gegenüber 1990 (entsprechend noch -25% gegenüber 2010) ausgegangen. Der Beitrag der energiebedingten CO₂-Emissionen an dieser Nettoerzeugung beläuft sich auf noch rund 200 Mio. t CO₂/a gegenüber 2010. Mit der durch Kernenergiestrom derzeit vermiedenen CO₂-Menge muss also eine Bruttomenge von 310 Mio. t CO₂/a bis zum Jahr 2022 durch Verringerung der Energienachfrage, Verschiebung des Energieträgermixes zu mehr Erdgas und insbesondere durch den weiteren EE-Zubau vermieden werden.

3 Annahmen in wichtigen Einzelbereichen der Energieversorgung

3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

Im Energiekonzept 2010 hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, den Stromverbrauch bis 2050 um 25% gegenüber dem Niveau von 2008 zu reduzieren, wobei dieses Ziel in den Szenarien 2011 auf den **End-Energieverbrauch** an Strom einschließlich „neuer“ End-Verbraucher (insbesondere Wärmepumpen und Elektromobilität, aber auch wachsender Schienenverkehr, wachsender Klimatisierungsbedarf und zunehmender Einsatz von Strom zur Prozesswärmebereitstellung) bezogen wird. Nach dieser Definition ist der Verbrauch von nicht in der Endenergie enthaltenen Verbrauchern (wie Speicherverluste oder der Stromverbrauch für die Wasserstoff- oder Methanherzeugung aus EE-Strom) bei dem Reduktionswert von 25% nicht berücksichtigt.

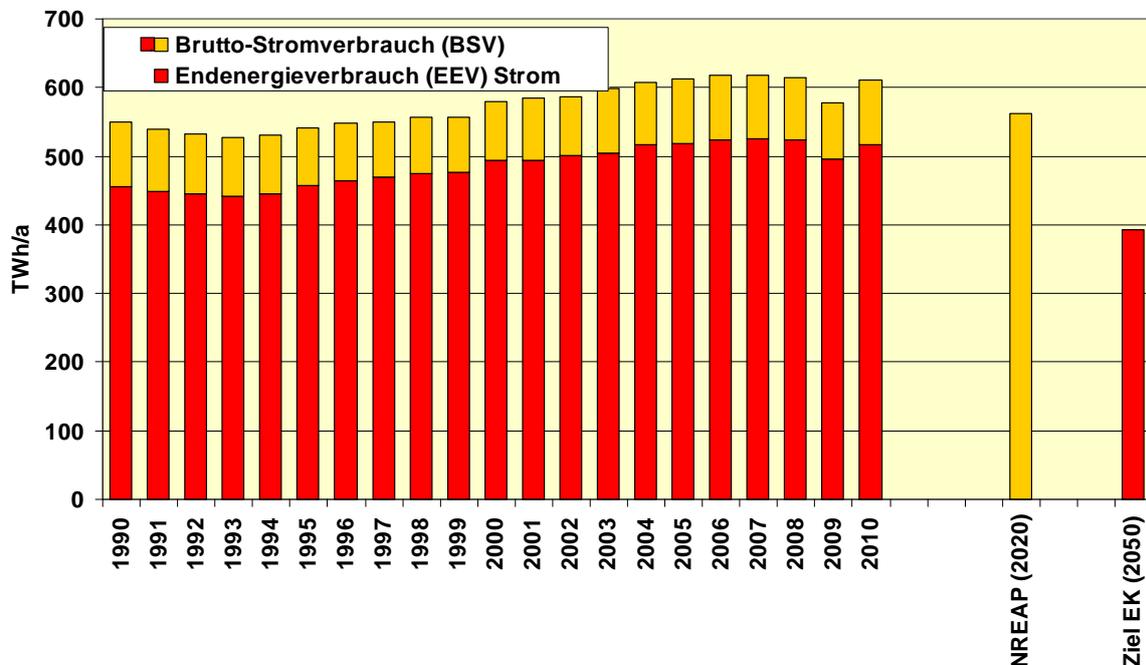


Abbildung 3.1: Bisherige Entwicklung des Endenergieverbrauchs (EEV) an Strom sowie des Brutto-Stromverbrauchs (BSV) [AGEB 2011d, BMWi 2011]. Zusätzlich: Schätzung BSV für 2020 aus dem NREAP Deutschlands und die EEV-Zielmarke des Energiekonzepts (EK) (2050)

3.1.1 Endenergieverbrauch an Strom in Deutschland von 2000 bis 2010

Der Endenergieverbrauch an Strom (EEV-S) in Deutschland verzeichnete zwischen 2000 und 2007 einen Anstieg um 6% von 495 TWh auf 526 TWh [AGEB 2011d, BMWi 2011, s. Abbildung 3.1]. Im Jahr 2008 lag er mit 524 TWh in etwa auf dem Niveau des Vorjahres, während die Wirtschafts- und Finanzkrise einen deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs (insbesondere im Industriesektor) im Jahr 2009 (auf 495 TWh) zur Folge hatte. Die Daten für 2010 zeigen einen Wiederanstieg des Stromverbrauchs auf 516 TWh/a. Die Stromintensität

(Endenergie) des Bruttoinlandsproduktes (gemessen in EEV-S pro € BIP) verringerte sich im Zeitraum 2000-2010 um 4% (im Mittel 0,4%/a) von 240 kWh/1000 € auf 230 kWh/1000 €, wenngleich nicht kontinuierlich: Der Zeitraum 2000 bis 2004 sah eine leichte Zunahme der Stromintensität, der ein deutlicher Rückgang der Stromintensität des BIP zwischen 2005 und 2010 gegenüber steht. „Neue“ Verbraucher spielen für den EEV-S derzeit noch eine untergeordnete Rolle: Der Stromverbrauch der Elektromobilität ist zurzeit vernachlässigbar; der Stromverbrauch von Wärmepumpen liegt heute bei ca. 2 TWh.

Das verarbeitende Gewerbe trug im Jahr 2010 mit 42,4% am deutlichsten zum Stromverbrauch in Deutschland bei, gefolgt von den privaten Haushalten (27,3%). Der Anteil des Sektors GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) am EEV-S beträgt 27,1%, der des Verkehrs 3,2%. In absoluten Werten bedeutet das Ziel einer 25%igen Reduktion des Stromverbrauchs, dass im Jahr 2050 nicht mehr als 393 TWh Strom (Endenergie) in den Sektoren private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr verbraucht werden dürfen.

Die privaten Haushalte verzeichneten zu Beginn der 2000er Jahre einen deutlichen Anstieg beim EEV-S, der sich Mitte des Jahrzehnts stabilisierte und seit 2006 – mit Ausnahme von 2010 – leicht rückläufig ist. Da der Rückgang des EEV-S der privaten Haushalte von einem leichten Bevölkerungsrückgang begleitet wurde, stagnierte der Pro-Kopf-Verbrauch an Elektrizität Mitte der 2000er Jahre, zeigt derzeit (2010) aber wieder eine zunehmende Tendenz. Über den Zeitraum 2000 bis 2010 betrachtet stieg er allerdings im Mittel um +0,8% pro Jahr.

Im Sektor GHD schwankt der Stromverbrauch im letzten Jahrzehnt deutlich, aber ohne signifikante Tendenz zwischen 131 und 140 TWh/a. Dank steigender Bruttowertschöpfung (BWS) sank jedoch die Stromintensität des Sektors GHD (gemessen in EEV-S pro BWS) um 13% (im Mittel: -1,4% pro Jahr) zwischen den Jahren 2000 und 2010.

Der Stromverbrauch der Industrie stieg zwischen 2000 und 2007 um 14% an (von 208 TWh auf 236 TWh). Nach dem konjunkturbedingten Rückgang auf 200 TWh im Jahr 2009 lag der Stromverbrauch der Industrie im Jahr 2010 mit 219 TWh wieder 9% über dem Vorjahresniveau. Zwischen 2000 und 2010 stieg so der EEV-S der Industrie um 5%. Die Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes sank im selben Zeitraum um 1%. Daher stieg die Stromintensität, d. h. der Stromverbrauch pro Bruttowertschöpfung in der Industrie, zwischen 2000 und 2010 um 6%.

3.1.2 Bruttostromverbrauch (BSV) zwischen 2000 und 2010

Der Bruttostromverbrauch (BSV) ist die Bezugsgröße zur Berechnung der EE-Anteile am Stromverbrauch gemäß der „Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ (2009/28/EG). Im Vergleich zum Endenergieverbrauch an Strom umfasst der Bruttostromverbrauch auch den Strom-Eigenverbrauch in (Heiz-)Kraftwerken und Heizwerken, sonstigen Stromverbrauch im Umwandlungssektor (Kokereien, Raffinerien, Kohlezechen etc.), Netzverluste, den Stromverbrauch in Speicherkraftwerken sowie den – heute noch zu vernachlässigen – Stromverbrauch für die über Speicherkraftwerke hinausgehende Stromverwendung, also beispielsweise die Wasserstoffherzeugung aus EE-Überschussstrom. In der Vergangenheit trugen diese zusätzlichen Komponenten zu einem BSV bei, der in etwa 90 TWh höher lag als der Endenergieverbrauch (siehe Abbildung 3.1, BSV: 580 TWh im Jahr 2000, 610 TWh im Jahr 2010). Insbesondere aufgrund des zu erwartenden Anstiegs der Stromspeicherung und ggf. der Wasserstoffherzeugung wird sich die Entwicklung des BSV bei

einem deutlichen Ausbau der EE-Stromerzeugung von der Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom abkoppeln.

3.1.3 Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromintensität bis 2050

Das Szenario A geht davon aus, dass entsprechend der Zielsetzung im Energiekonzept der EEV-S von derzeit 516 TWh (2010) bis zum Jahr 2050 kontinuierlich auf 393 TWh zurückgehen wird. Bei einem Anstieg des BIP von 2274 Mrd. €₂₀₀₀ (2008) auf 3158 Mrd. €₂₀₀₀ geht damit eine Reduktion der Stromintensität der Wirtschaftsleistung (bezogen auf EEV-S) von 46% einher, was einem jährlichen Rückgang der Stromintensität von im Mittel 1,5% pro Jahr entspricht (s. Abbildung 3.2). Zum Vergleich: Im Zeitraum 2000-2010 nahm die Stromintensität des BIP (bezogen auf Endenergie) im Mittel um 0,5% pro Jahr ab (Abbildung 3.2) und lag damit nur bei einem Drittel des Wertes, der nötig ist, um die Stromeinsparziele im Energiekonzept der Bundesregierung zu verwirklichen, sollte sich die BIP-Entwicklung im Rahmen der hier getroffenen Annahmen bewegen.

Trotz der deutlichen Reduktion des EEV-S sinkt der Brutto-Stromverbrauch (BSV) im Szenario A nur bis zum Jahr 2030 (auf 556 TWh), um danach bis 2050 wieder auf 583 TWh anzusteigen. Im Jahr 2020, dem letzten Jahr des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energie (NREAP), liegt der BSV im Szenario A bei 572 TWh, während der NREAP für 2020 von 562 TWh ausgeht. Grund für die Entkopplung der Entwicklung des EEV-S und des BSV ist in erster Linie der ab 2025 stetig steigende Einsatz von EE-Strom zur H₂-Elektrolyse, der sich im Jahr 2050 im Szenario A auf 110 TWh beläuft, und der zwar zum Brutto-Stromverbrauch, nicht aber zum Endenergieverbrauch an Strom beiträgt.

Das Szenario A' strebt im Gegensatz zum Szenario A nur einen 25%igen Rückgang des EEV-S der „klassischen“ Stromverbraucher an, d. h. ohne Stromverbrauch für Wärmepumpen und Elektromobilität. Im Szenario A' sinkt daher der gesamte EEV-S nur auf 445 TWh/a im Jahr 2050, 15% weniger als 2008. Die Stromintensität der Wirtschaftsleistung (EEV-S pro BIP) nimmt in diesem Szenario zwischen 2008 und 2050 nur um 39% ab. Die Steigerung der Stromproduktivität bzw. der jährliche Rückgang der Stromintensität liegt aber mit 1,2%/a (Mittelwert zwischen 2008 und 2050) immer noch mehr als doppelt so hoch wie die in den Jahren 2000 bis 2008 erzielten Werte und stellt somit an sich schon ein sehr ehrgeiziges Ziel dar (Abbildung 3.2).

Im Szenario A' wird ab Mitte der 2020er Jahre in identischem Umfang wie im Szenario A EE-Wasserstoff aus EE-Strom eingesetzt. Der Brutto-Stromverbrauch sinkt daher von 615 TWh (2008) zunächst auf 572 TWh (2030), steigt dann aber bis 2050 auf 635 TWh an. Das Szenario B unterscheidet sich im Strom-Endenergieverbrauch nicht vom Szenario A.

Der Endenergieverbrauch an Strom im Szenario C unterscheidet sich von Szenario A nur durch den verstärkten Einsatz für Elektromobilität. Im Jahr 2050 liegen der EEV-S im Szenario C daher bei 431 TWh, 38 TWh höher als im Szenario A und 18% niedriger als 2008. Aus dem im Szenario C gegenüber Szenario A deutlich geringeren Einsatz von EE-Strom zur H₂-Elektrolyse (im Jahr 2050 im Szenario A: 110 TWh, Szenario C: 22 TWh) resultiert ein niedrigerer Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 (Szenario A: 584 TWh, Szenario C: 534 TWh).

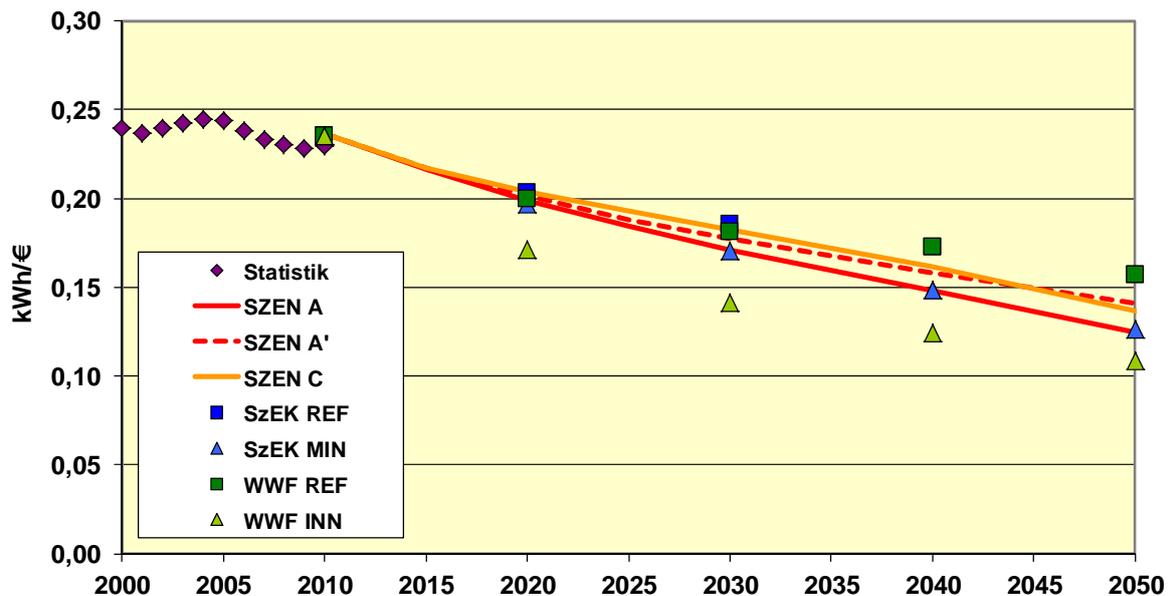


Abbildung 3.2: Entwicklung der Stromintensität (Endenergieverbrauch Strom pro Bruttoinlandsprodukt) für die Szenarien 2011, im Vergleich zu den Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ aus [EWI 2010] (SzEK)

3.1.4 Vergleich der Entwicklung des Stromverbrauchs mit anderen Szenarien

Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts in den „Energieszenarien für das Energiekonzept“ [EWI 2010] wurde für die vorliegende Studie übernommen. Die Szenarien der WWF-Studie „Modell Deutschland“ [WWF 2009] hingegen schätzen die Entwicklung des Wirtschaftswachstums bis 2050 etwas geringer ein: Im Jahr 2050 liegt dort das BIP nur bei 2981 Mrd. €₂₀₀₀, 5,6% niedriger als in [EWI 2010]. Bis 2050 sinkt der Stromverbrauch im Referenzszenario („SzEK REF“) aus [EWI 2010] auf 497 TWh, 5% niedriger als 2008. Die dabei unterstellte mittlere jährliche Änderung der Stromproduktivität (EEV-S pro BIP) beträgt dabei -0,9% (s. auch Abbildung 3.2). Im Referenzszenario der WWF-Studie („WWF REF“) beträgt der EEV-S im Jahr 2050 468 TWh, was einem Rückgang um 11% gegenüber 2008 entspricht. Aufgrund des geringeren Wirtschaftswachstums in [WWF 2009] liegt die mittlere jährliche Änderung der Stromproduktivität trotz des gegenüber SzEK REF niedrigeren Energieverbrauchs ebenfalls bei -0,9%/a. Das Minimalszenario⁵ der SzEK („SzEK Min“) geht von einem EEV-S im Jahr 2050 von 399 TWh aus (-24% gegenüber 2008) und liegt damit in vergleichbarer Größenordnung wie das Szenario A (393 TWh bzw. -25%). Daraus resultiert eine mittlere Zunahme der Stromeffizienz (bzw. Abnahme der Stromintensität) von 1,4% pro Jahr (Abbildung 3.2). Im Innovationsszenario des WWF („WWF INN“) liegt der EEV-S im Jahr 2050 bei 324 TWh (-38% gegenüber 2008). Damit wird für den Zeitraum 2008 bis 2050 ein mittlerer jährlicher Rückgang der Stromintensität um 1,8% unterstellt, mehr als das

⁵ Das Szenario „Minimal“ kombiniert Stromverbrauchsentwicklungen in einzelnen Sektoren aus verschiedenen Szenariovarianten in [EWI 2010]: Für jeden Sektor wurde die Variante (bzw. die Varianten) ausgewählt, die in diesem Sektor von dem niedrigsten Stromverbrauch 2050 ausgeht. Für private Haushalte, den GHD-Sektor und die Industrie ist das die Variante IB, für den Verkehrssektor die (bzgl. des Verkehrs identischen) Varianten IIA/B und IIIA/B. Der gesamte EEV-S in diesem konstruierten Szenario liegt im Jahr 2050 nochmals 10 TWh niedriger als in der Szenariovariante, die insgesamt den niedrigsten Stromverbrauch zeigt (IB).

Dreieinhalbfache des zwischen den Jahren 2000 bis 2008 tatsächlich stattgefundenen Rückgangs der Stromintensität. Diese Werte stellen somit sicherlich eine Untergrenze des dargestellten Korridors der Stromintensitäten dar. Die Stromintensitäten der Szenarien A, A' (B) und C liegen innerhalb dieses Korridors.

3.2 Entwicklung des Wärmebedarfs

3.2.1 Derzeitige Struktur des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung

Zur Bereitstellung von Raumwärme⁶, Prozesswärme⁷ und Warmwasser wurden im Jahr 2008 mit 5237 PJ [AGEB 2011c] nahezu 58% des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands verbraucht und nahezu 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen erzeugt. Im Jahr 2010 belaufen sich die näherungsweise ermittelten Ausgangswerte für die Szenarien 2011 auf 5133 PJ/a. Dies veranschaulicht die herausragende Bedeutung des Wärmesektors bei der Umstrukturierung und Dekarbonisierung des Energiesystems hin zu einer nachhaltigen, klimaschonenden Energieversorgung.

Mit über 50% (2805 PJ in 2008) leistet dabei der Endenergieverbrauch für Raumwärme den bedeutendsten Beitrag zum Endenergieverbrauch für Wärme, wovon nahezu zwei Drittel (1833 PJ) auf die Beheizung von Wohngebäuden und ein Viertel auf die Beheizung von Gebäuden im Sektor GHD fielen. Der Endenergieverbrauch für Prozesswärme macht 38% des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme aus (2004 PJ im Jahr 2008). Der weitaus größte Teil (1636 PJ oder 82%) fällt dabei auf den Industriesektor, 12% auf den Haushaltssektor und 6% auf den Sektor GHD. Die Warmwasserbereitung verbrauchte im Jahr 2008 insgesamt 428 PJ (8% des Endenergieverbrauchs für Wärme). 79% davon werden in Haushalten verbraucht, 15% im Sektor GHD und die verbleibenden 6% in der Industrie. Fossile Energieträger tragen unmittelbar 72% zum Endenergieverbrauch an Wärme bei. Weitere 12% bzw. 9% stammen aus Strom bzw. Fernwärme, die derzeit noch ebenfalls größtenteils aus nicht-erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden. Damit wird der überwiegende Teil des Endenergieverbrauchs für Wärme heute aus fossiler Energie gedeckt.

3.2.2 Strategie- und Fördererelemente im Wärmesektor

Für die Umstrukturierung und Optimierung des Wärmesektors stehen die drei zentralen Strategieelemente Effizienzsteigerung (d. h. Reduktion des Wärmebedarfs einerseits, Optimierung von Anlagen zur Wärmeerzeugung andererseits), verstärkte Nutzung der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien zur Verfügung. Dabei sind effektive Förderstrategien im Wärmesektor wesentlich schwieriger zu konzipieren und umzusetzen als z. B. im Strombereich, da im Wärmemarkt buchstäblich Millionen von Akteuren – praktisch jeder Immobilienbesitzer – Investitionsentscheidungen treffen, bei denen Effizienzbetrachtungen oder Treibhausgasemissionen meist nicht im Vordergrund der Überlegungen stehen.

Standards für die energetische Qualität von Neubauten werden in der Energieeinsparverordnung (EnEV) gesetzt. Hier kann auch in Zukunft mit einer weiteren Verschärfung des Anforder-

⁶ hier und in der ganzen Studie einschließlich Klimakälte

⁷ hier und in der ganzen Studie einschließlich Prozesskälte

derungsniveaus für Neubauten gerechnet werden. Für das wesentlich größere Segment des Altbaubestandes gibt es derzeit nur eine bundesweite gesetzliche Regelung zur energetischen Sanierung, wenn sowieso Änderungen an Außenbauteilen wie Außenwänden, Fenster etc. vorgenommen werden, obwohl gerade in diesem Segment die höchsten Einsparpotenziale zu erzielen sind und die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung – Reduktion des Primärenergieverbrauchs von Gebäuden um 80% bis 2050 – zumindest implizit eine tiefgreifende, umfassende energetische Sanierung des Gebäudebestandes voraussetzen.

Das seit 2002 bestehende Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) hat zum Ziel, den Anteil der Stromerzeugung aus KWK auf 25% zu erhöhen. Zwischen 2005 und 2009 stieg der Anteil der KWK an der Nettostromerzeugung von 14% auf 15,5%. Die in diesem Jahr durchgeführte Zwischenüberprüfung zum KWK-G kam allerdings zu dem Schluss, dass der KWK-Anteil an der Netto-Stromproduktion bis 2020 auf höchstens 20,8% anwachsen wird [Prognos 2011]. Weitere Maßnahmen sind notwendig, um das Ziel von 25% zu erreichen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmebereich wird durch das bundesweite Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG), das baden-württembergische Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) sowie das im EEWärmeG verankerte Marktanreizprogramm (MAP) gefördert. Während das EEWärmeG sich jedoch nur auf das kleine Neubausegment beschränkt, dabei aber sowohl Wohngebäude als auch Nichtwohngebäude einschließt, schreibt das baden-württembergische EWärmeG den Einsatz erneuerbarer Energien bei der Sanierung der Heizungsanlage ausschließlich für Wohngebäude vor. Für die Förderwirkung des MAP ist es mit entscheidend, dass die Förderung langfristig und planbar gewährt wird. Der kurzfristige Stopp des MAP im Frühjahr 2010 hat in dieser Hinsicht zu einer Verunsicherung der Investoren, einem Rückgang der Anträge auf MAP-Förderung und damit einem Rückgang des durch das MAP initiierten Ausbaus der erneuerbaren Energien im Wärmebereich geführt.

Es besteht daher die Gefahr, dass die Umsetzung der energiepolitischen Ziele im Wärmebereich, die durch konsequente Ausnutzung der Strategieelemente Effizienz, KWK und erneuerbare Energien erreichbar wären, ohne eine Verschärfung und Ausweitung der ordnungspolitischen Vorgaben einerseits und eine Ausweitung und Verstetigung der Fördermittel andererseits gefährdet ist. In den Szenarien dieser Studie wird implizit unterstellt, dass die Zielsetzungen der Bundesregierung im Wärmesektor erreicht werden können. An gegebener Stelle wird jedoch auf die notwendige Ausweitung oder Anpassung von Förderinstrumenten hingewiesen.

3.2.3 Entwicklung des Raumwärmebedarfs

Mit 54% Anteil am EEV für Wärme bzw. 31% des gesamten Endenergieverbrauchs ist die Raumwärmebereitstellung bei weitem der bedeutendste Nutzungsbereich. Angesichts bedeutender Potenziale zur Effizienzsteigerung (energetische Sanierung im Bestand, Niedrigenergie- oder gar Passivhaus-Standard für Neubauten, Einsatz von Fern- und Nahwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen) und zum Einsatz erneuerbarer Energien ist der potenzielle Beitrag des (Raum-) Wärmesektors zum Klimaschutz, zum effizienten Umgang mit Rohstoffen und zur Minderung der Importabhängigkeit von Erdgas und Erdöl immens.

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme in privaten Haushalten sank in den letzten Jahren von 2114 PJ im Jahr 2000 auf 1833 PJ (2008) [AGEB 2011c, AGEB 2011b, UÖGR 2010,

eigene Berechnungen]. Gleichzeitig nahm die Wohnfläche von 3245 Mio. m² auf 3462 Mio. m² zu [BMWi 2011]. Damit sank der spezifische Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme im Laufe der letzten Jahre von 170 kWh/m² im Jahr 2000 auf 147 kWh/m² im Jahr 2008. Dieser Rückgang ist einerseits auf die energetische Sanierung von Teilen des Gebäudebestands, andererseits auf energieeffiziente Neubauten und den Abriss ineffizienten Altbestands zurückzuführen.

In den Szenarien 2011 wird davon ausgegangen, dass der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme in Wohngebäuden bis 2050 um über 57% auf 63 kWh/(m² · a) im Jahr 2050 sinken wird. Unter Berücksichtigung eines Anstiegs der Wohnfläche auf 3653 Mio. m² im selben Zeitraum reduziert sich der Endenergieverbrauch zur Beheizung von Wohngebäuden bis 2050 auf 850 PJ, d. h. in leicht geringerem Maße als der spezifische Verbrauch (Abbildung 3.3). Dabei wird unterstellt, dass im Neubausektor der spezifische Endenergiebedarf für Raumwärme von derzeit jährlich 60 kWh/(m² · a) (bezogen auf die Wohnfläche) auf nahezu Nullenergiestandard im Jahr 2050 (5 kWh/(m² · a)) sinkt. Für den Gebäudebestand wird davon ausgegangen, dass die Sanierungsrate von derzeit ca. 1% pro Jahr bis 2020 auf 2% pro Jahr erhöht werden kann, wie es im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen ist. Gleichzeitig steigt die Sanierungstiefe auf ca. 50%, d. h. energetische Sanierungen der Gebäudehülle, aber auch der Wärmeerzeugung, reduzieren den Endenergiebedarf für Wärme der sanierten Häuser auf ca. 50% des Verbrauchs vor der Sanierung. Im Jahr 2050 hat damit der Bestand an Häusern, die vor 2008 gebaut wurden, noch einen spezifischen Endenergieverbrauch für Raumwärme von ca. 80 kWh/(m² · a), in etwa die Hälfte des heutigen Wertes. Damit wird bis zum Jahr 2050 nahezu der gesamte Gebäudebestand einer anspruchsvollen energetischen Sanierung unterzogen (ggf. in mehreren Teilsanierungen). Zum Vergleich: Laut einer Studie des IÖW [Weiß und Dunkelberg 2010] wurden in der Vergangenheit bei anspruchsvollen energetischen Sanierungen Einsparungen in der Größenordnung von 25 kWh/(m² · a) erzielt. Für die Szenarien bedeutet dies, dass die Effizienz energetischer Sanierungen im Vergleich zur Vergangenheit verdreifacht werden muss.

Diese Sanierungsraten und -tiefen sind unabdingbar, um die im Energiekonzept der Bundesregierung anvisierten Ziele im Gebäudesektor – Reduktion des Wärmebedarfs um 20% bis 2020 bzw. des Primärenergiebedarfs (entsprechend EnEV) um 80% bis 2050 – erreichen zu können. Angesichts momentan realisierter Sanierungsraten und -effizienzen sind diese Annahmen allerdings als äußerst ambitioniert anzusehen. Eine deutliche Steigerung der Sanierungsrate und -effizienz wird daher eine deutliche Verbesserung und Verstärkung des energiepolitischen Instrumentariums, insbesondere für den Gebäudebestand, erfordern. Derzeit ist allerdings kein derartiges Maßnahmenbündel abzusehen.

Die Zielszenarien SzEK I/IV aus [EWI 2010] gehen von einem noch geringeren EEV für Raumwärme in Wohngebäuden im Jahr 2050 aus (826 PJ, s. Abbildung 3.3) als die hier vorliegenden Szenarien (850 PJ), wohingegen die Szenariovariante II und III der SzEK 926 PJ für 2050 ansetzen. Im Vergleich dazu werden im Referenzszenario der SzEK nur eine Reduktion des Raumwärmebedarfs in Wohngebäuden auf 1377 PJ erreicht. Das WWF-Szenario „Innovation“ unterstellt eine noch wesentlich effizientere Gebäudesanierung als die SzEK I/IV: In WWF-INN beträgt der EEV für Raumwärme in Wohngebäuden nur noch 291 PJ im Jahr 2050 (Abbildung 3.3).

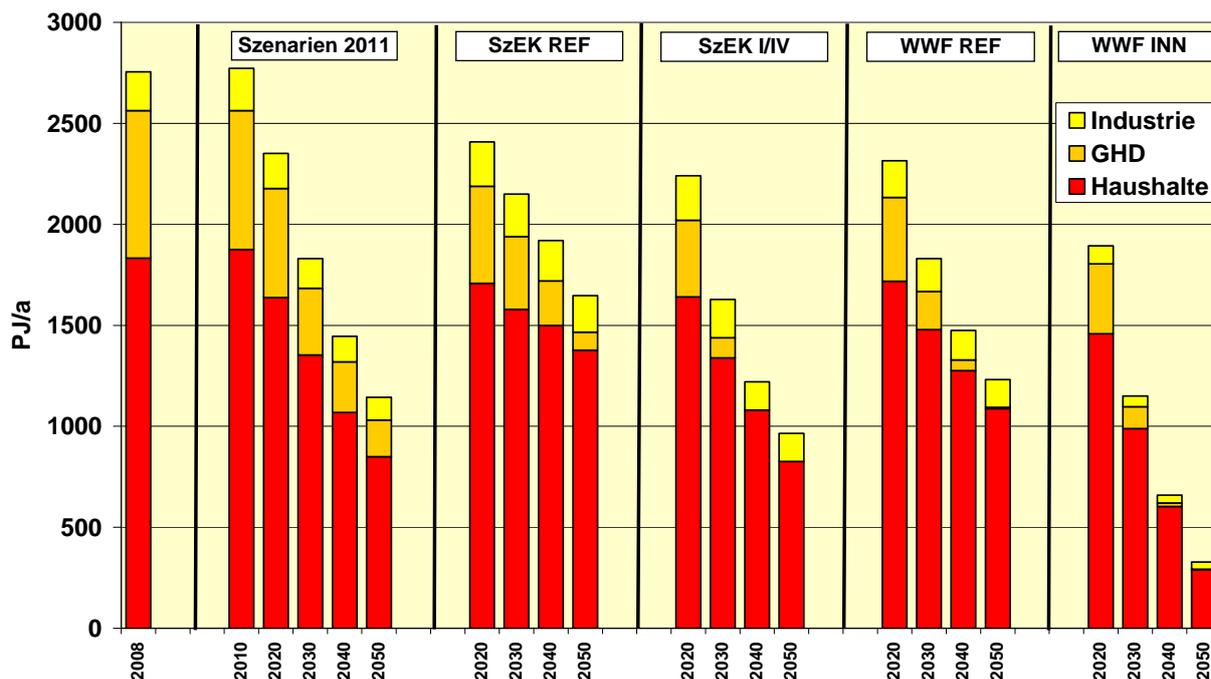


Abbildung 3.3: Vergleich der Annahmen zum Endenergieverbrauch für Raumwärme in den Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie für die Szenarien 2011, [WWF 2009] und [EWI 2010]; Daten 2008 aus [AGEB 2011c]

Die beheizte Nutzfläche in Nichtwohngebäuden in Deutschland nimmt in den Szenarien von derzeit rund 1520 Mio. m² bis 2020 auf 1540 Mio. m² zu, um dann bis 2050 auf 1430 Mio. m² zurückzugehen. Dabei reduziert sich der Endenergiebedarf zur Beheizung von Nutzflächen von derzeit (2009) 887 PJ (Industrie: 195 PJ, GHD: 692 PJ) auf 294 PJ im Jahr 2050 (Industrie: 114 PJ, GHD: 180 PJ). Für Nutzflächen in den Sektoren GHD und Industrie wird dieselbe Sanierungsrate und -tiefe wie für Wohngebäude unterstellt. Aufgrund höherer Abriss- und daraus resultierenden höheren Neubauraten kann jedoch im Nutzgebäudesektor deutlich schneller ein signifikant niedrigerer spezifischer Endenergieverbrauch für Raumwärme realisiert werden (Mittelwert 2050: 25 kWh/(m² · a)).

Im Vergleich zu den Zielszenarien aus [EWI 2010], die im Bereich der Nichtwohngebäude ab ca. 2040 von „Nullenergiegebäuden“ ausgehen, werden hier die unterstellten Erfolge bei der energetischen Sanierung bzw. beim energieeffizienten Neubau von beheizten Nutzflächen etwas zurückhaltender eingeschätzt: Der Referenzfall aus [EWI 2010] geht von einem EEV für Raumwärme in Nichtwohngebäuden von 270 PJ im Jahr 2050 aus (davon 90 PJ in der Industrie, Abbildung 3.3). In den Szenarien SzEK I/IV und in der WWF-Studie sinkt der Endenergieverbrauch des GHD-Sektors für die Raumwärme bis 2050 auf nahezu null; im Szenario WWF-INN wird sogar von einem gesamten Endenergiebedarf für Raumwärme in Industrie und GHD von nur 37 PJ (2050) ausgegangen. In den Szenarien 2011 wird dagegen der verbleibende Bedarf für Raumwärme in Industrie und GHD für 2050 mit 295 PJ/a ermittelt, was einer Reduktion gegenüber 2010 um nahezu 70% entspricht (Abbildung 3.3). Der gesamte Raumwärmebedarf sinkt bis 2050 auf 1145 PJ/a, was einer Verringerung um 60% gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2010 entspricht.

3.2.4 Entwicklung des gesamten Wärmebedarfs

Die Energienachfrage in den anderen Bereichen des Wärmebedarfs, „Warmwasser“ und „Prozesswärme“, fällt beim Warmwasser zu knapp 80% in den privaten Haushalten an und bei Prozesswärme zu 85% in der Industrie. Auch diese Bereiche müssen ihren Beitrag zur Reduktion der Energienachfrage leisten, um das im Energiekonzept der Bundesregierung formulierte Gesamtziel einer deutlichen Reduktion des Primärenergieverbrauchs von -50% bis 2050 zu erreichen. In diesen Bereichen sind die Einsparpotenziale jedoch deutlich geringer als im Raumwärmebereich. In den Szenarien 2011 sinkt der Endenergieverbrauch für Warmwasser bis 2050 gegenüber 2010 um 26% auf dann 296 PJ/a, derjenige für Prozesswärme um 31% auf dann 1350 PJ/a. Die Werte entsprechen weitgehend den bereits in der Leitstudie 2010 [Nitsch et al. 2011] abgeleiteten Angaben und unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien nur geringfügig.

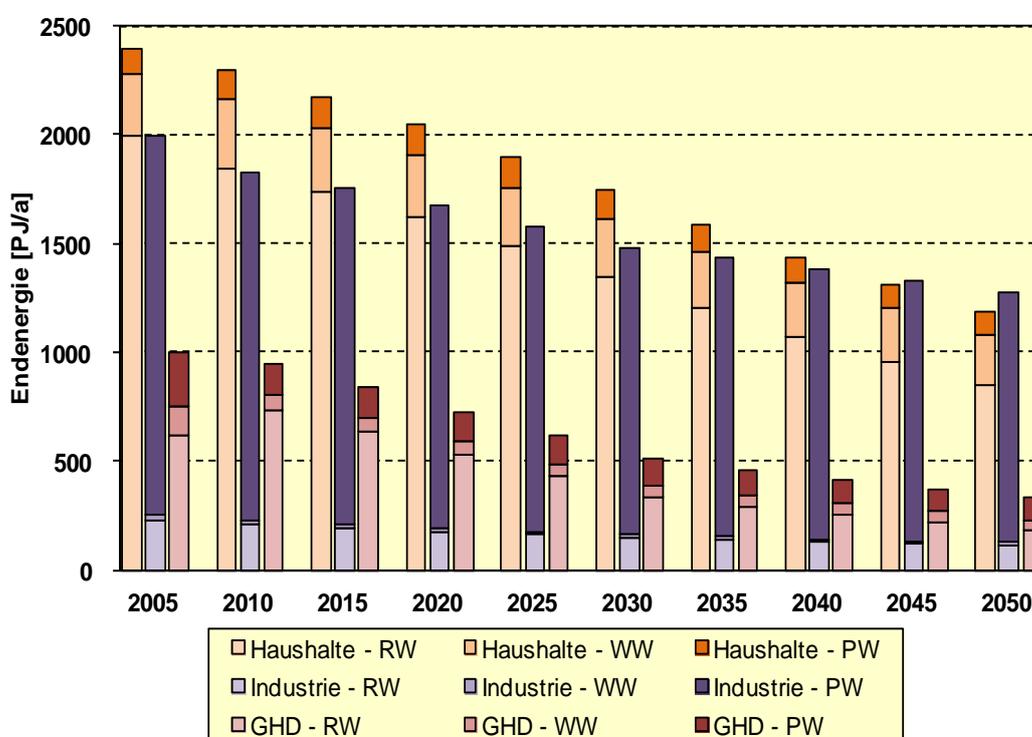


Abbildung 3.4: Entwicklung des Wärmebedarfs (Endenergie) der Verbrauchssektoren, untergliedert in Raumwärme(RW), Warmwasser (WW) und Prozesswärme (PW)*

* Daten für 2005 in Anlehnung an [BDEW 2008]

Fasst man die gesamte Wärmenachfrage zusammen (Abbildung 3.4) so reduziert sich diese von derzeit 5133 PJ/a (2010) auf rund 2800 PJ/a im Jahr 2050, sinkt also um 45%. Mit 67% sinkt die Wärmenachfrage des Sektors GHD am deutlichsten, es folgen die privaten Haushalte mit 47% und die Industrie mit 27%. Darin zeigen sich die geringeren Einsparpotenziale im Prozesswärmebereich im Vergleich zum Raumwärmesektor. Während derzeit private Haushalte die höchste Nachfrage nach Wärme haben (2330 PJ/a), wird im Jahr 2050 die Industrie mit dann 1276 PJ/a der größte Wärmeverbraucher sein.

3.3 Entwicklung des Verkehrssektors

3.3.1 Die Verkehrsszenarien

Die in Abschnitt 2.4 definierten Szenarien A, B und C unterscheiden sich in erster Linie bezüglich der Annahmen zum Verkehr und hier vor allem zum Individualverkehr. Die Szenarienvarianten stellen drei prinzipiell unterschiedliche Entwicklungspfade der Fahrzeugflotten und damit der eingesetzten Energieträger dar. Der jeweilig eingesetzte Energieträger beeinflusst neben der direkten Rückkopplung auf den Strombedarf ebenfalls die benötigte Versorgungsinfrastruktur. In allen drei Varianten wird generell von einer optimistischen Entwicklung der Elektromobilität im PKW-Sektor ausgegangen, die bis 2050 für rein elektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride zu einem Fahrleistungsanteil von zusammen mindestens 50% führt. Abbildung 3.5 zeigt eine schematische Darstellung der grundsätzlich unterschiedlichen Nutzungspfade von erneuerbarem Strom im PKW-Verkehr entsprechend der Szenarien A, B und C für das Jahr 2050. Zudem erfolgt eine Abschätzung des spezifischen Verbrauchs der jeweiligen charakteristischen Option im Verkehrsszenario ausgehend vom Stromnetz entlang der einzelnen Kraftstoffpfade einschließlich der Nutzung im jeweiligen Antriebskonzept. Der spezifische Verbrauch ist pro Fahrzeugkilometer (Fkm⁸) angegeben. Die technischen Effizienzpotenziale der PKW-Fahrzeugkonzepte werden in der zugrunde gelegten ökonomischen Optimierung mit dem Marktmodell VECTOR 21 [DLR 2011] ggf. nicht ganz ausgeschöpft. Im Szenario A sind die Anteile von Brennstoffzellen (ca. 0,30 kWh_{el}/Fkm) und Wasserstoff-Verbrennungsmotor (ca. 0,59 kWh_{el}/Fkm) entscheidend für den spez. Verbrauch der gesamten Prozesskette. Im Szenario B ist für das Jahr 2050 ein spez. Verbrauch von ca. 0,69 kWh_{el}/Fkm unterstellt, bedingt durch den relativ niedrigen Wirkungsgrad des Gasmotors und die Verluste der EE-Methanherzeugung. Wenn dagegen über die Onsite-Reformation aus EE-Methan Brennstoffzellenfahrzeuge mit Wasserstoff versorgt werden, beträgt der spez. Verbrauch ca. 0,41 kWh_{el}/Fkm und ist damit deutlich niedriger als bei der Nutzung von Erdgas oder auch von Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor. Weitaus niedrigere spezifische Verbräuche ergeben sich bei den Fahrzeugen mit Elektroantrieb.

⁸ Umrechnung: 1 Fkm (Fahrzeugkilometer) \approx 1,5 Pkm (Personenkilometer)

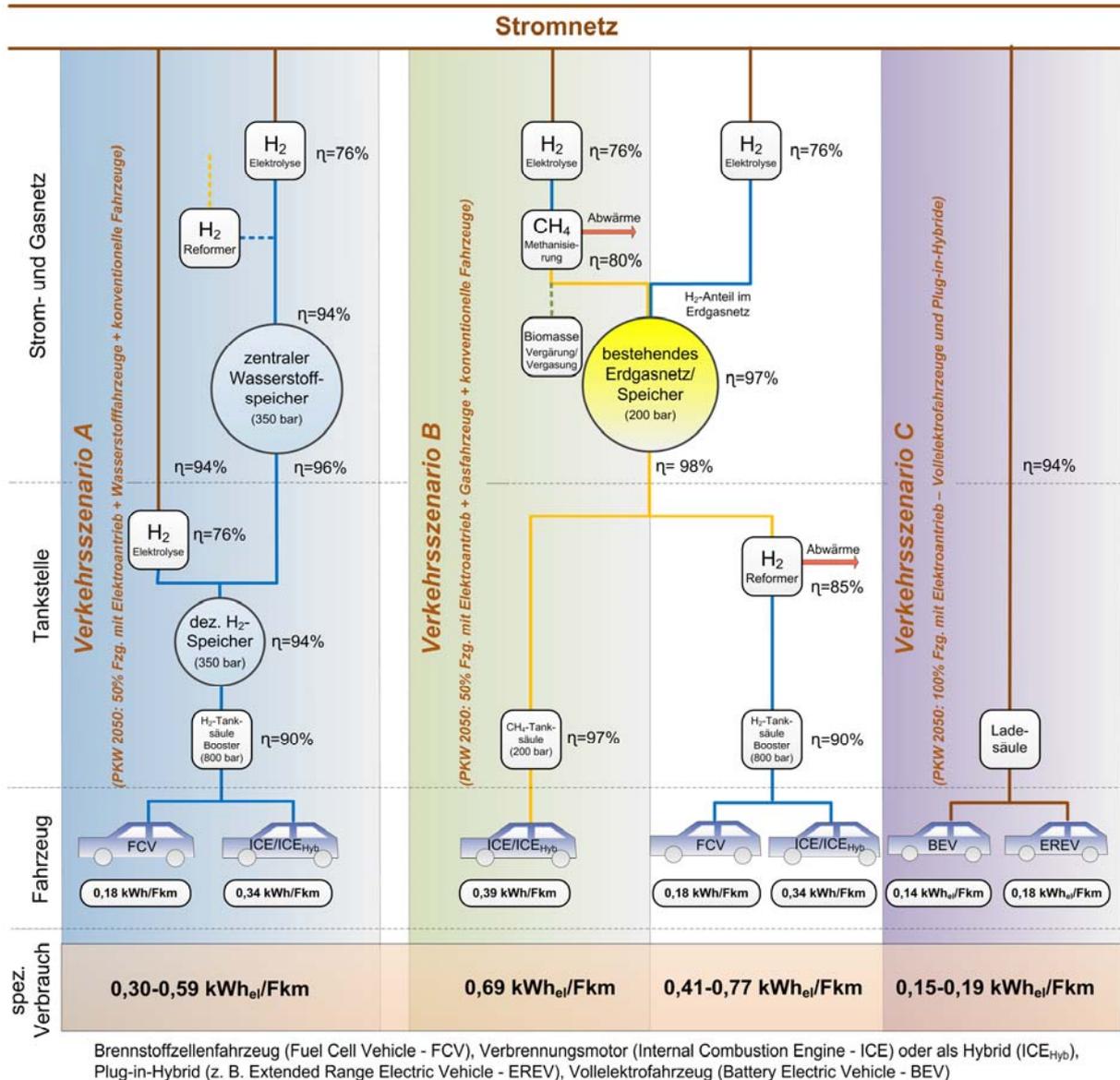


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung des Individualverkehrs für die Szenarien A, B und C mit optimistischen Kennwerten für das Jahr 2050

Im **Szenario A** wird neben einem Fahrleistungsanteil von 50% der Fahrzeuge mit Elektroantrieb zusätzlich angenommen, dass sich als Resultat der Technologie- und Kostenentwicklungen in der PKW-Flotte ein signifikanter Anteil an Wasserstofffahrzeugen (FCV, ICE und ICE_{Hyb}) entwickeln kann. Aufgrund der entsprechenden Infrastrukturentwicklung wird bei anderen Verkehrsträgern Wasserstoff ebenfalls in plausiblen Anteilen eingesetzt. Szenario A bleibt aus Sicht des Verkehrssektors, was die Rolle des Wasserstoffs insgesamt angeht, aber konservativ im Vergleich zu anderen Szenarien (z. B. Szenarien im Projekt GermanHy). Ziel ist es, eine Wasserstoffnachfrage und -erzeugung darzustellen, die einerseits einen großen Teil des erneuerbaren „Überschussstroms“ nutzen kann und andererseits im Falle der Notwendigkeit eines dritten erneuerbaren Energieträgers im Verkehr – neben EE-Strom und Biokraftstoffen – eingesetzt werden kann, soweit dies zur Erreichung des Klimaschutzzieles erforderlich ist. Dieses Erfordernis ergibt sich unter der Annahme, dass das einsetzbare Biokraftstoffpotenzial aus nachhaltiger Biomasse begrenzt ist und batterieelektrische

Fahrzeuge auf absehbare Zeit aufgrund der Reichweitenbegrenzung die Fahrleistungen nur zum Teil abdecken können. Die in Abbildung 3.5 angenommenen Infrastrukturoptionen für die Wasserstoff- und Methanherzeugung sind in Kapitel 3.6 beschrieben.

Im **Szenario B** wird neben einem Fahrleistungsanteil von 50% der Fahrzeuge mit Elektroantrieb angenommen, dass der aus erneuerbarem Strom erzeugte Wasserstoff in einem weiteren Umwandlungsschritt (Methanisierung) in synthetisches, erneuerbares Methan umgewandelt wird. Dieses Methan wird in das bestehende Erdgasnetz eingespeist, womit es prinzipiell für alle Gasanwendungen zur Verfügung steht. Es wird in diesem Szenario angenommen, dass sich Wasserstofffahrzeuge auf den Fahrzeugmärkten nicht durchsetzen können und sich keine dezentrale Wasserstoffherzeugungs- und -nutzungsinfrastruktur entwickeln kann. Transport und Speicherung des erneuerbaren Methans können über die bestehende Erdgasinfrastruktur erfolgen. Das EE-Methan wird bilanziell unter Voraussetzung entsprechender Geschäftsmodelle ähnlich der Ökostromvermarktung ausschließlich dem Verkehr zugeordnet. Ebenfalls wird ein Anteil des in das Erdgasnetz eingespeisten Biomethans zugerechnet. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass einerseits durch die entstehenden erneuerbaren Anteile und andererseits durch positive Entwicklungen der Verbrauchsminderung und der Fahrzeugkosten sich auf dem PKW-Markt ein bedeutender Anteil an Fahrzeugen mit Gasantrieb entwickeln kann. Auch im LKW-Verkehr können Gasantriebe die heutigen Dieselantriebe zumindest teilweise ersetzen. In diesem Szenario ist die Rolle von Gasantrieben so angesetzt, dass die CO₂-Emissionen des Verkehrs durch den Einsatz von erneuerbarem Methan sowie Erdgas zur Substitution von flüssigen Kraftstoffen im Vergleich zum Szenario A gleich sind. Dadurch steigen der Endenergieverbrauch des Verkehrs sowie auch der Erdgasverbrauch insgesamt im Szenario B, wohingegen der Verbrauch an Mineralöl sinkt.

In **Szenario C** wird eine optimistische Entwicklung der Elektromobilität angenommen, die bis zum Jahr 2050 eine vollständige Abdeckung der PKW-Fahrleistungen durch Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb erreicht. Die PKW-Fahrzeugflotte besteht ausschließlich aus rein elektrischen Fahrzeugen (BEV) und Plug-in-Hybriden (Verbrennungsmotor als Stromaggregat oder sekundären Antrieb). Aufgrund des Stromminderungszieles wird in diesem Szenario kein zusätzlicher Stromeinsatz bei den anderen Verkehrsarten angenommen. Es wird weder Wasserstoff noch synthetisches Methan im Verkehrssektor genutzt. Folglich ergibt sich der erneuerbare Anteil an den Kraftstoffen nur aus dem Einsatz von Biokraftstoffen, der aufgrund des begrenzten Biomassepotenzials in allen drei Szenarien gleich angesetzt wird.

3.3.2 Simulationen zum Individualverkehr

Die Plausibilität der drei prinzipiell unterschiedlichen Entwicklungspfade im PKW-Sektor wurde mit einem Flottensimulationsmodell (VECTOR 21) überprüft [DLR 2011]. Das Modell erlaubt die Simulation des Markterfolges eines Fahrzeugkonzepts, das mit mehreren Technologiebausteinen und deren technisch-ökonomischen Entwicklungspfaden abgebildet ist. Hierbei kann eine Vielzahl von Einflussfaktoren wie Fahrzeugsegmente, Kraftstoffpreise sowie Restriktionen aufgrund gesetzlicher Vorgaben (insb. CO₂-Grenzwerte) und der Anforderungen und des Kaufverhaltens von Kunden berücksichtigt werden. Die modellinterne Entscheidungsfindung erfolgt auf Basis der Total Cost of Ownership (TCO) in Verbindung mit einer Minimierung der CO₂-Emissionen. Das Modell wurde anhand der Entwicklung der Dieselfahrzeuganteile in der Vergangenheit validiert [Mock 2010]. Die Modellannahmen bestimmen in dieser kostenoptimierenden Simulation sehr stark das Ergebnis, weshalb die

berechneten Flottenentwicklungen nur exemplarischen Charakter haben. Für die Szenarien 2011 wurden davon die Fahrleistungsanteile der neuen Fahrzeugkonzepte abgeleitet.

Für den Durchbruch der neuen Fahrzeugkonzepte sind in allen Fällen niedrige CO₂-Emissionsgrenzwerte sowie eine dynamische Minderung der Technologiekosten erforderlich. Im Falle der Wasserstofffahrzeuge und der Elektrofahrzeuge wurde eine Kaufförderung in den ersten 5 Jahren der Markteinführung angenommen. Die Preise der Fahrzeuge ergeben sich modellintern aus der dynamischen Berechnung zukünftiger Produktionskosten innovativer Technologien mittels Lernkurven. Die Fahrzeuge wurden in ihrer Auslegung und ihrer Antriebsstrangarchitektur in den drei Szenarien nicht verändert. In allen drei Fällen konnten Rahmenbedingungen definiert werden, die von zum Teil ambitionierten aber grundsätzlich möglichen Entwicklungspfaden der Technologien und Flottenentwicklungen entsprechend der Szenarien A, B und C ausgehen.

Der Durchbruch der Brennstoffzellen hängt wesentlich von den erreichbaren Kostenreduktionen insbesondere im Verhältnis zu den Hybriden ab. Brennstoffzellenfahrzeuge können unter den getroffenen Annahmen langfristig einen stabilen Marktanteil erreichen, bis zum Jahr 2050 steigt in diesem Szenario der Anteil an der PKW-Flotte auf etwa 23%. An diesem Wert orientiert sich die Annahme des Fahrleistungsanteils der Wasserstofffahrzeuge im Szenario 2011 A. Hybridfahrzeuge nehmen in diesem Szenario eine ‚Wegbereiterrolle‘ für vollelektrische Antriebe ein.

Eine Simulation der Flottenentwicklung entsprechend den Vorgaben des Szenarios B mit dem Ziel einer möglichst hohen Marktdurchdringung mit Gasfahrzeugen lieferte einen Flottenanteil von 35% im Jahr 2050. Die wesentliche Rahmenbedingung zum Durchbruch von Gasfahrzeugen im Flottenmodell stellt die Annahme dar, dass die derzeitige Steuererleichterung für Erdgas im Verkehr nicht – wie bisher geplant – ab 2018 ausläuft, sondern die Besteuerung von 20% ab 2020 schrittweise nur auf 70% für alle Gase angehoben wird. Des Weiteren wird im Szenario von einer zunehmenden Beimischung von Biogas und erneuerbarem Methan zum Erdgas ausgegangen.

Bei der Vorgabe einer vollständigen Durchdringung der Flotte mit Elektrofahrzeugen und Plug-in-Hybriden bis 2050 ist eine Verschärfung der Randbedingungen der Simulation erforderlich. So wurde angenommen, dass der auf EU-Ebene geregelte CO₂-Ausstoß von Neufahrzeugen bis 2050 auf ca. 30 g CO₂/km sinkt und der Ölpreis bis 2050 stark ansteigt. Die Vorgabe einer 100%-igen Durchdringung von elektrischen Fahrzeugen (BEV und Hybride) bis 2050 konnte damit dargestellt werden. In den Jahren bis 2020 zeigt sich aus den Ergebnissen des Modells VECTOR 21, dass Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb nur bei Käufern mit einer Jahresfahrleistung von über 30.000 km/a (im Mittel) konkurrenzfähig sind (z. B. Lieferverkehr und Pendler), bis zum Jahr 2030 sinken die Jahresfahrleistungen der Käufer von Elektrofahrzeugen auf etwa 20.000 km/a.

3.3.3 Weitere Annahmen zu den einzelnen Verkehrsträgern

Die Ergebnisse der PKW-Flottenmodellierungen nach [DLR 2011] wurden bei der Erstellung neuer Verkehrsszenarien für die drei Szenarien A, B und C berücksichtigt. Eine genauere Festlegung der Entwicklungspfade wurde auch für die anderen Fahrzeugsegmente und Verkehrsträger erarbeitet und als Grundlage für die Abbildung des Verkehrs in den Gesamt-szenarien genutzt. Hierzu wurden weitere Unterteilungen im Verkehrssektor hinsichtlich des

Einsatzes von Kraftstoffen und Antriebskonzepten bzw. der Verkehrsträger vorgenommen (z. B. leichte Nutzfahrzeuge (LNF), motorisierte Zweiräder, Plug-in-Hybride). Ebenso wurde die Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche im Verkehr ausgehend von den in [Nitsch et al. 2011] verwendeten Werten überarbeitet.

Die angenommene Entwicklung der gesamten Personen- und Güterverkehrsleistungen ist in Tabelle 3-1 dargestellt, ebenso die Aufteilung auf die Verkehrsträger. Im Personenverkehr zeigen sich wenig strukturelle Veränderungen, nach 2030 geht der Individualverkehr zurück; der Flugverkehr steigt bis 2030 noch deutlich. Die Güterverkehrsleistung wächst, bezogen auf das Jahr 2008, bis 2040 um 42% und damit deutlich stärker als das BIP mit 26%. Entsprechend [WWF 2009] und [UBA 2010a] wird angenommen, dass sich die Güterverkehrsleistung der Bahn stark erhöhen lässt, wenn rechtzeitig entsprechende Investitionen getätigt werden (vgl. auch: [Holzhey 2010]).

In den Szenarien wird deshalb angenommen, dass die Güterverkehrsleistung der Bahn bis 2030 gegenüber dem Jahr 2010 um 60% und bis zum Jahr 2050 um den Faktor 2 ansteigt. Auch die Güterverkehrsleistung der Schifffahrt nimmt in den Szenarien noch deutlich zu, um etwa 60% bis zum Jahr 2050. Dennoch ergibt sich aufgrund der angenommenen Gesamtgüterverkehrsleistung, dass die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs bis 2040 noch um 37% steigt und erst danach wieder zurückgeht.

Tabelle 3-1: Verkehrsleistungsentwicklung im Personen- und Güterverkehr in den Szenarien

	2005	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Motorisierter Personenverkehr (Mrd. Pkm)	1099	1122	1117	1129	1153	1147	1099	1053
PKW/Zweiräder	875	880	875	885	888	883	840	800
Bahnen (Nah + Fern)	90	99	98	99	101	99	98	96
ÖPNV Straße	81	82	83	85	93	87	84	82
Flugzeug	53	61	61	61	70	78	77	75
Güterverkehr (Mrd. Tkm)^{*)}	563	654	608	624	798	888	929	912
LKW (einschl. LNF)	403	473	456	459	587	637	650	606
Bahn	95	116	96	107	138	171	191	214
Schiff	64	64	55	56	72	78	85	90
Flugzeug	1,0	1,2	1,2	1,3	2,0	2,4	2,5	2,5

*) ohne Rohrleitungen

Die Tabelle 3-2 zeigt zusammenfassend die angenommenen spezifischen Verbräuche im Verkehr und deren Entwicklung bis zum Jahr 2050. Für die konventionellen PKW-Fahrzeuge werden bis 2050 Verbrauchsminderungen von 45 bis 50% für möglich gehalten, bei den Nutzfahrzeugen liegen die Minderungen um über 30%. Bei den elektrischen Antrieben wird das Minderungspotenzial etwas niedriger eingeschätzt, da sie schon zu Beginn mit einer hohen Effizienz in den Markt kommen. Ein Minderungspotenzial von über 50% wird auch bei den Wasserstoffantrieben gesehen, was auch aus der Annahme eines zunehmenden Anteils von Brennstoffzellenfahrzeugen folgt.

Tabelle 3-2: Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Verbräuche im Sektor Verkehr

	2005	2010	Einheit	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Personenverkehr									
PKW				Effizienzfaktoren (2005 = 1,00)					
- Benzin	1,79	1,64	MJ/Pkm	0,82	0,72	0,60	0,52	0,50	0,45
- Diesel	1,59	1,54	MJ/Pkm	0,90	0,76	0,64	0,59	0,55	0,50
- Elektrisch BEV	0,48	0,48	MJ/Pkm	0,99	0,96	0,88	0,81	0,75	0,70
- Biodiesel	1,59	1,54	MJ/Pkm	0,90	0,77	0,70	0,63	0,55	0,50
- Bioethanol	1,79	1,64	MJ/Pkm	0,82	0,72	0,62	0,55	0,50	0,45
- Wasserstoffantrieb	1,60	1,41	MJ/Pkm	0,81	0,73	0,65	0,60	0,51	0,45
- Gasantrieb	1,82	1,77	MJ/Pkm	0,84	0,78	0,72	0,65	0,62	0,59
- Plug-in-Hybride	0,76	0,76	MJ/Pkm	0,99	0,97	0,90	0,82	0,74	0,67
Zweiräder									
- Benzin	1,19	1,13	MJ/Pkm	0,93	0,88	0,86	0,83	0,81	0,79
- Elektrisch BEV	0,32	0,32	MJ/Pkm	0,99	0,96	0,88	0,81	0,75	0,70
- Bioethanol	1,19	1,14	MJ/Pkm	0,93	0,88	0,86	0,83	0,81	0,79
- Wasserstoffantrieb	1,07	0,94	MJ/Pkm	0,81	0,73	0,65	0,60	0,51	0,45
Bahn (Nah- und Fernverkehr, ÖPNV)									
- Elektrisch	0,41	0,37	MJ/Pkm	0,82	0,76	0,73	0,70	0,68	0,67
- Diesel	1,04	1,04	MJ/Pkm	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84	0,80
- Biodiesel	1,04	1,04	MJ/Pkm	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84	0,80
ÖPNV Straße									
- Diesel	0,55	0,52	MJ/Pkm	0,90	0,81	0,79	0,74	0,70	0,66
- Biodiesel	0,55	0,52	MJ/Pkm	0,90	0,81	0,79	0,74	0,70	0,66
- Elektrisch BEV	0,16	0,16	MJ/Pkm	0,99	0,96	0,89	0,82	0,77	0,70
- Wasserstoffantrieb	0,88	0,78	MJ/Pkm	0,81	0,73	0,65	0,60	0,51	0,45
- Gasantrieb	0,62	0,60	MJ/Pkm	0,84	0,78	0,72	0,65	0,62	0,59
- Plug-in-Hybride	0,25	0,25	MJ/Pkm	0,99	0,98	0,91	0,79	0,74	0,69
Flugzeug									
- Kerosin	5,81	5,52	MJ/Pkm	0,90	0,84	0,79	0,72	0,67	0,65
- Biokraftstoff BtL	5,81	5,52	MJ/Pkm	0,90	0,84	0,79	0,72	0,66	0,63
Güterverkehr									
LKW									
- Diesel	1,22	1,15	MJ/tkm	0,87	0,83	0,77	0,71	0,67	0,63
- Biodiesel	1,25	1,18	MJ/tkm	0,87	0,83	0,77	0,71	0,67	0,63
- Elektrisch BEV	0,37	0,37	MJ/tkm	0,99	0,96	0,88	0,81	0,75	0,70
- Wasserstoffantrieb	1,86	1,75	MJ/tkm	0,94	0,89	0,83	0,77	0,70	0,66
- Gasantrieb	1,40	1,35	MJ/tkm	0,84	0,78	0,72	0,65	0,62	0,59
- Plug-in-Hybride	1,02	1,02	MJ/tkm	1,00	1,00	0,95	0,88	0,82	0,78
LNF									
- Benzin	3,11	2,88	MJ/Fzg.-km	0,85	0,77	0,71	0,65	0,63	0,60
- Diesel	3,66	3,45	MJ/Fzg.-km	0,89	0,81	0,78	0,72	0,70	0,67
- Biodiesel	3,66	3,45	MJ/Fzg.-km	0,89	0,83	0,78	0,74	0,70	0,67
- Bioethanol	3,11	2,88	MJ/Fzg.-km	0,85	0,77	0,71	0,66	0,63	0,60
- Elektrisch BEV	1,11	1,11	MJ/Fzg.-km	0,99	0,96	0,88	0,81	0,75	0,70
- Wasserstoffantrieb	3,69	3,25	MJ/Fzg.-km	0,81	0,73	0,65	0,60	0,51	0,45
- Gasantrieb	3,18	3,18	MJ/Fzg.-km	0,84	0,78	0,72	0,65	0,63	0,60
- Plug-in-Hybride	1,36	1,36	MJ/Fzg.-km	1,00	1,00	0,93	0,86	0,73	0,64
Bahn									
- Elektrisch	0,135	0,115	MJ/tkm	0,83	0,81	0,79	0,79	0,76	0,76
- Diesel	0,57	0,51	MJ/tkm	0,86	0,84	0,81	0,78	0,76	0,74
- Biodiesel	0,61	0,54	MJ/tkm	0,86	0,84	0,81	0,78	0,76	0,74
Schiff									
- Diesel	0,20	0,19	MJ/tkm	0,94	0,93	0,91	0,89	0,87	0,85
- Biodiesel	0,21	0,21	MJ/tkm	0,94	0,93	0,91	0,89	0,87	0,85
Flugzeug									
- Kerosin	35,0	32,4	MJ/tkm	0,90	0,84	0,79	0,72	0,67	0,65
- Biokraftstoff BtL	35,0	32,4	MJ/tkm	0,90	0,84	0,79	0,72	0,66	0,63

Sowohl bei den Wasserstofffahrzeugen als auch bei den Fahrzeugen mit Gasantrieb sind die Verteilungs-, Speicher- und Betankungsverluste in den spezifischen Verbrauch mit eingerechnet. Im Flugverkehr wird langfristig eine Verbrauchsminderung um etwa 35%, beim Bahnverkehr um etwa 25% bezogen auf den Gütertransport und 33% beim Personenverkehr mit elektrischen Antrieben gesehen. Im Schiffsverkehr werden 15% Verbrauchsminderung bis 2050 angesetzt.

Für alle Verkehrsarten erfolgte ein Abgleich mit den Annahmen zu Fahrleistungen und den spezifischen Verbräuchen aus dem Verkehrsmodell TREMOD [IFEU 2010; IFEU 2011a]. Aufgrund der Abbildung weiterer Fahrzeugkonzepte und der Berücksichtigung der langfristigen Entwicklungspfade wurde von den Annahmen aus dem TREMOD-Modell teilweise abgewichen. Zur Aufteilung der Fahrleistungen auf Verkehrsträger wurden auch Ergebnisse der Studien [WWF 2009] und [Renewability 2009] berücksichtigt. Die Annahmen zur Entwicklung der Verkehrsleistungen einzelner Verkehrsarten (s. Kapitel 4.4) haben sich durch die Anpassungen gegenüber der Leitstudie 2010 in der Summe nicht wesentlich geändert.

3.4 Entwicklung der KWK

3.4.1 Bedeutung der KWK im zukünftigen Energiesystem

Der Ausbau und die Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellt ein wichtiges Standbein der Transformation des Energiesystems dar. Vorzüge der KWK sind die hohe Effizienz sowie die oftmals geringen (variablen) Stromgestehungskosten. Folglich weist die KWK bei der Mehrzahl der Anlagen niedrige CO₂-Vermeidungskosten auf. Durch den beschlossenen Atomausstieg hat sich die Konkurrenzsituation am Strommarkt gegenwärtig etwas entschärft. Gerade für kleine KWK-Anlagen stellt sich die wirtschaftliche Situation aber anders dar. Um den KWK-Zubau und die Vorrangigkeit im Kraftwerkseinsatz zu gewährleisten ist auch weiterhin eine Förderung von BHKW- als auch Fernwärme-KWK-Anlagen notwendig. Um zudem auch bei steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie hohe KWK-Anteile im Stromnetz und in den Wärmenetzen zu gewährleisten, ist eine höhere Flexibilität durch den Bau von Wärmespeichern und eine höhere installierte Anlagenleistung im Verhältnis zur Wärme-Jahreshöchstlast notwendig.

Für den langfristigen Entwicklungszeitraum bestehen die folgenden Grenzen der KWK:

- die Dominanz des fluktuierenden EE-Anteils und damit auch zusehends von saisonalen Einflüssen bzw. länger andauernden Wetterphasen, die nicht mehr mittels „Kurzzeitwärmespeicher“ überbrückt werden können,
- der angestrebte deutliche Rückgang des Wärmebedarfs aufgrund einer umfassenden Gebäudesanierung und durch verstärkte Effizienzmaßnahmen bei der Warmwasserbereitung und beim Prozesswärmeinsatz,
- die Ausweitung von Solarkollektoranlagen und – in geringerem Ausmaß – der hydrothermalen Wärmenutzung, längerfristig auch der Wärmenutzung aus Geothermie-Anlagen zur Stromerzeugung, insbesondere wenn diese in Wärmenetze einspeisen.

Auf der anderen Seite gibt es jedoch auch Faktoren, welche die Auslastung der KWK fördern. Dazu zählen:

- zusätzliche Stromspeicher wie der Zubau nationaler Pumpspeicher sowie Pumpspeicher im Alpenraum (Kurzzeitspeicher) oder die Anbindung und Erweiterung der skandinavischen Speicherwasserkraft (Langzeitspeicher),
- Lastmanagement-Anwendungen im Allgemeinen,
- zusätzliche „neue“ Stromverbraucher, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, die ihrerseits jedoch auch Lastmanagementaufgaben zu erfüllen haben.

Aufgrund des langfristigen Anstiegs von überschüssigem Wind- und PV-Strom im Energiesystem zeichnet sich perspektivisch eine steigende Bedeutung der direkten Stromnutzung im Wärmebereich ab, in Wärmenetzen im Speziellen durch Elektroheizer (E-Heizer) und Großwärmepumpen. Zu den noch bestehenden Forschungsfragen zählt, inwiefern dabei ein langfristiger Einsatz von KWK-Anlagen auch in einer annähernden EE-Vollversorgung durch die Möglichkeit einer sehr effizienten Nutzung von EE-Wasserstoff oder EE-Methan noch wirtschaftlich sein kann.

Aus der Abwägung dieser Faktoren kann – unter Berücksichtigung der Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen – geschlossen werden, dass der Anteil der KWK an der Stromversorgung in der Zukunft eher geringer ausfällt als in allgemeinen Potenzialabschätzungen angenommen wird. Die Ergebnisse der Modellierung für die Fallbeispiele ausgewählter Szenarien und Szenariojahre sind in Abschnitt 6.2.5 dargestellt. KWK ist einerseits eine hocheffiziente kostengünstige Brückentechnologie, die möglichst zügig ausgebaut werden sollte, andererseits ist darauf zu achten, dass der längerfristig noch sinnvolle „KWK-Sockel“, wie er auch bei einer weitgehend auf EE basierten Energieversorgung benötigt wird, mittelfristig nicht wesentlich überschritten wird, damit die Investitionen in Kraftwerke und Wärmenetze in ausreichendem Maße abgeschrieben werden können. Aus Sicht der Infrastruktur ist dabei die netzgebundene KWK besonders geeignet, sich flexibel an die neuen Rahmenbedingungen des Strommarktes anzupassen und parallel Wärme aus erneuerbaren Quellen (z. B. Solarthermie) zu integrieren. Gerade BHKW (sowohl netzgebunden als auch Objektversorgung) können dabei aufgrund der geringeren Lebens-/bzw. Abschreibungsdauer eine besondere Rolle spielen.

3.4.2 Veränderungen in der Struktur des Wärmebedarfs

Bestimmend für die weitere Entwicklung der KWK ist die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs bzw. die Realisierung der Effizienzmaßnahmen in den Bereichen Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) und Industrie. Im Kapitel 3.2 wurde diese Entwicklung, erläutert. Da dabei der Raumwärmebedarf besonders stark abnimmt, erhöht sich relativ der Anteil der Prozesswärme und somit der Grundlastanteil an der Wärmelast. Es wird angenommen, dass im Bereich der öffentlichen Fernwärmenetze der Anteil von Warmwasser und Prozesswärme (Bandlast) von 20% im Jahr 2010 auf rund 30% im Jahr 2050 steigt. Dies begünstigt die Ausnutzungsdauer und Systemintegration der KWK. Andererseits ist im Sommerhalbjahr mit einer verstärkten Einspeisung von überschüssiger Wärme aus Solarkollektorenanlagen in Wärmenetze zu rechnen. Der Anteil der Solarthermie in Wärmenetzen steigt bis auf 13% im Jahr 2050 (2020: 2%; 2030: 10%; 2040: 12%). Im Bereich der

industriellen KWK treten bezogen auf den Raumwärmebedarf branchenspezifisch sehr große Unterschiede auf [Eikmeier et al. 2011]. Es wird vereinfachend von einem Raumwärme-Anteil von 20% über alle Branchen für den gesamten Zeitraum ausgegangen. Die resultierenden Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs sowie die gewählte Auslegung für KWK-Anlagen (jeweils unteres Segment) zeigt Abbildung 3.6.

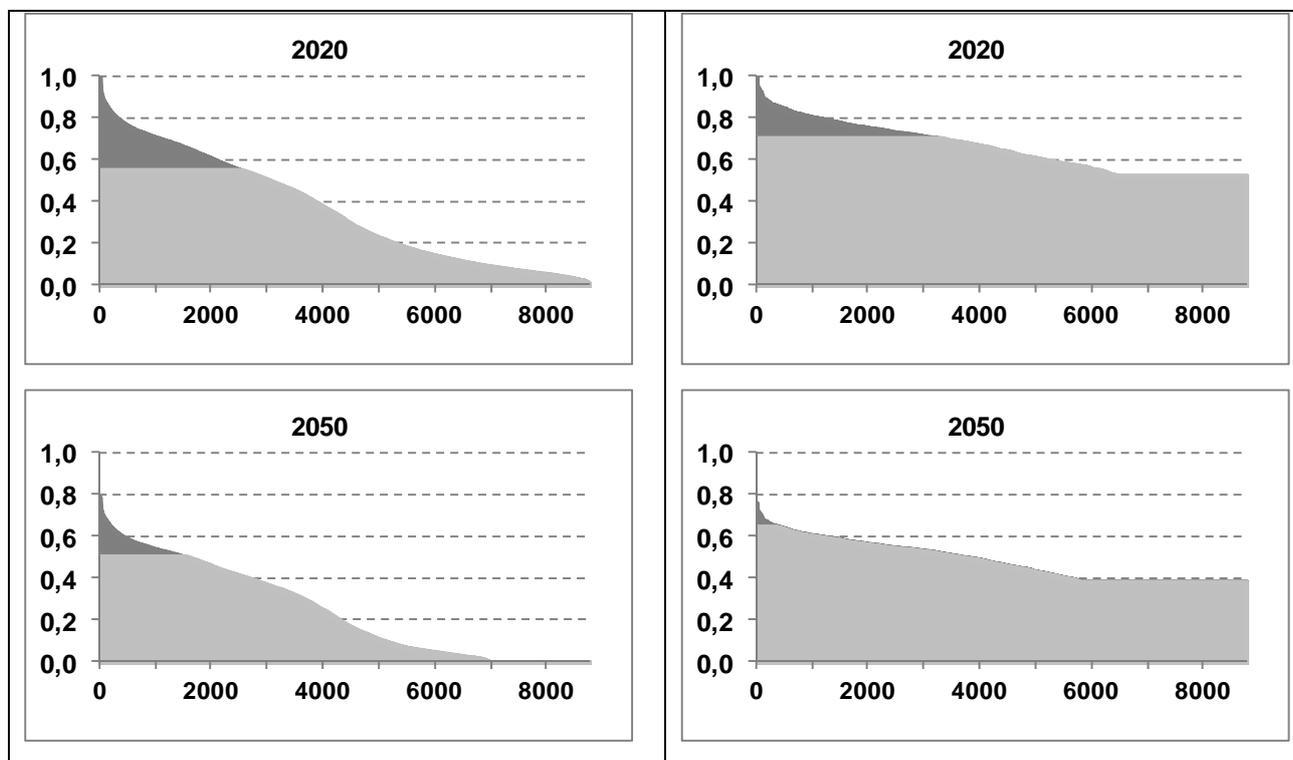


Abbildung 3.6: Vergleich der Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs 2020 und 2050 der öffentlichen Versorgung (linke Grafiken; abzüglich Solarthermie) und der Industrie (rechte Grafiken) und zweckmäßige KWK-Auslegung*

*) Standort Würzburg, x-Achse = Stunden eines Jahres, y-Achse = normierter Wärmebedarf (Maximum 2020 = 100%)

3.4.3 KWK-Wärmepotenziale der öffentlichen und der industriellen KWK-Versorgung

Grundlage für die Potenzialabschätzung der netzgebundenen KWK (Fernwärme/Nahwärme) der **öffentlichen Versorgung** bildet das „Verfahren zur Entwicklung und Anwendung einer digitalen Wärmebedarfskarte für die Bundesrepublik Deutschland“ für den Bereich der Haushalte [Blesl et al. 2010], sowie ein enger Abstimmungsprozess mit dem Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW). Bei Gemeinden, die bislang noch nicht durch netzgebundene KWK versorgt sind, wurde die ökonomische Grenze für Netzversorgungen bei mindestens 6000 Einwohnern und mindestens 250 Mehrfamiliengebäuden gezogen. Dies ist eine sehr konservative Schätzung, da es in der Praxis auch Nahwärmeversorgungssysteme in kleinen Gemeinden gibt (z. B. in zahlreichen Bioenergiedörfern), die diese Anforderungen nicht erfüllen. Dieses Potenzial wird hier zusätzlich berücksichtigt. Es wird davon

ausgegangen, dass diese Gemeinden über Biogas-BHKW, längerfristig auch mit Geothermie-HKW versorgt werden.

Der Anteil der Haushalte an der Versorgung mit netzgebundener Wärme beträgt derzeit 40% (bzw. 30% der Fernwärme), der GHD-Anteil beträgt 26% (bzw. 40% der Fernwärme). Des Weiteren gibt es einen Anteil von 34% der industriellen KWK, die stromseitig dem Bereich der öffentlichen KWK zugeordnet werden (industrielle KWK ohne Arealnetze und ohne Eigenstromversorgung), aber nicht Fernwärme im eigentlichen Sinn liefern [AGEB 2011b]. Die zusätzlich erschließbaren Potenziale im Bereich der öffentlichen Versorgung werden nur im Bereich Haushalt und GHD gesehen. Das daraus resultierende Wärmepotenzial kann Abbildung 3.7 entnommen werden. Eine angenommene rasche Erschließung der neuen Potenziale führt zunächst zu einer Ausweitung der KWK-Wärmenachfrage. Parallel dazu sinkt jedoch die Raumwärmenachfrage stetig. Im Zusammenwirken beider Entwicklungen kann langfristig die Gesamtnachfrage nach KWK-Wärme in der heutigen Größenordnung gehalten werden, der Anteil von BHKW daran wird in den Szenarien jedoch deutlich steigen.

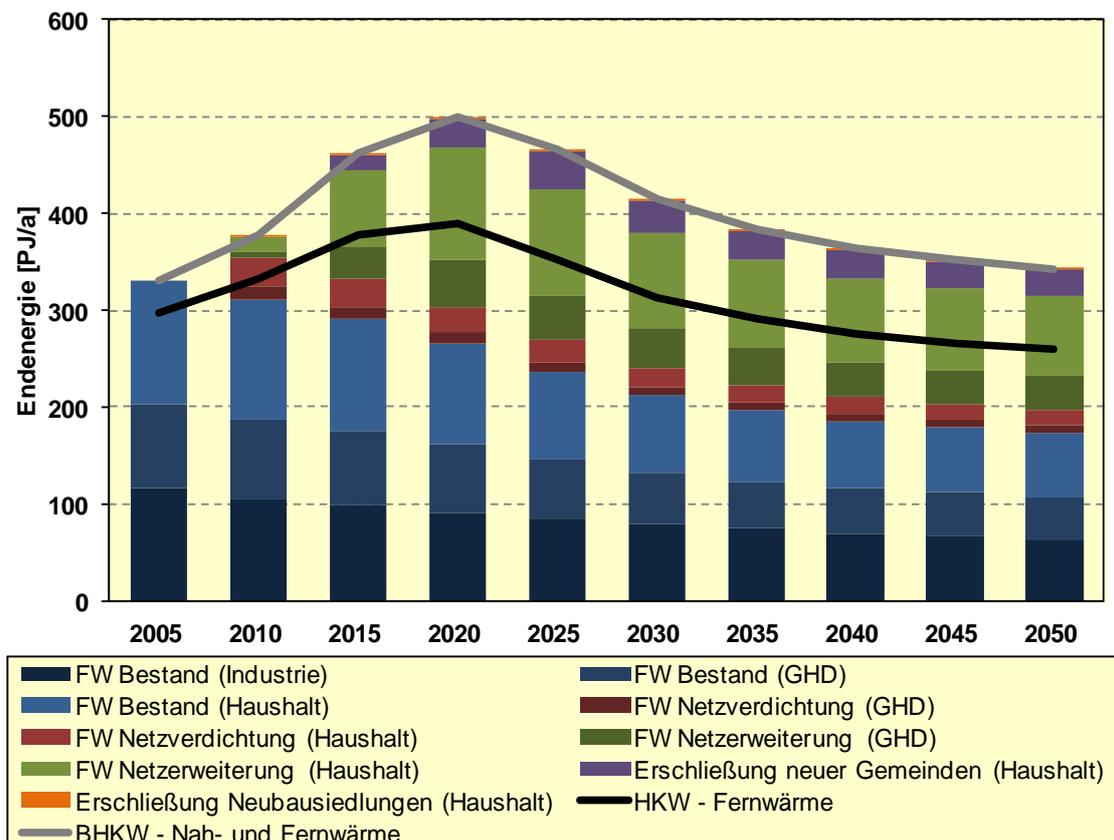


Abbildung 3.7: Wärmesenkenpotenzial im Bereich der netzgebundenen KWK der öffentlichen Versorgung (ohne Landgemeinden) *)

*) in Anlehnung an die Analysen von [Blesl et al. 2010] zum FW-Potenzial von Haushalten und Übertragung auf die Sektoren GHD und Industrie nach [AGEB 2011b]. Im Rahmen des KWK-Szenarios in dieser Studie werden ca. 50% des möglichen Zubaus als erschlossen angenommen.

Der Bereich Fernwärmebestand und Fernwärmeverdichtung ist durch Heizkraftwerke (HKW) dominiert. Der Anteil der netzgebundenen BHKW an der KWK-Wärme im Bereich Fernwärmebestand und Fernwärme-Verdichtung beträgt 10%. Für den Bereich der Fernwärme-

Erweiterung wurde ein BHKW-Anteil von 1/3 unterstellt. Neubaugebiete und neu erschlossene Gemeinden werden dagegen ausschließlich durch BHKW versorgt. Es wird konservativ davon ausgegangen, dass nur ca. 50% der gesamten Wärme-Potenziale im Bereich der netzgebundenen KWK zeitnah erschlossen werden können. Die deutliche Erhöhung des KWK-Anteils an der Nettostromerzeugung ist hauptsächlich durch die Verbesserung der Stromkennzahl aufgrund von Modernisierung und Neubau von Kraftwerken bedingt.

Im Bereich der Objektversorgung (Objektnetze und Hausheizungen) ist die Entwicklung der KWK weniger vom Potenzial der Wärmesenken begrenzt. Hier ist die Entwicklung vielmehr von wirksamen Förderprogrammen und Anreizsystemen abhängig, was aber auch generell für den Ausbau der netzgebundenen KWK gilt.

Basis für das KWK-Wärmepotenzial **der Industrie** ist die Entwicklung des Wärmebedarfs der Industrie gemäß den Daten des Statistischen Bundesamtes und den unterstellten Effizienzsteigerungen bei der industriellen Wärmebereitstellung (Abbildung 3.8). Die Bewertung des möglichen Anteils der KWK am Gesamtwärmebedarf ist jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet. Während in anderen Studie auch Prozessdampftemperaturen von bis zu 500°C angerechnet werden [Eikmeier et al. 2011], wird für die Szenarien 2011 konservativ und in Abstimmung mit dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) nur das Potenzial für Prozessdampftemperaturen bis zu 350°C angerechnet. Für höhere Temperaturen ist die Wirtschaftlichkeit der Anlagen genauer zu untersuchen.

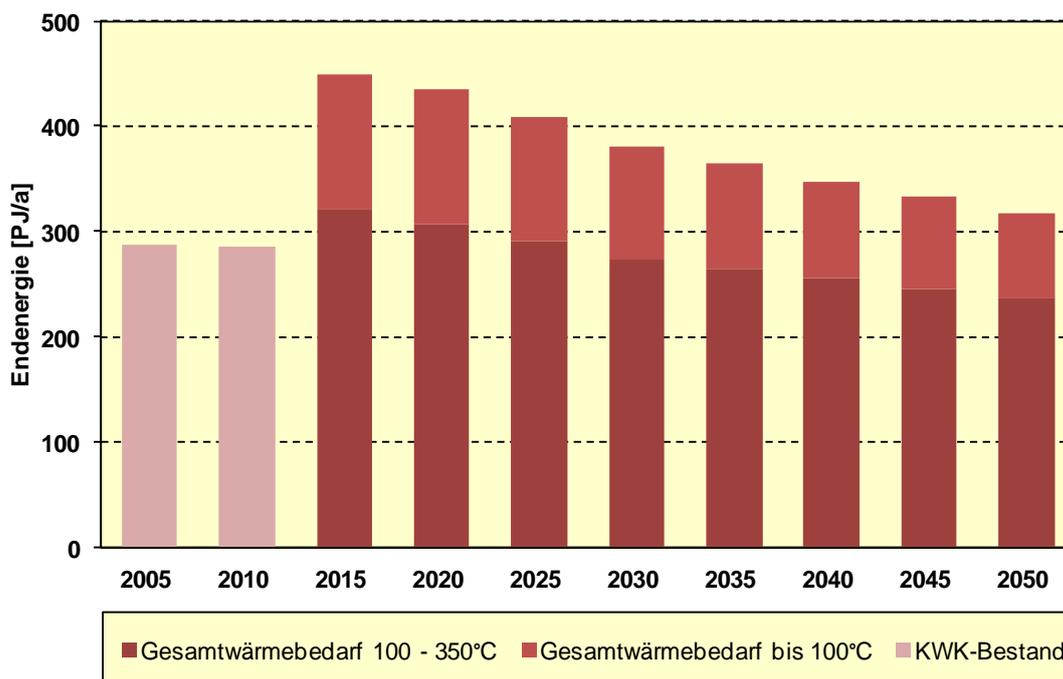


Abbildung 3.8: Geschätztes Wärmesenkenpotenzial im Bereich Industrie abzüglich industrieller „Fernwärme“ der öffentlichen Versorgung*)

*) in Anlehnung an unveröffentlichte Analysen des VIK und [BDEW 2008]. Im Rahmen des KWK-Szenarios in dieser Studie werden ca. 95% des möglichen konservativ geschätzten Zubaus als erschlossen angenommen.

Der Anteil der Prozesswärme zwischen 100 und 350°C am Gesamtwärmebedarf wird mit ca. 20% abgeschätzt, der Anteil von Niedertemperatur-Prozesswärme und Raumwärme (Tem-

peratur < 100°C) mit ca. 12%. Der Hauptteil des Wärmebedarfs der Industrie ist damit für den KWK-Einsatz nicht geeignet. Dabei muss berücksichtigt werden, dass ein Teil der industriellen KWK des Anlagenbestandes bereits der öffentlichen Versorgung zugerechnet ist. Es wird angenommen, dass aufgrund von prozessbedingten Leistungsspitzen nur 75% des Wärmebedarfs durch KWK gedeckt werden können. Das derart konservativ geschätzte KWK-Potenzial wird in den Szenarien 2011 mit 95% fast vollständig erschlossen. Dies kompensiert weitgehend den Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund steigender Energieeffizienz. Die Erhöhung des KWK-Anteils an der Nettostromerzeugung ist hauptsächlich durch die Verbesserung der Stromkennzahl bedingt.

3.4.4 Flexibilisierung der KWK mittels Wärmespeicher

Um hohe KWK-Anteile an der Stromerzeugung zu gewährleisten ist es notwendig, die KWK-Anlagen durch die Installation von Wärmespeichern und durch eine bezogen auf die Wärmehöchstlast größer dimensionierte Anlagenleistung zu flexibilisieren. Durch die Installation von E-Heizern kann in diesen Speichern zudem überschüssiger Wind- und PV-Strom genutzt werden, wenn die Speicherkapazität zeitweise nicht zur Deckung des Wärmebedarfs ausreicht. Im Bereich der öffentlichen Versorgung können drucklose oder druckbehaltene Wasserspeicher eingesetzt werden. Im Bereich der Industrie kann der Einsatz von Latentwärmespeichern (z. B. Salz-Graphit) eine Alternative zur begrenzten Kapazität von Dampfspeichern sein [Hirn, Meyer 2008]. Grundsätzlich bestehen Standort-Beschränkungen der Speichergroße. Die Dimensionierung der E-Heizer ist vom Netzanschluss und von den Leistungspreisen der Netzentgelte abhängig. Für die Szenarien in dieser Studie wurde unterstellt, dass KWK-Anlagen eine Flexibilität im Tagesbereich aufweisen. Eine optimale Anlagenauslegung muss dabei noch Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sein. Die getroffenen Annahmen können Tabelle 3-3 entnommen werden.

Tabelle 3-3: Parameter der Flexibilisierung der KWK-Einspeisung *)

Thermische Leistung	2010	2020	2030	2040	2050
Speicher [h/KWK-Engpassleistung]					
- öffentliche Versorgung	2 h	6 h	10 h	12 h	12 h
- Industrie	0 h	3 h	5 h	6 h	6 h
Anteil E-Heizer an Wärmehöchstlast					
- öffentliche Versorgung	-	10%	15%	30%	30%
- Industrie	-	10%	15%	30%	30%
Anteil Heizkessel an Wärmehöchstlast					
- öffentliche Versorgung	100%	100%	100%	100%	100%
- Industrie	100%	100%	100%	100%	100%

*) für 2010 Abschätzung anhand Recherche zu vorhandenen Speichern und unter Berücksichtigung der teilweise genutzten Kapazität der Fernwärmeleistungen; ab 2010 eigene Annahmen.

Weitere Inflexibilitäten der KWK liegen im Bereich der rechtlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die KWK der Industrie und Objektversorgung nehmen derzeit aufgrund von vermiedenen Netzentgelten und Eigenstromerzeugung nur begrenzt am Strommarkt teil. Im Bereich der Objektversorgung verhindert auch die Anrechenbarkeit des üblichen Preises, dass die Steuerungssignale des Marktes wirken. Innerhalb des EEG ist

dagegen mit der Einführung der Flexibilitätsprämie ein Instrument geschaffen worden, das eine Integration der Biogas- und Biomethan-BHKW in den Markt (und damit die Integration der fluktuierenden EE) ermöglicht. Insbesondere in Überschusssituationen sind neue Steuerungsinstrumente zu finden, die eine vorrangige Einspeisung von Wind- und PV-Strom gegenüber dem Strom aus KWK-Anlagen ermöglichen.

3.4.5 Das Mengengerüst der KWK in den Szenarien 2011

Auf der Basis der erläuterten Annahmen und Randbedingungen wurde ein detailliertes Mengengerüst für die Szenarien 2011 erstellt (für Ist-Zahlen vgl. auch [Gores et al. 2011; Prognos 2011]). In Tabelle 3-4 und Abbildung 3.9 sind die Angaben zur Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen für das Szenario 2011 A zusammengestellt. Für die Szenarien A', B und C sind die Werte vereinfachend annähernd identisch angenommen worden, für Szenario C könnte sich jedoch aufgrund des höheren Anteils von Lastmanagement und geringerem Anteil von Überschussstrom eine höhere Auslastung der KWK ergeben.

Derzeit beläuft sich der Anteil der KWK an der Nettostromerzeugung mit 88 TWh/a auf 15%, er ist in den letzten Jahren nur unwesentlich gewachsen. 87% des KWK-Stroms stammen aus fossilen Quellen, wobei Erdgas dominiert (Abbildung 3.10). In der öffentlichen Versorgung werden rund 70% des KWK-Stroms erzeugt, der Großteil davon in großen HKW (71%).

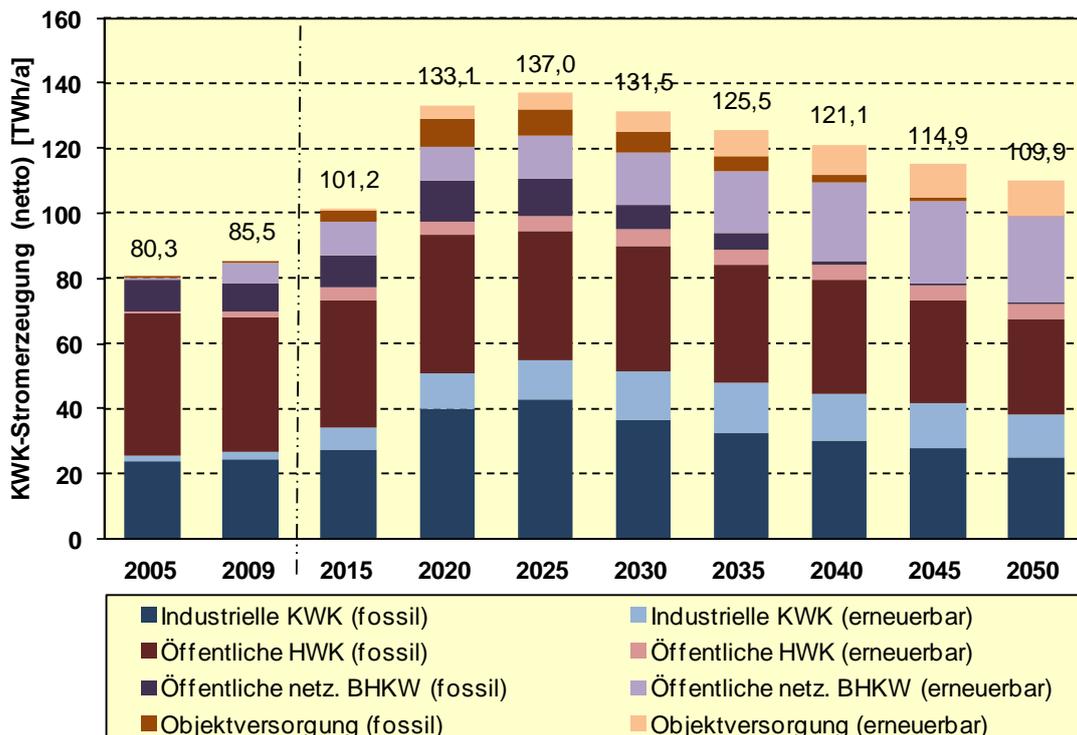


Abbildung 3.9: Entwicklung der KWK-(Netto-)Stromerzeugung – fossil und erneuerbar

Im Jahr 2020 kann mit der unterstellten Ausbaustrategie das Ziel 25% KWK-Anteil an der Stromerzeugung erreicht werden. Dazu ist jedoch eine deutliche Steigerung des jährlichen Zubaus an KWK-Leistung erforderlich. Im Jahr 2025 erreicht der KWK-Anteil mit 26,9% ein Maximum. Danach sinkt die KWK-Stromerzeugung wieder, liegt aber auch im Jahr 2050 mit 110 TWh/a noch um 29% über dem heutigen Wert. Ihr Anteil an der Nettostromerzeugung

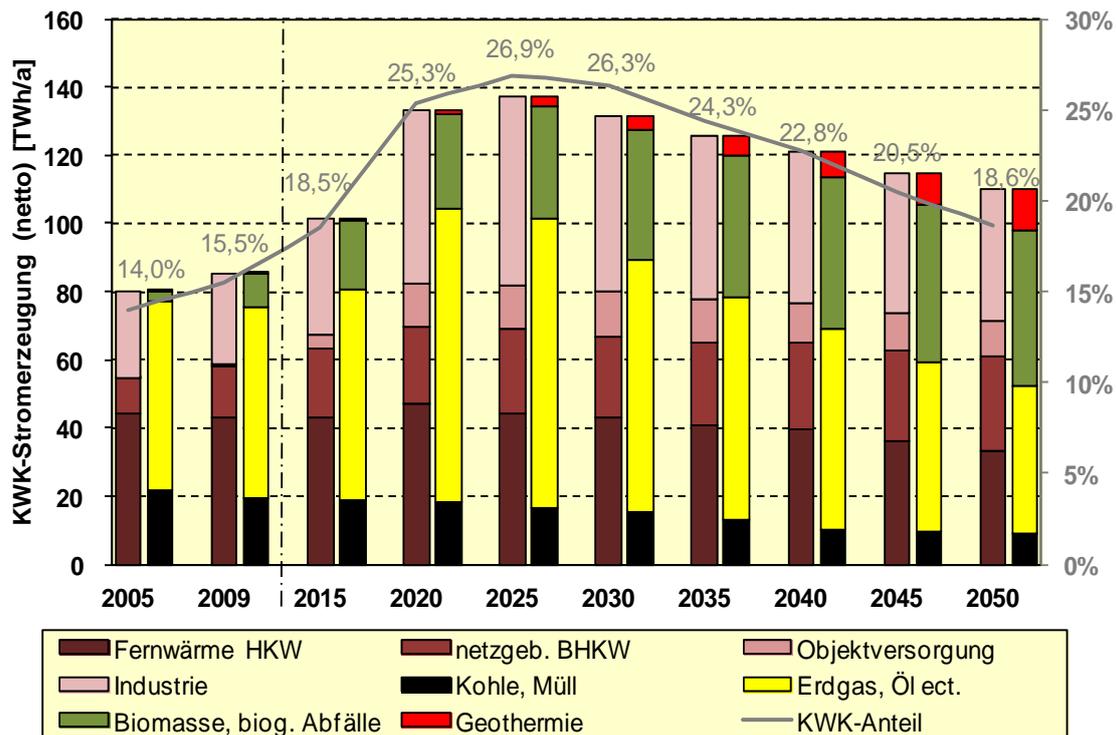
beträgt dann noch 18,6%. Der Rückgang des relativen KWK-Anteils ist deutlicher, da die Stromerzeugung, u. a. wegen der zunehmenden Wasserstoff/Methanproduktion aus Wind- und PV-Strom, nach einem Minimum in 2030 wieder steigt. Die Beiträge der einzelnen Segmente haben sich bis 2050 deutlich verschoben. Große HKW tragen dann nur noch zu ca. 45% zur öffentlichen Versorgung bei, BHKW zur Versorgung von Wärmenetzen und für Einzelobjekte dominieren mit ca. 55% in der öffentlichen Versorgung.

Tabelle 3-4: Entwicklung der KWK-(Netto-)Stromerzeugung in den Szenarien 2011

KWK-Strom [TWh/a]	2005	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Vergleich										
- Nettostromerzeugung (exkl. PSW-Erzeugung)	574	593	552	581	547	526	509	500	532	590
- KWK-Stromerzeugung	80,3	86,1	85,5	88,3	101	133	137	132	121	110
- fossiler KWK-Strom	77,3	78,6	75,5	76,8	80,8	104,6	101,3	89,2	69,1	52,6
- EE KWK-Strom	3,0	7,6	10,0	11,5	20,4	28,5	35,7	42,3	52,1	57,3
- Anteil KWK, %	14,0	14,5	15,5	15,2	18,5	25,3	26,9	26,3	22,8	18,6
- Anteil fossile KWK, %	96,3	91,2	88,3	87,0	79,8	78,6	73,9	67,8	57,0	47,8
- Anteil EE-KWK, %	3,7	8,8	11,7	13,0	20,2	21,4	26,1	32,2	43,0	52,2
Öffentliche KWK	54,7	60,5	58,9	61,0	67,3	82,5	82,0	79,8	76,6	71,5
Öffentliche Fernwärme, große HKW	44,4	46,9	43,3	43,3	43,3	46,9	43,9	43,1	39,7	33,4
- HKW, Braunkohlen	3,9	3,8	3,8	3,7	2,1	0,6	0,5	0,5	0,5	0,0
- HKW, Steinkohle	13,9	11,2	11,6	11,6	12,6	13,4	12,1	10,9	6,9	6,7
- HKW, Müll (einschl. biogene Abfälle)	1,5	2,3	2,4	2,4	2,7	2,9	3,0	3,1	2,9	2,7
- Anteil fossil	0,8	1,1	1,2	1,2	1,4	1,4	1,5	1,6	1,4	1,4
- Anteil biogen	0,8	1,1	1,2	1,2	1,4	1,4	1,5	1,6	1,4	1,4
- HKW, Erdgas u.a.	25,2	29,0	25,2	25,2	23,4	27,1	25,2	25,5	26,4	21,0
- HKW, Holz	0,0	0,6	0,4	0,4	2,2	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8
- HKW, Geothermie (reduziert Fernwärme)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Öffentliche Nah- und Fernwärme, BHKW > 50 kW_{el}	10,0	12,9	14,7	16,5	20,1	22,6	25,1	23,7	25,2	27,3
- BHKW, Anschluss Erdgasnetz	9,3	8,9	8,9	9,7	12,7	15,6	16,5	14,1	12,7	11,1
- Erdgas	9,3	8,7	8,4	8,4	9,8	12,7	11,5	7,6	1,1	0,7
- Biomethan (Biogas + Bio-SNG)	0,0	0,2	0,5	1,0	2,8	3,0	4,9	6,5	11,6	10,3
- BHKW, Pflanzenöl	0,0	0,6	0,9	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- BHKW, Biogas (Bioenergiedörfer), Deponie-, Klärgas	0,7	3,5	4,9	5,8	6,6	6,1	6,3	6,0	5,1	4,8
- HKW, Geothermie (Bioenergiedörfer)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	2,3	3,6	7,4	11,5
Objektversorgung, < 50 kW_{el}	0,2	0,6	0,9	1,2	3,9	13,0	13,0	13,0	11,7	10,7
- BHKW, Anschluss Erdgasnetz	0,2	0,6	0,9	1,2	3,7	11,0	10,5	10,6	9,3	8,8
- Erdgas	0,2	0,6	0,9	1,2	3,7	9,1	7,6	6,7	2,5	0,0
- Biomethan (Biogas + Bio-SNG)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,9	3,9	6,8	8,7
- BHKW, Pflanzenöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Brennstoffzelle, Biomethan (Biogas + Bio-SNG)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,0	2,4	2,4	2,3	2,0
Industrielle KWK	25,6	25,7	26,6	27,3	33,9	50,6	55,0	51,7	44,5	38,4
- HKW, Braunkohlen	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,9	0,9	0,6	0,5
- HKW, Steinkohle	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4	1,4	0,9	0,5
- HKW, Erdgas u.a.	20,3	20,1	20,5	21,3	21,9	33,6	35,2	32,8	28,2	24,1
- Erdgas u.a.	20,3	20,1	20,5	21,3	21,9	33,6	35,2	32,8	28,2	21,8
- Biomethan (Biogas + Bio-SNG)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
- BHKW, Anschluss Erdgasnetz	0,5	0,7	0,7	0,8	4,8	7,5	11,1	10,0	8,2	6,9
- Erdgas	0,5	0,7	0,7	0,8	2,8	3,6	5,3	1,3	0,4	0,0
- Biomethan (Biogas + Bio-SNG)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,9	5,9	8,8	7,8	6,9
- BHKW / HKW, flüssige Biomasse	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
- HKW, Holz, Schwarzlaube	1,5	1,6	2,1	2,1	4,1	6,3	6,4	6,5	6,5	6,5

*) Erdgas, Öl etc. kann langfristig anteilig durch EE-H₂ und EE-CH₄ substituiert werden

Die Stromkennzahl (netto) der KWK liegt derzeit im Mittel bei 0,46. Sie steigt mit der Errichtung von Neuanlagen stetig und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 0,72. Die Energieerzeugung verschiebt sich also deutlich zur Stromseite, was dem zukünftigen Einsatz der KWK strukturell und ökonomisch entgegenkommt. Verbunden damit ist ein Rückgang der KWK-Wärmeerzeugung (ohne Geothermie) bis 2050 um 27% auf 136 TWh/a (490 PJ/a) mit einem Zwischenmaximum in 2020 (Abbildung 3.11). Da der gesamte Wärmeverbrauch deutlicher zurückgeht, erhöht sich dennoch der Anteil der KWK an der Wärmeversorgung. Er steigt von derzeit ca. 10% auf 14% in 2020 und bis zum Jahr 2050 auf 21%.



*) Erdgas, Öl etc. kann langfristig anteilig durch EE-H₂ und EE-CH₄ substituiert werden

Abbildung 3.10: Entwicklung der KWK-Nettoerzeugung und des KWK-Anteils – Einsatzbereich und Energieträger

Auch im Bereich der KWK steigt der Anteil der EE deutlich. Die biogene Stromerzeugung ist der Hauptträger dieser Entwicklung. Längerfristig kann auch die Geothermie Beiträge erbringen, wobei hier die Quantifizierung des wärmeseitigen KWK-Anteils mit Unsicherheiten verbunden ist (Abbildung 3.11). Der derzeitige Beitrag (2009) der EE mit 11,7% steigt bis 2050 auf gut 52%. Der in den Szenarien in 2040 einsetzende Ersatz von fossilem Erdgas durch EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan (der sich beispielsweise im Szenario 2011 A in 2050 auf 7 TWh/a Stromerzeugung beläuft) ist hierbei noch nicht berücksichtigt.

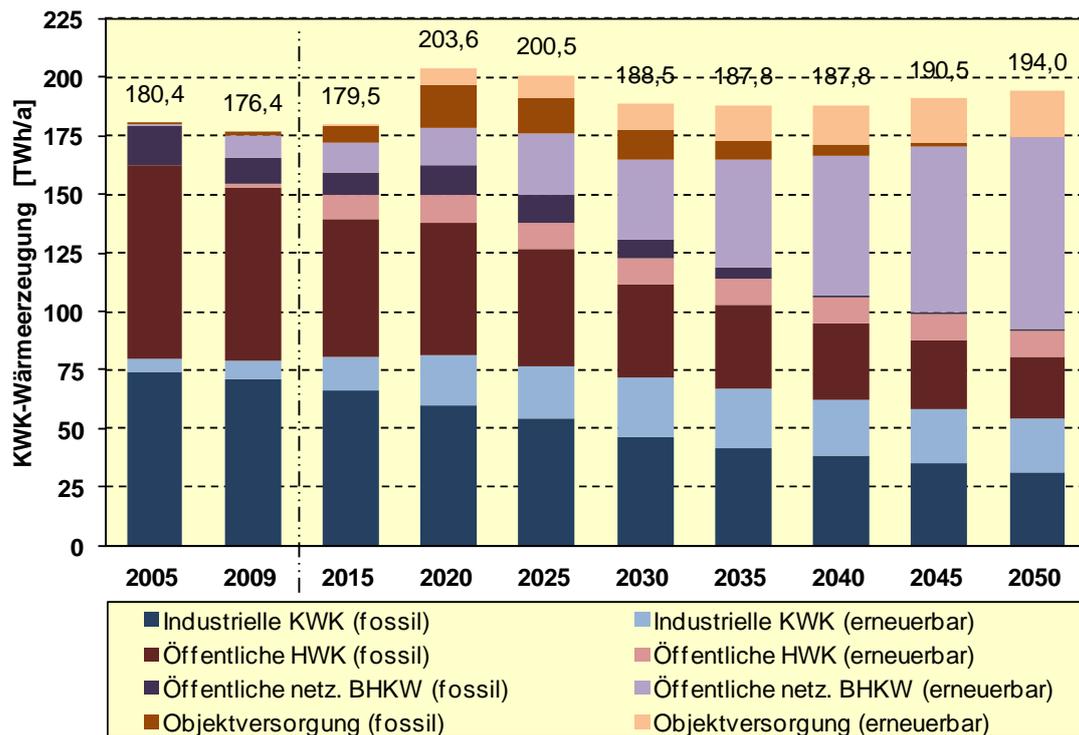


Abbildung 3.11: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung – fossil und erneuerbar (einschl. Geothermie)

3.5 Die Rolle der Biomasse in den Szenarien 2011

3.5.1 Einordnung von Biomassepotenzialen

Das Energieangebot natürlicher Energieströme hat naturgemäß eine geringe flächenspezifische Energiedichte. Wesentliches Kennzeichen der meisten Nutzungstechniken der EE ist daher ihre flächenhafte Ausdehnung. Für die Nutzung von Biomasse ist der Wirkungsgrad der Photosynthese der für die flächenspezifische Energieausbeute maßgebende Faktor. Typische jährliche flächenspezifische Energieerträge von EE-Techniken sind in Abbildung 3.12 zusammengestellt.

Für die exergetisch minderwertigste Energieform Wärme niedriger bis mittlerer Temperatur (80 bis 200 °C) sind die Erträge am höchsten (Beispiel Kollektor in Mitteleuropa mit 250 bis 300 kWh_{th}/m²), für Strom aus EE sind sie deutlich niedriger. Allerdings sind bei hohen Einstrahlungen mit solarthermischen Kraftwerken auch erhebliche Ausbeuten bis zu 300 kWh_e/m² erzielbar. Die relativ niedrigen Erträge bei der Windenergie beziehen sich auf die auch noch für andere Zwecke nutzbare Gesamtflächen von Windparks mit einer Aufstellichte von 20 MW/km². Die Umwandlung in chemische (also speicherbare) Energieträger führt zu zusätzlichen Verlusten. Solarer Wasserstoff (aus solarem Importstrom und Elektrolyse) kann mit Erträgen von 150 bis 180 kWh_{chem}/m² bereitgestellt werden, Wasserstoff aus Wind-Offshore-Strom hat Erträge von 50 bis 70 kWh_{chem}/m². Für die Bereitstellung von EE-Methan (aus EE-Wasserstoff) verringern sich die Erträge nochmals um etwa den Faktor 0,8.

Ersichtlich ist, dass die technische Nutzung der Solarstrahlung oder der Windenergie um ein bis zwei Größenordnungen höhere flächenspezifische Erträge liefern als die energetische Nutzung von Biomasse. Das gilt auch für die Bereitstellung von Energieträgern derselben Qualität, also Wasserstoff oder Methan im Vergleich zu speicherbaren Bioenergieträgern. Dies ändert sich auch nicht grundsätzlich, wenn im Biomasseanbau noch mögliche Ertragssteigerungen angenommen werden. Große Energiebeiträge, wie sie insbesondere Regionen mit hoher Energieverbrauchsichte (Großstädte, Ballungszentren, Industrieregionen, insbesondere Megastädte in Schwellen- und Entwicklungsländern) benötigen, werden daher nur mittels technischer EE-Systeme (und nicht über Biomasse) bereitstellbar sein, wenn ihr Energiebedarf überwiegend durch EE gedeckt werden soll. Als Fazit ergibt sich aus dieser generellen Abschätzung, dass Biomasse zwar für den Einstieg in eine auf EE basierende Energieversorgung ein wichtiger Bestandteil ist, insbesondere weil sie traditionell in der Wärmenutzung bereits eingeführt ist und dort hohe Anteile hat. Längerfristig stößt ein ausgeweiteter Einsatz wegen des großen Flächenbedarfs (und anderer ökologischer Nutzungskriterien) an klare Potenzialgrenzen.

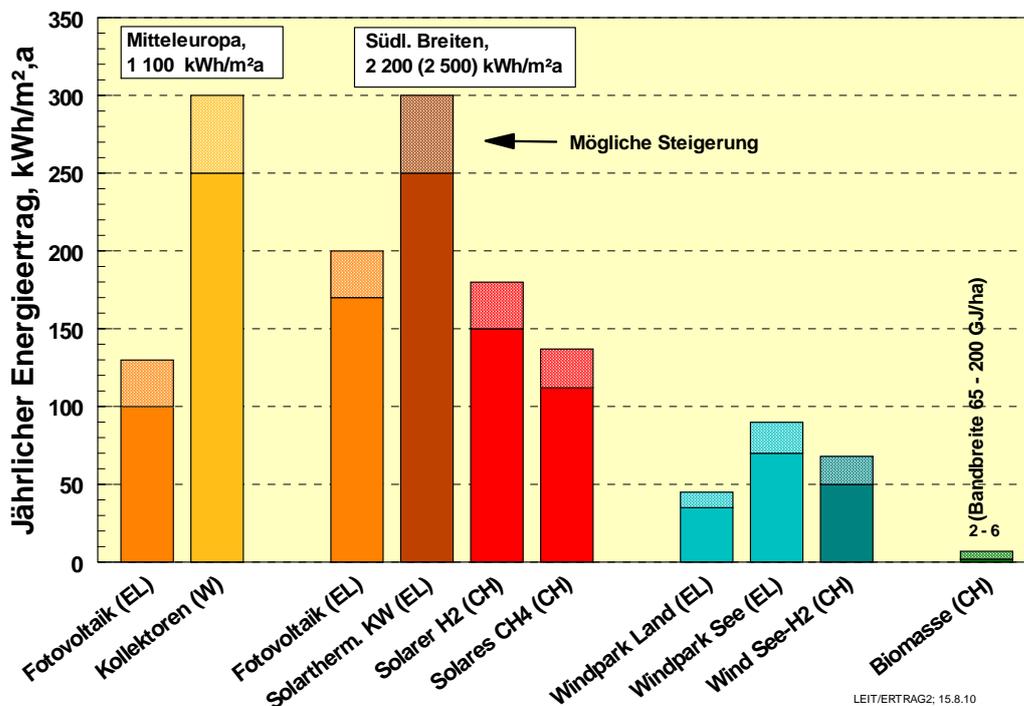


Abbildung 3.12: Typische flächenspezifische Energieerträge von EE und ihrer Bandbreiten*)

*) Wind entsprechend deutschen Verhältnissen, 5 MW-Anlagen, Aufstellichte 20 MW/km²; Bezug auf gesamte Fläche; EL: Elektrizität, W: Wärme, CH: chemischer Energiespeicher; Solartechnologien: zwei typische Angebote der solaren Einstrahlung, 2500 kWh/m²a für solarthermische Kraftwerke

Da neben dem hohen spezifischen Flächenbedarf auch das Potenzial der energetischen Nutzung biogener Reststoffe begrenzt ist, verlangt der Einsatz der Biomasse für energetische Zwecke einen sehr effizienten Umgang mit den betreffenden Ressourcen. Die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zu einem verbesserten Naturschutz sowie mögliche Umweltgefährdungen durch zu intensiven oder unsachgemäßen Anbau von Energiepflanzen verstärken noch die Notwendigkeit, mit der Ressource „Biomasse“ sehr sorgfältig umzuge-

hen. Eine wichtige Voraussetzung für die energetische Nutzung von Biomasse ist daher die Definition klar umrissener „ökologisch“ begrenzter Potenziale, die diese Rahmenbedingungen vorrangig berücksichtigen. Diese Notwendigkeit wurde in verschiedenen Untersuchungen bekräftigt [SRU 2007; WBA 2007]. Bereits in [BMU 2004] wurden dazu ökologisch „verträgliche“ Potenziale der Biomassenutzung in Deutschland ermittelt. Da sie sich als belastbar erwiesen haben, werden sie auch zur Erstellung der Szenarien 2011 mit nur geringfügigen Anpassungen übernommen.

Auf dieser Basis stehen in Deutschland Biomassen mit einem (Primär-)Energieinhalt von maximal rund 1550 PJ/a zur nachhaltigen Nutzung zur Verfügung. Diese werden bereits bis 2030 in den Szenarien nahezu vollständig ausgeschöpft. Darunter beläuft sich das nachhaltig nutzbare Potenzial an Reststoffen auf maximal 800 PJ/a, einschließlich des organischen Anteils im Abfall. Die Reststoffe bestehen wiederum zu ca. 640 PJ/a aus festen Reststoffen und ca. 160 PJ/a aus vergärbaren Reststoffen (s. [Nitsch et al. 2011]). Im Jahr 2010 wurden mit rund 500 PJ/a bereits 62% des Reststoffpotenzials genutzt. An nutzbarer inländischer Landfläche zum nachhaltigen Anbau von Energiepflanzen waren in [Nitsch et al. 2011] maximal 4,2 Mio. ha angenommen worden. Mit 1,97 Mio. ha werden derzeit bereits 47% davon genutzt [FNR 2011] und zwar 1,17 Mio. ha für Kraftstoffe (vorwiegend Raps) und 0,80 Mio. ha für die Biogaserzeugung (vorwiegend Mais).

3.5.2 Biomassenutzung in den Szenarien 2011

In den Szenarien 2011 wird das inländische, nachhaltig nutzbare Potenzial nicht überschritten, so dass die Szenarien rechnerisch ohne Import von Biomasse auskommen. Damit wird einerseits eine Untergrenze der energetischen Biomassenutzung dargestellt, andererseits können dadurch hohe Maßstäbe an den nachhaltigen Anbau von Biomasse gestellt werden. Sollen höhere Beiträge der Biomasse für energetische Zwecke bereitgestellt werden, müssten diese über Importe erfolgen, was bereits heute über den Weltmarkt geschieht. Diese müssen jedoch grundsätzlich als bedenklich betrachtet werden, da gerade beim internationalen Handel mit energetisch nutzbaren Biomassen massive Nutzungskonkurrenzen mit der Nahrungsmittelproduktion in Schwellen- und Entwicklungsländern auftreten können und der nachhaltige Anbau von Energiepflanzen auch bei Einführung von Zertifikatssystemen vermutlich nicht zuverlässig gesichert werden kann. Wenn man zudem davon ausgeht, dass sich die anderen Weltregionen langfristig ähnlich ambitionierte Klimaschutzziele auferlegen und andererseits das nachhaltig nutzbare Biomassepotenzial auf global etwa 95 bis 100 EJ begrenzt ist [Seidenberger et al. 2008], stellt die Annahme eines massiven Biomasseimports mit der Vorgabe strenger Nachhaltigkeitskriterien keine robuste Strategie dar.

In den „Energieszenarien für das Energiekonzept“ von [EWI 2010] wird Biomasseimport zugelassen, aber auf eine Menge von maximal 500 PJ/a begrenzt. Das inländische Potenzial der Biomasse wird mit 1700 PJ/a angenommen, sodass mit insgesamt 2200 PJ/a eine deutlich höhere energetische Biomassenutzung angenommen wird als in den hier beschriebenen Szenarien 2011. In [WWF 2009] ist Biomasseimport ebenfalls eine Option, wenn *„international abgestimmte verpflichtende Mindeststandards die Nachhaltigkeit aller Agrarrohstoffe gewährleistet.“* Das in Deutschland nutzbare Potenzial an Biomasse wird dort mit 1200 PJ/a angegeben. Im „Innovationsszenario“ wird für 2050 ein primärenergetischer Einsatz an Biomasse von rund 1700 PJ/a ermittelt. Es wird also in [WWF 2009] von einer vergleichbaren Menge an importierter Biomasse wie bei [EWI 2010] ausgegangen, die heimisch nutzba-

re Menge ist jedoch geringer, sodass der Gesamtwert etwa demjenigen der Leitszenarien entspricht.

Die in [BMU 2004] und [BMU 2008] abgeleitete und begründete Struktur der Biomassenutzung wird auch für die Szenarien 2011 weitgehend beibehalten. Wegen der höheren erzielbaren Energieerträge und einer effektiveren Treibhausgasminderung wird der größere Teil der heimischen Biomassepotenziale zur stationären Wärmeerzeugung bzw. zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in KWK eingesetzt. Für diese Verwendungszwecke werden 100% der biogenen Reststoffe und Abfälle und die Erträge von 45% der Anbaufläche (1,9 Mio. ha) eingesetzt. In der längerfristigen Aufteilung werden davon 1,0 Mio. ha der Biogaserzeugung zugeordnet, von denen derzeit bereits 80% genutzt sind. Für Kurzumtriebsplantagen, also zum Anbau von Pflanzen für Festbrennstoffe, werden 0,9 Mio. ha „reserviert“. Diese Nutzung steht heute mit 6000 ha [FNR 2011] noch ganz am Anfang. Sie sollte aber zukünftig mit größerer Intensität betrieben werden, da Kurzumtriebsplantagen bei guter Ausbeute geringere ökologische Belastungen verursachen als ein ausgedehnter Anbau etwa von Mais zur Biogaserzeugung. In der hier gewählten Aufteilung stehen längerfristig damit rund 1100 PJ/a Biomasse (Heizwert; davon 815 PJ/a Festbiomasse und 285 PJ/a Bruttogasertrag) für die Strom- und Wärmeerzeugung zur Verfügung.

Die übrigen 2,3 Mio. ha Anbaufläche werden in den Szenarien für die Bereitstellung von Biokraftstoffen verwendet. Bei einem angenommenen Bruttoertrag von ~150 GJ/ha, wie er für Kraftstoffe der 2. Generation (BtL, Ethanol aus Zuckerrüben, Biomethan) zukünftig möglich erscheint [FNR 2009], könnten dann maximal 350 PJ/a an biogenen Kraftstoffen im Inland bereitgestellt werden, wenn ausschließlich Kraftstoffe der 2. Generation genutzt werden. Die Bruttoerträge der derzeit vorwiegend eingesetzten Biokraftstoffe, Biodiesel aus Raps und Ethanol aus Getreide liegen lediglich bei 50 GJ/ha und können bis 2020 möglicherweise noch auf 65 bis 70 GJ/ha gesteigert werden. In den Szenarien 2011 wird eine längerfristig nutzbare Biokraftstoffmenge von 300 PJ/a angenommen, was im Jahr 2050 einer mittleren Ausbeute von 130 GJ/ha entspricht, also etwa eine Verdopplung der Ausbeute gegenüber der heutigen Kraftstoffe.

Die Möglichkeiten, Energie aus Biomasse bereit zu stellen, sind sehr vielfältig. Der universell mögliche Einsatz im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor ist dabei ein entscheidender Vorteil von Biomasse gegenüber anderen erneuerbaren Energieerzeugern. Darüber hinaus kann Biomasse ohne großen technischen Aufwand gespeichert und bedarfsorientiert (flexibel) eingesetzt werden. Aus Abbildung 3.13 gehen die unter den genannten Voraussetzungen aus Biomasse nachhaltig bereitstellbaren Endenergiemengen hervor.

Neben den o. g. Kraftstoffmengen werden nach Ausschöpfung des Gesamtpotenzials im Zeitraum 2040-2050 knapp 850 PJ nutzbare Endenergie (60 TWh/a Strom und 630 PJ/a Nutzwärme) bereitgestellt. In den Verlusten ist auch die nicht bzw. nur teilweise genutzte Wärme bei der KWK-Stromerzeugung enthalten. In den Szenarien wird mit einem sukzessiv steigenden Verwertungsgrad der KWK-Wärme gerechnet. Langfristig wird angenommen, dass rund 80% der Biomasseanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten. Derzeit wird bei nur ca. 50% der Stromerzeugung aus Biomasse die Abwärme genutzt [Gores et al. 2011].

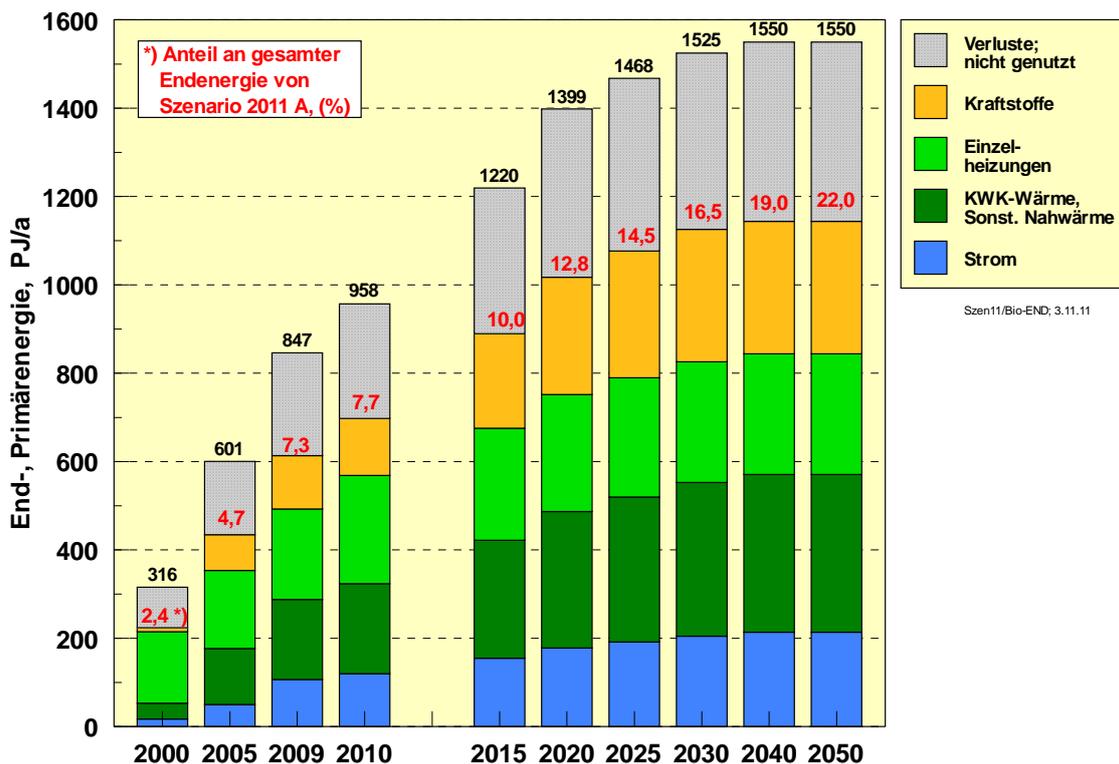


Abbildung 3.13: Bereitstellung von Strom, Nutzwärme und Kraftstoff aus Biomasse sowie Wandlungs- und Bereitstellungsverluste*)

*) Daten 2000 bis 2005 [AGEE-Stat 2011]; Verluste = Differenz zu Angaben zur Primärenergie

Im Jahr 2010 wurde mit 70% der weitaus größte Beitrag zur gesamten EE-Endenergie in Deutschland (990 PJ/a bzw. 10,9%) durch die energetische Biomassenutzung bereitgestellt. In der für die Szenarien 2011 dargestellten Nutzungsaufteilung kann heimische, nachhaltig nutzbare Biomasse ihren Beitrag an der Deckung des Endenergieverbrauchs von derzeit 7,7% (bzw. 700 PJ/a) auf knapp 13% (1020 PJ/a) in 2020 und auf 22% (1145 PJ/a) in 2050 (Szenario 2011 A) steigern. Insgesamt steigt damit der Energiebeitrag der Biomasse gegenüber 2010 nochmals um rund 63%, er wird nahezu vollständig bereits bis 2030 bereitgestellt. Die hier beschriebene Bereitstellung und Nutzung von Biomasse wurde in den Szenarien nicht variiert.

3.5.3 Einsatz der Biomasse in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung

Aufgrund des begrenzten heimischen Biomassepotenzials und der verhältnismäßig geringen flächenspezifischen Energieerträge von Biomasse im Vergleich zu alternativen erneuerbaren Energien ist es äußerst wichtig, dass die energetische Biomassenutzung entsprechend bestimmter ökologischer und wirtschaftlicher Bewertungskriterien erfolgt. Im nationalen Biomasseaktionsplan für Deutschland werden die folgenden Bewertungskriterien für die verschiedenen Bioenergienutzungspfade aufgeführt [BMU & BMELV 2009]:

- Klimaschutz und andere Umwelteinwirkungen,
- Versorgungssicherheit,

- Wirtschaftlichkeit, Energieeffizienz,
- die Beschäftigung und Wertschöpfung im ländlichen Raum
- sowie Auswirkungen auf andere Nutzungsbereiche von Biomasse.

Auf dem Weg hin zu einem Energieversorgungssystem mit hohem EE-Anteil kann die energetische Biomassenutzung eine wichtige Rolle einnehmen. Mit einem stetigen Ausbau der EE werden neben Maßnahmen, die die Kapazität bestehender und zukünftiger Stromnetze erhöhen, auch die Erschließung neuer Speicherkapazitäten und vorhandener Lastmanagementpotenziale sowie ein optimiertes Erzeugungsmanagement erforderlich.

Hier kann die energetische Biomassenutzung, besonders durch Biogas, Biomethan und zukünftig möglicherweise auch Bio-SNG (Holzvergasung und Einspeisung ins Erdgasnetz) betriebene Stromerzeugungsanlagen, aufgrund der prinzipiellen Steuerbarkeit der Stromproduktion eine wichtige Rolle einnehmen. Dies erlaubt Stromnetze effizienter einzusetzen und zusätzliche fluktuierende Strommengen nutzbar zu machen. Mit Strom aus diesen Anlagen kann so Erzeugungsmanagement betrieben werden, um in der Kombination mit Lastmanagement, Energiespeichertechnik und Netzausbau die fluktuierende Erzeugung auszugleichen. In diesem Zusammenhang wird auf das regenerative Kombikraftwerk [Mackensen et. al. 2008] verwiesen. Dort konnte gezeigt werden, dass sich verschiedene erneuerbare Energien wie Wind, Photovoltaik, Biogas und Wasser mithilfe eines gesteuerten Energieerzeugungsmanagements in ihrer Stromeinspeisung gegenseitig ergänzen können.

Bei der energetischen Biomassenutzung sind ein hoher Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung sowie ein hoher Nutzungsanteil der bei der Verstromung in einem BHKW entstandenen Abwärme anzustreben. Ein hoher Wärmenutzungsgrad (>80%) ist jedoch nur an wenigen der meist dezentral, in ländlichen Regionen gelegenen Biogasanlagenstandorten gegeben. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und Einspeisung in das Erdgasnetz zur flexiblen Nutzung in einem BHKW am Ort der Wärmesenke, stellt hier eine Alternative dar. Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas ist heute Stand der Technik. Im Jahr 2011 speisten bereits 52 Biogasaufbereitungsanlagen rund 40 000 m³/h Biomethan ins deutsche Erdgasnetz ein. In einem mit Biomethan betriebenen BHKW ist die EEG Vergütung an eine 100%ige Nutzung der Abwärme gekoppelt. Biomethan-BHKW werden daher immer wärmegeführt betrieben. Der größte Teil des eingespeisten Biomethans wird derzeit der KWK-Nutzung zugeführt. Eine entsprechende Verwertung von Biomethan ist dabei der alternativen Nutzung als Kraftstoff oder zur reinen Wärmeerzeugung vorzuziehen, da hierdurch mehr THG-Emissionen eingespart werden können. Entscheidend über die Höhe der eingesparten THG-Emissionen ist, ob durch ein Biomethan-BHKW ein neuer KWK-Standort erschlossen wird oder Erdgas in einer bestehenden KWK-Anlage durch Biomethan ersetzt wird. In letzterem Fall fallen die eingesparten THG-Emissionen deutlich geringer aus, da Erdgas als KWK-Brennstoff bereits relativ geringe spezifische THG-Emissionen hat. Der häufig diskutierte Methanschleupf bei der Biogasaufbereitung ist nach §36 der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen [GasNZV 2010] bis zum 30. April 2012 auf 0,5% je Normkubikmeter Rohbiogas, danach auf 0,2% begrenzt.

Die Stromproduktion aus Biomasse bis 2050 ist in Abbildung 3.14 dargestellt. Im Jahr 2010 wurde 6,4 GW_{el} elektrische Leistung durch Biomasse bereitgestellt, verbunden mit einer Stromproduktion von 33,5 TWh_{el} [AGEE-Stat 2011], was ca. 5,5% des Strombedarfs ent-

sprach. Davon wurden 12,5 TWh_{el} aus Biogas und Biomethan produziert. Im Jahr 2050 werden in den Szenarien 2011 knapp 60 TWh_{el} durch Biomasse bereitgestellt. Bei einer entsprechenden installierten Leistung und der Möglichkeit der am Bedarf orientierten, gesteuerten Stromproduktion kann sie einen wesentlichen Beitrag zur Weiterentwicklung des bestehenden Stromversorgungssystems hin zu hohen EE-Anteilen leisten.

Strom aus Biogas und Biomethan wurde in der Vergangenheit im Jahresverlauf annähernd gleichmäßig und – im Vergleich zu Strom aus Windenergie – verhältnismäßig teuer produziert. Durch eine steuerbare, am Bedarf orientierte Stromproduktion durch Biomasseanlagen kann der monetäre Wert des Stroms aus Biogas, Bio-SNG und Biomethan zukünftig gesteigert werden [Gerhardt et. al. 2008, Holzhammer et al. 2011]. Während Strom aus Biomasse im Jahr 2010 noch zu annähernd gleichen Teilen aus fester Biomasse in Heizkraftwerken sowie durch Vor-Ort-Verstromung von biogasbetriebenen BHKW produziert wurde, hat in den Szenarien 2011 die Verstromung von Bio-Erdgassubstituten (Biomethan, Bio-SNG) in KWK-Anlagen im Jahr 2050 einen großen Anteil an der Stromproduktion aus Biomasse.

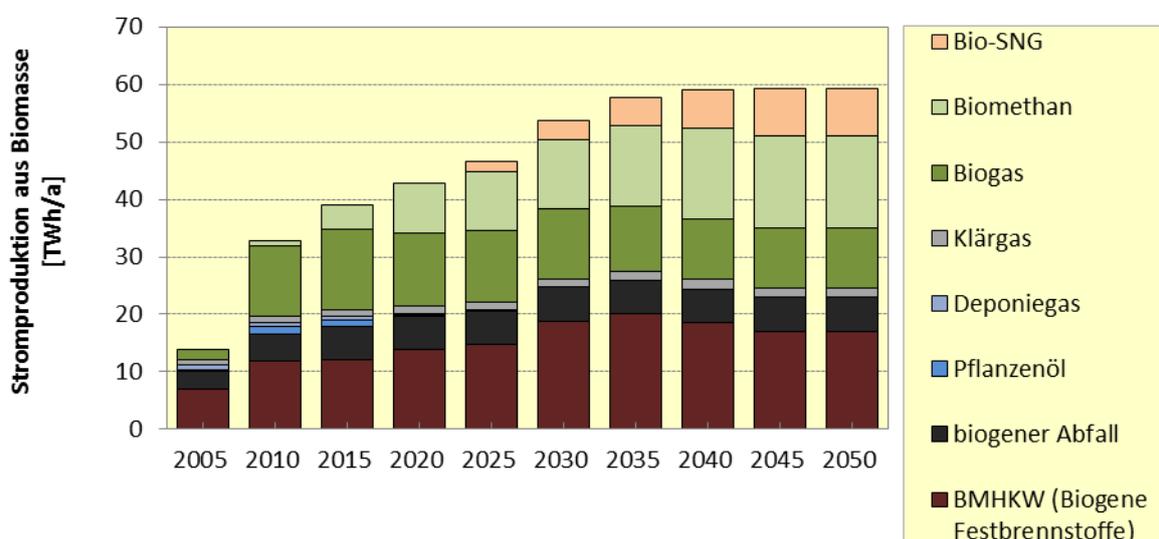


Abbildung 3.14: Stromproduktion 2005-2050 aus Biomasse nach Art der eingesetzten Energieträger, Ist-Daten nach [AGEE-Stat 2011]

3.5.4 Einsatz der Biomasse zur Wärmeerzeugung und im Verkehr

Im Gegensatz zur EE-Stromerzeugung ist die energetische Biomassenutzung historisch bedingt der dominierende erneuerbare Energieträger im Wärmebereich mit einem Anteil von ca. 92% (entsprechend 125 TWh/a bzw. 450 PJ/a) im Jahr 2010. Den größten Teil der Wärmebereitstellung leisten dabei holzbefeuerte Einzelheizungen mit knapp 70 TWh/a. Nahwärme aus HKW, BHKW und Heizwerken ist mit 50 TWh/a beteiligt, weiter 5 TWh/a sind Fernwärme aus der Verwertung biogener Abfälle. Der Nahwärmeanteil wird in den Szenarien 2011 noch deutlich steigen, bis 2050 auf knapp 100 TWh/a (Abbildung 3.13). Während in diesem Segment derzeit feste Biomasse als Energieträger vorherrscht, wird in den Szenarien 2011 von einem sukzessiv steigenden Verwertungsgrad der KWK-Wärme von biogasbetriebenen KWK-Anlagen und Heizkraftwerken ausgegangen (Abbildung 3.15). Der weitere Einsatz fester Biomasse in Einzelheizungen steigt nur noch sehr gering; der aus Abbildung

3.15 ersichtliche Zuwachs findet in Nahwärmeversorgungen, insbesondere in der KWK, statt. Dabei wird angenommen, dass die heute noch nicht marktreife Vergasungstechnik zur Einspeisung ins Erdgasnetz und Verstromung in BHKW zum Einsatz kommen wird.

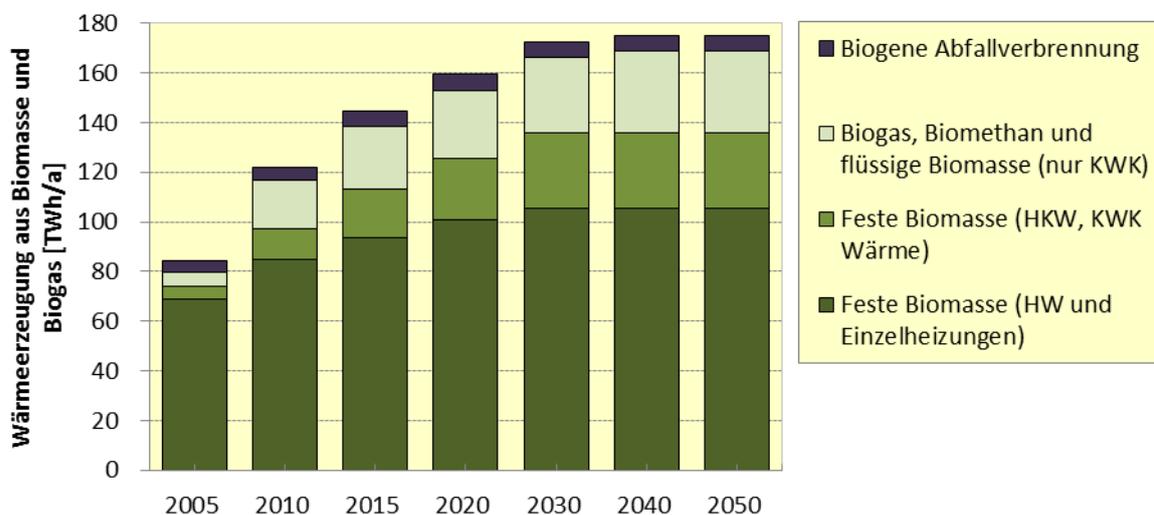


Abbildung 3.15: Wärmeerzeugung aus Biomasse und Biogas 2005-2050 nach Energieträgern, Ist-Daten nach [AGEE-Stat 2011]

In den Szenarien 2011 wird von einer maximal nutzbaren Biokraftstoffmenge von 300 PJ/a ausgegangen (Abbildung 3.13). Für diesen Verwendungszweck werden 2,3 Mio. ha der zur Verfügung stehenden Anbaufläche für Energiepflanzen verwendet. Angenommen wird, dass zum Zeitpunkt 2050 überwiegend Kraftstoffe der „2. Generation“ zum Einsatz kommen werden, also Biogas, Biomethan und synthetische Biokraftstoffe aus fester Biomasse (BtL). Darüber hinaus kann durch die anaerobe Vergärung der bei der Produktion von Rapsöl, Biodiesel und Ethanol anfallenden Nebenprodukte, auch die Flächeneffizienz dieser Biokraftstoffe noch erhöht werden [FNR 2011]. Eine exakte Aufteilung wurde in den Szenarien nicht vorgenommen. Gekennzeichnet sind diese Kraftstoffe in den Szenarien durch eine deutlich höhere flächenspezifische Ausbeute, die im Mittel bei 130 GJ/ha liegt.

3.6 Eckdaten der EE-Wasserstoff- und -Methanbereitstellung

3.6.1 Chemische Energieträger als Langzeitspeicher und neuer Energievektor

Große erneuerbare Energiemengen, wie sie für eine weitgehende oder vollständige Versorgung mit EE erforderlich sind, stehen nur als Strom zur Verfügung. Längerfristig müssen daher Wind- und Solarstrom soweit handhabbar gemacht werden, dass konventionelle Kraftwerke dauerhaft ersetzt werden können und EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren zur Verfügung stehen kann. Aufgrund eingeschränkter direkter Anwendungsmöglichkeiten muss EE-Strom teilweise in eine chemische Energieform umgewandelt werden. Es ist erforderlich, dass zum einen die Umwandlungstechnik stets und mit kurzen Reaktionszeiten dem fluktuierenden EE-Angebot folgen kann und zum anderen die Umwandlung in sehr unterschiedlichen Leistungen bei möglichst großer Effizienz und sehr

flexibel dezentral und zentral möglich ist. Transport und Verteilung des chemischen Energieträgers sollten zudem weitgehend auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen können. Der entstehende Energieträger muss multifunktional nutzbar sein. Er muss als Brennstoff sowohl für die „Rückverstromung“ in thermischen Kraftwerken aller Leistungsklassen möglichst mittels KWK einsetzbar sein, als auch direkt im Wärmebereich (für Wärme höherer Temperatur, die von Solarkollektoren und Erdwärme nicht bedient werden kann). Letztlich muss er auch als Kraftstoff im Verkehr eingesetzt werden können, um die Langstreckenmobilität zu bedienen, bei der Biokraftstoffen potenziell und der Elektromobilität seitens der Reichweite Grenzen gesetzt sind.

Diese Eigenschaften treffen auf die gasförmigen chemischen Energieträger Wasserstoff und Methan zu. Beide Nutzungspfade beginnen mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus EE-Strom. Die Elektrolyseure sind damit eine Schlüsseltechnologie für eine zukünftige EE-Vollversorgung. Wasserstoff kann prinzipiell, wie Erdgas, direkt energetisch genutzt werden, er kann aber auch in einem weiteren Verfahrensschritt (Methanisierung) in synthetisches Methan umgewandelt werden. Beide Energieträger sind prinzipiell in der Lage, die durch die Angebotscharakteristiken der erneuerbaren Energien gesetzten Grenzen zu überwinden und über die Gasinfrastruktur zu jeder Zeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. Da jedoch Verluste bei ihrer Bereitstellung und -nutzung unvermeidlich sind und diese zusätzliche Kosten verursachen, liegt es auf der Hand, dass zuvor alle Verfahren einer direkten Nutzung von EE-Strom, die i.d.R. kostengünstiger sind, im Wärmebereich und im Verkehr ausgeschöpft werden [Nitsch 2002]. Auf die Möglichkeiten der weitgehenden Flexibilisierung einer auf EE basierten Energieversorgung mittels synthetischer chemischer Energieträger wurde schon vor mehr als zwei Jahrzehnten unter dem Stichwort: „Solare Wasserstoffwirtschaft“ hingewiesen [Winter 1986; Enquete 1990]. In den letzten Jahren wurde die Idee unter dem Stichwort „Power-to-Gas“ wieder aufgegriffen und um die Strom-Erdgasnetz-Kopplung erweitert [Sterner, 2009; Specht 2010].

Der Leitgedanke dabei ist eine intelligente Vernetzung von Strom- und Gasnetz und über eine ausgeweitete Kraft-Wärme-Kopplung auch zu Wärmenetzen. Dazu müssen die Netze im ständigen Informationsaustausch über Energieerzeugung und -nachfrage stehen und über Speicher unterschiedlicher Kapazität und Leistung verfügen. Abbildung 3.16 zeigt die Struktur einer derartigen Energieversorgung, wenn **EE-Wasserstoff** als chemischer Energieträger zur Verwertung der direkt nicht nutzbaren EE-Strommengen genutzt wird. Vorteilhaft ist dabei, dass mit einem einzigen Verfahrensschritt, der Elektrolyse, die Verknüpfung von Strom- und Gasnetz hergestellt wird. Nachteilig ist die für reinen Wasserstoff nicht vorhandene Transport-, Verteilungs- und Speicherinfrastruktur.

Mit dem Betrieb reiner Wasserstoffnetze liegen zwar langjährige Erfahrungen vor und in früheren Stadtgasnetzen betrug der Wasserstoffanteil bis zu 50%, allerdings bei relativ niedrigen Betriebsdrücken. Eine erdgasähnliche Vollversorgung mit Wasserstoffnetzen aufzubauen wäre prohibitiv aufwendig. Auch verteuern sich bei reinem Wasserstoff wegen der höheren Verdichterleistungen die Transportkosten um rund 50% gegenüber Erdgas, die Kapazität von Gasspeichern sinkt bei gleichem Druck bei Wasserstoff etwa auf ein Drittel gegenüber Methan. Eine ausgedehnte Infrastruktur ist andererseits nicht notwendig, falls sich der stationäre Einsatz von Wasserstoff auf Großverbraucher (Kraftwerke, HKW/BHKW und Industriebetriebe) mit ausreichenden dezentralen H₂-Speicherkapazitäten beschränkt

sowie die Deckung eines Wasserstoffbedarfs im Verkehr über Onsite-Erzeugung und -Speicherung erfolgt.

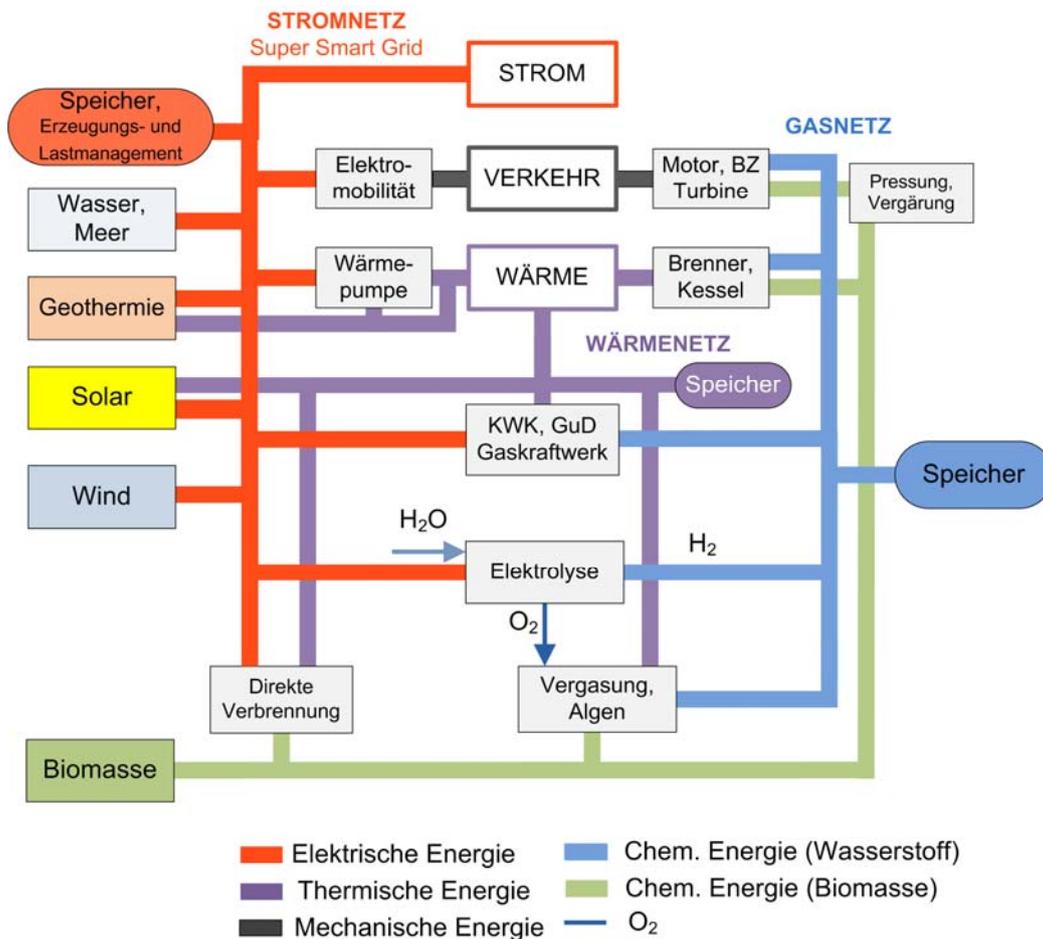


Abbildung 3.16: Struktur einer zukünftigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien auf Basis gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmenetze mit EE-Wasserstoff als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher⁹, angelehnt an [Sternier 2009]

Bei diesem Konzept könnten die Elektrolyseure größtenteils dezentral angeschlossen sein, sodass die Verknüpfung von Strom und Gas über das Stromnetz erfolgt. Für große (saisonale) H₂-Speichermengen müssten allerdings zusätzlich Untertagespeicher (Salzkavernen) geschaffen werden, wozu in Deutschland erste Pilotprojekte entstehen. Wasserstoff kann als Zusatzgas auch eingeschränkt in Erdgasnetzen transportiert, gespeichert und verteilt werden. Dies beeinflusst aber verschiedene Materialien und Prozesse der Erdgasinfrastruktur negativ (z. B. Versprödung von Materialien oder Diffusion von Wasserstoff). Aus diesen Gründen ist die Einspeisung von Wasserstoff nach dem derzeitigen DVGW Regelwerk G 260 auf 5 Vol.-% (1,5%-energetisch) begrenzt [DVGW 2008]. An jeder Stelle und zu jedem Zeitpunkt ist der Grenzwert von 5 Vol.-% im Erdgasnetz einzuhalten.

Die infrastrukturellen Nachteile des Wasserstoffs könnten durch den weiteren Konversionsschritt der Methanisierung von Wasserstoff und Kohlendioxid beseitigt werden. **EE-Methan**

⁹ BZ = Brennstoffzelle; KWK = Kraft-Wärme-Kopplung; GuD = Gas- und Dampfkraftwerk

kann weitgehend uneingeschränkt in die bestehenden Gasnetze in Erdgasqualität eingespeist werden. So können bestehende Strom- und Gasnetze vollständig „gekoppelt“ werden. Diese Struktur ist in Abbildung 3.17 dargestellt. Der energetische und ökonomische Mehraufwand dafür und die Notwendigkeit, eine CO₂-Quelle zu seiner Herstellung zu benötigen, sind gegenüber diesem infrastrukturellen Vorteil abzuwägen. Wird atmosphärisches CO₂ oder CO₂ aus Biokonversionsprozessen in die Methanisierungsreaktion eingebunden, ist die spätere Nutzung von Methan klimaneutral. Auch konzentriertes CO₂ aus Industrieprozessen kann übergangsweise genutzt werden, solange dieses andernfalls in die Atmosphäre entlassen würde. Die Methanisierungsreaktion mit reinem CO₂ ist – im Gegensatz zur Wassergasreaktion bei der Kohle- oder Biomassevergasung – noch nicht Stand der Technik. In Pilotprojekten [Specht et al. 2010] ist sie derzeit in Erprobung und verspricht gute Wirkungsgrade. So können derzeit im Pilotmaßstab Methanisierungsraten um 80% erreicht werden, wobei nutzbare Abwärme bei 280°C anfällt. Eine vielversprechende CO₂-Quelle für die Methanisierung sind Biogasanlagen mit Gasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz. Bei der Biogasaufbereitung fällt bereits ein für die Methanisierung benötigter hochkonzentrierter klimaneutraler CO₂-Volumenstrom an. Die räumliche Nähe zum Gasnetz und die bereits vorhandene Gaseinspeisestation machen Standorte von Biomethananlagen für die Herstellung von EE-Methan zusätzlich interessant. Des Weiteren ist sowohl der Prozess der Methanisierung als auch der Elektrolyse exotherm, so dass ein Wärmemanagement in Verbindung mit der Biogasanlage oder der Gasaufbereitung weitere Effizienzsteigerungen verspricht.

Der Vorteil von Methan liegt in der uneingeschränkten Nutzbarkeit der vorhandenen Infrastruktur inklusive Messtechnik und Endverbrauchergeräte. Nutzungskonkurrenzen für unterirdische Speicher entfallen, da das vorhandene Erdgasnetz mit einer chemischen Speicherkapazität von 220 TWh genutzt werden kann. Aufgrund des langfristig sinkenden Erdgasverbrauchs stehen prinzipiell ausreichende Speicherkapazitäten im Gasnetz für EE-Methan zur Verfügung.

Die in den Szenarien vorhandenen Gaskraftwerke und Gas-BHKW können direkt mit EE-Methan befeuert werden, Anpassungen wie im Falle von EE-Wasserstoff entfallen. Der durch den Kernenergieausstieg und den zukünftig hohen Anteil fluktuierender EE ohnehin erforderliche Zubau von Gaskraftwerken kann somit sinnvoll in eine Langfriststrategie auch jenseits der Verfügbarkeit von Erdgas eingebettet werden.

Biomasse kann in einem EE-Strom-Methansystem eine besondere Rolle spielen. Neben der in den Szenarien bereits berücksichtigten direkten Verwendung zur Strom- und Wärmezeugung und als Kraftstoff, kann sie auch über die Vergärung und die Vergasung in ein Synthesegas gewandelt und mit EE-Wasserstoff zu Methan aufhydriert werden (Abbildung 3.17)¹⁰. Die Methanisierung kann sowohl chemisch über Katalysatoren als auch biologisch über Mikroorganismen erfolgen. Wird der Einsatz von Biomasse nicht über den hier abgeleiteten Umfang eingesetzt (vgl. dazu Abschnitt 3.5.1), ist auch ihre nachhaltige Nutzung gewährleistet.

¹⁰ Aus H₂ und CO₂ können auch andere Kraftstoffe (z. B. Dimethylether (DME), Kerosin) hergestellt werden.

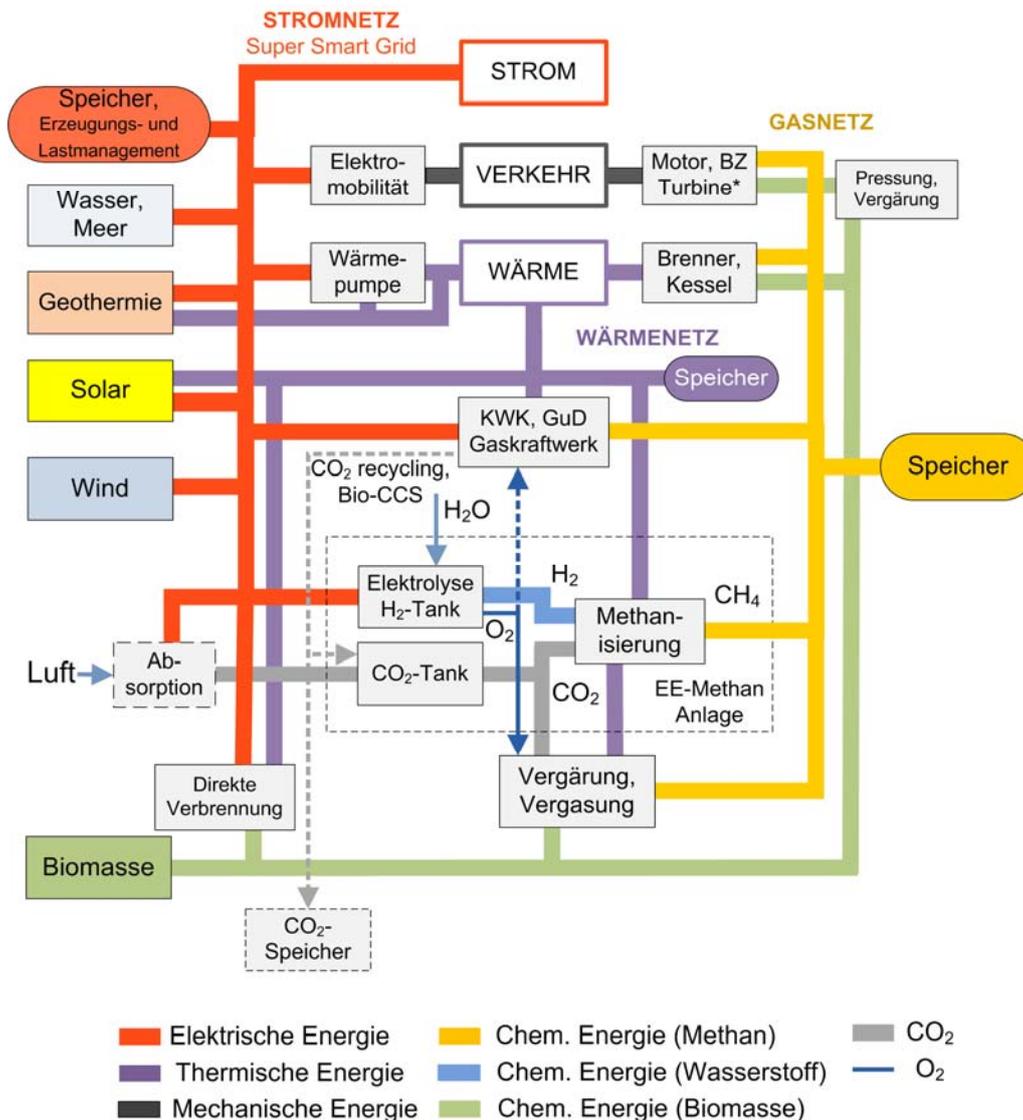


Abbildung 3.17: Struktur einer zukünftigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien auf Basis gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmenetze mit EE-Methan als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Sterner 2009]

Dies macht deutlich, dass es aussichtsreiche und potente technische und strukturelle Optionen für eine zukünftige Versorgung mit hohen EE-Anteilen bzw. eine EE-Vollversorgung gibt. Nur durch eine grundsätzliche Offenheit hinsichtlich der Erschließung und Nutzung dieser Optionen kann der Weg erfolgreich beschritten werden. Da diese Transformation selbst bei zügigen Fortschritten Jahrzehnte dauern wird, können bei einer zielstrebigem und kohärenten Energiepolitik rechtzeitig die noch offenen technischen und ökonomischen Fragen gelöst und sukzessive attraktive Marktpotenziale erschlossen werden. Als Vergleich können die beträchtlichen politischen und wirtschaftlichen Anstrengungen zur Entwicklung und Einführung der CCS-Technik oder der Elektromobilität dienen. Für eine langfristige EE-Vollversorgung sind vergleichbare Anstrengungen für die hier erläuterten Energiespeicher- und Energie-transportinfrastrukturen notwendig.

3.6.2 Schlüsseltechnologie Elektrolyse und Wasserstoffbereitstellung

Die wichtigsten Eckdaten der verschiedenen Elektrolyseverfahren sind in Tabelle 3-5 zusammengestellt [Krewitt 2004; UBA 2006; RECCS 2007; NOW 2010]. Als Referenztechnologie in den Szenarien wird die fortgeschrittene alkalische Hochdruckelektrolyse verwendet. Die zugrunde gelegten zukünftigen Eckdaten verlangen innerhalb der nächsten 10 bis 15 Jahre weitere erhebliche Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen. Elektrolysen können allerdings von den in den letzten Jahren in der Brennstoffzellenforschung gewonnenen Erkenntnissen profitieren. Die erforderlichen deutlichen Kostensenkungen für eine erschwingliche Wasserstofferzeugung können darüber hinaus nur durch eine deutliche Ausweitung des Marktvolumens von Elektrolyseuren erreicht werden.

Tabelle 3-5: Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure

Parameter	Einheit	Heutige alkalische Elektrolyse	Fortgeschr. alkalische Elektrolyse	Fortgeschr. Membran-Elektrolyse	HT-Elektrolyse (autotherm)	HT-Elektrolyse (allotherm)
Temperatur	°C	60 – 80	120	120	900	900
Druck	bar	< 30	60	< 100	2	2
Elektrischer Energieeinsatz	kWh _{el} /Nm ³ H ₂	4,5 – 6,0	3,8 – 4,5	4,1 – 4,8	3,2	2,6
Wärmeeinsatz	kWh _{th} /Nm ³ H ₂	-	-	-	0,6	1,1
Wirkungsgrad *) bez. auf LHV	%	50 – 65	67 – 77	75	78	78
Investitionskosten	€/kW _{el}	1000	600 – 800			

*) $\eta_{el} = 100\%$ (erneuerbarer Strom; Wirkungsgradmethode), $\eta_{th} = 90\%$, $1 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2 = 3 \text{ kWh (Hu)}; = 3,55 \text{ kWh (Ho)}$

Bei der ökonomischen Bewertung der Nutzung von Wasserstoff und/oder Methan muss in die zwei Hauptbereiche: „Langzeitspeicherung für Strom“ und „Einsatz als Brenn- und Kraftstoff“ unterschieden werden. Im ersten Fall ist ein Vergleich mit anderen Optionen der Speicherung von Strom, also mit Pumpspeichern und Druckluftspeichern, anzustellen. Dies ist z. B. aktuell in [VDE 2008] für Speicher mit Leistungen im GW-Bereich geschehen. Nur mit Wasserstoff können allerdings die erforderlichen Speicherkapazitäten von mehreren 100 GWh erbracht werden. Speicherkosten in dieser Kategorie sind generell hoch und reichen von 5 bis 10 ct/kWh_{el} für Pumpspeicher bis 40 ct/kWh_{el} (heutige Druckluftspeicher) bzw. 23 ct/kWh_{el} (zukünftige Druckluftspeicher). Wasserstoffspeicher liegen mit 25 ct/kWh_{el} (heute) bis 10 ct/kWh_{el} (zukünftig) dazwischen, haben aber mit knapp 40% (Werte in [VDE 2008]: Elektrolyse 65%; Verdichtung 97%, Verstromung 60%) den geringsten Wirkungsgrad. Dieser Wert kann hinsichtlich der Elektrolyse allerdings als relativ konservativ betrachtet werden.

Im zweiten Fall ist der Vergleich mit den zukünftigen Preisen fossiler Brenn- und Kraftstoffe notwendig. Erdgas wird für Großverbraucher im Preispfad A in 2020 (2050) ca. 5,0 (8-9) ct/kWh; Benzin/Diesel (ohne Steuern) ca. 9 (16) ct/kWh kosten (reale Preise, 2009), im Preispfad B werden es 4,2 (6-7) ct/kWh bzw. 8 (14) ct/kWh sein. Dabei ist vorausgesetzt, dass auch CO₂-Aufschläge in diesen Preisen enthalten sind (Preispfad A: 45 (75) €/t CO₂, Preispfad B: 34 (57) t CO₂). Aus Abbildung 3.18 wird ersichtlich, dass in erster Linie der Strompreis maßgeblich für die Wasserstoffkosten ist, der zweite Faktor ist die Auslastung, mit der die Elektrolyse betrieben wird. Unterhalb einer Auslastung von 2000 h/a steigen die

Gestehungskosten beträchtlich an. In 2020 könnte Wasserstoff nur bei sehr geringen Stromkosten von 2 bis maximal 4 ct/kWh und bei einer Auslastung der Elektrolyse von mindestens 3000 h/a mit fossilen Kraftstoffen konkurrieren. Aber erst um 2050 kommt ein umfangreicher Wasserstoffeinsatz (bzw. Methaneinsatz) in Frage, da dann größere und kostengünstigere EE-Stromüberschüsse für die Bereitstellung mit genutzt werden können.

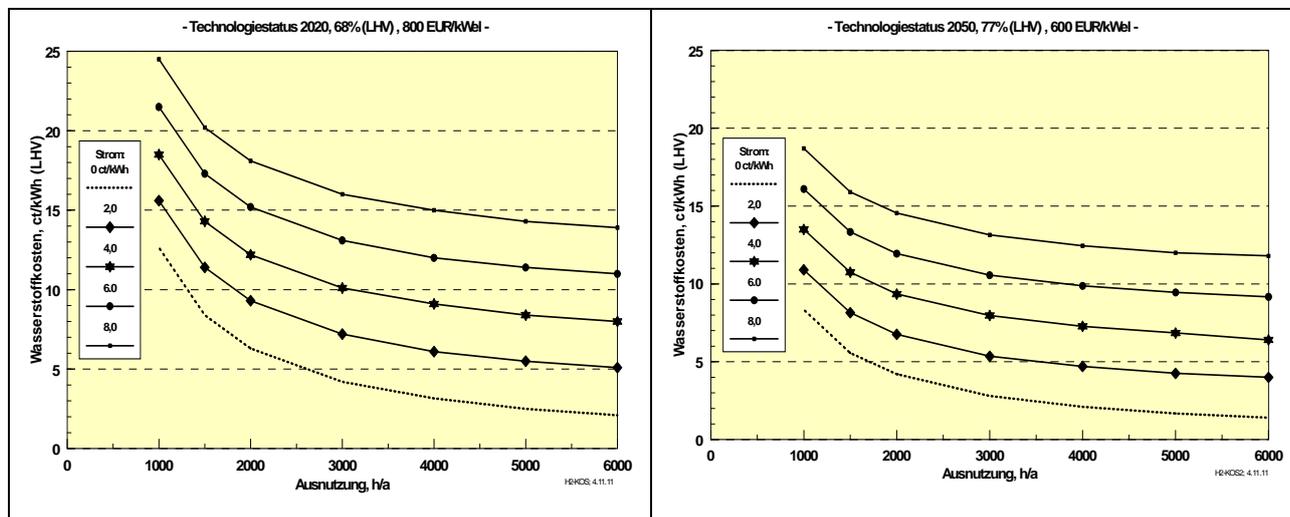


Abbildung 3.18: Wasserstoffgestehungskosten (Geldwert 2009) frei Elektrolyse (60 bar) je nach Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a

Zu diesem Zeitpunkt kann der Kraftstoffmarkt deutlich kostengünstiger mit EE-Wasserstoff versorgt werden, als es mit den verbleibenden fossilen Kraftstoffen möglich wäre. Das trifft auch für Elektrolyseure mit geringerer Auslastung unter 2000 h/a zu – wie sie bei der Nutzung von EE-Überschussstrom auftreten werden. Auch der Wärmemarkt (z. B. Hochtemperaturprozesswärme) kann dann ökonomisch mit EE-Wasserstoff versorgt werden, wenn zu diesem Zeitpunkt ausreichende Mengen an EE-Strom mit Gestehungskosten um 4 ct/kWh zur Verfügung stehen.

In den Szenarien wird die elektrolytische Wasserstoffherstellung mit Wirkungsgraden (LHV) beginnend mit 72% in 2030 und steigend auf 77% in 2050 angenommen (derzeit ~65%). Sein Einsatz in KWK-Anlagen wird mit Stromwirkungsgraden von 52% und einer 40%-igen Wärmenutzung angesetzt, die reine Stromerzeugung zur kurzfristigen Leistungsbereitstellung mit 65%. Damit liegt der energetische Gesamtwirkungsgrad zwischengespeicherten EE-Stroms mittels Wasserstoff im Idealfall einer vollständigen Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung zwischen 66% und 70%. Für reine Leistungsbereitstellung liegt er zwischen 47% und 49% und damit deutlich unter demjenigen von Pumpspeichern. Dafür sind „Speicherdauer“ und „Speicherkapazität“ weitestgehend unbegrenzt. Der zeitliche Ausgleich in Ergänzung zum räumlichen Ausgleich (Transport fluktuierender EE) zur Sicherstellung einer stabilen erneuerbaren Energieversorgung ist damit gewährleistet.

3.6.3 Bereitstellung von EE-Methan

In [Sternier 2009] wurden Konzepte einer Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu EE-Methan untersucht. Bei hohen CO₂-Konzentrationen (CO₂ aus Biomasseprozessen; z. B. CO₂-Nutzung aus der Vergärung; Upgrading von Biogas) könnten in entwickelten größeren Anlagen (mehrere 10 MW_{el}) um 2020 Nutzungsgrade (Verhältnis EE-Methan/EE-Stromeinsatz) um 55% erreicht werden, längerfristig können die Werte auf 60-65% steigen. Kostenschätzungen für die Bereitstellung von EE-Methan sind heute ähnlich wie für EE-Wasserstoff noch sehr vage. Für erste größere Anlagen (um 2020) kann von Investitionskosten um 1200 €/kW_{el} ausgegangen werden, [Sternier 2009; Jentsch/Sternier 2010], längerfristig (um 2050) dürfte bei ausgereifter Technologie und großer Nachfrage eine Reduktion auf rund 1000 €/kW_{el} möglich sein. Der zusätzliche Energieaufwand von ~20% und zusätzliche Investitionen erhöhen die Kosten von EE-Methan gegenüber EE-Wasserstoff um minimal 35% bis maximal 60% (Abbildung 3.19 im Vergleich zu Abbildung 3.18), wobei sich der Faktor mit höherer Auslastung und höheren Stromkosten dem unteren Wert nähert. In 2020 sind somit noch keine mit fossilem Erdgas vergleichbaren Kosten erzielbar. Zu diesem Zeitpunkt wird es jedoch notwendig sein, die Technologie in industriellem Maßstab zu demonstrieren, um daraus belastbare technische und ökonomische Parameter ableiten zu können. Der großtechnisch erforderliche Einsatz von EE-Methan ergibt sich – ebenso wie der von EE-Wasserstoff – erst Mitte des Jahrhunderts bzw. bei Annäherung des Transformationsprozesses an die Vollversorgung mit erneuerbaren Energien.

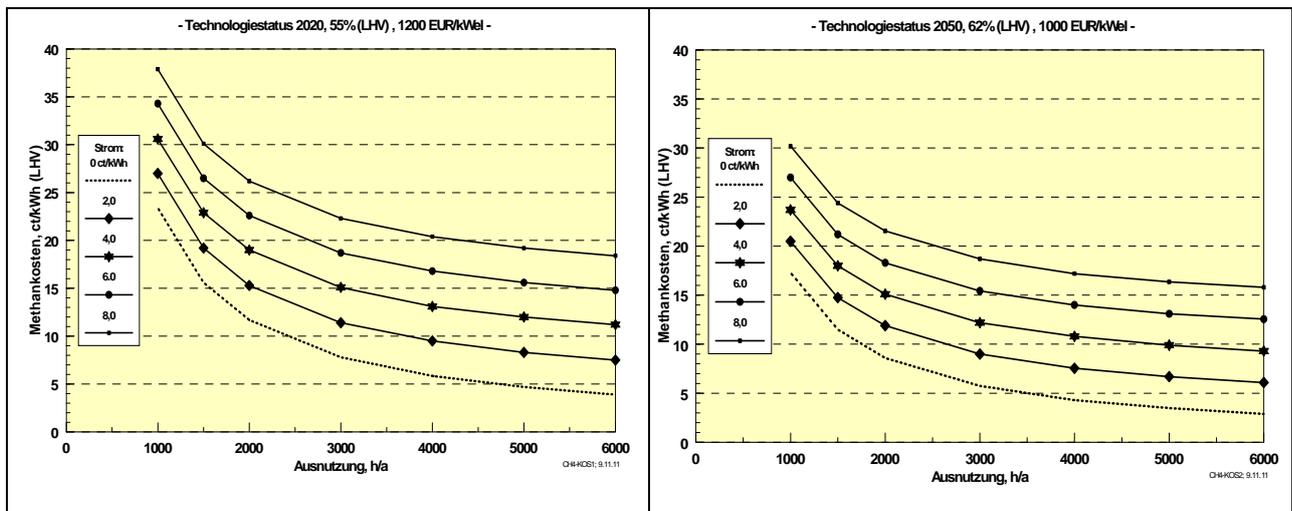


Abbildung 3.19: Gestehungskosten von EE-Methan (Geldwert 2009) frei Anlage bei unterschiedlicher Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a

In 2050 kann EE-Methan, bei obigen Preispfaden für fossile Kraftstoffe, ökonomisch konkurrenzfähig als Kraftstoff eingesetzt werden. Die Kosten von fossilem Erdgas (Preispfad A) werden knapp erreicht, wenn EE-Strom unter 4 ct/kWh zur Verfügung steht und Ausnutzungsdauern von mindestens 4000 h/a erreicht werden.

Werden ausschließlich anderweitig nicht verwertbare EE-Überschüsse genutzt, kann von niedrigeren Kosten für den Strom ausgegangen werden. Werden Kosten von ~2 ct/kWh_{el} angenommen, sind auch bei geringer Ausnutzung Gestehungskosten für EE-Wasserstoff

(EE-Methan) um 6 bis 8 ct/kWh (10 bis 12 ct/kWh) erreichbar. Mit diesen Kostengrenzen ist ein Bereich gekennzeichnet, in dem sich, beginnend nach etwa 2030, in den realen Märkten die Preisbildung für EE-basierte chemische Energieträger abspielen kann (s. auch [Trost et al. 2011]).

Bei obigen Angaben ist von der Nutzung konzentrierter CO₂-Quellen ausgegangen worden. Die verfügbare klimaneutrale CO₂-Menge ist von der Intensität der Biomassenutzung abhängig und damit begrenzt. Die in den Szenarien 2011 getroffenen Annahmen zur Biomassenutzung (vgl. Abschnitt 3.5.3) gehen von einem Biogaspotenzial von maximal 300 PJ/a aus. Damit stünden aus dieser Quelle maximal 11 Mio. t CO₂/a zur Verwertung zur Verfügung¹¹. Bei einem energetischen Wirkungsgrad der Methanisierung von 80% könnten mit dieser CO₂-Menge 192 PJ/a EE-Methan aus 240 PJ/a EE-Wasserstoff bereitgestellt werden. Da das CO₂ dezentral an Biogasanlagen anfällt, wird ohne lokale Verfügbarkeit von Wasserstoff nicht die gesamte CO₂-Menge nutzbar sein. Geht man beispielhaft von einer Verwertung von 70% der anfallenden CO₂-Menge aus, so steht insgesamt 135 PJ/a (bzw. 37,5 TWh/a) EE-Methan zur Verfügung. Diese Menge reicht für den Einsatz von EE-Methan für Speicherzwecke (Spitzenlast und KWK-Wiederverstromung: im Szenario 2011 B werden dafür bei einem EE-Anteil von 85% an der Stromerzeugung in 2050 rund 16 TWh/a benötigt, der Bedarf steigt allerdings bei Annäherung an eine EE-Vollversorgung auf bis zu 70 TWh/a), aber nicht für einen breiteren Einsatz in anderen Verbrauchssektoren, z. B. als Kraftstoff.

Somit muss gegebenenfalls zusätzlich auf CO₂ aus prozessbedingten industriellen Emissionen mit hohen CO₂-Konzentrationen zurückgegriffen werden, wie sie bei einigen Prozessen in der chemischen Industrie, der Metallindustrie und der Mineralstoffindustrie anfallen. Das CO₂ der Stahlindustrie (ca. 31 Mio. t CO₂) und der Zementindustrie (ca. 14 Mio. t CO₂) ist bilanziell ausreichend, um den Wasserstoff aus rund 400 TWh EE-Strom zu methanisieren. Ohne die Verwendung von fossilem CO₂ aus der Energiewirtschaft können so zwei Drittel des deutschen Bruttostromverbrauchs in Speichergas oder Kraftstoff umgesetzt werden, was ausreichend wäre, um diesen Technologiepfad auch für den Verkehr zu nutzen.

Längerfristig ist auch die Verwendung von atmosphärischem CO₂ in einem EE-Strom-Methansystem in Betracht ziehen. Bei einer Extraktion von atmosphärischem CO₂ sind die Wirkungsgrade der EE-Methanbereitstellung jedoch um 10 bis 12 Prozentpunkte niedriger anzusetzen [Stern 2009]. Die dafür noch erforderlichen Entwicklungsschritte dürften innerhalb der hier diskutierten Zeitspanne verwirklicht sein. Weitere mögliche Synergien ergeben sich aus der Verwendung von Sauerstoff aus der Elektrolyse als Vergasungsmittel oder Verbrennungsgas in Gaskraftwerken, was eine einfachere Abtrennung von CO₂ und dessen Recycling für die Methanisierung ermöglicht.

3.6.4 Mögliche Einführungsschritte für EE-Wasserstoff und/oder EE-Methan

Es ist aus ökonomischer Sicht zweckmäßig, nur kostengünstigen EE-Strom mit Gestehungskosten (Vollkosten) von maximal 5 bis 6 ct/kWh_{el} in Wasserstoff und/oder Methan zu konvertieren. Der Zeitpunkt dafür hängt maßgebend von der Auslastung der Power-to-Gas-Anlagen ab. Diese wird bei Verwendung rein regenerativer Energie erst bei hohen EE-Beiträgen an

¹¹ Daten für Biogas (Mittelwerte): 6 kWh/m³ (21,8 MJ/m³), 0,4 m³ CO₂/m³ Biogas [FNR 2011]; 1 m³ CO₂=1,98 kg

der Energieversorgung (EE-Strom-Anteil > 65%; d. h. nicht vor 2030) hoch genug sein. Zuvor sollten alle anderen Optionen einer direkten Nutzung von EE-Strom bzw. einer besseren Anpassung von Stromangebot und Stromnachfrage über Lastmanagement und Stromtransport eingesetzt werden, da sie im Allgemeinen mit geringeren Energieverlusten und niedrigeren Kosten verbunden sind. Parallel dazu sind jedoch intensive weitere Entwicklungsarbeiten an den Technologien Elektrolyse und Methanisierung durchzuführen und Demonstrationsanlagen in großtechnischem Maßstab zu errichten. Noch grundsätzlich ungelöst sind die technischen und ökonomischen Möglichkeiten eines intermittierenden Betriebs von Elektrolyseuren und der Methanisierung wenn nur erneuerbarer Strom oder gar nur EE-Überschüsse genutzt werden sollen.

Erstes kommerzielles Einsatzfeld EE-basierter chemischer Energieträger kann aus ökonomischer Sicht der bodengebundene Verkehr sein. Dies ist vor allem dann zweckmäßig, wenn die Nutzung von EE-Strom für Elektromobilität bereits in größerem Umfang stattfindet, darüber hinaus aber weitere größere EE-Stromangebote genutzt und gegebenenfalls bestehende Reichweitenbegrenzungen batterieelektrischer Fahrzeuge überwunden werden sollen. Dies wird in den Szenarien 2011 – beginnend im Jahr 2030 – als Option abgebildet. Knappe Biokraftstoffe könnten dann beispielsweise für den Flugverkehr „reserviert“ werden.

Parallel kann darüber hinaus auf Grenzkostenbasis, ebenfalls beginnend ab etwa 2030, ausreichende Speicherkapazität im Wochenbereich für eine gesicherte EE-Stromversorgung bereitgestellt werden. Dabei würde Wasserstoff oder Methan mittels Gasturbinen oder in GuD-Anlagen wieder rückverstromt, wobei in möglichst hohem Ausmaß KWK-Anlagen (HKW, BHKW mit Gasmotoren oder Brennstoffzellen) zum Einsatz kommen sollten. Nähert man sich in einem 95%-THG-Minderungsszenario der EE-Vollversorgung, so kommt auch der Einsatz von EE-Wasserstoff oder EE-Methan für die Bereitstellung von Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme in Betracht. Bei einer EE-Vollversorgung werden beide Optionen der chemischen Speicherung und Nutzung von EE-Strom in größerem Umfang in den genannten Einsatzbereichen benötigt. Hierbei können sich die beiden Optionen EE-Wasserstoff und EE-Methan auch ergänzen: Wasserstoff kann zunächst als Zusatzgas bis zu wenigen Prozent direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden oder bedient nur spezielle Großverbraucher (Vor-Ort-Elektrolyseure und Speicher für Kraftwerke, Industrie, Tankstellen). Zu einem späteren Zeitpunkt wird für die Aufnahme weiterer EE-Strommengen die Konversion zu EE-Methan erforderlich, das dann die komplette Erdgasinfrastruktur nutzen kann.

4 Wesentliche Ergebnisse des Szenarios 2011 A

Auf der Basis des Szenarios 2011 A, das hinsichtlich des Energiebedarfs und des EE-Ausbaupfades die mittlere Variante der drei Hauptszenarien darstellt, wird hier der Transformationsprozess des Energieversorgungssystems Deutschlands hin zu einer nachhaltigen Struktur mit nur noch geringen Treibhausgasemissionen detailliert erläutert. Die Ergebnisse der Szenarien 2011 B, C sowie der zusätzlichen Varianten A' und THG95 werden im folgenden Kapitel 5 aus Gründen der Übersichtlichkeit nur hinsichtlich ihrer Abweichungen von Szenario 2011 A aufgeführt. Da alle Szenarien das Oberziel einer mindestens 80%igen Reduktion der Treibhausgase (bzw. 85%igen Reduktion der CO₂-Emissionen) erreichen, sind sie jedoch alle grundsätzlich gleich geeignet, den notwendigen Transformationsprozess voranzubringen. Alle Szenarien stützen sich ausschließlich (in leicht unterschiedlicher Gewichtung) auf den kontinuierlichen Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und auf eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität (Effizienz). Sie zeigen aber zugleich in ihren Unterschieden, dass die „EE-Effizienz-Strategie“ auf einem breiten Fundament von Struktur- und Technologieoptionen aufbaut und somit eine robuste Strategie darstellt. Hinsichtlich der erforderlichen Infrastrukturänderungen und der Gewichtung einzelner Technologien können prinzipiell mehrere Wege beschritten werden. Es kann heute nicht endgültig festgelegt werden, welche Strukturen und Technologien im Detail die Energiebedarfsdeckung des Jahres 2050 übernehmen werden. Wesentlich ist daher, einerseits die Offenheit technologischer Entwicklungen sicherzustellen, aber andererseits gleichzeitig die wichtigsten nächsten Schritte und die prinzipiell notwendigen Veränderungen zu identifizieren. Beides sollen die fünf hier untersuchten Szenarien leisten.

4.1 Übersicht über die gesamte Energieversorgung

4.1.1 Energetische Kenngrößen

Das Szenario 2011 A bildet den Transformationsprozess der Energieversorgung bis 2050 ab, der notwendig ist, wenn alle Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung möglichst genau erfüllt werden sollen. Einen ersten Überblick über die wichtigsten Kenngrößen des Szenarios zeigt Tabelle 4-1. Sie resultieren aus dem unterstellten volkswirtschaftlichen Aktivitätsniveau gemäß Tabelle 2-2 und der aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung im Energiekonzept der Bundesregierung angestrebten Reduktion der CO₂- bzw. der gesamten Treibhausgasemissionen. Diese Vorgaben verlangen aus Effizienz-sicht eine Reduktion des Primärenergieeinsatzes je Einheit Bruttoinlandsprodukt, der „Primärenergieintensität“ (PEV/BIP) auf 37% des heutigen Niveaus, die Stromintensität (STROM/BIP) sollte dabei auf etwa die Hälfte des heutigen Wertes sinken. Im Zusammenwirken mit dem Ausbau der EE sinken die CO₂-Emissionen bis 2050 um 85% des Wertes von 1990, die gesamten Treibhausgasemissionen um 81%. Das Szenario erfüllt damit die im Energiekonzept genannte Untergrenze einer Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 um 80%. Der einzelne Bürger verbraucht im Jahr 2050 mit 98,5 GJ/(Kopf · a) 43% weniger Primärenergie, aber mit 19,2 GJ/(Kopf · a) nur 17% weniger Strom. Wegen der Dominanz der EE am Primärenergieverbrauch des Jahres 2050 mit 53% sinken allerdings die Pro-Kopf-Emissionen von CO₂ auf 2,1 t CO₂/(Kopf · a), also auf ein Fünftel des heutigen Wertes. Die

gesamten THG-Emissionen sinken auf etwa ein Viertel und liegen dann bei jährlich 3,1 t CO_{2äq}/Kopf.

Aus den Eckdaten lassen sich die notwendigen Steigerungsraten der Energieproduktivität (BIP/Primärenergieeinsatz) ableiten. Im langjährigen Mittel (1990-2010) lag der Anstieg der (Primär-)Energieproduktivität mit 1,65%/a zwar über der mittleren Wachstumsrate des BIP von 1,35%/a, aber dieser geringfügige Unterschied reicht nicht für substantielle Verbrauchsenkungen. Im Szenario 2011 A wird daher von einer Anhebung der mittleren Steigerungsrate der (Primär-)Energieproduktivität auf durchschnittlich 2,8%/a zwischen 2011 und 2030 und auf durchschnittlich 2,2%/a zwischen 2031 und 2050 ausgegangen (Abbildung 4.1).

Tabelle 4-1: Die wichtigsten energetischen Kenngrößen des Szenarios 2011 A

	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergie (PJ/a)	14537	14216	14044	12626	11383	10245	9287	8176	7267
Endenergie (PJ/a)	9239	9098	9060	8521	7991	7386	6820	5992	5236
- davon Strom (PJ/a)	1864	1886	1859	1814	1742	1681	1619	1526	1415
(Strom in TWh/a)	518	524	516	504	484	467	450	424	393
CO ₂ -Emissionen (Mio t CO ₂ /a) (Energie + Industrieprozesse)	822	797	779	647	521	468	365	249	154
Gesamte THG-Emissionen (einschl. LULUCF); Mio. t CO _{2äq} /a	1013	988	943	794	644	581	466	337	229
PEV/BIP (GJ/1000 EUR)	6,841	6,243	6,247	5,426	4,671	4,045	3,528	2,851	2,301
END/BIP (GJ/1000 EUR)	4,348	3,996	4,030	3,662	3,279	2,916	2,591	2,089	1,658
STROM/BIP (GJ/1000 EUR)	0,877	0,828	0,827	0,780	0,715	0,664	0,615	0,532	0,448
PEV/BIP (2008 = 100)	109,6	100,0	100,1	86,9	74,8	64,8	56,5	45,7	36,9
END/BIP (2008 = 100)	108,8	100,0	100,9	91,6	82,1	73,0	64,9	52,3	41,5
STROM/BIP (2008 = 100)	105,9	100,0	99,8	94,1	86,3	80,1	74,3	64,2	54,1
CO ₂ (1990=100; 1000 Mio. t/a)	82,2	79,7	77,9	64,7	52,1	46,8	36,5	24,9	15,4
THG (1990=100; 1211 Mio. t/a)	83,6	81,6	77,9	65,6	53,2	48,0	38,5	27,8	18,9
PEV/Kopf (GJ/a)	176,2	173,2	172,0	156,0	141,5	128,2	117,4	108,4	98,5
END/Kopf (GJ/a)	112,0	110,8	111,0	105,3	99,3	92,4	86,2	79,4	71,0
STROM/Kopf (GJ/a)	22,6	23,0	22,8	22,4	21,6	21,0	20,5	20,2	19,2
CO ₂ /Kopf (t/a)	10,0	9,7	9,5	8,0	6,5	5,9	4,6	3,3	2,1
THG/Kopf (t/a)	12,3	12,0	11,6	9,8	8,0	7,3	5,9	4,5	3,1
BIP/PEV (EUR/GJ)	146	160	160	184	214	247	283	351	435
BIP/END (EUR/GJ)	230	250	248	273	305	343	386	479	603
BIP/STROM (EUR/GJ)	1140	1207	1209	1283	1399	1507	1626	1879	2232
BIP/PEV (2008 = 100)	91,3	100,0	99,9	115,1	133,7	154,4	176,9	219,0	271,3
BIP/END (2008 = 100)	91,9	100,0	99,1	109,1	121,9	137,0	154,2	191,2	241,0
BIP/STROM (2008 = 100)	94,4	100,0	100,2	106,3	115,9	124,8	134,7	155,7	184,9

Im Gegensatz zu früheren Untersuchungen mit der Annahme einer deutlich stärkeren volkswirtschaftlichen Wachstumsdynamik [BMU 2008; EWI 2010] stellt das zwar eine gewisse Entlastung bzgl. der Anforderungen an die Steigerung der Energieproduktivität dar, trotzdem verlangt die um 70% erhöhte Steigerungsrate (2011-2030 gegenüber 1990-2010) eine deutliche Intensivierung von Effizienzbemühungen im Umwandlungssektor und allen Ver-

brauchssektoren. Auch nach 2020/2030 dürfen die Effizienzanstrengungen nicht nachlassen, damit ein kontinuierlicher Rückgang des absoluten Primärenergieeinsatzes auf rund 50% des heutigen Niveaus erreicht werden kann.

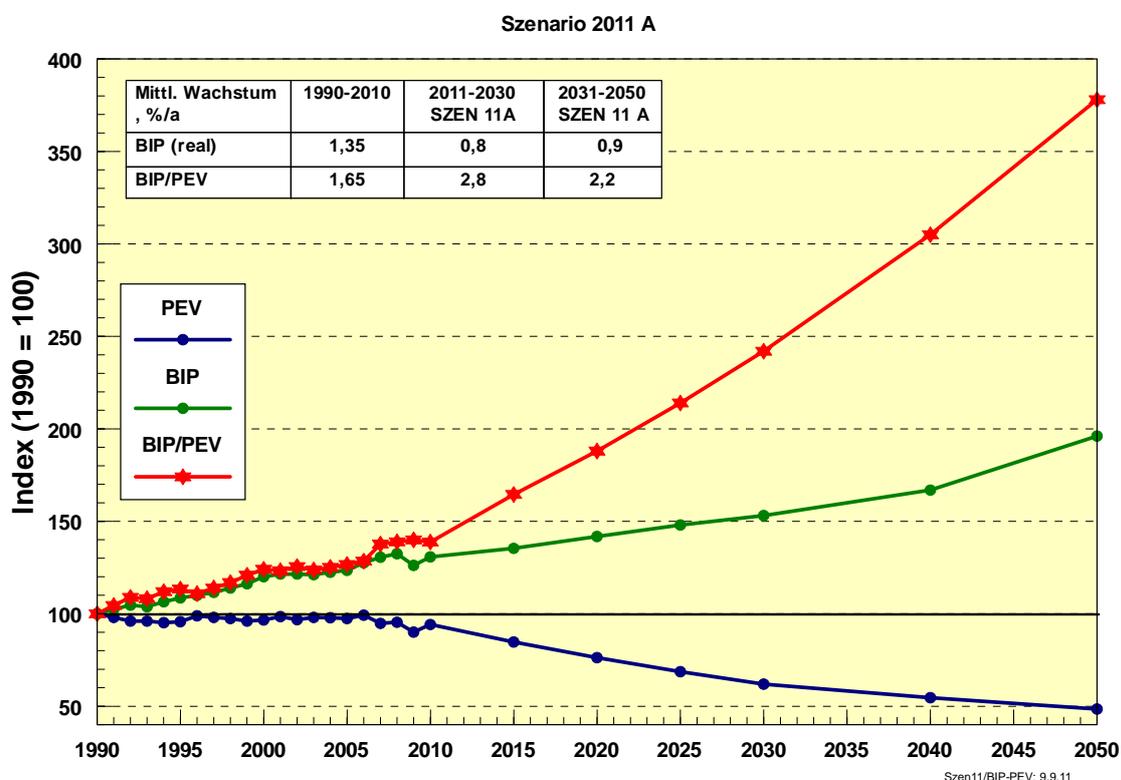


Abbildung 4.1: Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 =100) [BMWi 2011] und Annahmen für die Szenarien 2011

Die Reduktion setzt sich aus Effizienzgewinnen im Umwandlungssektor durch dessen Umstrukturierung hin zu erneuerbaren Energien und durch Effizienzsteigerungen im Endenergiebereich zusammen (Abbildung 4.2). Der Endenergieverbrauch sinkt daher auch geringer als der Primärenergieverbrauch und beträgt im Jahr 2050 mit 5236 PJ/a noch 58% des Wertes von 2010 (9060 PJ/a). Die in den einzelnen Sektoren unterstellten Annahmen zur Effizienzsteigerung, die in den Szenarien zu diesen Ergebnissen führen, werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert. Überproportional sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD (-52%) und der Privaten Haushalte (-48%) wegen der großen Effizienzpotenziale im Raumheizungsbereich, der für 65% des gesamten Energieeinsatzes dieser Sektoren verantwortlich ist. Der Endenergieverbrauch im Verkehr sinkt um 40% und derjenige der Industrie um 33%.

Im Umwandlungsbereich verschwinden die thermischen Verluste der Strombereitstellung weitgehend, die heute rund 2900 PJ/a (= 21% des PEV) betragen. Grund ist insbesondere die Dominanz der EE-Stromerzeugung aus Sonne, Wind und Wasser, die im Verhältnis 1:1 als Primärenergie bewertet wird (Wirkungsgradmethode). Zudem erfolgt verbleibende thermische Stromerzeugung in 2050 zu zwei Dritteln in Kraft-Wärme-Kopplung mit entsprechend geringen Wärmeverlusten; schließlich sind auch die verbleibenden Kondensationskraftwerke

sehr effizient. Die übrigen Umwandlungsverluste bleiben annähernd unverändert. Die sinkende Verluste der Kohle-, Öl- und Erdgasbereitstellung werden ersetzt durch wachsende Verluste bei der Biomassenutzung und ab 2040 auch durch die Verluste der Wasserstoff- (bzw. Methan-) Herstellung aus EE-Strom.

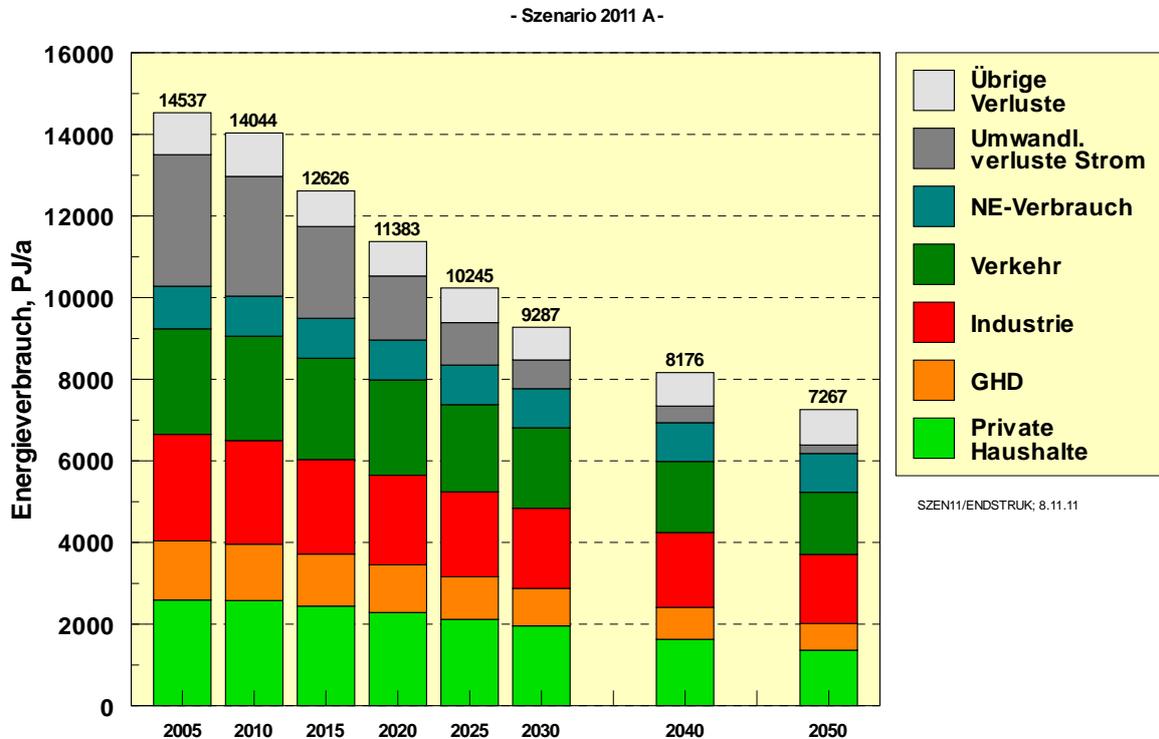
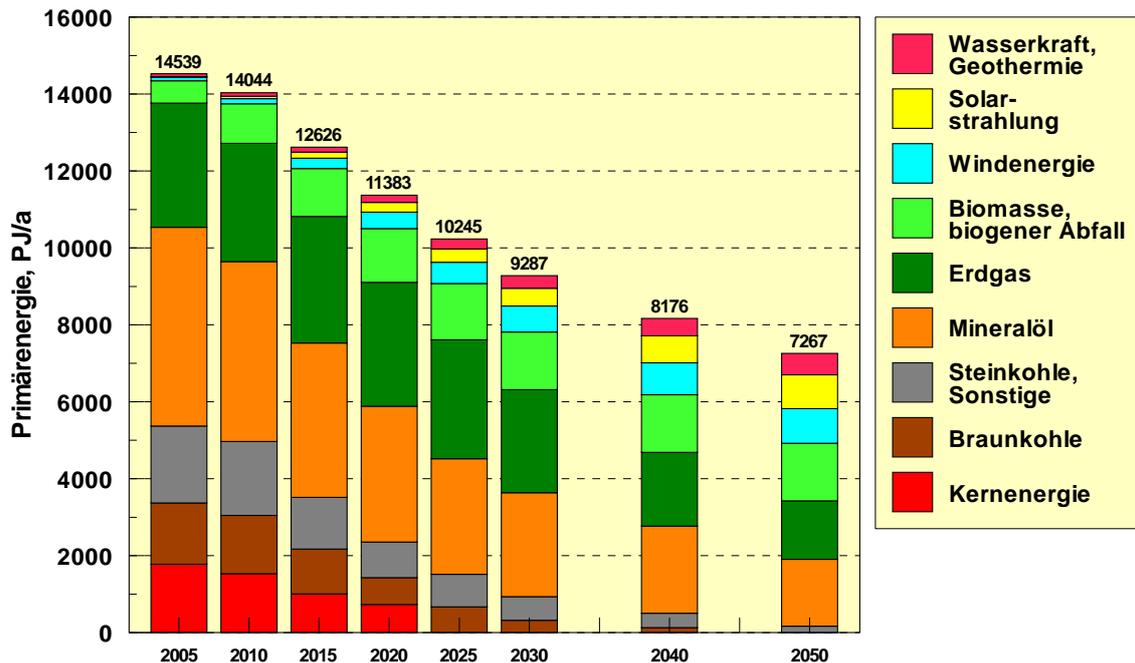


Abbildung 4.2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und des Verbrauchs im Umwandlungsbereich im Szenario 2011 A (vgl. auch Abbildung 2.1)

Der in 2050 gegenüber 2010 um 48% reduzierte Primärenergieverbrauch (7267 PJ/a) wird dann zu 53% durch EE gedeckt. Ohne den nichtenergetischen Verbrauch fossiler Energieträger in Höhe von 950 PJ/a sind es sogar 61%.

Die importierte Energiemenge belief sich im Jahr 2010 auf rund 10100 PJ/a, die Importquote lag bei 72% [AGEB 2011a]. Importiert werden derzeit 72% der Steinkohle, 99% des Mineralöls, 81% des Erdgases und 100% des Urans. Bis 2020 verringert sich die Importmenge (bei 100%-igem Import von Öl, 90%-igem Import von Erdgas und 80%-igem Import von Steinkohle) bereits auf 7900 PJ/a. Wegen des deutlichen Rückgangs des Gesamtverbrauchs sinkt die Importquote sinkt allerdings nur gering auf 69%. Nach 2020 erfolgt ein weiterer deutlicher Rückgang der Energieträgerimporte. Im Jahr 2050 werden mit 3377 PJ/a fossilem Energieimport noch 34% der heutigen Menge importiert, was dann einer Importquote von 46% entspricht. Dies sind zu etwa gleichen Teilen Mineralöl und Erdgas; Kohle wird kaum noch benötigt (Abbildung 4.3). Damit verringert sich auch die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung deutlich. Hinzu kommt ein importierter Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund in Höhe von 223 PJ/a (entsprechend 62 TWh/a Strom). Die gesamte Importquote beträgt somit knapp 50%. Der Beitrag der importierten EE am Gesamtverbrauch ist mit 3% (am Stromverbrauch 11%) gering und kann als sehr erwünschte, da politisch stabilisierende internationale Kooperation angesehen werden (vgl. Kapitel 8).

- Szenario 2011 A -



Bilanz nach Wirkungsgradmethode

Abbildung 4.3: Struktur des Primärenergieeinsatzes im Szenario 2011 A nach Energieträgern

Der Rückgang der fossilen Energien geschieht unterschiedlich rasch. Im Jahr 2030 werden nur noch 31% der Steinkohlemenge und 21% der Braunkohlemenge, aber noch 58% der Mineralölmenge und 87% der Erdgasmenge von 2010 benötigt. Damit ist eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden. Im Jahr 2050 lauten die entsprechenden Werte für Steinkohle 8%, für Mineralöl 37% und für Erdgas 49%. Braunkohle wird nicht mehr eingesetzt.

Von besonderem Interesse ist die Höhe und die Struktur des Erdgasverbrauchs (Abbildung 4.4). Ein langfristig deutlicher Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung und dort insbesondere in der effizienten KWK ist ein wichtiger Bestandteil einer wirksamen Reduktionsstrategie von CO₂ und ermöglicht es gleichzeitig, die steigenden Anforderungen an einen sehr viel flexibleren konventionellen Kraftwerkspark zu bewältigen. Damit sich längerfristig trotzdem ein deutlicher Rückgang der Erdgasnachfrage einstellt, muss zeitgleich das Einsparpotenzial von Erdgas im Wärmebereich ausgeschöpft werden. Derzeit werden 68% des Erdgases zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt, 40% allein für Raumheizung und Warmwasser. Der Einsatz in Kraftwerken und KWK-Anlagen beläuft sich mit 900 PJ/a auf lediglich 29%. Der deutliche Ausbau der KWK und der zukünftige Bedarf von Gas für GuD-Kraftwerke führen bis 2025 zu einem Anstieg des Erdgasverbrauchs im Stromsektor auf 1150 PJ/a. Wegen des parallelen Rückgangs im Raumwärmebereich bleibt die Gesamtnachfrage etwa konstant. Ab 2040 wird Erdgas bis auf den Bedarf in gasgefeuerten Kondensationskraftwerken (Gasturbinen und GuD) vorwiegend nur noch in KWK-Anlagen und im industriellen Prozesswärmebereich eingesetzt. Im Jahr 2050 hat sich der Erdgasbedarf gegenüber heute etwa halbiert.

- Szenario 2011 A -

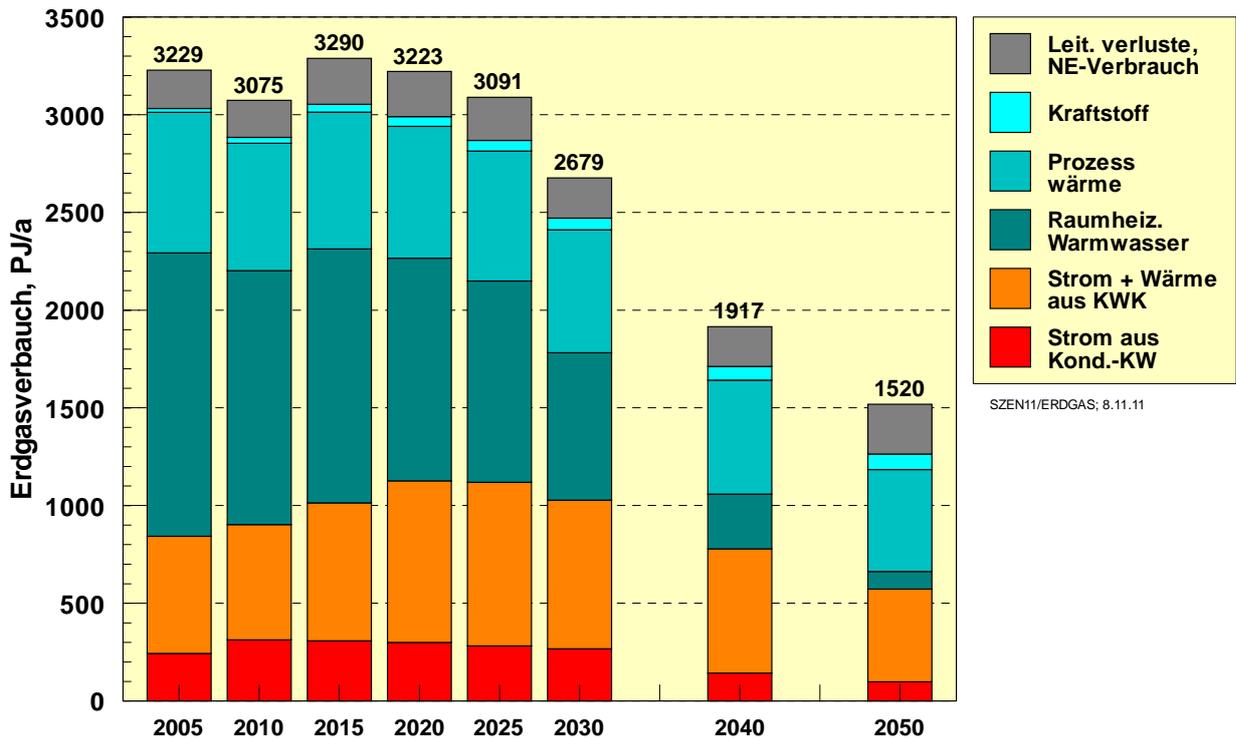


Abbildung 4.4: Entwicklung des Erdgasverbrauchs und seiner Struktur im Szenario 2011 A

Zwischen 1990 und 2010 wurden die energiebedingten CO₂-Emissionen um rund 22% reduziert und beliefen sich im Jahr 2010 auf 779 Mio. t CO₂/a. Im Szenario 2011 A werden bis 2050 gegenüber 2010 weitere 625 Mio. t CO₂/a vermieden (Abbildung 4.5), womit sich die vermiedenen CO₂-Emissionen auf insgesamt 846 Mio. t/a summieren. Dargestellt sind in der Abbildung die Summenwerte aus beiden Strategieelementen, der weiteren Effizienzsteigerung und dem EE-Ausbau. Der ausgewogene Beitrag beider Strategien wird benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. Wegen der notwendigen Kompensation des Kernenergieerückbaus ist die (Netto-) Reduktion im Strombereich zunächst begrenzt; sie summiert sich bis 2025 auf 130 Mio. t CO₂/a. Es tritt in der Gesamtbilanz von Effizienzsteigerung, KWK-Ausbau und EE-Ausbau aber trotzdem eine merkliche Verringerung der CO₂-Emissionen im Stromsektor auf. Von der zwischen 2011 und 2020 erreichten gesamten CO₂-Reduktion in Höhe von 258 Mio. t/a bewirken der Stromsektor 128, der Wärmesektor (ohne Stromanteil) 101 und der Verkehrssektor (ohne Stromanteil) 29 Mio. t CO₂/a. Damit werden im Jahr 2020 noch 521 Mio. t CO₂/a emittiert, die relative Minderung gegenüber 1990 liegt bei 48%. Nach 2020 nimmt die CO₂-Minderung im Strom- und im Wärmesektor rasch weiter zu. Ersterer stellt 2050 mit 260 Mio. t CO₂/a den höchsten Minderungsbeitrag, knapp gefolgt vom Wärmesektor mit 244 Mio. t CO₂/a. Wegen des Kernenergieerückbaus und der damit einhergehenden langsameren Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor bis 2025 ist die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mittelfristig von großer Bedeutung für das Erreichen des Zwischenziels 2020. Der Reduktionsbeitrag des Kraftstoffsektors erreicht bis 2050 einen Wert von 120 Mio. t/a. Im Jahr 2050 werden mit 154 Mio. t CO₂/a noch 15,4% der Emissionen des Jahres 1990 verursacht.

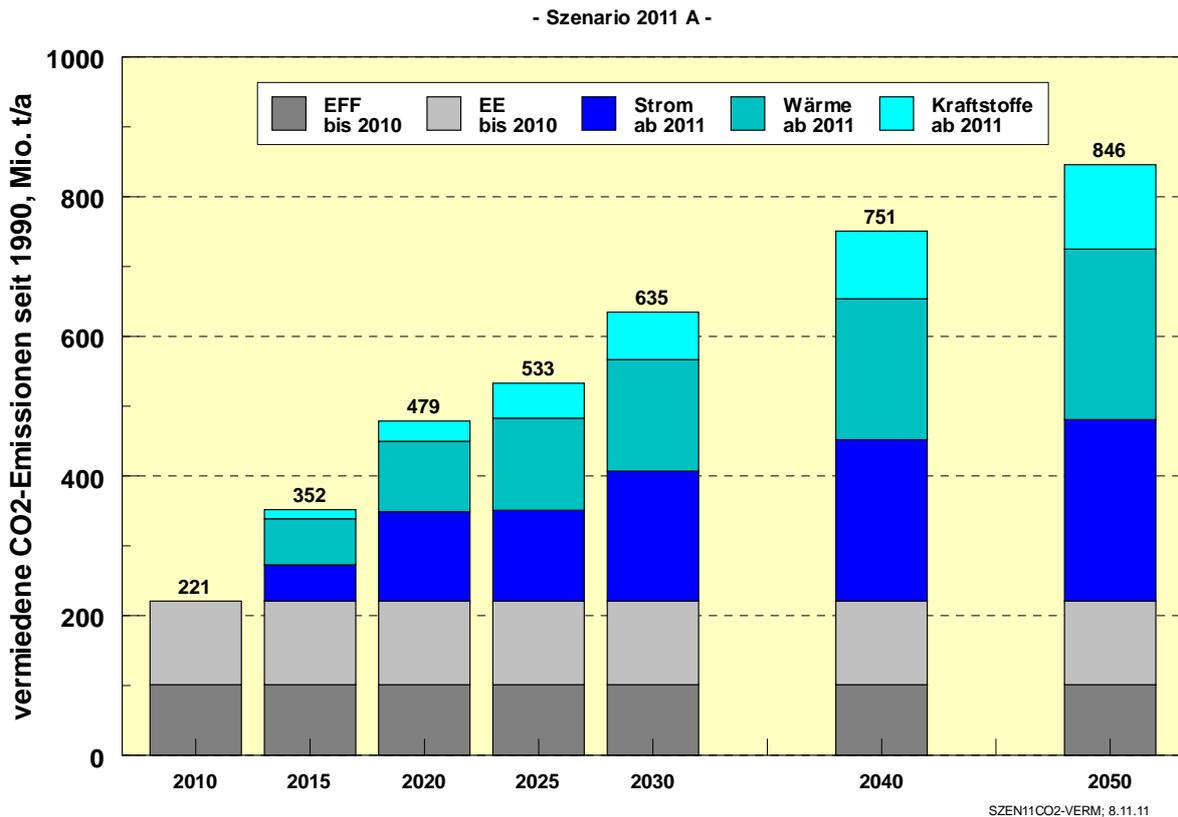


Abbildung 4.5: Vermiedene energiebedingte CO₂-Emissionen ab 2011 im Szenario 2011 A nach Nutzungsbereichen und der zwischen 1990 und 2010 vermiedenen Emissionen durch Effizienzsteigerung und EE-Ausbau

Die zukünftige Entwicklung nichtenergiebedingter CO₂-Emissionen (Industrieprozesse, Landnutzung) und der übrigen Treibhausgase (Methan, Lachgas, weitere) wurde in der vorliegenden Studie nicht explizit ermittelt. Es wurde auf die detaillierten Ausführungen in [WWF 2009] zurückgegriffen, um diese Daten hier näherungsweise abzuschätzen. Diese beiden Segmente machten 2009 mit 166 Mio. t CO_{2eq}/a rund 18% der gesamten Treibhausgasemissionen aus (1990: 1211 Mio. t CO_{2eq}/a; 2009: 920 Mio. t CO_{2eq}/a, einschl. LULUCF¹²; näherungsweise für 2010: 943 Mio. t CO_{2eq}/a). Sie verringern sich bis 2020 gegenüber 1990 um 47%. Bis 2050 gelingt im Szenario 2011 A eine Reduktion um 81% auf insgesamt 229 Mio. t CO_{2eq}/a.

4.1.2 Der Beitrag der erneuerbaren Energien

Im Energiekonzept der Bundesregierung ist klargestellt worden, dass erneuerbare Energien in absehbarer Zeit die Hauptsäule der zukünftigen Energieversorgung darstellen sollen und längerfristig eine Vollversorgung mit ihnen angestrebt wird. Deshalb ermitteln die Szenarien 2011 im Besonderen, wie die Ausbaupfade der EE gestaltet werden müssen, damit sie diesem Anspruch gerecht werden können. Im Szenario 2011 A erreichen die EE im Jahr 2020 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 20% (Wirkungsgradmethode), bezogen

¹² LULUCF = CO₂-Emissionen durch Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft; 1990 = -20 Mio. t CO₂/a; 2009 = +25 Mio. t/a [UBA 2010b]

auf den gesamten Endenergieverbrauch beträgt ihr Anteil 22,8% (ohne nicht-energetischen Anteil 21,7%). Nach 2020 beginnen die EE sich in ihrer Gesamtheit zur dominierenden Energiequelle zu entwickeln. Ihr Primärenergieanteil steigt auf 32% (35,7%) im Jahr 2030 und beläuft sich 2050 auf knapp 53% (61%). Ihr Anteil am Endenergieverbrauch liegt jeweils höher. Im Jahr 2030 kommt bereits ein Drittel der gesamten Endenergie aus EE, 2050 sind es 59%¹³.

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Maße zum Anteil der EE an der Energieversorgung bei, mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich (Tabelle 4-2). Im Jahr 2020 decken die EE 41% des Bruttostromverbrauchs (bzw. ca. 47% des Endenergieverbrauchs an Strom), 18,4% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil)¹⁴ und 11,8% des gesamten Kraftstoffbedarfs. Im Jahr 2030 beträgt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bereits 63%. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 85% (Bruttostromverbrauch) aus EE bereitgestellt. Im Wärmebereich wird mit 52% gut die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Auch im Verkehr ist der Beitrag der EE mit 42% des gesamten Kraftstoffbedarfs bereits beträchtlich.

Anhand der vermiedenen CO₂-Emissionen kann in Verbindung mit Abbildung 4.5 die jeweilige Bedeutung der Teilstrategien „Effizienz“ und „EE-Ausbau“ am Klimaschutz abgeleitet werden. Mit kleinen Abweichungen ist ihr Beitrag etwa gleichgewichtig. In der Gesamtbilanz werden im Jahr 2050 durch EE rund 400 Mio. t CO₂/a gegenüber 1990 vermieden, mittels Effizienzsteigerung wird eine Emissionsminderung von 446 Mio. t CO₂/a erreicht.

Die deutliche Effizienzsteigerung des gesamten Energieumsatzes in den Szenarien erleichtert es auch, das durch die neue EU-Richtlinie zum Ausbau der EE für Deutschland vorgegebene Ziel eines Anteils von 18% am Bruttoendenergieverbrauch des Jahres 2020 mit 22% deutlich zu übertreffen. Da die Strategie der Effizienzsteigerung auch nach 2020 weitergeführt wird (die Energieproduktivität in 2050 liegt dann beim knapp Vierfachen des Wertes von 1990), wird der weitere Anstieg der EE-Anteile auch von der Seite der Energienachfrage maßgeblich beeinflusst. Würde z. B. die (Primär-) Energieproduktivität bis 2020 durchschnittlich nur wie bisher mit 1,65%/a steigen, sänke der EE-Anteil am Primärenergieverbrauch in 2020 um etwa 2 Prozentpunkte bzw. es müsste der EE-Beitrag zur Primärenergie um 260 PJ/a höher ausfallen, wenn der Anteil von 20% gehalten werden soll.

Abbildung 4.6 zeigt, dass im Szenario 2011 A die deutlichen Wachstumstendenzen der EE seit Anfang des Jahrhunderts unvermindert weitergeführt werden; sie schwächen sich erst nach 2030 etwas ab. Bis 2020 verdoppelt sich ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2010 nahezu auf 1822 PJ/a. Bis 2030 steigt der EE-Beitrag auf das 2,5-fache (2431 PJ/a); im Jahr 2050 wird mit 3073 PJ/a gut die dreifache Energiemenge im Vergleich zu 2010 aus EE bereitgestellt.

¹³ Die europäischen EE-Ausbauziele werden auf den Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) bezogen (vgl. Fußnote zur Tabelle). Derzeit ist in Deutschland der BEEV ca. 4% höher als der Endenergieverbrauch.

¹⁴ Der in Tabelle 4-2 und den entsprechenden Tabellen für die anderen Szenarien 2011 dargestellte EE-Anteil an der Endenergie für Wärme ist im Vergleich zu [AGEE-Stat 2011] und dem EEWärmeG anders definiert. In dieser Studie wird die EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf den gesamten Endenergiebedarf Wärme ohne den Stromeinsatz bezogen, um innerhalb der Tabelle Doppelzählungen zu vermeiden. Zusätzlich ist am Tabellenende der EE-Anteil entsprechend der Definition in [AGEE-Stat 2011] und dem EEWärmeG angegeben. Dort werden die EE-Wärmebeiträge als EE-Endenergie ohne Stromeinsatz auf den gesamten Endenergiebedarf Wärme einschließlich Stromeinsatz bezogen.

Tabelle 4-2: Eckdaten des Szenarios 2011 A, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13427	14044	11383	9287	8176	7267
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2270	2969	3483	3840
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	19,9	32,0	42,6	52,8
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,7	35,7	48,4	61,1
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	7991	6820	5992	5236
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1822	2431	2827	3073
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	22,8	35,6	47,2	58,7
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	22,0	34,3	45,5	56,5
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1782	1859	1742	1619	1526	1415
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	820	1094	1197	1214
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	47,1	67,6	78,4	85,8
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4429	4703	3999	3377	2912	2517
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1157	1317
Anteil EE, % ^{*)}	8,1	10,0	10,4	18,4	28,9	39,7	52,3
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2249	1824	1554	1304
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	360	473	542
Anteil EE, % ^{**)}	5,3	4,9	5,2	11,8	19,7	30,4	41,6
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	573	558	572	584
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	235	351	434	496
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,9	62,9	75,8	84,9
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,7	59,5	67,7	74,3
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11383	9287	8176	7267
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2270	2969	3483	3840
Mineralöl	4904	4635	4678	3534	2704	2271	1740
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	935	505	166
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3223	2679	1917	1520
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8382	6318	4693	3427
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	521	365	249	154
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	47,9	63,5	75,1	84,6
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	220	303	361	396
THG-Emissionen, Mio. t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	644	466	337	229
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	46,8	61,6	72,2	81,1

***) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, %** **7,6** **8,9** **10,2** **16,4** **25,9** **35,3** **46,1**

*****) Anteil EE an Endenergie Verkehr, %** **5,5** **5,1** **5,4** **13,7** **24,8** **37,2** **49,4**

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch

²⁾ Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

³⁾ jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)

⁴⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁵⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherzeugung

⁶⁾ einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff

⁷⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo

⁸⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁹⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

- Szenario 2011 A -

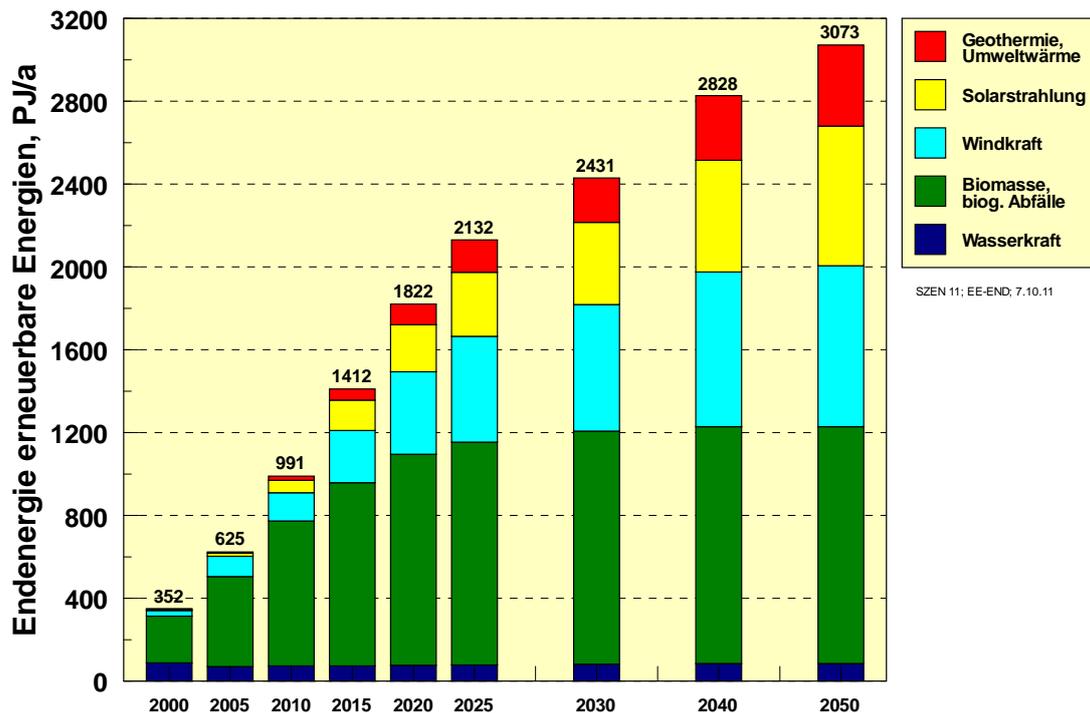


Abbildung 4.6: Endenergiebeitrag (Strom, Wärme, Kraftstoffe) erneuerbarer Energien nach Energiequellen im Szenario 2011 A *)

*) Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011], Stand Juli 2011

Der dominierende Beitrag der Biomasse an der EE-Endenergie (2010 = 71%, einschl. biogener Abfälle) bleibt auf absehbare Zeit noch bestehen. Im Jahr 2020 beträgt ihr Anteil noch 56%, im Jahr 2030 noch 46%. Danach sind aber ihre Potenziale ausgeschöpft, während das Wachstum der anderen erneuerbaren Energiequellen anhält. Ihr relativer Beitrag sinkt bis zum Jahr 2050 auf 37%, wobei aber ihr absoluter Beitrag dann mit 1140 PJ/a noch immer über den einzelnen Beiträgen der anderen erneuerbaren Energiequellen liegt. Die Windenergie steigert ihren Beitrag an der EE-Endenergie stetig und erreicht im Jahr 2030 mit 675 PJ/a einen relativen Anteil von 28%. Mit rund 800 PJ/a hält sie diesen Anteil auch im Jahr 2050.

Längerfristig übernimmt vor allem die Solarstrahlung (Photovoltaik, Solarkollektoren, Solarstrom aus dem europäischen Verbund) die Wachstumsdynamik. Während ihr relativer Beitrag zur EE-Energiebereitstellung derzeit mit 5% noch sehr gering ist, kommt sie im Jahr 2030 mit dann 400 PJ/a bereits auf 16%. Im Jahr 2050 ist ihr Beitrag mit dem der Windenergie vergleichbar. Der Beitrag der Geothermie (einschließlich Wärmepumpen) beläuft sich im Jahr 2030 mit knapp 200 PJ/a auf 8% und steigt bis 2050 auf 13%. Im Jahr 2050 tragen die verschiedenen EE-Quellen sehr viel ausgewogener zum Energie-Mix bei, als dies heute mit der Dominanz der Biomasse (bezogen auf die gesamte Endenergie) der Fall ist. Anzumerken ist schließlich, dass zu diesem Zeitpunkt die technisch-strukturellen Potenziale der Windenergie, der Erdwärme und insbesondere der Solarenergie bei weitem noch nicht ausgeschöpft sind.

4.2 Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050

Für die energiepolitische Diskussion ist die Stromerzeugung wegen der großen Bedeutung einer jederzeit gesicherten Stromversorgung für die Volkswirtschaft, den unterschiedlichen Interessenlagen wichtiger Akteure, der gegenwärtigen Diskussion um den Ersatz der Kernkraftwerkskapazitäten, die Anpassung der konventionellen Kraftwerke und den notwendigen raschen Stromnetzausbau von besonderem Gewicht. Die hohe Wachstumsdynamik der EE speziell in diesem Sektor sowie der fluktuierende Charakter der meisten EE-Energiequellen, der an die Integration in die Stromversorgung und an die Stromnetze höhere Ansprüche als die Nutzung direkt speicherbarer Energien stellt, sind zentrale Diskussionspunkte, die derzeit auf großes Interesse in der Fachwelt und der Öffentlichkeit stoßen.

4.2.1 Sektoraler und Bruttostromverbrauch

Das Szenario 2011 A erfüllt die Vorgabe des Energiekonzepts der Bundesregierung, den „Stromverbrauch“ bis 2050 gegenüber 2008 um 25% zu reduzieren. Da in diesem Verbrauch, wie in Abschnitt 3.1 erläutert, auch der Stromverbrauch für einen 50%igen Anteil der Elektromobilität am Individualverkehr eingeschlossen ist, entspricht dies einer Reduktion für die „konventionellen“ Verbraucher um rund 33%. Der Endenergieverbrauch an Strom (EEV-S) geht damit von derzeit (2010) 516 TWh bis zum Jahr 2050 auf 393 TWh zurück. Bis zum Jahr 2020 wird eine Reduktion des EEV-S von 8% gegenüber 2008 erreicht. In Abbildung 4.7 wird sichtbar, dass gegenüber der bisherigen Entwicklung des EEV-S in Zukunft eine deutliche Trendwende eintreten muss, wenn man die Zielsetzung des Energiekonzepts verwirklichen will.

Neben dem Endenergieverbrauch an Strom in den Verbrauchssektoren tragen zum Bruttostromverbrauch (BSV) von derzeit 610 TWh (2010) vor allem Leitungsverluste (30 TWh), der Eigenverbrauch von Kraftwerken (38 TWh) und der Stromverbrauch der Mineralölwirtschaft und des Kohlebergbau (14 TWh), die statistisch nicht zum Endenergieverbrauch gezählt werden, bei. Während Eigenverbrauch und nicht-energetischer Stromverbrauch im Szenario 2011 A bis 2050 leicht zurückgehen, nehmen Leitungsverluste leicht zu. Insgesamt reduziert sich dieser Beitrag von derzeit 90 TWh/a auf 80 TWh/a im Jahr 2050.

Wegen der sich wandelnden Rolle von Strom in einer zukünftigen überwiegend auf EE basierenden Energieversorgung koppelt sich der Bruttostromverbrauch dennoch mittelfristig vom Endenergieverbrauch ab. Beginnend ab etwa 2030 werden EE-Stromüberschüsse nicht nur in konventionellen Stromspeichern (z. B. Pumpspeichern), sondern in steigendem Ausmaß auch chemisch als Wasserstoff (Szenario 2011 A) oder als Methan (Szenario 2011 B) gespeichert. Im Szenario 2011 A werden in 2050 dafür 110 TWh/a eingesetzt. Der chemische Energieträger wird je nach Nutzungsstrategie in unterschiedlichem Ausmaß in anderen Verbrauchssektoren genutzt – wo er fossile Energieträger verdrängt – und teilweise wieder in thermischen Kraftwerken „rückverstromt“ (möglichst unter Ausnutzung der Abwärme in KWK). Im Szenario 2011 A erreicht der Bruttostromverbrauch nach einem Minimum im Jahr 2030 mit 556 TWh/a in 2050 eine Höhe von 583 TWh/a, liegt also nur um 4% unter dem heutigen Wert (Abbildung 4.7).

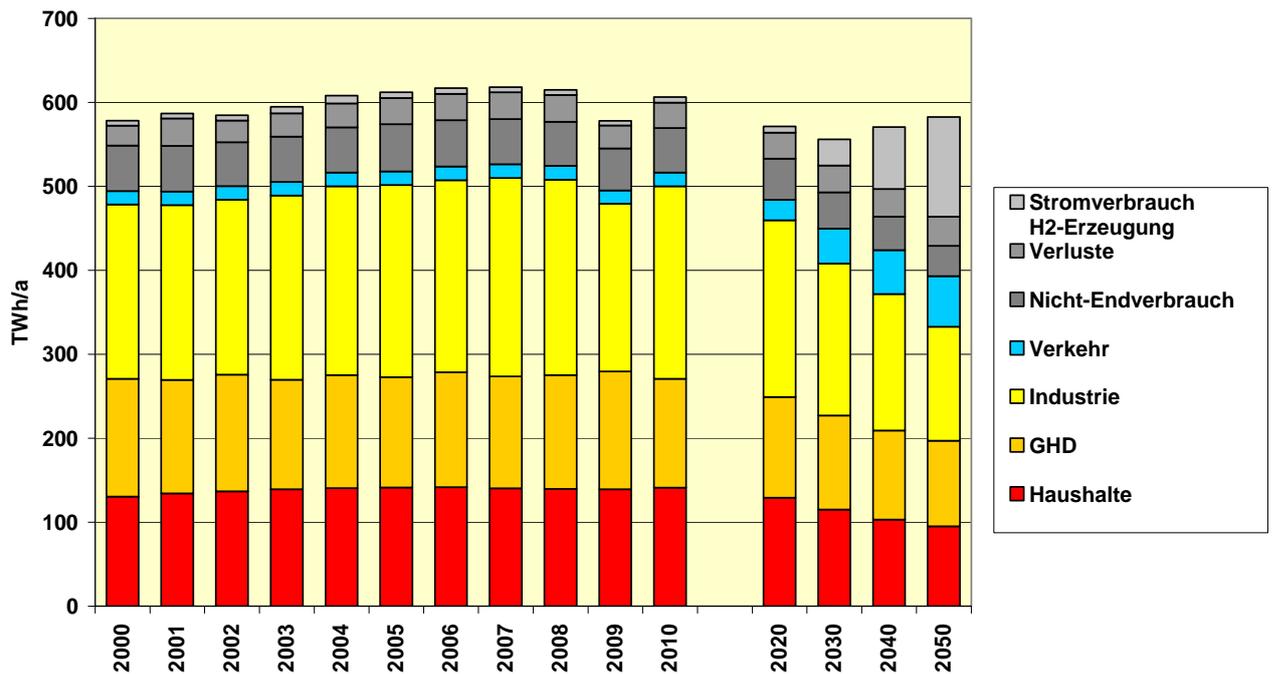


Abbildung 4.7: Szenario 2011 A: Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom (in TWh/a) in den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr sowie der zusätzlichen Komponenten zum Bruttostromverbrauch *)

*) Stromverbrauch H₂-Erzeugung: Stromeinsatz Elektrolyse für Speichierzwecke und H₂ als Kraftstoff; Verluste: Speicher- und Leitungsverluste, Nicht-Endenergieverbrauch: Eigenverbrauch Kraftwerke und nicht-energetischer Stromverbrauch im Umwandlungssektor

Die Verbrauchssektoren sind in unterschiedlichem Ausmaß gefordert, Effizienzsteigerungen im Stromverbrauch umzusetzen. Für den Zeitraum 2010 bis 2050 geht das Szenario 2011 A von einem Rückgang des Stromverbrauchs **privater Haushalte** von 141 TWh um 32% auf 95 TWh aus. Der bis 2050 erwartete Bevölkerungsrückgang trägt dabei signifikant zur Reduktion des Stromverbrauchs bei, denn der Pro-Kopf-Verbrauch an Strom in privaten Haushalten reduziert sich im selben Zeitraum nur um 24% (-0,7% pro Jahr), obwohl in zunehmendem Maße elektrische Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in Wohnhäusern eingesetzt werden. Um diese anvisierte Minderung des Stromverbrauchs in privaten Haushalten zu realisieren, ist allerdings eine deutliche Umkehr der Zunahme des Pro-Kopf-Stromverbrauchs zwischen 2000 und 2010 von durchschnittlich +0,8% pro Jahr erforderlich (Abbildung 4.8). Im Vergleich zu den in der Abbildung aufgeführten anderen Untersuchungen zur Steigerung der Stromeffizienz [EWI 2010; WWF 2009] liegen die Annahmen für das Szenario 2011 A in der Mitte der ermittelten Bandbreite.

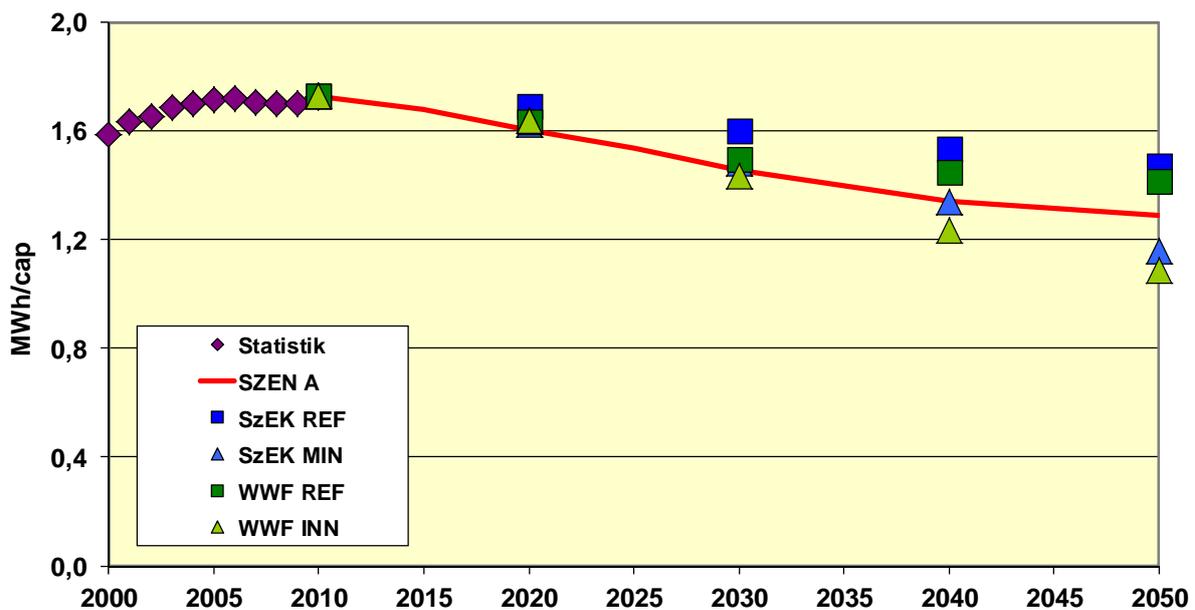


Abbildung 4.8: Entwicklung des Pro-Kopf-Verbrauchs an Strom (Endenergie) in privaten Haushalten für die Szenarien 2011, die Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ *) aus [EWI 2010] (SzEK)

*) Das Szenario „Minimal“ der Szenarien für das Energiekonzept kombiniert für die vorliegende Untersuchung die Teil-Szenarien für den Stromverbrauch der Sektoren Industrie, GHD, private Haushalte und Verkehr, die jeweils den geringsten Endenergieverbrauch an Strom der in [EWI 2010] diskutierten Szenarien aufweisen. Für die Sektoren „private Haushalte“, GHD und Industrie ist das das Szenario IB, im Verkehr die Szenarien IIA/B und IIIA/B, die alle denselben Stromverbrauch im Verkehr ausweisen.

Im Szenario A verzeichnet der **Industriesektor** einen Rückgang des Endenergieverbrauchs an Strom um 38% zwischen 2010 (219 TWh) und 2050 (136 TWh). Da gleichzeitig eine Zunahme der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes von 23% erwartet wird, muss die Intensität des Stromverbrauchs im selben Zeitraum um über 50% sinken (im Mittel 1,9% pro Jahr). Zum Vergleich: Im Zeitraum 2003 bis 2010 stagnierte die mittlere Produktivität der Industrie (Abbildung 4.9). Diese lang anhaltende Steigerung erfordert – wie auch die anderen aufgeführten Untersuchungen zeigen (SzEK MIN und WWF INN) – höchste Anstrengungen in die Industrie.

Zwischen 2010 und 2050 geht das Szenario A von einer Reduktion des EEV-S im **GHD-Sektor** von 140 TWh auf 102 TWh im Jahr aus. Das entspricht einer mittleren Abnahme des Stromverbrauchs von 0,8% pro Jahr trotz der zu erwartenden steigenden Wirtschaftsleistung und entgegen dem Trend eines stagnierenden Stromverbrauchs in den letzten Jahren. Die Stromintensität (bezogen auf EEV-S) der Brutto-Wertschöpfung des GHD-Sektors nahm im Zeitraum 2000 bis 2010 allerdings um insgesamt 13% ab, im Mittel um 1,4%/a. Im Szenario 2011 A wird dieser Trend mit durchschnittlich 1,5%/a zwischen 2010 und 2050 fortgeschrieben (Abbildung 4.10). Ähnlich wie bei privaten Haushalten liegt die angenommene Entwicklung in der Mitte der Bandbreite.

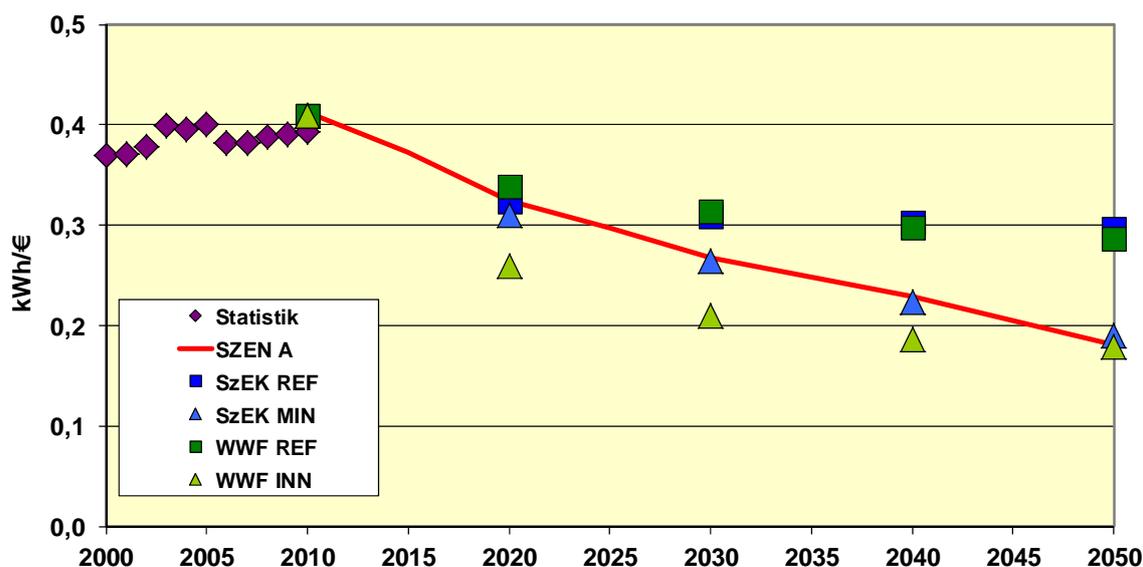


Abbildung 4.9: Entwicklung der Stromintensität des Sektors Industrie (Endenergieverbrauch Strom pro Bruttowertschöpfung) für die Szenarien 2011, die Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ aus [EWI 2010] (SzEK)

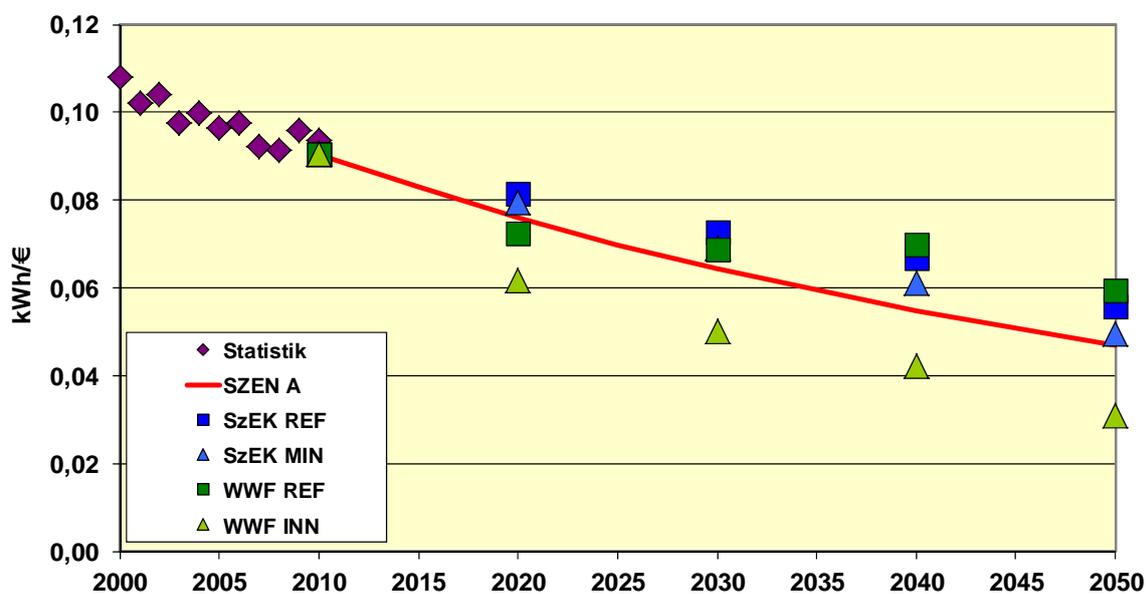


Abbildung 4.10: Entwicklung Stromintensität (Endenergie Strom pro Brutto-Wertschöpfung) im Sektor GHD für die Szenarien 2011, die Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ aus [WWF 2009] und „Referenz“ und „Minimal“ aus [EWI 2010] (SzEK)

Einzig im **Verkehrssektor** kommt es in allen Szenarien 2011 zu einer deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs bis 2050. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass das Szenario 2011 A davon ausgeht, dass im Jahr 2050 Elektrofahrzeuge 50% der Verkehrsleistung des Individualverkehrs decken werden. Damit geht ein zusätzlicher Stromverbrauch von 44 TWh im Jahr 2050 einher. Trotz steigender Personen- und Güterverkehrsleistungen im

Schieneverkehr bleibt der Stromverbrauch der Bahn und des schienegebundenen Nahverkehrs dank Ausreizung von Effizienzpotenzialen (basierend auf Annahmen von [IFEU 2010; IFEU 2011a]) auf etwa dem Niveau von 2008 (16 TWh/a).

Szenario 2011 A zeigt deutlich, dass das ambitionierte Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung, bis 2050 den Endenergieverbrauch an Elektrizität trotz steigender Wirtschaftsleistung (+39%), nur geringfügig zurückgehender Bevölkerung (-10%), „neuen“ Stromverbrauchern wie elektrischen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen und einer immer stärker zunehmenden Elektrifizierung von Freizeit und Arbeitswelt gegenüber 2008 um 25% zu senken, außerordentlich ehrgeizige Anstrengungen bei der raschen und effektiven Mobilisierung vorhandener Effizienzpotenziale im Stromsektor erfordert. Im Industriesektor setzt dies eine deutliche Überwindung der aktuell beobachteten Stagnation der Energieproduktivität voraus, für private Haushalte gar eine Umkehr des momentanen Trends steigender Stromverbräuche. Es ist somit aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass die im Energiekonzept 2010 der Bundesregierung ausgewiesenen Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs noch nicht ausreichen werden, die gesteckten Ziele zu erfüllen.

Vergleich mit den „Energieszenarien für das Energiekonzept“ (SzEK) [EWI 2010] und der WWF-Studie „Modell Deutschland“ [WWF 2009].

In [EWI 2010] erreichen nur die Varianten IA und IB eine Reduktion des Endenergieverbrauchs an Strom von nahezu 25% (IA: -23%, IB: -24%). In allen anderen Varianten liegt die Reduktion des Stromverbrauchs zwischen 19% und 20%. Das Szenario IB geht von einem EEV an Strom im Haushaltssektor im Jahr 2050 von 85 TWh aus, 39% niedriger als 2008 und 10 TWh niedriger als Szenario 2011 A. Der Industriesektor reduziert seinen Stromverbrauch in SzEK-IB bis 2050 ebenfalls um 39% auf 143 TWh (Szenario 2011 A: 136 TWh oder -42%). Für den Sektor GHD geht SzEK-IB hingegen von 108 TWh (-20%) im Jahr 2050 aus, leicht höher als im Szenario 2011 A (102 TWh, -25%). Der Stromverbrauch im Verkehr liegt im Szenario SzEK-IB bei 65 TWh in vergleichbarer Größenordnung wie das Szenario 2011 A. Leider ist in [EWI 2010] nicht detailliert dargestellt, welchen Anteil „neue“ Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobilität am Endenergieverbrauch an Strom im Jahr 2050 haben werden.

Das Referenzszenario (REF) der WWF-Studie „Modell Deutschland“ unterstellt eine ambitionierte Fortsetzung der heutigen Energie- und Klimaschutzpolitik. Dennoch geht WWF-REF bis 2050 von einem Endenergieverbrauch an Strom von 468 TWh aus, was nur einer Reduktion um 11% gegenüber 2008 entspricht und somit deutlich über dem Minus-25%-Ziel des Energiekonzepts liegt. Das Szenario „Innovation“ (INN) derselben Studie simuliert das Ziel einer 95%igen Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands gegenüber dem Niveau von 1990. Im Vergleich zu WWF-REF geht WWF-INN von einer nochmaligen Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren aus. Für 2050 wird in WWF-INN ein EEV an Strom von 324 TWh erwartet, einer Reduktion von 38% gegenüber 2008. Am Stärksten trägt dabei der GHD-Sektor zur Verminderung des Stromverbrauchs bei (INN: -53%, REF: -10%). Aber auch die Stromverbrauchsminderung im Haushaltssektor ist deutlich ambitionierter (INN: -44%) als im Szenario 2011 A (-32%; WWF REF: -27%). Alleine im Industriesektor geht das Szenario WWF INN mit -44% (WWF REF: -11%) von einer ähnlichen Reduktion des Stromverbrauchs aus wie das Szenario 2011 A (-42%). Im Verkehr geht WWF-INN davon aus, dass im Jahr 2050 der Stromverbrauch des Schienenverkehrs 24 TWh beträgt

(gegenüber 16 TWh in den Szenarien 2011) – eine Konsequenz der Strategie von WWF-INN, einen Großteil der zu erwartenden Zunahme des Güterverkehrs auf die Schiene zu verlagern. Für Elektromobilität wird im Szenario WWF-INN für 2050 ein Verbrauch von 28 TWh angesetzt. Dies verdeutlicht, dass WWF-INN von einem geringeren Anteil der Elektromobilität (reine Elektrofahrzeuge und elektrische Fahrleistung von Plug-In-Hybriden) am Individualverkehr ausgeht als die Szenarien 2011 (Stromverbrauch Elektromobilität 2050: 44 TWh in Szenario 2011 A). Der Stromverbrauch von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme wird nicht ausgewiesen.

4.2.2 Weiterer Ausbau der EE-Stromerzeugung

Unter Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik stellt sich im Szenario 2011 A der in Abbildung 4.11 und in Tabelle 4-3 dargestellte weitere Zubau der EE in der Stromerzeugung ein. Dabei ist angenommen, dass die Vorrangregelungen des EEG zum Anschluss von EE-Anlagen an Stromnetze und zur Einspeisung von EE in vollem Umfang erhalten bleiben. Gleichzeitig wird die Degression der Vergütungssätze beibehalten und auch in Zukunft – wie jetzt bei der Photovoltaik und teilweise bei der Biomasse erfolgt – möglichst präzise an die tatsächlichen Kosten, an die Marktentwicklung und ggf. an andere neue Erkenntnisse (z. B. Potenzialgrenzen) angepasst.

Von 103,5 TWh/a im Jahr 2010 steigt der Beitrag der Erneuerbaren bis 2020 auf 235 TWh/a. Damit liegt das Szenario 2011 A etwas über dem im Leitszenario 2010 in [Nitsch et al. 2011] ermittelten Ausbau von 227 TWh/a für 2020, was einerseits auf das hohe aktuelle Wachstum der Photovoltaik zurückzuführen ist; andererseits wurde von einem höheren Ausbau der Windenergie an Land ausgegangen.

Die weiterhin hohe Wachstumsdynamik der EE im Stromsektor mit einer mittleren Wachstumsrate von 8,2%/a zwischen 2010 und 2020 in Verbindung mit einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs um 6% im selben Zeitraum führt zu einem EE-Anteil von 41% an der Stromversorgung des Jahres 2020. Der im NREAP für 2020 berichtete EE-Anteil an der Stromerzeugung von 38,6% kann also bei hohen Effizienzerfolgen bei der Stromanwendung noch leicht überschritten werden. Gefolgt von der Windenergie (durchschnittliche Wachstumsrate bis 2020: 11%/a), wächst die Photovoltaik im Zeitabschnitt bis 2020 mit einer Wachstumsrate von 13,5%/a am stärksten.¹⁵ Zwischen 2020 und 2050 wächst die Strombereitstellung der EE kontinuierlich mit einer Wachstumsrate von 2,5%/a. Damit wird rechne-

¹⁵ Der jährliche PV-Leistungszubau ab 2012 in den Szenarien 2011 orientiert sich an dem bisher geltenden Zielkorridor des EEG: Nach Abbau der derzeitigen Zubauspitze wird für den Zeitraum bis 2020 ein Zielkorridor zwischen 2500 und 3500 MW/a angenommen (vgl. Tab. 2: Installierte PV-Leistung in 2020: 53,5 GW). Dies entspricht auch etwa dem Entwicklungspfad im nationalen Aktionsplan (NREAP). Auch nach 2020 gehen die Szenarien von einem gegenüber 2010/2011 deutlich geschrumpften PV-Zubau (einschließlich Ersatz) aus. Die im Februar 2012 vorgestellten Änderungen der PV-Förderung im EEG konnten in den Szenarien nicht mehr berücksichtigt werden, zumal deren Wirkung auf den deutschen PV-Markt derzeit kaum quantifizierbar ist. Die in der aktuellen Änderung vorgesehene sehr rasche und deutliche Reduktion der PV-Vergütungen könnte kurzfristig (bis ~2016) gegenüber den Szenarien zu einem geringeren PV-Ausbau führen. Kann die angestrebte weitere Kostenreduktion neuer PV-Anlagen erreicht werden, ist mittel- und langfristig dennoch ein stabiles PV-Wachstum möglich, da dann auch ein PV-Ausbau ohne EEG-Förderung erfolgen kann (Erreichen der Netzparität). Bei einer sehr starken Schrumpfung des PV-Marktes über das in den Szenarien 2011 angenommene Maß hinaus wäre jedoch eine Veränderung des EE-Erzeugungsspektrums (z. B. höherer Ausbau der Windenergie) erforderlich, um die längerfristigen EE-Ausbauziele zu erreichen.

risch im Jahr 2024 die 50%-Marke erreicht. Im Jahr 2030 decken dann die EE mit 351 TWh/a 63% der Stromversorgung; im Jahr 2050 sind es mit 490 TWh/a gut 85%.

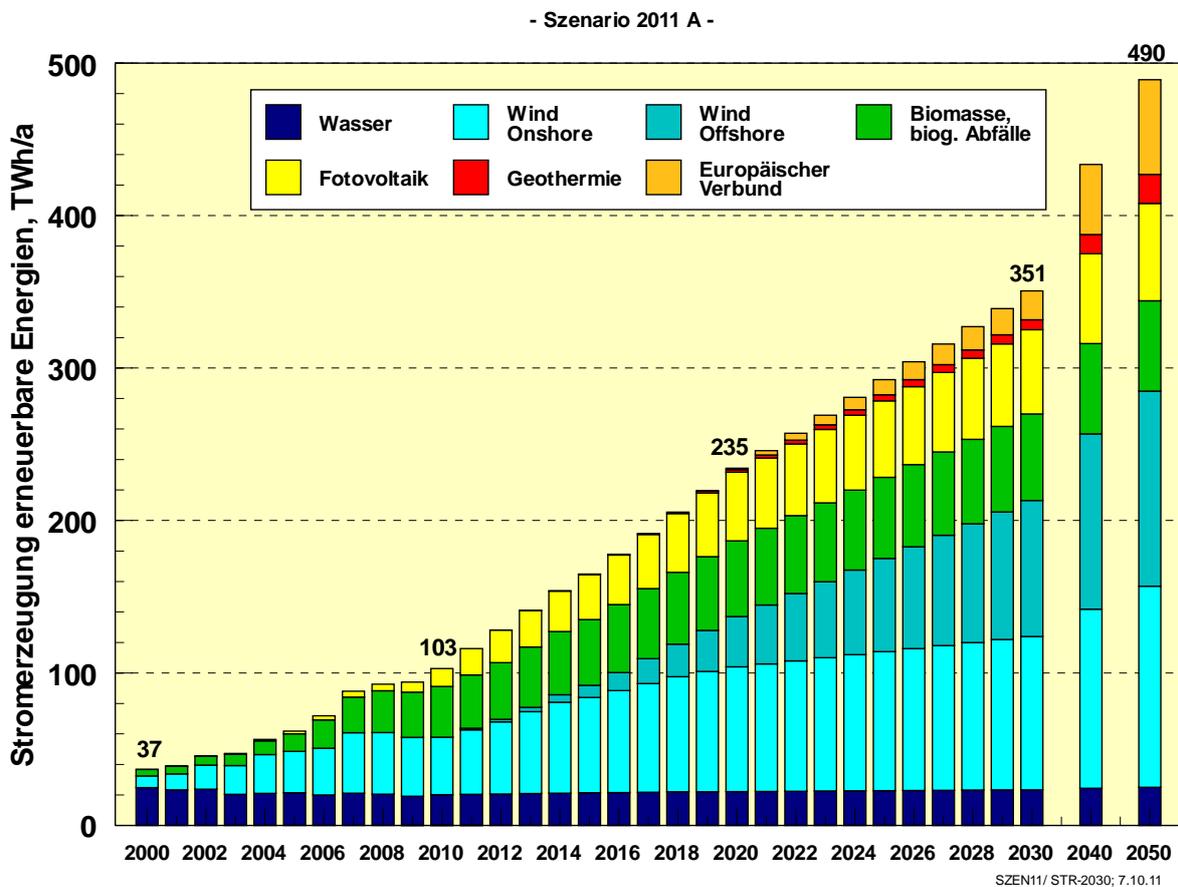


Abbildung 4.11: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE im Szenario 2011 A nach EE-Energieträgern *)

*) Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011], Stand Juli 2011

Die Wachstumsdynamik der EE wird längerfristig vorwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung (Photovoltaik und solarthermischer Strom) getragen, während das Potenzial der Biomasse im Rahmen der hier gesetzten Rahmenbedingungen einer bevorzugten Nutzung im stationären Bereich und ohne nennenswerten Import von Biomasse mit rund 60 TWh/a ausgeschöpft sein wird. Der Aufbau der Stromerzeugung aus Geothermie läuft relativ langsam an und spielt im Szenario bis 2050 insgesamt eine eher geringe Rolle. Ausschlaggebend dafür sind die derzeit noch unsicheren Erkenntnisse über die breiteren Nutzungsmöglichkeiten als Strom erzeugende EE-Technologie.

Während die insgesamt im Szenario installierte Windleistung als belastbar angesehen wird, sind die im Szenario festgelegten Anteile von onshore und offshore an der Windkraft beispielhaft zu verstehen. Sie können sich entsprechend der Fortentwicklung des Ausbaus auch abweichend vom dargestellten Szenario entwickeln. Die relativ großen Flächenpotenziale bei Wind onshore können je nach der Wirksamkeit der Strategien der Bundesländer auch auf einen stärkeren Ausbau hinauslaufen (s. auch Ausbaupfad für ein Szenario 2011 THG95 in Abschnitt 5.4 und 5.5, insbesondere Tabelle 5-11). Bei Wind offshore könnte im Gegensatz dazu eine verzögerte Entwicklung der Anlageninstallationen auftreten.

Für die gesamte EE-Stromerzeugung beginnt im Szenario 2011 A ab 2020 auch der Import von EE-Strom eine Rolle zu spielen. Dahinter steht die Annahme, dass eine dauerhafte Weiterführung der Transformation der Stromversorgung zu EE in absehbarer Zeit zu einem europäischen „Gemeinschaftsunternehmen“ werden muss. Nur so kann strukturell und ökonomisch eine optimale auf EE basierende Stromversorgung aufgebaut werden. Da außerhalb Deutschlands sehr große, kostengünstig erschließbare EE-Potenziale mit relativ günstiger Erzeugungscharakteristik vorhanden sind, liegt es nahe, im Saldo von einem längerfristig steigenden Import von EE-Strom auszugehen (vgl. auch Kapitel 6.1). In 2030 werden im Saldo mit 19 TWh/a erst 5,5% des EE-Stroms importiert (bezogen auf den Gesamtverbrauch an Strom sind es 3,4%), im Jahr 2050 sind es mit 62 TWh/a knapp 13% der EE-Stromerzeugung bzw. 11% des Gesamtverbrauchs.

Tabelle 4-3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien ab 2000 und im Szenario 2011 A nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)

in TWh/a *)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	24,9	19,6	20,6	21,3	22,2	22,8	23,4	24,4	25,0
Windenergie	7,6	27,2	37,8	70,7	114,8	152,3	189,9	232,6	260,0
- onshore	7,6	27,2	37,6	62,6	81,8	91,2	100,5	117,5	132,0
- offshore	-	-	0,2	8,1	33,0	61,1	89,4	115,1	128,0
Photovoltaik **)	0,06	1,3	11,7	30,4	45,1	50,1	55,1	59,0	63,8
Biomasse	4,7	14,0	33,3	43,2	49,6	53,3	56,9	59,2	59,2
- Biogas, Klär-, Depo- negas; Pflanzenöle	2,0	3,9	16,9	21,3	23,0	24,4	25,7	28,1	28,1
- feste Biomasse	0,9	7,0	11,8	16,3	20,7	23,0	25,2	25,2	25,2
- biogener Abfall	1,8	3,1	4,6	5,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Erdwärme	0	0	0,03	0,4	1,7	4,1	6,5	12,6	19,2
EU-Stromverbund	-	-	-	-	1,0	10,0	19,0	46,4	61,9
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	-	7,0	31,4	41,9
- Wind, andere EE	-	-	-	-	1,0	10,0	12,0	15,0	20,0
EE-Strom gesamt	37,2	62,1	103,5	166,5	234,5	292,7	350,9	434,2	489,3
EE-Strom nur Inland	37,2	62,1	103,5	166,5	233,5	282,7	331,9	387,8	427,4

*) Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011], Stand Juli 2011

**) zu PV-Ausbau 2015 und 2020 siehe auch Fußnote 15

Das EE-„Stromangebot“ wird zunehmend von fluktuierendem EE-Strom geprägt. Derzeit beläuft er sich (Wind, Photovoltaik) bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch erst auf 8%. Bis 2020 steigt er bereits auf 28%, bis 2050 auf 55%. Der bis 2020 deutliche Anstieg dieser Kennziffer zeigt, wie rasch die Anpassung von Kraftwerken und Netzen an diese Eigenschaften der EE erfolgen muss, damit die Stromversorgung jederzeit stabil und gesichert bleibt. In Zusammenhang damit wächst die installierte EE-Leistung besonders deutlich (Tabelle 4-4), da die Auslastung¹⁶ der EE-Stromerzeugung aus Sonne und Wind in Deutsch-

¹⁶ Gemittelte Werte der jeweiligen Technologie für die Szenariorechnung (linker Wert: gegenwärtig; rechter Wert: längerfristig erreichbar). Höhere Werte sind für einzelne Regionen möglich.

land zwischen 850 und 950 h/a (PV), zwischen 1800 und 2700 h/a (Wind an Land) und zwischen 3300 und 4000 h/a (Wind offshore) liegen.

Mit 117 GW installierter EE-Leistung im Jahr 2020, davon 46% Photovoltaikleistung, liegt dieser Wert deutlich über der zu erwartenden Netzhöchstlast von ca. 80 GW. Mit 97 GW Leistung dominiert der Anteil der fluktuierenden Energiequellen Wind und Solarstrahlung. Zu diesem Zeitpunkt übertrifft die PV-Leistung auch die installierte Leistung der gesamten Windkraft, womit sie jedoch nur 39% der Strommenge der Windkraft erzeugt. Allein diese Angaben weisen auf den spätestens ab 2020 stark wachsenden Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten für den anfallenden EE-Strom hin (vgl. dazu Kapitel 6). Aus diesem Grund wird nach 2030 im Szenario eher das Wachstum des internationalen Stromverbunds und der „heimischen“ Offshore-Windenergie bevorzugt, während sich das Wachstum der heimischen PV-Leistung im Szenario 2011 A längerfristig wieder abschwächt.

Tabelle 4-4: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende)

in GW *)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	4,24	4,33	4,40	4,51	4,70	4,80	4,92	5,09	5,20
Windenergie	6,1	18,43	27,20	36,91	49,00	58,11	67,23	77,47	82,80
- onshore	6,1	18,43	27,11	33,93	39,00	41,36	43,73	47,97	50,80
- offshore	-	-	0,09	2,94	10,00	16,75	23,50	29,50	32,00
Photovoltaik **)	0,076	1,98	17,32	38,52	53,50	57,26	61,02	63,31	67,21
Biomasse	1,17	3,12	6,34	8,08	8,96	9,48	10,00	10,38	10,38
- Biogas, Klärgas u.a.	0,39	0,70	2,96	3,63	3,72	3,90	4,16	4,45	4,45
- feste Biomasse	0,19	1,21	2,03	2,83	3,54	3,88	4,14	4,23	4,23
- biogener Abfall	0,59	1,21	1,35	1,62	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Erdwärme	-	-	0,01	0,08	0,30	0,65	1,00	1,94	2,95
EU-Stromverbund	-	-	-	-	0,35	1,98	3,60	8,15	10,45
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	-	1,20	5,15	6,55
- Wind, andere EE	-	-	-	-	0,35	1,98	2,40	3,00	3,90
EE-Strom gesamt	11,57	27,85	55,27	88,09	116,81	132,28	147,76	166,33	178,99

*) Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011], Stand Juli 2011

**) zu PV-Ausbau 2015 und 2020 siehe auch Fußnote 15

Die installierte EE-Leistung wächst bis 2050 auf insgesamt 179 GW, wenn die anteilige Leistung des EE-Imports mit berücksichtigt wird. Im Szenario 2011 A sind davon allerdings rund 40 GW (110 TWh/a) für die Bereitstellung von EE-Wasserstoff (bzw. EE-Methan im Szenario 2011 B) als Speichermedium und als Kraftstoff vorgesehen, die von dem flexiblen „Verbraucher“ Elektrolyse entsprechend dem EE-Angebot aufgenommen werden.

Das den gegenwärtigen EE-Strommarkt dominierende Wachstum der Photovoltaik macht auch Abbildung 4.12 deutlich. Mit 7,4 GW Zubau im Jahr 2010 und 7,5 GW im Jahr 2011 bewirkte sie eine sprunghafte Steigerung der jährlich installierten gesamten EE-Leistung auf knapp 10 GW/a in diesen beiden Jahren. Um zu vermeiden, dass die daraus resultierenden finanziellen Belastungen die Akzeptanz des EEG gefährden, ist ein deutlicher Rückgang der jährlich installierten PV-Leistung erforderlich (vgl. dazu auch Kapitel 7). Der weitere Zubau

wird daher mit 4 GW in 2012 angenommen, um sich dann bis 2020 auf 3 GW/a einzupendeln. Bis etwa 2015 bleibt die Photovoltaik hinsichtlich der jährlich installierten Leistung die dominierende Einzeltechnik, danach wird sie wieder von der Windenergie abgelöst, die dann an Land einen hohen Ersatzbedarf zu befriedigen hat und auf See steigende Installationszahlen aufweist. In 2020 werden wieder knapp 4,5 GW Windleistung (einschließlich nationale Offshore-Anlagen) installiert. Ab 2020 pendelt sich im Szenario 2011 A die jährlich zu installierende gesamte EE-Leistung für mehrere Jahrzehnte auf rund 8 GW/a ein.

Die mittlere Auslastung des EE-Stromangebots im Szenario 2011 A betrug im Jahr 2010 rund 1870 h/a. Sie steigt bis 2020 auf 2100 h/a und schließlich bis 2050 auf rund 2750 h/a. Grund ist zum einen die einzeltechnologische Steigerung der Auslastung durch weitere technische Fortschritte und im Falle der Windkraft durch Anlagenauslegung (Rotor-/Generator-Verhältnis), zum andern die mittelfristig steigende Zunahme von EE-Technologien mit höherer Auslastung, also Offshore-Windenergie, Geothermie und Importstrom aus solarthermischen Kraftwerken.

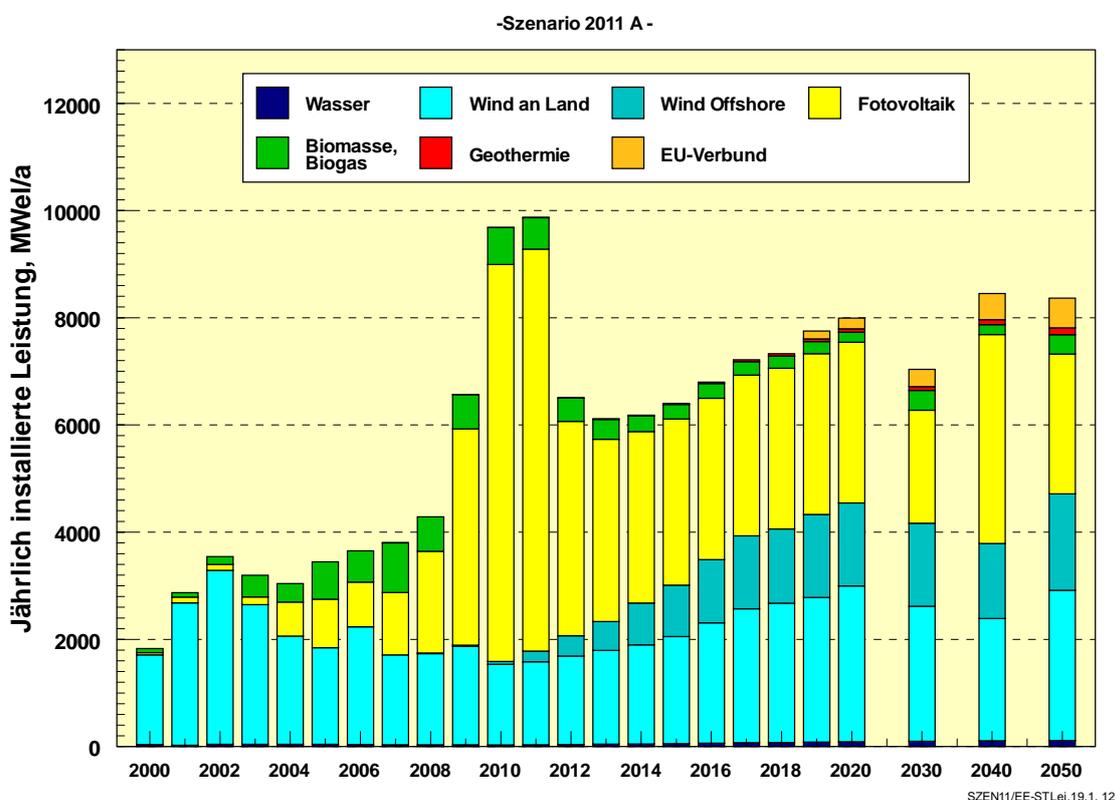


Abbildung 4.12: Jährlich installierte Leistung der EE im Stromsektor im Szenario 2011 A (Neuinstallationen und Ersatz) *)

*) Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011], Stand Juli 2011; PV-Wert 2011 lt. Angaben vom Jan. 2012

4.2.3 Gesamte Stromerzeugungsstruktur

Die Zielsetzungen des Energiekonzepts verlangen einen kompletten Umbau der Stromversorgung innerhalb der nächsten Jahrzehnte. Die heute noch dominierende Stromerzeugung aus Großkraftwerken ohne Abwärmenutzung (70% der Bruttostromerzeugung in 2010; weiterhin 13% fossile Kraft-Wärme-Kopplung; 17% EE) weicht im Szenario 2011 A – das die Zielsetzungen des Energiekonzepts abbildet – einer Stromversorgungsstruktur, die zu über-

wiegenden Teilen auf der dezentralen, großräumig verteilten EE-Stromerzeugung beruht. In 2050 decken diese Anlagen (ohne Wind-Offshore) 52% der Stromnachfrage; größere EE-Anlagen (Wind-Offshore; EE-Import) sind mit 33% beteiligt, weitere 12% kommen aus fossiler Kraft-Wärme-Kopplung. Mengenmäßig ist die Stromerzeugung aus fossilen Kondensationskraftwerken nur noch mit 3% beteiligt und dient ausschließlich der Sicherstellung ausreichender Leistung in Zeiten eines zu geringen EE-Angebots. Zur „Halbzeit“ dieser Transformation, in 2030, muss dieser Prozess schon weit fortgeschritten sein: 34% dezentraler EE-Erzeugung, 5% Stromerzeugung aus größeren EE-Anlagen und 19% fossiler KWK stehen dann nur noch 42% Kondensationsstromerzeugung gegenüber. Der Transformationsprozess muss also rasch und möglichst effizient ablaufen.

In Tabelle 4-5 sind die Kenndaten dieses Prozesses zusammengestellt. Bis 2020 ermöglichen die Reduktion der Stromerzeugung um 54 TWh/a und ein Zuwachs der EE um 131 TWh/a sowohl die Kompensation von 74 TWh/a Kernenergiestrom als auch einen Rückgang der fossilen Stromerzeugung um 111 TWh/a. Die verbleibende fossile Erzeugung wird in deutlich stärkerem Ausmaß in KWK erzeugt. Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sinken dementsprechend um 45% auf 153 Mio. t CO₂/a. Bis 2050 wird die Stromerzeugung mit noch 21 Mio. t CO₂/a nahezu emissionsfrei. Die installierte Bruttoleistung steigt wegen des EE-Ausbaus beträchtlich; ein wachsender Teil davon ist allerdings nicht jederzeit einsetzbar und kann nur in sehr begrenztem Ausmaß gesicherte Leistung bereitstellen.

Deshalb wird auch in 2050 noch eine Leistung in thermischen Kraftwerken von etwa 38 GW benötigt. Im Szenario 2011 A werden davon 3,3 GW bereits mit EE-Wasserstoff versorgt, der zuvor aus EE-Stromüberschüssen gewonnen wurde. Hinzu kommen knapp 20 GW Leistung von Wasserkraft, Biomasse und Geothermie und eine Speicherleistung (Pumpspeicher, andere) in der Größenordnung von 9 GW. Mit sinkender Endenergienachfrage und zukünftig verstärktem Lastmanagement sinkt auch die auftretende Höchstlast, so dass in einer ersten Näherung genügend gesicherte Leistung auch in 2050 zur Verfügung steht.¹⁷

Entsprechend der sich ändernden Anforderungen an die fossilen Kraftwerke ändern sich auch deren Volllaststunden. In 2010 betrug die mittlere Auslastung aller fossilen Kraftwerke knapp 4600 h/a. Dieser Wert sinkt bis 2020 auf 3700 h/a, bis 2030 auf 3300 h/a und beträgt in 2050 nur noch 2 200 h/a. Dies kennzeichnet den Übergang von der heutigen Grund- und Mittellastbereitstellung von Strom hin zu einer ausschließlichen Deckung der verbleibenden Residuallast mit hohem Leistungsbedarf, aber geringer Stromproduktion. Dementsprechend verschiebt sich auch der Beitrag der einzelnen fossilen Energieträger. Während derzeit 74% des fossilen Stroms aus Kohle bereitgestellt werden, sind es bereits in 2020 nur noch 55%. In 2050 werden nur noch 15% der geringen fossilen Stromerzeugung in Kohle-(Heiz-) Kraftwerken bereitgestellt (Abbildung 4.13). Das sich ändernde Anforderungsprofil an fossile Kraftwerke muss sich auch in anderen Marktbedingungen für die fossile Stromerzeugung niederschlagen. Mittelfristig muss neben der erzeugten Strommenge auch die bereitgestellte Leistung honoriert werden, weil diese entscheidend ist für das reibungslose Funktionieren einer vorwiegend auf EE beruhenden Stromversorgung.

¹⁷ Zur genauen Darstellung der Residuallast und der daraus resultierenden notwendigen Leistungen, des Lastmanagements und des Einsatzes von Speichern wird auf das Kapitel 6 verwiesen.

Tabelle 4-5: Kenndaten der gesamten Stromversorgung im Szenario 2011 A¹⁸

Stromerzeugung, TWh/a	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kernenergie	149	141	92	67	0	0	0	0
Kohlen *)	289	280	225	145	142	82	40	12
Erdgas, Öl	100	98	102	117	123	115	88	66
Erneuerbare Energien	93	103	166	235	293	351	434	489
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	7
Bruttostromerzeugung***)	631	622	585	564	558	548	562	574
Fossile Stromerzeugung *)	389	378	327	262	265	197	128	78
KWK-Erzeugung; fossil, EE**)	92	91	107	140	144	139	129	119
Bruttostromverbrauch	612	610	592	573	567	558	572	584
Endenergie Strom	524	516	504	484	467	450	424	393
Bruttoleistungen, GW	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kernenergie	21,4	21,4	11,4	8,6	0	0	0	0
Kohlen	53,1	52,7	50,6	34,4	34,0	21,4	13,0	4,6
Erdgas, Öl,	28,4	28,7	32,2	36,9	37,6	38,4	35,6	30,2
Biomasse, Geothermie und Wasserkraft ***)	8,8	10,0	11,8	13,4	14,6	16,0	17,8	19,5
Wind, Fotovoltaik, EE-Import	29,8	44,5	75,4	102,8	117,3	131,8	148,9	160,5
Pumpspeicher, andere Sp.	6,5	6,5	6,5	8,0	8,0	9,0	9,0	9,0
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	3,3
Gesamte Bruttoleistung	148	164	188	204	211	217	224	227
Nicht jederzeit einsetzbar ****)	48	61	91	112	124	133	145	153
Gesicherte Leistung, brutto	100	103	97	92	88	84	80	74
Bruttohöchstlast	84	83	81	77	73	70	65	59
Als Reserve zus. verbleibend	16	20	16	16	14	14	14	15
CO₂-Emissionen (Mio. t/a)	298	284	228	153	151	95	50	21
A) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el.	0,767	0,751	0,697	0,583	0,570	0,481	0,390	0,271
B) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el.	0,473	0,456	0,389	0,271	0,271	0,173	0,089	0,037

*) einschließlich anorganischer Müll

**) KWK-Bruttostromerzeugung

***) gesamte Bruttostromerzeugung ohne Erzeugung in Pumpspeichern

****) insbesondere Wind (90-95%), PV (98-99%); unvorhergesehene Ausfälle; näherungsweise Abschätzung

A) bezogen auf fossilen Strom B) bezogen auf gesamte Stromerzeugung

¹⁸ Details zur Kraft-Wärme-Kopplung siehe Abschnitt 3.4.

- Szenario 2011 A -

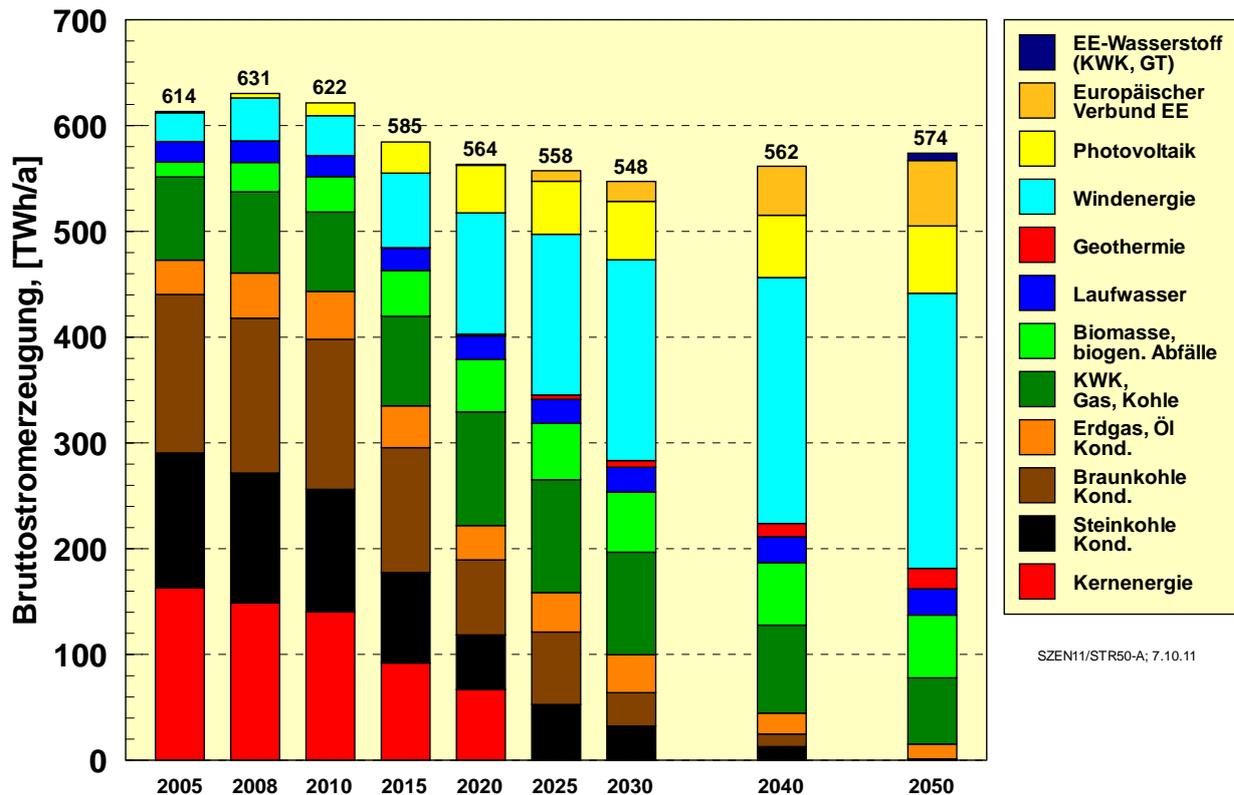


Abbildung 4.13: Struktur der Bruttostromerzeugung (ohne Pumpspeicher) im Szenario 2011 A

Aus den Bestandsdaten zur Kraftwerksleistung kann in Verbindung mit der Altersstruktur, der erwarteten Nutzungsdauer der bestehenden Kraftwerke und dem in den Szenarien 2011 erwarteten Bestand auf den notwendigen Neubau bzw. auf die Stilllegung konventioneller Kraftwerke geschlossen werden. Wegen des deutlichen Zubaus von EE zur Stromerzeugung ist das Saldo von Zubau und Stilllegung von fossilen Kraftwerken in der Summe negativ. Für das Szenario 2011 A mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 ist ab Stichtag 2010 bis 2020 ein (kumulierter) Neubau von 23 GW Leistung in fossilen Großkraftwerken erforderlich (Abbildung 4.14; Tabelle 4-6). Davon fallen rund 11 GW auf Steinkohlekraftwerke und 2,8 GW Braunkohlekraftwerke, die bereits im Bau sind, also sicher in Betrieb gehen werden. Zusätzlich werden 9 GW Leistung in Erdgaskraftwerken benötigt. Hinzu kommen noch 3,8 GW gasgefeuerte dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW). Mehr als die Hälfte der Kraftwerke, nämlich 12 GW, muss in KWK errichtet werden, damit die angestrebte Ausweitung der KWK zeitgerecht stattfinden kann.

Damit dieser fossile Neuzubau den Transformationsprozess in Richtung EE nicht blockiert, müssen parallel 36 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt bzw. zumindest in die Kaltreserve überführt werden. 20 GW davon sind alte Steinkohlekraftwerke, 12 GW alte Braunkohlekraftwerke und 4 GW alte erdgasgefeuere Gasturbinen oder GuD-Kraftwerke. Im Saldo nimmt nur die Leistung von Gaskraftwerken und gasgefeuerten BHKW um 8 GW zu, davon 5 GW an Großkraftwerken und 3 GW an BHKW.

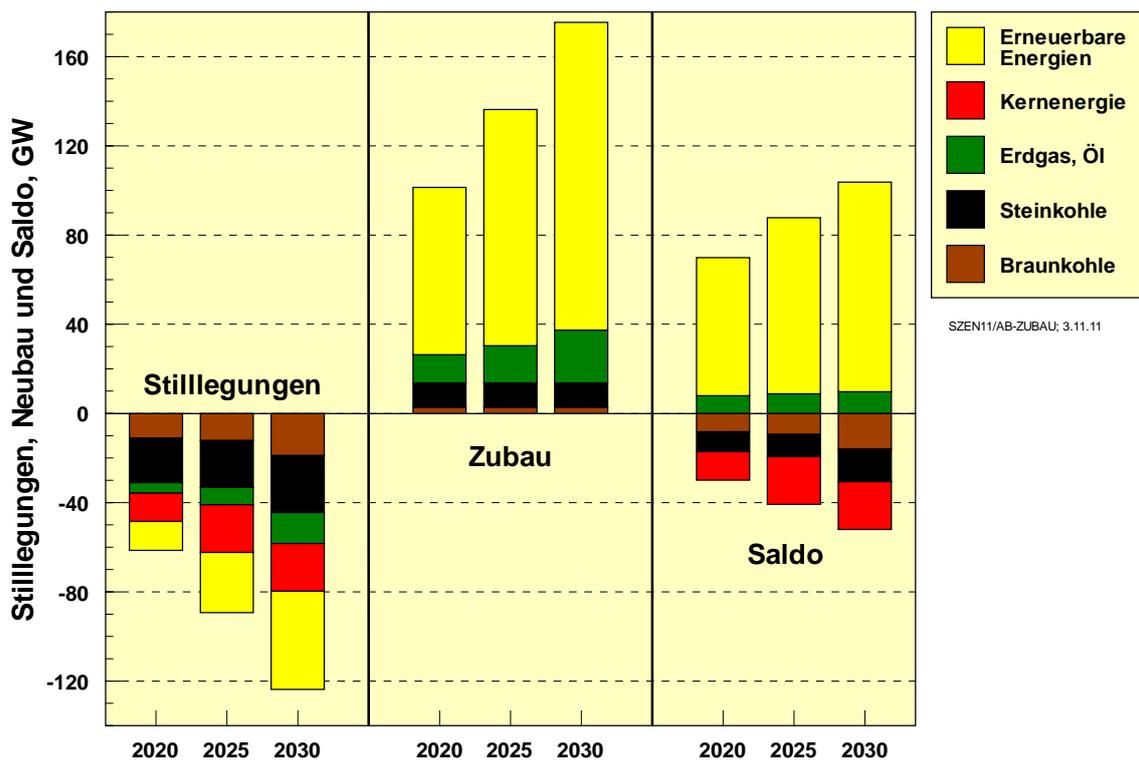


Abbildung 4.14: Stilllegung (kumuliert), Neubau (kumuliert) und resultierendes Saldo von fossilen, nuklearen und regenerativen Kraftwerken im Szenario 2011 A (brutto)

Auch knapp 13 GW EE-Anlagen (Nutzungsdauer Wind ~20 a; Biomasse ~20 a; Photovoltaik 25 a; Wasserkraft 50 a) werden bis 2020 stillgelegt. Der Großteil davon (10 GW) sind Windanlagen (u. a. wegen Repowering). Der Zubau von EE-Anlagen ist mit 75 GW jedoch wesentlich höher, der Nettozuwachs liegt entsprechend bei 62 GW. Insgesamt werden somit im Zeitraum 2011 bis 2020 Anlagen mit einer Leistung von 62 GW stillgelegt und 102 GW neu errichtet, das Zuwachssaldo beläuft sich auf 40 GW

Nach 2020 gehen im Szenario 2011 A keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Betrieb. Es werden bis 2030 allerdings weitere 9 GW neue Gasleistung erforderlich, um die Stilllegung weiterer alter Gaskraftwerke zu kompensieren. Im Saldo sind in 2030 die Leistung in Gaskraftwerken (einschl. BHKW) 10 GW höher als heute. Insgesamt sind im Szenario 2011 A in 2030 gut 70% der heutigen fossilen Kraftwerksleistung außer Betrieb. An erneuerbaren Anlagen gehen zwischen 2011 und 2030 insgesamt 44 GW außer Betrieb, 138 GW werden neu errichtet (Tabelle 4-6).

Tabelle 4-6: Kraftwerksbestand in 2005 und 2010 sowie Stilllegungen, Zubau und Bestand bis bzw. in 2020 und 2030 (brutto)

Leistung in GW			2020				2030			
	Bestand		Still- legung	Alt- KW	Zubau	Bestand	Still- legung	Alt- KW	Zubau	Bestand
	2005	2010	2010- 2020	2020	2010- 2020	2020	2010- 2030	2030	2010- 2030	2030
Kond. Kraftwerke	87,7	89,8	44,4	45,4	15,0	60,4	72,0	17,8	23,7	41,5
-Steinkohle ***)	25,8	25,5	17,8	7,8	8,5	16,2	22,5	3,0	7,6	10,6
-Braunkohle	21,1	21,5	11,9	9,6	2,8	12,4	18,7	2,8	2,8	5,6
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	17,5	18,2	1,2	17,0	3,2	20,2	6,2	12,0	10,5	22,5
- Kernenergie	21,4	21,4	12,8	8,6	0,0	8,6	21,4	0,0	0,0	0,0
-Biomasse (ohne KWK)	1,9	3,2	0,8	2,4	0,6	3,0	2,2	1,0	1,8	2,8
Öffentliche HKW	9,4	10,1	3,6	6,5	4,5	11,0	6,8	3,3	7,1	10,4
- HKW Braunkohle	0,9	0,9	0,1	0,8	0,0	0,8	0,2	0,7	0,0	0,7
- HKW (Steinkohle, Müll)	4,3	4,2	1,9	2,3	2,1	4,4	2,6	1,6	2,2	3,8
- HKW (Erdgas + Öl)	4,2	5,0	1,6	3,4	2,4	5,8	4,0	1,0	4,9	5,9
Nahwärme + Objekte	2,0	3,5	1,3	2,2	5,1	7,3	2,5	1,0	7,1	8,1
- BHKW(Gas; Öl)	1,8	1,7	0,7	1,0	3,1	4,1	1,3	0,4	3,2	3,6
- BHKW.(Biomasse)	0,2	1,8	0,6	1,2	2,0	3,2	1,2	0,6	3,9	4,5
Industrielle KWK	4,8	5,0	1,8	3,2	6,3	9,5	3,4	1,6	8,4	10,0
- HKW (Steinkohle)	0,6	0,6	0,4	0,2	0,4	0,6	0,5	0,1	0,5	0,6
- HKW (Erdgas, Öl)	3,7	3,7	1,2	2,5	3,5	6,0	2,4	1,4	4,0	5,3
- BHKW(Erdgas, Öl)	0,1	0,2	0,1	0,1	0,6	0,7	0,2	0,0	1,2	1,2
- BHKW (Biomasse)	0,4	0,5	0,1	0,4	1,8	2,2	0,3	0,2	2,7	2,9
Regenerativ (ohne Biomasse)	24,7	48,9	11,4	37,5	70,4	107,9	40,7	8,2	129,5	137,7
-Laufwasser (+ Zulauf zu Speicher)	4,3	4,4	0,6	3,8	0,9	4,7	1,2	3,2	1,7	4,9
-Wind	18,4	27,2	10,0	17,2	31,8	49,0	27,2	0,0	67,2	67,2
-Photovoltaik	2,0	17,3	0,8	16,5	37,0	53,5	12,3	5,0	56,0	61,0
-Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	1,0	1,0
- Europ. Stromverbund	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	3,6	3,6
Gesamte Erzeugung	128,6	157,3	62,5	94,8	101,2	196,1	124,3	33,0	174,7	207,7
-Steinkohle ***)	30,7	30,3	20,1	10,3	11,0	21,2	25,6	4,7	10,3	15,0
-Braunkohle	22,0	22,4	11,9	10,5	2,7	13,2	18,8	3,6	2,7	6,3
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	27,3	28,8	4,8	24,0	12,8	36,8	14,1	14,8	23,8	38,5
Fossil (einschl. Müll)	80,0	81,5	36,8	44,7	26,5	71,2	58,5	23,0	36,8	59,8
Kernenergie	21,4	21,4	12,8	8,6	0,0	8,6	21,4	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare inkl. Bio- masse, ohne biog. Müll	27,2	54,4	12,9	41,5	74,8	116,3	44,4	10,0	137,9	147,9
Fossile HKW	13,7	14,4	5,2	9,2	8,4	17,6	9,6	4,8	11,5	16,3
Fossile BHKW	1,9	1,9	0,8	1,1	3,7	4,8	1,5	0,4	3,7	4,8
Biomasse BHKW	0,6	2,3	0,7	1,6	3,8	5,4	1,5	0,8	5,8	7,4
KWK gesamt	16,2	18,6	6,7	11,9	15,9	27,8	12,6	6,0	21,0	28,5
fossile Großkraftwerke gesamt	78,1	79,6	36,0	43,6	22,8	66,4	57,0	22,6	33,1	55,0
- davon Steinkohle	30,7	30,3	20,1	10,3	11,0	21,2	25,6	4,7	10,3	15,0
- davon Braunkohle	22,0	22,4	11,9	10,5	2,7	13,2	18,8	3,6	2,7	6,3
- davon Erdgas; Öl, übrige Gase	25,4	26,9	4,0	22,9	9,1	32,0	12,6	14,4	20,1	33,7

*) ohne Pumpspeicherleistung; 2010 = 6,5 GW;

**) einschließlich Mischfeuerung

***) einschließlich übrige feste Brennstoffe und Müll

4.3 Szenario des Wärmemarkts bis 2050

4.3.1 Gesamter Wärmebedarf

Die größten Effizienzpotenziale im Wärmebereich erschließen sich im Raumwärmesektor. Während der mittlere spezifische Endenergiebedarf für Raumwärme des Wohngebäudebestandes in Deutschland derzeit in der Größenordnung von 150 kWh/m²/a liegt, sind Niedrigenergiegebäude mit einem spezifischen Endenergiebedarf von 40 kWh/m²/a und darunter technischer Standard im Neubausektor. Im Prinzip ist auch eine energetische Sanierung des Wohngebäudebestandes auf das Niveau von Niedrigenergiegebäuden technisch machbar. Das Energiekonzept der Bundesregierung fordert daher auch eine Reduktion des Wärmebedarfs von Gebäuden (Primärenergie nach Definition EnEV) im gesamten Gebäudebestand um 80% bis 2050, was neben weiter verschärften energetischen Standards für Neubauten ebenfalls umfassende energetische Sanierungen nahezu des kompletten Altbaubestandes (sowie den kontinuierlichen Zuwachs erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung) erfordert.

Wie in Abschnitt 3.2 dargelegt, gehen die Szenarien 2011 davon aus, dass sich der Endenergieverbrauch für die Raumwärmebereitstellung in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden bis 2050 auf 1144 PJ und damit auf 43% des Niveaus von 2009 reduzieren lässt (Abbildung 3.3). Hier zeigt sich das große Effizienzpotenzial energetisch anspruchsvoller Sanierungen des Gebäudebestandes. Im Prozesswärmebereich ist das Effizienzpotenzial deutlich geringer als im Bereich der Raumwärme: Der Prozesswärmebedarf der Industrie sinkt trotz steigender Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes von derzeit 1520 PJ (2009) bis zum Jahr 2050 auf 1150 PJ, was einer Reduktion um 24% entspricht. Im GHD-Sektor geht der Endenergieverbrauch für Prozesswärme von 140 PJ (2009) um 29% auf 100 PJ zurück, im Haushaltssektor von 140 PJ (2009) ebenfalls um 29% auf 100 PJ. Der Endenergieverbrauch für Warmwasser in privaten Haushalten sinkt von 320 PJ (2009) auf 234 PJ (-27%), im Sektor GHD von 65 PJ (2008) auf 50 PJ (-23%) und in der Industrie von 25 PJ auf 12 PJ (-52%). Der gesamte Endenergiebedarf für Wärme – Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme – in allen drei Sektoren reduziert sich somit von 4876 PJ im Jahr 2009 um nahezu 43% auf 2790 PJ im Jahr 2050 (Abbildung 4.15). Hier zeigt sich die große Bedeutung einer verstärkten Effizienzstrategie im Bereich Wärme und Kälte, insbesondere im Vergleich zu der angenommenen Reduktion des Endenergieverbrauchs an Strom um vergleichsweise geringe (aber dennoch nicht weniger ambitionierte) 25%.

Die größten Effizienzpotenziale werden beim Endenergieverbrauch für Raumwärme in Wohngebäuden (Rückgang um 929 PJ), für Raumwärme im Sektor GHD (-512 PJ) und für industrielle Prozesswärme (-370 PJ) mobilisiert. Diese drei Anwendungsbereiche machen mit einer Reduktion von insgesamt 1811 PJ über 87% der gesamten unterstellten Minderung des Endenergieverbrauchs im Wärmesektor in den hier vorgestellten Szenarien aus.

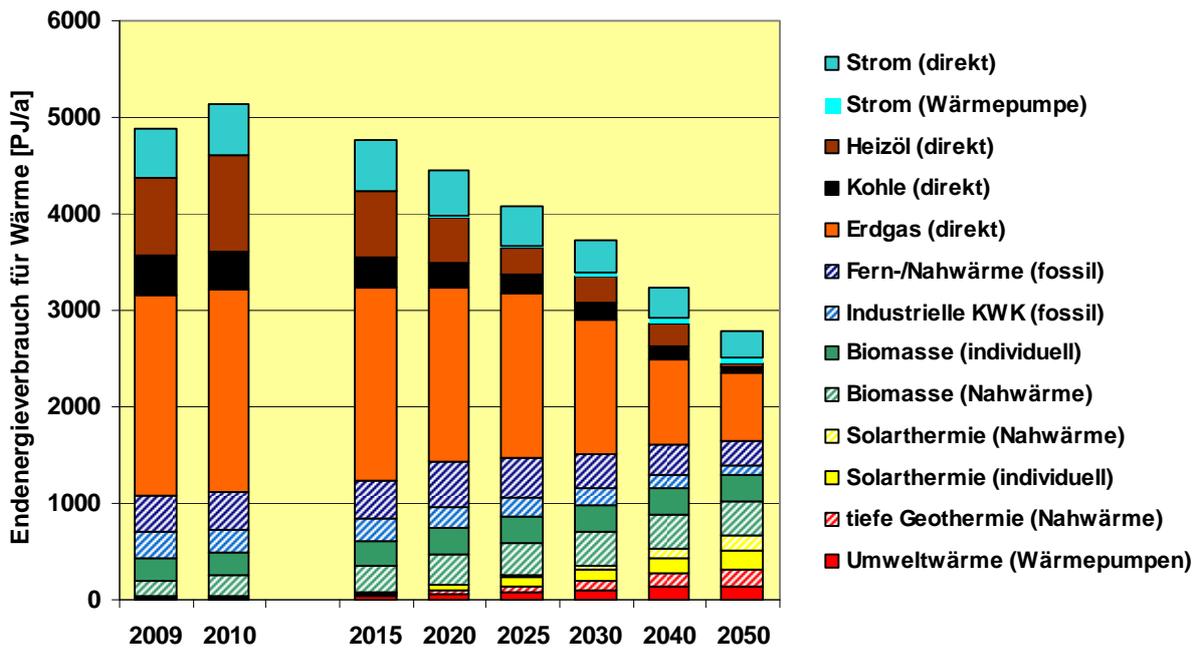


Abbildung 4.15: Endenergieeinsatz für Wärme (einschließlich Stromeinsatz für Wärme) im Szenario A

4.3.2 Strukturwandel im Wärmemarkt

Der Verbrauch **fossiler Energieträger** zur Wärmeerzeugung sinkt im Szenario A kontinuierlich bis 2050 (s. Abbildung 4.15). Während im Jahr 2009 noch 3933 PJ fossile Endenergie (einschließlich Fern- und Nahwärme, Objektversorgung und industrielle KWK, ohne Strom aus fossilen Quellen) zur Wärmeerzeugung verbraucht wurden, sinkt diese Menge um 70% auf 1160 PJ im Jahr 2050. Den stärksten Rückgang verzeichnen dabei Mineralölprodukte, Gas und Kohle, die bis zum Jahr 2050 im Raumwärme- und Warmwassermarkt stark zurück gedrängt werden (von einem Anteil von 82% im Jahr 2009 auf 25% im Jahr 2050, einschließlich Nah- und Fernwärme aus fossilen Brennstoffen). Fossile Brennstoffe – insbesondere Erdgas - werden jedoch auch 2050 noch in signifikantem Umfang zur Bereitstellung von Prozesswärme und in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Im Prozesswärmesektor machen sie im Jahr 2050 noch 59% des Endenergieverbrauchs aus. Dennoch sinkt auch der direkte Einsatz von Erdgas von 2080 PJ (2009) um 65% auf knapp 700 PJ im Jahr 2050. Die Erdgas-Mengen, die im Wärmesektor freierwerden, stehen zur Deckung des zwischenzeitlichen (bis 2025) Anstiegs des Erdgasbedarfs zur Stromproduktion (BHKW, KWK, GuD- oder GT-Kraftwerke zur flexiblen Stromerzeugung) zur Verfügung.

Der **Beitrag der KWK** zur Wärmeversorgung in Deutschland (Fern- und Nahwärme einschließlich Objekt-KWK aus fossilen Brennstoffen und Biomasse, ohne industrielle KWK und Geothermie) steigt von derzeit (2010) 350 PJ bis 2020 auf 440 PJ/a, um dann bis 2050 mit 346 PJ wieder auf das derzeitige Niveau zu fallen. Der Rückgang der KWK-Wärmeerzeugung nach 2020 liegt insbesondere in der Reduktion des Wärmebedarfs aufgrund effizienter Gebäudesanierung begründet. Ferner steigt der Anteil netzgebundener EE-Wärme (s. u.), insbesondere Geothermie, Solarthermie und Biomasse, bis 2050 deutlich an und tritt damit in Konkurrenz zu KWK-Wärme auf dem kleiner werden Wärmemarkt. Zu guter

Letzt erfordert der flexible Einsatz der KWK zur besseren Integration fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung die Umstellung bisher tendenziell wärmegeführter KWK-Stromerzeugung hin zu einer stromgeführten KWK mit langfristig zunehmender Direkterzeugung (Heizkessel und Elektro-Heizer), was geringere Auslastungen der KWK-Anlagen und damit langfristig auch eine geringere Wärmeproduktion aus KWK nach sich ziehen wird.

Der **Stromverbrauch zur Wärmeerzeugung** (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) sinkt dank des effizienzbedingten Rückgangs des Wärmebedarfs zwischen 2009 und 2050 um 46% (von 502 PJ auf 273 PJ, s. Abbildung 4.15). Mehr als die Hälfte dieses verbleibenden Betrags (187 PJ) wird für Prozesswärmeanwendungen eingesetzt, wo nur relativ geringe Potenziale für Stromeinsparungen existieren. Der Strombedarf für Raumwärme sinkt von derzeit 134 PJ auf 90 PJ im Jahr 2050. Hierbei werden die Verringerung des Wärmebedarfs und der Abbau von Strom-Direktheizungen bzw. Speicherheizungen überlagert von der Zunahme des Stromverbrauchs für Wärmepumpen (von derzeit 8 PJ auf 52 PJ im Jahr 2050) sowie für Klimatisierung von Wohn- und Geschäftsgebäuden. Durch den insgesamt sinkenden Wärmebedarf bleibt der Anteil der Elektrizität am Endenergieverbrauch für Wärme mit Werten zwischen 10% und 12% nahezu konstant.

Im **Raumwärmesektor** zeigt sich am klarsten der Strukturwandel, der für eine signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von Wärme und Kälte unabdingbar ist (Abbildung 4.16). Tragende Säule des Strukturwandels ist die Reduktion des Endenergieverbrauchs für die Raumwärmebereitstellung durch eine durchgreifende energetische Sanierung des Gebäudebestandes und weiter ansteigende Anforderungen an die energetische Qualität von Neubauten. Im Szenario 2011 A sinkt dadurch der Endenergieverbrauch für Raumwärme in den Sektoren Haushalte, Industrie und GHD von derzeit (2010) 2770 PJ bis 2050 auf 1144 PJ (41% des Ausgangswertes). Lag der mittlere spezifische Endenergieverbrauch des Wohngebäudebestandes im Jahr 2010 noch bei ca. 150 kWh/m²/a, wird dieser im Mittel bis 2050 auf 63 kWh/m²/a reduziert werden.

Die zweite wesentliche Säule der Dekarbonisierung der Raumwärmeerzeugung ist die Änderung in der Beheizungsstruktur. Dominieren derzeit noch fossil befeuerte Einzelanlagen (insbesondere Erdgas, aber auch Heizöl) die Raumwärmeerzeugung, werden bis 2050 einerseits die anteilige Nutzung von KWK-Wärme (auch aus fossilen Energieträgern, insbesondere Erdgas), aber auch die stetig zunehmende Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Quellen zur Reduktion des (fossilen) Primärenergieverbrauchs für Raumwärme beitragen.

Wie Abbildung 4.16 illustriert, sinkt der Einsatz fossiler Brennstoffe zur Raumwärmeerzeugung mittels individueller Heizungen im Szenario 2011 A von derzeit 1909 PJ/a auf praktisch null (65 PJ) im Jahr 2050. Während Fern- und Nahwärme aus fossil befeuerten Heizkraftwerken zwischen 2009 und 2050 von 336 PJ auf 243 PJ abnimmt, steigt deren relativer Anteil am EEV für Raumwärme von 13% (2009) auf 21% (2050). Nahwärme aus erneuerbaren Quellen tragen derzeit nur ca. 5% zum EEV für Raumwärme bei (hauptsächlich Biomasse-Heizwerke und -Heizkraftwerke, Biogasanlagen). Dieser Anteil kann insbesondere durch den Zubau von Nahwärme aus Solarthermie und tiefer Geothermie bis 2050 auf über 40% steigen. EE-Einzelanlagen (Solarthermie, Biomasse, Wärmepumpen) decken rund ein Viertel des EEV für Raumwärme im Jahr 2050. Der Stromverbrauch für Raumwärme sinkt von derzeit 134 PJ/a bis zum Jahr 2020 auf 97 PJ/a, um dann nur noch langsam bis 2050 auf 90 PJ/a zurückzugehen. Diesem Trend liegt einerseits ein Rückgang der Elektro-Direkt- und

-Speicherheizungen zugrunde, andererseits aber eine deutliche Zunahme des Einsatzes von Wärmepumpen für Raumwärme sowie ein steigender Stromverbrauch für die Klimatisierung von Wohn- und Geschäftsgebäuden.

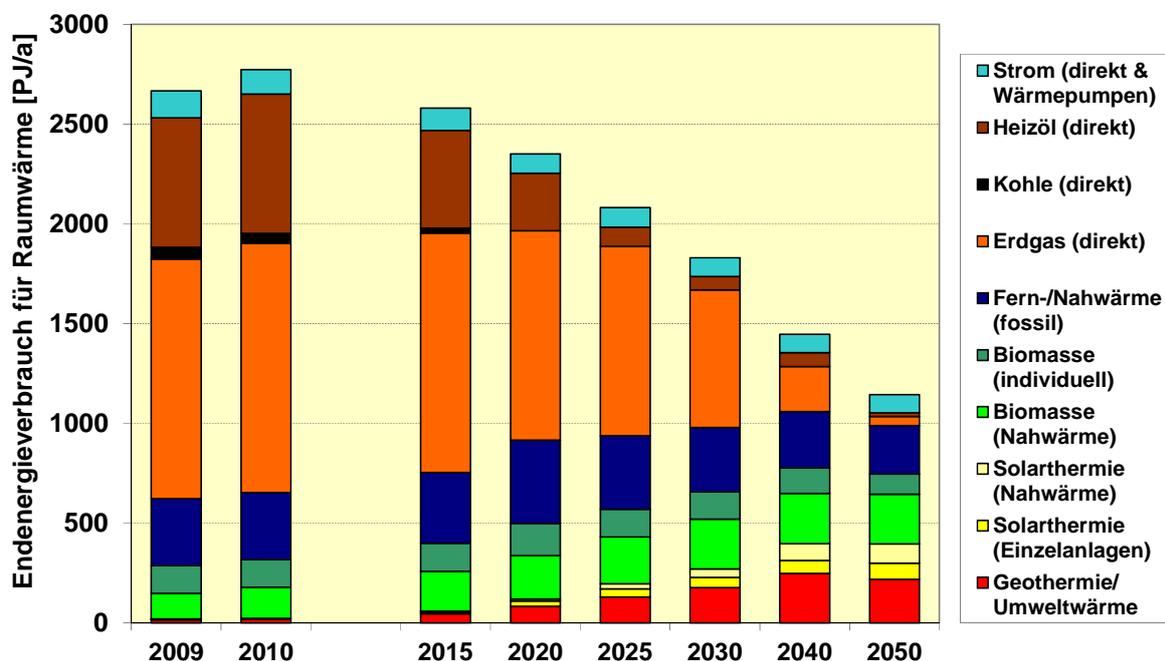


Abbildung 4.16: Endenergieeinsatz für Raumwärme im Szenario 2011 A (einschließlich Strom-einsatz für Raumwärme)

Abbildung 4.17 illustriert, dass die Strategieelemente Effizienzsteigerung, KWK-Wärmenutzung sowie Einsatz erneuerbarer Energien für die **Prozesswärmebereitstellung** geringere Potenziale mobilisieren können als im Falle der Raumwärme: Im Szenario 2011 A reduziert sich der Endenergieverbrauch für Prozesswärme zwischen 2010 und 2050 von 1950 PJ/a auf 1350 PJ/a. Das entspricht einer Reduktion um 31%. Dieser relativ geringe Rückgang liegt einerseits darin begründet, dass Effizienzpotenziale insbesondere in der industriellen Prozesswärme einerseits stärker ausgereizt sind als z. B. im Gebäudesektor, so dass weitere Effizienzsteigerungen schwerer zu verwirklichen sind. Andererseits unterstellt das Szenario 2011 A ein stetiges Wachstum der Wirtschaftsleistung, mit dem tendenziell ein steigender Prozesswärmebedarf einherginge. Der Einsatz von sowohl KWK-Wärme als auch erneuerbaren Energien im Prozesswärmebereich ist dadurch limitiert, dass eine Großzahl von Prozesswärmeanwendungen Temperaturen erfordert, die erzielbare Temperaturniveaus von KWK-Abwärme, Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen überschreiten. Hochtemperatur-Prozesswärme wird daher auch im Jahr 2050 überwiegend aus fossilen Brennstoffen (insbesondere Erdgas) und Strom bereitgestellt werden. Dementsprechend sinkt der Anteil fossiler Energieträger (einschl. industrieller KWK) am EEV für Prozesswärme im Szenario A bis 2050 nur von 78% (2010) auf 59%, während der EE-Anteil (ohne EE-Strom) von derzeit 6% auf 27% ansteigt. Der Anteil der Elektrizität an der Prozesswärmeerzeugung bleibt hingegen nahezu konstant bei 14 bis 16%.

Der (fossile) **Primärenergieverbrauch** (Primärenergiefaktoren nach EnEV) für Heizung, Lüftung, Warmwasser und Klimatisierung von Wohn- und Nicht-Wohngebäuden verringert

sich im Szenario 2011 A von 3260 PJ im Jahr 2010 um über 85% auf 440 PJ¹⁹ im Jahr 2050. Damit wird das Ziel des Energiekonzepts, den Primärenergieverbrauch von Gebäuden bis 2050 um 80% zu reduzieren, erfüllt. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist in erster Linie eine Folge der Reduktion des Wärmebedarfs, in zweiter Linie des Einsatzes von erneuerbaren Energiequellen im Wärmesektor. Zum Primärenergieverbrauch (nach EnEV) tragen im Jahr 2050 in erster Linie Nah- und Fernwärme aus fossil befeuerter KWK (einschließlich Spitzenkessel) bei, aber auch die verbleibenden fossil befeuerten Einzelheizungen (Erdgas und Heizöl) sowie der (geringe) nicht-erneuerbare Anteil des Stroms für Wärmepumpen und elektrische Warmwasserbereitung.

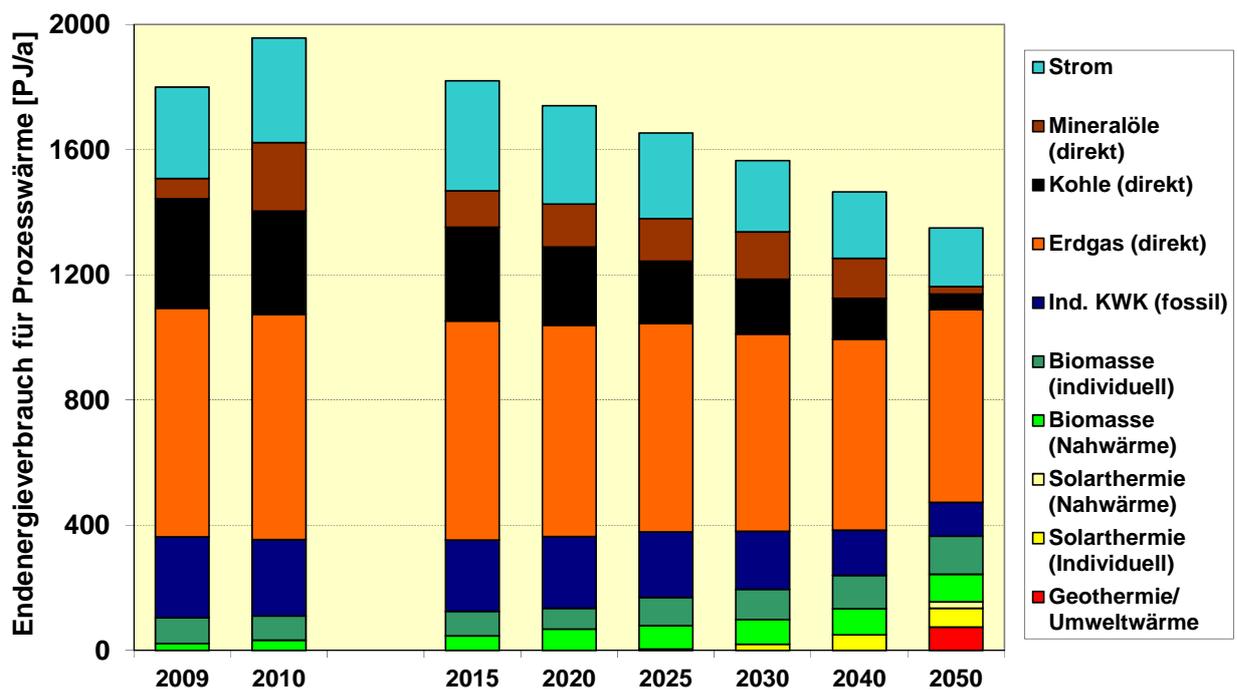


Abbildung 4.17: Endenergieeinsatz für Prozesswärme im Szenario 2011 A (einschließlich Stromeinsatz für Prozesswärme)

Wegen der großen Einsparpotenziale - in erster Linie beim Endenergieverbrauch für Raumwärme, aber auch bei der industriellen Prozesswärme - ermöglicht eine erfolgreiche Durchführung der Effizienzstrategie (Reduktion der Wärmenachfrage sowie Nutzung von KWK-Wärme) eine beachtliche Verminderung der **CO₂-Emissionen** im Wärmesektor: Im Szenario 2011 A emittiert der Wärmesektor im Jahr 2050 244 Mio. t CO₂/a weniger als 2010. Davon ist der deutlich größere Teil (nämlich 196 Mio. t CO₂/a) auf Effizienzsteigerungen seit 2010 zurückzuführen. Der Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung vermeidet bis 2050 weitere 48 Mio. t CO₂/a. Die gesamte Wärmebereitstellung (ohne Stromanteil) bewirkt dann nur noch Emissionen von 78 Mio. t CO₂/a. Ohne eine erfolgreiche Mobili-

¹⁹ Für 2050 ist dabei ein Primärenergiefaktor für Elektrizität von 0,5 angenommen (gegenüber 2,6 derzeit). In der Abnahme des Primärenergiefaktors für Elektrizität spiegelt sich der steigende EE-Anteil am Brutto-Stromverbrauch (16,4% im Jahr 2009, 85,2% im Jahr 2050 im Szenario 2011 A) und damit der Rückgang der Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen wieder.

sierung der Effizienzpotenziale ist daher effizienter Klimaschutz im Wärmesektor nicht zu verwirklichen.

4.3.3 Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

Erneuerbare Energien trugen im Jahr 2010 insgesamt 136 TWh (490 PJ) und damit 10,4% zum Endenergieverbrauch an Wärme (und Kälte) bei (ohne Stromeinsatz für Wärme und Kälte)²⁰. Im Szenario 2011 A verdreifacht sich der EE-Einsatz zur Wärmebereitstellung nahezu auf 366 TWh (1317 PJ) im Jahr 2050 (s. Abbildung 4.15). Erneuerbare Energien decken damit dann 53% des Endenergieverbrauchs für Wärme (ohne Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung) und tragen zu einer Vermeidung von CO₂-Emissionen von rund 48 Mio. t im Jahr 2050 bei. Tabelle 4-7 veranschaulicht die Beiträge der einzelnen EE-Technologien zur Wärmebereitstellung. Derzeit (2010) dominiert die Biomasse – insbesondere die Verbrennung fester Biomasse in Einzelöfen in Haushalten – den EE-Wärmesektor. Solarkollektoren und Umweltwärme aus Wärmepumpen tragen jeweils weniger als 4% zur gesamten EE-Wärme bei. Die EE-Wärmeproduktion aus Biomasse nimmt bis zum Jahr 2040 um im Mittel 1,4% pro Jahr zu und verbleibt dann auf einem Niveau von 175 TWh (630 PJ), womit das Potenzial der Biomasse für den Wärmesektor nach den hier gesetzten Rahmenbedingungen ausgeschöpft ist.

Damit auch nach Ausschöpfung des Biomassepotenzials eine weitere Steigerung des EE-Anteils im Wärmesektor möglich ist, muss eine deutliche Beschleunigung der Ausbaudynamik bei Solarkollektoren und bei der Umweltwärme/Geothermie stattfinden. Dieser sollte bereits jetzt eingeleitet werden. Im Szenario 2011 A wird diese „notwendige“ Wachstumsdynamik abgebildet, um deutlich zu machen, dass es einer grundsätzlichen Veränderung der Marktsituation im Wärmebereich bedarf. Ausgegangen wird von einem deutlichen Zuwachs bei der Wärmebereitstellung aus Einzelanlagen, nämlich für Wärmepumpen von durchschnittlich 8,3%/a bis 2030 und bei Solarkollektoreinzelanlagen (einschließlich Prozesswärmeanlagen) von 9,7%/a. Noch deutlich höher wachsen im Szenario 2011 A die bisher noch kaum entwickelten Segmente der Nahwärmeversorgung durch Kollektoren und Geothermie. Bei der tiefen Geothermie sind es 18,4%/a bis 2030, solare Nahwärmeanlagen wachsen sogar mit 22%/a. Gelingt diese beachtliche Marktausweitung, können beide Segmente bis 2050 gut 50% der EE-Wärmebereitstellung (zusammen 185 TWh/a) sichern. Solarthermie und die Geothermie (einschließlich Wärmepumpen) teilen sich dann diesen Beitrag zu nahezu gleichen Teilen.

Aus heutiger Sicht kann das Wachstum der Einzelanlagen mit dem diskutierten Förderinstrumentarium erreicht werden. Darauf weisen auch die einschlägigen Roadmaps der Wärmepumpen- und der Solarkollektorbranche hin. Damit können im Jahr 2030 zwar gut 60 TWh/a EE-Wärme gegenüber derzeit nur 4,5 TWh/a bereitgestellt werden. Nahwärmeanlagen könnten aber nochmals rund 38 TWh/a EE-Wärme hinzufügen und damit die beiden Technologien in die Nähe der Wärmenutzung aus Biomasse bringen.

Der dafür nötige Netzausbau stellt – neben den oben erwähnten unzureichenden Fördermitteln – ein schwerwiegendes strukturelles Hemmnis zum Erreichen hoher EE-Anteile im

²⁰ Nach Definition der AGEE-Stat (Bezug ist der gesamte Endenergieverbrauch für Wärme, also einschließlich Stromeinsatz für Wärmezwecke) lag der Anteil in 2010 bei 9,5% [AGEE-Stat 2011] (Stand Juli 2011).

Wärmemarkt dar. Als Folge dieser im Szenario 2011 A unterschiedlichen Wachstumsdynamiken von EE-Nahwärme und Einzelanlagen übertrifft der Beitrag netzgebundener EE-Wärme aus Biomasse (Heizwerke sowie KWK-Wärme aus Heizkraftwerken und Biogasanlagen), Solarthermie und tiefer Geothermie ab 2030 den Beitrag von Einzelanlagen (Tabelle 4-7). Im Jahr 2050 stellen sie im Szenario 2011 A mit 192 TWh (692 PJ) über 50% der gesamten EE-Wärme. Hinzu kommt noch genutzte Abwärme in Höhe von 26 PJ/a aus wasserstoffversorgten BHKW. Damit können die entsprechenden Effizienz- und ökonomischen Potenziale von EE-Nahwärme gegenüber EE-Einzelanlagen ausgereizt werden

Wie bereits bei der EE-Stromerzeugung erwähnt, sollte auch im EE-Wärmemarkt die gewählte Aufteilung der einzelnen Technologien als „durchlässig“ betrachtet werden. Entwickelt sich etwa der Wärmepumpenmarkt günstiger als hier unterstellt, könnten damit mögliche Wachstumsschwächen beim Kollektormarkt kompensiert werden. Anzustreben ist aber in jedem Fall die im Szenario 2011 A unterstellte Gesamtsumme an EE-Wärme als notwendiger Beitrag zum Erreichen der Ziele des Energiekonzepts.

Tabelle 4-7: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Szenario 2011 A

in TWh/a	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasse	54,5	84,4	124,9	144,7	159,4	166,0	172,6	175,1	175,1
- Biogas, Klärgas u.a. *)	1,5	5,5	19,8	25,6	27,3	28,9	30,2	32,7	32,7
- feste Biomasse	49,5	74,2	99,7	113,0	125,4	130,6	135,8	135,8	135,8
- biogener Abfall	3,5	4,7	5,4	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
- Einzelanlagen	42,2	49,3	68,0	70,5	73,7	74,8	75,8	75,8	75,8
- Nahwärmeanlagen**)	12,3	35,1	56,9	74,2	85,7	91,2	96,8	99,3	99,3
Solarkollektoren	1,3	2,8	5,2	10,6	19,6	32,6	45,4	72,0	95,1
- Einzelanlagen	1,3	2,7	5,0	9,3	15,9	23,6	31,4	43,8	51,6
- Nahwärmeanlagen	0,0	0,1	0,2	1,3	3,7	9,0	14,0	28,2	43,5
Umweltwärme, Geothermie	1,5	1,7	6,0	13,9	25,4	39,4	53,4	74,3	89,6
- Einzelanlagen (WP)	1,5	1,7	5,5	11,2	17,4	23,6	29,9	36,0	40,5
- Nahwärmeanlagen	0,0	0,0	0,5	2,7	8,0	15,7	23,5	38,2	49,1
EE-Wärme gesamt ***)	57,3	88,9	136,1	169,2	204,4	237,9	271,4	321,4	359,8
- davon Einzelanlagen	45,0	53,7	78,6	90,9	106,9	122,0	137,1	155,7	167,0
- davon Nahwärme	12,3	35,2	57,5	78,3	97,5	115,9	134,3	165,7	191,8
Nachrichtlich:									
ges. Strom für Wärme	150,0	152,5	148,5	149,5	134,4	122,3	108,1	201,1	94,0
- davon für Raumheizung	36,0	35,0	34,1	31,0	27,0	27,0	26,0	25,5	25,3
- davon für WP	0,2	0,9	2,6	4,9	7,1	9,2	11,3	13,1	14,4

Ist-Daten nach AGEE Stat, Stand Juli 2011;

*) enthält auch Deponiegas und flüssige Brennstoffe; **) alle KWK-Anlagen sind unter Nahwärme aufgeführt

***) ohne EE-Strom für Wärme (bei WP nur Anteil Umweltwärme) und ohne KWK-Wärme aus EE-H₂

Die Bereitstellung von EE-Wärme wächst insgesamt bis 2030 mit einer Rate von durchschnittlich 3,7% pro Jahr deutlich langsamer als die EE-Stromproduktion, trotz der unterstellten Beschleunigung des Ausbaus von Solarkollektoren und Wärmepumpen. Darin spiegelt sich das gegenwärtig weniger wirksame energiepolitische Einführungsinstrumentarium im Vergleich zum Strommarkt wider. Nach 2030 geht der Zubau im Sektor EE-Wärme zurück; die mittlere Zubaurate 2009-2050 liegt bei 2,7%/a.

Abbildung 4.18 illustriert die jährlich zu installierenden thermischen Leistungen der EE-Wärmeerzeuger. Dabei wird sowohl der Neubau als auch der Ersatz von Altanlagen nach Überschreiten der technischen Lebensdauer berücksichtigt. Der derzeitige Umsatz liegt in der Größenordnung von 5,5 GW_{th}/a. Zurzeit werden überwiegend Biomasse-Heizanlagen (Einzelheizungen und Heizwerke) installiert. Der Umsatz an Biomasse- und Biogasanlagen wird nach dem raschen Anstieg der Jahre 2003 bis 2007 in Zukunft weitgehend stabil bleiben und sich zwischen 3 und knapp 4 GW_{th} jährlich einpendeln. Für Solarthermieanlagen (sowohl Einzelanlagen als auch in Nahwärmenetzen), tiefe Geothermie und Wärmepumpen ist ein deutlicher Zuwachs der jährlich installierten Leistung zu erwarten. Im Jahr 2020 werden jährlich zu installierende EE-Leistungen von insgesamt 9,4 GW_{th}/a erwartet. Solarthermische Anlagen stellen dann mit 4,6 GW_{th}/a nahezu die Hälfte der neu installierten Leistung. 30% der neu installierten solarthermischen Anlagen speisen dann in Nahwärmenetze ein. Wärmepumpen werden mit einer Leistung von ca. 1 GW_{th}/a installiert. Ein deutlicher Zubau erfolgt mit 0,45 GW_{th}/a auch bei der tiefen Geothermie (gegenüber heutigen Zubauraten von ca. 0,05 GW_{th}/a).

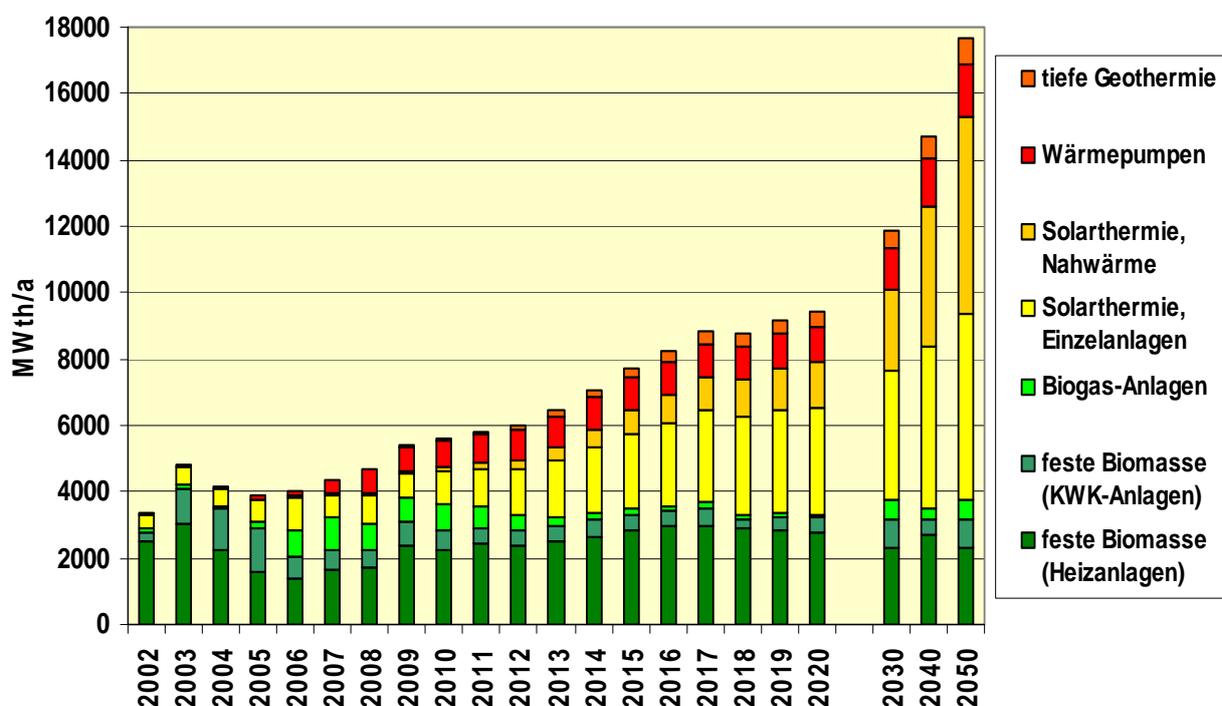


Abbildung 4.18: Jährlich installierte Leistung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Szenario 2011 A (Neubau und Ersatz)

Nach 2020 steigt der jährliche Zubau von EE-Wärmeanlagen – insbesondere bei der Solarthermie – weiter an. Ersatz alter EE-Anlagen spielt ab 2020 eine zunehmend wichtige Rolle, während heute noch der Einbau von EE-Anlagen in Neubauten bzw. der Ersatz fossil gefeuerter Wärmeerzeuger dominiert. Im Jahr 2030 werden fast 12 GW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen installiert, im Jahr 2050 mehr als 17,6 GW_{th}/a. Vergleicht man Abbildung 4.18 mit der entsprechenden Abbildung im Stromsektor (Abbildung 4.12), so zeigt es sich, dass der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung in eine noch stärkere Wachstumsdynamik eintreten muss, als es in der Vergangenheit im Stromsektor geschehen ist, um zu den im

Szenario 2011 A unterstellten hohen EE-Anteilen im Wärmesektor bis 2050 (>50%) zu gelangen.

Dazu muss jedoch das gesamte Förderinstrumentarium besser und effektiver ausgestaltet werden. Erforderlich wird insbesondere ein haushaltsunabhängiges Förderinstrument sein, ähnlich dem EEG im Strombereich, um langfristig stabile Zuwachsraten sicherzustellen. Um insbesondere das hohe Wachstum netzgebundener Wärmeversorgungen zu gewährleisten, muss zusätzlich das Engagement „vor Ort“, also im Bereich der kommunalen Planung und Durchführung von Bauvorhaben, stärker als bisher im Mittelpunkt der Umsetzungsbemühungen stehen. Hierzu können auch die in einigen Bundesländern vorhandenen bzw. vorgesehenen „Klimaschutzgesetze“ dienen (NRW, BW), die von den Kommunen eine stärkere Beachtung von Klimaschutzbelangen bei ihrer Bauleitplanung und sonstigen Planungsaktivitäten verlangen. Diese Klimaschutzgesetze können insbesondere dazu führen, dass zukünftig in den Kommunen gründliche und längerfristig angelegte Wärmenutzungspläne bzw. Energiekonzepte erstellt werden, in denen die Belange der EE, der dezentralen KWK und der dazu erforderlichen Wärmenetze ausreichend zur Geltung kommen.

4.4 Szenario des Verkehrssektors bis 2050

4.4.1 Verkehrsleistungen und resultierender Endenergieverbrauch

Basierend auf der angenommenen Entwicklung der gesamten Verkehrsleistungen, der Ziele bezüglich Elektromobilität im Straßenverkehr sowie plausibler Annahmen für einzelne Fahrzeugsegmente ergibt sich das Datengerüst der Fahrleistungen aus Tabelle 4-8, im Falle der Verbrennungsmotoren jeweils zugeordnet zum Verbrauch an fossilen und Biokraftstoffen. Bei den Elektrofahrzeugen spielen sowohl bei den PKW als auch bei den leichten Nutzfahrzeugen zunächst die Hybride gegenüber den rein elektrischen Fahrzeugen (BEV) die dominierende Rolle. Bei den PKW wird entsprechend der Flottensimulationen davon ausgegangen, dass erst nach 2040 die BEV aufgrund von Fortschritten bei der Leistungsfähigkeit und der Kosten bei den Batterien den höchsten Fahrleistungsanteil erreichen werden, gefolgt von Wasserstofffahrzeugen und den Hybriden. Für 2020 und 2030 werden die politischen Ziele von 1 Million bzw. 6 Millionen elektrisch angetriebenen PKW und LNF im Flottenszenario erreicht. Hierbei ist berücksichtigt, dass entsprechend der Flottensimulationen zunächst vor allem für Kunden mit hohen Jahresfahrleistungen Elektro- und insbesondere Hybridfahrzeuge interessant sind. Die Zahl der elektrisch angetriebenen Fahrzeuge in den deutschen Fahrzeugflotten (Straßenverkehr insgesamt) steigt auf etwa 16 Millionen im Jahr 2040 und etwa 22 Millionen bis zum Jahr 2050.

Tabelle 4-8: Angenommene Entwicklung der Verkehrsleistungen in den Einzelsegmenten des Personen- und Güterverkehrs im Szenario 2011 A

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Personenverkehr	Mrd. pkm	1099	1129	1143	1153	1151	1147	1099	1053
PKW	Mrd. pkm	856	868	869	870	867	864	822	782
- Benzin (einschl. Erdgas)	Mrd. pkm	562	481	430	364	341	334	189	94
- Diesel	Mrd. pkm	273	341	338	332	275	169	90	47
- Elektrisch (BEV)	Mrd. pkm	0	0	1,0	1,7	3,5	35	141	238
- Biodiesel	Mrd. pkm	18	26	52	68	69	61	39	19
- Bioethanol	Mrd. pkm	4	20	31	43	48	49	51	49
- Wasserstoffantrieb	Mrd. pkm	0	0	0	0	26	52	156	178
- Plug-in-Hybride	Mrd. pkm	0	0	17	61	104	164	156	156
Zweiräder	Mrd. pkm	18,8	16,4	16,8	17,9	18,5	18,6	18,4	18,1
- Benzin	Mrd. pkm	18,6	15,8	15,6	15,3	14,9	11,9	9,5	7,0
- Bioethanol	Mrd. pkm	0,1	0,7	1,2	1,8	2,1	4,1	5,3	7,1
- Elektrisch	Mrd. pkm	0	0	0,1	0,8	1,5	2,5	3,0	3,0
- Wasserstoffantrieb	Mrd. pkm	0	0	0	0	0	0,1	0,6	1,0
Bahn (Nah, Fern, ÖPNV)	Mrd. pkm	90	99	100	101	100	99	98	96
- Elektrisch	Mrd. pkm	80	89	90	91	90	89	89	88
- Diesel	Mrd. pkm	10,3	9,2	8,8	8,9	8,1	7,3	5,4	4,2
- Biodiesel	Mrd. pkm	0,3	0,8	1,2	1,4	1,9	2,4	3,5	4,0
ÖPNV Straße (Busse)	Mrd. pkm	81	85	92	93	93	87	84	82
- Diesel	Mrd. pkm	76	79	82	80	77	65	51	44
- Biodiesel	Mrd. pkm	5	6	10	13	15	16	16	15
- Wasserstoffantrieb	Mrd. pkm	0	0	0	0	0,1	1,0	6,5	13
- Plug-in-Hybride	Mrd. pkm	0	0	0,1	0,7	1,3	5	10	11
Flugzeuge	Mrd. pkm	53	61	65	70	73	78	77	75
- Kerosin	Mrd. pkm	53	61	65	70	67	66	57	48
- Biokraftstoff BtL	Mrd. pkm	0	0	0	0,1	5,8	12	20	27
Güterverkehr *)	Mrd. tkm	563	624	714	798	840	888	929	912
LKW	Mrd. tkm	403	459	532	587	612	637	650	606
- Diesel	Mrd. tkm	378	427	468	493	505	513	486	390
- Biodiesel	Mrd. tkm	25	32	65	92	92	92	90	79
- Wasserstoffantrieb	Mrd. tkm	0	0	0	0	0	1,3	14	66
- Plug-in-Hybride	Mrd. tkm	0	0	0	2	15	30	60	70
Leichte Nutzfahrzeuge	Mrd. Fzg.-km	36	39	40	45	49	54	58	60
- Benzin	Mrd. Fzg.-km	3,4	2,3	1,7	1,4	1,4	1,2	1,2	0,4
- Diesel	Mrd. Fzg.-km	31	34	34	34	31	24	14	11
- Elektrisch (BEV)	Mrd. Fzg.-km	0	0	0	0,9	2,3	5,3	8,5	11
- Biodiesel	Mrd. Fzg.-km	2,1	2,5	4,3	5,7	5,8	7,0	5,6	4,2
- Bioethanol	Mrd. Fzg.-km	0,02	0,10	0,12	0,16	0,20	0,22	0,31	0,19
- Wasserstoffantrieb	Mrd. Fzg.-km	0	0	0	0	1,4	2,9	9,5	11,7
- Plug-in-Hybride	Mrd. Fzg.-km	0	0	0,5	3,0	7,2	12,5	19	22
Bahn	Mrd. tkm	95	107	116	138	152	171	191	214
- Elektrisch	Mrd. tkm	85	97	106	128	143	162	182	205
- Diesel	Mrd. tkm	9,8	9,8	8,3	7,5	6,9	6,1	4,6	3,4
- Biodiesel	Mrd. tkm	0,25	0,88	1,6	2,0	2,2	3,0	4,5	5,7
Schiffe	Mrd. tkm	64	56	64	72	74	78	85	90
- Diesel	Mrd. tkm	63	52	57	63	61	57	55	54
- Biodiesel	Mrd. tkm	1,4	3,9	7,1	9,4	13,4	21,5	30	36
Flugzeuge	Mrd. tkm	1,0	1,3	1,5	2,0	2,3	2,4	2,5	2,5
- Kerosin	Mrd. tkm	1,0	1,3	1,5	2,0	2,1	2,0	1,9	1,6
- Biokraftstoff BtL	Mrd. tkm	0	0	0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9

*) ohne Rohrleitungen

Die durch Biokraftstoffe abgedeckten Fahrleistungsanteile sind so gewählt, dass in der Summe analog zur Annahme in der Leitstudie 2010 [Nitsch et al. 2011] der Biokraftstoffverbrauch des Verkehrs bei maximal 300 PJ liegt. Mit diesem Datengerüst kann gezeigt werden, dass die in den Szenarien abgebildete Entwicklung der Energieverbräuche im Verkehr mit plausiblen Entwicklungspfaden zur Fahrleistung unterlegt sind. Dieses Datengerüst ersetzt jedoch in keiner Weise die Notwendigkeit für ein langfristiges Konzept der Mobilität und der Marktentwicklungen in allen Verkehrssegmenten in Deutschland. In weitergehenden Untersuchungen und Projekten müssen hierzu mit geeigneten Analyseinstrumenten die Marktpotenziale der einzelnen Fahrzeugkonzepte und daraus robuste Szenarien der Verkehrsentwicklung erarbeitet werden.

Aus den spezifischen Verbräuchen in Tabelle 3-2 sowie den oben dargestellten Fahrleistungen kann der Endenergieverbrauch im Verkehr ermittelt werden (Tabelle 4-9). Hierzu sind für die Plug-in-Hybride zusätzlich Annahmen zu den Endenergieanteilen von Strom und den möglichen Kraftstoffen erforderlich. Es wurde angenommen, dass die Fahrleistung der Hybride im PKW-Sektor zu 80%, bei den LNF zu 50%, den LKW zu 30% und bei den Bussen zu 60% elektrisch, d. h. durch erneuerbaren Strom abgedeckt werden. Der verbleibende Kraftstoffverbrauch der Hybride zur Erzeugung von Fahrstrom wird im Jahr 2050 im Mittel zu etwa 30% durch Biokraftstoffe gedeckt. Bei den PKW wurde zudem angenommen, dass auch bei den Hybriden anteilig Wasserstoff eingesetzt wird. Mit den oben genannten Annahmen sinkt der Endenergieverbrauch im Personenverkehr bis 2020 um 18% auf etwa 1500 PJ/a und bis zum Jahr 2050 um über 55% auf 820 PJ/a. Dieser starke Verbrauchsrückgang ist die Folge des hohen Anteils der effizienten elektrisch angetriebenen Fahrzeuge (BEV, Hybride und FCV) sowie der Effizienzgewinne bei den konventionellen Fahrzeugen durch Hybridisierung und weiterer technischer Entwicklungen bezüglich Antrieb und Reduzierung des Fahrzeuggewichts. Ebenso macht sich der generelle Rückgang der Personenverkehrsleistung ab 2030 beim Endenergieverbrauch bemerkbar.

Tabelle 4-9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Personen- und Güterverkehr im Szenario 2011 A

PJ/a	2005	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Personenverkehr	1859	1818	1819	1834	1694	1507	1325	1190	990	820
PKW	1439	1373	1384	1400	1250	1068	895	778	613	466
Zweiräder	22	19	19	19	19	18	18	17	15	14
Bahn (Nah, Fern, ÖPNV)	44	45	44	44	41	39	36	34	32	31
ÖPNV (Busse)	44	43	44	44	45	41	40	34	31	28
Flugverkehr	309	338	328	328	340	342	335	326	299	280
Güterverkehr	726	748	717	723	787	830	815	783	753	701
LKW	516	526	506	506	565	597	577	558	540	501
Leichte Nutzfahrzeuge	131	137	132	133	130	127	126	114	101	90
Bahn Güterzüge	31	33	29	31	32	34	35	36	38	38
Schiffsverkehr	13	13	11	11	12	14	14	14	15	16
Flugverkehr Fracht	35	40	39	42	47	59	64	60	58	56
Endenergie gesamt	2585	2565	2537	2557	2481	2337	2140	1973	1743	1521

Wegen der beträchtlichen Wachstumstendenzen im Güterverkehr dämpft die Effizienzsteigerung hier mittelfristig nur den Verbrauchszuwachs. Der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs steigt bis 2020 noch um 15% und liegt im Jahr 2050 mit rund 700 PJ/a nur 3% unter

dem Verbrauch des Jahres 2010. Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch des Verkehrs bis 2020 um 9% und bis 2050 mit etwa 1520 PJ/a um über 40% gegenüber dem heutigen Verbrauch (das entspricht 10% bzw. 41% bezogen auf das Jahr 2005 entsprechend den Zielen des Energiekonzepts).

4.4.2 Beitrag der erneuerbaren Energien im Verkehr

Erneuerbare Energien im Verkehr kommen im Szenario 2011 A in Form von unterschiedlichen Biokraftstoffen, in Form von EE-Strom für den direkten Einsatz in der Elektromobilität sowie als über die Elektrolyse erzeugter EE-Wasserstoff zum Einsatz. Wesentlicher Grund für die Berücksichtigung der Option „Wasserstoff“ (bzw. alternativ von EE-Methan im Szenario 2011 B) sind zum einen die hohen „Stromüberschüsse“, die bei hohen fluktuierenden EE-Beiträgen an der Stromerzeugung auftreten und aus Effizienz- und Kostengründen gespeichert bzw. genutzt werden müssen. Diese gespeicherte Energie kann dann wieder in thermischen Kraftwerken bzw. HKW/BHKW zur Stromerzeugung eingesetzt, aber auch in den Bereichen Wärme und Verkehr als erneuerbarer Brenn- bzw. Kraftstoff Einsatz finden. Die Erzeugung von Wasserstoff aus EE-Strom ist in diesem Szenario zum anderen erforderlich, um den erneuerbaren Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr entsprechend der Ziele zu erhöhen, da einerseits die nachhaltigen Biokraftstoffpotenziale langfristig begrenzt sein werden und andererseits batterieelektrische Fahrzeuge aufgrund der Reichweitenbegrenzung voraussichtlich auch langfristig nur teilweise die Fahrzeugmärkte abdecken können. Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehr ist eine zusätzliche, naheliegende Nutzungsmöglichkeit, da der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen bereits vielfach erfolgreich demonstriert wurde [UBA 2006], auch wenn die Kosten der Technologien heute noch sehr hoch liegen. Für die Bereitstellung des Wasserstoffs im Verkehr werden einerseits dezentrale Elektrolyseanlagen an Tankstellen (einschl. Speicher), andererseits zusätzlich zentrale Elektrolyseanlagen und Speicher zum Beliefern der Tankstellen angenommen, so dass durchgehend die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Somit wird keine großräumige Wasserstoffinfrastruktur zur Verteilung benötigt. Für die im Szenario 2011 A im Jahr 2050 ermittelte Wasserstoffmenge in Höhe von 242 PJ/a (67 TWh/a) werden 88 TWh/a Strom benötigt. Der Wasserstoffeinsatz im Verkehr wird im Szenario etwa ab dem Jahr 2025 bedeutend, mit dann bereits einem Endenergiebeitrag in Höhe von 30 PJ/a.

In Tabelle 4-10 und Abbildung 4.19 sind die aus den Annahmen und Berechnungen resultierenden Endenergieverbräuche im Verkehr mit einer Aufschlüsselung der erneuerbaren Beiträge wiedergegeben. Die Abbildung 4.19 stellt den starken Rückgang des Endenergiebedarfs im Verkehr sowie die erneuerbaren Energieanteile dar. Der Einsatz an fossilen Kraftstoffen sinkt zwar deutlich, bedingt durch den Dieserverbrauch im Schwerlastverkehr sowie den Kerosinbedarf des Flugverkehrs verbleibt im Jahr 2050 aber immer noch ein signifikanter Verbrauch von etwa 760 PJ. Der Erdgaseinsatz im PKW-Sektor wurde in Anlehnung an [WWF 2009] angenommen. Der Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen (Biokraftstoff und EE-Wasserstoff) wächst bis 2050 gegenüber heute um etwa den Faktor Vier. Nach 2025 steigt der Stromverbrauch durch Elektromobilität über den Stromverbrauch des Schienenverkehrs (einschließlich örtliche Verbräuche und Verluste) und erreicht einen Wert von knapp 160 PJ (44 TWh) im Jahr 2050. Während die Kraftstoffverbräuche im Straßenverkehr aufgrund der Elektromobilität in der Summe um mehr als die Hälfte zurückgehen, sinkt der

Kraftstoffverbrauch im Flugverkehr aufgrund der Zunahme der Verkehrsleistungen trotz der Effizienzgewinne nur etwa auf das Niveau des Jahres 2005. Dem Flugverkehr wurde über ein Drittel des Biokraftstoffpotenzials in Form von BtL (biomass to liquid) zugeordnet. Der Bioethanoleinsatz steigt trotz der sinkenden Anzahl konventioneller Benzin-Fahrzeuge bedingt durch die Zunahme von Hybriden mit Benzinmotor auf 60 PJ im Jahr 2050. Der Biodie-
 seleinsatz liegt in Folge des auch im Jahr 2050 hohen Anteils des Straßengüterverkehrs bei etwa dem Doppelten im Vergleich zu Bioethanol.

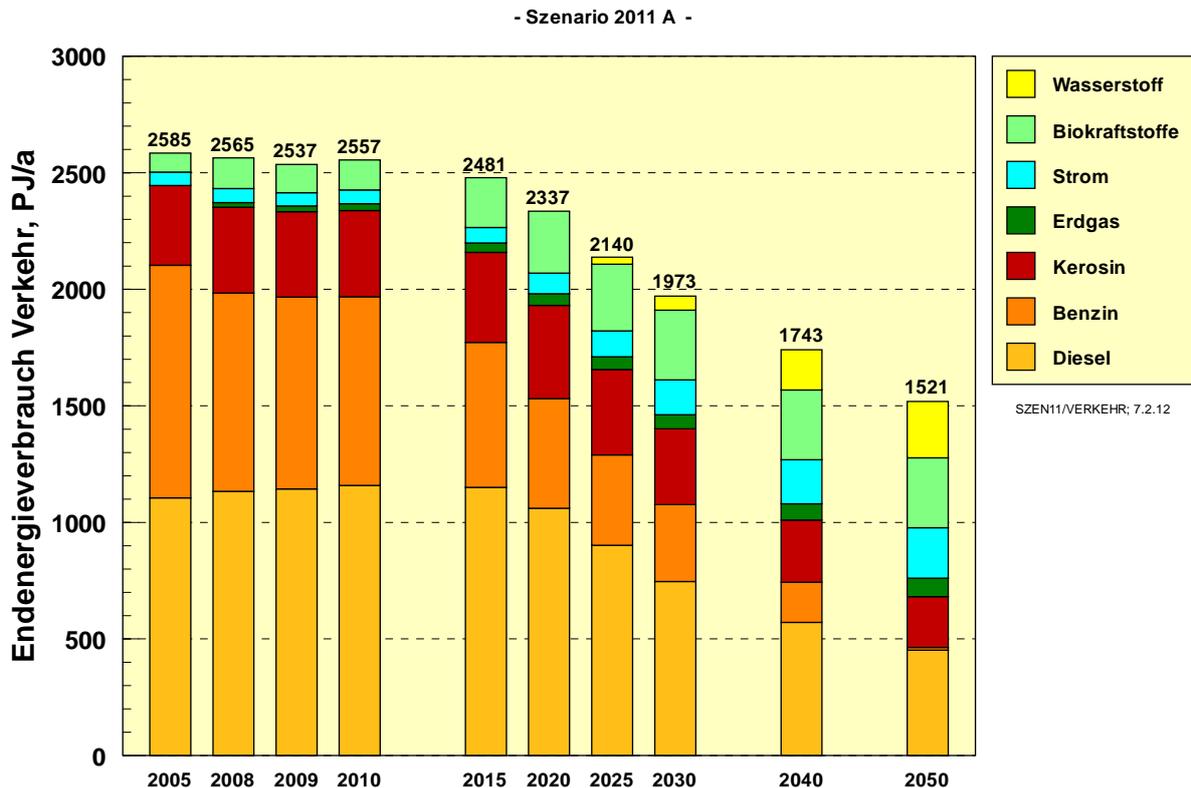


Abbildung 4.19: Endenergieverbrauch des Verkehrs im Szenario 2011 A nach Energieträgern

Die erneuerbaren Anteile am Endenergieeinsatz im Verkehr erreichen bis 2020 mit 321 PJ/a einen Anteil von 14%, bis 2030 mit 489 PJ/a von 25% und bis 2050 mit 752 PJ/a von knapp 50% (Abbildung 4.20). Die EE-Anteile nur bei den Kraftstoffen im Straßenverkehr liegen im Szenario 2011 A entsprechend bei etwa 14%, 21% und 44%. Im Szenario 2011 A wird der längerfristige Ausbau der Elektromobilität soweit forciert, dass der Individualverkehr in Verbindung mit der Nutzung von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff im Jahr 2050 einen erneuerbaren Anteil von über 70% erreicht. Dazu ist es erforderlich, im Jahr 2050 ca. 50% der Individualverkehrsleistung mit Elektrofahrzeugen abzuwickeln. Aufgrund der hohen Effizienz und des großen Marktpotenzials des Elektroantriebs im PKW-Sektor und des dadurch erreichbaren deutlich geringeren Endenergieverbrauchs ist es möglich, höhere Beiträge von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff für die anderen Verkehrsarten bereitzuhalten. Der sehr weitgehende Einsatz von Elektrofahrzeugen und Wasserstoffantrieben erfordert gegenüber einem Szenario ohne diese neuen Fahrzeugkonzepte einen zusätzlichen Stromeinsatz in Höhe von 44 TWh/a für Elektromobilität und 87 TWh/a für Wasserstoff, der ausschließlich aus Erneuerbaren bereitgestellt wird. Zur Erzeugung dieser Strommenge sind rund 50 GW EE-Leistung erforderlich.

Tabelle 4-10: Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im Szenario 2011 A und Einsatz von EE-Strom

in PJ/a	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biokraftstoffe gesamt	11	81	129	214	266	287	300	300	300
EE-Kraftstoffe gesamt	11	81	129	214	266	317	360	473	542
Biodiesel	11	74	95	166	204	195	179	150	121
Bioethanol	0	7	34	48	60	60	60	60	60
Biokraftstoff BtL *)	0	0	0	0	2	32	61	90	119
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	30	60	173	242
Stromeinsatz gesamt	57	58	59	67	89	111	150	189	216
EE-Strom Elektromobilität	0	0	0	9	31	53	92	130	158
Strom für Übrige **)	57	58	59	58	58	58	58	58	59
Endenergieverbrauch (EEV)	2752	2585	2557	2481	2337	2140	1973	1743	1521
Kraftstoffe = EEV - Strom	2695	2526	2498	2414	2248	2029	1824	1554	1305
Straße	2365	2153	2101	2000	1819	1603	1410	1170	942
Bahn + Schiff	30	30	27	27	28	27	27	27	26
Flugzeug	300	344	370	387	400	399	387	357	336
nachrichtlich: fossile Kraftstoffe	2684	2446	2369	2200	1982	1711	1464	1081	763
Anteil EE an Kraftstoffe gesamt in %	0,4	3,2	5,2	8,9	11,8	15,6	19,7	30,4	41,5
Anteil EE an Kraftstoffe Straße in %	0,5	3,7	6,0	10,5	14,3	17,5	20,7	31,8	43,6
Anteil EE (einschl. Strom) am Endenergieverbrauch Verkehr in %	0,4	3,4	5,4	9,6	13,7	18,7	24,8	37,2	49,3

*) nur für Flugzeuge angenommen **) Bahn einschließlich örtliche Verbräuche und Verluste; gesamter Strom

- Szenario 2011A -

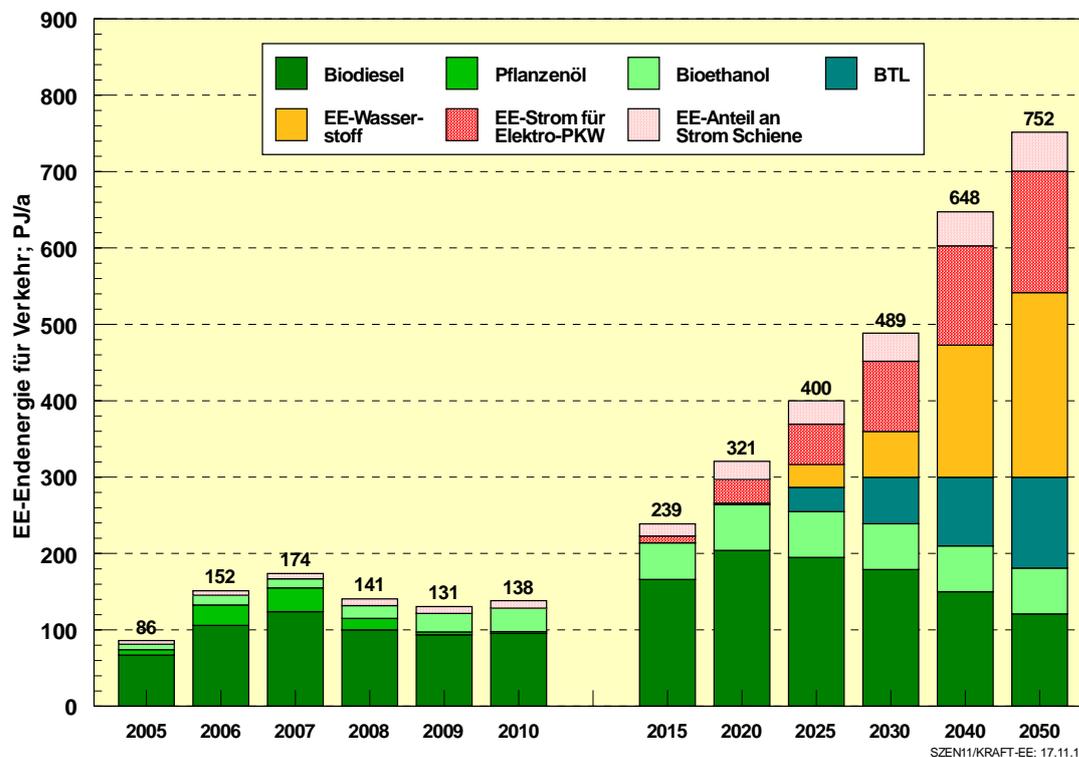


Abbildung 4.20: Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Szenario 2011 A

5 Bandbreite unterschiedlicher Entwicklungen und Folgen für den zukünftigen EE-Ausbau (Szenarienvergleich)

Das Szenario 2011 A bildet die Unterziele des Energiekonzepts der Bundesregierung, die sich aus dem Hauptziel einer 80%igen Reduktion der Treibhausgase bis 2050 (gegenüber 1990) ergeben, vollständig ab. Damit sind Größe und Gewichtung der Hauptelemente „Effizienzsteigerung“ und „EE-Ausbau“ in gewissen Grenzen festgelegt. Mit der „Vorgabe“ einer 50%-igen Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2050 ist beispielsweise der erforderliche Beitrag der Erneuerbaren zur THG- bzw. CO₂-Minderung und damit die Größenordnung ihres Endenergiebeitrags im Wesentlichen vorgegeben. Diese Zielstruktur ist das Ergebnis zahlreicher früherer Untersuchungen zur Entwicklung des Energieversorgungssystems Deutschlands, sie kann deshalb als relativ ausgewogen und belastbar angesehen werden. Dennoch ergeben sich weitere Fragestellungen, die zur Beurteilung des Energiekonzepts von Bedeutung sind.

Zum einen existieren Freiheitsgrade in der Ausgestaltung einzelner Verbrauchssektoren auch bei Vorgabe eines Gesamtziels. Dies ist im Besonderen im Verkehr der Fall, weil dort zukünftig überdurchschnittlich viele neue Technologien zum Einsatz kommen, die derzeit kaum bis überhaupt nicht im Markt sind. Hier muss gewährleistet sein, dass alle aussichtsreichen Technologien potenzielle Entwicklungsmöglichkeiten haben. Szenarien müssen daher technologieoffen sein und die Chancen und Grenzen einzelner Technologien im Systemzusammenhang darstellen. Die Verkehrsstruktur des Szenarios 2011 A wird dazu mit derjenigen der Szenarien 2011 B und 2011 C verglichen, die unterschiedliche Anteile der EE-Energieträger Strom (für Elektromobilität), EE-Wasserstoff und EE-Methan abbilden. Während Elektromobilität in allen Szenarien eine herausragende Rolle (mit dem Maximalanteil von 100% im Szenario 2011 C) spielt, werden Wasserstoff (Szenario 2011 A) und Methan (Szenario 2011 B) jeweils als zusätzliche Optionen eingebracht. Biokraftstoffe sind in allen Szenarien mit dem gleichen (maximalen) Beitrag von 300 PJ/a vertreten, werden aber unterschiedlich stark in den einzelnen Verkehrsträgern eingesetzt. Damit werden drei im Prinzip gleichrangige Verkehrsszenarien für das Jahr 2050 aufgezeigt.

Zum anderen müssen auch die Wirkungen von Zielverfehlungen dargestellt werden. Da insbesondere das Effizienzziel für Strom sehr ehrgeizig ist, wird mit dem Szenario 2011 A' eine weniger starke Verbrauchsreduktion bei Strom dargestellt. Eine dritte Fragestellung betrifft die notwendigen Aufwendungen beim Umgang mit größeren EE-Stromüberschüssen, wie sie sich bei sehr hohen EE-Anteilen einstellen. Szenario 2011 A und Szenario 2011 B dienen dazu, die unterschiedlichen Möglichkeiten einer chemischen Speicherung von großen Mengen an EE-Strom mittels EE-Wasserstoff oder EE-Methan zu diskutieren. Schließlich ist im Energiekonzept das Hauptziel „THG-Reduktion“ mit einer Bandbreite formuliert. Es ist deshalb auch von Bedeutung, wie die Obergrenze dieses Ziels, nämlich eine THG-Reduktion von 95%, erreicht werden kann. Die in den Szenarien 2011 A, B, C sowie A' und THG95 gesetzten unterschiedlichen Entwicklungen wirken sich insbesondere auch auf die Größenordnung der bereitzustellenden erneuerbaren Energien aus.

5.1 Unterschiedliche Entwicklungen im Verkehr

5.1.1 Die Szenarien 2011 A, B und C

In den Szenarien A, B und C sind unterschiedliche Entwicklungen der Fahrzeugflotten und damit der eingesetzten Energieträger abgebildet. Hauptsächlich ergeben sich Unterschiede in der PKW-Flotte, während die Entwicklungen bei den schweren Nutzfahrzeugen nur wenig und im Bahn-, Schiff- und Flugverkehr nicht differieren. Auch hinsichtlich der Entwicklung der Fahrleistungen insgesamt sowie der spezifischen Verbräuche der Fahrzeugkonzepte unterscheiden sich die Verkehrsszenarien nicht. In Abbildung 5.1 sind die resultierenden Endenergieverbräuche des Verkehrs in den Szenarien 2011 A, B und C für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt, in Tabelle 5-1 werden die Zahlenwerte für das Jahr 2050 für die drei Szenarien mit Szenarien aus anderen Studien verglichen. Im Szenario 2011 C ergibt sich aufgrund der starken Rolle des effizienten Elektroantriebs der geringste Endenergieverbrauch von 1380 PJ im Jahr 2050. Szenario 2011 B weist aufgrund des niedrigeren Anteils der Elektromobilität und des gegenüber Wasserstoffbrennstoffzellen höheren spezifischen Verbrauchs der Gasmotoren den höchsten Endenergiebedarf von 1565 PJ im Jahr 2050 auf. Im Szenario 2011 B werden infolge des Erfolgs des Gasantriebs anteilig flüssige Kraftstoffe durch Erdgas ersetzt. Dadurch und durch den hohen Anteil erneuerbaren Methans am insgesamt eingesetzten Gas wird in den Szenarien 2011 A und 2011 B die gleiche CO₂-Emissionsminderung im Verkehr erreicht. Das für den Antrieb im Verkehr eingesetzte Gas wurde für das Jahr 2030 zu 30% aus EE-Methan und zu 10% aus Biogas bestehend angenommen. Im Jahr 2050 ist ein Anteil von 70% EE-Methan für die Zielerreichung erforderlich.

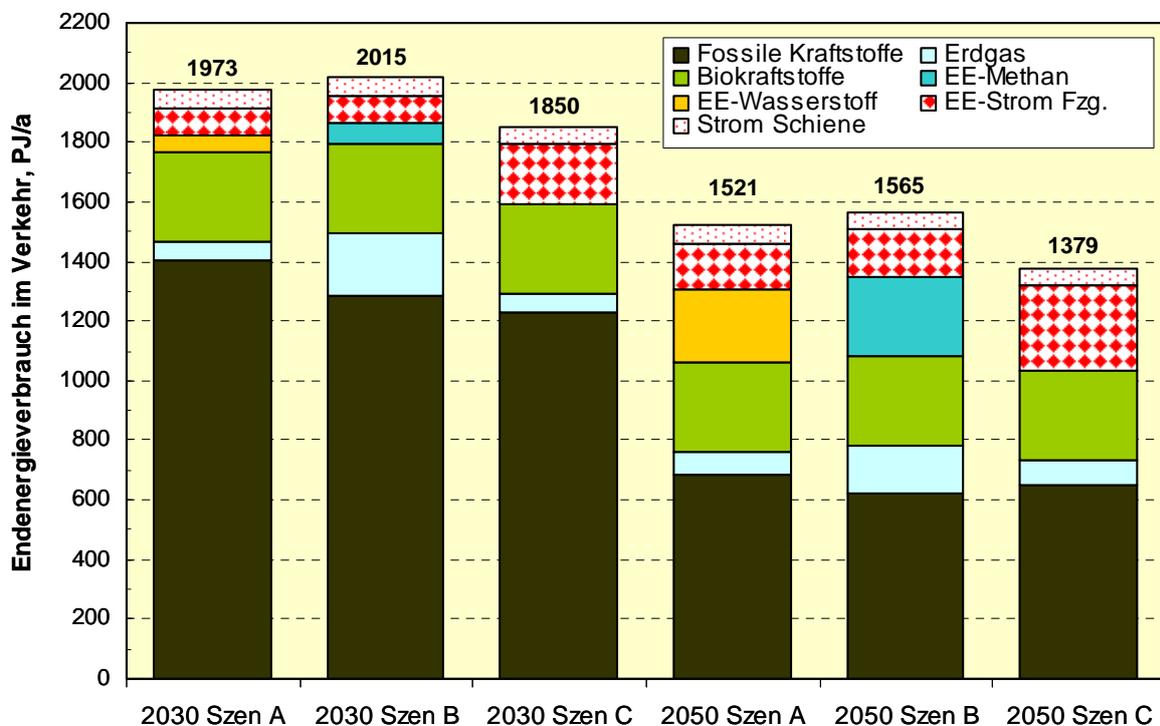


Abbildung 5.1: Endenergieverbrauch des Verkehrs in den Szenarien 2011 A, B und C

Im Szenario 2011 C werden im Jahr 2050 für Elektrofahrzeuge im gesamten Straßenverkehr 290 PJ (ca. 80 TWh) Strom eingesetzt, in den Szenarien 2011 A und 2011 B sind es 158 PJ (44 TWh). Die Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrs sind in den Szenarien 2011 A und 2011 B mit 49,3% bzw. 49,5% fast identisch, im Szenario 2011 C liegt der EE-Anteil bei etwa 46%, was aufgrund des niedrigeren Energieverbrauchs für die Zielerreichung bzgl. der THG-Emissionsreduktion ausreicht. Im PKW-Sektor sind bis zum Jahr 2050 in den Szenarien 2011 A und 2011 B etwa 20 Millionen Elektrofahrzeuge auf der Straße – davon 8 Millionen Plug-in-Hybride und 12 Millionen BEV. Im Szenario 2011 C sind es schließlich 46 Millionen PKW-Elektrofahrzeuge, davon 25 Millionen Plug-in-Hybride und 21 Millionen BEV. Im Szenario 2011 C sind im Vergleich zu 2011 A und 2011 B etwa 32 PJ/a mehr Biokraftstoffe im Güterverkehr eingesetzt, um dort das im Vergleich zum Personenverkehr geringere Potenzial der Elektromobilität etwas auszugleichen. Die detaillierten Ergebnisse der drei Verkehrsszenarien sind im Anhang wiedergegeben.

Der Vergleich der Szenarien verdeutlicht, dass die Ablösung fossiler Kraftstoffe aus heutiger Sicht auf sehr unterschiedliche Art erfolgen kann. Neben einer möglichst weitgehenden Reduktion des Energieverbrauchs stehen zur nicht-fossilen Deckung des Restbedarfs prinzipiell die Optionen Biokraftstoffe, direkte Nutzung von EE-Strom und Nutzung von aus EE-Strom hergestellten speicherbaren Energieträgern wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan zur Verfügung. Alle Optionen besitzen attraktive Potenziale und haben noch weitere Entwicklungsmöglichkeiten. Sie besitzen aber auch jeweils spezifische Vor- und Nachteile bzw. Grenzen. Deshalb ist es derzeit zu früh, eine dieser Optionen eindeutig zu bevorzugen. Allen Varianten liegt eine zukünftig starke Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor zugrunde, die mit entsprechenden Infrastrukturentwicklungen zu realisieren ist.

5.1.2 Vergleich mit anderen Szenarien

Im Vergleich zu Szenarien aus anderen Studien werden einige relevante Unterschiede deutlich (s. Tabelle 5-1). Zum einen wurde sowohl im Innovationsszenario nach [WWF 2009] als auch bei den Energieszenarien zum Energiekonzept [EWI 2010] von einem weitaus höheren Verbrauch an Biokraftstoffen sowie auch an Biomasse im Energiesystem insgesamt ausgegangen, was voraussetzt, dass im Jahr 2050 ein starker Biomasseimport stattfindet. Da das nachhaltig nutzbare Biomassepotenzial auf global etwa 95 bis 100 EJ begrenzt ist [Seidenberger et al. 2008], stellt die Annahme eines massiven Biomasseimports mit der Vorgabe strenger Nachhaltigkeitskriterien keine robuste Langfriststrategie dar, insbesondere nicht für den Verkehrssektor. Da der Verkehrssektor in einem zielkonformen Szenario im Vergleich zu den anderen Verbrauchssektoren ebenfalls eine beträchtliche Emissionsminderung zu erbringen hat, folgt aus der Begrenzung des Biokraftstoffpotenzials die Notwendigkeit, entweder einen sehr weitgehenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen oder die frühzeitige Einführung eines dritten erneuerbaren Kraftstoffs zu realisieren. Perspektivisch erscheint für die Realisierung eines Verkehrssektors, der weitgehend auf EE basiert, die Einführung eines dritten erneuerbaren Energieträgers unumgänglich. Die aus ökologischer Sicht sinnvolle Begrenzung des Biokraftstoffpotenzials verstärkt also den Innovationsdruck im Verkehrssektor; indirekt wird dadurch auch die heutige Mobilitätsstruktur als Ganzes in stärkerem Maße hinterfragt. Des Weiteren zeigt der Vergleich, dass in [WWF 2009] und [EWI 2010] noch stärkere Verbrauchsminderungen angenommen wurden, obwohl die

Elektromobilität eine geringere Rolle als in den Szenarien 2011 spielt. Wasserstoff und EE-Methan wurden nur in geringem Maße oder gar nicht als Option berücksichtigt.

Tabelle 5-1: Vergleich der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (in PJ/a) im Jahr 2050 und der gesamten Biomasse für alle Nutzungen mit Szenarien aus anderen Studien

Jahr 2050	Fossil	Biokraftstoffe	EE-Wasserstoff	EE-Methan	Elektromobilität	Bahn-Strom	EEV Verkehr	Gesamte Biomasse**)
Szenario 2011 A	763	300	242	0	158	59	1521	1550*)
Szenario 2011 B	782	300	0	266	158	59	1565	1550*)
Szenario 2011 C	731	300	0	0	290	59	1379	1550*)
WWF Innovation	436	921	10	k.A.	101	86	1560	1720
McKinsey & Company [BMU 2010b]	~980	~80	k.A.	k.A.	~250	~90	~1400	~500
Szenario I B [EWI 2010]	492	772	15	k.A.	144	~90	1512	2154
nachrichtlich: 2010	2369	129	0	0	0	59	2557	958

*) im Inland nutzbares Primärenergiepotenzial (vgl. Abschnitt 3.5)

EEV = Endenergieverbrauch

***) einschließlich Biomasseeinsatz für Strom- und Wärmeerzeugung

Das Szenario von McKinsey & Company für das BMU [BMU 2010b] zielt auf einen massiven Durchbruch der Elektromobilität und ist hinsichtlich des resultierenden Endenergiebedarfs vergleichbar mit Szenario 2011 C. In diesem Szenario wurde im Kontrast zu den oben genannten Studien von einem extrem niedrigen Biomassepotenzial zwischen 320 und 680 PJ/a (Mittelwert ~500 PJ/a) für Deutschland ausgegangen, wobei ~80 PJ/a für den Verkehr vorgesehen sind, also weniger als heute bereits an Biokraftstoffen eingesetzt wird. Dieses niedrige Potenzial rührt in dieser Untersuchung von der strikten Anwendung der globalen Gleichheitsprämisse her (global gleicher Pro-Kopf-Anspruch auf das energetisch nutzbare Potenzial der Biomasse). Aus der – zur Erfüllung der Klimaschutzziele – abgeleiteten Anforderung an den Verkehrssektor wurde für den Individualverkehr ein notwendiger Anteil der Elektromobilität von bis zu 93% abgeleitet. Der Wasserstoffoption wurde von McKinsey ein großes Potenzial bescheinigt, ohne sie jedoch in die Abschätzung mit einzubeziehen.

Mit den Szenarien nach [WWF 2009] und [EWI 2010] dürfte eine extreme Obergrenze für den Biomasseeinsatz im Verkehr dargestellt sein. Das Szenario nach [BMU 2010 c] im Gegensatz dazu stellt die entsprechende Untergrenze dar. Diese drei Szenarien stützen sich nur auf zwei EE-Optionen ab, während die Szenarien 2011 A und B drei EE-Optionen in ausgewogener Mischung vorschlagen, der heutigen Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Bedeutung der zur Verfügung stehenden Technologien also besser Rechnung tragen. In allen Szenarien spielt dagegen die Elektromobilität eine beträchtliche Rolle. Aus dem Szenarienvergleich kann also auf die herausragende Bedeutung der Elektromobilität als zukünftige Mobilitätstechnologie geschlossen werden.

Für den Bahnverkehr gehen alle Szenarien 2011 im Gegensatz zu den anderen Studien sowie auch zur Leitstudie 2010 von einem langfristig etwa gleichbleibenden Stromverbrauch des Schienenverkehrs aus. Die nach [IFEU 2010] und [IFEU 2011a] möglichen Effizienzverbesserungen, die in den Szenarien verwendet wurden, erlauben eine Kompensation der angenommenen deutlichen Zunahme der Verkehrsleistung im Güterschienenverkehr.

Tabelle 5-2: Eckdaten des Szenarios 2011 C, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13428	14044	11367	9137	7899	6993
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2278	2994	3418	3695
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	20,0	32,8	43,3	52,8
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,8	36,7	49,4	61,4
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	7935	6696	5829	5099
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1831	2477	2828	3015
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	23,1	37,0	48,5	59,1
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	22,2	35,6	46,8	57,0
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1783	1859	1786	1728	1674	1546
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	829	1200	1374	1406
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	46,4	69,5	82,1	90,9
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4428	4703	4000	3379	2911	2522
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1154	1310
Anteil EE, % ^{*)}	8,1	10,0	10,4	18,4	28,9	39,6	51,9
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2149	1589	1244	1031
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	300	300	300
Anteil EE, % ^{**)}	5,3	4,9	5,2	12,4	18,9	24,1	29,1
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	585	565	549	534
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	237	358	419	462
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,5	63,2	76,3	86,6
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,3	59,9	70,5	78,7
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11367	9137	7899	6993
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2278	2994	3418	3695
Mineralöl	4904	4635	4678	3431	2524	2135	1758
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	935	443	155
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3302	2684	1903	1385
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8359	6143	4481	3298
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	518	352	232	147
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	48,2	64,8	76,8	85,3
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	221	303	345	364
THG-Emissionen, Mio. t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	641	453	320	222
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	47,1	62,6	73,6	81,7

***) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, %** **7,6** **8,9** **10,2** **16,4** **25,9** **35,2** **45,8**

*****) Anteil EE an Endenergie Verkehr, %** **5,5** **5,1** **5,4** **16,0** **29,2** **39,4** **46,5**

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch

²⁾ Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

³⁾ jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)

⁴⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁵⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherzeugung

⁶⁾ einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff

⁷⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo

⁸⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁹⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

Die unterschiedlichen Strategien im Verkehrssektor führen auch zu Änderungen in der gesamten Endenergie- und Primärenergiestruktur der jeweiligen Szenarien. Diese Änderungen sind für das Szenario 2011 C in Tabelle 5-2 dokumentiert.

Im Vergleich zu Szenario 2011 A (Tabelle 4-2) zeigt sich, dass der hier unterstellte starke Durchbruch der Elektromobilität bis 2050 zu einem geringeren Bruttostromverbrauch (Szenario 2011 C: 534 TWh/a; Szenario 2011 A: 584 TWh/a in 2050) und zu einer geringeren Endenergienachfrage führt (Szenario 2011 C: 5099 PJ/a; Szenario 2011 A: 5236 PJ/a in 2050). Neben dem geringen spezifischen Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen ist dies auch auf eine geringere Wasserstoffmenge zurückzuführen. Im Szenario 2011 C wird Wasserstoff, wie im Szenario 2011 A, im Stromsektor zur Verwertung von EE-Überschussstrom eingesetzt. Der EE-Stromeinsatz für Wasserstoff als Kraftstoff, wie er im Szenario 2011 A angenommen wurde, fällt dagegen weg. Dadurch kann eine weitere Reduktion des Primärenergieeinsatzes: Im Szenario 2011 C beträgt der Primärenergieverbrauch in 2050 noch 6993 PJ/a (Szenario 2011A: 7267 PJ/a). Die CO₂-Emissionen belaufen sich im Szenario 2011 C im Jahr 2050 auf 147 Mio. t CO₂/a (Szenario 2011 A: 154 Mio. t CO₂/a).

Aus den im Vergleich zu den Szenarien 2011 A und B günstigeren energetischen Kennwerten des Szenarios 2011 C folgt, dass aus Effizienz- und Klimaschutzgründen ein hoher Anteil an Elektromobilität im Verkehrssektor anzustreben ist. Dies wird auch durch den im Szenario 2011 C gegenüber Szenario 2011 A geringeren Bruttostromverbrauch verdeutlicht, der nur auf die unterschiedliche Energieträgerstruktur des Verkehrssektors zurückzuführen ist (vgl. auch Tabelle 5-3). Bis 2050 sollte daher der Beitrag von Elektrofahrzeugen im PKW-Sektor möglichst einen Anteil von 50% überschreiten und sich deutlich in Richtung des Szenarios 2011 C bewegen.

5.2 Auswirkung unterschiedlicher Entwicklung der Stromnachfrage

5.2.1 Szenario 2011 A'

Das Szenario A' reflektiert vor dem ehrgeizigen Ziel einer deutlichen Reduktion des Stromverbrauchs im Energiekonzept die bisherigen eher enttäuschenden Erfahrungen bei der Drosselung der Stromnachfrage. Klammert man den Einsatz von Wärmepumpen und den angenommenen 50%igen Anteil an Elektromobilität im PKW-Verkehr im Szenario 2011 A aus, so erfordert das Reduktionsziel im Energiekonzept für die verbleibenden „konventionellen“ Stromverbraucher eine Reduktion der Stromnachfrage (Endenergie) von derzeit 513 TWh/a auf 335 TWh/a, also um 35%, was eine extreme Herausforderung darstellt (Tabelle 5-3). Im Szenario A' wird der Endenergieverbrauch dieser Stromverbraucher bis 2050 „nur“ auf 387 TWh/a reduziert, was einem Rückgang um etwa 25% entspricht. Das Reduktionsziel des Energiekonzepts ist hier also ausschließlich auf die „konventionellen“ Verbraucher bezogen. Einschließlich der „neuen“ Verbraucher (Strom für Wärmepumpen in Höhe von 14 TWh/a sowie einen 50%igen Elektromobilitätsanteil mit 44 TWh/a) reduziert sich die Stromverbrauchsminderung in diesem Szenario auf 15%. Szenario 2011 A' unterstellt somit eine nach wie vor sehr anspruchsvolle Effizienzstrategie im Stromsektor, berücksichtigt aber in angemessenem Maße die schwerwiegenden Hemmnisse, die einer deutlichen Verbrauchsreduktion bisher im Wege standen.

Tabelle 5-3: Stromverbrauch (Endenergie) nach Nutzungsarten und Sektoren in den Jahren 2010 und 2050 für vier Szenarien 2011

TWh/a	2010	Szen A 2050	Szen A' 2050	Szen C 2050	Szen THG95 2050
Endenergie Strom nach Nutzungsarten:					
Kraft, IKT, Beleuchtung, Prozesskälte	351	239	278	239	273
Prozesswärme, Warmwasser	114	69	78	69	160
Raumheizung, Klimatisierung	34	25	29	25	46
Schieneverkehr	16	16	16	16	16
Elektromobilität	0	44	44	81	81
Gesamte Endenergie Strom	516	393	445	430	576
Veränderung gegenüber 2008*), %		-25	-15	-18	+10
Endenergie ohne Wärmepumpen und Elektromobilität	513	335	387	335	470
Endenergie Strom nach Verbrauchssektoren:					
Private Haushalte	141	95	100	95	111
GHD	130	102	108	102	122
Industrie	229	136	177	136	246
Verkehr	16	60	60	97	97
Nachrichtlich: Bruttostromverbrauch	610	584	636	534	837

*) Die Ziele des Energiekonzepts sind auf das Basisjahr 2008 bezogen (Strom Endenergie 524 TWh/a)

Im Haushaltssektor beträgt die mittlere Änderung des Pro-Kopf-Verbrauchs an Strom im Szenario 2011 A' zwischen 2008 und 2050 -0,5%/a (zum Vergleich: Szenario 2011 A im selben Zeitraum: -0,7%/a, tatsächliche Entwicklung 2000-2008: +0,8%/a). Damit liegt der Stromverbrauch der Haushalte im Jahr 2050 im Szenario 2011 A' bei 100 TWh (Szenario 2011 A: 95 TWh). Im GHD-Sektor unterstellt das Szenario 2011 A' eine mittlere jährliche Entwicklung der Stromintensität in diesem Sektor von -1,5%/a (2008-2050, zum Vergleich: Szenario A: -1,6%/a, tatsächliche Entwicklung 2000-2008: -2,0%/a). Im Jahr 2050 verbraucht der GHD-Sektor damit 108 TWh (Szenario 2011 A: 102 TWh) an Strom. Die Stromintensität der Industrieproduktion kann sich gemäß des Szenarios 2011 A' bis 2050 im Mittel um 1,1% pro Jahr reduzieren. Zum Vergleich: Im Zeitraum 2000-2008 nahm die Stromintensität der Industrie um +0,4% pro Jahr zu; im Zeitraum 2003-2008 jedoch konnte die Stromintensität um durchschnittlich 0,9% pro Jahr gesenkt werden. Für 2050 ergibt sich damit im Szenario 2011 A' ein Endenergieverbrauch an Strom von 177 TWh (Szenario 2011 A: 136 TWh). Der Verkehrssektor in Szenario 2011 A' unterscheidet sich nicht von Szenario 2011 A (Tabelle 5-3).

Damit im Szenario 2011 A' bis 2050 trotzdem eine Reduktion der THG-Emissionen um 80% erreicht wird, muss der Mehrverbrauch an Strom gegenüber Szenario 2011 A durch einen verstärkten Einsatz von EE kompensiert werden. Die daraus resultierenden Eckdaten des Szenarios 2011 A' sind in Tabelle 5-4 dokumentiert. Gegenüber Szenario 2011 A sind hier im Jahr 2050 48 TWh/a mehr EE-Strom bereitzustellen (544 TWh/a statt 496 TWh/a einschließlich Rückverstromung von H₂).

Tabelle 5-4: Eckdaten des Szenarios 2011 A', speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13428	14044	11452	9312	8227	7424
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2270	3034	3608	4045
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	19,8	32,6	43,9	54,5
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,6	36,4	49,8	62,8
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	8027	6853	6054	5360
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1823	2494	2944	3258
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	22,7	36,4	48,6	60,8
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	21,9	35,1	46,8	58,6
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1783	1859	1768	1679	1629	1602
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	821	1158	1308	1385
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	46,4	69,0	80,3	86,4
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4428	4703	4011	3351	2871	2454
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1164	1331
Anteil EE, % ^{*)}	8,1	10,0	10,4	18,4	29,2	40,5	54,2
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2249	1824	1554	1304
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	359	472	542
Anteil EE, % ^{**))}	5,3	4,9	5,2	11,8	19,7	30,4	41,6
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	580	574	600	636
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	235	369	465	544
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,4	64,2	77,5	85,5
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,2	60,3	68,7	73,0
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11452	9312	8227	7424
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2270	3034	3608	4045
Mineralöl	4904	4635	4678	3546	2677	2222	1701
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1628	935	487	175
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3277	2666	1909	1503
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8451	6278	4619	3379
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	525	362	243	151
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	47,5	63,8	75,7	84,9
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	220	310	370	413
THG-Emissionen, Mio. t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	648	463	331	226
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	46,5	61,8	72,7	81,3

***) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, %** 7,6 8,9 10,2 16,3 25,8 35,5 46,9
*****) Anteil EE an Endenergie Verkehr, %** 5,5 5,1 5,4 13,7 24,8 37,2 49,4

- 1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch
- 2) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken
- 3) jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)
- 4) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz
- 5) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherzeugung
- 6) einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff
- 7) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo
- 8) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)
- 9) einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

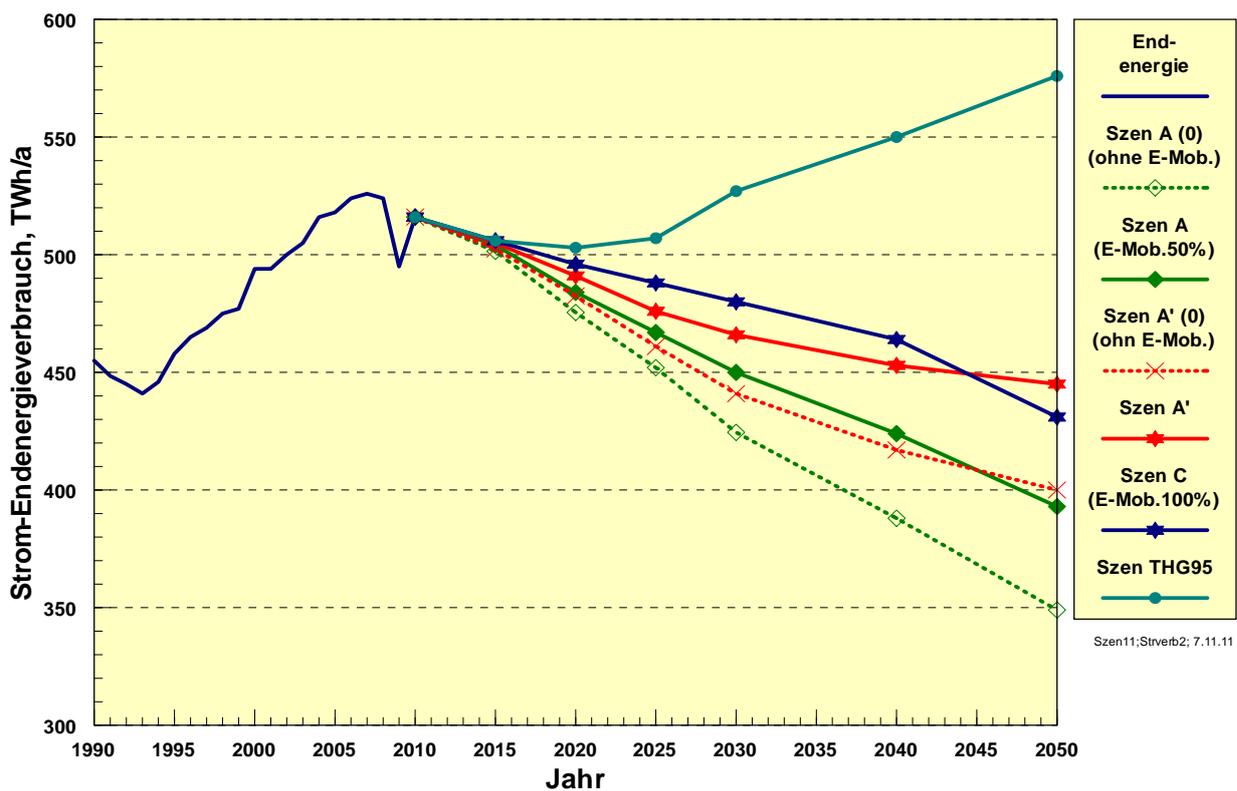


Abbildung 5.2: Verlauf des Endenergieverbrauchs Strom seit 1990 und Entwicklung in den Szenarien 2011; bei Szenarien 2011 A und A' jeweils ohne und mit Strom für Elektromobilität

5.2.2 Stromverbrauch in den anderen Szenarien 2011

Das **Szenario 2011 B** unterscheidet sich hinsichtlich der Endenergieverbrauchsstruktur für Strom nicht vom Szenario 2011 A. Der dort auftretende höhere Bruttostromverbrauch infolge der Bereitstellung von EE-Methan anstatt von EE-Wasserstoff wird nachfolgend erläutert. Das **Szenario 2011 C** untersucht die Option eines gegenüber dem Szenario 2011 A noch deutlich höheren Anteils der Elektromobilität an der Fahrleistung des PKW-Verkehrs im Jahr 2050 (C: 100%, A: 50%; vgl. dazu Abschnitt 5.1). Alle anderen Randbedingungen entsprechen denen des Szenarios A. Entsprechend höher ist der Stromverbrauch im Verkehrssektor (Szenario C: 97 TWh/a für 2050, Szenario A: 60 TWh/a) und der gesamte Endenergieverbrauch an Strom im Jahr 2020 (430 TWh in Szenario C, 393 TWh in Szenario A). Szenario C erreicht somit eine Reduktion des Stromverbrauchs (Endenergie) von 17,7% zwischen 2008 und 2050 (Abbildung 5.2; Tabelle 5-3). Die resultierenden Eckdaten des Szenarios 2011 C sind in Tabelle 5-2 dargestellt.

Wie bereits in Abschnitt 5.1 erläutert, ist – bei gleicher Zielsetzung einer 80%igen Minderung der Treibhausgasemissionen – der Endenergieverbrauch jedoch keine aussagekräftige Größe hinsichtlich des effizienten Umgangs mit Strom im Vergleich mehrerer Szenarien. Dazu muss der Bruttostromverbrauch hinzugezogen werden. Er ist im Szenario 2011 C am niedrigsten (Tabelle 5-3). Die deutlich geringeren Beiträge von EE-Wasserstoff im Vergleich zu Szenario 2011 A reduzieren die Umwandlungsverluste und damit den dafür erforderlichen (Brutto-) Stromverbrauch.

Auch im **Szenario 2011 THG95**, das im Abschnitt 5.4 detailliert beschrieben wird, liegt der Stromverbrauch deutlich über demjenigen des Szenarios 2011 A, weil hier zusätzlicher EE-Strom gezielt eingesetzt wird, um beschleunigt fossile Brennstoffe und weitere fossile Kraftstoffe zu ersetzen. Hierfür kommen Nutzungsbereiche wie Prozesswärme, Raumheizung, Klimatisierung und Prozesskälte infrage (vgl. die entsprechenden Felder in Tabelle 5-3), in denen mittels des direkten Einsatzes von EE-Strom Kohle, Heizöl und Erdgas substituiert werden kann. Damit kann man rascher als in den Szenarien 2011 A bis C zu einer sehr weitgehenden und schließlich nahezu vollständigen Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen gelangen, wie sie erforderlich ist, um das Reduktionsziel von -95% bei den gesamten THG-Emissionen zu erreichen. In diesem Szenario nimmt nach einem Minimum um das Jahr 2020 (bis dahin überwiegen die auch in diesem Szenario unterstellten verstärkten Stromeinsparbemühungen) der Endenergieverbrauch an Strom wieder zu, um im Jahr 2050 mit 576 TWh/a einen Wert zu erreichen, der 10% über dem heutigen Endenergieverbrauch an Strom liegt. Weil in diesem Szenario zum gleichen Zeitpunkt deutlich höhere Wasserstoffmengen (bzw. Methanmengen) eingesetzt werden, ist auch der Bruttostromverbrauch – der hier ausschließlich durch EE gedeckt wird – deutlich höher als in den Szenarien, die nur 80% THG-Minderung erreichen.

5.3 Vergleich von EE-Wasserstoff und EE-Methan als chemischer Energieträger

Eine Gegenüberstellung der Szenarien 2011 A und 2011 B erlaubt einen Vergleich der Aufwendungen für die chemische Speicherung größerer EE-Strommengen mittels der beiden Optionen EE-Wasserstoff und EE-Methan. Deren Potenziale sowie ihre spezifischen Vor- und Nachteile wurden bereits in Abschnitt 3.6 dargestellt. Die dortigen Daten dienen als Grundlage für die Erstellung der entsprechenden Mengenbilanzen in den Szenarien. Beide Szenarien beruhen auf derselben Endenergieinfrastruktur, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Einzige Ausnahme sind die Verbrauchsunterschiede im Verkehrssektor zwischen wasserstoffbetriebenen und gasbetriebenen Fahrzeugen (vgl. Abschnitt 5.1) in Höhe von 24 PJ/a. Tabelle 5-5 stellt die wesentlichen Eckdaten dieses Vergleichs dar.

Beide Szenarien erreichen dieselbe CO₂-Minderung, der Strommehrbedarf für die Methanisierung des zuvor erzeugten Wasserstoffs in Szenario 2011 B wird durch einen entsprechend höheren EE-Beitrag kompensiert. Der Energieeinsatz für die Erzeugung des chemischen Speichers aus EE-Strom im Jahr 2050 beläuft sich im Szenario 2011 A mit 110 TWh/a auf 19% des Bruttostromverbrauchs bzw. auf 5% des gesamten Primärenergieverbrauchs (PEV). Im Szenario 2011 B lauten die entsprechenden Werte 148 TWh/a bzw. 24% und 7%. In beiden Szenarien liegt der PEV-Anteil der Erneuerbaren im Jahr 2050 bei rund 53%.

Tabelle 5-5: Umfang und Struktur der Speicherung von EE-Strom mittels EE-Wasserstoff und EE-Methan in den Szenarien 2011 A und 2011 B sowie Auswirkungen auf Primärenergieverbrauch und den erforderlichen EE-Beitrag

Jahr	Szenario 2011 A			Szenario 2011 B		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	EE-Wasserstoff			EE-Methan		
Stromeinsatz zur Erzeugung von EE-H ₂ bzw. EE-CH ₄ , TWh/a	23	65	110	36	87	148
erzeugte Menge EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan, TWh/a	16,6	48,1	83,6	20,6	51,5	90,2
dto., PJ/a	60	173	301	74	185	325
Einsatz für Spitzenstrom, PJ/a	0	0	9	0	0	9
Einsatz für KWK, PJ/a	0	0	50	0	0	50
Einsatz im Verkehr, PJ/a	60	173	242	74	185	266
Genutzte Endenergie (Strom, Wärme, Kraftstoffe), PJ/a	60	173	293	74	185	317
Gesamtnutzungsgrad (Endenergie/Stromeinsatz), %	72,0	74,0	76,0	57,6	59,2	60,9
Gesamte Versorgung						
Bruttostromverbrauch, TWh/a	556	571	584	571	594	622
EE-Stromerzeugung, TWh/a *)	351	434	496	364	456	534
Gesamte Primärenergie, PJ/a	9287	8176	7267	9364	8295	7441
PEV-Beitrag EE, PJ/a	2969	3483	3840	3021	3560	3986

*) einschließlich Rückverstromung von H₂

Ob der Mehraufwand für die Methanisierung im Szenario 2011 B gegenüber Szenario 2011 A in Höhe von 38 TWh/a EE-Strom die infrastrukturellen Vorteile von Methan im Vergleich zu Wasserstoff aufwiegt, kann derzeit noch nicht abschließend geklärt werden. Dazu sind die entsprechenden Technologien technisch und ökonomisch noch nicht weit genug ausgereift. Da ihr großmaßstäblicher Einsatz aber frühestens in zwei Jahrzehnten erforderlich sein wird, können die noch notwendigen Weiterentwicklungen und die erforderlichen vertieften Analysen ohne Zeitdruck erfolgen. Wesentlich ist aus heutiger Sicht, dass beide Optionen prinzipiell nutzbar sind, um bei hohen Anteilen von EE-Strom dessen Integration in das gesamte Energiesystem sicherzustellen. Dies erlaubt ein sicheres Weiterverfolgen der EE-Ausbaustrategie als Ganzes. Vergleichsweise liegt der ermittelte Mehraufwand der Methanstrategie gegenüber der Wasserstoffstrategie in derselben Größenordnung wie derjenige, der in Szenario 2011 A' zur Kompensation unzulänglicher Einsparerfolge beim Stromverbrauch benötigt wird (vgl. Tabelle 5-4). Das zeigt einerseits, dass eine Methanstrategie nicht prohibitiv ist und macht andererseits klar, dass solide Einsparerfolge bei der Stromanwendung den Spielraum für eine erfolgreiche umfassende Transformation des Energiesystems erheblich ausweiten.

Die Auswirkungen des Übergangs von EE-Wasserstoff auf EE-Methan für das Gesamtszenario zeigt Tabelle 5-6. Die Eckdaten können mit den entsprechenden Angaben für das Szenario 2011 A (Tabelle 4-2), für das Szenario 2011 C (Tabelle 5-2) und für das Szenario 2011 A' (Tabelle 5-4) verglichen werden.

Tabelle 5-6: Eckdaten des Szenarios 2011 B, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13428	14044	11398	9364	8297	7441
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2270	3021	3560	3986
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	19,9	32,3	42,9	53,6
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,7	36,0	48,7	61,7
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	8005	6862	6042	5281
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1822	2447	2836	3092
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	22,8	35,7	46,9	58,5
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	21,9	34,3	45,2	56,4
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1783	1859	1742	1621	1526	1413
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	820	1095	1193	1209
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	47,1	67,6	78,2	85,5
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4428	4703	3999	3376	2912	2519
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1157	1317
Anteil EE, % ^{*)}	8,1	10,0	10,4	18,4	28,9	39,7	52,3
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2263	1865	1604	1349
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	374	485	565
Anteil EE, % ^{**)}	5,3	4,9	5,2	11,8	20,1	30,3	41,9
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	573	571	594	622
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	235	364	455	534
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,9	63,8	76,6	85,8
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,7	60,1	68,8	75,1
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11398	9364	8297	7441
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2270	3021	3560	3986
Mineralöl	4904	4635	4678	3549	2730	2310	1764
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	935	505	166
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3223	2677	1922	1524
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8397	6343	4737	3455
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	522	366	252	156
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	47,8	63,4	74,8	84,4
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	220	308	369	408
THG-Emissionen, Mio. t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	645	467	340	231
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	46,7	61,4	71,9	80,9

***) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, %** **7,6** **8,9** **10,2** **16,4** **25,9** **35,3** **46,1**
*****) Anteil EE an Endenergie Verkehr, %** **5,5** **5,1** **5,4** **13,6** **25,0** **36,9** **49,5**

- 1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch
2) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken
3) jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)
4) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz
5) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherzeugung
6) einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff
7) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo
8) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)
9) einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

5.4 Ausblick auf eine 95%-THG-Minderung

5.4.1 Energiebedarfsdeckung mittels EE in allen Sektoren

Das Szenario zur Darstellung einer 95%-Minderung der Treibhausgase (Szenario 2011 THG95) orientiert sich an der Obergrenze des angestrebten THG-Zieles im Energiekonzept von 95% bis 2050. Diese Zielsetzung verlangt, die energiebedingten CO₂-Emissionen auf praktisch null zu reduzieren, also eine nahezu vollständige Versorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien zu erreichen. Nach den vorhergehenden Analysen hinsichtlich möglichem Strukturwandel und Transformationsgeschwindigkeit der Energieversorgung ist dafür der Zeitpunkt 2050 eine extreme Zielvorgabe. Im Szenario 2011 THG95 wird eine Treibhausgasreduzierung von 95 % daher erst für 2060 erreicht. Aus der Sicht des Klimaschutzes ist diese Verlängerung akzeptabel, aber auch so stellt der Zeitpunkt noch eine sehr ehrgeizige Zielvorgabe dar, wie die nachfolgenden Ausführungen zeigen.

Für das Jahr 2050 liegt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in den Szenarien 2011 A, B und C zwar bereits bei rund 85%, der EE-Anteil im Wärmesektor liegt zur gleichen Zeit aber erst bei 52 bis 54% (Tabelle 5-7). Grund dafür sind vielfältige Barrieren technischer, ökonomischer und struktureller Natur sowie ein eingeschränktes Potenzial für nachhaltige Wärmeerzeugung aus Biomasse, die den EE-Ausbau im Wärmesektor deutlich gegenüber der Entwicklung im Stromsektor hemmen. Insbesondere im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme (>300°C), die einen großen Teil des Prozesswärmebedarfs ausmacht, ist der direkte Einsatz von EE zur Wärmeerzeugung begrenzt, da die erreichbaren Temperaturniveaus von (tiefer) Geothermie und Solarthermie bei weitem nicht an diesen Temperaturbereich heran reichen und die Potenziale eines nachhaltigen Biomasseeinsatzes für energetische Zwecke begrenzt sind. Hohe EE-Anteile im Wärmebereich können nur dann erreicht werden, wenn in zunehmendem Maße auch EE-Strom und EE-H₂ oder EE-CH₄ aus zu speicherndem EE-Strom zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden und dort konventionelle Wärmeerzeugung aus Erdgas, Heizöl und Kohle verdrängen. Der dafür erforderliche Strukturwandel erfordert jedoch Zeit und kann in größerem Umfang erst einsetzen, wenn EE-Strom mit 5 bis 7 ct₂₀₀₉/kWh Gestehungskosten sehr kostengünstig geworden ist.

Tabelle 5-7: Verbleibender fossiler Energiebedarf in 2050 im Szenario 2011 A und resultierende CO₂-Emissionen

	Noch fossil gedeckt in 2050, PJ/a	Anteil an Gesamtbedarf, %	Resultierende CO ₂ -Emissionen, Mio. t/a
Prozesswärme	795	59	53
Raumwärme, Warmwasser	363	25	24
Kraftstoffe	762	50	56
Strom	243	15	21
Endenergie, gesamt	2163	41	154
Fossiler Primärenergieeinsatz, ohne nicht-energet. Verbrauch	2477 (Kohle, Sonstige 165; Öl 847; Erdgas 1465)	39	

*) Weitere Niedertemperaturwärme aus Kollektoren und Erdwärme

Ähnliches gilt für den Verkehrssektor. Da ein über das Niveau der Szenarien 2011 A und B hinaus gehender Einsatz von Biokraftstoffen aus Nachhaltigkeitssicht nicht verantwortbar ist, kommen für eine weitere Steigerung des EE-Beitrags nur ein noch intensiverer Ausbau der Elektromobilität und die Bereitstellung weiterer aus EE erzeugter, chemischer Energieträger infrage. In den Szenarien 2011 A, B und C sind daher im Jahr 2050 noch rund 40 bis 42% der verbleibenden Endenergie mit fossilen Energieträgern zu decken (Tabelle 5-7).

Um bereits bis 2050 zu höheren EE-Anteilen an der gesamten Energieversorgung zu gelangen (und in 2060 zu einer annähernden EE-Vollversorgung), müssen die Weichen hin zu EE-Strom als „Primärenergie“ sowohl im Wärmesektor – insbesondere für die Prozesswärme – als auch für den Verkehrssektor früher gestellt werden, als es in den Szenarien beschrieben ist, die das THG-Ziel von -80% erreichen. Die Zielsetzung des Szenarios 2011 THG95 kann daher nicht als Fortschreibung der anderen Szenarien 2011 entwickelt werden, sondern erfordert ein verstärktes Anwachsen von EE-Strom bereits nach 2020. Für den Verkehrssektor kombiniert das Szenario 2011 THG 95 daher das Szenario 2011 C mit 100% EE-Mobilität im Individualverkehr mit dem Szenario 2011 A mit einem bereits beträchtlichen Anteil an EE-Wasserstoff²¹ im Güterverkehr. Im Wärmesektor werden ebenfalls nach 2020 neue, sinnvolle Anwendungsfelder für den direkten Einsatz von EE-Strom zur Wärmebereitstellung erschlossen. Dies sind neben der Hochtemperaturprozesswärme insbesondere Wärmepumpen sowie die Klimatisierung und Kältebereitstellung (vgl. Tabelle 5-3).

Die im Szenario 2011 THG95 gegenüber dem Szenario 2011 A deutlich gewachsene Bedeutung von Strom als „Primärenergieträger“ im Verkehr und im Wärmesektor hat konsequenterweise einen höheren Stromverbrauch als im Szenario 2011 A zur Folge (vgl. dazu Tabelle 5-3). Noch deutlicher steigt aber der Bruttostromverbrauch. Bis 2050 wächst er im Szenario 2011 THG95 gegenüber 2010 um 37% (bis 2060 sogar um 73%), da gegenüber heute neue Einsatzbereiche für Strom hinzukommen. In 2050 werden dafür insgesamt 432 TWh/a EE-Strom benötigt und zwar für Wärmepumpen 25 TWh/a, für Elektromobilität 81 TWh/a, für zusätzlichen Einsatz für Prozesswärme, -kälte und Klimatisierung (im Vergleich zu Szenario 2011 A) 146 TWh/a und für die Wasserstoffherzeugung 180 TWh/a (Abbildung 5.3).

Dies entspricht gut 50% des gesamten Bruttostromverbrauchs. Im Jahr 2060 steigt der Verbrauch neuer Einsatzbereiche auf 665 TWh/a, also auf 63% des gesamten Verbrauchs. EE-Strom ist damit zur dominierenden „Primärenergiequelle“ geworden. Dieser gegenüber dem Szenario 2011 A verstärkte Stromeinsatz beginnt substantiell um das Jahr 2025 mit einem „Strommehrverbrauch“ gegenüber den anderen Szenarien von bereits 75 TWh/a. In der Gesamtschau des Szenarios 2011 THG95 ergibt sich die Primärenergiestruktur entsprechend Abbildung 5.4. Die wesentlichen Eckdaten sind in Tabelle 5-8 zusammengestellt. Im Vergleich zum Szenario 2011 A mit einem EE-Anteil am Primärenergieverbrauch von 53% im Jahr 2050 erreicht dieses Szenario bereits einen EE-Anteil von 67% (ohne den fossilen nicht-energetischen Verbrauch lauten die Werte 61% bzw. 77%). Im Jahr 2060 werden fossile Energieträger im Szenario 2011 THG95 nur noch für den nicht-energetischen Verbrauch (980 PJ/a) und in sehr geringen Mengen (80 PJ/a) im Verkehr eingesetzt.

²¹ Im Szenario 2011 THG95 wird EE-Wasserstoff als chemischer Energiespeicher genutzt; ebenso kann das Szenario mit EE-Methan dargestellt werden.

- Szenario 2011 - THG95 -

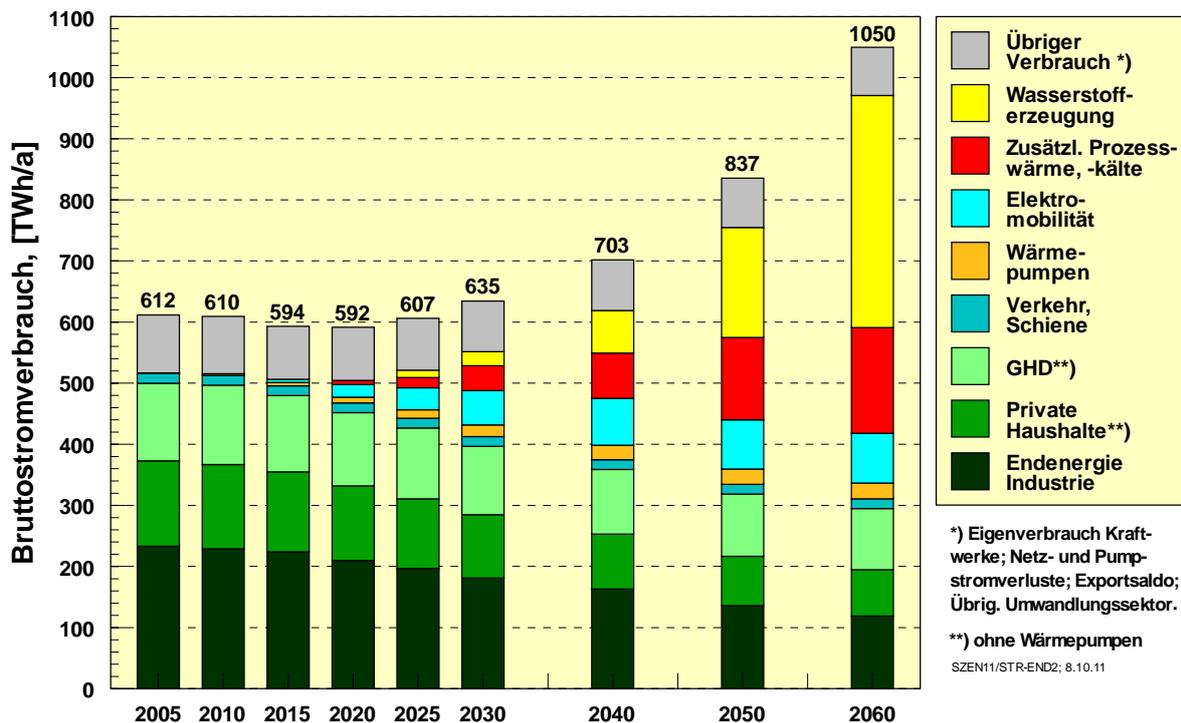


Abbildung 5.3: Bruttostromverbrauch im Szenario 2011 THG95 getrennt nach „herkömmlichen“ Stromverbrauchern und zusätzlichen Einsatzbereichen *)

*) zusätzliche Prozesswärme = verstärkter Stromeinsatz gegenüber Szenario 2011 A

- Szenario 2011-THG95 -

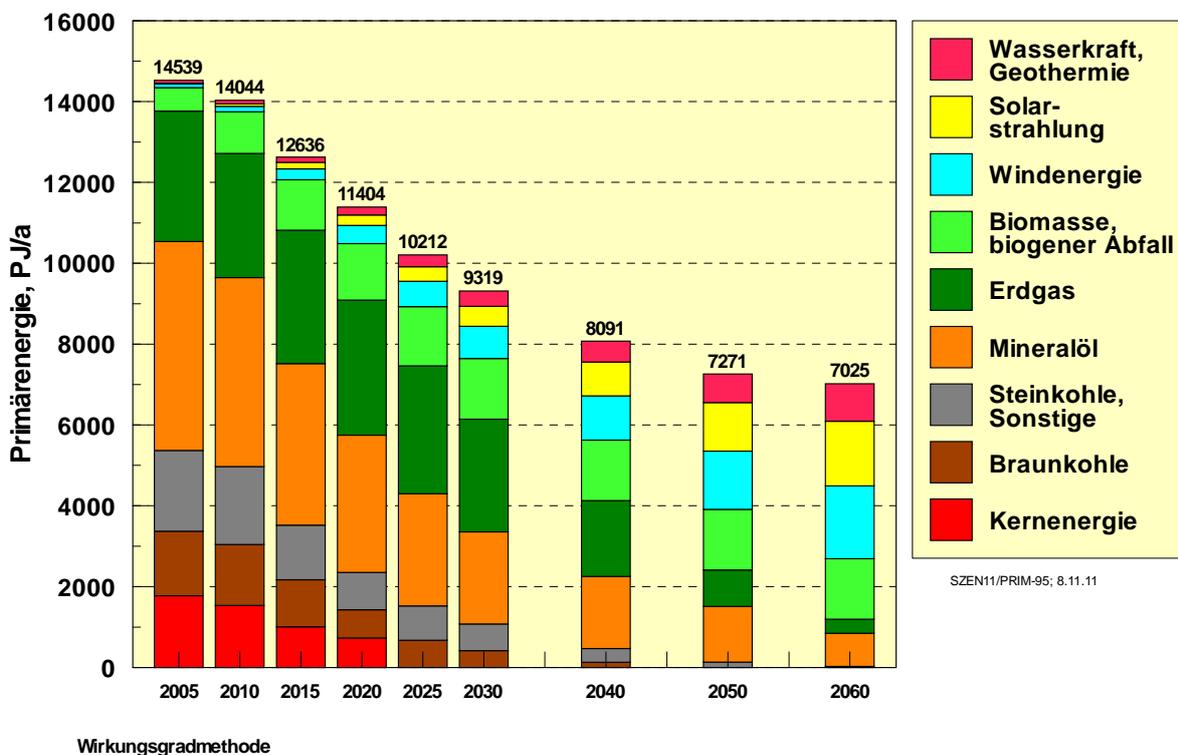


Abbildung 5.4: Struktur des Primärenergieverbrauchs im Szenario 2011 THG95

Tabelle 5-8: Eckdaten des Szenarios 2011 THG95, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050	2060
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13428	14044	11404	9319	8091	7271	7025
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2306	3174	3954	4856	5829
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	20,2	34,1	48,9	66,8	83,0
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	22,0	38,1	55,6	77,2	96,3
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	7947	6708	5857	5173	4734
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1856	2637	3274	3938	4559
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	23,4	39,3	55,9	76,1	96,3
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	22,5	37,9	54,3	74,0	93,9
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1783	1859	1811	1897	1980	2074	2128
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	836	1250	1615	1947	2128
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	46,2	65,9	81,6	93,9	100,0
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4428	4703	3994	3226	2637	2070	1742
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	754	1027	1247	1444	1646
Anteil EE, % ^{*)}	8,1	10,0	10,4	18,9	31,8	47,3	69,8	94,5
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2142	1585	1241	1029	865
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	360	412	546	785
Anteil EE, % ^{**))}	5,3	4,9	5,2	12,4	22,7	33,2	53,1	90,8
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	592	635	703	837	1050
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	239	394	556	774	1037
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,3	62,0	79,1	92,4	98,7
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,1	57,5	67,5	71,3	73,2
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11404	9319	8091	7271	7025
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2306	3174	3954	4856	5829
Mineralöl	4904	4635	4678	3399	2277	1789	1379	824
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	1077	471	133	26
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3342	2791	1877	903	345
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8367	6145	4137	2415	1196
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	518	354	208	90	10
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	48,2	64,6	79,2	91,0	99,0
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	224	318	401	460	502
THG-Emissionen, Mio. t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	641	455	296	163	71
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	47,1	62,4	75,6	86,5	94,2

***) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, %** 7,6 8,9 10,2 16,7 27,1 38,4 51,4 64,2

****) Anteil EE an Endenergie Verkehr, %** 5,5 5,1 5,4 16,0 32,5 46,7 64,7 93,4

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch

²⁾ Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

³⁾ jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)

⁴⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁵⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherzeugung

⁶⁾ einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff

⁷⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo

⁸⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁹⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

Nach 2050 sinkt der Primärenergieverbrauch nur noch gering, da die Umwandlungsverluste für die Wasserstoffbereitstellung sich deutlich bemerkbar machen. Die Hauptstütze der EE-Versorgung ist in 2050 die Windenergie mit einem Primärenergiebeitrag von 1715 PJ/a, knapp gefolgt von der Solarstrahlung mit 1620 PJ/a. Biomasse liegt jetzt primärenergetisch mit 1550 PJ/a an dritter Stelle, gefolgt von Geothermie/Umweltwärme mit 840 PJ/a. Bis 2050 können in diesem Szenario die energiebedingten CO₂-Emissionen um 91% gegenüber 1990 reduziert werden. Im Jahr 2060 bleibt ein minimaler CO₂-Emissionssockel von 1% des Wertes von 1990 übrig (Abbildung 5.5). Deutliche Unterschiede in der Emissionsreduktion der Szenarien zeigen sich ab 2030.

Die gesamten THG-Emissionen (einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft) erreichen bis 2060 knapp den Zielwert einer 95%igen Reduktion. Selbst wenn die energiebedingten CO₂-Emissionen exakt auf null heruntergefahren werden, ist dazu auch eine deutliche Reduktion nicht energiebedingter CO₂-Emissionen (derzeit 53 Mio. t CO_{2äq}/a – in 2060 31 Mio. t CO_{2äq}/a) und insbesondere der übrigen Treibhausgase erforderlich (Methan, Lachgas; derzeit 110 Mio. t CO_{2äq}/a – in 2060 30 Mio. t CO_{2äq}/a) (Tabelle 5-8).

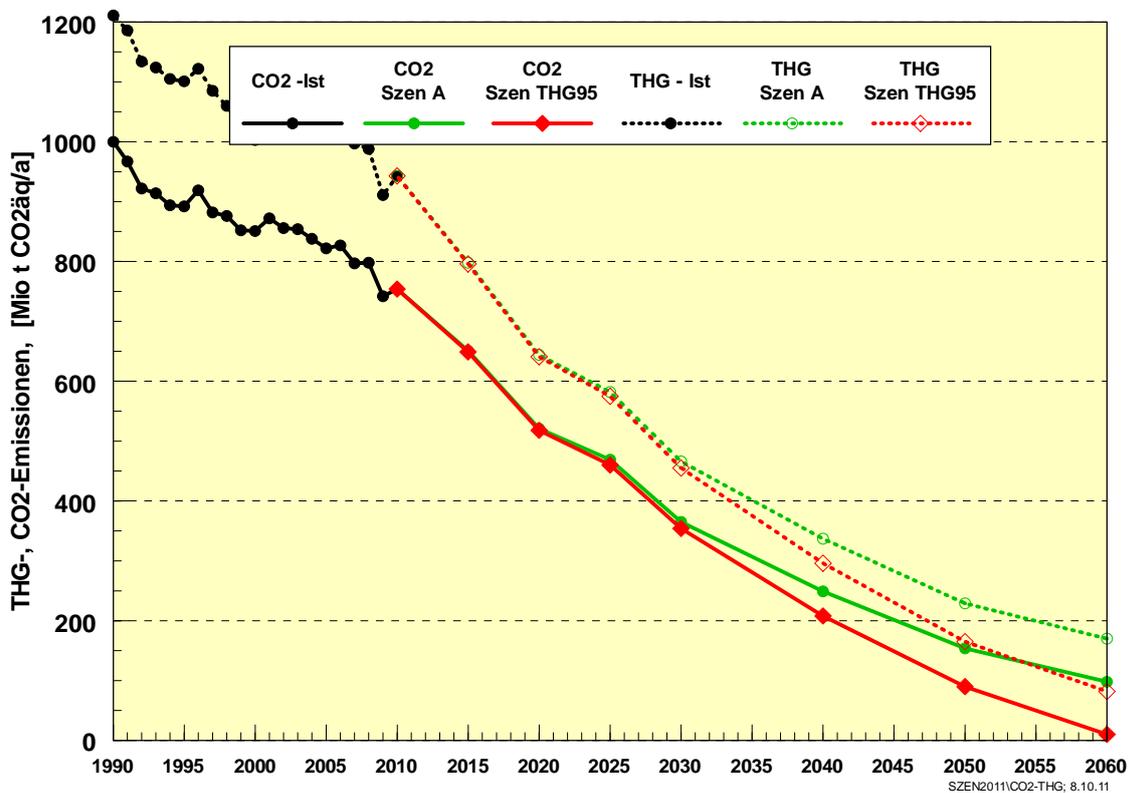


Abbildung 5.5: Entwicklung der energiebedingten CO₂- und der gesamten THG-Emissionen (gestrichelt) für die Szenarien 2011 A und 2011 THG95

5.4.2 EE-Beiträge zu einer 95%-THG-Emissionsminderung

Die Zielsetzungen zur Verringerung der Energienachfrage sind im Energiekonzept generell sehr ehrgeizig angesetzt. Allein die angestrebte absolute Absenkung des Primärenergieverbrauchs auf rund 50% im Jahr 2050 stellt für sich schon eine gewaltige Herausforderung dar, die es erst noch zu bewältigen gilt. Deshalb wurden im Szenario 2011 THG95 keine wesentlichen zusätzlichen Effizienzsteigerungen gegenüber Szenario 2011 A unterstellt. Allerdings erfolgt in beiden Szenarien eine „abgeschwächte“ Fortschreibung der Steigerung der Energieproduktivität bis zum Jahr 2060 (Tabelle 5-9, vierte Zeile). Eine verstärkte Emissionsminderung, wie sie mit dem Ziel einer 95%-Reduktion von THG-Emissionen gesetzt wurde, muss deshalb im Wesentlichen über eine Ausweitung der Beiträge erneuerbarer Energien erfolgen. Diese Möglichkeiten sind in Tabelle 5-9 im Vergleich der Szenarien 2011 A und THG95 dargestellt. Beim Szenario 2011 A wurde für diesen Vergleich der dort angenommene Entwicklungspfad im Energiesystem bis 2060 fortgeschrieben. Die Spielräume in der Ausweitung der direkten EE-Wärmeerzeugung mittels Kollektoren, Erdwärme und Umweltwärme sind wegen des zur Verfügung stehenden Temperaturniveaus sehr begrenzt. Die untenstehende geringe Ausweitung kommt ausschließlich von einem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen in der Raumheizung. Das Biomassepotenzial ist bereits im Szenario 2011 A vollständig erschlossen worden.

Tabelle 5-9: Vergleich der direkten EE-Wärmebereitstellung, des direkten EE-Stromeinsatzes und des Wasserstoffeinsatzes in den Szenarien 2011 A und THG95

Jahr	Szenario 2011 A			Szenario 2011 THG95		
	2040	2050	2060	2040	2050	2060
Effizienzsteigerung						
Gesamte Endenergie, PJ/a	5992	5263	4712	5857	5173	4734
Direkter EE-Wärmeeinsatz						
Solarthermie, Umweltwärme und Geothermie, PJ/a	527	661	756	586	706	769
Direkter EE-Stromeinsatz						
EE-Strom im Verkehr, PJ/a	174	208	226	324	344	352
EE-Strom für Wärme, PJ/a	276	288	245	485	730	812
EE-Wasserstoff						
Stromeinsatz, TWh/a	65	110	180	70	180	380
EE-Wasserstoff, TWh/a	48,1	83,6	138,6	51,8	136,8	292,6
dto., PJ/a	173	301	499	186	492	1053
Einsatz für Spitzenstrom, PJ/a	0	9	20	15	38	82
Einsatz für KWK, PJ/a	0	50	179	59	208	486
Einsatz im Verkehr, PJ/a	173	242	300	112	246	485
Genutzte Endenergie aus Wasserstoff (Strom, Wärme, Kraftstoffe), PJ/a	173	293	478	177	462	986
Gesamtnutzungsgrad (Endenergie/Stromeinsatz), %	73,9	74,0	73,8	70,0	71,3	72,1
Gesamte EE-Endenergie, PJ/a	2827	3073	3300	3274	3938	4560

*) einschließlich des nicht-energetischen Verbrauchs

Gute Ausweitungsmöglichkeiten bietet dagegen der verstärkte direkte Einsatz von EE-Strom, wobei insbesondere die (Mittel- und Hochtemperatur-) Prozesswärme sowie Kälteerzeugung und Klimatisierung in Frage kommen. Diese Möglichkeiten sind bevorzugt zu nutzen, da sie die effizienteste Art darstellen, mittels EE-Strom weiteres Erdgas und Heizöl zu substituieren. Im Szenario 2011 THG95 liegt daher der Beitrag von EE-Strom zur Wärmeerzeugung im Jahr 2050 mit 730 PJ/a beim 2,5-fachen des Wertes aus Szenario 2011 A, bis 2060 steigt der Wert auf das 3,3-fache (812 PJ/a).

Mit einer praktisch 100%-igen Versorgung des Individualverkehrs mit EE-Strom sind auch die direkten Nutzungsmöglichkeiten im Verkehrssektor weitgehend ausgeschöpft, da im Güterverkehr nur geringe Möglichkeiten für Elektrofahrzeuge bestehen. Der höhere Beitrag an EE-Strom im Szenario 2011 THG 95 verlangt auch höhere Aufwendungen zur Lastabdeckung mittels gespeicherter chemischer Energieträger. Der Einsatz von Wasserstoff zur Spitzenstromerzeugung und in der KWK ist deshalb höher als im Szenario 2011 A. Damit wird auch indirekt ein weiterer Beitrag an emissionsfreier KWK-Nutzwärme bereitgestellt. Auch im Verkehr wird der Wasserstoffeinsatz noch soweit ausgeweitet, dass auch dieser Sektor bis auf geringe Reste praktisch emissionsfrei ist. Die mittels EE-Wasserstoff bereitgestellte Endenergie ist somit im Szenario 2011 THG95 in 2060 gut doppelt so hoch wie im Szenario 2011 A. In der Summe wird im Szenario 2011 THG95 deutlich mehr EE-Endenergie bereitgestellt als im Szenario 2011 A. In 2050 sind es mit 3938 PJ/a bereits 28% mehr, der Wert steigt bis 2060 mit 4560 PJ/a auf 38% (Tabelle 5-9).

5.5 Bandbreite des EE-Ausbaus in den Szenarien 2011

Aus den Klimaschutzzielen des Energiekonzepts kann direkt die Bandbreite des notwendigen EE-Zubaus abgeleitet werden. Dabei handelt es sich praktisch nur um den Zubau bei der EE-Stromerzeugung, da die Potenziale bei der direkten EE-Wärmebereitstellung, wie oben gezeigt, sehr gering sind. Wird das untere Klimaschutzziel (-80% THG Emissionen) erreicht, so ergibt sich für 2050 ein Ausbaupfad für EE-Strom zwischen 455 TWh/a (171 GW; Szenario 2011 C bzw. A) und 527 TWh/a (198 GW; Szenario 2011 B bzw. A') wie man Abbildung 5.6 entnehmen kann. Der höhere Wert kommt durch die in Szenario 2011 A' unterstellten geringeren Effizienzerfolge bzw. durch die im Vergleich zu EE-Wasserstoff höheren Umwandlungsverluste bei der Bereitstellung von EE-Methan zustande. Szenario 2011 C profitiert gegenüber Szenario 2011 A von dem hohen Beitrag der effizienten Elektromobilität und der entsprechend niedrigeren Erzeugung von EE-Wasserstoff. Der EE-Beitrag kann dadurch etwas geringer ausfallen, trotzdem wird eine geringere CO₂-Emission als im Szenario 2011 A erreicht.

Wird das obere Klimaschutzziel (-95% THG-Emissionen) bis 2060 angestrebt, sind die EE-Beiträge schneller zu mobilisieren. Für 2050 ist dann nach den Rahmenbedingungen des Szenarios 2011 THG95 ein EE-Beitrag von rund 740 TWh/a (245 GW) erforderlich. Während in den Szenarien 2011 A, A', B und C die Ausbaugeschwindigkeit des EE-Stroms nach 2030 leicht abnehmen kann, muss sie im Szenario 2011 THG95 mit leicht steigender Tendenz noch über Jahrzehnte durchgehalten werden. Mit einem Beitrag von 970 TWh/a (knapp 300 GW) ist dann in 2060 praktisch eine Vollversorgung mit EE erreicht. Vorausgesetzt wird zusätzlich, dass die parallele Effizienzsteigerung zu einem etwa halbierten Endenergiever-

brauch gegenüber heute führt. Für das Wachstum der einzelnen EE-Technologien ergeben sich die in Tabelle 5-10 und in Tabelle 5-11 aufgeführten Bandbreiten.

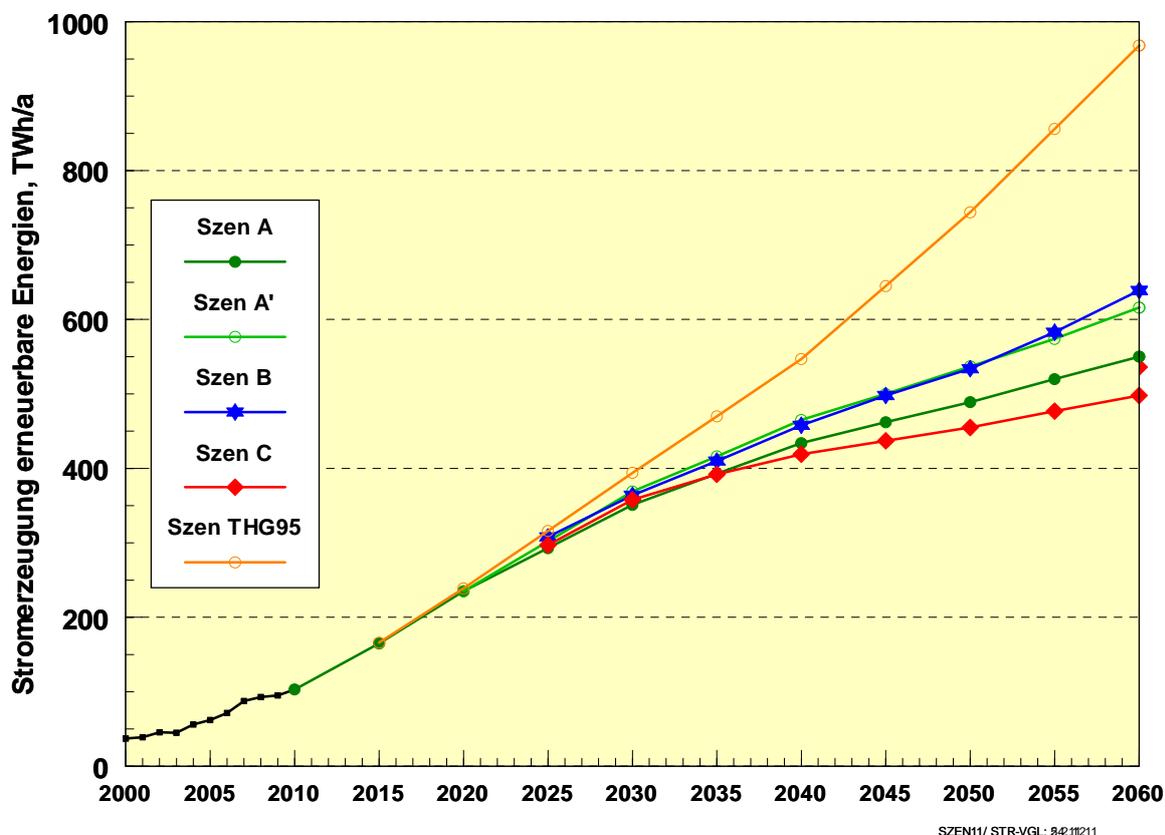


Abbildung 5.6: Bandbreite der EE-Stromerzeugung in den Szenarien 2011

Tabelle 5-10: Unter- und Obergrenze der EE-Stromerzeugung in TWh/a

TWh/a	Untergrenze (Szenario C)						Obergrenze (Szenario THG95)			
	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2030	2040	2050	2060
Wasser	20,6	22,3	23,4	24,4	25,0	25,4	23,4	24,4	25,0	25,4
Biomasse	33,3	49,6	56,8	59,3	59,3	59,3	56,8	59,3	59,3	59,3
Wind**)	37,8	114,8	196,7	232,6	248,8	268,3	216,9	297,4	373,6	476,5
Photovoltaik	11,7	45,1	55,2	58,8	63,8	66,9	61,4	70,0	77,7	82,6
Geothermie	0,03	1,7	6,5	11,6	15,6	20,6	6,5	14,2	31,9	56,0
EE-Import*)	0	1,0	19,0	31,9	42,5	57,5	28,7	81,6	176,5	268,5
Summe	103,5	234,5	357,6	418,6	455,0	498,0	393,8	547,0	744,0	968,5
Summe Inland	103,5	233,5	338,6	386,8	412,5	440,5	365,1	465,4	567,5	700,0

*) Importsaldo im europäischen EE-Verbund, vorwiegend Windstrom mit zunehmendem Anteil von Strom aus solarthermischen Kraftwerken

**) Onshore- und Offshore-Anlagen

Tabelle 5-11: Unter- und Obergrenze der installierten EE-Leistung in GW

GW	Untergrenze (Szenario C)						Obergrenze (Szenario THG95)			
	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2030	2040	2050	2060
Wasser	4,4	4,7	4,9	5,1	5,2	5,3	4,9	5,1	5,2	5,3
Biomasse	6,4	8,4	10,0	10,4	10,4	10,4	10,0	10,4	10,4	10,4
Wind	27,2	49,0	70,2	77,5	79,0	83,0	77,8	97,7	115,3	141,8
Photovoltaik	17,3	53,5	61,0	63,1	67,2	70,0	67,9	75,2	81,8	86,4
Geothermie	0,01	0,3	1,0	1,8	2,4	3,2	1,0	2,2	4,9	8,6
EE-Import	0	0,4	3,6	5,9	7,0	9,3	5,4	14,0	29,0	44,0
Summe	55,3	116,3	150,7	163,7	171,1	181,1	167,0	204,5	246,5	296,4
Summe Inland	55,3	115,9	147,1	157,8	164,2	171,8	161,6	190,5	217,5	252,4

Der Vergleich der Szenarien 2011 THG95 und C zeigt, dass zusätzliche Potenziale hauptsächlich bei der Windenergie und bei der Solarstrahlung mobilisierbar sind, deren technische Potenziale beträchtlich sind. In 2030 liegt die Bandbreite der Nutzung „heimischer“ Windenergie (on- und offshore) zwischen 70 und 78 GW. Sie steigt bis 2050 auf 79 bis 115 GW und schließlich bis 2060 auf 83 bis 142 GW installierter Leistung. Damit können dann zwischen 268 und 477 TWh/a Strom bereitgestellt werden. Wind ist somit die bedeutendste heimische Energiequelle. Bei der Photovoltaik wird wegen der ungünstigeren Erzeugungscharakteristik von kleineren Spielräumen beim langfristigen Zubau ausgegangen. Die maximalen Leistungswerte liegen in den Szenarien in 2050 bei 82 GW und in 2060 bei 86 GW, ihr mengenmäßiger Beitrag erreicht Werte zwischen 9% und 15%. Substantielle Anteile trägt längerfristig auch die geothermische Stromerzeugung bei, wobei deren Ausbau erst nach 2030 in größerem Umfang stattfindet. Dies setzt voraus, dass innerhalb des nächsten Jahrzehnts bei dieser Technologie noch deutliche technologische Fortschritte erreicht werden, die sowohl sicherheitstechnisch wie ökonomisch zu belastbaren Ergebnissen führen.

Von wachsender Bedeutung ist längerfristig die Einbindung der EE-Stromerzeugung in einen gesamteuropäischen Verbund. Zum einen kann die hier unterstellte Zielsetzung einer völligen Umstellung auf EE nicht von einem Land allein durchgeführt werden, sondern verlangt mittelfristig einen gewissen „Gleichklang“ des Transformationsprozesses. Nur so können extreme strukturelle und ökonomische Verzerrungen im europäischen Energiemarkt vermieden und auch in dieser Hinsicht ein „Zusammenwachsen“ Europas unterstützt werden. Außerdem sind in anderen europäischen Regionen sehr große und ökonomisch attraktive EE-Potenziale der Windenergie und der Solarstrahlung vorhanden, deren angemessene Nutzung unverzichtbar ist, wenn ein strukturell und ökonomisch optimiertes zukünftiges Energiesystem entstehen soll. Neben der Kostengünstigkeit dieser Potenziale bieten sie vor allem die Chance, wesentliche Beiträge zu einer gesicherten EE-Vollversorgung zu liefern.

Als Quelle für einen EE-Stromimport kommen in den Szenarien insbesondere Windkraftanlagen an der europäischen Atlantikküste, sowie solarthermische Kraftwerke, aber auch größere Photovoltaikanlagen in den sonnenreichen Regionen Europas und Nordafrikas in Frage (vgl. auch Kapitel 6). Beim unteren „Rand“ des Ausbaukorridors kann der Beitrag des EE-Imports mit 10% in 2050 und 13% eher gering bleiben. Strebt man den oberen „Rand“ an, so ist sein Beitrag mit 24% in 2050 und 28% in 2060 beträchtlich. Im Maximalfall repräsentiert der EE-Import eine Leistung von 44 GW.

Die in Tabelle 5-10 und Tabelle 5-11 dargestellte Struktur des EE-Ausbaukorridors ist nicht als „optimale“ Struktur oder gar als endgültig zu verstehen. Sie stellt – unter Berücksichtigung zahlreicher potenzieller, technologischer und ökonomischer Aspekte der Einzeltechnologien – einen Ausblick auf empfehlenswerte Beiträge der EE-Technologien auf dem Weg zu einer EE-Vollversorgung dar. Eindeutige Begrenzungen gibt es nur bei der Wasserkraft und der Stromerzeugung aus Biomasse, die deshalb auch nicht als „Korridor“ dargestellt wurden. Unumstritten ist auf der anderen Seite auch, dass die größten, „quasi“ unbegrenzten Potenziale bei der Nutzung der solaren Strahlung liegen. Die konkreten Anteile der Energiequellen als auch der Einzeltechnologien (Wind on- und offshore; Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke) werden sich im Laufe des Ausbauprozesses kontinuierlich entwickeln und dabei von zahlreichen, sich ständig ändernden Parametern abhängen. Die wesentliche Aussage der obigen Ausbauüberlegungen, insbesondere im Hinblick auf eine EE-Vollversorgung gemäß Szenario 2011 THG95, lautet daher: *Erneuerbare Energien sind in einer intelligenten Kombination aller Einzeltechnologien und Energiequellen in der Lage, innerhalb eines absehbaren Zeitraums die energetische Vollversorgung moderner Industriegesellschaften zu gewährleisten.*

6 Dynamische Simulation des Stromversorgungssystems

Die Stromversorgung der Zukunft ist von einem fundamentalen Unterschied zum heutigen Energiesystem geprägt. Während heute durch den Einsatz von gespeicherter fossiler und nuklearer Energie Schwankungen auf der Nachfrageseite ausgeglichen werden, gilt es, in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien wetterbedingte Schwankungen der Angebotsseite mit dem schwankenden Energiebedarf zu synchronisieren.

In diesem Kapitel werden die stromseitigen Entwicklungspfade der Szenarien 2011 A und C vertiefend untersucht, um zum einen in Form einer Validierung der Lastdeckung und der erforderlichen Ausgleichsmaßnahmen die grundsätzliche Plausibilität der EE-Ausbaupfade und der insgesamt im Energiesystem angenommenen installierten Kapazitäten zu bewerten. Basierend auf den ersten zeitlich und räumlich differenzierenden Untersuchungen im Rahmen der „Leitstudie 2010“ [Nitsch et al. 2011], sind in die Mengengerüste der Szenarien 2011 bereits Ergebnisse und Erkenntnisse aus solchen dynamischen Simulationen mit eingeflossen. Des weiteren sollen Aspekte zum Lastausgleichsbedarf und der möglichen Rolle von Netzausbau, Stromspeichern und anderen Ausgleichsoptionen untersucht und dadurch zusätzliche Eigenschaften und Herausforderungen der Szenarien beleuchtet werden. Die Arbeiten wurden mit zwei unterschiedlichen Modellen und Modellansätzen vorgenommen, weshalb in den Abschnitten 6.1 und 6.2 die Darstellung und Auswertung der Ergebnisse getrennt erfolgt.

Die Modelle „REMIX“ (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (IWES) wurden miteinander über Schnittstellen gekoppelt. Wesentliche Annahmen wie Auslegung und Zubau von KWK-Anlagen, Charakterisierung der Elektrofahrzeugflotte und der für die Ladesteuerung verfügbaren Batteriekapazitäten sowie Preispfade für konventionelle Kraftwerke wurden für die Simulationen abgeglichen. Durch REMIX wird die Einbindung Deutschlands in ein europäisch-nordafrikanisches Verbundsystem abgebildet. Dadurch können die am besten geeigneten Standorte für die EE-Stromerzeugung und ein großräumiger Ausgleich von Last und Erzeugung in Abhängigkeit von Netzausbauszenarien berücksichtigt werden. Die Simulationen erfolgen mit dem Hauptfokus auf die Validierung der Lastdeckung in Energiesystemen, die den Szenarien A und C entsprechen. Somit ist die Nutzung von EE-Strom für die Elektromobilität sowie die Wasserstoffherzeugung als Vorgabe der Mengengerüste in die dynamischen Simulationen eingeflossen, was Auswirkungen auf den Einsatz anderer, alternativer Lastausgleichsoptionen wie der Stromspeicher hat. Mit dem Virtuellen Stromversorgungssystem wird die Lastdeckung innerhalb Deutschlands detaillierter untersucht. Es werden die EE-Einspeisung unter Berücksichtigung des Wind- und PV-Prognosefehlers, die vielfältigen Ausgleichsoptionen sowie blockscharf und in stündlicher Auflösung der Betrieb der konventionellen Kraftwerke abgebildet. Hierbei wird der Einsatz sowohl der flexiblen Kraftwerke als auch der unterschiedlichen Lastausgleichsoptionen in einem rein ökonomischen Ansatz untersucht. Infolgedessen werden die effizienteren und kostengünstigeren Optionen zuerst eingesetzt, um residuale Lasten zu decken und die günstigen Überschüsse der Wind- und Solarkraft zu nutzen. Dadurch wird das Potenzial zur Erzeugung von Wasserstoff ausschließlich unter Nutzung von resultierenden Stromüberschüssen dargestellt und unter dieser Voraussetzung die Perspektive der günstigeren Ausgleichsoptionen bewertet.

Da die Simulationen in 5-stündlicher (Europa) und stündlicher Auflösung (Deutschland) erfolgen und keine weitergehenden Untersuchungen der Auswirkungen der EE-

Stromerzeugung auf die Übertragungsnetze vorgenommen werden, kann die Versorgungssicherheit in der Zukunft in dieser Studie nicht umfassend bewertet werden. Weitergehende Analysen unter Einbeziehung weiterer Aspekte der Netzstabilität, einer höheren zeitlichen und räumlichen Auflösung der Lastflüsse in Deutschland und Europa sowie weiterer Stromerzeugungsszenarien für die europäischen Länder sollten hierfür durchgeführt werden.

6.1 Stromversorgung bei hohen EE-Anteilen im europäischen Stromverbund

In [Nitsch et al. 2011] wurde mit einem europäischen Modellansatz bereits gezeigt, dass der Lastfluss über das Übertragungsnetz im europäischen Stromverbund ein großes Potenzial zum Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch auch bei einem hohen fluktuierenden Erzeugungsanteil besitzt. Auch wenn eine volkswirtschaftlich kostenoptimierende Untersuchung eine konsequente Netzausbaustrategie mit hohen Netztransferkapazitäten empfiehlt, wird in der Praxis nur eingeschränkt ein transeuropäischer Netzausbau aufgrund von lokalen und regionalen Akzeptanzproblemen und politischen Hemmnissen erfolgen können. Deshalb muss zunächst ein plausibles Netzausbauszenario im europäischen Stromverbund als sinnvoller Rahmen für die weiteren Untersuchungen definiert werden. Durch die Festlegung einer grundlegenden Architektur des zukünftigen europäischen Stromverbunds werden wesentliche Rahmenbedingungen für den Ausbau und Betrieb von Stromspeichern, fossilen Kraftwerken zur Restlastdeckung sowie für Lastmanagementoptionen festgelegt. Ebenso gibt die Festlegung von Entwicklungspfaden unserer Nachbarländer wesentliche Randbedingungen für die dynamischen Simulationen des nationalen Systems vor. In den Arbeiten zu dieser Studie wird langfristig von einem gewissen „Gleichklang“ des Transformationsprozesses in Europa ausgegangen. Das bedeutet, dass für Europa insgesamt das Erreichen eines langfristigen EE-Ziels angenommen wird, das mit den deutschen Mindestausbauzielen übereinstimmt, auch wenn einzelne Länder entsprechend ihren Potenzialen und nationalen Interessen davon abweichen können.

6.1.1 Methode und wesentliche Annahmen der Simulationen

Das am DLR entwickelte Modell REMix untersucht den kostenminimalen Kraftwerkspark und dessen Betrieb für ein konkretes Wetterjahr. Im Modell ist das europäische Stromversorgungssystem einschließlich Teile Nordafrikas mit allen relevanten Technologien sowie den Potenzialen der erneuerbaren Energien abgebildet. Grundlage des REMix-Modells ist eine GIS-gestützte Datenbank, in der die Potenziale der erneuerbaren Energieressourcen (Solar, Wind, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) in hoher zeitlicher (stündlich) und räumlicher (10 x 10 km²) Auflösung zur Verfügung stehen. Die Modellregion umfasst ganz Europa und Teile Nordafrikas. Daten des Strombedarfs liegen für die gesamte Modellregion in entsprechender zeitlicher und räumlicher Auflösung vor. Für die abgebildeten Technologien sind technologische Entwicklungspfade bis zum Jahr 2050 hinterlegt, die auf den in [Nitsch et al. 2011] beschriebenen Annahmen basieren. REMix kann einerseits die zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Potenzialdaten erneuerbarer Energien aus einem GIS-Inventar als Eingangsgröße zur Darstellung der Erzeugungszeitreihen eines Jahres nutzen (s. Arbeiten in [Nitsch et al. 2011]). Ebenso können die installierten Erzeugungskapazitäten für die Stromerzeugung sowie Kapazitäten für Speicher, Elektrolyseure, Netztransfer sowie zeitlich variie-

rende Batteriekapazitäten für eine Ladesteuerung von Elektrofahrzeugflotten entsprechend der Mengengerüste aus den Szenarien vorgegeben und untersucht werden. Zudem sind über Wärmespeicher flexibilisierte KWK-Anlagen für Deutschland im Modell abgebildet. Weitere Lastmanagementoptionen sind in der derzeitigen REMix-Version noch nicht integriert. Der verbleibende konventionelle Kraftwerkspark zur Deckung der residualen Last (Gesamtlast abzüglich EE-Erzeugung) ist über verschiedene Technologiekategorien abgebildet (Kohle-, Gas-, Kernkraftwerke, zentrale/dezentrale KWK-Anlagen).

Bei den Simulationen ausgehend von vorgegebenen Erzeugungskapazitäten wird der kostenoptimierte Einsatz der regelbaren Erzeugungskapazitäten sowie der Ausbau und Einsatz von Energiespeichern und Übertragungsleitungen im europäischen Verbund untersucht. Stromübertragungskapazitäten werden als Ergebnis der volkswirtschaftlichen Optimierung ausgehend von Annahmen zu Kosten und Ausbaugrenzen ermittelt. Derzeit sind in REMix drei Speichertechniken abgebildet: Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke und die Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung in GuD-Kraftwerken. Der Aufbau des Modells und seine wesentlichen Eingangsdaten sind in Abbildung 6.1 dargestellt und in [Scholz 2012] bzw. [Luca de Tena 2012] dokumentiert.

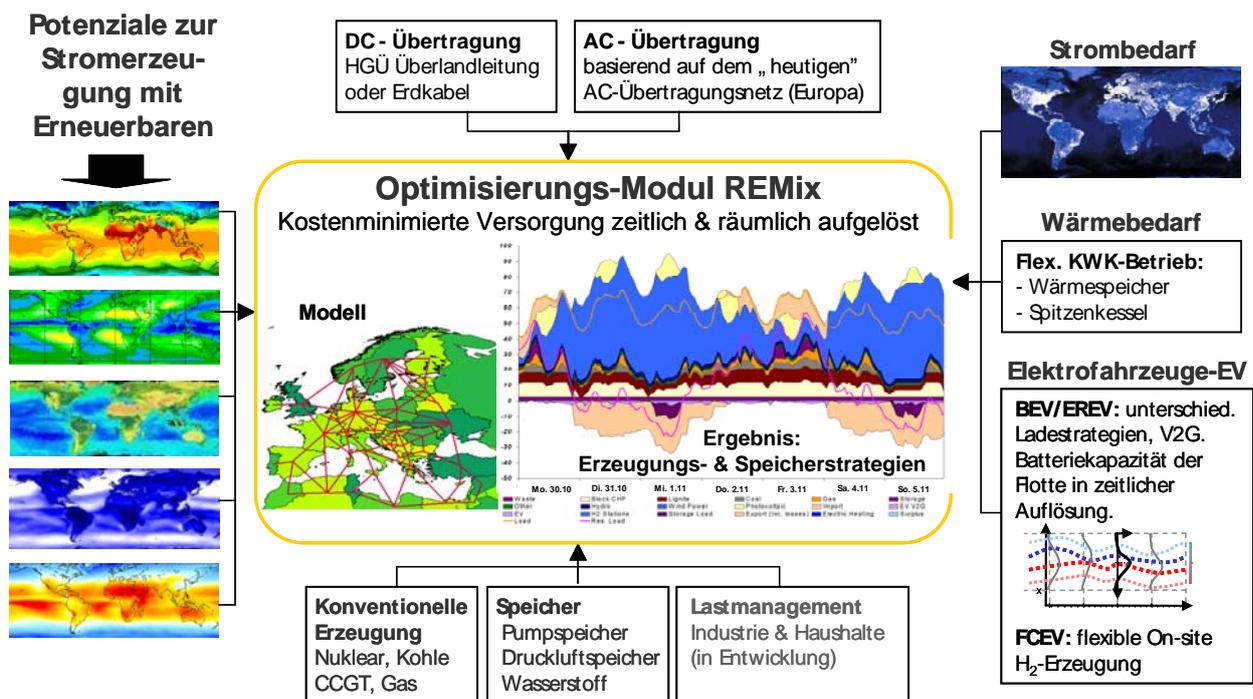


Abbildung 6.1: Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten

Für die dynamischen Simulationen mit REMix wurde der Bilanzraum des Verbundsystems in 10 Modellregionen Europas und eine Region Nordwestafrika unterteilt (Abbildung 6.2). Im Unterschied zu [Nitsch et al. 2011] wurden die Regionen für diese Studie stärker unter der Berücksichtigung der heutigen Netzkapazitäten und der Erzeugungsstruktur differenziert und der gesamte Bilanzraum auf die Nachbarschaft Deutschlands bzw. die mögliche Bedeutung für das deutsche Stromversorgungssystem fokussiert. Damit für die als Verbundsystem untersuchten Länder Europas möglichst ähnliche Randbedingungen gelten wie für Deutschland, werden vergleichbare Szenarien des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung

zugrunde gelegt. Diese basieren auf den Studien MED-CSP und TRANS-CSP ([BMU 2005b], [BMU 2006]), in denen ein zu ca. 80% auf erneuerbaren Energien basierendes Energieversorgungssystem für Europa, den Nahen Osten und Nordafrika entworfen wurde. In den beiden Studien wurde ein besonderer Schwerpunkt auf den Import von Strom aus regelbaren solarthermischen Kraftwerken in Wüstengebieten nach Europa gelegt. Die installierten Kapazitäten für PV und Wind wurden unter Berücksichtigung der heutigen Ausbauzahlen und der Ziele bis 2020 in den NREAPs für das Jahr 2030 an die derzeitige Ausbaudynamik angepasst. Die resultierenden im Bilanzraum angesetzten installierten Leistungen zur Stromerzeugung sind in Tabelle 6-1 dargestellt. In der Summe werden für das Jahr 2030 im Bilanzraum Stromerzeugungskapazitäten von insgesamt knapp 1150 GW angenommen, der erneuerbare Anteil bei den Leistungen liegt im Mittel bei 60%. Für die Regionen North, Iberia und Alps liegt der EE-Anteil bereits im Jahr 2030 über 70%. Für das Jahr 2050 resultieren eine Gesamtleistung von 1270 GW und ein mittlerer EE-Anteil von 81%. Die Leistungen für den Export von Solarstrom aus Nordwestafrika nach Europa sind in Anlehnung an die TRANS-CSP-Szenarien 20,5 GW im Jahr 2030 und ca. 70 GW im Jahr 2050.

1	Germany	Deutschland
2	North	Dänemark Nordel, Finnland, Norwegen, Schweden
3	Dk-W	Dänemark West
4	BeNeLux	Belgien, Luxemburg, Niederlande
5	Iberia	Portugal, Spanien
6	Alps	Schweiz, Österreich, Liechtenstein
7	France	Frankreich
8	Italy	Italien
9	East	Polen, Tschechische Republik, Slowakei
10	UK&IE	Großbritannien, Irland
11	North Africa	Algerien, Marokko, Tunesien



Abbildung 6.2: Definierte Regionen im Modell REMix

Der Energiebedarf der untersuchten Mobilitätsoptionen wird in REMix den Szenarien 2011 entsprechend abgebildet. Für Plug-in-Hybride und rein elektrische Fahrzeuge (BEV) sind jeweils drei Fahrzeugklassen (klein, mittel und groß) implementiert, die sich hinsichtlich ihrer Jahresfahrleistung, Batteriegröße, Fahrprofile und des spezifischen Verbrauchs unterscheiden. Aus einem großen Satz an Fahrprofilen [MiD 2002, MiD 2010] wurde für jede Fahrzeugklasse die Verteilung des Energiebedarfs während des Tages bestimmt, ebenso wie Standzeiten, in denen das Fahrzeug geladen werden kann. Ein a priori definierter Teil der Fahrzeuge wird gesteuert geladen und bietet damit die Möglichkeit des Lastmanagements. Ein weiterer Teil der Elektrofahrzeugflotte bietet zusätzlich noch die Möglichkeit, durch Entladung der Batterie Energie in das Netz einzuspeisen (bidirektional, vehicle-to-grid). Die Parameter der Elektromobilität wurden im Rahmen der Arbeiten zu [BMW 2012] zunächst für Deutschland ermittelt. Unter der Annahme, dass sich die Mobilität in den europäischen Nachbarländern ähnlich wie in Deutschland entwickelt, werden die Flottenentwicklungen für

den gesamten Untersuchungsraum übernommen. Die Anzahl der Fahrzeuge wird hierbei mit der Gesamtbevölkerung und der Anzahl der Fahrzeuge pro Einwohner (Bezugsjahr 2008) relativ zu Deutschland gewichtet. Der Strombedarf für Wasserstofftankstellen stammt für Deutschland aus dem Szenario 2011 A und wird für andere Länder anhand der Straßenverkehrsleistungen abgeleitet. Die Wasserstoffherzeugung zur Rückverstromung wird vereinfacht in Abhängigkeit der Stromerzeugung für andere Länder übernommen.

Wegen der großen Datenmengen wird immer nur ein einzelnes Jahr berechnet. Die Analyse der zukünftigen Stromversorgung stützt sich in der derzeitigen Modellversion auf das Wetterjahr 2006. Da die Modellierung im europäischen Bilanzraum trotz der Zusammenfassung der Länder sehr viel Rechenzeit benötigt, wurde dies in Fünf-Stunden-Schritten mit entsprechenden Mittelwerten der Eingangsdaten durchgeführt. Dadurch kann in dieser ersten Analyse der Bedarf an Ausgleichsleistung etwas unterschätzt werden. Die detaillierten Untersuchungen der Lastdeckung in Deutschland mit stündlicher Auflösung im Abschnitt 6.2 sind basierend auf den hier ermittelten 5-stündlichen Import-/Exportzeitreihen für Deutschland erfolgt, so dass dort wiederum die Ausgleichsleistung etwas überschätzt werden kann.

Tabelle 6-1: Installierte Kraftwerksleistungen in GW in den 10 Modellregionen Europa/Nordafrika in REMix (Rahmenbedingungen entsprechend Szenario 2011 A)

2030 in GW	North	Dk-W	BeNeLux	Iberia	Alps	France	Italy	East	UK&IE	N.-Africa
Gas (GuD, BHKW)	3,0	0	14,4	20,8	5,3	12,6	29,3	5,3	40,8	
Gasturbinen	23,5	4,1	8,9	3,4	2,7	40,0	18,7	4,6	15,8	
Steinkohle	4,6	2,2	6,0	13,7	0	10,8	4,0	17,4	23,8	
Braunkohle	0,5	0	0	1,6	0	2,2	0	12,5	0	
Kernkraft	1,0	0	2,5	2,0	2,0	22,0	0	2,5	2,5	
Biomasse, Abfall	7,6	0,6	2,5	5,2	2,2	7,6	4,8	4,9	4,1	
Geothermie	0,1	0	0,1	1,3	0,2	0,7	1,7	0,2	31,4	
Solarthermie (CSP)	0	0	0	4,0	0	0	0,7	0	0	20,5 *)
Wasser Speicher	48,4	0	0	0	16,8	0	0	0	0	
Wasser Laufwasser	7,3	0,01	1,3	26,7	8,7	25,3	22,0	7,6	4,8	
Photovoltaik	3,8	0,5	4,3	13,5	3,8	17,7	25,6	8,6	5,3	
Windkraft	15,0	4,9	17,2	48,3	3,4	34,4	24,2	17,4	38,0	
Summe	114,8	12,3	57,0	140,5	45,2	173,3	130,9	81,2	166,4	20,5 *)
2050 in GW	North	Dk-W	BeNeLux	Iberia	Alps	France	Italy	East	UK&IE	N.-Africa
Gas (GuD, BHKW)	2,3	0	10,7	14,4	1,0	9,3	15,9	5,1	39,5	
Gasturbinen	16,5	4,7	6,6	1,6	0,5	24,1	7,7	4,3	11,6	
Steinkohle	0,8	0,8	2,6	2,4	0	6,2	1,2	3,6	7,8	
Braunkohle	0,0	0	0	0,3	0	1,3	0	2,6	0	
Kernkraft	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	
Biomasse, Abfall	16,7	1,1	3,3	7,2	3,6	28,9	5,6	10,3	5,1	
Geothermie	0,2	0	0,3	6,0	0,9	3,0	5,0	1,2	0,1	
Solarthermie (CSP)	0	0	0	8,9	0	0	1,1	0	0	69,6 *)
Wasser Speicher	43,5	0	0	0	17,1	0	0	0	0	
Wasser Laufwasser	7,4	0,01	1,3	29,1	8,9	25,3	23,2	8,2	4,8	
Photovoltaik	17,1	1,0	21,6	30,4	18,2	23,8	29,0	28,7	27,3	
Windkraft	29,7	6,1	20,6	54,6	7,0	59,8	44,0	35,5	59,7	
Summe	134,4	13,8	67,0	154,8	57,2	181,8	132,7	99,6	156,0	69,6 *)

*) nur Kraftwerksleistung für Export nach Europa

6.1.2 Netzausbauszenarien als Randbedingung des Lastausgleichs

Die Simulation einer kostenminimierten Stromversorgung ausgehend von einem vorgegebenen Szenario der Entwicklung des Kraftwerksparks wird im ersten Schritt zur Ableitung eines plausiblen Netzausbauszenarios eingesetzt. Der Stromtransport wird in REMix zum einen über ein vereinfachtes Wechselstrom-Höchstspannungsnetz und über (Punkt-zu-Punkt-) Hochspannungsgleichstrom-Verbindungen (HGÜ) abgebildet. Bei der Modellierung des Wechselstrom-Höchstspannungsnetzes wird der Transport zwischen den oben beschriebenen Regionen mit Hilfe der Power Transfer Distribution Factors (PTDF) unter Berücksichtigung der Net Transfer Capacities (NTC) berechnet. Diese Eingangsdaten wurden von detaillierten Simulationen mit einem europäischen Transportnetzmodell unter Berücksichtigung der geplanten Ausbaumaßnahmen nach [entso-e 2010] abgeleitet (s. Arbeiten der FGH Aachen im Rahmen von [BMW 2012]). Ein weiterer Leitungsausbau für den großräumigen Transport wird nur über HGÜ-Leitungen dargestellt. Dabei werden mögliche Verbindungen und die Länge der Leitungen als Abstand zwischen den Netzknoten im Modell vorgegeben. Da diese vereinfachte Analyse weder netztechnische noch gesellschaftliche Aspekte berücksichtigen kann, wurden weitere Annahmen getroffen, die im Sinne eines konservativen Ansatzes zu einem plausibleren Ausbauszenario führen. So wurde für das Jahr 2030 davon ausgegangen, dass der kostenoptimale Netzausbau aufgrund von politischen und energie-wirtschaftlichen Hemmnissen (Rahmenbedingungen) und gesellschaftlichen Barrieren (Akzeptanz) nur zur Hälfte realisiert werden kann. Bis zum Jahr 2050 wird ein weiterer Netzausbau nur unter Annahme von 5-fach höheren spezifischen Investitionen entsprechend Erdkabeln ermittelt. Die Ergebnisse für 2030 sind in Abbildung 6.3 und für 2050 in Abbildung 6.4 dargestellt. Die Ausbauszenarien werden für die weiteren Simulationen als Randbedingung zur Optimierung von regelbaren Leistungen, Speichern und Lastmanagement festgelegt.

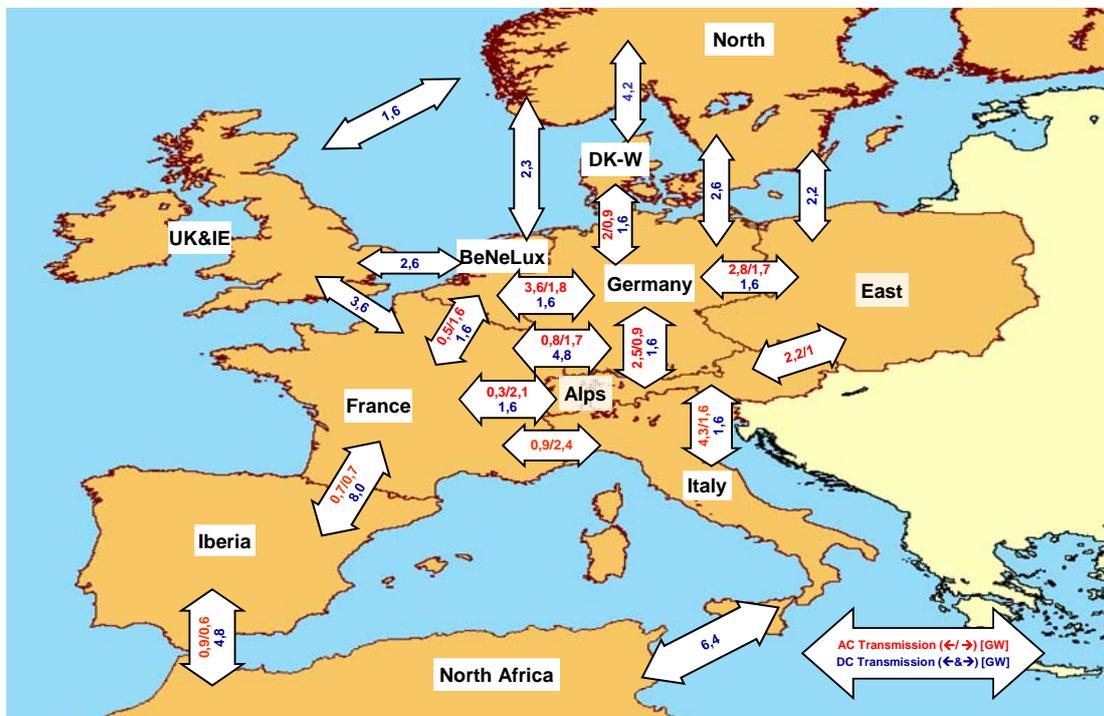


Abbildung 6.3: Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2030

AC: Hochspannungs-Wechselstrom; DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ); OL: Freilandleitungen; SC: Seekabel; UC: Untergrundkabel

Im Ergebnis der kostenminimierenden Modellierung zeigt sich für das Jahr 2030 ein Netzausbauszenario, das eine HGÜ-Netztransferkapazität über die Grenzen Deutschlands hinweg von 13,8 GW bedeutet. Aus der Modellierung ergeben sich zehn Leitungen zwischen Deutschland und den Nachbarregionen mit unterschiedlichen Übertragungskapazitäten: sieben Leitungen mit je 1600 MW nach Frankreich, BeNeLux, Dänemark, der Region „East“ (Polen, Tschechei, Slowakei) und Alps (Schweiz, Österreich) sowie die drei existierenden/geplanten Leitungen nach Nordeuropa mit zwei mal 600 MW und einmal 1400 MW. Die Transferkapazität der AC-Leitungen beträgt im Vergleich ca. 11,7 GW (erwartet für das Jahr 2013). Das Ausbauszenario erscheint trotz des konservativen Ansatzes durchaus ambitioniert, sowohl was die Leistung als auch die Anzahl der zusätzlichen Leitungen anbelangt.

Insgesamt werden im Szenario für die Optimierung der Stromversorgung im Jahr 2030 in Europa 54,3 GW Netztransferkapazität zwischen den Regionen über HGÜ-Leitungen zugebaut. Durch die Vorgabe des Solarstromimports sind hiervon 11 GW für den weiträumigen Transport von Strom aus solarthermischen Kraftwerken von Nordwestafrika nach Europa. Davon werden 6,4 GW Leitungskapazität über Italien und 4,8 GW über Spanien zugebaut. Bis zum Jahr 2050 kommen als Ergebnis der Modellierungen mit REMix in Europa zusätzliche HGÜ-Übertragungskapazitäten in Form von Untergrundkabeln von 188 GW dazu. Die Netztransferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarn steigt nochmals um 17,6 GW, was 8 bipolaren Verbindungen mit je 2200 MW Leistung entspricht. Für den Solarstromimport aus Nordafrika werden je 34 GW HGÜ-Leitungen über Spanien und Italien bis 2050 zusätzlich installiert. Die Verteilung der weiteren zusätzlichen HGÜ-Verbindungen in Europa ergibt sich zu einem Großteil aus der Weiterverteilung des Stromimports aus Afrika in unterschiedliche Länder und Regionen.

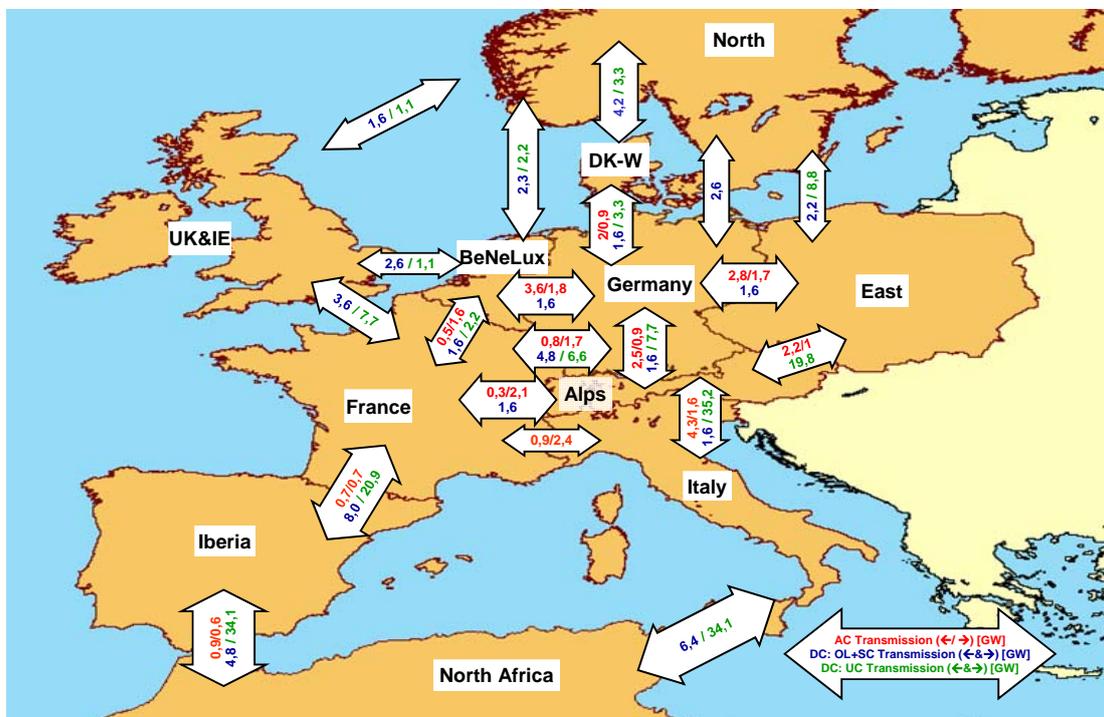


Abbildung 6.4: Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2050
AC: Hochspannungs-Wechselstrom; DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ); OL: Freilandleitungen; SC: Seekabel;
UC: Untergrundkabel

Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Leistungen der Stromübertragungsleitungen wie auch die Leistungen der Stromerzeugungs- und Stromspeicherkapazitäten kumulierte Werte darstellen, die sich auf mehrere Länder und Regionen verteilen. Die Stromübertragungsleistungen können also auch dem Weitertransport in andere Regionen dienen und sind nicht notwendigerweise nur dem direkten Austausch zwischen den Regionen zuzurechnen, die sie verbinden.

6.1.3 Struktur und Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung in Europa

In der Abbildung 6.5 ist die Struktur der Stromerzeugung in jeder Region dargestellt. Die Höhe der Balken ist proportional zur Menge des erzeugten Stroms. Die in Nordwestafrika dargestellte Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken ist nur der für den Export nach Europa bestimmte Anteil, entsprechend der Annahmen in den Energieszenarien. Die Ergebnisse zeigen zum einen die Bedeutung der Windkraft entsprechend der vorgegebenen installierten Kapazitäten. Aber auch die Anbindung der Wasserkraft in Nordeuropa mittels zusätzlicher HGÜ-Leitungen spielt eine große Rolle für das europäische Energiesystem. Die erneuerbare und fossile Stromerzeugung mit KWK-Kapazitäten sowie deren Ausgleichspotenzial durch stromgeführten Betrieb sind derzeit nur für Deutschland abgebildet. In allen Modellregionen wurden Vorgaben für den Strombedarf und die Potenziale zur Ladesteuerung der Elektromobilität sowie der Wasserstofferzeugung aus Strom einbezogen.

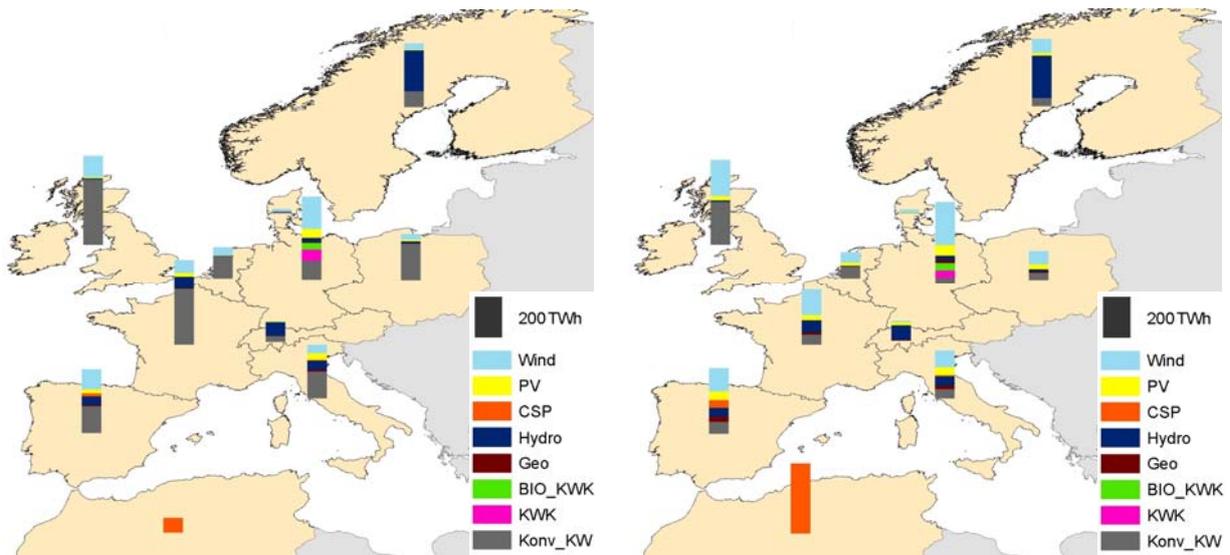


Abbildung 6.5: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in Europa (und Nordafrika) im Jahr 2030 und 2050 bei einer Versorgung in D gemäß Szenario 2011 A (basierend auf [BMU 2005b, BMU 2006])

6.1.4 Ausgleichsoptionen und Lastdeckung bei kostenoptimiertem Einsatz der installierten Kapazitäten in Europa und Deutschland

Es wurde sowohl für das Szenario A als auch das Szenario C (in Deutschland und Europa mehr Elektromobilität anstelle dezentraler Wasserstofferzeugung für den Verkehr, entsprechend geringerer EE-Ausbau) die Stromversorgung im Jahr 2050 modelliert. Im Ergebnis der Modellierungen in 5-Stunden-Schritten zeigt sich, dass die Last in allen Szenarien unter

Voraussetzung der getroffenen Annahmen und dem dargestellten Energiemix gedeckt werden kann und hierbei europaweit keine Überschüsse entstehen. In Abbildung 6.6 und Abbildung 6.7 sind die Zeitreihen der Erzeugung und Last für die Summe der betrachteten Regionen in Europa (einschließlich Stromimport aus Nordafrika) und eine Nachfrage im Verkehr entsprechend Szenario 2011 A im Jahr 2030 dargestellt, in Abbildung 6.8 und Abbildung 6.9 für das Jahr 2050 (Abbildung 6.10 zeigt zwei Episoden für eine Nachfrage im Verkehr entsprechend Szenario 2011 C). Im Jahr 2030 laufen die restlichen Kernkraftwerke, Müllheizkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Blockheizkraftwerke und andere regelbare (Other: hauptsächlich Biomasse und Geothermie) an der Volllastgrenze. Steinkohle trägt im Winter kontinuierlich zur Lastdeckung bei, während ihr Einsatz im Sommer stark schwankt. Von den Erneuerbaren hat Wind den größten Anteil an der Versorgung. Photovoltaik hilft insbesondere im Sommer, die Lastspitzen zu decken. Konzentrierende solarthermische Kraftwerke (CSP) können aufgrund von Wärmespeichern insbesondere im Sommer kontinuierlich elektrischen Strom erzeugen. Wasserkraftwerke produzieren in Form von Laufwasserkraftwerken (Hydro Ror) kontinuierlich Strom mit geringen saisonalen Schwankungen, während Speicherwasserkraftwerke (Hydro Res) flexibler auf den Bedarf reagieren können. Ein großer Teil der Restlast wird jedoch mit flexiblen gasbefeuerten Anlagen gedeckt. Große Anteile der Lastdeckung insgesamt aber auch zu Zeiten mit Spitzenbedarf decken im Jahr 2050 die Erneuerbaren. Dadurch werden Kohlekraftwerke verdrängt, die dann hauptsächlich in Spitzenlastzeiten im Winter eingesetzt werden. Die Last durch die Elektromobilität und die in diesem Szenario beträchtliche Wasserstoffherzeugung nimmt stark zu, allerdings sind diese Lasten bis zu einem gewissen Grad flexibel, so dass die Lastspitzen zu Zeiten mit einem hohen Anteil an regenerativer Energie um die Mittagszeit auftreten.

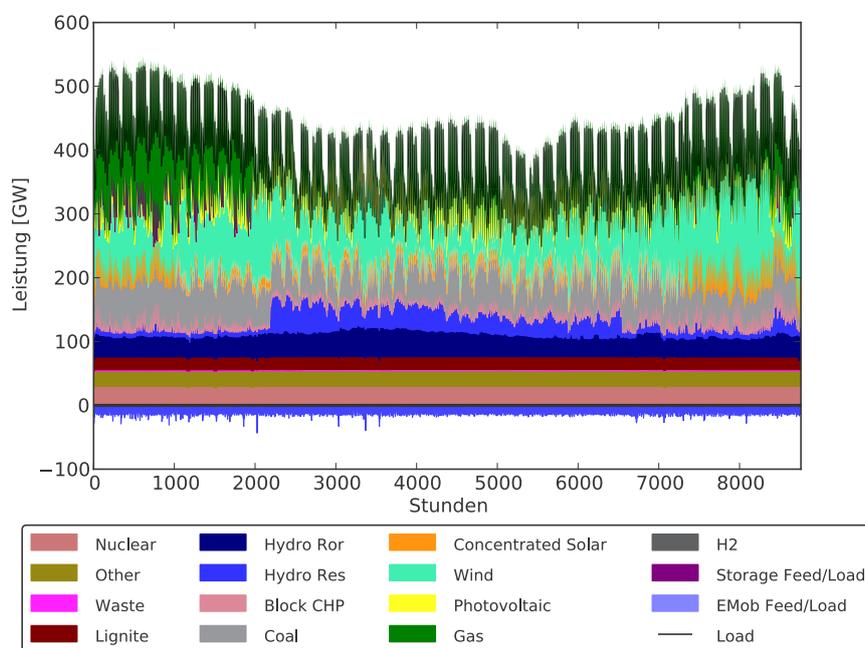


Abbildung 6.6: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa in 2030 (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A)

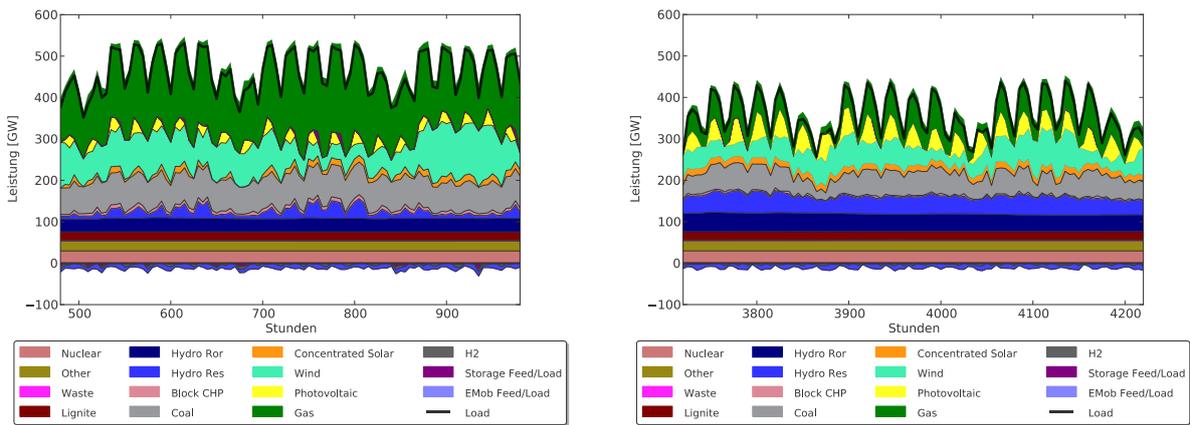


Abbildung 6.7: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa für zwei Episoden im Jahr 2030, Frühjahr und Sommer (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A)

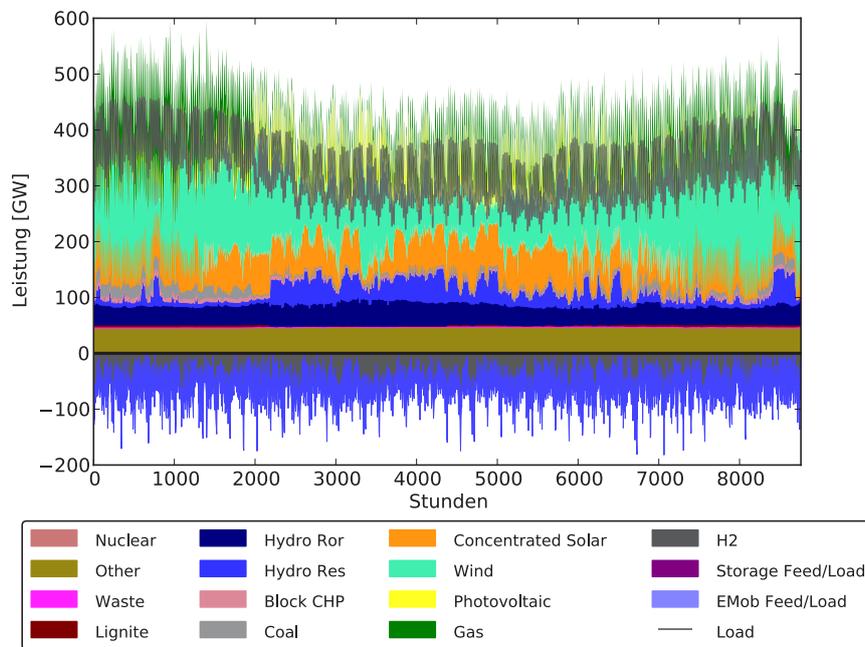


Abbildung 6.8: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa in 2050 (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A)

Die Ergebnisse für Europa sind in der Abbildung 6.11 sowie in Abbildung 6.12 in Form der Jahresdauerlinien dargestellt, d. h. die Last und Erzeugungen ohne zeitlichen Zusammenhang sortiert nach der Größe. Diese Darstellung zeigt die möglichen Überschüsse und deren Verwendung auf der rechten Bildseite und unterhalb der Nulllinie und die Spitzenlasten und deren Reduktion durch Ausgleichsmaßnahmen und Restlastdeckung auf der linken Seite.

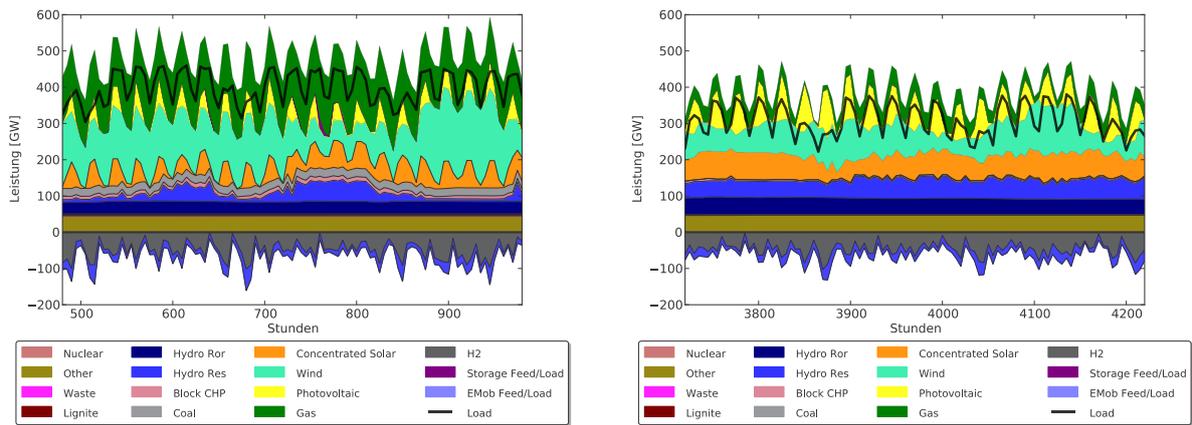


Abbildung 6.9: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A)

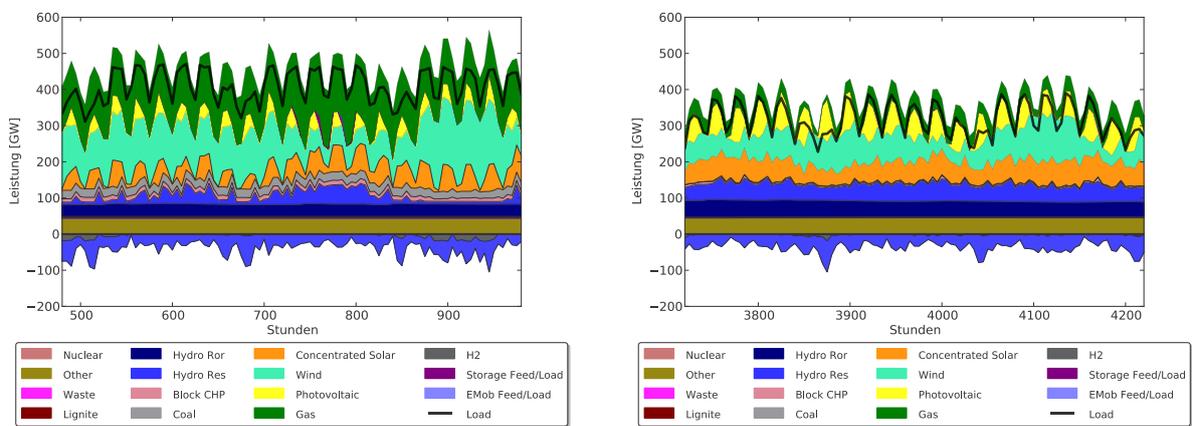


Abbildung 6.10: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in der Region Europa für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 C)

Die Jahresdauerlinie der Stromlast heutiger „klassischer“ Verbraucher ist durch die punktgestrichelte Linie gezeigt, die Last plus Verbrauch der Elektromobilität durch die gestrichelte Linie. Die durchgezogene Linie zeigt den Gesamtverbrauch der elektrischen Last plus Elektromobilität und Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren. Der blaue Bereich ist der Teil der Last, der durch erneuerbare Energie, der braune Bereich der Teil, der durch konventionelle Erzeugung gedeckt wird. Aufgrund des angenommenen Netzausbaus und der Ausgleichspotenziale durch Elektrofahrzeuge sowie die Wasserstoffherzeugung ergibt sich in diesem Szenario ein relativ geringer Einsatz der Stromspeicher im Verhältnis zur Gesamtlast. Die Überschüsse sind sehr klein, da Last und Erzeugung im angesetzten ausgebauten Transportnetz immer über ganz Europa ausgeglichen werden können. Ein Teil der möglichen Überschüsse wird in Pumpspeichern eingesetzt, ein Teil für die Wasserstoffelektrolyse und ein Teil in den Batterien von Elektrofahrzeugen, der Rest ist als Übertragungsverluste dargestellt. Im Vergleich von 2030 und 2050 sieht man die starke Erhöhung der erneuerbaren Erzeugung und die damit verbundene Verringerung der konventionellen Stromerzeugung. Durch die Kombination verschiedener erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien, den weiträumigen Stromtransport und die Ausgleichsoptionen kann der Strombedarf in jeder Stunde und mit geringen

Überschüssen realisiert werden. Die Spitzenerzeugung der fossilen Kraftwerke sinkt in diesem Zeitraum von ca. 350 GW auf ca. 200 GW. Es wird deutlich, dass die Erneuerbaren im Jahr 2050 signifikant zur Reduzierung der residualen Spitzenlasten beitragen.

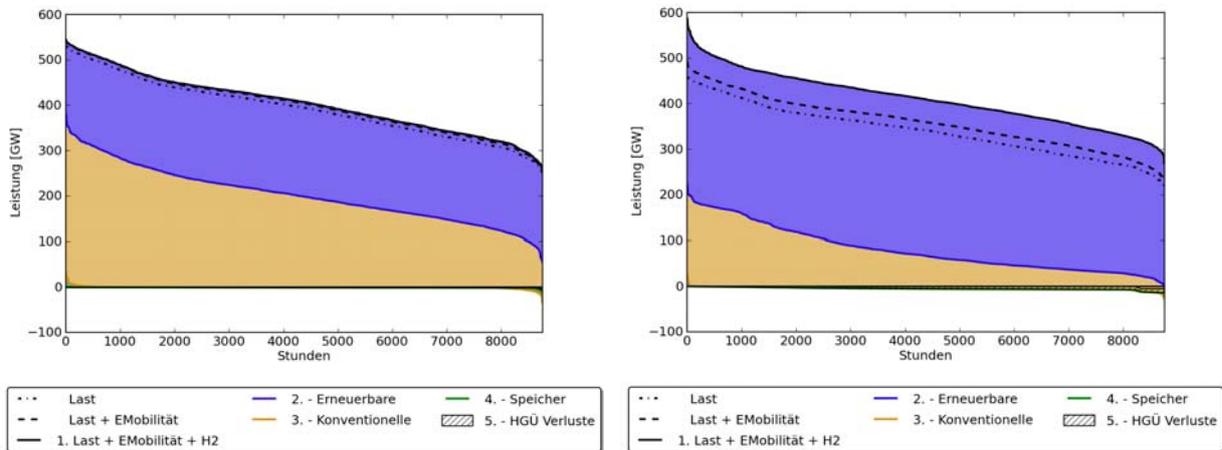


Abbildung 6.11: Jahresdauerlinien für die Region Europa (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A) im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs

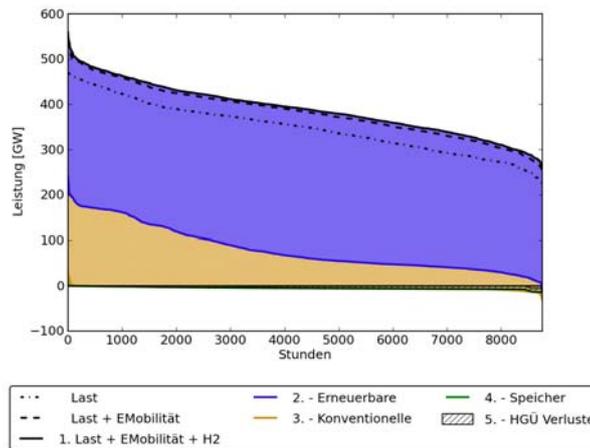


Abbildung 6.12: Jahresdauerlinien für die Region Europa (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 C) im Jahr 2050 unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs

In Abbildung 6.13 sind die Jahresdauerlinien der gesamten Residuallast (Last abzüglich der gesamten Erzeugung) für Europa für Szenario A und in Abbildung 6.14 entsprechend für Szenario C dargestellt. Im Jahr 2030 wird die Last durch die Elektromobilität und durch die Wasserstoffherzeugung relativ zur Last der „konventionellen“ Verbraucher gering sein (siehe Abbildung 6.10). Sowohl für Szenario A als auch Szenario C nimmt der Verbrauch für Elektrofahrzeuge bzw. die Wasserstoffherzeugung bis 2050 stark zu. Wegen der besseren Energieeffizienz der zusätzlichen Elektromobilität in Szenario C verglichen mit der Wasserstoffnutzung im Verkehr in Szenario A ist die benötigte Gesamtenergie im Szenario C deutlich geringer (türkise und rosa Flächen). Trotz der Möglichkeiten des Lademanagements bei Elektrofahrzeugen und der Wasserstoffspeicherung nach dessen Erzeugung erhöhen die Nachfrageprofile – aufgrund der Mobilitätsanforderungen im Verkehr sowie aufgrund von

berücksichtigten ökonomischen Grenzen der Speicherung – die Lastspitzen, allerdings nicht die residualen Lastspitzen abzüglich der erneuerbaren Stromerzeugung.

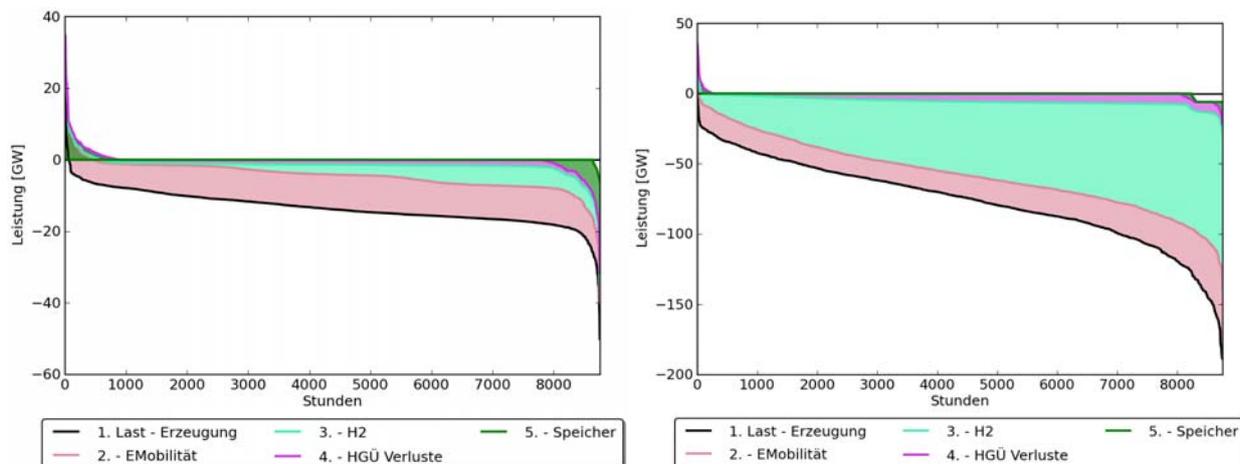


Abbildung 6.13: Jahresdauerlinie für Europa im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 A) – Rolle der Elektromobilität, der Wasserstoffherzeugung und der Stromspeicher

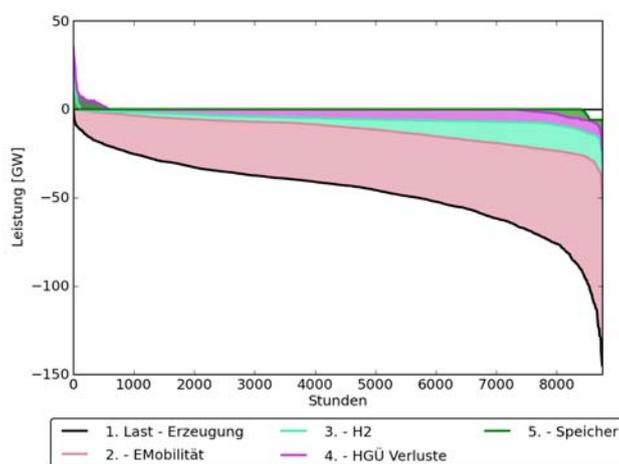


Abbildung 6.14: Jahresdauerlinie für Europa im Jahr 2050 (Nachfrage Verkehr wie Szenario 2011 C) – Rolle der Elektromobilität, der Wasserstoffherzeugung und der Stromspeicher

Zeitlich aufgelöste Ergebnisse der Modellierungen für Deutschland im Jahr 2050 sind beispielhaft in der Abbildung 6.15 und der Abbildung 6.16 dargestellt. Zum einen wird im gesamten Jahresverlauf die Saisonalität der Erzeugung sowie der Last deutlich, zum anderen die Episoden hoher Windeinspeisung, die in der Summe mit der Photovoltaik zu Überschüssen führen, die entweder exportiert oder gespeichert werden. Für die Wasserstoffherzeugung und Beladung der Elektrofahrzeuge werden in Zeiten geringer EE-Einspeisung auch Stromimporte genutzt.

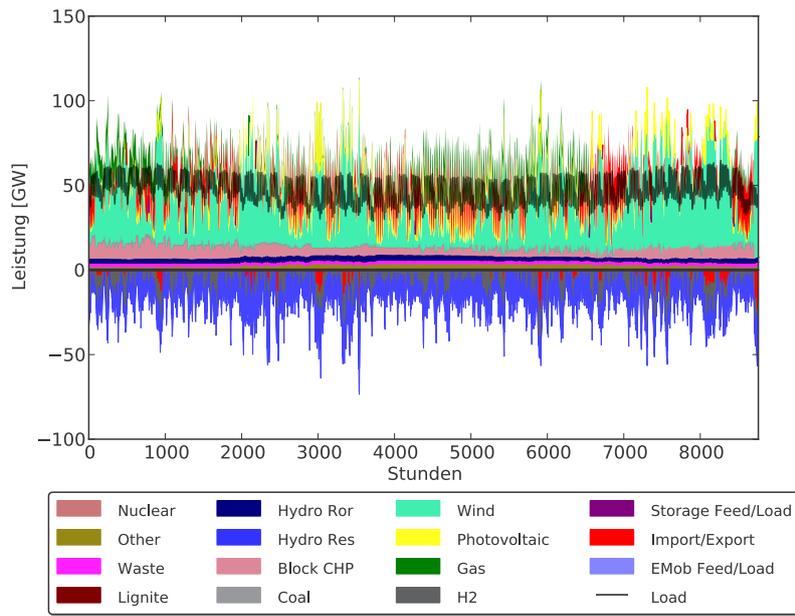


Abbildung 6.15: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Deutschland unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs im Jahr 2050 (entspr. Szenario 2011 A)

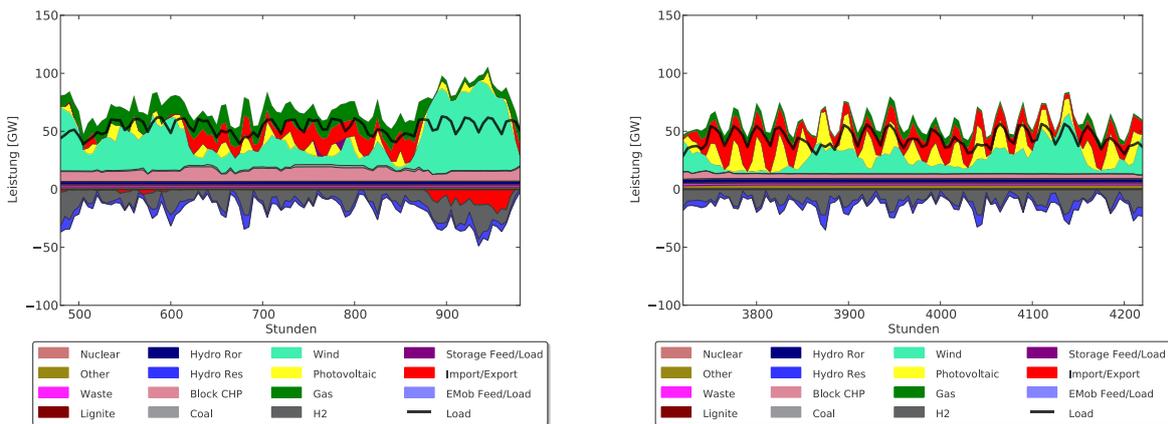


Abbildung 6.16: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Deutschland für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (entspr. Szenario 2011 A)

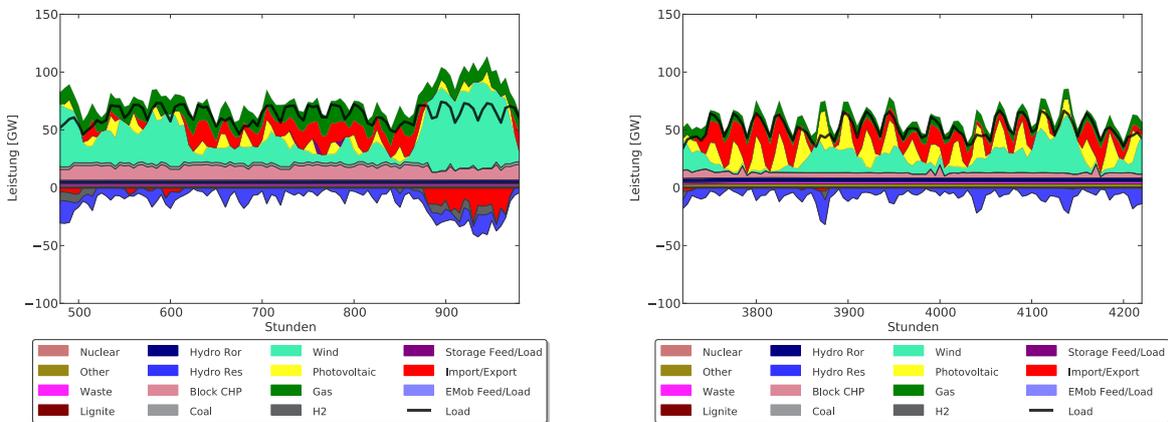


Abbildung 6.17: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Deutschland für zwei Episoden im Jahr 2050, Frühjahr und Sommer (entspr. Szenario 2011 C)

In der Abbildung 6.18 sind die Ergebnisse wiederum als Jahresdauerlinien für die Stromversorgung in Deutschland dargestellt. Im Jahr 2030 ist zu sehen, dass die gesteuerte Beladung der Elektrofahrzeuge sowie die über Wasserstofftanks ebenfalls teilweise steuerbare Erzeugung von Wasserstoff die Lastkurve durch den Strombedarf zwar erhöht, aber auch flacher werden lässt. Im Jahr 2050 führt die Vorgabe der Wasserstoffherzeugung für den Verkehr in Abhängigkeit der angesetzten Leistung und Auslastung der Elektrolyseure trotz der Potenziale der Lastverschiebung zu generell deutlich höheren Lasten. Aufgrund der für Deutschland aber auch europaweit zusätzlich einberechneten Kapazitäten für EE-Strom werden diese überwiegend über erneuerbaren Strom – dabei teilweise über höhere Importe – gedeckt. Die Laststeuerung führt dazu, dass die Erzeugung bzw. Beladung in Zeiten eines hohen Strombedarfs möglichst nicht erfolgt, sondern eher in Zeiten mit geringen Lasten und dabei insbesondere mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung verlagert wird.

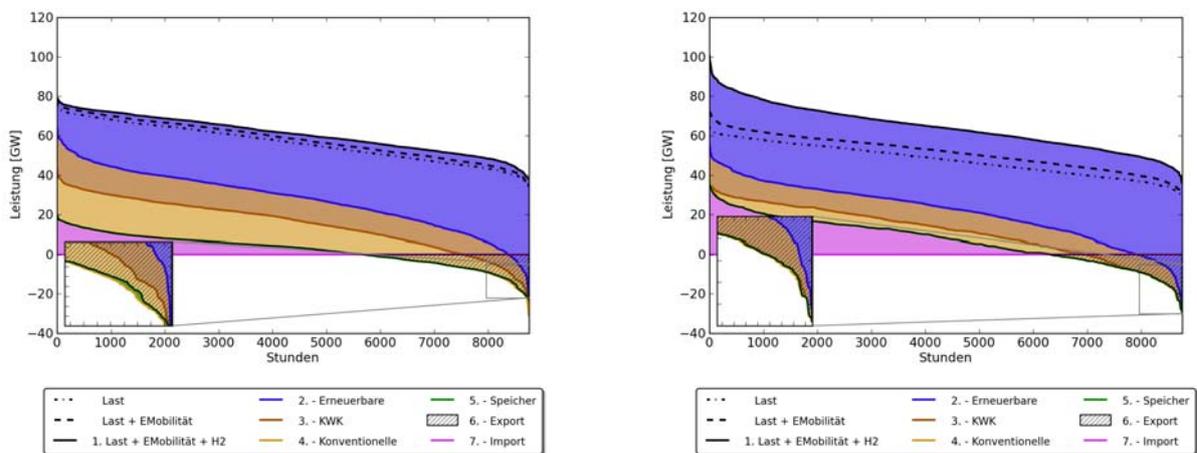


Abbildung 6.18: Jahresdauerlinie für Deutschland im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) – unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs, Szenario 2011 A

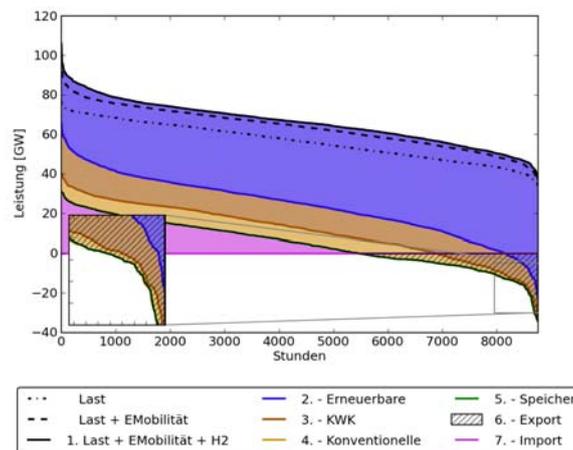


Abbildung 6.19: Jahresdauerlinie für Deutschland im Jahr 2050 – unter Berücksichtigung des europäischen Lastausgleichs, Szenario 2011 C

In Abbildung 6.18 wird auch die bedeutende Rolle der flexibilisierten KWK-Kapazitäten sichtbar. Die Erzeugung wird durch den Einsatz der angenommenen Wärmespeicherkapazitäten in Zeiten hoher Last verschoben. Die KWK trägt zur Reduktion der residualen Spitzenlast um 20 GW bei, während in Zeiten geringer Last der Beitrag deutlich geringer ausfällt. Auf

der anderen Seite wird eine weitere Erhöhung der Überschussspitzen durch das Erzeugungsmanagement vermieden. Durch die angenommene Begrenzung der Wärmespeicherkapazität je Anlage auf plausible und ökonomisch darstellbare Größen sind auch hier der zeitlichen Verschiebung Grenzen gesetzt. Die Stromerzeugung durch KWK findet teilweise auch in Zeiten der erneuerbaren Überschüsse statt, wenn erneuerbarer Strom in die Nachbarländer exportiert, d. h. dort nachgefragt wird (rechte Seite der Abbildung 6.18, Unterschied zwischen blauer und brauner Linie, bzw. dunkelbraune Fläche).

Die Ergebnisse zeigen die sehr bedeutende Rolle des Netzausbaus für eine kostenminimierte europäische Versorgungsstruktur. Günstiger und – bedingt durch den fortschreitenden EE-Ausbau – zunehmend erneuerbarer Strom wird importiert (lila Fläche in Abbildung 6.18 und Abbildung 6.19, schraffierte Fläche in Abbildung 6.20 und Abbildung 6.21) und die in Deutschland auftretenden potentiellen erneuerbaren und KWK-Überschüsse können aufgrund der Nachfrage in einem anderen Land zum Großteil exportiert werden. Durch den Stromimport wird die residuale Spitzenlast in 2030 um knapp 20 GW und in 2050 um gut 30 GW gesenkt, die exportierten Überschussleistungen liegen in der gleichen Größenordnung. Die Rolle der Pumpspeicher ist in grüner Farbe dargestellt und wird insbesondere in Abbildung 6.20 deutlich. Aus Abbildung 6.18 wird auch die residuale Lastdeckung durch konventionelle Kraftwerke sichtbar. Aufgrund des Einsatzes von Lastausgleichsoptionen können die Kraftwerke zu einem Großteil mit über 4000 Volllaststunden betrieben werden, allerdings – wie aus der zeitlichen Auflösung in Abbildung 6.15 ersichtlich ist – mit sehr vielen zeitlichen Unterbrechungen und zum Teil hohen Lastgradienten.

Die Rolle der Beladung der Elektrofahrzeuge, der Wasserstoffherzeugung und der Stromspeicher wird in Abbildung 6.20 und Abbildung 6.21 genauer ersichtlich. Ein signifikanter Teil der Energie für Elektromobilität und die Wasserstoffherzeugung wird aus erneuerbaren Quellen im Ausland erzeugt und importiert. Ebenfalls helfen Elektromobilität und Wasserstoffherzeugung Spitzen in der Erzeugung auszugleichen. Die Unterschiede in den Szenarien 2011 A und C in Form der unterschiedlichen Anteile von Wasserstoffherzeugung und Elektromobilität führen zu deutlich unterschiedlichen Überschüssen und Importen. Im Szenario 2011 C spielen die Kurzzeitspeicher unter den hier getroffenen Annahmen eine etwas größere Rolle als im Szenario 2011 A. Aufgrund der Vorgabe einer Mindestauslastung der Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung und der nur fünf-stündlichen Auflösung wird das Potenzial der Kurzzeitspeicher hier – im Vergleich zu den Simulationen in Abschnitt 6.2 – eher unterschätzt.

Das Ziel der dynamischen Simulation ist die Überprüfung der Szenarien. Ein wichtiger Aspekt sind die Volllaststunden der verschiedenen Erzeugungstechnologien. Die Eingangsgrößen der Optimierungsrechnung mit REMix sind die installierten Kapazitäten, was zu einer Abweichung der Auslastung und der Jahresstromerzeugung zwischen dem Mengengerüst und der Simulation führen kann. Grundsätzlich gibt es im Ergebnis eine sehr gute Übereinstimmung der aus der Simulation resultierenden Volllaststunden mit den in den Mengengerüsten der Szenarien 2011 angenommenen Werten. Lediglich eine Verschiebung von Steinkohle zu Braunkohle kann im Modell festgestellt werden. Die Ursache dafür liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit in den angenommenen Preisszenarien. Einschränkend muss jedoch auf die Modellvereinfachungen hingewiesen werden, die Einfluss auf die resultierenden Volllaststunden haben können.

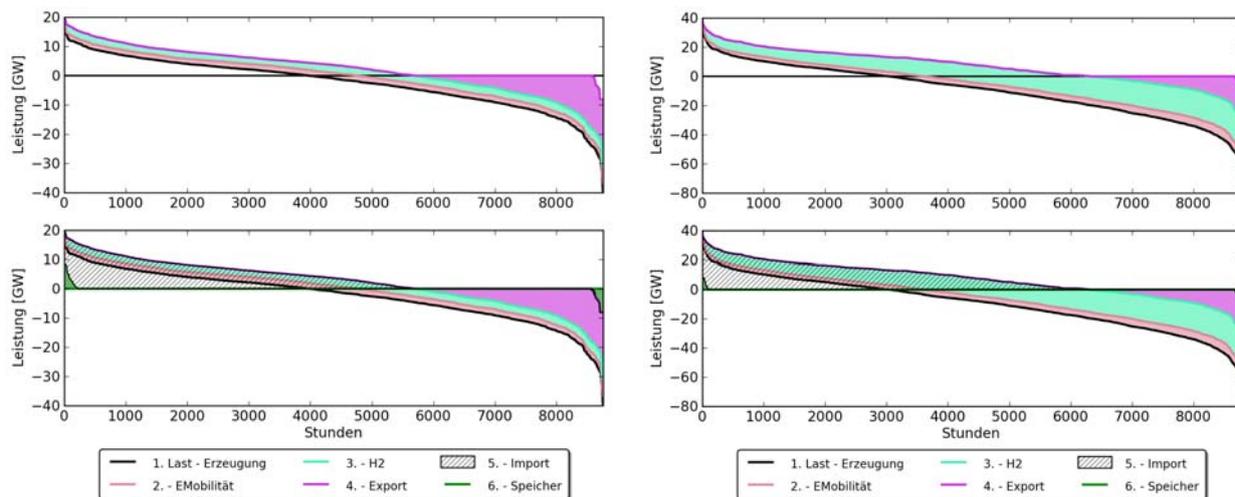


Abbildung 6.20: Jahresdauerlinie für Deutschland 2030 (links) und 2050 (rechts) für Szenario 2011 A – Rolle von Import/Export, Pumpspeichern, Elektrofahrzeugen und der Wasserstoffherzeugung für den Lastausgleich

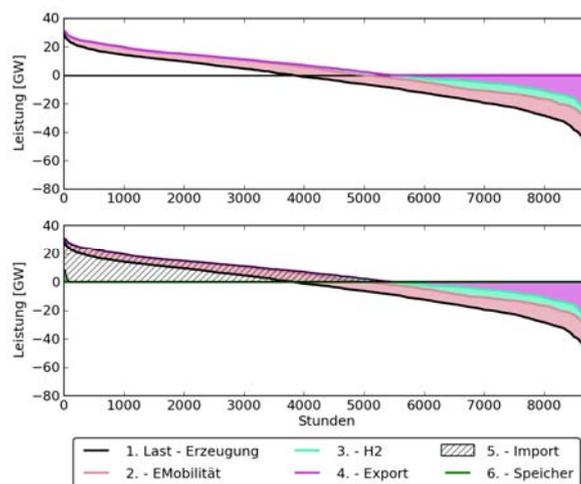


Abbildung 6.21: Jahresdauerlinie für Deutschland 2050 für Szenario 2011 C – Rolle von Import/Export, Pumpspeichern, Elektrofahrzeugen und der Wasserstoffherzeugung für den Lastausgleich

Für das Jahr 2050 wurde im Szenario 2011 C die Rolle des Stromtransports in Europa mit einer Sensitivitätsanalyse untersucht (Abbildung 6.22). Für den Fall, dass der für das Jahr 2030 geplante Netzausbau (Abbildung 6.3) erst 2050 realisiert werden kann ergeben sich Änderungen im Einsatz der Kraftwerke. Das Ergebnis dieses verspäteten Ausbaus ist, dass in Europa weniger Wasserkraft und CSP eingesetzt werden kann. Die Änderung bei Wind und Photovoltaik sind klein, allerdings gibt es in diesem Fall Zeiten, in denen nicht der gesamte Strom aus Wind und Photovoltaik genutzt werden kann. Der Einsatz der Speicher erhöht sich, der Großteil der fehlenden Restlast wird jedoch aus einem zusätzlichen Einsatz der Gaskraftwerke gewonnen.

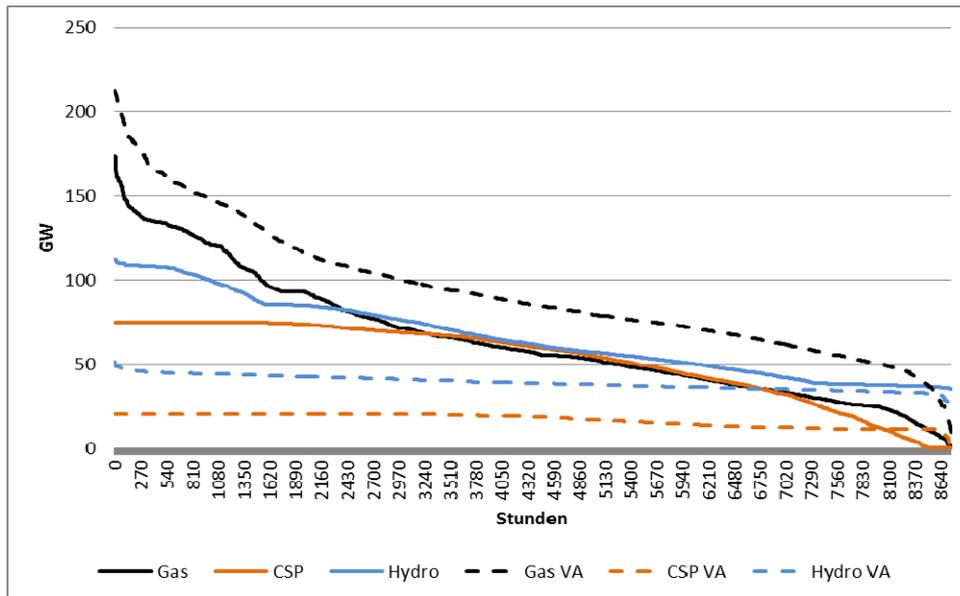


Abbildung 6.22: Jahresdauerlinie für Europa für Gas, CSP und Wasserkraft für Szenario 2011 C mit geplantem und verspätetem Ausbau (VA) *)

*) Verspäteter Ausbau bedeutet, dass 2050 nur die für 2030 geplanten Kapazitäten zur Verfügung stehen.

6.2 Detaillierte Untersuchung der Lastdeckung in Deutschland

Basierend auf den Mengengerüsten der Szenarien A und C und den Import/Export-Lastflüssen aus den REMix-Modellierungen im vorhergehenden Abschnitt 6.1 wird in diesem Abschnitt für Deutschland die Stromversorgung in höherer Auflösung (blockscharf, stündlich aufgelöst und einschließlich der Abbildung von Prognosefehlern und Lastmanagement) simuliert. Um die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Energiewirtschaft und die Anforderungen zu ihrer Integration bewerten zu können, ist eine möglichst genaue Bestimmung ihrer Einspeise-Charakteristik erforderlich. Dazu wird eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Simulation der EE-Einspeisung genutzt. Der steigende Anteil der fluktuierenden EE-Einspeisung führt zu gravierenden Änderungen des konventionellen Kraftwerkseinsatzes und der Strommärkte. Im Folgenden werden die Wirkungen des EE-Ausbaus anhand der gesicherten Leistung, des Bedarfs an Regelleistung, der Auslastung und Kostenkurven der fossilen Kraftwerke sowie der Rolle von Lastausgleichsoptionen untersucht. Eine Wasserstoffherzeugung wird in den Simulationen nur dann zugelassen, wenn EE-Überschüsse nicht über eine effizientere und kostengünstigere Ausgleichsoption genutzt werden können. Unter Voraussetzung eines rein ökonomisch optimierten Stromversorgungssystems ohne Berücksichtigung der Vorgabe von Wasserstoffnachfragen kann das Potenzial der kurzzeitigen Ausgleichsoptionen wie Lastmanagement und Stromspeicher genauer untersucht werden.

6.2.1 Methode und wesentliche Annahmen der Simulationen

Modelle

Als Entwickler und Anbieter von u. a. Wind- und PV-Leistungs-Hochrechnungsalgorithmen und von Wind- und PV-Leistungsprognosesystemen für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kann das IWES auf umfassende Modelle zur Abbildung und Auswertung der fluktuierenden EE-Einspeisung zurückgreifen, die auch für die Untersuchungen in diesem Vorhaben eingesetzt werden. Diese basieren auf einer umfangreichen Datenbank zu bestehenden EE-Anlagen, GIS-Daten zur Infrastruktur und Landnutzung sowie aus mehrjährigen Wetterdaten ermittelten Algorithmen zum regional differenzierten, ressourcenoptimierten Anlagenzubau.

Der steigende Anteil der fluktuierenden EE-Einspeisung führt zu gravierenden Änderungen des konventionellen Kraftwerkseinsatzes und der Strommärkte. Hier kann eine umfangreiche Kraftwerks-Datenbank zur blockscharfen Abbildung von konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen und Speichern eingesetzt werden. Im Falle der KWK-Anlagen wird dabei die Flexibilität der Stromerzeugung auf Basis von Wärmespeichern und Entnahmekondensationsanlagen, sowie Elektroheizern und Heizkesseln unter Berücksichtigung einer kostenminimalen Deckung der Wärmenachfrage abgebildet. Im Fall von Speichern wird zwischen Kurzzeitspeichern (Pumpspeicher (PSW), Druckluftspeicher (CAES)) und Langzeitspeichern (EE-H₂/EE-CH₄) unterschieden. Lastmanagement-Anwendungen (DSM im Haushalt, Klimatisierung, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge (E-KFZ) zzgl. der zugehörigen Speicherrestriktionen) werden ebenfalls in die Optimierung eingeschlossen.

Mittels einer kostenminimierten Kraftwerkseinsatzplanung (gemischt-ganzzahlige-lineare Optimierung – GGLP) im Rahmen einer rollierenden Planung mit stündlicher Auflösung werden Flexibilitätsanforderungen durch die volatile EE-Einspeisung simuliert. Durch die periodische Überarbeitung und Konkretisierung der initialen Planung kann hierbei insbesondere der Einfluss durch den Prognosefehler in Form von aktualisierten Kurzfristprognosen und Folgetagsprognosen mit einem Prognosehorizont von 48 Stunden abgebildet werden. Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz, welcher in der Praxis über die Spotmärkte Day-Ahead- und Intraday-Markt erfolgt, nachbilden.

Abbildung 6.23 zeigt eine Momentaufnahme der zeitlich und räumlich aufgelösten Simulation fluktuierender EE im zukünftigen Energieversorgungssystem. Die so auf Basis mehrjähriger Wetterdaten und dem regional differenzierten Anlagenzubau generierten dargebotsabhängigen EE-Einspeisungen unter Berücksichtigung des Prognosefehlers stellen in Kombination mit der nicht regelbaren (regionalisierten) Last die grundsätzlichen Input-Daten des Modells der virtuellen zukünftigen Stromversorgung dar (siehe Abbildung 6.24).

Der Datenbestand zum regelbaren Kraftwerkspark (konventionelle Kraftwerke, Speicherwasserkraftwerke und KWK-Anlagen einschließlich Biomasse) ist ein wichtiger Baustein des Modells. Weitere Modellblöcke des simulierten Stromversorgungssystems, welche in die Optimierung mit einfließen, sind Daten zu Speicheroptionen und zum Lastmanagement.

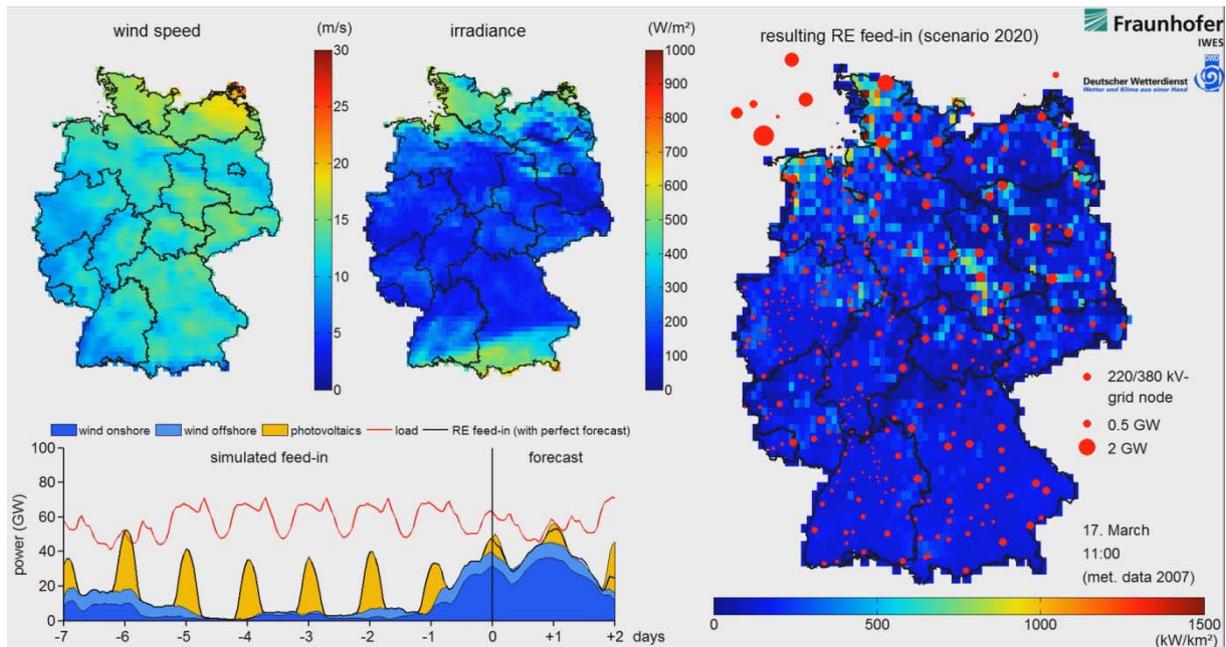


Abbildung 6.23: Beispiel für die räumlich, zeitlich aufgelöste Simulation fluktuierender EE im zukünftigen Energieversorgungssystem unter Berücksichtigung der Netzbelastung und des Wind- und PV-Prognosefehlers

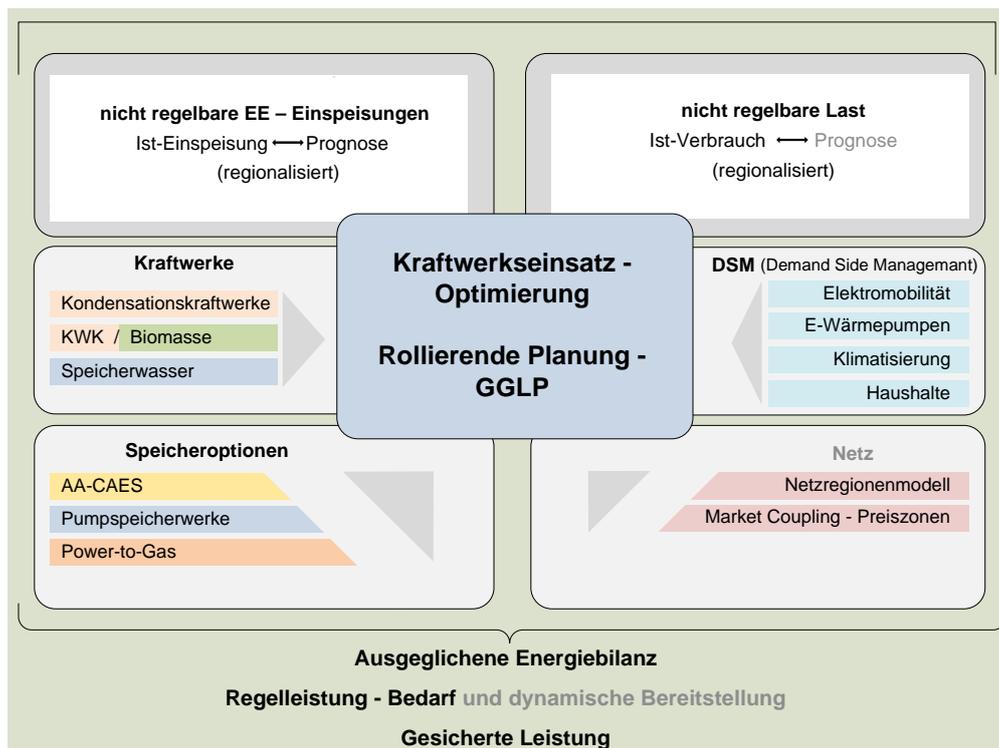


Abbildung 6.24: Schematischer Aufbau des Modells „Virtuelles Stromversorgungssystem“

Die so abgebildeten Teile des virtuellen Stromversorgungssystems stellen die Input-Daten der Kraftwerkseinsatzoptimierung dar. Innerhalb der Rahmenbedingung einer ausgeglichenen Energiebilanz werden durch eine rollierende Planung der Regelleistungsbedarf und die gesicherte Leistung bestimmt.

Kostenparametrisierung der Kraftwerkseinsatzoptimierung

Der heutige rechtliche Rahmen der Energiewirtschaft kann nicht eins zu eins auf das zukünftige Stromversorgungssystem übertragen werden. Mit Fundamentalmodellen kann ein volkswirtschaftlich optimaler Kraftwerkseinsatz abgebildet werden. Das Bestreben des Gesetzgebers sollte es sein, die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft so zu gestalten bzw. anzupassen, dass der Strommarkt das volkswirtschaftliche Optimum anstrebt bzw. sich dynamisch daran anpasst. Aus derzeitiger Sicht bestehen hohe Unsicherheiten zu den folgenden Rahmenbedingungen, welche die Arbeitskosten bzw. Grenzkosten und damit den Einsatz und die Auslastung von Kraftwerken und Speichern direkt beeinflussen:

- Kostenvorteil der KWK gegenüber Kondensations-Kraftwerken (KWK-Zuschlag, Energiesteuer, Stromsteuer, Emissionshandel)
- Netzentgelte und Abgaben für Stromspeicher
- Netzentgelte und Abgaben für E-Heizer und Elektrolysen
- Industrieller und privater Eigenverbrauch (im Falle von Mini-KWK und PV)

Hier besteht Gestaltungsspielraum für den Gesetzgeber und weiterer Forschungsbedarf. Für die Simulationen wurden vereinfacht folgende Annahmen getroffen:

- Es gilt die Vorrangregelung für EE-Einspeisung.
- Die Arbeitskosten der KWK-Anlagen bzw. des KWK-Anteils im Falle von Entnahmekondensationskraftwerken sind aufgrund geeigneter Förderinstrumente niedriger als bei Braunkohle-Kondensationskraftwerken.
- Um möglichst viele Zyklen fahren zu können, werden für Stromspeicher keine zusätzlichen Arbeitskostenabgaben angerechnet. Eventuelle Abgaben müssten über Leistungskosten erfolgen.
- Die Besteuerung von E-Heizern muss gewährleisten, dass in Wärmenetzen/-speichern die Wärmebereitstellung primär durch KWK-Anlagen erfolgt, und dass nur überschüssiger EE-Strom in E-Heizern eingesetzt wird.
- Der Einsatz von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung soll als Langzeitspeicher nur mit überschüssigem EE-Strom erfolgen, sofern keine günstigere Ausgleichsoption (z. B. E-Heizer) eingesetzt werden kann. Zusätzlicher Wasserstoff zur Deckung einer Nachfrage im Verkehr muss über zusätzlich installierte EE-Anlagen erzeugt werden.
- Zur besseren Integration von EE werden industrielle Kraftwerke vollständig am übergeordneten Strommarkt eingesetzt. Die Eigenstromerzeugung wirkt sich reduzierend auf die Grenzkosten der Kraftwerke aus, dient aber nicht als separates Steuerungssignal bzw. Optimierungskriterium. Der private Eigenverbrauch durch Mini-KWK oder PV inkl. Batteriespeicher wird nicht berücksichtigt.

6.2.2 Kraftwerksbedarf zur Deckung der Jahreshöchstlast – gesicherte Leistung

Bei der Versorgungssicherheit spielt die gesicherte Leistung (Leistungskredit) der erneuerbaren Energien eine zunehmend wichtige Rolle, also der Teil der installierten Erzeugungsleistung, welcher mit einer definierten Wahrscheinlichkeit als jederzeit verfügbar angesehen werden kann (vgl. Kap. 8). Der Leistungskredit der EE ist ein wichtiger Parameter zur Abschätzung der Bedarfsentwicklung für die Vorhaltung von Reservekapazitäten, z. B. in Form von schnell regelbaren, thermischen Kraftwerken. Aufgrund langer Planungs- und Genehmigungsverfahren bei Kraftwerksneubauten ist eine kurzfristige Reaktion auf kritische Versorgungssituationen kaum möglich. Andererseits führt die Vorhaltung von nicht benötigter Erzeugungsleistung zu einer unnötigen Erhöhung der Integrationskosten der EE.

Methodenvergleich

Bisherige Untersuchungen erfolgten in Deutschland meist auf Basis einer stochastischen Methode, die ausschließlich die Absicherung der Jahreshöchstlast betrachtet [dena 2005; dena 2010, Nitsch et al. 2011]. Da bei dieser Methode die EE-Einspeisung als stochastisches/ zufälliges Ereignis in die Berechnungen einfließt, bleiben zeitliche Zusammenhänge zwischen der Last und der Einspeiseleistung unberücksichtigt. Sowohl die Last als auch die Erzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen zeigen jedoch eine tages- wie auch jahreszeitliche Abhängigkeit. Im Rahmen verschiedener Studien [dena 2005; Tradewind 2009] wurde versucht, dieses Defizit durch eine Vorauswahl des zu berücksichtigenden Zeitraums der EE-Einspeisung zu beheben. Hierbei wurden beispielsweise nur die Wintermonate, die 20 kältesten Tage oder nur die Monate, in denen normalerweise die Jahreshöchstlast auftritt (November und Dezember) berücksichtigt. Dies führt jedoch zu einer gewissen Unwissenschaftlichkeit, zumal mögliche tageszeitliche Zusammenhänge weiterhin unberücksichtigt bleiben. Zwar ist der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast normalerweise der Zeitpunkt mit der größten Wahrscheinlichkeit, dass die verfügbare Erzeugungsleistung nicht zur Lastdeckung ausreicht, jedoch können auch hohe Stromverbräuche jenseits der Jahreshöchstlast unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit von Bedeutung sein. Weiterhin kann es durch Lastmanagementmaßnahmen zur Ausbildung von längeren Phasen mit hoher Residuallast (Plateaus) kommen, was bei einer ausschließlichen Betrachtung der Jahreshöchstlast zu einer Überschätzung der Versorgungssicherheit führen würde.

Die nachfolgend vorgestellte Methode einer chronologischen Betrachtung der Lastunterdeckungswahrscheinlichkeit bietet die Möglichkeit, viele dieser Defizite zu beheben. Für eine umfassende Abbildung eines weitgehend auf EE basierten Stromversorgungssystems besteht jedoch noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um relevante Faktoren wie Lastmanagement, europäischer Ausgleich, Speicher sowie saisonale Kraftwerksrevisionen mit abzubilden.

Bei dieser Methode wird zunächst für eine Lastzeitreihe und einen angenommenen Kraftwerkspark die Lastunterdeckungswahrscheinlichkeit (LOLP, loss of load probability) für jede Stunde ermittelt. Durch eine Anpassung der Last wird die Unterdeckungserwartung (LOLE, loss of load expectancy), also die statistisch zu erwartende Dauer einer Unterdeckung der Last, auf 2,4 Stunden pro Jahr angepasst, um gleiche Ausgangsbedingungen zu schaffen. Nachfolgend wird die EE-Einspeisung als negative Last berücksichtigt, indem die Last um die EE-Einspeisung reduziert wird. Dies führt zu einer Reduktion der LOLP während der

Stunden, in denen eine EE-Einspeisung erfolgt und entsprechend vermindert sich die LOLE. Durch eine schrittweise Erhöhung der Last zu jeder Stunde um den gleichen Betrag, wird ermittelt, um welche Leistung die Last durch die EE-Einspeisung erhöht werden kann, bis die ursprüngliche Unterdeckungserwartung von 2,4 Stunden pro Jahr wieder erreicht wird. Der Wert der Lasterhöhung wird als gesicherte Leistung der EE-Einspeisung interpretiert. Details zur Berechnung des Leistungskredits anhand der chronologischen „effective load carrying capacity“ finden sich in [Söder und Amelin 2008; Amelin 2009].

Diese chronologische Methode stellt jedoch hohe Anforderungen an die Eingangsdaten, um aussagekräftige Ergebnisse zu generieren. So sind im Idealfall korrespondierende Last- und EE-Zeitreihen von 10 bis 20 Jahren erforderlich, um auch selten auftretende Situationen zu erfassen. Untersuchungen von [Hasche et al. 2010] für das irische Stromversorgungssystem haben jedoch gezeigt, dass bereits bei einer Datenbasis von vier bis fünf Jahren maximale Abweichungen von < 10% gegenüber einer Betrachtung auf Basis von 10 Jahren auftreten.

Gesicherte Leistung EE

Tabelle 6-2 vergleicht die gesicherte Leistung der EE nach Berechnungen mittels der chronologischen ELCC- sowie der stochastischen (dena-)Methode. Eingangsdaten für die Berechnungen sind die generierten Zeitreihen der EE-Einspeisung, der angenommene Kraftwerkspark im Szenariojahr 2050 sowie für die chronologische Methode die Basislast (ohne Lastmanagement, abzüglich unflexibler Müll- und Holzheizkraftwerke).

Tabelle 6-2: Vergleich der gesicherten Leistung für erneuerbare Erzeuger im Jahr 2050 für das Szenario 2011 A entsprechend der stochastischen (dena-)Methode und der chronologischen Methode der „effective load carrying capacity“ (ELCC)²²

2050	Installierte Leistung, GW	Gesicherte Leistung (%) nach Jahr der Einspeisung					Gesicherte Leistung (GW)
		2006	2007	2008	2009	2006-2009	
ELCC-chronologisch	2050						
WEA onshore	50,8	8,41	8,44	7,23	5,87	6,44	3,27
WEA offshore	32,0	12,22	10,91	10,53	8,03	9,13	2,92
WEA gesamt	82,8	7,05	6,06	6,32	5,47	6,24	5,17
PV	67,2	0,10	0,29	0,12	0,10	0,15	0,10
Wasserkraft	5,2	44,51	46,99	47,88	46,05	46,34	2,41
Wind + PV	150,0	4,60	3,61	4,11	3,13	3,64	5,46
Wind, PV, Wasserkraft, Geothermie	158,2	6,92	6,31	6,52	5,41	6,14	9,71
2050	Installierte Leistung, GW	Gesicherte Leistung (%) nach Jahr der Einspeisung					Gesicherte Leistung (GW)
Dena-Methode	2050	2006	2007	2008	2009	2006-2009	2006-2009
WEA onshore	50,8	4,14	4,32	4,71	4,16	4,31	2,19
WEA offshore	32,0	5,92	6,28	6,22	6,66	6,25	2,00
WEA gesamt	82,8	4,18	4,51	4,68	4,61	4,47	3,70
PV	67,2	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,28
Wasserkraft	5,2	46,34	50,74	49,76	48,09	48,61	2,53
Wind + PV	150,0	2,75	2,98	3,10	2,84	2,90	4,35
Wind, PV, Wasserkraft, Geothermie	158,2	5,47	5,66	5,77	5,51	5,59	8,84

²² Der hier berücksichtigte vereinfachte Kraftwerkspark führt zu geringen Abweichungen gegenüber Tabelle 6-3.

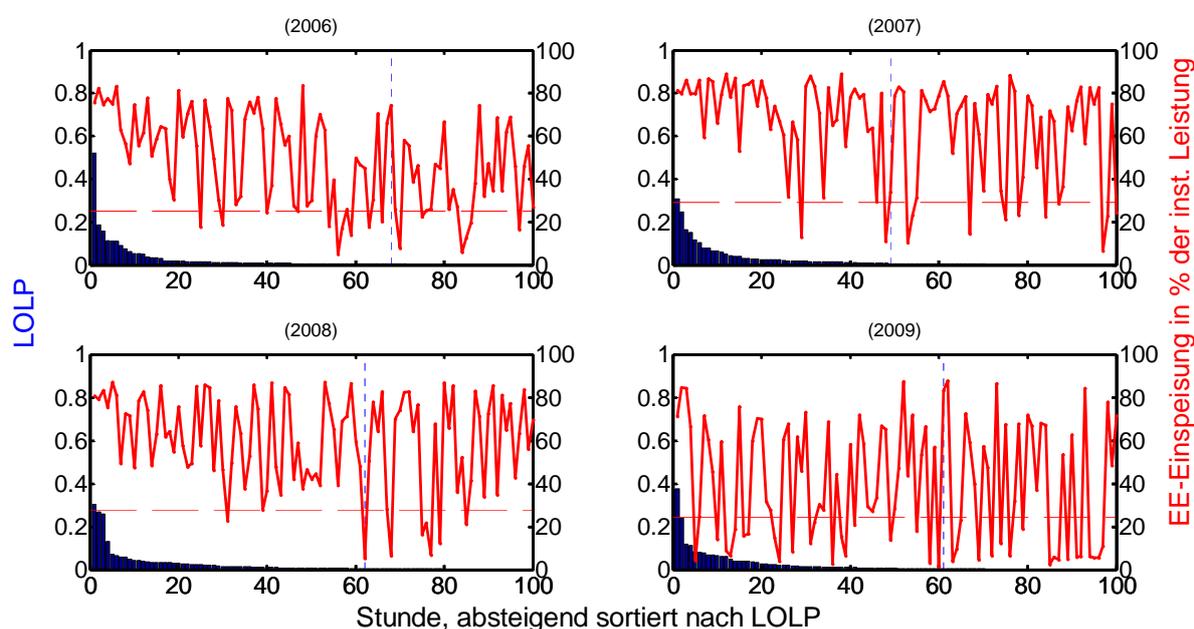
Von der Größenordnung her liefern beide Methoden ähnliche Ergebnisse. Es fällt auf, dass bei der stochastischen Methode die Variation zwischen den Jahren sehr gering ausfällt, während die interannuelle Variabilität bei der chronologischen Methode deutlicher ausgeprägt ist. Insbesondere der Leistungskredit der WEA variiert im Vergleich der Jahre erheblich. Sowohl 2006 wie auch 2009 waren unterdurchschnittliche Windjahre mit einem Windindex von ca. 90% während die Jahre 2007 und 2008 überdurchschnittliche Windjahre darstellen. Dies spiegelt sich aber nicht direkt in dem Leistungskredit der WEA wider, da hierfür die zeitliche Korrelation zwischen hoher Last und Windeinspeisung entscheidend ist (s.unten). Es ist zu beachten, dass eine getrennte Betrachtung der land- und seebasierten Windenergieanlagen nur für Vergleichszwecke zulässig ist, da beide von dem gleichen Windsystem abhängen und damit ein zeitlicher Zusammenhang zwischen der Windeinspeisung auf Land und auf See besteht. Der tatsächliche Leistungskredit der WEA ergibt sich entsprechend nicht aus der Summe der gesicherten Leistungen von Onshore- und Offshore-WEA. Vielmehr muss dieser gemeinsam ermittelt werden (WEA gesamt) und fällt signifikant niedriger aus als die Summe der Einzelwerte.

Die Photovoltaik liegt bei beiden Methoden unter 0,5% der installierten Leistung. Die Jahreshöchstlast tritt während der frühen Abendstunden im Winter auf, so dass zu diesem Zeitpunkt keine Stromeinspeisung durch Photovoltaik mehr erfolgt. Der geringe Beitrag (0,1 GW) zur gesicherten Leistung, den die PV nach der chronologischen Methode erbringt, ist darauf zurückzuführen, dass auch während Stunden mit PV-Einspeisung eine hohe Systemlast auftritt, die somit zu der Unterdeckungserwartung von 2,4 h/Jahr beiträgt. Die mangelnde Eignung der stochastischen Methode für EE-Einspeiser mit einer ausgeprägten Tagesperiodik wird bei der Photovoltaik besonders deutlich. Die ermittelten 0,42% sind unmittelbar auf die Häufigkeitsverteilung der PV-Einspeisung zurückzuführen. Da der Verlauf der Last hierbei unberücksichtigt bleibt, würde in einem System mit der Jahreshöchstlast während des Sommers zur Mittagszeit der Leistungskredit genauso niedrig ausfallen, obwohl hier die PV einen erheblichen Beitrag leisten würde.

Wind und PV weisen eine jahreszeitliche Komplementarität mit einer höheren WEA-Einspeisung während der Wintermonate und einer hohen PV-Einspeisung während der Sommermonate auf. Hierdurch ergänzen sich die Erzeuger und der gemeinsame Leistungskredit fällt geringfügig höher aus als die Summe der Einzelwerte. Erfolgt während der Stunden mit einer hohen Last in den Wintermonaten häufig eine hohe WEA-Einspeisung, gewinnen auch die Stunden mit hoher LOLP außerhalb der Wintermonate an Bedeutung. Dann kann die PV-Einspeisung zu einer relevanten Reduktion der LOLP beitragen, zumal die Tageshöchstlast während der Sommermonate um die Mittagszeit auftritt. Da Kraftwerksrevisionen meist auf die Sommermonate mit einer geringeren monatlichen Höchstlast gelegt werden, können auch während dieser Jahreszeit kritische Lastsituationen eintreten. Eine Berücksichtigung dieser Zusammenhänge würde einen höheren Beitrag der Photovoltaik zur gesicherten Leistung zur Folge haben. Eine Einbeziehung saisonaler Kraftwerksrevisionen bei der Ermittlung der gesicherten Leistung durch die EE wird aktuell diskutiert [Keane et al. 2011].

Abbildung 6.25 demonstriert die zeitliche Korrelation zwischen der Einspeisung aus Windenergieanlagen an Land zu Zeiten einer hohen Systemlast. In den Wetter- und Lastjahren 2006 bis 2008 ist die Einspeiseleistung der WEA während der 25 Stunden mit maximaler LOLP überdurchschnittlich hoch. Innerhalb der Stunden, die zu 90% der

Unterdeckungserwartung beitragen (links der blauen, vertikalen Linie), wird nur selten eine unterdurchschnittliche Einspeisung der Onshore-WEA beobachtet. Lediglich im Jahr 2009 kommt es vor, dass die WEA während der 10 Stunden mit der höchsten LOLP mit geringerer Leistung einspeisen als im Jahresmittel. Ebenso erfolgt 2009 während der Stunden, die zu 90% der LOLE beitragen in ca. 1/3 der Zeit eine unterdurchschnittliche Windeinspeisung. Dies spiegelt sich in den Ergebnissen des Leistungskredits nach der chronologischen Methode wider. Für das Wetterjahr 2006 wurde trotz eines schlechten Windjahres ein überdurchschnittlich hoher Leistungskredit der Onshore-WEA ermittelt (ca. 12,0%), was auf die überdurchschnittliche Windeinspeisung während der systemkritischen Stunden mit hoher LOLP zurückzuführen ist. Für das Wetter- und Lastjahr 2009 ist diese Korrelation deutlich weniger ausgeprägt. Mit ca. 8,2 % fällt der Leistungskredit entsprechend niedriger aus.



* Blaue Balken: LOLP; rote durchgezogene Linie: Wind-Einspeisung während dieser Stunde; rote, gestrichelte Linie: Kapazitätsfaktor (%). 90% der LOLE (2,16 h/Jahr) liegen links der blauen, gestrichelten Linie

Abbildung 6.25: Onshore-WEA-Einspeisung (Szenariojahr 2020) während der 100 Stunden mit höchster LOLP. Darstellung nach [Kahn 2004] (mit Modifikationen)

Eine solche Korrelation zwischen der Last und der Erzeugungsleistung durch Windenergieanlagen (WEA) lässt sich u. a. durch einen erhöhten Raumwärmebedarf bei höheren Windgeschwindigkeiten erklären, bedingt durch erzwungene Konvektion an der Gebäudehülle sowie Erhöhung der Luftwechselrate bei schlecht abgedichteten Gebäuden. Der Anteil an elektrischer Raumheizung in Deutschland betrug 1990 9% [Laasch & Laasch, 2009], während aktuell (August 2010) 24,3% der Neubauten mit elektrischen Wärmepumpen ausgerüstet werden [AGEB 2011e].

Ein weiterer Grund für eine Korrelation zwischen EE-Einspeisung und Last liegt in den Auswirkungen der EE-Einspeisung auf den Strompreis. Durch den Merit-Order-Effekt sind bei hoher Last die Spotmarktpreise bei gleichzeitig hohen Windeinspeisungen entsprechend niedriger. Dies führt dazu, dass es zu Zeiten hoher Last seltener zur Abschaltung energieintensiver industrieller Verbraucher kommt, wenn zur gleichen Zeit eine hohe Windeinspeisung erfolgt.

Aufgrund der verminderten Wirtschaftsleistung im Rezessionsjahr 2009 war diese Koppelung zwischen der Last und der EE-Einspeisung über den Strompreis vermutlich geringer ausgeprägt. Die Stromnachfrage war 2009 ca. 6-7% niedriger im Vergleich zu den 3 Jahren zuvor und auch die Jahreshöchstlast war 2009 um ca. 4% vermindert. Die geringe Nachfrage führte dazu, dass der Börsenpreis am Spotmarkt im Vergleich zum Vorjahr um ca. 40% vermindert war. Durch Ausbleiben relevanter Preissignale werden Vorgänge wie die Abregelung industrieller Verbraucher vermutlich selten zum Tragen gekommen sein, da überschüssige konventionelle Erzeugungskapazitäten auch ohne eine relevante Windeinspeisung zu einem niedrigen Börsenpreis am Spotmarkt führten, selbst zu Zeiten relativ hoher Last. Weiterhin führt die Methode der linearen Skalierung auf einen identischen Jahresstromverbrauch bei der Erstellung der Lastzeitreihe für das Szenariojahr 2020 dazu, dass in diesem Jahr die Jahreshöchstlast ca. 2,4 GW höher ausfällt, als der Mittelwert der drei Jahre zuvor.

Der gemeinsame Beitrag der EE (Wind, PV, Wasserkraft und Geothermie) beläuft sich im Jahr 2050 auf 8,8 bis 9,7 GW. Angesichts eines Bedarfs an gesicherter Leistung von ca. 65 GW, der sich allein für die Basislast ergibt, beträgt der Beitrag der EE zur gesicherten Leistung nur ca. 13 bis 15%, während über 80% des Energiebedarfs durch die EE gedeckt werden. Ausgehend von diesen Betrachtungen zur gesicherten Leistung erneuerbarer Energien wurde diese Methode auch auf die Szenariojahre 2020 und 2030 bezogen, um den Beitrag der EE zu quantifizieren.

Abschätzung des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken

Um den Bedarf an konventionellen Kraftwerken abschätzen zu können, sind weitere Annahmen zu treffen, welche auch mit Unsicherheiten behaftet sind. Zum einen ist es schwer zu beurteilen, welche gesicherte Leistung dem Stromimport zuzurechnen ist. Aus einer streng nationalen Sichtweise der Versorgungssicherheit wird diese konservativ im Folgenden nicht angerechnet. Des Weiteren ist es methodisch schwer zu beurteilen, wie sich das vermehrte Lastmanagement auf den Bedarf an gesicherter Leistung auswirkt, da hier große Korrelationen mit den realen Wetterbedingungen bestehen und mit hohen DSM-Anteilen auch weitere Effekte verbunden sein können, wie die oben genannte Plateaubildung der Residuallast. Wenn herkömmliche Verbraucher in ein Lastmanagement eingebunden werden, kann dadurch der Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduziert werden. Im Falle von zusätzlichen neuen Verbrauchern (E-KFZ, Wärmepumpen, Klimatisierung) hängt die Höhe des Kraftwerksbedarf davon ab, wie flexibel sie sind, um zusätzliche Stromspitzen zu vermeiden. Zur ersten Näherung wird hier die Auswirkung des simulierten Lastmanagements auf die Jahreshöchstlast für das Wetterjahr 2006 angerechnet. Die Stromspeicher werden vereinfacht mit einer gesicherten Leistung von 90% angenommen. Des Weiteren muss vom elektrischen Versorgungssystem auch zur Jahreshöchstlast der Bedarf an positiver Regelleistung für die entsprechenden Szenariojahre vorgehalten werden (siehe Abschnitt 6.2.3). Aus den Ausfallwahrscheinlichkeiten der Kraftwerke ergibt sich eine gesicherte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks. Zusätzlich wird eine Sicherheitsmarge von 5% auf die erforderliche konventionelle Kraftwerksleistung aufgeschlagen.

Das Ergebnis bildet die Grundlage für die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in Abschnitt 6.2.6 – also für den Neubau von Kraftwerken bei Unterdeckung und den Rückbau von Altkraftwerken bei Überdeckung.

Tabelle 6-3: Abschätzung des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken in rein nationaler Betrachtung (ohne europäischer Verbund)

Szenario	2020	2030	2050 A	2050 C
Jahreshöchstlast (JHL) (2006 – 2009) [GW]	82,1	71,1	58,0	58,3
Jahreshöchstlast abzgl. Holz- und Müll-KW (2006 – 2009) [GW]	79,5	68,6	56,0	56,2
Veränderung der JHL durch Lastmanagement und zusätzliche Verbraucher (2006) [GW]	-0,8	1,7	5,4	13,8
Vorhaltung positiver Regelleistung (PRL, SRL, MRL) [GW]	7,1	7,3	6,8	6,8
Bedarf an gesicherter Leistung [GW] ²³	85,8	77,6	68,3	76,8
PSW-Turbinenleistung [GW]	11,4	12,6	12,6	12,6
Leistungskredit der EE (2006 – 2009; (Wind, PV, Wasserkraft, Geothermie) [GW]	7,4	9,3	10,7	10,7
Bedarf an gesicherter Leistung des thermischen Kraftwerksparks (ohne PSW) [GW]	68,2	57,1	46,3	54,6
Bedarf an installierter Leistung des thermischen Kraftwerksparks [GW] ²⁴	74,5	62,7	51,3	60,5
Bedarf an installierter Leistung des Kraftwerksparks inkl. 5% Sicherheitsmarge [GW]	78,2	65,8	53,8	63,6

Bei der Diskussion der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass der mögliche Beitrag von Lastmanagementanwendungen aus der Industrie oder im GHD-Bereich nicht angerechnet werden konnte, da diese – wie oben erläutert – teilweise bereits in den historischen Stromverbrauchs-Zeitreihen enthalten sind. Die möglichen zusätzlichen Beiträge konnten in dieser Studie nicht quantifiziert werden.

Ausblick

Für die zukünftige Energieversorgung mit einem EE-Anteil > 50% ist die Entwicklung einer in sich konsistenten Methodik zur Abschätzung des Leistungskredits der EE sowie des verbleibenden konventionellen Kraftwerksbedarfs ein wichtiger Baustein. Hierbei erscheint neben den zuvor genannten Faktoren wie saisonalen Kraftwerksrevisionen und Synergieeffekten zwischen verschiedenen EE auch eine Berücksichtigung von Last- und Erzeugungsmanagement-Maßnahmen sowie Stromspeichern erforderlich. Ebenso ist im Zuge einer Europäisierung der Energieversorgung zukünftig eine Abkehr von einer rein nationalen Betrachtung der Versorgungssicherheit empfehlenswert, da erst im großräumigen Verbund die EE ihren maximalen Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung leisten. Ebenso kann der Import von regelbarem EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken zukünftig eine bedeutende Rolle für die gesicherte Leistung übernehmen. Die Methode der chronologischen „effective load carrying capacity“ hat das Potenzial, diese Aspekte zu integrieren, jedoch besteht noch erheblicher Entwicklungs- und Forschungsbedarf.

²³ Chronologische ELCC-Methode bei einer Unterbrechungserwartung von 2,4 Stunden pro Jahr

²⁴ Niveau der Versorgungssicherheit: 99%.

6.2.3 Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung

Es ist absehbar, dass der zunehmende Ausbau der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Photovoltaik einen steigenden Bedarf an Regelleistung nach sich ziehen wird. Wie sehr sich der Regelleistungsbedarf in Zukunft verändern wird, hängt wesentlich von der Prognosegüte für die Wind- und PV-Einspeisung ab. Im Folgenden wird die Bestimmung des Regelleistungsbedarfs für die Jahre 2010 bis 2050 im Rahmen dieser Studie beschrieben.

Vorgehen

Deutschland wendet mit dem Verfahren nach Graf-Haubrich [Consentec 2008] eines der kompliziertesten **Verfahren zur Regelleistungsbestimmung** an. Nach diesem Verfahren werden die einzelnen Fehler betrachtet, welche einen Bedarf an Regelleistung verursachen. Dies sind im Einzelnen:

- Windprognosefehler
- Photovoltaikprognosefehler
- Lastprognosefehler
- Lastrauschen
- Fahrplansprünge
- Kraftwerksausfall

Für jeden dieser Fehler wird, aufbauend auf historischen Daten und Annahmen zur Prognosegüte der EE-Einspeisung, eine Fehlerverteilung erstellt. Unter der Annahme, dass die einzelnen Fehler statistisch voneinander unabhängig sind, werden diese durch mathematische Faltung zu einer Gesamtfehlerverteilung verknüpft. Wind-, PV- und Lastprognosefehler werden nach der heutigen Regelleistungsbestimmung gemeinsam betrachtet (Regelzonenfehler), während sie für die Bedarfsberechnung für die Szenarien einzeln betrachtet werden. Dieses Vorgehen wurde auch in der dena-Netzstudie II gewählt [dena 2010].

Um die **Verteilung der Prognosefehler der Wind onshore, Wind offshore und PV-Einspeisung** für die Szenarienjahre abzubilden, wird aufbauend auf historischen Einspeise- und Kurzfristprognosedaten (Wind: 2009-2011, PV: 2010-2011) eine Kerndichteschätzung vorgenommen. Bei der Kerndichteschätzung werden singuläre Messpunkte durch Gaußverteilungen ersetzt, so dass sich kontinuierliche Fehlerverteilungen ergeben. Aus den heutigen Prognosefehlerverteilungen werden anschließend durch lineare Transformation die zukünftig zu erwartenden Fehlerverteilungen der Szenarienjahre für Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik mit dem Ziel-nRMSE (vgl. Tabelle 6-4) und Ziel-nBIAS (2020-2050: 0) erzeugt und entsprechend den installierten Leistungen skaliert.

Der Unterschied zwischen Lastprognosefehler und Lastrauschen wird anhand der Abbildung 6.26 erläutert. Der **Lastprognosefehler** ergibt sich durch die Mittelung der Abweichung der Last von der Lastprognose über 15 Minuten. Das Lastrauschen entspricht hingegen der Abweichung der Last von der gemittelten Abweichung. Wie in [dena 2010] wird angenommen, dass der Lastprognosefehler mit einer Standardabweichung von 0,8% bezogen auf die Jahreshöchstlast normalverteilt ist. Der Erwartungswert wird auf 0 gesetzt. Es wird angenommen, dass die Standardabweichung und der Erwartungswert über die Szenarienjahre konstant bleiben.

Auch das **Lastrauschen** wird als normalverteilt angenommen, bei einer Standardabweichung von 0,4% bezogen auf die jeweilige Jahreshöchstlast. Der Erwartungswert ist definitionsgemäß 0. Diese Annahmen gelten für alle betrachteten Jahre.

Fehler durch **Fahrplansprünge** sind auf den fahrplanmäßigen Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und dem Ausland zurückzuführen. Ist beispielsweise ein Wechsel der Austauschleistung zwischen dem Ausland und Deutschland zu einem Stundenwechsel geplant, so wird die Austauschleistung nicht sprungförmig angepasst, sondern graduell über einen gewissen Zeitraum. Die Anpassung der Austauschleistung ist nicht genau vorhersehbar und erfordert daher eine schnelle Regelleistung in Form der Sekundärregelleistung. Zur Ermittlung der Fehlerverteilung wird das stochastische Rampenmodell genutzt, wie es in [Jäger 2011] beschrieben ist.

Die Fehlerverteilung des **Kraftwerksausfalls** wird durch Faltung der Fehlerverteilungen aller Einzelkraftwerke des jeweiligen Kraftwerksparks der Szenarienjahre gebildet. Die Fehlerverteilung jedes Kraftwerks ergibt sich dabei aus dessen Ausfallwahrscheinlichkeiten für Teil- und Totalausfälle, der relativen Leistungsminderung bei Teilausfall sowie dessen Nennleistung. Für die Ausfallwahrscheinlichkeiten der verschiedenen Kraftwerkstypen wurden die vom VGB erhobenen Werte übernommen [vgl. Consentec 2008]. Die Ausfallwahrscheinlichkeit von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken wird, analog zu [dena 2005], mit 0% angesetzt.

Die beschriebenen Fehlerverteilungen werden anschließend zu einer **Gesamtfehlerverteilung** gefaltet, aus der der **Gesamtregelleistungsbedarf** (Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) für ein vorgegebenes Sicherheitsniveau (aktuell 0,025% Ausfallwahrscheinlichkeit) ermittelt werden kann. Die Ausfallwahrscheinlichkeit wird dabei je zur Hälfte dem positiven und dem negativen Regelleistungsbedarf zugeschrieben. Der Regelleistungsbedarf ergibt sich anschließend als Intervallgrenze des linksseitigen bzw. rechtsseitigen Integrals über die Gesamtfehlerverteilung, bei einem Integralwert von jeweils der halben Ausfallwahrscheinlichkeit. Für den **Sekundärregelleistungsbedarf** ist das Vorgehen analog, allerdings werden hier nur jene Fehlerverteilungen berücksichtigt, welche einen schnellen Regelleistungsbedarf nach sich ziehen. Der Minutenreservebedarf ergibt sich aus der Differenz von Gesamtregelleistungs- und Sekundärregelleistungsbedarf. Der Bereich der **Primärregelleistung** ist nicht Teil der Betrachtungen. Diese wird von der ENTSO-E im Hinblick auf den Bedarf im europäischen Verbund vorgegeben. Derzeit werden +/- 612 MW Primärregelleistung ausgeschrieben (Stand März 2011).

Tabelle 6-4: Entwicklung der Wind- und PV-Leistungs-Prognosegüte

nRMSE	2010	2020	2030	2040	2050
Wind onshore - Folgetag	4,0 %	3,2 %	3,0 %	2,8 %	2,6 %
Wind onshore - Kurzfrist (1 h)	1,5 %	0,9 %	0,8 %	0,7 %	0,6 %
Wind offshore - Folgetag	12,0 %	7,0 %	4,5 %	4,0 %	3,5 %
Wind offshore - Kurzfrist (1 h)	3,3 %	1,9 %	1,6 %	1,4 %	1,2 %
PV - Folgetag	6,0 %	4,0 %	3,8 %	3,4 %	3,1 %
PV - Kurzfrist (1 h)	2,9 %	1,4 %	1,3 %	1,2 %	1,1 %

Quelle: Bis 2020 Arbeiten des IWES zur dena-Netzstudie II, bis 2050 eigene Schätzungen

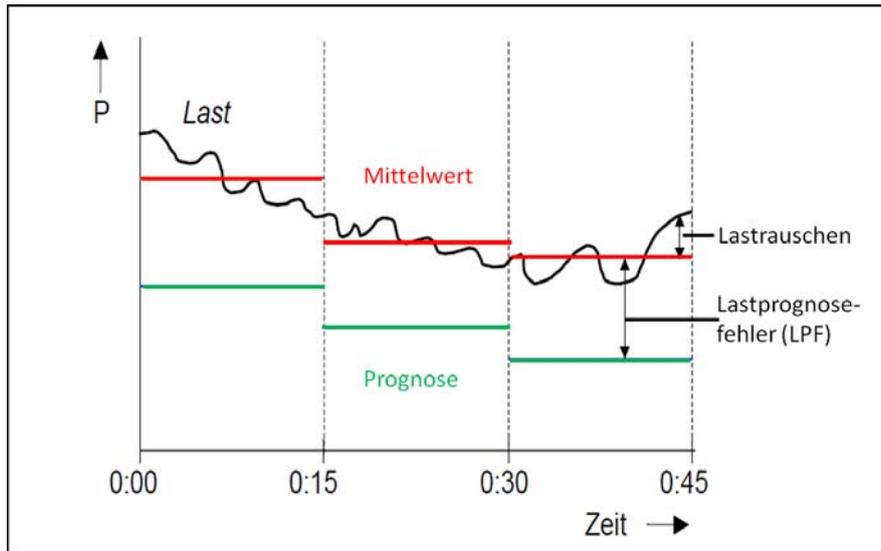


Abbildung 6.26: Darstellung des Unterschiedes zwischen dem Lastrauschen und dem Lastprognosefehler [Jäger 2011]

Ergebnisse

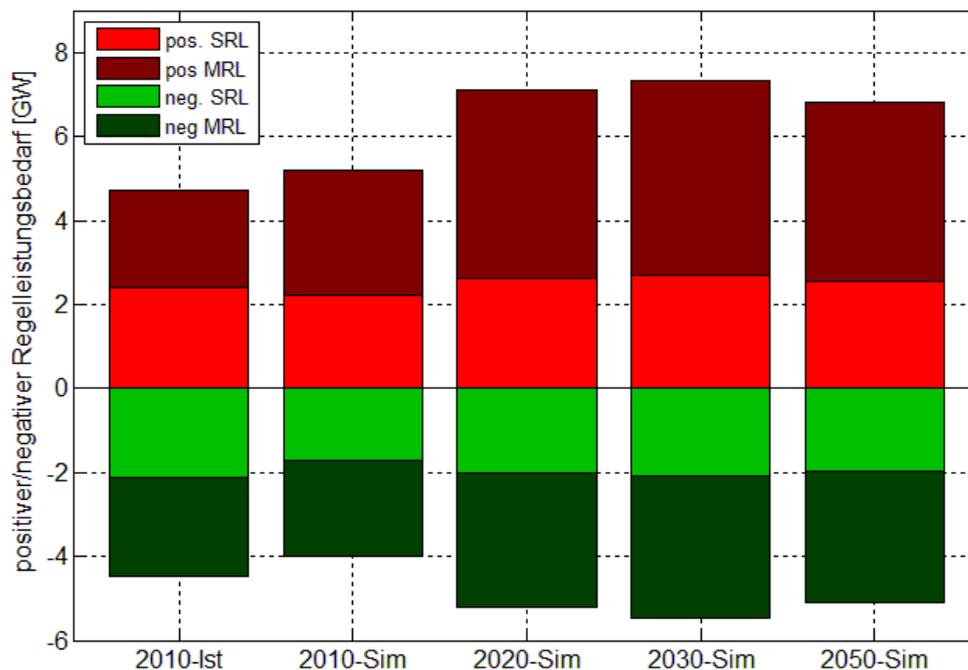
Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Berechnung des Bedarfs an positiver und negativer Sekundärregelleistung und Minutenreserve für die Jahre 2010 bis 2050. Das gewählte Sicherheitsniveau entspricht 0,025%. Für das Jahr 2010 ist der tatsächlichen Regelleistungsausschreibung das Ergebnis der Simulation gegenübergestellt. Nach heutiger Praxis wird die Aufteilung zwischen positiver und negativer Regelleistung nicht rein mathematisch bestimmt, wodurch die geringe Verschiebung zwischen Modell und Praxis zu erklären ist.

Bis zum Jahr 2020 ist, bedingt durch den Zubau installierter Windkraft- und PV-Leistung, mit einer deutlichen Zunahme des Regelleistungsbedarfs (insbesondere der Minutenreserve) zu rechnen, wohingegen die angenommenen Prognoseverbesserungen der Wind- und PV-Einspeisung dazu führen, dass der Regelleistungsbedarf ab 2030 nur noch geringfügig ansteigt und bis 2050 wieder leicht sinkt.

Bei den gewonnenen Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass die Angaben nur für die maximale vorzuhaltende Leistung über einen längeren Zeitraum (z. B. für ein Jahr) gelten. Durch tägliche Regelleistungsausschreibungen kann die vorzuhaltende Regelleistung an die zu erwartenden absoluten Fehler je nach Wetterlage angepasst werden. Gerade der Einfluss von PV auf den Regelleistungsbedarf ist stark zeitlich geprägt. Im Winter ist der Einfluss aufgrund der geringen absoluten Einspeisung geringer, nachts besteht aufgrund der nicht vorhandenen Einspeisung generell kein Einfluss.

Bei der Analyse des Regelleistungsbedarfs besteht weiterer Forschungsbedarf. Die meteorologisch bedingte Anti-Korrelation der Einspeisung von Wind und PV (extreme Einspeisungen fallen nicht zum selben Zeitpunkt an) kann sich eventuell auch reduzierend auf den Prognosefehler der gesamten EE-Einspeisung auswirken. Dadurch wird auch der Regelleistungsbedarf verringert. Andererseits kann die Konzentration von Offshore-Anlagen auf eine kleine geografische Region in Extremwittersituationen zu einem gesteigerten Regelleistungsbedarf führen. Wenn ein hohes Sicherheitsniveau angestrebt wird, ist die detaillierte

Analyse von Extremsituationen für die Bemessung der maximal vorzuhaltenden Leistung notwendig.



*) Für 2010 ist der tatsächlichen Ausschreibungshöhe das Ergebnis der Modellsimulation gegenübergestellt, da nach heutiger Praxis die Aufteilung zwischen positiver und negativer Regelleistung nicht rein mathematisch bestimmt wird.

Abbildung 6.27: Entwicklung der vorzuhaltenden Regelleistungsreserve ohne Primärregelleistung für die Szenarienjahre im Vergleich zu 2010*

6.2.4 Auswirkungen der fluktuierenden EE-Einspeisung

Zeitweise Vollversorgung mit EE bei idealem Netzausbau

Im Folgenden ist die Wirkung einer unregelmäßigen EE-Einspeisung auf die Lastdeckung dargestellt, woraus sich erste Schlüsse auf den Bedarf an Ausgleichsoptionen und Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark ableiten. Hierbei wird ein idealer Netzausbau innerhalb von Deutschland unterstellt. Mögliche Netzengpässe in Deutschland würden sich verstärkend auf die Flexibilitätsanforderungen auswirken bzw. Anforderungen an den Netzausbau stellen.

Für das Jahr 2020 wird aus Abbildung 6.28 deutlich, dass an einigen Wochenenden im Frühling und Sommer die nationale Last durch die EE-Einspeisung – und dabei insbesondere der PV – bereits überdeckt wird. In Bezug auf die Lastschwankungen zeigen sich ebenfalls hohe Fluktuationen im Tagesbereich.

Der Import und Export (siehe Abbildung 6.29) wirkt sich meist entlastend auf das System aus. Die verbleibenden EE-Überschüsse (ohne nationale Ausgleichsoptionen) sind gering. Hierbei ist jedoch auf den gegenwärtig noch bestehenden Sockel von konventionellen „Must-Run-Units“ mit ca. 20 GW hinzuweisen, welche zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit am Netz bleiben müssen. Um hohe Mengen fluktuierender EE in das System zu integrieren

ren, ist es dringend notwendig, diese „Must-Run-Units“ abzulösen (siehe Abschnitt 8.1.1). Für die weiteren Analysen wird unterstellt, dass hier entsprechende Maßnahmen umgesetzt wurden.

Für das Jahr 2050 zeigen sich in Abbildung 6.30 sowohl deutliche kurzfristige Über- und Unterdeckungen der Last im Tagesbereich als auch im längerfristigen Bereich von Großwetterlagen. Der angesetzte Import/Export wirkt sehr entlastend. Es werden größere Strommengen importiert, die oftmals Deckungslücken schließen können.

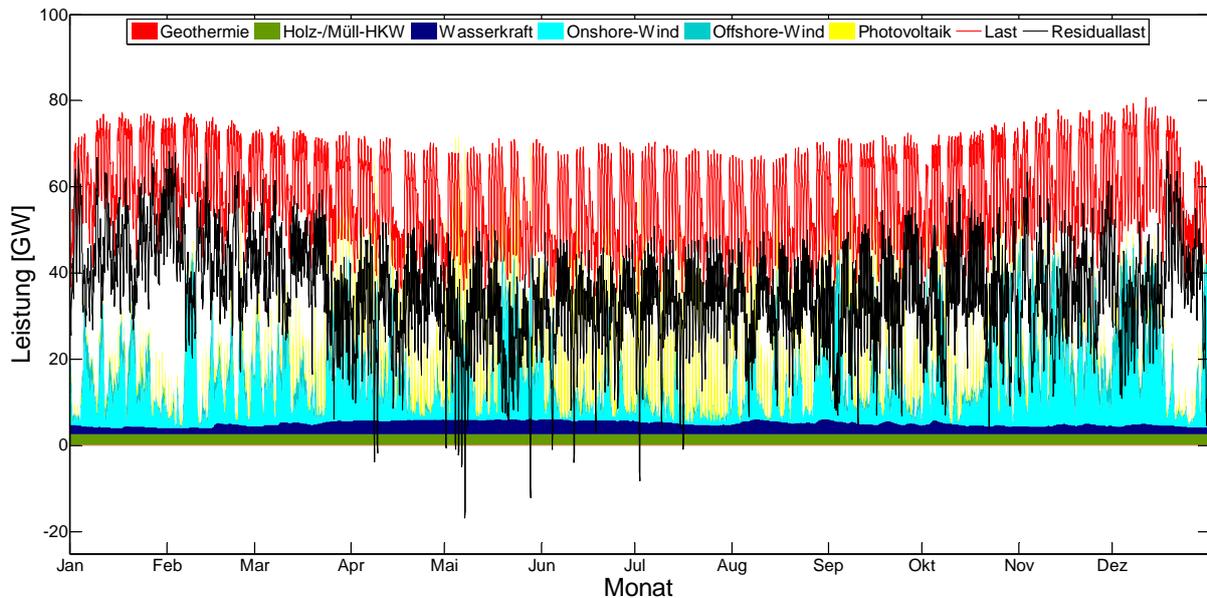


Abbildung 6.28: Jährliche dargebotsabhängige EE-Einspeisung und Stromverbrauch im Jahr 2020, Szenario 2011 A

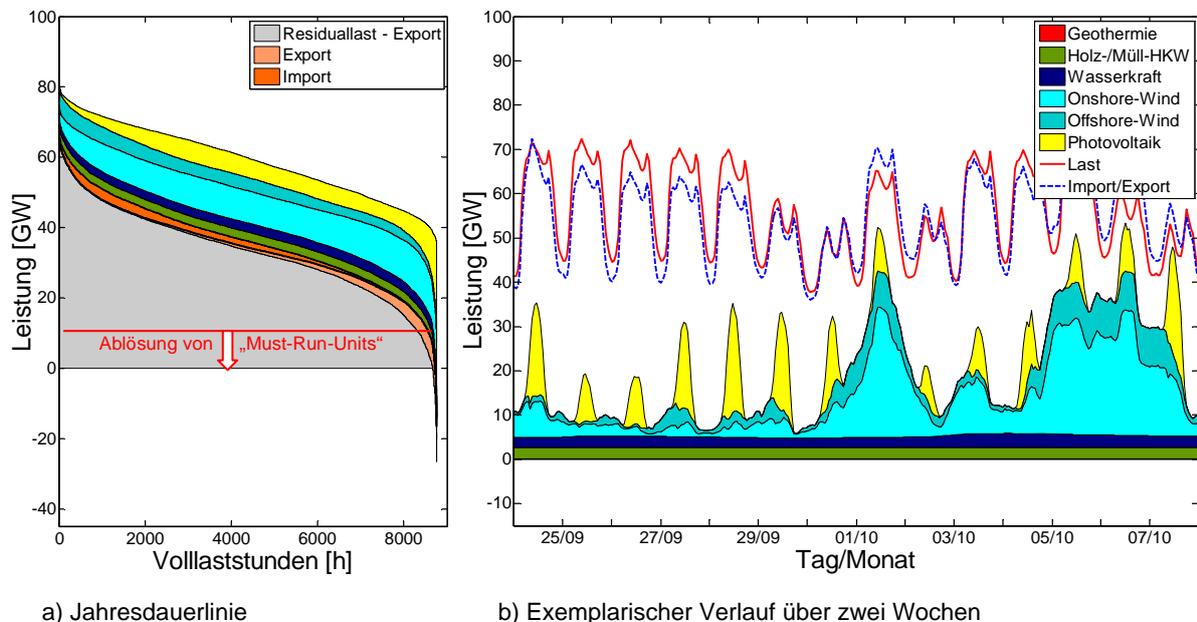


Abbildung 6.29: Dargebotsabhängige Einspeisung, Stromverbrauch und Import-Export im Jahr 2020, Szenario 2011 A

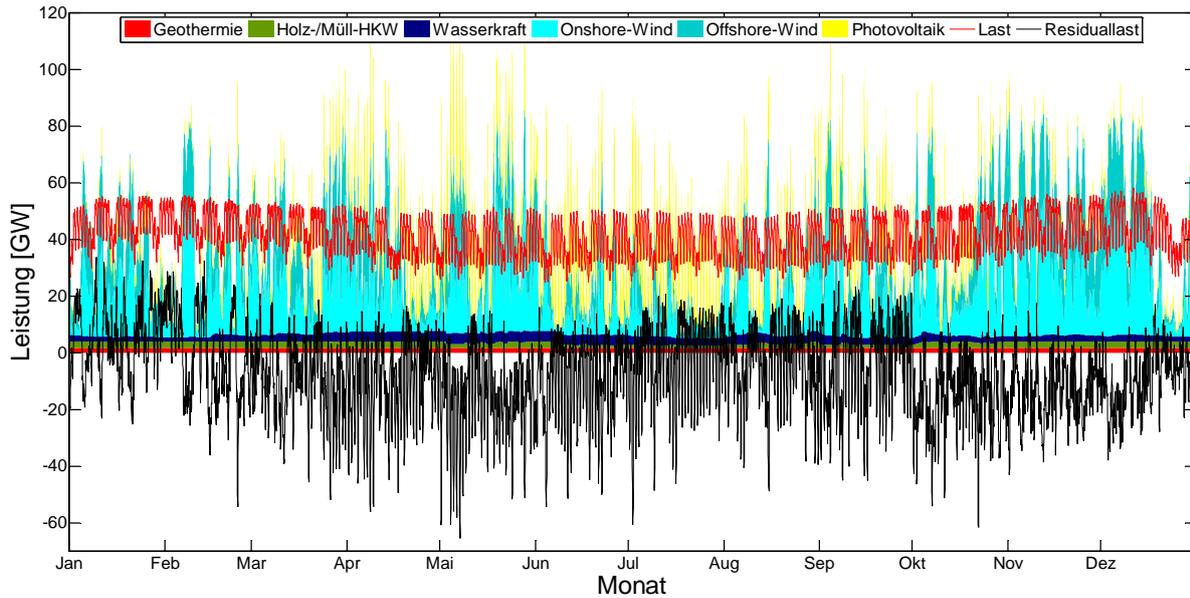


Abbildung 6.30: Jährliche dargebotsabhängige EE-Einspeisung und Stromverbrauch im Jahr 2050, Szenario 2011 A

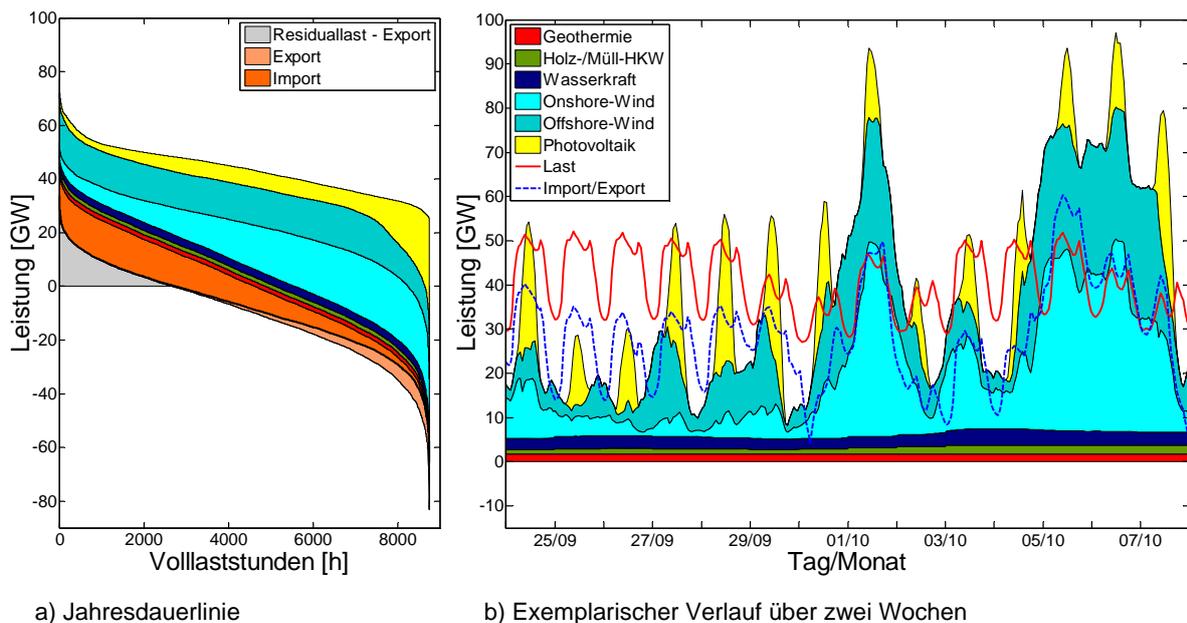


Abbildung 6.31: Dargebotsabhängige Einspeisung, Import-Export und Stromverbrauch im Jahr 2050, Szenario 2011 A

Auswirkung des Prognosefehlers der Wind- und Solarenergie-Einspeisung

Mit steigender Durchdringung der Last durch erneuerbare Energien zeigen sich deutliche Auswirkungen der nur bedingt prognostizierbaren EE-Einspeisung. Thermische Kraftwerke weisen sowohl technische (Mindeststillstandszeiten, Anfahrtdauer, minimale Teillast u. a.) als auch wirtschaftliche (z. B. Anfahrkosten) Restriktionen auf. Speicher (Stromspeicher, Wärmespeicher) sind aufgrund ihrer begrenzten Speicherkapazität Restriktionen unterworfen. Sowohl thermische Kraftwerke als auch Speicher inkl. Lastmanagement werden entspre-

chend der Prognose im Vergleich zur Ist-Einspeisung suboptimal eingesetzt. Dadurch wird zusätzliche Flexibilität im System benötigt. Dies führt zu steigenden Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark und einem Mehrbedarf an Speichern. Weitere Einflüsse ergeben sich aus dem Fehler der Lastprognose, der im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt werden konnte.

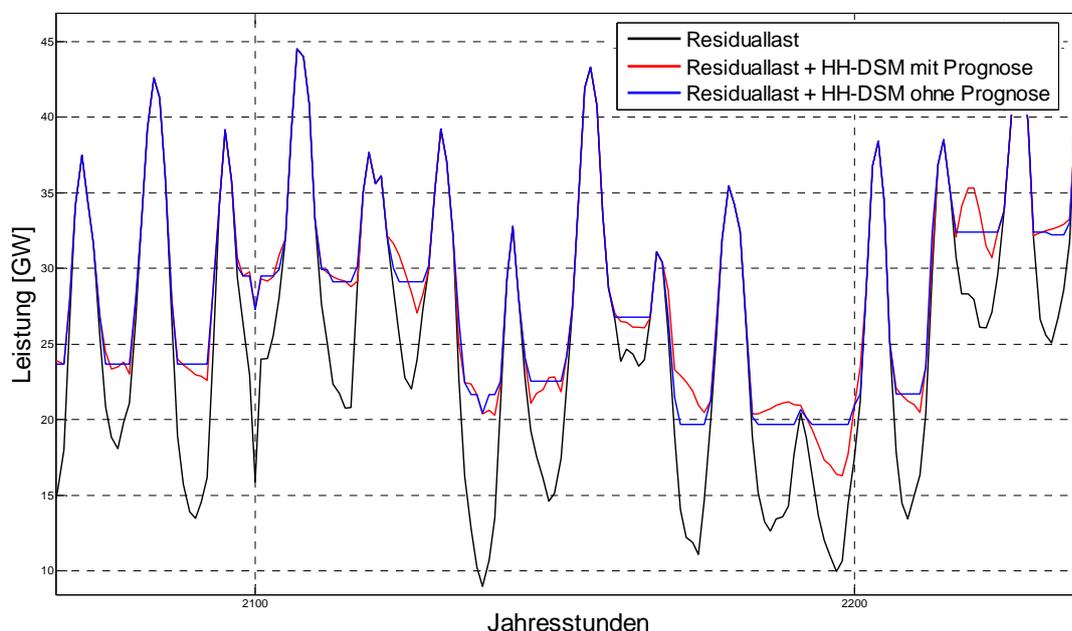


Abbildung 6.32: Beispielhafte Darstellung des Einflusses des Prognosefehlers auf den Speichereinsatz bzw. das Lastmanagement von Haushaltsanwendungen 2020 (Nachtspeicher, Warmwasserbereiter) bei 1h-Aktualisierung

6.2.5 Wirkung der Ausgleichsoptionen auf den Kraftwerkseinsatz

Im Folgenden werden Annahmen zu den verschiedenen Ausgleichsoptionen diskutiert und ihre Wirkung grafisch dargestellt und ausgewertet.

Fluktuationsausgleich durch Lastmanagement

Zunächst sind die **Lastmanagement-Potenziale und Einsatzgebiete** genau zu untersuchen und im Modell abzubilden. Die Flexibilisierung des heute meist starren Stromverbrauchs durch Letztverbraucher und/oder Netzbetreiber wird als Lastmanagement (engl. Demand-Side-Management, DSM) bezeichnet. Es umfasst alle Handlungen, die dazu dienen, den Stromverbrauch an das Energieangebot und den jeweiligen Netzzustand anzugleichen. Die so resultierende Reduzierung oder Erhöhung der Last kann in Regelleistungs- oder Handelsmärkten oder zum Bilanzkreisausgleich eingebunden werden. Technische Voraussetzung für eine zweckmäßige Teilnahme am Lastmanagement einschließlich Abrechnung sind moderne Informations- und Kommunikationstechnologien (z. B. intelligente Stromzähler, sogenannte Smart Meter), die den Markt langfristig durchdringen sollen. Im Haushaltsbereich stellen die Standardlastprofile derzeit den restriktiven Faktor dar. Hier sind Anpassungen des rechtlichen Rahmens notwendig. In der Industrie und beim Gewerbe findet in vielen Fällen bereits heute eine registrierende Leistungsmessung bzw. Spitzenlastbeschränkung statt, die prinzipiell eine Teilnahme am Lastmanagement ermöglicht. Zur Erschließung der Potenziale

im Haushaltsbereich können variable Tarife (dezentrale Entscheidung) dienen, die längerfristig durch virtuelle Kraftwerke abgelöst werden könnten.

Das technische Potenzial für Demand-Side-Management im Jahr 2015 ist in Abbildung 6.33 für die Stromsektoren, aufgegliedert nach Einsatzfeldern, auf Basis der dena-Netzstudie II ohne Berücksichtigung ökonomischer Rahmenbedingungen angegeben.

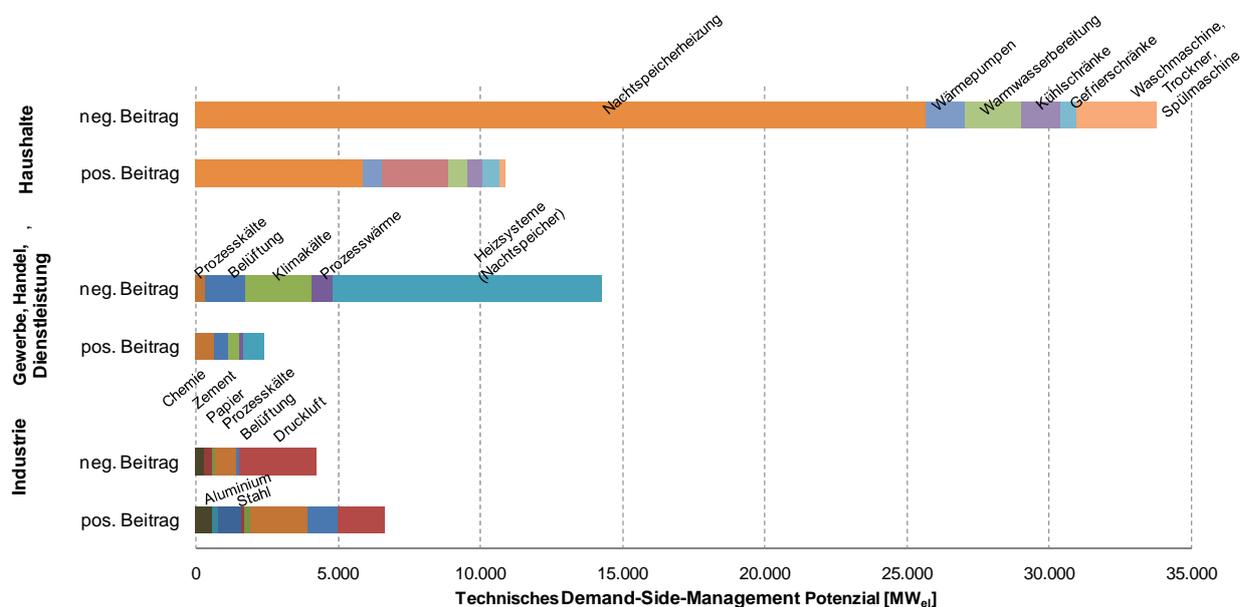


Abbildung 6.33: Technisches Demand-Side-Management Potenzial im Jahr 2015 auf Basis der dena-Netzstudie II [dena 2010]

Bei den ausgewiesenen technischen Potenzialen ist zu beachten, dass diese mit teilweise hohen Investitionen und produktionsbedingten Restriktionen in der Industrie, organisatorischen Einschränkungen für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie komfortbedingten Einbußen in Haushalten verbunden sein können. Zudem gilt es zu bewerten, in welchem zeitlichen Umfang sich die ausgewiesenen Leistungspotenziale abrufen lassen, um Rückschlüsse auf die tatsächlich verlagerbaren Energiemengen ziehen zu können. Aus diesen Gründen sind nur gewisse Anteile dieses technischen Potenzials unter ökonomischen Rahmenbedingungen tatsächlich nutzbar.

Die Einbindung des Lastmanagementpotenzials am Minutenreservemarkt bietet für die Industrie eine attraktive Plattform zur Vermarktung der DSM-Potenziale, da eine tägliche Ausschreibung möglich ist und moderate Präqualifikationsbedingungen im Vergleich zur Primär- und Sekundärregelenergie herrschen [dena 2010]. Diese werden im Zuge der steigenden Integration erneuerbarer Energien von der Bundesnetzagentur weiter angepasst und für kleinere Leistungsklassen geöffnet. Insbesondere in den Einzelprozessen der Aluminium-, Chemie- und Stahlindustrie lassen sich im Bereich der Minutenreserve attraktive Erlöse erwirtschaften [Klobasa 2007]. Zusätzlich besteht für alle ausgewiesenen Prozesse der Industrie neben dem Minutenreservemarkt die Möglichkeit am Spotmarkt (Intraday oder Day-Ahead) teilzunehmen. Für die Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) stehen die identischen Vermarktungswege des DSM-Potenzials der Industrie offen, sind aber gegebenenfalls durch zu geringe Anschlussleistungen oder Energieabnahmemengen beschränkt.

Für die weiteren Analysen wird vereinfachend unterstellt, dass das DSM-Potenzial von Industrie und GHD ausschließlich auf dem Regelleistungsmarkt eingesetzt wird.

Für den Haushaltssektor ist die Teilnahme am Regelleistungsmarkt derzeit nicht möglich. Da im Bereich der Regelleistung auch zukünftig hohe Anforderungen hinsichtlich Präqualifikation und Fahrplanteue bestehen, wird für die weiteren Analysen vereinfacht unterstellt, dass Lastmanagement-Anwendungen hier ausschließlich im Lastfolgebetrieb (Spotmarkt) agieren.

Aus den Informationen zu den technischen Potenzialen werden die folgenden **Annahmen zum Lastmanagement** abgeleitet und in die Kraftwerkseinsatzplanung integriert. Bis zum Jahr 2020 geht die dena-Netzstudie II in ihrem Basis-Szenario davon aus, dass im **Industriesektor** ein durchschnittliches Lastmanagementpotenzial von 3.300 MW_{el} und im **GHD-Bereich** von 800 MW_{el} vorwiegend in der Bereitstellung von **Regelleistung** wirtschaftlich erschlossen werden kann. Aufgrund des durch Effizienzmaßnahmen generell sinkenden Stromverbrauchs ist langfristig mit einem Rückgang der Potenziale zu rechnen.

Der **Haushaltsbereich** weist gemäß dena-Netzstudie II für das Jahr 2020 ein durchschnittliches Lastverlagerungspotenzial von 1.500 MW_{el} bei Berücksichtigung ökonomischer Restriktionen auf. Das im Rahmen der Studie dynamisch simulierte Lastmanagement im Haushaltsbereich beschränkt sich im Wesentlichen auf Geräte mit thermischen Speichern (Nachtspeicherheizung, Warmwasserbereiter (Standspeicher und Durchlaufspeicher), Kühl- und Gefrierschränke) und Geräte bei denen der Einschaltzeitpunkt verschiebbar ist (Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine). Aufgrund der zunehmenden Verbreitung von Großverbrauchern (E-Kfz, Wärmepumpen) bzw. Mikro-KWK im Haushaltsbereich erscheint in diesen Gebäuden auch der zusätzliche Anschluss von Kleinverbrauchern leichter umsetzbar. Letztlich ist aber die langfristige Durchdringung dieser Technologie aus heutiger Sicht noch nicht absehbar. Da in der Simulation nicht die Bandbreiten einer möglichen Durchdringung sensitiv bewertet werden konnten, wurde vereinfachend ein mittleres Szenario unterstellt. Abbildung 6.34 stellt die angenommenen mittleren jährlichen positiven/negativen DSM-Verschiebeleistungen im Haushaltssektor bis 2050 dar. Mittels wochentags- und tageszeitabhängiger Lastprofile für jeden einzelnen Gerätetyp kann das Lastmanagement modelliert werden. Als Rahmenparameter für die Optimierung von Geräten mit Speichermöglichkeit ist neben der Nennleistung die Speichergöße entscheidend, während für Geräte, deren Betrieb verschoben werden kann, neben der Nennleistung auch Informationen zur mittleren Verschiebedauer je Anwendung (aus statistischen Erhebungen) eingehen.

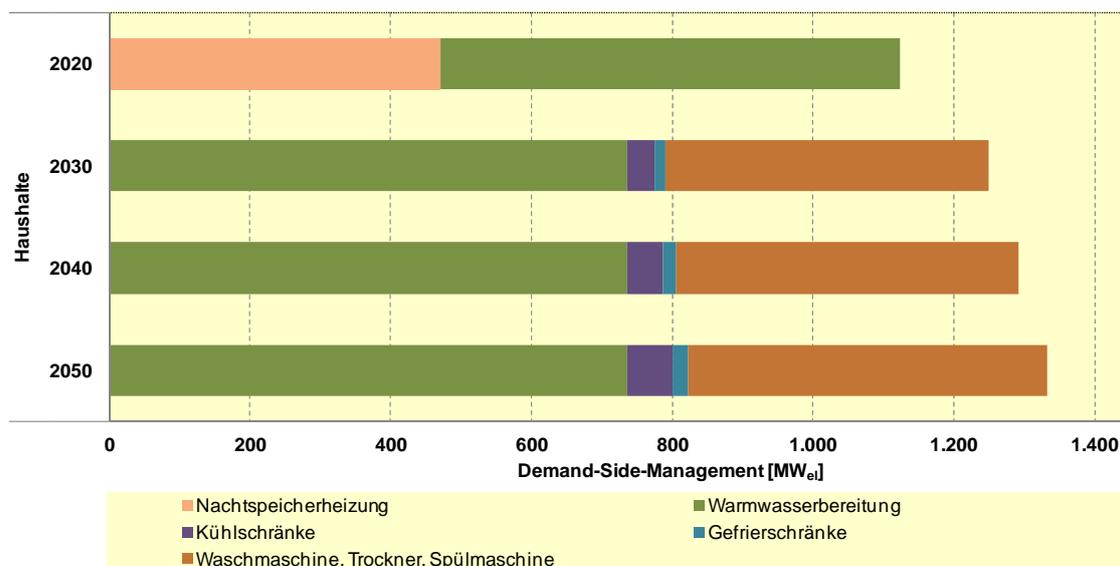


Abbildung 6.34: Angenommene Entwicklung der mittleren jährlichen positiven/negativen DSM-Verschiebeleistungen im Haushaltssektor (ohne Wärmepumpen) bis 2050

Eine besondere Stellung im zukünftigen Lastmanagementpotenzial nehmen die **zusätzlichen Verbraucher** elektrische Wärmepumpen, Elektromobilität und Klimatisierung ein.

Wärmepumpen, vorwiegend im Haushaltsbereich, können mittels Warmwasserspeichern und der Nutzung der Gebäudemasse als Speicher ihren Verbrauch verlagern. Im Gegensatz zu E-Kfz sind Wärmepumpen jederzeit mit dem Stromnetz verbunden und das Lastmanagement kann ohne Komforteinbußen für den Nutzer erfolgen, weshalb von einer vollständigen Akzeptanz ausgegangen wird. Für das Jahr 2020 wird von einem Speichervolumen für Ein- bis Zweifamilienhäuser von 450 Liter für Raumheizung und 200 Liter für Warmwasser ausgegangen. Für die Jahr 2030 und 2050 wird dagegen von einem Speichervolumen von 1400 Litern für Raumheizung und 400 Litern für Warmwasser ausgegangen. Die installierte Leistung der Wärmepumpen erhöht sich von 2,7 GW im Jahr 2020 über 4,7 GW 2030 auf 7,3 GW im Jahr 2050. Stromverbrauch und Lastmanagementpotenziale der Wärmepumpen in den Bereichen private Haushalte sowie GHD werden mit einem Modell simuliert, das auf sieben repräsentativen Haustypen/Heizsystemen basiert. Die Gebäude werden nach Alt- und Neubau, Ein- und Mehrfamilienhaus sowie GHD-Sektor unterschieden. Die Heizsysteme werden nach Luft- und Solewärmepumpen sowie nach Fußbodenheizung und Radiatoren – unter Berücksichtigung entsprechender COP-Kennlinien, Heizkurven und Heizstab-Anteilen – unterschieden.

Ein weiterer wichtiger Faktor zur Integration der PV-Einspeisung stellt der zunehmende Stromverbrauch für **Klimatisierung** im GHD-Bereich dar. Durch die Nutzung der Gebäudemasse als Speichermedium können die korrelierenden mittäglichen Einspeisespitzen der PV mit den Klimatisierungs-Verbrauchsspitzen am Nachmittag in Übereinstimmung gebracht werden. Hier wird von einem stetig steigenden Lastverlagerungspotenzial von 2,5 TWh_{el}/a im Jahr 2020 bis auf 10 TWh_{el}/a im Jahr 2050 mit entsprechend hohen Verschiebeleistungen ausgegangen (UBA Energieziel 2050 [Klaus et al. 2010]).

Die Zuordnung der **Elektromobilität** zu einem einzelnen Bereich (Industrie, GHD und Haushalte) ist nicht möglich, da eine Beladung der Fahrzeuge in allen Bereichen denkbar ist und somit im Rahmen der Studie separat simuliert wird. Durch die Zunahme der Elektromobilität erhöht sich das Lastmanagementpotenzial ganzjährig. Um Einflüsse von einer sehr großen Menge an Elektrofahrzeugen auf elektrische Netze zu berücksichtigen, steht eine agentenbasierte Elektrofahrzeugsimulation zur Verfügung. Dabei wird das Verbrauchsverhalten der Fahrzeuge in Abhängigkeit von Temperaturen (Heizung, Klimatisierung), Tag/Nacht oder auch Geschwindigkeit anhand einer Vielzahl von Fahrzeugen berechnet und hochskaliert. Die Parametrisierung der elektrischen Komponenten wie Batterietechnologien, Wechselrichter, Ladeinfrastruktur ermöglichen eine detailgetreue Simulation und gleichzeitig die Möglichkeit, Systemeffekte bei einer großen Menge an Fahrzeugen sichtbar zu machen. Als Eingangsparameter stehen neben der EE-Einspeisung sowie Einspeise-Prognosen der erneuerbaren Energien auch Wetterdaten zur Verfügung. Weiterhin existieren Statistiken des Nutzerverhaltens von Fahrzeughaltern aus den "Mobilität in Deutschland"-Studien 2002 und 2008 [MiD 2002, MiD 2010], auf deren Basis angepasste Fahrzeugprofile für die agentenbasierte Simulation der Elektromobilität abgeleitet wurden.

Wie bereits in Abschnitt 3.3 beschrieben, unterscheiden sich die im Rahmen dieser Studie untersuchten Szenarien A, B und C vor allem bezüglich ihrer Annahmen im Individualverkehr und werden somit maßgeblich durch die zugrunde gelegte Marktdurchdringung der Elektromobilität mitbestimmt. Für das Jahr 2020 werden im Szenario A und B etwa 1,2 Mio. Elektrofahrzeuge unterstellt, deren Anzahl auf 6 Mio. Fahrzeuge bis zum Jahr 2030 ansteigt, was den Zielen des Nationalen Entwicklungsplans der Elektromobilität entspricht bzw. diese sogar übertrifft [Bundesregierung 2009]. Im Jahr 2050 wird im Szenario A und B angenommen, dass etwa die Hälfte aller Fahrzeuge im PKW-Sektor (etwa 20 Mio. Fahrzeuge) mit elektrischen Antrieben ausgestattet ist. Das Szenario C geht im Jahr 2050 sogar von einer vollständigen Abdeckung der PKW-Fahrleistungen im Individualverkehr durch Plug-in-Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb aus. Die Gesamtzahl der Elektrofahrzeuge teilt sich im Rahmen der Simulationen auf zwei verschiedene Referenzfahrzeuge auf. Zum einen werden rein elektrische Fahrzeuge (BEV) und zum anderen Plug-in-Hybride mit allen relevanten technischen Kennzahlen erfasst. Insbesondere in den Jahren 2020 und 2030 ist das Bild der Elektrofahrzeuge durch einen sehr hohen Anteil an Hybriden charakterisiert und der Anteil an BEV spielt noch eine untergeordnete Rolle. Ferner ergibt sich für die Jahre 2020 und 2030 aus den Flottensimulationen, dass in der Anfangsphase hohe jährliche Fahrleistungen für elektrische Antriebe notwendig sind, um eine signifikante Marktdurchdringung bzw. Wirtschaftlichkeit zu erreichen [DLR 2011]. Bis zum Jahr 2050 erreichen BEV in allen Szenarien hohe Marktanteile und können sich in der Flottenentwicklung durchsetzen.

Alle zuvor beschriebenen Faktoren haben einen Einfluss auf das Lastmanagementpotenzial von Elektrofahrzeugen und somit auf die Glättung der residualen Last. Für die Simulationen wurde unterstellt, dass ein gewisser Anteil aller Elektrofahrzeuge (BEV und Hybride) für gesteuertes Laden zur Verfügung steht. Dieser Anteil wird maßgeblich durch die notwendige Ladeinfrastruktur, IT-Technik und nicht zuletzt durch das Nutzerverhalten bzw. der Präferenzen der Fahrzeughalter beeinflusst. Im Jahr 2020 wird angenommen, dass etwa 20% aller Elektrofahrzeuge am Lastmanagement teilnehmen. Dieser Anteil erhöht sich auf 40% im Jahr 2030 und erreicht etwa 60% im Jahr 2050. Grundsätzlich ist es technisch ebenfalls möglich, die in den Batterien gespeicherte Energie wieder in das Netz zurück zu speisen

(Vehicle-to-Grid), diese Option wird jedoch aufgrund zusätzlich anfallender Kosten und notwendiger Marktstrukturen hier nicht berücksichtigt.

Im Folgenden werden die **Simulationsergebnisse für das Lastmanagement** dargestellt und diskutiert. Für das Jahr 2020 zeigt sich ein großes Potenzial in der Steuerung der bestehenden Nachtspeicheröfen und Warmwasserbereiter. Auch wenn diese Anlagen aus ökologischer Sicht nicht zu befürworten sind, können sie bis zu ihrem Ersatz einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten. Für das Jahr 2050 zeigt sich deutlich das Potenzial der neuen Verbraucher (E-Kfz, Wärmepumpen, Klimatisierung) und der neuen Lastmanagementanwendungen im Haushalt (Waschmaschinen, Geschirrspüler, Wäschetrockner u. a.).

Am Szenario C wird sichtbar, welchen Einfluss ein deutlicher Ausbau der Elektromobilität haben kann (vgl. auch Abschnitt 6.1). Für die Simulationen wurde unterstellt, dass im Jahr 2050 60% der PKW am Lastmanagement teilnehmen. Mit gesteuerter Beladung kann die Elektromobilität dazu beitragen, erneuerbare Energien zu integrieren, überschüssigen EE-Strom effizient zu verbrauchen oder die Auslastung der KWK-Anlagen zu erhöhen. Ungeregelt kann sie aber dazu führen, dass die Lastspitzen bzw. Deckungslücken erhöht werden und die Netzbelastung steigt. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, wie perspektivisch eine möglichst hohe Teilnahme am Lastmanagement erreicht werden kann.

Insgesamt kann der sinnvolle Einsatz von DSM in allen Stromsektoren zu einer Steigerung der Gesamteffizienz in der Energieversorgung beitragen, allerdings nicht das Problem der zu erwartenden Fluktuationen aus erneuerbaren Energien in seiner Gesamtheit lösen.

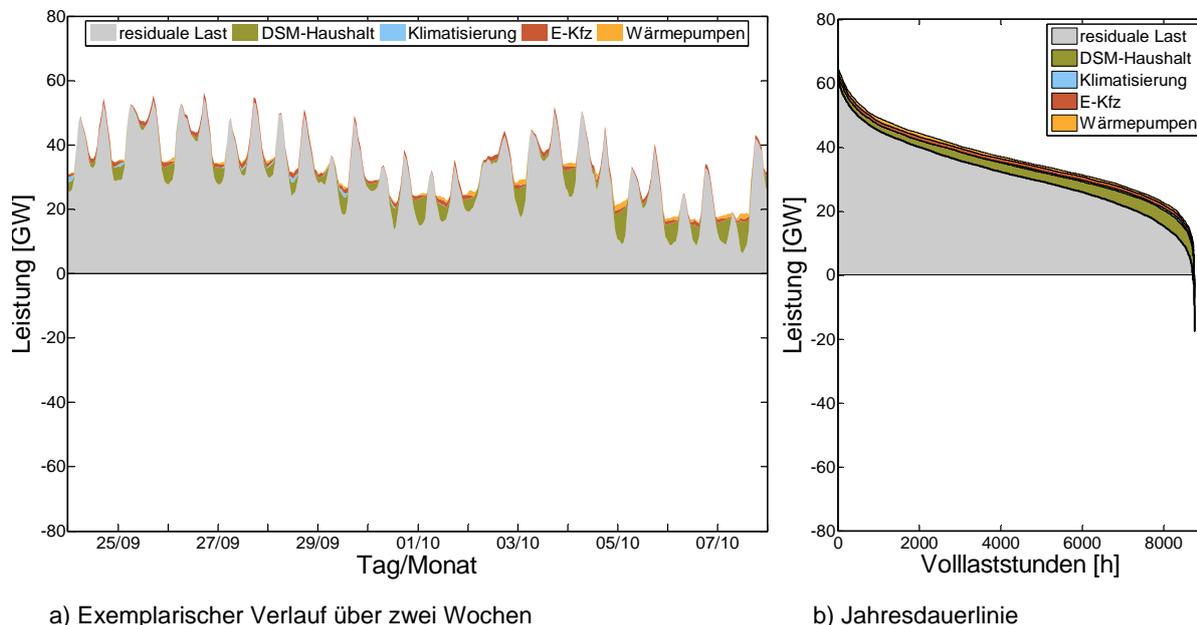


Abbildung 6.35: Lastmanagement im Jahr 2020 – Szenario 2011 A *)

*) 20% der Elektrofahrzeuge mit Ladesteuerung (DSM)

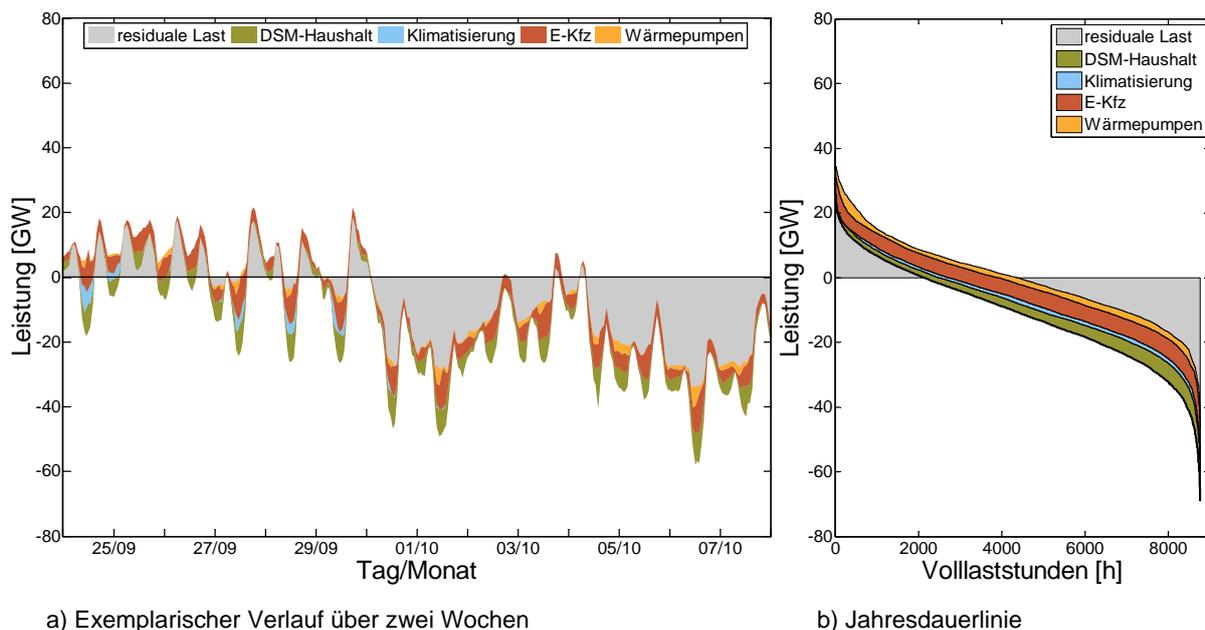


Abbildung 6.36: Lastmanagement im Jahr 2050 – Szenario 2011 A *)

*) 60% der Elektrofahrzeuge mit Ladesteuerung (DSM)

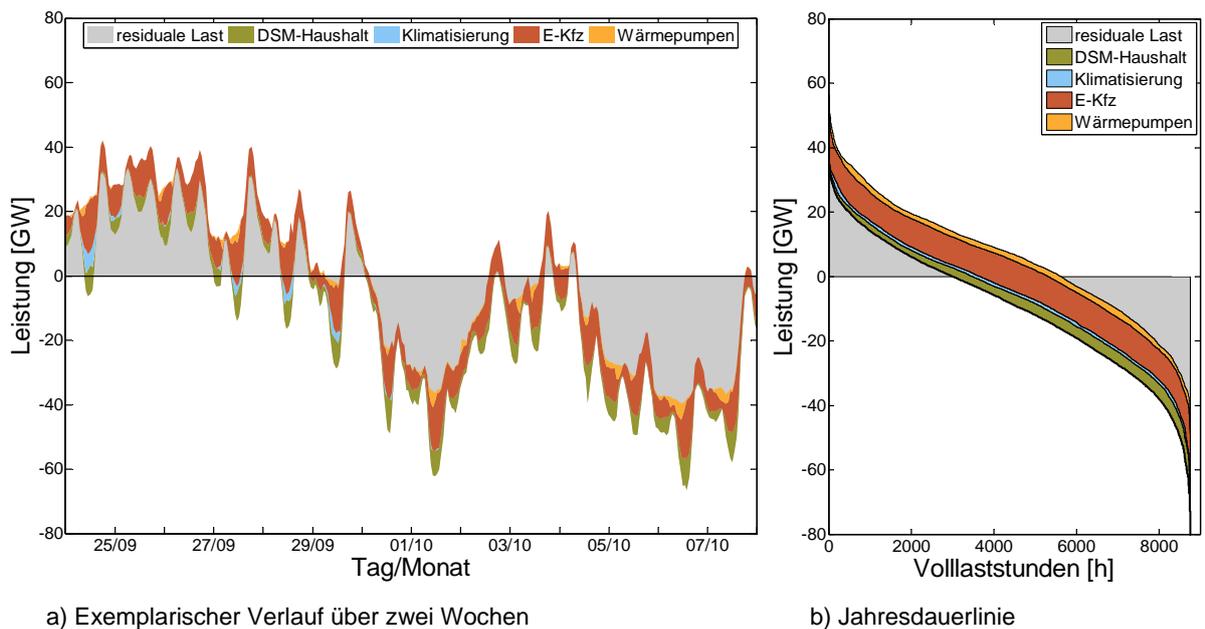


Abbildung 6.37: Lastmanagement im Jahr 2050 – Szenario 2011 C *)

*) 60% der Elektrofahrzeuge mit Ladesteuerung (DSM)

Fluktuationsausgleich durch Flexibilisierung der KWK und Biomasse

Die Flexibilitätsoptionen der KWK (inklusive Biomethan) und die Parameter für die Simulation (Leistungsauslegung, Wärmespeicher, E-Heizer) wurden in Abschnitt 3.4 dargestellt. Wie in Abschnitt 3.5 erläutert, kann der Einspeisung von Biomethan auf Basis von Biogas und BioSNG in das Erdgasnetz hinsichtlich der Flexibilisierung eine besondere Bedeutung zu-

kommen, weil oftmals am Ort der Biogaserzeugung nicht ausreichend Wärmesenken zur Verfügung stehen.

Der Betrieb von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und von Klär- und Deponiegasanlagen ist heute nicht an die Saisonalität der Wärmenachfrage gebunden, sondern sie werden primär entsprechend der Gasproduktion eingesetzt. Sie können durch Gasspeicher (teilweise auch Wärmespeicher) und eine höhere BHKW-Leistung flexibilisiert werden. Für die Simulation wird hier für das Jahr 2020 eine zusätzliche installierte Leistung von 33% und eine Gasspeichergröße von 4 Stunden bezogen auf die installierte elektrische Leistung angenommen. Für die Jahre 2030 und 2050 wird von einer Verdopplung der installierten Leistung und 6 Stunden Gasspeicherkapazität bezogen auf die installierte elektrische Leistung ausgegangen. Wärmegeführte Holzheizkraftwerke werden als unflexible Erzeugung abgebildet.

Im Folgenden ist die Entwicklung der Deckungsanteile der verschiedenen Wärmeerzeuger (KWK-Anlagen, Erdgas-Spitzenlastkessel und E-Heizer) in KWK-Systemen (Fernwärme, Nahwärme, Objektversorgung und industrielle KWK; BHKW und HKW) dargestellt. Entsprechend der Entwicklung von a) Auslegung der KWK-Engpassleistung auf die Wärmehöchstlast, b) der Charakteristik des Wärmelastgangs und c) der Kapazität des Wärmespeichers ergeben sich unterschiedliche Deckungsanteile.

Tabelle 6-5: Auswertung zum Deckungsanteil der Wärme in KWK-Systemen

Wärmedeckung	öffentliche KWK				industrielle KWK			
	2020	2030	2050 A	2050 C	2020	2030	2050 A	2050 C
KWK-Anlage	91,1%	83,9%	38,2%	53,5%	92,6%	88,2%	41,9%	57,5%
Erdgas-Kessel	8,9%	15,2%	30,6%	26,1%	7,4%	11,3%	39,6%	30,5%
E-Heizer	0,0%	0,9%	31,2%	20,4%	0,0%	0,5%	18,5%	11,9%

Einsatz von Stromspeichern

Zu den Ausbaupotenzialen für Pumpspeicher in Deutschland gibt es unterschiedliche Angaben. In [Czisch 2005] wird allein für Ostdeutschland ein Potenzial von 20 Standorten mit insgesamt 14 GW bei einer Speicherkapazität von 77 GWh angegeben. Andere Autoren sehen das Potenzial als weitgehend erschöpft an [Vennemann et al. 2010]. Dennoch sind in den letzten Jahren eine Vielzahl an neuen Projektplanungen veröffentlicht worden. Die Leistung der nationalen großtechnischen Speicher (inklusive PSW-Vianden und Druckluftspeicher) würde sich damit von derzeit 8 GW auf 11,5 GW erhöhen. Zusätzlich sind einige österreichische PSW (Vorarlberg) mit einer Leistung von ca. 1 GW in die deutschen Regellzonen eingebunden.

Auch bei den geplanten Projekten ist derzeit nicht absehbar ob und wann sie umgesetzt werden können. Zu den wahrscheinlicheren Projekten zählen die Erweiterung von PSW Waldeck II, PSW Riedl, PSW Atdorf und CAES ADELE [BDEW 2011b]. Entsprechend wird für 2020 von diesem konservativen Szenario ausgegangen. Für die Jahre 2030 und 2050 wird eine Umsetzung aller Projekte nach Abbildung 6.38 unterstellt.

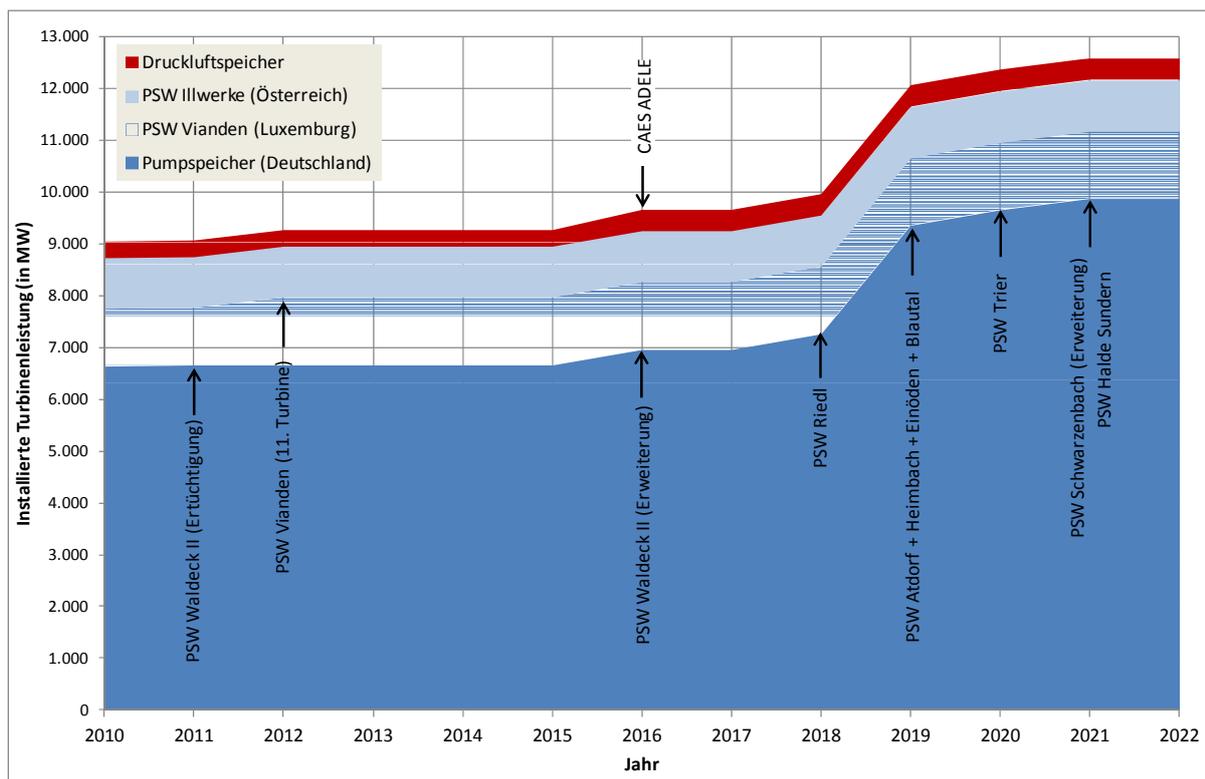


Abbildung 6.38: Bestand und Planungen möglicher großtechnischer Speicher der deutschen Regelzone *)

*) angepasst und aktualisiert nach [Emele 2011]

Der langfristige technisch/ökonomische Speicherbedarf kann derzeit nicht benannt werden bzw. ist Untersuchungsgegenstand aktueller Forschungsprojekte. Ein großer Teil der Speicherleistung wird nicht für die Lastdeckung, sondern für die Bereitstellung von Regelleistung benötigt. Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken sind Pumpspeicher technisch in der Lage, Regelleistung bereitzustellen, ohne sich rotierend am Netz zu befinden. Damit können sie einen wichtigen Beitrag zur Reduktion konventioneller „Must-Run-Units“ und zur Integration der EE liefern. In Anlehnung an die Ergebnisse in Abschnitt 6.2.3 wird für das Jahr 2050 vereinfachend eine Speicherleistung von 8,3 GW pauschal dem Bereich der Lastdeckung (Spotmarkt) zugeordnet. Aufgrund der flexiblen Eigenschaften sind Pumpspeichern in der Lage, den Einfluss des Prognosefehlers auf den Strommarkt und den Kraftwerkspark kurzfristig auszugleichen (Intraday-Markt) und überschüssigen EE-Strom zu integrieren (siehe Abschnitt 6.2.6). Ein weiterer Effekt zeigt sich in der höheren Auslastung der KWK-Anlagen durch den Speichereinsatz.

Tabelle 6-6: Anteil vom Stromspeichern zur Integration überschüssiger EE-Einspeisung

Szenariojahr	2020	2030	2050 A	2050 C
Pumpstrom [TWh]	3,7	5,9	8,0	8,0
EE-Anteil des Pumpstroms [TWh]	0,0	1,8	6,9	5,0
EE-Anteil [%]	0%	31%	87%	62%

6.2.6 Anforderungen an konventionelle Kraftwerke in regenerativ-dominierten Energiesystemen

Merit-Order-Kurven des thermischen Kraftwerksparks

Im Folgenden sind die Kostenkurven des flexiblen thermischen Kraftwerksparks für den mittleren Preispfad (B, mäßige Steigerung der Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate) differenziert nach Technologien dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Industriekraftwerke und KWK-Kraftwerke nicht gesondert ausgewiesen werden, aber von der Kostenstruktur im unteren Bereich der Merit-Order angesiedelt sind. Entnahmekondensationskraftwerke (hier dargestellt mit den durchschnittlichen Kosten bezogen auf die installierte Leistung) weisen in Abhängigkeit der Größe der KWK-Scheibe einen höherpreisigen Kondensationsanteil und einen niederpreisigen KWK-Anteil auf. Der Kraftwerkspark (inkl. Stromspeichern) stellt die benötigte gesicherte Leistung bereit (siehe Abschnitt 6.2.2). Aufgrund des unterstellten deutlichen Zubaus an KWK-Kapazitäten und der Minderung des Stromverbrauchs besteht nur ein relativ geringer Neubaubedarf an Kondensationskraftwerken.

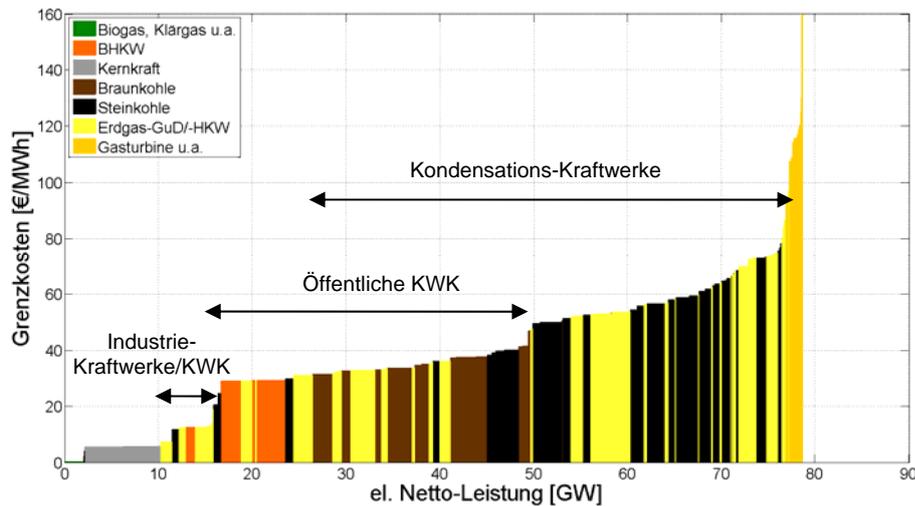


Abbildung 6.39: Merit-Order des therm. Kraftwerksparks im Jahr 2020, mittlerer Preispfad (B)

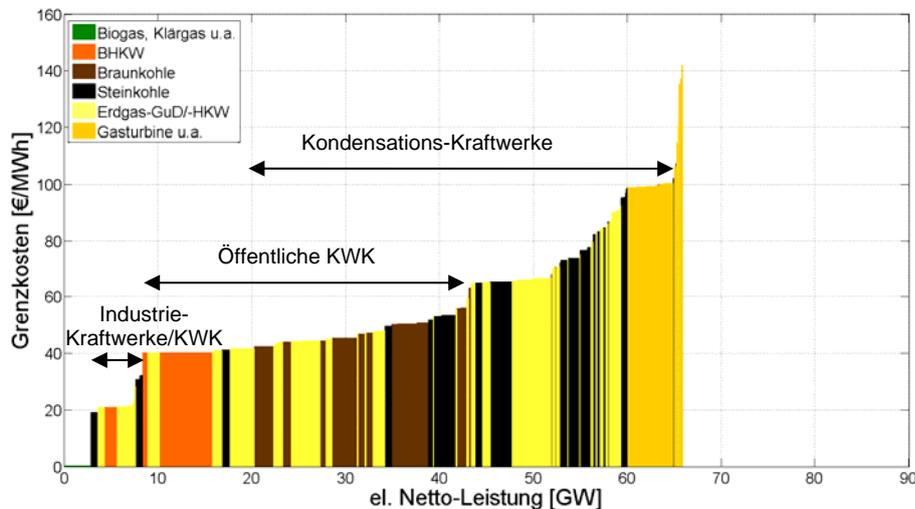


Abbildung 6.40: Merit-Order des therm. Kraftwerksparks im Jahr 2030, mittlerer Preispfad (B)

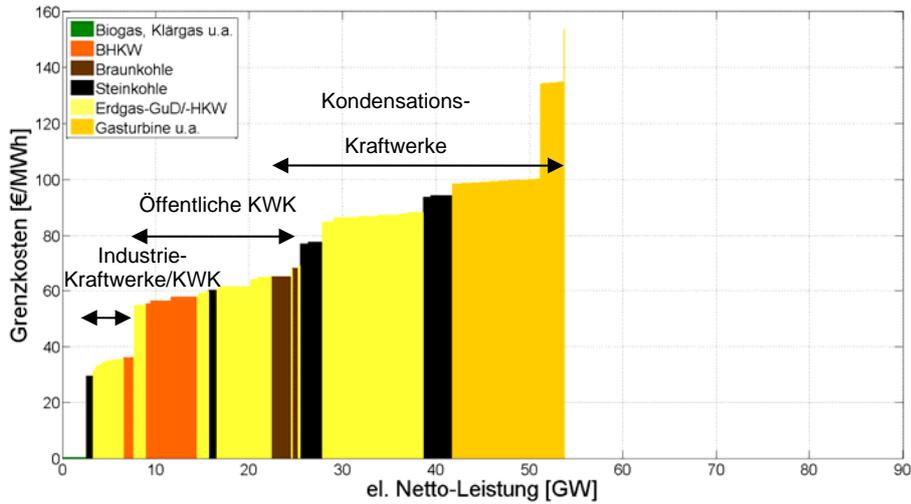
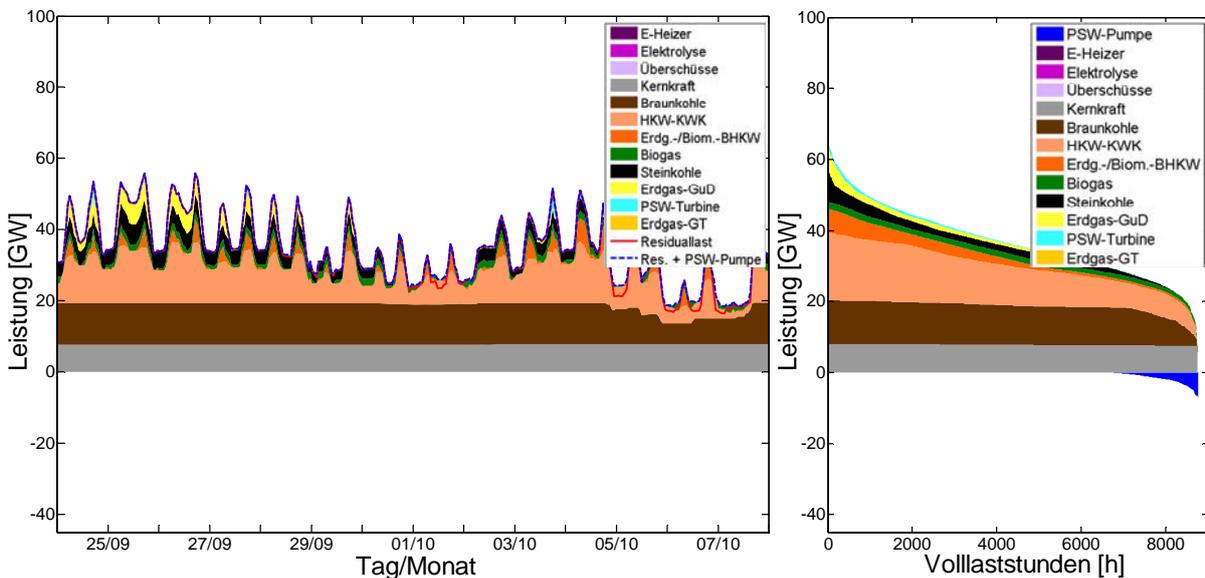


Abbildung 6.41: Merit-Order des therm. Kraftwerksparks im Jahr 2050, mittlerer Preisfad (B)

Kraftwerkseinsatz

In den Simulationen für das Jahr 2020 zeigt sich, dass der Kraftwerkspark technisch in der Lage ist, die Last in jedem Moment zu decken, auch wenn die fluktuierende EE-Einspeisung und der damit zusammenhängende Prognosefehler hohe Anforderungen stellen. Voraussetzung dafür ist die Realisierung der Ausgleichsoptionen (Import/Export, Lastmanagement, Stromspeicher).

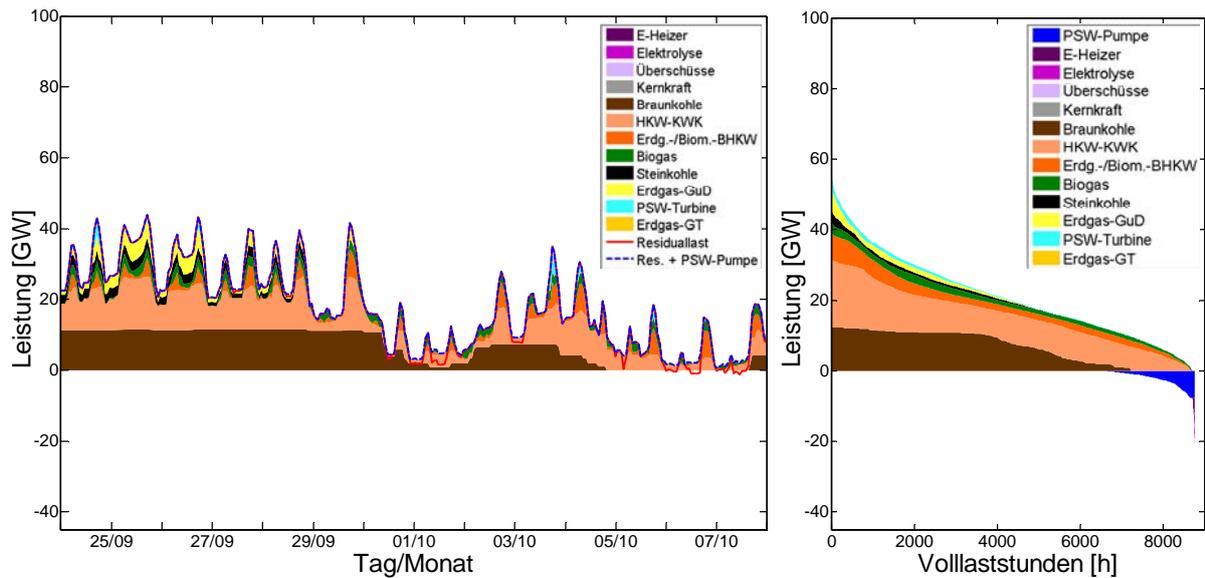


a) Exemplarischer Verlauf über zwei Wochen

b) Jahresdauerlinie

Abbildung 6.42: Kraftwerkseinsatz im Jahr 2020 – Szenario 2011 A

Für das Jahr 2030 zeigen sich noch deutlichere Auswirkungen der fluktuierenden EE-Einspeisung und damit steigende Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark. Die EE-Überschüsse können dabei aber fast vollständig durch Kurzzeitspeicher integriert werden. Der Ausbau der Wärmespeicher für KWK-Anlagen gewährleistet im Zusammenspiel mit den weiteren Ausgleichsoptionen eine hohe Auslastung der Anlagen.

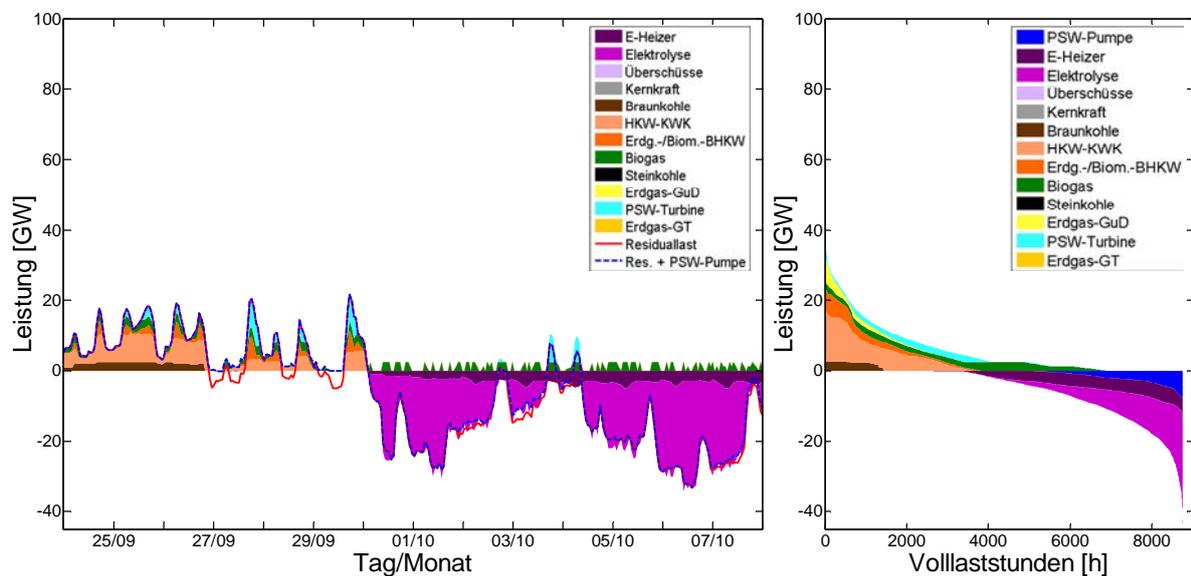


a) Exemplarischer Verlauf über zwei Wochen

b) Jahresdauerlinie

Abbildung 6.43: Kraftwerkseinsatz im Jahr 2030 – Szenario 2011 A

Für das Jahr 2050 wird im Szenario 2011 A deutlich, dass der Einsatz der thermischen Kraftwerke stark zurückgeht und sich auf Zeiten mit wetterbedingten geringen Deckungsanteilen von EE-Strom begrenzt. In länger andauernden Zeiten mit wetterbedingten überschüssigem Strom können die E-Heizer dazu beitragen, die Wärmenachfrage zu decken, wenn die Speicherkapazität der KWK-Anlagen nicht mehr dazu ausreicht. Auch wird der Einsatz der Elektrolyseure deutlich, die erneuerbaren Wasserstoff aus Überschussstrom erzeugen.



a) Exemplarischer Verlauf über zwei Wochen

b) Jahresdauerlinie

Abbildung 6.44: Kraftwerkseinsatz im Jahr 2050 – Szenario 2011 A

Für das Jahr 2050 werden im Szenario 2011 C die Rückkopplungen des höheren Anteils der Elektromobilität mit der Integration überschüssiger EE-Einspeisung und der besseren Auslastung der KWK-Anlagen deutlich.

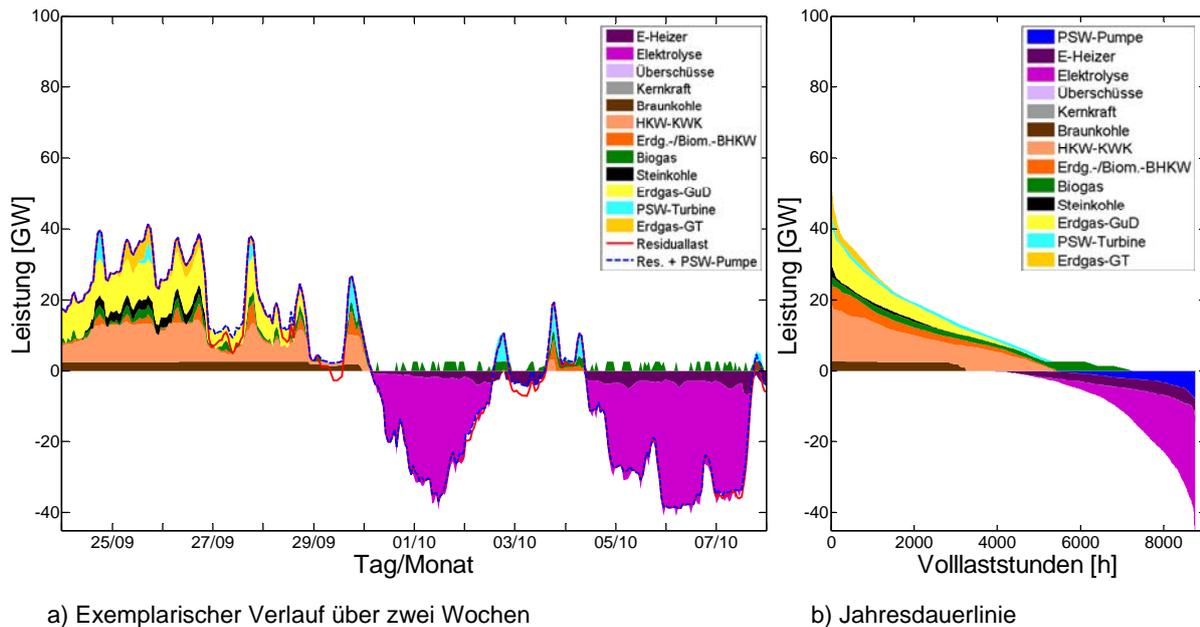


Abbildung 6.45: Kraftwerkseinsatz im Jahr 2050 – Szenario 2011 C

Grundsätzlich zeigt die dynamische Simulation des Mengengerüsts, dass der in Szenario 2011 A eingesetzte Wasserstoff im Verkehr nur teilweise über reine EE-Stromüberschüsse erzeugt werden kann, da andere Optionen wie der Elektroheizer weitaus kostengünstiger diesen Strom nutzen können.

Im Mengengerüst wurde berücksichtigt, dass zur Deckung der Nachfrage nach Wasserstoff, die in diesem Szenario zur Erreichung der Klimaziele für den Verkehrssektor erforderlich sind, entsprechende EE-Kapazitäten zusätzlich installiert werden. Dabei hängt die Möglichkeit zur Nutzung dieses Stroms explizit für die Wasserstoffherzeugung aber stark von dem Nachfrageprofil und der Auslegung der Elektrolyseure (Leistung, VOLLlaststunden) und Tankstellen (Größe der Wasserstoffspeicher) ab. Es ist anzunehmen, dass bei einem ökonomischen Betrieb der Elektrolyseure in manchen Stunden fossiler Strom genutzt wird, in anderen Stunden die zusätzlich installierten EE-Leistungen an anderer Stelle fossile Stromerzeugung substituieren. Eine solche Ausgestaltung würde dem Energiesystem eine höhere Flexibilität eröffnen (s. Darstellungen im Abschnitt 6.1), es ist dabei aber eine offene Forschungsfrage, unter welchen Rahmenbedingungen (Kostenentwicklungen, Förderinstrumente, Anlagenauslegung, Anforderungen im Betrieb, Möglichkeiten des Imports von EE-Strom etc.) die Nutzung von Strom aus thermischen Kraftwerken für den Betrieb der Elektrolyseure notwendig ist. Wie in den Untersuchungen in diesem Abschnitt gezeigt, wird die Langfristspeicherung von erneuerbarem Überschussstrom allein nicht den Wasserstoffbedarf decken können, da die Elektrolyseure in Konkurrenz zu günstigeren Lastausgleichsoptionen stehen. Die konkrete Ausgestaltung der Wasserstoffversorgung im Verkehr kann in dieser Studie nicht näher analysiert werden. Punkte die hierbei weiter untersucht werden müssen, sind auch technische Restriktionen der Elektrolyseure (Standby-Betrieb vs. häufige Startvorgänge, Leistungsaufnahme, Gasqualitäten, Wärmemanagement etc.) sowie die notwendige Speichergröße und Versorgungs-Infrastruktur. Hierbei müssen aus der Perspektive des Gesamtsystems mögliche Ausgestaltungen einer dezentralen Versorgung (Tankstellen) und einer zentralen (Backup-) Versorgung (z. B. mit Wasserstoff-Tankwagen) bewertet werden.

Des Weiteren wird auch deutlich, dass es Abweichungen zu den Analysen zur Leitstudie 2010 [Nitsch et al. 2011] gibt. In der Leitstudie 2010 wurden im europäischen Szenario höhere Anteile an Offshore-Windenergie und höhere Übertragungskapazitäten des Netzes unterstellt. In den Szenarien dieser Studie wird dagegen ein geringerer Anteil Offshore-Windenergie und ein im Verhältnis höherer Anteil an solarthermischen Kraftwerken (CSP – Desertec) abgebildet. Dies führt dazu, dass der Import/Export für Deutschland in der Leitstudie 2010 höhere Fluktuationen und höhere EE-Überschüsse aufgewiesen hat, während er in dieser Studie eher ausgleichend wirkt und Deckungslücken reduzieren kann. Hier spannt sich ein Lösungsraum auf, der in weiteren Forschungsvorhaben analysiert werden muss.

Auch die Einflüsse möglicher dauerhafter Netzengpässe innerhalb Deutschlands konnten im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt werden.

Auslastung und Flexibilität des hydro-thermischen Kraftwerksparks

Im Folgenden ist die Auslastung des Kraftwerksparks für die untersuchten Szenarien technologiespezifisch dargestellt (Abbildung 6.46).

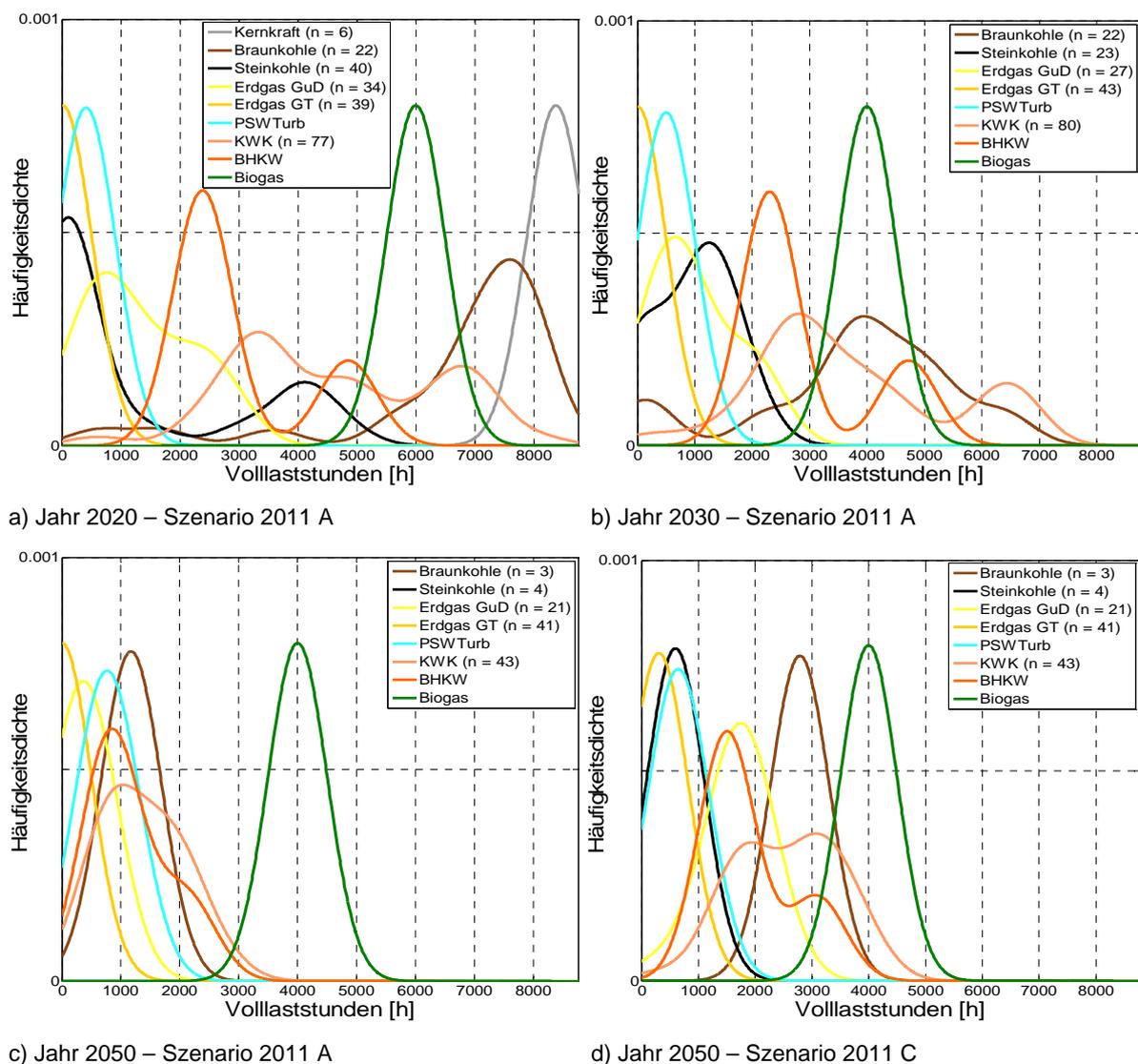


Abbildung 6.46: Auslastung des hydro-thermischen Kraftwerksparks – Szenario 2011 A in 2020, 2030, 2050 und Szenario 2011 C in 2050

Hierbei wird deutlich, dass die Auslastung der verbleibenden reinen Kondensationskraftwerke deutlich abnimmt. Im Bereich der KWK reduziert sich die Auslastung im Zeithorizont von 2020 bis 2050 deutlich. Biogasanlagen werden statt der derzeitigen Einspeisung in der Grundlast flexibel mit einer Auslastung von ca. 4000 Volllaststunden eingesetzt.

Die Anzahl der notwendigen Startvorgänge der jeweiligen Kraftwerke im Kraftwerkspark erhöht sich beziehungsweise die mittlere Laufzeit pro Start reduziert sich im Zeithorizont von 2020 bis 2050 deutlich. Die Flexibilität des Kraftwerksparks ist ausreichend, um die Last zu decken. Dabei können aber keine Aussagen getroffen werden, wie sich höhere Lastwechsel und Startvorgänge auf die Lebensdauer der Kraftwerke und damit auf die Kosten auswirken.

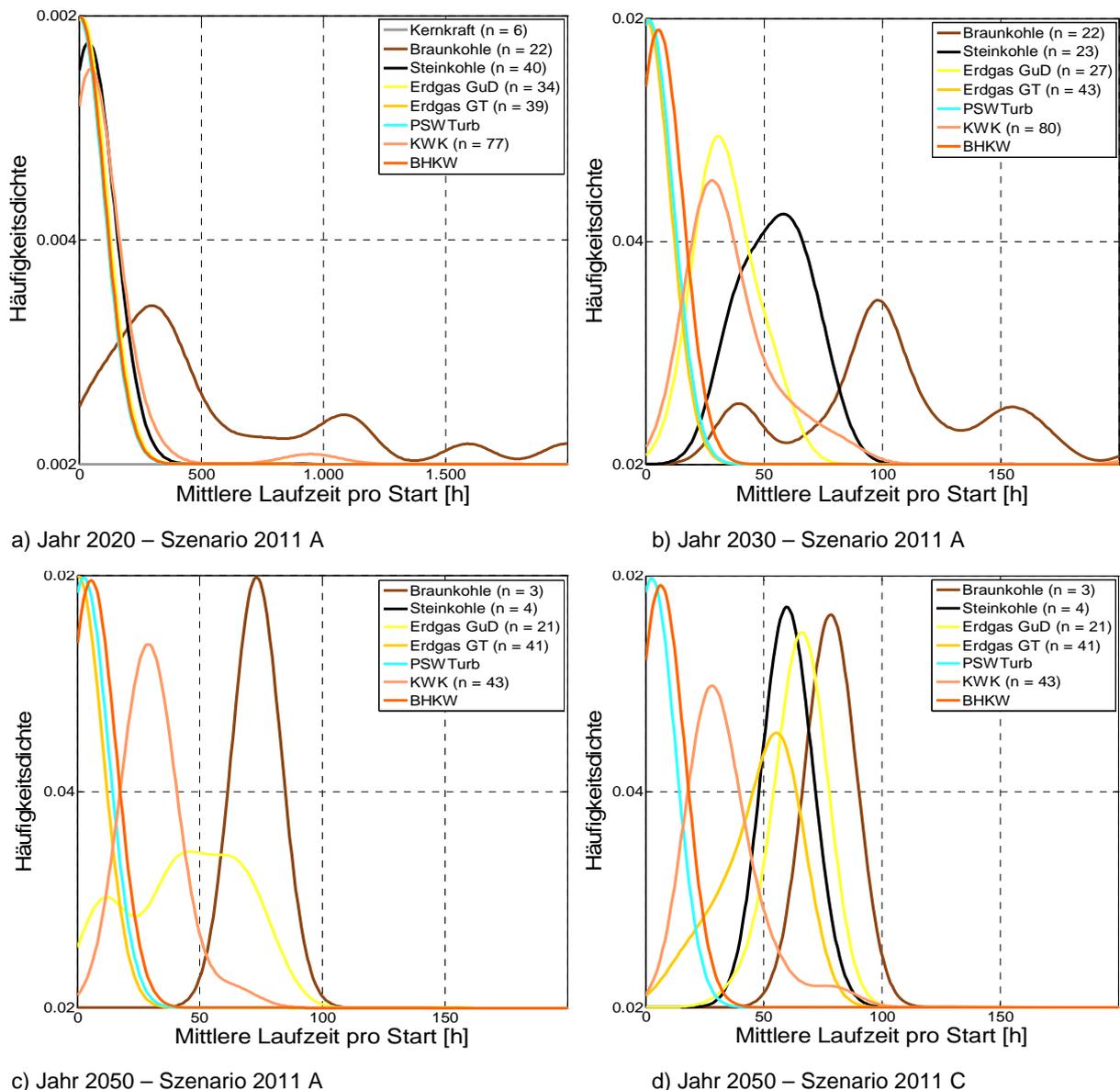


Abbildung 6.47: Startvorgänge des hydro-thermischen Kraftwerkspark – Szenario 2011 A in 2020, 2030, 2050 und Szenario 2011 C in 2050

7 Ökonomische Wirkungen des Umbaus der Energieversorgung

7.1 Investitionen und Energiegestehungskosten

7.1.1 Investitionen für EE-Anlagen

Die jährlich zu installierenden Leistungen der EE-Technologien bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechniken das durch den Ausbau der EE entstehende Investitionsvolumen. Es ist ein wichtiger Indikator dafür, welchen Stellenwert die EE-Ausbauaktivitäten in der Volkswirtschaft haben. Außerdem weist es darauf hin, welchen Mobilisierungseffekt das vorhandene Förderinstrumentarium hervorruft und mit welchen Kosten die derzeitige Förderung erneuerbarer Energien verbunden ist. Für den Strom- und Wärmesektor sind die jährlichen Investitionsvolumina in Abbildung 7.1 zusammengestellt²⁵.

Der Anstieg der jährlichen Investitionen vor 2003 wurde nahezu ausschließlich von der Windkraft verursacht. Der weitere Anstieg bis 2009 war zu einem geringeren Teil von der Biomasse getragen, ist aber insbesondere auf die Photovoltaik zurückzuführen. Letztere stieg in 2009 bereits auf 12,5 Mrd. €/a, womit das gesamte Investitionsvolumen der EE auf gut 20 Mrd. €/a stieg. 60% der Investitionen stammten also bereits von der Photovoltaik. Im Jahr 2010 hat sich dieses Verhältnis durch den starken Zuwachs der Photovoltaik um 7,4 GW/a auf 70% (= 19,3 Mrd. €/a) verschoben, das Gesamtvolumen belief sich auf 27,5 Mrd. €/a²⁶. Davon sind dem Stromsektor 23,4 Mrd. €/a und dem Wärmesektor 4,1 Mrd. €/a zuzurechnen. Die aktuellen Werte des Jahres 2011 mit 7,5 GW/a installierter Photovoltaikleistung führen zu einer geringeren Investitionssumme in Höhe von 16,5 Mrd. € wegen der inzwischen gesunkenen spezifischen Investitionskosten der Photovoltaik. Die gesamten EE-Investitionen sanken dadurch in 2011 auf rund 25 Mrd. €/a. Der Anteil der Photovoltaik geht mit 66% also trotz der hohen installierten Leistung in 2011 bereits wieder zurück.

Zukünftig wird das Investitionsvolumen der Photovoltaik wegen weiterer deutlicher Kostendegression erheblich zurückgehen. Zusätzlich wird die zu erwartende noch restriktivere EEG-Anpassung zu einem deutlichen Rückgang der installierten Leistung führen (vgl. hierzu auch Fußnote 15). Bis 2015 sinken die Investitionen der Photovoltaik auf 5,1 Mrd. €/a, bleiben aber mit 30% Anteil bis dahin die dominante Größe. Ab 2016 dominieren wieder die Investitionen in die Windenergie wegen des dann im Szenario 2011 A unterstellten starken Zubaus von Offshore-Windanlagen.

Das Gesamtvolumen pendelt sich mittelfristig auf einem Niveau zwischen 17 und 19 Mrd. €₂₀₀₉/a ein und behält dies bis etwa 2040 bei. Rund 12 Mrd. €/a betreffen Strom

²⁵ Unter „Biomasse-Strom“ sind alle Strom erzeugenden Anlagen erfasst, bei Biomasseanlagen mit KWK werden 30% der Investitionen der Wärmeseite zugeschlagen.

²⁶ Zu den in [AGEE-Stat 2011] genannten 26,6 Mrd. €/a für das Jahr 2010 ergeben sich geringe Unterschiede insbesondere wegen unterschiedlicher Abgrenzungen im Bereich der Biomasse. Hinzu kommen noch rund 1 Mrd. €/a an Investitionen für Nahwärmenetze, die hier in der Kostenberechnung für EE-Nahwärme berücksichtigt sind.

erzeugende Anlagen. Die stark wachsenden Mengenumsätze in der EE-Stromerzeugung kompensieren also die parallel eintretenden weiteren Kostendegressionen. Längerfristig schwankt das Investitionsvolumen der einzelnen Techniken in Abhängigkeit ihrer Ersatzzyklen. Ab etwa 2020 wird ein wachsender Teil der Investitionen in Anlagen getätigt, die innerhalb des europäischen Stromverbunds Strom nach Deutschland liefern. Sie sind hier entsprechend dem deutschen Anteil den inländischen Investitionen zugeschlagen worden. Im Jahr 2050 beläuft sich ihr Beitrag auf rund 3 Mrd. €/a. Ab 2025 kommen Investitionen für die H₂-Elektrolyse hinzu, die sich im Jahrzehnt 2040 bis 2050 auf durchschnittlich 1,3 Mrd. €/a belaufen und im Jahrzehnt 2050 bis 2060 auf durchschnittlich 2 Mrd. €/a. Insgesamt steigen damit die jährlichen Investitionsvolumina bis 2050 auf rund 22 Mrd. €/a und bis 2060 auf knapp 24 Mrd. €/a, erreichen also nicht mehr die Spitzenwerte der Jahre 2010 und 2011.²⁷

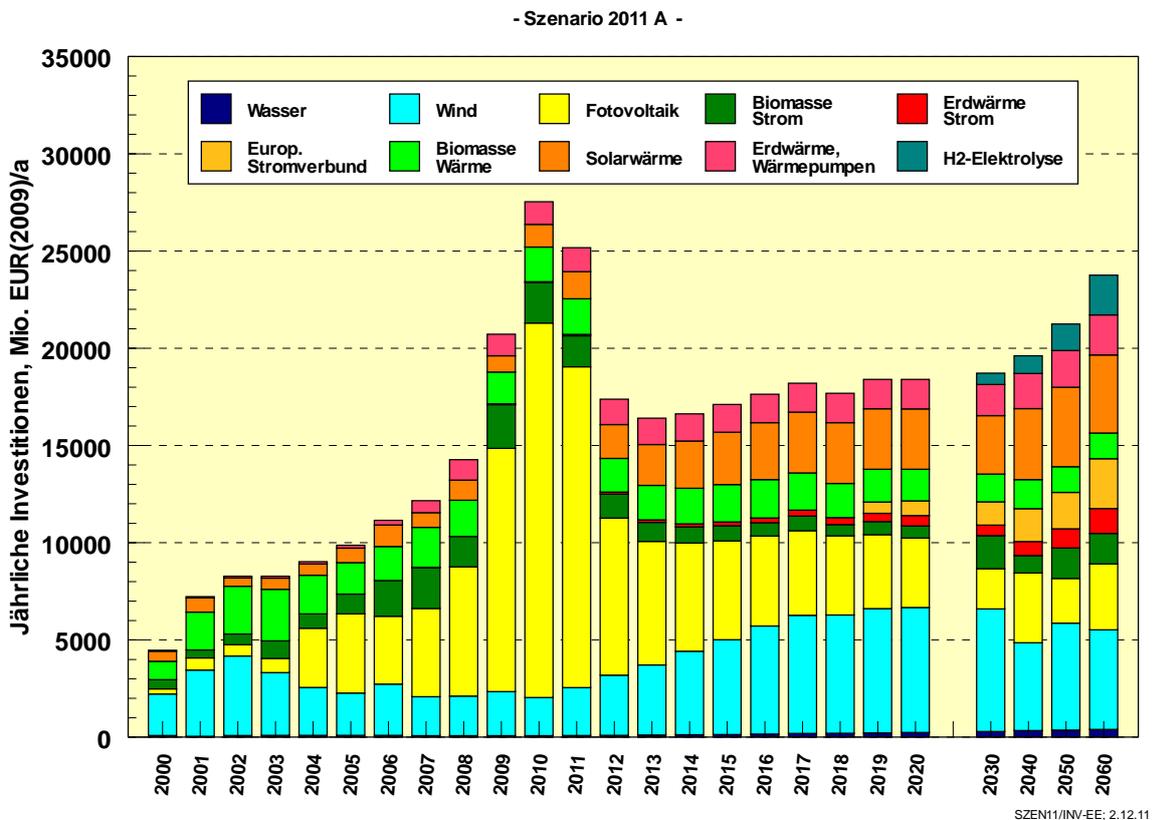


Abbildung 7.1: Jährliches Investitionsvolumen im Szenario 2011 A für Strom und Wärme erzeugende EE-Technologien

Im Wärmesektor zeigte das Investitionsvolumen bisher ein nur geringes Wachstum, welches von der Biomasse und der Umweltwärme getragen wurde, während der Kollektormarkt mehrfach zwischen 0,7 und 1,1 Mrd. €/a hin und her pendelte. Im Szenario 2011 A wächst der Wärmemarkt von 4,1 Mrd. €/a in 2010 auf 6,2 Mrd. €/a in 2020, wobei ein stetiger, deutlicher Zubau der Solarkollektoranlagen das Wachstum übernehmen soll. Nach 2030 ist wegen des weiter unterstellten deutlichen Wachstums des Solarkollektormarkts eine weitere Steigerung der wärmeseitigen Investitionen auf rund 7,5 Mrd. €/a zu erwarten. Dieses starke

²⁷ Hinzu kommen noch in der Abbildung nicht ausgewiesene Investitionen in Nahwärmenetze von durchschnittlich 0,8 bis 1,0 Mrd. €/a. Diese Summen sind in der nachfolgenden Kostenrechnung enthalten.

Wachstum, das nach 2030 insbesondere durch den Ausbau der solaren Nahwärmeversorgung entsteht, überkompensiert also im Wärmemarkt die auch hier vorhandenen Kostendegressionen.

Aus dem in den nächsten Jahrzehnten etwa stabilen Investitionsvolumen durch den Ausbau der EE entsprechend Szenario 2011 A resultieren stabile Inlandsmärkte und damit Umsätze der EE-Branchen (ähnlich auch in den Szenarien 2011 A', B und C). Im Rahmen dieses Wachstums können die noch zu erwartenden – und erwünschten – Kostendegressionen der Einzeltechniken kompensiert werden. Das ist auch eine entscheidende Voraussetzung dafür, dass die weiteren Chancen für die Technologieführerschaft in der Mehrzahl der EE-Technologien auf dem Weltmarkt behalten und somit der Aufbau von Exportmärkten weiter betrieben werden kann. Nur so kann zukünftig in angemessenem Umfang von den beträchtlich wachsenden Auslandsmärkten – wie sie beispielsweise die globalen Szenarien in [Greenpeace 2010] aufzeigen – profitiert werden. Dies bestätigt nachdrücklich die Nützlichkeit (und Notwendigkeit) der EE-Ausbauziele für die Brutto-Endenergie im Energiekonzept von 18% für das Jahr 2020 und von 60% für das Jahr 2050.

Bis Ende 2010 wurden in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung insgesamt rund 150 Mrd. € investiert. Zwischen 2011 und 2020 wird das Investitionsvolumen im Szenario 2011 A mit weiteren 183 Mrd. € diesen Wert deutlich übertreffen. Den größten Anteil daran hat die Photovoltaik mit 62 Mrd. €. An zweiter Stelle steht die Windenergie mit 49 Mrd. €, gefolgt von der Biomasse (Strom und Wärme) mit 27 Mrd. € und Solarkollektoren mit 25 Mrd. €. Umwelt- und Erdwärme (Wärme + Strom) kommen auf 17 Mrd. €. Auch in den nächsten Jahrzehnten bis 2050 bleibt das Niveau der EE-Investitionen (Neuanlagen und Ersatz von Altanlagen) mit ~200 Mrd. € pro Jahrzehnt im Szenario 2011 A nahezu unverändert.

Tabelle 7-1: Investitionsvolumina in 2020, sowie in 2050 für Szenario 2011A und Szenario-THG95 (Mrd. €_{2009/a})

	Photo- voltaik	Wind- energie	Bio- masse	Kollek- toren	Umwelt-, Erdwärme	Strom- import	Elektro- lyse	Summe*)
2011	16,5	2,5	3,4	1,4	1,3	0	0	25,2
2020	3,6	6,4	2,3	3,1	2,0	0,8	0	18,4
2050; Szenario 2011 A	2,3	5,5	2,9	4,1	2,9	1,8	1,4	21,3
2050; Szenario 2011 THG95	3,1	8,2	2,9	4,1	5,0	7,0	2,7	33,2

*) einschließlich Wasserkraft

Deutlich höher steigen die Investitionen in den Zeitabschnitten nach 2030, wenn das Szenario 2011 THG95 verwirklicht werden soll (Tabelle 7-1). Im Jahrzehnt 2030 bis 2040 belaufen sie sich bereits auf 250 Mrd. € und steigen im Jahrzehnt 2040 bis 2050 auf 330 Mrd. € und im Jahrzehnt 2050 bis 2060 auf 380 Mrd. €. Hauptträger der Dynamik sind die Windenergie und die Solarenergie (Photovoltaik und Kollektoren). Auch die Geothermie hat bei entsprechend hohen Investitionen in die Stromerzeugung dann eine große Bedeutung. Hinzu kommen die anteiligen Investitionen für den EE-Stromimport nach Deutschland in Höhe von

7 Mrd. €/a. Zusammen mit Wasserkraft werden in 2050 im Szenario 2011 A 21,3 Mrd. €/a investiert. Im Vergleich dazu sind es im Szenario 2011 THG95 33,2 Mrd. €/a.

7.1.2 Investitionen in die „konventionelle“ Energieversorgung

Um die in Abschnitt 7.1.1 erläuterten Investitionen in erneuerbare Energien einordnen zu können, ist ein Vergleich mit den derzeit und zukünftig ebenfalls noch erforderlichen Investitionen für die konventionelle Energieversorgung nützlich. Betrachtet werden dazu im Stromsektor Investitionen in konventionelle Kraftwerke, wie sie sich aus den in Abschnitt 4.2.3 ermittelten Neubauten im Rahmen des Szenarios 2011 A ergeben. Dabei handelt es sich bis 2020 um knapp 23 GW Leistung und um weitere 10 GW zwischen 2020 und 2030. Gut die Hälfte davon werden im Szenario 2011 A in Kraft-Wärme-Kopplung errichtet. Berücksichtigt werden ebenfalls neue Pumpspeicher. Hier wird von rund 2,5 GW Zubau bis 2030 ausgegangen. Investitionen in Stromnetze und ggf. in weitere Speicher werden nicht betrachtet. Im Wärmesektor werden die laufenden Investitionen in konventionelle Heizungsanlagen (Gas- und Ölelzeinheizungen) sowie in Hausstationen für die fossile Fernwärmeversorgung berücksichtigt. Ebenfalls enthalten sind Investitionen in Nahwärmenetze für fossile gefeuerte BHKW, nicht jedoch Erweiterungs- oder Erhaltungsinvestitionen in große Fernwärmenetze. Zusätzlich werden auch Investitionen für fossil gefeuerte Prozesswärmeanlagen betrachtet. Das Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist in Abbildung 7.2 dargestellt.

Im Stromsektor (linke Seite in Abbildung 7.2) überwiegen eindeutig die Investitionen in EE-Anlagen. Die Investitionen in fossile Kraftwerke (einschließlich Pumpspeicher) sind im nächsten Jahrzehnt mit durchschnittlich 4 Mrd. €/a (bis 2015) bzw. 2 Mrd. €/a (2015-2020) noch relativ hoch. Danach sinken sie tendenziell auf eine Größenordnung von durchschnittlich 1 Mrd. €/a. Enthalten sind darin auch Ersatzinvestitionen in gasgefeuerte Anlagen, die längerfristig mit EE-Wasserstoff oder EE-Methan betrieben werden. Demnach sind bis 2030 insgesamt rund 40 Mrd. € in konventionelle Kraftwerke zu investieren; für erneuerbare Energien zur Stromerzeugung sind es dagegen rund 240 Mrd. €.

Im Wärmesektor macht sich der derzeit noch geringe Beitrag der EE auch in der Investitionsaufteilung bemerkbar. Im jetzigen Jahrzehnt überwiegen mit durchschnittlich 9 bis 11 Mrd. €/a eindeutig die konventionellen Anlagen. Danach stellt sich mit je rund 7 Mrd. €/a zunächst ein Gleichstand ein, erst nach 2035 dominieren die Investitionen in EE-Anlagen eindeutig. Insgesamt sinkt der Investitionsbedarf in Anlagen zur Wärmebereitstellung von derzeit rund 15 Mrd. €/a auf rund 10 Mrd. €/a, weil mit der in den Szenarien angenommenen deutlich Senkung des Wärmebedarfs auch die erforderlichen Leistungen für Wärmeerzeuger in Zukunft deutlich zurückgehen.

Festzuhalten ist auch, dass sich das gesamte Investitionsvolumen von Strom- und Wärmesektor in einer vergleichbarer Größenordnung von jeweils 12 bis 15 Mrd. €/a bewegt, also beide Sektoren gesamtwirtschaftlich dieselbe Bedeutung haben.

- Szenario 2011 A -

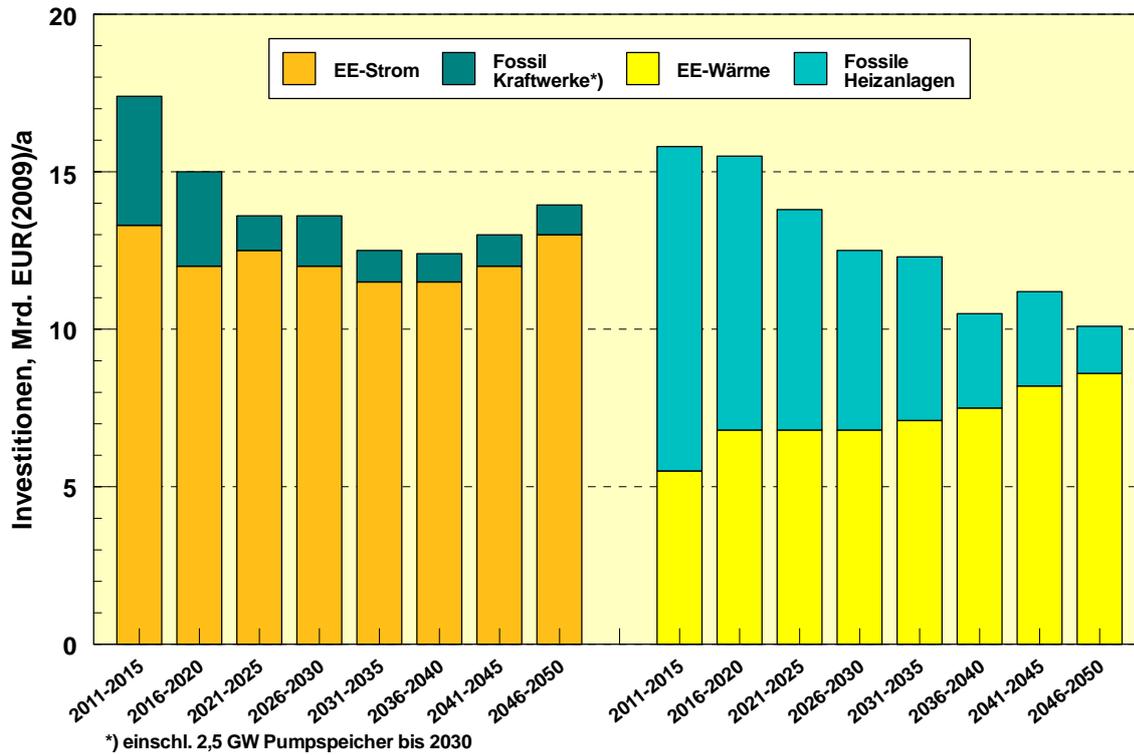


Abbildung 7.2: Jährliche Investitionen (jeweils Mittelwerte von 5-Jahres Abschnitten) in EE-Anlagen und konventionelle Anlagen (Strom und Wärme) im Vergleich

7.1.3 Strom- und Wärmegestehungskosten erneuerbarer Energien

Das stetige und teilweise beträchtliche Wachstum der EE in den Szenarien 2011 ist Voraussetzung dafür, dass für die meisten EE-Technologien entsprechend den Lernraten noch weitere Kostensenkungen erreichbar sind. Insbesondere gilt das für diejenigen, die noch am Beginn ihrer energiewirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen. Im Einzelnen wurden die detaillierten Kostenannahmen für die Einzeltechniken bereits in [Nitsch et al. 2011] vorgestellt. Mit aktuellen Anpassungen (u. a. bei Solarkollektoren und Photovoltaik) wurden diese Kosten auch in dieser Untersuchung verwendet. Alle folgenden Gestehungskosten stellen reale Kosten dar, bezogen auf das Jahr 2009. Für die Stromversorgung ist die Entwicklung für Neuanlagen in Abbildung 7.3 dargestellt.

Weitere deutliche Kostendegressionen zeigen die Photovoltaik, die bereits im Jahr 2015 mittlere Stromgestehungskosten von 19 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Mittelwert 2011: ~28 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) erreichen wird. Im Jahr 2020 kann der mittlere Wert bei 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} liegen. Langfristig kann sie auch in Mitteleuropa auf Stromgestehungskosten um 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gelangen. Nur noch geringe Kostendegressionspotenziale besitzen Windanlagen an Land. Um 2020 wird von mittleren Kosten von 6,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} ausgegangen, längerfristig kann sich ein Kostenniveau von 5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} einstellen. Die (Offshore-) Windenergie kann bei kontinuierlichem Ausbau und entsprechender Marktausweitung bis 2020 Stromkosten um 9 ct₂₀₀₉/kWh erreichen. Längerfristig können auch ihre Stromkosten unter 6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gelangen. Auch solarthermische Kraftwerke (europäischer Verbund in der Abbildung 7.3) können noch eine deutliche Lernkurve durchlaufen, wenn sie in den nächsten Jahren in größerem Ausmaß installiert

werden. Steht um 2020 ein HGÜ-Transportnetz zur Verfügung kann einschließlich Transportkosten Strom frei deutscher Grenze um 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el} bereitgestellt werden, längerfristig können die Kosten auf ~7 ct₂₀₀₉/kWh_{el} sinken.

Bei der Stromerzeugung aus Geothermie, wie auch bei den Techniken der Nutzung von Biomasse und von Biogas, die Strom und Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitstellen, werden die zukünftigen Stromgestehungskosten deutlich durch steigende Wärmegutschriften bestimmt. Letztere belaufen sich im Preispfad A im Jahr 2020 real auf 6,5 ct₂₀₀₉/kWh_{th} und steigen längerfristig (2050) noch auf 7 bis 8 ct₂₀₀₉/kWh_{th}. Bei Biomasse und Biogas wird davon ausgegangen, dass die bisher unzulängliche Wärmenutzung sich mittelfristig deutlich verbessert und längerfristig nur noch KWK-Anlagen betrieben werden. Steigende Tendenz haben dagegen die Preise für Biobrennstoffe. Unter diesen Voraussetzungen stellen sich mittelfristig mittlere Stromgestehungskosten bei Biomasse-HKW um 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el} ein (Bandbreite der Einzeltechniken 7,5 bis 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el}; mit Berücksichtigung von Wärmegutschriften). Biogasanlagen (einschließlich Deponiegas und Klärgas) liegen im Mittel derzeit bei 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Bandbreite 7 bis 17 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und können unter der Voraussetzung weitgehender Wärmenutzung längerfristig Stromkosten um 8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} erreichen. Gelingt eine umfassende Wärmenutzung nicht, so ist längerfristig mit 2,0 bis 2,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} höheren Stromkosten von Biomasse- und Biogasanlagen zu rechnen. Um die hier ermittelten zukünftig günstigen Stromgestehungskosten für Biomasse- und Biogasanlagen zu erreichen, sind also noch entsprechende Anreize bzw. ordnungsrechtliche Vorgaben für eine möglichst weitgehende Nutzung der bei der Strombereitstellung anfallenden Wärme in Nahwärmenetzen erforderlich.

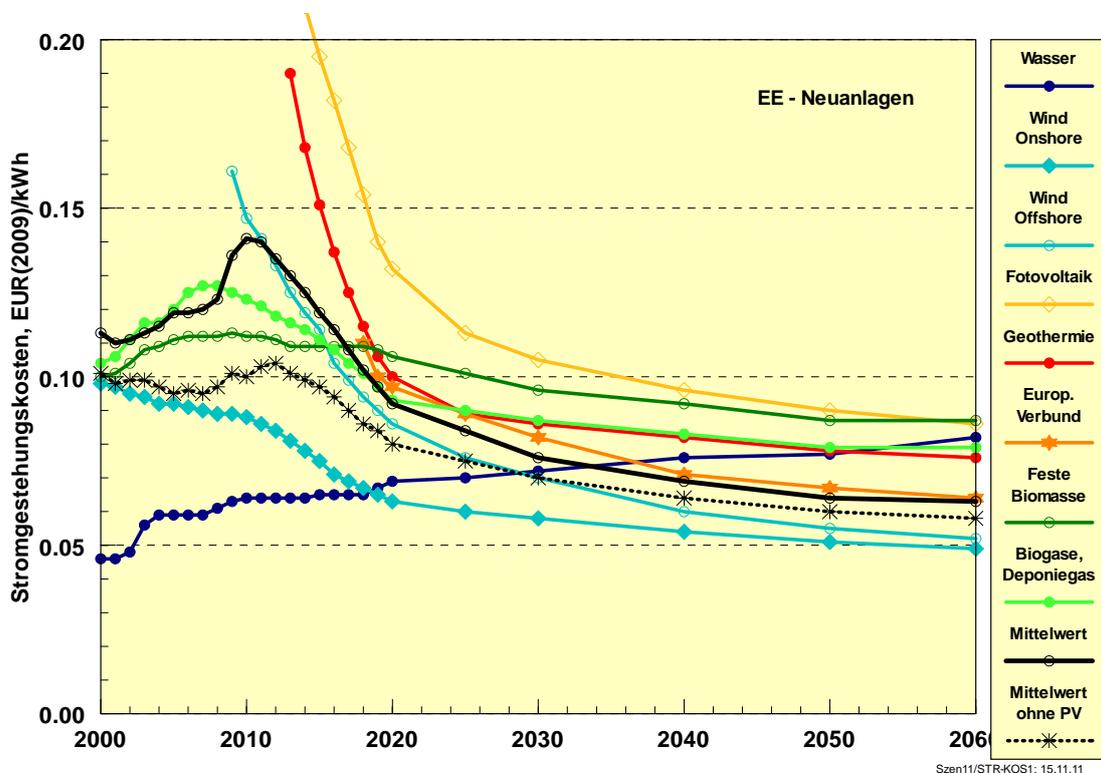


Abbildung 7.3: Zukünftige Kostenentwicklung der Strom erzeugenden EE-Techniken bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Szenario 2011 A *)

*) Preisbasis 2009; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aller im Szenario 2011 A installierten Neuanlagen lagen 2010 bei 14 ct/kWh_{el} (ohne Photovoltaik bei 10 ct/kWh_{el}; schwarze Linien in Abbildung 7.3). Sie sind wegen des starken Zubaus der Photovoltaik in den letzten Jahren deutlich gestiegen, die Unterschiede zum Mittelwert ohne Photovoltaik sind daher derzeit mit 4 ct₂₀₀₉/kWh_{el} besonders groß. Das Maximum ist jetzt allerdings erreicht, bis 2020 sinkt der Mittelwert des Gesamtmixes deutlich auf 9,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (ohne Photovoltaik 8,0 ct₂₀₀₉/kWh_{el}), bis 2030 auf 7,6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (7,0 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 6,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (6,0 ct₂₀₀₉/kWh_{el}). Für alle EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich so längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el} ein. Eine Ausnahme vom sinkenden Trend stellt die Wasserkraft dar, bei der die Stromgestehungskosten neuer bzw. modernisierter Anlagen in Zukunft leicht steigen werden.

Von wesentlicher Bedeutung für einen ökonomischen Vergleich von EE- und konventionellen Technologien ist, dass die EE-Kostenentwicklung im Vergleich zu einer rohstoffbasierten Energieversorgung langfristig wesentlich besser kalkulierbar ist, da sie überwiegend durch technologische Entwicklungen und den erforderlichen Kapitaleinsatz beeinflusst wird. Hier konnten in der Vergangenheit, insbesondere bei Wind und Photovoltaik, große Fortschritte erzielt werden. Die entsprechende Weiterentwicklung der EE-Technologien bietet daher die Chance, sich von den starken Preisschwankungen und insbesondere den unaufhaltsam steigenden Preisen fossiler Energieträger zu entkoppeln. Die dadurch gewonnene Stabilität ist insbesondere für die erfolgreiche Entwicklung von Volkswirtschaften, die sich in Schwellen- und Entwicklungsländern noch in der Aufbauphase befinden, von nicht zu unterschätzender Bedeutung. Außerdem stellen EE in wachsendem Ausmaß ein volkswirtschaftliches Wachstumssegment dar, das wesentliche Nachhaltigkeitskriterien erfüllt. Sie können also zukünftig umweltschädigende und ressourcenverzehrende Wachstumsfelder ablösen.

Von Bedeutung sind auch die Stromgestehungskosten des Gesamtbestands an Alt- und Neuanlagen in einem bestimmten Jahr (Abbildung 7.4). Für die Mittelwerte des EE-Mixes im Szenario 2011 A sind diese Kosten der Kostenkurve der Neuanlagen (jeweils mit und ohne Photovoltaik) gegenübergestellt worden. Der große Anteil älterer Wasserkraftanlagen mit günstigen Stromgestehungskosten um 3 ct₂₀₀₉/kWh_{el} führte noch um 2000 zu Kosten des damaligen EE-Gesamtbestands um 5 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Inzwischen ist dieser Wert wegen des Hinzutretens teurerer EE-Neuanlagen, insbesondere der Photovoltaik, deutlich gestiegen und lag im Jahr 2010 bei 12,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Er dürfte bis 2012 noch weiter auf knapp 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} steigen.

Danach werden die jeweiligen Neuanlagen im Mittel kostengünstiger als der Gesamtbestand des betreffenden Jahres. Die Kosten des Gesamtbestands folgen somit der weiteren Kostenentwicklung der Neuanlagen. Auch hier wird die durch den derzeitigen starken Zubau der Photovoltaik hervorgerufene Kostendifferenz sichtbar, wenn man den Mittelwert ohne Photovoltaik (gestrichelte Linie in Abbildung 7.4) zum Vergleich hinzuzieht.

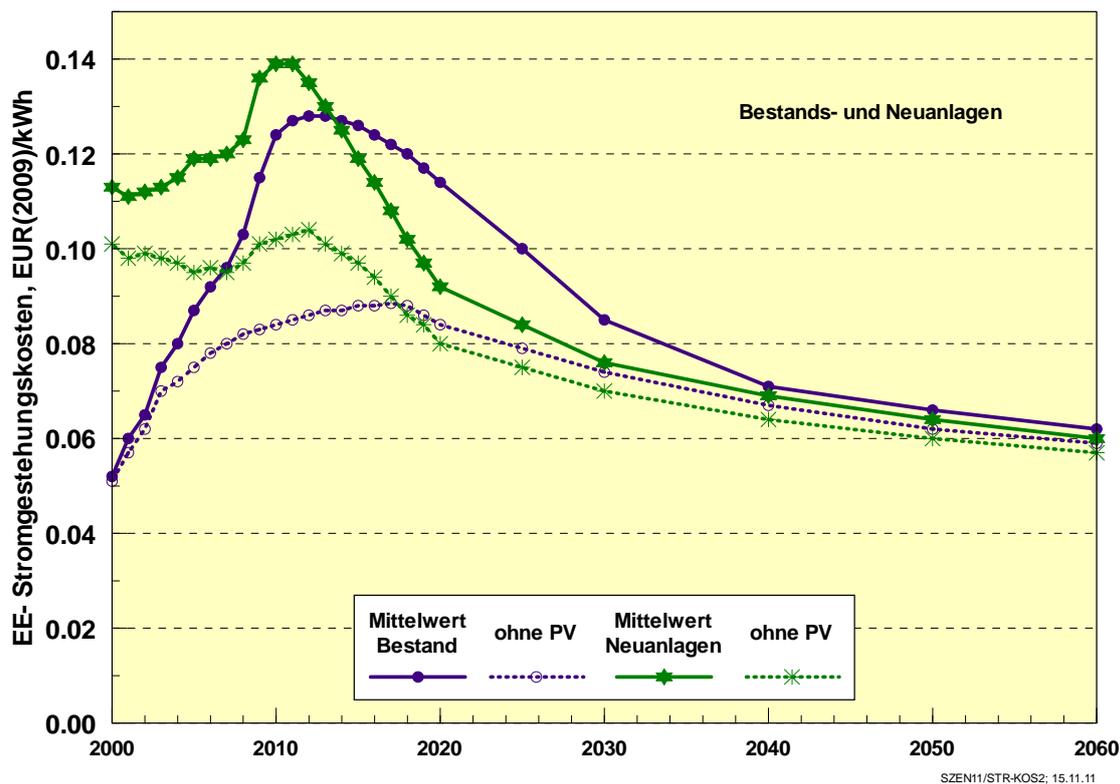


Abbildung 7.4: Stromgestehungskosten für den EE-Neuanlagenmix und den jeweiligen Bestand (d. h. inkl. EE-Altanlagen) im Szenario 2011 A (gestrichelte Kurven ohne Photovoltaik)

Mit geringer werdenden Lernfaktoren gleichen sich die beiden Kurven immer mehr an. Der Einfluss der derzeit noch relativ teuren Photovoltaik auf die beiden Kostenverläufe wird durch die gestrichelten Kurven in Abbildung 7.4 dargestellt. Die Kostendifferenz des Mittelwertes mit und ohne Photovoltaik ist mit rund $4 \text{ ct}_{2009}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in der derzeitigen Phase des starken Wachstums der Photovoltaik erheblich. Der Mittelwert der Bestandsanlagen ohne Photovoltaik steigt maximal auf $8,8 \text{ ct}_{2009}/\text{kWh}_{\text{el}}$, der von Neuanlagen auf rund $10,3 \text{ ct}_{2009}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Mit zunehmender Kostenreduktion der Photovoltaik verringert sich aber die Kostendifferenz deutlich und beträgt im Jahr 2030 nur noch $1,0 \text{ ct}_{2009}/\text{kWh}_{\text{el}}$ beim Gesamtbestand und $0,6 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ bei Neuanlagen.

Für die reine Wärmeerzeugung aus EE sind die Kostenentwicklungen in Abbildung 7.5 dargestellt, wobei es sich ebenfalls um Mittelwerte einer größeren Anzahl von Einzeltechniken handelt. Relativ kostspielig ist immer noch Wärme aus Solarkollektoranlagen mit derzeit $22 \text{ ct}_{2009}/\text{kWh}_{\text{th}}$. Der noch kleine und unbefriedigend wachsende Markt konnte noch keine deutlichen Kostendegressionen induzieren, die prinzipiell bei größeren Umsätzen und stabilen Markterwartungen möglich sind. Kostengünstiger können größere Solarkollektoranlagen in Kombination mit Nahwärmenetzen Wärme bereitstellen. Sie sind aber bisher nur in sehr geringem Umfang gebaut worden, so dass auch hier Kostendegressionen bisher ausgeblieben sind. Auch Wärmepumpen und hydrothermale Anlagen können bei deutlich größeren Umsätzen noch kostengünstiger werden. Um die technologisch noch möglichen Kostendegressionen zu mobilisieren, sind also wesentlich stabilere Marktanreize erforderlich als sie die bisherige Förderpolitik hervorgebracht hat.

Denkbar ist u. a. ein Bonus- oder Prämienmodell, in dem Betreiber von EE-Wärmeanlagen einen gesetzlich festgelegten, über 20 Jahre konstanten, nach Erzeugungstechnologie differenzierten Bonus auf den tatsächlichen Ertrag ihrer Anlage an erneuerbarer Wärme erhalten. Alternativ könnten Boni auch für die Reduktion des Primärenergieverbrauchs oder von THG-Emissionen gewährt werden. Die anfallenden Kosten für die Boni werden auf Importeure und heimische Erzeuger von fossilen Brennstoffen umgelegt. Die Umlage selbst kann sich dabei eng an die Energiesteuer anlehnen. So können z. B. Brennstoffmengen, die für die Stromerzeugung genutzt werden, von der Bonus-Umlage befreit werden. Die Brennstoff-Importeure bzw. -Erzeuger reichen die Bonus-Umlage schließlich an die Endverbraucher weiter. Somit wären der EE-Wärmebonus und die daraus resultierenden Investitionsanreize in EE-Wärmeanlagen unabhängig von der jeweiligen Lage des Bundeshaushaltes, was eine Verstärkung der Investitionen in EE-Wärme nach sich ziehen würde.

Biomasseheizungen besitzen im Gegensatz zu Solar- und Geothermie keine Kostensenkungspotenziale. Weitere (geringe) Fortschritte in der Technik werden durch tendenziell steigende Kosten für Biomassebrennstoffe kompensiert. Heizwerke sind einschließlich der Netzverteilung etwas kostengünstiger als Einzelheizungen. Wegen der großen Dominanz der Biomasse an der Wärmebereitstellung ist der Mittelwert aller ausschließlich Wärme erzeugenden Systeme derzeit praktisch mit den Kosten der Biomasse-Einzelheizung identisch und liegt bei rund 12 ct₂₀₀₉/kWh_{th}. Das langfristige mittlere Kostenniveau der Wärmebereitstellung aus EE kann rund 10 ct₂₀₀₉/kWh_{th} erreichen, wenn insbesondere die Kostendegressionen bei Kollektoranlagen eintreten und Nahwärmanlagen in größerem Umfang errichtet werden.

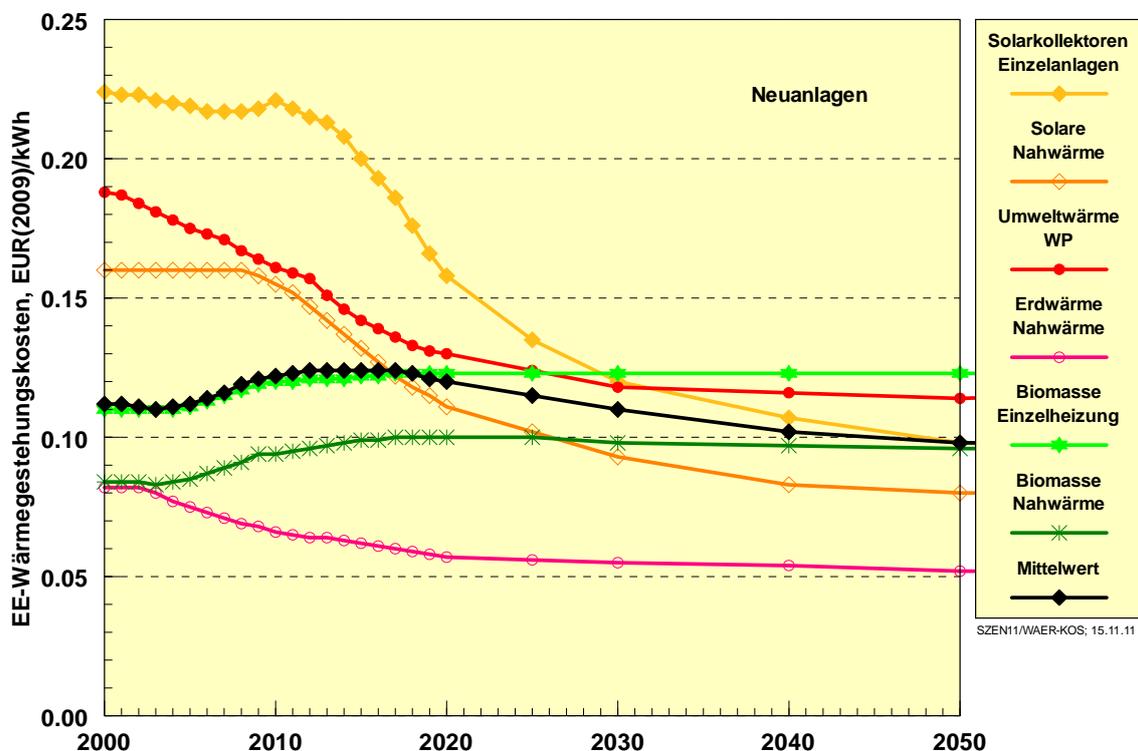


Abbildung 7.5: Kostenentwicklung von Kollektoren, Umwelt- und Erdwärme, Biomasseanlagen im Szenario 2011 A *)

*) jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten; realer Zinssatz 6%/a

7.1.4 Stromgestehungskosten neuer fossiler Kondensationskraftwerke

Die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von EE-Investitionen hängt auch entscheidend von den Annahmen zur Entwicklung des Energiepreisniveaus der jetzigen bzw. der zukünftigen konventionellen Energieversorgung auf fossiler Basis ab. Je nach unterstellten Preispfaden für fossile Energieträger können sich sehr unterschiedliche anlegbare Preise bzw. Kosten für den Vergleich mit den Kosten erneuerbarer Energien ergeben. Für den Stromsektor wurden die Stromgestehungskosten neuer Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke auf der Basis der in Kapitel 2.3 erläuterten Brennstoffpreisentwicklung (Preispfade A, B und C) ermittelt. (vgl. dazu Abbildung 2.5). Dort ist auch die angenommene Preisentwicklung für die CO₂-Zertifikate angegeben. Einen Überblick über die Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke zeigt Abbildung 7.6. Dabei wurde eine Ausnutzung der Kraftwerke von 6000 h/a zugrunde gelegt. Ausgehend von derzeitigen Gestehungskosten um 5 bis 6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} sind zukünftig in jedem Fall steigende Gestehungskosten (Vollkosten) für Neuanlagen zu erwarten. Ersichtlich ist, dass das zukünftige Kostenniveau fossiler Anlagen entscheidend von den Annahmen zur zukünftigen Brennstoffpreisentwicklung und von der Wirksamkeit des Emissionshandels, d. h. vom Niveau der sich einstellenden CO₂-Preise, abhängt. Während bei Braunkohlekraftwerken nahezu ausschließlich der Emissionshandel zu Preisanstiegen führt, dominieren bei Gaskraftwerken die Brennstoffpreise. Bei Steinkohlekraftwerken haben beide Komponenten ähnliche Wirkungen.

Bei im Jahr 2020 neu in Betrieb gehenden Kraftwerken werden beim Eintreten des Preispfads A („Deutlich“) die Stromgestehungskosten bereits zwischen 6,0 und 7,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} liegen (Abbildung 7.6). Im Jahr 2030 wird Erdgasstrom im Preispfad A rund 9,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und Steinkohlestrom 9,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} kosten. Strom aus Braunkohle liegt dann bei 7,3 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Bereits zu diesem Zeitpunkt sind also die Gestehungskosten für EE-Strom mit rund 7,6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Mittelwert aller Neuanlagen) deutlich geringer als Strom aus neuen Steinkohle- und Gaskraftwerken. Dies setzt allerdings einen konsequenten Emissionshandel mit deutlich steigenden CO₂-Preisen voraus (Pfad A: 45 €/t CO₂ in 2030). Im niedrigeren Preispfad B (34 €/t CO₂ in 2030) liegen die entsprechenden Werte im Jahr 2030 für Erdgaskraftwerke bei 7,9 ct₂₀₀₉/kWh_{el}, für Steinkohlekraftwerke bei 8,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und für Braunkohlekraftwerke bei 6,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Auch nach 2030 nimmt der Kostenanstieg weiter zu, so dass Strom aus Steinkohle im Jahr 2050 beim Preispfad A (Preispfad B) knapp 14 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (11 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und Strom aus Erdgas gut 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (10,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) kosten wird. Nur Braunkohlestrom liegt noch knapp unter der 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el}-Grenze (8,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}).

Dabei wird die unterstellte Ausnutzungsdauer von 6000 h/a für neue fossile Kraftwerke zukünftig nur schwer zu erreichen sein, da sie in immer stärkerem Maße „nur“ für die Deckung der nach weitgehender Nutzung des EE-Stromangebots verbleibenden Residuallast eingesetzt werden können. Die Gestehungskosten nach Abbildung 7.6 sind daher – im Rahmen des jeweiligen Preispfads – als unterer Grenzwert anzusehen. Geht man von einer geringeren Auslastung (4000 h/a) aus, so steigen die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der jeweiligen Kapitalkosten für Gaskraftwerke um rund 0,6 ct₂₀₀₉/kWh_{el}, für Steinkohlekraftwerke um rund 1 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und für Braunkohlekraftwerke um 1,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Die sich bereits ab 2020 bei 6000 h/a gegenüber Steinkohle abzeichnenden Kostenvorteile von Gaskraftwerken werden dadurch noch größer.

- Preispfad A: "Deutlich" (Zins 6%/a, Abschr. 25 a, 6000 h/a) -

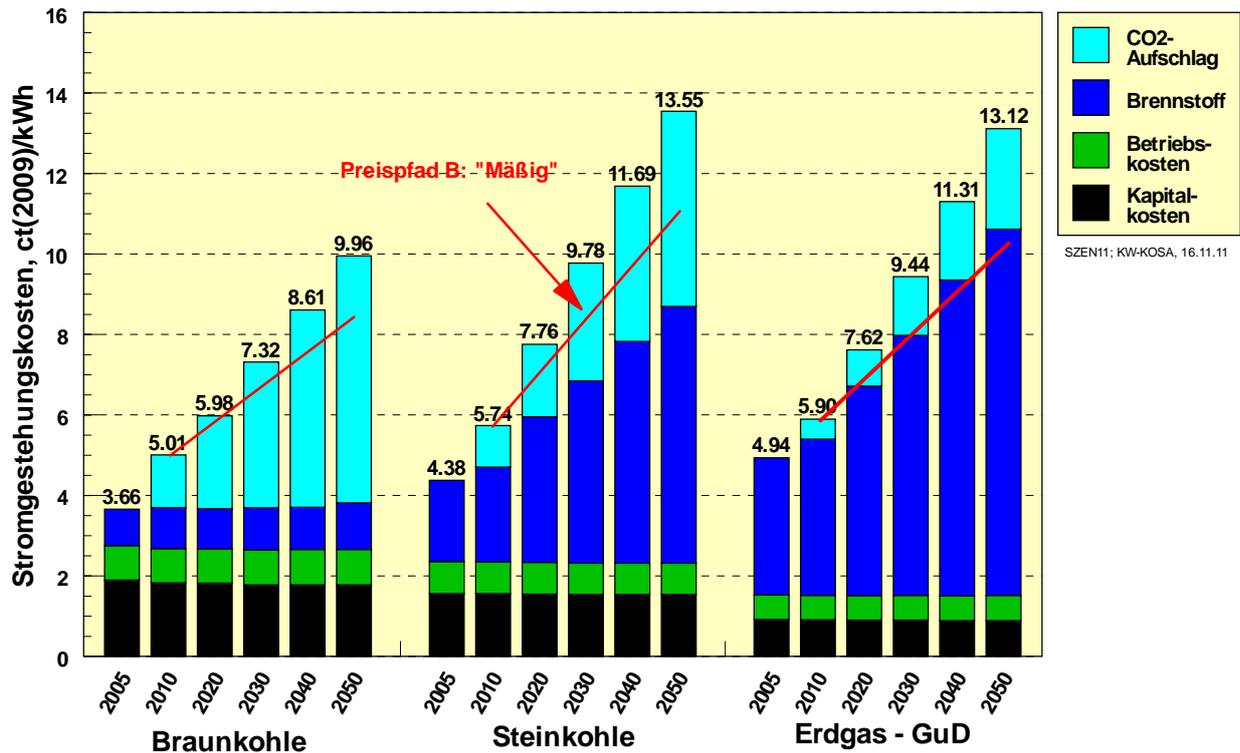


Abbildung 7.6: Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (6000 Vollaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO₂-Kosten für die Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“

Die bei ernsthaften Klimaschutzbemühungen eintretende deutliche Stromkostensteigerung, wie sie in Abbildung 7.6 dargestellt ist, zeigt dennoch nicht das vollständige Bild hinsichtlich der tatsächlichen Kosten einer fossilen Stromerzeugung. Würde man die bisher nicht internalisierten Folgekosten des Klimawandels, wie sie in verschiedenen Untersuchungen ermittelt wurden (s. z. B. [Krewitt/Schlomann 2006], [Breitschopf et al. 2010a]), in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation von Stromgestehungskosten berücksichtigen, so läge bereits heute das Kostenniveau um 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el}, welches dann (entsprechend der unterstellten Brennstoffpreisanstiege) mittelfristig auf 12 bis 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} anwächst (Preispfad A; s. Tabelle 7-2). Für Braun- und Steinkohlekraftwerke fallen die – gegenüber rein betriebswirtschaftlich ermittelten – zusätzlichen Kosten recht hoch aus (~7,0 bzw. ~5,5 ct/kWh_{el}), während sie bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit ~3 ct/kWh_{el} deutlich geringer sind. Es wird analog [Krewitt/Schlomann 2006] und vergleichbarer Studien angenommen, dass der weitaus größte Anteil der externen Kosten aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsen Klimawandels resultiert. Diese werden hier mit einem repräsentativen Mittelwert aus obigen Studien in Höhe von 75 €/t CO₂ charakterisiert²⁸.

Die große Diskrepanz zu den heute tatsächlich betriebswirtschaftlich kalkulierten Kosten zeigt, dass die aus Umweltgesichtspunkten falschen Preissignale, die zur heutigen Kraftwerksstruktur führten, rasch und deutlich korrigiert werden müssen, wenn zukünftig ein unter

²⁸ Externe Kosten der Kernenergienutzung, deren Höhe aus methodischen Gründen sehr unterschiedlich ausfallen, sind nicht berücksichtigt.

Klimagesichtspunkten akzeptables Energiesystem unter dem Regime von „korrekten Marktpreisen“ entstehen soll. Dieses Versagen des Marktes bei der Steuerung zukunftsfähiger Innovationen wird auch weiterhin in vielen einschlägigen Untersuchungen zur Zukunft der Energieversorgung ausgeblendet. Dies lässt sich an den Annahmen verschiedener Untersuchungen zur zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energieträger feststellen. Als Beispiel dazu werden entsprechende Angaben für die Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung herangezogen [EWI 2010]. Die dort angenommenen sehr geringeren Preisanstiege führen zu sehr niedrigen Stromkosten für fossile Neukraftwerke (Tabelle 7-2). Da der bereits bestehende Kraftwerkspark zusätzlich mit teilweise bis vollständig abgedeckten Kosten kalkuliert wird, wird vielfach auch für die Zukunft von einem unverändert auf heutigem Niveau verharrenden Stromkostenniveau ausgegangen.

Hält man derartige Angaben für die mittel- und langfristige Zukunft für belastbar (oder gar für „unverzichtbar“), so kommt man bezüglich der Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor zu deutlich anderen Schlussfolgerungen als in dieser Untersuchung. Aus heutiger Sicht (vgl. Abschnitt 2.3) sind solche geringen Kostensteigerungen der fossilen Energieversorgung unwahrscheinlich. Werden sie aber, ohne eine zusätzliche Bandbreite zu berücksichtigen, als Grundlage für die Formulierung von Handlungsempfehlungen verwendet, so besteht die Gefahr einer relativ einseitigen Fixierung auf fossile, da scheinbar kostengünstige Optionen. Investitionen in Effizienzsteigerungen und in EE erscheinen demgegenüber erheblich kostspieliger, als es bei einer Bewertung unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten der Fall ist.

Tabelle 7-2: Preise von CO₂-Zertifikaten (€₂₀₀₉/t) für verschiedene Preispfade, Stromgestehungskosten (ct₂₀₀₉/kWh_{th}) neuer Kraftwerke bei einer Ausnutzungsdauer von 6000 h/a (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 25 a)

	2010	2020	2030	2040	2050
Preispfad A					
CO ₂ -Preis	14,3	27	45	60	75
Erdgas	5,9	7,6	9,4	11,3	13,1
Steinkohle	5,7	7,7	9,8	11,7	13,6
Braunkohle	5,0	6,0	7,3	8,6	10,0
Preispfad B					
CO ₂ -Preis	14,3	23	34	45	57
Erdgas	5,9	6,8	7,6	9,0	10,1
Steinkohle	5,7	6,8	8,0	9,3	10,6
Braunkohle	5,0	5,6	6,4	7,3	8,4
Preispfad A, zusätzlich volle Internalisierung von Klimaschutzkosten (75 €/t CO₂) ab 2010					
CO ₂ -Preis	75	75	75	75	75
Erdgas	8,0	9,2	10,4	11,8	13,1
Steinkohle	10,1	10,9	11,7	12,7	13,6
Braunkohle	10,7	10,1	9,8	9,9	10,0
Preispfad nach Szenarien zum Energiekonzept [EWI 2010]					
CO ₂ -Preis	14,3	20	38	57	75
Erdgas	4,9	5,0	5,8	6,7	7,6
Steinkohle	5,0	5,3	6,5	7,7	8,8
Braunkohle	4,8	5,5	6,7	8,0	9,3

7.1.5 Anlegbare Strom- und Wärmepreise zur Ermittlung der „Kosten“ des EE-Ausbaus

Aus den oben erläuterten Stromgestehungskosten fossiler Neukraftwerke und denjenigen des bestehenden fossil/nuklearen Kraftwerksparks lässt sich unter Berücksichtigung der „Merit order“-Einsatzstrategien und unter Beachtung zukünftig erreichbarer Kraftwerksauslastungen eine mögliche Bandbreite mittlerer anlegbarer Stromerzeugungskosten (frei Kraftwerk; ohne Netz- bzw. Übertragungskosten) ableiten (Tabelle 7-3). Mit diesen Stromerzeugungskosten (gewichtete Gestehungskosten auf Vollkostenbasis) können die Stromgestehungskosten der EE verglichen werden, wenn die volkswirtschaftliche Wirkung des EE-Ausbaus dargestellt werden soll. Der Tabelle können die Kostendaten für die hier benutzten Preispfade A und B entnommen werden. Vom heutigen Niveau (4,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) ausgehend, liegen die anlegbaren Stromkosten in 2020 zwischen 6,4 und 7,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Der stetige weitere Anstieg führt bis 2050 zu einer Bandbreite von 10,5 bis 14,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el}.

Tabelle 7-3: Bandbreite anlegbarer Stromkosten auf der Basis von Vollkosten der fossilen (und nuklearen) Stromerzeugung für verschiedene Preispfade

Anlegbare Stromkosten *) in ct(2009)/ kWh				
Jahr	Preispfade		Volle Berücksichtigung externer K.	Preispfad "Sehr niedrig" ***)
	Pfad A "Deutlich"	Pfad B "Mäßig"		
2000	3,50	3,50	9,10	3,50
2005	4,00	4,00	9,50	4,00
2010	4,80	4,80	10,00	4,50
2011	5,00	4,94	10,10	4,60
2012	5,20	5,08	10,20	4,70
2013	5,40	5,22	10,30	4,80
2014	5,60	5,36	10,40	4,90
2015	5,80	5,50	10,50	5,00
2016	6,12	5,68	10,60	5,10
2017	6,44	5,86	10,70	5,20
2018	6,76	6,04	10,80	5,30
2019	7,08	6,22	10,90	5,40
2020	7,40	6,40	11,00	5,50
2025	8,70	7,15	11,40	6,00
2030	10,00	7,90	11,80	6,50
2035	11,15	8,50	12,40	7,15
2040	12,30	9,10	13,00	7,80
2045	13,40	9,80	13,75	8,40
2050	14,50	10,50	14,50	9,00

*) Mittlere Gestehungskosten des jeweiligen fossil/nuklearen Kraftwerksparks (Mix von Alt- und Neukraftwerken)
 **) Vollkosten einer fossilen Stromerzeugung unter Einbeziehung von Klimaschäden infolge energiebedingter CO₂-Emissionen; Preispfad A (mit 75 €/t CO₂)
 ***) in Anlehnung an Preispfad aus [EWI 2010]

Szen 2011/ Strompreis 11/11

Die Angaben werden mit zwei „extremen“ Entwicklungspfaden verglichen. Eine Fortschreibung der Vergangenheit, wie sie die Annahmen für die Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung für Steinkohle und Erdgas unterstellen, führt zu anlegbaren Stromkosten, wie sie im Preispfad „Sehr niedrig“ dargestellt sind. Da dort die Brennstoffkosten kaum steigen, führt erst der merkliche Anstieg der CO₂-Kosten nach 2020 zu einem merklichen Anstieg der Stromkosten, er bleibt aber bis 2050 mit rund 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el} im einstelligen Bereich.

Als oberer Grenzfall ist die volle Berücksichtigung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung dargestellt. Sie können als „ökologisch korrekte“ Stromkosten bezeichnet werden und sind der Vergleichsmaßstab, wenn eine marktgesteuerte Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem stattfinden soll. Bereits heute wären rund 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el} anzusetzen, mittelfristig ~12 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und längerfristig knapp 15 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Unterlegt sind dabei die reinen Brennstoffpreissteigerungen gemäß Preispfad A. Dieser Pfad führt, wie die Werte in Spalte 2 der obigen Tabelle zeigen, mit einer Übergangszeit von 40 Jahren bis zum Jahr 2050 zu korrekten „ökologischen“ Vollkosten.

Die anlegbaren Strompreise gemäß Preispfad A (mit einer möglichen Untergrenze gemäß Preispfad B) sind die aus der Sicht der Autoren relevanten Werte, wenn zukünftig eine weltweit wirksame Klimaschutzstrategie betrieben werden soll und sich zudem Knappheitstendenzen fossiler Energieträger in den Preisen niederschlagen sollen.

Wärmeseitig können die entstehenden Differenzkosten der Einführung Wärme erzeugender EE-Anlagen abgeschätzt werden, wenn von anlegbaren Brennstoffpreise ausgegangen wird. Diese fallen für die verschiedenen Verbrauchergruppen (Haushalte/Kleinverbraucher bzw. Industrie/Großverbraucher) unterschiedlich aus. Auf der Basis dieser Brennstoffpreise können anlegbare Wärmekosten abgeleitet werden. Es wird nach drei unterschiedlichen Kategorien von Wärmekosten unterschieden. Zum einen sind dies die Vollkosten von Heizungsanlagen. Sie dienen zum Vergleich mit Biomasse-einzelheizungen und Wärmepumpenheizungen. Reine Nutzwärmekosten (= Brennstoffkosten/Heizungswirkungsgrad) dienen zum Vergleich mit Solarkollektoranlagen, die lediglich fossilen Brennstoff einsparen, aber keine Heizungsanlage ersetzen. Schließlich werden noch die Wärmekosten konventioneller Nahwärmeversorgung (einschließlich Nahwärmeverteilung) benötigt, um gegen EE-Nahwärmesysteme vergleichen zu können. Mittels der abgeleiteten Wärmekosten lassen sich auch die zukünftigen Wärmegutschriften für KWK-Anlagen auf EE-Basis ermitteln. Sie sind von Bedeutung für die Bestimmung der Stromgestehungskosten von EE-Anlagen mit Wärmeauskopplung (Biomasse und Geothermie), wie sie z. B. der Abbildung 7.3 entnommen werden können. In Tabelle 7-4 ist die angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise für die zwei Verbrauchergruppen in derselben Systematik wie die anlegbaren Stromkosten zusammengestellt.

Während diese im Pfad A deutlich steigen (bis 2030 real um nahezu den Faktor 2, bis 2050 um den Faktor 2,7 bei Haushalten und um den Faktor 1,8 bis 2030 bzw. den Faktor 2,7 bei der Industrie) sind die Anstiege beim Preispfad C äußerst gering. Werden auch hier Klimaschäden mit dem Wert von 75 €/t CO₂ internalisiert, so müssten bereits heute typische Brennstoffkosten für Haushalte bei 8 ct/kWh_{th} und für Industrieverbraucher bei 6 ct/kWh_{th} liegen. Diese Kosten würde sich langfristig den Brennstoffkosten des Pfades A nähern, bei dem im Jahr 2050 ebenfalls von CO₂-Preisen von 75 €/t ausgegangen wird.

Tabelle 7-4: Bandbreite anlegbarer Brennstoffkosten für Haushalte/Kleinverbraucher und Industrie/Großverbraucher für verschiedene Preispfade

Anlegbare Brennstoffkosten *) in ct(2009)/ kWh Haushalte/Kleinverbraucher (ohne MwSt)				
Jahr	Preispfade			
	Pfad A "Deutlich"	Pfad B "Mäßig"	Volle Berück- sichtigung externer K.	Preispfad "Sehr niedrig" ***)
2000	4,00	4,00	6,20	4,00
2005	4,80	4,80	7,00	4,80
2010	5,80	5,80	8,00	5,80
2011	6,10	5,95	8,20	5,90
2012	6,40	6,10	8,40	6,00
2013	6,80	6,20	8,60	6,10
2014	7,10	6,35	8,80	6,20
2015	7,50	6,50	9,00	6,30
2016	7,80	6,70	9,20	6,45
2017	8,00	6,90	9,40	6,60
2018	8,30	7,10	9,60	6,75
2019	8,60	7,30	9,80	6,85
2020	8,90	7,40	10,00	7,00
2025	10,10	8,30	10,90	7,35
2030	11,30	9,20	12,00	8,00
2035	12,45	9,95	13,00	8,50
2040	13,60	10,70	14,00	9,00
2045	14,60	11,25	14,80	9,45
2050	15,60	11,80	15,60	9,90

*) Mittelwert Heizöl, leicht und Erdgas
 **) unter Einbeziehung von Klimaschäden infolge energiebed.
 CO2-Emissionen; Preispfad A (mit 75 €/t CO2 ab 2010)
 ***) in Anlehnung an Preispfad aus [EWI 2010]

Szen 2011/ Anleg-kosten 2011

Anlegbare Brennstoffkosten *) in ct(2009)/ kWh Industrie				
Jahr	Preispfade			
	Pfad A "Deutlich"	Pfad B "Mäßig"	Volle Berück- sichtigung externer K.	Preispfad "Sehr niedrig" ***)
2000	2,80	2,80	5,00	2,80
2005	3,50	3,50	5,50	3,50
2010	4,20	4,20	6,00	4,20
2011	4,30	4,30	6,10	4,25
2012	4,50	4,40	6,20	4,30
2013	4,70	4,50	6,30	4,35
2014	4,80	4,55	6,40	4,40
2015	5,00	4,60	6,50	4,50
2016	5,20	4,70	6,70	4,50
2017	5,40	4,90	6,80	4,50
2018	5,60	5,00	7,00	4,50
2019	5,80	5,10	7,10	4,50
2020	6,00	5,20	7,20	5,00
2025	6,85	5,75	7,80	5,30
2030	7,70	6,30	8,40	5,60
2035	8,70	6,85	9,10	5,95
2040	9,60	7,40	9,80	6,30
2045	10,50	8,00	10,60	6,65
2050	11,40	8,60	11,40	7,00

*) Mittelwert Heizöl, leicht und Erdgas
 **) unter Einbeziehung von Klimaschäden infolge energiebed.
 CO2-Emissionen; Preispfad A (mit 75 €/t CO2 ab 2010)
 ***) in Anlehnung an Preispfad aus [EWI 2010]

Szen 2011/ Anleg-kosten 2011

Schließlich ist auch noch die zukünftige Kostenentwicklung für fossile Kraftstoffe für die Differenzkostenermittlung von Bedeutung. Tabelle 7-5 zeigt die angenommenen Werten (ohne Mineralölsteuer und MwSt.) als Mittelwert für Benzin/Diesel. Sie dienen zum Vergleich mit den Gesteinskosten von Biokraftstoffen und den Kosten von EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan. Im Unterschied zum Kostenvergleich im Strom- und Wärmesektor ist der Vergleich hier nur eine erste Näherung, da eine Bewertung der Kostenunterschiede der unterschiedlichen Fahrzeugtypen und der Kostendifferenzen unterschiedlicher Infrastrukturen den Rahmen dieser Studie gesprengt hätte.

Tabelle 7-5: Mittlere Kosten fossiler Kraftstoffe (Benzin/Diesel) ohne Steuern für verschiedene Preispfade

ct ₂₀₀₉ /kWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Preispfad A	5,5	6,0	6,6	8,8	10,5	12,0	14,0	16,0
Preispfad B	5,5	6,0	6,4	7,6	9,5	10,6	12,2	14,0
Preispfad C	5,5	6,0	6,2	7,0	8,2	9,4	10,5	11,8
„Extern. Kosten	7,5	7,8	8,2	10	11,5	13,0	14,5	16,0

7.2 Anmerkungen zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung des EE-Zubaus

7.2.1 Die systemanalytischen Differenzkostenrechnung

Die gesamtwirtschaftlich aufzubringenden Kosten der Einführung erneuerbarer Energien – und der sich zukünftig einstellende Nutzen ihres breiten Einsatzes – können in Form von Differenzkosten gegenüber einer fiktiven Energieversorgung, die ihren Energiebedarf ohne erneuerbare Energien deckt, dargestellt werden. Die spezifischen Kosten dieser Energieversorgung werden näherungsweise durch die oben dargestellten erläuterten anlegbaren Kosten der fossilen Energieanlagen und Energieträger repräsentiert. Ihnen werden die Gesteigungskosten der EE-Anlagen gegenübergestellt. Diese für die gesamtwirtschaftliche Analyse maßgebenden Differenzkosten werden als *systemanalytische Differenzkosten* bezeichnet. Sie werden hier für alle Sektoren, also Strom, Wärme und Kraftstoffe, ermittelt, um die gesamten Aufwendungen für den EE-Ausbau darstellen zu können.

Die *systemanalytischen Differenzkosten* gehen von den Erzeugungskosten des EE-Ausbau im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen aus. Sie lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten) zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten (und ggf. Gutschriften) abbilden. Es werden somit die jeweiligen Vollkosten abgebildet. Damit lassen sich sowohl Angaben für die betriebswirtschaftlich ermittelte Erzeugungskosten machen, als auch für Erzeugungskosten, die teilweise oder vollständig internalisierte „externe“ Kosten berücksichtigen.

Die Differenzkostenermittlung geht von der theoretischen Annahme eines jederzeit vollständigen Ausgleichs von Angebot und -nachfrage aus. Es entstehen somit keine Preiseffekte durch Kapazitätsengpässe. Der EE-Zubau folgt zudem einer kontinuierlichen, in den Szenarien abgebildeten Marktausweitung, die mit einer stetigen, unterschiedlich starken Kostendegression verknüpft ist. Nach Ablauf der Nutzungsdauer findet ein vollständiger Ersatz der Altanlagen durch die zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbaren kostengünstigeren Neuanlagen statt. Dadurch werden die stetigen technologischen Weiterentwicklungen und die damit verknüpften Kostensenkungen vollständig in der Differenzkostenentwicklung abgebildet. In der Realität kann es wegen unstetiger Verläufe zu Abweichungen von der hier unterstellten Entwicklung kommen.

Die Systemgrenze für die Ermittlung der *systemanalytischen Differenzkosten* ist die Erzeugungsebene. Es findet derzeit noch keine Einbeziehung von Investitionen im Bereich der Stromnetze statt (vgl. untenstehenden Exkurs). Eine genaue Zuordnung der ursächlich durch den EE-Zubau verursachten Netzzubaukosten kann nur durch eine vollständige Netzmodellierung der Energieversorgung mit und ohne EE-Ausbau im Vergleich ermittelt werden. Da EE-Stromerzeuger auf unterschiedlichen Spannungsebenen einspeisen, ist zudem eine genaue Zuordnung von Netzkosten komplex. Einerseits können bei Einspeisung auf der Verteilungsebene Übertragungskosten eingespart werden, andererseits entstehen durch zusätzlich erforderlichen Netzausbau infolge der räumlichen Verteilung der EE-Stromerzeugung und der Notwendigkeit, kurzzeitig hohe Leistungen transportieren zu können, zusätzlich Netzkosten. Auch Kosten für zusätzliche Regelleistung und/oder zusätzliche Lastmanagementmaßnahmen beim Stromverbraucher (z. B. intelligente Zähler) und für

Speicher²⁹, werden nicht berücksichtigt. Zu beachten ist dabei auch, dass auch im konventionellen Netzbetrieb Investitionen in Netze erforderlich sind, die nicht bzw. nicht vollständig dem Umbau der Energieversorgung in Richtung EE anzulasten sind (z. B. Ausbau von Netzkoppelstellen für den grenzüberschreitenden Transport).

Exkurs: Abschätzung der zusätzlichen Netzausbaukosten des EE-Zubaus

Die Auswirkungen eines verstärkten Netzausbaus auf die Wirtschaftlichkeit des Transformationsprozesses der Energieversorgung in Richtung EE können hinsichtlich der Größenordnung anhand der tatsächlichen und geplanten Netzinvestitionen im Vergleich zu den Investitionen in EE-Anlagen abgeschätzt werden. Zwischen 1994 und 2008 lagen die durchschnittlichen Investitionen in Transport- und Verteilnetze durchschnittlich bei 2,7 Mrd. €/a mit einer Bandbreite von 2,0 bis 3,5 Mrd. €/a. Laut [BDEW 2009] waren für die Jahre 2010 und 2011 Investitionen von 4 Mrd. €/a vorgesehen. Für Übertragungsnetze allein lagen die Investitionen im Jahr 2008 bei knapp 1 Mrd. €/a; für 2010 war ein ähnlicher Wert geplant [BNetzA 2011]. Nach Aussage des BDEW [BDEW 2011c] sind für den Ausbau der Verteilnetze bis 2020 jahresdurchschnittlich zwischen 1,5 bis 3,0 Mrd. €/a erforderlich, wobei der obere Wert sich am EE-Ausbau der Leitstudie 2010 [Nitsch et al. 2011] orientiert und damit auch etwa den aktuellen Zielen des Energiekonzepts entspricht. Nach Aussagen der Dena II - Studie [Dena 2010] sind im Übertragungsbereich bis 2020 jahresdurchschnittliche Investitionen um 1,0 bis 1,5 Mrd. €/a erforderlich, insbesondere um Offshore-Windanlagen in das deutsche Stromnetz einbinden zu können.

Eine Obergrenze für die notwendigen Netzinvestitionen dürfte daher ein Orientierungswert von rund **5 Mrd. €/a** für das Gesamtnetz sein, was einem Investitionsvolumen von rund 40 Mrd. € bis 2020 (bzw. von 90 Mrd. € bis 2030) entspricht. Geht man von den bisherigen Durchschnittsinvestitionen in Höhe von 2,7 Mrd. €/a in Netze als notwendige Grundinvestitionen im konventionellen Bereich aus, so steigt das langjährige Netzinvestitionsvolumen durch den notwendigen zusätzlichen Netzausbaubedarf für den Transformationsprozess um 85%. Diese „Differenzinvestitionen“ (~ 2,3 Mrd. €/a bzw. rund 41 Mrd. € bis 2030) können als zusätzliche Aufwendungen dem EE-Zubau zugeordnet werden, wenn man einen eventuellen Zubaubedarf aus dem europäischen Stromhandel vernachlässigt. Im Vergleich zu den jahresdurchschnittlichen Investitionen in EE-Anlagen in Höhe von rund 12 Mrd. €/a entspricht dies zusätzlichen Investitionen in Höhe von 19%. Netze sind langlebige Investitionen. Es wird meist von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen, während EE-Anlagen auf Nutzungsdauern von etwa 20 Jahren kommen. Berücksichtigt man dies, so ist der jährliche Kapitaldienst für die Netzinvestitionen um rund ein Drittel geringer als der für EE-Anlagen bei gleichem Investitionsvolumen. Sie fallen dafür über einen längeren Zeitraum an. Die durch zusätzliche Netzinvestitionen jährlich aufzubringenden Kosten dürften daher bei rund 12-13% der durch die Investitionen in EE-Anlagen induzierten Kosten liegen. Näherungsweise unterschätzt also die hier verwandte Methode der nur auf die Erzeugerebene bezogenen Differenzkostenberechnung den Kostenaufwand des EE-Zubaus um diesen Faktor.

²⁹ Die Kosten für neue Pumpspeicher mit einer Leistung von 2,5 GW sind in den systemanalytischen Differenzkosten des EE-Ausbaus bereits enthalten.

Läge eine vollständige Netzmodellierung für ein sich weitgehend auf EE abstützendes Energiesystem vor, so könnten im Vergleich mit den Netzaufwendungen für eine konventionelle Energieversorgung auch die „Differenzkosten“ des Netzausbaus ermittelt werden. Dabei wären mehrere Kombinationen von Netzkonfigurationen, Speichern und anderen Maßnahmen zum Ausgleich fluktuierender EE-Einspeisung darzustellen, um den Freiheitsgraden einer zukünftigen Optimierung des Gesamtsystems gerecht zu werden. Lediglich diese Differenzkosten (und nicht die gesamten Netzausbaukosten) sind dann den Differenzkosten des EE-Anlagenzubaus hinzuzufügen, um zu einer vollständigen Darstellung der anfallenden Transformationskosten zu gelangen. Wie im Exkurs ausgeführt, ändert dieser zusätzliche Betrag die folgenden Ausführungen zur Wirtschaftlichkeit des EE-Ausbaus nicht grundsätzlich.

7.2.2 Umlage der Differenzkosten auf den Strom- bzw. Energieverbrauch, sowie weitere Wirkungen

Da die absoluten Differenzkosten nicht unbedingt anschauliche Werte darstellen, werden sie meist auch als Umlage auf die jeweilige Energieerzeugung oder den Energieverbrauch dargestellt. Diese „Umlagen“, ausgedrückt in ct/kWh, werden in der Regel für die politische Kostendiskussion im Zusammenhang mit dem Ausbau der EE herangezogen. Da sie aber (wie im Fall des EEG) instrumentenbezogen definiert sind, müssen zu ihrer korrekten Interpretation unbedingt die Randbedingungen und Ausführungsbestimmungen des jeweiligen Gesetzes beachtet werden. Demzufolge geben so gebildete Umlagen meist nicht die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des EE-Ausbaus wider.

Im Rahmen der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird die Umlage der systemanalytischen Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor mit dem gesamten Nettostromverbrauch, der alle Stromverbraucher umfasst, gebildet. Damit wird der tatsächliche Einfluss des EE-Ausbaus auf die Kosten der gesamten Stromversorgung erfasst. Tabelle 7-6 zeigt für ein Beispiel (Szenario 2011 A, Preispfad A; Differenzkosten siehe Abschnitt 7.3) diese „systemanalytische Umlage“.

Tabelle 7-6: Umlage der systemanalytischen Differenzkosten für den EE-Ausbau gemäß Szenario 2011 A für den Preispfad A auf unterschiedliche Strommengen

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030
Systemanalytische Differenzkosten Strom, Szenario 2011 A, Mrd. € ₂₀₀₉ /a	3,5	9,1	11,1	12,0	9,3	2,6	-4,2
Nettostromverbrauch, TWh/a	534	532	526	516	495	488	481
Systemanalytische Umlage, ct₂₀₀₉/kWh	0,66	1,71	2,09	2,32	1,88	0,51	-0,87
<u>Nachrichtlich:</u> Stromverbrauch der umlagererelevanten Letztverbraucher gemäß EEG (Prognose IFNE 3/2012)	435	408	385	350	325	300	294
Systemanalytische Umlage bezogen auf Letztverbraucher-menge, ct ₂₀₀₉ /kWh	0,81	2,23	2,88	3,42	2,86	0,87	-1,43
dto. in nominalen Preisen (Inflation 2%/a)	0,75	2,28	3,00	3,85	3,55	1,19	-2,22

Sie belief sich in 2010 auf 1,71 ct₂₀₀₉/kWh und wird dieses Jahr 2,09 ct₂₀₀₉/kWh erreichen. Das mittlere Kostenniveau der Stromerzeugung wird also derzeit um diese Beträge erhöht. In diesem Ausbaupfad wird im Jahr 2016 der Maximalwert von 2,33 ct₂₀₀₉/kWh erreicht, danach sinkt die Umlage rasch und erreicht nach 2027 rechnerisch negative Werte.

Diese systemanalytische Umlage ist nicht mit der EEG-Umlage zu verwechseln, bei der die (höheren) **EEG-Differenzkosten** auf den deutlich geringeren Verbrauch der **nichtprivilegierten Stromletztverbraucher** bezogen werden. Darin kommen Strommarkteffekte und eine politisch gewollte ungleiche Lastenverteilung der EE-Kosten zugunsten des privilegierten Teils der Stromverbraucher (stromintensive Industrie; Bahn; Stromeigenerzeuger) zum Ausdruck. Im Jahr 2012 wird der Nettostromverbrauch näherungsweise 526 TWh/a betragen. Der Stromverbrauch der umlagererelevanten Stromverbraucher gemäß EEG wird bei etwa 385 TWh/a liegen, beträgt also 73% des Nettostromverbrauchs. Die Unterschiede steigen zukünftig hauptsächlich wegen der Fortschreibung des Trends der wachsenden (umlagebefreiten) Stromeigenerzeugung; die Werte für 2030 lauten (Szenario 2011 A): Nettostromverbrauch 481 TWh/a; umlagererelevanter Verbrauch nach EEG 294 TWh/a, d. h. nur noch 61% des Nettostromverbrauchs.

Da der Nenner (nichtprivilegiertes Letztverbrauch) kleiner wird, steigt dementsprechend der spezifische Wert der EEG-Umlage. Das Beispiel in Tabelle 7-6 macht dies deutlich. Zu beachten ist weiterhin, dass die offizielle EEG-Umlage mit nominalen Preisen gebildet wird. Geht man von einer mittleren Inflationsrate von 2%/a aus, so zeigt die letzte Zeile der Tabelle 7-6 die Erhöhung der Umlage infolge der Inflation. Weitere EEG-spezifische Zusatzwirkungen, die ebenfalls Einfluss auf die Lastenverteilung der EE-Kosten haben, wie die Kosten der Grünstromvermarktung, die Marktprämie oder der ÜNB-Liquiditätspuffer, sind für die gesamtwirtschaftliche Betrachtung nicht relevant. Sie erhöhen im Jahr 2012 die EEG-relevanten Kosten um ca. 800 Mio. € (Prognose IFNE 3/2012). Zum Unterschied zwischen EEG-relevanten Kosten und systemanalytischen Differenzkosten tragen auch unterschiedliche Abgrenzungen bei der Bestimmung der EE-Stromerzeugung bei, wie z. B. die Berücksichtigung der günstigen Stromerzeugungskosten größerer abgeschriebener Wasserkraftwerke, die rechnerisch zu negativen systemanalytischen Differenzkosten in Höhe von ca. 350 Mio. € führen.

Weitere Effekte betreffen Unterschiede in den hier definierten anlegbaren Stromkosten als Vergleichsbasis (vgl. Abschnitt 7.1.5) und den Stromgroßhandelspreisen, die zur Bildung der EEG-Umlage herangezogen werden. Einen wesentlichen Einfluss hat der sogenannte **Merit-Order-Effekt**, der in der gesamtwirtschaftlichen Kostenrechnung nicht abgebildet wird. Das Angebot an erneuerbar erzeugtem Strom an der Strombörse sorgt insbesondere bei hoher Windstromleistung oder im Sommer bei hoher PV-Leistung dafür, dass konventionelle Stromproduktion aus Gas- und Steinkohlekraftwerken wegen des Vorrangs von EE-Strom verdrängt wird. Bei gleichzeitig geringerer Nachfrage für Strom sinkt der aktuelle Börsenpreis, weil dadurch die Stromerzeugung aus Kraftwerken mit höheren Grenzkosten reduziert wird. Dieser Effekt führt rechnerisch zwar zu einem Anstieg der EEG-Differenzkosten, jedoch sinkt der Mischpreis, mit dem Strom zu diesem Zeitpunkt bezogen werden kann. Der Merit-Order-Effekt sorgte im Jahresmittel 2010 für rund 0,5 ct/kWh Preissenkung auf den Spotmarktpreis [Sensfuß 2011].

Im Endeffekt steht der auf der Grundlage der systemanalytischen Differenzkosten berechneten Umlage von 2,09 ct₂₀₀₉/kWh im Jahr 2012 eine offizielle EEG-Umlage in Höhe von 3,59 ct₂₀₁₂/kWh gegenüber. Dieser erhebliche Unterschied macht klar, dass die aus der spezifischen Sicht der Vorgaben des EEG definierte Umlage nicht geeignet ist, die gesamtwirtschaftliche Wirkung eines umfassenden EE-Umbaus zu bewerten.

In ähnlicher Weise wie bei Strom können auch für den EE-Ausbau im Wärmebereich systemanalytische Differenzkosten ermittelt werden. Werden diese auf die gesamte aus Brennstoffen erzeugte Wärmemenge umgelegt, so ergeben sich derzeit spezifische Differenzkosten von 0,21 ct₂₀₀₉/kWh. Verglichen mit mittleren Brennstoffpreisen für Haushalte (ohne MwSt.) um 5,7 ct/kWh entspricht dies rechnerisch einer Erhöhung um lediglich 3,5%. Nach den Berechnungen für das Szenario 2011 A werden die spezifischen Differenzkosten im Wärmebereich nur noch gering ansteigen, um dann bis 2020 auf etwa 0,13 ct₂₀₀₉/kWh zu sinken.

7.2.3 „Konventionelle“ Energieversorgung als Vergleichsbasis

Die Kostenwirkungen von EE-Technologien stehen seit Beginn ihrer relevanten Einführung mit dem Stromeinspeisungsgesetz im Jahr 1991 im Zentrum energiepolitischen Auseinandersetzungen. Bei keiner anderen Technologieeinführung wurden derart intensive Kostenüberlegungen angestellt wie im Falle der Einführung erneuerbarer Energien. Auch die systematischen ökonomischen Vergleiche mit etablierten Energietechnologien analog zu einer Investitionskostenvergleichsrechnung sind erst mit erneuerbarer Energien üblich geworden.

Die Berechnung der Differenzkosten der EE-Stromerzeugung erfolgt im Vergleich mit konventioneller Stromerzeugung aus fossil oder nuklear betriebenen Kraftwerken. Diese Stromproduktion ist nach heutiger Erkenntnis in wesentlichen Punkten nicht nachhaltig und berücksichtigt in der betriebswirtschaftlichen Rechnung die externen Kosten durch Umwelt- oder Personenschäden kaum oder überhaupt nicht.

Der energiepolitisch angestrebte Rollenwechsel der erneuerbaren Energien von der Nische hin zu einer Führungsposition kann auch als eine „erzwungene“ Internalisierung externer Kosten der bisherigen, konventionellen Energieerzeugung verstanden werden. Die Kapitalkosten der EE repräsentieren nahezu vollständig auch die „ökologischen“ Vollkosten der jeweiligen erneuerbaren Energieerzeugung. Auf einen späteren Zeitpunkt oder in andere Regionen verschiebbare (und damit verdrängbare) Kosten sind in nur sehr geringem Umfang vorhanden. Sie sind im Wesentlichen nur bei der Nutzung von Biomasse zu finden. Große Teile der Kosten im konventionellen Erzeugungsbereich gehen jedoch bis heute nicht in die betriebswirtschaftliche Kostenrechnung ein. Ein relevanter Bereich dazu sind insbesondere die Schäden eines globalen Klimawandels. Auch die Folgekosten der Umweltverschmutzung bzw. -zerstörung durch eine immer aufwendigere Förderung fossiler Energieträger, wie z. B. die Erschließung von Teersandvorkommen und Ölschiefer und einer Intensivierung des „Gas-Fracking“ zur weiteren Ausbeutung von Gasfeldern und zur Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen, tauchen so gut wie überhaupt nicht in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation auf. Ebenso sind Meeres- und Küstenverschmutzungen durch große Ölunfälle oder Tankerhavarien nur sehr unzulänglich durch Versicherungskosten abgedeckt.

Ein weiterer wesentlicher Komplex sind die gesellschaftlichen Kosten im Falle eines Kernreaktorunfalls, wie nach Fukushima oder Tschernobyl, und die langfristigen Kosten einer siche-

ren Endlagerung von Kernbrennstoffen. So werden die direkten Schadenskosten des Reaktorunglücks von Fukushima auf etwa 310 Mrd. US-\$ geschätzt [BW 2012], die weitgehend von den japanischen Steuerzahlern aufzubringen sind, weil der dortige Kernkraftwerksbetreiber dazu wirtschaftlich nicht in der Lage ist. Auch sind die erheblichen volkswirtschaftlichen Aufwendungen zur Erforschung und Einführung der Kernenergie niemals in Form von „Differenzkosten“ dargestellt worden. Geht man von den in [FÖS 2010] ermittelten „staatlichen“ Kosten der Einführung der Kernenergie in Deutschland aus, so ergibt sich eine Summe von rund 200 Mrd. €₂₀₁₀ für den Zeitraum 1950 bis 2010 in Form von direkten Finanzhilfen und Steuervergünstigungen. Diese aus heutiger Sicht „versunkenen“ Kosten waren in Zeiten einer monopolisierten Energieversorgung nie Gegenstand einer Kostenabwägung.

Die Entscheidung zum endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie hat zumindest in Deutschland zu einer eindeutigen Bewertung hinsichtlich ihrer unzulänglichen Nachhaltigkeit geführt. Es ist jedoch nützlich, im Hinblick auf die Bewertung der aufzubringenden Vorleistungen für die breite Einführung der EE darauf hinzuweisen, dass die bis 2030 aufzubringenden EE-Differenzkosten mit rund 180 Mrd. €₂₀₀₉ (siehe nächster Abschnitt) noch unter dem obigen Wert für die Kernenergie liegen.

Für den Komplex der externen Kosten der fossilen Energieversorgung wird hier näherungsweise auf Untersuchungen zu den möglichen Klimaschäden bei Fortbestand der fossilen Energieversorgung zurückgegriffen. Damit wird ein Preispfad „externe Kosten“ definiert, der näherungsweise die ökologisch korrekten Kosten der fossilen Energieversorgung repräsentiert (vgl. Tabelle 7-3).

Weil darüber hinaus in der Kostendiskussion vielfach die positiven Wirkungen durch erneuerbare Energien, die zur gesellschaftlich und politisch gewollten Förderung der EE geführt haben, in den Hintergrund gedrängt werden, werden diese in Kapitel 7.3.4 noch näher ausgeführt.

7.3 Gesamtwirtschaftliche Kosten und Nutzen des EE-Ausbaus

7.3.1 Systemanalytische Differenzkosten der EE-Stromerzeugung

Die hier mit den Preispfaden (Tabelle 7-3) berücksichtigte große Bandbreite an zukünftig denkbaren Kostenentwicklungen der konventionellen Stromversorgung und die detaillierten Daten zur Kostenentwicklung erneuerbarer Energien erlauben eine umfassende Darstellung der durch die Einführung der EE entstehenden *systemanalytischen Differenzkosten* in Abhängigkeit der jeweiligen Preispfade für fossile Energien bzw. der daraus resultierenden und zum Vergleich herangezogenen Stromgestehungskosten des bestehenden bzw. zukünftigen konventionellen Kraftwerksparks. Dabei werden alle erneuerbaren Energien betrachtet, also auch solche, die im EEG kostenseitig nicht relevant sind, wie die große Wasserkraft, die schon seit langem negative Differenzkosten besitzt, d. h. kostengünstiger Strom erzeugt als der Durchschnitt des konventionellen Kraftwerksparks. Die Kosten für die Bereithaltung konventioneller Kraftwerkskapazitäten oder für Speicher zum kurzfristigen Ausgleich fluktuierender EE-Stromerzeugung sind in den Differenzkosten nicht enthalten. Auch mit dem weiteren Ausbau der EE verknüpfte Netzerweiterungen sind hierbei nicht berücksichtigt. Alle Kosten sind reale Kosten im Geldwert des Jahres 2009.

Der spartenspezifische Verlauf der *systemanalytischen Differenzkosten* der Stromerzeugung für das Szenario 2011 A bei Zugrundelegung des Preispfads A zeigt die gegenwärtige Dominanz der Differenzkosten der Photovoltaik. Im Jahr 2011 lagen diese bei 6 Mrd. €/a (Abbildung 7.7), sie steigen weiterhin, bis sie um 2018 mit rund 8 Mrd. €/a ihren Höchstwert erreichen. Zu diesem deutlichen Anstieg haben vor allem die hohen Zubauraten der Jahre 2009, 2010 und 2011 mit insgesamt nahezu 19 GW Leistung beigetragen. Mit ihren noch relativ hohen Gestehungskosten um 30 ct/kWh wirken sich diese Anlagen während ihrer gesamten Lebensdauer erheblich auf die weitere Entwicklung der Differenzkosten aus (vgl. Exkurs).

Die im Szenario 2011 A zwischen 2012 und 2020 noch zusätzlich hinzukommenden PV-Anlagen mit einer Leistung von knapp 29 GW haben wegen deutlich geringerer Stromgestehungskosten (und entsprechend niedriger EEG-Vergütung) eine deutlich geringere Wirkung auf die weiteren Differenzkosten der Photovoltaik (vgl. Exkurs, Tabelle 7-7).

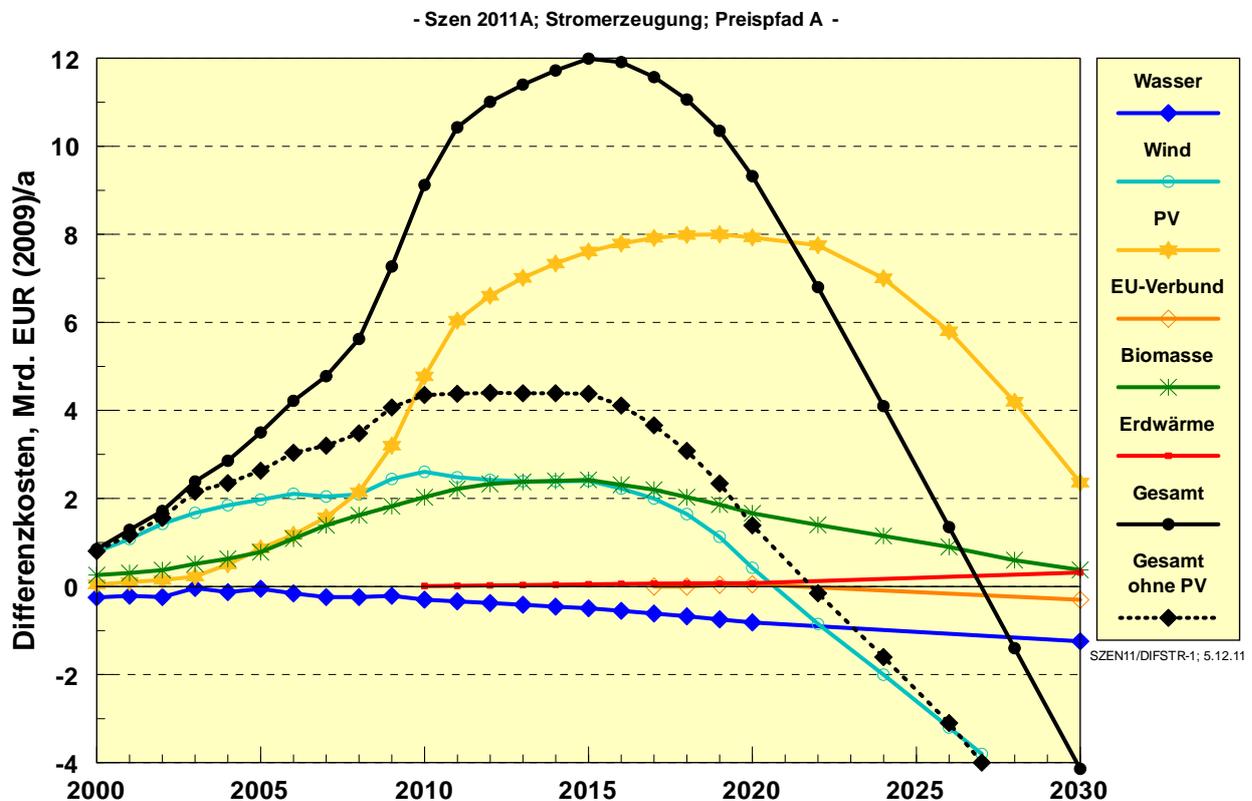


Abbildung 7.7: Spartenspezifischer Verlauf der systemanalytischen Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE im Szenario 2011 A beim Vergleich mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Preispfad A

Weitere nennenswerte Beträge erreichen derzeit die Windenergie mit 2,6 Mrd. €/a und die Biomasse (einschl. Biogas und Deponie- und Klärgas) mit 2 Mrd. €/a. Wird die gesamte Wasserkraft betrachtet, so „spart“ sie in 2010 rund 0,3 Mrd. €/a gegenüber dem anlegbaren Strompreis ein. In der Summe steigen die *systemanalytischen Differenzkosten* aller EE-Sparten ohne Photovoltaik (gestrichelte Linie in Abbildung 7.7) trotz des weiteren starken Zuwachses praktisch nicht mehr über das heutige Niveau von 4,4 Mrd. €/a, da die Unterschiede zwischen Gestehungskosten der entsprechenden EE-Anlagen und den anlegbaren

Stromkosten merklich geringer werden. Nach 2015 sinken sie und tragen so zur Kompensation der weiterhin steigenden, hohen *systemanalytischen Differenzkosten* der Photovoltaik bei. Die systemanalytischen Differenzkosten ohne Photovoltaik erreichen in der Summe um 2022 die Nulllinie.

In ihrer Gesamtheit steigen die *systemanalytischen EE-Differenzkosten* der Stromerzeugung im Preisfad A von 10,4 Mrd. €/a in 2011 bis 2015 noch auf 12 Mrd. €/a, um dann stetig zu sinken, bis sie in 2027 die Nulllinie erreichen. Bereits in 2030 reduzieren sie die Kosten der Stromerzeugung gegenüber einer konventionellen fossilen Stromerzeugung, deren Kosten dem Preisfad A folgen, um jährlich rund 4 Mrd. €/a.

In Abbildung 7.8 sind in 10-Jahres-Abschnitten kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im Szenario 2011 A für den Preisfad A zusammengefasst, wobei für den ersten Abschnitt bis 2010 die negativen Differenzkosten der Wasserkraft erst ab dem Jahr 2000 berücksichtigt werden. Sie belaufen sich in dieser Periode auf -2,1 Mrd. €. Bis Ende 2010 sind für alle EE insgesamt 44 Mrd. € an systemanalytischen Differenzkosten aufgelaufen. In diesem Zeitabschnitt hat die Windenergie einen Anteil von 20 Mrd. € verursacht. Die Photovoltaik war mit 15 Mrd. € beteiligt, die Biomasse mit 10 Mrd. €.

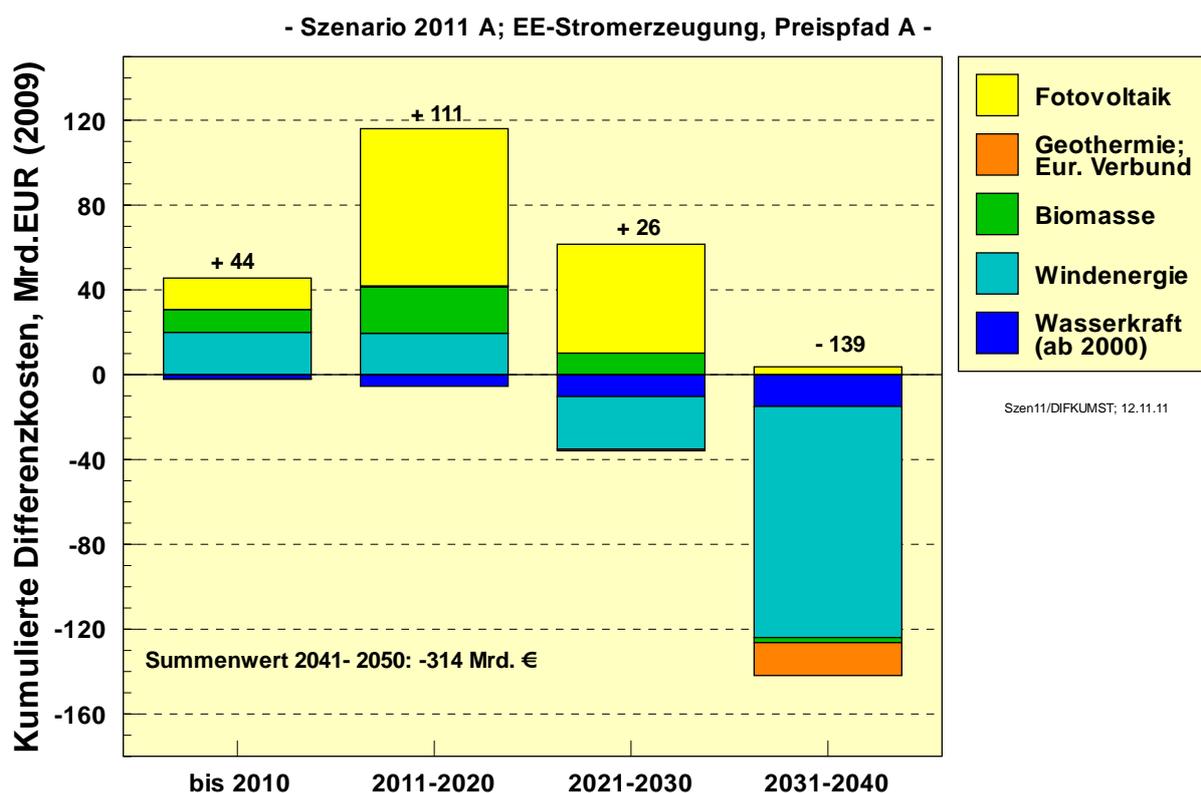


Abbildung 7.8: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte für den Preisfad A („deutlich“); Zahlenwerte über Balken: Saldo positiver und negativer Beiträge der Einzeltechnologien

Im Jahrzehnt 2011 bis 2020 werden bei einem EE-Ausbau gemäß Szenario 2011 A weitere 111 Mrd. € an systemanalytischen Grenzkosten entstehen, wovon auf die Photovoltaik 74 Mrd. € bzw. 68% der weitaus größte Anteil entfällt. Im Zeitabschnitt 2021 bis 2030 sind neben der Wasserkraft auch die Differenzkosten für Wind negativ (insgesamt -35 Mrd. €), so

dass die noch positiven Differenzkosten von Biomasse (21 Mrd. €) und ein Teil der Differenzkosten der Photovoltaik kompensiert werden. Es verbleibt noch ein positives Saldo von +26 Mrd. €. Danach wachsen die Einspareffekte der EE-Stromerzeugung im Fall des Preispfads A enorm. In der Dekade 2031-2040 ersparen sie der Volkswirtschaft (gemessen an einer fiktiven Fortführung einer fossilen Stromerzeugung gemäß Preispfad A) bereits 139 Mrd. €. Damit sind im Jahr 2040 auch die bis 2030 insgesamt entstandenen Differenzkosten von insgesamt 181 Mrd. € bereits zu 77% „zurückgezahlt“. Die Zeitperiode 2041 bis 2050 ist dann mit kumulierten negativen Differenzkosten von 314 Mrd. € (Preispfad A) ein großer Gewinn für eine Volkswirtschaft, die andernfalls hohe fossile Energiekosten verkräften müsste (vgl. u. a. eingesparte Energieimporte in Abschnitt 7.3.4).

Kumuliert man die systemanalytischen Differenzkosten bis zu einem bestimmten Ausbaustand bzw. Stichjahr, so lassen sich die daraus entstehenden Zahlungsverpflichtungen bis zur Stilllegung der Anlagen darstellen. Im Folgenden sind diese Zahlungsverpflichtungen am Beispiel der Photovoltaik (20 Jahre Nutzungsdauer) für verschiedene Stichjahre dargestellt. Die in Tabelle 7-7 zusammengestellten Beträge entsprechen aus den erläuterten methodischen Gründen nicht exakt den aus dem EEG resultierenden Vergütungen. Sie sind aber in der Größenordnung mit den sich aus den EEG-Vorgaben ableitbaren Vergütungsverpflichtungen vergleichbar.

Tabelle 7-7: Zahlungsverpflichtung für verschiedene PV-Ausbauvarianten (Geldwert 2009)

	Installierte Leistung in 2020, GW	Installierte Leistung in 2030, GW	Kumulierte Zahlungsverpflichtung bis 2030, Mrd. € ₂₀₀₉	Jahresdurchschnittliche Zahlung, 2012-2030, Mrd. € ₂₀₀₉ /a	Gesamte Zahlungsverpflichtung Mrd. € ₂₀₀₉
nur installierte Anlagen bis 2009	9,9	0	58	3,2	58
nur installierte Anlagen bis 2010	17,3	0	82	4,5	82
nur installierte Anlagen bis 2011	24,8	7,5	104	5,8	109
ab 2012 Zubau von 2000 MW/a	42,8	45,5	127	7,1	132
Ausbau nach Szenario 2011 A	53,5	61,0	140	7,8	145
Ausbau nach Szenario 2011 THG95	53,5	68,0	144	8,0	149

Für die bis Ende 2011 erstellten PV-Anlagen bestehen Zahlungsverpflichtungen bis 2030 in Höhe von rund 104 Mrd. € (bzw. bis zum Ende der Zahlungsverpflichtung in 2031 rund 109 Mrd. €). Der PV-Zubau im Jahr 2010 mit 7,4 GW ließ die Zahlungsverpflichtung bis 2030 um 24 Mrd. € ansteigen, der Zubau im Jahr 2011 mit 7,5 GW nochmals um 22 Mrd. €. Aus den bestehenden Zahlungsverpflichtungen des Stichjahres 2011 resultieren durchschnittliche jährliche Zahlungen bis 2030 in Höhe von 5,8 Mrd. €/a.

Der weitere energetisch sinnvolle Ausbau der Photovoltaik gemäß Szenario 2011 A bewirkt zukünftig nur noch ein unterproportionales Anwachsen der Zahlungsverpflichtung auf insgesamt 140 Mrd. €, weil sich in den nächsten Jahren die starken Kostenreduktionen deutlich bemerkbar machen werden. Damit sind aber in 2030 rund 61 GW Photovoltaik installiert

(jahresdurchschnittliche Installation = 2850 MW/a). Würde ab 2012 nur noch ein jahresdurchschnittlicher Zubau von 2000 MW/a stattfinden, so könnte man gegenüber einem Ausbau gemäß Szenario 2011 A etwa 13 Mrd. € an zusätzlichen Zahlungsverpflichtungen „einsparen“. Die Anlagenleistung würde dann aber nach 2020 kaum noch wachsen (wegen Ersatz der „Altanlagen“) und läge in 2030 nur bei knapp 46 GW, also bei 75% des Szenariowertes. Da nach 2030 nahezu keine Differenzkosten mehr anfallen (vgl. rechte Spalte der Tabelle 7-7), kann nach diesem Zeitpunkt auch ein noch höherer PV-Zubau als der des Szenarios 2011 A (z. B. gemäß Szenario 2011 THG95) praktisch kostenneutral erfolgen (vgl. letzte Zeile der Tabelle 7-7).

Dies macht deutlich, dass die durch das EEG gezielt induzierten Vorleistungen jetzt weitgehend erbracht sind. Zukünftig werden sich dagegen die positiven Folgen dieses Instruments deutlich zeigen. Es ist daher nicht zweckmäßig, den zukünftigen PV-Ausbau zu stark zu drosseln. Man würde dadurch die bisher erreichten Fortschritte und künftige Markterfolge gefährden bzw. anderen Akteuren auf dem Weltmarkt überlassen. Den bisherigen erheblichen Vorleistungen stünde ein zukünftig ungewisser, möglicherweise zu geringer Nutzen gegenüber.

Von großer Bedeutung für die volkswirtschaftliche Bewertung des EE-Ausbaus ist die Abhängigkeit der Differenzkosten des EE-Ausbaus von den unterstellten Entwicklungen der Preise fossiler Energieträger und den entsprechenden anlegbaren Stromkosten. Diese Abhängigkeit ist für die EE-Stromerzeugung in Abbildung 7.9 dargestellt.

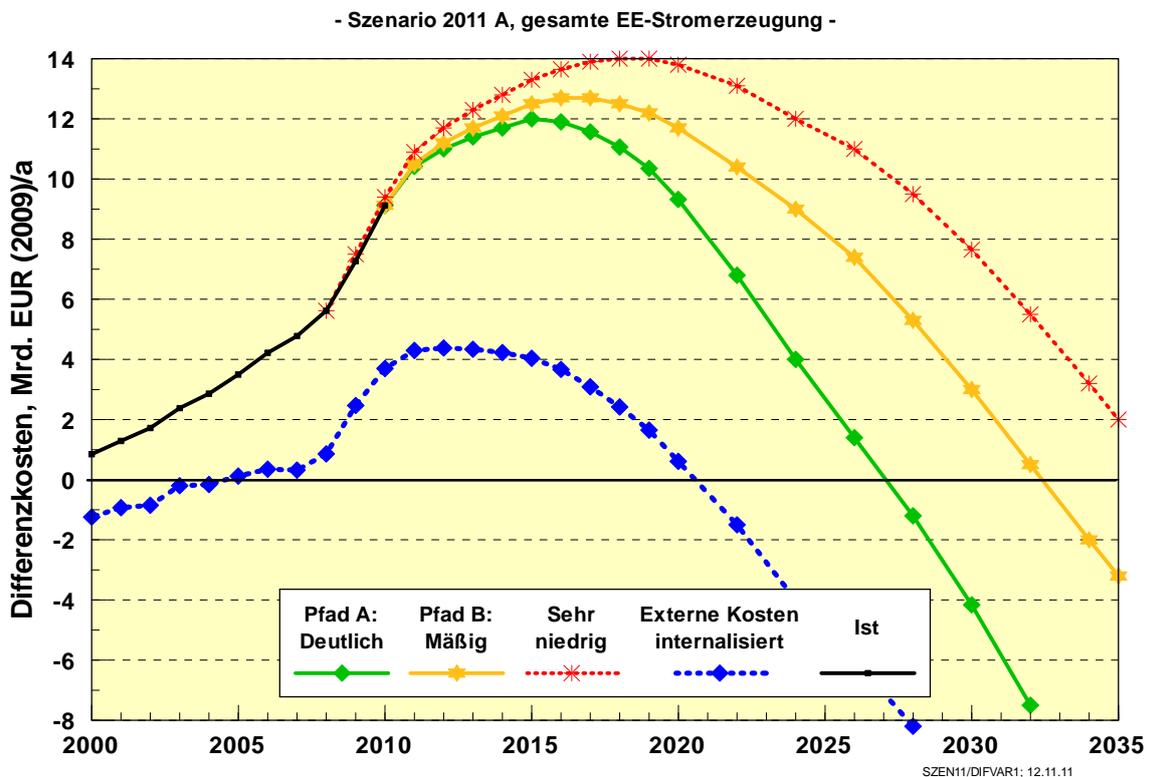


Abbildung 7.9: Systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen

Wie bereits aus Abbildung 7.7 ersichtlich, steigen im Fall des Preispfads A die Differenzkosten des EE-Stroms noch auf 12 Mrd. €/a im Jahr 2015, um dann um das Jahr 2027 die Nulllinie zu durchschreiten. Beim Preispfad B („Mäßig“) ist tendenziell dieselbe Entwicklung sichtbar. Nach einem Maximum von 12,7 Mrd. €/a in 2016 sinken die Differenzkosten wieder, bis sie fünf Jahre später als im Fall des Preispfads A (also um das Jahr 2032) die Nulllinie erreichen. Bei sehr niedrigen anlegbaren Stromkosten (wie sie u. a. in den Energieszenarien von [EWI 2010] unterstellt wurden), würde sich ein deutlich höheres Maximum der Differenzkosten mit 14 Mrd. €/a erst um 2018 einstellen. Der Durchgang durch die Nulllinie würde erst um das Jahr 2037 erfolgen.

Ein genau gegensätzliches Bild zeigt die Verknüpfung des EE-Ausbaus im Vergleich mit anlegbaren Stromkosten unter Einbeziehung der externen Kosten (75 €/t CO₂) der fossilen Stromerzeugung (gestrichelte untere Linie in Abbildung 7.9). Würden bei der fossilen Strombereitstellung bereits heute die durch sie verursachten ökologischen Kosten durch Luftschadstoffe und insbesondere den zukünftigen Klimawandel voll berücksichtigt, so hätten sich durch den Ausbau der EE bis 2005 keine ökonomische Belastung der Volkswirtschaft ergeben. In diesem Fall eines „ideal“ funktionierenden Marktes wäre also auch ein Instrument wie das EEG für die Mehrzahl der EE-Technologien nicht erforderlich gewesen. Positive systemanalytische Differenzkosten ergeben sich in dieser Modellrechnung seit kurzem infolge des gegenwärtig starken Ausbaus der Photovoltaik. Sie steigen in diesem Kostenvergleich nicht über 4 Mrd. €/a, wären also derzeit (2010) um 5,5 Mrd. €/a geringer als im Fall des Preispfads A. Um 2020 wären sie bereits einschließlich der Photovoltaik wieder bei null angelangt. Auch unter Einbeziehung der Photovoltaik zeigt sich also am Beispiel dieses Preispfades die eindeutige ökologische Vorteilhaftigkeit des EE-Ausbaus.

In Tabelle 7-8 werden die Differenzkosten bis zum Jahr 2050 kumuliert (Preisbasis 2009). Während bei Eintreten des Preispfads A das Gesamtsaldo der kumulierten Differenzkosten kurz nach 2040 den Wert null erreicht, ist es im Fall des Preispfads B im Jahr 2050 noch mit 56 Mrd. € im Soll. Die hohen kumulierten negativen Differenzkosten unter Einbeziehung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung in Höhe von rund 520 Mrd. €₂₀₀₉ im Jahr 2050 zeigen die Größenordnung der durch den EE-Ausbau vermiedenen Klimaschäden, wenn diese je Tonne CO₂ mit 75 € beziffert werden. Sie stellen keine „Ersparnis“ für die deutsche Volkswirtschaft im engeren Sinne dar, da die mit dem EE-Ausbau in Deutschland verknüpfte CO₂-Vermeidung globale Schäden verhindert, die nur zum Teil auf das Territorium der Bundesrepublik bezogen werden können. Sie weisen aber auf den möglichen Beitrag Deutschlands an der Vermeidung globaler Schäden durch die Klimaveränderung hin.

Tabelle 7-8: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Szenario 2011 A für vier Pfade der anlegbaren Stromkosten (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	Pfad A („Deutlich“)	Pfad B („Mäßig“)	Pfad C („Sehr niedrig“)	Kosten internalisiert
bis 2010	44	44	44	4
bis 2020	155	163	174	37
bis 2030	181	236	281	-12
bis 2040	43	203	299	-196
bis 2050	-273	56	215	-524

Unterstellt man einen „wirtschaftsverträglichen“ Anpassungsprozess an dieses nachhaltige Kostenniveau, wie er im Preispfad A mit steigenden CO₂-Preisen bis auf 75 €/t CO₂ (bei gleichzeitigem Anstieg der Brennstoffpreise selbst) im Jahr 2050 angenommen wurde, so ist es erforderlich, die volkswirtschaftlichen Wirkungen des EE-Ausbaus bis mindestens 2040 zu betrachten, damit Aussagen hinsichtlich der vermeintlich zu hohen Belastungen der Volkswirtschaft durch einen EE-Ausbau nicht zu kurz greifen. Bezogen auf das betriebswirtschaftlich definierte Kostenniveau dieses Preispfads werden erst ab 2030 die bis dahin kumulierten Differenzkosten in Höhe von 181 Mrd. € wieder abgebaut. Aber Ende 2050 hat die deutsche Volkswirtschaft für die Stromerzeugung rund 270 Mrd. € weniger ausgegeben, als bei einem (fiktiven) Verharren auf einer fossilen Erzeugung. Bei einem längeren und letztlich unvollständigen Anpassungsprozess (Pfad B: Mäßig“; CO₂-Preis in 2050 bei 57 €/t CO₂) dauert der Abbau der aufgelaufenen Differenzkosten entsprechend länger. Unvollständig und dementsprechend „teuer“ aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht bleibt dieser Anpassungsprozess bei einem nur sehr niedrigen Anstieg des Energiepreisniveaus und einem nur geringen Ansteigen des CO₂-Preises auf 45 €/t CO₂ in 2050 (Pfad C).

7.3.2 Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus

Auch der Ausbau der EE im Wärme- und Kraftstoffsektor verursacht derzeit noch systemanalytische Differenzkosten, wenn gegenüber den betriebswirtschaftlich anlegbaren Wärmekosten der fossilen Versorgung und gegenüber Kraftstoffkosten (ohne Steuern) verglichen wird. Diese werden in Abbildung 7.10 den Differenzkosten der EE-Stromversorgung gegenübergestellt. Summiert über alle Sektoren belaufen sich die Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Jahr 2010 auf 12,4 Mrd. €/a. Davon stammt der weitaus größte Teil, nämlich 74% aus der EE-Stromerzeugung. Grund dafür sind die Differenzkosten der Photovoltaik. Die Differenzkosten der übrigen Stromerzeugung (vgl. Linie „Strom ohne PV“) liegen mit maximal rund 4 Mrd. €/a in der gleichen Größenordnung wie diejenigen der EE-Wärmebereitstellung. Relativ gering sind die Differenzkosten der EE-Kraftstoffbereitstellung. Die gesamten Differenzkosten steigen bei einer Preisentwicklung entsprechend Pfad A noch auf ein Maximum von 15,5 Mrd. €/a im Jahr 2015; davon 12 Mrd. €/a für den Stromsektor, 2,4 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,1 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor.

Bereits um das Jahr 2026 entstehen keine systemanalytischen Differenzkosten mehr für das Gesamtsystem. Die dann noch im Stromsektor auftretenden positiven Differenzkosten werden durch die bereits negativen Differenzkosten bei den Kraftstoffen kompensiert. Zu diesem Zeitpunkt decken die EE entsprechend Szenario 2011 A bereits gut 30% des gesamten Endenergieverbrauchs. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten wirken stabilisierend auf das Energiekostenniveau, das gemäß den Annahmen des Preispfads A ansonsten stetig weiter steigen würde.

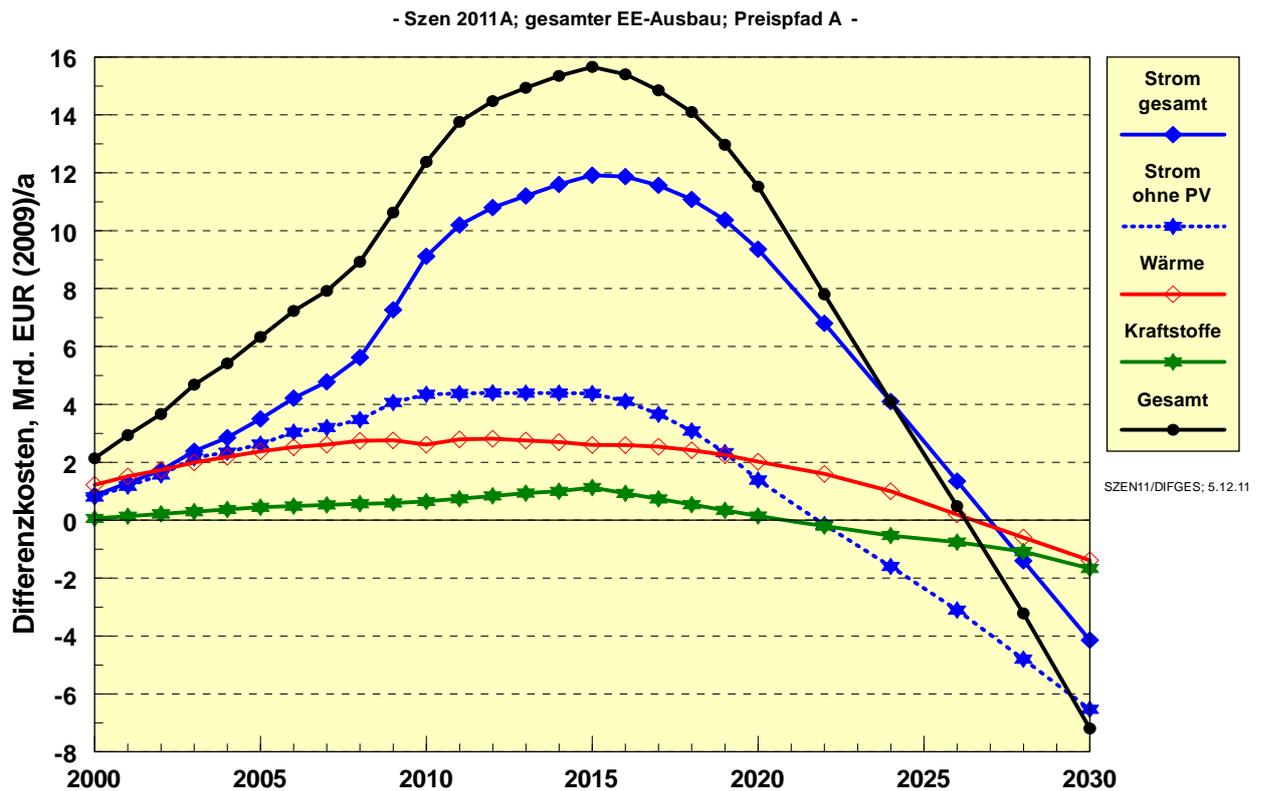


Abbildung 7.10: Jährliche systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Szenario 2011 A für anlegbare Preise gemäß Preisfad A

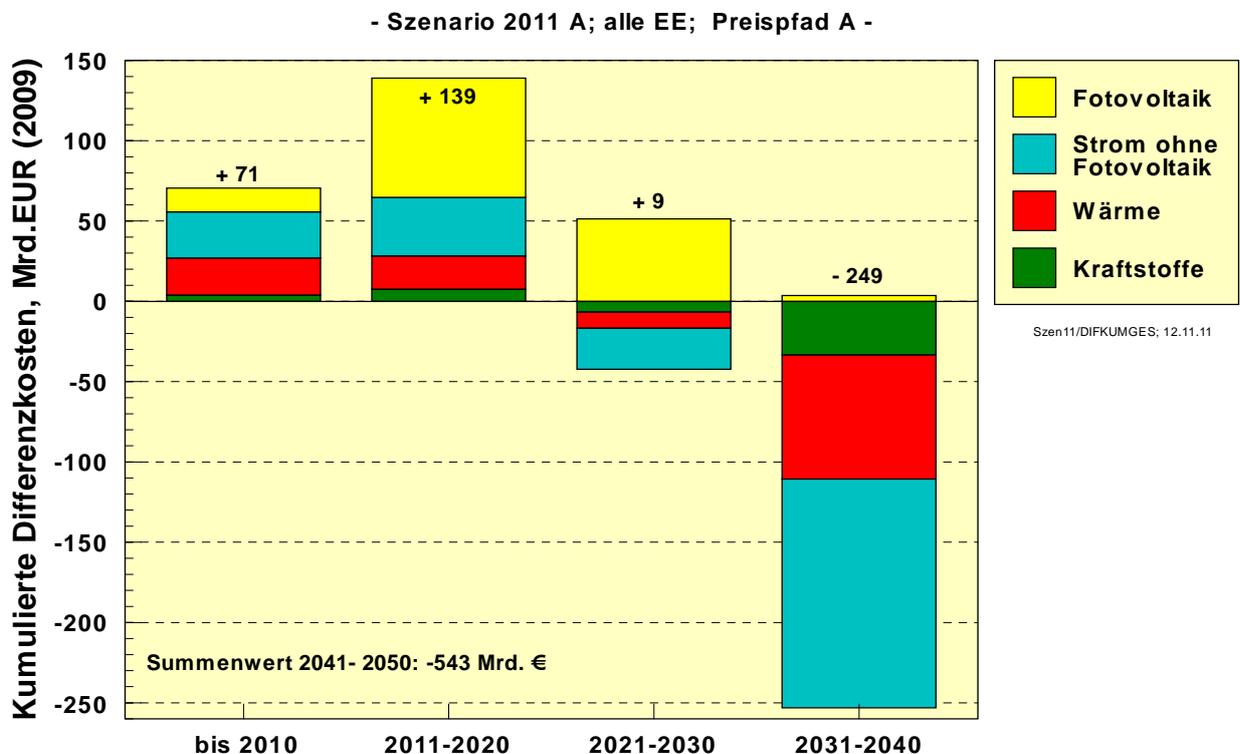


Abbildung 7.11: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE im Szenario 2011 A für 10-Jahres-Abschnitte und Preisfad A

In Abbildung 7.11 sind die kumulierten Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus in 10-Jahres-Abschnitten analog zu Abbildung 7.8, für den Preispfad A zusammengefasst. Bis 2010 sind für den gesamten EE-Ausbau rund 71 Mrd. € aufgelaufen, wenn gegen die bisherigen anlegbaren Stromkosten bzw. Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird. Davon stammten 44 Mrd. € aus der Stromversorgung, 23 Mrd. € verursachte die EE-Wärmeversorgung und 4 Mrd. € die Bereitstellung von Biokraftstoffen.

Addiert man die folgenden 10-Jahresblöcke hinzu, so zeigt sich, dass bis 2020 die kumulierten Differenzkosten auf 210 Mrd. € steigen. Bis 2030 steigen sie nur noch geringfügig auf 219 Mrd. €. Davon hat der EE-Stromausbau 181 Mrd. € (entsprechend 76%) verursacht und die EE-Wärmebereitstellung 34 Mrd. €. Die kumulierten Differenzkosten der EE-Kraftstoffbereitstellung liegen dann nur noch bei 4 Mrd. € nach einem Maximum um 2020 mit 11 Mrd. €. Nach 2030 verringern sich die kumulierten Werte bereits wieder. Ende 2040 sind die kumulierten Differenzkosten aller EE-Technologien mit einem Saldo von -30 Mrd. € vollständig kompensiert. Um 2050 hat die Versorgung mit erneuerbarer Energie (Endenergieanteil 2050: 70%) bereits rund 570 Mrd. € potenzieller Mehrausgaben gegenüber einer (fiktiven) Weiterführung einer fossilen Energieversorgung vermieden (vgl. Tabelle 7-9).

Legt man Preissteigerungen gemäß Preispfad B zugrunde (Abbildung 7.12), so liegen die systemanalytischen Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus mit maximal 17 Mrd. €/a im Jahr 2017 um knapp 2 Mrd. €/a über denen des Pfads A; der Schnittpunkt mit der Nulllinie liegt im Jahr 2032. Würden nur sehr geringe Preisanstiege auftreten (Pfad: „Sehr gering“) stiege das Maximum auf rund 19 Mrd. € im Jahr 2020 mit einer danach nur relativ langsamen Verringerung. Der Schnittpunkt mit der Nulllinie verschiebt sich dadurch auf das Jahr 2037.

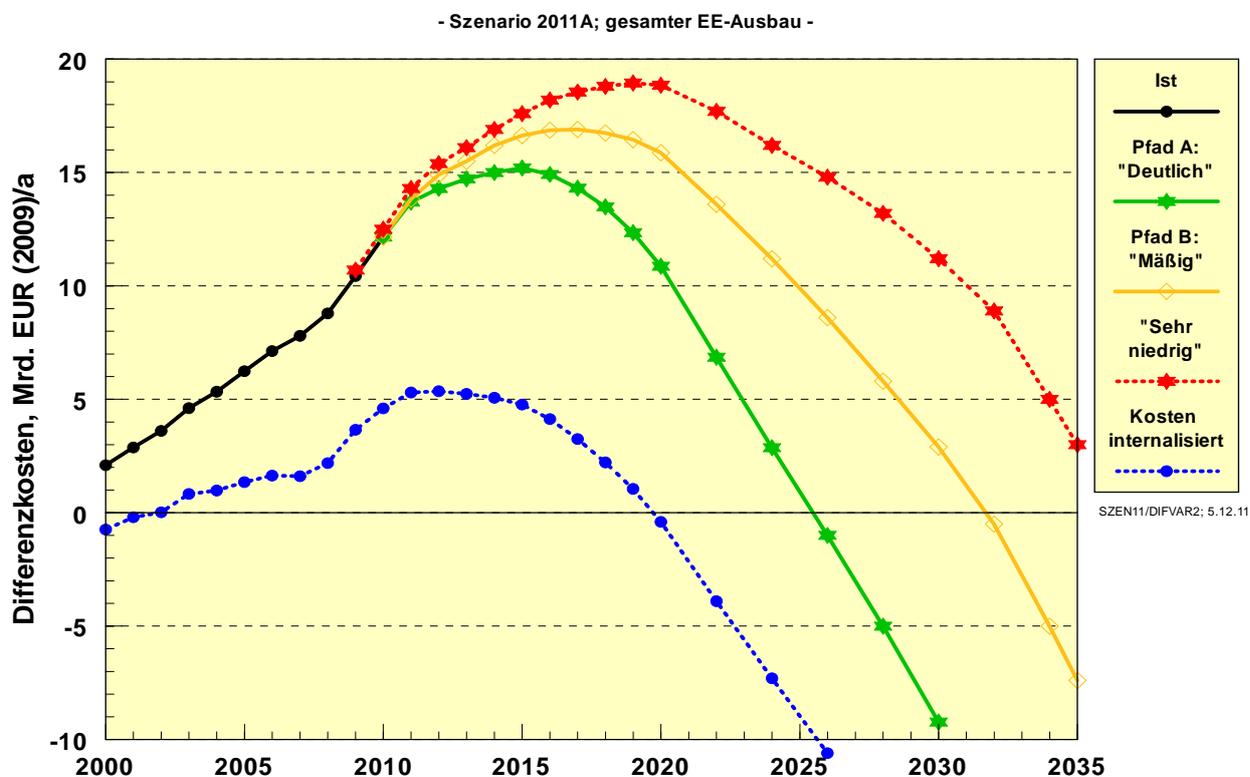


Abbildung 7.12: Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Szenario 2011 A für vier verschiedene Preispfade

Im Gegensatz dazu zeigt der Preispfad unter Einbeziehung der externen Kosten, dass der gesamte EE-Ausbau nach der Periode des intensiven Photovoltaikzubaues eine gesamtwirtschaftlich positive Wirkung hat. Der maximale Wert der systemanalytischen Differenzkosten beläuft sich auf 5 Mrd. €/a und tritt im Jahr 2012 auf. Bereits 2020 sind die Differenzkosten für die Gesamtheit der EE-Technologien wieder bei null und nehmen dann beträchtliche negative Werte an.

Tabelle 7-9 fasst die Ergebnisse der Differenzkostenberechnungen für den gesamten EE-Ausbau in kumulierter Form nochmals zusammen. Die Angaben zeigen, dass sich bei einem mäßigen Preisanstieg nach Pfad B der Ausgleich der systemanalytischen Differenzkosten erst kurz vor 2050 einstellt (Saldo -42 Mrd. € im Jahr 2050). Für einen sehr niedrigen Preisanstieg entsprechend Pfad C würden die kumulierten Differenzkosten bis 2040 steigen, um erst danach allmählich abzunehmen. Geht man also vom Postulat nur gering steigender Energiepreise und nur schwach steigender CO₂-Preise (also einem unzulänglichen Emissionshandel) über Jahrzehnte hinweg aus, würde die konsequente, aber verengte betriebswirtschaftliche Schlussfolgerung lauten, die erneuerbaren Energien nicht oder nur selektiv auszubauen.

Im Gegensatz dazu zeigt die unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten notwendige Berücksichtigung externer Kosten, dass der gesamte EE-Ausbau mit sehr geringen Differenzkosten erreicht werden kann (maximal 52 Mrd. €), wenn man die potenziellen Klimaschäden in der Kostenkalkulation berücksichtigt. Bereits kurz nach 2020 überwiegen die vermiedenen Kosten von Klimaschäden diejenigen Kosten, die bei Fortführung der fossilen Energieversorgung auftraten. Diese können angesichts der globalen Dimension der CO₂-Vermeidung allerdings nicht ausschließlich der deutschen Volkswirtschaft „gutgeschrieben“ werden.

Tabelle 7-9: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Szenario 2011 A für vier Pfade anlegbarer Energiepreise (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	Pfad A („Deutlich“)	Pfad B („Mäßig“)	Pfad C („Sehr niedrig“)	Kosten internalisiert
bis 2010	71	71	71	16
bis 2020	210	230	245	52
bis 2030	219	324	395	-38
bis 2040	-30	250	416	-352
bis 2050	-524	-42	279	-918

Angesichts der durch den Klimawandel zu erwartenden Schäden bzw. Kosten würde aber eine Blockade oder eine deutliche Verzögerung des EE-Ausbaus ein fatales Marktversagen mit voraussichtlich erheblichen negativen Konsequenzen für alle Volkswirtschaften darstellen. Die Ergebnisse in Tabelle 7-9 zeigen insgesamt eindrücklich, dass die zukünftig sich einstellende Preisentwicklung fossiler Brennstoffe sowie das sich einstellende CO₂-Kostenniveau äußerst sensible Parameter für die energiepolitische Bewertung des EE-Ausbaus darstellen.

Der Vorteil einer langfristig angelegten Transformationsstrategie der Energieversorgung in Richtung EE-Ausbau (begleitet von einer wirksamen Effizienzstrategie) zeichnet sich heute bereits ab. Neue Arbeitsplätze in innovativen und umweltverträglichen Wachstumsbranchen

wurden geschaffen, die Wettbewerbschancen der einschlägigen deutschen Unternehmen auf dem Weltmarkt sind günstig. Geht man von einer „wirtschaftsverträglichen“ Anpassungsstrategie entsprechend Pfad A aus, zeigen sich ihre positiven ökonomischen Wirkungen vollständig kurz nach 2025. Zu diesem Zeitpunkt treten für die Gesamtheit aller EE keine jährlichen Differenzkosten mehr auf. Ab diesem Zeitpunkt werden einerseits der deutschen Volkswirtschaft durch die Nutzung der EE Aufwendungen erspart, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien aufgewandt werden müssten. Und es werden andererseits durch die reduzierten CO₂-Emissionen potenzielle Klimaschäden vermieden, was dem gesamten Globus zugute kommt.

Auf diese Weise erfolgt die „Tilgung“ der bis dahin aufgewandten Vorleistungen für den Einstieg in die breite Anwendung von EE-Technologien, die um 2040 (Preispfad A) abgeschlossen ist. Der Verlauf der Differenzkosten zeigt, dass der Ausbau der EE (und in ähnlicher Weise eine Strategie der verstärkten Effizienz, deren monetäre Wirkung hier nicht betrachtet wurde) dafür sorgt, dass – abgesehen von ihrer ökologischen Vorteilhaftigkeit – die zukünftige Versorgung mit Energien überhaupt noch zu volkswirtschaftlich erschwinglichen Kosten und ohne Probleme für die Ressourcenverfügbarkeit zur Verfügung gestellt werden kann.

7.3.3 Auswirkungen der Differenzkosten auf Stromkosten und Energiekosten

Die in Abschnitt 7.1.5 abgeleiteten anlegbaren spezifischen Stromkosten repräsentieren die Stromgestehungskosten heutiger und zukünftiger Kraftwerke auf fossiler (und bis 2022 auch nuklearer) Energiebasis (Tabelle 7-3) in Form eines repräsentativen Mittelwerts für den jeweiligen Energiepreispfad. Aus den oben ermittelten Differenzkosten lassen sich die durch den EE-Zubau resultierenden Zusatzkosten für die gesamte Stromerzeugung – und damit für die Stromverbraucher – ableiten, wenn diese auf die gesamte genutzte Strommenge (Nettostromverbrauch) umgelegt wird (vgl. Abschnitt 7.2.2). Kombiniert man beide Entwicklungen, kann die Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten des gesamten Strommixes der Szenarien 2011 bestimmt werden. Abbildung 7.13 zeigt dies am Beispiel des Szenarios 2011 A für die Kostenrelationen des Preispfads A.

Die mittleren Erzeugungskosten der EE (vgl. Abbildung 7.4; blaue Kurve in Abbildung 7.13) liegen derzeit noch deutlich über denjenigen konventioneller Stromerzeuger. Dies bewirkt beim jetzigen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (17% in 2010) eine Erhöhung der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung um 1,71 ct/kWh auf 6,5 ct/kWh. Dieser Wert steigt noch auf maximal 2,33 ct/kWh im Jahr 2016, woraus sich mittlere Stromgestehungskosten von insgesamt 8,4 ct/kWh ergeben. Ein Stromkostenmaximum stellt sich um 2025 mit 9,3 ct/kWh ein. Die durch den EE-Zubau induzierte Umlage liegt dann aber nur noch bei 0,6 ct/kWh. Zu diesem Zeitpunkt decken die EE bereits über 50% der Stromnachfrage. Nach 2027 wird im Fall des Preispfads A EE-Strom im Mittel günstiger als fossiler Strom bereitgestellt. Die aufgrund weiterer technischer Innovationen und stetiger Marktausweitung weiter sinkenden EE-Stromgestehungskosten ermöglichen daher eine Reduktion der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung auf ein Niveau von knapp 7 ct/kWh in 2050. Sie entsprechen damit – wegen des hohen EE-Anteil von 85% – nahezu dem Kostenniveau der EE-Bestandsanlagen, wie sie in Abschnitt 7.1.3 abgeleitet wurden.

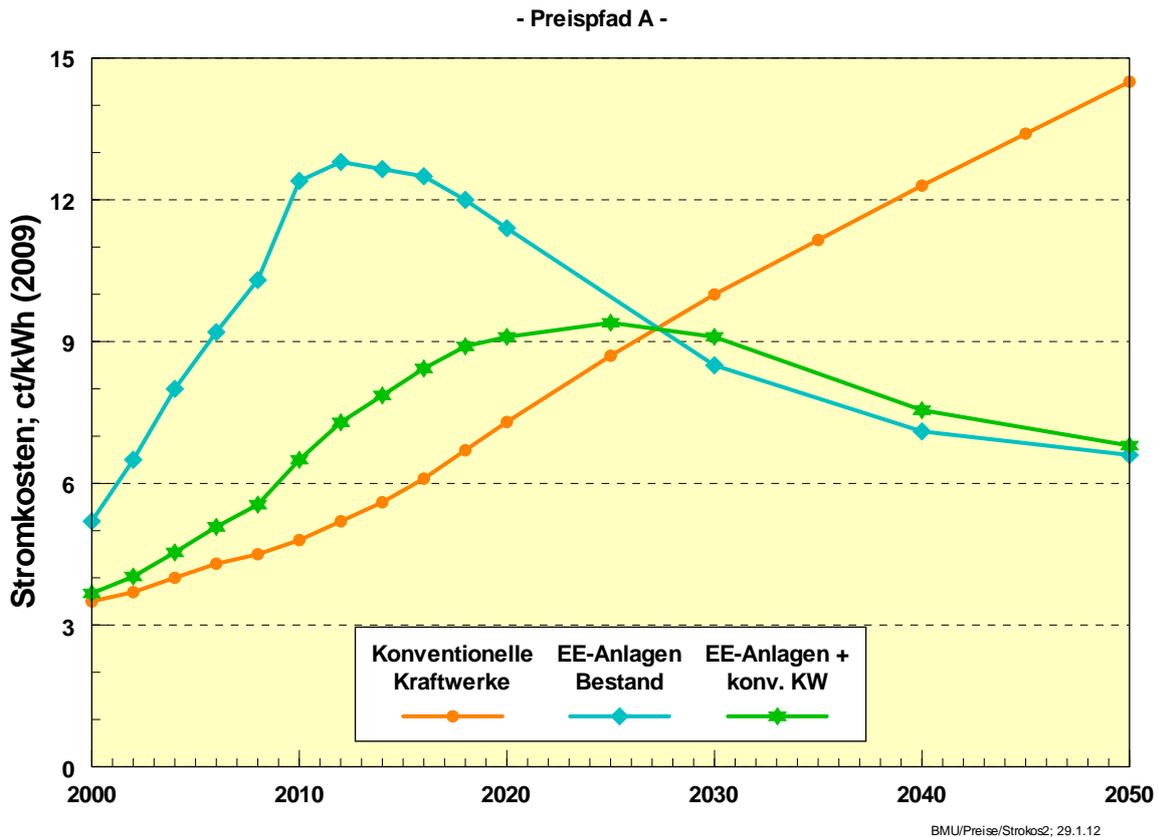


Abbildung 7.13: Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke, des EE-Mixes und der Gesamtheit aller Strom erzeugenden Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A

Dieses Kostenniveau (in realen Preisen des Jahres 2009) ist nur geringfügig höher als der heutige Wert (einschließlich der Umlage aus den EE-Differenzkosten). Im Gegensatz zu heute stellt aber dann das Stromversorgungssystem Strom aus risikoarmen, weitgehend klimaneutralen und unbegrenzt verfügbaren Energiequellen zur Verfügung. Damit wäre der derzeit energiepolitisch angestrebte Transformationsprozess erfolgreich abgeschlossen. Die sich nach 2027 ausweitende Kostendifferenz zu den Kosten der rein fossilen Stromerzeugung weist auf die durch den EE-Ausbau „eingesparten“ Ausgaben gegenüber einem (fiktiven) Beibehalten einer fossilen Stromversorgung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts hin.

Da die Mehraufwendungen für die Anpassung des gesamten Stromversorgungssystems an die EE (vgl. z. B. Exkurs zu Netzausbaukosten mit geschätzten 12 bis 13% der eigentlichen EE-Anlagenkosten) hier nicht berücksichtigt sind, fallen die quantitativen Wirkungen entsprechend geringer aus. An der grundsätzlich positiven volkswirtschaftlichen Wirkung des Transformationsprozesses ändert sich jedoch nichts.

Abbildung 7.14 zeigt zusätzlich den gleichen Sachverhalt für den Stromkostenverlauf gemäß Preispfad B und dem Preispfad „Externe Kosten“ (ohne Kostenkurve für die EE-Anlagen). Im Fall des Preispfads B sind die mittleren Stromgestehungskosten des Gesamtmixes etwas geringer als im Fall des Preispfads A. Der Maximalwert liegt mit 8,9 ct/kWh um das Jahr 2025 um 0,4 ct/kWh unter demjenigen des Preispfads A. Die durch den EE-Zubau verursachte Umlage ist jedoch mit maximal 2,5 ct/kWh etwas höher als beim Preispfad A, da auch

die Differenzkosten in diesem Fall insgesamt höher sind (vgl. Abbildung 7.10); der Zeitpunkt der Kostenunterschreitung der fossilen Erzeugung verschiebt sich bis in das Jahr 2032. Langfristig nähern sich die mittleren Stromgestehungskosten ebenfalls dem Kostenniveau der zukünftigen EE-Anlagen.

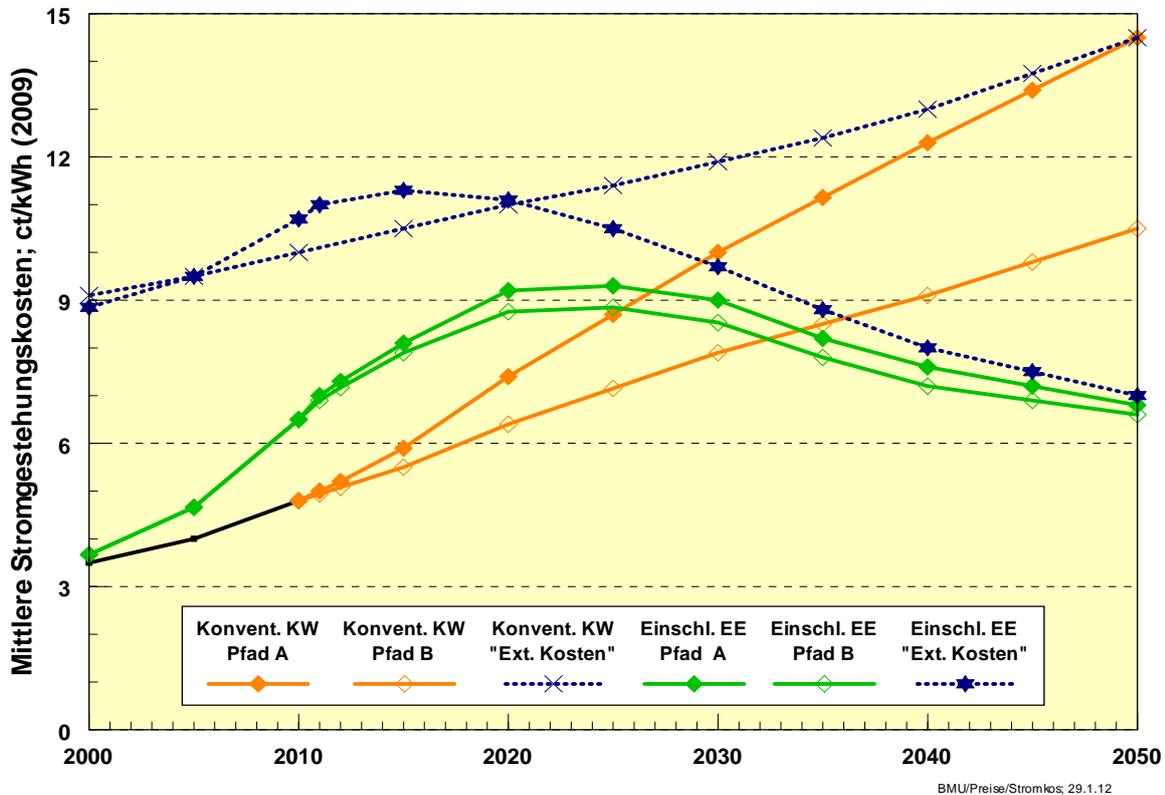


Abbildung 7.14: Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke und der Gesamtheit aller Strom erzeugenden Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Pfad A, Pfad B und Pfad „Externe Kosten“

Die „ökologisch korrekten“ Kosten des Preispfads „Externe Kosten“ lägen naturgemäß bereits heute deutlich höher als die tatsächlichen Stromgestehungskosten. Entsprechend gering ist die Umlage aus den EE-Differenzkosten. Sie erreicht maximal 0,80 ct/kWh um das Jahr 2013, der Zeitpunkt der Kostengleichheit mit der fossilen Stromerzeugung liegt bereits im Jahr 2020. Die danach „eingesparten“ Kosten gegenüber einer rein fossilen Stromversorgung repräsentieren näherungsweise die vermiedenen Klimaschäden infolge der vermiedenen CO₂-Emissionen der deutschen Stromversorgung. Da die externen Kosten der EE-Anlagen hinsichtlich CO₂-Emissionen bereits heute sehr gering sind und zukünftig gegen null gehen, ist das langfristige Kostenniveau der Stromversorgung mit dem der anderen Preispfade vergleichbar.

Auf der Basis der in Abschnitt 2.3 abgeleiteten Energiepreise kann derselbe Sachverhalt näherungsweise für die gesamte Energieversorgung und damit für den gesamten Transformationsprozess der Energieversorgung dargestellt werden. Die Energieverbraucher geben derzeit in ihrer Gesamtheit jährlich rund 200 Mrd. €₂₀₀₉/a (ohne MwSt., Kraftstoffe ohne Mineralölsteuer, einschl. EE-Differenzkosten von 12 Mrd. €) für Brennstoffe (~70 Mrd. €), Kraftstoffe (~45 Mrd. €) und Strom (~85 Mrd. €) aus (Abbildung 7.15). Im Jahr 2005 waren es

noch rund 160 Mrd. €. Je nach Veränderung der Importpreise fossiler Energien ergaben sich in den letzten Jahren jährliche Unterschiede von bis zu 30 Mrd. €/a (Anstieg von 2007 auf 2008). Würde das heutige Energieverbrauchs-niveau (Endenergie 2010: 2517 TWh/a) eingefroren und zukünftig ausschließlich fossil gedeckt, müssten beim Preispfad A dafür im Jahr 2030 etwa 320 Mrd. €₂₀₀₉/a und im Jahr 2050 etwa 415 Mrd. €₂₀₀₉/a aufgewandt werden (graue Linie: „Fossil ohne Effizienz“)³⁰. Selbst beim niedrigen Preispfad B wären es noch 280 Mrd. €₂₀₀₉/a (2030) bzw. 350 Mrd. €₂₀₀₉/a (2050). Dies macht deutlich, dass das bloße Fortscheiben einer fossilen Energieversorgung in absehbarer Zeit die finanzielle Belastbarkeit selbst wohlhabender Volkswirtschaften übersteigen würde.

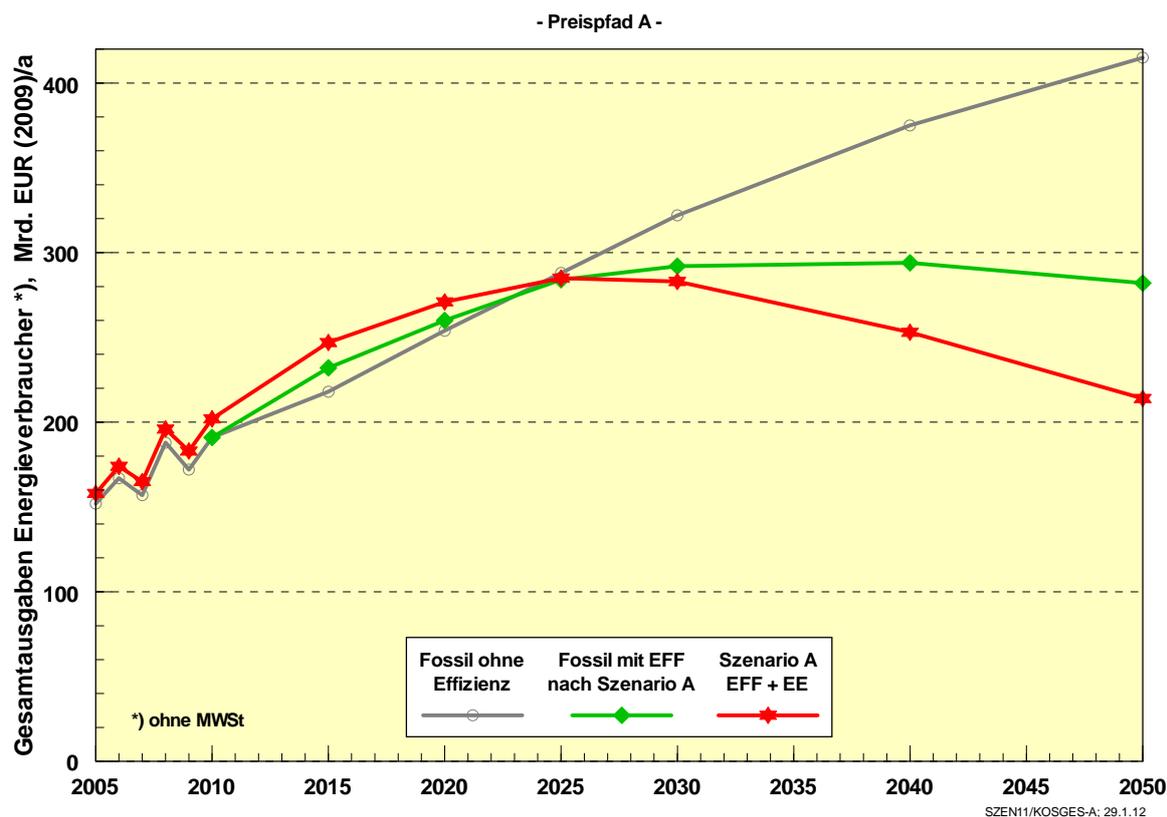


Abbildung 7.15: Gesamtausgaben für Energie aller Verbraucher bei ausschließlich fossiler Bereitstellung des heutigen Verbrauchniveaus, bei Umsetzung der Effizienz-ziele und für den Energiemix des Szenarios 2011 A

Eine konsequente und beharrliche Strategie der substantiellen Effizienzsteigerung bei gleichzeitigem Ausbau der EE ermöglicht die Abkopplung von diesem nicht zukunftsfähigen Trend. Abbildung 7.15 zeigt die Wirkungen dieser Strategie in zwei Schritten. Wird nur die Effizienzstrategie betrachtet – also unterstellt, dass der zukünftig deutliche sinkende Endenergieverbrauch ausschließlich fossil gedeckt würde –, könnten die Ausgaben für die zukünftige Energieversorgung auch bei den im Preispfad A angenommenen Preissteigerung auf einem Niveau von knapp unter 300 Mrd. €₂₀₀₉/a gehalten werden (grüne Linie: „Fossil mit EFF“). Hierbei sind die zusätzlichen jährlichen Kapitalkosten für auf ca. 40 Mrd. €/a ge-

³⁰ Dabei wird angenommen, dass auch die bisher nicht vom Emissionshandel erfassten Energieverbraucher in absehbarer Zeit Zahlungen für ihre CO₂-Emissionen leisten müssen, entweder durch eine entsprechende Erweiterung des Emissionshandels oder durch äquivalente Instrumente, z. B. eine CO₂-Steuer.

geschätzte jährliche Effizienzinvestitionen berücksichtigt. Sie führen dazu, dass kurzfristig die Energieausgaben etwas stärker steigen als bei einer Energiepolitik ohne merkliche Effizienzwirkung. Ab etwa 2025 würde sich jedoch die positive Wirkung der Effizienzwirkung einstellen. Insgesamt würde die „Energierrechnung“ gegenüber 2010 um 50% steigen, während das spezifische Kostenniveau bis 2050 um das 2,2-fache steigt. Werden die Effizienzpotenziale in geringerem Umfang erschlossen, steigen die Ausgaben zwar abgebremst, aber stetig. Das gilt auch, wenn zu einem späteren Zeitpunkt die Effizienzpotenziale erschlossen sind, aber die Versorgungsbasis immer noch weitgehend fossil wäre.

Erst in der Kombination mit dem EE-Ausbau (rote Linie: „Szenario 2011 A, EFF+EE“) gelingt die Abkopplung und die Überleitung in ein zukunftsfähiges Energieversorgungssystem vollständig. Bis ca. 2025 treten als Ausgaben die Differenzkosten des EE-Ausbaus für Strom, Wärme und Kraftstoffe hinzu (vgl. Abbildung 7.10), sodass die gesamten Energieausgaben (ohne Berücksichtigung von Aufwendungen für die Einbindung des fluktuierenden EE-Stroms in das Versorgungssystem) im Jahr 2020 bei rund 270 Mrd. €₂₀₀₉/a liegen und bis 2025 noch auf 285 Mrd. €₂₀₀₉/a steigen. Danach sinken sie in dem Maße wie die Effizienz- und EE-Strategie ihre Wirkung zeigt. Im Jahr 2050 wird mit Ausgaben in Höhe von 215 Mrd. €₂₀₀₉/a etwa das heutige Ausgabenniveau wieder erreicht, obwohl das spezifische Energiepreisniveau der verbleibenden fossilen Energien mehr als doppelt so hoch wie heute ist.

Als Fazit aus den Ausführungen dieses Kapitels kann festgehalten werden, dass eine auf Dauer angelegte wirkungsvolle Effizienz- und EE-Strategie es ermöglicht, sowohl eine klimaverträgliche und risikoarme Energieversorgung zu schaffen, als diese auch nach einer Übergangszeit kostenstabil zu halten. Die technischen Voraussetzungen dafür sind vorhanden; die notwendigen strukturellen Anpassungen können in dem vorgegebenen Zeitraum bis 2050 erbracht werden. Notwendig ist dazu, dass eine auf Jahrzehnte angelegte Energiepolitik Vorrang erhält vor der Vertretung von kurzfristigen Einzelinteressen. Zentrale Aufgabe muss es sein, die jetzt dazu erforderlichen Vorleistungen in Form von Investitionen in EFF- und EE-Technologien und den entsprechend anzupassenden Infrastrukturen (bzw. dem daraus resultierenden Kapitaleinsatz), als notwendige und sinnvolle Vorsorge zur Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung den Bürgern und den Wirtschaftsakteuren glaubhaft zu vermitteln und auch gegen Widerstände einzelner Interessengruppen durchzusetzen.

7.3.4 Weiterer Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien

Die Förderung erneuerbarer Energien wird seit 1990 von den verschiedenen Bundesregierungen aus mehreren Gründen stetig ausgebaut und weiterentwickelt. Als Gründe wurden im EEG wie auch EEWärmeG explizit formuliert:

- Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes soll eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglicht werden,
- die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung sollen auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte verringert werden,
- fossile Energieressourcen sollen geschont werden,
- die Abhängigkeit von Energieimporten soll verringert werden und
- die Weiterentwicklung von Techniken zur Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien soll gefördert werden.

Diese zentralen Gründe werden in der meist von einzelwirtschaftlichen Betrachtungen und von selektiv herausgegriffenen Punkten (wie etwa den EEG-Differenzkosten) dominierten Diskussion um das Für und Wider der erneuerbaren Energien leicht außer Acht gelassen, da sie schwerer zu greifen sind und die Langfristigkeit und Vielschichtigkeit der Wirkungen meist keine schnelle Bewertung zulässt. Nicht nur bei den intendierten Absichten des Gesetzgebers, sondern auch bei einer volkswirtschaftlich orientierten Gesamtschau sind diese beabsichtigten Nutzenwirkungen jedoch einzubeziehen, wenn auch die monetäre Quantifizierung zum Teil methodisch schwierig ist und es bei dem einen oder anderen Aspekt der Transformation des Energiesystems noch bei einer mehr qualitativen Betrachtung bleiben muss.

Es besteht weitgehend Konsens darüber, dass eine auf fossilen und nuklearen Energieträgern aufbauende Energieversorgung nicht nachhaltig ist. Nur erneuerbare Energien nutzen die unbegrenzten Ressourcen, wie sie von Sonne und Erde zur Verfügung stehen. Abgesehen von der Biomassenutzung gibt es relativ wenige grundsätzliche Konfliktbereiche, die mit der Nutzung von Wind- und Wasserkraft, Solarenergie oder Erdwärme verbunden wären. Auch grundsätzliche Risiken, wie sie inhärent mit der Nutzung der Kernenergie verknüpft sind, treten nicht auf. Die verbleibenden Konflikte ergeben sich meist auf regionaler Ebene, wie etwa bei der konkurrierenden Nutzung von Biomasse oder der lokalen Beeinflussung von Landschaften durch die Aufstellung von EE-Anlagen. Sie können bei entsprechender Dialogbereitschaft meist auch auf dieser Ebene gelöst werden.

Die fehlende Nachhaltigkeit der konventionellen Energiewirtschaft zeigt sich heute sehr deutlich in den Folgewirkungen auf die Umwelt in Form von landschaftlichen und gesundheitlichen Wirkungen, Luft- und Gewässerverschmutzung, Klimaschäden und globalen Konflikten um den Einfluss auf wichtige Rohstoffvorkommen. Eine erhebliche globale und regionale Bedeutung hat der Klimawandel bekommen, der mit dem Ausstoß von Kohlendioxidemissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger verbunden ist. Die erwarteten Folgen für das langfristige Klima, kürzerfristige Extremwetterereignisse sowie terrestrische und ozeanische Ökosysteme sind so dramatisch, dass ein zügiger Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft vordringlich geworden ist. Schon ist absehbar, dass das als „Grenzwert“ für einen noch tolerierbaren Klimawandel definierte „2°-Ziel“ kaum mehr erreicht werden dürfte.

Untersuchungen haben gezeigt, dass Nichthandeln beim Klimaschutz am Ende teurer wird, als das aktive und frühzeitige Umsetzen von Klimaschutzmaßnahmen [Stern 2007, Kempfert 2005; WBGU 2011]. Damit kommt der Reduktion der CO₂-Emissionen eine besonders große Bedeutung zu. Da die Kosten von Klimaschäden zum überwiegenden Teil (noch) nicht in betriebswirtschaftlichen Kalkulationen berücksichtigt werden, bestehen heute noch nahezu unüberwindbare Barrieren für eine wirksame Reduktion der globalen CO₂-Emissionen. Der am 11. Dezember 2011 zu Ende gegangene Weltklimagipfel in Durban/Südafrika hat dies einmal mehr bestätigt. Die noch nicht berücksichtigten Kosten, d. h. die geschätzten gesamten externen Kosten der heutigen Energiebereitstellung liegen nach besten Schätzungen voraussichtlich im Bereich von 70 bis 85 € je Tonne CO₂ [Krewitt/Schlomann 2006, Stern 2007]. Die vergleichsweise geringen Kosten durch den auf die Stromversorgung und industriellen Großanlagen innerhalb der EU begrenzten Emissionshandel mit derzeitig unter 10 €/t CO₂ (Ende 2011) und die Existenz von Energiesteuern in einigen Ländern sind ein erster, aber noch sehr unzulänglicher Schritt zur Korrektur falscher, da nicht nachhaltig begründeter Preise auf den Energiemärkten. Nur durch eine derartige Korrektur können die notwendigen nachhaltigen Innovationen in großem Umfang und in einer großen Zahl von Ländern ange-

stoßen werden, die für eine substantielle Minderung von Klimagasemissionen erforderlich sind. Der CO₂-Vermeidungsbeitrag erneuerbarer Energien hilft daher bereits heute in erheblichem Umfang, externe Kosten zu vermeiden, so lange diese nicht vollständig in den Energiepreisen fossil erzeugten Stroms internalisiert sind (s. auch [Klobasa et al. 2009]).

Im krassen Gegensatz dazu bestehen in zahlreichen Ländern noch umfangreiche Subventionsstrukturen für fossile und nukleare Energien, die zu schwerwiegenden Wettbewerbsverzerrungen beitragen und die Förderung erneuerbarer Energien teilweise konterkarieren. In einer aktuellen Analyse der IEA [IEA 2011] wurde ein globales Subventionsvolumen für fossile Energien in Höhe von 400 Mrd. \$ für das Jahr 2010 ermittelt. Diese beträchtlichen Mittel fördern die weitere Verschwendung fossiler Rohstoffe, blockieren Investitionen in Effizienz- und EE-Technologien, belasten die Handelsbilanz von Importländern – insbesondere wirtschaftsschwacher (Entwicklungs-) Länder mit hoher Importabhängigkeit – und verschärfen das Klimaproblem.

Die Schonung fossiler Ressourcen durch die verstärkte Nutzung von EE führt bei einem rohstoffarmen Land wie Deutschland zu einer erheblichen Verminderung des Imports fossiler Energieträger. Ein steigender EE-Anteil in der Stromerzeugung senkt dabei den Einsatz von Erdgas und Kohle, EE im Wärmebereich reduzieren den Bedarf an Erdgas und Mineralöl, während im Transportsektor fast nur Mineralölprodukte ersetzt werden. Derzeit vermeiden sie den Import von 1100 PJ/a fossile Energien³¹, wenn man den Zuwachs ab 1995 zum Vergleich heranzieht (Tabelle 7-10). Im Jahr 2008, dem Jahr hoher Energiepreise, waren es rund 930 PJ/a. Dadurch wurden jährlich bereits 6,9 Mrd. €_{2009/a} an Importausgaben durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden, in 2010 waren es wegen gesunkener Preise 6,8 Mrd. €_{2009/a}. Insgesamt importierte Deutschland im Jahr 2010 fossile Energieträger (~10100 PJ/a) im Wert von 68 Mrd. €, der Geldwert der durch EE vermiedenen Menge lag 2010 also bei 10% des Gesamtwerts. Schwankungen der Energiepreise wirken sich stark in der jährlichen Importrechnung aus. Im Jahr 2008 lag der Wert der Energieimporte mit 81 Mrd. €/a deutlich höher als 2010.

Der in den Szenarien 2011 unterstellte weitere Ausbau der erneuerbaren Energien und steigende Brennstoffpreise werden die jährlich vermiedenen Importausgaben deutlich ansteigen lassen. Die vermiedenen Importmengen wachsen bis zur Jahrhundertmitte auf rund 4100 PJ/a. Je nach Preispfad werden die dadurch vermiedenen Importausgaben im Jahr 2020 zwischen 17 und 20 Mrd. €_{2009/a} betragen und im Jahr 2030 bereits 30 bis 36 Mrd. €_{2009/a}. Bis zur Jahrhundertmitte werden die jährlich vermiedenen Importausgaben für fossile Energieträger auf 54 bis 73 Mrd. €_{2009/a} angestiegen sein, was etwa 2% des dann erwarteten Bruttoinlandsprodukts entspricht.

³¹ Die durch EE insgesamt vermiedene fossile Energiemenge in Deutschland lag in 2010 bei 1450 PJ/a [AGEE-Stat 2011].

Tabelle 7-10: Durch erneuerbare Energien vermiedene fossile Importe und Importausgaben im Szenario 2011 A im Vergleich zum „konstanten“ EE-Ausbauzustand im Jahr 1995

	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Vermiedene Importmengen, (PJ/a)									
Mineralöl	196	262	328	584	761	1000	1227	1396	1831
Erdgas	148	316	377	615	705	859	926	1329	1490
Steinkohle	319	351	405	587	683	828	899	881	769
Fossiler Import gesamt	683	930	1111	1787	2148	2686	3052	3606	4090
Vermiedene Importausgaben; Preispfad A, (Mrd. €_{2009/a})									
Mineralöl	1,6	3,1	3,4	7,3	10,7	15,6	21,1	28,9	44,0
Erdgas	0,7	2,4	2,2	4,4	5,7	7,9	9,7	16,9	22,1
Steinkohle	0,8	1,4	1,2	2,8	3,3	4,6	5,6	6,8	6,9
Fossiler Import gesamt	3,1	6,9	6,8	13,9	19,7	28,1	36,4	52,6	73,0
Vermiedene Importausgaben; Preispfad B, (Mrd. €_{2009/a})									
Mineralöl	1,6	3,1	3,4	6,8	9,6	13,6	17,7	22,9	33,0
Erdgas	0,7	2,4	2,2	3,9	4,9	6,6	7,7	12,7	15,8
Steinkohle	0,8	1,4	1,2	2,0	2,7	3,7	4,4	5,0	4,9
Fossiler Import gesamt	3,1	6,9	6,8	12,7	17,2	23,9	29,8	40,6	53,7

Auch die durch den EE-Einsatz vermiedenen CO₂-Emissionen nehmen zukünftig beträchtliche Werte an. Im Jahr 2010 wurden durch EE rund 115 Mio. t CO₂ vermieden [AGEE-Stat 2011]. Sie repräsentieren einen Wert von 1,6 Mrd. € (CO₂-Preis 14,3 €/t), tatsächlich sind aber Klimaschäden in Höhe von rund 8,5 Mrd. € vermieden worden (Tabelle 7-11). Bei einer CO₂-Preisentwicklung gemäß Preispfad A wird erst 2050 mit 75 €/t CO₂ der volle Wert der durch CO₂-Emissionen verursachten Klimaschäden erreicht. Bei einer in 2050 durch EE vermiedenen CO₂-Menge von 396 Mio. t CO₂/a entspricht dies vermiedenen Klimaschäden in Deutschland von 31,5 Mrd. € (Tabelle 7-11). Beim Preispfad B ist mit 57 €/t CO₂ dieser Wert noch nicht erreicht. Hier entspricht der Wert der vermiedenen CO₂-Emissionen in 2050 knapp 23 Mrd. €

Tabelle 7-11: Durch EE vermiedene Klimaschäden und Wert der vermiedenen CO₂-Emissionen entsprechend der Preispfade A und B, in Mrd. €_{2009/a}

	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Vermiedene Klimaschäden durch EE-Ausbau *)	5,0	8,1	8,6	12,5	16,5	19,8	22,7	27,1	31,5
Wert der vermiedenen CO ₂ -Emissionen, Preispfad A			1,6	3,3	5,9	9,2	13,6	21,7	31,5
Wert der vermiedenen CO ₂ -Emissionen, Preispfad B			1,6	3,0	5,1	7,4	10,3	16,2	22,6

*) bei Klimaschäden entsprechend 75 €₂₀₀₉/t CO₂

Durch die kontinuierliche Förderung der erneuerbaren Energien hat im Laufe der letzten 20 Jahre eine sehr deutliche Weiterentwicklung bei den eingesetzten Techniken stattgefunden; deutsche Unternehmen der EE-Branche sind dadurch in vielen Bereichen zu Technologieführern geworden. Die wirtschaftlichen Impulse aus Investitionen und Betrieb von Anlagen in Deutschland betragen im Jahr 2010 rund 38 Mrd. € (Investitionen 27 Mrd. €; Anlagenbe-

trieb 11 Mrd. € [AGEE-Stat 2011]). Durch zahlreiche technische Innovationen hat sich beispielweise bei Windkraftanlagen die Anlagenleistung von ursprünglich wenigen Kilowatt auf heute bis zu sieben Megawatt gesteigert. Der Preis pro Kilowattstunde hat sich seit 1990 etwa halbiert. Noch beeindruckender ist die Kostendegression bei Photovoltaikanlagen. So ist der mittlere Systempreis pro Kilowatt installierte Leistung von rund 14000 € im Jahr 1990 um gut 80% auf heute rund 2500 € gefallen. Dies war nur durch technologische Fortschritte auf allen Wertschöpfungsebenen und eine beträchtliche Marktausweitung möglich. Hinzu kommt allerdings in letzter Zeit der durch chinesische Importe induzierte starke Preisdruck auf deutsche Hersteller. Eine weitere Halbierung der Kosten in den nächsten Jahren ist absehbar.

Vergleichbare Kostensenkungen sind dagegen bei solarthermischen Anlagen bisher nicht eingetreten. Hier ist die ursprüngliche Kostenreduktion, die zwischen 1990 und 2000 zu Kostensenkungen um 40 bis 50% führte [AEE 2010], praktisch zum Erliegen gekommen, was u. a. auf die mit der stark schwankenden jährlichen Marktentwicklung verbundene Unsicherheit zurückzuführen ist. Sie kann wieder einsetzen, wenn ein wirksames Instrument längerfristige Förderstabilität gewährleistet.

Durch den bisherigen Ausbau der EE sind bis Ende 2010 rund 367.000 Arbeitsplätze (brutto) entstanden [AGEE-Stat 2011]. Durch den beabsichtigten weiteren EE-Ausbau in Deutschland und eine Ausweitung globaler Märkte wird sich diese Entwicklung weiter fortsetzen, da deutsche Unternehmen eine sehr gute Chance haben, weiterhin große Anteile am Weltmarkt zu halten bzw. zu erreichen. Da erneuerbare Energien als einer der wichtigsten globalen Zukunftsmärkte eingeschätzt werden, sind damit weiterhin steigende Umsätze verbunden, auch wenn die Bedeutung des deutschen Marktes bei im wesentlich konstanten Umsatzvolumina für die Unternehmen zurückgehen wird.

Weitere sehr detaillierte Analysen zu den Nutzenwirkungen der Erneuerbaren sind in [Breitschopf 2010a, Breitschopf 2010b; Breitschopf 2011] angestellt worden. Dabei wurden u. a. die systemanalytischen Kosten des EE-Ausbaus im Strom- und Wärmesektor den entsprechenden Nutzenbeträgen gegenüber gestellt. Im Jahr 2009 (2008) ergaben sich Kosten von rund 7,5 Mrd. € (6 Mrd. €), überwiegend für die oben erläuterten systemanalytischen Differenzkosten, daneben aber auch für den EE-bedingten Netzausbau sowie für Ausgleichs- und Regelenergie. Demgegenüber standen in beiden Jahren vermiedene Umweltschäden von (brutto) etwa 8 Mrd. €, die überwiegend aus den vermiedenen CO₂-Emissionen und anderen Luftschadstoffen resultieren (vgl. Tabelle 7-11).

Bei sinkenden Systemkosten der Erneuerbaren und steigenden Ausgaben für die fossile Energieversorgung kann sich der systemanalytische Vorteil in Zukunft weiter zugunsten der Erneuerbaren entwickeln. Im Abschnitt 7.3.1 zu den systemanalytischen Differenzkosten ist dies beispielhaft für ein wesentliches Segment des Umbaus der Energieversorgung erläutert worden. Die Untersuchungen in [Breitschopf 2010a] zeigen aber auch die Problematik der Nutzenbilanzierung. Zum einen sind eine Reihe von positiven Wirkungen eines EE-Ausbaus nicht bzw. kaum quantifizierbar. Dazu gehören u. a. die Verringerung oder Vermeidung von internationalen Spannungen wegen geringerer Nachfrage nach knappen fossilen Energien, die nicht bzw. kaum vorhandenen Missbrauchsmöglichkeiten der EE-Techniken für kriegerische oder terroristische Zwecke und damit eine unproblematischere länderübergreifende Zusammenarbeit oder die vielfältigen dezentralen Nutzungsmöglichkeiten von EE-Techniken

mit ihrer regionalen Wertschöpfung und den verstärkten (Mit-) Gestaltungsmöglichkeiten auf privater und kommunaler Ebene. In Kapitel 8 werden dazu weitere Ausführungen gemacht.

Zum anderen sind die quantifizierbaren Nutzenbeträge bislang weitgehend theoretischer Natur, da sie in der Kostenkalkulation der Marktteilnehmer überwiegend nicht enthalten sind und somit auch Investitionsentscheidungen nicht „automatisch“ nach dem optimalen volkswirtschaftlichen Nutzen gefällt werden, sondern nach einem in der Regel eher kurzfristigen Kalkül der einzelnen Wirtschaftsobjekte. Somit werden derzeit die notwendigen Korrekturen in Form von Förderinstrumenten und anderer staatlicher „Leitplanken“ als Kostenfaktoren und damit vorwiegend negativ als „Belastung“ wahrgenommen. Die letztlich mit „Preissteigerungen“ verbundenen Korrekturen dieses „Marktversagens“ müssen jedoch von einer mutigen und aufgeklärten Energie- und Klimaschutzpolitik, welche die Belange des Umwelt- und Klimaschutzes gleichrangig neben wirtschafts- und sozialpolitische Interessen stellt, als notwendige und langfristig nützliche Maßnahmen gesehen und auch so den Bürgern vermittelt werden. Andernfalls wird der im Energiekonzept der Bundesregierung angekündigte Transformationsprozess hin zu einer auf erneuerbaren Energien und hoher Energieeffizienz basierenden Energieversorgung nicht stattfinden können.

8 Sicherheitsrelevante Aspekte des Umbaus der Energieversorgung

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat maßgeblichen Einfluss auf die Sicherheit der zukünftigen Energieversorgung. Dabei spielen sowohl technisch-strukturelle, wirtschaftliche, ökologische, gesellschaftliche als auch entwicklungspolitische Aspekte eine Rolle. Im Folgenden werden die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Sicherheit der Energieversorgung qualitativ beschrieben und entsprechende Schlussfolgerungen für mögliche Handlungsspielräume bei der Markteinführung und dem Ausbau erneuerbarer Energie abgeleitet. Unter dem Begriff „Energiesicherheit“ werden verschiedene Sicherheitsaspekte von Energiedienstleistungen subsumiert, vgl. [REACCESS 2011]:

- Versorgungssicherheit
- Innere Sicherheit
- Investitions- und Wirtschaftssicherheit
- Umwelt- und Klimasicherheit
- Internationale Sicherheit

Diese Begriffe werden im Folgenden beschrieben und mit Schwerpunkt auf der zukünftigen deutschen Elektrizitätsversorgung diskutiert.

8.1 Versorgungssicherheit

Unter dem Begriff „Versorgungssicherheit“ wird hier vor allem die Abrufbarkeit von Energiedienstleistungen nach Bedarf verstanden. Für den Stromsektor bedeutet das, dass im elektrischen Netzverbund jederzeit genügend abrufbare elektrische Erzeugungsleistung verfügbar sein muss, um die aktuelle Last der Stromverbraucher zu decken. Nicht nur die Leistungsbilanz zwischen Angebot und Nachfrage muss jederzeit ausgeglichen sein, sondern es muss auch ausreichend Reservekapazität vorhanden sein, um notfalls Ausfälle von Kraftwerkskapazitäten kurz-, mittel- und langfristig zu überbrücken. Im europäischen ENTSO-E-Verbundnetz dürfen derzeit nur etwa 3000 MW Erzeugungsleistung gleichzeitig ungeplant vom Netz gehen (entspricht der vorgehaltenen Primärregelleistung), da es sonst zur Instabilität kommen kann [entso-e 2011]. Der Begriff „Versorgungssicherheit“ beinhaltet hier also folgende Aspekte:

- Abrufbarkeit der Versorgungsquellen nach Bedarf,
- Verfügbarkeit der installierten Kraftwerksleistung (Anteil der Nettoengpassleistung, der jederzeit sicher verfügbar ist),
- Flexibilität (Anteil der Nettoengpassleistung, der auf- und abgeregelt werden kann),
- Reserve (Regelleistung, Ersatzkraftwerke / kalte Reserve),
- Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär-, Minutenreserve, Spannungshaltung, Frequenzhaltung durch rotierende Massen, Kurzschlussleistungen, Schwarzstartfähigkeit),
- Redundanz (n-1-Kriterium, Begrenzung der größten Einheiten, die ohne Risiko für die Stabilität des Netzverbands ausfallen dürfen).

8.1.1 Sicherheit der nationalen Energieversorgung

Stromsektor

Der Stromsektor hat die größten Anforderungen an die Systemsicherheit und stellt damit auch die größten Herausforderungen im Hinblick auf die Transformation des Energiesystems. EE-Strom war bisher und ist noch heute ein Additiv zur konventionellen Stromerzeugung. Deshalb ist bislang allein der konventionelle Kraftwerkspark für die Gewährleistung der Systemstabilität zuständig. Konventionelle „Must-Run-Kapazitäten“, welche als drehende Reserve am Netz bleiben müssen, führen jedoch bereits heute zu Netzengpässen und zur Abregelung von EE-Anlagen. Dabei sind EE-Anlagen vielfach selbst in der Lage, Systemdienstleistungen für einen sicheren Netzbetrieb zu erbringen und damit die vorrangige Einspeisung aufrecht zu erhalten. Im Hinblick auf eine weitere Transformation der Stromversorgung mit hohen EE-Anteilen müssen diese auch schrittweise die gesamte Versorgungssicherheit gewährleisten. Wichtige Teilaspekte dieser Versorgungssicherheit sind die Bereitstellung der Systemdienstleistungen Frequenzhaltung und Spannungsregelung. Weitere Punkte, die im Hinblick auf eine Vollversorgung oft kritisch gesehen werden, sind die Gewährleistung einer notwendigen Trägheit des Systems durch rotierende Massen und der bisher geringe Beitrag der fluktuierenden EE-Stromerzeugung zur gesicherten Leistung.

Regelleistung (Frequenzhaltung) muss vorgehalten werden, um zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung und Verbrauch zu gewährleisten. Regelleistung gliedert sich in die Bereiche Primär- und Sekundärregelleistung und Minutenreserve auf. Sie ist notwendig um die kurzfristigen Abweichungen zwischen angemeldeten Fahrplänen bzw. Lastprognosen und der Ist-Einspeisung auszugleichen. Abweichungen von über 45 Minuten vor Lieferung werden dagegen kurzfristig am Intraday-Markt gehandelt. Die Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung für die Szenarien 2011 ist in Kapitel 6.2 dargestellt. EE-Stromerzeuger selbst und zusätzliche Ausgleichsoptionen können diesen Bedarf an Regelleistung vollständig decken, ohne dass neue „Must-Run-Kapazitäten“ in nennenswertem Umfang erforderlich werden (vgl. Kap. 6). Positive Regelenergie kann einerseits durch zuschaltbare Erzeuger wie PSW-Turbinen, Gaskraftwerke und BHKW oder andererseits durch abschaltbare Lasten wie Wärmepumpen, Elektromobilität oder industrielle Verbraucher erbracht werden. Längerfristig können Gaskraftwerke und BHKW auch mit EE-Gas (Wasserstoff oder Methan) betrieben werden. Eine weitere Möglichkeit besteht in dem gedrosselten Betrieb von Windkraftanlagen zu Zeiten, in denen die gesamte Last durch dargebotsabhängige EE-Erzeuger gedeckt wird. Negative Regelleistung kann durch abschaltbare Erzeuger oder zuschaltbare Verbraucher erbracht werden. Synergien ergeben sich durch den Einsatz von PSW oder anderen Speichern in der Regelleistung zur Vermeidung der Abregelung von Wind- oder Solarstrom. Voraussetzung für diesen Einsatz ist ein flexibler und kurzfristiger Regelleistungsmarkt, der sich so an die Erfordernisse eines Energiesystems mit hohem Anteil fluktuierender EE optimal anpasst. Dazu ist die Anpassung des Regelleistungsmarktes an EE vorzunehmen (kleinere Losgrößen, kürzere Zeitscheiben, etc.). Durch den Zusammenschluss von Erzeugern und/oder Verbrauchern zu großen virtuellen Pools können die technischen Anforderungen auch von kleinen dezentralen Einheiten erfüllt werden.

Die **Bereitstellung von Blindleistung** zur Spannungshaltung innerhalb eines bestimmten Toleranzbereiches ist ebenfalls notwendig, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Derzeit

wird dies fast ausschließlich im Bereich des Hoch- und Höchstspannungsnetzes durch die Bereitstellung von Blindleistung geregelt. Durch die zunehmende dezentrale fluktuierende Einspeisung kommt es in Abhängigkeit vom dezentralen Lastprofil zunehmend auch zu Spannungsüberhöhungen im Verteilnetz. Um diese ausgleichen zu können, ist eine dynamische Regelung der Blindleistung dezentraler Erzeuger notwendig. Die dezentrale Blindleistungssteuerung kann auch zu einer Reduzierung der Netzverluste und Erhöhung der freien Übertragungskapazität der Netze eingesetzt werden [Braun 2008]. Dennoch besteht trotz einer Regelung der Spannung auf Verteilnetzebene weiterhin ein Regelbedarf auf Übertragungsebene zur Sicherstellung des Systembetriebs. Um die zunehmend großräumige Übertragung von fluktuierendem EE-Strom – wie Windstrom aus Norddeutschland zu den Lastzentren in West- und Süddeutschland – zu ermöglichen, besteht zudem im bestehenden Wechselstromnetz ein Bedarf zur Blindleistungskompensation. Eine sehr attraktive Option kann dabei der Erhalt der Generatoren von konventionellen Großkraftwerken sein, auch wenn die Kraftwerke selbst außer Betrieb gehen und rückgebaut werden. Des Weiteren ist auch der Bau zusätzlicher Betriebsmittel (z. B. STATCOM, Phasenschieber) auf der Übertragungsebene erforderlich. Weitere Potenziale bieten großtechnische Speicher wie PSW oder mit EE-Gas befeuerte GuD- und Gaskraftwerke als auch große Windparks, welche direkt in das Hochspannungsnetz einspeisen. Die Problematik der großräumigen Übertragbarkeit kann auch durch den Aufbau eines europäischen HGÜ-Netzes (Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung) entlastet werden.

Die **Transiente Stabilität**, d. h. die Trägheit des Systems und die Verfügbarkeit von Kurzschlussleistungen muss gewährleistet werden. Laständerungen, Kurzschlüsse oder Erzeugungsausfälle können das Gleichgewicht des stationären Betriebszustandes (ausgeglichene Wirkleistungs- und Blindleistungsbilanz im Gesamtsystem) stören. Für die Systemstabilität ist dabei eine Trägheit des Systems notwendig, welche durch die Synchronisation der rotierenden Massen großer thermischer Kraftwerke (Synchrongeneratoren) gewährleistet wird. Die Einspeisung von EE-Strom beruht dagegen größtenteils auf dem Einsatz von Wechselrichtern. In der Diskussion wird kritisch bemerkt, dass die Leistungselektronik durch die Entkopplung von Motor und Generator über einen Gleichstromzwischenkreis die Trägheit des Systems und die Systemstabilität nicht gewährleisten kann. In verschiedenen Forschungsarbeiten wurde nachgewiesen, dass es durch die moderne Leistungselektronik in Kombination mit geeigneten Mess- und Regelverfahren möglich ist, auch Systeme ohne rotierende Massen/Generatoren stabil aufzubauen [Engler 2002 und Strauß 2009]. Ein weiterer damit korrelierter Punkt ist, dass im Kurzschlussfall hohe Stromflüsse notwendig sind, um die entsprechenden Sicherungsschalter auch auf der Höchstspannungsebene auslösen zu können. Auch hier kann der Erhalt der Generatoren von konventionellen Großkraftwerken sehr attraktiv sein, auch wenn die Kraftwerke selbst außer Betrieb gehen und rückgebaut werden. Schwungradspeicher sind eine weitere Option, ebenso die Umrüstung der Sicherungsschalter auf ein von Kurzschlussleistungen unabhängiges System.

Die „**gesicherte Leistung**“ verschiedener Stromerzeugungstechnologien beschreibt den Anteil der gesamten verfügbaren (installierten) Leistung, der zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast – also des höchsten Stromverbrauchs – sicher abrufbar ist. Dieser Anteil ist bei Photovoltaikkraftwerken nahezu null, da im Winter kaum die Sonne scheint. Für wenige verteilte Windparks sind noch relativ hohe Anteile möglich. Wenn Leistung über eine große Region verteilt sind zeigen sich gewisse Ausgleichseffekte, so dass man mit bei Wind etwa

5 bis 10% der installierten Leistung als gesicherter Leistung rechnen kann [dena 2008]. Bei einem starken Anlagenzubau nimmt dieser Effekt jedoch ab. Konventionelle Kraftwerke wie Erdgas- oder Kohlekraftwerke haben im Einzelnen eine sehr hohe Verfügbarkeit von teilweise über 98%, im gesamten Kraftwerksverbund sind jedoch wegen ungeplanten Ausfällen und notwendiger Reservevorhaltung für Systemdienstleistungen i. d. R. nur Anteile zwischen 80% und 90% des installierten Kraftwerksparks als gesicherte Leistung anzusehen. Revisionen können teilweise in Zeiten geringem Strombedarf gelegt werden. Von einer installierten Gesamt-Leistung von 160 GW gelten deshalb in Deutschland derzeit nur ca. 93 GW als gesichert [BDEW 2011a]. Bei einer Spitzenlast von ca. 81 GW stehen damit noch etwa 12 GW verbleibende Leistung als Reserve zur Verfügung (Abbildung 8.1 und Tabelle 8-1). Die Entwicklung der notwendigen gesicherten Leistung für die Szenarien 2011 ist im Abschnitt 6.2.2 dargestellt.

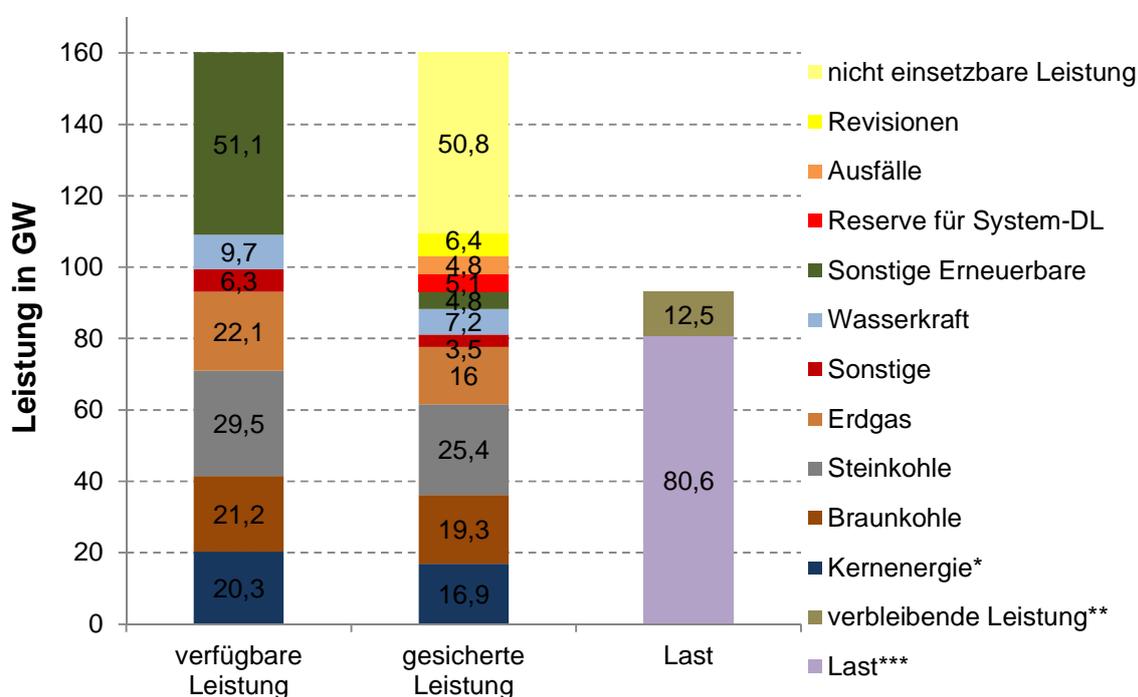


Abbildung 8.1: Verfügbare und gesicherte Leistung in Deutschland Januar 2011 gemäß System Adequacy Forecast 2011–2025 (entso-e) nach [BDEW 2011a]

* in der gesicherten Leistung sind die Stillstände der KKW Brunsbüttel und Krümmel berücksichtigt

** Wert zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast liegt i.d.R. 2-3 GW höher als der saisonale Vorschau-Wert Jan. 19:00 h

*** das von entso-e vorgeschlagene Sicherheitsniveau erfordert einen Sicherheitspuffer von 7 GW (Adequacy Reference Margin)

Die „**Regelbarkeit**“ verschiedener Stromerzeugungstechnologien beschreibt deren Flexibilität, d. h. die Bandbreite zwischen minimal und maximal einstellbarer Leistung als Anteil an der gesamten installierten Leistung (s. Tabelle 8-1 Regelbereich). Zur Ausregelung von Schwankungen wachsender Wind- und PV-Anteile im deutschen Strommix ist sowohl ein großer Regelbereich als auch eine hohe Regelgeschwindigkeit entsprechender Ausgleichskraftwerke essentiell [Müller-Mienack 2011]. Bei einem Umbau zu hohen Anteilen erneuerbarer Energie im Stromsektor stellt sich die Frage, wie die bisher verfügbaren und notwendigen Anteile sicherer und flexibler Leistung beibehalten werden können und welche Struktur-

passungen dazu erfolgen müssen. Weiterhin stellt sich die Frage, mit welchen technischen Lösungen solche Ausgleichsdienstleistungen erbracht werden können.

Tabelle 8-1: Flexibilität und gesicherte Leistung verschiedener Kraftwerkstypen nach [Müller-Mienack 2011], [Hundt et al. 2010], [dena 2008] und eigenen Berechnungen

Typ der Erzeugungseinheit (EZE)	Technische Mindestleistung	Regelbereich der EZE**	Durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit *	Anfahrzeit kalt	Anfahrzeit heiß	Gesicherte Leistung
	[% P _N]	[% P _N]	[% P _N /min]	[h]	[h]	[% P _N]
Braunkohlekraftwerk	50	50 – 100	3	6 - 8	2	92
Steinkohlekraftwerk	30	30 – 100	4	4 - 5	2	86
GuD-Kraftwerk	20	20 – 100	5	3 - 4	1	86
Gasturbine	20	20 – 100	10	0	0	42
Erdgas Dampfturbine	30	30 – 100	6	4 - 5	1	86
Kernkraftwerk	60	60 – 100	4	8 - 12	2	93
Pumpspeicherwerk	25	25 – 100	100	0	-	90
Laufwasserkraftwerk	25	25 – 100	100	0	-	40
Biomassekraftwerk	30 - 70	30 - 100	3 - 4	n.a.	n.a.	88
Windenergie	0	-	-	-	-	5 - 10
Photovoltaik	0	-	-	-	-	0
Geothermie	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	90
Solarth. Kraftwerke	30	30 - 100	4	4 - 5	2	90

* als Mittelwert eines 10-Minuten-Intervalls, P_N = Nennleistung

** zum Teil nur nach unten abregelbar

Thermische, mit fossilen Brennstoffen befeuerte Kraftwerke haben i. d. R. eine technische Mindestleistung, bei deren Unterschreiten sie vollständig abgeschaltet werden müssen. Ist dies erfolgt, dauert es bei einigen Typen bis zu mehreren Stunden, um sie wieder in Betrieb zu nehmen, d. h. ihre Leistung ist dann nicht uneingeschränkt verfügbar. Während Gasturbinen schnell zugeschaltet werden können, sind Kohlekraftwerke und vor allem Braunkohle- und Kernkraftwerke erst nach mehreren Stunden wieder einsatzbereit. Kraftwerke können im „heißen“ Zustand zwar schneller anfahren, sie verbrauchen jedoch Brennstoff um auf Standby gehalten zu werden. Weitere Einschränkungen der Flexibilität ergeben sich z. B. bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, wenn diese wärmegeführt betrieben werden. Wind- und PV-Kraftwerke können zwar jederzeit abgeregelt werden, können jedoch anschließend nur dann wieder zu höheren Leistungen gefahren werden, wenn die aktuelle Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie dies ermöglicht.

Der Umbau der Versorgungsstrukturen hin zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energiequellen könnte zu einer Beeinträchtigung der Energiesicherheit führen, wenn überwiegend sichere durch weniger sichere und flexible durch weniger flexible Kapazitäten ersetzt würden. Die Vorstellung, ein Kernkraftwerk durch eine Photovoltaikanlage gleicher oder höherer Leistung ersetzen zu können, ist falsch. Es ist unbedingt darauf zu achten, dass trotz eines solchen Umbaus die Sicherheit und Flexibilität der Stromversorgung jederzeit erhalten bleibt.

Die Tabelle 8-2 gibt einen Überblick über entsprechende Kennziffern der in Deutschland installierten Kraftwerke für die Jahre 2000 und 2010. Die Werte geben nur einen pauschalen Mittelwert für eine ganze Reihe von Kraftwerken eines Typs wieder. Sie zeigen tendenziell auf, wo bei einem Umbau des Energiesystems Grenzen und Probleme für die Versorgungssicherheit auftreten können.

Tabelle 8-2: Zusammensetzung der installierten elektrischen Leistung in Deutschland im Jahr 2000 (oben) und im Jahr 2010 (unten) nach Kraftwerkstypen, vgl. [dena 2010]

Kraftwerkspark Deutschland 2000

	Installiert GW	davon sicher	davon regelbar*	Auslastung h/a	Energie TWh/a
Laufwasserkraft	4,6	74%	0%	5300	24,4
Biomasse	0,0	85%	70%	5500	0,0
Biomasse KWK	1,2	50%	25%	4000	4,6
PV	0,1	1%	0%	730	0,1
Windkraft	6,1	8%	0%	1250	7,6
Geothermie	0,0	85%	60%	5500	0,1
Solarstromimport	0,0	85%	70%	0	0,0
Erdgas	15,0	80%	80%	1500	22,5
Erdgas KWK	4,0	50%	25%	6350	25,4
Steinkohle	24,0	86%	70%	5100	122,4
Steinkohle KWK	8,0	50%	25%	3450	27,6
Braunkohle	20,4	91%	50%	7300	148,6
Kernkraft	21,9	83%	40%	7650	167,5
Heizöl KWK	2,0	50%	25%	2500	5,0
Heizöl	6,0	60%	70%	500	3,0
Übrige	6,0	60%	25%	3600	21,6
(Pump)speicher	4,5	85%	75%		
Lastmanagement	0,0	50%	50%		
Netzaustausch	7,5	50%	50%		
Summe **	131,2	73%	49%	4869	580,4

Bilanz:		
erneuerbar	11,9	GW
fossil	107,3	GW
gesamt	119,2	GW
Netzaustausch	7,5	GW
Lastmanagement	0,0	GW
regelbar *	64,4	GW
nicht regelbare Leistung	54,8	GW
gesichert *	95,6	GW
Spitzenlast Sommer	70,0	GW
Spitzenlast Winter	80,0	GW
nicht regelbar fossil	50,3	GW
nicht regelbar erneuerbar	4,5	GW
Grundlast Sommer	40,0	GW
Grundlast Winter	50,0	GW
Anteil erneuerbar	6,3%	
Anteil fossil-nuklear	93,7%	

Kraftwerkspark Deutschland 2010

	Installiert GW	davon sicher	davon regelbar*	Auslastung h/a	Energie TWh/a
Laufwasserkraft	5,3	74%	0%	3900	20,7
Biomasse	0,0	85%	70%	5800	0,0
Biomasse KWK	4,9	50%	25%	6200	30,3
PV	16,8	1%	0%	850	14,3
Windkraft	27,2	8%	0%	1450	39,4
Geothermie	0,0	85%	60%	5500	0,1
Solarstromimport	0,0	85%	70%	0	0,0
Erdgas	19,0	80%	80%	3400	64,6
Erdgas KWK	6,0	50%	25%	3400	20,4
Steinkohle	21,0	86%	70%	4500	94,5
Steinkohle KWK	8,5	50%	25%	2500	21,3
Braunkohle	21,2	91%	50%	6950	147,3
Kernkraft	20,3	83%	40%	6900	140,1
Heizöl KWK	2,0	50%	25%	2500	5,0
Heizöl	4,0	60%	70%	520	2,1
Übrige	4,7	60%	25%	4500	21,2
(Pump)speicher	5,7	85%	75%		
Lastmanagement	0,0	50%	50%		
Netzaustausch	8,5	50%	50%		
Summe **	175,1	58%	38%	3860	621,2

Bilanz:		
erneuerbar	54,2	GW
fossil	106,7	GW
gesamt	160,9	GW
Netzaustausch	8,5	GW
Lastmanagement	0,0	GW
regelbar *	66,5	GW
nicht regelbare Leistung	94,4	GW
gesichert *	100,7	GW
Spitzenlast Sommer	70,0	GW
Spitzenlast Winter	80,0	GW
nicht regelbar fossil	50,0	GW
nicht regelbar erneuerbar	44,4	GW
Grundlast Sommer	40,0	GW
Grundlast Winter	50,0	GW
Anteil erneuerbar	16,9%	
Anteil fossil-nuklear	83,1%	

* im Sinne von uneingeschränkt nach Bedarf aufwärts und abwärts regelbar

** inkl. Netztransferkapazität und Pumpspeicherleistung

Die regelbaren Anteile der installierten Kraftwerksleistung von etwa 65 GW sind seit dem Jahr 2000 in etwa auf gleichem Niveau geblieben. Der wenig regelbare Anteil des konventionellen (fossilen) Kraftwerksparks lag im vergangenen Jahrzehnt konstant bei 50 GW. Die auftretende Grundlast von etwa 40-50 GW wurde bisher durch Kraftwerke gedeckt, die nicht besonders gut regelbar sein mussten, sondern möglichst effizient im Dauerbetrieb laufen sollten. Hier zeichnet sich nun ein Paradigmenwechsel ab, da bei zunehmendem Anteil fluktuierender Stromflüsse aus erneuerbaren Quellen immer öfter Zeitfenster auftreten, in

denen konventionelle Grundlastkraftwerke abgeregelt werden müssen. Aus der geringeren Auslastung ergibt sich direkt eine verminderte Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke.

In den vergangenen zehn Jahren wurde die wenig bzw. nicht regelbare Leistung von 55 GW im Jahr 2000 auf 95 GW erhöht. Dies führte bereits mehrfach in Grundlastsituationen mit einem plötzlich auftretenden Angebot von Windstrom zu einem Überangebot an Strom und in Folge zu negativen Börsenpreisen, d. h. es musste für die Einspeisung von Strom bezahlt werden. Dies schafft Anreize, Erzeugungsleistung abzuschalten, um eine Überlastung der Netze und Stromausfälle zu vermeiden. Entsprechende Fälle treten immer häufiger auf, obwohl der erneuerbare Anteil der jährlichen Stromerzeugung, der zunehmend von den schlecht regelbaren Technologien Photovoltaik und Wind dominiert wird, seit dem Jahr 2000 von 6,4% auf 17,1% im Jahr 2010, also nur um etwas mehr als 10 Prozentpunkte zugenommen hat [AGEE-Stat 2011]. Das heißt, dass schon heute bei noch relativ kleinen Anteilen erneuerbarer Energie ein Flexibilitätsproblem im deutschen Kraftwerkspark auftritt.

Multipliziert man den als „sicher abrufbar“ geltenden Anteil der installierten Leistung aller Kraftwerke mit deren Kapazität, dann stellt man fest, dass dieser sich seit dem Jahr 2000 nicht verändert hat, sondern bei etwa 100 GW konstant geblieben ist. Bei einer Spitzenlast in Deutschland von knapp über 80 GW ist ein solcher Wert sinnvoll, da damit gewährleistet ist, dass auch höchste Bedarfsspitzen jederzeit zuverlässig und mit ausreichender Reserve für Notfälle gedeckt werden können.

Die gesamte installierte Leistung aller Kraftwerke hat von 120 GW im Jahr 2000 auf 160 GW im Jahr 2010 zugenommen. Die regelbare Leistung (65 GW) und die sichere Leistung (100 GW) sind, wie oben beschrieben, dabei annähernd konstant geblieben. Das heißt, der Zubau von gut 40 GW erneuerbarer Leistung seit dem Jahr 2000 hat weder zur Erhöhung noch zur Verringerung der sicheren oder der regelbaren Leistung in Deutschland beigetragen, aber zu einer Erhöhung der relativ unflexiblen Leistung von 55 GW auf 95 GW geführt.

Beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energiequellen für die Stromversorgung müssen deshalb die Ansprüche bezüglich der Energieversorgungssicherheit erfüllt werden. Dazu gibt es folgende Möglichkeiten:

- Abbau der wenig flexiblen Leistungsanteile aus bisher vorrangig im Dauerbetrieb arbeitenden konventionellen Grundlastkraftwerken (unter Berücksichtigung der Aspekte Spannungshaltung, transiente Stabilität, Kurzschlussleistungen, Regelleistung, n-1-Kriterium).
- Ausbau sicher abrufbarer erneuerbarer Energiequellen wie z. B. Biomasse im Rahmen ihrer „ökologischen“ Potenziale und der geothermalen Stromerzeugung. Flexibilisierung der KWK-Stromerzeugung aus EE durch Speicher (Gas- und Wärmespeicher, Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz).
- Genereller Umbau wärmegeführter zu stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung mit Hilfe von Wärmespeichern sowie ein weiterer Ausbau stromgeführter KWK.
- Import von regelbarem erneuerbarem Strom nach Bedarf z. B. aus solarthermischen Dampfkraftwerken in Nordafrika (Desertec) und Anbindung der bestehenden Speicherwasserkraftwerke in Skandinavien.

- Erhöhung der Speicherkapazität im deutschen und europäischen Stromnetz über Pumpspeicherkraftwerke, Druckluft-Kavernenspeicher und langfristig die Herstellung von Wasserstoff und/oder Methan mittels EE-Strom. Mit Hilfe dieser Speichertechnologien können fluktuierende Energieströme aus Photovoltaik- und Windkraftwerken in regelbare und sicher verfügbare Leistung umgewandelt werden.
- Erhöhung der Netztransferkapazität des Stromverteilungsnetzes für einen verbesserten weiträumigen Ausgleich von erneuerbarem Energieangebot und Bedarf.
- Last- und Energiemanagement zur Anpassung der Last an ein fluktuierendes erneuerbares Energieangebot durch intelligente Verbrauchergeräte und Netze. Hier ergeben sich neue Möglichkeiten durch eine Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor (z. B. Wärmepumpen und Elektromobilität).
- Nach Bedarf Ausbau schnell regelbarer konventioneller Gas-Kraftwerksleistung, die langfristig auch (anteilig) mit EE-Wasserstoff oder EE-Methan betrieben werden kann.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass ein Umbau zu erneuerbaren Energiequellen grundsätzlich den Abbau wenig flexibler, konventioneller Kapazitäten bei gleichzeitiger Beibehaltung sicher abrufbarer Kapazitäten voraussetzt, um den Ansprüchen an die Energiesicherheit einer modernen Versorgungsinfrastruktur auch in Zukunft zu genügen.

Bei der Umsetzung dieser Maßnahmen ist neben der Betrachtung möglicher Übertragungs- und Umwandlungsverluste, Kosten und Umweltauswirkungen eine ausgewogene Abstimmung aller Systemkomponenten und die Schaffung öffentlicher Akzeptanz von besonderer Bedeutung. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energiequellen im Stromsektor muss zudem unter Berücksichtigung des gesamten Energieversorgungssystems inklusive möglicher Wechselwirkungen mit dem Wärme- und Verkehrssektor realisiert werden.

Wärmesektor

Im Wärmesektor erfolgt die Energieverteilung an die Verbraucher zum Teil ebenfalls über Netze wie z. B. Erdgas, Fern- und Nahwärme oder Strom, deren Leistung ebenso nach Bedarf geregelt werden muss. Zum anderen erfolgt sie über gut transportier- und speicherbare Energieträger wie Erdöl, Kohle und Biomasse. Durch die Speicherung der Energieträger vor Ort ist eine gewisse zeitliche Entkopplung von Lieferung und Bedarf gegeben.

Thermische Sonnenkollektoren, Biomasse und Erdwärme sind die klassischen Lieferanten erneuerbarer Wärme in Haushalten, Gewerbe und Industrie. Sie können Energieträger wie Kohle, Erdgas und Heizöl direkt vor Ort ersetzen oder ergänzen. Elektrischer Strom könnte in Zukunft eine zunehmende Bedeutung im Wärmesektor gewinnen, da nichts gegen effiziente elektrische Wärmepumpen oder sogar direkte elektrische Heizungen spricht, wenn diese aus erneuerbaren Quellen gespeist werden. So heizen in Norwegen z. B. schon heute viele Haushalte mit Strom aus Wasserkraft.

Der oben bereits erwähnte Umbau von wärme- zu stromgeführter KWK kann eine sinnvolle Kopplung beider Bereiche ermöglichen, potenzielle Nutzungskonflikte begrenzen und ggf. die Flexibilität des Gesamtsystems erhöhen. Insbesondere in Fern- und Nahwärmeverbünden kann über die Installation eines Elektroheizers im Wärmespeicher zu geringen Kosten eine effiziente Option zur Nutzung von Überschussstrom realisiert werden.

Verkehrssektor

Der Verkehrssektor erfordert derzeit weitgehend flüssige und gasförmige Brennstoffe, die in den Fahrzeugen mitgeführt und gespeichert werden. Nur der Schienenverkehr arbeitet mit elektrischem Strom als Energiequelle und netzgebunden. Der angestrebte Einstieg in die Elektromobilität im Individualverkehr steht vor der Herausforderung, entweder gut speicher- und transportierbare Energieträger – also Stromspeicher oder erneuerbare Treibstoffe wie Biokraftstoffe oder EE-Wasserstoff – für diesen Zweck zu schaffen oder, wie bei der Bahn, netzgebundene Lösungen zu entwickeln.

Für alle drei Sektoren gilt als grundlegendes Prinzip, die frei fließenden erneuerbaren Energieströme so weit wie möglich nach ihrer Verfügbarkeit zu nutzen. Schwankungen des Angebots von Wind- und Sonnenenergie müssen dabei so weit wie möglich von Anpassungen des Bedarfs aufgefangen werden bzw. sich an diesen anpassen können. Für erforderliche Infrastrukturmaßnahmen wie Lastmanagement, Netz- sowie Speicherausbau bestehen allerdings nicht nur technisch-ökonomische, sondern auch ökologische und gesellschaftliche Hürden (insbesondere was die Akzeptanz der Bevölkerung und den Flächenbedarf betrifft), die bei der Formulierung von Versorgungsstrategien mit berücksichtigt werden müssen.

Besonderes Augenmerk gilt daher neben Energiespeichern den potenziell gut speicher- und regelbaren sowie grundlastfähigen erneuerbaren Energiequellen Biomasse, Geothermie und solarthermischen Kraftwerken. Diese sollten verstärkt in Richtung Einsetzbarkeit im Regelbereich weiterentwickelt und ausgebaut werden, um Angebotsschwankungen durch den Ausbau wenig regelbarer, fluktuierender erneuerbarer Energien von Anfang an möglichst gering und handhabbar zu halten.

Die noch verbleibenden Deckungslücken in wenigen kurzen Zeitfenstern pro Jahr können mit fossilen Brennstoffen gefüllt werden. Aufgrund des drastisch reduzierten Verbrauchs ist eine insgesamt sichere Versorgung mit diesen Brennstoffen auch langfristig gewährleistet. Langfristig können jedoch die restlichen fossilen Brennstoffe durch gleichwertige, aus erneuerbarer Energie synthetisch hergestellten Brennstoffen ersetzt werden. Dies wird im Szenario 2011 THG95 beispielhaft gezeigt.

8.1.2 Sicherheit von Energieimporten

Wie in Abschnitt 4.1 dargestellt, werden in den Szenarien im Jahr 2050 mit 3427 PJ/a noch 30 % der heutigen Menge fossiler Energien benötigt, und zwar zu etwa gleichen Teilen Mineralöl und Erdgas, wohingegen Kohle kaum noch eingesetzt wird (Abbildung 4.3). Damit verringert sich auch die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung deutlich, von im Jahr 2010 rund 10100 PJ/a mit einer Importquote von 72% [AGEB 2011a]. Importiert werden derzeit 72% der Steinkohle, 99% des Mineralöls, 81% des Erdgases und 100% des Urans. Bis zum Jahr 2020 verringert sich die Importmenge bereits auf 7900 PJ/a (bei 100%-igem Import von Öl, 90%-igem Import von Erdgas und 80%-igem Import von Steinkohle). Die Importquote sinkt nur gering auf 69%. Bis 2050 erfolgt ein weiterer deutlicher Rückgang der Energieträgerimporte, die schließlich bei 3377 PJ/a fossilem Energieimport und damit bei 34% der heutigen Menge liegen. Die fossile Importquote entspricht dann nur noch 46%, hinzu kommt ein importierter Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund in Höhe von 223 PJ/a (entsprechend 62 TWh/a Strom). Die gesamte Importquote beträgt somit

knapp 50%. Der Beitrag der importierten EE am Gesamtverbrauch ist mit 3% (am Stromverbrauch 11%) gering.

Im Zeitverlauf der Szenarien ändert sich allerdings – zumindest bei der Stromversorgung – nicht nur die Quantität, sondern auch die Qualität der Energieimporte: Während es sich bei Kohlen und Uran um gut speicherbare, nicht netzgebundene Energieträger handelt, die längere Reaktionszeiträume bei einem eventuellen Ausfall der Importwege erlauben, werden Erdgas und Elektrizität über Leitungen geliefert und i. d. R. unmittelbar nach der Lieferung verbraucht - wobei Erdgas auch gespeichert werden kann. Eine Unterbrechung der internationalen Versorgungswege im Stromsektor wird sich in Zukunft also qualitativ direkter und schneller als bisher auf die Versorgungssicherheit auswirken, da sie mehr als heute auf Gas- und Stromimporten basieren wird. Quantitativ nimmt die Importabhängigkeit jedoch bereits heute spürbar ab, da die meisten erneuerbaren Energiequellen heimisch sind.

Der unmittelbaren Wirkung eventueller Ausfälle von Strom- und Erdgasimporten muss dadurch begegnet werden, dass eine größere Vielfalt und Menge an unabhängigen Versorgungskorridoren mit ausreichend Reservekapazität erschlossen wird, um den potenziellen Ausfall eines Korridors durch Mehrbelastung der anderen jederzeit über einen angemessenen Zeitraum hinweg ausgleichen zu können. Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken könnten z. B. auf 110% ihrer Nennleistung ausgelegt werden und im Bedarfsfall die entsprechende Reserve bereitstellen. Je mehr Importkorridore zur Verfügung stehen, desto größer ist die Auswahl, um bei Bedarf umsteigen zu können. Solarstromimporte eröffnen die Möglichkeit zur Erschließung vieler neuer Versorgungskorridore für Europa [REACCESS 2011]. Selbst Länder wie z. B. Marokko, die heute Energieträger importieren müssen, könnten mittelfristig zum Solarenergie-Exporteur werden. Durch Solarstromimporte können in Zukunft deutlich mehr Erzeugerländer als bisher in die Versorgungsstrukturen Deutschlands und Europas eingebunden und damit die Abhängigkeiten von wenigen einzelnen Staaten stark reduziert werden. Auch im Hinblick auf die Risikoprofile einzelner Länder steht damit eine größere Auswahl und ein breiteres Versorgungsspektrum zur Verfügung [Tänzler et al. 2007].

Stromimporte aus Nordafrika (solarthermische Kraftwerke) und Skandinavien (Speicherwasserkraft) werden an Bedeutung gewinnen, da sie in der Lage sind, erneuerbare Leistung nach Bedarf zu liefern. Dabei stellt sich natürlich die Frage nach den Risiken, die mit solchen Abhängigkeiten von nicht-europäischen Ländern verbunden sind, insbesondere wenn diese auch Interesse an Öl- und Gasexporten haben.

In [Ellenbeck 2009] wurde u. a. die Verwundbarkeit der Volkswirtschaften Europas und der Erzeugerländer bei einem möglichen Ausfall der Energielieferungen aus Russland (Erdgas) und den Ländern Nordafrikas (Solarstrom) untersucht. Dabei stellte sich heraus, dass eine Unterbrechung der Solarstromlieferungen bei einem vollen Ausbau entsprechend dem TRANS-CSP-Szenario [BMU 2006] in Europa bis zur Wiederinbetriebnahme Schäden in einem Wert von knapp 10% des Bruttoinlandsprodukts (GDP) erreichen würden, der Stopp von Erdgaslieferungen aus Russland etwa 13,5%. Schäden und Energiemengen beider Energiequellen liegen damit in vergleichbaren Größenordnungen. Infolge der Interdependenzen mit den Erzeugerländern würden bei Ausfällen aber auch auf deren Seite wirtschaftliche Schäden entstehen, die in Russland bei nur etwa 2% des GDP lägen, in den Ländern Nordafrikas dagegen um die 20%. Während die wirtschaftliche Verwundbarkeit bei Erdgasimporten

ten aus Russland daher in Europa deutlich höher als im Erzeugerland ist, liegt der Fall bei Solarstromimporten aus Nordafrika eher zugunsten Europas.

Ausreichende Reservekapazitäten auf der Basis gut speicherbarer Energieträger wie Kohle können für Notfälle in Deutschland bereitgehalten und innerhalb eines gewissen Zeitraums betriebsbereit gemacht werden. Dies könnten z. B. wirtschaftlich ausgemusterte, aber betriebsfähige Kohlekraftwerke mit entsprechenden, vor Ort gelagerten Kohlereserven sein, die nur dann einspringen, wenn ein Versorgungskorridor für längere Zeit ausfällt oder ganz ersetzt werden muss, wie z. B. bei der Sperrung der Erdgaspipeline aus Russland im Jahr 2009. Auf diese Weise würde der Vorteil und hohe Wert dieser ideal gespeicherten, aber endlichen Energieformen – im Gegensatz zu ihrem heutigen Einsatz in der unregulierten Grundlast – sinnvoll genutzt. Einen Zugang zu heimischen Kohlereserven für Notsituationen zu erhalten ist im Gegensatz zum vollständigen Verbrauch – Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur Speicherung von Importkohle vorausgesetzt – möglicherweise ein sinnvolles Element der Energiesicherheit in der langfristigen Zukunft.

Die n-1-Regel (n-minus-eins) besagt, dass bei Ausfall auch der größten Leitungen, Transformatoren oder Generatoren die Netzstabilität weiter gewährleistet sein muss [entso-e 2011]. Diese Regel muss auch zukünftig jederzeit beibehalten werden. Insgesamt 3000 MW (die Leistung mehrerer großer Kraftwerke) müssen deshalb heute im europäischen ENTSO-E-Verbundnetz innerhalb von 30 Sekunden als Reserve aktivierbar sein. Sämtliche Betreiber im Netz sind dazu verpflichtet, einen Anteil ihrer Nettoengpassleistung für solche Fälle jederzeit bereit zu halten. Sollen z. B. in Zukunft HGÜ-Leitungen mit einer höheren Leistung als 3000 MW für den Ferntransport von Elektrizität installiert werden, dann muss auch die maximale Ausfalltoleranz im Gesamtverbund entsprechend erhöht werden. Überdimensionierte HGÜ-Leitungen könnten auf der anderen Seite aber auch Ersatzkapazitäten in größerer Entfernung zur Ausfallsicherung mit einbeziehen und damit die Ausfalltoleranz im Gesamtsystem signifikant erhöhen.

8.2 Innere Sicherheit und Verwundbarkeit von Energieinfrastruktur

Mit „innerer Sicherheit“ ist die Sicherheit der inneren Strukturen eines Landes bzgl. der Verwundbarkeit durch Extremereignisse und Angriffe gemeint. Grundsätzlich ist von Bedeutung, ob ein Umbau durch den Zubau neuer Strukturen und den Abbau alter Strukturen erfolgt oder durch einen Zubau neuer Strukturen unter Beibehaltung vorhandener Strukturen. Im ersten Fall kann theoretisch ein System mit niedriger Verwundbarkeit durch ein solches mit hoher Verwundbarkeit ersetzt werden. Im zweiten Fall bleibt die Sicherheit des alten Systems praktisch erhalten und die der neuen Infrastruktur kommt hinzu. Eine Erweiterung vorhandener Infrastrukturen wird in der Regel die Sicherheit der Gesamtinfrastruktur erhöhen bzw. keinen negativen Einfluss auf die innere Sicherheit haben.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Technologien werden deutlich mehr Energiequellen als die bisherigen erschlossen und genutzt. Länder in der Region EU-MENA, die bisher (fossile) Energieträger importieren mussten, können sich in Zukunft zumindest teilweise selbst mit erneuerbaren Quellen versorgen oder sogar Exporteure von Sonnen- und Windenergie werden. Energie wird zudem aus einem wesentlich vergrößerten Einzugsgebiet gewonnen als die immer knapper werdenden, fossilen und nuklearen Energieträger, deren Ausbeutung

sich zunehmend auf immer weniger Weltregionen konzentriert. Bezugskorridore für diese Energieträger (Öl- und Gaspipelines, Öl- und Kohlehäfen usw.) können weiterhin offen gehalten werden, wenn dies aus wirtschaftlichen und sicherheitspolitischen Gründen sinnvoll erscheint, während ihr Durchsatz deutlich zurückgeht. Sinnvolle Infrastrukturen bleiben also erhalten und werden durch neue ergänzt, so dass die innere Sicherheit sowohl einzelner Länder als auch der Gesamtregion EU-MENA durch die Nutzung erneuerbarer Energien prinzipiell ansteigen sollte. Durch eine entsprechend zunehmende Vielfalt von Versorgungsquellen und die damit verbundene Erweiterung des geografischen Einzugsgebietes für Energie nimmt die politische und ökonomische Verwundbarkeit des Gesamtsystems ab. Auch nehmen die Anteile heimischer Energiequellen sowie die Anteile dezentraler Erzeuger an der Versorgung zu.

Bei den für die Realisierung der Szenarien erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen bleibt das vorhandene Wechselstrom-Verteilungsnetz weitgehend erhalten und wird durch Maßnahmen zur Erhöhung der Transferkapazitäten (Netzausbau einschließlich HGÜ-Leitungen), der Verfügbarkeit von Speichern sowie von Last- und Erzeugungsmanagement ergänzt. Zentrale Strukturen wie z. B. Netzknoten und Einspeisepunkte im Übertragungsnetz bleiben erhalten und stellen nach wie vor eine gewisse technisch-strukturelle Verwundbarkeit des Systems dar. Die angestrebte erhöhte Flexibilität der Verteilungsinfrastruktur (höhere Transferkapazität, Speicher und Lastmanagement) sollte allerdings in der Lage sein, die Verwundbarkeit des Systems zumindest nicht zu erhöhen oder besser, sie zu verringern. Detaillierte Beschreibungen möglicher Risiken und Maßnahmen zur Prävention sind in [Tänzler et al. 2007] zu finden. Redundanz, also das Vorhandensein von ausreichend Reservekapazität, spielt folglich auch bei der inneren Sicherheit eine wichtige Rolle. Dies gilt sowohl für Erzeugungskapazitäten (Ersatzkraftwerke) als auch für die Verteilungsinfrastruktur. Wechselstrom-Ringleitungen erlauben z. B. im Gegensatz zu Stickleitungen bei einseitiger Unterbrechung eine weitere Versorgung der Verbraucher, bipolare HGÜ-Verbindungen können bei Unterbrechung eines Strangs noch bis zu 30 Minuten lang etwa 50 % der vollen Leistung liefern.

Dass die Energieversorgung für die innere Sicherheit eines Landes von großer Bedeutung ist, ist unumstritten und leicht nachzuvollziehen. Der Ausfall der Stromversorgung hat dabei immer dieselben negativen Wirkungen, weitgehend unabhängig davon, welche Energiequelle ausgefallen ist. Je umfassender ein solcher Ausfall ist, desto größer die Wirkung auf die innere Sicherheit. Die Folgen eines lang andauernden und großflächigen Stromausfalls in Deutschland wurden in [Petermann et al. 2010] systematisch analysiert und die Möglichkeiten und Grenzen des nationalen Systems des Katastrophenmanagements zur Bewältigung einer solchen Großschadenslage aufgezeigt. Im Fazit dieser Studie wird hervorgehoben, dass durch einen großflächigen Stromausfall aufgrund der kaskadierenden Schadenswirkungen bereits nach wenigen Tagen die Versorgung der Bevölkerung mit (lebens)notwendigen Gütern und Dienstleistungen nicht mehr aufrecht erhalten werden kann. Die dadurch ausgelösten Folgen kommen einer nationalen Katastrophe gleich, weshalb Vorsorgemaßnahmen wie die Erhaltung und Verstärkung von kritischen Infrastrukturen bei den Verantwortlichen in Politik und Gesellschaft eine hohe Priorität haben sollten.

Bei allen nicht-nuklearen Unfällen im Energiebereich handelt es sich neben der Beeinträchtigung der Energieversorgung um teils massive aber meist lokal begrenzte Schäden in der Umgebung der betroffenen Erzeugungs- und Verteilungsinfrastruktur. Über eine möglichst schnelle und präzise Information der Bevölkerung sowie rasche Interventionen kann der

Schaden begrenzt werden. Betroffene Areale müssen ggf. im Brandfall und bei Explosionsgefahr schnell evakuiert werden, die Belastung des Stromnetzes kann durch entsprechendes Verhalten einer rechtzeitig informierten Bevölkerung reduziert werden. Bei einem großräumigen Ausfall der Versorgung müssen entsprechende Not- und Reparaturmaßnahmen sowie Maßnahmen zur Überbrückung der Ausfallzeiten auf allen Ebenen eingeleitet werden, und in den betroffenen Gebieten können nach Wiederherstellung der Versorgung die entstandenen Schäden beseitigt werden.

Bei Ausfällen wie bei den Kernreaktorunfällen in Tschernobyl und Fukushima können noch weitere enorme Folgeschäden auftreten, die massive direkte Auswirkungen auf die innere Sicherheit eines Landes haben können: lebenswichtige Produkte wie Leitungswasser werden nicht mehr genutzt, andere nicht mehr gehandelt, Produktionsstandorte werden verlassen, neue nicht mehr gegründet, internationaler Tourismus und Veranstaltungen finden nicht mehr statt, Export und Import werden eingeschränkt, ein Teil der Bevölkerung flieht oder muss umgesiedelt werden, große Areale werden gegebenenfalls für lange Zeit völlig aufgegeben, und es können keine Reparatur- oder Ersatzmaßnahmen in den betroffenen Gebieten erfolgen.

Die Verwundbarkeit der inneren Versorgungsstrukturen wird durch einen Umbau hin zu erneuerbaren Quellen nicht erhöht, kann aber strukturell auch nicht nennenswert verringert werden, da wesentliche Angriffspunkte, wie die Stromnetze, erhalten bleiben und zentrale Strukturen wie z. B. große Kohlekraftwerke zwar stillgelegt werden, andere wie Pumpspeicherkraftwerke, Offshore-Windparks oder Solarkraftwerke jedoch neu entstehen. Wenn es zu einem vollständigen Abbau der Kernenergie kommt, kann allerdings das Gefahrenpotenzial dieser Technologie – das eine völlig andere zeitliche und räumliche Dimension einnimmt als das aller anderen Energietechnologien – ausgeschlossen werden, was einer signifikanten Erhöhung der inneren Sicherheit gleichkommt. Wegen der Wirkung von Nuklearunfällen über große Distanzen und lange Zeiten hinweg würde eine entsprechende Gefährdung durch ggf. in Nachbarländern betriebene Kernreaktoren jedoch weiter bestehen bleiben.

8.3 Investitions- und Wirtschaftssicherheit

Mit diesem Begriff sind positive Beiträge der erneuerbaren Energien zur wirtschaftlichen Stabilität eines Landes und zur Amortisation von Transformationskosten des Versorgungssystems gemeint. In Kapitel 7 wurde der langfristige Nutzen des EE-Ausbaus aufgezeigt, der sich ergibt, wenn die fossilen Brenn- und Kraftstoffpreise wie erwartet zukünftig weiterhin signifikant ansteigen und sich langfristig die Kosten der erneuerbaren Technologien weiter ähnlich der bisherigen Lernraten verringern. In Abhängigkeit von den zukünftigen Kostenentwicklungen liegt der erwartete Zeitpunkt bei etwa 2025 bis 2035, ab dem bei Fortführung der in den letzten Jahren in die Wege geleiteten Energiewende sich ein stark ansteigender volkswirtschaftlicher Gewinn ergibt. Die signifikante Reduzierung der Abhängigkeit von teurer werdenden Energieimporten kann so bis zum Jahr 2050 zu einem enormen kumulierten volkswirtschaftlichen Gewinn führen (vgl. Kapitel 7).

Die wirtschaftlichen Implikationen eines Umbaus unserer Versorgung hin zu größeren Anteilen erneuerbarer Energie lassen sich im Einzelnen am deutlichsten anhand solarthermischer Kraftwerke darstellen, sie gelten im Prinzip aber ebenso für die meisten erneuerbaren Ener-

gietechnologien. Solarthermische Kraftwerke in sonnenreichen Gegenden sind wie Kohlekraftwerke Dampfkraftwerke, bei denen die Primärenergie zur Dampferzeugung aber nicht aus Brennstoffen, sondern aus konzentrierenden Sonnenkollektoren gewonnen wird. Die tagsüber geerntete Solarwärme kann entweder direkt der Dampferzeugung im Kraftwerk zugeführt oder zunächst gespeichert und z. B. nachts zur Dampferzeugung abgerufen werden. Das Solarfeld ist im einfachsten Fall so dimensioniert, dass es bei voller Einstrahlung genau die Dampfmenge liefert, die die Turbine bei Volllast benötigt. An guten Standorten erreicht ein solches Solarfeld – und damit auch das Kraftwerk – etwa 2000 äquivalente Volllast-Betriebsstunden pro Jahr.

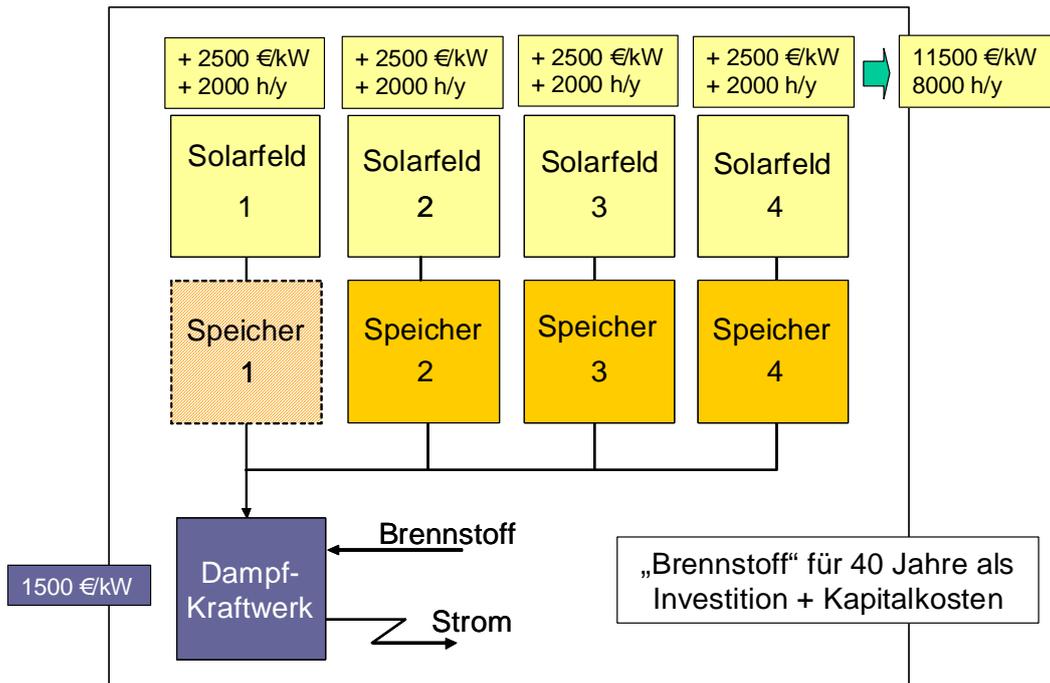


Abbildung 8.2: Konfigurationen solarthermischer Kraftwerke für Spitzen-, Mittel- und Grundlastbetrieb und deren Auswirkungen auf die Gesamtinvestition (Stand 2010)

Während die Investition für ein konventionelles Dampfkraftwerk bei etwa 1500 €/kW liegt und dieses dann über das Jahr hinweg beliebig lange durch Verfeuerung von Brennstoff betrieben werden kann, erhöht ein Solarfeld inkl. Speicher bei typischer Auslegung die Investition um ca. 2500 €/kW auf 4000 €/kW und legt den Betrieb auf 2000 h/a fest. Wird ein zweites Solarfeld dazugebaut, muss die Energie aus diesem auf jeden Fall zunächst gespeichert und später abgerufen werden können, da die Turbine bei voller Einstrahlung durch das erste Solarfeld bereits ausgelastet ist. Die Betriebsdauer erhöht sich dann auf ca. 4000 h/a, die Investition auf 6500 €/kW. An sehr guten Standorten kann eine Erweiterung um zwei weitere Solarfelder und Speicher bis hin zu 8000 Volllast-Betriebsstunden pro Jahr erfolgen, die Investition liegt dann aber mit ca. 11500 €/kW fast beim 8-fachen der Investition eines konventionellen, mit Brennstoff betriebenen Kraftwerks (s. Abbildung 8.2).

Grundsätzlich ersetzen erneuerbare Kraftwerke also nicht nur konventionelle Kraftwerke, sondern auch deren Brennstoff für die gesamte Lebensdauer. Dies gilt in der wirtschaftlichen Betrachtung für einzelne Anlagen genauso wie für eine Volkswirtschaft. In erneuerbaren Kraftwerken werden Rohstoffe wie Heizöl, Erdgas und Kohle, die normalerweise nach Bedarf

gekauft und verfeuert werden, durch Kapitalgüter wie Sonnenkollektoren und Speicher ersetzt, die im Gegensatz zu Brennstoffen verzinst und versichert werden müssen.

Würde man dieses finanzielle Konzept von erneuerbaren Kraftwerken auf ein Kohlekraftwerk übertragen, müsste der Betreiber des Kohlekraftwerks die gesamte Kohle für 40 Jahre Betrieb am ersten Tag kaufen und neben dem Kraftwerk bunkern, versichern und monatlich die Zinsen und Tilgung für einen entsprechenden Bankkredit bezahlen. Eine im konventionellen Kraftwerksbereich absurde, im erneuerbaren Bereich dagegen übliche Vorgehensweise, die zeigt, dass gänzlich unterschiedliche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, um beide Versorgungskonzepte wirtschaftlich realisieren zu können.

Mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke zeichnen sich durch eine relativ geringe Investition und relativ hohe Betriebskosten aus (in erster Linie Brennstoffkosten). Je kürzer die vorgesehene Betriebsdauer im Jahr, desto niedriger sollte die Investition sein, wobei eine größere Toleranz gegenüber den Brennstoffkosten besteht (z. B. Spitzenlast-Gasturbinenkraftwerk). Je länger die Betriebsdauer im Jahr, desto niedriger sollten die Brennstoffkosten sein, wobei eine höhere Investition toleriert werden kann (z. B. Grundlast-Braunkohlekraftwerk).

Um die Gesamtkosten eines nationalen Kraftwerkparks volkswirtschaftlich möglichst gering halten zu können, sollten die erwirtschafteten Erträge möglichst flexibel nach Bedarf gestaltet werden können (ideale Strombörse), so dass im Idealfall das Verhältnis von Stromangebot und -nachfrage die Preise und den Einsatz der verschiedenen Kraftwerkstypen und Brennstoffe optimal reguliert. Sobald die Investition solcher Kraftwerke amortisiert und abgeschlossen ist, bestimmen vor allem die Grenzkosten (im wesentlichen Brennstoffkosten und Laständerungskosten) und die zu erzielenden, zeitabhängigen Erlöse über Einsatz, Stand-by oder Stillstand der Anlagen.

Wird wenig Strom nachgefragt, dann sinken Strompreis, Leistung und Brennstoffverbrauch, steigt dagegen der Stromverbrauch, werden diese erhöht. Die Wirtschaftlichkeit konventioneller Anlagen ist gegeben, wenn die Erlöse aus der Stromerzeugung die laufenden Kosten (Brennstoff, Personal und Wartung) ausreichend übersteigen und sich damit die anfangs erforderliche, relativ geringe Investition amortisiert. Strompreise und -erlöse werden über die bestehenden Marktmechanismen entsprechend angepasst, wenn z. B. Brennstoffpreise ansteigen oder fallen. Über die gesamte Lebensdauer müssen vor dem Hintergrund der Entwicklung der Weltmarktpreise der verwendeten Brennstoffe täglich neue Entscheidungen über den größten Teil der Kosten konventioneller Kraftwerke (Brennstoff- und Lastwechselkosten) und über die damit zu erzielenden Erlöse gefällt werden.

Ganz anders verhält es sich bei den erneuerbaren Kraftwerken wie Windkraft, Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken: Die mittlere Auslastung dieser Kraftwerke über das Jahr wird durch den Standort (lokales Wind- und Solarenergieangebot) und beim solarthermischen Kraftwerk zusätzlich durch seine Konfiguration (eines oder mehrere Solarfelder) schon beim Bau unwiderruflich festgelegt. Sie steht von Anfang an für die gesamte Lebensdauer fest. Schwankungen ergeben sich lediglich durch die Bandbreite der Vorhersage der meteorologischen Bedingungen. Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen ist nur dann gewährleistet, wenn die Erlöse über die gesamte Lebensdauer mindestens ausreichen, um die Kapital- und Betriebskosten zu bestreiten. Die Entscheidung darüber fällt am Tag der Investition, danach besteht kein weiterer wirtschaftlicher Handlungsspielraum. Die Kosten für Kapital, Personal

und Instandhaltung sind ab diesem Tag für die gesamte wirtschaftliche Lebensdauer praktisch konstant, von Inflationseffekten auf Gehälter und Ersatzteile abgesehen.

Eine Entscheidung für eine solche Investition kann nur dann getroffen werden, wenn die zu erwartenden Erlöse sicher vorhersehbar sind. Ist die Erlössituation über eine angemessene Amortisationszeit nicht sicher, kann eine entsprechende Investition nur unter großen Risiken oder gar nicht getätigt werden. Größere Risiken führen zwingend zu höheren Zinserwartungen und damit zu noch höheren Kapitalkosten, und das ausgerechnet bei Kraftwerken, bei denen Kapitalkosten den überwiegenden Anteil der laufenden Kosten ausmachen.

Als Reaktion auf die erläuterten besonderen Erfordernisse von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien schuf das EEG aus dem Jahr 2000 Rahmenbedingungen, die ein gutes Investitionsklima sicherten. Das einfache Prinzip dahinter ist ein langfristiger, staatlich garantierter Stromabnahmevertrag. Die Höhe der Vergütung wird dabei spezifisch den einzelnen erneuerbaren Technologien und bei Windkraftanlagen auch den meteorologischen Bedingungen in Deutschland angepasst. Der Strom wird dem Erzeuger jederzeit garantiert abgenommen und vergütet, die Kosten werden auf alle Stromverbraucher umgelegt. Subventionen von staatlicher Seite werden nicht benötigt. Damit wurde einfach, transparent und effektiv die notwendige Investitionssicherheit für erneuerbare Kraftwerke geschaffen.

Ein besonderer Vorteil des EEG ist, dass die Vergütung pro erzeugter Kilowattstunde im Laufe der Zeit abgesenkt werden kann. Auf diese Weise entsteht zugunsten der Stromverbraucher ein erheblicher Druck auf die Hersteller erneuerbarer Kraftwerke, ihre Technologie zu verbessern und Investitionskosten für neue Anlagen kontinuierlich zu verringern. Aus diesem Grunde wird Strom aus neu gebauten erneuerbaren Kraftwerken von Jahr zu Jahr kostengünstiger. Steigende Brennstoffpreise haben zwar auch eine indirekte Wirkung auf die Preise der in Neuanlagen verwendeten Rohstoffe wie Stahl, Glas oder Silizium, diese kann aber in der Regel durch Lerneffekte (über-) kompensiert werden.

Ein weiterer Vorzug ist die Kostenstabilität laufender Anlagen. Sobald diese in Betrieb sind, sind die damit verbundenen laufenden Kosten konstant, da vor allem kapital- und personalbedingt. Die Volatilität der Brennstoffpreise auf dem Weltmarkt oder auch ihr möglicher Anstieg spielen ab diesem Moment keine Rolle mehr.

Die aus dem EEG resultierende hohe Investitionssicherheit führt dazu, dass sich Investoren mit relativ geringen Zinssätzen (6 bis 8%/a) zufrieden geben, die deutlich unter denen im konventionellen Bereich geforderten (10 bis 15%/a) liegen, so dass die resultierenden Kapitalkosten und damit die Belastung der Verbraucher zur Erschließung dieser neuen Energiequellen trotz der hohen Investitionen relativ gering gehalten werden können.

Aber auch für die deutsche Volkswirtschaft insgesamt kann erwartet werden, dass der Umbau zu einem auf erneuerbaren Energiequellen basierenden Energiesystem durch die Schaffung entsprechend geeigneter Rahmenbedingungen ein wichtiges Element zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit ist. Ein Beibehalten der fossil-nuklearen Strukturen würde die Energiekosteneskalation des vergangenen Jahrzehnts auch weiterhin festschreiben und damit infolge steigender Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft entsprechend beeinträchtigen. In welchem Maße eine solche Beeinträchtigung erfolgen würde, ist schwer vorherzusagen und hängt vor allem vom Grad der Abhängigkeit und der Höhe der Volatilität der Energiekosten ab. So schätzte z. B. die Internationale Energieagentur (IEA) im Jahr 2004, dass eine Erhöhung des Ölprei-

ses von damals 25 \$/Barrel auf 35 \$/Barrel in der gesamten Euro-Zone eine Reduktion des Bruttoinlandproduktes um 0,5 % zur Folge haben würde [IEA 2004]. Inzwischen ist der internationale Ölpreis allerdings auf über 100 \$/Barrel gestiegen, und ein Umbau zu erneuerbaren Energien ist nicht nur in Europa, sondern auch weltweit in vollem Gange.

Die Einführung erneuerbarer Energien in Deutschland wird sich wie in Kapitel 7 beschrieben langfristig auf die mittleren Stromgestehungskosten positiv auswirken. Der gegenwärtige finanzielle Mehraufwand für die Markteinführung und Verbreitung erneuerbarer Energiequellen kann als eine kluge volkswirtschaftliche Investition in eine langfristige Energiekostenstabilität gewertet werden. Dieser Mehrwert ist eine fundamentale Voraussetzung für einen erfolgreichen Industriestandort. Die Erschließung neuer Energiequellen für ein Land wie Deutschland kann nicht kostenneutral erfolgen, hierfür sind volkswirtschaftliche Investitionen notwendig, die vorübergehend zu Mehrbelastungen der Verbraucher führen. Im Gegenzug wird dadurch langfristig die Qualität der Versorgung zunehmen, was sich u. a. in der zunehmenden Unabhängigkeit von volatilen bzw. stetig ansteigenden Brennstoffpreisen zeigt.

Die durch das EEG eingeleitete globale Technologieführerschaft der deutschen Industrie und vor allem des deutschen Mittelstandes im Bereich erneuerbarer Energie sollte zudem zu einem deutlichen Vorteil auf dem wachsenden zukünftigen Weltenergiemarkt führen. Schon heute nehmen erneuerbare Energien im globalen Kraftwerkmarkt einen Anteil von über 36% der gesamten neu installierten Leistung ein. Die globalen Investitionen in erneuerbare Energie (ohne Großwasserkraftwerke) stiegen von 105 Mrd. US\$ im Jahr 2007 auf 150 Mrd. US\$ im Jahr 2009 und 243 Mrd. US\$ im Jahr 2010 und übertreffen damit bereits seit mehreren Jahren die Investitionen in konventionelle Technologien, mit stark ansteigender Tendenz [REN21 2010]. Der Aufbau und Ausbau einer globalen Technologieführerschaft setzt einen stabilen heimischen Markt und hohe Innovationsdynamik voraus. Beides wird wesentlich durch das politische Umfeld bestimmt, das in der Energiewirtschaft, aber auch in der Forschungsförderung eine signifikante Rolle spielt. Vorhersehbarkeit, Stabilität und Zielgerichtetheit sind wichtige Elemente einer in diesem Sinne erfolgreichen Energiepolitik.

Der globale Ausbau der erneuerbaren Energien hat in Deutschland 2010 zu einer Bruttobeschäftigung von 367.400 Personen geführt [BMU 2011a]. Perspektivisch ist ein Anstieg der Bruttobeschäftigung auf 530.000 bis 640.000 Personen im Jahr 2030 denkbar. Gesamtwirtschaftlich betrachtet spielt die Nettobeschäftigung – unter Berücksichtigung der in anderen Bereichen wegfallenden Arbeitsplätze – eine wichtige Rolle. Eine aktuelle Studie im Auftrag des BMU kommt zum Ergebnis, dass weitestgehend positive Nettobeschäftigungseffekte durch den EE-Ausbau zu erwarten sind, die im Jahr 2030 bei 100.000 bis 180.000 Arbeitsplätzen liegen können [BMU 2011b]. Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung haben dabei insbesondere die Erfolge der heimischen Produktion auf dem deutschen sowie dem internationalen Markt in Form von Exportszenarien.

8.4 Umwelt- und Klimasicherheit

Unter dem Begriff „Umwelt- und Klimasicherheit“ sind Aspekte der Belastung bzw. Entlastung der Umwelt und entsprechende Beiträge zum Klimaschutz gemeint. Materielle Ressourcen und Landflächen werden von sämtlichen Energieversorgungstechnologien beansprucht. Dies belastet i. d. R. die Umwelt. Mit der Herstellung und Installation von erneuerbaren

Energieanlagen gehen auch Energieverbrauch und damit verbundene Treibhausgasemissionen einher, jedoch in viel geringerem Maße als bei der Verbrennung fossiler Energieträger. Erneuerbare Energietechnologien liefern deshalb einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz.

Bislang nicht so stark im Fokus sind die positiven Effekte des EE-Ausbaus und der dadurch erfolgenden Substitution der Verbrennung von fossilen Kraft- und Brennstoffen auf die Emissionen von Luftschadstoffen. Insbesondere Stickoxid-(NO_x-) und Feinstaubemissionen aus Feuerungsprozessen werden gerade in urbanen Siedlungsräumen in der Summe sehr stark gemindert. Dies resultiert aus reduzierten Kraftwerksemissionen genauso wie aus geringeren Emissionen von Hausheizungen und aus Elektroantrieben, die Diesel- und Benzinmotoren im Verkehr ersetzen. Damit werden in der Zukunft gerade die Belastungen der städtischen Bevölkerung deutlich niedriger liegen und an vielen Stellen die heute noch bedenklichen Schadstoffkonzentrationen entschärft.

Der Flächenverbrauch ist ein weiterer Umweltindikator, der zu berücksichtigen ist. Der Flächenertrag erneuerbarer Energien hängt stark vom jeweiligen Standort und der verwendeten Technologie bzw. Ressource ab (Abbildung 8.3). So lassen sich aus einem Quadratkilometer Wüste mit Hilfe solarthermischer Kraftwerke oder der Sonne nach geführter Solarzellen je nach Technologie bis zu 250 GWh elektrische Energie pro Jahr ernten, während in Mitteleuropa für dieselbe Elektrizitätsmenge aus Energiepflanzen etwa 250 km² Agrarland benötigt würden.

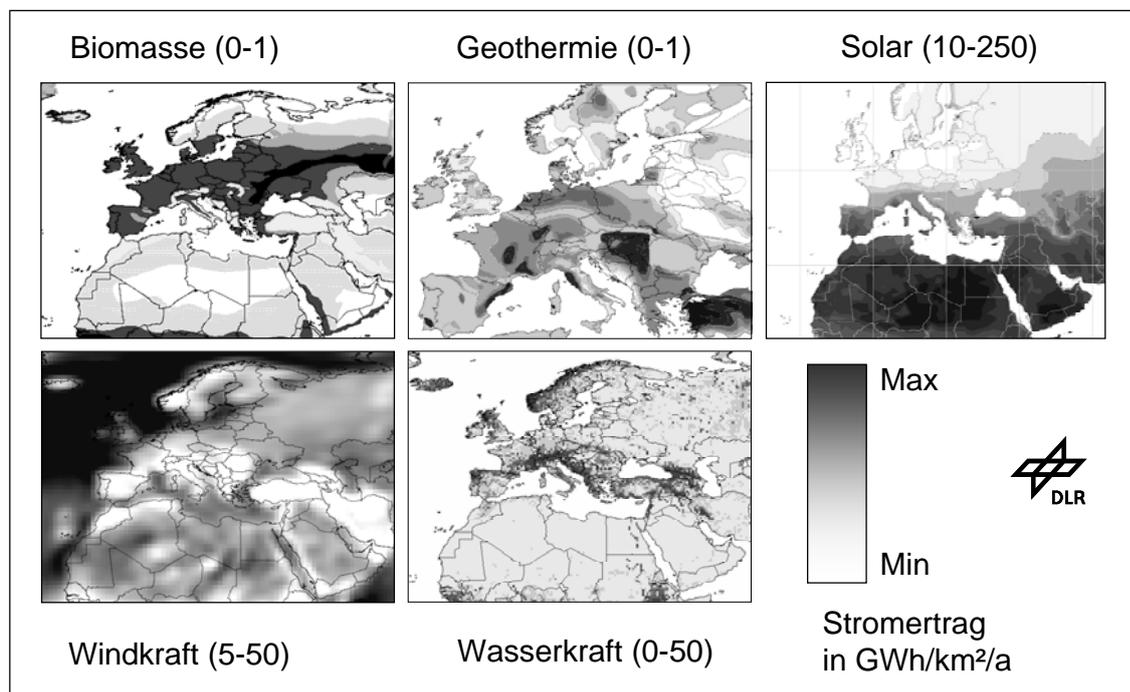


Abbildung 8.3: Geografische Verteilung des jährlichen Stromertrags pro Quadratkilometer Landfläche aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen in Europa, Nordafrika und dem Mittleren Osten *)

*) „Solar“ bezieht sich auf Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke, Biomasse auf Elektrizität aus Energiepflanzen und Holz. In Klammern: Mindest- und Maximalertrag in GWh/km²/a, nach [Trieb 2011]

Konventionelle Energieformen wie Braun- und Steinkohle, Erdgas und Kernenergie führen zu einem Flächenverbrauch unterschiedlicher Art. Bemerkenswerterweise ist unter Einbezie-

hung aller erforderlichen Vorketten die Flächenveränderung durch solarthermische Kraftwerke oder Photovoltaikanlagen pro erzeugter Kilowattstunde nicht größer als die von Erdgas- und Kohlekraftwerken, wenn die Infrastrukturen der gesamten Prozesskette einschließlich Bergbau und Transport und nicht nur der Flächenbedarf einzelner Kraftwerke berücksichtigt wird [Fthenakis, Hyung 2009]. Auch die Qualität des Flächenverbrauchs und dessen zeitliche Wirkung können sehr unterschiedlich sein, wenn man z. B. Braunkohletagebau und große Photovoltaikkraftwerke miteinander vergleicht.

In der TRANS-CSP Studie [BMU 2006] wurde nachgewiesen, dass ein Umbau zu einer nachhaltigen Stromversorgung in Europa, Nordafrika und dem Nahen Osten (EUMENA) bis zum Jahr 2050 möglich ist und die dafür notwendigen Flächen etwa 1% der Landfläche von EUMENA einnehmen würden. Auch hier zeigte sich, dass eine ausgewogene Nutzung der vielfältigen Erscheinungsformen erneuerbarer Energie je nach regionaler Verfügbarkeit umwelt-, wirtschafts- und sozial kompatibel optimiert werden kann, während die Nutzung nur einer oder weniger Technologien in den meisten Fällen schnell an ihre Grenzen stößt. Trotzdem müssen auch Nutzungskonkurrenzen berücksichtigt werden. Die Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen für die Energiegewinnung kann nur in Frage kommen, wenn dies auf eine nachhaltige Weise geschieht und die Lebensmittelerzeugung und -märkte davon nicht beeinträchtigt werden. Windkraft und z. T. Solartechnologien können dabei durchaus mit anderen Nutzungsmöglichkeiten kompatibel sein (z. B. Viehweiden und Windkraftanlagen). Der Flächenbedarf der Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist nicht vernachlässigbar, aber auch nicht übermäßig groß, und kann bei Berücksichtigung von Umweltauswirkungen in der Planung durchaus umweltkompatibel gestaltet werden.

Die Einbindung von in der MENA-Region (Nordafrika und Naher Osten) solarthermisch erzeugtem Strom in das deutsche Energieversorgungssystem über Stromimporte kann in den Erzeugerländern zusätzliche positive Umweltauswirkungen haben. In diesen Regionen macht sich in den vergangenen Jahrzehnten in vielen Gebieten eine Ausbreitung der Wüsten bemerkbar. Die Gründe liegen oft in der Überweidung durch traditionelle Viehwirtschaft und der Übernutzung des Grundwasserpotenzials für die Versorgung von Städten und Landwirtschaft und damit einem sinkenden Grundwasserspiegel. Eine aktuelle Studie der Weltbank unter Berücksichtigung möglicher Effekte des Klimawandels zeigt in den meisten Ländern einen Trend hin zu einer mittel- und langfristig sinkenden Verfügbarkeit von Trinkwasser [Weltbank 2011] und dies bei einem steigenden Bedarf durch die zunehmende Bevölkerung und die wachsenden Volkswirtschaften. Mit Hilfe von Sonnenenergie kann Meerwasser entsalzt und als Trinkwasser genutzt werden. Die Versorgung urbaner Gebiete in MENA durch Meerwasserentsalzung kann dazu dienen, Gebiete in der Sahara wieder urbar zu machen, die erst vor kurzem der Ausbreitung der Wüste zum Opfer gefallen sind, oder zumindest solche Gebiete bewohnbar zu halten, die aktuell von der fortschreitenden Desertifizierung bedroht sind. Einerseits ist das Übermaß an Sonnenenergie in der Region eine Mitursache der Wasserknappheit und andererseits kann dieses Problem durch Wärme aus Sonnenenergie, gewonnen in den Solarfeldern solarthermischer Kraftwerke gelöst werden. Wie das Beispiel zeigt können erneuerbare Energien dazu beitragen, klimabedingte Auswirkungen zu lindern, ohne selbst zu einer weiteren Erwärmung des Weltklimas beizutragen.

Die Nutzung erneuerbarer Energie muss nicht per se umweltfreundlich oder nachhaltig sein, insbesondere wenn die falsche Ressource am falschen Ort genutzt wird. Ein prominentes

Beispiel ist der Stausee bei Assuan, der weniger als 10% der ägyptischen Stromversorgung liefert und für den etwa 6000 km² des Niltals – ein wertvolles Biotop für viele Arten – unter Wasser gesetzt wurde. Ein solarthermisches Kraftwerk der gleichen Größe in der kahlen Wüste daneben würde das Hundertfache an Strom über das Jahr hinweg deutlich verlässlicher liefern. Kritisch zu beurteilen ist zum Teil auch der Ausbau der Wasserkraft in Deutschland, wenn durch Wasserkraftwerke ohne ausreichende Ausgleichs- und Vorsorgemaßnahmen Ökosysteme beeinträchtigt und Fischwanderungen blockiert wurden oder in Kauf genommen wird, dass eine große Anzahl von Fischen in den Turbinen verenden. Auch bei der Erschließung von Schwachwindstandorten oder Pumpspeicherkraftwerken in Süddeutschland müssen lokale Umwelt- und andere Wirkungen ebenso wie Kosten und Nutzen für das gesamte Energiesystem sorgfältig gegeneinander abgewogen werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bei der Ermittlung technischer Potenziale zur Energiegewinnung aus verschiedenen erneuerbaren Quellen Prioritäten bezüglich der Landnutzung und der Umweltwirkungen jederzeit berücksichtigt werden müssen. Der Schutz der natürlichen Umwelt muss auch beim Ausbau erneuerbarer Energiequellen Vorrang behalten. Entsprechende Umweltverträglichkeitsprüfungen müssen daher weltweit standardisierter Bestandteil des Ausbaus der erneuerbarer Energien werden.

8.5 Auswirkungen auf Entwicklungs- und Schwellenländer

Der Begriff „internationale Sicherheit“ beinhaltet die Auswirkungen der Energiepolitik eines Landes auf die Entwicklungsmöglichkeiten und Konfliktpotenziale auf internationaler Ebene, vor allem auch in Entwicklungs- und Schwellenländern. Dabei stehen vorbeugende Sicherheitspolitik und Konfliktprävention sowie internationale Kooperation und die Schaffung stabilisierender Interdependenzen im Vordergrund.

Entwicklungs- und Schwellenländer, die über keine eigenen fossilen Energieressourcen verfügen, konkurrieren um diese mit den Industrieländern auf dem Weltenergiemarkt. Wegen der in der Regel geringen Kaufkraft dieser Länder ergibt sich daraus in vielen Fällen entweder ein dauerhaftes, die Entwicklung des Landes beeinträchtigendes Energiedefizit oder die Abhängigkeit von wohlwollenden Erzeugerländern, die dem Land Energie zu subventionierten Preisen zur Verfügung stellen. Insbesondere bei ständig steigenden Energiepreisen läuft dies mittel- bis langfristig auf eine exklusive Versorgung von Eliten hinaus, sei es bei der Betrachtung verschiedener Länder untereinander oder der Versorgung von Eliten innerhalb eines Landes.

Maßnahmen wie z. B. die Einpreisung von Kohlendioxidemissionen in Energiekosten im Zusammenhang mit einem internationalen Handelssystem für CO₂-Emissionsrechte können theoretisch einen gewissen Ausgleich zwischen Industrie- und Entwicklungsländern schaffen, werden aber kaum ausreichen, um die unterschiedliche Verfügbarkeit von Energieträgern vollständig auszugleichen, zumal sie auf ein ganz anderes Ziel, nämlich die Reduktion von globalen Treibhausgasemissionen, ausgerichtet sind.

Eine verstärkte globale Nutzung erneuerbarer Energiequellen kann indirekt zu einer Verbesserung der Situation für Entwicklungsländer beitragen. In der Anfangsphase werden die – relativ teuren – Technologien vor allem in Industrieländern genutzt, die ihre Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und ihre Auswirkungen auf die Umwelt verringern wollen. Dadurch

sinkt international der Druck auf fossile Energieträger, so dass relativ ein geringerer Preisanstieg zu erwarten ist. Dass dies ausreicht, um Entwicklungsländer wirklich spürbar zu entlasten, ist allerdings kaum zu erwarten, da das Preisniveau für fossile Energieträger dennoch auf hohem Niveau verbleiben und voraussichtlich weiter ansteigen wird.

Durch den Ausbau in Industrieländern werden erneuerbare Energietechnologien gleichzeitig sukzessiv preisgünstiger und effizienter, so dass sie zunehmend auch für Entwicklungsländer attraktiv werden, wenn diese über entsprechende Potenziale verfügen. So hat z. B. Marokko als reines Energieimportland auf die hohen internationalen Energiepreise im Sommer 2008 – lange vor der Desertec Initiative – unmittelbar mit einem Ausbauplan von Wind- und Solarkraftwerken reagiert und schließt schon heute den Export von Solarstrom nach Europa in seine Überlegungen mit ein [MASEN 2010]. Solarkraftwerke stellen in diesen Regionen teilweise schon heute eine konkurrenzfähige Option für die Erzeugung von Spitzenstrom und regelbarer Leistung im Vergleich zu den heute installierten Gas- und Ölkraftwerken dar. Die dezentralen Technologien wie Windkraft und Photovoltaik ermöglichen die Elektrifizierung netzferner Gegenden zu geringen Kosten. Dadurch kann in Entwicklungsländern mittels Inselssystemen der Zugang zu Elektrizität stark erweitert werden.

Eine weitere Chance für Entwicklungs- und Schwellenländer besteht darin, dass ein großer Teil der Komponenten erneuerbarer Energietechnologien in Entwicklungsländern gefertigt werden kann, wegen der etwas niedrigeren Gehälter und preiswerteren Rohstoffe oft sogar kostengünstiger als in Industrieländern wie Deutschland. Zur Erschließung globaler Märkte wird die deutsche Industrie deshalb nicht nur den Export, sondern auch die auswärtige Herstellung ihrer Produkte bei gleichbleibend hoher Qualität erweitern und zunehmend lokale Fertigungsstätten einrichten, während in Deutschland bei einem zunehmenden Gewicht der Auslandsmärkte vor allem Arbeitsplätze in den Bereichen internationale Logistik und Dienstleistungen sowie technische Innovation und Entwicklung geschaffen werden.

Die europäische Energiepolitik in Nordafrika und dem Mittleren Osten ist von besonderer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der gesamten Region einschließlich Europas. Die gemeinsame Erschließung der im Überfluss vorhandenen erneuerbaren Energiequellen dieser Region ist ein wichtiges Gebot einer Politik, bei der Konfliktprävention vor der Sicherung von Energieressourcen mit militärischen Mitteln steht. Erneuerbare Energiequellen, die die zunehmend übernutzten Wasser- und Brennstoffressourcen dieser Region entlasten, sind ein wichtiger Beitrag zur Friedenssicherung und sozialen Stabilität.

Europa kann in so einer Zusammenarbeit die notwendigen Technologien beisteuern, während MENA in weit größerem Umfang als Europa erneuerbare und fossile Energieressourcen besitzt, die gute Regelbarkeit, Speicherbarkeit und sichere Abrufbarkeit nach Bedarf ermöglichen. Eine ausgewogene Kombination der frei fließenden, erneuerbaren Energieströme und der gut speicherbaren Energieformen ist das, was beide Regionen dringend für ihre nachhaltige Entwicklung benötigen. Diese gemeinsam zu erschließen, für alle nutzbar zu machen und ihre Verfügbarkeit möglichst lange aufrecht zu erhalten, ist eine wesentlich tragfähigere Strategie, als sich zunehmend, schlimmstenfalls mit militärischen Mitteln, um diese zu streiten. Eine solche Strategie wurde bereits mehrfach angedacht und zum Teil auch eingeleitet. So wurde im Jahr 2008 die Mittelmeerunion (Union for the Mediterranean UfM) und im Jahr 2009 die Desertec Industrial Initiative (Dii) gegründet [UfM 2011], [Dii 2011].

Die Vertreterin der Europäischen Union für Außen- und Sicherheitspolitik, Catherine Ashton, hat am 8. März 2011 dem Europäischen Rat und dem Europäischen Parlament eine Mitteilung mit dem Titel „Eine Partnerschaft mit dem südlichen Mittelmeerraum für Demokratie und gemeinsamen Wohlstand“ vorgelegt, in dem u. a. auch eine Partnerschaft im Energiebereich skizziert wird. Ziel ist dabei eine „EU-Mittelmeerpartnerschaft für Erzeugung und Management von Energie aus erneuerbaren Energieträgern, insbesondere von Solar- und Windenergie und die Ausarbeitung eines gemeinsamen Konzepts zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ... “. „Gemeinsame Investitionen in erneuerbare Energieträger im südlichen Mittelmeerraum entsprechend der von der EU geplanten Reduzierung des Kohlenstoffausstoßes bis 2050 könnten die Grundlage einer neuen Partnerschaft bilden, sofern eine geeignete Marktperspektive für Stromimporte geschaffen wird. Daher sollte eine verlässliche Perspektive für die Integration des südlichen Mittelmeerraums in den EU-Energiebinnenmarkt eröffnet werden, die sich auf ein differenziertes und schrittweises Vorgehen stützt. Mittel- bis langfristig würde sich daraus eine Art Energiegemeinschaft zwischen der EU und dem südlichen Mittelmeerraum entwickeln, an der zunächst die Maghreb-Länder und später möglicherweise auch die Maschrik-Länder beteiligt sind.“ [EU 2011].

Eine besondere Bedeutung hat die deutsche Energiepolitik im Sinne von „mit gutem Beispiel vorangehen“. Der Einstieg Deutschlands als einem der führenden Industrieländer in die erneuerbaren Energien wird weltweit mit großem Interesse verfolgt, und es wird durchaus zur Kenntnis genommen, dass diese Vorreiterrolle die deutsche Wirtschaft nicht wesentlich belastet, sondern vielmehr große Chancen für die mittelständische deutsche Industrie auf den globalen Energiemärkten eröffnet hat. Das Beispiel Marokkos zeigt eindrücklich, dass inzwischen auch Entwicklungsländer erkannt haben, welche ökonomischen Perspektiven erneuerbare Energien eröffnen.

8.6 Fazit: sicherheitsrelevante Aspekte des Ausbaus erneuerbarer Energien

Insgesamt zeigt der Umbau zu einem auf erneuerbaren Energiequellen basierenden Energiesystem in der Strom- und Wärmeversorgung und im Verkehr eine ganze Reihe von Merkmalen, die für eine Steigerung der „Energiesicherheit“ insgesamt sprechen.

Die positiven sicherheitsrelevanten Merkmale eines solchen Umbaus sind folgende:

- überwiegender Anteil heimischer Energiequellen, verringerte Importabhängigkeit,
- geringere strukturelle Verwundbarkeit durch überwiegend dezentrale Erzeugung,
- größere Auswahl an Versorgungskorridoren und Ausweichreserven,
- umwelt- und klimaverträglichere Erzeugung,
- hohes Maß an Rohstoffeffizienz und Recyclingfähigkeit möglich,
- Vermeidung der Risiken der Kernenergie,
- größere Vielfalt der genutzten Energiequellen,
- Energieerzeugung auf einem deutlich größeren geografischen Gebiet,

- sinkende Technologie- und damit Energiepreise bei verstärktem Ausbau erneuerbarer Energien,
- hohe Kostenstabilität und Arbeitsplatzintensität infolge Dominanz der Kapitalkosten,
- Verlängerung der Verfügbarkeit gut speicherbarer, fossiler Energieträger,
- internationale Kooperation und Konfliktprävention,
- potenzielle EUMENA-Energiegemeinschaft ähnlich der Montan-Union,
- Chancen für Entwicklungs- und Schwellenländer.

Sicherheitsrelevante Merkmale, die eine energiepolitische Herausforderung darstellen und die beim Transformationsprozess bewältigt werden müssen, bzw. die eine Steigerung der „Energiesicherheit“ erschweren können, sind folgende:

- die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf der Basis überwiegend fluktuierender Energiequellen erfordert einen starken Ausbau von Infrastrukturmaßnahmen wie Netztransferkapazität, Energiespeicher und Last- und Erzeugungsmanagement,
- hohe Investitionskosten am Anfang der Technologieentwicklung und entsprechende volkswirtschaftliche „Vorleistungen“,
- Schaffung geeigneter bzw. modifizierter marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen zur Mobilisierung einer ausreichend großen Anzahl von Akteuren,
- die in einem derartigen Energiesystem vorherrschenden Energieträger Strom und Gas sind leitungsgebunden und verwundbarer,
- lokal und insbesondere bei starker Sichtbarkeit teilweise erschwerte Akzeptanz für den Flächenbedarf erneuerbarer Anlagen und für Infrastrukturmaßnahmen wie Windparks, Pumpspeicher und Netzausbau,
- Unsicherheiten bei der Erreichbarkeit und bei der Akzeptanz bzw. aktiven Unterstützung langfristiger strategischer Ausbauziele.

Ein Umbau der deutschen und europäischen Energieversorgung kann sich an folgenden Punkten orientieren, um die Energiesicherheit so stabil wie möglich zu halten bzw. sie zu vergrößern:

- Flankierung des Ausbaus fluktuierender EE-Quellen durch ausreichenden Neubau schnell regelbarer konventioneller Kraftwerke ausschließlich auf der Basis von Erdgas, ergänzt durch Biogase und längerfristig Gase aus erneuerbaren Quellen. Paralleler Abbau wenig flexibler konventioneller Kraftwerkskapazität (must-run-units).
- Ausbau sicher abrufbarer erneuerbarer Energiequellen wie der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen ihrer zulässigen „ökologischen“ Potenziale und der geothermalen Stromerzeugung.
- Erhöhung der Netztransferkapazität des Stromverteilungsnetzes für einen verbesserten weiträumigen Ausgleich von erneuerbarem Energieangebot und Bedarf.
- Erhöhung der Speicherkapazität im deutschen und europäischen Stromnetz über Pumpspeicherkraftwerke, Druckluft-Kavernenspeicher und die Herstellung von Was-

serstoff und Methan mit Hilfe erneuerbarer Energie zur Verbesserung der Regelbarkeit fluktuierender Quellen wie Photovoltaik- und Windkraftwerke.

- Lastmanagement zur Anpassung der Last an das fluktuierende erneuerbare Energieangebot durch die Entwicklung intelligenter Verbrauchergeräte und Stromnetze. Dabei Nutzung von Synergien bei der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor.
- Umbau wärmegeführter zu stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung mit Hilfe von Wärmespeichern sowie weiterer Ausbau stromgeführter KWK.
- Import von sicher abrufbarem, erneuerbarem Strom aus solarthermischen Dampfkraftwerken in Nordafrika (Desertec) und Wasserkraft aus Skandinavien.
- Nutzbarmachung von EE-Strom für den Verkehrs- und Wärmesektor durch eine intelligente direkte Nutzung und durch Überführung in synthetische speicherbare Energieträger, wie Wasserstoff oder Methan.
- Standardisierung von Umweltverträglichkeitsanalysen für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen.

Unerlässlich zur Erreichung einer möglichst großen gesellschaftlichen Zustimmung und Akzeptanz zu diesen Zielsetzungen ist schließlich eine Energiepolitik mit hoher Transparenz, Verlässlichkeit, Vorhersehbarkeit und Zielgerichtetheit, damit die dafür erforderlichen Instrumente und Maßnahmen mit den notwendigen politischen und gesellschaftlichen Mehrheiten rechtzeitig weiterentwickelt bzw. neu etabliert werden können.

9 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

9.1 Bedeutung der einzelnen Bereiche der Energieversorgung für die CO₂-Minderung bis 2050

Die detaillierte Analyse des Energiesystems mittels der Szenarien 2011 A, B, C und A' liefert ein konsistentes Bild hinsichtlich der technischen und strukturellen Möglichkeiten, bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80% (bzw. der energiebedingten CO₂-Emissionen um 85%) gegenüber 1990 zu erreichen. Einerseits gibt es innerhalb der vorgegebenen Ziele des Energiekonzepts Spielräume in der Detailausgestaltung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Besonders untersucht wurden in dieser Untersuchung der Verkehrsbereich, die Entwicklung des Stromverbrauchs und die chemischen Speicheroptionen für EE-Strom. Andererseits zeigen die Analysen die robusten Elemente der notwendigen Strategie. Es zeigt sich, dass beide Strategieelemente, nämlich „Deutliche Steigerung der Energieproduktivität (Effizienz/EFF)“ und „Ersatz der konventionellen Energieerzeugung durch erneuerbare Energien (EE)“ ihre Wirkungen in einem gut aufeinander abgestimmten und ausgewogenen Zusammenspiel in allen Bereichen der Energieversorgung entfalten müssen, um eine ökologisch und ökonomisch tragfähige Transformation des Energiesystems sicherzustellen. Bleibt ein Strategieelement deutlich zurück oder werden nicht alle Bereiche grundsätzlich umgestaltet, wäre nicht gewährleistet, dass die in allen Bereichen vorhandenen kostengünstigen Potenziale voll ausgenutzt würden; die Transformation würde damit unnötig verteuert oder wäre gar zum Scheitern verurteilt.

Ordnet man die wesentlichen Bereiche des Energiesystems, nämlich die Stromversorgung, die Wärmeversorgung und die Kraftstoffnutzung, den in der Szenarienanalyse durch diese beiden Strategien erreichten CO₂-Minderungen zu, so lässt sich in einem ersten Überblick die Bedeutung der einzelnen Segmente hinsichtlich eines effektiven Klimaschutzes feststellen (Abbildung 9.1). Insgesamt kann im Zeitraum 2010 bis 2050 eine Gesamtnettominderung³² von 625 Mio. t CO₂/a erreicht werden. Die beiden Strategien (EE und EFF) sind in ihrer Bedeutung gleich bedeutend, auch wenn EFF wegen der sehr großen Potenziale im Bereich der Raumheizung im Zeitraum 2011 bis 2050 eine Minderung von 343 Mio. t CO₂/a und der EE-Ausbau „nur“ von 282 Mio. t CO₂/a erbringt. Dabei ist zu beachten, dass die EE-Potenziale im Jahr 2050 noch nicht voll ausgeschöpft sind (vgl. Szenario 2011 THG95)³³ während die technischen und strukturellen Effizienzpotenziale bis 2050 weitgehend erschlossen sind. Im Zeitraum 1990 bis 2010 wurde im Vergleich dazu eine Nettominderung von 221 Mio. t CO₂/a erbracht (brutto 250 Mio. t CO₂), wovon 106 Mio. t auf die Effizienz und 115 Mio. t auf den EE-Ausbau entfallen.

³² Hinzu kommt die Kompensation der durch die gegenwärtige Nutzung der Kernenergie erbrachten CO₂-Minderung in Höhe von 106 Mio. t CO₂/a (Wert für 2010; Maximalwert in 2001: 135 Mio. t CO₂/a; gestrichelter Balken in Abbildung 9.1 bei „Strom“). Die Bruttominderung beträgt demnach im Szenario 2011 A (und B): 731 Mio. t CO₂/a (Szenario 2011 C: 735 Mio. t CO₂/a)

³³ Im Szenario 2011 THG95 entspricht der EE-Anteil an der CO₂-Minderung bis 2050 von in der Summe 690 Mio. t CO₂/a mit 345 Mio. t CO₂/a genau dem EFF-Anteil. In diesem Szenario wird bei etwa gleich bleibendem Endenergieverbrauch zusätzlicher EE-Strom erzeugt, um verstärkt Mineralöl und Erdgas zu ersetzen. Dies führt gegenüber Szenario 2011 A zu einer weiteren CO₂-Minderung durch EE um 63 Mio. t CO₂ im Jahr 2050. Bis 2060 steigt die zusätzliche Minderung durch EE weiter auf 105 Mio. t CO₂/a.

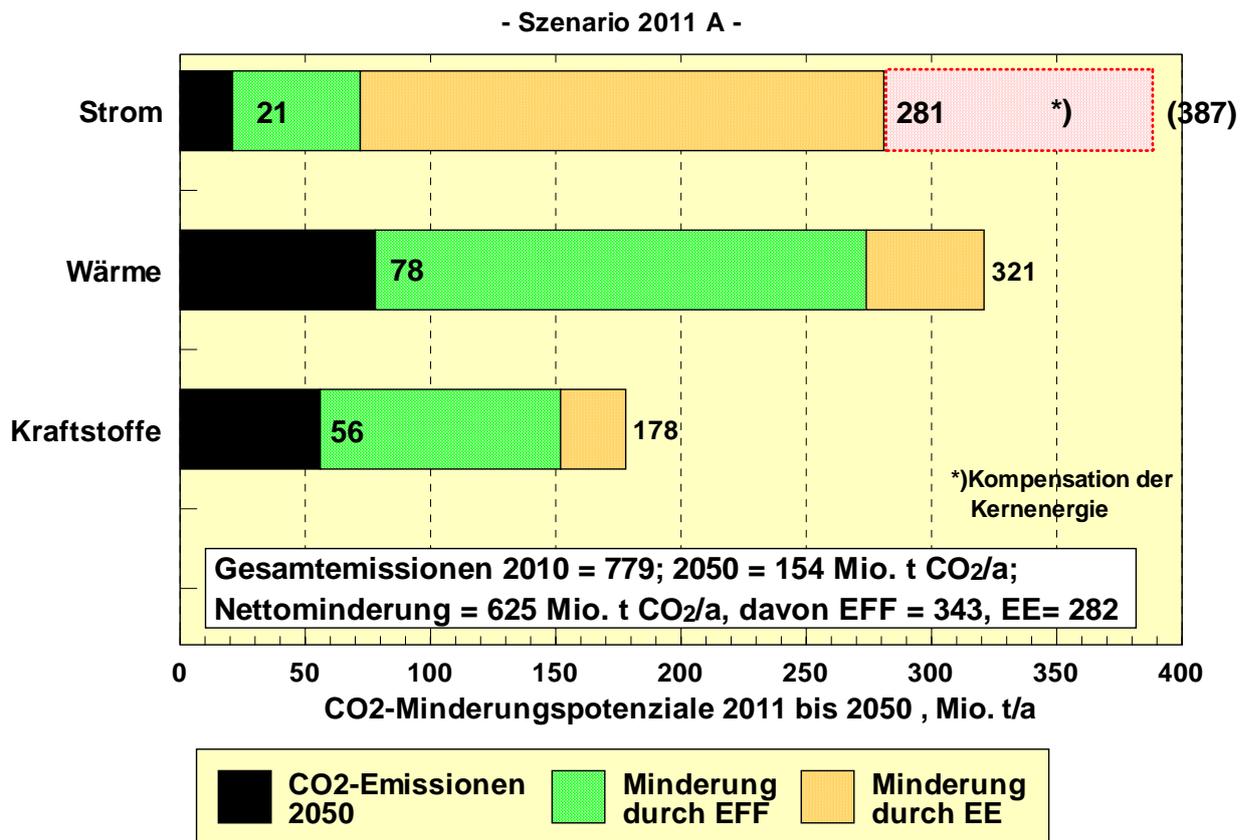


Abbildung 9.1: CO₂-Minderung zwischen 2011 und 2050 durch erneuerbare Energien (EE) und Effizienzsteigerung (EFF) sowie verbleibende CO₂-Emissionen aufgeteilt auf die Segmente Strom, Wärme, Kraftstoffe

Die im Zeitraum 1990 bis 2050 insgesamt erreichte CO₂-Minderung von 946 Mio. t CO₂/a verteilt sich somit zu 449 Mio. t CO₂/a auf die Effizienz und zu 397 Mio. t CO₂/a auf die EE.

Die Bedeutung der Strategieelemente EFF und EE sind in den einzelnen Bereichen sehr unterschiedlich. Im Bereich der Stromversorgung dominiert deutlich die CO₂-Minderung durch EE mit einer Nettominderung von 209 Mio. t CO₂/a, die Effizienzstrategie hat mit 51 Mio. t CO₂/a einen relativ geringen Anteil, weil die Bruttostromerzeugung im Szenario 2011 A bis 2050 nur wenig abnimmt. Die Minderung stammt weitgehend aus dem Ausbau der KWK und aus der Verschiebung des Brennstoffeinsatzes von Kohle zu Gas. Im Gegensatz dazu wird die CO₂-Minderung bei der Wärmebereitstellung im Wesentlichen durch die deutliche Verminderung des Wärmeverbrauchs erreicht. Von Effizienzmaßnahmen stammen 196 Mio. t CO₂/a, (davon ~80% im Gebäudesektor), vom EE-Ausbau 47 Mio. t CO₂/a. Eine ähnliche Gewichtung ergibt sich bei den Kraftstoffen³⁴, wo eine Minderung von 96 Mio. t CO₂/a auf EFF und 26 Mio. t CO₂/a auf EE entfallen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass der durch die Einführung der Elektromobilität verringerte Endenergieverbrauch im Verkehrssektor unter Effizienz bilanziert ist.

Die erfolgreiche Umsetzung der zu erbringenden CO₂-Minderungen erfordert in jedem Bereich die Kombination beträchtlicher struktureller Veränderungen, den Einsatz vielfältiger

³⁴ Der Stromeinsatz im Verkehr (und für Wärmezwecke) ist im Bereich Strom bilanziert.

energiepolitischer Maßnahmenbündel mit gezielten Anreizen für zahlreiche Einzelakteure sowie die Überwindung zahlreicher Hemmnisse und Einzelinteressen. Außerdem wachsen die Wechselwirkungen zwischen den Bereichen infolge wachsender Ausgleichs- und Speichervorgänge, sowohl zwischen Strom- und Wärmeversorgung als auch zwischen Strom- und Gasversorgung. Deshalb müssen die Veränderungsprozesse in ihrer zeitlichen Abfolge gut aufeinander abgestimmt werden.

9.2 Effizienzsteigerungen im Strom- und Wärmesektor

In den vergangenen Jahrzehnten konnte zwar das Wachstum des Bruttoinlandsprodukts weitgehend vom Energieverbrauchswachstum entkoppelt werden, dauerhafte deutliche Energieverbrauchssenkungen sind aber bisher nicht eingetreten. Im Energiekonzept wird aber eine **Halbierung des gesamten Energieverbrauchs** Deutschlands als Zielgröße vorgegeben. Ohne eine verstärkte, deutlich über bisherigen Anstrengungen hinausgehende Energieeffizienzpolitik und ohne eine erheblich wirksamere Energieeinsparung sind daher die ehrgeizigen Klimaschutz- und Ressourceneffizienzziele des Energiekonzepts nicht erreichbar. Auch für den Ausbau der EE ist eine erfolgreiche Effizienzstrategie von großer Bedeutung, weil dadurch die Anzahl der erforderlichen EE-Anlagen und damit ihr Einfluss auf die Landschaft begrenzt werden kann. Dies fördert die Akzeptanz der Bevölkerung für den EE-Ausbau, reduziert mögliche negative Einflüsse auf das Ziel, die Biodiversität zu erhalten und stellt darüber hinaus die ökonomisch zweckmäßigere Vorgehensweise dar.

Zwischen den insgesamt sachgerechten Zielen der Bundesregierung zur Energieeffizienz und den tatsächlich sich einstellenden Wirkungen der aktuellen Instrumente klafft derzeit eine immer größer werdende Lücke. Diese muss rasch durch wesentlich wirksamere Instrumente und Maßnahmen geschlossen werden [Plädoyer 2012].

9.2.1 Zur Zweckmäßigkeit eines pauschalen Stromeinsparziels

Im Jahr 2009 waren etwa 40% des Primärenergieverbrauchs und der energiebedingten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zuzuordnen [BMW 2011, UBA 2011]. Dies veranschaulicht, dass **Effizienzsteigerungen im Strombereich** für einen effektiven Klimaschutz eine sehr hohe Priorität haben. Im Energiekonzept hat sich die Bundesregierung das anspruchsvolle Ziel gesetzt, den Stromverbrauch bis 2050 um 25% zu reduzieren. In der vorliegenden Studie wurde dieses Ziel in Abstimmung mit dem BMU dahingehend konkretisiert, dass das 25%-Ziel explizit auf den Endenergieverbrauch an Strom bezogen wurde, einschließlich sogenannter „neuer“ Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Diese beiden Bereiche machen derzeit noch einen vernachlässigbar geringen Anteil am Stromverbrauch aus, ihr deutlicher Ausbau ist aus Effizienz- und Klimaschutzgründen in Verbindung mit der Möglichkeit des Lastmanagements jedoch wünschenswert. Soll trotzdem der gesamte Endenergieverbrauch an Strom deutlich zurückgehen, stellt dies höchste Ansprüche an die erforderliche Effizienzsteigerung in den heutigen Einsatzbereichen für Strom.

Der seit den frühen 1990er Jahren bis 2007 beobachtete Trend eines steigenden Stromverbrauchs in Deutschland konnte in den letzten Jahren nicht eindeutig umgekehrt werden. Insbesondere in den Sektoren private Haushalte und Industrie werden Effizienzerfolge bei Einzeltechnologien und -prozessen von einer steigenden Ausstattung und intensiveren

Nutzung von Elektrogeräten in Haushalten bzw. von steigender Wertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes (über-) kompensiert. In allen drei Sektoren Haushalte, Industrie und GHD sind noch große wirtschaftliche Effizienzpotenziale erschließbar, so dass dort die Stromnachfrage trotz weiteren Wirtschaftswachstums, des weiter zunehmenden Einsatzes Stromverbrauchender Geräte und Maschinen und trotz der wachsenden Bedeutung „neuer“ Stromverbraucher deutlich gesenkt werden kann, wie u. a. in den Szenarien für das Energiekonzept (SzEK) [EWI 2010] detailliert dargestellt wurde. Im Vergleich zu den SzEK geht die vorliegende Studie von einer größeren Bedeutung neuer Stromverbraucher aus und unterstellt das Szenario 2011 A dennoch, dass bis 2050 der Endenergieverbrauch an Strom um 25% gegenüber 2008 reduziert werden kann, sofern die entsprechenden Effizienzpotenziale in den Sektoren mobilisiert werden können.

Im Szenario 2011 C wird gegenüber Szenario 2011 A von einem doppelt so hohen Anteil der Elektromobilität im PKW-Sektor bis 2050 ausgegangen. Entsprechend geht der Endenergieverbrauch an Strom bis 2050 „nur“ um 18% zurück. Dafür sinkt aber der gesamte Endenergiebedarf deutlich. Dieser Vergleich zeigt auf, dass dem Energiekonzept der Bundesregierung ein versteckter Zielkonflikt innewohnt: Während einerseits eine Reduktion des Stromverbrauchs um 25% bis 2050 angestrebt wird, soll andererseits der Ausbau der Elektromobilität in den nächsten Jahrzehnten konsequent vorangetrieben werden, was einen signifikanten zusätzlichen Stromverbrauch gegenüber heute darstellt (Szenario 2011 A: Stromverbrauch für E-Mobilität im Jahr 2050: 48 TWh, Szenario 2011 C: 80 TWh/a; Endenergieverbrauch an Strom im Jahr 2010: 516 TWh).

In ähnlicher Weise ist der unter den Gesichtspunkten des Klimaschutzes wünschenswerte Ausbau der Wärmepumpen, der Einsatz erneuerbaren Stroms zur Verdrängung fossiler Brennstoffe im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme sowie die Nutzung von Strom in E-Heizern in Verbindung mit Wärmespeichern und Wärmenetzen als Element des Lastmanagements mit dem Ziel einer 25%igen Reduktion des Stromverbrauchs *aller* Stromverbraucher nur schwer zu vereinbaren. Eine Vorgabe von Effizienzzielen bzgl. des **Stromverbrauchs heutiger „klassischer“ Verbraucher** (Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologie, mechanische Energie, Kälte) wäre daher zielführender und würde die Bedeutung der „neuen“ Verbraucher für das übergeordnete Gesamtziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen berücksichtigen.

9.2.2 Mobilisierung von Effizienzpotenzialen im Strombereich

Die im Energiekonzept genannten stromseitigen Effizienzmaßnahmen sind im Prinzip dazu geeignet, eine deutliche Reduktion des Stromverbrauchs anzuregen. Hier ist insbesondere die Einrichtung eines aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ finanzierten **Energieeffizienzfonds** zu erwähnen. Im Rahmen des Energieeffizienzfonds sollen ehrgeizige Maßnahmen für Verbraucher, Mittelstand, Industrie und Kommunen finanziert werden. Darunter fallen Informationskampagnen, Fortbildung, die Unterstützung der Markteinführung hocheffizienter Querschnittstechnologien, die Förderung innovativer Effizienztechnologien, Energiemanagementsysteme in Industrie und Gewerbe und die Unterstützung eines ehrgeizigen Top-Runner-Programms. Das Sondervermögen sollte rasch und verlässlich aufgestockt werden und mit klaren und zielorientierten Förderrichtlinien versehen werden.

Hinzukommen muss die Ausweitung einer klaren Kennzeichnungspflicht für Elektrogeräte, die im Rahmen der **Ökodesign-Richtlinie der EU** umgesetzt werden kann. Hierzu gehören neben der Kennzeichnung des Verbrauchs auch Angaben zu den Gesamtkosten, also der Anschaffungs- und der Betriebskosten. Ebenfalls im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie müssen Mindesteffizienzanforderungen für weitere häufig genutzte Produktgruppen eingeführt und in nationales Recht umgesetzt werden. Im Rahmen des Entwurfs einer **europäischen Energieeffizienz-Richtlinie** [KOM 2011] werden derzeit weitere Möglichkeiten zur Vorgabe von Verbrauchsreduktionen diskutiert. Insbesondere sieht der Entwurf der Effizienzrichtlinie vor, dass auf nationaler Ebene Energieeffizienzsysteme eingeführt werden, in denen sich Energieversorger verpflichten, bei ihren Endkunden (unter Ausnahme des Verkehrs) jährlich Energieeinsparungen von 1,5% gegenüber dem Vorjahr zu realisieren. Weiter sieht die Effizienzrichtlinie u. a. regelmäßige, verpflichtende Energieaudits für große Unternehmen vor. Eine konsequente Ausformulierung der EU-Effizienzrichtlinie und eine zügige Umsetzung in nationales Recht ist ein notwendiger und unverzichtbarer Schritt hin zu deutlichen Verbrauchsreduktionen auch im Stromsektor. Die Bundesregierung sollte dieses Instrument voll mittragen und beispielhaft umsetzen. Da die Effizienzrichtlinie für alle europäischen Länder gleiche Rahmenbedingungen schafft, können hier nicht Wettbewerbsverzerrungen als Gegenargument angeführt werden.

Der derzeitige Einsatz von Speicher- und Direktelektroheizungen muss überdacht werden. Er ist in Zukunft nur sinnvoll in Gebäuden mit hohen Wärmedämmstandards und bei hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung. Der hohe Sockel von Speicherheizungen in heutigen Altbauten sollte deutlich reduziert werden, ggf. kann ein Teil davon zum Lastmanagement eingesetzt werden. Weitere Anreize oder ordnungsrechtliche Vorgaben für betriebliche und kommunale Energienutzungskonzepte, eine Verstärkung des Einspar-Contracting oder die Förderung von Energieaudits und Energiemanagementsysteme auch für kleine und mittlere Unternehmen gehören ebenfalls zu den geeigneten Maßnahmen, um die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs zu erreichen.

Da eine wirksame Effizienzstrategie für den Klimaschutz unerlässlich ist, sollte auch eine Neuausrichtung des **Energie-(Strom-)steuergesetzes** bzw. der Gestaltung der Ökosteuer in Betracht gezogen werden. Solange wesentliche Energieverbrauchssektoren nicht im Emissionshandel erfasst sind und sich wegen zu großzügiger Zertifikatsvergabe insgesamt nur relative geringe CO₂-Preise einstellen, müssen sich die politischen Klimaschutzbemühungen mittels steuerlicher und (ordnungspolitischer) Maßnahmen in zusätzlichen ökonomisch wirksamen Signalen bemerkbar machen. Nur so können sich wirksame Anreize für verstärkte Effizienzsteigerungen durchsetzen. Dabei sollten auch die zahlreichen Steuervergünstigungen und Ausnahmeregelungen im Industriebereich überprüft werden. Steuervergünstigungen für Betriebe sollten zumindest an den Nachweis effizienter Energiemanagementsysteme geknüpft werden, wie auch schon im Energiekonzept angeregt.

Die Bedeutung der **Kraft-Wärme-Kopplung** im Zusammenhang mit einer effizienteren Ausnutzung des Brennstoffeinsatzes für die Stromerzeugung wird im Abschnitt 9.3 diskutiert. Im Vergleich dazu ist die Erhöhung des Wirkungsgrads von reinen Kondensationskraftwerken von vergleichsweise geringer Wirkung. Die Wirkung kann erhöht werden, wenn in großem Umfang Altkraftwerke vom Netz genommen werden und damit der sehr enge Spielraum für effizientere fossile Neukraftwerke vergrößert wird. Der Entwurf der EU-Energieeffizienzrichtlinie sieht zudem vor, dass neue große Wärmekraftwerke nur als KWK-

Anlagen und an Standorten errichtet werden dürfen, in deren Nähe geeignete Wärmesenken für die Nutzung der Abwärme vorhanden sind. Auch dies ist ein Grund, die Energieeffizienzrichtlinie energisch zu unterstützen.

9.2.3 Effizienzsteigerung im Wärmebereich

Der Endenergieverbrauch zur Wärmeerzeugung (Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser) macht derzeit 57% des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Mehr als die Hälfte (54%) davon dient der Erwärmung bzw. Klimatisierung von Räumen. Damit nimmt die Reduktion des Raumwärmebedarfs eine zentrale Stellung bei der Umstrukturierung und Dekarbonisierung des Energiesystems in Deutschland ein.

Reduktion des Raumwärmebedarfs im Gebäudesektor

Im Energiekonzept hat sich die Bundesregierung das ehrgeizige Ziel gesetzt, den Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 nahezu klimaneutral umzugestalten. Konkret bedeutet dies, den Primärenergiebedarf in Gebäuden bis zum Jahr 2050 um 80% zu reduzieren. Geschätzte zwei Drittel des Gebäudebestands entsprechen nicht dem aktuellen Wärmedämmstandard. Zudem entspricht die Mehrheit der Heizungssysteme nicht dem Stand der Technik. Bedeutendstes Element der Klimaschutzstrategie im Gebäudesektor ist daher eine umfassende energetische **Sanierung des Gebäudebestandes** sowie zunehmend schärfere Effizienzanforderungen für Neubauten. Flankiert werden muss diese Effizienzstrategie für Gebäude durch die Modernisierung der Heizungsanlagen in Bestandsgebäuden und die überwiegende Bereitstellung des verbleibenden Raumwärmebedarfs durch erneuerbare Energien. Die Bundesregierung plant, die Standards für Neubauten bereits bis 2020 schrittweise auf das Niveau „klimaneutrales Gebäude“ zu verschärfen. Somit soll ein Großteil der Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudebestand zwischen 2020 und 2050 erfolgen.

Im Szenario 2011 A reduziert sich der Endenergiebedarf für Raumwärme (und Warmwasser) durch die energetische Sanierung der Gebäudehüllen und Modernisierung der Heizungsanlagen in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie bis 2050 um 55%. Gleichzeitig steigt der EE-Anteil an der Wärmebereitstellung von derzeit rund 13% auf 72% (ohne Strom). Damit **sinkt der (fossile) Primärenergiebedarf im Gebäudebereich bis 2050 um 86%**, was in Übereinstimmung mit den Zielen des Energiekonzepts ist. Welche Herausforderung die anvisierte Reduktion des Energiebedarfs für Wärme darstellt, zeigt sich auch im Vergleich mit den „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (SzEK, [EWI 2010]). Das Referenzszenario der SzEK beschreibt eine Entwicklung, die sich einstellen könnte, wenn die derzeit existierenden Förderinstrumente in die Zukunft fortgeschrieben werden. Im Referenzszenario der SzEK sinkt der Endenergieverbrauch für Raumwärme (Industrie, GHD, Haushalte) bis 2050 nur um 40%. Damit unterstellt das Szenario implizit, dass ohne zusätzliche Fördermaßnahmen die im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Effizienzziele bzgl. des Energieverbrauchs von Gebäuden nicht erreicht werden.

Die wesentlichen Steuerungsgrößen zur Senkung des Raumwärmebedarfs ist einerseits die **energetische Sanierungsrate**, d. h. der Anteil der Gebäude, die jährlich einer energetischen Sanierung unterzogen werden. Andererseits ist die **Sanierungstiefe** von entscheidender Bedeutung, d. h. die prozentuale Reduktion des Wärmebedarfs durch die Sanierungsmaßnahmen. Derzeit werden jährlich ca. 1,1% des Gebäudebestandes energetisch

saniert. Damit im Jahr 2050 nahezu der komplette Altbaubestand vollständig saniert ist, muss die Sanierungsrate bis 2020 auf 2% pro Jahr gesteigert werden, wie es auch im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen ist. Gleichzeitig muss jedoch sichergestellt werden, dass energetische Sanierungen auch tatsächlich anspruchsvolle Sanierungsstandards umsetzen. In den vorliegenden Szenarien ist unterstellt, dass sich der mittlere spezifische Endenergieverbrauch des Wohngebäudebestandes von derzeit ca. 150 kWh/m² bis zum Jahr 2050 auf 64 kWh/m² reduzieren lässt. Dieser Wert kann durch heute übliche Wärmedämmverbundsysteme nicht erreicht werden. Folglich müssen die Bestandsgebäude unter Verwendung von Passivhauskomponenten, d. h. noch leistungsfähigeren Dämmstoffen und Lüftungssystemen saniert werden. Da die Strategie der starken Wärmedämmung mit relativ hohen Kosten verbunden ist, ist sie nur mit umfassender finanzieller Unterstützung (insbesondere steuerlichen Abschreibungen) umsetzbar.

In der Vergangenheit haben Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand eher ernüchternde Ergebnisse geliefert: Einer Untersuchung von [Weiß und Dunkelberg 2010] zufolge konnte der Heizwärmebedarf der untersuchten Gebäude selbst bei anspruchsvoller energetischer Sanierung nur um ca. 25 kWh/m² verringert werden. Diese Werte zeigen, dass es noch großer Anstrengungen bedarf, sich den obigen Zielen bis 2050 zu nähern.

Das Ziel einer Verdoppelung der Sanierungsrate bei gleichzeitig deutlicher Steigerung der mittleren Sanierungstiefe unterliegt einer **Reihe von signifikanten Hemmnissen**, insbesondere für Wohngebäude:

- große Anzahl an Akteuren (praktisch jeder Hausbesitzer), für die Ressourceneffizienz oder die Reduktion von THG-Emissionen oft nicht Hauptmotivation für ihr Handeln ist,
- hohe Initialkosten selbst bei Sanierungen, die über den Lebenszyklus der Maßnahme durch Brennstoffeinsparungen positive ökonomische Wirkungen zeigen,
- die Frage nach der Kostenallokation bei der Sanierung von Mietwohnungen (Nutzer-Investor-Dilemma),
- begrenzte Umsetzungsmöglichkeit technischer Sanierungsoptionen im Altbaubestand,
- lange Renovierungszyklen der Gebäudehülle, die eine ökonomisch sinnvolle Kombination ohnehin anstehender Renovierungen mit energetischen Sanierungen verzögern,
- schwierige Durchsetzbarkeit gesetzgeberischer Vorgaben im Bereich Gebäudebestand.

In der beabsichtigten „Modernisierungsoffensive für Gebäude“, deren Grundelemente im Energiekonzept skizziert sind, hat die Bundesregierung wesentliche Kernelemente benannt, die erforderlich sind, um den Sanierungsprozess zu beschleunigen und effektiver zu gestalten: Zu den Kernpunkten der Modernisierungsoffensive in Bezug auf die Energieeffizienz zählt neben der **Verschärfung der EnEV** für Neubauten auf den Standard eines „klimaneutralen Gebäudes“ bis zum Jahr 2020 die Ausarbeitung eines **„Sanierungsfahrplans für den Bestand“** im Rahmen einer weiterentwickelten EnEV. Dieser soll gewährleisten, dass ab 2020 sukzessive auch im Altbaubestand immer anspruchsvollere Effizienzstandards eingehalten werden. Flankiert werden soll der Sanierungsfahrplan von erweiterten Fördermöglichkeiten etwa durch die KfW, erweiterten Möglichkeiten beim **Energie-Contracting für Mietwohnungen** oder einer Novellierung des Mietrechts zur Verbesserung der Amortisation von Investitionen in Effizienzmaßnahmen. Damit sind erste wichtige Schritte in die Wege geleitet.

Es wird in nächster Zeit darauf ankommen, die im Energiekonzept genannten Fördermaßnahmen, Anreize und ordnungspolitischen Vorgaben zügig zu konkretisieren und umzusetzen, damit ab 2020 der angestrebte Sanierungszyklus im Altbaubestand voll einsetzen kann. Dazu muss auch die **steuerliche Absetzbarkeit** der Kosten ehrgeiziger Gebäudesanierungen, die sich derzeit wegen Fragen der Lastenverteilung auf Bund und Länder verzögert, weiterentwickelt und schnellstmöglich verabschiedet werden.

Die Wirksamkeit der Maßnahmen wird von ihrer konkreten Ausgestaltung abhängen. Begleitende Kontrollen der Umsetzung bzw. begleitendes Monitoring der Erfolge der „Modernisierungsoffensive“ können überprüfen, ob das Maßnahmenbündel effizient wirtschaftliche und zielgerichtete Sanierungsmaßnahmen anregt oder ob gegebenenfalls Anpassungen der Maßnahmen erfolgen müssen, um die angestrebten Ziele zu erreichen.

Über den Maßnahmenkatalog der „Modernisierungsoffensive“ hinaus sind weitere Maßnahmen denkbar, den Primärenergieverbrauch und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor möglichst rasch deutlich abzusenken. Dazu zählen die Entwicklung und Unterstützung kommunaler oder stadtteilbezogener koordinierter **Sanierungs- und Wärmekonzepte** (insbesondere unter Berücksichtigung des zu erwartenden Rückgangs des Wärmebedarfs) im Hinblick auf bedarfsgerechte **Nah-Wärmeversorgung** aus KWK oder erneuerbaren Energien. Ferner sind der gezielte Abriss architektonisch uninteressanter und energetisch ineffizienter Gebäude und der Ersatz durch Neubauten auf energetisch hohem Niveau denkbar. Und schließlich sollten der Bund, die Bundesländer ebenso wie die Kommunen ihrer Vorbildfunktion nachkommen und nicht nur im Neubau ordnungsrechtlich vorgegebene Effizienzstandards zu übertreffen versuchen, sondern auch die Sanierung ihrer Liegenschaften auf ein energetisch anspruchsvolles Niveau zügig vorantreiben.

Effizienzsteigerung im Prozesswärmebereich bzw. in der Industrie

Der Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Prozesswärme ist zu über 80% industriebedingt. Auch hier sind noch **beträchtliche Einsparpotenziale** vorhanden. Die in den Szenarien unterstellte Reduktion des Prozesswärmebedarfs um 30% bis 2050 ist dabei eher eine konservative Abschätzung der aus technisch-struktureller Sicht mobilisierbaren Potenziale. Beispielsweise wurden in einer aktuellen Untersuchung [Berger 2011] bis 2050 Effizienzsteigerungspotenziale zwischen 30% (Steine/Erden) und 50% (Papierindustrie) identifiziert. Für den großen Energieverbraucher Grundstoffchemie (Strombedarf 2010: 38 TWh/a) liegt das Effizienzpotenzial bis 2050 bei 37%. Energieverbrauch und Energieeffizienz setzen wichtige Maßstäbe für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, so dass im Segment Prozesswärme den relevanten Akteuren ein deutlich höheres Eigeninteresse an Effizienzsteigerungen unterstellt werden kann als den Besitzern von Wohngebäuden. Dennoch treten auch hier bei der energetischen Optimierung von Prozesswärmeanwendungen ökonomische (z. B. wenn sich Wirtschaftlichkeitsrechnungen alleine an Investitionen und kurzen Amortisationszeiten, nicht aber an den vollständigen Lebenszykluskosten einer Effizienztechnologie orientiert), technisch-strukturelle (z. B. Störung von Ablaufroutinen in Prozessen und resultierende Produktmängel), organisatorische (Zuständigkeiten, Entscheidungsfindung) und informatorische (z. B. Informationsmängel, innerbetrieblicher Informationsfluss) Hemmnisse auf, die durch geeignete Instrumente überwunden werden müssen [IFEU 2011b].

Im Energiekonzept setzt die Bundesregierung auf die Förderung der eigenständigen Ausschöpfung der Effizienzpotenziale durch die Industrie. Schlüsselthemen sind dabei Förder-

programme für Energiemanagementsysteme, Energieberatung, die energetische Optimierung energieintensiver Prozesse, Förderung innovativer Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz oder die Koppelung von Steuererleichterungen an die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen. Auch der EU-Emissionshandel schafft Anreize zur Prozessoptimierung bei den beteiligten energieintensiven Industrien. Weitere erfolgversprechende **Instrumente im Prozesswärmesegment** sind eine Verpflichtung zur Abwärmenutzung für Kaskadenprozesse oder für Raumwärme oder das Energiecontracting im Prozesswärmebereich. Bei entsprechend ernsthafter Umsetzung der im Energiekonzept genannten Effizienzmaßnahmen in der Industrie kann die in den Szenarien 2011 anvisierte gemäßigte Reduktion des Endenergiebedarfs für Prozesswärme um 30% bis 2050 gut erreicht werden. Darüber hinaus gehende Effizienzsteigerungen sind bei entsprechender instrumenteller Begleitung als durchaus realistisch einzuschätzen.

9.3 Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen

Der weitere **Zubau von EE-Anlagen zur Stromerzeugung** gemäß den Szenarien kann aus rein technischer Sicht als im Wesentlichen als gesichert gelten. Auch aus der Sicht der technisch-strukturellen Potenziale sind keine Einschränkungen zu erwarten. Die in den Szenarien dargestellten Strukturen des EE-Ausbaukorridors sind aber nicht als einzig mögliche zu verstehen. Sie stellen – unter Berücksichtigung zahlreicher potenziellseitiger, technologischer und ökonomischer Aspekte der Einzeltechnologien – empfehlenswerte Beiträge der EE-Technologien auf dem Weg zu einer EE-Vollversorgung dar. Eindeutige Begrenzungen gibt es nur bei der Wasserkraft und der Biomasse, die deshalb auch nicht als „Korridor“ dargestellt wurden. Unumstritten ist auf der anderen Seite auch, dass die größten, „quasi“ unbegrenzten Potenziale bei der Nutzung der solaren Strahlung liegen. Die konkreten Anteile der Energiequellen als auch der Einzeltechnologien (Wind on- und offshore; Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke) werden sich im Laufe des Ausbauprozesses kontinuierlich entwickeln und dabei von zahlreichen, sich ständig ändernden Parametern abhängen. Die wesentliche Aussage der Ausbauüberlegungen in den Szenarien lautet: *Erneuerbare Energien sind in einer intelligenten Kombination aller Einzeltechnologien und Energiequellen in der Lage, innerhalb eines absehbaren Zeitraums die energetische Vollversorgung moderner Industriegesellschaften mit den heute üblichen Standards hinsichtlich Versorgungssicherheit und mit angemessener Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.*

Um den in den Szenarien vorgeschlagenen EE-Ausbau abzusichern, ist es erforderlich, dass das **EEG als wirksamstes Instrument der Förderung** des EE-Ausbaus im Stromsektor in den nächsten Jahren im Wesentlichen unverändert erhalten bleibt. Auf die durch das EEG hervorgerufenen technischen Innovationen und Lernkurven, die längerfristig zu niedrigeren CO₂-Minderungskosten führen, als sie allein durch den Emissionshandel bewirkt werden könnten, kann in absehbarer Zeit noch nicht verzichtet werden. Solange es nicht generelle Anpassungen des Preisgefüges im Energiebereich ermöglichen, Klimaschutzmaßnahmen monetär korrekt zu bewerten und damit im Markt in ausreichendem Maße umzusetzen, sind Instrumente wie das EEG unumgänglich, wenn sich die Energieversorgungsstrukturen in der im Energiekonzept angestrebten Richtung verändern sollen.

Die große Bedeutung des EEG verlangt andererseits aber seine **stetige Weiterentwicklung und Anpassung** an kostensenkende Technologieinnovationen, wie es derzeit im Bereich

der Photovoltaik geschieht. Das Prinzip der gesicherten Vergütung muss dabei prinzipiell beibehalten werden, es sollte aber flexibler gestaltet werden. Die Erfahrungsberichte zum EEG liefern dafür eine gute Grundlage. Durch eine stetige kostenoptimierte Anpassung kann die Akzeptanz des EEG auch weiterhin gesichert werden. Um die Wechselwirkung mit dem Emissionshandel möglichst gering zu halten und um einen effizienten Klimaschutz sicherzustellen, sind realistische Werte über die durch das EEG erzielbare CO₂-Minderung bei der Festlegung von zukünftigen Emissionsobergrenzen zu berücksichtigen. Vom Umbau der Energieversorgung in Richtung wachsender Nachhaltigkeit werden alle Energieverbraucher profitieren. Die Tendenz, einzelne Akteure in wachsendem Umfang von der EEG-Umlage auszunehmen bzw. ihren Beitrag daran zu verringern (energieintensive Industrie, Bestandschutz für Eigenstromerzeugung) ist daher bedenklich. Diese Akteure profitieren von den Preissenkungen durch EE am Spotmarkt (Merit-Order-Effekt), tragen aber wenig oder nichts zur EEG-Umlage bei. Das resultiert in einer „Quersubventionierung“ der energieintensiven Industrie durch die Haushalte und GHD. Die jetzigen Ausnahmeregelungen sollten daher überprüft und auf ein möglichst geringes Maß zurückgeführt werden. Auch über Sinnhaftigkeit der Marktprämie sollte erneut nachgedacht werden, sofern sie nicht erkennbar zu einer Verbesserung der Marktintegration der EE führt.

Von zentraler Bedeutung ist die **Anpassung der konventionellen Kraftwerksstruktur** an den wachsenden EE-Beitrag. Dieser führt grundsätzlich zu einem Verschwinden des „Grundlastbandes“ und erfordert in zunehmendem Umfang eine sehr flexible Bereitstellung von Mittel- und Spitzenlast. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass auch bei hohen Anteilen von EE im Zusammenwirken mit den Ausgleichsoptionen Stromtransport, Lastmanagement, Erzeugungsmanagement und Speichern eine stabile Stromversorgung realisiert werden kann und Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Der Bedarf an notwendiger konventioneller (fossiler) Backup-Kapazität zur Deckung der Jahreshöchstlast kann in angemessenen Grenzen gehalten werden. Stromspeicher, regelbare BHKW und die Ausgleichspotenziale zusätzlicher Verbraucher, wie Wärmepumpen, industrielle Prozesswärme, Fern- und Nahwärmespeicher, Klimatisierung und Kälte, sowie Elektrofahrzeuge können genutzt werden, um die Fluktuationen der dargebotsabhängigen EE auszugleichen und um Lastgradienten zu minimieren. Langfristig ist eine stromseitige Vollversorgung mit EE durch die Nutzung der aus EE-Strom hergestellten speicherbaren Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan denkbar. Durch die Rückverstromung in Gaskraftwerken stellen sie als Langzeitspeicher den saisonalen Ausgleich der EE-Stromerzeugung sicher.

Aufgrund der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung muss die Flexibilität der verbleibenden konventionellen Kraftwerke deutlich erhöht werden; es werden sich zukünftig nur noch hoch flexible Kraftwerke technisch und wirtschaftlich behaupten können. Es gilt daher, den Strommarkt so zu gestalten, dass einerseits gesicherte Leistung in ausreichendem Umfang zu jedem Zeitpunkt vorhanden ist, andererseits muss die **Rentabilität der erforderlichen „Backup“-Technologien gewährleistet** sein. Eine wirksame Maßnahme läge darin, in die erforderlichen neuen Rahmenbedingungen des Strommarkts auch Anforderungen an die Flexibilität und den Standort der Kraftwerke einzubeziehen und diese dann auch zu honorieren (z. B. mittels Kapazitätsprämien oder -märkten). Dem Neubau von wenig flexiblen Kraftwerken könnte zudem die Genehmigung versagt werden, da diese den EE-Ausbauzielen des Energiekonzepts in der Stromerzeugung entgegenstehen. Damit können

die konventionellen, wenig flexiblen „Must-run-Units“ im Zeitverlauf auf das notwendige Maß reduziert und Konflikte mit dem EE-Angebot vermieden werden.

Auch EE-Anlagen müssen Systemverantwortung übernehmen. Damit erneuerbare Energien ihrer wachsenden Bedeutung gerecht werden können, müssen sie auch zur Systemsicherheit beitragen (Spannungshaltung; Regelleistung u. a.). Durch Verkürzung der Ausschreibungszeiträume für Regelleistung, kann der Kraftwerkspark sich flexibel an das jeweilige Angebot an Wind- und Solarenergie anpassen, und EE können selbst Regelleistung bereitstellen. Zur Gewährleistung der Netzintegration sind weitere technische Maßnahmen wie die Regelung der Blindleistung oder die Nachbildung rotierender Massen über Wechselrichter notwendig. Der Regelenergiemarkt erfüllt bereits heute die Funktion eines „Speichermarktes“. Seine Erweiterung auf Stunden, Tage und Wochen, ggf. auch auf Monatsbereiche kann einen undifferenzierten und möglicherweise zu weitgehenden Speicherausbau begrenzen.

Beim notwendigen **Ausbau der Netze** zeichnen sich Engpässe ab. Das Stromnetz muss beschleunigt ausgebaut werden, sowohl auf der **Verteilungsebene** zur Einbindung der stetig wachsenden Anzahl dezentraler Anlagen als auch auf der **Transportebene** zur optimalen Verteilung des im Norden verstärkt anfallenden Windstroms. Der Netzausbau muss so erfolgen, dass einerseits die Erzeugung möglichst lastnah erfolgt (z. B. durch Windkraft in Süddeutschland, dezentrale BHKW) und andererseits der Strom dann verbraucht werden kann, wenn er anfällt. Unabhängig davon ist längerfristig ein europäisches Verbundnetz erforderlich, das ertragsgünstige EE-Standorte mit den Verbrauchszentren verknüpft, zum Ausgleich großräumiger Fluktuationen beiträgt und neue Optionen für die Verknüpfung von Stromerzeugung und Stromspeicherung schafft. Die im Energiekonzept erläuterten Schritte zur Schaffung dieses „Overlay-Netzes“ bzw. des Nordseenetzes als Vorstufe dazu sind wichtige Voraussetzungen dafür, müssen aber auch wirksam umgesetzt werden. Die Entwicklung eines europäischen Konzepts des zukünftigen Stromverbunds sowie auch einer europäischen Regulierung, welche die Umsetzung der gesamteuropäischen Ziele unter Einbeziehung der nationalen Akteure vorantreibt, erscheint hierzu unumgänglich. Längerfristig ist die intelligente Steuerung von Netzen (Smart Grids) eine weitere wesentliche Voraussetzung, um Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher wirkungsvoll miteinander zu verknüpfen, wobei auch die Eigennutzung und das Vor-Ort-Lastmanagement beim Verbraucher eine wachsende Rolle spielen wird. Wenn der Übergang zu einer weitgehend auf EE basierten Energieversorgung auch für den Verkehrsbereich und den Wärmebereich erreicht werden soll, müssen auch Gasnetze und Wärmenetze in ein generelles „Lastmanagement“ einbezogen werden und miteinander verbunden sein.

Die von der Bundesnetzagentur aktuell vorgelegten Szenarien der Stromversorgung für den Ausbauzustand 2022 (bzw. 2032), die als Grundlage für den zukünftigen Ausbau der Übertragungsnetze dienen und die nach ausführlichen Konsultationen nochmals gründlich überarbeitet wurden, bieten jetzt den einen soliden Rahmen für die Ausarbeitung des notwendigen **Netzentwicklungsplans**. Die in den Szenarien jetzt vorgeschlagene Kraftwerksstruktur entspricht weitgehend auch den Eckdaten der Szenarien dieser Untersuchung. Festzuhalten ist insbesondere, dass über die derzeit im Bau befindlichen Kohlekraftwerke keine weiteren Kohlekraftwerke vorgesehen sind, dagegen wird die Gaskraftwerksleistung, wie auch in den Szenarien 2011 vorgeschlagen, deutlich ausgebaut.

Die notwendige Ausweitung flexibler Gaskraftwerke und der parallel angestrebte Ausbau der **Kraft-Wärme-Kopplung** werden aus heutiger Sicht ohne zusätzliche Anreize nicht in dem gewünschten Umfang erfolgen. Der Ausbau der KWK kann generell große Effizienzpotenziale mobilisieren. Um Konflikte zwischen den Zielen zum EE-Ausbau, zur Sanierungsrate des Gebäudebestandes bzw. zur Senkung des Wärmebedarfs insgesamt und zur KWK zu vermeiden, ist es notwendig den Ausbau der KWK in dieser Dekade zügig voran zu bringen und sie mittels **Wärmespeichern** zu flexibilisieren. Absehbar ist, dass der Heizwärmebedarf zurückgeht und die Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien weiter steigen. Beides hat zur Folge, dass auch die Auslastung und damit die Rentabilität der KWK sinken. Mit Wärmespeichern können KWK-Anlagen flexibler am Strommarkt agieren und auch Systemdienstleistungen erbringen. Ihre Investitionen lohnen sich dann nicht nur „ökologisch“, sondern es bieten sich auch langfristig genügend Möglichkeiten für einen rentablen KWK-Betrieb.

Nach den vorliegenden Szenarioanalysen muss ein wesentlicher Teil des verbleibenden KWK-Ausbaus mittels **dezentraler Anlagen** erfolgen, da lohnende Wärmepotenziale in Zukunft meist nur noch kleinräumig mittels angepasster Nahwärmenetze erschlossen werden können. Hier wird es in bedeutendem Maße auf kommunale Akteure wie Stadtwerke ankommen, die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen zu gewährleisten. Auch in der Industrie müssen eine Modernisierung und ein weiterer Ausbau von möglichst hocheffizienten KWK-Anlagen erfolgen. Die Anmerkungen im Energiekonzept zur Rolle der KWK deuten darauf hin, dass diese Notwendigkeit bisher noch nicht ausreichend berücksichtigt ist. Eine Ausweitung von Nahwärmestrukturen und eine dabei aktive Rolle der kommunalen Akteure erleichtern die zukünftig notwendige Einbindung von Wärme aus größeren Solarkollektoranlagen und aus geothermischen Anlagen. Sie gewährleistet auch die optimale Abwägung zwischen den Potenzialen und Grenzen der KWK, einer verstärkten Gebäudesanierung und der Kopplung mit fluktuierenden EE-Stromerzeugern.

Für eine effiziente und damit verantwortbare **Nutzung der Biomasse** zur Stromerzeugung ist der KWK-Betrieb unverzichtbar. Hierbei spielen Wärmespeicher eine besonders wichtige Rolle. In Zeiten von überschüssigen Wind- und Solarstromangeboten muss vermieden werden, dass auch noch Biomasseanlagen zusätzlich Strom einspeisen. Durch die EEG-Flexibilitätsprämie ist hier für Biogas ein Instrument umgesetzt worden, das die fluktuierende EE-Einspeisung berücksichtigen soll. Neben dem Einsatz von Biomasseanlagen in Nahwärmekonzepten ist längerfristig auch ein hoher Biomasse-Anteil im Gasnetz mittels Holzgas und Biomethan anzustreben, um bei sehr hohen EE-Anteilen diesen saisonalen Speicher zum flexiblen Ausgleich von Großwetterschwankungen ausnutzen zu können.

Grundsätzlich gilt für einen möglichst effizienten Klimaschutz, dass zur Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit zunächst die effizienteste und kostengünstigste Flexibilitätsoption eingesetzt werden sollte. Dazu zählt zunächst die Anpassung von Erzeugung und Bedarf über ein entsprechendes Energiemanagement. Der Ausbau der Stromnetze schafft den räumlichen Ausgleich zwischen der schwankenden EE-Erzeugung und dem Strombedarf. Darüber hinaus werden jedoch **Speicher unterschiedlichster Technologie und Größe** benötigt. Mit welcher Intensität und zu welchem Zeitpunkt ihr Einsatz am zweckmäßigsten ist, kann jedoch heute noch nicht abschließend beantwortet werden. Insbesondere durch den starken Ausbau der Photovoltaik und die Auswirkungen des Prognosefehlers der Wind- und PV-Einspeisung, wird zusätzliche Flexibilität im Stromversorgungssystem benötigt. Kurz- und Langzeitspeicher sind entsprechend ihrer technischen und

wirtschaftlichen Effizienz einzusetzen. Pumpspeicher oder ggf. auch Batteriesysteme eignen sich für den Stunden- und Tagesausgleich. Power-to-Gas-Systeme (EE-Wasserstoff und/oder EE-Methan) oder die Nutzung skandinavischer Wasserkraft sind perspektivisch für den Langzeitausgleich geeignet. Diese Energiespeicher können in einem zweckmäßigen Zusammenwirken fossile Energieträger in ihrer Speicherfunktion weitgehend ablösen. Die hier durchgeführten Simulationen ergeben, dass es bis 2030 unter idealen Bedingungen keine nennenswerten Energieüberschüsse entstehen, sondern fast nur Leistungsüberschüsse, welche ökonomisch am sinnvollsten über die bereits oben erläuterten bestehenden und neuen Lastmanagement-Anwendungen und die bestehenden Pumpspeicher zu nutzen sind.

Die „**optimale**“ **Struktur des zukünftigen Speicherbedarfs** sollte in weiteren Untersuchungen möglichst genau ermittelt werden. Einflussfaktoren sind die Flexibilität der Kraftwerke, das Tempo des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Netzausbaus und der Umsetzung der Flexibilitätsmaßnahmen wie des Lastmanagements. Die Größe des Versorgungsgebiets bzw. die Größe und Leistungsfähigkeit der zum Ausgleich zur Verfügung stehenden Netze ist ein entscheidender Parameter für die Ermittlung des Speicherbedarfs. Die Ermittlung eines „optimalen“ Speicherbedarfs sollte daher unbedingt auch auf der Basis erweiterter Netze (EU-weit; EUMENA-Raum; „Overlay-Netze“) ermittelt werden. Erst dann lassen sich Speicherbedarf gegen Netzausbaubedarf solide abwägen.

Auch zur **technischen Weiterentwicklung von Speichern** sind weitere Forschungsarbeiten erforderlich. Bei der Langzeitspeicherung mittels Wasserstoff oder Methan stellen Elektrolyseure die Schlüsseltechnologie dar. Sowohl die Wasserstoffelektrolyse als auch die Methanisierung müssen dahingehend weiterentwickelt werden, dass sie mit möglichst hoher Effizienz im intermittierenden Betrieb EE-Strom in Wasserstoff überführen können. Ebenso sind vielversprechende Ansätze für dezentrale Pumpspeicher- und Batteriesysteme zu verfolgen.

Neben den notwendigen strukturellen Anpassungen zur Integration der Erneuerbaren in die Stromversorgung ist die **zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt** von erheblicher Bedeutung für den längerfristigen EE-Ausbau. Es wird auch in dieser Studie deutlich, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines starken Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preise fossiler Energieträger, der weiteren Entwicklung von CO₂-Preisen und im Stromsektor von der Preisgestaltung auf der Großhandelsebene abhängt. Hierzu gibt es derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen. Für die aktuelle monetäre Bewertung des EE-Ausbaus im Stromsektor ist der Großhandelspreis an der Strombörse von Bedeutung. Dieser kann zukünftig, je nach Modellannahmen und unterstellten Preisentwicklungen, sehr unterschiedliche Werte annehmen. Aus Tabelle 9-1 (vgl. Abschnitt 7.3.3) ist ersichtlich, dass die heute übliche Bewertung auf Grenzkosten- und Spotmarktbasis, die für den optimalen Einsatz eines bestehenden Kraftwerksparks mit einer großen Anzahl abgeschriebener Kraftwerke angemessen ist, kein ausreichender Maßstab für die volkswirtschaftliche Bewertung des angestrebten sehr deutlichen EE-Ausbaus sein kann. Für eine Stromversorgung, die längerfristig zu 80% aus Erneuerbaren bestehen soll und damit in Anlagen erfolgt, die größtenteils keine Grenzkosten haben, müssen für einen auch dann funktionsfähigen Markt andere Preissignale definiert werden.

Bereits jetzt zeichnet sich ab, dass der sich aus der Grenzkostenbetrachtung ergebende Marktpreis keine ausreichende Sicherheit bietet, die erforderlichen Fixkosten für neue effizien-

ente Kraftwerke zu erwirtschaften. Hinzu kommt, dass der weitere Zuwachs an EE-Kapazität den Großhandelspreis weiter reduziert. Insbesondere die Kraftwerke, die derzeit den jeweiligen Grenzkostenpreis definieren und damit definitionsgemäß keine Fixkosten erwirtschaften können, (GuD-Gaskraftwerke, Gasturbinen) werden zukünftig für eine erfolgreiche Integration von EE-Anlagen und für die Bereitstellung einer ausreichend großen gesicherten Leistung benötigt. Ein ab 2013 wirksamerer Emissionshandel (Versteigerung der Zertifikate) kann zwar die Kostenrelationen zugunsten von Gaskraftwerken verbessern, verändert aber die Situation nicht grundsätzlich. Bleibt es deshalb bei den bisherigen, vom heutigen Strommarkt gesetzten Impulsen, ist u. U. nicht mehr gewährleistet, dass ausreichende und zudem die „richtige“ konventionelle Kraftwerkskapazität zugebaut wird.

Es wird daher im Grundsatz erforderlich sein, in wachsendem Umfang die **Vollkosten aller Stromerzeugungsoptionen** in die Preissignale des zukünftigen Strommarkts einzubringen, wenn erneuerbare Energien faire Chancen auf den Energiemärkten haben sollen und zusätzlich die erforderlichen neuen Kraftwerkskapazitäten und Speicher zugebaut werden sollen. Grundsätzlich ist anzustreben, dass diese Vollkosten weitgehend alle externen Kosten der Energiebereitstellung, insbesondere die Kosten des Klimawandels und die vollen Entsorgungs- und Risikokosten enthalten. Dann ist gewährleistet, dass der Markt die korrekten Preissignale an die Akteure und Investoren sendet und erneuerbare Energien mittelfristig aus den derzeitigen Förderstrukturen entlassen werden können. Kapazitätsmärkte können in einer Übergangszeit notwendig sein, um die Investitionen für die, mit dem EE-Zubau kompatiblen Kraftwerke und Speicher sicherzustellen bis der Übergang in neue Preisstrukturen weit genug fortgeschritten ist. Für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes empfiehlt es sich, die Struktur des derzeitigen Regelleistungsmarkts, insbesondere des Minutenreservemarkts als Vorbild zu nehmen und diesen entsprechend um längere Zeiträume zu erweitern. Die festen Kapazitätvorgaben und seine Ausschreibung ermöglichen eine relativ effiziente Steuerung des Kapazitätzubaues. Eine entsprechende Erweiterung des bestehenden Marktes für Regelleistung ist daher naheliegend.

Tabelle 9-1: Stromgestehungskosten des jeweiligen Bestands von EE-Anlagen, anlegbare Stromkosten konventioneller Kraftwerke und resultierende Umlage der systemanalytischen Differenzkosten für den EE-Ausbau im Szenario 2011 A (in €₂₀₀₉/MWh bzw. ct₂₀₀₉/kWh, Diskontsatz 6%/a)

	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Stromgestehungskosten von EE-Anlagen, €₂₀₀₉/MWh						
Vollkosten EE einschl. PV	124	126	114	85	71	66
<i>ohne PV</i>	84	88	83	74	67	62
Anlegbare Stromkosten konventioneller Kraftwerke, €₂₀₀₉/MWh						
Preispfad A	48	58	74	100	123	145
Preispfad B	48	55	64	79	91	105
Preispfad C	48	50	55	65	78	90
Preispfad " Externe Kosten"	100	105	110	118	130	145
Auf den Nettostromverbrauch umgelegte EE-Differenzkosten, ct₂₀₀₉/kWh						
Preispfad A *)	1,71	2,32	1,88	-0,87		
Preispfad B *)	1,71	2,42	2,36	0,63	-1,93	
Preispfad C*)	1,71	2,58	2,78	1,59	-0,84	
Preispfad EK *)	0,69	0,78	0,12	-2,17		

*) Maximum: Pfad A = 2,33 ct₂₀₀₉/kWh (2016); Pfad B = 2,49 (2017); Pfad C = 2,80 (2019); Pfad EK = 0,83 (2013)

9.4 EE-Ausbau im Wärmesektor

In den Szenarien 2011 hat auch der Ausbau der EE im Wärmesektor einen hohen Stellenwert. Der heute dominierende Einsatz von Biomasse (91% der gesamten Erneuerbaren im Wärmesektor) kann aufgrund des begrenzten Potenzials nicht mehr in größerem Umfang ausgeweitet werden. Auch unter Berücksichtigung des deutlichen Rückgangs der Wärmenachfrage und unter der Annahme einer sehr effizienten Nutzung der Biomasse insbesondere in KWK-Anlagen könnten maximal 23% des Wärmebedarfs des Jahres 2050 mittels Biomasse gedeckt werden (derzeit 9% bei etwa gegenüber 2050 zweifachem Energieverbrauch). Deshalb ist eine erfolgreiche Ausweitung des heute noch geringen Beitrags von Solarkollektoren und Erdwärme (hydrothermale Erdwärme und Umweltwärme für Wärmepumpen) von großer Bedeutung für den notwendigen Beitrag des Wärmesektors zum Klimaschutz. Die Analysen in den Szenarien zeigen, dass ihr Beitrag bis 2050 um das Zwanzigfache steigen muss, wenn zu diesem Zeitpunkt auch im Wärmemarkt die Marke von 50% EE-Anteil am Energiebedarf überschritten werden soll (Szenario 2011 A 52%, davon 46% Biomasse und 54% Solarkollektoren und Erdwärme). Zur Erschließung dieser Potenziale ist es im besonderen Maße erforderlich, den **Beitrag von Nahwärmeversorgungen auf der Basis dieser Energieträger deutlich zu steigern**. In nennenswertem Umfang gibt es diese derzeit nur für Biomasse, sie sind jedoch auch für große Kollektoranlagen mit Langzeitspeicher und hydrothermale Anlagen erforderlich. Diese Angaben machen deutlich, dass noch enorme Anstrengungen erforderlich sein werden, diese Entwicklung in Gang zu setzen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung regt zwar eine Weiterentwicklung und Aufstockung des Marktanzreizprogramms an, dies allein wird aber nicht ausreichen, dem notwendigen Zubau von Solarkollektoren und von Erdwärmeversorgungen – insbesondere größerer Anlagen mit Nahwärmenetzen – die notwendige Dynamik zu verleihen. Derzeit besteht ein eklatantes Missverhältnis zwischen der Förderung der EE-Stromerzeugung und der EE-Wärmebereitstellung, obwohl die Klimaschutzpotenziale vergleichbar sind. Hier werden sehr viel weitergehende Maßnahmen empfohlen. Diese beziehen sich sowohl auf den ordnungsrechtlichen Bereich mit dem Ziel einer stärkeren Einbindung der Kommunen in die Umsetzung des Energiekonzeptes als auch auf eine **umfassende Neuordnung der Förderung, insbesondere des Marktanzreizprogramms (MAP)** mit dem Ziel, die heutigen Budgetrestriktionen zu überwinden.

Die Kommunen sollten verpflichtet werden, einheitlich strukturierte, **flächendeckende Wärmepläne bzw. Energiekonzepte** zu erstellen. Dänemark kann hier als Vorbild dienen. In Frage käme auch die Verpflichtung der Regionen, um die Abstimmung der Kommunen untereinander zu erleichtern. Die einheitliche Struktur garantiert aussagekräftige Summenwerte für ganz Deutschland, eine wirkungsvolle Übertragung von Erfahrungen sowie die Möglichkeit, die nationalen Ziele auf transparente Weise auf einzelne Kommunen herunterzubrechen. Ausgehend davon sollten raumordnerische Maßnahmen erarbeitet werden zur Ausweisung von Vorranggebieten für Wärmenetze in Quartieren mit ausreichend hoher Wärmedichte, zur Minimierung von Transportwegen für Biomasse und zur Abstimmung der sinnvollen Beiträge der einzelnen erneuerbaren Energien (und der dezentralen KWK) im Rahmen einer umfassenden Wärmeversorgung.

Bei **thermischen Solarkollektoren sind weitere Entwicklungen notwendig**, mit denen die Kosten deutlich gesenkt werden können. Vorbild hierfür können die großen dänischen Kol-

lektorfelder sein, welche in vorhandene Wärmenetze einspeisen. Die Kosten je m² Kollektorfläche betragen dort nur ein Viertel derjenigen typischer deutscher Anlagen (200 bis 250 €/m² statt 800 bis 1000 €/m²). Weitere Hemmnisse sind die im Allgemeinen zu hohen Vor- und Rücklauftemperaturen von Heizungssystemen. Eine generelle Absenkung würde die Wärmeverluste in Netzen deutlich reduzieren und den Einsatz von Wärmespeichern attraktiver machen. Die bisher realisierten Konzepte zur kostengünstigen Langzeitspeicherung von Wärme haben sich noch nicht ausreichend in der Praxis bewährt. Hier ist sowohl Forschung als auch eine deutliche Ausweitung der Anlagenzahl erforderlich. Bei der **Erschließung der Tiefengeothermie** sollte die Aufmerksamkeit stärker als bisher auf die Wärmebereitstellung und -verteilung gerichtet werden, da aufgrund der nur relativ niedrigen Temperaturen sehr viel mehr Wärme als Strom bereitgestellt werden kann. Weiterhin können steuerbare Wärmepumpen überschüssigen EE-Strom integrieren und dazu beitragen, Fluktuationen im Strombereich auszugleichen. Hierfür ist es notwendig, dass für Neuanlagen möglichst frühzeitig entsprechende Speicher- und Steuerungskomponenten als Standard etabliert werden. Erdgebundene Wärmepumpen sind aus Effizienzgründen den Luftwärmepumpen eindeutig vorzuziehen.

Das bisherige gesetzliche Förderinstrument im Wärmemarkt, das EEWärmeG, bezieht sich bisher nur auf Neubauten und erfasst damit nur einen relativ unbedeutenden Teil des Wärmemarktes. Das ergänzende Förderprogramm für den Altbaubestand, das MAP, hat den Nachteil, dass es budgetabhängig ist. Dies hat immer wieder zu Verunsicherungen und Schwierigkeiten geführt, deren negative Folgen auch mit dem Neustart des MAP im Juli 2010 bisher noch nicht vollständig überwunden sind. Wie die Erfahrung zeigt, entwickelt das MAP auch nicht in ausreichendem Maße die notwendige Dynamik, die für ein schnelles Wachstum größerer Kollektor- und Erdwärmeeinrichtungen erforderlich ist. **Ein budgetunabhängiges Förderinstrument**, wie es das im Strommarkt erfolgreiche EEG ist, sollte auch für den Wärmemarkt gefunden werden. Dieses müsste den Altbaubestand einbeziehen, was auch von den mit erneuerbaren Energien befassten Branchenverbänden gefordert wird.

Neue Untersuchungen im Rahmen des von Prognos koordinierten Projekts „Fachliche und juristische Konzeption eines haushaltsunabhängigen Instruments für erneuerbare Wärme“ zeigen, dass es aus juristischer Sicht möglich ist, im MAP die derzeitige Finanzierung aus Steuermitteln durch **eine Umlage auf die Inverkehrbringer von fossilen Brennstoffen** zu ersetzen. Ähnlich wie im EEG lässt sich durch diese Umstellung ein wesentlich größeres Volumen an Fördermitteln mobilisieren als dies bei der bisherigen jährlichen Zuweisung öffentlicher Haushaltsmittel möglich ist. Bei der Verteilung der Fördermittel, z. B. durch das BAF, wären prinzipiell keine Änderungen erforderlich. Es ist jedoch empfehlenswert, dass bei größeren Änderungen in der Förderstruktur von einem einmaligen Zuschuss in Abhängigkeit von der Anlagengröße oder -leistung auf eine am jährlichen Ertrag orientierte Förderung umgestellt wird, so wie dies von Anfang an bei der Förderung von erneuerbarem Strom durch das EEG der Fall war.

Wie bereits erwähnt, ist es nicht sinnvoll, die Intensität einer energetischen Sanierung von Gebäuden ohne Einbeziehung der verschiedenen Möglichkeiten zur Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs mittels Erneuerbarer festzulegen. Dies kann sonst zu nicht optimalen bzw. zu teuren Lösungen führen. Die Ziele im Energiekonzept für eine durchgreifende Sanierung des Altbaubestands sollten daher mit Zielsetzungen zum Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt verknüpft werden. Die zu entwickelnden Instrumente sollten hier

gezielte Anreize für eine effektive Kopplung von Gebäuden mit hoher energetischer Qualität und optimaler Ausgestaltung der EE-Anlagen liefern. Das kommt insbesondere einer effizienten Nutzung der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Biomasse zugute.

9.5 Entwicklungsstrategien im Verkehrssektor

Die Szenarien 2011 A, B und C beschreiben drei gleichwertige, jedoch unterschiedliche Entwicklungen im Verkehrssektor. Die heutige Mobilität basiert fast vollständig auf fossilen Kraftstoffen und somit importierter Energie. Aufgrund der begrenzten nachhaltigen Biomasse- und Biokraftstoffpotenziale kann eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors nur über einen fundamentalen Strukturwandel mit entsprechend neuen Antriebstechnologien und einer veränderten Versorgungsinfrastruktur dargestellt werden. Die Elektromobilität wird dabei für den Bereich des Individualverkehrs eine Schlüsselrolle spielen. In den Szenarien liegt entsprechend ihr Anteil an der PKW-Verkehrsleistung zwischen 50% und 100%. Auch bei anderen Fahrzeugen des Straßenverkehrs wird eine wachsende Rolle der Elektromobilität abgebildet. Hinzutreten muss aber, wie in den anderen Sektoren, eine durchgreifende Effizienzsteigerung sowohl bei den einzelnen Fahrzeugen, wie auch für die Mobilitätsstrukturen insgesamt. Eine weitere Option ist die Umwandlung von EE-Strom in chemische Energieträger, die dann teilweise die Rolle konventioneller Kraftstoffe übernehmen können.

9.5.1 Effizienzsteigerungen im Verkehr

In allen drei Verkehrsentwicklungen der Szenarien 2011 A, B und C spielt die Realisierung von Effizienzmaßnahmen eine wesentliche Rolle zum Erreichen der erforderlichen CO₂-Emissionsminderung im Verkehr. Bezüglich der Senkung des Endenergieverbrauchs sind im Energiekonzept der Bundesregierung explizit Ziele genannt, die **Minderung um 10% bis 2020 und um 40% bis 2050**. An diesen Zielwerten orientieren sich die Verkehrsszenarien in dieser Studie. Es zeigt sich, dass unter Berücksichtigung einer plausiblen Entwicklung der Verkehrsleistungen (langfristig leichter Rückgang der Personenverkehrsleistung ab 2020 um etwa 9% und deutlicher Anstieg der Güterverkehrsleistungen um gut 45% gegenüber den heutigen Werten) mit der Minderung der spezifischen Verbräuche durch technische Maßnahmen die Reduktionsziele erreicht werden können. Hierzu trägt der in allen Szenarien abgebildete massive Durchbruch der Elektromobilität (Plug-in-Hybrid- und Voll-Elektrofahrzeuge), insbesondere im Individualverkehr wesentlich bei. Das große Potenzial des effizienten Elektroantriebs zur Verbrauchsminderung wird durch den Vergleich der Endenergien in den Szenarien sichtbar. Der Verkehr hat im Szenario C aufgrund der weitaus größeren Rolle der Elektromobilität im Vergleich zu den Szenarien A und B einen um 9% bzw. 12% niedrigeren Endenergieverbrauch.

Jedoch sind auch bei den konventionellen Verbrennungsmotoren weitere beträchtliche Effizienzsteigerungen möglich. Eine **Reduktion der spezifischen Verbräuche um 50 bis 60%** kann bis 2050 erreicht werden. Die Ausnutzung der technisch und ökonomisch möglichen Effizienzpotenziale durch die Verbesserung des Systemwirkungsgrades des Antriebstrangs, Leichtbau, Minderung des aerodynamischen und des Rollwiderstandes und die generelle Hybridisierung der Fahrzeugantriebe sind hierbei vielversprechende Ansätze. Eine

Verschiebung des Fahrzeugparks hin zu leichteren bzw. kleineren Fahrzeugen vergrößert hierbei die Spielräume der Effizienz.

Auch bei den schweren Nutzfahrzeugen werden bis 2050 **spezifische Verbrauchsverringereungen von über 30%** gesehen. Aufgrund der Annahme stark steigender Güterverkehrsleistungen und des begrenzten Potenzials der Elektroantriebe für LKW über Hybridfahrzeuge ist aber zusätzlich eine beträchtliche Verlagerung von Güterverkehrsleistungen auf die Schiene essentiell für das Erreichen des Gesamtminderungszieles. In den Szenarien 2011 wird daher – ebenso wie in den Szenarien zum Energiekonzept – unterstellt, dass sich die Güterverkehrsleistung der Bahn bis 2050 etwa verdoppelt und auch die der Schifffahrt um ca. 60% steigt. Dadurch steigt der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs in den Szenarien geringer als die Verkehrsleistung und sinkt nach 2020 sogar wieder, um im Jahr 2050 leicht unter dem heutigen Niveau zu liegen. Die absolute Minderung des Endenergieverbrauchs im Verkehr wird also fast vollständig vom Personenverkehr erbracht.

Dass die Realisierung dieser Energieeinsparung nicht nur technisch möglich, sondern auch unter Voraussetzung von entsprechenden Rahmenbedingungen (Preisfunde der Kraftstoffe, CO₂-Emissionsgrenzwerte der Fahrzeuge, Förderungen bei der Einführung neuer Fahrzeugkonzepte) ökonomisch vorteilhaft ist, zeigen die Simulationen der Flottenentwicklung basierend auf einem PKW-Marktmodell (DLR 2011). Hierbei ist insbesondere die konsequente Verschärfung der CO₂-Grenzwerte für Neufahrzeugflotten entscheidend, sowohl für die Realisierung von konkreten Effizienzmaßnahmen bei den Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor als auch für die Durchsetzung neuer Antriebskonzepte auf Basis erneuerbarer Energie. So kann in den PKW-Marktmodellierungen eine **PKW-Flottenentwicklung hin zu 100% elektrischem Antrieb** (Szenario 2011 C) nur unter Voraussetzung eines Grenzwerts von 30 g CO₂/km im Jahr 2050 dargestellt werden.

Daraus wird deutlich, dass für die Realisierung der dargestellten Entwicklungspfade des Endenergieverbrauchs im Verkehr **weitreichende politische Maßnahmen erforderlich** sind. In der Vergangenheit wurden Effizienzgewinne beim Antrieb durch die steigende Mobilität und durch Zunahmen bei Leistung, Ausstattung und Gewicht der Fahrzeuge zunichte gemacht. Bei der Durchsetzung von niedrigeren CO₂-Grenzwerten für Neufahrzeuge im europäischen Markt sowie von härteren Strafzahlungen bei Verstößen muss in der Zukunft entschlossener als bislang vorgegangen werden.

Weitere Ansatzpunkte, wie Einführung eines allgemeinen Tempolimits, Abschaffung der Dienstwagen-Regelung, steuerliche Anreize bzw. Belastungen, können eine Entwicklung hin zu effizienteren, leichteren und auch kleineren Fahrzeugen voranbringen. In der Verkehrs- und Energiepolitik wird derzeit die Elektromobilität als primäre Lösung für Effizienz und erneuerbare Mobilität diskutiert. In der Vergangenheit hat aber auch hier ein integrierter Ansatz gefehlt, der die nachhaltige Entwicklung der Elektromobilität und entsprechend eine kontinuierliche Markteinführung ausgehend von Nischenmärkten ermöglicht und die Elektromobilität klar an EE bindet. Auch derzeit gehen alle Szenarien noch von einer relativ geringen Marktbedeutung in den nächsten Jahren aus, dennoch sind diese ersten Schritte hin zum Massenmarkt wichtig, um die weitere Entwicklung der Technik und der Kosten entsprechend der Lernkurven zu ermöglichen.

Diese Entwicklung kann nicht allein der Automobilindustrie überlassen werden, die verständlicherweise an einer schnellen Revolution des Antriebssystems nur ein bedingtes Interesse

hat. Erforderlich sind neben den bereits auf den Weg gebrachten Forschungs- und Entwicklungsprogrammen auch ein **Konzept zur Markteinführung von Elektrofahrzeugen** beispielsweise über die Förderung von Fahrzeugkäufen oder über stärkere steuerliche Anreize zur Kompensation der heute noch hohen Mehrkosten dieser Fahrzeuge. Wichtig ist hierbei auch die Weiterentwicklung von Konzepten auf kommunaler Ebene zum Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur. Mittel- bis langfristig müssen Anforderungen an die Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge aus Effizienz- und netztechnischer Sicht gestellt werden.

Bislang fehlt in Deutschland und Europa ein **integriertes langfristiges Mobilitätskonzept**, das die mögliche Entwicklung des Verkehrs ausgehend von techno-ökonomischen, gesellschaftlichen und demographischen sowie auch energiepolitischen und strukturellen Faktoren untersucht und mögliche Entwicklungspfade umfassend bewertet. Nachhaltige innovative Verkehrskonzepte werden in einem bestimmten Maße auch Anforderungen an und Anpassungsverhalten von Nutzern verlangen, damit ein Strukturwandel im Verkehr möglich wird. Wenn die langfristigen Entwicklungspfade plausibel aufgezeigt worden sind, werden klare und konsequente politische Rahmensetzungen in diesem Strukturwandel eine wesentliche Rolle spielen.

Wie oben dargestellt, und auch im Energiekonzept der Bundesregierung erläutert, ist die Notwendigkeit der **Verlagerung von Güterverkehr auf die Bahn** ein essentielles Element, wenn der Verkehr einen angemessenen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen erbringen soll. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die derzeitigen Planungen und die Aufteilung der zur Verfügung stehenden Investitionsmittel diese Zielsetzung nicht widerspiegeln. Der größte Teil ist derzeit für Schnellbahntrassen im Personenverkehr gebunden. Sollen die Ziele des Energiekonzepts in diesem Bereich erfolgreich umgesetzt werden, ist ein deutliches Umsteuern erforderlich und der notwendige Ausbau der Schieneninfrastruktur für den Güterverkehr konsequenter voranzutreiben.

9.5.2 Ausbau der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor

Für eine signifikante Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrssektor können unterschiedliche Strategien einen Beitrag liefern. Neben einer möglichst weitgehenden Reduktion des Energieverbrauchs bestehen die erneuerbaren Optionen Biokraftstoffe, die direkte Nutzung von EE-Strom für Elektrofahrzeuge und aus EE-Strom hergestellte speicherbare Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan. Alle Optionen besitzen attraktive technische Potenziale und haben noch weitere Entwicklungsmöglichkeiten. Sie haben aber jeweils auch spezifische Vor- und Nachteile bzw. Grenzen. Derzeit ist es daher zu früh, eine dieser Optionen eindeutig zu bevorzugen oder auszuschließen

In den Szenarien 2011 A, B und C werden im Jahr 2050 **erneuerbare Anteile im Verkehr von 46% bis 50%** erreicht, im Personenverkehr liegen die EE-Anteile bei etwa 60%. Biokraftstoffe sind kurz- bis mittelfristig einsetzbar und haben hinsichtlich der erzielbaren Ausbeuten und der einsetzbaren Biomassen noch Entwicklungspotenziale. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die nachhaltigen Biomassepotenziale langfristig in allen Weltregionen begrenzt sein werden, so dass der Einsatz von Biokraftstoffen in allen Szenarien auf ein Maximum von 300 PJ/a festgelegt wurde (derzeit 130 PJ/a). Eine größere Einsatzmenge würde das Biomassepotenzial für die stationäre Nutzung, insbesondere für die effiziente KWK zu stark begrenzen oder einen Import von Biomasse bedingen, was ange-

sichts der Nachhaltigkeitsanforderung und der Potenzialgrenze keine robuste Strategie darstellt. Aufgrund der abnehmenden Bedeutung sowie der sinkenden spezifischen Verbräuche der Verbrennungsmotoren ergeben sich langfristig Biokraftstoffpotenziale für den Flugverkehr, so dass in den Szenarien dort ein erneuerbarer Kraftstoffanteil von 35% bis zum Jahr 2050 erreicht wird. Biokraftstoffe decken insgesamt im Jahr 2050 knapp 20% des Endenergiebedarfs im Verkehr.

In allen drei Szenarien erreicht die **Elektromobilität eine starke Bedeutung**. Ein Anteil von 50% an der PKW-Verkehrsleistung im Jahr 2050 durch rein elektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride (Szenarien 2011 A und B) stellt bereits ein erfolgreiches Marktszenario dar. Ein sehr ambitionierter Entwicklungspfad (Szenario 2011 C) hin zu 100% der PKW-Verkehrsleistung durch diese Fahrzeuge mit Elektroantrieb und Netzanschluss ist nur unter sehr konsequenten Rahmenbedingungen darstellbar (strenge CO₂-Grenzwerte, ggf. Verkaufsprämien in den ersten Jahren der Markteinführung und/oder andere Kaufanreize). Im Szenario 2011 C wird aufgrund der Elektromobilität im PKW-Sektor der höchste EE-Anteil von 78% erreicht. Fossile Kraftstoffe werden nur noch in den Plug-in-Hybriden eingesetzt. Die Rolle der Elektromobilität in den anderen Fahrzeugkategorien wurde begrenzt angesetzt, zum einen aufgrund des allgemeinen Minderungsziels beim Stromverbrauch und zum anderen, da es zum Marktpotenzial des Elektroantriebs in diesen Segmenten noch keine fundierten Analysen gibt.

In den Szenarien A und B wird die mögliche **Rolle der „Wind und Solarkraftstoffe“ EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan** als dritter erneuerbarer Energieträger dargestellt. Das Szenario A erreicht einen Wasserstoffeinsatz von 242 PJ (16% der Endenergie), im Szenario B ist aufgrund der im Vergleich zur Brennstoffzelle niedrigeren Effizienz des Gasantriebs eine höhere Energiemenge an EE-Methan von 266 PJ (17% der Endenergie) für das Erreichen einer vergleichbaren CO₂-Minderung im Verkehr erforderlich. Vorteilhaft sind aber im Szenario B der geringere Aufwand auf der Seite der Energietransport- und Betankungsinfrastruktur. Die Einführung eines zusätzlichen erneuerbaren Sekundärenergieträgers ist im Verkehrssektor naheliegend, da er zur **Nutzung von überschüssigem EE-Strom bei hohen EE-Anteilen** benötigt wird bzw. wenn längerfristig eine EE-Vollversorgung angestrebt wird. Es ist dann zweckmäßig – und effizienter als eine ausschließliche „Rückverstromung“ – den aus EE-Strom erzeugten chemischen Energieträger auch im Verkehrssektor (und Wärmesektor) zur Substitution fossiler Energieträger einzusetzen. Die Wind- und Solarkraftstoffe sind potenziell kaum begrenzt, ihre Erzeugung aus EE-Strom wie auch ihre Nutzung im Verkehr erfordern aber noch weitere Entwicklungsschritte und kostensenkende Innovationen. Hierfür sollten weiterhin Forschungs- und Entwicklungsgelder von der öffentlichen Hand und von der Automobilindustrie in geeignetem Umfang bereitgestellt werden.

Das Energiekonzept der Bundesregierung setzt in starkem Maße auf die Elektromobilität und die weiteren Nutzungsmöglichkeiten von Biokraftstoffen. Noch sind diese Optionen jedoch mit Unsicherheiten (Elektromobilität) bzw. problematischen Umweltwirkungen bzw. zweifelhaftem Umweltnutzen (Biokraftstoffe) verknüpft. Bei der Elektromobilität sind noch beträchtliche Entwicklungsfortschritte hinsichtlich Kapazität, Lebensdauer und Kostensenkung der Batterien erforderlich, bevor Elektrofahrzeuge in großem Umfang konventionelle Fahrzeuge ersetzen können. Bei Biokraftstoffen stellt die notwendige ökologische Nachhaltigkeit der Biomassennutzung eine wesentliche Grenze dar. Zur Entwicklung einer **integrierten langfristigen Verkehrsstrategie** sollte ein umfassendes technisch-strukturelles Szenario erarbeitet

werden, das alternative Fahrzeugkonzepte und deren Marktpotenziale in allen Verkehrsbe-
reichen untersucht und bewertet. Insbesondere die Möglichkeiten des Elektroantriebs bei
Nutzfahrzeugen, Bussen und Zweirädern aber auch von Brennstoffzellenfahrzeugen und
Gasantrieben im Straßenverkehr insgesamt sowie auch im Schiffsverkehr sind noch fundiert
zu untersuchen.

9.6 Weitere Überlegungen zur zukünftigen Gestaltung von Ener- giemärkten

Auf die Art und Intensität der Umgestaltung der Energieversorgung haben die **Annahmen
zur zukünftigen Preisentwicklung** fossiler Energieträger einen wesentlichen Einfluss. Aus
Vorsorgegründen, aber auch um die negativen Auswirkungen immer stärker schwankender
und im Mittel mit sehr großer Wahrscheinlichkeit steigender Energiepreise abzufedern, ist es
empfehlenswert, Energiekonzepte und Energiestrategien vor dem Hintergrund merklich und
stetig steigender Energiepreispfade zu bewerten. Sonst besteht die Gefahr, dass der Ener-
giepolitik unzulängliche Empfehlungen für die zu ergreifenden Maßnahmen auf den Weg
gegeben werden und daraus möglicherweise falsche Schlüsse gezogen werden. Wird von
der Energiepolitik die Hoffnung auf längerfristig eher gleichbleibende oder nur geringfügig
steigende Energiepreise zu stark betont, können z. B. Unternehmen und Privatinvestoren
von den notwendigen Investitionen in neue Effizienztechnologien abgehalten werden. Auch
die notwendigen strukturellen Veränderungen und Aktivitäten in den Kommunen werden
dadurch erschwert.

In die Diskussionen über zukünftige Energiepreise, die mit einem wirksamen Klimaschutz
kompatibel sind, sollten auch realistische Vorgaben zur anzustrebenden **Entwicklung von
CO₂-Preisen** einfließen, die sich an den wahrscheinlichen Schadenskosten eines unterlas-
senen Klimaschutzes orientieren. Die Erkenntnisse dazu müssen in die Vorgaben für die
zulässigen Emissionsmengen an CO₂ einfließen. Es spricht sehr viel dafür, dass der wirt-
schaftliche „Schaden“ einer möglicherweise zu hoch eingeschätzten Energiepreisentwicklung
wesentlich geringer ist, als der einer zu niedrig angenommenen Entwicklung, da verlorene
Zeit nachträglich teuer erkaufte werden muss oder effektives wirtschaftliches Handeln dann
gar nicht mehr möglich ist. Die derzeitige Baisse der CO₂-Preise (Ende 2011 unter
10 €/t CO₂) muss rasch beendet werden. Dafür könnte u. a. ein Teil der Emissionszertifikate
vom Markt genommen werden.

Unter der hier für die Szenarien angenommenen Entwicklung der Kosten- und Preisparame-
ter³⁵ können die **volkswirtschaftlichen Kostenvorteile** einer effektiven Effizienzstrategie
zur Mitte dieses Jahrhunderts bei jährlich rund 130 Mrd. €/a liegen, der des Ausbaus der
erneuerbaren Energien zusätzlich bei rund 70 Mrd. €/a (vgl. dazu Abbildung 7.15) gegenüber
der fiktiven Fortschreibung einer sich zukünftig auf fossile Energieträger abstützenden Ener-
gieversorgung. Bereits ab 2025 sind in dieser Gegenüberstellung die Gesamtausgaben für
Energie einschließlich des Kapitaldienstes für die getätigten Effizienz- und EE-Investitionen
(bei höheren spezifischen Kosten) geringer. Die bis dahin **notwendigen Vorleistungen**,

³⁵ Aus der Sicht der Studiennehmer sollte der Preispfad A als Leitgröße für die zukünftige Energiepreisentwicklung verwendet werden.

nämlich der Kapitaleinsatz für die gesamten zu tätigen Investitionen in Effizienzmaßnahmen und EE-Technologien liegen maximal bei rund 40 Mrd. €/a. Sie erreichen diesen Wert in der Periode des stärksten Wachstumsgradienten des Transformationsprozesses. Dies ist nach dem hier mittels der Szenarien skizzierten Transformationsprozess der Zeitpunkt um 2020.³⁶

Weitere heute nur schwer oder überhaupt **nicht monetarisierbare Vorteile des EE-Ausbaus** lassen sich unter dem Oberbegriff „Energiesicherheit“ zusammenfassen. Der Umbau zu einem auf EE basierenden Energiesystem besitzt eine ganze Reihe von Merkmalen, die für eine **Steigerung der „Energiesicherheit und -stabilität“** insgesamt sprechen. Diese sicherheitsrelevanten Merkmale sind: ein überwiegender Anteil heimischer Energiequellen und damit verringerte Importabhängigkeit, eine geringere strukturelle Verwundbarkeit durch überwiegend dezentrale Erzeugung, eine größere Auswahl an Versorgungskorridoren und Ausweichreserven; eine insgesamt umwelt- und klimaverträglichere Erzeugung; die Vermeidung der Risiken und Missbrauchsmöglichkeiten der Kernenergie; die große Vielfalt der genutzten Energiequellen; eine Energieerzeugung auf einem deutlich größeren geografischen Gebiet; durch technische Weiterentwicklung sinkende bzw. prognostizierbare Energiepreise nach der Einführungsphase; hohe Kostenstabilität infolge Dominanz der Kapitalkosten, dadurch große Möglichkeiten für eine stabile inländische Wertschöpfung und Arbeitsplatzsicherung; unbeschränkte internationale Kooperationsmöglichkeiten und dadurch vielfältige Konfliktprävention, u. a. durch eine potenzielle EUMENA-Energiegemeinschaft und Chancen für Entwicklungs- und Schwellenländer durch einen umfassenden Technologie- und Wissenstransfer.

Investitionen in Effizienz- und EE-Technologien sind heute auf einen **breiten Akteurskreis** verteilt. Insbesondere für den bisherigen EE-Ausbau konnten dank des EEG beträchtliche Mengen an privatem Kapital mobilisiert werden. Kann dies in Zukunft in einem ähnlichen Umfang beibehalten werden, können oligopolistische und marktbeherrschende Strukturen, die teilweise auch noch in der heutigen Energiewirtschaft vorhanden sind, weiter reduziert werden. Dies erleichtert eine bessere Ausschöpfung lokaler und regionaler Ressourcen, ermöglicht die Optimierung kleinräumiger, insbesondere kommunaler Energiekonzepte und stärkt die Beteiligungsmöglichkeiten der Bürger, die zentral sind für die Akzeptanz und damit für das Gelingen der Energiewende.

Diese Betrachtung und Bewertung der Transformationsstrategie im Energiesektor erfordert einen **Blick über die Zeiträume** hinaus, die üblicherweise von der Tagespolitik, der Wirtschaft und erst recht von den Finanzmärkten bei ihren Entscheidungen ins Auge gefasst werden. Mit dem Energiekonzept hat die Politik gezeigt, dass sie prinzipiell in der Lage und bereit ist, die notwendigen längerfristigen Entwicklungsspielräume in ihre Entscheidungen einzubeziehen. Diese erfolgsversprechende Betrachtungsweise sollte weiterentwickelt werden und sich in den erforderlichen Instrumenten und Maßnahmen, die für den Transformationsprozess notwendig sind, niederschlagen. Dazu gehört insbesondere auch, dass noch mehr als bisher, die Bürger über die **ökologische Nützlichkeit und ökonomische Zweckmäßigkeit** der eingeschlagenen Strategie informiert werden.

³⁶ Zu den Grenzen der quantitativen Interpretation dieser Kostengrößen wird auf die entsprechenden Ausführungen in Kapitel 7 verwiesen.

9.7 Schlusswort

Effizienzsteigerungen in der Produktion, bei Dienstleistungen, im Verkehr oder im Haushaltsbereich können bei Produzenten wie Verbrauchern durch reduzierte Energiekosten ökonomische Ressourcen freisetzen, die ihrerseits wieder in Produktionsmittel, Güter und Dienstleistungen investiert werden, mit denen ein neuer, zusätzlicher Energieverbrauch einhergeht. Die Signifikanz solcher sogenannten „Rebound-Effekte“ ist aus empirischen Studien (in erster Linie für die Bereiche privater Haushalte und Verkehr) gut belegt, ihre Größe jedoch – insbesondere auf gesamtwirtschaftlicher Ebene – nach wie vor Gegenstand andauernder Forschung und Debatte [Sorrell 2007]. Dennoch muss eine wirksame und innovative Energieeffizienzpolitik die Möglichkeit von Rebound-Effekten in ihrer Strategie mit berücksichtigen und die energiepolitischen Rahmenbedingungen so ausgestalten, dass mögliche Rebound-Effekte begrenzt bleiben. Es wird daher auch erforderlich sein, einen **verstärkten gesellschaftlichen Dialog** über andere Wohlstandsmodelle und nachhaltiges Konsumverhalten anzustoßen und auf Wechselwirkungen mit Klima- und Ressourcenschutz hinzuweisen.

In diesen Dialog einzuschließen ist auch, wie das bestehende „ökologische“ Marktversagen – d. h. die unzulänglichen Preissignale des heutigen Energiemarkts hinsichtlich Klimaschutz und Verringerung anderer Umweltbelastungen – korrigiert werden können. Generell können alle Instrumente, die „**kontrollierte**“ **Energiepreisanstiege** bewirken (Emissionsrechte, Steuern, Abgaben und Umlagen (EEG), Abbau von Steuervergünstigungen; indirekt auch Ordnungsrecht), ein effektives Mittel zum gezielten Umbau der Volkswirtschaft in Richtung Klimaverträglichkeit und Ressourcenschonung sein, wenn sie in ausreichendem Maße die bisher verdeckten Kosten der Energiegewinnung und -versorgung sichtbar machen. Zudem können die dadurch mobilisierten öffentlichen Mittel ganz oder teilweise für die Weiterentwicklung und weitere Einführung nachhaltiger (Energie-)Technologien eingesetzt werden und damit den Umsteuerungseffekt gezielt verstärken. Indirekt können damit die in den heutigen Wirtschaftssystemen – und von der Mehrheit der Akteure als unverzichtbar angesehenen – Wachstumsnotwendigkeiten in **eher nachhaltige Wachstumsfelder** umgelenkt werden.

Durch politische Instrumente induzierte Energiepreisanstiege können zudem auch eine Möglichkeit sein, unverhältnismäßig große, national nicht beeinflussbare Preissprünge auf den Energiemärkten – wie sie in Zukunft vermutlich in häufigerem Umfang auftreten werden – abzupuffern und sich damit **Wettbewerbsvorteile** in Zeiten steigender oder stark volatiler Energiepreise zu sichern. Die infolge unaufhörlich steigender Preise fossiler Energien wachsenden Energieausgaben werden durch die erfolgten Effizienzinvestitionen gedämpft und mit dem Einsatz von EE sogar überkompensiert. Dies ermöglicht auch in zukünftigen Jahrzehnten die wirtschaftliche Funktionsfähigkeit von Volkswirtschaften und sichert damit auch den sozialen Frieden in der Gesellschaft.

Ein gut begründetes höheres (spezifisches) Energiekostenniveau ermöglicht auch den Verzicht auf zu viele Einzelregelungen und Eingriffe in marktwirtschaftliches Geschehen zur Absicherung des angestrebten EE-Ausbaus. Die **Handlungsfreiheit** der daran beteiligten Akteure wird dadurch vergrößert, eine „optimale“ Umgestaltung des Gesamtsystems wird dadurch wahrscheinlicher. Erst dann hätte sich der „Marktpreis“ als wichtiges Gestaltungselement bewährt.

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, die ökonomischen Risiken einer weitgehend von fossilen Energieimporten abhängigen Energieversorgung, die Kenntnis um die wachsenden ökologischen Gefährdungen durch die immer aufwändiger werdende Gewinnung weiterer fossiler Energierohstoffe und die nach wie vor ungelösten Fragen einer sicheren Endlagerung von Kernbrennstoffen und der Beherrschung der Risiken einer ausgeweiteten Kernenergienutzung sollten es eigentlich erleichtern, immer mehr gesellschaftliche und wirtschaftliche Akteure für den **notwendigen Transformationsprozess** der Energieversorgung in Richtung deutlicher Effizienzsteigerung und erneuerbare Energien zu gewinnen.

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung sind richtige Schritte in diese Richtung gemacht worden. Es besteht jetzt vor allem ein weitgehender Konsens darüber, dass erneuerbare Energien „*eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung*“ sein müssen und sich längerfristig zur dominierenden Energiequelle entwickeln müssen. Nur wenn diesen ersten Schritten weitere kontinuierliche und wirksame Maßnahmen auf allen Ebenen folgen – **die „Energiewende“ also politisch aktiv gestaltet wird** – kann sich die gesellschaftlich-wirtschaftliche Eigendynamik entwickeln, die erforderlich ist, um die ehrgeizigen Ziele des Energiekonzepts auch tatsächlich zu erreichen und damit Deutschland zukünftig nachhaltig zu entwickeln.

10 Literatur

- AEE 2010: Agentur für erneuerbare Energien: „Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien.“
Renews Spezial-Ausgabe 37 / Juli 2010.
- Amelin 2009: „Comparison of capacity credit calculations methods for conventional power plants and wind power“. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 24, No. 2.
- AGEB 2011a: „Auswertetabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2010“. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Juli 2011.
- AGEB 2011b: AG Energiebilanzen e.V.; „Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 1990-2009“ (URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>).
- AGEB 2011c: „Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2008“. Berlin, Februar 2011.
- AGEB 2011d: „Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 nach Energieträgern“, <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>, Stand 4.11.2011.
- AGEB 2011e: „Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1.–4. Quartal 2010“. AG Energiebilanzen e.V., <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118>, letzter Zugriff: 7. März 2011.
- AGEE-Stat 2011: „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik, Juli 2011.
- BDEW 2008: „Endenergieverbrauch in Deutschland 2007“. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Dezember 2008.
- BDEW 2009: "Investitionen der Stromwirtschaft in Mrd. Euro"; Planungsstand Frühjahr 2009; www.energie.debatte.com/uploads/pics/Stromwirtschaft_investiert_in_Infrastruktur.html.
- BDEW 2011a: „Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft - Stromerzeugung, Auslastung der Kraftwerke, gesicherte Leistung, Netzsituation, Kraftwerksplanung, Stromaustausch mit dem Ausland, Einspeisungen und Großhandelspreise“. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 30. Mai 2011, <http://www.bdew.de>.
- BDEW 2011b: „Kraftwerksliste - Kraftwerke im Bau und in Planung“, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., März 2011.
- BDEW 2011c: „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020“. Gutachten im Auftrag des BDEW, Bonn/Aachen 30. März 2011; zitiert nach Presseinformation der RWE vom April 2011.
- Berger 2011: „Effizienzsteigerung in stromintensiven Industrien. Ausblick und Handlungsstrategien bis 2050“. Roland Berger Strategy Consultants, München, August 2011.
- Blesl et al. 2010: M. Blesl, S. Kempe, H. Huther: „Verfahren zur Entwicklung und Anwendung einer digitalen Wärmebedarfskarte für die Bundesrepublik Deutschland“ IER, AGFW 2010. (IER, Hrsg. AGFW – Aus Forschung und Entwicklung, Heft 14, AGFW 2010).
- BMU 2004: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch, W. Krewitt, M. Nast, M. Pehnt, G. Reinhardt, M. Fishedick u. a.: „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, März 2004.
- BMU 2005a: J. Nitsch, F. Staiß, B. Wenzel, M. Fishedick: „Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, WI Wuppertal, Dezember 2005.
- BMU 2005b: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Trieb, F: „Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region“. DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, April 2005.

- BMU 2006: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Trieb, F: „Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power“. DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Juni 2006.
- BMU 2007: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch: „Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der Ausbaustrategie erneuerbare Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Februar 2007.
- BMU 2008: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch: „Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Oktober 2008.
- BMU & BMELV 2009: „Nationale Biomasseaktionsplan für Deutschland – Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung“. Berlin, April 2009.
- BMU 2009: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch, B. Wenzel: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009“. Im Auftrag des BMU. Stuttgart, Teltow, August 2009.
- BMU 2010a: B. Wenzel, J. Nitsch: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis 2030“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Teltow, Stuttgart Juni 2010.
- BMU 2010b: „Beitrag der Elektromobilität zu langfristigen Klimaschutzzielen und Auswirkungen auf die Automobilindustrie.“ Mc Kinsey Company, Abschlussbericht für das BMU, April 2010.
- BMU 2011a: M. O’Sullivan, D. Edler, K. van Mark, T. Nieder, U. Lehr: „Bruttobeschäftigung 2010 – eine erste Abschätzung“. Forschungsvorhaben DLR, DIW, ZSW, GWS im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2011.
- BMU 2011b: U. Lehr, C. Lutz, D. Edler, M. O’Sullivan, K. Nienhaus, J. Nitsch, S. Simon, B. Breitschopf, P. Bickel, M. Ottmüller: „Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt“. Forschungsvorhaben DLR, DIW, GWS, FhG-ISI, ZSW im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Februar 2011.
- BMWi 2011: „Energiedaten – Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung“. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Fassung vom 7.12.2011.
- BMWi 2012: „Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen“. DLR Stuttgart, IfHT RWTH Aachen, FhG ISE Freiburg, Schlussbericht im Auftrag des BMWi (noch unveröffentlicht, im Entwurf).
- BNetzA 2011: „Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsbetreiber“. Bundesnetzagentur, Bonn 14.3. 2011.
- Braun 2008: M. Braun: "Provision of Ancillary Services by Distributed Generators - Technological and Economic Perspective" Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Kassel 2008.
- Breitschopf 2010a: B. Breitschopf; M. Klobasa, F. Sensfuß, M. Ragwitz; U. Lehr; U. Leprich; J. Diekmann, F. Braun, M. Horn: „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich“, Arbeitspaket 1. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin 2010.
- Breitschopf 2010b: B. Breitschopf; M. Klobasa, F. Sensfuß, M. Ragwitz; U. Lehr; U. Leprich; J. Diekmann, F. Braun, M. Horn: „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Kurzzupdate

- der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen für 2009. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin 2010.
- Breitschopf et al. 2011: „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt - Update der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen für 2010“. www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/knee_update_2011_bf.pdf.
- Bundesregierung 2009: „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung“. August 2009.
- BW 2012: Landeszentrale für politische Bildung BW; <http://www.lpb-bw.de/atomkatastrophe.html>
- Czisch 2005: „Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien“. Dissertation Universität Kassel.
- Consentec 2008: „Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs“, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn, Aachen, Dezember 2008.
- dena 2005: „dena-Netzstudie I – Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“. DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission.
- dena 2008: dena: „NNE-Pumpspeicher - Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken“. Herausgegeben von dena - Deutsche Energie-Agentur.
- dena 2010: „dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025“. EWI, Amprion, DEWI, EnBW, IWES, TenneT, 50Hertz Transmission.
- Dii 2011: Desertec Industrial Initiative GmbH, <http://www.dii-eumena.com/>.
- DLR 2011: „VECTOR21-Simulationen für BMU Fahrzeugszenarien“. Kurzbericht DLR-Institut für Fahrzeugkonzepte, Stuttgart, B. Propfe und S. Schmid, 28.09.2011.
- DVGW G 260 2008: Arbeitsblattes DVGW-G 260 „Gasbeschaffenheit“. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn.
- E-KONZEPT 2010: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010.
- Eikmeier et al. 2011: B. Eikmeier, M. Klobasa, F. Toro, G. Menzler et al.: „Potenzialerhebung von Kraft Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen“. BremerEnergieinstitut, Fraunhofer ISI, IREES, EnB GmbH, Mai 2011.
- Ellenbeck 2009: S. Ellenbeck: „Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien aus Nordafrika nach Europa – Ein Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit?“ Magisterarbeit, Universität Potsdam, Juli 2009.
- Emele 2011: L. Emele: „Techno-Ökonomischer Vergleich von Erneuerbaren Methan mit anderen Stromspeichertechnologien“, Masterarbeit Universität Kassel.
- Engler 2002: A. Engler: „Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen“, Dissertation 2001, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Verlag Dissertation.de, Berlin, 05/2002, ISBN 3-89825-439-9.
- Enquete 1990: „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft.“ Bericht der Enquete-Kommission: „Technikfolgenabschätzung und –bewertung.“ Bericht 24/90, September 1990.
- entso-e 2010: European Network of Transmission System Operators: „Ten-Year Network Development Plan 2010“. <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2010/>, 30. Juni 2010.

- entso-e 2011: European Network of Transmission System Operators: „Operation Handbook, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance C“, Article A-D3.1, www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.
- EWI 2010: M. Schlesinger, D. Lindenberger, Ch. Lutz: „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“. Studienprojekt Nr. 12/10 im Auftrag des BMWi, EWI Köln, Prognos Basel, GWS Osnabrück, 27. August 2010.
- EWI 2011: M. Schlesinger, D. Lindenberger, Ch. Lutz et al.: „Energieszenarien 2011“. Projekt Nr. 12/10 im Auftrag des BMWi, EWI Köln, Prognos Basel, GWS Osnabrück, Juli 2011.
- EU 2011: „Für Demokratie und gemeinsamen Wohlstand: Europäische Kommission ruft ehrgeizige Partnerschaft mit dem südlichen Mittelmeerraum ins Leben“. Europäische Kommission, Pressemitteilung RAPID, Brüssel, den 8.3.2011.
- FNR 2009: „Biokraftstoffe – eine vergleichende Analyse.“ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, April 2009.
- FNR 2011: Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V. [Hrsg.], „Basisdaten Bioenergie“, Gülzow-Prüzen, September 2011.
- FÖS 2010: „Staatliche Förderungen der Atomenergie“, Studie im Auftrag von Greenpeace. Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft. 2. Auflage, Berlin, Oktober 2010.
- Fthenakis & Hyung 2009: V. Fthenakis, C.K. Hyung: „Land use and electricity generation: A life-cycle analysis“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (2009) pp 1465–1474.
- GasNZV 2010: „Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung-GasNZV)“; 3. September 2010.
- Gerhardt et al. 2009: Bofinger S., Braun M., Costa Gomez C., Daniel-Gromke J., Gerhardt N., Hartmann K., Jentsch M., Kirchner D., Reimann T., Saint-Drenain Y.-M., Schumacher B., Schünemeyer F., „Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen“. Kassel 2009.
- Gores et al. 2011: S. Gores, R. Harthan, G. Penninger: „Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungsvereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung Berichtszeitraum 2009“. Öko-Institut, Berlin, 26. April 2011.
- Greenpeace 2010: W. Krewitt, S. Teske, T. Pregger, T. Naegler, S. Simon, W. Graus, E. Blomen et al.: „Energy [R]evolution – a Sustainable World Energy Outlook.“ Untersuchung im Auftrag von Greenpeace Int. und des European Renewable Energy Council (EREC); DLR Stuttgart, Ecofys Utrecht, 3rd Edition Juni 2010.
- Hasche et al. (2010): B. Hasche, A. Keane, M. O'Malley: „Capacity value of wind power, calculation and data requirements: the Irish power system case“. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1): 420-430.
- Hirn, Meyer 2008: G. Hirn, F. Meyer: „BINE projektinfo 09/08 - Latentwärmespeicher liefert Prozessdampf“. BINE Informationsdienst, Bonn, 2008.
- Holzhammer et al. 2011: Holzhammer U., Rohrig K., Hochloff P., Schlögel F., Lehnert W., Rehfeldt K., Diekmann J., Hoffmann L.: „Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument“. Kassel, April 2011.
- Holzhey 2010: M. Holzhey: „Schienennetz 2025/2030 – Ausbaukonzept für einen leistungsfähigen Schienengüterverkehr in Deutschland.“ Im Auftrag des Umweltbundesamtes, Sachstandsbericht 42/2010, Dessau, Juli 2010.
- Hundt et al. 2010: M. Hundt, R. Barth, N. Sun, A. Voß: „Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 2010, http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf.

- IEA 2004: International Energy Agency (IEA): "Analysis of the impact of high oil prices on the global economy", Paris, 2005.
- IEA 2010: World Energy Outlook 2010. Hrsg.: International Energy Agency (IEA), Paris/OECD, 2010.
- IEA 2011: World Energy Outlook 2011. Hrsg.: International Energy Agency (IEA), Paris/OECD, 2011.
- IFEU 2010: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH: „Fortschreibung und Erweiterung Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030 (TREMODO, Version 5)“, Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes, Heidelberg, März 2010.
- IFEU 2011a: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH „Verkehrsleistungen und Energieverbrauch des Verkehrs in Deutschland 1990-2030“. Aktuelle Werte ausgehend von TREMOD 5.1 vom 26.03.2010, schriftliche Mitteilung von W. Knörr, 06.06.2011.
- IFEU 2011b: IFEU, ISI, Prognos, GWS et al., „Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative“, Endbericht 2011.
- Jäger J. 2011: „Entwicklung eines Konzepts zur kurzfristigen Ermittlung des Regelleistungsbedarfs im Hinblick auf eine zunehmend fluktuierende Stromversorgung“. Masterarbeit an der TU Dresden.
- Jentsch/Sterner 2010: M. Jentsch, M. Sterner, U. Holzammer: „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Fraunhofer-IWES Kassel, Gutachten für Greenpeace, Hamburg, Februar 2011.
- Kahn 2004: „Effective load carrying capability of wind generation: Initial Results with public data“. The Electricity Journal, Volume 17, Issue 10, pp. 85-95.
- Keane et al. 2011: „Capacity value of wind power“. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 26, Issue 2, pp. 564-572.
- Kempfert 2005: C. Kempfert: „Weltweiter Klimaschutz – Sofortiges Handeln spart hohe Kosten.“ DIW Wochenbericht Nr. 12-13/2005, S. 209 bis 215.
- Klaus et al. 2010: Energieziel 2050: „100% Strom aus erneuerbaren Quellen“. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Klobasa 2007: M. Klobasa: „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“. Dissertation. ETH Zürich. Zürich 2007.
- Klobasa et al. 2009: M. Klobasa, F. Sensfuß, M. Ragwitz. „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007“. Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Karlsruhe, Februar 2009.
- KOM 2011: Europäische Kommission: „Vorschlag für Richtlinie des Europäischen Parlamentes und Rates zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG“. Brüssel, 22.6.2011.
- Krewitt 2004: W. Krewitt, S. Schmid: „CASCADE MINTS“, EU-Projekt, WP 1.5, D1.1: Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final Draft, Stuttgart Juli 2004.
- Krewitt/Schlomann 2006: W. Krewitt; B. Schlomann: „Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2006.
- Laasch & Laasch, 2009: „Haustechnik: Grundlagen – Planung – Ausführung“, 12. Auflage. Vieweg & Teubner, Wiesbaden.
- Luca de Tena 2012: „Perspectives of electric/hybrid vehicles in a supply system with a high share of renewable energy sources“. Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart 2012 (noch unveröffentlicht, im Entwurf).

- Mackensen et. al. 2008: R. Mackensen, K. Rohrig, H. Emanuel: „Das regenerative Kombikraftwerk“. Abschlussbericht, Herausgegeben von ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., Kassel 2008.
- MASEN 2010: Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN): „International Invitation for Expression of Interest of Companies and Consortia for the design, construction, operation, maintenance and financing of a 500 MW solar power installation program“. Ouarzazate 2010, www.masen.org.ma/.
- MiD 2002: „Mobilität in Deutschland 2002. Ergebnisbericht“. Infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen. Bonn, Berlin, 2002.
- MiD 2010: „Mobilität in Deutschland 2008 – Ergebnisbericht: Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends“. Infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Institut für Verkehrsforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen. Bonn, Berlin, 2010.
- Müller-Mienack 2011: M. Müller-Mienack, 50Hertz Transmission GmbH: „Anforderungen an eine historisch gewachsene Erzeugungs- und Versorgungsstruktur in Brandenburg, Deutschland und Europa“. 3. EWET Energiefachtagung, Cottbus, 25.5.2011.
- Mock 2010: P. Mock: „Entwicklung eines Szenariomodells zur Simulation der zukünftigen Marktanteile und CO₂-Emissionen von Kraftfahrzeugen“, DLR-Institut für Fahrzeugkonzepte, Stuttgart, Dissertation Fakultät Konstruktions-, Produktions- und Fahrzeugtechnik, Universität Stuttgart, 2010.
- NEEDS 2009a: Project NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) des 6. EU-Rahmenprogramms; Projektnummer 502687; Deliverable Nr. 6.1-RS1a: „External costs from emerging electricity generation technologies.“ 24. März 2009.
- Nitsch 2002: J. Nitsch: „Potenziale der Wasserstoffwirtschaft.“ Expertise für den wiss. Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Stuttgart, Juni 2002.
- Nitsch et. al. 2011: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.“ Bericht zur „Leitstudie 2010“ im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow, Februar 2011.
- Nitsch 2011: „Vorläufige Eckdaten eines „Basisszenarios 2011“ mit Ausstieg aus der Kernenergie bis 2019/2022.“ Kurzbericht im Rahmen des Projekts BMU-FKZ 03MAP146, Stuttgart, April 2011.
- NOW 2010: NOW-Studie: T. Smolinka, M. Günther, J. Garcke: „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien.“ Fraunhofer-ISE, FCBAT, 5. 7. 2011.
- Petermann et al. 2010: T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch, U. Riehm. „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung.“ Arbeitsbericht Nr. 141, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag, Berlin, November 2010.
- PLÄDOYER 2012: „Plädoyer für eine verlässliche, verbindliche und beherrschte Energieeffizienz-Politik“. M. Pehnt u. 37 weitere Energieexperten; offener Brief an die Bundesregierung; 19.1.2012.
- Prognos 2011: Prognos AG: „Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der KWK.“ Projektnr. IC4 – 020815-47/10; im Auftrag des BMWi, Basel, August 2011.
- REACCESS 2011: „Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security“. Project financed by European Commission, Grant agreement no. 212011, Brussels 2011.
- RECCS 2007: M. Fishedick, A. Esken, P. Viebahn, J. Nitsch, U. Zuberbühler, O. Edenhofer u. a.: „Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS).“ Studie im Auftrag des BMU, WI Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, PIK Potsdam, 2007.

- REN21 2010: "Renewables 2010, Global Status Report". Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris 2010.
- Renewability 2009: U. Fritsche, W. Zimmer, B. Lenz, W. Knörr D. Thrän u. a.: "Renewability – Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030." Untersuchung im Auftrag des BMU, Öko-Institut, Berlin, DLR Berlin, IFEU Heidelberg, DBFZ Leipzig, TU Dresden. Juni 2009.
- Scholz 2012: Y. Scholz: "Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe". Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart 2012 (noch unveröffentlicht, im Entwurf).
- Seidenberger et al. 2008: T. Seidenberger, D. Thrän, R. Offermann, U. Seyfert, M. Buchhorn, J. Zeddies: „Global Biomass Potentials“. Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Leipzig im Auftrag von Greenpeace International, Juni 2008.
- Sensfuß 2011: F. Sensfuß: „Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien – Update für das Jahr 2010“. Fraunhofer ISI, Karlsruhe, November 2011.
- Söder & Amelin 2008: L. Söder, M. Amelin: „A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit“. In: Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, Pittsburgh, PA.
- Sorrell 2007: „The rebound effect – an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency“, UK Energy Research Centre (UKERC), 2007.
- Specht et al. 2010: M. Specht, M. Sterner, F. Baumgart, B. Feigl, V. Frick, B. Stürmer, U. Zuberbühler, G. Waldstein: „Neue Wege zur Herstellung von Erdgassubstitut (SNG) aus erneuerbaren Energien“. New Routes for the Production of Substitute Natural Gas (SNG) from Renewable Energy. FVEE Jahrestreffen. Berlin.
- SRU 2007: Sachverständigenrat für Umweltfragen: „Klimaschutz durch Biomasse.“ Sondergutachten, Berlin Juli 2007.
- Stern 2007: Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007.
- Sterner 2009: M. Sterner: „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems.“ Dissertation an der Universität Kassel, University press, Kassel, 2009.
- Strauß 2009: P. Strauß: „Einfluss des Frequenzverhaltens kleiner Generatoren und Lasten auf Stromnetze unter besonderer Berücksichtigung großer Netzstörungen“. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Kassel 2009.
- Tänzler et al. 2007: D. Tänzler et al. „Die sicherheitspolitische Bedeutung erneuerbarer Energien“. BMU Auftrag FKZ 90497324, Adelphi Consult, Berlin 2007.
- TradeWind 2009: VTT (Finnland); Sintef (Norwegen); RISOE (Dänemark); Kema (Belgien); Garrard Hassan (UK); 3E (Belgien) & Deutsche Energie-Agentur: „Integrating Wind – Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power“. Studie im Auftrag der EACI der Europäischen Kommission, geleitet vom Europäischen Windenergieverband EWEA, 2009.
- Trieb 2011: F. Trieb: „Strom aus der Wüste“, Physik in unserer Zeit, 2/2011 (42).
- Trost et al. 2011: T. Trost, M. Sterner, M. Jentsch: "Mobility costs analysis and life cycle assessment of power-to-gas as alternative fuel". IRES, Berlin, November 2011.
- UBA 2000: J. Nitsch, M. Fishedick, N. Allnoch, O. Langniß, F. Staiß u. a.: „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“. Forschungsbericht 298 97 340 (UBA-FB 99-126) von WI Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, IWR Münster im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Erich Schmidt Verlag Berlin 2000.
- UBA 2002: M. Fishedick, J. Nitsch, S. Lechtenböhmer, F. Trieb, M. Nast, u. a.: „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland.“ Forschungsbericht 200 97 104 (UBA-FB 000314) von DLR Stuttgart, WI Wuppertal im Auftrag des UBA, Berlin Juni 2002.
- UBA 2006: S. Ramesohl, M. Fishedick, J. Nitsch, P. Viebahn, M. Pehnt, W. Knörr u. a.: „Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten

- Wasserstoffs“. Forschungsvorhaben im Rahmen des UFOPLAN (FKZ 203 45 118) im Auftrag des UBA, WI Wuppertal, DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, März 2006.
- UBA 2010a: K. Koppe [Redaktion]: „CO₂-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland.“ Sachstandsbericht 05/2010 des Umweltbundesamtes. Dessau, März 2010.
- UBA 2010b: Umweltbundesamt: „Nationaler Inventarbericht“. Pressemitteilung UBA 13/2010.
- UBA 2011: „Zentrales System Emissionen, Datenbank des Umweltbundesamtes zur Unterstützung der Emissionsberichterstattung“, Submission 2011, Stand: 04/2011.
- UfM 2011: Union for the Mediterranean, <http://www.ufmsecretariat.org/en/>.
- UÖGR 2010: „Umweltnutzung und Wirtschaft. Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen. Teil 2: Energie, Rohstoffe“. Statistisches Bundesamt/Destatis, Wiesbaden, 2010.
- VDE 2008: W. Leonhard u. a.: „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen“. ETG Task Force für den VDE, Braunschweig, Dezember 2008.
- Vennemann et al. 2010: Peter Vennemann, Karl-Heinz Gruber, Andreas Kunsch, Hand-Peter Sistenich und Hans-Rudolf Thöni. „Pumped Storage Plants Status and Perspectives“. In: VGB Congress Power Plants 2010. Essen, Sep. 2010.
- WBA 2007: „Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik“. Gutachten des Wiss. Beirats für Agrarpolitik bei BM für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. Berlin, November 2007.
- WBGU 2010: WBGU: „Politikpapier 6 - Klimapolitik nach Kopenhagen: Auf drei Ebenen zum Erfolg“. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Berlin 2010.
- WBGU 2011: „Welt im Wandel – Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation.“ Hauptgutachten des wiss. Beirats der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen (WBGU), Berlin 2011.
- Weiß und Dunkelberg 2010: Julika Weiß, Elisa Dunkelberg: „Erschließbare Einsparpotenziale im Ein- und Zweifamilienhausbestand“, Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin, Mai 2010.
- Weltbank 2011: W. Immerzeel, P. Droogers: „FutureWater, MENA Regional Water Outlook, Demand Study“. Final Report, World Bank 2011.
- Winter 1986: C.-J. Winter, J. Nitsch (Hrsg.): „Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft.“ Springer-Verlag, Berlin 1986.
- WWF 2009: WWF Deutschland [Hrsg.]: M. Schlesinger, F. Matthes, P. Hofer, H. Hermann, H.-J. Ziesing, u. a.: „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050“. Untersuchung von Prognos Basel, Öko-Institut Berlin, H.-J. Ziesing Berlin im Auftrag des WWF Deutschland, Frankfurt Oktober 2009.

11 Abkürzungsverzeichnis

\$	US-Dollar
a	Jahr
AC	alternating current (Wechselstrom)
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE-Stat	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien-Statistik
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AtG	Atomgesetz
AusglMechV	Ausgleichsmechanismus-Verordnung
bbl	Barrel
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEEV	Brutto-Endenergieverbrauch
BEV	Battery Electric Vehicle (rein elektrische Fahrzeuge)
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bio_KWK.	Biomasse-KWK
biog.	biogen
BioSNG	synthetisches Erdgas auf Biomassebasis
BIP	Brutto-Inlandsprodukt
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BMHKW	Biomasse-Heizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BSV	Bruttostromverbrauch
BtL	Biomass-To-Liquid (synthetischer Kraftstoff aus Biomasse)
BW	Baden-Württemberg
BWS	Brutto-Wertschöpfung
BZ	Brennstoffzelle
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicherkraftwerk)
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (GuD-Kraftwerk)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CH, chem .	chemischer Energiespeicher
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)
CO ₂ , CO _{2,äq}	Kohlenstoffdioxid, CO ₂ -Äquivalent
COP	Coefficient of Performance
CSP	Concentrating Solar Power (solarthermisches Kraftwerk)
ct	(Euro-)Cent
DC	direct current (Gleichstrom)
dena	Deutsche Energie-Agentur
Dii	Desertec Industrial Initiative
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DSM	Demand Side Management (Lastmanagement)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEV-S	Endenergieverbrauch Strom
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz
EEX	European Energy Exchange

EFF	Effizienz
EJ	Eta-Joule (10^{18} Joule)
EK	Energiekonzept
E-KFZ	Elektro-Kraftfahrzeug
el., EL	elektrisch, Elektrizität
ELCC	effective load carrying capacity
E-Mob.	Elektromobilität
END	Endenergieverbrauch
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWGÄndG	Energiewirtschaftsgesetz
EREV	Extended Range Electric Vehicle (serieller Plug-In Hybrid)
EU	Europäische Union
EU-MENA	Europe, Middle East and North Africa (Europa, Naher Osten und Nordafrika)
EUR, €	Euro
EV	electric vehicles (Elektrofahrzeuge)
EWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz (Baden-Württemberg)
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
EZE	Erzeugungseinheit
FCV	Fuel Cell Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
flex.	flexibel
FNR	Fachagentur nachwachsende Rohstoffe
FW	Fernwärme
Fzg.-km, Fkm	Fahrzeugkilometer
GasNZV	Gasnetz-Zugangsverordnung
GDP	Gross Domestic Product (Bruttoinlandsprodukt BIP)
Geo., Geoth.	Geothermie
ggü.	gegenüber
GGLP	gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GJ	Giga-Joule (10^9 Joule)
Grafenh.	Grafenrheinfeld
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
Gundrem.	Gundremmingen
GW	Giga-Watt (10^9 Watt)
GWh	Giga-Wattstunde (10^9 Wattstunden)
GWth	Gigawatt (thermisch)
h	Stunde
η	eta (Wirkungsgrad)
H ₂	Wasserstoff
ha	Hektar
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HKW	Heizkraftwerk
Ho	oberer Heizwert (Brennwert)
HT	Hochtemperatur
Hu	(unterer) Heizwert
HW	Heizwerk
Hydro	Wasserkraft
ICE, ICE _{hyb}	Internal Combustion Engine (Verbrennungsmotor, ggf. Hybrid)
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)

IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IKT	Informations- und Kommunikations-Technologie
INN	Innovation
Inv.	Investition
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
IT	Informations-Technologie
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
JHL	Jahreshöchstlast
KODARES	Kosten des Ausbaus regenerativer Energiesysteme (EEG-Kostenmodell)
Kond., Kond.-KW	Kondensations-Kraftwerke
Konv_KW	konventionelle Kraftwerke
KW	Kraftwerk
kW _{el}	Kilowatt (elektrisch)
kWh	Kilo-Wattstunde (= 1000 Wattstunden)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
Leit. verluste	Leistungsverluste
LHV	lower heating value (unterer Heizwert)
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LOLE	loss of load expectancy (Lastunterdeckungserwartung)
LOLP	loss of load probability (Lastunterdeckungswahrscheinlichkeit)
LULUCF	Land Use, Land-Use Change And Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
LV	Letztverbrauch
MAP	Marktanreizprogramm
MASEN	Moroccan Agency for Solar Energy
MED-CSP	Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region
MENA	Middle East and North Africa (Nahe Osten und Nordafrika)
MIN	minimal
Mio.	Million
MJ	Mega-Joule (10 ⁶ Joule)
Mrd.	Milliarde
MRL	Minutenregelleistung
MW	Megawatt (10 ⁶ Watt)
MWh	Megawatt-Stunden (10 ⁶ Wattstunden)
MwSt.	Mehrwertsteuer
n.a.	not available (nicht vorhanden)
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NE	nicht-energetisch
NEEDS	New Energy Externalities Development for Sustainability
neg.	negativ
netz., netzgeb.	netzgebunden
Nm ³	Norm-Kubikmeter
NOW	Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NO _x	Stickoxide
NREAP	National Renewable Energies Action Plan (Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie)
NRW	Nordrhein-Westfalen
NTC	Netztransferkapazität
NWH	Neckarwestheim
O ₂	Sauerstoff

ÖPNV	öffentlicher Personen-Nahverkehr
PEV	Primärenergieverbrauch
Philippsb.	Philippsburg
PJ	Petajoule (10^{15} Joule)
pkm	Personen-Kilometer
PKW	Personenkraftwagen
P_N	Nennleistung
pos.	positiv
priv.	privat
PRL	Primärregelleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
PW	Prozesswärme
Raumheiz.	Raumheizung
REF	Referenz
REMIx	Sustainable Renewable Energy Mix for Europe (Modell DLR)
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century
RW	Raumwärme
SNG	Synthetic Natural Gas (synthetisches Erdgas)
SRL	Sekundärregelleistung
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
stat.	stationär
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SzEK	Szenarien für das Energiekonzept
SZEN	Szenario
t	Tonne
TCO	Total Costs of Ownership
th.	thermisch
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnen-Kilometer
TRANS-CSP	Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power
TWh	Tera-Wattstunden (10^{12} Wattstunden)
u. a.	und andere
UBA	Umweltbundesamt
übr. feste B.	übrige feste Brennstoffe
UfM	Union for the Mediterranean
Umwandl.	Umwandlung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Unterw.	Unterweser
V2G	vehicle-to-grid (bidirektionale Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
WBA	Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen
WEA	Windenergieanlage
WEO	World Energy Outlook
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser
WWF	World Wide Fund For Nature
y	year (Jahr)

12 Datenanhang

Datenanhang I zum Ausbau erneuerbarer Energien

Im Folgenden sind detaillierte Datentabellen zum EE-Ausbau angefügt (Stromerzeugung, installierte Kapazitäten, Investitionen, systemanalytische Differenzkosten). Dargestellt sind die Angaben für die Hauptszenarien Szenario 2011 A, B und C.

Separater Datenanhang II

Weitergehende Informationen werden in einem separaten Datenanhang veröffentlicht. Dieser separate Anhang gliedert sich in die zwei Abschnitte:

- **Erneuerbare Techniken zur Strom- und Wärmeerzeugung:** In den Datenblättern werden für die erneuerbare Strom- und Wärmeerzeugung die in dieser Studie verwendeten technisch-ökonomischen Entwicklungspfade der relevanten Techniken bis zum Jahr 2050 dargestellt.
- **Wertetabellen zu den Szenarien:** In diesem Abschnitt werden die Mengengerüste aller fünf Szenarien ausführlich dargestellt.

Der separate Datenanhang kann auf den Seiten des DLR unter der Adresse www.dlr.de/tt/system unter der Rubrik Publikationen heruntergeladen werden.

12.1 Tabellen zu Szenario 2011 A

Tabelle 12-1: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Szenario 2011 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen)

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2015. (tatsächliche Jahresmengen)										Szenario:		SZEN 2011-A				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*)	2013	2014	2015
2000 - 2010 nach AGEE, Update Juli 2011																
Wasserkraft	24867	23242	23664	17722	19910	19577	20040	21248	20448	19059	20629	20695	20816	20961	21161	21328
1 - > 1 MW	22091	20536	20919	15648	17542	17220	17627	18699	17915	16707	18035	18070	18144	18242	18379	18500
2 - < 1 MW	2776	2706	2745	2074	2368	2357	2413	2549	2533	2353	2595	2625	2672	2719	2782	2827
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40574	38639	37793	42900	48696	56573	64704	70674
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40544	38519	37616	42329	47285	53699	59666	62625
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	120	177	570	1411	2874	5038	8049
Photovoltaik	64	76	162	313	556	1282	2220	3075	4420	6583	11683	17060	21867	25140	27613	30453
5 - Dächer, Fassaden	63	72	149	286	491	1124	1978	2705	3865	5773	10523	15625	20177	23321	25729	28527
6 - Freiflächen	1	4	13	27	65	158	242	370	555	810	1160	1435	1690	1819	1884	1926
Biomasse, gesamt	4735	5208	6035	8045	10121	13984	18476	23411	27403	29699	33329	35065	37347	39670	41549	43183
- davon Biogas + Bio flüssig	1966	2217	2605	3097	3291	3946	6175	9467	12029	14526	16878	17713	18948	20026	20765	21292
7 -- Deponie-, Klärgas	1519	1486	1539	1569	1678	1926	1903	1890	1867	1844	1778	1777	1771	1759	1749	1747
8 -- Biogase	440	722	1056	1370	1356	1691	3332	6177	8563	10682	13300	14155	15443	16634	17521	18226
9 -- flüssige Brennstoffe	6	8	10	158	257	329	940	1400	1600	2000	1800	1781	1734	1634	1494	1319
- davon Bio Feststoffe	925	1132	1482	2787	4714	6991	8457	9422	10715	10821	11800	12312	13179	14244	15295	16311
10 -- Altholz (KW+HKW)	925	1132	1452	2699	4478	6441	7511	8109	8767	8116	8331	8331	8331	8331	8331	8331
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	30	88	236	550	946	1313	1948	2705	3469	3948	4717	5565	6348	7079
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	131	347	615	901
13 - davon biogener Abfall	1844	1859	1949	2161	2117	3047	3844	4521	4659	4352	4651	5040	5220	5400	5490	5580
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	18	19	27	63	105	166	251	366
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	37216	39035	45648	44939	56096	62072	71446	87447	92863	93999	103462	115783	128831	142510	155279	166003
Gesamt ohne Import																

Fortsetzung der Tabelle 12-1: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Szenario 2011 A

Fortsetzung : Stromerzeugung (GWh/a)										SZEN 2011-A									
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050	
21515	21720	21922	22124	22299	22411	22524	22637	22749	22862	22974	23087	23199	23312	23424	23903	24383	24713	25043	
18636	18782	18918	19050	19166	19270	19374	19478	19582	19686	19790	19894	19998	20102	20206	20650	21094	21396	21697	
2879	2938	3004	3073	3133	3142	3150	3159	3167	3176	3184	3193	3202	3210	3219	3253	3288	3317	3346	
78801	87728	96958	105912	114807	122313	129820	137327	144833	152340	159847	167354	174860	182367	189874	211224	232574	246327	260079	
66967	71349	75472	78951	81855	83727	85599	87470	89342	91214	93085	94957	96829	98700	100572	109048	117524	124802	132079	
11834	16379	21486	26961	32951	38586	44221	49856	55492	61127	66762	72397	78032	83667	89302	102176	115050	121525	128000	
33273	36149	39092	42078	45091	46101	47112	48123	49133	50144	51154	52165	53176	54186	55197	57074	58951	61389	63827	
31300	34090	36983	39919	42836	43796	44756	45716	46677	47637	48597	49557	50517	51477	52437	54250	56063	58445	60827	
1973	2059	2109	2159	2255	2305	2356	2406	2457	2507	2558	2608	2659	2709	2760	2824	2889	2944	3000	
44680	46046	47263	48439	49649	50370	51092	51814	52535	53257	53979	54701	55422	56144	56866	58069	59271	59271	59271	
21722	22069	22380	22678	22941	23207	23473	23739	24004	24270	24536	24801	25067	25333	25599	26801	28004	28004	28004	
1741	1713	1647	1568	1485	1484	1484	1483	1482	1481	1481	1480	1479	1479	1478	1531	1583	1583	1583	
18993	19576	20281	20881	21341	21663	21989	22256	22522	22789	23055	23322	23588	23854	24121	25271	26421	26421	26421	
988	780	452	229	115	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17288	18217	19078	19912	20857	21313	21769	22225	22681	23137	23593	24049	24505	24961	25417	25417	25417	25417	25417	
8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	
7755	8369	8920	9412	10012	10045	10078	10111	10144	10177	10210	10243	10276	10310	10343	10343	10343	10343	10343	
1202	1517	1827	2169	2515	2937	3360	3783	4206	4629	5052	5475	5898	6321	6743	6743	6743	6743	6743	
5670	5760	5805	5850																
520	722	976	1281	1658	2142	2627	3111	3595	4079	4564	5048	5532	6017	6501	9555	12610	15892	19175	
0	0	0	220	977	2753	4529	6306	8082	9858	11635	13411	15187	16964	18740	32445	46150	53738	61325	
178790	192365	206212	220054	234479	246092	257704	269316	280928	292541	304153	315765	327377	338989	350602	392270	433939	461330	488721	
	192365	206212	219834	233503	243339	253174	263010	272846	282682	292518	302354	312190	322026	331862	359825	387789	407592	427396	

Tabelle 12-2: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Szenario 2011 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												SZEN 2011-A				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2000 - 2010 nach AGEE, Update März 2011																
Wasserkraft	4238	4242	4264	4285	4307	4329	4348	4362	4375	4387	4396	4410	4429	4453	4481	4511
1 - > 1 MW	3688	3690	3709	3726	3740	3755	3766	3773	3779	3784	3786	3792	3804	3820	3842	3865
2 - < 1 MW	550	552	555	560	567	574	582	589	596	603	611	618	625	632	640	646
Wind	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23895	25716	27204	28803	30524	32320	34541	36905
3 - Onshore	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23883	25679	27112	28511	29852	31108	32549	33933
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	37	92	292	672	1212	1992	2972
Photovoltaik	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5877	9914	17320	24820	28819	32218	35417	38515
5 - Dächer, Fassaden	74	177	272	395	956	1742	2446	3420	5054	8724	15761	22834	26658	29963	33115	36204
6 - Freiflächen	1,5	9,3	23,7	43,9	118,1	238	366	557	823	1190	1559	1986	2161	2255	2302	2311
Biomasse, gesamt	1164	1241	1363	1973	2488	3115	3774	4656	5148	5676	6344	6897	7293	7617	7860	8076
- davon Biogas + Bio flüssig	393	426	491	574	598	698	1083	1661	2110	2548	2961	3226	3405	3518	3582	3631
7 -- Deponie-, Klärgas	276	272	279	283	297	330	327	326	323	320	311	310	309	307	307	306
8 -- Biogase	116	153	211	262	255	309	588	1085	1502	1872	2329	2601	2797	2935	3027	3116
9 -- flüssige Brennstoffe *)	1,1	1,4	1,8	28,2	45,9	59	168	250	286	357	321	315	300	276	249	208
- davon Bio Feststoffe	185	231	287	552	873	1206	1383	1536	1679	1866	2035	2211	2374	2534	2686	2828
10 -- Altholz (KW+HKW)	185	231	281	535	830	1111	1229	1322	1374	1399	1436	1493	1488	1467	1448	1430
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	6	17	44	95	155	214	305	466	598	707	843	980	1104	1215
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	11	43	87	134	182
13 - davon biogener Abfall	585	585	585	847	1016	1210	1307	1458	1358	1261	1348	1461	1513	1565	1591	1617
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	3	3	7	10	17	27	40	57	79
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	11573	14424	17924	21306	24497	27852	31556	35244	39298	45699	55274	64947	71091	76648	82356	88087

Fortsetzung der Tabelle 12-2: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Szenario 2011 A

Fortsetzung : Installierte Leistung (MW)															SZEN 2011-A			
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
4543	4583	4621	4661	4700	4723	4745	4767	4789	4811	4833	4855	4877	4899	4922	5007	5093	5147	5201
3889	3919	3946	3974	4000	4021	4042	4063	4084	4105	4126	4147	4168	4188	4209	4291	4372	4423	4474
654	664	675	688	701	702	703	704	705	707	708	709	710	711	712	717	721	724	727
39465	42071	44580	46771	49000	50823	52645	54468	56291	58113	59936	61759	63581	65404	67227	72348	77469	80134	82800
35313	36557	37680	38321	39000	39473	39945	40418	40891	41363	41836	42309	42781	43254	43727	45848	47969	49384	50800
4152	5514	6900	8450	10000	11350	12700	14050	15400	16750	18100	19450	20800	22150	23500	26500	29500	30750	32000
41524	44521	47515	50509	53500	54252	55003	55755	56506	57257	58009	58760	59512	60263	61015	62057	63100	65155	67210
39116	42073	45044	47984	50825	51539	52253	52967	53681	54395	55108	55822	56536	57250	57964	58986	60008	62063	64118
2408	2449	2471	2525	2675	2713	2750	2788	2825	2863	2900	2938	2976	3013	3051	3071	3092	3092	3092
8292	8485	8657	8824	8955	9059	9163	9267	9371	9475	9579	9683	9787	9891	9995	10186	10377	10377	10377
3661	3683	3701	3720	3721	3755	3790	3824	3858	3892	3926	3961	3995	4029	4063	4254	4445	4445	4445
305	297	286	276	264	264	265	266	266	267	268	269	269	270	271	278	285	285	285
3179	3247	3334	3403	3437	3472	3508	3544	3579	3615	3650	3686	3721	3757	3793	3976	4160	4160	4160
176	139	81	41	21	19	16	14	12	10	8	6	4	2	0	0	0	0	0
2988	3133	3274	3409	3538	3608	3678	3748	3817	3887	3957	4027	4097	4166	4236	4236	4236	4236	4236
1317	1420	1416	1413	1399	1398	1397	1396	1395	1394	1393	1392	1391	1390	1389	1389	1389	1389	1389
1226	1427	1516	1596	1682	1686	1690	1694	1699	1703	1707	1711	1715	1720	1724	1724	1724	1724	1724
445	286	342	400	457	524	590	657	724	790	857	924	991	1057	1124	1124	1124	1124	1124
1643	1670	1683	1696															
107	142	185	236	300	370	440	510	580	650	720	790	860	930	1000	1470	1940	2445	2950
0	0	0	150	350	675	1000	1325	1650	1975	2300	2625	2950	3275	3600	5875	8150	9300	10450
93931	99802	105559	111152	116806	119901	122996	126091	129187	132282	135377	138472	141568	144663	147758	156944	166129	172558	178988

Tabelle 12-3: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 A

PJ/a				SZEN 2011-A						
	2005	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Therm. Kollektoren	10	17	19	38	71	118	165	262	343	380
-- davon Nahwärme	0,1	0,5	1	5	13	32	51	104	157	184
-- davon Einzelanlagen	10	17	18	33	57	85	113	158	186	196
Umweltwärme	6	17	22	50	91	142	192	267	323	382
-- davon Nahwärme (Geothermie)	0,5	1,2	2	10	29	57	84	138	177	219
-- davon Einzelanlagen (WP)	6	16	20	40	63	85	108	130	146	163
Biogene Festbrennstoffe	284	346	378	429	475	494	512	512	512	512
Biogene gasf. (+flüss.) Brennstoffe	20	60	71	92	99	104	109	118	118	118
Biowärme (End) gesamt	304	407	450	521	574	598	621	630	630	630
-- davon KWK - Wärme	69	115	135	183	212	226	241	250	250	250
-- davon übrige Nahwärme	58	66	69	84	97	102	107	107	107	107
-- davon Einzelanlagen	177	225	245	254	265	269	273	273	273	273
Wärme aus EE-Wasserstoff:	0	0	0	0	0	0	0	0	26	93
-- davon Wärme aus KWK	0	0	0	0	0	0	0	0	26	93
-- davon Prozesswärme direkt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EE-Wärme (End) gesamt	320	441	490	609	736	857	978	1160	1321	1485
--davon gesamte Nahwärme	127	183	207	282	351	418	484	599	717	853
-- davon Einzelanlagen	193	258	283	327	385	439	494	560	605	632

Tabelle 12-4: Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Szenario 2011 A

Jährliche Leistungsinstallation; MW/a											SZEN 2011-A	
	STROM (MW _e /a)							WÄRME (MW _{th} /a)			Strom gesamt MW _e /a	Wärme gesamt MW _{th} /a
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Biomasse Strom	Biogene Abfälle Strom	Biomasse Wärme *)	Kollek- toren	Umwelt- wärme		
2000	41	1650	44	0	0	80	0	500	450	43	1815	993
2001	25	2659	110			79	4	2028	641	44	2877	2712
2002	43	3247	110			121	26	2535	385	54	3547	2974
2003	43	2608	143			348	61	3046	510	64	3202	3621
2004	43	2020	635	0		346	0	2264	530	74	3044	2868
2005	43	1801	906	0		433	266	1609	673	94	3449	2376
2006	40	2199	832	0		562	228	1352	1007	156	3861	2515
2007	35	1677	1165	3		734	193	1640	694	410	3808	2743
2008	35	1688	1900	0		604	39	1693	941	720	4267	3354
2009	33	1863	4037	4		642	-88	2345	770	795	6490	3910
2010	30	1561	7407	4		606	85	2245	1078	865	9693	4188
2011	35	1750	7500	7		476	111	2410	1316	940	9879	4666
2012	40	2030	4000	10		385	51	2357	1680	1040	6517	5077
2013	45	2290	3400	13		321	51	2480	2100	1120	6120	5700
2014	50	2630	3200	17		267	26	2626	2520	1190	6190	6336
2015	55	2980	3100	22	0	246	26	2804	2940	1250	6429	6994
2016	62	3430	3011	28	0	248	26	2954	3360	1310	6804	7624
2017	74	3862	3000	35	0	225	26	2956	3780	1370	7222	8106
2018	76	3986	3000	43	0	217	13	2890	4060	1410	7335	8360
2019	83	4250	3000	51	150	212	13	2826	4340	1450	7758	8616
2020	90	4458	3000	64	200	188	0	2765	4620	1500	8000	8885
2030	100	4069	2110	70	325	371	0	2319	6300	1800	7045	10419
2040	110	3681	3900	95	490	183	0	2707	9100	2150	8459	13957
2050	115	4602	2610	130	555	361	0	2319	11550	2350	8373	16219

*) nur reine Heizanlagen und Heizwerke

Tabelle 12-5: Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario 2011 A

Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio. EUR/a; Mio. EUR) Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen											SZEN 2011-A		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren	Biomasse Wärme	Biogas/ Biomasse KWK **)	Umwelt -wärme	Geotherm. Strom	Nahwärme- netze	Gesamt Strom	Gesamt Wärme ohne Nahwärme !	Gesamt- Investition
2000	90 +)	2145	264	0	514	950 +)	480 +)	60 +)	0	103	2979	1524	4503
2001	54	3404	627	0	731	1946	416	71	0	355	4500	2747	7247
2002	88	4091	594	0	438	2452	552	87	0	455	5325	2976	8300
2003	91	3234	729	0	575	2662	903	101	0	642	4957	3339	8296
2004	94	2464	3048	0	592	1986	741	116	0	819	6347	2694	9040
2005	96	2179	4077	0	747	1613	1022	145	0	875	7374	2505	9879
2006	92	2639	3494	0	1110	1758	1836	238	0	880	8060	3106	11166
2007	83	2004	4544	0	758	2051	2084	616	39	920	8753	3425	12178
2008	84	2038	6650	0	1035	1859	1564	1052	0	1113	10336	3947	14283
2009	81	2267	12515	0	839	1636	2250	1116	42	1286	17154	3591	20745
2010	76	1970	19258	0	1168	1788	2092	1169	40	1395	23435	4125	27560
2011	88	2478	16500	0	1396	1831	1604	1232	77	1032	20746	4459	25205
2012	101	3116	8080	0	1740	1737	1232	1310	105	971	12634	4787	17420
2013	114	3634	6358	0	2106	1776	982	1357	130	827	11218	5239	16456
2014	128	4336	5568	0	2428	1830	833	1404	162	798	11026	5662	16688
2015	142	4924	5084	0	2694	1919	782	1436	202	801	11135	6049	17184
2016	164	5557	4637	0	2928	1976	685	1467	252	783	11295	6371	17665
2017	196	6080	4350	0	3130	1916	759	1496	308	806	11694	6542	18235
2018	204	6082	4080	0	3132	1760	575	1505	370	787	11311	6397	17708
2019	222	6400	3810	585	3110	1692	668	1512	428	855	12114	6314	18428
2020	245	6434	3570	760	3110	1627	630	1526	531	910	12171	6262	18433
2030	292	5309	2068	1205	3005	1436	1701	1602	546	1081	11120	6043	17163
2040	338	4521	3588	1690	3650	1502	892	1812	732	1249	11761	6964	18724
2050	372	5502	2297	1869	4095	1328	1574	1890	988	1120	12601	7313	19914
D bis 00	60	521	32	0	190	380	175	30	0	40	788	600	1388
Kum bis 00	960	8337	511	0	3035	6080	2800	480	0	640	12608	9595	22203
D 01 - 10	84	2629	5554	0	799	1975	1346	471	12	874	9624	3245	12870
Kum 01-10	837	26289	55536	0	7992	19752	13458	4711	121	8742	96241	32454	128696
D 11 - 20	160	4904	6204	135	2577	1806	875	1424	257	857	12534	5808	18342
Kum 11-20	1604	49042	62037	1345	25774	18063	8749	14245	2565	8570	125342	58081	183423
D 21 - 50	334	5111	2651	1588	3583	1422	1389	1768	755	1150	11827	6773	18600
Kum 21-50	10015	153317	79526	47640	107500	42659	41664	53035	22655	34503	354818	203194	558012

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch EE, 2001

**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

12.2 Tabellen zu Szenario 2011 B

Tabelle 12-6: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Szenario 2011 B; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen)

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2015. (tatsächliche Jahresmengen)							Szenario: SZEN 2011-B									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*)	2013	2014	2015
2000 - 2010 nach AGEE, Update Juli 2011																
Wasserkraft	24867	23242	23664	17722	19910	19577	20040	21248	20448	19059	20629	20695	20816	20961	21161	21328
1 - > 1 MW	22091	20536	20919	15648	17542	17220	17627	18699	17915	16707	18035	18070	18144	18242	18379	18500
2 - < 1 MW	2776	2706	2745	2074	2368	2357	2413	2549	2533	2353	2595	2625	2672	2719	2782	2827
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40574	38639	37793	42900	48696	56573	64704	70674
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40544	38519	37616	42329	47285	53699	59666	62625
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	120	177	570	1411	2874	5038	8049
Photovoltaik	64	76	162	313	556	1282	2220	3075	4420	6583	11683	17060	21867	25140	27613	30453
5 - Dächer, Fassaden	63	72	149	286	491	1124	1978	2705	3865	5773	10523	15625	20177	23321	25729	28527
6 - Freiflächen	1	4	13	27	65	158	242	370	555	810	1160	1435	1690	1819	1884	1926
Biomasse, gesamt	4735	5208	6035	8045	10121	13984	18476	23411	27403	29699	33329	35065	37347	39670	41549	43183
- davon Biogas + Bio flüssig	1966	2217	2605	3097	3291	3946	6175	9467	12029	14526	16878	17713	18948	20026	20765	21292
7 -- Deponie-, Klärgas	1519	1486	1539	1569	1678	1926	1903	1890	1867	1844	1778	1777	1771	1759	1749	1747
8 -- Biogase	440	722	1056	1370	1356	1691	3332	6177	8563	10682	13300	14155	15443	16634	17521	18226
9 -- flüssige Brennstoffe	6	8	10	158	257	329	940	1400	1600	2000	1800	1781	1734	1634	1494	1319
- davon Bio Feststoffe	925	1132	1482	2787	4714	6991	8457	9422	10715	10821	11800	12312	13179	14244	15295	16311
10 -- Altholz (KW+HKW)	925	1132	1452	2699	4478	6441	7511	8109	8767	8116	8331	8331	8331	8331	8331	8331
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	30	88	236	550	946	1313	1948	2705	3469	3948	4717	5565	6348	7079
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	131	347	615	901
- davon biogener Abfall	1844	1859	1949	2161	2117	3047	3844	4521	4659	4352	4651	5040	5220	5400	5490	5580
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	18	19	27	63	105	166	251	366
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	37216	39035	45648	44939	56096	62072	71446	87447	92863	93999	103462	115783	128831	142510	155279	166003
Gesamt ohne Import																

Fortsetzung der Tabelle 12-6: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Szenario 2011 B

Fortsetzung : Stromerzeugung (GWh/a)										SZEN 2011-B									
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050	
21515	21720	21922	22124	22299	22411	22524	22637	22749	22862	22974	23087	23199	23312	23424	23903	24383	24713	25043	
18636	18782	18918	19050	19166	19270	19374	19478	19582	19686	19790	19894	19998	20102	20206	20650	21094	21396	21697	
2879	2938	3004	3073	3133	3142	3150	3159	3167	3176	3184	3193	3202	3210	3219	3253	3288	3317	3346	
78801	87728	96958	105912	114807	123035	131264	139493	147722	155950	164179	172408	180637	188865	197094	221072	245049	262074	279099	
66967	71349	75472	78951	81855	84256	86657	89057	91458	93859	96259	98660	101061	103461	105862	115980	126099	133599	141099	
11834	16379	21486	26961	32951	38779	44608	50436	56264	62092	67920	73748	79576	85404	91232	105091	118950	128475	138000	
33273	36149	39092	42078	45091	46481	47872	49262	50653	52044	53434	54825	56215	57606	58996	63393	67789	71421	75052	
31300	34090	36983	39919	42836	44157	45478	46799	48120	49441	50762	52084	53405	54726	56047	60257	64467	67996	71525	
1973	2059	2109	2159	2255	2324	2394	2463	2533	2602	2672	2741	2811	2880	2950	3136	3322	3425	3527	
44680	46046	47263	48439	49649	50370	51092	51814	52535	53257	53979	54701	55422	56144	56866	58069	59271	59271	59271	
21722	22069	22380	22678	22941	23207	23473	23739	24004	24270	24536	24801	25067	25333	25599	26801	28004	28004	28004	
1741	1713	1647	1568	1485	1484	1484	1483	1482	1481	1481	1480	1479	1479	1478	1531	1583	1583	1583	
18993	19576	20281	20881	21341	21663	21989	22256	22522	22789	23055	23322	23588	23854	24121	25271	26421	26421	26421	
988	780	452	229	115	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17288	18217	19078	19912	20857	21313	21769	22225	22681	23137	23593	24049	24505	24961	25417	25417	25417	25417	25417	
8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	
7755	8369	8920	9412	10012	10045	10078	10111	10144	10177	10210	10243	10276	10310	10343	10343	10343	10343	10343	
1202	1517	1827	2169	2515	2937	3360	3783	4206	4629	5052	5475	5898	6321	6743	6743	6743	6743	6743	
5670	5760	5805	5850																
520	722	976	1281	1658	2194	2731	3267	3803	4339	4876	5412	5948	6485	7021	9848	12675	17322	21970	
0	0	0	220	1000	3001	5002	7003	9004	11005	13006	15007	17008	19009	21010	33709	46408	56296	66185	
178790	192365	206212	220054	234503	247494	260484	273475	286466	299457	312448	325439	338430	351421	364412	409993	455574	491097	526620	
178790	192365	206212	219834	233503	244493	255482	266472	277462	288452	299442	310432	321422	332412	343402	376284	409167	434801	460435	

Tabelle 12-7: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Szenario 2011 B; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												SZEN 2011-B				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2000 - 2010 nach AGEE, Update März 2011																
Wasserkraft	4238	4242	4264	4285	4307	4329	4348	4362	4375	4387	4396	4410	4429	4453	4481	4511
1 - > 1 MW	3688	3690	3709	3726	3740	3755	3766	3773	3779	3784	3786	3792	3804	3820	3842	3865
2 - < 1 MW	550	552	555	560	567	574	582	589	596	603	611	618	625	632	640	646
Wind	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23895	25716	27204	28803	30524	32320	34541	36905
3 - Onshore	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23883	25679	27112	28511	29852	31108	32549	33933
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	37	92	292	672	1212	1992	2972
Photovoltaik	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5877	9914	17320	24820	28819	32218	35417	38515
5 - Dächer, Fassaden	74	177	272	395	956	1742	2446	3420	5054	8724	15761	22834	26658	29963	33115	36204
6 - Freiflächen	1,5	9,3	23,7	43,9	118,1	238	366	557	823	1190	1559	1986	2161	2255	2302	2311
Biomasse, gesamt	1164	1241	1363	1973	2488	3115	3774	4656	5148	5676	6344	6897	7293	7617	7860	8076
- davon Biogas + Bio flüssig	393	426	491	574	598	698	1083	1661	2110	2548	2961	3226	3405	3518	3582	3631
7 -- Deponie-, Klärgas	276	272	279	283	297	330	327	326	323	320	311	310	309	307	307	306
8 -- Biogase	116	153	211	262	255	309	588	1085	1502	1872	2329	2601	2797	2935	3027	3116
9 -- flüssige Brennstoffe *)	1,1	1,4	1,8	28,2	45,9	59	168	250	286	357	321	315	300	276	249	208
- davon Bio Feststoffe	185	231	287	552	873	1206	1383	1536	1679	1866	2035	2211	2374	2534	2686	2828
10 -- Altholz (KW+HKW)	185	231	281	535	830	1111	1229	1322	1374	1399	1436	1493	1488	1467	1448	1430
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	6	17	44	95	155	214	305	466	598	707	843	980	1104	1215
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	11	43	87	134	182
13 - davon biogener Abfall	585	585	585	847	1016	1210	1307	1458	1358	1261	1348	1461	1513	1565	1591	1617
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	3	3	7	10	17	27	40	57	79
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	11573	14424	17924	21306	24497	27852	31556	35244	39298	45699	55274	64947	71091	76648	82356	88087

Fortsetzung der Tabelle 12-7: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Szenario 2011 B

Fortsetzung : Installierte Leistung (MW)																		
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
4543	4583	4621	4661	4700	4723	4745	4767	4789	4811	4833	4855	4877	4899	4922	5007	5093	5147	5201
3889	3919	3946	3974	4000	4021	4042	4063	4084	4105	4126	4147	4168	4188	4209	4291	4372	4423	4474
654	664	675	688	701	702	703	704	705	707	708	709	710	711	712	717	721	724	727
39465	42071	44580	46771	49000	51103	53207	55310	57414	59517	61621	63724	65828	67931	70035	76002	81969	85369	88769
35313	36557	37680	38321	39000	39703	40405	41108	41811	42513	43216	43919	44621	45324	46027	48748	51469	52869	54269
4152	5514	6900	8450	10000	11401	12802	14202	15603	17004	18405	19806	21206	22607	24008	27254	30500	32500	34500
41524	44521	47515	50509	53500	54672	55843	57015	58186	59357	60529	61700	62872	64043	65215	69007	72800	75915	79030
39116	42073	45044	47984	50825	51938	53051	54164	55277	56390	57502	58615	59728	60841	61954	65593	69233	72348	75463
2408	2449	2471	2525	2675	2734	2792	2851	2909	2968	3026	3085	3144	3202	3261	3414	3567	3567	3567
8292	8485	8657	8824	8955	9059	9163	9267	9371	9475	9579	9683	9787	9891	9995	10186	10377	10377	10377
3661	3683	3701	3720	3721	3755	3790	3824	3858	3892	3926	3961	3995	4029	4063	4254	4445	4445	4445
305	297	286	276	264	264	265	266	266	267	268	269	269	270	271	278	285	285	285
3179	3247	3334	3403	3437	3472	3508	3544	3579	3615	3650	3686	3721	3757	3793	3976	4160	4160	4160
176	139	81	41	21	19	16	14	12	10	8	6	4	2	0	0	0	0	0
2988	3133	3274	3409	3538	3608	3678	3748	3817	3887	3957	4027	4097	4166	4236	4236	4236	4236	4236
1317	1420	1416	1413	1399	1398	1397	1396	1395	1394	1393	1392	1391	1390	1389	1389	1389	1389	1389
1226	1427	1516	1596	1682	1686	1690	1694	1699	1703	1707	1711	1715	1720	1724	1724	1724	1724	1724
445	286	342	400	457	524	590	657	724	790	857	924	991	1057	1124	1124	1124	1124	1124
1643	1670	1683	1696															
107	142	185	236	300	378	456	534	612	690	768	846	924	1002	1080	1515	1950	2665	3380
0	0	0	150	350	709	1067	1426	1784	2143	2501	2860	3218	3577	3935	6020	8105	9588	11070
93931	99802	105559	111152	116806	120643	124481	128318	132156	135993	139831	143669	147506	151344	155181	167738	180294	189060	197827

Tabelle 12-8: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 B

PJ/a	SZEN 2011-B								
	2005	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Therm. Kollektoren	10	17	19	38	71	117	164	260	338
-- davon Nahwärme	0,1	0,5	1	5	13	32	51	104	157
-- davon Einzelanlagen	10	17	18	33	57	85	112	155	181
Umweltwärme	6	17	22	50	91	142	192	267	323
-- davon Nahwärme (Geothermie)	0,5	1,2	2	10	29	57	84	138	177
-- davon Einzelanlagen (WP)	6	16	20	40	63	85	108	130	146
Biogene Festbrennstoffe	284	346	378	429	475	494	512	512	512
Biogene gasf.(+flüss.) Brennstoffe	20	60	71	92	99	104	109	118	118
Biowärme (End) gesamt	304	407	450	521	574	598	621	630	630
-- davon KWK - Wärme	69	115	135	183	212	226	241	250	250
-- davon übrige Nahwärme	58	66	69	84	97	102	107	107	107
-- davon Einzelanlagen	177	225	245	254	265	269	273	273	273
Wärme aus EE-Wasserstoff:	0	0	0	0	0	0	0	0	27
-- davon Wärme aus KWK	0	0	0	0	0	0	0	0	27
-- davon Prozesswärme direkt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EE-Wärme (End) gesamt	320	441	490	609	736	857	977	1157	1318
--davon gesamte Nahwärme	127	183	207	282	351	418	484	599	718
-- davon Einzelanlagen	193	258	283	327	385	439	493	558	600

Tabelle 12-9: Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Szenario 2011 B

Jährliche Leistungsinstallation; MW/a											SZEN 2011-B	
	STROM (MWel/a)							WÄRME (MWth/a)			Strom gesamt MW _e /a	Wärme gesamt MW _{th} /a
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Biomasse Strom	Biogene Abfälle Strom	Biomasse Wärme *)	Kollek- toren	Umwelt- wärme		
2000	41	1650	44	0	0	80	0	500	450	43	1815	993
2001	25	2659	110			79	4	2028	641	44	2877	2712
2002	43	3247	110			121	26	2535	385	54	3547	2974
2003	43	2608	143			348	61	3046	510	64	3202	3621
2004	43	2020	635	0		346	0	2264	530	74	3044	2868
2005	43	1801	906	0		433	266	1609	673	94	3449	2376
2006	40	2199	832	0		562	228	1352	1007	156	3861	2515
2007	35	1677	1165	3		734	193	1640	694	410	3808	2743
2008	35	1688	1900	0		604	39	1693	941	720	4267	3354
2009	33	1863	4037	4		642	-88	2345	770	795	6490	3910
2010	30	1561	7407	4		606	85	2245	1078	865	9693	4188
2011	35	1750	7500	7		476	111	2410	1316	940	9879	4666
2012	40	2030	4000	10		385	51	2357	1680	1040	6517	5077
2013	45	2290	3400	13		321	51	2480	2100	1120	6120	5700
2014	50	2630	3200	17		267	26	2626	2520	1190	6190	6336
2015	55	2980	3100	22	0	246	26	2804	2940	1250	6429	6994
2016	62	3430	3011	28	0	248	26	2954	3360	1310	6804	7624
2017	74	3862	3000	35	0	225	26	2956	3780	1370	7222	8106
2018	76	3986	3000	43	0	217	13	2890	4060	1410	7335	8360
2019	83	4250	3000	51	150	212	13	2826	4340	1450	7758	8616
2020	90	4458	3000	64	200	188	0	2765	4620	1500	8000	8885
2030	100	4350	2530	78	359	371	0	2319	6300	1800	7788	10419
2040	110	3850	4450	88	452	183	0	2707	9100	2150	9133	13957
2050	115	5030	3200	172	655	361	0	2319	11550	2350	9533	16219

*) nur reine Heizanlagen und Heizwerke

Tabelle 12-10: Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario 2011 B

Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio. EUR/a; Mio. EUR)											SZEN 2011-B		
Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen													
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren	Biomasse Wärme	Biogas/ Biomasse KWK**)	Umwelt -wärme	Geotherm. Strom	Nahwärme- netze	Gesamt Strom	Gesamt Wärme ohne Nahwärme!	Gesamt- Investition
2000	90 +)	2145	264	0	514	950 +)	480 +)	60 +)	0	103	2979	1524	4503
2001	54	3404	627	0	731	1946	416	71	0	355	4500	2747	7247
2002	88	4091	594	0	432	2452	552	87	0	455	5325	2970	8295
2003	91	3234	729	0	564	2662	903	101	0	642	4957	3328	8286
2004	94	2464	3048	0	573	1986	741	116	0	819	6347	2675	9022
2005	96	2179	4077	0	714	1613	1022	145	0	875	7374	2473	9847
2006	92	2639	3494	0	1041	1758	1836	238	0	880	8060	3036	11096
2007	83	2004	4544	0	692	2051	2084	616	39	920	8753	3360	12113
2008	84	2038	6650	0	901	1859	1564	1052	0	1113	10336	3813	14149
2009	81	2266	12515	0	699	1636	2250	1116	42	1286	17153	3450	20603
2010	76	1964	19258	0	938	1788	2092	1169	40	1395	23430	3895	27325
2011	88	2466	17250	0	1086	1831	1604	1232	77	1032	21484	4149	25633
2012	101	3078	8200	0	1308	1737	1232	1310	105	971	12716	4355	17070
2013	114	3580	6528	0	1530	1776	982	1357	130	827	11334	4663	15996
2014	128	4258	5760	0	1716	1830	833	1404	162	798	11140	4950	16090
2015	142	4816	5208	0	1866	1919	782	1436	198	801	11146	5221	16368
2016	164	5535	4787	0	1980	1976	685	1467	241	783	11411	5423	16834
2017	196	6055	4440	0	2058	1916	759	1496	291	806	11741	5470	17211
2018	204	6022	4110	0	2038	1760	575	1505	348	787	11259	5303	16562
2019	222	6296	3780	540	1998	1692	668	1512	408	855	11914	5202	17116
2020	245	6328	3480	700	1958	1627	630	1526	512	910	11895	5110	17005
2030	292	5630	2479	1330	2275	1436	1701	1602	624	1081	12056	5313	17369
2040	338	4720	4094	1559	2950	1502	892	1812	704	1248	12306	6264	18570
2050	372	5930	2816	2249	3535	1328	1574	1890	1376	1121	14317	6753	21069
D bis 00	60	521	32	0	190	380	175	30	0	40	788	600	1388
Kum bis 00	960	8337	511	0	3035	6080	2800	480	0	640	12608	9595	22203
D 01 - 10	84	2628	5554	0	729	1975	1346	471	12	874	9623	3175	12798
Kum 01-10	837	26282	55536	0	7285	19752	13458	4711	121	8742	96235	31748	127982
D 11 - 20	160	4843	6354	124	1754	1806	875	1424	247	857	12604	4985	17589
Kum 11-20	1604	48432	63543	1240	17538	18063	8749	14245	2471	8570	126040	49846	175886
D 21 - 50	334	5427	3130	1713	2920	1422	1389	1768	901	1150	12893	6110	19003
Kum 21-50	10015	162800	93894	51376	87600	42659	41664	53035	27040	34505	386789	183294	570083

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch EE, 2001

**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

12.3 Tabellen zu Szenario 2011 C

Tabelle 12-11: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Szenario 2011 C; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen)

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen)							Szenario: SZEN 2011-C									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*)	2013	2014	2015
2000 - 2010 nach AGEE, Update Juli 2011																
Wasserkraft	24867	23242	23664	17722	19910	19577	20040	21248	20448	19059	20629	20695	20816	20961	21161	21328
1 - > 1 MW	22091	20536	20919	15648	17542	17220	17627	18699	17915	16707	18035	18070	18144	18242	18379	18500
2 - < 1 MW	2776	2706	2745	2074	2368	2357	2413	2549	2533	2353	2595	2625	2672	2719	2782	2827
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40574	38639	37793	42900	48696	56604	64985	71182
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40544	38519	37616	42329	47285	53729	59947	63133
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	120	177	570	1411	2874	5038	8049
Photovoltaik	64	76	162	313	556	1282	2220	3075	4420	6583	11683	17060	21867	25140	27613	30453
5 - Dächer, Fassaden	63	72	149	286	491	1124	1978	2705	3865	5773	10523	15625	20177	23321	25729	28527
6 - Freiflächen	1	4	13	27	65	158	242	370	555	810	1160	1435	1690	1819	1884	1926
Biomasse, gesamt	4735	5208	6035	8045	10121	13984	18476	23411	27403	29699	33329	35065	37347	39670	41549	43183
- davon Biogas + Bio flüssig	1966	2217	2605	3097	3291	3946	6175	9467	12029	14526	16878	17713	18948	20026	20765	21292
7 -- Deponie-, Klärgas	1519	1486	1539	1569	1678	1926	1903	1890	1867	1844	1778	1777	1771	1759	1749	1747
8 -- Biogase	440	722	1056	1370	1356	1691	3332	6177	8563	10682	13300	14155	15443	16634	17521	18226
9 -- flüssige Brennstoffe	6	8	10	158	257	329	940	1400	1600	2000	1800	1781	1734	1634	1494	1319
- davon Bio Feststoffe	925	1132	1482	2787	4714	6991	8457	9422	10715	10821	11800	12312	13179	14244	15295	16311
10 -- Altholz (KW+HKW)	925	1132	1452	2699	4478	6441	7511	8109	8767	8116	8331	8331	8331	8331	8331	8331
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	30	88	236	550	946	1313	1948	2705	3469	3948	4717	5565	6348	7079
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	131	347	615	901
13 - davon biogener Abfall	1844	1859	1949	2161	2117	3047	3844	4521	4659	4352	4651	5040	5220	5400	5490	5580
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	18	19	27	63	105	166	251	366
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	37216	39035	45648	44939	56096	62072	71446	87447	92863	93999	103462	115783	128831	142541	155560	166511
Gesamt ohne Import																

Fortsetzung der Tabelle 12-11: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Szenario 2011 C

Fortsetzung : Stromerzeugung (GWh/a)										SZEN 2011-C								
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
21515	21720	21922	22124	22299	22411	22524	22637	22749	22862	22974	23087	23199	23312	23424	23903	24383	24713	25043
18636	18782	18918	19050	19166	19270	19374	19478	19582	19686	19790	19894	19998	20102	20206	20650	21094	21396	21697
2879	2938	3004	3073	3133	3142	3150	3159	3167	3176	3184	3193	3202	3210	3219	3253	3288	3317	3346
79679	88894	98356	107615	116961	124930	132898	140866	148834	156802	164770	172738	180706	188675	196643	214646	232650	240724	248799
67845	72515	76870	80654	84010	86343	88676	91009	93342	95675	98008	100342	102675	105008	107341	112470	117600	121199	124799
11834	16379	21486	26961	32951	38586	44221	49856	55492	61127	66762	72397	78032	83667	89302	102176	115050	119525	124000
33273	36149	39092	42078	45091	46101	47112	48123	49133	50144	51154	52165	53176	54186	55197	56977	58757	61292	63827
31300	34090	36983	39919	42836	43796	44756	45716	46677	47637	48597	49557	50517	51477	52437	54157	55878	58353	60827
1973	2059	2109	2159	2255	2305	2356	2406	2457	2507	2558	2608	2659	2709	2760	2819	2879	2939	3000
44680	46046	47263	48439	49649	50370	51092	51814	52535	53257	53979	54701	55422	56144	56866	58069	59271	59271	59271
21722	22069	22380	22678	22941	23207	23473	23739	24004	24270	24536	24801	25067	25333	25599	26801	28004	28004	28004
1741	1713	1647	1568	1485	1484	1484	1483	1482	1481	1481	1480	1479	1478	1478	1531	1583	1583	1583
18993	19576	20281	20881	21341	21663	21989	22256	22522	22789	23055	23322	23588	23854	24121	25271	26421	26421	26421
988	780	452	229	115	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17288	18217	19078	19912	20857	21313	21769	22225	22681	23137	23593	24049	24505	24961	25417	25417	25417	25417	25417
8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331	8331
7755	8369	8920	9412	10012	10045	10078	10111	10144	10177	10210	10243	10276	10310	10343	10343	10343	10343	10343
1202	1517	1827	2169	2515	2937	3360	3783	4206	4629	5052	5475	5898	6321	6743	6743	6743	6743	6743
5670	5760	5805	5850															
520	722	976	1281	1658	2142	2627	3111	3595	4079	4564	5048	5532	6017	6501	9068	11635	13617	15600
0	0	0	220	1000	2795	4590	6385	8180	9975	11770	13565	15360	17155	18950	25410	31870	37180	42490
179667	193531	207609	221757	236657	248750	260842	272934	285027	297119	309211	321304	333396	345488	357581	388073	418565	436798	455031
179667	193531	207609	221537	235657	245955	256252	266549	276847	287144	297441	307739	318036	328333	338631	362663	386695	399618	412541

Tabelle 12-12: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Szenario 2011 C; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												SZEN 2011-C				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2000 - 2010 nach AGEE, Update März 2011																
Wasserkraft	4238	4242	4264	4285	4307	4329	4348	4362	4375	4387	4396	4410	4429	4453	4481	4511
1 - > 1 MW	3688	3690	3709	3726	3740	3755	3766	3773	3779	3784	3786	3792	3804	3820	3842	3865
2 - < 1 MW	550	552	555	560	567	574	582	589	596	603	611	618	625	632	640	646
Wind	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23895	25716	27204	28803	30524	32370	34741	37305
3 - Onshore	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23883	25679	27112	28511	29852	31158	32749	34333
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	37	92	292	672	1212	1992	2972
Photovoltaik	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5877	9914	17320	24820	28819	32218	35417	38515
5 - Dächer, Fassaden	74	177	272	395	956	1742	2446	3420	5054	8724	15761	22834	26658	29963	33115	36204
6 - Freiflächen	1,5	9,3	23,7	43,9	118,1	238	366	557	823	1190	1559	1986	2161	2255	2302	2311
Biomasse, gesamt	1164	1241	1363	1973	2488	3115	3774	4656	5148	5676	6344	6897	7293	7617	7860	8076
- davon Biogas + Bio flüssig	393	426	491	574	598	698	1083	1661	2110	2548	2961	3226	3405	3518	3582	3631
7 -- Deponie-, Klärgas	276	272	279	283	297	330	327	326	323	320	311	310	309	307	307	306
8 -- Biogase	116	153	211	262	255	309	588	1085	1502	1872	2329	2601	2797	2935	3027	3116
9 -- flüssige Brennstoffe *)	1,1	1,4	1,8	28,2	45,9	59	168	250	286	357	321	315	300	276	249	208
- davon Bio Feststoffe	185	231	287	552	873	1206	1383	1536	1679	1866	2035	2211	2374	2534	2686	2828
10 -- Altholz (KW+HKW)	185	231	281	535	830	1111	1229	1322	1374	1399	1436	1493	1488	1467	1448	1430
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	6	17	44	95	155	214	305	466	598	707	843	980	1104	1215
12 - - naturbelass. KWK innov.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	11	43	87	134	182
13 - davon biogener Abfall	585	585	585	847	1016	1210	1307	1458	1358	1261	1348	1461	1513	1565	1591	1617
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	3	3	7	10	17	27	40	57	79
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	11573	14424	17924	21306	24497	27852	31556	35244	39298	45699	55274	64947	71091	76698	82556	88487

Fortsetzung der Tabelle 12-12: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Szenario 2011 C

Fortsetzung : Installierte Leistung (MW)																		
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
4543	4583	4621	4661	4700	4723	4745	4767	4789	4811	4833	4855	4877	4899	4922	5007	5093	5147	5201
3889	3919	3946	3974	4000	4021	4042	4063	4084	4105	4126	4147	4168	4188	4209	4291	4372	4423	4474
654	664	675	688	701	702	703	704	705	707	708	709	710	711	712	717	721	724	727
40015	42721	45330	47721	50142	52145	54147	56150	58153	60156	62159	64161	66164	68167	70170	73835	77500	78250	79000
35863	37207	38430	39271	40142	40795	41447	42100	42753	43406	44059	44711	45364	46017	46670	47335	48000	48000	48000
4152	5514	6900	8450	10000	11350	12700	14050	15400	16750	18100	19450	20800	22150	23500	26500	29500	30250	31000
41524	44521	47515	50509	53500	54252	55003	55755	56506	57257	58009	58760	59512	60263	61015	62057	63100	65155	67210
39116	42073	45044	47984	50825	51539	52253	52967	53681	54395	55108	55822	56536	57250	57964	58986	60008	62063	64118
2408	2449	2471	2525	2675	2713	2750	2788	2825	2863	2900	2938	2976	3013	3051	3071	3092	3092	3092
8292	8485	8657	8824	8955	9059	9163	9267	9371	9475	9579	9683	9787	9891	9995	10186	10377	10377	10377
3661	3683	3701	3720	3721	3755	3790	3824	3858	3892	3926	3961	3995	4029	4063	4254	4445	4445	4445
305	297	286	276	264	264	265	266	266	267	268	269	269	270	271	278	285	285	285
3179	3247	3334	3403	3437	3472	3508	3544	3579	3615	3650	3686	3721	3757	3793	3976	4160	4160	4160
176	139	81	41	21	19	16	14	12	10	8	6	4	2	0	0	0	0	0
2988	3133	3274	3409	3538	3608	3678	3748	3817	3887	3957	4027	4097	4166	4236	4236	4236	4236	4236
1317	1420	1416	1413	1399	1398	1397	1396	1395	1394	1393	1392	1391	1390	1389	1389	1389	1389	1389
1226	1427	1516	1596	1682	1686	1690	1694	1699	1703	1707	1711	1715	1720	1724	1724	1724	1724	1724
445	286	342	400	457	524	590	657	724	790	857	924	991	1057	1124	1124	1124	1124	1124
1643	1670	1683	1696															
107	142	185	236	300	370	440	510	580	650	720	790	860	930	1000	1395	1790	2095	2400
0	0	0	150	350	670	990	1310	1630	1950	2270	2590	2910	3230	3550	4710	5870	6415	6960
94481	100452	106309	112102	117948	121218	124488	127759	131029	134299	137570	140840	144111	147381	150651	157191	163730	167439	171148

Tabelle 12-13: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 C

PJ/a	SZEN 2011-C								
	2005	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Therm. Kollektoren	10	17	19	38	71	117	164	260	338
-- davon Nahwärme	0,1	0,5	1	5	13	32	51	104	157
-- davon Einzelanlagen	10	17	18	33	57	85	112	155	181
Umweltwärme	6	17	22	50	91	142	192	264	316
-- davon Nahwärme (Geothermie)	0,5	1,2	2	10	29	57	84	134	171
-- davon Einzelanlagen (WP)	6	16	20	40	63	85	108	130	146
Biogene Festbrennstoffe	284	346	378	429	475	494	512	512	512
Biogene gasf.(+flüss.) Brennstoffe	20	60	71	92	99	104	109	118	118
Biowärme (End) gesamt	304	407	450	521	574	598	621	630	630
-- davon KWK - Wärme	69	115	135	183	212	226	241	250	250
-- davon übrige Nahwärme	58	66	69	84	97	102	107	107	107
-- davon Einzelanlagen	177	225	245	254	265	269	273	273	273
Wärme aus EE-Wasserstoff:	0	0	0	0	0	0	0	0	26
-- davon Wärme aus KWK	0	0	0	0	0	0	0	0	26
-- davon Prozesswärme direkt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EE-Wärme (End) gesamt	320	441	490	609	736	857	977	1154	1310
--davon gesamte Nahwärme	127	183	207	282	351	418	484	595	710
-- davon Einzelanlagen	193	258	283	327	385	439	493	558	600

Tabelle 12-14: Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Szenario 2011 C

Jährliche Leistungsinstallation; MW/a											SZEN 2011-C	
	STROM (MW _e /a)							WÄRME (MW _{th} /a)			Strom gesamt MW _e /a	Wärme gesamt MW _{th} /a
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Biomasse Strom	Biogene Abfälle Strom	Biomasse Wärme *)	Kollek- toren	Umwelt- wärme		
2000	41	1650	44	0	0	80	0	500	450	43	1815	993
2001	25	2659	110			79	4	2028	641	44	2877	2712
2002	43	3247	110			121	26	2535	385	54	3547	2974
2003	43	2608	143			348	61	3046	510	64	3202	3621
2004	43	2020	635	0		346	0	2264	530	74	3044	2868
2005	43	1801	906	0		433	266	1609	673	94	3449	2376
2006	40	2199	832	0		562	228	1352	1007	156	3861	2515
2007	35	1677	1165	3		734	193	1640	694	410	3808	2743
2008	35	1688	1900	0		604	39	1693	941	720	4267	3354
2009	33	1863	4037	4		642	-88	2345	770	795	6490	3910
2010	30	1561	7407	4		606	85	2245	1078	865	9693	4188
2011	35	1750	7500	7		476	111	2410	1316	940	9879	4666
2012	40	2030	4000	10		385	51	2357	1680	1040	6517	5077
2013	45	2340	3400	13		321	51	2480	2100	1120	6170	5700
2014	50	2780	3200	17		267	26	2626	2520	1190	6340	6336
2015	55	3180	3100	22	0	246	26	2804	2940	1250	6629	6994
2016	62	3580	3011	28	0	248	26	2954	3360	1310	6954	7624
2017	74	3962	3000	35	0	225	26	2956	3780	1370	7322	8106
2018	76	4086	3000	43	0	217	13	2890	4060	1410	7435	8360
2019	83	4450	3000	51	150	212	13	2826	4340	1450	7958	8616
2020	90	4650	3000	64	200	188	0	2765	4620	1500	8192	8885
2030	100	4249	2110	70	320	371	0	2319	6300	1800	7221	10419
2040	110	3504	3900	80	267	183	0	2707	9100	2150	8044	13957
2050	115	4399	2610	90	429	361	0	2319	11550	2350	8004	16219

*) nur eine Heizanlagen und Heizwerke

Tabelle 12-15: Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario 2011 C

: Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio. EUR/a; Mio. EUR)											SZEN 2011-C		
Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen													
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren	Biomasse Wärme	Biogas/ Biomasse KWK**)	Umwelt -wärme	Geotherm. Strom	Nahwärme- netze	Gesamt Strom	Gesamt Wärme ohne Nahwärme!	Gesamt- Investition
2000	90 +)	2145	264	0	514	950 +)	480 +)	60 +)	0	103	2979	1524	4503
2001	54	3404	627	0	731	1946	416	71	0	355	4500	2747	7247
2002	88	4091	594	0	432	2452	552	87	0	455	5325	2970	8295
2003	91	3234	729	0	564	2662	903	101	0	642	4957	3328	8286
2004	94	2464	3048	0	573	1986	741	116	0	819	6347	2675	9022
2005	96	2179	4077	0	714	1613	1022	145	0	875	7374	2473	9847
2006	92	2639	3494	0	1041	1758	1836	238	0	880	8060	3036	11096
2007	83	2004	4544	0	692	2051	2084	616	39	920	8753	3360	12113
2008	84	2038	6650	0	901	1859	1564	1052	0	1113	10336	3813	14149
2009	81	2266	12515	0	699	1636	2250	1116	42	1286	17153	3450	20603
2010	76	1964	19258	0	938	1788	2092	1169	40	1395	23430	3895	27325
2011	88	2466	17250	0	1086	1831	1604	1232	77	1032	21484	4149	25633
2012	101	3078	8200	0	1308	1737	1232	1310	105	971	12716	4355	17070
2013	114	3636	6528	0	1530	1776	982	1357	130	827	11390	4663	16052
2014	128	4423	5760	0	1716	1830	833	1404	162	798	11305	4950	16255
2015	142	5033	5208	0	1866	1919	782	1436	198	801	11363	5221	16585
2016	164	5695	4787	0	1980	1976	685	1467	241	783	11572	5423	16994
2017	196	6161	4440	0	2058	1916	759	1496	291	806	11847	5470	17317
2018	204	6127	4110	0	2038	1760	575	1505	348	787	11364	5303	16667
2019	222	6504	3780	540	1998	1692	668	1512	408	855	12122	5202	17324
2020	245	6526	3480	700	1958	1627	630	1526	512	910	12093	5110	17203
2030	292	5489	2068	1188	2275	1436	1701	1602	560	1081	11297	5313	16610
2040	338	4344	3588	947	2950	1502	892	1812	640	1232	10749	6264	17012
2050	372	5164	2297	1518	3535	1328	1574	1890	720	1109	11644	6753	18397
D bis 00	60	521	32	0	190	380	175	30	0	40	788	600	1388
Kum bis 00	960	8337	511	0	3035	6080	2800	480	0	640	12608	9595	22203
D 01 - 10	84	2628	5554	0	729	1975	1346	471	12	874	9623	3175	12798
Kum 01-10	837	26282	55536	0	7285	19752	13458	4711	121	8742	96235	31748	127982
D 11 - 20	160	4965	6354	124	1754	1806	875	1424	247	857	12726	4985	17710
Kum 11-20	1604	49648	63543	1240	17538	18063	8749	14245	2471	8570	127255	49846	177101
D 21 - 50	334	4999	2651	1218	2920	1422	1389	1768	640	1141	11230	6110	17340
Kum 21-50	10015	149969	79526	36527	87600	42659	41664	53035	19200	34220	336901	183294	520195

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch EE, 2001

**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

12.4 Vergleich der Differenzkosten für verschiedene Preispfade

Tabelle 12-16: Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preispfad A)

Differenzkosten des Szenarios (Mio. EUR/a)											SZEN 2011-A		
Jahreskosten des Bestands integriert											Preispfad A		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt	
2000	-245	789	48	0	262	260	650	0	240	852	1153	2005	
2001	-208	1082	105	0	321	308	729	0	380	1287	1430	2717	
2002	-240	1424	160	0	355	373	911	0	385	1717	1650	3367	
2003	-30	1674	226	0	398	514	1116	0	391	2384	1905	4289	
2004	-125	1848	502	0	441	631	1242	0	400	2856	2083	4939	
2005	-123	1975	868	0	483	781	1364	0	413	3500	2259	5759	
2006	-154	2107	1179	0	563	1087	1404	0	434	4218	2401	6619	
2007	-240	2047	1575	0	611	1391	1375	4	483	4777	2469	7246	
2008	-240	2094	2146	0	678	1620	1334	4	562	5623	2574	8197	
2009	-209	2444	3199	0	728	1826	1180	8	655	7269	2563	9832	
2010	-297	2605	4774	0	799	2030	854	11	735	9122	2388	11510	
2011	-335	2481	6043	0	873	2222	844	17	806	10429	2524	12953	
2012	-374	2422	6605	0	966	2331	661	25	873	11010	2500	13510	
2013	-413	2391	7011	0	1072	2376	431	34	887	11399	2389	13788	
2014	-454	2392	7338	0	1187	2407	216	43	877	11726	2279	14005	
2015	-492	2400	7610	0	1302	2423	-44	52	862	11993	2120	14112	
2016	-551	2286	7791	0	1425	2314	-180	60	840	11901	2086	13986	
2017	-611	1999	7918	0	1541	2199	-348	68	805	11573	1998	13571	
2018	-676	1645	7985	0	1639	2034	-539	74	746	11062	1846	12908	
2019	-744	1129	8008	22	1711	1861	-728	76	673	10352	1656	12008	
2020	-813	426	7930	39	1751	1665	-947	74	594	9320	1398	10718	
2030	-1244	-5392	2359	-300	666	378	-3000	32	-1068	-4167	-3403	-7570	
2040	-1737	-16489	-1621	-2315	-2856	-875	-5025	-529	-4174	-23566	-12055	-35621	
2050	-2242	-25005	-3545	-4730	-6601	-2105	-5813	-1541	-7389	-39167	-19804	-58971	

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 12-17: Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preispfad B)

Differenzkosten des Szenarios (Mio. EUR/a)											SZEN 2011-A		
Jahreskosten des Bestands integriert											Preispfad B		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt	
2000	-245	789	48	0	262	260	650	0	240	852	1153	2005	
2001	-208	1082	105	0	321	308	737	0	381	1287	1439	2726	
2002	-240	1424	160	0	355	373	915	0	385	1717	1655	3372	
2003	-30	1674	226	0	398	514	1116	0	391	2384	1905	4289	
2004	-125	1848	502	0	441	631	1242	0	400	2856	2083	4939	
2005	-123	1975	868	0	483	781	1364	0	413	3500	2259	5759	
2006	-154	2107	1179	0	563	1087	1404	0	434	4218	2401	6619	
2007	-240	2047	1575	0	611	1391	1397	4	484	4777	2492	7269	
2008	-240	2094	2146	0	678	1620	1360	4	564	5623	2602	8225	
2009	-209	2444	3199	0	728	1826	1180	8	655	7269	2563	9832	
2010	-297	2605	4774	0	799	2030	854	11	735	9122	2388	11510	
2011	-335	2481	6043	0	884	2222	934	17	816	10429	2634	13063	
2012	-374	2422	6605	0	991	2331	856	25	896	11010	2743	13753	
2013	-413	2391	7011	0	1117	2376	745	34	927	11399	2788	14187	
2014	-454	2392	7338	0	1257	2407	666	43	940	11726	2863	14589	
2015	-431	2619	7704	0	1406	2534	558	53	940	12479	2904	15382	
2016	-462	2633	7936	0	1557	2478	524	63	937	12647	3017	15664	
2017	-493	2508	8124	0	1704	2422	472	72	925	12633	3100	15733	
2018	-526	2349	8266	0	1840	2323	406	82	893	12493	3139	15632	
2019	-559	2063	8375	28	1955	2223	355	89	852	12218	3162	15381	
2020	-590	1632	8402	55	2044	2107	286	93	811	11699	3141	14840	
2030	-757	-1440	3508	90	1633	1440	-1016	167	-381	3008	237	3244	
2040	-939	-8885	306	-806	-737	871	-2211	-117	-2663	-9570	-5611	-15181	
2050	-1236	-14558	-981	-2267	-3094	41	-2517	-771	-5040	-19772	-10652	-30423	

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 12-18: Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preispfad C)

Differenzkosten des Szenarios (Mio. EUR/a)										SZEN 2011-A		
Jahreskosten des Bestands integriert										Preispfad C		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt
2000	-245	789	48	0	262	260	650	0	240	852	1153	2005
2001	-208	1082	105	0	321	308	737	0	381	1287	1439	2726
2002	-240	1424	160	0	355	373	915	0	385	1717	1655	3372
2003	-30	1674	226	0	398	514	1127	0	392	2384	1917	4300
2004	-125	1848	502	0	441	631	1249	0	401	2856	2091	4947
2005	-123	1975	868	0	483	781	1364	0	413	3500	2259	5759
2006	-154	2107	1179	0	563	1087	1404	0	434	4218	2401	6619
2007	-240	2047	1575	0	611	1391	1397	4	484	4777	2492	7269
2008	-219	2137	2151	0	678	1641	1360	4	562	5713	2600	8313
2009	-161	2544	3219	0	728	1889	1180	8	650	7500	2558	10057
2010	-236	2728	4816	0	799	2116	854	11	727	9435	2380	11815
2011	-252	2673	6124	0	886	2348	957	18	806	10910	2649	13559
2012	-270	2694	6724	0	996	2500	904	26	884	11674	2784	14458
2013	-287	2755	7171	0	1126	2589	821	35	913	12263	2861	15124
2014	-306	2869	7544	0	1272	2667	774	45	924	12819	2970	15789
2015	-322	3005	7868	0	1428	2730	700	56	938	13337	3066	16403
2016	-338	3120	8138	0	1588	2708	705	67	937	13695	3230	16925
2017	-353	3115	8370	0	1747	2687	696	78	929	13897	3372	17269
2018	-368	3089	8562	0	1897	2626	677	90	902	13998	3476	17474
2019	-383	2952	8725	33	2029	2567	677	101	867	13995	3573	17568
2020	-395	2690	8816	69	2136	2495	662	110	835	13784	3633	17417
2030	-441	1116	4251	343	2157	2127	62	255	-31	7650	2187	9838
2040	-632	-5955	1049	-225	460	1544	-657	42	-1794	-4177	-1991	-6168
2050	-865	-10707	-36	-1359	-1234	832	-739	-487	-3605	-12622	-5578	-18200

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 12-19: Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Szenario 2011 A (Preispfad „externe Kosten“)

Differenzkosten des Szenarios (Mio. EUR/a)										SZEN 2011-A (PV)		
Jahreskosten des Bestands integriert										Preispfad "Ext. Kosten"		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt
2000	-1637	260	44	0	228	98	20	0	244	-1235	492	-743
2001	-1486	336	97	0	275	121	18	0	437	-932	729	-203
2002	-1541	401	147	0	302	148	122	0	440	-846	865	19
2003	-1005	421	207	0	338	183	241	0	446	-195	1025	830
2004	-1220	412	455	0	377	191	308	0	456	-163	1141	979
2005	-1200	353	781	0	409	185	353	0	468	119	1231	1350
2006	-1257	236	1055	0	476	313	313	0	490	347	1278	1625
2007	-1387	-109	1402	0	515	407	215	4	537	316	1266	1582
2008	-1323	-184	1895	0	569	466	105	3	615	857	1289	2146
2009	-1200	369	2784	0	609	507	-172	7	702	2467	1139	3606
2010	-1370	475	4045	0	667	539	-623	9	777	3697	821	4518
2011	-1390	33	5018	0	733	622	-656	13	845	4295	923	5218
2012	-1415	-303	5424	0	816	649	-846	18	908	4375	878	5253
2013	-1440	-585	5705	0	911	635	-1059	23	917	4338	769	5106
2014	-1470	-875	5921	0	1016	626	-1240	27	903	4229	679	4908
2015	-1498	-1180	6086	0	1123	604	-1450	30	885	4041	558	4599
2016	-1526	-1550	6196	0	1227	506	-1589	31	846	3658	484	4142
2017	-1553	-2074	6267	0	1322	419	-1756	29	790	3088	356	3444
2018	-1580	-2601	6290	0	1402	293	-1938	26	708	2428	172	2600
2019	-1606	-3227	6293	-4	1459	172	-2107	17	611	1646	-37	1610
2020	-1628	-3991	6203	-20	1487	46	-2294	3	508	613	-299	313
2030	-1670	-8845	1355	-640	325	-550	-3791	-86	-1271	-10437	-4737	-15174
2040	-1899	-18038	-2014	-2623	-3136	-1231	-5371	-613	-4300	-26418	-12807	-39225
2050	-2251	-25098	-3568	-4752	-6652	-2124	-5869	-1548	-7450	-39341	-19971	-59311

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 12-20: Gesamte EE-Differenzkosten (einschl. EE-Kraftstoffe) für alle Preispfade (Szenario 2011 A) im Vergleich in Mio. Euro pro Jahr

	Preispfad A				Preispfad B				Preispfad C				Preispfad "Ext. Kosten"			
	Strom	Wärme	Kraftstoffe	Gesamt	Strom	Wärme	Kraftstoffe	Gesamt	Strom	Wärme	Kraftstoffe	Gesamt	Strom	Wärme	Kraftstoffe	Gesamt
2000	852	1153	63	2068	852	1153	63	2068	852	1153	63	2068	-1235	492	0	-743
2001	1287	1430	140	2857	1287	1439	140	2866	1287	1439	140	2866	-932	729	0	-203
2002	1717	1650	218	3585	1717	1655	218	3590	1717	1655	218	3590	-846	865	0	19
2003	2384	1905	295	4584	2384	1905	295	4584	2384	1917	295	4596	-195	1025	0	830
2004	2856	2083	373	5311	2856	2083	373	5311	2856	2091	373	5319	-163	1141	0	978
2005	3500	2259	450	6209	3500	2259	450	6209	3500	2259	450	6209	119	1231	0	1350
2006	4218	2401	489	7108	4218	2401	489	7108	4218	2401	489	7108	347	1278	14	1639
2007	4777	2469	528	7774	4777	2492	528	7797	4777	2492	528	7797	316	1266	29	1611
2008	5623	2574	567	8764	5623	2602	567	8792	5713	2600	567	8880	857	1289	43	2189
2009	7269	2563	606	10438	7269	2563	606	10438	7500	2558	606	10664	2467	1139	57	3663
2010	9122	2388	645	12155	9122	2388	645	12155	9435	2380	645	12460	3697	821	72	4590
2011	10429	2524	742	13695	10429	2634	766	13829	10910	2649	789	14348	4295	923	93	5311
2012	11010	2500	839	14349	11010	2743	886	14639	11674	2784	934	15392	4375	878	114	5367
2013	11399	2389	936	14724	11399	2788	1007	15194	12263	2861	1078	16202	4338	769	136	5243
2014	11726	2279	1033	15038	11726	2863	1128	15717	12819	2970	1223	17012	4229	679	157	5065
2015	11993	2120	1129	15242	12479	2904	1248	16631	13337	3066	1367	17770	4041	558	178	4777
2016	11901	2086	933	14920	12647	3017	1206	16870	13695	3230	1389	18314	3658	484	-5	4137
2017	11573	1998	737	14308	12633	3100	1163	16896	13897	3372	1411	18680	3088	356	-189	3255
2018	11062	1846	540	13448	12493	3139	1120	16752	13998	3476	1434	18908	2428	172	-372	2228
2019	10352	1656	344	12352	12218	3162	1077	16457	13995	3573	1456	19024	1646	-37	-555	1054
2020	9320	1398	148	10866	11699	3141	1034	15874	13784	3633	1478	18895	613	-299	-739	-425
2021	7971	918	-17	8872	10830	2851	916	14597	13171	3488	1428	18087	-492	-743	-914	-2149
2022	6623	438	-199	6862	9961	2560	786	13307	12557	3344	1374	17275	-1597	-1187	-1107	-3891
2023	5274	-42	-364	4868	9092	2270	668	12029	11944	3199	1324	16467	-2702	-1630	-1282	-5615
2024	3925	-522	-529	2874	8223	1979	549	10751	11330	3055	1275	15660	-3807	-2074	-1457	-7339
2025	2577	-1003	-589	985	7354	1689	292	9334	10717	2910	1436	15063	-4912	-2518	-1469	-8899
2026	1228	-1483	-754	-1009	6484	1399	173	8056	10104	2765	1387	14256	-6017	-2962	-1645	-10623
2027	-121	-1963	-919	-3002	5615	1108	55	6779	9490	2621	1337	13448	-7122	-3406	-1820	-12348
2028	-1470	-2443	-1084	-4996	4746	818	-63	5501	8877	2476	1288	12641	-8227	-3849	-1995	-14072
2029	-2818	-2923	-1249	-6990	3877	527	-181	4223	8263	2332	1238	11833	-9332	-4293	-2170	-15796
2030	-4167	-3403	-1667	-9237	3008	237	-267	2978	7650	2187	933	10770	-10437	-4737	-2667	-17841
2035	-13867	-7729	-3341	-24936	-3281	-2687	-1458	-7426	1737	98	258	2093	-18428	-8772	-4169	-31369
2040	-23566	-12055	-5015	-40636	-9570	-5611	-2650	-17831	-4177	-1991	-417	-6585	-26418	-12807	-5672	-44897
2045	-31367	-15930	-7024	-54320	-14671	-10121	-4336	-29128	-8400	-3785	-1563	-13747	-32880	-16389	-7353	-56621
2050	-39167	-19804	-9033	-68004	-19772	-14631	-6022	-40425	-12622	-5578	-2710	-20910	-39341	-19971	-9033	-68345

*) Pfadbeginn 2008