



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

„Leitstudie 2010“

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:

Dr. Joachim Nitsch, Dr. Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Dr. Tobias Naegler (DLR)

Dr. Michael Sterner, Norman Gerhardt, Amany von Oehsen, Dr. Carsten Pape,
Yves-Marie Saint-Drenan (IWES)

Dr. Bernd Wenzel (IFNE)

Dezember 2010

Zusammenfassung der Ergebnisse der Leitstudie 2010

1 Ausgangssituation

Seit etwa einem Jahrzehnt steht Klimapolitik und darunter insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) in immer deutlicherer Ausprägung auf der politischen Agenda der EU und Deutschlands. Dieses Vorhaben führt Arbeiten weiter, die dazu in dieser Zeit vom DLR mit wechselnden Projektpartnern für das BMU und das UBA durchgeführt werden. Die früheren Szenarien zielten im Wesentlichen darauf, ein in sich konsistentes Mengengerüst des EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung darzustellen und daraus die strukturellen und ökonomischen Wirkungen dieses Ausbaus abzuleiten und zu diskutieren. Im Rahmen dieses Vorhabens erfolgt **eine wesentlich intensivere Durchdringung der Struktur der zukünftigen Energieversorgung**. Dazu führen die Projektpartner DLR Stuttgart und Fraunhofer IWES Kassel eine vollständige dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durch. Diese vertiefte Analyse ist erforderlich, wenn die Wirkungen deutlich wachsender Anteile an der Energieversorgung angemessen beschrieben werden sollen und ist Voraussetzung für den Entwurf von Szenarien, die eine EE-Vollversorgung anstreben. Der vorliegende Bericht ist nach dem „Leitszenario 2009“ und dem Bericht „EEG-Wirkungen bis 2030“ der dritte Bericht im Rahmen des Vorhabens, das im Zeitraum 2009 bis 2011 bearbeitet wird.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Es werden aufbauend auf den bisherigen Leitszenarien 2007 bis 2009 zunächst drei Basis-Szenarienvarianten (BSZ) erstellt:

- **Basisszenario 2010 A:** Zugrunde liegen die bisherigen Restlaufzeiten der Kernkraftwerke. Der Anteil der Elektromobilität an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 33%.
- **Basisszenario 2010 B:** Auch hier liegen die bisherigen Restlaufzeiten der Kernkraftwerke zugrunde. Der Anteil der Elektromobilität an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 66%. Der höhere Strombedarf gegenüber Variante A wird durch zusätzlichen EE-Strom gedeckt.
- **Basisszenario 2010 C:** Laufzeitverlängerung der Kernenergie gemäß des Beschlusses der Bundesregierung vom 28.9.2010 von im Mittel 12 Jahren. Alle anderen Annahmen, insbesondere der EE-Zubau, entsprechen den Werten des Basisszenarios 2010 A. Da die Modellierungsarbeiten im Projekt bereits 2009 begannen, sind die Basisszenarien A und B im Bericht ausführlicher dargestellt als das Szenario C, für dessen Berechnung nur wenige Wochen zur Verfügung standen. Im weiteren Projektverlauf wird die Entscheidung zur Laufzeitverlängerung Grundlage für die weiteren Analysen sein.

Als **Szenario B-100%-S/H2** wird, aufbauend auf Basisszenario 2010 B, zusätzlich ein Szenario einer 100%igen erneuerbaren Stromversorgung bis 2050 berechnet. Für die 100%ige Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien wird EE-Wasserstoff als chemischer Energiespeicher eingesetzt. Außerdem erfolgt ein Ausblick auf eine denkbare enge Vernetzung von Strom- und Gasnetzen mittels EE-Methan.

Die Szenarien weisen Wege auf, wie die im Energiekonzept der Bundesregierung erläuterte Klimaschutzstrategie schrittweise umgesetzt werden kann. Sie erweitern das für das Ener-

giekonzept erstellte Szenarienspektrum; sie zeigen teilweise damit übereinstimmende Strategien, fügen aber auch davon abweichende Lösungsvorschläge hinzu. Als zielorientierte Szenarien zeigen sie auf, wie das klimapolitische Ziel der Emissionsreduktion bis 2050 um 85% für CO₂ bzw. um 80 % für THG (alle Treibhausgase) erreicht werden kann und wie dazu die im Energiekonzept definierten EE-Ausbauziele umgesetzt werden können.

2.2 Die demografischen, strukturellen und ökonomischen Eckdaten, die das volkswirtschaftliche Aktivitätsniveau und damit auch die Energienachfrage bestimmen, entsprechen in dieser Untersuchung weitgehend denjenigen, die auch für die Szenarien des Energiekonzepts der Bundesregierung verwandt wurden. Damit ist eine gute Vergleichbarkeit gegeben, zumal andere aktuelle Untersuchungen von ähnlichen Entwicklungen ausgehen. In den Basisszenarien wächst das Bruttoinlandsprodukt (ausgehend vom Niveau 2009) bis 2020 um durchschnittlich 1,1% pro Jahr und zwischen 2020 und 2050 um durchschnittlich 0,85 % pro Jahr. Es ist somit im Jahr 2050 um knapp 50% höher als 2009.

2.3 Aus dem volkswirtschaftlichen Aktivitätsniveau und der aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung angestrebten Reduktion des Energieverbrauchs lassen sich die notwendigen Steigerungsraten der Energieproduktivität ableiten. Im langjährigen Mittel stieg die Primärenergieproduktivität um 1,8% pro Jahr. In den Basisszenarien 2010 wird von einer Anhebung der **mittleren Steigerungsrate der Primärenergieproduktivität auf 2,7% pro Jahr bis 2020** (bezogen auf die Endenergie um 2,1% pro Jahr) ausgegangen. Diese um 50% erhöhte Steigerungsrate verlangt eine deutliche Intensivierung von Effizienzbemühungen in allen Sektoren. Auch nach 2020 dürfen die Effizienzanstrengungen nicht nachlassen, damit ein weiterer Rückgang des Primärenergieeinsatzes erreicht werden kann. Zwischen 2020 und 2030 sollte die Energieproduktivität weiter mit rund 2,5% pro Jahr wachsen.

2.4 In den Basisszenarien sinkt der Bruttostromverbrauch im Vergleich zum Wert des Jahres 2008 (615 TWh/a) bis 2020 um ca. 8% (567 TWh/a) und geht bis 2030 weiter auf 535 TWh/a zurück. Danach bleibt er im Wesentlichen konstant (vgl. **Abbildung 1**: Kurve „Basis A ohne Strom für Wasserstoff“). Das Wachstum „neuer“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen und das Wachstum der Stromnachfrage im Bahnverkehr kompensieren in den Szenarien die weiteren Effizienzsteigerungen bei anderen Anwendern. Im Jahr 2030 kommen in den Basisszenarien bereits 65% des Stroms aus erneuerbaren Energien. Diese Tatsache erlaubt den zügigen Ausbau der „neuen“ Stromverbraucher und die **Erschließung neuer Anwendungsfelder für den Stromeinsatz**. Als weiterer zusätzlicher „Verbraucher“ für EE-Strom tritt daher ab 2030 die Elektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff hinzu, die im Jahr 2050 zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von 100 TWh/a führt. Das Ende September 2010 im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Ziel, den Stromverbrauch in Deutschland bis 2050 um ein Viertel gegenüber 2008 zu senken, konnte in den vorliegenden Szenarienrechnungen noch keine Berücksichtigung finden, da diese bereits 2009 begonnen und Ende September 2010 weit fortgeschritten waren. Es soll aber im weiteren Projektverlauf aufgegriffen werden.

2.5 Mit den Annahmen zur **Entwicklung der Preise fossiler Energieträger und von CO₂-Zertifikaten** werden wesentliche Größen für die zukünftige Entwicklung des Energiepreisniveaus und damit auch für die Beurteilung der Kosten des EE-Ausbaus vorgegeben. Die Basis dafür sind, mit geringen Anpassungen, die bereits in der Leitstudie 2008 verwendeten **Preispfade A: „Deutlicher Anstieg“ und B: „Mäßiger Anstieg“**. Die Entwicklung der

Brennstoffpreise frei Kraftwerk als wesentliche Leitgröße zeigt **Abbildung 2** im Vergleich zu aktuellen Preisannahmen des Öko-Instituts und der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung. Die Pfade A und B definieren einen Korridor steigender Brennstoffpreise, der in 2050 von einem etwa 1,7-fachen (Pfad B) bis knapp 3-fachen (Pfad A) Anstieg (in realen Preisen) gegenüber 2009 ausgeht.

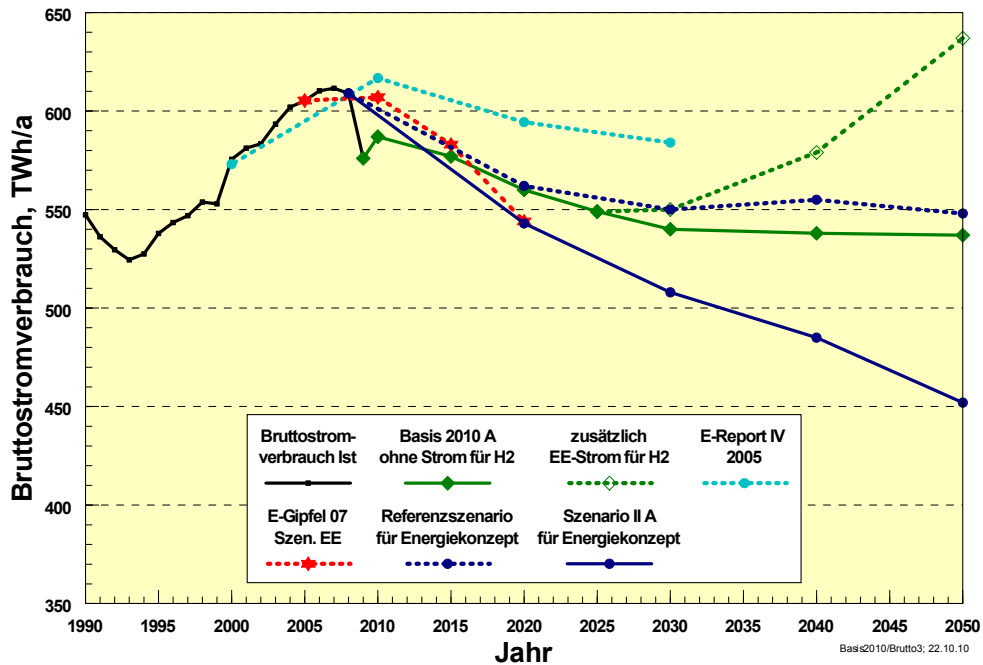


Abbildung 1: Bisheriger Bruttostromverbrauch und Annahmen zum zukünftigen Verbrauch in Basisszenario 2010 A im Vergleich zu weiteren Untersuchungen

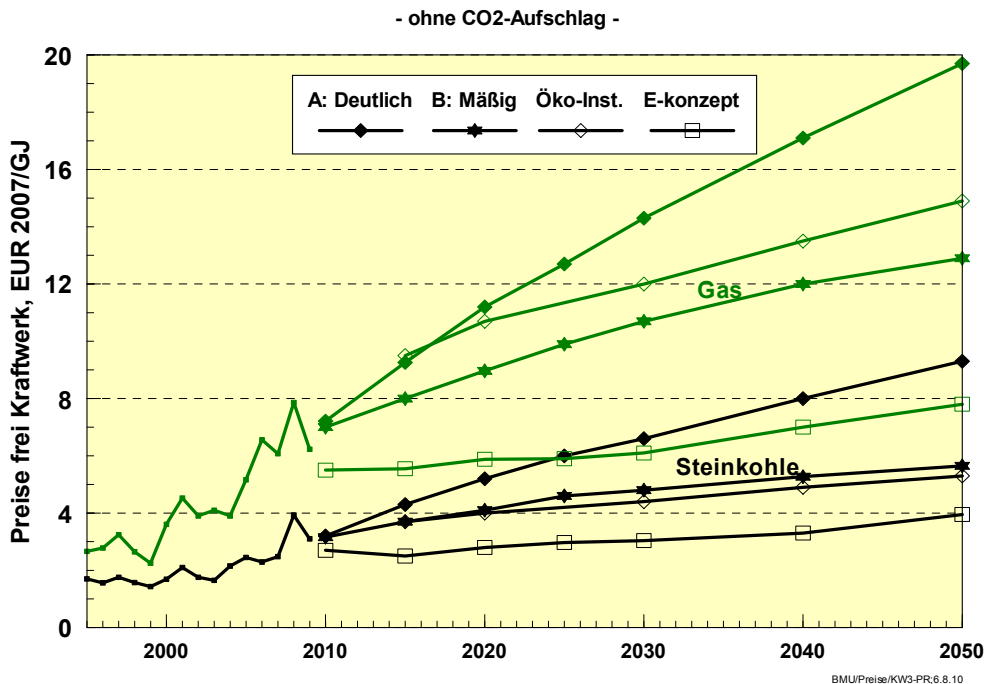


Abbildung 2: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Preispfade A und B, nach Angaben des Öko-Instituts und in den Szenarien für das Energiekonzept 2010

Die angesetzten Preisanstiege für die Kraftwerksbrennstoffe Steinkohle und Erdgas liegen deutlich über denjenigen der Szenarien für das Energiekonzept. Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Leitszenarien lauten für den Preispfad A (Preispfad B in Klammern) für 2010: 25 €₂₀₀₇/t CO₂ (21); für 2020: 40 (31), für 2030: 52 (36), für 2040: 62 (42) und für 2050: 73 (47).

3 Die Basisszenarien 2010

3.1 Bis 2050 zeigen sich in den Basisszenarien beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich. Die hohen Umwandlungsverluste reduzieren sich deutlich. Wesentliche Ursache dafür ist der deutliche Ausbau der EE-Stromerzeugung und der damit verbundene starke Rückgang von Kondensationskraftwerken. Ihr Anteil sinkt im Basisszenario 2010 A von derzeit 75% (fossil und nuklear) bis 2020 auf 47% und auf 20% 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, deren Beitrag gegenüber 2009 bis 2030 um 65% steigt und dort ein Maximum erreicht. Der Hauptbeitrag der Stromerzeugung wird danach von den EE erbracht. Diese Entwicklung trägt, neben den deutlichen Effizienzsteigerungen beim Endverbraucher, **zum deutlichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes bei (Abbildung 3)**. Der Primärenergieverbrauch im Basisszenario 2010 A sinkt bis 2020 auf 84% des 2009er Niveaus und bis 2050 auf 56%.

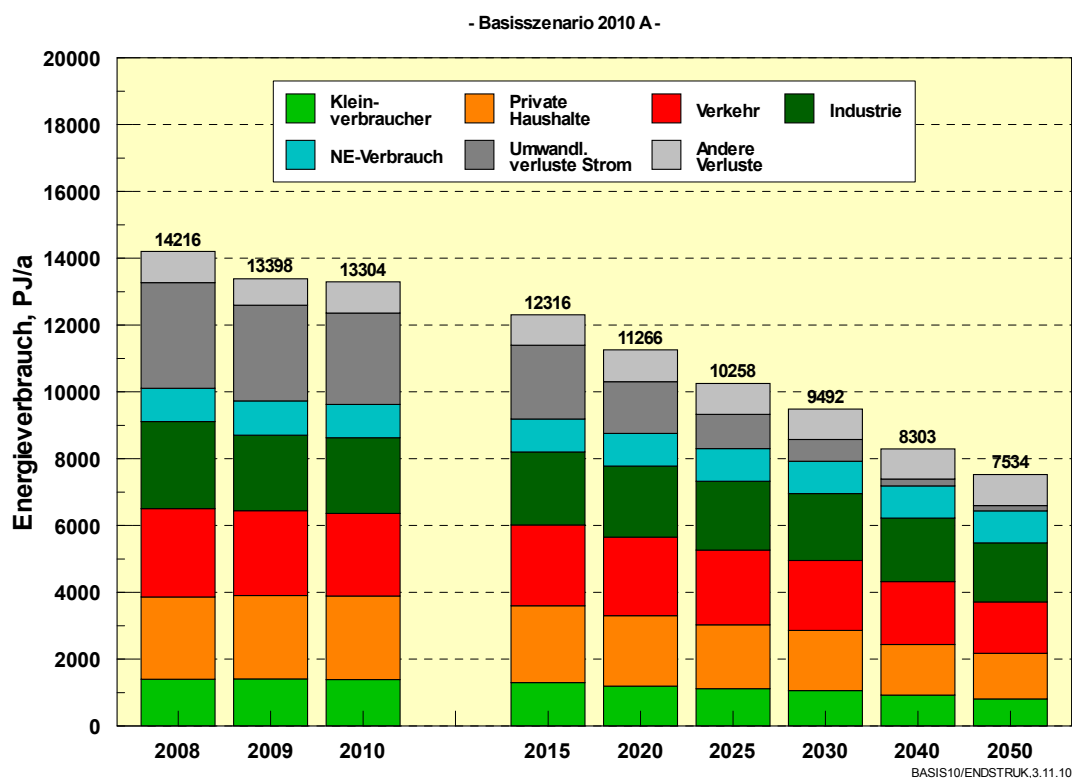


Abbildung 3: Entwicklung des End- und Primärenergieverbrauchs im Basisszenario 2010 A

3.2 Am **Rückgang der Endenergie** um rund 1060 PJ/a (bzw. -12%) zwischen 2009 (temperaturbereinigter Wert) und 2020 sind die privaten Haushalte mit 480 PJ/a am stärksten betei-

ligt. Es folgen die Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) mit 245 PJ/a und der Verkehr mit 190 PJ/a. Längerfristig wirkt sich insbesondere die unterstellte vollständige Sanierung des Gebäudebestands stark verbrauchsmindernd aus. Bis 2050 sinkt der gesamte Endenergieverbrauch um 38% (gegenüber 2009). Für private Haushalte beträgt die Reduktion 47%, für Kleinverbraucher 44%, für Verkehr 40% und für die Industrie 22%. Bis 2020 verringert sich der Import fossiler Energien auf 7565 PJ/a, die Importquote sinkt auf 67% (2009: 9640 PJ/a; Importquote 72%). Im Jahr 2050 werden mit 3400 PJ/a fossilem Energieimport noch 32% der heutigen Menge importiert, was einer Importquote von 45% entspricht. Mit dem **Rückgang der Importmenge** ist eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden. Der importierte Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund (ggf. auch aus Nordafrika und Osteuropa) beläuft sich im Jahr 2050 auf 445 PJ/a (entsprechend 124 TWh/a Strom), womit die gesamte Importquote 52% beträgt.

3.3 Im Basisszenario 2010 A werden bis 2050 (gegenüber 2009) 596 Mio. t CO₂/a vermieden, womit gegenüber 1990 eine **85%ige CO₂-Reduktion** erreicht wird. Aus Effizienzsteigerungen stammen 294 Mio. t CO₂/a und aus dem weiteren EE-Ausbau 302 Mio. t CO₂/a. Der volle Einsatz beider Teilstrategien wird also benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. Wegen des Kernenergieausbaus und der damit einhergehenden relativ langsameren Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor ist mittelfristig die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mit einer Verringerung um 41% gegenüber 2009 von großer Bedeutung für das Erreichen des Zwischenziels 2020. An der bis 2050 erreichten Reduktionsmenge (596 Mio. t CO₂/a) sind die Stromerzeugung mit 44%, der Wärmesektor mit 36% und der Verkehrssektor mit 20% beteiligt. Die **gesamten Treibhausgasemissionen** verringern sich in den Basisszenarien bis 2050 (gegenüber 1990) **um 81%**.

3.4 Im Basisszenario 2010 A erreichen die EE im Jahr 2020 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 19% (Wirkungsgradmethode). Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Maße zum EE-Anteil an der Energieversorgung bei, mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich. Im Jahr 2020 decken EE 40% des Bruttostromverbrauchs, 18,1% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 10,3% des gesamten Kraftstoffbedarfs. Am gesamten Endenergieverbrauch des Jahres 2020 sind die EE mit 22% beteiligt. Der von der EU-Richtlinie geforderte Anteil von 18% (am Bruttoendenergieverbrauch) für 2020 wird mit 21,2% übertroffen. Nach 2020 beginnen die **EE sich in ihrer Gesamtheit zur dominierenden Energiequelle** zu entwickeln. Ihr Primärenergieanteil steigt bis 2050 auf knapp 55%. Damit ist der Umbau der Energieversorgung schon sehr weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 86% (Bruttostromverbrauch) aus EE bereitgestellt. Im Wärmebereich wird gut die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Auch im Verkehr ist der EE-Beitrag (ohne Stromanteil) mit 42% des Kraftstoffbedarfs bereits beträchtlich (**Tabelle 1**).

3.5 Der Beitrag der EE zur Stromversorgung steigt von 94,8 TWh/a im Jahr 2009 auf 227 TWh/a in 2020, was einem Anteil von 40% entspricht. Mit einer Wachstumsrate von durchschnittlich 18%/a wächst die Fotovoltaik, bei kurzfristig sehr starken Anstiegen, in diesem Zeitabschnitt am deutlichsten. Dieser Wert entspricht etwa demjenigen der Windenergie im letzten Jahrzehnt. Nach 2020 wächst die EE-Strombereitstellung weiter mit einer Wachstumsrate von 4%/a. Im Jahr 2030 decken EE 65% der Stromversorgung. Die Wachstumsdynamik wird überwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung (Fotovoltaik und solarthermischer Strom) getragen, während das Potenzial der Biomasse im Rahmen der hier gesetzten Potenzialbegrenzungen um 2030 mit rund 60 TWh/a ausgeschöpft sein wird.

Tabelle 1: Eckdaten des Basisszenarios 2010 A, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008*)	2009*)	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13304	11266	9492	8303	7534
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1163	1270	2132	2957	3661	4128
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,7	9,5	18,9	31,2	44,1	54,8
Endenergie, PJ/a	9098	8714	8630	7783	6958	6228	5485
Endenergie EE, PJ/a	841	876	945	1710	2411	3021	3418
Anteil EE an EEV, %	9,2	10,1	11,0	22,0	34,6	48,5	62,3
Anteil EE an BEEV ^{**}), %	8,9	9,7	10,6	21,2	33,3	46,7	60,0
Strom Endenergie, PJ/a	1906	1793	1822	1728	1667	1670	1678
Strom Endenergie EE, PJ/a	335	341	373	793	1167	1488	1546
Anteil EE, %	17,6	19,0	20,5	45,9	70,0	89,1	92,1
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4606	4435	4391	3787	3316	2822	2450
Wärme Endenergie EE, PJ/a	374	414	434	684	919	1125	1298
Anteil EE, %	8,1	9,3	9,9	18,1	27,7	39,9	53,0
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾	2589	2486	2417	2268	1975	1735	1358
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	138	233	325	408	574
Anteil EE, %	5,1	4,9	5,7	10,3	16,5	23,5	42,3
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾	615	582	594	567	558	587	645
EE-Stromerzeugung, TWh/a	93,3	94,8	108	227	361	485	556
Anteil EE, %	15,2	16,3	18,2	40,0	64,7	82,6	86,2
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13304	11266	9492	8303	7534
Erneuerbare Energien	1147	1163	1270	2132	2957	3661	4128
Mineralöl	4905	4670	4686	3806	3022	2476	1756
Kohlen ⁵⁾	3483	3156	3028	2230	1130	373	187
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	2902	2803	2383	1793	1463
Fossile Energien, gesamt	11446	10763	10616	8839	6535	4643	3407
Kernenergie	1623	1472	1418	295	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	739	729	585	394	243	152
Verringerung seit 1990, % ⁶⁾	20,3	26,1	27,1	41,5	60,6	75,7	84,8
Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a	109	110	119	217	291	379	411
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾	988	905	893	710	498	336	233
Verringerung seit 1990, %	18,4	25,3	26,3	41,4	58,9	72,3	80,7

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

²⁾ nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

³⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁴⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschließlich Verbrauch für H₂

⁵⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossiles Stromimportsaldo (ohne EE-Import)

⁶⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁷⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

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

Für die gesamte EE-Stromerzeugung beginnt ab 2020 auch der Import von EE-Strom im Rahmen eines europäischen Stromverbunds eine Rolle zu spielen. Im Jahr 2030 werden mit

19 TWh/a 6% des in Deutschland verbrauchten EE-Stroms importiert (bezogen auf den Gesamtstromverbrauch 3,3%), 2050 sind es 124 TWh/a bzw. 19% des Gesamtverbrauchs.

3.6 Wegen des deutlichen EE-Ausbaus geht die **Auslastung fossiler Kraftwerke** zurück von durchschnittlich 5400 h/a im Jahr 2009 auf ~5000 h/a im Jahr 2020; danach wird der Rückgang noch deutlicher (2030: ~3770 h/a; 2050: ~2000 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 2030 liegt sie bei 2200 h/a und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 2850 h/a. Darin zeigt sich eine gewisse **Vergleichmäßigung des EE-Angebots**, welche die Integration in die Stromversorgung erleichtert.

3.7 Entsprechend ändert sich auch die **installierte Leistung** der fossilen Kondensationskraftwerke (**Tabelle 2**). Die Leistung reiner fossiler Kondensationskraftwerke sinkt von derzeit 60 GW auf 48 GW im Jahr 2020 und auf 29 GW im Jahr 2030. Sie ist dann nur noch geringfügig höher als die Leistung der fossilen KWK-Anlagen, die – dem angestrebten Ausbauziel entsprechend – bis 2030 auf knapp 26 GW steigt. Bis 2020 werden im Basisszenario 2010 A insgesamt 27 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt. Der Neubau fossiler Kraftwerke muss mit 18 GW (davon 11 GW in KWK) sehr restriktiv gehandhabt werden. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine fossile Gesamtleistung von knapp 40 GW, die zusammen mit anderen Maßnahmen zum Lastmanagement des EE-Angebots dienen.

Tabelle 2: Leistungen in Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen, Basisszenario 2010 A

GW	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Kohlen	52,8	52,8	51,1	42,9	27,6	14,2	9,6
- davon Kondensations-KW	40,6	40,2	39,4	30,8	16,3	5,3	3,8
- davon KWK	12,2	12,6	11,7	12,1	11,3	8,9	5,8
Erdgas/Öl	28,0	27,0	26,8	29,3	26,8	28,3	29,9
- davon Kondensations-KW	20,9	19,9	18,6	17,3	12,4	12,4	12,4
- davon KWK	7,1	7,1	8,2	12,0	14,4	15,9	17,5
Fossil gesamt	80,8	79,8	77,9	72,2	54,4	42,5	39,5
-davon Kondensations-KW	61,5	60,1	58,0	48,1	28,7	17,7	16,2
- davon KWK	19,3	19,7	19,9	24,1	25,7	24,8	23,3
KWK gesamt; (einschl. Biomasse und Geothermie)	23,5	24,3	25,0	32,3	35,7	36,0	35,5
Kernenergie	21,4	21,4	19,6	4,0	0	0	0
Erneuerbare Energien *)	38,4	44,5	55,5	111,2	147,9	174,2	185,0
Gesamte Leistung	140,6	145,7	153,0	187,4	202,3	216,7	224,5

*) ohne Leistung für biogenen Abfall in Müll-HKW

3.8 Im **Basisszenario 2010 C** wird der Kernenergieausstieg entsprechend dem aktuellen Beschluss vom 28. September um 8 bis 14 Jahre verschoben. Die sonstigen Rahmenbedingungen und die EE-Stromerzeugung bleiben unverändert. Damit werden in 2020 rund 113 TWh/a mehr Kernenergiestrom bereitgestellt als im Basisszenario 2010 A, entsprechend weniger Strom aus fossilen Kraftwerken wird benötigt. Die **resultierenden Kraftwerksleistungen** zeigt **Tabelle 3** (vgl. Tabelle 2 für Basisszenario 2010 A). Im Jahr 2020 werden nur noch 28 GW Leistung an fossilen Kondensationskraftwerken benötigt, bis zu diesem Zeitpunkt sind 39 GW an fossilen Großkraftwerken stillzulegen; maximal 7,6 GW können an

größeren fossilen Neukraftwerken neu hinzukommen, sie sollten ausschließlich als KWK-Anlagen errichtet werden. Mit den vermutlich bis 2015 in Betrieb gehenden aktuellen Neubauten in Höhe von 14,8 GW ist dieser „zulässige“ Wert bereits deutlich überschritten. Im Falle ihrer Inbetriebnahme ist ihre Wirtschaftlichkeit wegen zu geringer Auslastung nicht gesichert. Diese Gefahr wird von Stadtwerken und anderen unabhängigen Stromerzeugern derzeit gesehen. Wird am **EEG und insbesondere dem hierin verankerten Einspeisevorrang für erneuerbar erzeugten Strom unverändert festgehalten** – was für den weiteren Ausbau der EE unabdingbar ist – verringert der weitere EE-Zubau die Spielräume für den Betrieb fossiler Kraftwerke weiter. Die Diskussion über die weitere Ausgestaltung bzw. Modifikation des EEG wird also auch davon bestimmt werden, in welchem Umfang die Stilllegung fossiler „Altkraftwerke“ tatsächlich erfolgt. Fällt diese Stilllegung zu gering aus, könnte infolge der daraus resultierenden konventionellen „Überkapazitäten“ im Grundlastbereich der Druck auf eine Verringerung „überschüssigen“ EE-Stroms wachsen.

Tabelle 3: Leistungen in Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen, Basisszenario 2010 C

GW	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Kohlen	52,8	52,8	50,4	31,5	18,8	14,5	10,1
- davon Kondensations-KW	40,6	40,2	38,7	20,1	7,9	5,5	3,5
- davon KWK	12,2	12,6	11,7	11,4	10,9	9,0	6,6
Erdgas/Öl	28,0	27,0	25,0	19,0	18,9	25,5	28,9
- davon Kondensations-KW	20,9	19,9	16,8	7,9	6,3	11,1	13,1
- davon KWK	7,1	7,1	8,2	11,1	12,6	14,4	15,8
Fossil gesamt	80,8	79,8	75,4	50,5	37,7	40,0	39,1
-davon Kondensations-KW	61,5	60,1	55,5	28,0	14,2	16,6	16,6
- davon KWK	19,3	19,7	19,9	22,5	23,5	23,4	22,5
KWK gesamt *)	23,5	24,3	25,0	30,6	32,9	33,8	33,3
Kernenergie	21,4	21,4	21,4	20,3	11,0	0	0
Erneuerbare Energien **)	38,4	44,5	55,5	111,2	147,9	174,2	185,0
Gesamte Leistung	140,6	145,7	152,3	182,0	196,6	214,2	224,1

*) einschl. Biomasse und Geothermie **) ohne Leistung für biogenen Abfall in Müll-HKW

3.9 Die stärksten Wirkungen einer verstärkten Effizienzstrategie zeigen sich beim zukünftigen **Energiebedarf für die Wärmebereitstellung**. Der Gesamtbedarf an Wärme sinkt bis 2050 mit 2879 PJ/a auf 60% des Wertes von 2009. (**Abbildung 4**). Der **EE-Beitrag für die Wärmebereitstellung** steigt von 414 PJ/a bzw. 9% Anteil bis 2020 auf 684 PJ/a, entsprechend einem Anteil von 18%. Im Jahr 2050 lauten die entsprechenden Werte 1300 PJ/a bzw. 53%. Die CO₂-Emissionen der Wärmebereitstellung verringern sich deutlich von derzeit 277 Mio. t CO₂/a auf 73 Mio. t CO₂/a im Jahr 2050. Erreicht wird damit die völlige Verdrängung des Heizöls aus dem Wärmemarkt; der Beitrag des Erdgases für die direkte Wärmeerzeugung wird auf 40% des heutigen Verbrauchs reduziert. Damit steht genügend Erdgas für den verstärkten Einsatz in GuD-Kraftwerken und dezentralen BHKW zur Verfügung. Der **Beitrag netzgebundener Wärme** (Fern- und Nahwärme) steigt von derzeit 380 PJ/a bis 2030 auf 680 PJ/a und bis 2050 auf 875 PJ/a. An fossilen Brennstoffen werden im Jahr 2050 noch 1150 PJ/a benötigt, was 30% des heutigen Einsatzes entspricht.

3.10 Mit 5%/a mittlerer Wachstumsrate bis 2020 wächst der **EE-Wärmemarkt deutlich langsamer als der Strommarkt**. Darin spiegelt sich das weniger wirksame energiepolitische

Einführungsinstrumentarium im Vergleich zum Strommarkt wider. Trotz eher optimistischer Wachstumsannahmen für Kollektor- und Umwelt- bzw. Erdwärme gewinnen deren Beiträge erst ab etwa 2030 eine ähnliche Bedeutung wie bereits heute die Biomasse. Stärker als die Gesamtmenge muss in den Basisszenarien die Wärmeversorgung mit Nahwärmenetzen wachsen, was ein weiteres schwerwiegendes strukturelles Hemmnis für die in den Szenarien vorgeschlagene Ausweitung der EE-Wärmeversorgung darstellt.

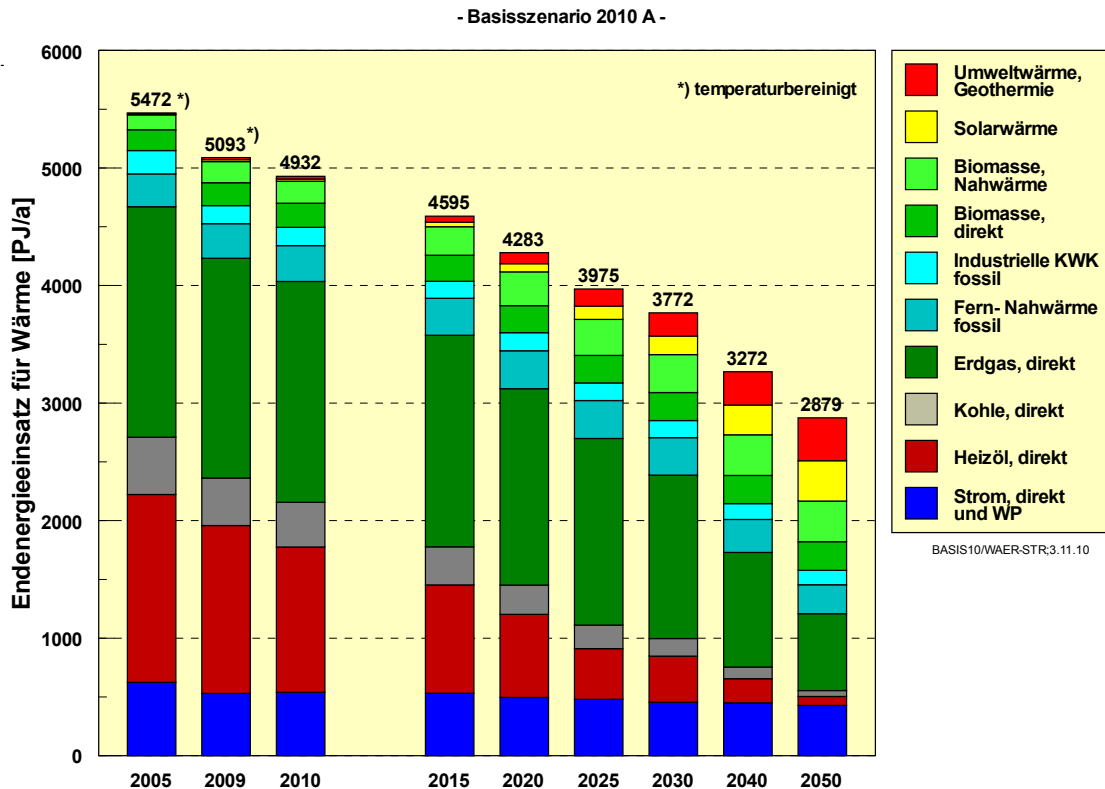


Abbildung 4: Endenergieeinsatz für Wärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)

3.11 Im Jahr 2030 sollten gemäß Basisszenario 2010 A jährlich 11 GW_{th}/a und in 2050 rund 16 GW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen umgesetzt werden, das Dreifache des heutigen Wertes. Der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung muss in eine **noch stärkere Wachstumsdynamik** eintreten, als es EE-Anlagen im Stromsektor in der Vergangenheit erlebt haben. Dazu muss jedoch das gesamte Förderinstrumentarium besser und effektiver ausgestaltet werden. Zusätzlich muss das Engagement „vor Ort“, also im Bereich der kommunalen Planung und Durchführung von Wärmekonzepten stärker als bisher im Mittelpunkt der Umsetzungsbemühungen stehen.

3.12 Im **Personenverkehr sinkt der Endenergieverbrauch** bis 2020 um 18% auf 1384 PJ/a. Danach verstärkt sich der Rückgang durch den Aufwuchs der effizienten Elektromobilität (mit 33% Anteil im Jahr 2050) und den Rückgang der Personenverkehrsleistung ab 2030. Mit rund 750 PJ/a werden 2050 nur noch 45% des derzeitigen Endenergieverbrauchs benötigt. Wegen der beträchtlichen **Wachstumsraten des Güterverkehrs** dämpft die Effizienzsteigerung hier nur den Verbrauchszuwachs. Der Endenergieverbrauch des

Güterverkehrs steigt bis 2025 noch um 11% und liegt im Jahr 2050 mit 790 PJ/a nur 12% unter dem derzeitigen Verbrauch (2009: 900 PJ/a). Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch des Verkehrs bis 2020 um 8% und bis 2050 mit 1535 PJ/a um 40%. Im Jahr 2020 werden mit 2035 PJ/a noch 86% der heutigen fossilen Kraftstoffmenge benötigt, 2050 sind es mit 780 PJ/a nur noch ein Drittel. Die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors sinken von 177 Mio. t CO₂/a im Jahr 2009 um 68% auf 57 Mio. t CO₂/a in 2050.

3.13 Im Verkehr wird im Basisszenario 2010 A im Jahr 2050 ein **Deckungsanteil der EE** (einschließlich Anteil am Bahnstrom) am Endenergieverbrauch von 48% erreicht. Der Anteil der EE-Kraftstoffe (Biokraftstoffe + EE-Wasserstoff), bezogen auf den gesamten Kraftstoffverbrauch, erreicht 42,3%. Im Jahr 2020 beläuft er sich auf 10,3%, was etwa der angestrebten Reduktion an THG-Emissionen von 7% entspricht. Mit 11% EE-Anteil am Endenergieverbrauch wird im Jahr 2020 auch das EU-Ziel von 10% erreicht (**Tabelle 4, oben**).

3.14 Im **Basisszenario 2010 B** wird der längerfristige **Ausbau der Elektromobilität** soweit forciert, dass der Individualverkehr in Verbindung mit der Nutzung von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff im Jahr 2050 nahezu emissionsfrei vonstatten geht. Dazu sind im Jahr 2050 ca. 66% (Basisszenario 2010 A: 33%) der Individualverkehrsleistung mit Elektro-(Hybrid-)fahrzeugen abzuwickeln. Aufgrund des dadurch geringeren Endenergieverbrauchs ist es möglich, höhere Beiträge von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff für den Güterverkehr bereitzuhalten, sodass sich dort der EE-Anteil im Jahr 2050 auf 50% steigern lässt (Basisszenario 2010 A: 47%). Einschließlich des EE-Stromanteils decken damit EE im Jahr 2050 rund 55% des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors (**Tabelle 4 und Abbildung 5**).

Tabelle 4: Bereitstellung von EE-Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien und Einsatz von EE-Strom in den Basisszenarien 2010 A und B

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Basisszenario 2010 A									
Biokraftstoffe	36,7	33,6	38,3	45,8	64,7	74,4	83,3	83,3	83,3
EE-Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	7,0	30,0	76,0
EE-Kraftstoffe	36,7	33,6	38,3	45,8	64,7	74,4	90,3	113,3	159,3
EE-Strom für Elektromobilität	0	0	0	0,5	2,8	4,9	9,6	17,1	24,7
EE-Strom für übrige Mobilität *)	2,3	2,4	2,7	4,7	8,0	11,4	14,8	20,0	21,8
EE-Anteil an Endenergie (%)**)	5,5	5,2	6,0	7,6	11,6	14,6	19,7	28,8	48,3
Fossile Kraftstoffe	681	657	633	609	565	521	457	386	218
Basisszenario 2010 B									
Biokraftstoffe	36,7	33,6	38,3	45,8	64,7	74,4	83,3	83,3	83,3
EE-Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	7,0	30,0	76,0
EE-Kraftstoffe	36,7	33,6	38,3	45,8	64,7	74,4	90,3	113,3	159,3
EE-Strom für Elektromobilität	0	0	0	0,5	3,4	7,8	15,1	30,0	48,7
EE-Strom für übrige Mobilität *)	2,3	2,4	2,7	4,7	8,0	11,4	14,8	20,0	21,8
EE-Anteil an Endenergie (%)**)	5,5	5,2	6,0	7,6	11,7	15,2	21,0	31,8	55,2
Fossile Kraftstoffe	681	657	633	609	564	513	445	347	184

*) EE-Anteil am gesamten Stromeinsatz für den Schienenverkehr **) einschl. EE-Strom

3.15 In den Basisszenarien 2010 A und B wird der aus Nachhaltigkeitsgründen auf 300 PJ/a begrenzte Beitrag von Biokraftstoffen flankiert durch ähnlich hohe Beiträge von EE-Wasserstoff und den direkten Einsatz von EE-Strom für Elektromobilität, um damit auch die prinzipielle Offenheit dieser Entwicklungen aufzuzeigen. **Alle Optionen besitzen attraktive Potenziale** und haben weitere Entwicklungsmöglichkeiten. Zudem werden aus erneuerbarem Strom erzeugte chemische Energieträger (EE-Wasserstoff; EE-Methan) generell in Energiesystemen mit hohen fluktuierenden EE-Anteilen benötigt. Deshalb ist es derzeit zu früh, eine dieser Optionen einseitig zu bevorzugen. In anderen aktuellen Untersuchungen (**Tabelle 5**) werden diese Optionen anders gewichtet. Neben hohen bis sehr hohen Beiträgen von Biokraftstoffen und der weitgehenden Vernachlässigung der EE-Wasserstoff- und der EE-Methanoption [WWF 2009, EWI 2010] werden auch besonders hohe Beiträge der Elektromobilität für möglich gehalten [BMU 2010c].

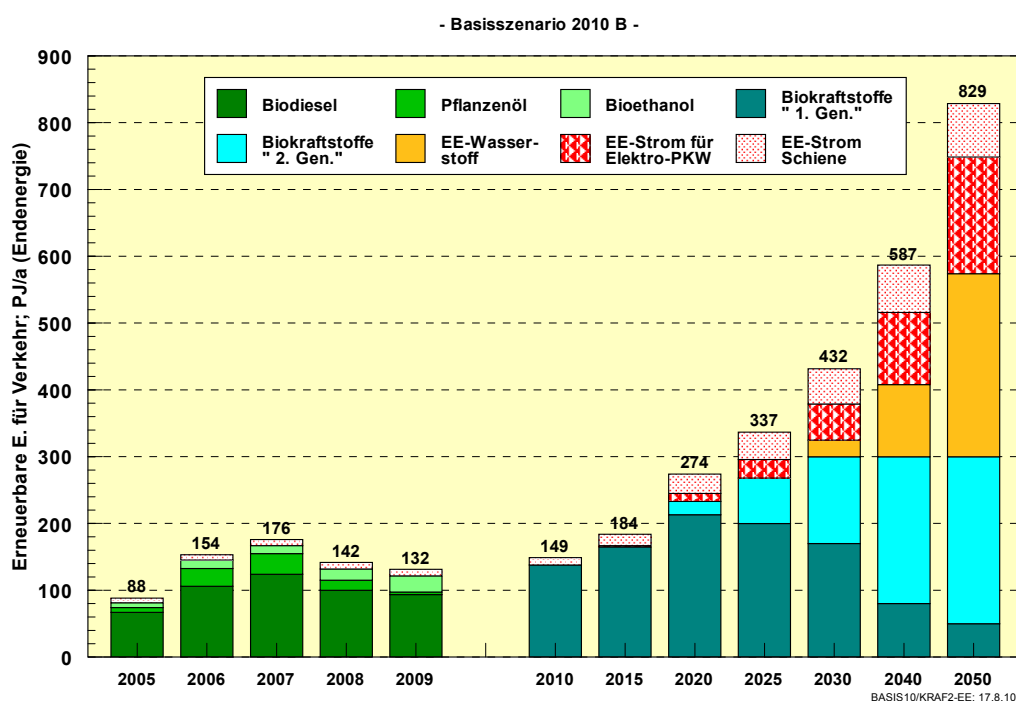


Abbildung 5: Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Basisszenario 2010 B

Tabelle 5: Struktur der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (Jahr 2050) in verschiedenen Untersuchungen (in PJ/a) sowie gesamte Biomasse für alle Nutzungen

Jahr 2050	Fossil	Biokraftstoffe	Wasserstoff	Elektromobilität	Übriger Strom	Gesamtverbrauch	Gesamte Biomasse
Basis 2010 A/C	783	300	274	89	90	1536	1535
Basis 2010 B	662	300	274	175	90	1501	1535
WWF Innovation	436	921	10	101	86	1560	1720
Mc Kinsey&Company für BMU	~980	~80	k. A.	~250	~90	~1400	~500
Szenario II A zum Energiekonzept	503	778	15	134	~90	1520	2170
Ist (2009)	2365	121	0	0	59	2542	820

4 Weitgehende Versorgung mit erneuerbaren Energien

4.1 Große EE-Mengen, wie sie für die weitgehende oder vollständige Versorgung von Volkswirtschaften mit diesen Energiequellen erforderlich sind, werden **fast vollständig als Strom bereitgestellt**. Die direkte thermische Nutzung von EE (Kollektoren, Erdwärme) ist auf Niedertemperaturwärme beschränkt und relativ großen strukturellen Restriktionen (Wärmenetze) ausgesetzt. Der Nutzung von Biomasse sind potenziell enge Grenzen gesetzt. Die Nutzung von Wind- und Solarstrom unterliegt meteorologischen Gegebenheiten, die im fluktuierenden Angebot deutlich werden. Dieses schwankende EE-Stromangebot kann mit der ebenfalls schwankenden Nachfrage über drei Wege synchronisiert werden: (1) eine großräumige Verbindung von Angebot und Nachfrage (Netzausbau), (2) dem gesteuerten Verbrauch bzw. der gesteuerten Erzeugung (Erzeugungs- und Lastmanagement) und (3) der Speicherung von elektrischer Energie bzw. der Wandlung in speicherbare (chemische) Energieformen.

4.2 Ein **Netzausbau** kann das Problem der Speicherung erleichtern, jedoch nicht vollständig lösen, da regelmäßig Wettersituationen auftreten, in denen über 1 bis 2 Wochen das Angebot von Wind- und Solarenergie auch großräumig äußerst gering ausfallen kann. Dennoch ist der Netzausbau ein zentrales Instrument bei der Integration der Erneuerbaren in das Energieversorgungssystem. Das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom kann durch **Erzeugungs- und Lastmanagement** teilweise ausgeglichen werden. Strom aus Pumpspeichern und Biomasseanlagen bzw. flexiblen BHKW mit Wärmespeichern kann in begrenztem Umfang die Versorgungslücken von Wind- und Solarstrom schließen. Über den gesteuerten Verbrauch von EE-Strom (Lastmanagement) können die Fluktuationen der Stromversorgung stark gedämpft werden. Auch im idealen Einsatz löst das Lastmanagement jedoch nicht das Speicherungsproblem, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten mit wenig Wind- und Solarangebot verschoben werden kann.

4.3 Speicher sind grundsätzlich für den Fluktuationsausgleich geeignet. **Kurzzeitspeicher** (Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien) können die Versorgungslücken von Wind- und Solarenergie für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse auffangen. Allerdings ist ihre Kapazität begrenzt. Zum Ausgleich von Fluktuationen einer überwiegend regenerativen Stromversorgung werden **Langzeitspeicher** mit großen Kapazitäten (mehrere 10 TWh_{el}) benötigt. Sie sind in Kombination mit anderen Ausgleichsmaßnahmen der einzige Weg, Wind- und Solarstrom soweit handhabbar zu machen, dass konventionelle Kraftwerke dauerhaft ersetzt werden können und EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen; Prozesswärme) zur Verfügung stehen kann. Neben sehr großen ausländischen Speicherwasserkapazitäten bzw. potentiell auch Pumpspeicherkapazitäten (z. B. in Norwegen) kommt die **chemische Speicherung von EE-Strom** dafür infrage. Die Energieträger **Wasserstoff und Methan** sind in der Lage, die durch das fluktuierende EE-Angebot gesetzten Grenzen zu überwinden und jederzeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. EE-Wasserstoff kann zu geringen Prozentanteilen in Erdgasnetzen transportiert werden, er kann aber auch dezentral erzeugt werden (z. B. an Tankstellen). EE-Methan kann in die bestehenden Gasnetze in Erdgasqualität eingespeist werden, wofür andererseits der weitere Konversionsschritt der Methanisierung notwendig wird. Da Verluste bei der Wasserstoff- bzw. Methanbereitstellung unvermeidlich sind und zusätzliche Kosten verursachen, sollten zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der direkten Nutzung und Zwischenspeicherung von EE-Strom ausgeschöpft werden.

4.4 Auf Vollkostenbasis kann EE-Wasserstoff nach 2030 bei einer **Kostenbandbreite von 30 bis 35 €/GJ** mit fossilen Kraftstoffen und ab 2040 mit Erdgas konkurrieren. Für EE-Methan verschiebt sich der Wirtschaftlichkeitszeitpunkt um rund 10 Jahre. Wird Strom aus EE-Überschüssen genutzt (angenommener Wert ~1 ct/kWh), sind Gesteungskosten für EE-Wasserstoff und -Methan in einem Bereich **zwischen 10 und 18 €/GJ** erreichbar (**Abbildung 6**). Mit diesen Kostengrenzen ist ein Bereich gekennzeichnet, in dem sich in den Energiemärkten nach etwa 2030 die Preisbildung für EE-basierte chemische Energieträger abspielen kann. Aus ökonomischer Sicht ist es sinnvoll, bei hohen EE-Beiträgen an der Energieversorgung kostengünstigen EE-Strom mit Gesteungskosten (Vollkosten) um 5 bis 6 ct/kWh in Wasserstoff oder Methan zu konvertieren, wenn weitere **größere EE-Stromangebote** genutzt werden sollen. Auch flüssige „EE-Kraftstoffe“ (Diesel, Kerosin, Gas-to-Liquid) können daraus hergestellt werden. Darüber hinaus kann auf Grenzkostenbasis jederzeit ausreichende Speicherkapazität im Wochenbereich für eine EE-Stromversorgung bereitgestellt werden. Dabei würde Wasserstoff oder Methan mittels Gasturbinen oder in GuD-Anlagen wieder rückverstromt oder hocheffizient in KWK-Anlagen (Gasmotoren, Brennstoffzellen) zum Einsatz kommen.

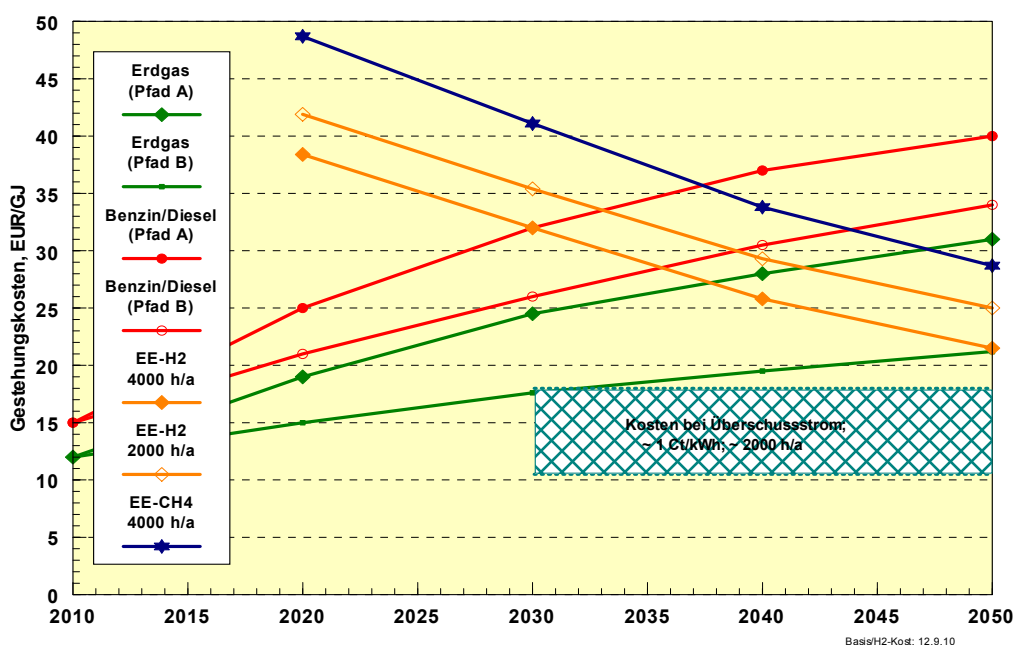


Abbildung 6: Gesteungskosten von EE-Wasserstoff und EE-Methan auf Vollkostenbasis und bei Nutzung von Überschussstrom im Vergleich zu den Großhandelspreisen von Erdgas und Kosten von Kraftstoffen (ohne Einbeziehung von Gastransport und Gasanwendung)

4.5 Wird das Wachstum der EE-Stromerzeugung nach 2025 gegenüber den Basisszenarien 2010 um weitere 0,5%/a (gegenüber durchschnittlich 2,6%/a) gesteigert, kann die benötigte Strommenge im Jahr 2050 **vollständig durch EE bereitgestellt werden (Szenario B 100%-S/H2)**. Im Vergleich zum Basisszenario 2010 B sind dazu im Jahr 2050 zusätzliche 230 TWh/a EE-Strom erforderlich (**Abbildung 7**). Der erzeugte Wasserstoff (177 TWh/a) wird überwiegend in den im Basisszenario 2010 B im Jahr 2050 **vorhandenen erdgasbasierten Kraftwerken** mit einer Gesamtleistung von ~40 GW eingesetzt. Durch den anteiligen Einsatz in KWK-Anlagen (GuD, BHKW) sind zusätzlich 84 TWh/a an nutzbarer KWK-Wärme

gewinnbar. Den 230 TWh/a eingesetzten EE-Strom stehen dann 160 TWh/a nutzbare Endenergie gegenüber. Zusammen mit den zusätzlich bereitgestellten 76 TWh/a Wasserstoff als Kraftstoff, die weitere 100 TWh/a EE-Strom erfordern, kann ein Gesamtnutzungsgrad der EE-Wasserstofferzeugung und -nutzung von ~70% erreicht werden. Bei Überlegungen für eine 100%ige EE-Stromversorgung ist es zur möglichst effizienten Nutzung von EE-Strom also erforderlich, diesen nicht isoliert zu betrachten, sondern **Verknüpfungen mit den anderen Verbrauchssektoren** zu nutzen, um die Nutzungseffizienz zu steigern.

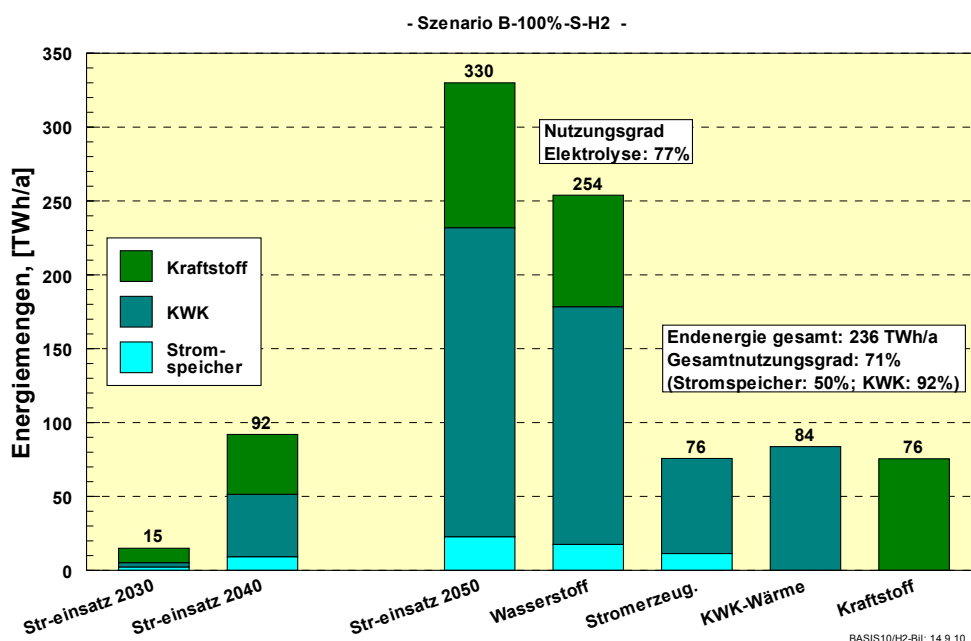


Abbildung 7: Stromeinsatz für die EE-Wasserstofferzeugung und dessen Verwendung im Szenario B-100%-S/H2.

4.6 Der Ausbau der EE-Stromversorgung im Umfang des **Szenarios B-100%-S/H2** verlangt ab 2030 eine **deutliche Steigerung der Investitionstätigkeit in EE-Technologien**. Im Jahrzehnt 2030 bis 2040 sind einschließlich des Ersatzbedarfs für Altanlagen jahresdurchschnittlich gut 10 GW/a zu installieren, wobei 1 GW/a von im Ausland stehenden Anlagen stammt (**Tabelle 6**). An Windleistung sind 4,7 GW/a zu installieren, an PV-Leistung 4,2 GW/a. Im Jahrzehnt 2040 bis 2050 steigt der Summenwert auf knapp 15 GW/a. Ein Szenario wie das hier beschriebene kann jedoch nur in einem Energiemarkt entstehen, der die **Vollkosten eines EE-Ausbaus** vollständig honoriert. Dazu ist eine Abkehr von der derzeitigen Orientierung bei der Strompreisbildung an kurzfristigen Grenzkosten erforderlich. Vielmehr müssen die längerfristigen Gesamtkosten eines wirksamen Klimaschutzes, die Kosten einer Verknappung fossiler Ressourcen und die vollständigen Entsorgungs- und Risikokosten der Kernenergie Maßstab für die Preisbildung in einem zukünftigen Energiemarkt sein.

4.7 Im Szenario B-100%-S/H2 wird im Jahr 2050 bei einem EE-Anteil von 72% noch 1537 PJ/a an fossiler Endenergie benötigt, was 20% der derzeit verbrauchten Menge entspricht. Vorwiegend im Bereich der Raumwärme und im Verkehr sind noch weitere Effizienzsteigerungen möglich, die mit ~20% angenommen wurden. Für eine weitere Deckung durch EE kommen Kollektoren und Erdwärme für den Niedertemperaturbereich infrage, die zu-

sammen rund 180 PJ/a zusätzliche EE-Wärme bereitstellen könnten. Es verbleiben 1050 PJ/a, die mittels EE-Strom oder daraus gewonnener chemischer Energieträger bereitgestellt werden müssten, um zu einer **vollständigen EE-Versorgung aller Verbrauchssektoren** zu gelangen (**Tabelle 7**).

Tabelle 6: Jährlich zu installierende Leistung der EE-Stromerzeugung im Szenario B-100%-S/H2

	STROM (MWel/a)						Biogene Abfälle Strom *)	Strom gesamt MWel/a
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom-import	Biomasse Strom		
2010	35	2040	8500	4		373	42	10993
2011	35	2020	6000	7		344	20	8426
2012	40	2060	4200	10		329	20	6658
2013	45	2110	3600	13		317	20	6105
2014	50	2238	3300	17		320	20	5944
2015	55	2460	3050	22	0	288	20	5895
2016	60	2694	2830	28	0	335	22	5969
2017	70	2940	2750	35	0	300	28	6123
2018	70	3232	2650	43	100	292	28	6415
2019	75	3900	2580	51	200	258	28	7091
2020	74	4228	2540	62	280	165	28	7377
2030	100	4310	2783	85	635	465	0	8378
2040	104	4690	4258	130	1103	233	0	10518
2050	109	6883	4900	410	2120	460	0	14882

Tabelle 7: Fossiler Energiebedarf in 2050 im Szenario B 100%-S/H2 und sein möglicher vollständiger Ersatz durch weitere EE

PJ/a	Fossil gedeckt im Jahr 2050	Weitere Effizienz	Verbleib nach direkter EE-Deckung *)
Prozesswärme	743	630 (-15%)	550
Raumwärme, Warmwasser	130	100 (-23%)	-
Kraftstoffe	664	500 (-25%)	500
Endenergie, gesamt	1537	1230 (-20%)	1050
Primärenergieeinsatz	1693 (Kohle, Sonstige 100; Öl 770; Erdgas 823)		EE-Strom direkt oder als EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan

*) Weitere Niedertemperaturwärme aus Kollektoren und Erdwärme

Bei ausschließlicher Verwendung von Wasserstoff sind dazu weitere 390 TWh/a EE-Strom und entsprechend bei EE-Methan ohne weitere Abwärmenutzung weitere 460 TWh/a EE-Strom (bei Verfügbarkeit konzentrierter CO₂-Quellen) bzw. 540 TWh/a EE-Strom bei Nutzung von atmosphärischem CO₂ bereitzustellen. Für einen vollständigen Vergleich ist der Mehraufwand für EE-Methan dem Umbau der Gasversorgung mit EE-Wasserstoff gegenüberzustellen. In entsprechenden Szenarien werden im weiteren Projektverlauf optimale Kombinationen von EE-Strom, EE-Wasserstoff und/oder EE-Methan ermittelt.

4.8 Der Leitgedanke einer vollständigen EE-Versorgung ist die intelligente Vernetzung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Alle drei Netze müssen dazu im ständigen Informationsaustausch über Energieerzeugung und -nachfrage stehen und über Speicher unterschiedlicher Kapazität und Leistung verfügen. Darüber hinaus werden stromseitig in erheblichem Umfang Erzeugungs- und Lastmanagementtechniken verwendet. Die Stromnetze sind über größere Regionen miteinander verknüpft. Über die Brücke Strom-Wasserstoff und/oder Methan werden Strom- und Gasnetz gekoppelt, um EE-Strom für Kraftstoffe und Hochtemperaturwärme sowie für die Langzeitspeicherung von Strom über Wochen und Monate verfügbar zu machen.

4.9 Bislang ist allein der konventionelle Kraftwerkspark für die **Gewährleistung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit** zuständig. EE-Anlagen sind jedoch selbst in der Lage, Systemdienstleistungen für einen sicheren Netzbetrieb zu erbringen und damit ihre vorrangige Einspeisung aufrecht zu erhalten. 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. Durch den Zusammenschluss von Erzeugern und/oder Verbrauchern zu **großen virtuellen Pools** können die technischen Anforderungen auch von kleinen dezentralen Einheiten erfüllt werden. Durch dezentrale Blindleistungssteuerung können die Netzspannung innerhalb eines bestimmten Toleranzbereiches gehalten und die Kosten für den Netzausbau im Verteilnetz reduziert werden. Dennoch sind durch den Wegfall konventioneller Großkraftwerke zusätzliche Betriebsmittel auf der Übertragungsebene erforderlich. Durch die **europaweite Vernetzung** fluktuierender Erzeuger kommt es zu einer Glättung der Erzeugungsleistung und somit zu einer Erhöhung des Beitrags zur **gesicherten Leistung**. Weitere Maßnahmen sind das Last- und Erzeugungsmanagement, um zusätzliche Verbraucher optimiert einzubinden und regelbare Erzeuger gezielt zu Zeiten hoher Last einzusetzen. Hierdurch wird einer Erhöhung der Jahreshöchstlast entgegen gewirkt und Lastspitzen reduziert, wodurch sich der Bedarf an konventionellen Kraftwerken verringert und diese zugleich besser ausgelastet werden.

5 Lastdeckung und Ausgleichsmaßnahmen

5.1 Um zu überprüfen, ob die aufgezeigten Szenarien stromseitig umsetzbar sind, und um die Auswirkungen und Interaktionen in der Stromversorgung zu analysieren, wurde eine **dynamische Simulation** des Stromversorgungssystems für ausgewählte Szenarien und Jahre durchgeführt. Durch die Kopplung der Modelle REMix und SimEE können Ausgleichsmaßnahmen für die Integration der EE in Deutschland im europäischen Kontext gut abgebildet werden. REMix untersucht hierbei die Einbindung Deutschlands in ein europäisch-nordafrikanisches **kostenminimiertes Verbundsystem**. Die EE-Einspeisung und die vielfältigen Ausgleichsoptionen innerhalb Deutschlands werden mit SimEE ermittelt. Mehrere Iterationen in der Modellkopplung lassen die Ergebnisse der detaillierten Modellierung der deutschen Stromversorgung mit SimEE in den Entwurf des Verbundsystems mit REMix einfließen. Die Auswertung der Residuallast gibt Aufschluss über den zukünftigen **Bedarf und Anforderungen an konventionelle Kraftwerke**.

5.2 Die EE-Ausbauziele der Bundesregierung für das Jahr 2020 (NREAP u. a.) können nur durch eine **Forcierung der Integrationsmaßnahmen für EE** erreicht werden. Um diese Notwendigkeit und das Ausgleichspotenzial zu verdeutlichen, wurde für das **Jahr 2020** eine

dynamische Bewertung und Gegenüberstellung von zwei Extremen durchgeführt, nämlich (1) ohne jegliche Ausgleichsoptionen bis auf den Netzausbau und (2) unter Ausnutzung eines Großteils des möglichen Ausgleichspotenzials.

5.3 Bereits im Jahr 2020 ist absehbar, dass an einstrahlungs- und windreichen Wochenenden die Last **fast vollständig durch nicht-regelbare EE** gedeckt werden kann (**Abbildung 8**). Dazu müssen die Möglichkeiten der EE-Technologien zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung über einen für EE angepassten Regelleistungsmarkt ausgeschöpft werden. Die Mengen an EE-Überschüssen, die durch Abregelung verloren gehen, sind bei idealem Netz sehr gering. Daher sind ein Netzausbau und die Übernahme von Systemverantwortung durch EE-Kapazitäten elementar für die weitere Integration von EE, um wirtschaftlichen Schaden durch häufige EE-Abregelungen zu vermeiden. Der derzeit schnelle Ausbau der Fotovoltaik ist hierbei aus technischer und ökonomischer Sicht eine besondere Herausforderung. Sie zeigt sich sowohl bei den strukturellen Anforderungen (begrenzte Flexibilität des bestehenden Kraftwerksparks, Notwendigkeit zusätzlicher Ausgleichsmaßnahmen) als auch bei den ökonomischen Anforderungen (Reduzierung des Marktwertes von PV-Strom bei weiterem Ausbau und damit Belastung der EEG-Umlage) für die Integration der EE. Dieser Zusammenhang macht deutlich, dass die anlegbaren Strompreise nicht den volkswirtschaftlichen Wert des EE-Stroms widerspiegeln (siehe Abschnitt „Ökonomische Wirkungen“).

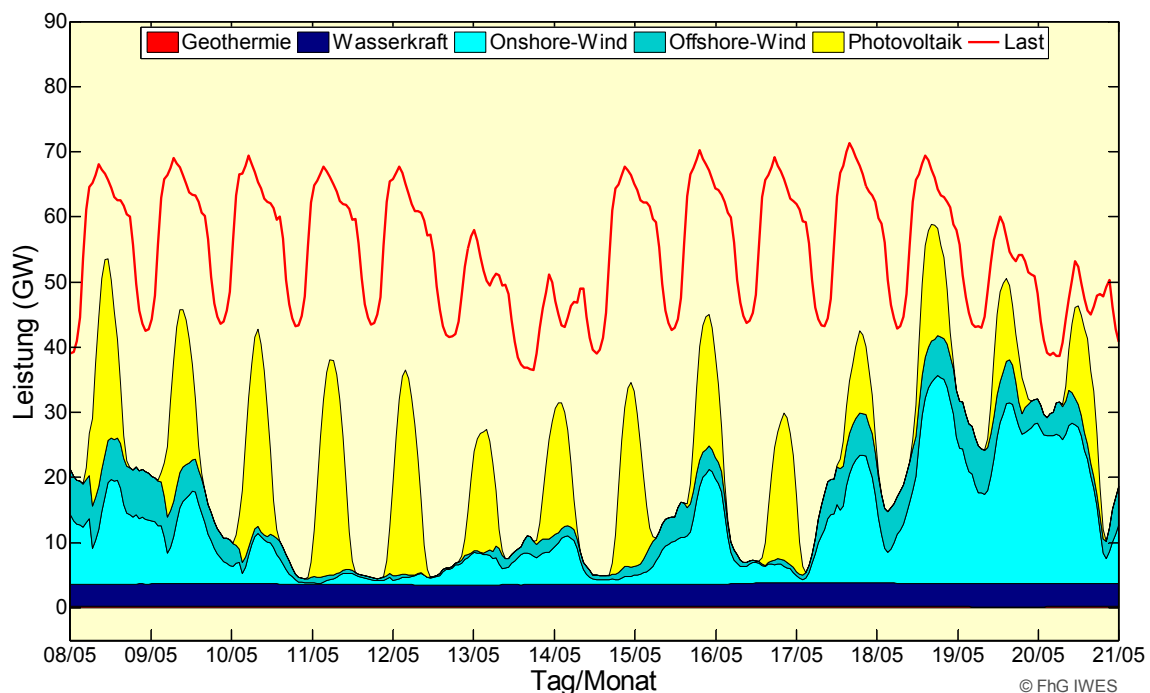


Abbildung 8: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen nicht-regelbaren EE-Einspeisung des Jahres 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.4 Die sich abzeichnenden Systemkonflikte unterstreichen den politischen Handlungsbedarf, frühzeitig geeignete Ausgleichsoptionen zur Integration der EE vorzubereiten. Dazu zählen **Netzausbau, Erzeugungs- und Lastmanagement und Speicher**. U.a. gilt es, regelbare EE wie **Biomasse** vorrangig zum Lastausgleich einzusetzen. Die **Flexibilisierung der KWK** (durch Wärme- und evt. Gasspeicher) bietet ein großes Potenzial, um den Konflikt

zwischen der zeitgleichen Einspeisung von (i) fluktuierenden EE, (ii) wenig flexiblen, aber kosteneffizienten Grundlastkraftwerken und (iii) der KWK-Einspeisung zu entschärfen (**Abbildung 9**). „**Neue Verbraucher**“ wie Elektrofahrzeug, Wärmepumpen und Klimatisierung können im Lastmanagement entsprechend dem Angebot von Wind- und Solarenergie gesteuert werden. Die Umsetzung dieser Ausgleichsoptionen verringert deutlich die Schwankungen der Residuallast (**Abbildung 10**). Dadurch werden bestehende konventionelle Kraftwerke, die 2020 für die Lastdeckung benötigt werden, entlastet, da häufige An- und Abfahrvorgänge vermindert und Lastgradienten reduziert werden.

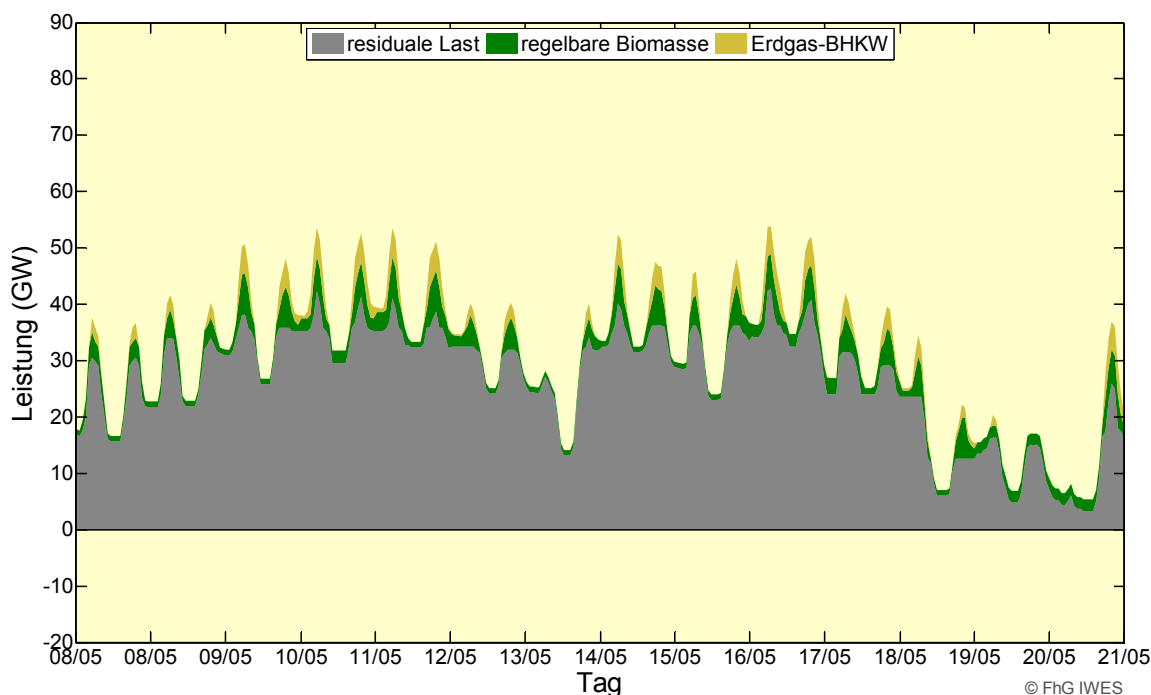


Abbildung 9: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW des Jahres 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.5 Der Bedarf an **Grundlastkraftwerken** schwindet, mehr **flexible Kraftwerke** werden gebraucht. Im Jahr **2020** werden im Basisszenario noch 16 bis 19 GW Grundlastkraftwerke, 15 bis 20 GW Mittellastkraftwerke und 14 bis 24 GW Spitzenlastkraftwerke benötigt, ohne Betrachtung der gesicherten Leistung und der Verfügbarkeit. Der **flexible Lastfolgebetrieb** wird zum Regelbetrieb für alle Kraftwerke. Bestehende Kraftwerke müssen deutlich flexibler als bisher betrieben werden und sind dafür durch geeignete Maßnahmen (Retrofit) auf- und umzurüsten. Neuzubauende Kraftwerke müssen eine hohe Flexibilität aufweisen, um einerseits technisch in der Lage zu sein, EE-Strom zu integrieren und andererseits trotz häufiger An- und Abfahrvorgänge wirtschaftlich zu sein. Daher sind die aufgezeigten Ausgleichsoptionen notwendig, um dem Systemübergang und der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke Zeit zu gewähren.

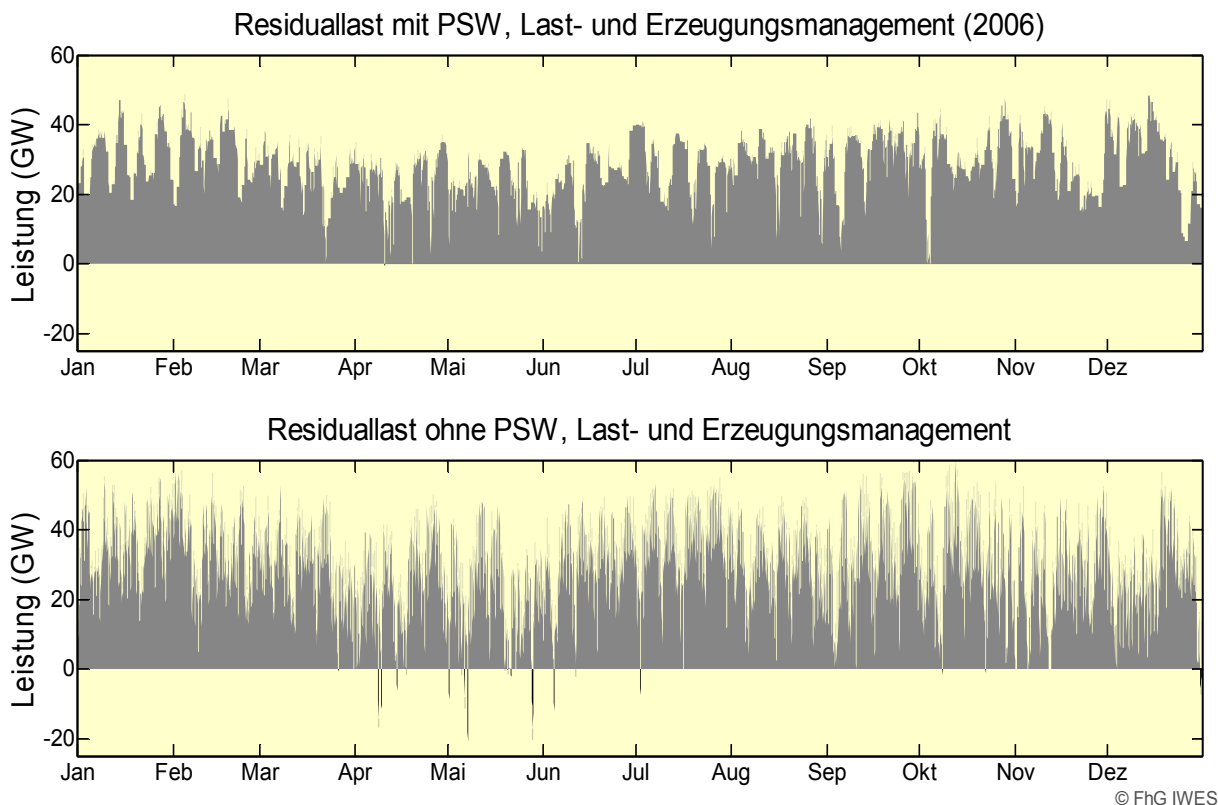


Abbildung 10: Vergleich der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast des Jahres 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.6 Die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken vergrößert den Druck auf den konventionellen Kraftwerkspark. Der sinkende Bedarf an Grundlastkraftwerken führt dazu, dass entweder nur Kernkraft- oder nur Braunkohlekraftwerke weiter als Grundlastkraftwerke betrieben werden können. Zudem wird es für KWK-Anlagen, die nicht nach KWKG vorrangig einspeisen, schwer, am Strommarkt wirtschaftlich zu bestehen. Die technische Fähigkeit von **Kernkraftwerken** zur EE-Integration ist in der Realität noch zu belegen. Gelingt dies, werden Neuinvestitionen für andere flexible Kraftwerke auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Die Reststrommengen der Kernkraftwerke können sich durch die im potentiellen Lastfolgebetrieb geringere Auslastung auf einen längeren Zeitraum erstrecken, als bislang im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen ist. Der daraus resultierende zunehmende ökonomische Druck (geringe Auslastung konventioneller Kraftwerke, mögliche Verdrängung der KWK) macht abermals deutlich, dass die Vorrangregelung für die Einspeisung von EE beibehalten werden muss.

5.7 Durch die Einbindung von Last- und Erzeugungsmanagement kann der Bedarf an **gesicherter Leistung** und damit auch an konventionellen Backup-Kraftwerken, der für die Versorgungssicherheit benötigt wird, **im Jahr 2020 auf ca. 60 GW** reduziert werden. Der EE-Beitrag zur gesicherten Leistung beläuft sich auf ca. 11 GW; Pumpspeicher und andere Erzeuger ergänzen die Differenz zur Jahreshöchstlast von ca. 83 GW. Durch die Maßnahmen zum Lastmanagement kann die Höchstlast reduziert, bzw. können neue Verbraucher unter einer nur geringfügigen Erhöhung der Höchstlast integriert werden. Unabhängig von der Einbindung zusätzlicher gesteuerter Verbraucher ist im untersuchten Szenario eine

Saisonalität der Last festzustellen. Diese ermöglicht es, weiterhin Revisionen so zu planen, dass diese außerhalb der Zeiten der Höchstlast liegen. Des Weiteren kann durch den Einsatz von Erzeugungsmanagement in BHKW – also die Entkoppelung von Wärmenachfrage und Wärmebereitstellung – der Beitrag der regelbaren Erzeuger zur gesicherten Leistung erhöht werden. Damit kann die **Stromversorgung zu jeder Stunde gewährleistet** werden. Anhand der dynamischen Modellierungen konnten die Szenarien somit verifiziert werden.

5.8 Als Hauptquelle für den **Import von EE-Strom** in Europa treten die **windhöffigen Gebiete** in Nordwest- und Nord-Europa auf. Weiterhin ist die Solarstromerzeugung in Nordafrika bedeutend, die dort neben der vorrangigen Deckung des Eigenbedarfs auch dem Export dient (**Abbildung 11**). Für einen kostenminimierten Mix in der europäisch-nordafrikanischen Verbundregion werden **große Übertragungskapazitäten** im zweistelligen GW-Bereich benötigt, welche aber mit mittleren 6000 Volllaststunden eine sehr hohe Auslastung aufweisen. Es wird deutlich, dass eine 100%-Stromversorgung gegenüber den Basisszenarien eine wesentlich größere Herausforderung bedeutet. So fällt im **Szenario B-100%-S/H2** – aufgrund des zu ersetzenden Erdgases für die verbleibenden konventionellen Back-up Kraftwerke und Erdgas-KWK – die Wasserstoffmenge zur Rückverstromung von EE-Überschüssen deutlich höher aus. Der zusätzliche Strombedarf wird größtenteils durch weitere Offshore-Windanlagen in Nord- und Nordwest-Europa und durch Fotovoltaik in Nordafrika und Südost-Europa gedeckt. Prinzipiell ist es auch möglich, den neuen Bedarf an hohen Strom-Übertragungskapazitäten anteilig durch die Nutzung bestehender Gaspipelines (Wasserstoff, Methan) zu reduzieren und Energie über chemische Energieträger zu transportieren. Auch speicherbarer solarthermischer Strom kann noch stärker in die Gesamtversorgung eingebunden werden. Weitere Simulationen dazu sind im weiteren Verlauf des Vorhabens vorgesehen.

5.9 Aus nationaler Sicht weist die **Windeinspeisung** die stärksten Unregelmäßigkeiten auf, sowohl im kurzzeitigen als auch im langzeitigen Horizont. Im Jahresverlauf weist sie dennoch eine hohe Übereinstimmung mit der Last auf. Die **PV-Einspeisung** deckt sich weitgehend mit dem Tagesgang der Last, führt aber zu den höchsten Gradienten in der Strombereitstellung. Die **Wasserkraft** speist stetig ein, vermehrt im Frühjahr und Sommer. Die stromoptimierte wärmegeführte **Biomasse** bietet einen saisonalen Ausgleich zur **Geothermie**. Das europäische Gesamtsystem wird durch die räumlich-zeitlichen Variationen bestimmt – bedingt durch die Großwetterlagen über Europa. Gerade durch die Windkraft wird dabei auch Überschussstrom mit höheren Volllaststunden produziert. So dient importierter EE-Strom einerseits der Kompensation fehlender nationaler Erzeugung und andererseits zur kostengünstigen Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehr. Die Integration Deutschlands in den **europäischen Netzverbund** zeigt sich am Import und Export von EE-Strom und einer höheren Auslastung inländischer Backup-Kapazitäten.

5.10 Durch **Lastmanagement** kann gezielt überschüssiger EE-Strom genutzt und können zusätzliche Leistungsspitzen vermieden werden. Eine große Bedeutung haben die so genannten „neuen Verbraucher“ **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sowie die Klimatisierung**. Werden sie nicht gesteuert eingebunden, verschärfen sich die Fluktuationen im Stromverbrauch. Der Verbrauch von Wärmepumpen korreliert im Jahresverlauf gut mit der Windkraft. Die Einspeisung von Fotovoltaik korreliert im Tagesmittel prinzipiell gut mit dem Verbrauch für Klimatisierung, muss jedoch im Tagesverlauf (PV-Erzeugungsspitze am Mittag und Klimatisierungsverbrauchsspitze am Nachmittag) aufeinander abgestimmt werden. Diese

Maßnahmen federn Schwankungen in der Stromversorgung ab. Auch bei der Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff hat das Lastmanagement wirtschaftliche Vorteile, da die notwendige installierte Elektrolyseleistung reduziert, ihre Auslastung erhöht und somit die Systemkosten verringert werden können.

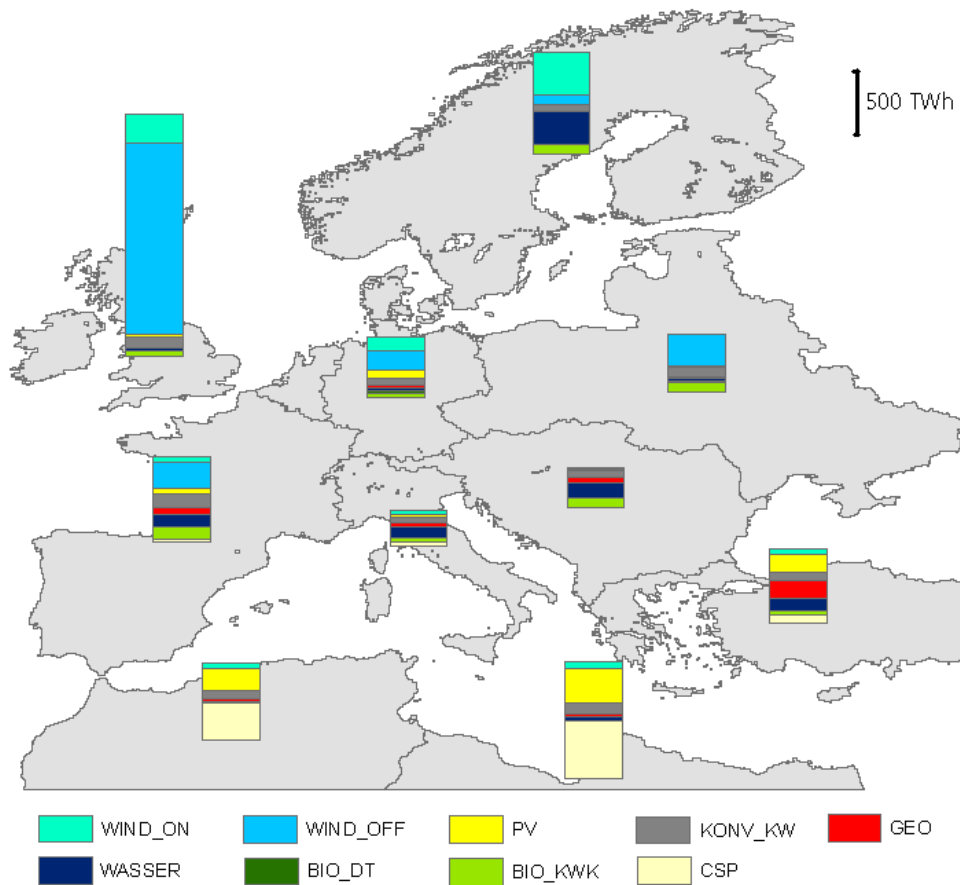


Abbildung 11: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung (TWh/a) in Europa und Nordafrika im Jahr 2050 bei einer Versorgung in D entsprechend Basisszenario A

5.11 Flexible und regelbare BHKW auf Erdgas- und Biomassebasis verringern Lastspitzen und ersetzen anteilig notwendige Spitzenlastkraftwerke. Mittelfristig zeichnet sich eine Systemkonkurrenz zwischen fluktuierenden EE, wärmegeführten KWK-Anlagen und unflexiblen Grundlastkraftwerken ab. Um die Effizienzvorteile der KWK weiterhin zu nutzen und die Deckung der Wärmenachfrage zu gewährleisten, ist eine Flexibilisierung der KWK-Anlagen notwendig. Dafür müssen die Anlagen über Smart Grids informationstechnisch angeschlossen sein. Biogasanlagen sind mit einem Gasspeicher und ggf. mit einem zusätzlichen Aggregat auszustatten. Für einen langfristigen Entwicklungszeitraum dominieren zunehmend saisonale Einflüsse. In Zeiten eines Überangebots an nicht regelbaren EE ist es grundsätzlich nicht sinnvoll, zusätzlichen Strom aus KWK-Anlagen zu erzeugen. Allerdings können länger andauernde Wetterphasen mit hoher EE-Einspeisung nicht über die Tageswärmespeicher der KWK überbrückt werden. Zur besseren Bewertung der KWK-Nutzung in einer EE-Vollversorgung besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

5.12 Langfristig wird in den Basisszenarien **überschüssiger Strom** (nach dem europäischen Ausgleich) durch Mengenvorgaben über das Lastmanagement fast vollständig für die Wasserstoffherzeugung im Verkehr verwendet. Dadurch werden andere Speicheroptionen nur in sehr geringem Umfang genutzt. Diese strukturelle Option der Wasserstoffherzeugung führt dazu, dass die Windenergie kostengünstig integriert werden kann. Im Bereich des **Kurzzeit-ausgleichs** decken die Lastmanagementanwendungen und regelbaren BHKW den Ausgleichsbedarf. Dennoch ist der Einsatz von Großspeichern wie PSW im Bereich der Bereitstellung von Regelleistung für die Systemstabilität notwendig und effizient.

5.13 Die konventionellen Kondensations-Kraftwerke dienen zum **Ausgleich in Phasen geringer Lastdeckung** durch Wind- und Solarenergie. Diese Backup-Kraftwerke erzielen nur noch geringe Ausnutzungsdauern, weshalb z. B. die Einführung eines Kapazitätsmarktes notwendig wird. Für eine Vollversorgung mit EE-Strom im Szenario B-100%-S/H2 ergibt sich die Notwendigkeit von **Langzeitspeichern**. Das Szenario ist im Vergleich zu den Basisszenarien durch einen höheren Anteil von Überschussstrom gekennzeichnet. Es treten ganze Wochen auf, in denen die Einspeisung von EE-Strom gering ist. Dieses Defizit kann selbst durch die europäische Integration des Energieversorgungssystems mit HGÜ-Transportnetz nur teilweise ausgeglichen werden (**Abbildung 12**). Die auftretenden Lücken werden über regenerativ betriebene Backup-Kraftwerke (GuD, KWK) gedeckt, die mit EE-Wasserstoff oder EE-Methan betrieben werden. Als Langzeitspeicher in der erforderlichen Größenordnung von ca. 10 TWh_{el} kommt das Erdgasnetz mit einer vorhandenen Speicherkapazität von 220 TWh_{th} in Frage, welches mit erneuerbarem Gas gespeist wird.

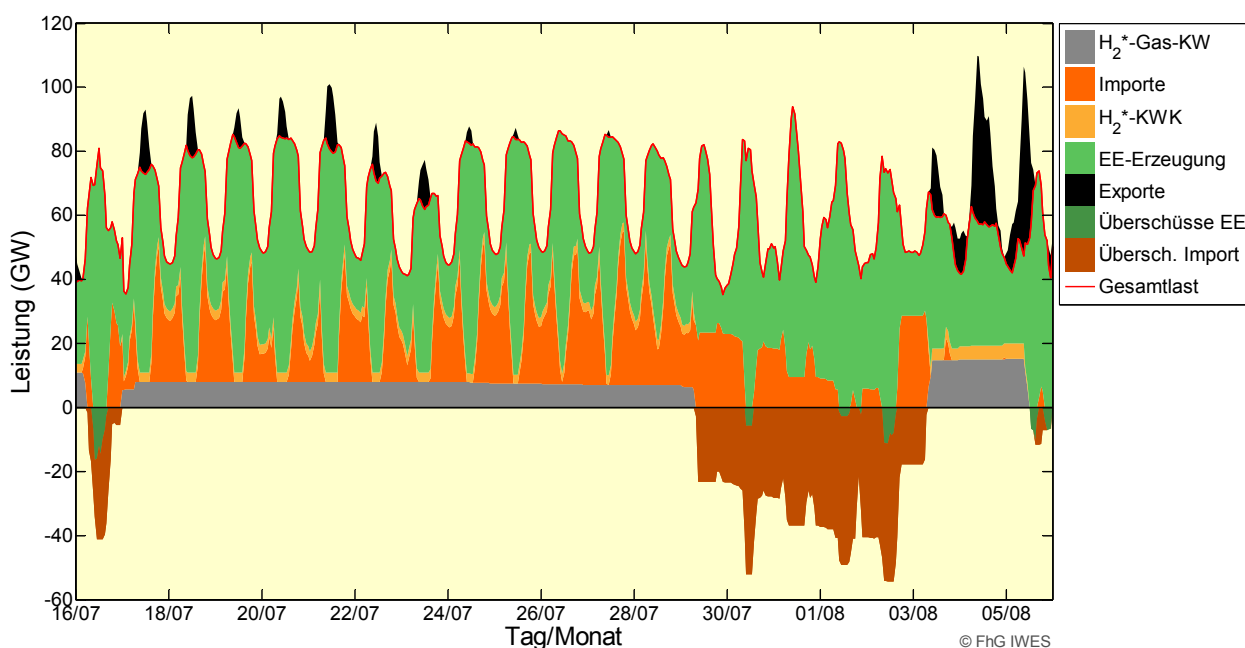


Abbildung 12: Verlauf von Last und Stromüberschüssen für eine Extremsituation im Gesamtsystem für Deutschland im Szenario B-100%-S/H2 im Jahr 2050 (Wetterjahr 2006). Trotz europäischer Integration und Erzeugungs- und Lastmanagement verbleibt ein Bedarf an Langzeitspeichern

6 Ökonomische Wirkungen

6.1 Die jährlich zu installierenden Leistungen der EE-Techniken bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechniken das durch den Ausbau der Erneuerbaren mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein wichtiger Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Das **Investitionsvolumen in alle EE-Anlagen** (Preisbasis 2009) bleibt nach den durch die Fotovoltaik bestimmten Spitzen der Jahre 2009 bis 2011 mit bis zu 32 Mrd. €/a relativ konstant bei 18 Mrd. €/a (alle Kosten in €₂₀₀₉). Erst nach 2030 wächst es nochmals bis auf 22 Mrd. €/a (**Abbildung 13**). Es wird deutlich, dass die im Basisszenario 2010 A angenommene Wachstumsdynamik unbedingt erforderlich ist, um die angestrebten Kostendegressionen der Einzeltechniken durch steigende Umsätze kompensieren zu können. Das ist auch eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die Technologieführerschaft Deutschlands für die Mehrzahl der EE-Techniken auf dem Weltmarkt gehalten werden kann. Dies bestätigt die Bedeutung des politisch gesetzten Ziels, eines Anteils von mindestens 18% der EE am Bruttoendenergieverbrauch des Jahres 2020. Deutlich höher steigen die Investitionen ab 2030, wenn bis 2050 eine 100%ige EE-Stromversorgung angestrebt wird. Im Zeitabschnitt 2030 bis 2040 belaufen sie sich bereits auf im Mittel 23 Mrd. €/a und steigen im Jahrzehnt 2040 bis 2050 auf 32 Mrd. €/a, wovon 24 Mrd. €/a auf die EE-Stromversorgung und 8 Mrd. €/a auf die Wärmeversorgung entfallen. Die dominierenden Techniken sind dann die Windenergie und Kraftwerke im europäischen Stromverbund mit jeweils rund 7 Mrd. €/a Umsatz.

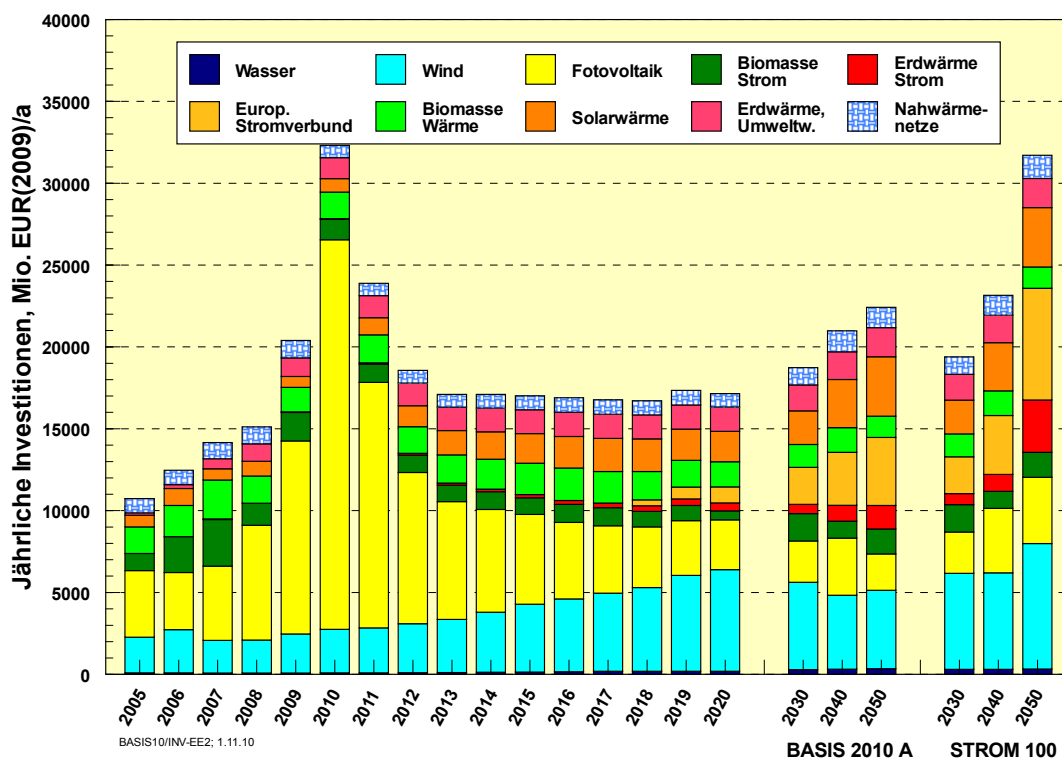


Abbildung 13: Investitionen in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung im Basisszenario 2010 A und ab 2030 für das Szenario B-100%-S/H₂

6.2 Bis 2009 wurden in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung insgesamt rund 120 Mrd. € investiert. Zwischen 2010 und 2020 wird das **kumulierte Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A** mit weiteren 202 Mrd. € nahezu doppelt so hoch sein. Den größ-

ten Anteil daran hat die Fotovoltaik mit 86 Mrd. €. Es folgt die Windenergie mit 46 Mrd. €, gefolgt von der Biomasse (Strom und Wärme) mit 30 Mrd. € und Solarkollektoren sowie Umwelt-/Erdwärme mit jeweils 18 Mrd. €. Auch in den nächsten Jahrzehnten bis 2050 bleibt das Niveau mit rund 200 Mrd. € pro Jahrzehnt im Basisszenario A in dieser Größenordnung.

6.3 Für die EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich **längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** ein. Die durchschnittlichen Kosten aller installierten EE-Neuanlagen lagen im Jahr 2009 bei 13,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el}). Auf Grund des derzeit deutlichen Wachstums von Fotovoltaikanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen werden sie bis 2011 auf 14,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} steigen. Die Unterschiede zum Mittelwert ohne Fotovoltaik sind in dieser Phase mit 4 ct₂₀₀₉/kWh_{el} besonders groß. Bis 2020 sinken die Mittelwerte des Gesamtmixes dann wieder deutlich auf 9,3 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 8,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}), bis 2030 auf 7,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (7,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 6,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (5,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el}).

6.4 Systemanalytische Differenzkosten und EEG-Differenzkosten

In den ökonomischen Analysen werden zwei unterschiedliche Differenzkostenbegriffe verwendet:

Für gesamtwirtschaftlich orientierte Analysen relevant sind dabei in erster Linie die *systemanalytischen Differenzkosten*. Im Blick stehen dabei die Gestehungskosten des EE-Ausbaus im Strom-, Wärme und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen. Diese lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten), zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten, abbilden. Auf dieser Grundlage können Aussagen über die gesamtwirtschaftlich positiven oder negativen Kosten durch EE gemacht werden.

Demgegenüber sind die in der politischen Diskussion häufig im Zentrum stehenden *EEG-Differenzkosten* anders definiert. Hierbei geht es um die Differenz zwischen EEG-Vergütungen und den Strombezugskosten am Stromspotmarkt. Diese wird auf die Stromkunden über die EEG-Umlage überwält. Es handelt sich um eine Verteilungswirkung: Den Einnahmen bei Anlagenbetreibern und ggf. Stromlieferanten stehen Belastungen der Stromkunden gegenüber.

6.5 Einschließlich 2010 sind für den gesamten EE-Ausbau bisher 71 Mrd. € an systemanalytischen Differenzkosten aufgelaufen (**Abbildung 14**), wenn gegen die bisherigen anlegbaren Strom-, Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird. Zu beachten ist, dass diese nach den geltenden Marktregeln ihre externen Kosten für Umwelt- und Klimaschäden bisher nur in geringem Umfang berücksichtigen müssen. Die weiteren Investitionen in eine klimaschonende Energieerzeugung auf der Basis von Erneuerbaren führen deshalb gegenüber der konventionellen Energieerzeugung auch mittelfristig noch zu steigenden **systemanalytischen Differenzkosten**. Diese werden sich ab Mitte dieses Jahrzehnts wieder in dem Maße reduzieren, wie die steigenden Preise für fossile Energieträger und für Emissionshandelszertifikate auf der einen und kostensenkende Lernkurveneffekte der Erneuerbaren auf der anderen Seite Wirkung zeigen. Mit wachsender Internalisierung externer Kosten durch den Emissionshandel und andere energiepolitische Instrumente werden die systematischen Wettbewerbsnachteile der Erneuerbaren abgebaut.

6.6 Die positiven ökonomischen Wirkungen der EE zeigen sich vollständig ab etwa 2025. Zu diesem Zeitpunkt treten im Mittel keine systemanalytischen Differenzkosten mehr auf, wenn von Preisentwicklungen gemäß Pfad A („deutlich“) ausgegangen wird (bei Wind und EE-

Wärme im Mittel bereits um 2020). Danach werden der Volkswirtschaft **durch die Nutzung der EE Aufwendungen erspart**, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien (Brennstoffkosten; CO₂-Zertifikatskosten etc.) aufgewandt werden müssten. Im Basisszenario 2010 A steigen die kumulierten systemanalytischen Differenzkosten bis 2020 auf ein Maximum von 207 Mrd. €. Ende 2040 liegt der kumulierte Wert der systemanalytischen Differenzkosten aller EE-Techniken mit -76 Mrd. € bereits im negativen Bereich, sämtliche Vorleistungen des EE-Ausbaus sind also kurz vorher getilgt worden. Zur Jahrhundertmitte hat die Versorgung der Volkswirtschaft mit erneuerbaren Energien bereits rund **665 Mrd. € gegenüber der Weiterführung einer fossilen Energieversorgung eingespart**.

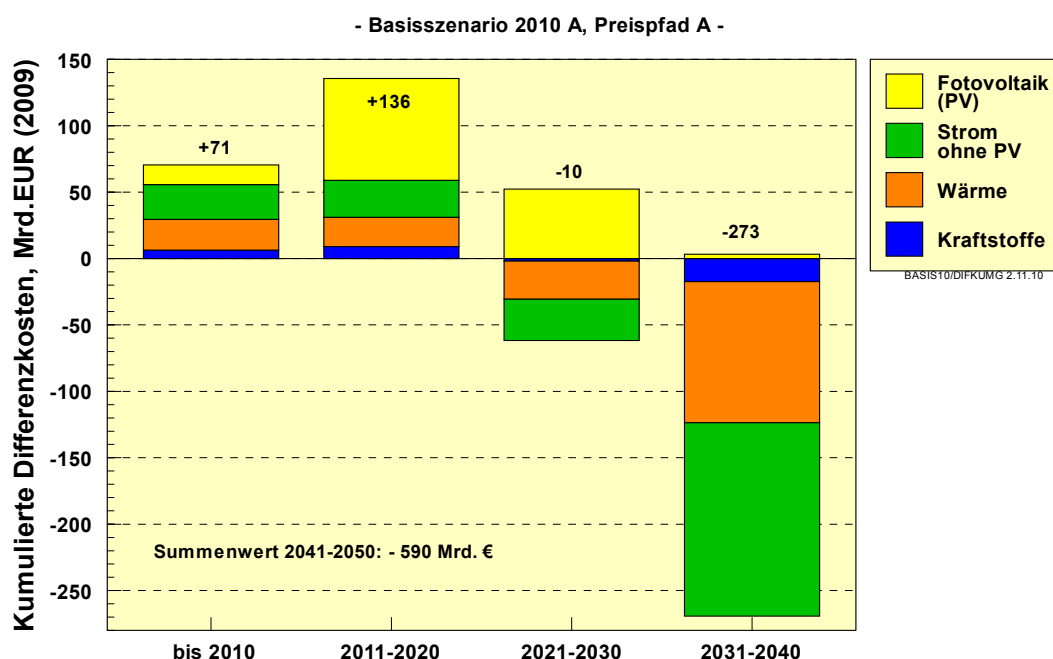


Abbildung 14: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Basisszenario 2010 A für 10-Jahres-Abschnitte

6.7 Steigen die fossilen Energiepreise weniger an (Preispfad B, „mäßig“), treten erst ab 2032 keine Differenzkosten mehr auf. Bis dahin erhöhen sich die **kumulierten systemanalytischen Differenzkosten** auf rund 320 Mrd. €. Der Zeitpunkt ihrer vollständigen „Rückzahlung“ liegt dann kurz nach 2050. Ein derartiger Verlauf der fossilen Energiepreise würde also von der Energiepolitik eine längerfristig angelegte Begründungsbasis für den Umbau der Energieversorgung verlangen, als dies bei deutlicheren Preisanstiegen der Fall ist. Im Gegensatz dazu treten bei der **Berücksichtigung der externen Kosten** der Energieversorgung (Pfad E) über den gesamten Zeitraum des EE-Ausbaus volkswirtschaftlich positive Wirkungen (d. h. negative Differenzkosten) auf. Angesichts der durch den Klimawandel zu erwartenden Schäden bzw. Kosten würde daher eine Blockade oder deutliche Verzögerung des EE-Ausbaus ein fatales Marktversagen darstellen mit erheblichen negativen Konsequenzen für die Volkswirtschaft.

6.8 Bei unverändertem **Fortbestand des EEG** in der derzeit gültigen Fassung und Fortschreibung der Vergütungssatzdegressionen bis zum Jahr 2030 entstehen im Basisszenario 2010 A den Stromkunden bis Mitte dieses Jahrzehnts noch steigende EEG-Differenzkosten.

Das Maximum ist um das Jahr 2015 mit 12 Mrd. €/a zu erwarten¹. Diese werden anschließend im Preispfad A „*Deutlich*“ wieder deutlich zurückgehen (im Preispfad B „*Mäßig*“ etwas langsamer) und bis zum Jahr 2030 auf Werte – je nach Preispfad – von 1 bis 3 Mrd. €/a sinken. Die Verteilung der EEG-Differenzkosten auf den umlagefähigen Stromletzverbrauch für Endkunden (EEG-Umlage) wird ein **Maximum von 3,2 ct/kWh**¹ (ohne Nachholeffekte wegen Unterschätzung in Vorjahren) erreichen, wenn der in den Basisszenarien angenommene Fotovoltaikausbaupfad (8,5 GW in 2010; 6 GW in 2011 und 4,2 GW in 2012) eingehalten wird. Einem Referenzhaushalt mit einem Stromverbrauch von jährlich 3500 kWh entstehen im Bereich des Kostenmaximums EEG-Mehrkosten von etwa 110 € pro Jahr. Bis 2030 wird die EEG-Umlage je nach Preispfad auf Werte zwischen 0,3 bis 0,8 ct/kWh zurückgehen.

6.9 Die ermittelten **Verläufe der EEG-Differenzkosten** sind – wie die Vergangenheit deutlich gezeigt hat – von der tatsächlichen Entwicklung des EE-Ausbaus (insbesondere der Fotovoltaik) und den Spotmarkt-Strompreisen an der Börse abhängig. Die Berechnungen gehen von den aktuell im EEG festgelegten Regelungen aus. Als einzige Ausnahme wird unterstellt, dass die künftige **Inanspruchnahme von § 37 EEG** im Zuge der EEG-Neufassung 2012 deutlich eingeschränkt wird. Ansonsten könnte die EEG-Umlage durch eine massive Reduzierung der für die EEG-Umlage bedeutsamen Letztverbraucherermenge auch unabhängig vom EE-Zubau deutlich ansteigen. Auch der gegenwärtige Wälzungsmechanismus für EEG-Strom wirkt indirekt in Richtung steigender Umlagekosten. Durch den Merit-Order Effekt senken Windstrom und Fotovoltaikstrom zu gewissen Zeiten die Großhandelspreise; dadurch erhöhen sich automatisch die EEG-Umlagekosten, wodurch Letztverbraucher zusätzlich belastet werden, während Verbraucher mit gedeckelter Umlage, also stromintensive Unternehmen, davon nicht betroffen sind. Dies ist nicht im Sinne einer angemessenen Lastenverteilung. Eine **Neugestaltung des EEG-Wälzungsmechanismus** sollte daher auch Gegenstand der im Jahr 2012 anstehenden EEG-Neufassung sein.

6.10 Bei der von Kostenüberlegungen und einzelwirtschaftlichen Betrachtungen dominierten Diskussion um das Für und Wider eines EE-Ausbaus wird der vorhandene und **erwünschte Nutzen in der Regel außer Acht** gelassen. Hierbei handelt es sich aber um zentrale gesellschaftliche Ziele, wie Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung, Verringerung langfristiger Klimaschäden bzw. deren Kosten, Schonung fossiler Energieressourcen, Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten oder Weiterentwicklung von Techniken zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Erneuerbaren. Weil die quantifizierbaren Nutzenbeträge noch weitgehend theoretischer Natur sind und sie in der Kostenkalkulation der Marktteilnehmer bislang weitgehend nicht enthalten sind, werden Investitionsentscheidungen nicht nach dem **langfristig optimalen volkswirtschaftlichen Nutzen** gefällt, sondern suboptimal nach dem kurzfristigen Kalkül der einzelnen Wirtschaftsobjekte. Es ist die Aufgabe des Gesetzgebers, die notwendigen **Marktkorrekturen in Form von Förderinstrumenten und anderer staatlicher „Leitplanken“** zu setzen. Diese letztlich mit „Preissteigerungen“ verbundenen Korrekturen des derzeitigen „Marktversagens“ müssen von einer aufgeklärten Energie- und Klimaschutzpolitik, welche die Belange des Umwelt- und Klima-

¹ Dies entspricht dem von den ÜNB bereits für 2011 ermittelten Wert (ohne Nachzahlung für 2010). Anders als in der Mittelfristprognose der ÜNB für die Jahre 2012 bis 2015 (vgl. www.eeg-kwk.net) wird hier für die Folgejahre von keinem nennenswerten weiteren Anstieg der Differenzkosten ausgegangen; insbesondere aufgrund deutlich niedrigerer Annahmen bzgl. des erwarteten PV-Ausbaus.

schutzes gleichrangig neben wirtschafts- und sozialpolitische Interessen stellt, als notwendige und langfristig nützliche Maßnahmen gesehen und so den Bürgern vermittelt werden.

7 Schlussfolgerungen

7.1 In den Szenarien kann im Zeitraum 2010 bis 2050 eine **Minderung der CO₂-Emissionen** von insgesamt 596 Mio. t CO₂/a (Basisszenario 2010 A) bis 644 Mio. t CO₂/a (Szenario B-100%-S/H2) erreicht werden. Die Bruttominderung unter Einbeziehung der Kompensation für die wegfallende Kernenergie beläuft sich im Basisszenario 2010 A auf 702 Mio. t CO₂/a (**Abbildung 15**; Szenario B-100%-S/H2 = 750 Mio. t CO₂/a). Die beiden Strategien „Effizienzsteigerung“ und „Ausbau der EE“ sind in diesem Zeitraum in ihrer Bedeutung etwa gleichwertig. Die Effizienzsteigerung erbringt eine (Brutto-)Minderung von 400 Mio. t CO₂/a, der EE-Ausbau von 302 Mio. t CO₂/a (bzw. 350 Mio. t CO₂/a im Szenario B-100%-S/H2). Zwei Segmente ragen in ihrer Bedeutung dabei heraus. Zum einen ist dies der **„Ausbau der EE in der Stromversorgung“ (1)** zum anderen die **„Steigerung der Energieeffizienz im Wärmebereich“ (2)**. Ein weiteres wichtiges Segment stellt die „Effizienzsteigerung im Stromsektor“ (3) dar. Damit sind bereits 75% der Gesamtminderung erbracht. Es folgen die Segmente „Weitere Effizienzsteigerung im Verkehrssektor“ (4), „Ausbau der EE im Wärme-sektor“ (5) und „Ausbau der EE im Verkehrssektor“ (6). Von den im Jahr 2050 verbleibenden CO₂-Emissionen in Höhe von 152 Mio. t CO₂/a kommen nur noch 23 Mio. t CO₂/a aus der Strombereitstellung und 56 Mio. t CO₂/a aus dem Verkehr. Der Wärmesektor verursacht dann mit 73 Mio. t CO₂/a nahezu die Hälfte der restlichen Emissionen.

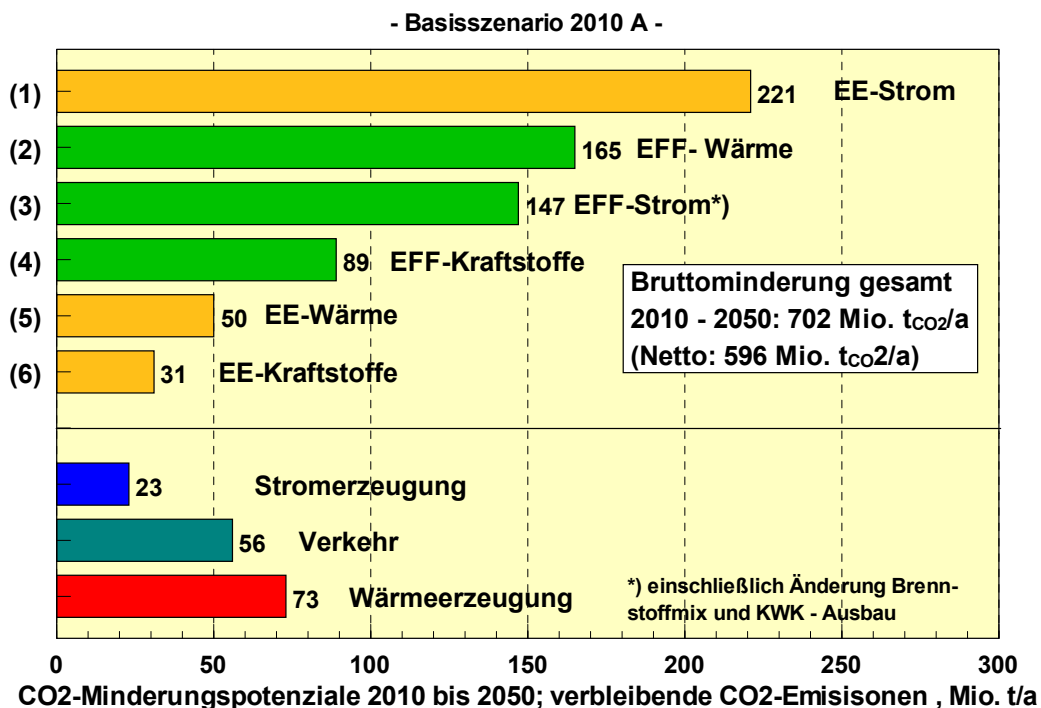


Abbildung 15: Beitrag einzelner Segmente der Energieversorgung zur CO₂-Minderung zwischen 2010 und 2050 im Basisszenario 2010 A und verbleibende Restemissionen in 2050 nach Sektoren

7.2 Die Anteile der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch sind in **Tabelle 8** den Zielvorgaben des Energiekonzepts gegenübergestellt. Beim Bruttoendenergieverbrauch zeigen die Basisszenarien, dass die Zielwerte 2020 bis 2040 um 3 bis 5 Prozentpunkte übertroffen werden können. Im Jahr 2050 ist der Unterschied mit 9 Prozentpunkten naturgemäß im Szenario B 100%-S/H2 deutlich. Die EE-Anteile am Bruttostromverbrauch sind in den Basisszenarien durchweg deutlich höher. Da auch der Nenner „Bruttostromverbrauch“ in den Szenarien höher ist, erfordern die Zielvorgaben des Energiekonzepts – unter der Voraussetzung, dass die dortigen Effizienzziele beim Strom erreicht werden – einen deutlich geringeren Ausbau der EE-Stromerzeugung als er in den Basisszenarien dargestellt wurde. Das wird in den Szenarien zum Energiekonzept bestätigt. Der EE-Ausbau im Strombereich liegt in den Basisszenarien 2010 A bzw. C im Jahr 2050 um 33% über dem höchsten Wert der Szenarien zum Energiekonzept. Das nur noch langsame Wachstum der EE-Stromerzeugung nach 2020 in den Szenarien zum Energiekonzept ist mit den Anforderungen eines stabilen Inlandsmarktes und daraus ableitbarer dynamischer Teilnahme an dem wachsenden globalen EE-Markt nicht vereinbar.

Tabelle 8: EE-Anteile der Szenarien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch im Vergleich zu den Zielwerten des Energiekonzepts

	EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch (%)				EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (%)			
	Energie-konzept	Basis A (C)	Basis B	B-100% - S/H2	Energie-konzept	Basis A (C)	Basis B	B-100% - S/H2
2020	18	21,2	21,2	21,2	35	40,0	40,0	40,0
2030	30	33,3	33,8	35,3	50	64,7	65,0	66,0
2040	45	46,7	47,6	50,3	65	82,6	82,8	85,1
2050	60	60,0	61,7	69,2	80	86,2	86,3	100

7.3 Die erfolgreiche Umsetzung der zu erbringenden CO₂-Minderungen in den einzelnen Segmenten erfordert in der Regel die Kombination beträchtlicher struktureller Veränderungen, den Einsatz vielfältiger energiepolitischer Maßnahmenbündel mit gezielten Anreizen für viele Einzelakteure sowie die **Überwindung zahlreicher Hemmnisse** und Einzelinteressen. In Kapitel 7 der Langfassung (Seiten 160 bis 171) sind die in der Untersuchung gewonnenen Erkenntnisse und Empfehlungen zu den jeweiligen Segmenten ausführlich erläutert. Auf die wichtigsten Punkte wird hier schlaglichtartig hingewiesen.

(1) Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen

- A) Der weitere Zubau von EE-Anlagen ist aus technischer Sicht weitgehend gesichert.
- B) Das EEG muss als wirksamstes Instrument erhalten bleiben, solange der Leitpreis im Strommarkt (Börsenpreis) nicht die Vollkosten der Strombereitstellung wiedergibt. Der Einspeisevorrang für EE ist dauerhaft sicherzustellen.
- C) Eine Anpassung der Ausschreibungsbedingungen für Regelenergie ist notwendig.
- D) Das Stromnetz muss beschleunigt ausgebaut werden; längerfristig sind Strom-, Gas- und Wärmenetze „intelligent“ miteinander zu verknüpfen.

- E) Längerfristig sind konventionelle Kraftwerke so anzupassen, dass sie optimal in ein vernetztes und flexibles System aus Stromerzeugern, Speichern, Netzen und Lastmanagement bei Verbrauchern eingebunden werden können.
- F) Die Laufzeitverlängerung von Kernenergie erfordert die Stilllegung fossiler Altkraftwerke in großem Umfang.
- G) Die anzustrebende Ausweitung der KWK ist mit Effizienzsteigerungen und dem EE-Ausbau längerfristig genau abzustimmen.
- H) Die Preisgestaltung auf dem Strommarkt muss grundsätzlich überdacht werden; vom Grundsatz her müssen die Vollkosten aller Optionen in den Marktpreisen enthalten sein.
- I) Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Energiepreisen sollten sich aus Vorsorgegründen und wegen einer stärkeren Anreizwirkung auf den notwendigen Strukturwandel eher im oberen Segment von Prognosen bewegen.

(2) Effizienzsteigerung im Wärmebereich, insbesondere Gebäudesanierung

- A) Die Zielsetzungen für die energetische Sanierung des Gebäudebestands müssen neben den technischen Möglichkeiten auch ökonomisch sinnvolle Grenzen berücksichtigen.
- B) Die energetischen Sanierungsraten von Gebäuden muss beträchtlich gesteigert werden.
- C) Die Möglichkeiten der Wärmebedarfsdeckung durch Kraft-Wärme-Kopplung, Solarkollektoren und Erd- und Umgebungswärme müssen in einem ausgewogenen Verhältnis zu den Möglichkeiten von Gebäudesanierungs- und Dämmmaßnahmen stehen.
- D) Der industrielle Prozesswärmebereich verfügt ebenfalls noch über beträchtliche Effizienzpotenziale.

(3) Effizienzsteigerung im Strombereich

- A) Geeignete Maßnahmen sind die Einrichtung eines Effizienzfonds, die Kennzeichnungspflicht für Geräte sowie Mindeststandards für Motoren, Pumpen und andere häufig genutzte Aggregate.
- B) Empfehlenswert ist die Angabe der Gesamtkosten von Geräten (Anschaffungs- und Verbrauchskosten über eine mittlere Lebensdauer).
- C) Weitere Anreize für betriebliche und kommunale Energiekonzepte und zur Verstärkung des Einspar-Contractings sind erforderlich.
- D) Die beschleunigte Substitution von Elektrospeicher- und -direktheizungen ist zwingend notwendig.

(4) Effizienzsteigerung im Verkehr

- A) Weitgehende Ausnutzung technischer Effizienzpotenziale bei Antrieben, Leichtbau, Aerodynamik und Rollwiderstand, sowie die generelle Hybridisierung sind erforderlich.
- B) Anreize zur Verschiebung des Fahrzeugparks zu kleineren bzw. leichteren Fahrzeugen sind zu verstärken (u. a. Tempolimit, steuerliche Anreize bzw. Belastungen).
- C) Ehrgeizige CO₂-Grenzwerte sind konkret vorzugeben und einzuhalten.
- D) Beträchtliche Verlagerungen des Güterverkehrs auf die Schiene (~Verdopplung) sind erforderlich; dazu sollte die Investitionspolitik der Deutschen Bahn grundsätzlich überdacht werden.

(5) EE-Ausbau im Wärmesektor

- A) Zur Erschließung größerer EE-Potenziale ist es erforderlich, den Beitrag von Nahwärmeversorgung deutlich zu steigern.
- B) Kommunen sollten verpflichtet werden, flächendeckende Wärmenutzungspläne bzw. Energiekonzepte zu erstellen, in denen quartiersbezogen die jeweils zweckmäßigsten Kombinationen von Gebäudedämmung, Einzel- und Nahwärmeversorgungen auf fossiler KWK-Basis und mittels Erneuerbarer ermittelt und bei Neuinvestitionen verbindlich festgelegt werden.
- C) EEWärmeG und MAP entwickeln nicht die notwendige Dynamik, die für ein schnelles EE-Wachstum erforderlich sind; es sollte ein budgetunabhängiges Förderinstrument eingeführt werden.
- D) Der flexible Einsatz von KWK-Anlagen ist technisch vorzubereiten (Wärmespeicher) und wirtschaftlich anzureizen, um auch zukünftig eine sinnvolle Auslastung bei gleichzeitig stromoptimiertem Betrieb zu ermöglichen.

(6) EE-Ausbau im Verkehrssektor

- A) Zur Ablösung fossiler Kraftstoffe stehen prinzipiell drei Optionen zur Verfügung: Biokraftstoffe, direkte Nutzung von EE-Strom in Elektro- und Hybridfahrzeugen und aus EE-Strom hergestellte chemische Energieträger wie Wasserstoff oder Methan.
- B) Biokraftstoffe sind kurz- bis mittelfristig einsetzbar und haben hinsichtlich der erzielbaren Ausbeuten und der einsetzbaren Biomassen noch Entwicklungspotenziale, sie haben aber eine deutliche Potenzialgrenze.
- C) EE-Strom und chemische EE-Energieträger sind potenziell kaum begrenzt, ihre Nutzung im Verkehr erfordert aber noch weitere Entwicklungsschritte und kostensenkende Innovationen.
- D) Die Verknüpfung des EE-Stromangebots mit seiner direkten Nutzung in Fahrzeugen und der Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe eröffnen interessante Möglichkeiten sowohl für das Stromlastmanagement als auch für das Erreichen sehr hoher EE-Anteile im Verkehr.

7.4 Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, die ökonomischen Risiken einer stark importabhängigen 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 dürften es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche und wirtschaftliche Akteure für den **notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung** in Richtung erneuerbare Energien zu gewinnen. Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung gemacht worden. Es besteht ein weitgehender Konsens darüber, dass **erneuerbare Energien „eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung“** sein müssen und sich langfristig zur dominierenden Energiequelle entwickeln.

Es gilt allerdings noch mehr als bisher auch die volkswirtschaftlichen Vorteile eines deutlich effizienteren Umgangs mit Energie und eines strukturell konsequenten Ausbaus erneuerbarer Energien sichtbar zu machen. Daraus kann sich eine Eigendynamik entwickeln, die eine kluge Energiepolitik nutzen kann, um die erforderlichen **„Leitplanken“ für die Weiterentwicklung der Energieversorgung** noch präziser zu definieren und noch bestehende Widersprüche und daraus folgende Umsetzungshemmnisse auszuräumen.

Summary of the findings of the Lead Study 2010

1 Introduction

For about a decade, climate policy and the development of renewable energies (RE) have been more and more on the political agenda in Europe and Germany. This study continues analyses which were started ten years ago by the department of Systems Analysis and Technology Assessment of the German Aerospace Center (DLR) together with various partner institutions. These earlier energy scenario studies focused on the generation of a consistent data base reflecting the long-term implementation of renewable energies and the structure of the energy system as a whole. The structural and economical effects of this development were derived and discussed. In the current ongoing project, **a much deeper analysis of possible structures of the future energy supply system** is carried out. This in-depth analysis by the project partners DLR, Stuttgart and Fraunhofer IWES, Kassel consists in applying a comprehensive dynamic and, in part, spatially resolved simulation of the electricity supply network. This in-depth analysis is necessary to show in a comprehensive and robust way the effects of considerably increasing renewable shares in the energy supply, and is a prerequisite for drawing up scenarios for a supply entirely from renewable sources. This study is the third publication resulting from the ongoing project, which runs from 2009 to 2011, after the “Leitszenario 2009” (Lead Scenario 2009) and the report “EEG-Wirkungen bis 2030” (EEG effects until 2030).

2 Given conditions

2.1 Based on the previous Lead Scenarios 2007 to 2009, different variants of the “Baseline Scenario 2010” are defined and calculated:

- **Baseline Scenario 2010 A:** Previously specified operating lives of the German nuclear power plants are retained. The share of electric vehicles in passenger transport (person kilometres) reaches 33% in 2050.
- **Baseline Scenario 2010 B:** Previously specified operating lives of the German nuclear power plants. The share of electric vehicles in passenger transport (person kilometres) reaches 66% in 2050. The resulting higher power demand compared to variant A is met by the installation of additional generation capacity from renewables.
- **Baseline Scenario 2010 C:** Extension of operating lives (graduated, 12 years on average) of the German nuclear power plants according to the decision of the German government of 5 September 2010. All other assumptions, especially RE development pathways, are the same as in Baseline Scenario 2010 A. As scenario analyses have already started in 2009, the scenarios A and B are presented in more detail than scenario C which was calculated in a very limited time frame. However, scenario C will be the basis for further scenario analysis in this project.

In addition, a scenario for a 100% RE power supply by 2050 is derived and calculated from the Baseline Scenario 2010 B (**Scenario B 100%-S/H₂**). Hydrogen is used as a chemical energy storage medium in the 100% RE scenario. In addition, prospects for close meshing of the electricity and gas grids by generating and using renewable methane are outlined.

The scenarios show how the climate protection strategy outlined in the German government's Energy Concept can be implemented gradually. They extend the range of energy

scenarios prepared for this Energy Concept. In part, they follow the same strategies, but also add differing approaches. The target-oriented Baseline Scenarios show how the principal objective of climate policy - the reduction of CO₂ emissions by 85%, and of all greenhouse gas emissions by 80% by 2050 (compared to emissions of 1990) - can be achieved. In addition, they show how the targets for expansion of renewables defined in the Energy Concept can be met.

2.2 The fundamental **demographic, structural and economic assumptions** for the Baseline Scenarios, which determine the level of economic activity and thus the demand for energy, correspond largely to those made for the German government's Energy Concept. So there is good comparability, especially as other recent scenarios use similar assumptions on given conditions. In the Baseline Scenarios the GDP was assumed to grow between 2009 and 2020 by 1.1% per year on average and between 2020 and 2050 by 0.85 % per year on average. GDP is therefore about 50% higher in 2050 than in the year 2009.

2.3 Required growth rates of energy productivity (in GDP/MJ) can be derived from the expected growth of economic activities, and from the intended reduction of energy consumption for reasons of climate protection and for resource efficiency. On the long-term average, primary energy productivity increased by 1.8% per year in the past. An increase of the average **growth rate of primary energy productivity to 2.7% per year up to 2020** was assumed in the Baseline Scenarios 2010 (growth rate related to final energy productivity: 2.1%/yr). This 50% higher growth rate requires a significant and much more ambitious implementation of efficiency measures in all sectors. After 2020, efforts to improve energy efficiency have to continue, in order to achieve a further reduction of primary energy consumption. Energy productivity should increase further between 2020 and 2030 by ~2.5%/yr.

2.4 Gross electricity consumption decreases in the Baseline Scenarios by 8% by 2020 (567 TWh/yr), compared to the consumption of 2008 (615 TWh/yr) and decreases further to around 535 TWh/yr by 2030. Consumption remains approx. constant afterwards (graph in **Figure 1** for Baseline Scenario A without electricity for hydrogen production). The growth of new and additional consumers such as electric-powered vehicles and heat pumps in the scenarios and the growth of electricity demand in rail transport are compensated by further efficiency improvements in other sectors. In the Baseline Scenarios 65% of the electricity in the year 2030 is generated from renewable sources of energy. This framework promotes the strong development of the "new" electricity consumers and enables **new applications for electric power to be developed**. Hydrogen generation via electrolysis develops as an additional new consumer of renewable power after 2030. This leads to an extra power demand of 100 TWh/yr in 2050. The target in the Energy Concept (from Sept. 2010) to reduce electricity consumption by 25% by 2050 could not be considered because scenario analyses have already started in 2009. The target will be considered in the following process.

2.5 Assumptions about the **development of the prices of fossil fuels and CO₂ emission allowances** specify key parameters for the future development of mobility costs, electricity and heat tariffs, and thus also for the assessment of the costs of the expansion of renewables. The assumptions in this study are based (with small modifications) on the **price paths A: significant increase and B: moderate increase** defined and applied in the Lead Study 2008. The development of fuel prices free at power plant is shown in **Figure 2** in comparison to assumptions of the Öko-Institut and for the German government's Energy Concept.

Price path A and B define a corridor of increasing fuel prices in which assumes a cost increase between 2009 and 2050 by a factor of about 1.7 (Path B) or of about 3 (Path A), in real terms, over 2009 prices. The price increases for hard coal (anthracite) and natural gas used for power generation are much higher than in the energy scenarios for the German government's Energy Concept.

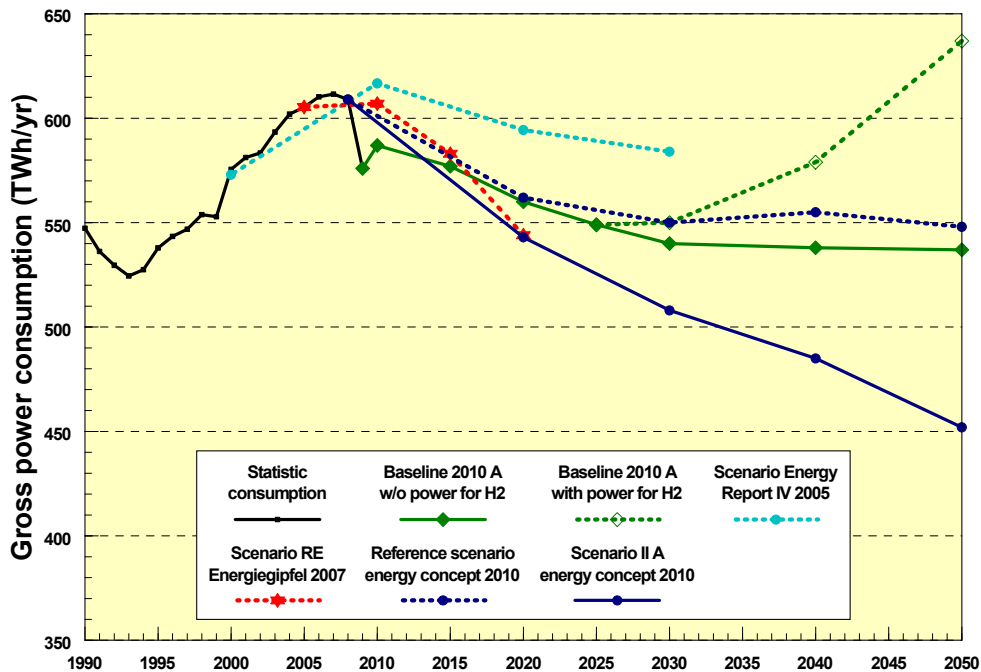


Figure 1: Current gross power consumption and assumptions about future consumption in the Baseline Scenario 2010 A, compared to other studies.

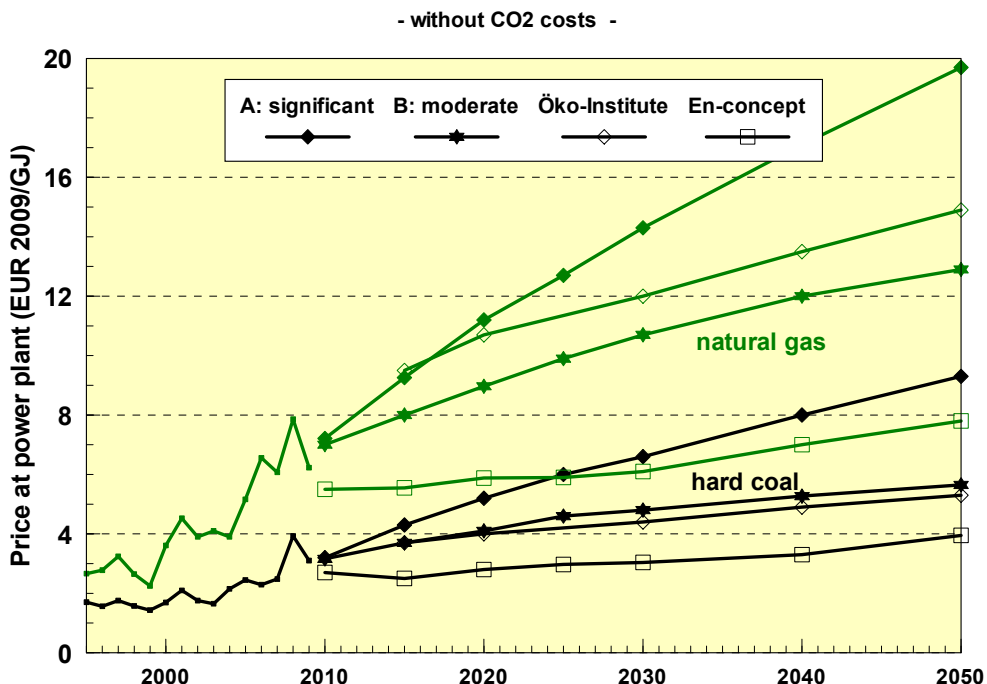


Figure 2: Fuel prices free at power plant representing the price developments A and B of the Baseline Scenarios compared to assumptions of the Öko-Institut and the energy scenarios for the energy concept 2010 of the German government.

Furthermore, assumptions about the price development for CO₂ allowances are of great importance. The CO₂ prices assumed for the Baseline Scenarios are for the price path A (price development B in parentheses) for 2010: €₂₀₀₇ 25/t CO₂ (21); for 2020: 40 (31), for 2030: 52 (36), for 2040: 62 (42) and for 2050: 73 (47).

3 Baseline Scenarios 2010

3.1 The Baseline Scenarios show significant changes in the field of energy conversion by 2050. Energy losses in conversion are significantly reduced due to the increasing share of power generation from renewables and the consequent strong decrease of thermal (condensing) power plants. In Baseline Scenario 2010 A their share is reduced from 75% today (fossil-and nuclear) to 47% by 2020 and to 20% by 2030. In 2050, electricity from thermal power plants plays a significant role only in flexible gas-fired power plants providing firm capacity to the grid. The other fossil-fuel power plants (gas and coal) will be used for cogeneration (combined-heat-and-power plants). Their contribution to the power supply increases up to 2030 by 65% compared to 2009, reaching a maximum then. After this, most electricity will be generated from renewable sources of energy. This development, combined with the implementation of ambitious efficiency measures on the demand side results in a **significant decrease in primary energy consumption** (see Figure 3). Consumption in the Baseline Scenario 2010 A decreases by 2020 to 84% and by 2050 to 56% of the demand in 2009.

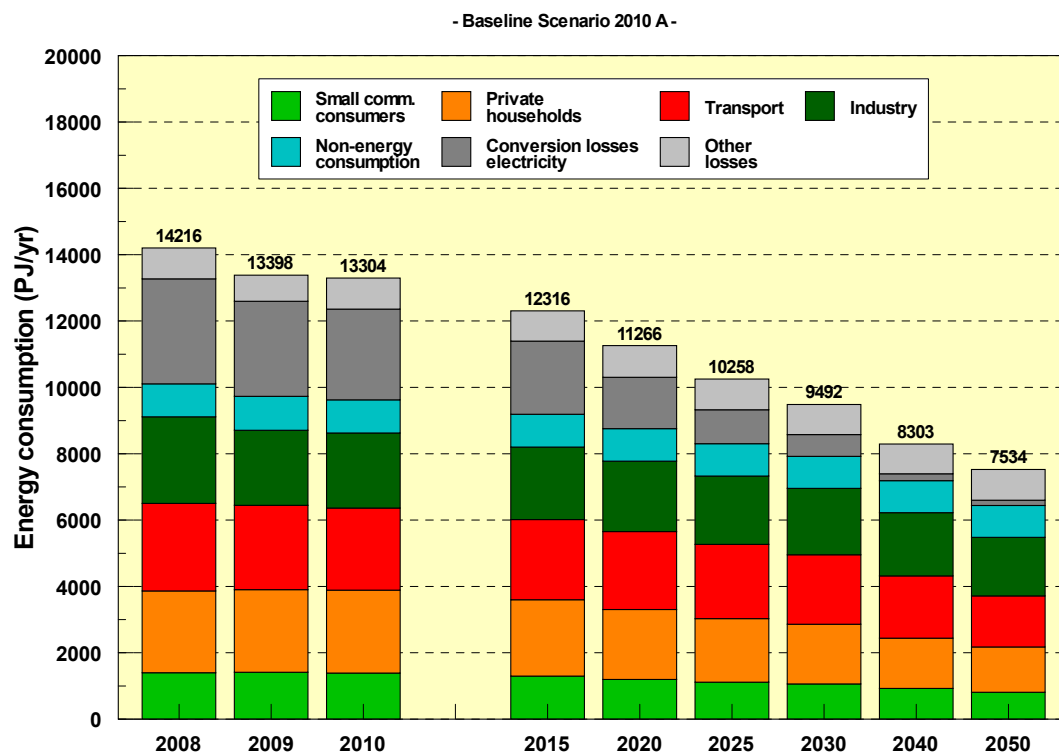


Figure 3: Development of the final and primary energy demand, Baseline Scenario 2010 A.

3.2 The total **decrease of final energy demand** between 2009 (temperature-adjusted) and 2020 amounts to 1060 PJ/yr (i.e. -12%). The largest contribution to this comes from efficiency measures in private households, which result in a decrease of energy demand of 480 PJ/yr. The second important contribution of 245 PJ/yr is achieved in the small commercial sector (commerce, business and services) followed by transport with 190 PJ/yr con-

sumption reduction. In the long term, the assumed energy-related modernisation of the entire building stock has a significant effect on energy demand. Total final energy demand decreases by 2050 by 38% compared to the 2009 level. The reduction in private households amounts to 47%, in small commercial consumers 44%, in transport 40% and in manufacturing industry 22%. By 2020, the imports of fossil-fuel energy can be reduced to 7565 PJ/yr, the import ratio decreases to 67% (2009: 9640 PJ/yr; import ratio 72%). In the year 2050, 3400 PJ/yr fossil fuel imports will amount to only 32% of today's volume, representing an import ratio of 45%. The **decrease of energy imports** is connected to a significant reduction in the carbon intensity of fossil energy consumption. Imported renewable power from the European interconnected grid (possibly also connected with Northern Africa and Eastern Europe) amounts to 445 PJ/yr in 2050 (equivalent to 124 TWh/yr electricity) and leads to an overall import ratio of 52%.

3.3 Avoided CO₂ emissions amount to 596 million tonnes CO₂ per year (mt CO₂/yr) by 2050 (compared to 2009) in the Baseline Scenario 2010 A. This results in an **85% reduction in CO₂ emissions over the 1990 level**. Increases in efficiency account for 294 mt CO₂/yr of this reduction, and the ongoing expansion of renewables for 302 mt CO₂/yr. So the full implementation of both strategies is required for developing a climate-friendly energy supply on time and for the long term. Due to the nuclear phase-out assumed in the Baseline Scenario 2010 A and the resulting slower reduction of CO₂ emissions in the power sector, the CO₂ reduction in the heating sector of 41% (compared to 2009) is of great importance in the medium term for reaching the interim target in 2020. Of the total CO₂ reduction of 596 mt CO₂/yr by 2050, 44% comes from power generation, 36% from the heating sector, and 20% from transport. **Total greenhouse gas emissions** are reduced in the Baseline Scenarios by 81% by 2050 (compared to 1990).

3.4 The renewable share of primary energy consumption reaches 19% by the year 2020 in the Baseline Scenario 2010 A (physical energy content method (IEA method)). The different areas of application contribute in varying degrees to the renewable share, with much the greatest contribution coming from electricity generation. By 2020, renewable energies cover 40% of gross power consumption, 18.1% of final energy demand for heating (without electric heating) and 10.3% of the total fuel demand in transport. The share of renewables in total final energy consumption in 2020 is about 22%. The target value of 18% of gross final energy demand in 2020 required by the EU Directive is exceeded at 21.2%. After the year 2020, renewables **start being the major source of energy**. Their share of primary energy increases by 2050 to almost 55%. Thus the structural transformation of the energy supply is already far advanced. 86% of electricity (gross electricity consumption) is generated from renewable sources. A good half of the heat demand is covered by renewables. In the transport sector too, the renewable share is already considerable, amounting to 42% (without electricity) of the total fuel demand (see **Table 1**).

3.5 The renewable contribution to the energy supply increases from 94.8 TWh/yr in 2009 to 227 TWh/yr in 2020, corresponding to a renewable share of 40%. Having an average growth rate of 18%/yr, photovoltaics have the strongest increase in capacity during this period, with some very steep increases in the short term. This value corresponds roughly to wind power growth in the past decade. Renewable power supply continues to grow after 2020, having an average annual growth rate of 4%. In 2030, renewable sources cover 65% of electricity supply. The dynamics of renewables growth is mainly a result of the development of wind power and solar energy (photovoltaics and solar thermal power generation).

Biomass use for power generation is limited due to the determination to avoid biomass imports and to use only domestic biomass potential. Therefore power generation from biomass reaches its maximum of about 60 TWh/yr around 2030.

Table 1: Key data of the Baseline Scenario 2010 A, especially renewable energy shares.

	2008*)	2009*)	2010	2020	2030	2040	2050
primary energy [PJ/yr]	14216	13398	13304	11266	9492	8303	7534
primary energy RE [PJ/yr] ¹⁾	1147	1163	1270	2132	2957	3661	4128
RE share primary energy [%]	8.1	8.7	9.5	18.9	31.2	44.1	54.8
final energy [PJ/yr]	9098	8714	8630	7783	6958	6228	5485
final energy RE [PJ/yr]	841	876	945	1710	2411	3021	3418
RE share final energy [%]	9.2	10.1	11.0	22.0	34.6	48.5	62.3
RE share gross final energy [%] **)	8.9	9.7	10.6	21.2	33.3	46.7	60.0
electricity consumption [PJ/yr]	1906	1793	1822	1728	1667	1670	1678
electricity consumption RE [PJ/yr]	335	341	373	793	1167	1488	1546
RE share electricity [%]	17.6	19.0	20.5	45.9	70.0	89.1	92.1
heat consumption [PJ/yr] ²⁾	4606	4435	4391	3787	3316	2822	2450
heat consumption RE [PJ/yr]	374	414	434	684	919	1125	1298
RE share heat [%]	8.1	9.3	9.9	18.1	27.7	39.9	53.0
motor fuel consumption [PJ/yr] ³⁾	2589	2486	2417	2268	1975	1735	1358
motor fuel consumption RE [PJ/yr]	132	121	138	233	325	408	574
RE share motor fuel [%]	5.1	4.9	5.7	10.3	16.5	23.5	42.3
gross power generation [TWh/yr] ⁴⁾	615	582	594	567	558	587	645
RE power generation [TWh/yr]	93.3	94.8	108	227	361	485	556
RE share gross power [%]	15.2	16.3	18.2	40.0	64.7	82.6	86.2
primary energy [PJ/yr]	14216	13398	13304	11266	9492	8303	7534
petroleum	4905	4670	4686	3806	3022	2476	1756
coal ⁵⁾	3483	3156	3028	2230	1130	373	187
natural gas, petroleum gas, methane	3058	2937	2902	2803	2383	1793	1463
fossil-fuel energy, total	11446	10763	10616	8839	6535	4643	3407
nuclear power	1623	1472	1418	295	0	0	0
CO ₂ emissions [mt CO ₂ /yr]	797	739	729	585	394	243	152
reduction since 1990 [%] ⁶⁾	20.3	26.1	27.1	41.5	60.6	75.7	84.8
reduction by RE [mt CO ₂ /yr]	109	110	119	217	291	379	411
GHG emissions [mt CO _{2eq} /yr] ⁷⁾	988	905	893	710	498	336	233
reduction since 1990 [%]	18.4	25.3	26.3	41.4	58.9	72.3	80.7

¹⁾ primary energy (physical energy content method)

²⁾ fuels only, i.e. without electric heating

³⁾ motor fuel consumption for road transport, rail and air transport, shipping; without electricity

⁴⁾ gross power consumption including electricity from pumped storage; incl. H₂ generation after 2030

⁵⁾ including other fossil fuels; including fossil-fuel power net import (without RE import)

⁶⁾ 1990 = 1000 mt CO₂/yr (energy related emissions and blast furnaces)

⁷⁾ including land use change (LULUCF; 1990 = 1211 mt equiv. CO₂/yr)

*) Data as at end August 2010. By BMU / AGEE-Stat subsequently published information on RE (see <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) may vary because of their periodical update.

**) gross final energy consumption = final energy + grid losses + station service heat and power in power and c.h.p. plants

The import of electricity from renewables starts to play a significant role for total power generation from renewable after 2020, as part of an interconnected European grid. In 2030, 19 TWh/yr is imported, corresponding to 6% of power from renewables consumed in Germany and 3.3% of total power demand in Germany. By 2050, electricity imports increase to 124 TWh/yr, or 19% of total power demand.

3.6 The utilisation of fossil-fuel power plants declines from average full-load hours of 5400 h/yr in 2009 to around 5000 h/yr in 2020, due to the dynamic development of renewable capacities. In the long term, this effect increases and results in full-load hours of about 3770 h/yr in 2030 and around 2000 in 2050. In contrast, the average utilisation factor of all renewable energy technologies increases due to the strong growth of offshore wind power and the increasing imports of RE power from areas with higher potential. Average RE full load hours in 2030 are about 2200 h/yr and reach 2850 h/yr in 2050. This reflects a **certain balancing out of the RE supply** which facilitates its integration into the power supply system.

3.7 As a result of the declining utilisation rates, the **installed capacities** of fossil-fuel condensing power plants will be reduced (**Table 2**). The total capacity of pure condensing power plants decreases from today's 60 GW to 48 GW in 2020 and to 29 GW in 2030. In 2030, this capacity is then only slightly larger than the total capacity of fossil-fuel cogeneration plants, that will – according to the official expansion target – rise to 25.7 GW in 2030. In Baseline Scenario 2010 A a total of 27 GW fossil-fuel capacity is decommissioned by 2020. New construction of fossil-fuel power plants has to be limited to 18 GW (of which 11 GW in CHP plants). In 2050, the remaining fossil-fuel capacities will be around 40 GW, mainly to generate balancing power for equalising fluctuations of the renewable power supply.

Table 2: Capacities of thermal power and CHP plants in the Baseline Scenario 2010 A.

GW	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
coal	52.8	52.8	51.1	42.9	27.6	14.2	9.6
- of which thermal PP	40.6	40.2	39.4	30.8	16.3	5.3	3.8
- of which CHP	12.2	12.6	11.7	12.1	11.3	8.9	5.8
natural gas/oil	28.0	27.0	26.8	29.3	26.8	28.3	29.9
- of which thermal PP	20.9	19.9	18.6	17.3	12.4	12.4	12.4
- of which CHP	7.1	7.1	8.2	12.0	14.4	15.9	17.5
total fossil-fuel capacity	80.8	79.8	77.9	72.2	54.4	42.5	39.5
- of which thermal PP	61.5	60.1	58.0	48.1	28.7	17.7	16.2
- of which CHP	19.3	19.7	19.9	24.1	25.7	24.8	23.3
total CHP (incl. biomass and geothermal energy)	23.5	24.3	25.0	32.3	35.7	36.0	35.5
nuclear power	21.4	21.4	19.6	4.0	0	0	0
total renewable capacities *)	38.4	44.5	55.5	111.2	147.9	174.2	185.0
total capacities	140.6	145.7	153.0	187.4	202.3	216.7	224.5

*) without capacities of waste-to-energy plants using biogenic wastes

3.8 Nuclear phase-out is delayed in the **Baseline Scenario 2010 C**, in accordance with the decision of the German government of 5 September 2010, by 8 to 14 years (average 12 years). All other assumptions and basic conditions and the renewable power generation remain unchanged in this scenario variant. Hence, around 113 TWh/yr more electricity from

nuclear power is generated in 2020 compared to the Baseline Scenario 2010 A and correspondingly less fossil-fuel power generation is required. The resulting **installed power plant capacities** are shown in **Table 3** (see Table 2 for Baseline Scenario 2010 A). In 2020, only 28 GW capacity of fossil-fuel thermal power plants is required, and 39 GW of large fossil-fuel power plants have to be decommissioned by that time, and new capacities of at most 7.6 GW in larger fossil-fuel power plants can be installed in this period. They should only be constructed as CHP plants. The 14.8 GW capacities which are currently planned or under construction and which are expected to go on line by 2015 already well exceed this “acceptable” quantity. Therefore, if they are commissioned, their economic viability is not certain, because their utilisation factor will be too low. Municipal power utilities and other independent power producers are aware of these economic risks. If the **Renewable Energy Sources Act** remains unchanged – which is essential for the further development of renewable energies – the scope for fossil-fuel power plants would be further reduced by the expansion of capacity from renewables. The discussions about the term and further refinement or modification of the Renewable Energy Sources Act will thus also be determined by the extent to which “old” fossil-fuel power plants are actually decommissioned. If the decommissioning of fossil-fuel capacities is not extensive enough, the resulting “excess” of conventional capacities (especially base load) could increase the pressure for a reduction in “excess” power from renewables.

Table 3: Capacities of thermal power and CHP plants in the Baseline Scenario C.

GW	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
coal	52.8	52.8	50.4	31.5	18.8	14.5	10.1
- of which thermal PP	40.6	40.2	38.7	20.1	7.9	5.5	3.5
- of which CHP	12.2	12.6	11.7	11.4	10.9	9.0	6.6
natural gas/oil	28.0	27.0	25.0	19.0	18.9	25.5	28.9
- of which thermal PP	20.9	19.9	16.8	7.9	6.3	11.1	13.1
- of which CHP	7.1	7.1	8.2	11.1	12.6	14.4	15.8
total fossil capacities	80.8	79.8	75.4	50.5	37.7	40.0	39.1
- of which thermal PP	61.5	60.1	55.5	28.0	14.2	16.6	16.6
- of which CHP	19.3	19.7	19.9	22.5	23.5	23.4	22.5
total CHP (incl. biomass and geothermal energy)	23.5	24.3	25.0	30.6	32.9	33.8	33.3
nuclear power	21.4	21.4	21.4	20.3	11.0	0	0
total renewable capacities *)	38.4	44.5	55.5	111.2	147.9	174.2	185.0
total capacities	140.6	145.7	152.3	182.0	196.6	214.2	224.1

*) without capacities of waste-to-energy plants using biogenic wastes

3.9 An ambitious efficiency strategy will have the greatest effect on the future final energy demand for heating. Total heat demand decreases up to 2050 to 2879 PJ/yr, being 60% of the demand in 2009 (**Figure 4**). The **renewables share in heat supply increases** from 414 PJ/yr or 9% to 684 PJ/yr or 18% in 2020. The resulting values for the year 2050 are 1300 PJ/yr or 53%. CO₂ emissions from heat supply will be significantly reduced from today’s 277 mt CO₂/yr to 73 mt CO₂/yr in 2050. This achieves a complete displacement of oil-fired heating in the heating market. The share of natural gas for direct heating is reduced to 40% of the current consumption. Therefore, enough natural gas is available for increased use in

combined-cycle power plants (CCGT) and decentralised CHP plants. The **share of grid-connected heating** (district and local heating) increases from today's 380 PJ/yr to 680 PJ/yr by 2030 and to 875 PJ/yr by 2050. Only about 1150 PJ/yr of fossil fuels will still be required in 2050, which corresponds to 30% of the current consumption.

3.10 Having an average growth rate of 5%/yr until 2020, the **renewables heating market grows much more slowly than the electricity market**. This results from less effective political instruments for market introduction compared to the electricity market. Despite the rather optimistic growth expectations for solar collectors and for ambient and geothermal heat, their contributions will not become as significant as biomass already is before about 2030. In the Baseline Scenarios, the heating supply from local-heating systems must grow more rapidly than the total amount, which represents another serious structural obstacle to the expansion of the supply of heat from renewables proposed in the scenario.

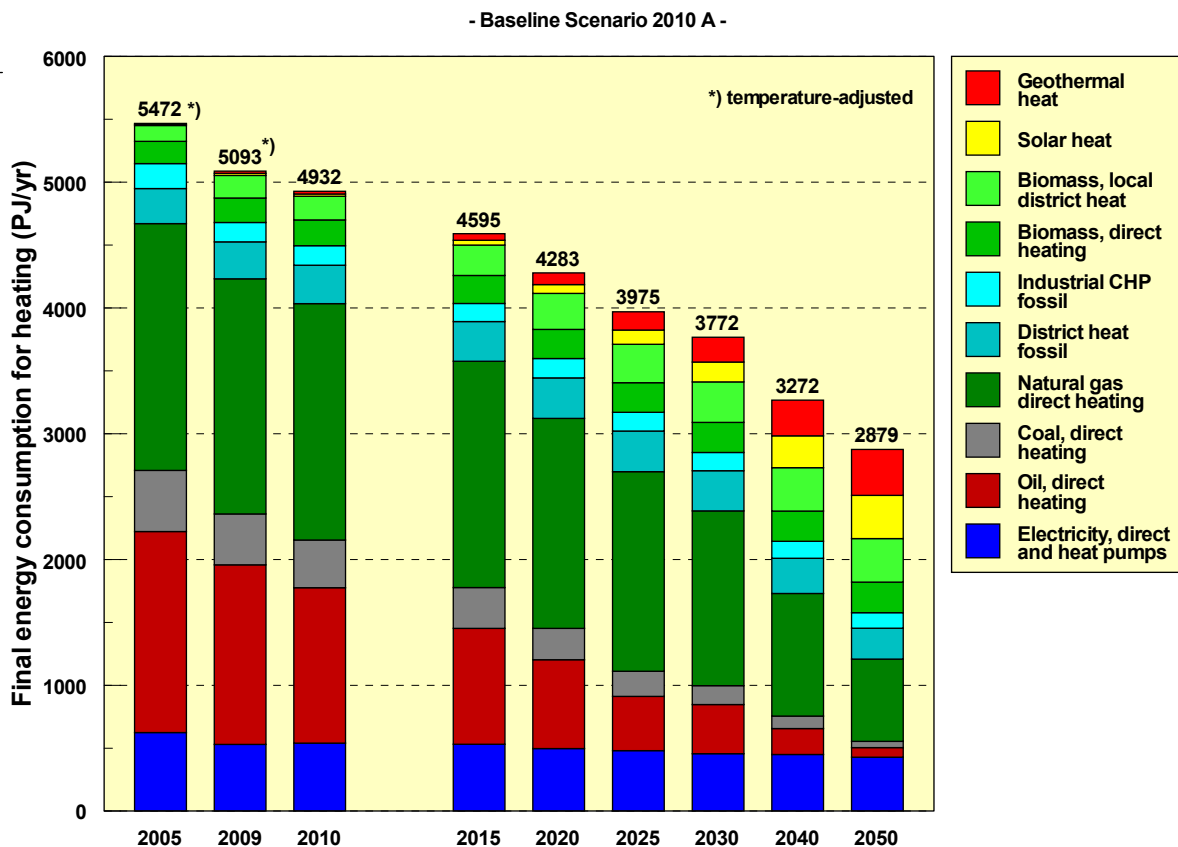


Figure 4: Final energy demand for heating in the Baseline Scenario 2010 A (including electric heating).

3.11 According to the Baseline Scenario 2010 A, annual installations of renewable heating plants have to reach 11 GW_{th}/yr in 2030 and around 16 GW_{th}/yr in 2050, i.e. three times the present value. Therefore, the market growth for renewable heating facilities **has to become even more dynamic** than was the case in the past for power generation from renewables. The entire array of support instruments has to be improved and to become more effective to achieve this development. In addition, there must be a greater focus on local commitment, that is in the field of municipal planning and implementation of heating concepts.

3.12 The final energy demand for passenger transportation decreases by 2020 by 18% to 1384 PJ/yr. This decrease accelerates afterwards due to the upsurge in efficient electric mobility (reaching 33% mobility share in private transport in 2050) and the decline in passenger traffic after 2030. In consequence, only 750 PJ/yr or 45% of current energy demand will be required in 2050. **Growth rates in goods traffic** mean that efficiency improvements in this sector only curbs the increase in consumption. The final energy demand of goods traffic will grow up to 2025 by another 11%, and will be 790 PJ/yr in 2050, only 12% below the current demand (2009: 900 PJ/yr). Total final energy demand in the transport sector falls by 8% by 2020 and to 1535 PJ/yr or 40% by 2050. Fossil motor-fuel consumption in 2020 will amount to 2035 PJ/yr, which corresponds to 86% of present fossil motor-fuel consumption. In 2050, it will be 780 PJ/yr, only one third of the current consumption. CO₂ emissions of the transport sector will drop from 177 mt CO₂/yr in 2009 by 68% to 57 mt CO₂/yr in 2050.

3.13 Renewable energy will cover 48% of **final energy consumption in transport** in 2050 according to the Baseline Scenario 2010 A (including RE share of railway traction power). The share of renewable motor fuels (biofuels and renewable hydrogen) of total motor-fuel consumption will then reach 42.3%. In 2020, the renewable share will reach 10.3% which approximately corresponds to the target reduction in GHG emissions of 7%. The resulting 11% renewable share of final energy consumption even exceeds the EU target of 10% by 2020 (**Table 4**).

3.14 Long-term development of electric mobility is accelerated in the Baseline Scenario 2010 B. In combination with the use of biofuels and renewable hydrogen, this leads to almost emission-free private transport in 2050. The scenario requires that in 2050 around 66% (Baseline Scenario 2010 A: 33%) of the private transport volume is covered by battery-electric and plug-in hybrid vehicles. The consequent lower final energy consumption means that larger amounts of biofuels and hydrogen from renewables can be provided for goods traffic, leading to a renewables share of 50% (Baseline Scenario 2010 A: 47%). This is a result of the lower overall energy demand in transport due to the significantly higher efficiencies of electric drive trains compared to combustion engines. Renewables cover around 55% of final energy demand for transport in 2050, including electricity from renewables (**Table 4 and Figure 5**).

3.15 In the Baseline Scenarios 2010 A and B the biofuels contribution, which for considerations of sustainable development is limited to 300 PJ/yr, is flanked by similar contributions for renewable hydrogen (or renewable methane produced from hydrogen and CO₂) and the direct use of renewable power for electric mobility. This reflects the uncertain perspectives of these three technological options in the transport sector. **All options have attractive potential** and possibilities for further development. Furthermore, chemical fuels produced with electricity from renewables (renewable hydrogen or methane) are generally required in an energy system with high, fluctuating proportions of energy from renewables. Therefore, it is presently too early to clearly favour one of these technologies. In other recent studies (**Table 5**) these options are weighted differently. Some scenarios assume a high or very high contribution from biofuels, and almost completely ignore the option of hydrogen and methane from renewables [WWF 2009, EWI 2010]; others consider a much higher input from electric mobility possible [BMU 2010c].

- Baseline scenario 2010 B -

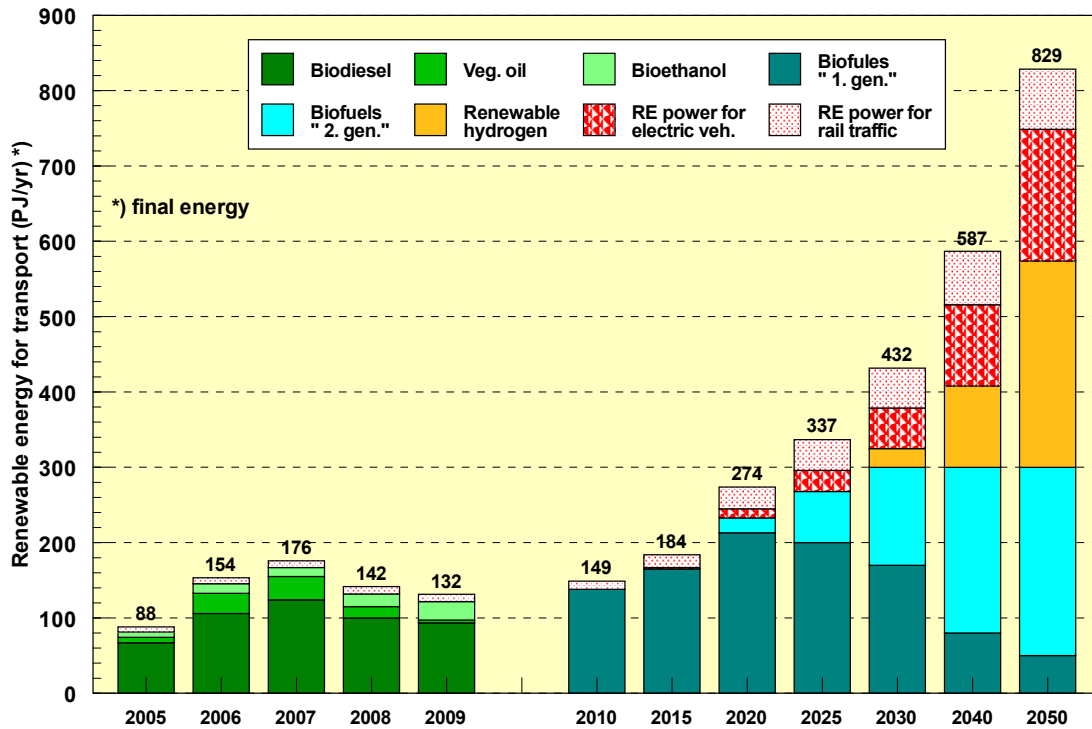


Figure 5: Renewable energies in transport, Baseline Scenario 2010 B.

Table 4: Renewable motor fuels and use of renewable electricity, Baseline Scenarios 2010 A/B.

in TWh/yr	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Baseline Scenario 2010 A									
biofuels	36.7	33.6	38.3	45.8	64.7	74.4	83.3	83.3	83.3
renewable hydrogen	-	-	-	-	-	-	7.0	30.0	76.0
RE fuels	36.7	33.6	38.3	45.8	64.7	74.4	90.3	113.3	159.3
power from renewables for electric mobility	0	0	0	0.5	2.8	4.9	9.6	17.1	24.7
power from renewables for other mobility *)	2.3	2.4	2.7	4.7	8.0	11.4	14.8	20.0	21.8
RE share of final energy (%)**	5.5	5.2	6.0	7.6	11.6	14.6	19.7	28.8	48.3
fossil motor fuels	681	657	633	609	565	521	457	386	218
Baseline Scenario 2010 B									
biofuels	36.7	33.6	38.3	45.8	64.7	74.4	83.3	83.3	83.3
renewable hydrogen	-	-	-	-	-	-	7.0	30.0	76.0
RE fuels	36.7	33.6	38.3	45.8	64.7	74.4	90.3	113.3	159.3
power from renewables for electric mobility	0	0	0	0.5	3.4	7.8	15.1	30.0	48.7
power from renewables for other mobility *)	2.3	2.4	2.7	4.7	8.0	11.4	14.8	20.0	21.8
RE share of final energy (%)**	5.5	5.2	6.0	7.6	11.7	15.2	21.0	31.8	55.2
fossil motor fuels	681	657	633	609	564	513	445	347	184

*) RE share of total electricity consumption for rail transport **) incl. renewable electricity

Table 5: Structure of energy supply in transport (year 2050) in different studies (in PJ/yr).

year 2050	fossil fuels	biofuels	hydrogen	electric mobility	other electricity	total demand	total biomass
Baseline Sc. 2010 A/C	783	300	274	89	90	1536	1535
Baseline Sc. 2010 B	662	300	274	175	90	1501	1535
WWF Innovation	436	921	10	101	86	1560	1720
McKinsey&Company for Min. Environ. BMU	~980	~80	k. A.	~250	~90	~1400	~500
Current value (2009)	2365	121	0	0	59	2542	820

4 Supply largely from renewable sources of energy

4.1 Large amounts of energy from renewables, as required for supplying national economies largely or entirely from these sources, will be **provided almost exclusively as electrical power**. The direct thermal use of renewables (solar thermal collectors, ambient heat) is restricted to low-temperature heat and limited by structural constraints (heating grids). Furthermore, biomass use is tightly limited by its sustainable potential. The use of wind and solar power is subject to the meteorological situation leading to fluctuating availability. This fluctuating power supply can be synchronised with the fluctuating demand in three ways: (1) by connecting supply and demand over a large area (power grid reinforcement and expansion), (2) by controlling power demand or generation (generation and load management), (3) by storage of electrical energy or conversion in storable (chemical) forms of energy.

4.2 A **reinforcement and expansion of the power grid** will ease but not fully solve the problem of storage, since meteorological situations with 1 to 2 weeks of low wind and solar energy over wide areas of Europe occur regularly. However, improvements in the power grid infrastructure are a central tool to help the integration of renewables into the energy supply system. The fluctuating availability of solar and wind power can partly be overcome by **generation and load management**. Power from pumped-storage plants, biomass power plants or flexible combined heat and power plants (CHP) in combination with thermal storage can help to close supply gaps caused by intermittent generation. Controlling the consumption of electricity from renewables (load management) can smooth out the fluctuating power supply greatly. However, even in an ideal case, load management cannot solve the storage problem, as not all of the electricity consumption can be shifted away from times of low availability of wind and solar power.

4.3 Storage facilities are in general suitable for compensating for fluctuating generation. **Short-term storage facilities**, such as pumped-storage plants, CAES and batteries, can store excess power or close gaps for a few hours in the electricity supply caused by low wind and solar generation. However, their capacities are limited. Long-term storage facilities with large capacities (several TWh) are required to balance out fluctuations in power systems that are predominantly based on RE. Long-term storage in combination with other compensating measures is the only way to make wind and solar power manageable enough that conventional generating stations can be replaced permanently, and large quantities of electricity from renewables can be made available for other sectors of consumption (such as electric mobility or heat pumps). Besides very large reservoir capacities abroad, and in future pumped-storage capacities (e.g. Norway) **chemical storage of power from renewables** is

another option. **Hydrogen and methane** as fuels are capable of overcoming the limits set by fluctuating RE availability and guaranteeing a secure supply at any time. Small percentages of hydrogen produced from renewables can be transported through natural-gas pipelines, or it can be produced locally (such as at filling stations). Methane from renewables can be fed into the existing gas pipelines in natural-gas quality, but this requires the additional conversion step of methanation. All other less expensive options for direct use or intermediate storage of electricity from renewables should be fully exploited first, as generation of hydrogen or methane is inevitably accompanied by losses that cause additional costs.

4.4 With expected **costs in the range of € 30 to 35 /GJ** on a full-cost basis, renewable hydrogen becomes competitive with fossil fuels around 2030 and with natural gas around 2040. For renewable methane, the time of the break even point is delayed about ten years. If excess renewable power with expected costs around 1 ct/kWh is used to produce renewable hydrogen or methane, **production costs of around € 10/GJ** and € 18/GJ respectively can be achieved (**Figure 6**). This bandwidth of costs identifies a range for future pricing of chemical fuels based on renewable energy sources that can occur in real markets after about 2030. From an economic point of view, in an energy system with high shares of renewables, it makes sense to convert inexpensive electricity from renewables with generation costs (full costs) of 5 to 6 ct/kWh to hydrogen or if **additional large quantities of electricity from renewables** are to be used. The production of liquid motor fuels (kerosene, diesel, gas-to-liquid) is also possible. Furthermore, sufficient storage capacities can be provided at any time to bridge several weeks of low wind and solar generation on a marginal-cost basis. Here, hydrogen or methane would be converted back to electricity by means of gas turbines, combined-cycle power plants, or used to optimum efficiency in CHP plants (gas engines, fuel cells).

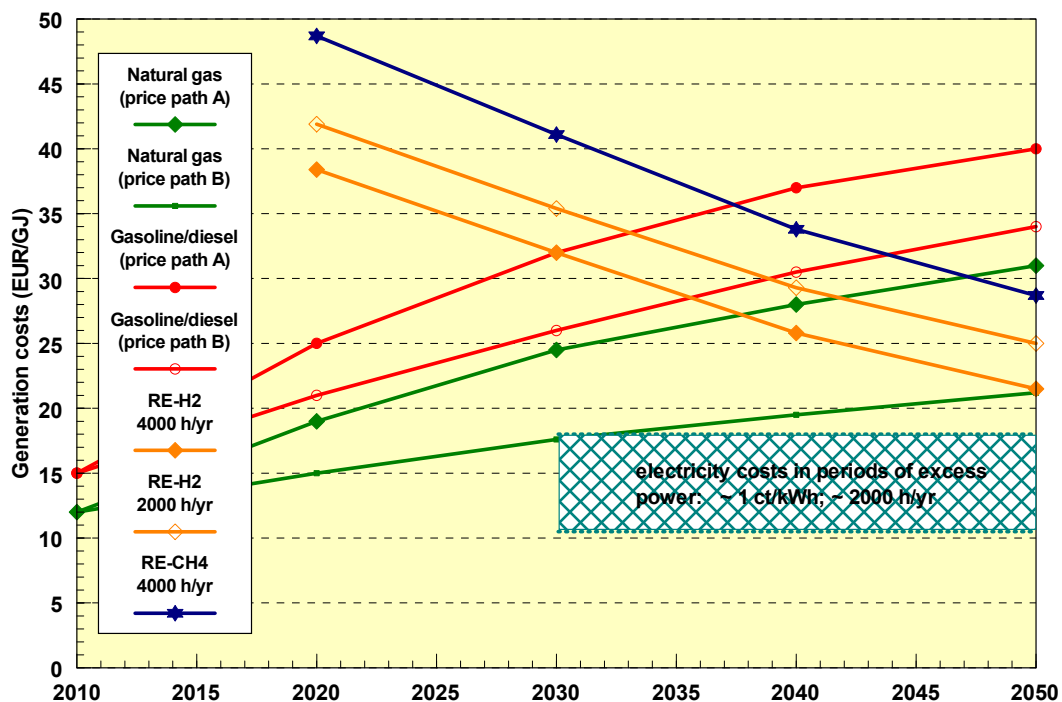


Figure 6: Production costs for renewable hydrogen and methane on a full-cost basis, using excess electricity, compared to wholesale prices for natural gas and motor fuels (omitting gas transport and use).

4.5 Accelerating the growth of renewable power generation after 2025 by an additional 0.5%/yr as compared to the Baseline Scenarios 2010 (with an average rate of 2.6%/yr) would allow the electricity demand in 2050 to be **generated exclusively from renewables** (Scenario B 100%-S/H2). This requires an additional 230 TWh/yr of renewable power in 2050 compared to the Baseline Scenario 2010 B (**Figure 7**). The hydrogen generated (177 TWh/yr) would predominantly be used with a total capacity of ~40 GW in the **natural gas-fired power plants** that exist in 2050 under Baseline Scenario 2010 B. Allocating this hydrogen proportionally for use in CHP plants (combined-cycle and mini-units) generates an additional 84 TWh of usable heat. The 230 TWh/yr of electricity from renewables are converted to 160 TWh/yr of usable final energy. In combination with the 76 TWh/yr of hydrogen as motor fuel provided in addition, generated from another 100 TWh/yr of renewable power, an overall efficiency of around 70% can be achieved for production of hydrogen from renewables and its utilisation. An electricity supply based 100% on renewables should never be considered in isolation; rather possible **links with other sectors of consumption** should be used to increase the efficiency of utilization, so as to make the most efficient possible use of the electricity from renewables.

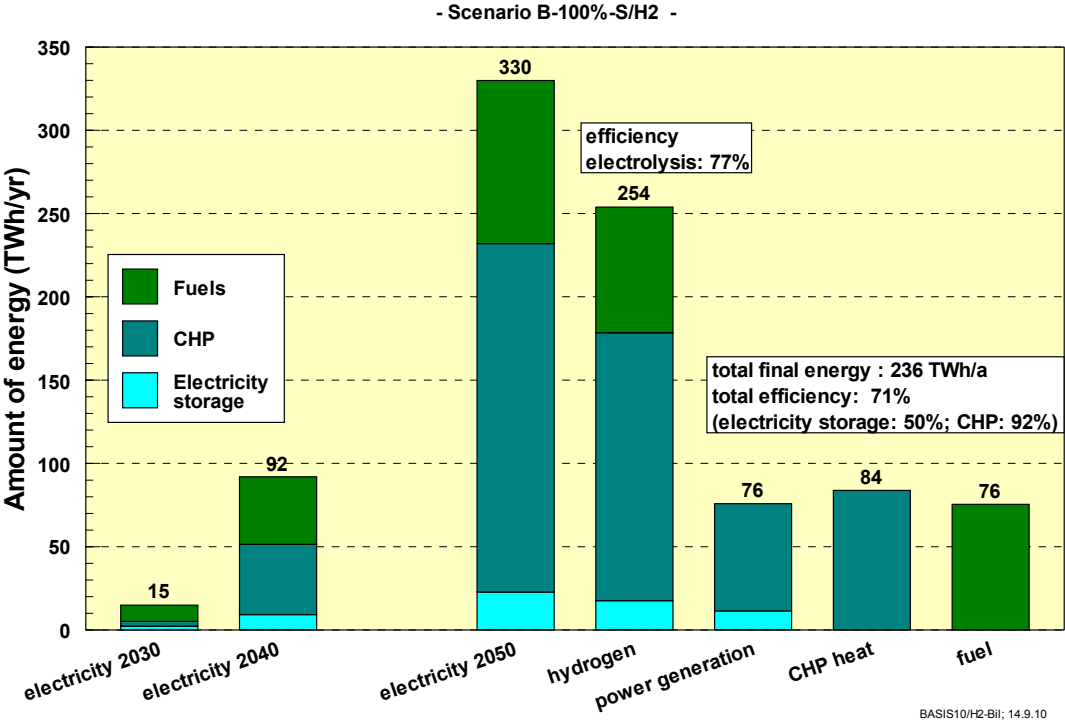


Figure 7: Electricity allocated to hydrogen generation and its utilisation in scenario B-100%-S/H2.

4.6 The development of the renewable power supply to the extent depicted in **Scenario B 100%-S/H2** requires a **distinct increase of investments in renewables** from 2030 onwards. In the decade from 2030 to 2040, the required annual installations, including replacement for older facilities, is estimated at above 10 GW/yr, of which 1 GW comes from installations abroad (**Table 6**). 4.7 GW/yr of wind-power capacity and 4.2 GW/yr of photovoltaic must be installed. During the decade 2040-2050, the required aggregated installations add up to almost 15 GW/yr. Such a scenario as depicted here can only develop in an energy market in which the **full costs of the expansion of renewables** are remunerated com-

pletely. To achieve this, the current pricing system for electricity based on short-term marginal costs must be abandoned. Pricing in future energy markets must rather reflect the long-term overall costs of effective climate protection, the costs of the growing scarcity of fossil resources and the complete costs of waste disposal and risks of nuclear energy.

4.7 A renewable energy share of 72% is achieved by 2050 in the scenario B-100%-S/H2. The remaining fossil-fuel based final energy required at that stage is 1537 PJ/yr which is equivalent to 20% of today's needs. Further improvements in efficiency are possible, predominantly in the sectors space heating and transport, with estimated savings around 20%. To further extend the share of RE, expanded use of solar thermal collectors and geothermal heat for the low-temperature heat sector is suitable, and could provide an additional 180 PJ/yr of renewable heat. To **complete the transformation of the energy system in all sectors**, the remaining 1050 PJ/yr of final energy would have to be provided by electricity from renewables or by chemical fuels produced with it (**Table 7**).

Table 6: Capacity of renewable power generation technology to be installed annually in scenario B-100-S/H2.

	POWER (MW _{el} /yr)						biogenic waste power*)	total power MW _{el} /yr
	hydro	wind	PV	geotherm. power	power import	biomass power		
2010	35	2040	8500	4		373	42	10993
2011	35	2020	6000	7		344	20	8426
2012	40	2060	4200	10		329	20	6658
2013	45	2110	3600	13		317	20	6105
2014	50	2238	3300	17		320	20	5944
2015	55	2460	3050	22	0	288	20	5895
2016	60	2694	2830	28	0	335	22	5969
2017	70	2940	2750	35	0	300	28	6123
2018	70	3232	2650	43	100	292	28	6415
2019	75	3900	2580	51	200	258	28	7091
2020	74	4228	2540	62	280	165	28	7377
2030	100	4310	2783	85	635	465	0	8378
2040	104	4690	4258	130	1103	233	0	10518
2050	109	6883	4900	410	2120	460	0	14882

Table 7: Fossil-fuel energy required by 2050 in scenario B-100%-S/H2 and its possible complete substitution by additional renewables.

PJ/yr	Provided by fossil fuels by 2050	Improved efficiency	Requirement after direct renewable generation *)
Process heat	743	630 (-15%)	550
Motor fuels	664	500 (-25%)	500
Total final energy	1537	1230 (-20%)	1050
Primary energy input	1693 (coal, others 100; oil 770; natural gas 823)		Power from renewables directly or via hydrogen or methane

*) Additional low-temperature heat from solar thermal collectors and geothermal heat

This requires an additional 390 TWh/yr of power from renewables if only hydrogen is used. If methane from renewables is used (without utilisation of waste heat), the required power equals 460 TWh/yr when using concentrated sources of CO₂, or 540 TWh/yr if atmospheric CO₂ is used. For a comprehensive comparison, the higher energy demand for a system based on renewable methane must be contrasted to the conversion of the gas supply and utilisation infrastructure to renewable hydrogen. A scenario B-100%-S/CH₄ will be developed in the course of this project.

4.8 The guiding principle of a 100 percent RE supply is the intelligent interlinking of electricity, gas, and heating supply grids. All three grids must continuously exchange information about energy generation and demand and must have storage facilities of various capacities and outputs. Furthermore, generation and load management technologies are used to a considerable extent for the electricity. The power grids are interconnected over large regions. Power and gas grids are interconnected via conversion between electricity and hydrogen (or methane) and vice versa to make power from renewables available for motor fuels and for high-temperature heat, and for the long-term storage of electricity power over weeks or months.

4.9 Until now, only the conventional power plants have been responsible for **ensuring system stability and security of supply**. But RE plants are themselves capable of providing system services to ensure secure grid operation, thus allowing their feed-in priority to be maintained. The prerequisite for this is a flexible and short-term controlled-power market that adapts easily to the needs of an energy system based on a high share of fluctuating RE. Combining generating and/or consuming units into **large virtual pools** enables even small decentralised units to fulfil the technical requirements. Decentralised reactive power control enables the mains voltage to be kept within the tolerances range and reduces costs for distribution network reinforcements. However, the discontinuation of large conventional power plants means that additional resources for the transmission network are necessary. The **Europe-wide interconnection** of fluctuating generating units leads to a smoothing out of the power output, thereby increasing their contribution to the **secured capacity**. An additional measure is load and generation management, to optimise the integration of additional loads and deploy controllable generating units at times of high load. This counteracts an increase of the annual peak load and reduces peak loads in general, thereby reducing the need for conventional power plants and at the same time improving their utilisation factor.

5 Load dispatching and balancing options

5.1 In order to test the feasibility of the scenarios and analyse the implications for the electricity supply system, a **dynamic simulation** of electricity supply and consumption was run for selected scenarios. Coupling the models REMix and SimEE provides a good picture of compensating measures for the integration of German renewables in a common European system. REMix shows how to integrate Germany into a **cost-optimised European-North African electricity grid**. The feed-in of electricity from renewables and the numerous balancing options within Germany are modelled by SimEE. Several iterations in the model coupling enable the simulation of the German electricity supply to be integrated into the simulation of the European North-African network. Analysis of the residual load indicates the future demand for and **requirements of conventional power plants**.

5.2 The NREAP goals for 2020 can only be reached by **strongly promoting integration measures for renewables**. In order to illustrate this necessity and highlight the balancing potential of the various options, two extreme scenarios **for 2020** were compared, one without any balancing options except expansion of the grid, and one with extensive use of balancing options.

5.3 It is already apparent in 2020 that on very sunny and windy weekends the electricity demand can be **nearly fully supplied by non-controllable renewables (Figure 8)**. This requires that the abilities of renewables to provide system services be exploited to the full in a balancing power market adjusted to the characteristics of renewables. In an ideal electricity grid, the electricity surpluses that are lost due to powering down are very small. Therefore grid reinforcement and extensions and the provision of ancillary services by renewables are central to the successful further integration of renewables, so as to avoid economic damage from frequent powering down of renewables. In particular, the rapid addition of large PV capacities in this time-frame is a technical and economic challenge – technically with respect to the limited flexibility of the power plant stock and the necessity of additional balancing measures, and economically with respect to the reduction of the market value of PV electricity, and the resulting increase in apportionment under the Renewable Energy Sources Act. This also shows the problem that applicable electricity costs do not reflect the economic value of electricity from renewables (see Section 6.4).

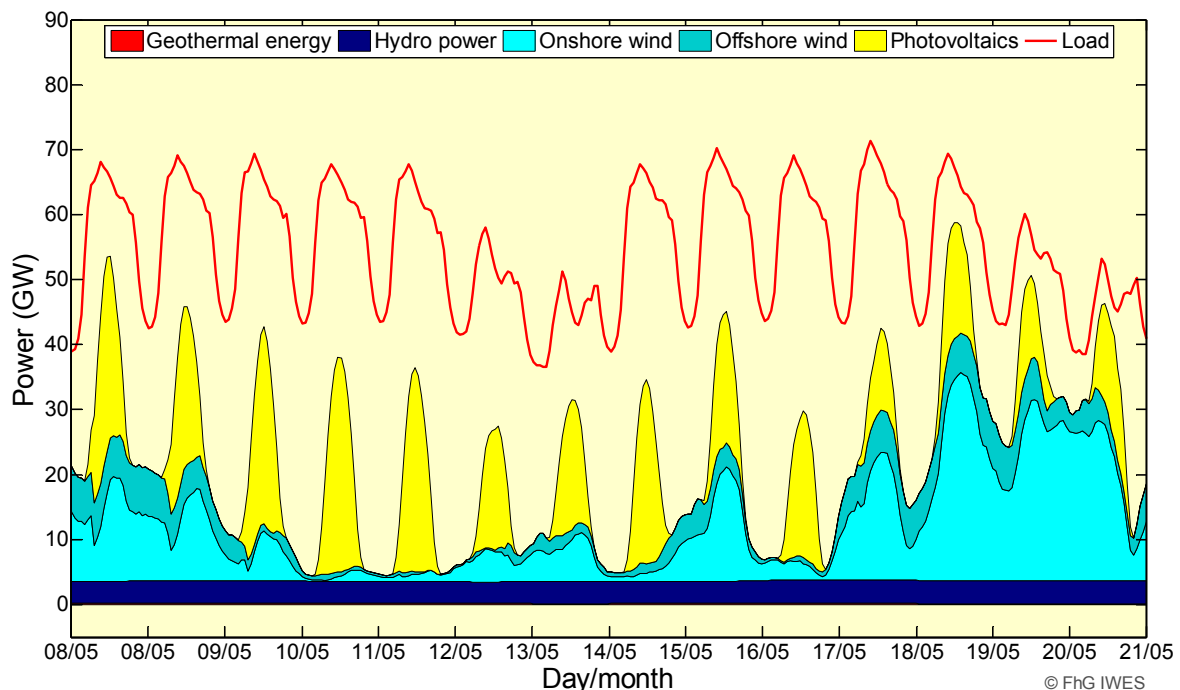


Figure 8: Selected two-week time series of national non-controllable input from renewables in 2020 (meteorological year 2006; Baseline Scenario 2010 B).

5.4 The apparent conflict between the systems underlines the political need for action in preparing balancing options for the integration of RE at an early stage. These options include **grid extensions, provision of new storage capacities, and generation and load management**. For example, controllable renewables such as **biomass** should be used primarily for load balancing. **Flexibilisation of cogeneration** (by means of storage facilities for heat

and possibly gas) possesses a significant potential to mitigate the conflict between simultaneous input from fluctuating renewables, inflexible, but cost-efficient base-load power plants and combined-heat-and-power plants (Figure 9). “New Consumers” like electric vehicles, electric heat pumps and air-conditioning must be controlled in load management according to the availability of supply-dependent renewables. Implementing these options significantly reduce the fluctuations of the residual load (Figure 10). This reduces the burden on existing conventional power plants needed to cover the load in 2020, since less ramping up and down is needed, and power gradients are reduced.

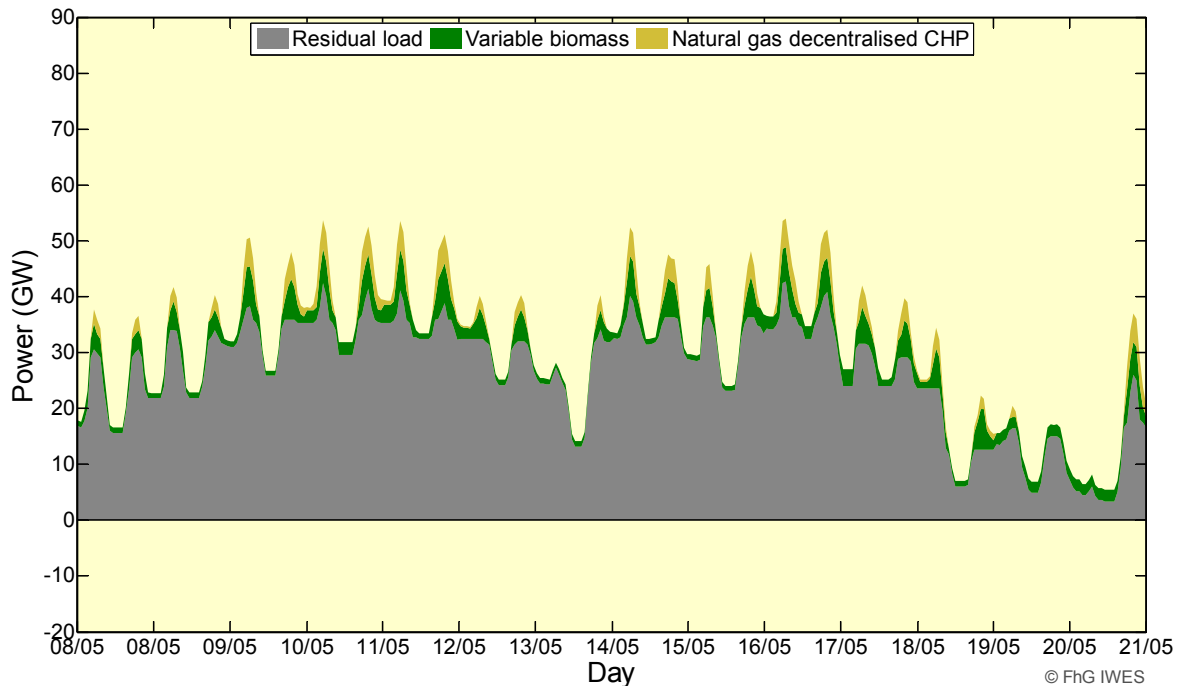


Figure 9: Selected two-week time series of generation management in 2020 (meteorological year 2006; Baseline Scenario 2010 B).

5.5 Demand for base-load power plants decreases, and more flexible power plants are needed. In 2020, 16 to 19 GW from base-load power plants, 15 to 20 GW from medium-load power plants and 14 to 24 GW from peak-load power plants are needed in the Baseline Scenario without considering secured capacity and availability. The **flexible load-following** mode becomes the normal operating mode of all power plants. Existing power plants have to be operated considerably more flexibly than in the past, and must be retrofitted accordingly. New power plants have to be very flexible in order to be able to integrate fluctuating renewable energy while remaining economically viable despite frequent ramping up and down and few full load hours, amortising their costs. Therefore the discussed options to balance renewables are necessary to give time for the system transition and the flexibilisation of conventional power plants.

5.6 The extended operating lives of **nuclear power plants** increases the pressure on conventional power plants. The decreasing demand for base-load power plants means that either only nuclear power plants or only lignite power plants can continue to operate as base-load power plants. In addition it will become difficult for CHP power plants that do not have priority feed-in under the CHP Act to remain competitive. The technical capability of **nuclear**

power plants to integrate renewable energy has yet to be proven in practice. If this can be done, investments in new flexible power plants will be postponed and the utilisation factor of currently operating fossil-fuel power plants will be decreased. Because of the lower utilisation factor of nuclear power plants in load-following mode, the residual electricity volumes of nuclear power plants may be generated over a longer period than currently envisioned in the government's Energy Concept. The consequent growing economic pressure (lower utilisation of conventional power plants, possible displacement of CHP) shows once again that it is essential to maintain the feed-in priority for power from renewables.

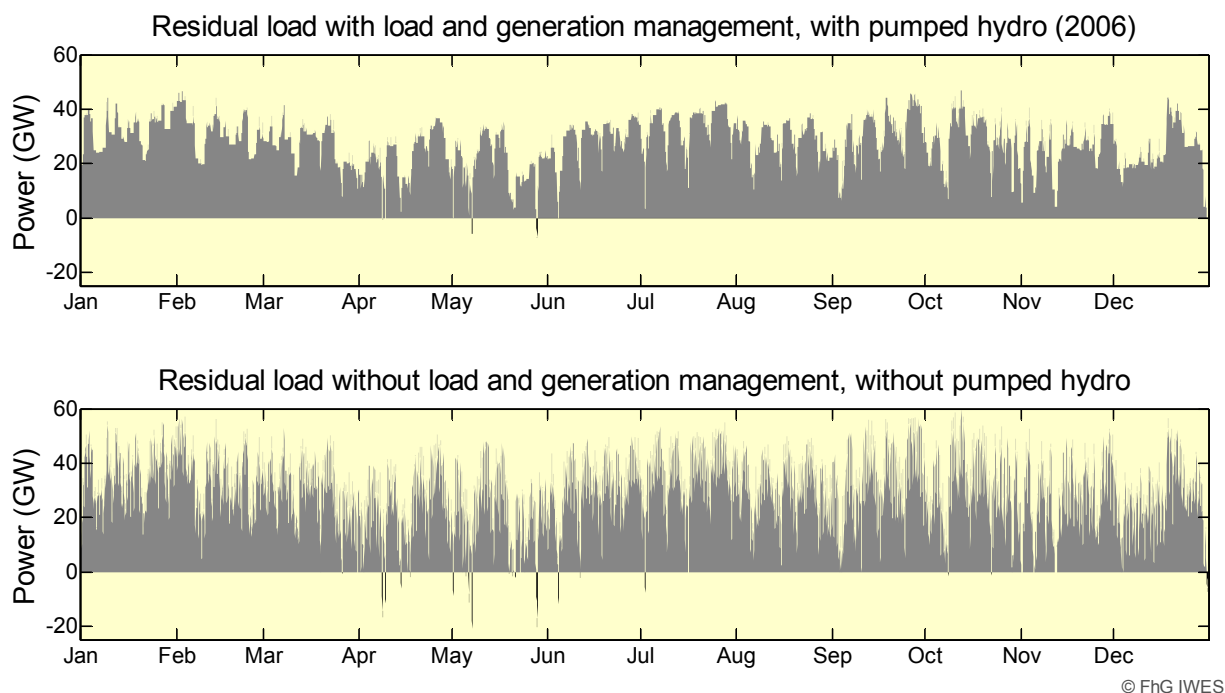


Figure 10: Comparison of the residual load to be covered by conventional condensing power plants in 2020 (meteorological year 2006; Baseline Scenario 2010 B).

5.7 In addition to the technical necessity for integration measures, with the help of load management and RE generation management the demand for **secured power**, and thus for conventional back-up power plants, can be reduced **to around 60 GW in 2020**. Renewables contribute around 11 GW to secured power, pumped-storage plants and other generators cover the difference to the annual peak load of 83 GW. Through load management, the peak load can be reduced, or new consumers can be integrated with only a slight increase in peak load. Independently of an integration of additional “load-managed” consumption, the load of the analysed scenario exhibits a seasonality. This makes it possible to continue scheduling the inspection of plants outside the peak-load periods. Moreover, the contribution of renewables to secured power can be enhanced by generation management in the form of decoupling heat demand from heat supply in unit CHP plants. The **electricity supply is guaranteed for each and every hour**. The reliability of the given scenarios was verified by the dynamic simulation.

5.8 The main sources of **imported RE power** in Europe will be **areas with good wind resources** in north-western and northern Europe. Moreover, solar power production in North Africa has a significant share in imports. Solar power in North Africa is used primarily for local provision of energy but also exported (**Figure 11**). For a cost-optimised mix of the interconnected European-North African electricity system, **strong grid interconnections** on the order of tens of GWs are needed which have a high utilisation rate with mean full-load hours around 6000 h. It is apparent from the simulation results that a 100% supply with renewable energy is significantly more challenging and requires more investments compared to the Baseline Scenarios. The **Scenario B 100%-S/H2** has an increased demand for hydrogen produced from renewable surpluses in order to be available as substitute for natural gas for reconversion to electricity in conventional and CHP plants in times when back-up is needed. The results are more extreme than in the Baseline Scenario, with greater importance of wind and solar power, energy imports and transmission capacities. The increased demand for electricity is met mainly by additional offshore wind power in northern and north-western Europe and by PV energy in North Africa and south-eastern Europe. In principle it is conceivable that some of the new demand for high power transmission capacities might be reduced by transporting gas (hydrogen or methane) through the existing gas pipelines. Storeable solar thermal electricity can also be incorporated more into the total supply. Further simulations on this are planned in the course of the project.

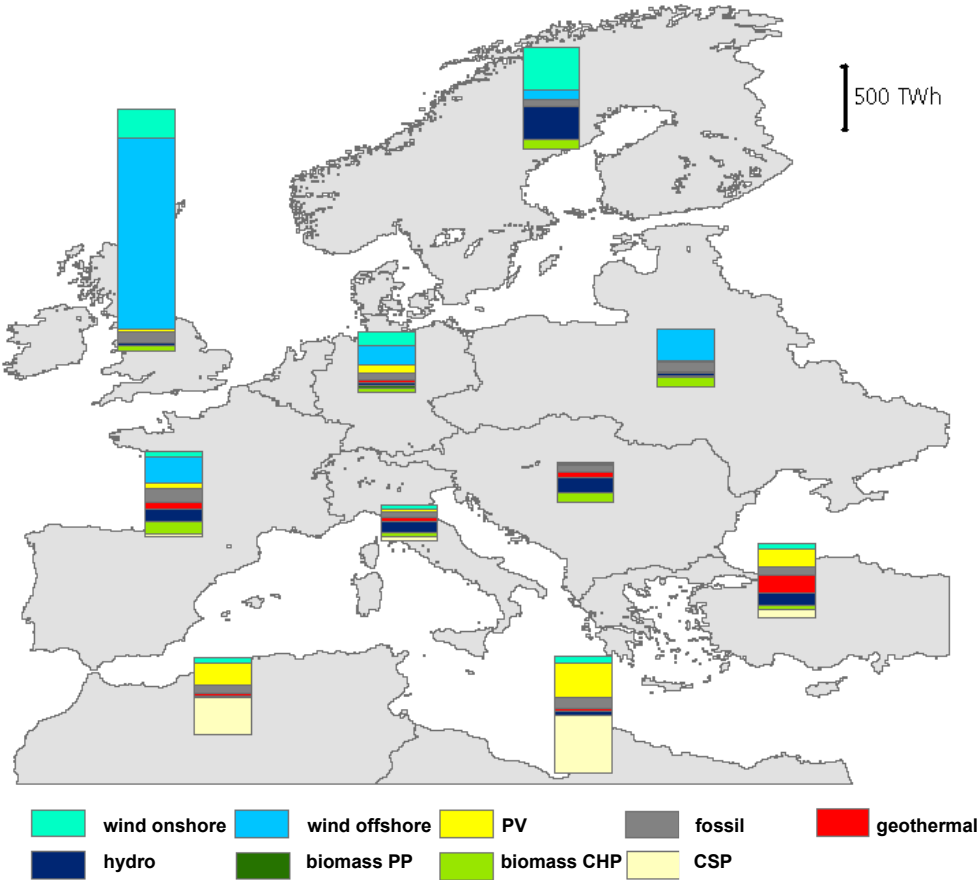


Figure 11: Configuration and distribution of electricity generation (TWh/yr) in Europe and North Africa in 2050, for Germany accordingly the Baseline Scenario 2010 A.

5.9 From a national point of view, **wind power feed-in** exhibits the strongest fluctuations on the short-term as well as the long-term time scale. Its seasonality however is well in line with the seasonality of the load. Feed-in from **PV power** during the day correlates well with the load during daytime hours, however it produces the steepest power generation gradients. **Hydro power** has a relatively steady feed-in profile - with increased feed-in during spring and summer. **Biomass** for which the heat and electricity production is determined by heat demand offers a seasonal compensation of heat-demand-controlled **geothermal power**. The joint European electricity system is influenced by spatial and temporal variations due to the weather over Europe. Wind in particular generates significant momentary surpluses of electricity with high full load hours. Imported RE electricity surpluses make up for deficits in the German electricity production and to produce hydrogen for transport inexpensively. Germany's integration into an **interconnected European grid** is manifest in the high imports and exports of power and increased capacity utilisation of national back-up plants.

5.10 With the help of **load management**, surpluses of renewables-based electricity can be used, and additional output peaks avoided. Of great importance are the "new consumers" **electric vehicles, heat pumps and air conditioning**. If they are not controlled by demand-side management they intensify the fluctuations in electricity consumption. On a seasonal basis the consumption by heat pumps correlates well with the generation by wind power. On a daily average, feed-in from photovoltaics basically correlates well with the energy demand for air conditioning, but has to be adjusted to demand over the course of a day, because PV has its peak at midday while the demand for air conditioning is highest in the afternoon. Such measures deal with fluctuations in the power supply. Load management is also of great economic benefit with regard to the conversion of surplus electricity to hydrogen, because it decreases the necessary installed capacity for electrolysis and increases its utilisation factor, thus reducing system costs.

5.11 Flexible and controllable unit CHP plants using natural gas and biomass reduce load peaks and replace necessary peak-load plants in proportion. In the medium term an incompatibility between fluctuating renewable sources, heat-demand-controlled CHP installations and inflexible base-load power plants is apparent. In order to continue to make use of the efficiency advantages of cogeneration and guarantee the coverage of the heat demand, CHP installations must be made flexible. The flexible use of **biogas and natural gas unit CHP plants** covers peaks of the residual load. For that, the plants need to be integrated into an intelligent communication infrastructure ("smart grid"). Biogas plants should be equipped with a gas storage tank and possibly with an additional generator set. In the long term, seasonal influences will dominate more and more. During phases of surplus generation from uncontrollable renewables, additional electricity generation by CHP plants does not make sense. However if surpluses extend over several days, the capacity of one-day thermal storage of CHP plants is not sufficient. Therefore more research is needed on the role of cogeneration in a 100% renewable supply system.

5.12 In the Baseline Scenario nearly all **surplus electricity** remaining after European balancing is used to produce hydrogen for transport sector by quantity forcing through load management. This means other storage options are used to only a very limited degree. The structural option of hydrogen production makes it possible to integrate supply-dependent wind power cost-effectively. The need for **short-term balancing** is covered by load management and controllable CHP units. Nevertheless, the use of large scale energy storage,

such as pumped-storage plants to provide controlled output for system stability is necessary and efficient.

5.13 Conventional condensing power plants serve to make up for **seasonal imbalances** in times of insufficient coverage by wind and solar energy. These back-up power plants have a low capacity factor which makes it necessary to introduce a mechanism, such as a capacity market, to make their operation economical. In the 100% RE-supply scenario there is a need for **long-term energy storage**. The 100% scenario is characterised by higher momentary renewable surpluses in comparison to the Baseline Scenario. There are whole weeks with low inputs from renewables. This deficit cannot be fully compensated by making use of the advantages that a European-North African integrated energy system offers (i.e. importing energy over the High-Voltage Direct Current lines) (**Figure 12**). The shortages are covered by renewable back-up plants (combined-cycle plants and CHP plants) which use hydrogen or methane produced from RE surpluses. The natural gas grid with its storage capacity of about 220 TWh_{el} might be an option for storing the required amount of about 10 TWh_{el} of hydrogen or methane.

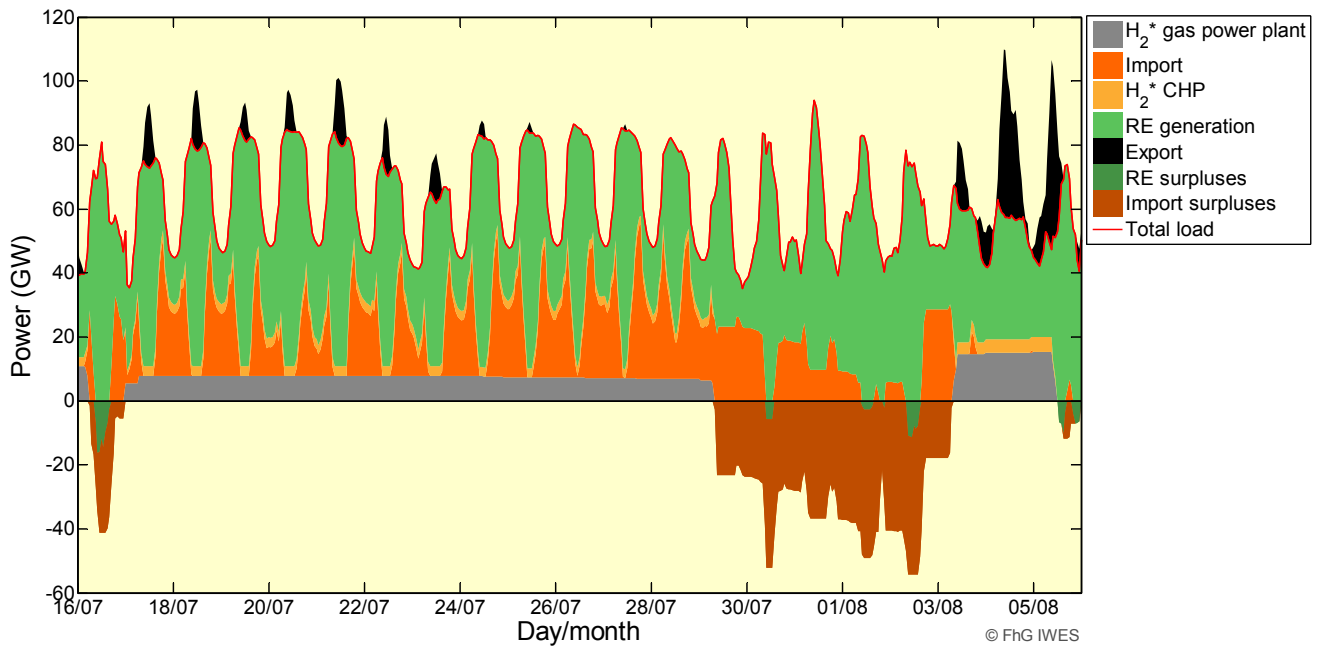


Figure 12: Selected time series of the whole electricity system for Germany for the Scenario B 100%-S/H2 in 2050 (meteorological year 2006). Despite European integration with ideal network expansion and optimum generation and load management, the need for long-term energy storage remains.

6 Economic impacts

6.1 The investment volume mobilized by the expansion of renewable energy is defined by the capacity to be installed annually, in combination with the specific investment costs and the assumed cost reductions of the individual technologies. This is an important indicator for the value placed on such an expansion of renewables. The **investment volume for all renewable energy facilities** reaches a maximum in the years 2009 to 2011 with up to € 32 billion per year (mainly due to photovoltaics). In the following years, investments on a relatively constant level of € 18 billion per year are expected. Only after 2030 does investment increase again to € 22 billion per year (see **Figure 13**). It becomes clear that the growth dynamic assumed in the Baseline Scenario 2010 A is vital to compensate for the desired cost reductions of individual technologies with increased sales. This is also an important prerequisite for maintaining Germany's technological leadership on the world market for the majority of renewable energy technologies. These considerations confirm the importance of the politically set target of a renewable share of 18% of gross final energy consumption in Germany in 2020. If a 100% renewable electricity supply by 2050 is aimed for, investments increase to significantly higher levels from 2030 on: In this case, they amount to an average of € 23 billion per year between 2030 and 2040 and € 32 billion per year in the following decade – € 24 billion per year for renewable power supply and € 8 billion per year for renewable heat. In 2050, the dominant technologies are wind energy and power plants in a European interconnected grid, with around € 7 billion per year turnover each.

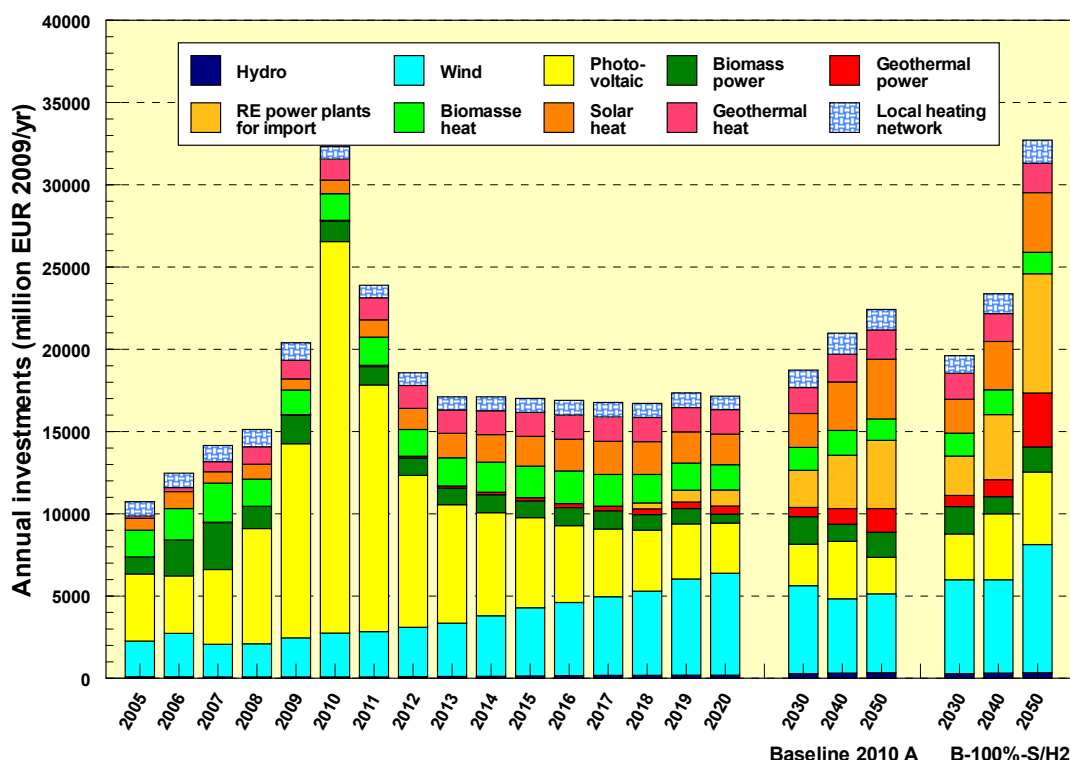


Figure 13: Investments for RE power and heat generation capacities according to the Baseline Scenario 2010 A and after 2030 for the Scenario B-100%-S/H₂.

6.2 Up to 2009, a total of about € 120 billion was invested in facilities to produce heat and power from renewables. Between 2010 and 2020, the **cumulative investment in the Baseline Scenario 2010 A** will be another € 202 billion, nearly twice as much. Photovoltaics dominate these investments with € 86 billion, followed by wind energy with € 46 billion, biomass (electricity and heat) with € 30 billion and solar collectors, ambient heat and geothermal energy, with € 18 billion each. In the decades to 2050, investments stay on a similar level of about € 200 billion per decade in the Baseline Scenario 2010 A.

6.3 Long-term generation costs for renewable electricity range between **5 and 9 ct/kWh_{el}**. The average power generation costs of all new renewable energy facilities in 2009 were 13.5 ct/kWh_{el} (excluding photovoltaics, 10 ct/kWh_{el}). Due to the current significant growth of the installed capacity of photovoltaics as well as the upcoming construction of offshore wind turbines, renewable power generation costs will rise to 14.2 ct/kWh_{el} by 2011. The differences from the average costs excluding photovoltaics are particularly large in this phase (4 ct/kWh_{el}). By 2020, the average generation costs of the total mix drop substantially to 9.3 ct/kWh_{el} (excluding photovoltaics: 8.1 ct/kWh_{el}), by 2030 to 7.8 ct/kWh_{el} (7.1 ct/kWh_{el}) and by 2050 to 6.2 ct/kWh_{el} (5.8 ct/kWh_{el}).

6.4 Systems-analysis differential costs vs. differential cost according to the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

In economic analyses, two different definitions of differential costs are used:

The systems-analysis differential costs are used for the estimation of the macroeconomic costs of the expansion of renewable energy in the electricity, heat and transport sectors in comparison with a reference system. The focus is on RE power generation costs compared to fossil-nuclear alternatives. These can be represented by annuity investment costs (capital costs), plus fuel costs for biomass and fossil fuel plus other operating costs. Based on this analysis, conclusions on the macroeconomic effects – positive or negative – of renewable energies can be drawn.

In contrast, the differential costs under the Renewable Energy Sources Act (the “EEG differential costs”), a subject of political debate, are defined differently: The EEG differential costs represent the difference between the cumulated EEG tariffs and the costs of electricity purchased in the power spot market. This difference will be passed on to electricity customers by the EEG apportionment. There is a distributional effect: on the one hand benefits of plant operators and electricity suppliers on the other hand costs for electricity customers.

6.5 Up to and including 2010, the accumulated systems-analysis differential costs for the expansion of renewables add up to € 71 billion, when compared to the previously applicable electricity, heat and motor-fuel prices (**Figure 14**). It should be noted that, in accordance with the market rules in place, these prices only have to take limited account of the external costs for environmental damage and climate change. So even in the medium term, the additional investments in a climate-friendly energy supply on the basis of renewable energies still lead to increasing **macroeconomic systems-analysis differential costs** compared to conventional energy generation. From the middle of the decade on, these will decrease again in response to rising prices for fossil fuels and CO₂ emission allowances on the one hand, and cost-reducing learning effects for renewable energies on the other. With increasing internalization of external costs by emissions trading and other energy policy instruments, the systemic competitive disadvantages of renewables will be reduced.

6.6 The positive economic effects of renewables become fully evident around 2025. At this time, on average the systems-analysis differential costs disappear, assuming price trends according to price path A ("considerable increase") (for wind and renewable heat on average in 2020). Subsequently, **through the use of renewables, the economy saves expenditures** which otherwise would have to be spent on the additional supply of fossil-fuel energy (fuel costs, costs for CO₂ emission allowances etc.). In the Baseline Scenario 2010 A, the cumulative systems-analysis differential costs increase to a maximum of € 207 billion in 2020. At the end of 2040, the systems-analysis differential costs cumulated are already negative (minus € 76 billion). All inputs of renewables expansion have been redeemed shortly before. By mid-century, the **use of renewables has save the economy € 665 billion compared to a continuing energy supply based on fossil fuels.**

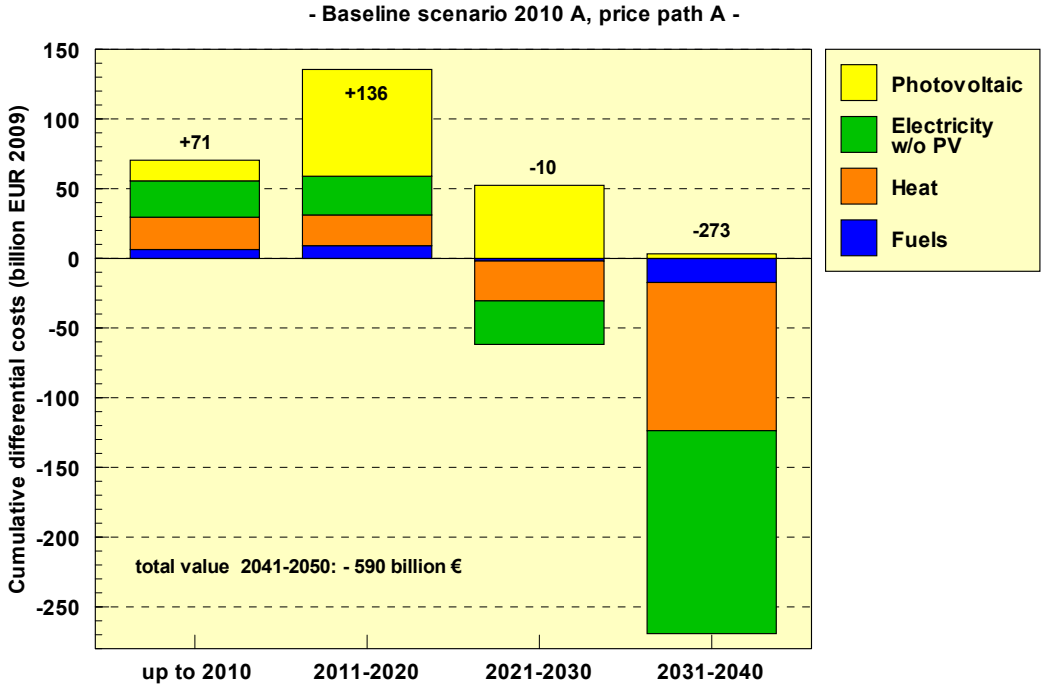


Figure 14: Cumulative systems-analysis differential costs of power, heat and fuel supply in the Baseline Scenario 2010 A for ten-year periods.

6.7 If prices for fossil-fuel energy increase more slowly (price path B, "moderate increase"), the **cumulative systems-analysis differential costs** do not disappear until 2032. Until then, the cumulative differential costs rise to a maximum of € 320 billion. They are then completely redeemed shortly after 2050. Such a fossil fuel price path would therefore require a more permanent political support base for the transformation of the energy system than that required in the case of more significant price increases. In contrast, when taking into account the **external costs of energy supply** (Path E) positive economic effects occur over the entire period of the RE expansion (i.e. negative differential costs). In view of climate change and expected resulting damage or costs, blocking or significantly delaying the renewable energy expansion would be a serious market failure with serious negative consequences for the economy.

6.8 If the current Renewable Energy Sources Act (EEG) remains unchanged and **the current reductions of the feed-in tariffs continue** through 2030, the Baseline Scenario 2010

A results in rising EEG differential costs for power customers up to the middle of this decade. The maximum is expected around the year 2015 with € 12 billion. If the prices for fossil fuels follow path A, the EEG differential costs will decrease significantly after 2015 (somewhat more slowly if price path B is considered). By 2030, the EEG differential costs will decrease to € 1 to 3 billion, depending on the price path applied. The allocation of the EEG differential costs to the apportionable electricity consumption for end users (EEG apportionment) will reach a **maximum of 3.2 ct/kWh_{el}** (without catch-up effects due to underestimation in previous years), if the development of the installed photovoltaic capacity is according to the assumptions in the Baseline Scenarios (8.5 GW in 2010; 6 GW in 2011 and 4.2 GW in 2012). For a reference household with an electricity consumption of 3500 kWh per year, the additional costs due to the EEG apportionment will be about € 110 per year at the time of maximum EEG differential costs. By the year 2030, the EEG apportionment will decrease to 0.3 to 0.8 ct/kWh_{el}, depending on the price path.

6.9 As the past has clearly shown, the **development of the EEG differential costs** is dependent on the actual renewable energy expansion (especially photovoltaics) and the spot market electricity prices. The calculations are based on the current provisions set down in the EEG. As the only exception, it is assumed that the **future use of Article 37 EEG** is significantly restricted in the course of the EEG-2012 revision. Otherwise, the EEG apportionment may increase significantly independently of the EE expansion due to the massive reduction of the amount of final consumption that is relevant for determining the EEG apportionment. Also, the current cost transfer mechanism for electricity covered by the Renewable Energy Sources Act results indirectly in increasing apportionment costs. Due to the merit-order effect, at certain times wind power and PV electricity lower the wholesale prices and therefore simultaneously increase the apportionment costs under the Renewable Energy Sources Act. This will cause additional burden to final consumers, while consumers who are exempt from the EEG apportionment, i.e. energy-intensive companies, are not affected. This is not compatible with the principle of appropriate burden sharing. A **redesign of the EEG cost transfer mechanism** should therefore also be the subject of the forthcoming 2012 revision of the EEG.

6.10 The discussion about the pros and cons of the expansion of renewable energy, dominated by cost considerations and a microeconomic perspective, **usually ignores the existing and desired benefits**. But these benefits are major social goals, such as the development of a sustainable energy supply, the reduction of long-term climate damage or its costs, the conservation of fossil energy resources, the reduction of the dependence on energy imports or the development of technologies for the generation of electricity, heat and fuels from renewable sources. Because the quantifiable benefits are still largely theoretical and are (in the majority of cases) not included in the cost calculation of the market participants, investment decisions are not taken according to the **optimum long-term economic benefits**, but suboptimally according to the short-term calculations of individual economic agents. It is thus the task of the legislature to **initiate the necessary market corrections in terms of support instruments and other government guidelines**. This correction of the “market failure” is ultimately associated with “price increases”. However, an enlightened energy and climate protection policy, which considers environmental and climate protection to be of equal importance as economic and social interests, must regard these corrections as necessary with long-term benefits, and communicate them as such to the public.

7 Conclusions

7.1 An overall CO₂ emissions reduction of 596 mt CO₂/yr (Baseline Scenario 2010 A) up to 644 mt CO₂/yr (Scenario B-100%-S/H2) can be achieved in the scenarios between 2010 and 2050. The gross emission reduction including the compensation for discontinued nuclear power amounts to 702 mt CO₂/yr in the Baseline Scenario 2010 A (Figure 15; 750 mt CO₂/yr for Scenario B-100%-S/H2). The two strategies “increases in efficiency” and “expansion of renewables” have about the same significance in this period. Efficiency improvements result in a (gross) reduction of 400 mt CO₂/yr, the expansion of renewables of 302 mt CO₂/yr (or 350 mt CO₂/yr in the scenario B-100%-S/H2). Two segments are of outstanding significance. The first is the “expansion of electricity generation from renewables**” (1), the second is “**increasing efficiency in the heating sector**” (2). Another important segment is “increasing efficiency in the power sector” (3). These segments alone provide 75% of the total emissions reduction. The next segments are “increasing efficiency in transport” (4), “expansion of renewables in the heating sector” (5) and “expansion of renewables in the transport sector” (6). In 2050, only 23 mt CO₂/yr of the total remaining CO₂ emissions of 152 mt CO₂/yr will come from power generation and 56 mt CO₂/yr from the transport sector. The heat sector will contribute 73 mt CO₂/yr which is about 50% of the remaining emissions.**

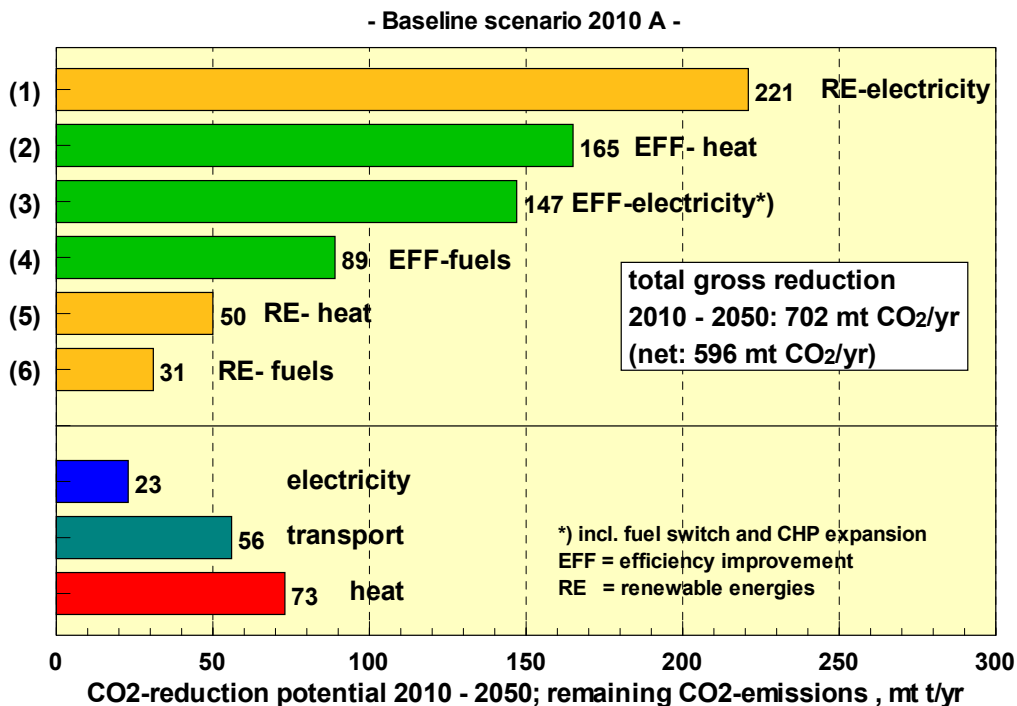


Figure 15: Contribution of individual segments of the energy supply to reducing CO₂ emissions between 2010 and 2050 in the Baseline Scenario 2010 A and remaining emissions in 2050 by sector.

7.2 Table 8 shows the renewable shares of gross final energy demand and gross electricity consumption compared to the targets of the 2010 “energy concept”. The scenarios show that the target values for gross final energy consumption can be exceeded between 2020 and 2040 by 3 to 5%. In 2050, the difference is of course obvious in the Scenario B

100%-S/H2, at 9%. The renewable shares of gross electricity consumption are all significantly higher in the scenarios. As the denominator “gross electricity consumption” is also higher in the scenarios, assuming that the efficiency targets for electricity laid down in the Energy Concept are achieved, the objectives specified in the Energy Concept require a significantly smaller expansion of power generation from renewables than that described in the scenarios. This is confirmed in the scenarios for the Energy Concept. The expansion of renewable power generation capacities in the Baseline Scenarios 2010 A and C is 33% higher in 2050 than the maximum value in the scenarios for the Energy Concept. The slow growth of RE power generation after 2020 in the scenarios for the Energy Concept is not compatible with the requirements of a stable domestic market as a condition for dynamic participation in the growing global RE market.

Table 8: RE shares of gross final energy demand and gross power consumption in the scenarios compared to the target values of the 2010 energy concept.

	RE share of gross final energy demand (%)				RE share of gross power consumption (%)			
	Energy concept	Baseline Scenario 2010 A (C)	Baseline Scenario 2010 B	Scenario B-100%-S/H2	Energy concept	Baseline Scenario 2010 A (C)	Baseline Scenario 2010 B	Scenario B-100%-S/H2
2020	18	21.2	21.2	21.2	35	40.0	40.0	40.0
2030	30	33.3	33.8	35.3	50	64.7	65.0	66.0
2040	45	46.7	47.6	50.3	65	82.6	82.8	85.1
2050	60	60.0	61.7	69.2	80	86.2	86.3	100

7.3 The successful implementation of CO₂ reductions according to the targets in individual segments usually requires the combination of significant structural changes, a wide variety of political measures to set targeted incentives for many stakeholders, and overcoming many obstacles and special interests. Chapter 7 of the long version of this study (pages 160 to 171) explains the findings and recommendations derived for each segment in detail. The most important points are outlined here.

(1) Conversion of power generation to a large renewables share

- A) Further expansion of RE capacities is not limited by technical barriers.
- B) The German feed-in tariff system under the Renewable Energy Sources Act is the most effective instrument and must be sustained as long as the key price in the electricity market (price on the exchange) does not reflect full costs of power generation. Feed-in priority for renewable power has to be permanently guaranteed.
- C) The terms of requests for tenders for balancing power need to be modified.
- D) The expansion of the power grid has to be accelerated; in the long term, power, gas and heating grids have to be linked in an “intelligent” way.
- E) In the long term, conventional power plants have to be modified in order to be optimally integrated into an interlinked and flexible supply system consisting of power generators, storage facilities, networks and load management on the consumer side.

- F) Extending the operating lives of nuclear power plants requires the large-scale decommissioning of old fossil-fuel power plants.
- G) The intended expansion of cogeneration has to be coordinated carefully in the long term with increases in efficiency and the expansion of renewables.
- H) Pricing on the electricity market must be fundamentally rethought; in principle, the full costs of all options should be included in the market prices.
- I) Assumptions on the future development of energy prices should tend to be based on the upper range of forecasts – for precautionary reasons and because this creates greater incentives for the required structural change.

(2) Increasing efficiency in heat supply, especially energy-related modernisation of buildings

- A) Targets for the renovation of the existing building stock in order to save energy must consider not only the technical capabilities but also limits that make economic sense.
- B) The rate of modernisation of buildings for energy saving has to be increased considerably.
- C) Possibilities for covering heat demand through CHP, solar collectors, geothermal energy and ambient heat must be in a balanced relation to the possibilities of building modernisation and thermal insulation.
- D) There is also significant energy efficiency potential in the industrial process heat sector.

(3) Increasing efficiency in the electricity sector

- A) Implementation of an efficiency fund, labelling requirements for equipment, and minimum standards for electric motors, pumps and other frequently used equipment are suitable measures.
- B) The specification of total costs of ownership of equipment (acquisition and consumption costs for an average lifetime) is advisable.
- C) Further incentives are required for energy concepts at the company and municipal level, and for the expansion of energy performance contracting.
- D) An accelerated substitution of electric storage heaters and direct electric heating is essential.

(4) Increasing efficiency in the transport sector

- A) Extensive utilisation of the technical potentials for efficiency is needed in the fields of drive trains, lightweight construction, aerodynamics and rolling friction, as well as general vehicle hybridisation.
- B) Incentives should be increased for switching the vehicle stock to smaller or lighter motor vehicles (e.g. speed limit, tax incentives or burdens)
- C) Ambitious CO₂ limit values must be specifically prescribed and complied with.
- D) A significant shift of goods traffic from road to rail (roughly doubling) is required to this end, the investment strategy of Deutsche Bahn should be fundamentally rethought.

(5) Expansion of renewables in the heat sector

- A) In order to open up large RE potential, the contribution of local heat should be considerably increased.
- B) Local authorities should be obliged to develop comprehensive heat-use plans or energy concepts which determine, for each neighbourhood, the most suitable combinations of thermal insulation, direct heating and local heating systems using fossil-fuel CHP and renewables, and which are made mandatory for new investments.
- C) The German Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG) and the German Market Incentive Programme (MAP) are not developing the required dynamics for an accelerated development of renewable heat. A budget-independent support instrument should be introduced.
- D) Technical preparations should be made for the flexible operation of CHP plants (heat storage facilities) and should be stimulated by economic incentives, in order to enable a sensible utilisation of capacities under power-driven operation.

(6) Expansion of renewables in the transport sector

- A) The replacement of fossil motor fuels can be achieved in principle by three options: biofuels, direct use of RE power in electric and plug-in hybrid vehicles, and the use of chemical fuels such as hydrogen or methane produced with RE electricity.
- B) Biofuels can be used in the short to medium term and still have potential for development with respect to the achievable yields and the kinds of biomass which can be used. However, they clearly have a limited potential.
- C) The potential for RE power and chemical fuels produced with it are almost unlimited, but require further development and cost-cutting innovations for their use in transport.
- D) Linking RE power supply to direct use in vehicles and for generating renewable motor fuels open up interesting prospects for both electricity load management and for achieving a very high share of renewables in transport.

7.4 The unambiguous findings on climate change and its consequences, the economic risks of an energy supply that is highly import-dependent, awareness of growing environmental risks due to the increasingly complex extraction of fossil fuels, and the still unresolved questions of safe final disposal of nuclear fuel and how to control the risks of an expanded use of nuclear energy should make it easier to convince more and more social and economic actors of the **need to switch our energy supply** to renewable energies. The Energy Concept of the German government is an important step in this direction. There is a general consensus that **renewables energies must be “a mainstay of the future energy supply”** and will develop into the major energy source in the long term.

However, the economic benefits of a much more efficient use of energy and of a structurally consistent expansion of renewables should be highlighted to a greater degree. This can generate a momentum that can be used by a wise energy policy to define more precisely the necessary instruments for the further development of the energy system and to remove any remaining inconsistencies and resulting barriers to implementation.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien	4
2.1	Politische Rahmenbedingungen und Zielsetzungen	4
2.2	Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Annahmen	7
2.3	Festlegung der zu untersuchenden Szenarienvarianten	9
2.4	Annahmen zur Effizienzsteigerung und die wichtigsten Kenngrößen der Basisszenarien 2010	12
2.5	Annahmen zu zukünftigen Energiepreispfaden	17
2.6	Technisch-ökonomische Charakterisierung zukünftiger Energietechniken	21
2.6.1	Techniken zur erneuerbaren Stromerzeugung	22
2.6.2	Techniken zur fossilen Stromerzeugung	27
2.6.3	Techniken zur Stromspeicherung	28
2.6.4	Techniken zur Wärmeerzeugung.....	30
3	Beschreibung der Basisszenarien 2010.....	34
3.1	Endenergie- und Primärenergieverbrauch und -struktur sowie CO ₂ - und THG-Emissionen	34
3.1.1	Übersicht über die gesamte Energieversorgung	34
3.1.2	Beitrag der erneuerbaren Energien	39
3.1.3	Exkurs: Potenzial und Einsatzstruktur der Biomasse	42
3.2	Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050	46
3.2.1	Weiterer Ausbau der EE-Stromerzeugung	46
3.2.2	Auswirkungen des EE-Ausbaus auf den übrigen Kraftwerkssektor.....	49
3.2.3	Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken (Basisszenario 2010 C); Zubau und Stilllegung von Kraftwerken.....	54
3.3	Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050.....	59
3.4	Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050	64
3.4.1	Entwicklung der Verkehrsleistungen und resultierender Endenergieverbrauch .	64
3.4.2	Beitrag der erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A.....	65
3.4.3	Bedeutung der Elektromobilität (Basisszenario 2010 B) und weitere Strukturvarianten im Verkehr	67

4	Szenarien einer sehr weitgehenden Versorgung mit erneuerbaren Energien	72
4.1	Bedeutung chemischer Energieträger für große Beiträge erneuerbarer Energien ..	72
4.1.1	Möglichkeiten und Grenzen der Ausgleichsoptionen für EE-Strom.....	72
4.1.2	Chemische Energieträger als Langzeitspeicher und neuer Energievektor.....	74
4.2	Szenarien einer 100% EE-Stromversorgung bis 2050	79
4.3	Perspektiven für eine Gesamtversorgung mit erneuerbaren Energien	84
4.4	Exkurs: Betrachtungen zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der Stromversorgung	88
5	Untersuchung der Lastdeckung und möglicher Ausgleichsmaßnahmen im Stromversorgungssystem	92
5.1	Die Modelle und ihre Wechselwirkung.....	92
5.1.1	Modellbeschreibung REMix	92
5.1.2	Modellbeschreibung SimEE.....	94
5.1.3	Die Koppelung der Modelle und ihre Wechselwirkung	95
5.2	Dynamische Bewertung der Energieversorgung im Jahr 2020 unter Berücksichtigung verschiedener Ausgleichsmaßnahmen	96
5.2.1	Zeitweise Vollversorgung mit EE bei idealem Netzausbau im Jahr 2020.....	96
5.2.2	Fluktuationsausgleich durch Lastmanagement mit E-KFZ, Wärmepumpen und Klimatisierung.....	97
5.2.3	Fluktuationsausgleich durch Erzeugungsmanagement mit KWK.....	98
5.2.4	Gesamteffekt der Ausgleichsoptionen – deutliche Glättung und Erleichterung für konventionelle Kondensationskraftwerke	99
5.2.5	Anforderungen an konventionelle Kraftwerke in regenerativ-dominierten Energiesystemen	103
5.2.6	Berechnung des Kraftwerksbedarfs zur Deckung der Jahreshöchstlast – gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit im Jahr 2020	106
5.3	Simulation der erneuerbaren Stromerzeugung 2050 mit REMix im europäischen Kontext.....	109
5.3.1	Basisszenario A.....	109
5.3.2	100%ige Stromerzeugung aus EE (Szenario B 100%-S/H2)	112
5.4	Detaillierte Untersuchung der Lastdeckung in Deutschland 2050 mit SimEE	115
5.4.1	Basisszenario 2010 A.....	115
5.4.2	100%ige Stromversorgung mit Erneuerbaren – Szenario B-100%-S/H2	119
5.4.3	Exkurs: Rolle der KWK in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender EE.....	124

6	Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien	125
6.1	Ausbau erneuerbarer Energien.....	125
6.1.1	Entwicklung der Märkte für EE	125
6.1.2	Einordnung der deutschen EE-Investitionen in eine mögliche EE- Weltmarktentwicklung	128
6.1.3	Entwicklung der Gestehungskosten erneuerbarer Energien	132
6.2	Kosten und Nutzen des EE-Ausbaus.....	136
6.2.1	Strompreisentwicklung und anlegbare Strompreise	136
6.2.2	Systemanalytische Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien.....	142
6.2.3	Kostenwirkungen des EEG auf Stromabnehmer	153
6.2.4	Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien	157
7	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	161
7.1	Beitrag der einzelnen Segmente der Energieversorgung zur CO ₂ -Minderung bis 2050	161
7.2	Vergleich der Eckdaten der Szenarien mit den Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung	162
7.3	Umsetzungshemmnisse und Handlungsnotwendigkeiten	164
7.3.1	Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen (1)	164
7.3.2	Effizienzsteigerung im Wärmebereich, insb. Gebäudesanierung (2).....	169
7.3.3	Effizienzsteigerung im Strombereich (3).....	170
7.3.4	Effizienzsteigerung im Verkehr (4).....	171
7.3.5	EE-Ausbau im Wärmesektor (5).....	172
7.3.6	EE- Ausbau im Verkehrssektor (6)	174
7.4	Schlusswort.....	175
8	Literatur	176
9	Abkürzungsverzeichnis.....	182
10	Datenanhang	183

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	End- und Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren 2000-2009.....	12
Abbildung 2.2:	Struktur des Endenergieverbrauchs 2009 nach Nutzungsarten und nach Verbrauchssektoren (nach [AGEB 2010]).....	13
Abbildung 2.3:	Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 =100) und Annahmen für die Basisszenarien 2010.....	14
Abbildung 2.4:	Bisheriger Bruttostromverbrauch und Annahmen zum zukünftigen Verbrauch in verschiedenen Untersuchungen	16
Abbildung 2.5:	Rohölpreisentwicklung 1970 - 2010 (Jahresmittelwert, nominal und Geldwert 2007), sowie die Preispfade der Szenarien [BMU 2008a] und [BMU 2010a] im Vergleich mit den Angaben der IEA [IEA 2008, 2009], Energieprognose 2009 [EP 2010] und der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung	18
Abbildung 2.6:	Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Pfade A und B der Basisszenarien im Vergleich zu Angaben des Öko-Instituts [Matthes 2010a] und den Annahmen der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010]	21
Abbildung 3.1:	Entwicklung des End- und Primärenergieverbrauchs im Basisszenario 2010 A bis 2050 (vgl. auch Abbildung 2.1).....	34
Abbildung 3.2:	Struktur des Primärenergieeinsatzes im Basisszenario 2010 A bis 2050.....	35
Abbildung 3.3:	Entwicklung des Erdgasverbrauchs und seiner Struktur im Basisszenario 2010 A.....	36
Abbildung 3.4:	Vermiedene CO ₂ -Emissionen ab 2010 im Basisszenario 2010 A nach Nutzungsbereichen und Sockel der zwischen 1990 und 2009 vermiedenen Emissionen	37
Abbildung 3.5:	Primärenergieverbrauch verschiedener aktueller Szenarien im Vergleich	38
Abbildung 3.6:	Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energiequellen bis zum Jahr 2050	41
Abbildung 3.7:	Typische flächenspezifische Energieerträge von EE und ihrer Bandbreiten für zwei typische Strahlungsangebote; bei Wind entsprechend deutschen Verhältnissen*).....	42
Abbildung 3.8:	Energetische Nutzungspotenziale der Biomasse in Deutschland für feste und vergärbare Reststoffe sowie für Energiepflanzen (NAWARO) bei vorgegebener Aufteilung für stationäre und mobile Nutzung	44
Abbildung 3.9:	Bereitstellung von Strom, Nutzwärme und Kraftstoffen aus Biomasse in der im Basisszenario 2010 A gewählten Aufteilung, sowie Wandlungs- und Bereitstellungsverluste	45
Abbildung 3.10:	Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im Basisszenario 2010 A; Vergleich mit dem Leitszenario 2009 und den Szenarien EE	

	(„stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien“) und KV („Koalitionsvereinbarung“) des Energiegipfels [Prognos 2007]	47
Abbildung 3.11:	Jährlich installierte Leistung der EE im Stromsektor im Basisszenario 2010 A (Neuinstallationen und Ersatz)	49
Abbildung 3.12:	Strukturelle Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Basisszenario 2010 A.....	50
Abbildung 3.13:	Strukturelle Änderungen und Ausbau bei der KWK im Basisszenario 2010 A.....	52
Abbildung 3.14:	Struktur der Bruttostromerzeugung im Basisszenario 2010 A	54
Abbildung 3.15:	Stilllegung (kumuliert), Neubau (kumuliert) und resultierendes Saldo von fossilen und nuklearen Kraftwerken in den Basisszenarien A und C	55
Abbildung 3.16:	Endenergieeinsatz für Wärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme).....	60
Abbildung 3.17:	Endenergieeinsatz für Raumwärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme).....	61
Abbildung 3.18:	Jährlich installierte thermische Leistung von EE im Wärmemarkt im Basisszenario 2010 A (Neubau und Ersatz).....	63
Abbildung 3.19:	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Basisszenario 2010 A nach Energieträgern	67
Abbildung 3.20:	Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Basisszenario 2010	69
Abbildung 4.1:	Wasserstoffgestehungskosten (€/GJ (Hu)) in Abhängigkeit der jährlichen Ausnutzung der Elektrolyse und der Stromkosten (in ct/kWh _{el})	76
Abbildung 4.2:	Gestehungskosten von EE-Wasserstoff und EE-Methan auf Vollkostenbasis und bei Nutzung von Überschussstrom im Vergleich zu den Großhandelspreisen von Erdgas und Kosten von Kraftstoffen (ohne Steuern) für die Preispfade A und B (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 20a)	78
Abbildung 4.3:	Stromeinsatz für die EE-Wasserstoffherzeugung und dessen Verwendung im Szenario B-100%-S/H ₂	80
Abbildung 4.4:	Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Wasserstoff als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Sternner 2009]	86
Abbildung 4.5:	Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Methan als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Sternner 2009].....	87
Abbildung 5.1:	Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten.....	93
Abbildung 5.2:	Aufbau des Modells SimEE unter Einbindung des Modells REMix.....	94
Abbildung 5.3:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen, nicht-regelbaren EE- Einspeisung für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A).....	97

Abbildung 5.4:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import	98
Abbildung 5.5:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A).....	99
Abbildung 5.6:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „ohne“ die Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A).....	100
Abbildung 5.7:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „mit“ den Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A).....	100
Abbildung 5.8:	Vergleich der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast im Jahr 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario A).....	102
Abbildung 5.9:	Jahresdauerlinie des Jahres 2020 der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast (Mittel über 4 Wetterjahre 2006-2009; Basisszenario 2010 A).....	102
Abbildung 5.10:	Auswertung der Anteile von Grund-, Mittel- und Spitzenlast der verbleibenden Residuallast im Basisszenario 2010 A, welcher von konventionellen Kondensations-KW zu decken ist (Mittelwerte über 4 Wetterjahre 2006-2009).....	104
Abbildung 5.11:	Aggregierte Regionen im Modell REMix.....	109
Abbildung 5.12:	Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in Europa und Nordafrika im Jahr 2050 bei einer Versorgung in D gemäß Basisszenario 2010 A	111
Abbildung 5.13:	Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in den Regionen Europas und Nordafrikas im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050	114
Abbildung 5.14:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A).....	116
Abbildung 5.15:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export.....	117
Abbildung 5.16:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export und Lastmanagement	118
Abbildung 5.17:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)	119
Abbildung 5.18:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2).....	120
Abbildung 5.19:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export.....	120

Abbildung 5.20:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export.....	121
Abbildung 5.21:	Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)*	121
Abbildung 5.22:	Extremsituation – Monatsverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2).....	123
Abbildung 5.23:	Extremsituation – Monatsverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)	123
Abbildung 6.1:	Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Stromsektor nach Einzeltechniken	126
Abbildung 6.2:	Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Wärmesektor nach Einzeltechniken	127
Abbildung 6.3:	Gesamte Investitionen in EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A und ab 2030 für das Szenario 100%-Strom	129
Abbildung 6.4:	Erforderliches Wachstum der EE-Techniken zur Stromerzeugung (links) und Wärmeerzeugung (rechts) im Szenario „Energy (R)evolution“	130
Abbildung 6.5:	Jährliche globale Investitionsvolumina zur Strom- und Wärmebereitstellung aus EE im Szenario „Energy (R)evolution“	131
Abbildung 6.6:	Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Techniken bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Basisszenario 2010 A (Preisbasis 2009; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken)	133
Abbildung 6.7:	Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik)	134
Abbildung 6.8:	Kostenentwicklung von Kollektoren, Umwelt- und Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten; realer Zinssatz 6%/a) im Basisszenario 2010 A	135
Abbildung 6.9:	Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (7.000 Volllaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO ₂ -Kosten der Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“	137
Abbildung 6.10:	Spartenspezifischer Verlauf der systemanalytischen Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE im Basisszenario 2010 A beim Vergleich mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Preispfad A	142
Abbildung 6.11:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte für den Preispfad A.....	143
Abbildung 6.12:	Systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich (ohne Fotovoltaik) für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen	145

Abbildung 6.13:	Jährlich anfallende systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen	147
Abbildung 6.14:	Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen	149
Abbildung 6.15:	Jährliche systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 für anlegbare Preise gemäß Preispfad A.....	150
Abbildung 6.16:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte gemäß Preispfad A.....	151
Abbildung 6.17:	Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 A für verschiedene Annahmen zu den zukünftig anlegbaren Energiepreisen (Preispfade A bis E)	152
Abbildung 6.18:	Verlauf der EEG-Umlage nach verschiedenen Preispfaden	156
Abbildung 7.1:	CO ₂ -Minderung je Energiesektor zwischen 2010 und 2050 durch Erneuerbare (EE) und Effizienz (EFF) sowie verbleibende CO ₂ -Emissionen aufgeteilt auf die Segmente Strom, Wärme, Kraftstoffe	161

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Annahmen zum Wachstum des deutschen Bruttoinlandprodukts in Energiestudien der letzten Jahre bis 2030 bzw. bis 2050 (in Mrd. € ₂₀₀₀)	7
Tabelle 2-2:	Demografische, strukturelle und ökonomische Eckdaten des Basisszenarios 2010 sowie abgeleitete spezifische Werte	8
Tabelle 2-3:	Die wichtigsten energetischen Kenngrößen des Basisszenarios 2010 A	15
Tabelle 2-4:	Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in € ₂₀₀₇ /GJ]; Werte 2007 bis 2009 nach BMWi-Angaben (Mai 2010)	19
Tabelle 2-5:	Entwicklung technisch-ökonomischer Kenngrößen für erneuerbare Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)	25
Tabelle 2-6:	Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für die konventionelle Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang).....	27
Tabelle 2-7:	Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Kurzzeitspeicher (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)	29
Tabelle 2-8:	Übersicht über die charakterisierten Referenzsysteme zur Wärmeerzeugung	30

Tabelle 2-9:	Technisch-ökonomische Kenndaten für Anlagen zur fossilen und regenerativen Wärmeerzeugung für Neuanlagen, hier exemplarisch für Anlagen für kleine Wohngebäude	33
Tabelle 3-1:	Eckdaten des Basisszenarios 2010 A, speziell Beiträge und Anteile der EE	40
Tabelle 3-2:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)	47
Tabelle 3-3:	Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende)	48
Tabelle 3-4:	Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der KWK im Basisszenario 2010 A.....	51
Tabelle 3-5:	Leistung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie in der gesamten KWK im Basisszenario 2010 A.....	53
Tabelle 3-6:	Kraftwerksbestand in 2005, 2009 und 2020; Stilllegungen und Zubau von Kraftwerken zwischen 2010 und 2020 im Basisszenario 2010 A und im Basisszenario 2010 C mit um 8 bis 14 Jahre verlängerter Laufzeit von Kernkraftwerken.....	57
Tabelle 3-7:	Eckdaten des Basisszenarios 2010 C, speziell Beiträge und Anteile der EE	58
Tabelle 3-8:	Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A	62
Tabelle 3-9:	Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr und resultierender Endenergieverbrauch (PJ/a) im Basisszenario 2010 A.....	65
Tabelle 3-10:	Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A und Einsatz von EE-Strom	66
Tabelle 3-11:	Eckdaten des Basisszenarios 2010 B, speziell Beiträge der EE.....	68
Tabelle 3-12:	Höhe und Struktur der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (Jahr 2050) in verschiedenen Untersuchungen (in PJ/a)	71
Tabelle 4-1:	Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure	75
Tabelle 4-2:	Eckdaten des Szenarios B 100%-S/H ₂ , speziell EE-Beiträge und -Anteile.....	81
Tabelle 4-3:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H ₂ nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)	82
Tabelle 4-4:	Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H ₂ (Leistung am Jahresende).....	82
Tabelle 4-5:	Jährlich zu installierende Leistung der EE-Stromerzeugung im Szenario B-100%-S/H ₂ *)	84
Tabelle 4-6:	Fossiler Energiebedarf in 2050 und seine mögliche Deckung durch weitere EE	85
Tabelle 5-1:	Bedarf an konventionellen Kondensationskraftwerken in der Bandbreite der Ausgleichsoptionen	103
Tabelle 5-2:	Bilanzierung der Beiträge zur gesicherten Leistung zur Deckung der Jahreshöchstlast für das Basisszenario 2010 A im Jahr 2020 in GW.....	108

Tabelle 5-3:	Strommengen und Erzeugungs-/Speicherleistung in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050	110
Tabelle 5-4:	Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050.....	112
Tabelle 5-5:	Strommengen in TWh und Erzeugungsleistung in GW in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050	113
Tabelle 5-6:	Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Szenario B-100-S/H2 im Jahr 2050	115
Tabelle 6-1:	Bandbreite anlegbarer Strompreise auf der Basis von Vollkosten der fossilen Stromerzeugung zwischen den Extremfällen „ Real konstanter Preis“ (Pfad D) und „Ökologisch korrekter Preis“ (Pfad E).....	138
Tabelle 6-2:	Anlegbare Stromgroßhandelspreise zur Ermittlung der EEG-Differenzkosten.....	141
Tabelle 6-3:	Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel.....	141
Tabelle 6-4:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 A (ohne Fotovoltaik) für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. € ₂₀₀₉)	146
Tabelle 6-5:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 A für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. € ₂₀₀₉).....	147
Tabelle 6-6:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. € ₂₀₀₉).....	150
Tabelle 6-7:	Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade der anlegbaren Energiepreise (Mrd. € ₂₀₀₉).....	153
Tabelle 6-8:	Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreispfad A: <i>Deutlich</i>)	157
Tabelle 6-9:	Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreispfad B: <i>Mäßig</i>)	157
Tabelle 6-10:	Vermiedene Importkosten durch erneuerbare Energien (Mio. € ₂₀₀₉ /a) im Basisszenario 2010 A im Vergleich zum „eingefrorenen“ EE-Ausbauzustand im Jahr 1995	159
Tabelle 7-1:	EE-Anteile der Szenarien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch im Vergleich zu den Zielwerten des Energiekonzepts	163
Tabelle 7-2:	Stromgestehungskosten von EE und fossilen Kraftwerken und resultierende erweiterte EEG-Umlage für den EE-Ausbau im Basisszenario 2010 A (in € ₂₀₀₉ /MWh bzw. ct ₂₀₀₉ /kWh, Diskontsatz 6%/a) und Vergleich mit den Angaben der Szenarien für das Energiekonzept auf der Basis von Großhandelspreisen	167

1 Einleitung

Die Emissionen an Treibhausgasen (CO₂, Methan, Lachgas u. a.) in Deutschland müssen bis 2050 um 80% bis 90% gegenüber dem Wert von 1990 gesenkt werden, für die energiebedingten CO₂-Emissionen allein liegt der zu erreichende Wert bei 85% bis 95%. Dieses Ziel ist der notwendige Beitrag der Industriestaaten, wenn die weltweiten Treibhausgasemissionen bis zu diesem Zeitpunkt etwa halbiert werden sollen. Bis zum Ende des Jahrhunderts sollten die Energieversorgung und die wichtigsten Industrieprozesse praktisch ohne Treibhausgasemissionen ablaufen; spätestens ab 2020 müssen die globalen Emissionen insgesamt sinken. Nur dann besteht die Chance, 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. So lauten die aktuellsten Erkenntnisse der internationalen Klimaforschung, wie sie kurz vor der Konferenz in Kopenhagen zusammengestellt wurden [COP 2009].

Seit etwa einem Jahrzehnt steht diese klimapolitische Zielsetzung in immer deutlicherer Ausprägung auch auf der politischen Agenda der EU und Deutschlands. Im Januar 2008 hat sich die EU dazu mit dem „EU Climate and Energy Package“ konkrete Zwischenziele für das Jahr 2020 gesetzt. Kernpunkte dieses Pakets sind die 20-20-20 Ziele für das Jahr 2020: Die CO₂-Emissionen sollen gegenüber 1990 um 20% reduziert werden, der Primärenergieverbrauch soll sich gegenüber einer Trendentwicklung um 20% verringern und die erneuerbaren Energien (EE) sollen bis dahin einen Anteil von 20% am Bruttoendenergieverbrauch erreicht haben. Die nationalen Ziele sind in diesen Rahmen eingebettet und wurden zuletzt beim nationalen „Energiegipfel“ in Meseberg (August 2007) im „Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP)“ zusammengefasst. Sie sind auch in der Koalitionsvereinbarung der jetzigen Bundesregierung enthalten. Ende August 2010 wurden im Rahmen des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung Szenarien veröffentlicht, welche die Wege zur Umsetzung dieser Ziele unter der Annahme unterschiedlich langer Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke aufzeigen [EWI 2010].

Strategien zu erarbeiten, die aufzeigen, wie insbesondere das langfristige Klimaschutzziel 2050 in Deutschland erreicht werden kann, ist auch das oberste Ziel von Studien, die seit gut 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 Untersuchungen [UBA 2000; UBA 2002; BMU 2004; BMU 2005a] wurden die Grundlagen für die Erarbeitung von Leitszenarien geschaffen, die – neben anderen Untersuchungen – als Grundlage für die Arbeit des BMU im Bereich der EE und für die Formulierung von energiepolitischen Instrumenten dienen. Ein erstes Leitszenario wurde im Februar 2007 („Leitstudie 2007“ [BMU 2007]) vorgestellt. Im Oktober 2008 folgte das Leitszenario 2008 [BMU 2008a].

Auf der Basis differenzierter Potenzialabschätzungen, die technische, strukturelle und ökologische Kriterien berücksichtigen, und detaillierten Technik- und Kostenanalysen zu den Einzeltechnologien der EE entstanden verschiedene Szenarien ihres möglichen Ausbaus in Wechselwirkung mit den übrigen Teilen der Energieversorgung in Deutschland. Die Zielsetzung dieser Szenarien war und ist es, einen belastbaren, „realistischen“ Orientierungsrahmen für die zukünftige Bedeutung der EE innerhalb des Gesamtkonzepts eines weitgehenden Umbaus der 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. Der hier vorliegende Bericht ist nach dem „Leitszenario 2009“ [BMU 2009a] und dem Bericht über die EEG-Wirkungen bis 2030 [BMU 2010a] der dritte Bericht im Rahmen des o. g. Vorhabens, das im Zeitraum 2009 bis 2011 bearbeitet wird.

Die früheren Arbeiten zielten im Wesentlichen darauf, 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. Das letzte Szenario dieser Art ist das im Oktober 2009 veröffentlichte „Leitszenario 2009“ [BMU 2009a]. In der Fortführung dieses Vorhabens erfolgt nun eine wesentlich intensivere Durchdringung der Struktur der zukünftigen Energieversorgung mit dem Schwerpunkt auf der Stromversorgung.

Anders als ihre Vorläuferinnen stützt sich die jetzt vorgelegte „Leitstudie 2010“ nicht mehr auf ein einzelnes Leitszenario, sondern zeigt in drei sog. Basisszenarien (BSZ) unterschiedliche Entwicklungspfade auf. BSZ A und B unterscheiden sich dabei im Ausbau der E-Mobilität (33% bzw. 66% bis 2050). Mit dem BSZ C wird daneben nur wenige Monate nach Veröffentlichung des Energiekonzepts der Bundesregierung ein Szenario vorgelegt, das die dort vereinbarte Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke berücksichtigt. Da die Modellierungsarbeiten im Projekt bereits 2009 begannen, reflektieren die BSZ A und B noch die seinerzeit geltende Rechtslage (Kernenergieausstieg); sie sind im Bericht deshalb deutlich ausführlicher dargestellt als BSZ C, für dessen Berechnung nur wenige Wochen zur Verfügung standen. Im weiteren Projektverlauf wird dieses Szenario Grundlage für die weiteren Analysen sein.

In allen drei Basisszenarien ist der Ausbau der EE in absoluten Zahlen jeweils etwa gleich hoch. Ein erste Variante der Leitstudie war im Frühjahr/Sommer Grundlage des Nationalen Aktionsplans zum EE-Ausbau bis 2020, den die Bundesregierung im Sommer 2010 der EU-Kommission übermittelte. Der dort gemeldete Ausbaupfad findet sich in dem jetzt vorgelegten Bericht im Wesentlichen wieder, allerdings insbes. in den Bereichen „Strom aus Biomasse“ und „PV“ auf Grundlage aktueller Entwicklungen und Erkenntnisse etwas modifiziert.

Für die Leitstudie 2010 haben die Projektpartner DLR Stuttgart und Fraunhofer-IWES Kassel erstmals mittels geeigneter Modelle (REMix (DLR) und SimEE (IWES)) eine vollständige dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durchgeführt. Außerdem wird der Untersuchungsraum für diese Simulation auf ganz Europa (einschließlich einiger nordafrikanischer Länder) ausgedehnt, um die Wechselwirkungen eines nationalen Umbaus der Energieversorgung mit der Entwicklung in Nachbarregionen erfassen zu können. Damit lassen sich die Erzeugungscharakteristiken der EE-Stromerzeugung abbilden und Rückschlüsse auf die notwendigen Maßnahmen im „konventionellen“ Teil der

Stromversorgung hinsichtlich Reservekapazitäten, Regelungs- und Speicheraufwand sowie zum notwendigen supranationalen und nationalen 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 „100%-Versorgung“ mit EE in Teilbereichen oder für die gesamte Energieversorgung zu charakterisieren. Ergänzt werden die Arbeiten durch spezifische Analysen des IfnE Teltow zu den ökonomischen Wirkungen des EEG.

Der vorliegende Bericht ist nach dem „Leitszenario 2009“ [BMU 2009a] und dem Bericht über die EEG-Wirkungen bis 2030 [BMU 2010a] der dritte Bericht im Rahmen des o. g. Vorhabens, das im Zeitraum 2009 bis 2011 bearbeitet wird.

Dr. Wolfram Krewitt, Leiter der Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“ des DLR war der wesentliche Initiator und Leiter dieses Vorhabens. Er verstarb am 8. Oktober 2009 völlig unerwartet im Alter von nur 47 Jahren. Mit ihm haben wir einen großartigen Menschen, einen liebenswerten Kollegen und einen weltweit anerkannten Wissenschaftler verloren. Die Weiterführung der Arbeiten in diesem Vorhaben geschieht in seinem Sinne.

Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Michael Sterner

Dezember 2010

2 Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien

2.1 Politische Rahmenbedingungen und Zielsetzungen

Nach dem unbefriedigenden Ausgang der Verhandlungen bei der Klimakonferenz in Kopenhagen im Dezember 2009 hat der Prozess einer fortwährenden Ausweitung und Verstärkung von Klimaschutzbemühungen einen empfindlichen Rückschlag erlitten. Trotzdem bleibt Klimaschutz die weltweit herausragende umweltpolitische Herausforderung für die nächsten Jahrzehnte; Art und Intensität der globalen Klimapolitik werden also weiterhin einen großen Einfluss auf die Entwicklung der internationalen Energiepolitik und die Energiemärkte haben. Unterstellt man in absehbarer Zeit zumindest geringfügige weitere Fortschritte bei den notwendigen weltweiten Klimaschutzbemühungen, so wird dies tendenziell zu einer Verteuerung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe führen. Mit der Ölkatastrophe im Golf von Mexiko ist zudem zum wiederholten Male klar geworden, wie verletzlich und riskant unsere derzeitige fossil basierte Energieversorgung ist. Es hat sich gezeigt, dass sich die enormen Risiken dieser Art von Energienutzung völlig unzulänglich in dem heutigen Preisgefüge für Energie wiederfinden und damit die Energiemärkte falsche Signale erhalten. Die Notwendigkeit, dies zu korrigieren, wird ebenfalls eine kostensteigernde Wirkung haben. Auch das weiter anhaltende wirtschaftliche Wachstum vieler Schwellenländer und die knapper werdenden fossilen Energieressourcen werden weitere stetige Preisanstiege bewirken.

Es ist vor diesem Hintergrund nicht verwunderlich, dass in praktisch allen energiepolitischen Programmen Zielsetzungen sichtbar sind, welche die Abkehr von der heutigen fossil basierten Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten ermöglichen sollen. Diese generelle Zielsetzung ist wenig umstritten. Tendenziell wird von einer Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien bei gleichzeitig verstärkten Bemühungen für eine effizientere Energienutzung ausgegangen. Weniger eindeutig sind die Vorstellungen über den Beitrag der Kernenergie und/oder von Techniken der Rückhaltung von CO₂. Auch über die Intensität des Umsteuerns und die letztlich anzustrebende Struktur einer CO₂-ärmeren bzw. CO₂-neutralen Energieversorgung gibt es vielfältige, häufig sich sogar widersprechende Vorstellungen. Dies spiegelt sich auch in den klima- und energiepolitischen Programmen von Staaten und Staatengruppen wider.

Konzentriert man sich auf die Klimapolitik der Europäischen Union, so ist als wichtigstes Instrument das europäische Emissionshandelssystem (ETS) zu nennen. Bis 2020 sollen in den betroffenen Sektoren die CO₂-Emissionen um 21% gegenüber 2005 gesenkt werden. Ab 2013 werden die Emissionsrechte für die Stromerzeuger vollständig versteigert, für die betroffene Industrie wird der Anteil der zu versteigernden Emissionsrechte sukzessive bis 2020 auf 70% gesteigert. Auch der Flugverkehr wird ab 2012 einbezogen. Für die Zeit nach 2020 soll das ETS beibehalten und weiter ausgebaut werden. Langfristig soll das ETS in einem weltweiten Emissionshandelssystem aufgehen. Auch Sektoren, die nicht dem ETS angehören, sollen ihre Emissionen bis 2020 EU-weit um 10% gegenüber 2005 senken, wobei die Minderungen von Land zu Land unterschiedlich sind und für einige Länder auch noch Emissionssteigerungen möglich sind.

Im Zusammenhang mit den angestrebten Emissionsminderungen soll der Primärenergieverbrauch (PEV) bis 2020 um 20% gegenüber einer Referenzentwicklung sinken, wobei vor

allein die Effizienz im Verkehr, bei Gebäuden und bei Geräten gesteigert werden soll. Seit 2006 gibt es dazu eine EU-Richtlinie, die mittels nationaler Instrumente umgesetzt werden soll. Dasselbe gilt für den angestrebten EE-Anteil von 20% am Bruttoendenergieverbrauch im europäischen Mittel bis 2020. Auch hier hängt es von der Qualität nationaler Instrumente ab, ob die angestrebten Anteile (für Deutschland 18%) zeitgerecht erreicht werden.

Die deutsche Klimaschutz- und Energiepolitik bis 2020 ist derzeit im Wesentlichen im Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) formuliert [IEKP 2007]. Dessen Umsetzung wurde auch in der Koalitionsvereinbarung der jetzigen Regierung vom Oktober 2009 bekräftigt [CDU/CSU/FDP 2009]. Es enthält neben einem Emissionsminderungsziel von 40% (für 2020 gegenüber 1990, wenn das EU-weite Reduktionsziel 30% beträgt), Unterziele für den Ausbau der EE im Strombereich von „mindestens“ 30%, im Wärmebereich von 14% und insgesamt, entsprechend dem EU-Ziel für Deutschland, von 18%. Weiterhin wird eine Verdopplung der Energieproduktivität (als Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts (BIP) zum Primärenergieverbrauch (PEV)) gegenüber 1990 angestrebt; bis 2016 soll der Einsparrichtwert der EU von 9% Endenergie gegenüber 2008 erreicht werden. Daneben gibt es noch Richtwerte für die zu erreichende Treibhausgasreduzierung mittels Biokraftstoffen im Verkehr von 7% und für eine Verdopplung des Anteils von KWK-Strom auf ca. 25%. Im IEKP wurden dazu 29 Maßnahmen beschlossen, von denen der größte Teil bereits rechtskräftig ist.

Im Koalitionsvertrag wird weiterhin das Reduktionsziel von „*mindestens 80%*“ für die Treibhausgasemissionen bis 2050 bekräftigt und damit begründet, dass Deutschland seine Vorreiterrolle beim Klimaschutz beibehalten will. Das Ziel der Energiepolitik der gegenwärtigen Regierung ist es auch „*dass die erneuerbaren Energien den Hauptanteil an der Energieversorgung übernehmen. Auf diesem Weg werden in einem dynamischen Energiemix die konventionellen Energieträger kontinuierlich durch alternative Energien ersetzt.*“ (CDU/CSU/FDP 2009; S. 27/132). Im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.9.2010 wurde dieses Ziel erneut aufgegriffen und bekräftigt, allerdings wurde auch „*die Kernenergie als Brückentechnologie auf dem Weg dorthin*“ bezeichnet [E-Konzept 2010; S. 3/4]. Darüber hinaus wurden im Energiekonzept klare Zielvorgaben für die einzuschlagende Klimaschutzstrategie vorgegeben. Für 2050 wird für die Minderung der Treibhausgasemissionen ein Zielkorridor von minus 80% bis 95% genannt, für den Anteil von EE am Bruttoendenergieverbrauch ein Wert von 60% und für den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 80%. Parallel dazu sind auch die Effizienzziele konkretisiert worden. Der Primärenergieverbrauch soll bis 2050 gegenüber 2008 um 50% reduziert werden, der Stromverbrauch um 25%. Weiterhin soll die energetische Sanierungsrate von Gebäuden von 1% auf 2% verdoppelt werden, der Endenergieverbrauch im Verkehr soll um rund 40% gegenüber 2005 zurückgehen. Auch für die Zeitpunkte 2020 und 2030 sind Zwischenziele formuliert worden, [E-Konzept 2010; S. 5]. Damit liegt von Seiten der Bundesregierung ein relativ präziser Fahrplan für den Umbau der Energieversorgung bis 2050 vor, der sich überwiegend auf die Säulen „Steigende Energieeffizienz“ und „Ausbau der Erneuerbaren Energien“ stützt. Ergänzend kommen die Laufzeitverlängerung (LZV) der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre und die Unterstützung und weitere Förderung der CCS-Technik für Kraftwerke und energieintensive Industrieanlagen hinzu.

Die Arbeiten in dieser Untersuchung, wie bereits diejenigen in den Vorgängerstudien, gehen ebenfalls davon aus, dass das übergeordnete Klimaschutzziel und die daraus resultierenden notwendigen Veränderungen der Energieversorgungsstrukturen durch weitere Verbesserung der energiepolitischen Instrumente und Rahmenbedingungen schrittweise und zeitgerecht erreicht wird. Deshalb zeigen die vorgestellten Szenarien in dieser Untersuchung Wege auf,

wie die im Energiekonzept erläuterte Klimaschutzstrategie schrittweise umgesetzt werden kann. Sie erweitern somit auch das Szenarienspektrum, welches für das Energiekonzept erstellt wurde [EWI 2010]. Als zielorientierte Szenarien zeigen sie auf, wie die bis 2050 angestrebte Treibhausgasreduktion erbracht werden kann und setzen dabei auf EE als längerfristig wichtigste Energiequelle. Aus einer zeitgerechten Umsetzung des „80%-Ziels“ lässt sich ableiten, wie unter Beachtung der wesentlichen strukturellen Randbedingungen des Energieversorgungssystems in Wechselwirkung mit einer gesteigerten Energieeffizienz der Ausbaupfad der EE in den einzelnen Sektoren gestaltet und wie dabei die bisherige Energiestruktur verändert werden muss. Da der Zeitraum bis 2050 zu betrachten ist, ist es notwendig, die vorhandenen strukturellen und technologischen Freiheitsgrade durch eine ausreichende Anzahl unterschiedlicher Szenariovarianten abzubilden, da ein einzelnes Szenario nicht für sich in Anspruch nehmen kann, die eindeutig „beste“ Strategie für eine 40-jährige Weiterentwicklung der Energieversorgung abbilden zu können. Die hier ausgewählten Szenarien werden in Abschnitt 2.3 erläutert

Wie bereits die früheren Leitszenarien gezeigt haben, lassen sich jedoch grundsätzlich verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung definieren, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Im kommenden Jahrzehnt wird sich entscheiden, ob das Fenster in eine nachhaltige Energieversorgung rechtzeitig geöffnet werden kann und der notwendige Umbau die erforderliche Dynamik erhält. In diesem Zeitabschnitt wird der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Energiebereitstellung aus EE noch einer Unterstützung durch die Klima- und Energiepolitik mittels wirksamer Instrumente bedürfen. Bis dahin muss auch der Einstieg in eine erfolgreiche Effizienzstrategie stattgefunden haben. Gelingt bis dahin die Etablierung selbsttragender und stabiler Inlandsmärkte in einer größeren Anzahl von Ländern und der erfolgreiche Ausbau eines globalen Markts für EE, so kann nach 2020 ihr weiterer Ausbau Erfolg versprechend weitergeführt werden. Dieser dürfte dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und bei einer Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien, die sich u. a. in angemessen hohen CO₂-Preisen niederschlagen muss, weitgehend ohne spezifische Förderinstrumente auskommen. Die große Aufgabe des darauf folgenden Jahrzehnts wird der sehr weitgehende Um- und Ausbau der Infrastrukturen der Energieversorgung im Strom- und im Wärmesektor sein. Ohne eine rechtzeitige und umfassende Anpassung der Infrastrukturen an die physikalischen Gegebenheiten erneuerbarer Energiequellen werden deren große Angebotspotenziale nur unzulänglich oder zu aufwändig genutzt werden können.

Angesichts der Notwendigkeit, den Anstieg der globalen Treibhausgasemissionen bis 2020 umzukehren, ist ersichtlich, dass die Zeit drängt. Je später ernsthafte Effizienzsteigerungen einsetzen, je verhaltener der weitere Ausbau erneuerbarer Energien verläuft und je zögerlicher der notwendige Umbau der Energieinfrastrukturen angegangen wird, desto schwieriger und aufwändiger wird im weiteren Verlauf das Erreichen der Klimaschutzziele.

2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Annahmen

Die Höhe und die Struktur des Energieverbrauchs eines Landes werden größtenteils durch die Entwicklung der Bevölkerung, der Größe und Ausstattung der Wohnungen bzw. Haushalte, des Verkehrsaufkommens und der Ausstattung mit Fahrzeugen sowie letztlich durch die Höhe des Bruttoinlandprodukts bestimmt. Darüber hinaus spielt die Entwicklung der Energiepreise eine wesentliche Rolle. Am Beispiel der Entwicklung des Bruttoinlandprodukts lässt sich zeigen, dass die Vorgaben wesentlicher, den Energiebedarf bestimmender Größen keineswegs eindeutig sind. Besonders stark von aktuellen Geschehnissen und kurzfristigen Eindrücken geprägt ist das angenommene Wirtschaftswachstum einer Volkswirtschaft. So wurde in nahezu allen Untersuchungen bis 2008 von einem weiteren stetigen Wirtschaftswachstum in Deutschland bis 2020 von (inflationsbereinigt) rund 1,5%/a ausgegangen (Tabelle 2-1, oberer Teil und Referenzen dort). Zwischen 2020 und 2030 betrug es noch 1,3%/a und zwischen 2030 und 2050 verringerte es sich auf rund 1%/a. Das führte zu einem ca. 1,7-fachen Wirtschaftsvolumen im Jahr 2050 gegenüber 2008 (in realen Preisen).

Der durch die Finanz- und Wirtschaftskrise des Jahres 2009 erfolgte Einbruch des globalen Wirtschaftswachstums hat zu einer deutlich anderen Einschätzung geführt, die auch langfristig nachwirkt. Jetzt belaufen sich die mittelfristigen Wachstumserwartungen bis 2020, gemessen ab 2008, auf nur noch 0,6%/a (ab dem Tiefpunkt 2009 mit 2161 Mrd. €₂₀₀₀ auf 1,1%/a, siehe Tabelle 2-1, unterer Teil). Auch zwischen 2020 und 2030 und zwischen 2030 und 2050 verläuft das Wachstum mit 0,8%/a bzw. 0,9%/a geringer als früher angenommen. Mit rund 3100 Mrd. €₂₀₀₀ soll jetzt im Jahr 2050 „nur“ noch die 1,4-fache Wirtschaftsleistung des Jahres 2008 erbracht werden, was mit einer absoluten Differenz von 500 bis 700 Mrd. €₂₀₀₀ einen erheblichen Unterschied gegenüber früheren Annahmen darstellt.

Tabelle 2-1: Annahmen zum Wachstum des deutschen Bruttoinlandprodukts in Energiestudien der letzten Jahre bis 2030 bzw. bis 2050 (in Mrd. €₂₀₀₀)

	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Energiereport IV, 2005	2274	2390		2638		2990		
Energiegipfel 2007	2274	2335	2540	2763				
Politiksznarien IV; 2008	2274			2669		3029		
Leitszenarien 2008	2274	2335	2540	2763	2960	3130	3420	3600
Politiksznarien V; 2009	2274	2290		2779		3208		
Energiezukunft 2050 (FFE), 2009	2274			2720		3150		4000
Energieprognose 2009	2274	2160	2394	2526	2660	2784		
WWF: "Modell Deutschland", 2009	2274			2457		2598	2743	2981
Energiekonzept 2010	2274	2185	2327	2437	2533	2632	2868	3158
Basisszenarien 2010	2274	2185	2327	2437	2533	2632	2868	3158

Derartige Unterschiede können beträchtlichen Einfluss auf die Höhe des zukünftigen Energieverbrauchs haben. Geht man von einer unveränderten Wirkung der eingesetzten Instrumente aus, z. B. hinsichtlich der Steigerung der Energieproduktivität, so müsste angesichts der jüngsten vorsichtigeren Prognosen der Wirtschaftsentwicklung der erwartete Energieverbrauch bis 2050 deutlich geringer sein. Damit könnten die Emissionsreduktionen höher ausfallen, auch die EE-Anteile erreichen dann rechnerisch höhere Werte. Hält man jedoch

die zuvor festgelegten Emissions-Reduktionsziele für ausreichend, so kann man auch von einer Verringerung der Instrumentenwirkung ausgehen und sich beispielsweise mit einer geringeren Steigerung der Energieproduktivität zufrieden geben. In der Praxis werden bei der Szenarienerstellung in der Regel beide Vorgehensweisen gemischt auftreten, so dass Unterschiede in den Ergebnissen der verschiedenen Studien (Tabelle 2-1) weniger stark ausfallen. Mit ökonomischen Modellen errechnete Rückwirkungen einer bestimmten Art von Energieversorgung auf das zukünftige Wirtschaftswachstum sind i. allg. deutlich geringer als die in der Tabelle auftretenden Unterschiede in den Annahmen zum Wirtschaftswachstum.

Demografische und strukturelle Ausgangsgrößen zeigen im Gegensatz zur Wirtschaftsentwicklung eine geringere Abhängigkeit von aktuellen Geschehnissen. Ihre Entwicklungstendenzen sind nur längerfristig (Demografie) bis mittelfristig (Strukturveränderungen) veränderbar und unterscheiden sich daher in den einschlägigen Untersuchungen zumindest im mittelfristigen Zeitraum weniger stark.

In diesem Vorhaben werden zu wirtschaftlichen und demografischen Rahmendaten keine eigenen Untersuchungen angestellt. Um die Vergleichbarkeit mit aktuellen Überlegungen zur zukünftigen Energieversorgung sicher zu stellen, werden hier die demografischen, ökonomischen und strukturellen Eckdaten verwendet, die auch für die Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung (Stand 13.4.2010) festgelegt wurden. Die wesentlichen für die Basisszenarien verwendeten Eckdaten sind in Tabelle 2-2 zusammengestellt:

Tabelle 2-2: Demografische, strukturelle und ökonomische Eckdaten des Basisszenarios 2010 sowie abgeleitete spezifische Werte

	2005	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio)	82,5	82,1	81,8	81,6	80,9	80,5	79,9	79,1	75,5	73,8
Erwerbstätige (Mio)	38,8	40,3	40,2	39,0	39,3	38,6	37,5	36,2	34,3	32,8
Priv. Haushalte (Mio)	39,2	40,1	40,0	39,9	40,3	40,7	40,9	41,0	40,5	39,7
Wohnungen (Mio)	39,6	40,1	40,2	40,3	41,0	41,7	41,7	41,5	40,7	39,9
Wohnfläche (Mio m ²)	3350	3448	3460	3480	3570	3640	3700	3680	3650	3600
Beheizte Nutzfläche (Mio m ²)	1480	1510	1512	1518	1530	1540	1530	1520	1470	1430
BIP real (Mrd. EUR, 2000)	2125	2274	2161	2187	2327	2437	2533	2632	2868	3158
Anzahl PKW (Mio)	46,1	46,6	46,6	46,8	47,1	47,4	47,5	47,5	47,0	46,0
Personenverkehr (Mrd Pkm)	1084	1101	1090	1085	1100	1110	1107	1105	1058	1010
Güterverkehr (Mrd. tkm) *)	563	653	635	645	715	775	830	870	930	912
Spezifische Werte										
Pers./Haushalt	2,10	2,05	2,05	2,05	2,01	1,98	1,95	1,93	1,86	1,86
Wohnfl./Kopf (m ²)	40,61	42,00	42,30	42,63	44,11	45,23	46,28	46,51	48,38	48,79
Wohnfl./Wohn. (m ²)	84,60	85,99	86,07	86,27	87,07	87,29	88,73	88,67	89,68	90,23
PKW/Haushalt	1,18	1,16	1,17	1,17	1,17	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Nutzfl./Beschäft. (m ²)	38,14	37,47	37,61	38,88	38,93	39,87	40,85	41,97	42,91	43,64
BIP/Kopf (EUR, 2000)	25758	27698	26418	26788	28753	30285	31686	33266	38012	42803
Pers. verkehr/Kopf (Pkm)	13139	13410	13325	13290	13592	13794	13848	13966	14023	13689
Güterverkehr/Kopf. (tkm)	6824	7954	7763	7901	8835	9631	10383	10996	12326	12361
2005, 2008 und teilweise 2009 nach BMWI 2010; weitere Werte 2009 vorläufige Angaben *) ohne Rohrleitungen ab 2010 nach Annahmen zu den Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung (Stand 13.4.2010) Verkehrsleistung Güterverkehr 2040 und 2050 eigene Annahmen										

Basis 10/Eckdat; 15.9.10

Die Bevölkerung Deutschlands geht zwischen 2005 und 2030 um 4% und bis 2050 um 10% zurück, während die den Energiebedarf bestimmenden Größen (wie die Personenverkehrs-

leistung, die Wohnfläche und die Nutzfläche im Sektor GHD) teilweise noch gering wachsen oder annähernd konstant bleiben. Sehr deutlich soll dagegen die Verkehrsleistung im Güterverkehr wachsen. Selbst in der hier langfristig gegenüber den Angaben für die Szenarien des Energiekonzepts abgemilderten Entwicklung (dort 1040 Mrd. tkm in 2050) steigt die spezifische Transportleistung von derzeit 7340 noch auf 12360 tkm/Kopf in 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.

2.3 Festlegung der zu untersuchenden Szenarienvarianten

Während die früheren Leitszenarien im Wesentlichen darauf zielten, ein in sich konsistentes Mengengerüst des EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung darzustellen und daraus die strukturellen und ökonomischen Wirkungen dieses Ausbaus abzuleiten und zu diskutieren, erfolgt in diesem Vorhaben, beginnend mit den „**Basisszenarien 2010**“ eine wesentlich intensivere Durchdringung der Struktur der zukünftigen Energieversorgung mit dem Schwerpunkt auf der Stromversorgung. Dazu wird mittels geeigneter Berechnungsmodelle (REMIX und SimEE) eine vollständige dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durchgeführt. Damit lassen sich die Erzeugungscharakteristiken der EE-Stromerzeugung abbilden und Rückschlüsse auf die notwendigen Maßnahmen im „konventionellen“ Teil der Stromversorgung hinsichtlich Reservekapazitäten, Regelungs- und Speicheraufwand 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 notwendig, wenn die Erneuerbaren große Anteile der Energieversorgung decken sollen und sie ist unverzichtbar, wenn der Übergang zu einer „100%-Versorgung“ mit erneuerbarer Energie in Teilbereichen oder für die gesamte Energieversorgung beschrieben werden soll.

In der vorliegenden Untersuchung werden, auf der Grundlage eines „Basisszenario 2010“, das eine Weiterentwicklung der bisherigen Leitszenarien (2006 bis 2009) darstellt, verschiedene Szenariovarianten erstellt. Dem Charakter von Szenarien entsprechend reicht es bei Projektionen in eine langfristige Zukunft nicht aus, nur einen einzigen Entwicklungspfad („Leitszenario“) abzubilden. Da in eine Szenarienkonstruktion zahlreiche „wenn - dann“ Annahmen eingehen, die zu sehr unterschiedlichen Entwicklungen führen können, ist es erforderlich, die große Bandbreite technischer und struktureller Optionen, die in mehreren Jahrzehnten für eine sehr weitgehende bzw. auch vollständige EE-Versorgung zur Verfügung stehen werden, in entsprechenden Varianten zu berücksichtigen. Zum einen kann die Ausbreitung der Erneuerbaren und die Steigerung der Energieeffizienz – auch wenn ihr Ausbau bzw. ihre Weiterentwicklung mit hoher energie- und klimapolitischer Priorität erfolgen soll – unterschiedlich rasch erfolgen. Dies wurde bereits mit den in der „Leitstudie 2008“ [BMU 2008a] erstellten Szenariovarianten E2 und E3 gezeigt. Zum andern sind weitere energiepolitisch gesetzte Randbedingungen bei der Szenarienkonstruktion zu beachten. Dazu gehört insbesondere die aktuell von der Bundesregierung beschlossene Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken von durchschnittlich 12 Jahre, aber auch der von praktisch allen politischen und vielen gesellschaftlichen Gruppierungen angestrebte deutliche Ausbau von Elektro- bzw. Hybridfahrzeugen im Individualverkehr.

Vorrangig sollen die zielorientierten Basisszenarien 2010 die Ziele hinsichtlich einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 bzw. eine Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 85% erfüllen. Auch das Zwischenziel für 2020 einer Reduktion um 40% soll erreicht werden. Dieser Reduktionspfad für Treibhausgasemissionen wird mittels der Teilstrategien „Deutliche Effizienzsteigerung“ und „kontinuierlicher Ausbau der EE“ unter Beachtung der weiteren Randbedingungen erreicht. In den bisherigen Leitszenarien wurde stets von dem bis vor kurzem vereinbarten Zeitplan für den Ausstieg aus der Kernenergie ausgegangen. Einerseits der fortlaufenden Bearbeitung des Vorhabens geschuldet und zum anderen auch um die aktuellen Basisszenarien mit diesen früheren Szenarien vergleichen zu können, wurde dieser Ausstiegsfahrplan in den Varianten dieser Leitstudie zunächst beibehalten. Kurzfristig hinzugefügt wurde jedoch eine Szenariovariante mit der beschlossenen Laufzeitverlängerung von 12 Jahren, anhand derer die Effekte der längeren Laufzeiten diskutiert werden können.

Insgesamt wurden für diese Leitstudie die folgenden vier Szenariovarianten erstellt, unter der Annahme gleicher Anstrengungen zur Effizienzsteigerung (Abschnitt 2.4):

Basisszenario 2010 A: Es wird keine Laufzeitverlängerung der Kernenergie unterstellt, die bisherigen Restlaufzeiten werden eingehalten. Der Anteil der Elektromobilität an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 33%, der Ausbaupfad führt von 1,2 Mio. Elektrofahrzeugen in 2020 über 4,7 Mio. in 2030 bis zu 16 Mio. in 2050.

Basisszenario 2010 B: Keine Laufzeitverlängerung der Kernenergie. Elektromobilität dominiert im Jahr 2050 den Individualverkehr. Ihr Anteil an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 66%, der Ausbaupfad führt von 1,4 Mio. Elektrofahrzeugen in 2020 über 7,4 Mio. in 2030 bis zu 30 Mio. in 2050. Der dadurch gegenüber dem Basisszenario 2010 A höhere Strombedarf wird ausschließlich durch zusätzlichen EE-Strom gedeckt.

Basisszenario 2010 C: Es wird eine gestaffelte Laufzeitverlängerung der Kernenergie gemäß dem am 5. September 2010 gefassten Beschluss der Bundesregierung von durchschnittlich 12 Jahren angenommen. Alle anderen Annahmen, insbesondere der gesamte EE-Zubau und der Zubau von Elektrofahrzeugen entsprechen den Werten des Basisszenarios 2010 A. Dieses Szenario kann auch für den Vergleich mit den für das Energiekonzept erstellten Szenarien II A und II B [EWI 2010] mit einer LZV von 12 Jahren herangezogen werden².

In den obigen Szenarien erreicht der Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 rund 40% und im Jahr 2050 bereits 87%. Der Anteil der EE am gesamten Endenergieverbrauch liegt im Jahr 2050 zwischen 62 und 64%. Ein logischer nächster Schritt ist die Darstellung einer vollständig auf EE-Strom basierenden Stromversorgung im Jahr 2050. Dieser Ausbau ist in jüngerer Zeit bereits in mehreren Studien untersucht worden (z. B. [SRU 2010; UBA 2010a; PWC 2010]), teilweise unter Einsatz der hier verwendeten Modelle REMix und SimEE. Es ist deshalb naheliegend, die Darstellung und Analyse der Basisszenarien in diesem Vorhaben durch derartige Szenarien zu erweitern.

Für den vorliegenden Bericht wird ein Szenario einer 100%igen EE-Stromversorgung bis 2050 berechnet (**Szenario B-100%-S/H2**). Die Strombereitstellung erfolgt im Jahr 2050 vollständig mit Erneuerbaren; EE-Strom wird somit zur wichtigsten „Primärenergiequelle“.

• ² Da die Modellierungsarbeiten im Projekt bereits 2009 begannen, sind die BSZ A und B im Bericht ausführlicher dargestellt als das BSZ C, für dessen Berechnung bislang nur wenige Wochen zur Verfügung standen. Im weiteren Projektverlauf wird dieses Szenario Grundlage für die weiteren Analysen sein.

Die Speicherung und Nutzung großer EE-(Überschuss-) Strommengen erfolgt mittels Wasserstoff. Das Szenario baut auf dem Basisszenario 2010 B auf und unterscheidet sich von diesem erst nach 2030. Da bei der angestrebten 100%igen EE-Stromversorgung nach bisheriger Kenntnis größere Überschüsse an EE-Strom auftreten werden, die nicht allein durch herkömmliche Speicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher), Lastmanagement und „Smart Grids“ oder durch großräumige Netze und internationalen Austausch von EE-Strom (Modell REMix) ausgeglichen werden können, wird die Überführung von EE-Strom in einen chemischen Energieträger zusätzlich berücksichtigt. Dabei wird nicht nur der Stromsektor betrachtet, also ein vollständiger Speicherzyklus Strom-Energieträger-Strom, sondern auch die Nutzung im Verkehrssektor, der Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung mit Nutzung der Abwärme und ggf. auch die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme in der Industrie.

Als Optionen für einen geeigneten chemischen Energieträger kommen Wasserstoff und Methan in Frage. Während EE-Wasserstoff in nur einem Wandlungsschritt (Elektrolyse) aus EE-Strom bereitstellbar ist, hat EE-Methan, obwohl bei seiner Bereitstellung aus Wasserstoff und Kohlenstoff bzw. Kohlendioxid größere Wandlungsverluste auftreten, den Vorteil, die vorhandene Gasinfrastruktur komplett nutzen zu können. Für den vorliegenden Bericht konnte in der Szenarienberechnung aus Zeitgründen nur die Option „Wasserstoff“ berücksichtigt werden. Einen ersten Vergleich beider Optionen findet man jedoch bereits in Kapitel 4. In der nächsten Projektphase erfolgt eine vertiefte Gegenüberstellung mittels vollständiger EE-Wasserstoff- bzw. EE-Methan-Szenarien.

Im weiteren Verlauf des Vorhabens (bis Ende 2011) werden darüber hinaus weitere Szenarien erstellt, die für den Zeitraum nach 2050 den Weg in eine vollständig auf Erneuerbaren basierende Energieversorgung aufzeigen. Da der EE-Anteil am gesamten Endenergieverbrauch auch im 100%-Stromszenario im Jahr 2050 erst bei rund 70% liegen wird (Wärme ~65%, Verkehr ~50%) bedarf es weiterer beachtlicher struktureller Anpassungen – und damit weitere Übergangszeiten – um EE-Strom, der als wesentliche „Primärenergiequelle“ infrage kommt, in diese Sektoren einzubringen. Dies kann, als nächster logischer Schritt nach den 100%-Stromszenarien, mit den bis dahin gewonnenen Erfahrungen und neuen Erkenntnissen in den Jahrzehnten nach 2050 systematisch angegangen werden.

2.4 Annahmen zur Effizienzsteigerung und die wichtigsten Kenngrößen der Basisszenarien 2010

Die Finanz- und Wirtschaftskrise des Jahres 2009 hat auch zu einer Verringerung des Energieverbrauchs geführt, der über die üblichen Schwankungen hinausführt. Mit 13398 PJ/a [AGEB 2010] lag der Primärenergieverbrauch um 6% unter dem Mittelwert der Jahre 2000 bis 2008 (Abbildung 2.1). Die Energieverbrauchsstrukturen haben sich dagegen nicht nennenswert verschoben. Berücksichtigt man, dass etwa 7% der eingesetzten Primärenergie für nichtenergetische Zwecke eingesetzt wird, so kommen etwa 70% der für energetische Zwecke eingesetzten Primärenergie (12374 PJ/a in 2009) als Endenergie dem eigentlichen Verbrauch zu Gute. Die Verluste entstehen mit rund 7% zum geringeren Teil bei der Bereitstellung fossiler Energieträger und von Strom (Raffinerien, Transport- und Verteilungsverluste u. a.), den weitaus größten Teil stellen jedoch die Abwärmeverluste bei der Erzeugung von Strom aus thermischen Kraftwerken dar. Mit rund 2900 PJ/a (~23%) sind sie rein rechnerisch höher als der gesamte Raumwärmebedarf. Im Vergleich dazu sind die rund 450 PJ/a genutzte KWK-Wärme verhältnismäßig gering. Hier liegen also durch die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung und durch den Ersatz von thermischen Kraftwerken durch erneuerbare Energien beträchtliche Einsparpotenziale für den Primärenergieeinsatz.

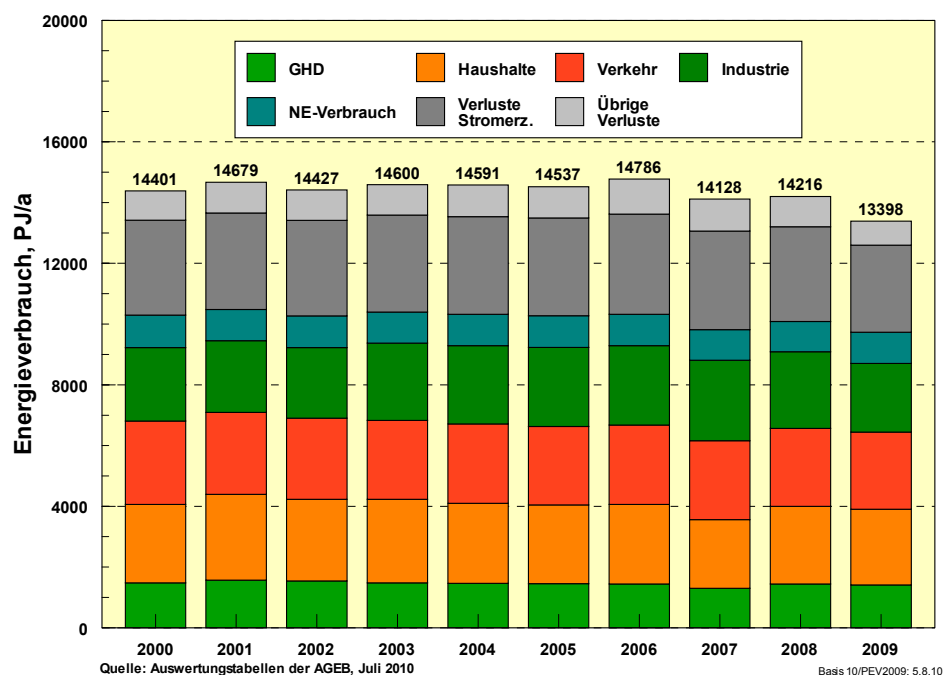


Abbildung 2.1: End- und Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren 2000-2009

Der größte Verbrauchssektor im Jahr 2009 ist mit 2542 PJ/a (Endenergie) der Verkehr, gefolgt von den Haushalten (Abbildung 2.2) mit 2497 PJ/a. Der Industrieverbrauch liegt bei derzeit 2264 PJ/a, mit deutlichem Abstand folgen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 1411 PJ/a. Nach Nutzungsarten dominiert die Raumwärme mit rund 2550 PJ/a, gefolgt von Warmwasser und Prozesswärme mit zusammen 2300 PJ/a. Während zur Wärmebereitstellung praktisch alle Energieträger eingesetzt werden, darunter Strom mit einem Anteil von 11% (150 TWh/a), wird „mobile Kraft“ (im Verkehr) fast ausschließlich mit ölbasier-

ten Kraftstoffen erzeugt. Der Stromanteil beträgt daran derzeit nur 2%. Umgekehrt wird „stationäre Kraft“ und Licht (1310 PJ/a) fast ausschließlich mit Strom bereitgestellt. Nach Energieträgern deckt Mineralöl in Form von Kraftstoffen und Heizöl 39%, Gase 26%, und Strom 21% der Endenergie. Erneuerbare Energien (ohne Stromanteil) kommen auf 6%, Fernwärme auf 5% und kohlebasierte Brennstoffe auf 3%.

Aus dem unterstellten volkswirtschaftlichen Aktivitätsniveau gemäß Tabelle 2-2 und der aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung angestrebten Reduktion des Energieverbrauchs, z. B. entsprechend den Vorstellungen des IEKB, lassen sich die notwendigen Steigerungsraten der Energieproduktivität ableiten. Im langjährigen Mittel (1990-2009) stieg die (Primär-)Energieproduktivität um 1,8%/a, lag also leicht über der mittleren Wachstumsrate des BIP von 1,2%/a. In den Basisszenarien 2010 wird von einer Anhebung der mittleren Steigerungsrate der (Primär-) Energieproduktivität auf durchschnittlich 2,7%/a zwischen 2009 und 2020 ausgegangen (Abbildung 2.3; bezogen auf die Endenergie liegt die mittlere Wachstumsrate bis 2020 bei 2,1%/a). Im Gegensatz zu früheren Untersuchungen (z. B. [BMU 2008a, b]) stellt das zwar wegen der geringeren volkswirtschaftlichen Wachstumsdynamik eine gewisse Entlastung bzgl. der CO₂-Emissionen dar, trotzdem verlangt die um 50% erhöhte Steigerungsrate eine deutliche Intensivierung von Effizienzbestrebungen in allen Sektoren. Auch nach 2020 dürfen die Effizienzanstrengungen nicht nachlassen, damit ein kontinuierlicher Rückgang des Primärenergieeinsatzes erreicht werden kann. Zwischen 2020 und 2030 sollte die (Primär-) Energieproduktivität weiter mit rund 2,5%/a wachsen.

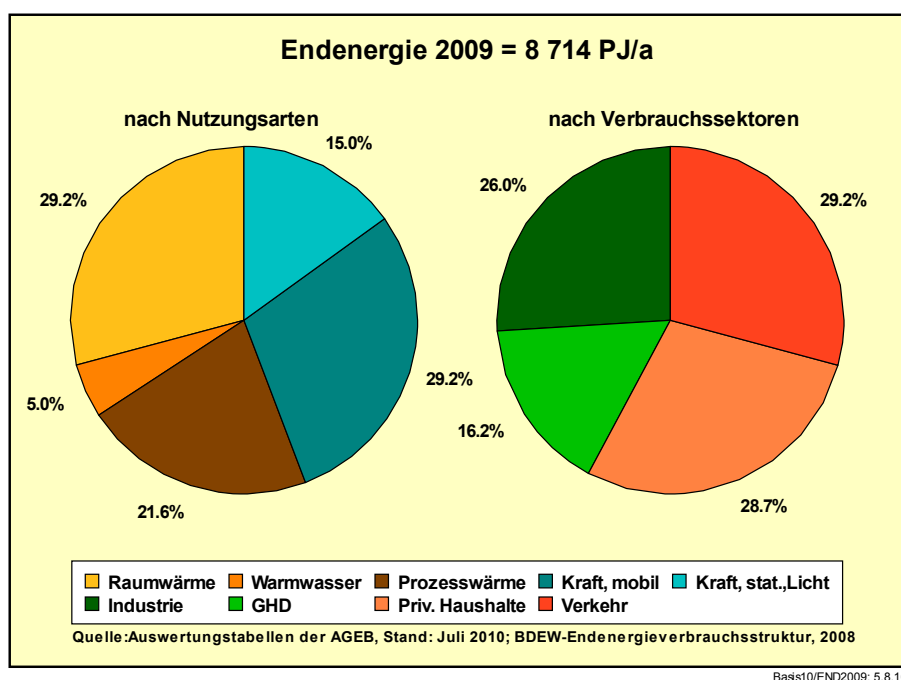


Abbildung 2.2: Struktur des Endenergieverbrauchs 2009 nach Nutzungsarten und nach Verbrauchssektoren (nach [AGEb 2010])

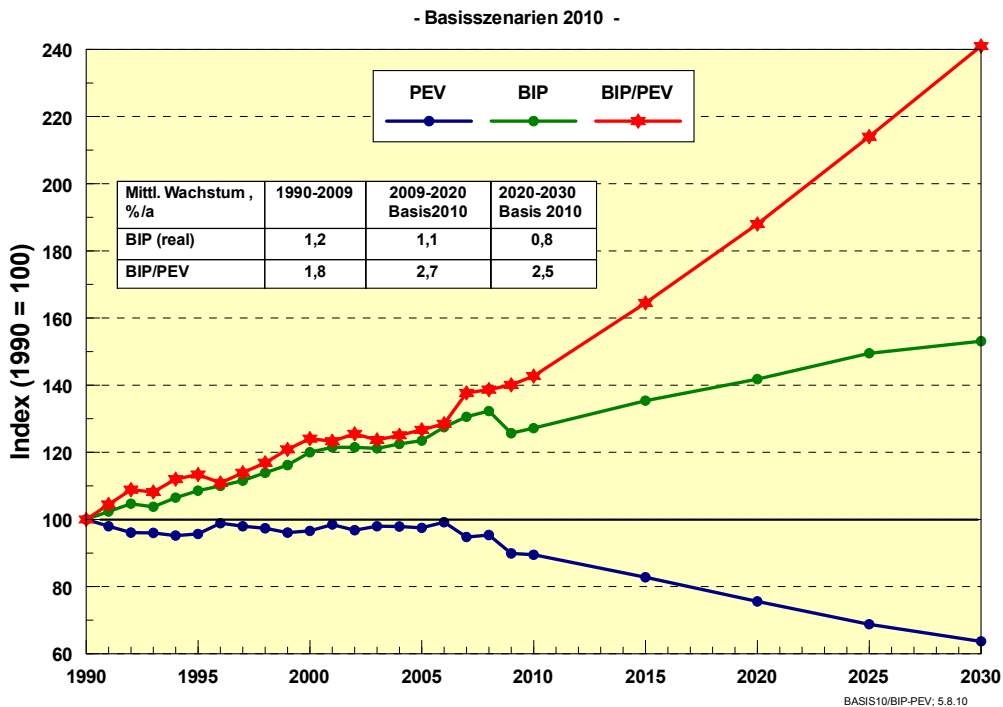


Abbildung 2.3: Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 =100) und Annahmen für die Basisszenarien 2010

Im Basisszenario 2010 A steigt die Energieproduktivität dadurch bis 2050 auf das 2,6-fache des heutigen Wertes (Tabelle 2-3). Der resultierende Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 liegt bei 7534 PJ/a und sinkt somit auf 56% des Wertes von 2009 (bzw. auf 53% des Wertes von 2008). Die Reduktion setzt sich aus Effizienzgewinnen im Umwandlungssektor durch dessen Umstrukturierung hin zu erneuerbaren Energien und durch Effizienzsteigerungen im Endenergiebereich zusammen. Der Endenergieverbrauch sinkt daher auch geringer als der Primärenergieverbrauch und beträgt im Jahr 2050 mit 5484 PJ/a noch 63% des Wertes von 2009 (bzw. 60% des Wertes von 2008). Die in den einzelnen Sektoren unterstellten Annahmen zur Effizienzsteigerung, die in den Szenarien zu diesen Ergebnissen führen, werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

Tabelle 2-3: Die wichtigsten energetischen Kenngrößen des Basisszenarios 2010 A

Basisszenario 2010 A Die wichtigsten energetischen Kenngrößen										
	2005	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergie (PJ/a)	14347	14216	13398	13304	12316	11266	10257	9492	8303	7534
Endenergie (PJ/a)	9239	9098	8714	8630	8208	7783	7329	6958	6228	5484
- davon Strom (PJ/a)	1864	1906	1793	1822	1789	1728	1692	1667	1670	1678
(Strom in TWh/a)	518	529	498	506	497	480	470	463	464	466
CO ₂ -Emissionen (Mio t CO ₂ /a)	822	797	739	729	645	585	491	394	243	152
(Energie+Ind. Prozesse)										
Gesamte THG-Emissionen	1013	988	905	893	793	710	606	498	336	233
(einschl. LULUCF); Mio tCO ₂ äq/a										
PEV/BIP (GJ/1000 EUR)	6,752	6,252	6,200	6,083	5,293	4,623	4,049	3,606	2,895	2,386
END/BIP (GJ/1000 EUR)	4,348	4,001	4,032	3,946	3,527	3,194	2,893	2,644	2,172	1,737
STROM/BIP (GJ/1000 EUR)	0,877	0,838	0,830	0,833	0,769	0,709	0,668	0,633	0,582	0,531
PEV/BIP (2008 = 100)	108,0	100,0	99,2	97,3	84,7	73,9	64,8	57,7	46,3	38,2
END/BIP (2008 = 100)	108,7	100,0	100,8	98,6	88,2	79,8	72,3	66,1	54,3	43,4
STROM/BIP (2008 = 100)	104,7	100,0	99,0	99,4	91,7	84,6	79,7	75,6	69,5	63,4
CO ₂ (1990 = 100; 1000 Mio t/a)	82,2	79,7	73,9	72,9	64,5	58,5	49,1	39,4	24,3	15,2
THG (1990 = 100; 1211 Mio t/a)	83,6	81,6	74,7	73,7	65,5	58,6	50,0	41,1	27,7	19,2
PEV/Kopf (GJ/a)	173,9	173,2	163,8	163,0	152,2	140,0	128,3	120,0	110,0	102,1
END/Kopf (GJ/a)	112,0	110,8	106,5	105,7	101,4	96,7	91,7	87,9	82,5	74,3
STROM/Kopf (GJ/a)	22,6	23,2	21,9	22,3	22,1	21,5	21,2	21,1	22,1	22,7
CO ₂ /Kopf (t/a)	10,0	9,7	9,0	8,9	8,0	7,3	6,1	5,0	3,2	2,1
THG/Kopf (t/a)	12,3	12,0	11,1	10,9	9,8	8,8	7,6	6,3	4,5	3,2
BIP/PEV (EUR/GJ)	148	160	161	164	189	216	247	277	345	419
BIP/END (EUR/GJ)	230	250	248	253	284	313	346	378	461	576
BIP/STROM (EUR/GJ)	1140	1193	1205	1200	1301	1410	1497	1579	1717	1882
BIP/PEV (2008 = 100)	92,6	100,0	100,8	102,8	118,1	135,2	154,4	173,3	215,9	262,0
BIP/END (2008 = 100)	92,0	100,0	99,2	101,4	113,4	125,3	138,3	151,3	184,2	230,4
BIP/STROM (2008 = 100)	95,6	100,0	101,0	100,6	109,0	118,2	125,5	132,3	143,9	157,7

Basis 2010/Eckdat; 28.10.10

Weniger deutlich sinkt in den Basisszenarien der Stromverbrauch. Der in der Vergangenheit stets gewachsene Bruttostromverbrauch zeigt ab dem Jahr 2006 Sättigungstendenzen bzw. eine leichte Abnahme 2008 (der Einbruch 2009 ist der Weltwirtschaftskrise geschuldet). Allen aktuelleren Szenarien gemeinsam ist die Tendenz zu einem abnehmenden Stromverbrauch in der Zukunft (Abbildung 2.4). Im Energiereport 2005 [BMWi 2005] war angesichts eines seinerzeit deutlich steigenden Stromverbrauchs noch von einem geringen Rückgang bis 2030 ausgegangen worden. In den Szenarien zum Energiegipfel 2007 [Prognos 2007] wurde die energiepolitische Zielsetzung abgebildet, den Stromverbrauch deutlich zu verringern. Dies führte zu einer unterstellten Abnahme bis 2020 um gut 10% gegenüber dem damaligen Ausgangswert 2005. Für die Szenarien zum Energiekonzept 2010 wurde diese Zielsetzung beibehalten und bis 2050 fortgeschrieben, was zu einem absoluten Rückgang des Stromverbrauchs von gut 25% gegenüber 2008 führen würde [EWI 2010]. Bei dem unterstellten Wirtschaftswachstum, bei teilweise stark wachsenden Stromanwendungen (z. B. Informationstechnologien) und bei zukünftig „neuen“ Stromverbrauchern verlangt dies außerordentlich ehrgeizige Anstrengungen zur Mobilisierung der spezifischen Effizienzpotenziale im Stromsektor. Es ist keineswegs sicher, dass die dazu im Energiekonzept 2010 der Bundesregierung ausgewiesenen Maßnahmen und Instrumente (u. a. Energieeffizienz-

fonds) dafür ausreichen. Erleichtert würde das Erreichen solcher ehrgeiziger Zielsetzungen, wenn zukünftig von merklichen Strompreisanstiegen auszugehen ist. Dies ist aber in den Energieszenarien zum Energiekonzept eher nicht der Fall.

In den Basisszenarien geht der Bruttostromverbrauch im Vergleich zum Wert des Jahres 2009 (583 TWh/a) bis 2030 um 6% zurück (gegenüber 2008 um 11%) und bleibt danach mit rund 535 TWh/a im Wesentlichen konstant. Er liegt damit etwas unter der angenommenen Entwicklung im Referenzszenario zum Energiekonzept. Das in den Basisszenarien unterstellte Wachstum „neuer“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, aber auch das generelle Wachstum der Stromnachfrage im Verkehr (wachsender Bahnverkehr, insbesondere im Güterbereich) kompensieren in den Szenarien die weiteren Effizienzsteigerungen bei anderen Anwendern (Kurve: Basis A ohne Strom für H₂; vgl. auch Abschnitt 3.2).

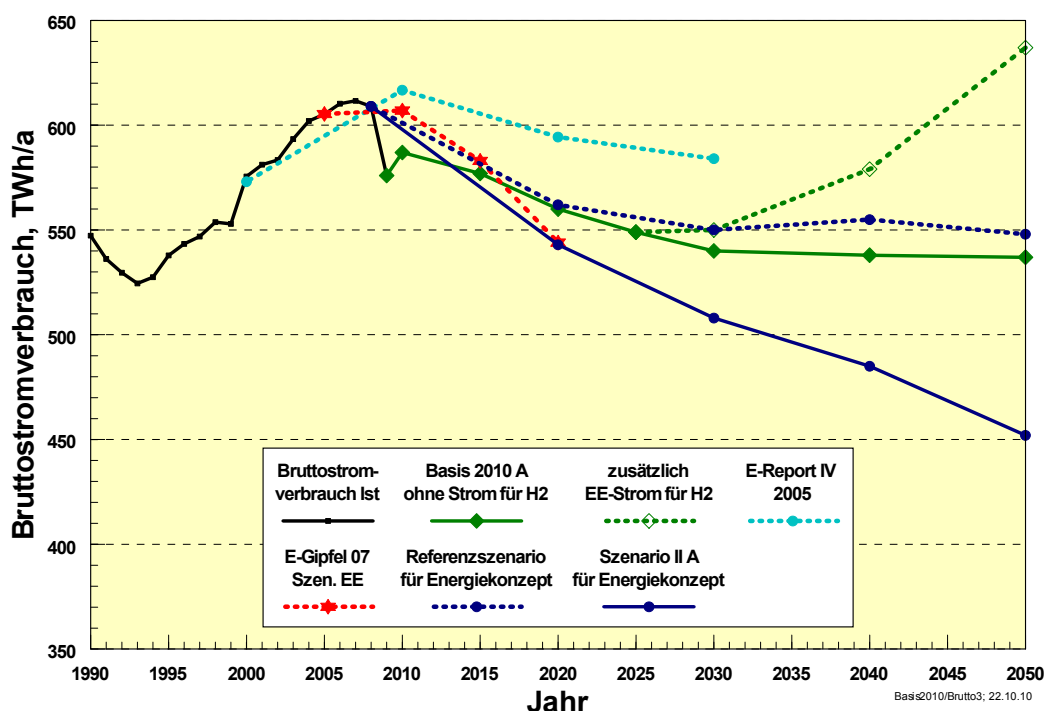


Abbildung 2.4: Bisheriger Bruttostromverbrauch und Annahmen zum zukünftigen Verbrauch in verschiedenen Untersuchungen

Im Jahr 2030 kommen in den Basisszenarien bereits 65% des Stroms aus den Erneuerbaren. Die verlustreiche Bereitstellung aus thermischen Kraftwerken hat also schon deutlich abgenommen. Erst diese Tatsache erlaubt den zügigen Ausbau der „neuen“ Stromverbraucher und die Erschließung neuer Anwendungsfelder für den Stromeinsatz, wie dies in den Basisszenarien unterstellt ist. Als weiterer zusätzlicher „Verbraucher“ für EE-Strom kommt ab 2030 die Wasserelektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff hinzu, die im Jahr 2050 zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von 100 TWh/a (Basisszenarien) führt.

Die unterstellten Effizienzsteigerungen in allen Sektoren und im Umwandlungsbereich bewirken bereits eine erhebliche Reduktion der CO₂- bzw. der Treibhausgas (THG)-Emissionen. Ausgehend von der generellen Zielsetzung einer mindestens 80%igen Minderung der THG-Emissionen bis 2050 bzw. einer 85%igen Reduktion der CO₂-Emissionen kann in den Basisszenarien daraus der notwendige Beitrag erneuerbarer Energien als zweite Säule eines wirksamen Klimaschutzes ermittelt werden.

2.5 Annahmen zu zukünftigen Energiepreispfaden

Die Basis zur Ermittlung der Kosten des EE-Ausbaus und der Energieversorgung insgesamt sind die bereits in der Leitstudie 2008 [BMU 2008a] 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. Sie sind nach wie vor aktuell und werden deshalb weitgehend unverändert übernommen. Lediglich für den Zeitraum bis 2015 wurden für den Preispfad A Anpassungen an das Ausgangsniveau des Jahres 2009 vorgenommen. Die hier verwendeten Preispfade A „Deutlicher Anstieg“ und B „Mäßiger Anstieg“ sind am Beispiel des Jahresmittelwerts des Rohölpreises (in \$₂₀₀₇/Barrel) in (Abbildung 2.5) 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 \$/b als niedrig bezeichnet wurde, gilt heute ein Preis von 60 \$/b bereits als außerordentlich günstig. Nach einem kurzfristigen Absinken des Ölpreises auf unter 60 \$₂₀₀₇/b (Jahresmittelwert) liegt der Wert derzeit (Mittelwert Jan. bis Juli 2010) bereits wieder bei 80 \$₂₀₀₇/b. Die Annahmen für die zukünftige Ölpreisentwicklung im World Energy Outlook (WEO) 2009 [IEA 2009] stimmen sehr gut mit denjenigen des Preispfads A überein. Im WEO 2008 [IEA 2008] lagen sie, vor dem Hintergrund der Preisspitze in 2008, sogar noch höher.

Zum Vergleich sind des Weiteren die Preisannahmen zu den Szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung und der im März 2010 erschienenen Energieprognose 2009 [EP 2010] für das BMWi eingetragen. Während erstere hinsichtlich der Ölpreisentwicklung ebenfalls sehr gut mit dem hier verwendeten Pfad A übereinstimmen, geht die Energieprognose 2009 von einem auffallend niedrigen Ölpreisanstieg aus. Nur die „Hochpreisvariante“ zeigt nennenswerte Steigerungsraten. Hintergrund ist die Annahme der Energieprognose 2009, dass auch mittelfristig keine Verknappung von Rohöl zu befürchten seien, da *„die Peak-Oil-Hypothese in die Kategorie statistischer Artefakte einzuordnen ist, die einer fundierten ökonomischen Theorie entbehren.“* [EP 2010; S. 51]. Für die vorliegende Untersuchung wird Pfad A als plausibelste Annahme der zukünftigen Ölpreisentwicklung betrachtet, der Pfad B wird ebenfalls verwendet, um die Auswirkungen einer niedrigeren Ölpreisentwicklung zu berücksichtigen.

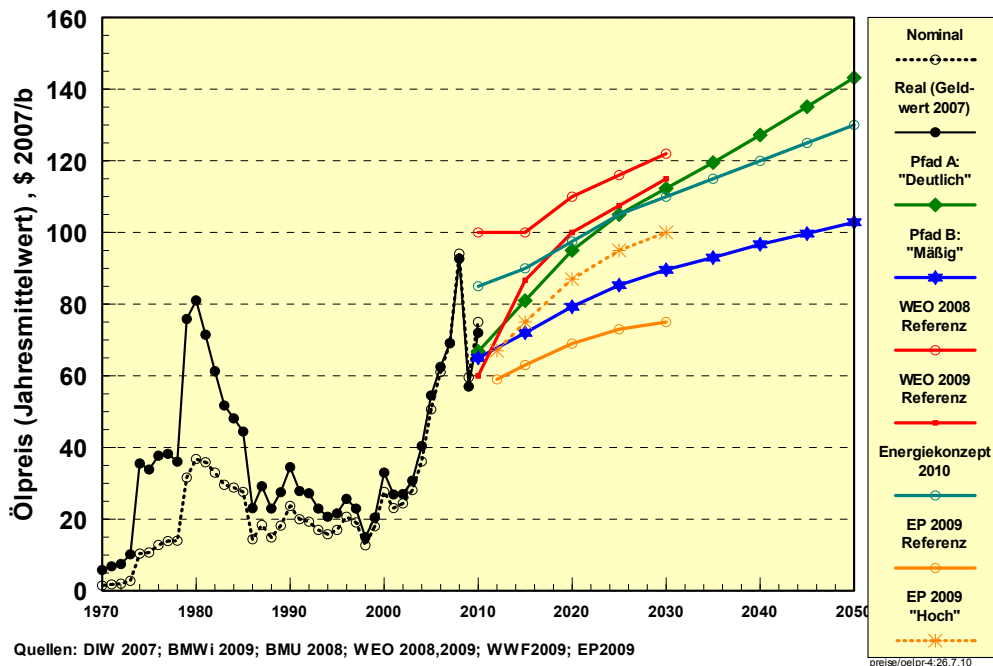


Abbildung 2.5: Rohölpreisentwicklung 1970 - 2010 (Jahresmittelwert, nominal und Geldwert 2007), sowie die Preispfade der Szenarien [BMU 2008a] und [BMU 2010a] im Vergleich mit den Angaben der IEA [IEA 2008, 2009], Energieprognose 2009 [EP 2010] und der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung

Von Bedeutung für das inländische Preisniveau fossiler Energieträger sind die Grenzübergangspreise. Die resultierenden Werte sind für die Basisszenarien 2010, für die Energieprognose 2009 und für das Energiekonzept in Tabelle 2-4 zusammengestellt. Zusätzlich ist dort auch Preispfad C dokumentiert, der in 2004, also zur Zeit eines sehr niedrigen Energiepreisniveaus, für die damalige Energieprognose des BMWi abgeleitet wurde [BMW 2005] und in [BMU 2008a] übernommen wurde.

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 der Basisszenarien wird von einer relativ engen 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.

Der Preisentwicklung der drei Pfade werden drei weitere aktuelle Analysen zukünftiger Preise fossiler Energien gegenübergestellt. In den Projektionen des Öko-Instituts [Matthes 2010a] sind die Kopplungen zwischen den einzelnen Energieträgern weniger eng. Während der Preispfad für Rohöl weitgehend dem Pfad A entspricht, steigt der Erdgaspreis etwas schwächer, liegt aber noch leicht über dem Pfad B. Am zurückhaltendsten wird der Preisanstieg bei Kohle eingeschätzt mit Werten zwischen den Preispfaden B und C der Basisszenarien.

Bei den Preisannahmen für die Szenarien des Energiekonzepts der Bundesregierung [EWI 2010] fällt auf, dass die Spreizung wesentlich stärker ist. Die Erdgas- und Steinkohlepreise folgen kaum dem deutlichen Anstieg des Ölpreises, der etwa dem des Pfads A entspricht. Insbesondere der Preisanstieg bei Erdgas fällt sehr schwach aus. Das wird von den Auftrag-

nehmern mit mittelfristig reichlich verfügbarem Erdgas und Steinkohle begründet. Damit verbleiben, trotz relativ hoher Ölpreisanstiege, die Erdgas- und Steinkohlepreise im Bereich des Pfades C des Basisszenarios („sehr niedrig“).

Als Extremfall niedriger Preisanstiege für alle fossilen Energieträger können die Annahmen der Energieprognose 2009 [EP 2010] eingeordnet werden, die bis 2030 das Niveau des Jahres 2007 kaum übersteigen. Insbesondere liegen die Annahmen für Erdgas und Steinkohle, den wesentlichen Quellen für die fossile Stromerzeugung in Deutschland noch unter den Annahmen des Pfades C. Sie liegen damit auch noch unter den Preisannahmen des Energiekonzepts. Mit diesen Vorgaben ist – unabhängig von sonstigen Szenarioannahmen – bereits eine wesentliche Größe für die zukünftige Strompreisentwicklung fossiler Kraftwerke und damit auch für die Beurteilung der Kosten des EE-Ausbaus vorgegeben.

Tabelle 2-4: Entwicklung der Grenzübergangpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in €₂₀₀₇/GJ]; Werte 2007 bis 2009 nach BMWi-Angaben (Mai 2010)

Basisszenarien, Pfad A: „Deutlich“										
real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl	9,3	11,4	7,4	8,7	10,9	13,2	14,7	16,3	19,2	21,8
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,7	8,7	10,7	12,2	13,8	16,6	19,2
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,1	4,1	5,1	5,9	6,5	7,9	9,2
Basisszenarien, Pfad B: „Mäßig“										
Rohöl	9,3	11,4	7,4	8,4	9,6	10,7	12,0	13,0	14,6	15,7
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,5	7,6	8,5	9,5	10,3	11,6	12,4
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,0	3,5	4,0	4,4	4,7	5,1	5,5
Basisszenarien, Pfad C: „Sehr niedrig“										
Rohöl	9,3	11,4	7,4	7,5	7,8	8,2	8,7	9,1	9,9	10,4
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,0	6,3	6,5	6,9	7,3	7,9	8,3
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,2
Projektionen des Öko-Instituts [Matthes 2010]										
real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl		11,4			11,5	13,2		15,0	17,3	19,3
Erdgas		7,3			8,1	9,4		10,6	12,2	13,6
Steinkohle		3,8			3,1	3,5		3,9	4,3	4,8
Szenarien zum Energiekonzept [EWI 2010]										
real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl	9,3	11,4	7,4	10,4	11,3	12,7	14,2	15,5	18,4	21,7
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,6	6,5	6,3	6,7	7,1	8,3	8,6
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	2,4	2,3	2,6	2,7	2,8	3,1	3,7
Energieprognose 2009 [EP 2010]; Referenz										
real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029	2030		
Rohöl	9,3	11,4	7,4	7,4	8,1	8,6	8,9	9,1		
Erdgas	5,5	7,3	5,7	4,7	5,3	5,6	5,6	5,8		
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	2,1	2,2	2,4	2,4	2,5		

Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Leitszenarien lauten für den Preispfad A (Preispfad B und C in Klammern) für 2010: 25 €₂₀₀₇/t CO₂ (21; 16), für 2020: 40 (31; 21), für 2030: 52 (36; 24), für 2040: 62 (42; 27) und für 2050: 73 (47; 29). Während im Preispfad C im gesamten Zeitraum von sehr niedrigen CO₂-Preisen ausgegangen wird, nähern sich die CO₂-Preise des

Preispfads A bis 2050 den Werten, die in verschiedenen Untersuchungen als „externe“ (d. h. bisher nicht oder nur unzureichend in betriebswirtschaftliche Kostenrechnungen eingehenden) Kosten der Energieversorgung ermittelt wurden. 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]).

Die Annahmen zu den CO₂-Preisen in den Szenarien zum Energiekonzept 2010 bewegen sich zwischen 13 €/t (2010) und 50 €/t im Jahr 2050 für das Referenzszenario und 75 €/t in 2050 für die Zielszenarien, entsprechen also etwa den Verläufen der Pfade A und B der Leitszenarien. In der Energieprognose 2009 [EP 2010] wurden die CO₂-Preise modellintern ermittelt. Sie steigen kurzfristig (bis 2015) auf rund 40 €₂₀₀₇/t, um danach bis 2030 wieder auf niedrige Werte um 28 €/t abzusinken. Erst nach 2030 sollen die CO₂-Preise wieder steigen und zwar auf 53 €/t in 2040 und 88 €/t in 2050. Erst dann wären also die geschätzten Kosten des Klimawandels [Krewitt/Schlomann 2006; NEEDS 2009a] vollständig internalisiert.

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 Wirksamkeit des zukünftigen Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt. Wird eine Konstellation niedriger fossiler Energiepreise und geringer CO₂-Preise, wie sie die Energieprognose 2009 unterstellt, vorgegeben, ist die zukünftige scheinbare Kostengünstigkeit der fossilen Energieversorgung praktisch „vorprogrammiert.“ Dies lässt sich am Beispiel der Differenzkosten des EE-Ausbaus sehr gut veranschaulichen (siehe dort).

Die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerke ergibt sich aus obigen Preispfaden der Grenzübergangspreise (Abbildung 2.6). Die Pfade A und B bilden einen Korridor stetig steigender Brennstoffpreise, der in 2050 von einem etwa 1,7-fachen (Pfad B) bis knapp 3-fachen (Pfad A) realen Anstieg gegenüber 2009 ausgeht. Der Korridor schreibt den Anstiegstrend fort, der sich seit etwa 2000 trotz aller Preisschwankungen abzeichnet. Damit erhöhen sich die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke entsprechend. Nach wie vor gehen die Autoren davon aus, dass dieser Korridor repräsentativ für die zukünftig zu erwartende Preisentwicklung fossiler Energien ist. Die Analysen des Öko-Instituts bewegen sich in diesem Korridor im mittleren (Erdgas) bis unteren Bereich (Kohle).

Äußerst zurückhaltend bewegen sich dagegen die Brennstoffpreise für Kraftwerke in den Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung. Bis 2030 ist kaum ein Anstieg 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 Festlegung nur einer – zudem sehr gering steigenden – Energiepreisentwicklung werden so Relationen der Kosten von Energie aus fossilen Energieträgern zu den Kosten erneuerbarer Energien und zu den Kosten einer weiteren Effizienzsteigerung festgelegt, die in dieser Gewissheit so nicht gegeben sind. Das ist für eine energiepolitisch wichtige Untersuchung eine problematische Ausgangsbasis.

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.

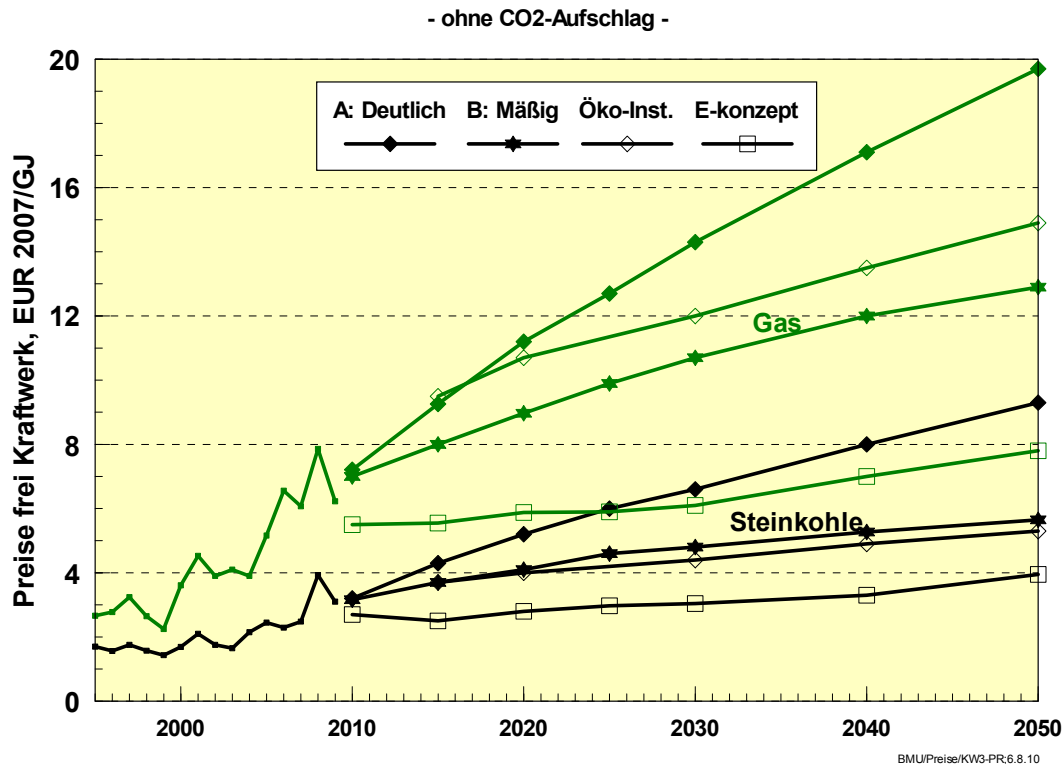


Abbildung 2.6: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Pfade A und B der Basisszenarien im Vergleich zu Angaben des Öko-Instituts [Matthes 2010a] und den Annahmen der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010]

2.6 Technisch-ökonomische Charakterisierung zukünftiger Energietechniken

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über den technisch-ökonomischen Stand und die erwartete Entwicklung der Techniken zur erneuerbaren und fossilen Strom- und Wärmeerzeugung sowie zum Speichern von Strom. Für die Berechnung der Kosten und des Primärenergieverbrauchs der Strom- und Wärmeerzeugung in der Zukunft wurden für die einzelnen Techniken zunächst Referenzanlagen definiert, welche die enorme Bandbreite möglicher Anlagenkonfigurationen zusammenfassen. Für diese Referenzanlagen wurden technisch-ökonomische Entwicklungspfade bis zum Jahr 2050 erarbeitet und für die nachfolgenden Arbeiten festgelegt. Damit liegen detaillierte Eingangsdaten sowohl für den Zubau an installierter Kapazität in den Szenarien als auch für die vertieften Analysen mit den Modellen REMix und SimEE (s. Kapitel 5) vor. Für die Leitstudie 2010 konnten die detaillierten Daten aufgrund der fortlaufenden Bearbeitung nur zum Teil einfließen, für die Leitstudie 2011 werden die Szenarien und Analysen sowohl für die Strom- als auch die Wärmeerzeugung vollständig auf den Daten für die Referenzanlagen beruhen. Die technischen und ökonomischen Daten wurden aus unterschiedlichen Informationsquellen zusammengestellt und die resultierenden Datenblätter einem externen Review unterzogen. Hierzu wurden die Daten den folgenden Instituten/Organisationen verfügbar gemacht und deren Kommentare im weiteren Verlauf berücksichtigt:

- Forschungsnehmer des BMU-Projekts zur „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 65 EEG“ (insbesondere ZSW Stuttgart, Wuppertal Institut, IZES Saarbrücken, Ecofys Berlin, Fraunhofer ISI Karlsruhe)
- Forschungsnehmer der Spartenvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht: DBFZ Leipzig (Biomasse), IE Leipzig (PV), Wirtschaftsforum Geothermie, Deutsche Windguard, Ing.-Büro Floecksmühle (Wasserkraft)
- Europäische Akademie, Projektgruppe „Energiespeicher und Virtuelle Kraftwerke für die Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung“: insbesondere ISEA RWTH Aachen (Prof. U. Sauer), ESW TU Dortmund (Prof. C. Rehtanz), EWI Köln (Dr. D. Lindenberger)
- Weitere Institute/Organisationen: Fraunhofer ISE Freiburg (PV), DEWI Wilhelmshaven (Wind), ITW Universität Stuttgart (Solarkollektoren), Bundesverband Wärmepumpe

Die im Folgenden dargestellten Datentabellen beziehen sich auf Neuanlagen. Detaillierte Tabellen finden sich für jede Technik im separaten Teilbericht „Datenanhang“. Für die Kostenberechnungen wurde generell eine jährliche Zinsrate von 6 % angenommen. Die Kostenangaben stellen reale Kosten dar, bezogen auf das Jahr 2009.

2.6.1 Techniken zur erneuerbaren Stromerzeugung

Die technischen und ökonomischen Daten für die erneuerbare Stromerzeugung wurden vor allem auf Grundlage der folgenden Datenquellen erstellt:

- Frühere Arbeiten zur Ableitung von Lernkurven und Entwicklungspfaden aus einer Vielzahl von Literaturquellen im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [BMU 2004], fortgeführt in den Leitstudien für das BMU
- Ergebnisse des integrierten EU-Projekts NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) im Stream „Innovative Technologies“ (RS 1a) [NEEDS 2009b]
- Globale Szenarien der Entwicklung spezifischer Kosten von Energietechniken der Internationalen Energieagentur (IEA) Paris [IEA 2009] und [IEA 2010]
- EU27-Szenarien der Entwicklung spezifischer Kosten von Energietechniken vom Europäischen Dachverband für Erneuerbare Energien (EREC) Brüssel [EREC 2010]

Die im Folgenden kurz skizzierte Entwicklung der Märkte und Kostensenkungspotenziale für erneuerbare Techniken basiert auf [BMU 2009b] und [BMU 2010b]. Tabelle 2-5 stellt zusammenfassend die Entwicklungspfade für die wichtigsten Parameter dar.

Fotovoltaik: Der Fotovoltaikmarkt hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten sehr dynamisch entwickelt. Dabei lag die Lernrate ⁴relativ konstant bei etwa 0,8 und die Kosten konnten kontinuierlich signifikant gesenkt werden. Die in Deutschland insgesamt installierte Leistung stieg von 1 MW im Jahr 1990 auf 76 MW im Jahr 2000 und bis auf 9800 MW im Jahr 2009. Zuletzt wurden im Jahr 2009 rund 3800 MW installiert, für das Jahr 2010 werden es deutlich

⁴ Die Lernrate L beschreibt die relative Verringerung der Stückkosten bei der Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge. Wenn z. B. bei einer kumulierten Produktionsmenge von n Einheiten eine Einheit X € kostet, dann wird bei einer kumulierten Menge von 2n eine Stückpreis von $(1-L) * X$ € erwartet.

über 8000 MW Leistungszuwachs sein. Der Markt wird heute überwiegend von monokristallinen (WG 14-18%) und polykristallinen Siliziumzellen (WG 13-16%) sowie Dünnschichtzellen mit geringerer Langzeitstabilität aus amorphem Silizium (WG 8%) dominiert. Zukünftige Dünnschichttechniken aus Gallium-Arsenid (GaAs), Germanium (Ge), Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS), neue Produktionstechniken mit weniger Materialeinsatz und -verlusten, sowie weitere Steigerungen der Produktionsvolumina der auf Silizium basierten Solarzellen lassen weitere signifikante Modul-Kostenreduktionen in der Zukunft erwarten.

Windkraft Onshore: Der Markt für Onshore-Windanlagen hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten ebenfalls sehr stark entwickelt. Die in Deutschland insgesamt installierte Leistung stieg von 55 MW im Jahr 1990 auf rund 6100 MW im Jahr 2000 und auf 25700 MW im Jahr 2009. Zuletzt wurden im Jahr 2009 rund 1800 MW installiert, der maximale Zubau betrug im Jahr 2002 über 3.200 MW. Moderne Windenergieanlagen haben aufgrund der Nutzung des Auftriebsprinzips Wirkungsgrade von bis zu 50%. Die Erzeugungskosten von Windstrom liegen heute je nach Standort bei 5 bis 12 ct/kWh. Die technische Entwicklung der Windenergieanlagen hat sich in den letzten 20 Jahren vor allem auf die Konstruktion immer größerer Anlagen konzentriert (Durchschnitt Neuanlage 1987 < 50 kW, im Jahr 2008 etwa 1,9 MW), um so die Standorte möglichst optimal ausnutzen zu können und die Stromgestehungskosten zu senken. Heute haben die größten Anlagen eine Nennleistung von 6 MW.

Windkraft Offshore: Der Markt für Offshore-Windanlagen steht noch ganz am Anfang. Im Jahr 2009 wurden in Deutschland mit dem Windpark Alpha Ventus die ersten 12 Windanlagen mit jeweils 5 MW Nennleistung auf See installiert und an das Netz angeschlossen. In ganz Europa wurden bis Ende 2009 insgesamt 830 Offshore-Windanlagen installiert, womit eine Leistung von 2063 MW erreicht wurde [GWEC 2010]. Wegen der bislang geringen Erfahrungen im Offshore-Bereich kann man dort von einem höheren Kostensenkungspotenzial ausgehen als bei Onshore-Anlagen, es wird von einer Lernrate von etwa 0,9 in den nächsten Jahren ausgegangen. Die durchschnittliche Wassertiefe der Neuanlagen im Jahr 2009 lag in ganz Europa bei etwa 11 m, die Wassertiefe der im Bau befindlichen Anlagen liegt bereits bei Tiefen von im Mittel 27 m. Die mittlere Entfernung vom Ufer betrug bei den Neuanlagen im Jahr 2009 etwa 13 km, bei den im Bau befindlichen Anlagen liegt die mittlere Entfernung bereits bei über 28 km [GWEC 2010]. Wegen des im Vergleich zum Festland stärkeren und gleichmäßigeren Windangebots können offshore pro Einheit installierter Leistung bis zu 40 % höhere Stromerträge erzielt werden als onshore. Allerdings entstehen auch deutlich höhere Kosten für die Installationen auf See. Bislang wurden Anlagen mit einer Leistung von bis zu 5 MW auf See installiert, langfristig sind weitaus größere Anlagenleistungen von bis über 15 MW und höhere Rotordurchmesser und Nabenhöhen denkbar, was neben möglichen Kostensenkungen bei der Erschließung, Gründung, Installation und Netz-anbindung noch deutlich niedrigere Gestehungskosten erwarten lässt.

Wasserkraft: In Deutschland sind heute etwa 7700 Wasserkraftanlagen in Betrieb, die einen Anteil von 3,5% an der gesamten Stromerzeugung liefern. Die installierte Leistung ist von 4403 MW im Jahr 1990 auf 4760 MW im Jahr 2009 gestiegen. Die Stromgestehungskosten liegen bei großen Anlagen bei 3 bis 10 ct/kWh und bei Kleinwasserkraftwerken bei 10 bis 25 ct/kWh. Die Wasserkraft hat ihr Potenzial bereits weitgehend ausgeschöpft. Durch umfassende Modernisierungsmaßnahmen und ausgewählte Neubauten vor allem im Leistungsbe-reich < 10 MW wird geschätzt, dass die Strommenge aus Wasserkraft noch um rund 15% gesteigert werden kann. Bei der Speicherwasserkraft wird davon ausgegangen, dass keine

bedeutenden Neuanlagen in Deutschland realisierbar sind. Für die Zukunft wird angenommen, dass die Kosten für Modernisierungen wie für Neuanlagen tendenziell steigen werden, da zur weiteren Erhöhung des Potenzials in der Regel die mit zunehmend höheren Kosten erschließbaren und modernisierbaren Standorte in Betracht kommen.

Solarthermisches Kraftwerk (CSP): Vor 25 Jahren wurden bereits die ersten kommerziellen CSP-Anlagen errichtet und seit dem erfolgreich betrieben. Aber erst vor wenigen Jahren erfuhr die Technik einen neuen Aufschwung und werden zahlreiche neue Anlagen geplant und gebaut. Bis Ende 2009 waren weltweit (USA, Spanien) etwa 600 MW Leistung installiert, bis Ende 2010 sollen bereits über 1000 MW und bei Realisierung aller geplanten Projekte bis 2015 bereits 11000 MW installiert sein [AT Kearney 2010]. Als Referenztechnologie werden heutige Parabolrinnenkraftwerke mit einer möglichen Leistung bis etwa 250 MW und einem Nutzungsgrad von insgesamt 4,5% (erzeugter Strom im Verhältnis zur Sonneneinstrahlung auf die benötigte Gesamtfläche des Kraftwerks) angenommen. Hierbei ist ein konventioneller Dampfturbinenprozess mit Trockenkühlung vorausgesetzt. Die Anlagen können an Standorten mit einer Direktnormalstrahlung (DNI) über 2000 kWh/(m²·a) wirtschaftlich betrieben werden. In Europa liegen solche Standorte mit sehr begrenztem Flächenpotenzial vor allem in Süd-Spanien, die größten für Europa über Stromimport nutzbaren Potenziale liegen in Nord-Afrika und im Mittleren Osten. Die Installation eines Hochtemperatur-Wärmespeichers ermöglicht eine höhere Auslastung der Kraftwerke bis hin zum Grundlastbetrieb. Heute liegen die Stromgestehungskosten bei 15 bis 22 ct/kWh, zukünftig können sie deutlich unter 10 ct/kWh fallen. Signifikante Kostensenkungen werden beim Solarkollektorfeld und den Wärmespeichern erwartet.

Geothermie: Auch die geothermische Stromerzeugung steht noch ganz am Anfang. Bis Ende 2009 wurden in Deutschland 6,6 MW Leistung installiert, größtenteils in den Jahren 2007 und 2008. Dementsprechend können auf der technischen Seite noch sehr große Kostensenkungen erwartet werden. Allerdings entstehen die Kosten der Tiefengeothermie zu einem großen Anteil durch die Bohrungen, bei denen die Kosten nicht oder nur gering gesenkt werden können. In Deutschland liegt das bisher gefundene Temperaturmaximum bei 170 °C in 4,5 km Tiefe. Zur Stromerzeugung bei niedrigen Temperaturen werden sogenannte ORC-Turbinen (Organic Rankine Cycle) eingesetzt. Der elektrische Wirkungsgrad einer solchen Anlage hängt von der Temperatur der nutzbaren Gesteinmassen ab. Bei zunehmender Temperatur von 90 °C bis 260 °C nimmt der Wirkungsgrad von 10% auf bis zu 14% zu, dabei steigt die elektrische Leistung bezogen auf das nutzbare Gesteinsvolumen von 14 auf 113 kW/km³ stark an. Die Nutzung der Restwärme aus der Stromerzeugung kann meist nur über ein Nahwärmenetz erfolgen. Eine zunehmende Verbreitung von Nahwärmenetzen ist deshalb aus Kostengründen eine wesentliche Voraussetzung für die technische Erschließung des Potenzials der Geothermie.

Biomasse: Zur Stromerzeugung aus Biomasse (ohne biogener Anteil des Abfalls) waren 1990 etwa 85 MW installiert, im Jahr 2000 knapp 580 MW und im Jahr 2009 rund 4500 MW. Waldholz (aus Restholz aus Walddurchforstungen und schnell wachsende Hölzer aus Kurzumtriebsplantagen) sowie Altholz sind die wichtigsten Brennstoffe für Biomassekraftwerke, die Leistungen bis etwa 20 MW haben können. In den heutigen Anlagen wird die Biomasse in der Regel verbrannt und damit eine Dampfturbine betrieben. Zukünftig sind für kleinere Anlagen insbesondere unter 1 MW auch andere Konzepte wie der Einsatz eines Stirlingmotors oder der ORC-Technik möglich, um auch bei dieser Leistungsklasse einen befriedigenden elektrischen Wirkungsgrad zu erreichen. Für Anlagen im MW-

Leistungsbereich verspricht die Vergasung von Biomasse und die Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW), Gasturbinen oder Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) eine Verstromung mit höheren elektrischen Wirkungsgraden. Als Biogasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kommen kleinere dezentrale Anlagen insbesondere zur Versorgung von Nahwärmenetzen in Frage. Blockheizkraftwerke (BHKW) gibt es in unterschiedlichen Leistungsklassen von wenigen kW Leistung mit einem elektrischen Nutzungsgrad von etwa 25% bis zu Anlagen im MW-Bereich mit bis zu 40% Nutzungsgrad. Als Referenztechnologie wurden stromgeführte Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 150 kW bis zu 5 MW angenommen. Pflanzenöle werden vorwiegend in Blockheizkraftwerken (BHKW) verwendet, es gibt Anlagen in vielen Leistungsbereichen, von kleinen Anlagen im Haushaltbereich mit wenigen kW, bis Anlagen im MW-Bereich. Als Kraftstoff wird vor allem Rapsöl oder auch Palmöl eingesetzt. Der elektrische Nutzungsgrad von Pflanzenöl-BHKW liegt im Bereich der Biogas-BHKW. Die Verstromung der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhöht die Effizienz erheblich, es können dadurch Gesamtnutzungsgrade von über 90% erreicht werden. Große Potenziale zur Kostensenkung werden vor allem bei neueren Techniken wie ORC und Biomassevergasung gesehen.

Tabelle 2-5: Entwicklung technisch-ökonomischer Kenngrößen für erneuerbare Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)

PV		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Performance Ratio	%	0,810	0,810	0,815	0,819	0,828	0,837	0,847
spezifischer Ertrag	kWh/kW _{p,a}	909	908	912	916	925	935	946
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _p	3151	2729	1903	1203	994	937	903
fixe Betriebskosten (1 % Invest./a)	€/kW _{p,a}	31,5	27,3	19,0	12,0	9,9	9,4	9,0
Stromgestehungskosten	ct/kWh	33,7	29,2	20,3	12,8	10,4	9,7	9,3
Windkraft Onshore								
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	1900	1950	2650	3400	4400	5000	5500
mittlere Ausnutzung	h/a	2050	2050	2100	2200	2350	2450	2550
Kosten (Abschreibungsdauer 18 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	1320	1320	1180	1030	980	940	900
fixe Betriebskosten (4 % Invest./a)	€/kW _{el,a}	52,8	52,8	47,2	41,2	39,2	37,6	36,0
Stromgestehungskosten	ct/kWh	8,5	8,5	7,4	6,2	5,5	5,1	4,7
Windkraft Offshore								
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	4500	4500	5750	7000	8000	10000	12000
mittlere Ausnutzung	h/a	3200	3200	3500	3700	3800	3850	3900
Kosten (Abschreibungsdauer 18 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	3500	3300	2625	2100	1800	1500	1300
fixe Betriebskosten (5,5 % Invest./a)	€/kW _{el,a}	192,5	181,5	144,4	115,5	99,0	82,5	71,5
Stromgestehungskosten	ct/kWh	16,1	15,2	11,1	8,4	7,0	5,7	4,9

Wasserkraft		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	11972	11972	10700	10348	10144	9940	9982
mittlere Ausnutzung	h/a	5495	5495	5494	5516	5541	5566	5593
Kosten (Abschreibungsdauer 30 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	2730	2730	2838	2961	3182	3323	3497
fixe Betriebskosten (5,5 % Invest./a)	€/kW _{el,a}	136,5	136,5	141,9	148,1	159,1	166,2	174,9
Stromgestehungskosten	ct/kWh	6,2	6,2	6,4	6,7	7,1	7,4	7,7
CSP – solarthermisches Kraftwerk		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
mittlere Leistung Anlage	MW _{el}		20	50	75	100	150	200
mittlere Ausnutzung	h/a		6500	6500	6500	6500	6500	6500
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre)								
spezifische Investition (mit 12 h Speicherkapazität)	€/kW _{el}		4628	4032	3435	2813	2599	2505
fixe Betriebskosten (2,5 % Invest./a)	€/kW _{el,a}		115,7	100,8	85,9	70,3	65,0	62,6
Stromgestehungskosten	ct/kWh		12,8	10,8	8,9	7,1	6,4	6,1
Geothermie		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	1200	1200	2385	3545	4040	4510	3770
mittlere Ausnutzung elektr.	h/a	6100	6100	6100	6430	6595	6620	6645
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	12500	12350	10920	10458	9310	8375	7275
fixe Betriebskosten (3,6 – 3,4 % Invest./a)	€/kW _{el,a}	450	445	394	370	326	291	250
Stromgestehungskosten	ct/kWh	23,8	23,5	20,6	18,5	15,4	12,8	9,0
Biomasse fest (500 kW bis 20 MW)		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad elektrisch	%	23,0	22,9	23,8	24,5	26,4	27,7	28,8
mittlere Ausnutzung elektr.	h/a	7030	7020	6980	6950	6830	6765	6725
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	3405	3408	3377	3327	3333	3281	3196
Brennstoffkosten	€/GJ	5,6	5,8	6,1	6,4	6,7	7,2	7,8
fixe Betriebskosten (6,2-6,5 % Invest./a)	€/kW _{el,a}	224	226	224	221	224	221	216
Stromgestehungskosten	ct/kWh	11,4	11,8	11,8	11,9	11,5	11,5	11,1
Biogas (15 kW bis 5 MW)		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad elektrisch	%	37,5	37,5	38,1	39,3	40,0	40,3	40,5
mittlere Ausnutzung elektr.	h/a	7655	7655	7631	7610	7548	7487	7430
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	3616	3584	3404	3211	3080	2950	2858
Brennstoffkosten	€/GJ	6,0	6,0	6,6	7,1	7,3	7,4	7,5
fixe Betriebskosten (6,5 % Invest./a)	€/kW _{el,a}	235	233	220	206	194	183	175
Stromgestehungskosten	ct/kWh	11,4	11,3	11,4	11,2	10,9	10,5	10,1
Pflanzenöl (5 kW bis 5 MW)		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad elektrisch	%	37,5	37,5	38,0	38,5	39,0	39,5	40,0
mittlere Ausnutzung elektr.	h/a	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	1955	1955	1858	1760	1685	1610	1585
Brennstoffkosten	€/GJ	16,8	16,8	17,4	17,9	19,1	20,1	21,1
fixe Betriebskosten (4,7 % Invest./a)	€/kW _{el,a}	93	93	89	84	80	77	76
Stromgestehungskosten	ct/kWh	15,9	15,9	15,8	15,8	16,2	16,3	16,3

2.6.2 Techniken zur fossilen Stromerzeugung

Die technischen und ökonomischen Daten für die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken basieren auf einer Vielzahl verschiedener Datenquellen. Dabei ist die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen mit hohen Unsicherheiten verbunden. Die Informationen in den unterschiedlichen Datenquellen weichen teilweise stark voneinander ab, vor allem bei noch nicht marktreifen Techniken wie z. B. CCS. Deshalb sind zunächst die grundsätzlichen Unterschiede zwischen den Techniken herausgearbeitet. Datenquellen die unter anderem ausgewertet wurden sind: [Konstantin 2007, TU-München 2005, Germanwatch 2009, BMU 2005a, RECCS 2007, Grimm 2007, FfE 2008]. Die Auswahl in diesem Kapitel wurde auf Neuanlagen für Kondensationskraftwerke (KW) beschränkt. Insgesamt wurden die folgenden unterschiedlichen Techniken betrachtet, deren Daten sich im separaten Datenanhang befinden:

- Dampf-KW; IGCC-KW (Integrated Gasification Combined Cycle) und IGCC-CCS-KW (Carbon Dioxide Capture and Storage) – für Braun- und Steinkohle
- GuD-KW (Gas- und Dampf-Kombikraftwerk), GuD-CCS-KW, Gasturbinen – für Erdgas

Tabelle 2-6: Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für die konventionelle Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)

Braunkohle – Dampfkraftwerk		2010	2015	2020	2030	2040	2050
durchschnittliche Nennleistung	MW _{el}	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Wirkungsgrad, netto	%	43,0	43,9	46,8	49,1	49,1	49,1
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	878	859	807	768	768	768
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS)							
Spezifische Investitionen	€/kW	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Stromgestehungskosten Preispfad A	ct/kWh	6,3	7,1	7,5	8,4	9,3	10,3
Stromgestehungskosten Preispfad B	ct/kWh	5,9	6,4	6,7	7,0	7,5	8,0
Steinkohle – Dampfkraftwerk		2009	2015	2020	2030	2040	2050
durchschnittliche Nennleistung	MW _{el}	800	800	800	800	800	800
Wirkungsgrad, netto	%	45,8	47,2	50,0	50,9	50,9	50,9
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	676	656	620	609	609	609
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS)							
Spezifische Investitionen	€/kW	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Stromgestehungskosten Preispfad A	ct/kWh	7,6	8,7	9,4	10,9	12,6	14,3
Stromgestehungskosten Preispfad B	ct/kWh	7,0	7,6	7,9	8,5	9,2	9,8
Erdgas-GuD-Kraftwerk		2009	2015	2020	2030	2040	2050
durchschnittliche Nennleistung	MW _{el}	400	400	400	400	400	400
Wirkungsgrad, netto	%	58,1	59,1	60,1	62,1	62,1	62,1
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	342	336	330	320	320	320
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS)							
Spezifische Investitionen	€/kW	700	700	700	700	700	700
Stromgestehungskosten Preispfad A	ct/kWh	7,3	8,6	9,7	11,7	13,7	15,6
Stromgestehungskosten Preispfad B	ct/kWh	6,4	7,4	8,0	9,0	10,0	10,7

CCS – Carbon Dioxide Capture and Storage

Parallel zu einem notwendigen EE-Ausbau wird auch der Verfügbarkeit der CCS-Technik zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung von CO₂ eine hohe Bedeutung beigemessen. Neben offenen Fragen der Nachhaltigkeit und Akzeptanz der CO₂-Speicherung ist diese Technik aus energiewirtschaftlicher Sicht in Deutschland zu hinterfragen. Eine prognostizierte Marktreife im Zeitraum von 2025 bis 2035 und nachgezogene Markteinführung kann zu spät sein, um in Deutschland nennenswerte Beiträge zum Klimaschutz zu erbringen [WBGU 2010]. In Deutschland ist es ungewiss, ob zu diesem Zeitpunkt noch neue Kohlekraftwerke in nennenswertem Umfang gebaut werden, da die Auslastung konventioneller Kraftwerke mit zunehmenden EE-Anteilen stark sinkt. Dadurch dürften sich kostenintensive CCS-Kraftwerke vermutlich nicht mehr amortisieren. Des Weiteren kommt für Altanlagen in der Regel eine Nachrüstung aus technischen oder ökonomischen Gründen ebenfalls nicht infrage. Zudem kann der hohe Eigenstromverbrauch zu relativ hohen Betriebskosten führen. Aus diesen technisch-ökonomischen Gründen wird der Einsatz von CCS-Kraftwerken ab 2030 voraussichtlich nicht lohnend sein. Der einzige verbleibende Grund für die CCS-Technik ist dann ihre Entwicklung für den Export [RECCS 2007, Germanwatch 2009].

Flexible Gaskraftwerke

Der Ausbau der Erneuerbaren basiert vorrangig auf fluktuierender Wind- und Sonnenenergie und stellt hohe Anforderungen an den zukünftigen konventionellen Kraftwerkspark. Technisch-ökonomische Anforderungen bestehen zum einen im Abfahren extremer Gradienten, welche vorrangig durch die PV-Einspeisung verursacht werden (s. Kap. 5). Durch die zunehmende Bedeutung der Wind- und PV-Leistungsprognose und dem anhaftenden Prognosefehler bei der Kraftwerkseinsatzplanung bedarf es Kraftwerke mit geringen Anfahrkosten und einer hohen Teillastflexibilität. Durch die geringe Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke sind langfristig Backup-Kraftwerke mit geringen Investitionskosten gefragt. Gaskraftwerke erfüllen diese Anforderung und haben die höchste Tauglichkeit zur EE-Integration. Die kurz- bis mittelfristige Konkurrenzfähigkeit gegenüber Kohlekraftwerken hängt dagegen stark von der Entwicklung der CO₂-Zertifikatekosten im Verhältnis zu den Brennstoffkosten ab.

2.6.3 Techniken zur Stromspeicherung

Die technisch-ökonomischen Daten für die Techniken zur Stromspeicherung basieren ebenfalls auf einer Vielzahl verschiedener Datenquellen. Aufgrund der Dynamik der Forschung ist die weitere Entwicklung mit hohen Unsicherheiten behaftet. Deshalb wird lediglich eine Entwicklung bis 2020 mit den Perspektiven in Bandbreiten angegeben. Die folgenden Datenquellen wurden u. a. ausgewertet: [Grotogino/Donadei 2009, dena 2008, Gatzert 2008, Grimm 2007, SANDIA 2008, Sauer 2009, TAB 2008, VDE 2009].

Die betrachteten Techniken sind im Bereich der Kurzzeitspeicher (Minuten, Stunden, Tage) vorrangig dezentrale Batteriespeicher, und zentrale Großspeicher wie Pumpspeicherwerke und adiabate Druckluftspeicher. Trotz der Literaturbandbreiten heben sich Großspeicher mit deutlichen Kostenvorteilen gegenüber anderen Kurzzeitspeichern ab, weshalb sich die weiteren Analysen dieser Studie auf diese Techniken beschränken. Im Bereich der Langzeitspeicher (Wochen, Monate, Saison) ist aus nationaler Sicht lediglich die Nutzung der chemischen Energieträger Wasserstoff oder Methan möglich (vgl. Kap. 4). International wird die Erweiterung der bestehenden norwegischen Speicherwasserkapazitäten durch Pumpspeicherwerke diskutiert. Da derzeit eine Umsetzung und die damit verbundenen Kosten noch nicht

absehbar sind, wurde diese Option zunächst nicht in die Datenbasis aufgenommen. Ausführlichere Betrachtungen zum möglichen Einsatzpotenzial der Speichertechniken finden sich in Kapitel 4.

Im weiteren Sinne können auch bestimmte verschiebbare Lasten und verlagerbare Erzeugungskapazitäten als Speicher betrachtet werden. Durch den Einsatz von Wärme- oder Kältespeichern sowie Gasspeichern kann der Stromverbrauch bzw. die Einspeisung im Zeitbereich von Tagesspeichern flexibilisiert werden. Hierbei ist elementar, dass alle Energienetze (Strom, Wärme, Gas) miteinander verbunden sind und miteinander kommunizieren (Smart Grids für alle leitungsgebundene Energieübertragung). Der begrenzte Speichereffekt zeigt sich im Vergleich des unregelmäßigen mit dem geregelten Last- bzw. Erzeugungsgang. Die Stromverlagerungskosten (volkswirtschaftliche Mehrkosten) dieser Techniken liegen im Allgemeinen unter den Kosten für elektrische Speicher.

Tabelle 2-7: Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Kurzzeitspeicher (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)

Redox-Flow-Batterie		2010	2020
Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	h	6	6
Wirkungsgrad	%	70	80
Kosten (Abschreibungsdauer 20/30 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS)			
spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	€/kW	3400	2200
Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten)	ct/kWh	25,5	16,3
Pumpspeicherwerk		2010	2020
Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	h	6	6
Wirkungsgrad	%	80	80
Kosten (Abschreibungsdauer 35 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS)			
spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	€/kW	700	700
Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten)	ct/kWh	5,1	5,6
Diabate/Adiabate Druckluftspeicher (2010/2020)		2010	2020
Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	h	6	6
Wirkungsgrad	%	53	70
Kosten (Abschreibungsdauer 30 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS)			
spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	€/kW	720	830
Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten)	ct/kWh	8,1	7,4

2.6.4 Techniken zur Wärmeerzeugung

Auch für die Simulation der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie von Warmwasser in den Szenarien wurden zunächst Referenztechniken zur Wärmeerzeugung definiert und technisch-ökonomische Kenndaten festgelegt. Hierbei wurde zwischen neun verschiedenen Technik- bzw. Brennstoffklassen unterschieden (Öl-, Gas-, Kohle-, Müll-, Biomassefeuerungen, Elektroheizungen, Wärmepumpen, Solarthermie sowie tiefe Geothermie). Für diese Klassen wurde zudem nach der Heizleistung unterschieden, entsprechend der unterschiedlichen simulierten Einsatzbereiche:

- Heizleistung < 25 kW: Raumwärme und Warmwasser in Ein- und Zwei-Familienhäusern
- Heizleistung 25-50 kW: Raumwärme und Warmwasser in Apartmenthäusern
- Heizleistung 50-100 kW: Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)
- Heizleistung 100-500 kW: Raumwärme und Warmwasser für Industrieanlagen
- Heizleistung 0,5-5 MW: Prozesswärme für Industrieanlagen, Nahwärme
- Heizleistung > 5 MW: Prozesswärme für Industrieanlagen, Fernwärme

Nicht für jede Technik-/Brennstoffklasse wurden Referenzsysteme für alle sechs Leistungsklassen definiert. So wurde z. B. die Müllverbrennung nur in der Leistungsklasse > 5 MW berücksichtigt. Eine Sonderrolle nimmt die Solarthermie ein, für die anstelle der Leistungsklassen Größenklassen bzgl. der installierten Fläche definiert wurden. Tabelle 2-8 gibt einen Überblick über alle definierten Referenzsysteme.

Tabelle 2-8: Übersicht über die charakterisierten Referenzsysteme zur Wärmeerzeugung

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Gas < 25 kW• Gas 25-50 kW• Gas 50-100 kW• Gas 100-500 kW• Gas 0.5-5 MW• Gas > 5 MW | <ul style="list-style-type: none">• Öl < 25 kW• Öl 25-50 kW• Öl 50-100 kW• Öl 100-500 kW• Öl 0.5-5 MW• Öl > 5 MW |
| <ul style="list-style-type: none">• Kohle < 25 kW• Kohle 25-50 kW• Kohle 50-100 kW• Kohle 100-500 kW• Kohle 0.5-5 MW• Kohle > 5 MW | <ul style="list-style-type: none">• Strom Einzelöfen• Strom < 50 kW• Strom 50-500 kW• Strom > 500 kW
• Müll (biogen & nicht-biogen) > 5 MW |
| <ul style="list-style-type: none">• Biomasse < 25 kW• Biomasse 25-50 kW• Biomasse 50-500 kW• Biomasse > 500 kW• Biomasse > 500 kW | <ul style="list-style-type: none">• Solarthermie < 20 m²• Solarthermie < 100 m²• Solarthermie < 5000 m²• Solarthermie > 5000 m² |
| <ul style="list-style-type: none">• Wärmepumpe < 25 kW• Wärmepumpe 25-100 kW• Wärmepumpe > 100 kW | <ul style="list-style-type: none">• tiefe Geothermie• Nahwärmenetz |

Die technischen und ökonomischen Daten für die fossile und erneuerbare Wärmeerzeugung wurden vor allem auf Grundlage der folgenden Datenquellen erstellt:

- Evaluierung von Maßnahmen zur Förderung der Wärmegestehung aus erneuerbaren Energien im Rahmen des Marktanzreizprogrammes (MAP) 2004 – 2009 [Langniß et al. 2006, Böhnisch et al. 2007, Nast et al. 2009]
- Szenario-Analysen zum aktuellen Stand und zum Ausbaupotenzial der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vereinigten Königreich von Großbritannien und Irland [NERA 2009]
- Langfristszenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (Leitszenario 2009, [BMU 2009a])

Diese Studien analysieren in der Regel nur den aktuellen Markt bzw. die vergangene Entwicklung der technisch-ökonomischen Kenndaten. Die Fortschreibung der Kenndaten für die einzelnen Techniken und Leistungsklassen über den gesamten Zeitraum der Szenarien basiert auf eigenen Abschätzungen, die in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden. Für einige der betrachteten Wärmeerzeugungstechniken konnten keine Kenndaten recherchiert werden (Müllverbrennung, Kohlekessel > 50 kW). In diesen Fällen wurden die entsprechenden Daten anhand von Plausibilitätsüberlegungen geschätzt. Große Unsicherheiten der Kenndaten sind in diesen Fällen unvermeidlich.

Gas-, Öl- und Kohlekessel, elektrische Stromerzeugung: Für die technisch ausgereiften und seit langer Zeit auf dem Markt etablierten Techniken zur Wärmeerzeugung aus Gas, Öl, Kohle und Elektrizität wird bis 2050 nur eine leichte Steigerung des Nutzungsgrades um wenige Prozentpunkte erwartet. Potenziale zur weiteren Kostenreduktion sind relativ gering, u. a. wegen tendenziell rückläufiger Produktionszahlen (zugunsten regenerativer Techniken) und steigenden Rohstoffpreisen. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionskosten dieser „klassischen“ Techniken zur Wärmeerzeugung bis 2050 ähnlich entwickeln werden, wie die Investitionskosten vergleichbarer Techniken zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (s. o.), d. h. dass von einer Reduktion der spezifischen Investitionen (reale Preise) von ca. 10% bis 2050 ausgegangen werden kann.

Wärmenutzung in Müllverbrennungsanlagen: Technisch-ökonomische Kenndaten für die Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen konnten nicht recherchiert werden. Der Wirkungsgrad von Müllverbrennungsanlagen orientiert sich am Wirkungsgrad von kohlegefeuerten Fernwärmewerken, wohingegen angenommen wurde, dass die spezifischen Investitionen 50% über denen für öl- und gasgefeuerten Heizwerken liegen.

Biomassekessel: Zurzeit dominieren in Deutschland Klein- und Kleinstanlagen bei der Nutzung biogener Festbrennstoffe zur Wärmeerzeugung. Insbesondere Einzelheizungen für Ein- und Mehrfamilienhäuser, die mit Holzpellets befeuert werden, erlebten einen deutlichen Aufschwung in den letzten Jahren [BMU 2009b]. Biomasseheizwerke auf Basis von Pellets, Hackschnitzeln, Stroh etc. spielen zurzeit noch eine geringe Rolle für die Wärmeversorgung in Deutschland, im Gegensatz zu z. B. Österreich. Daher ist zu erwarten, dass der Marktanteil von Biomasseheizwerken an der Wärmeversorgung in den kommenden Jahrzehnten deutlich erhöht werden kann. Klein- und Kleinstanlagen – auch mit Brennwertnutzung – scheinen technisch weitgehend ausgereift zu sein, so dass nur eine geringe Steigerung des Wirkungsgrades bis zum Jahr 2050 erwartet werden kann, zumal durch zunehmend bessere Wärmedämmung sowohl im Bestand als auch bei Neubauten der Anteil der relativ ineffizien-

ten Warmwasserbereitung am gesamten Energiebedarf für Warmwasser und Raumwärme in Wohngebäuden zunehmen wird. Anders als für konventionelle Feuerungsanlagen besteht allerdings für Kleinanlagen bis hin zu Biomasseheizwerken noch ein bedeutendes Potenzial zur Ausweitung der Marktanteile, so dass mit moderaten bis deutlichen Lerneffekten – insbesondere bei Biomasseheizwerken – und einer damit verbundenen Reduktion der spezifischen Investitionen (in realen Preisen) bis 2050 gerechnet wird.

Solarthermie: Die in Deutschland installierte Fläche solarthermischer Anlagen ist seit Beginn der 1990er Jahre von ca. 300.000 m² bis 2009 auf nahezu 13 Mio. m² und damit um nahezu den Faktor 40 angestiegen, mit stetig steigender Tendenz [BMU 2010b]. Während zu Beginn der 2000er Jahre noch Solarthermie-Anlagen zur Warmwasserbereitung dominierten, werden heute schon mehr Kombianlagen zur Bereitung von Warmwasser und zur Heizungsunterstützung installiert [BMU 2010b]. Für die Zukunft ist mit einem weiteren deutlichen Anstieg der installierten Fläche an Solarkollektoren zu rechnen, insbesondere für Kombianlagen bis hin zu großen solarthermischen Nahwärmeanlagen mit saisonalem Speicher. In allen Fällen ist insbesondere in den nächsten 10 bis 15 Jahren noch mit deutlichen Effizienzsteigerungen und Kostenreduktionen zu rechnen.

Wärmepumpen: Nach einem kurzen Boom Anfang der 1980er-Jahre stagnierte der Absatz von Wärmepumpen in Deutschland auf niedrigem Niveau bis zur Jahrtausendwende. Seit dem hat der Absatz von Wärmepumpen wieder deutlich zugenommen. Der Marktanteil von Wärmepumpen im Neubau stieg von wenigen Prozent im Jahr 2000 auf über 20% im Jahr 2008 [BWP 2009]. Dabei dominieren aerothermische und geothermische Wärmepumpen zu etwa gleichen Teilen den Markt; der Absatz von hydrothermischen Wärmepumpen ist gering. Durch technische Weiterentwicklung, aber insbesondere auch durch Fortschritte bei der Installation und Wartung kann bis 2050 noch mit einer deutlichen Steigerung der Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen gerechnet werden. Allerdings ist zu erwarten, dass die bislang hohen relativen Marktanteile an geothermischen Wärmepumpen sich zugunsten aerothermischer Wärmepumpen mit prinzipiell schlechterer Effizienz verschieben werden [BWP 2009], so dass die Zunahme der Effizienz im Mittel über alle installierte Wärmepumpen moderater ausfallen wird. Eine steigende Marktdurchdringung mit entsprechenden Lerneffekten lassen eine deutliche Abnahme der spezifischen Investitionen für Wärmepumpen insbesondere in den nächsten 10 bis 15 Jahren erwarten.

(tiefe) Geothermie in Nahwärmenetzen: Geothermische (Nah-)Wärme trägt zurzeit nicht nennenswert zur Wärmeversorgung in Deutschland bei [BMU 2010b]. Für die kommenden Jahrzehnte ist jedoch mit einem deutlichen Ausbau der aus tiefer Geothermie gespeisten Nahwärmeversorgung zu rechnen [BMU 2010d]. Die ohnehin hohe Effizienz geothermischer Anlagen (ohne Berücksichtigung von Netzverlusten) wird nicht mehr wesentlich gesteigert werden. Trotz zunehmender Anlagenzahl kann nicht mit einer deutlichen Abnahme der spezifischen Investitionskosten in den nächsten Jahrzehnten gerechnet werden, da für die Kosten der Bohrung, die die gesamten Investitionskosten dominieren, kein deutlicher Rückgang erwartet werden kann.

Nah- und Fernwärmenetze: Für die Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmenetzen muss mit zusätzlichen Leitungsverlusten von Wärme gerechnet werden. Ebenso müssen Kosten für den Ausbau der Wärmenetze mit berücksichtigt werden. Aufgrund unterschiedlicher Anschlussdichten und daraus resultierenden Leistungsdichten und erforderlichen Netzlängen unterscheiden sich sowohl Leitungsverluste als auch die spezifischen Investitionskosten

ten signifikant zwischen ländlichen und städtischen Gegenden. Im Rahmen dieser Studie wurden für diese Größen gemittelte Erfahrungswerte aus dem ländlichen und städtischen Raum verwendet.

Die detaillierten Daten für die Einzeltechniken sind im separaten Datenanhang dokumentiert. An dieser Stelle (Tabelle 2-9) werden nur exemplarisch Einzeltechniken hervorgehoben (Öl-, Gas- und Biomassekessel, Wärmepumpe, Solarthermieanlage), der Vergleichbarkeit halber für dieselbe Leistungsklasse (Heizleistung <25kW).

Tabelle 2-9: Technisch-ökonomische Kenndaten für Anlagen zur fossilen und regenerativen Wärmeerzeugung für Neuanlagen, hier exemplarisch für Anlagen für kleine Wohngebäude

Gas-Brennwertkessel < 25 kW		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
thermischer Wirkungsgrad ⁵	-	0,90	0,90	0,90	0,91	0,91	0,92	0,92
Volllaststunden	h/a	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
spezifische Investition ⁶	€/kW _N	724	724	717	710	688	674	652
fixe Betriebskosten	€/(kW _N · a)	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Öl-Brennwertkessel < 25kW		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
thermischer Wirkungsgrad ⁵	-	0,85	0,85	0,85	0,86	0,86	0,87	0,87
Volllaststunden	h/a	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
spezifische Investition ⁶	€/kW _N	789	789	781	773	750	734	710
fixe Betriebskosten	€/(kW _N · a)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Pellets-Brennwertkessel < 25kW		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
thermischer Wirkungsgrad ⁵	-	0,80	0,80	0,80	0,81	0,81	0,82	0,82
Volllaststunden	h/a	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
spezifische Investition ⁶	€/kW _N	1585	1580	1554	1529	1461	1376	1325
fixe Betriebskosten	€/(kW _N · a)	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Luft-Wasser-Wärmepumpe < 25kW		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Jahresarbeitszahl ⁷	-	2,7	2,74	2,91	3,09	3,45	3,80	3,80
Volllaststunden	h/a	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
spezifische Investition ⁶	€/kW _N	1634	1588	1287	1059	974	912	874
fixe Betriebskosten	€/(kW _N · a)	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Solarthermie-Anlage⁸ < 100 m²		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Performance Ratio ⁹	%	0,20	0,20	0,22	0,23	0,24	0,24	0,25
Nutzenergie ¹⁰	kWh _{th} /(m ² · a)	220	220	237	253	264	264	275
spezifische Investition ⁶	€/m ²	470	470	345	320	305	290	275
fixe Betriebskosten	€/(m ² · a)	9,4	9,4	6,9	3,2	3,1	2,9	2,8

⁵ thermischer Wirkungsgrad: Verhältnis Nutzenergie zu Heizwert des Energieträgers

⁶ Abschreibungsdauer: 20 Jahre, Zinssatz: 6%, kW_N: Nennleistung

⁷ Jahresarbeitszahl: Verhältnis der Jahresmenge der erzeugten Nutzwärme zur Jahresmenge der verbrauchten (elektrischen) Arbeit

⁸ zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser, einschließlich Wärmespeicher, solarer Deckungsgrad 25%

⁹ Verhältnis von Einstrahlung in Modulebene zu Nutzenergie (unter Berücksichtigung von Speicher- und Leitungsverlusten)

¹⁰ angenommene Einstrahlung in Modulebene: 1100 kWh/(m² · a)

3 Beschreibung der Basisszenarien 2010

3.1 Endenergie- und Primärenergieverbrauch und -struktur sowie CO₂- und THG-Emissionen

3.1.1 Übersicht über die gesamte Energieversorgung

Betrachtet man das gesamte Energieversorgungssystem im Basisszenario 2010 A bis 2050, so zeigen sich vor allem beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich (Abbildung 3.1). Die heute hohen Umwandlungs- und Verteilungsverluste (mit 3660 PJ/a in 2009 rund 27% des Primärenergieverbrauchs), die zu 78% auf die thermischen Verluste der Stromerzeugung zurückzuführen sind, reduzieren sich – insbesondere nach 2020 – deutlich und belaufen sich in 2050 noch auf 1090 PJ/a. Wesentliche Ursache dafür ist der weitgehende Rückgang von Kondensationskraftwerken an der Stromerzeugung. Ihr Anteil sinkt von derzeit 75% (fossil und nuklear) bis 2020 auf noch 47% und auf 20% bis 2030. Im Jahr 2050 ist Kondensationsstrom nur noch aus flexiblen Gaskraftwerken zur Bereitstellung gesicherter Leistung von Bedeutung, was aber mengenmäßig nicht ins Gewicht fällt. Fossil gefeuerte Kraftwerke werden hauptsächlich in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, deren Beitrag bis 2030 um 65% steigt. Der Hauptbeitrag wird jedoch von EE erbracht (Berechnung nach Wirkungsgradmethode) bei insgesamt zurückgehendem Stromverbrauch. Die Effizienzsteigerung bei (neuen) fossilen Kraftwerken spielt im Vergleich dazu nur eine relativ geringe Rolle. Diese Entwicklung trägt – neben den Effizienzsteigerungen der Energienutzung bei den Verbrauchern – zu einem deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei.

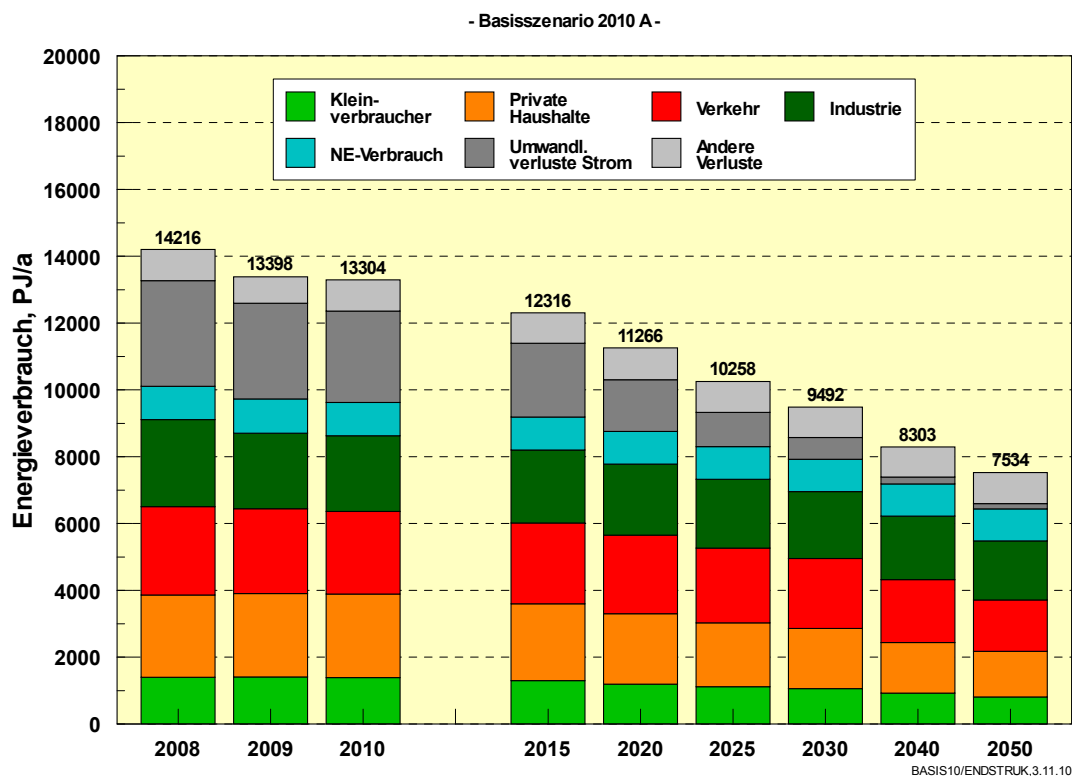


Abbildung 3.1: Entwicklung des End- und Primärenergieverbrauchs im Basisszenario 2010 A bis 2050 (vgl. auch Abbildung 2.1)

Die Höhe der „Anderen Verluste“, die heute aus der Bereitstellung und Verteilung von Mineralölprodukten, Erdgas und Strom resultieren, bleibt in etwa konstant, weil Verluste bei wachsender Biomassebereitstellung und längerfristig bei der Wasserstoff- bzw. Methanbereitstellung aus EE die zurückgehenden Verluste bei Mineralöl und Erdgas kompensieren. Der Primärenergieverbrauch im Basisszenario 2010 A sinkt bis 2020 auf 84% des 2009er Niveaus und bis 2050 auf 56%.

Am Rückgang der Endenergie um rund 1060 PJ/a (bzw. -12%) zwischen 2009 (temperaturbereinigter Wert) und 2020 sind in absoluten Werten die privaten Haushalte mit 480 PJ/a am stärksten beteiligt. Es folgen die Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) mit 245 PJ/a, der Verkehr mit 190 PJ/a und schließlich die Industrie mit 145 PJ/a. Längerfristig wirkt sich insbesondere die unterstellte vollständige Sanierung des Gebäudebestands bis 2050 stark verbrauchsmindernd aus. Im Vergleich zu einer Reduktion des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2050 um 38% (gegenüber 2009) sinkt der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte um 47% und derjenige der Kleinverbraucher um 44%.

Im Jahr 2050 werden mit 3406 PJ/a noch 32% der heutigen Menge fossiler Energien benötigt. Dies sind zu etwa gleichen Teilen Mineralöl und Erdgas; Kohle wird kaum noch benötigt (Abbildung 3.2). Damit verringert sich auch die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung deutlich. Die importierte Energiemenge belief sich im Jahr 2009 auf 9640 PJ/a, die Importquote lag bei 72% [AGEB 2010]. Importiert werden derzeit 72% der Steinkohle, 98% des Mineralöls, 79% 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 7565 PJ/a. Die Importquote sinkt insgesamt auf 67%.

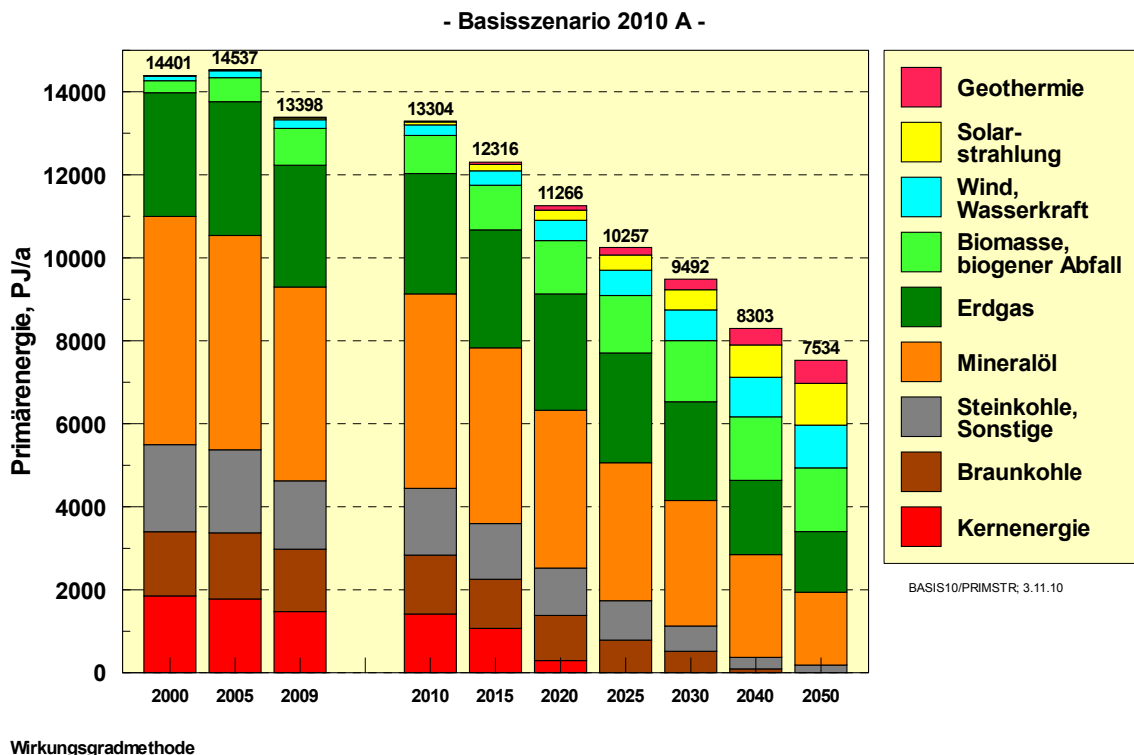


Abbildung 3.2: Struktur des Primärenergieeinsatzes im Basisszenario 2010 A bis 2050

Nach 2020 erfolgt ein weiterer deutlicher Rückgang der Energieträgerimporte. Im Jahr 2050 werden mit 3387 PJ/a fossilem Energieimport noch 35% der heutigen Menge importiert, was dann einer Importquote von 45% entspricht. Hinzu kommt ein importierter Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund (ggf. auch in Verbindung mit Nordafrika und Osteuropa) in Höhe von 445 PJ/a (entsprechend 124 TWh/a Strom). Die gesamte Importquote beträgt somit 52%. Der Beitrag der importierten EE am Gesamtverbrauch ist mit 6% gering und kann als eine eher erwünschte, da politisch stabilisierende internationale Kooperation angesehen werden [BMU 2006]. Der Rückgang der fossilen Energien geschieht unterschiedlich rasch. Im Jahr 2030 werden nur noch 36% der Steinkohle und 34% der Braunkohle, aber noch 65% des Mineralöls und 81% des Erdgases von 2009 benötigt. Damit ist eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden.

Von besonderem Interesse ist die Höhe und die Struktur des Erdgasverbrauchs (Abbildung 3.3). Ein langfristig stabiler Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung und dort insbesondere in der effizienten KWK ist ein wichtiger Bestandteil einer wirksamen Reduktionsstrategie von CO₂. Damit sich längerfristig trotzdem ein deutlicher Rückgang der Erdgasnachfrage einstellt, muss zeitgleich das Einsparpotenzial von Erdgas im Wärmebereich ausgeschöpft werden. Derzeit werden 65% des Erdgases zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt, 40% allein für Raumheizung und Warmwasser. Der Einsatz in Kraftwerken und KWK-Anlagen beläuft sich mit 860 PJ/a auf lediglich 29%. Der Ausbau der KWK und der zukünftige Bedarf von Gas für GuD-Kraftwerke lassen den Erdgasverbrauch bis 2025 nur gering sinken, da bis dahin auch noch erhebliche Mengen im Raumwärmebereich eingesetzt werden. Ab 2040 wird Erdgas bis auf den Bedarf in Gasturbinen und GuD-Kraftwerken vorwiegend nur noch in KWK-Anlagen und im industriellen Prozesswärmebereich eingesetzt. Im Jahr 2050 hat sich der Erdgasbedarf gegenüber heute etwa halbiert.

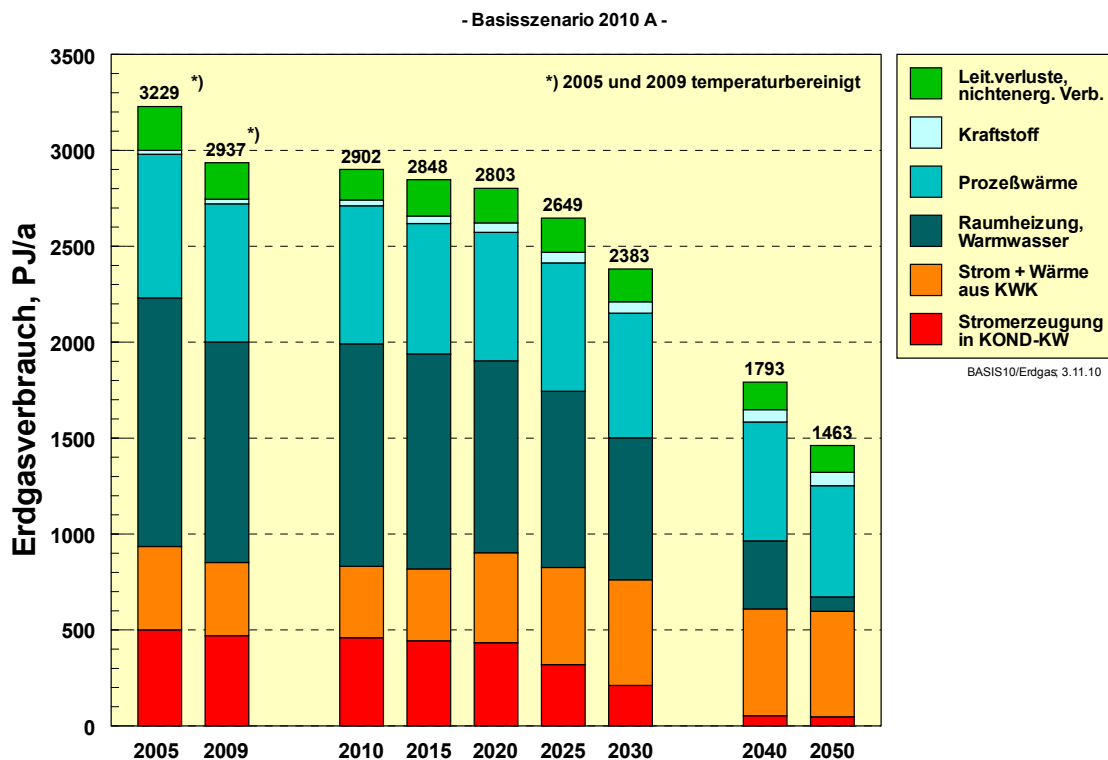


Abbildung 3.3: Entwicklung des Erdgasverbrauchs und seiner Struktur im Basisszenario 2010 A

Zwischen 1990 und 2009 wurden die energiebedingten CO₂-Emissionen um rund 25% reduziert und beliefen sich im Jahr 2009 auf 748 Mio. t CO₂/a (temperaturbereinigt). Im Basisszenario 2010 A werden bis 2050 gegenüber 2009 weitere 596 Mio. t CO₂/a vermieden (Abbildung 3.4). Dargestellt sind die Summenwerte aus beiden Strategieelementen, der weiteren Effizienzsteigerung und dem EE-Ausbau. Die Wirkung beider 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 2020 auf 71 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 2009 und 2020 erreichten gesamten CO₂-Reduktion in Höhe von 163 Mio. t/a bewirkt der Wärmesektor 67 Mio. t/a und der Verkehrssektor 25 Mio. t CO₂/a. Damit werden im Jahr 2020 noch 585 Mio. t CO₂/a emittiert, die relative Minderung gegenüber 1990 liegt bei 41,5%.

Nach 2020 nimmt die CO₂-Minderung im Stromsektor rasch weiter zu und stellt im Jahr 2050 mit 261 Mio. t CO₂/a den höchsten Beitrag vor der CO₂-Vermeidung im Wärmesektor mit 215 Mio. t CO₂/a. Wegen des Kernenergieerückbaus und der damit einhergehenden relativ langsamen Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor ist die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mittelfristig von großer Bedeutung für das Erreichen des Zwischenziels 2020. Der Beitrag des Verkehrssektors erreicht bis 2050 einen Wert von 120 Mio. t/a. Im Jahr 2050 werden mit 152 Mio. t CO₂/a noch 15% der Emissionen des Jahres 1990 verursacht.

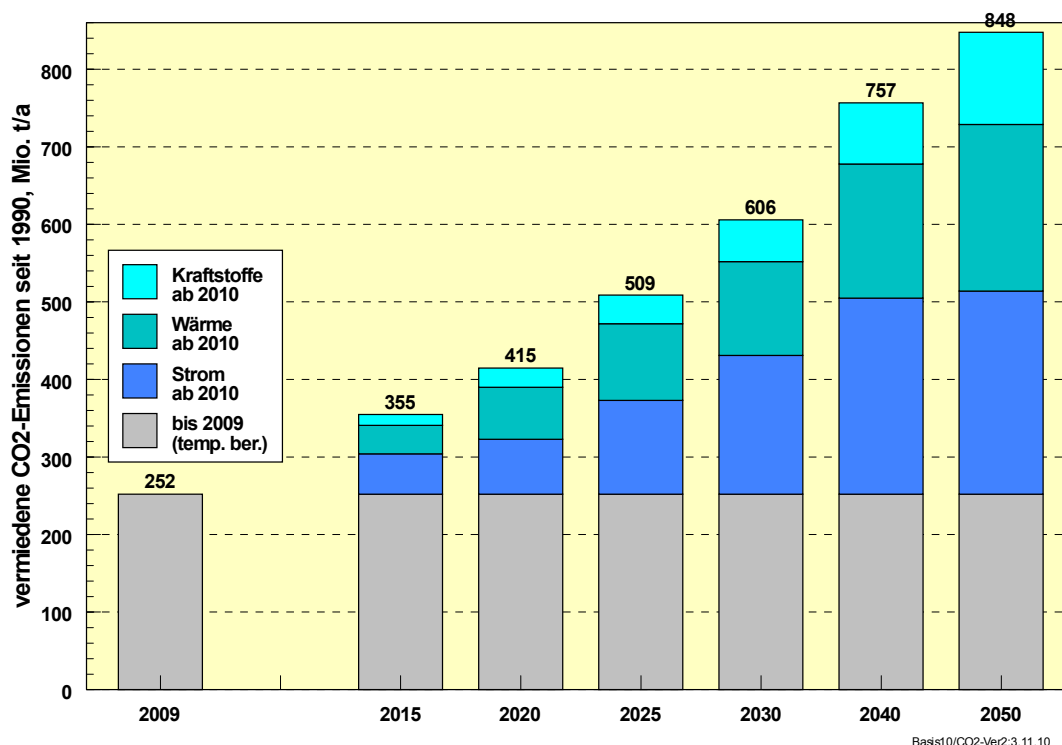


Abbildung 3.4: Vermiedene CO₂-Emissionen ab 2010 im Basisszenario 2010 A nach Nutzungsbereichen und Sockel der zwischen 1990 und 2009 vermiedenen Emissionen

Die gesamten Treibhausgasemissionen (1990: 1211 Mio. t CO_{2eq}/a; 2009: 905 Mio. t CO_{2eq}/a, einschl. LULUCF¹¹) verringern sich bis 2020 gegenüber 1990 um ebenfalls 41%. Dabei ist eine Reduktion der übrigen Treibhausgase (hauptsächlich Methan und Lachgas) entsprechend den Annahmen in [WWF 2009] unterstellt worden. Bis 2050 gelingt im Basisszenario 2010 A eine Reduktion um 81% auf insgesamt 233 Mio. t CO_{2eq}/a.

Zur Einordnung des Basisszenarios 2010 A und des Basisszenarios 2010 C erfolgt ein Vergleich mit anderen aktuellen Szenarien anhand des Primärenergieverbrauchs (Abbildung 3.5). Dabei handelt es sich zum einen um das Szenario II A für das Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010] und zum andern um das Szenario „Innovation“ von Prognos für WWF [WWF 2009], das noch über die Basisszenarien hinausgehende strukturelle Veränderungen und sehr deutliche Erfolge bei der Steigerung der Energieeffizienz unterstellt. Zwei Szenarien berücksichtigen die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 12 Jahre, die zwei anderen Szenarien gehen von der bisherigen Ausstiegsvereinbarung aus. Alle Szenarien legen ein sehr ähnliches wirtschaftliches Wachstum zugrunde.

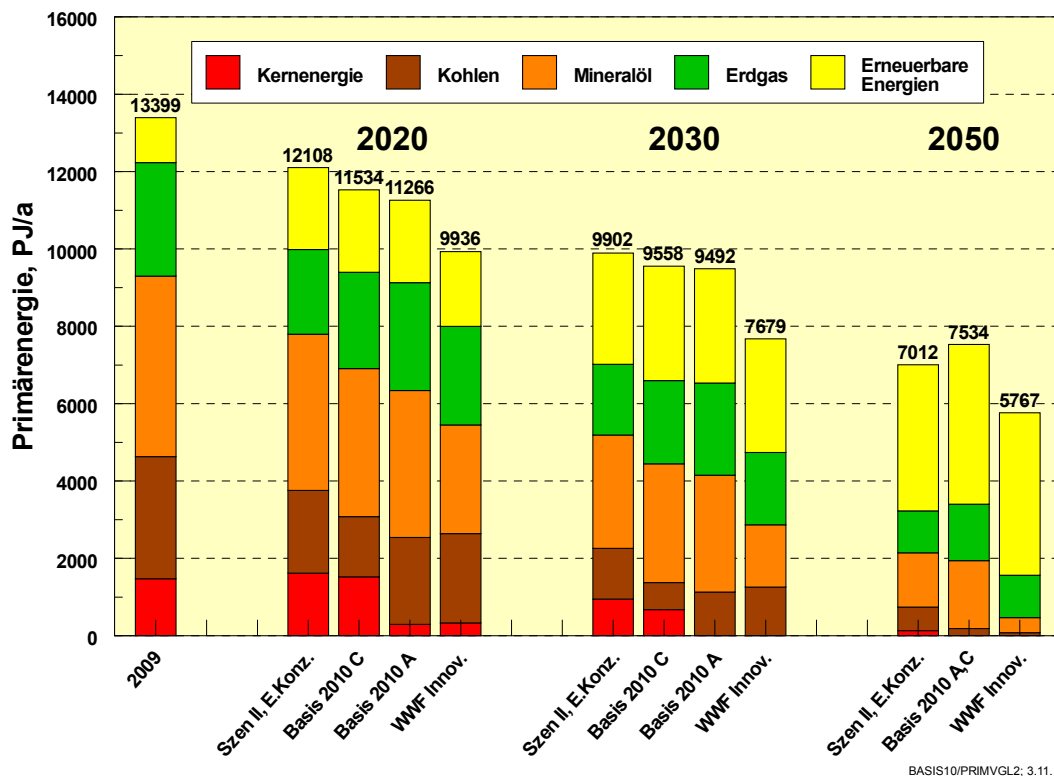


Abbildung 3.5: Primärenergieverbrauch verschiedener aktueller Szenarien im Vergleich

Alle Szenarien zeigen eine Tendenz zur stetigen Verringerung des Energieverbrauchs. Die Basisszenarien 2010 schöpfen längerfristig die technischen und strukturellen Effizienzpotenziale nicht voll aus. Das Szenario II A für das Energiekonzept und insbesondere das Szenario WWF-Innovativ gehen hierbei etwas weiter. Sehr ähnlich ist der erwartete Ausbau der EE. Er liegt im Jahr 2030 bei ca. 3000 PJ/a und im Jahr 2050 bei ca. 4200 PJ/a. Das liegt im Wesentlichen an der in allen Szenarien angestrebten Erfüllung der Zielvorgaben für

¹¹ LULUCF = CO₂-Emissionen durch Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft; 1990 = - 20 Mio. t CO₂/a; 2009 = +25 Mio. t/a [UBA 2010b]

den EE-Ausbau, die sich wiederum an den Zubaupfaden der früheren Leitszenarien orientieren. Vergleicht man die Primärenergiestruktur der Szenarien mit Laufzeitverlängerung, so setzt das Szenario II A für das Energiekonzept stärker auf Kohle, während im Basisszenario 2010 C von einem stärkeren Einsatz von Erdgas ausgeht. Dahinter stehen unterschiedliche Strategien in der Stromversorgung. Der im Basisszenario 2010 A angenommene bisherige Ausstiegsplan für die Kernenergie führt in 2020 und 2030 zu einer weiteren Erhöhung sowohl des Erdgaseinsatzes als auch des Kohleinsatzes im Vergleich zum Basisszenario 2010 C.

3.1.2 Beitrag der erneuerbaren Energien

Im Basisszenario 2010 A erreichen die EE im Jahr 2020 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 19% (Wirkungsgradmethode), bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch beträgt ihr Anteil 22%. Nach 2020 beginnen die EE sich in ihrer Gesamtheit zur dominierenden Energiequelle zu entwickeln. Ihr Primärenergieanteil steigt auf 31% im Jahr 2030 und beläuft sich 2050 auf knapp 55%. Ihr Anteil am Endenergieverbrauch liegt jeweils höher. Im Jahr 2030 kommt bereits ein Drittel der Endenergie aus EE, 2050 sind es 62%¹².

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Maße zum Anteil der EE an der Energieversorgung bei, mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich (Tabelle 3-1). Im Jahr 2020 decken die EE 40% des Bruttostromverbrauchs (bzw. ca. 46% des Endenergieverbrauchs an Strom), 18,1% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 10,3% des gesamten Kraftstoffbedarfs (bzw. 12,7% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr). Noch vor dem Jahr 2030 wird ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 50% überschritten. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 86% (Bruttostromverbrauch) bzw. 92% (Endenergie) aus EE bereitgestellt. Fossile Kraftwerke übernehmen dann nur noch Reserve- und Regelungsaufgaben. Im Wärmebereich wird gut die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Auch im Verkehr ist der Beitrag der EE mit 42% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 57% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr) bereits beträchtlich.

Anhand der vermiedenen CO₂-Emissionen kann in Verbindung mit Abbildung 3.4 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 411 Mio. t CO₂/a im Vergleich zu 1990 vermieden, mittels Effizienzsteigerung wird eine Emissionsminderung von 436 Mio. t CO₂/a erreicht.

Die deutliche Effizienzsteigerung des gesamten Energieumsatzes 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 21% 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 gestützt. Würde z. B. die Energieproduktivität bis 2020 durchschnittlich nur wie bisher mit 1,8%/a steigen, säne der Primärenergieanteil der EE in 2020 um etwa 1,5 Prozentpunkte.

¹² Die europäischen EE-Ausbauziele werden auf den Bruttoendenergieverbrauch bezogen (vgl. Fußnote zur Tabelle) und sind jeweils um den Faktor 1,039 geringer als die EE-Anteile am Endenergieverbrauch.

Tabelle 3-1: Eckdaten des Basisszenarios 2010 A, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008*)	2009*)	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13304	11266	9492	8303	7534
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1163	1270	2132	2957	3661	4128
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,7	9,5	18,9	31,2	44,1	54,8
Endenergie, PJ/a	9098	8714	8630	7783	6958	6228	5485
Endenergie EE, PJ/a	841	876	945	1710	2411	3021	3418
Anteil EE an EEV, %	9,2	10,1	11,0	22,0	34,6	48,5	62,3
Anteil EE an BEEV **), %	8,9	9,7	10,6	21,2	33,3	46,7	60,0
Strom Endenergie, PJ/a	1906	1793	1822	1728	1667	1670	1678
Strom Endenergie EE, PJ/a	335	341	373	793	1167	1488	1546
Anteil EE, %	17,6	19,0	20,5	45,9	70,0	89,1	92,1
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4606	4435	4391	3787	3316	2822	2450
Wärme Endenergie EE, PJ/a	374	414	434	684	919	1125	1298
Anteil EE, %	8,1	9,3	9,9	18,1	27,7	39,9	53,0
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾	2589	2486	2417	2268	1975	1735	1358
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	138	233	325	408	574
Anteil EE, %	5,1	4,9	5,7	10,3	16,5	23,5	42,3
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾	615	582	594	567	558	587	645
EE-Stromerzeugung, TWh/a	93,3	94,8	108	227	361	485	556
Anteil EE, %	15,2	16,3	18,2	40,0	64,7	82,6	86,2
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13304	11266	9492	8303	7534
Erneuerbare Energien	1147	1163	1270	2132	2957	3661	4128
Mineralöl	4905	4670	4686	3806	3022	2476	1756
Kohlen ⁵⁾	3483	3156	3028	2230	1130	373	187
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	2902	2803	2383	1793	1463
Fossile Energien, gesamt	11446	10763	10616	8839	6535	4643	3407
Kernenergie	1623	1472	1418	295	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	739	729	585	394	243	152
Verringerung seit 1990, % ⁶⁾	20,3	26,1	27,1	41,5	60,6	75,7	84,8
Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a	109	110	119	217	291	379	411
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾	988	905	893	710	498	336	233
Verringerung seit 1990, %	18,4	25,3	26,3	41,4	58,9	72,3	80,7

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

2) nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

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

4) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschließlich Verbrauch für H₂

5) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossiles Stromimportsaldo (ohne EE-Import)

6) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

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

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

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

Abbildung 3.6 zeigt, dass das Basisszenario 2010 A die deutlichen Wachstumstendenzen der EE seit Anfang des Jahrhunderts unvermindert weiterführt. Bis 2020 verdoppelt sich ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2009 nahezu auf 1710 PJ/a. Bis 2030 steigt der EE-Beitrag auf das 2,8-fache (2411 PJ/a); im Jahr 2050 wird mit 3418 PJ/a die vierfache Energiemenge im Vergleich zu 2009 aus EE bereitgestellt. Der dominierende Beitrag der Biomasse (2009 = 70%, einschl. biogener Siedlungsabfälle) bleibt auf absehbare Zeit noch bestehen. Im Jahr 2020 beträgt ihr Anteil noch 53%, im Jahr 2030 noch 43%. Danach sind aber ihre Potenziale ausgeschöpft, ihr relativer Beitrag sinkt bis zum Jahr 2050 auf 32%, wobei aber ihr absoluter Beitrag mit 1060 PJ/a noch immer über den einzelnen Beiträgen aller anderen Energiequellen liegt. Die Windenergie steigert ihren Beitrag stetig und erreicht im Jahr 2030 mit 700 PJ/a Endenergie einen relativen Anteil von 29%. Mit rund 1000 PJ/a hält sie diesen Anteil auch im Jahr 2050 und schließt damit auch zur Biomasse auf.

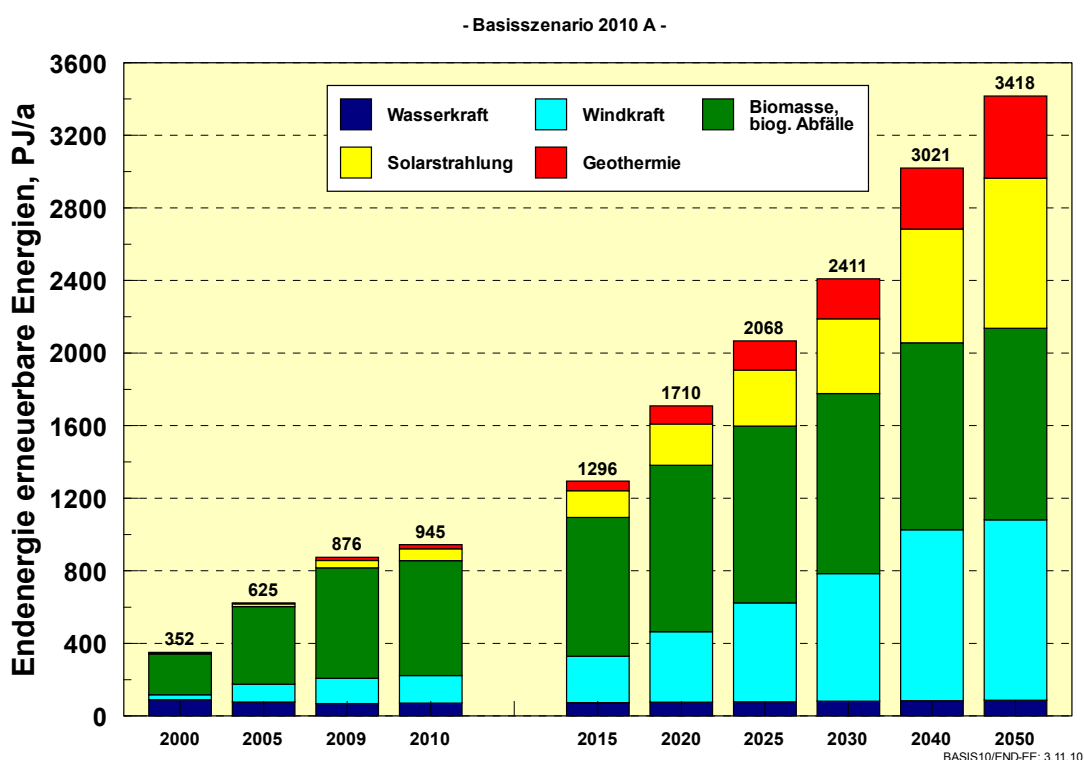


Abbildung 3.6: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energiequellen bis zum Jahr 2050

Längerfristig übernimmt vor allem die Solarstrahlung (Fotovoltaik, Solarkollektoren, Solarstrom aus dem europäischen Verbund) die Wachstumsdynamik. Während ihr relativer Beitrag derzeit mit 5% noch sehr gering ist, kommt sie im Jahr 2030 mit dann 410 PJ/a bereits auf 17%. Im Jahr 2050 ist ihr Beitrag mit dem der Windenergie vergleichbar. Der Beitrag der Geothermie (einschließlich Wärmepumpen) beläuft sich im Jahr 2020 mit 100 PJ/a auf 6% und steigt bis 2050 auf 13%. Damit sind ihre Potenziale aber noch nicht ausgeschöpft. 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. Blickt man jedoch perspektivisch in die zweite Hälfte des Jahrhunderts und geht von weiter wachsenden Anteilen der EE aus, wird nach 2050 im Wesentlichen die Solar-

strahlung – überwiegend in Form solaren Stroms, der dann auch in andere Nutzungsformen überführt werden muss – das weitere Wachstum der Erneuerbaren tragen.

3.1.3 Exkurs: Potenzial und Einsatzstruktur der Biomasse

Das Energieangebot natürlicher Energieströme hat naturgemäß eine geringe flächenspezifische Energiedichte. Wesentliches Kennzeichen der meisten Nutzungstechniken der EE ist daher ihre flächenhafte Ausdehnung. Die Größe der erforderlichen Anlagen wird bestimmt durch den Wirkungsgrad bei der Umwandlung natürlicher Energieformen in nutzbare Energiearten, wie Elektrizität, Wärme unterschiedlicher Temperatur, sowie Brenn- und Kraftstoffe. Während theoretische Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade relativ hoch sein können, ist der für die Praxis relevante Nutzungsgrad meist im Laufe eines technischen und ökonomischen Optimierungsprozesses entstanden und liegt deutlich unter der theoretisch möglichen Grenze. 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 3.7 zusammengestellt.

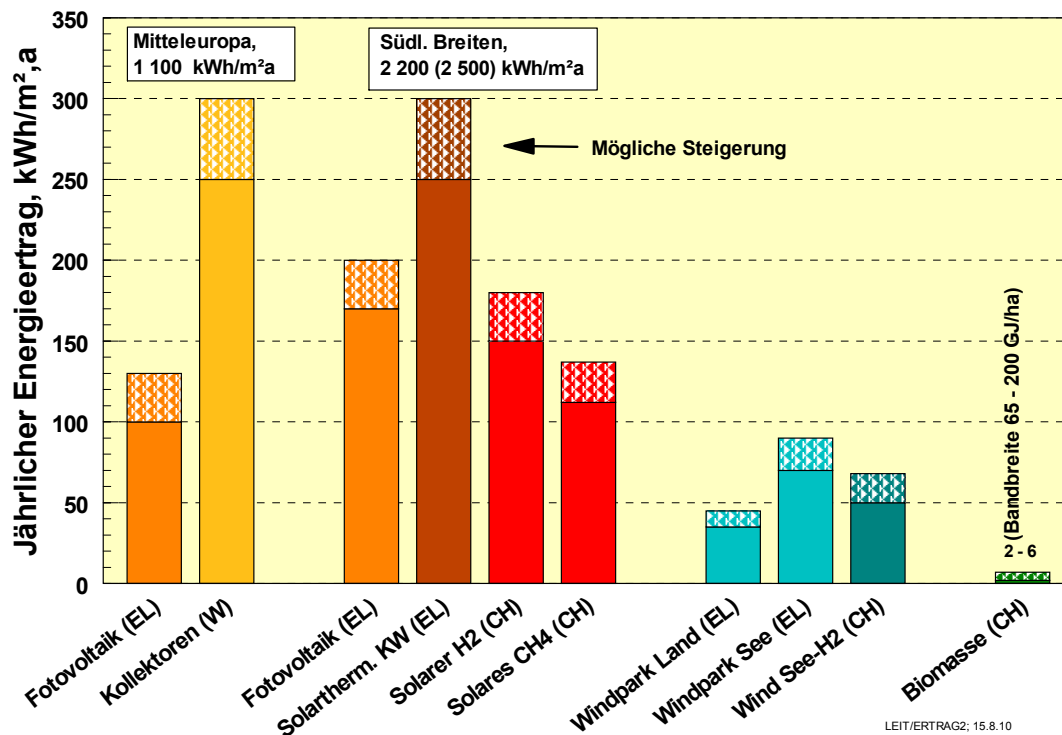


Abbildung 3.7: Typische flächenspezifische Energieerträge von EE und ihrer Bandbreiten für zwei typische Strahlungsangebote; bei Wind entsprechend deutschen Verhältnissen*)

*) 5 MW-Anlagen, Aufstelldichte 20 MW/km²; Bezug auf gesamte Fläche, EL: Elektrizität, W: Wärme, CH: chemischer Energiespeicher

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 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 50 MW/km². Die Umwandlung in chemische (also speicherbare) Energieträger führt zu zusätzlichen Verlusten. Solarer Wasserstoff kann im Maximalfall (Stromimport mit HGÜ, dezentrale Elektrolyse) mit Erträgen von 150 bis 180 kWh_{chem}/m² bereitgestellt werden, Wasserstoff aus Wind-Offshore-Strom hat noch 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 Energieverbrauchsdichte (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.

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 umzugehen. 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]. In [BMU 2004] wurden dazu ökologisch „verträgliche“ Potenziale der Biomassenutzung in Deutschland ermittelt. Da sie sich als belastbar erwiesen haben, werden sie auch bei der Erstellung der Basisszenarien 2010 zugrunde gelegt.

Auf dieser Basis stehen in Deutschland Biomassen mit einem (Primär-)Energieinhalt von maximal rund 1500 PJ/a zur nachhaltigen Nutzung zur Verfügung (Abbildung 3.8), die bis 2030 nahezu vollständig ausgeschöpft sind. Das nachhaltig nutzbare Potenzial an Reststoffen beläuft sich auf maximal 800 PJ/a (einschließlich des organischen Anteils im Abfall; ca. 640 PJ/a feste Reststoffe; ca. 160 PJ/a vergärbare Reststoffe, [BMU 2004]). Davon waren im Jahr 2009 mit rund 500 PJ/a bereits 62% genutzt. An „zulässig“ nutzbarer Landfläche zum Anbau von Energiepflanzen waren in [BMU 2004] maximal 4,2 Mio. ha ermittelt worden; 1,7 Mio. ha wurden 2009 bereits genutzt [FNR 2010] und zwar 1,16 Mio. ha für Kraftstoffe (vorwiegend Raps) und 0,53 Mio. ha für die Biogaserzeugung (vorwiegend Mais).

In den Basisszenarien 2010 wird das inländische nutzbare Potenzial nicht überschritten, so dass die Szenarien rechnerisch ohne Import von Biomasse auskommen. Damit wird einerseits eine Untergrenze der energetischen Biomassennutzung dargestellt, andererseits können dadurch höchste Maßstäbe an den nachhaltigen Anbau von Biomasse gestellt werden. Sollen höhere Beiträge der Biomasse für energetische Zwecke bereitgestellt werden, müssten diese über Importe erfolgen. 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.

In den Daten für das Energiekonzept der Bundesregierung wird Biomasseimport zugelassen, aber auf eine Menge von maximal 500 PJ/a begrenzt. Das inländische Potenzial der Biomasse wird mit 1700 PJ/a angenommen. 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 beim Energiekonzept der Bundesregierung ausgegangen.

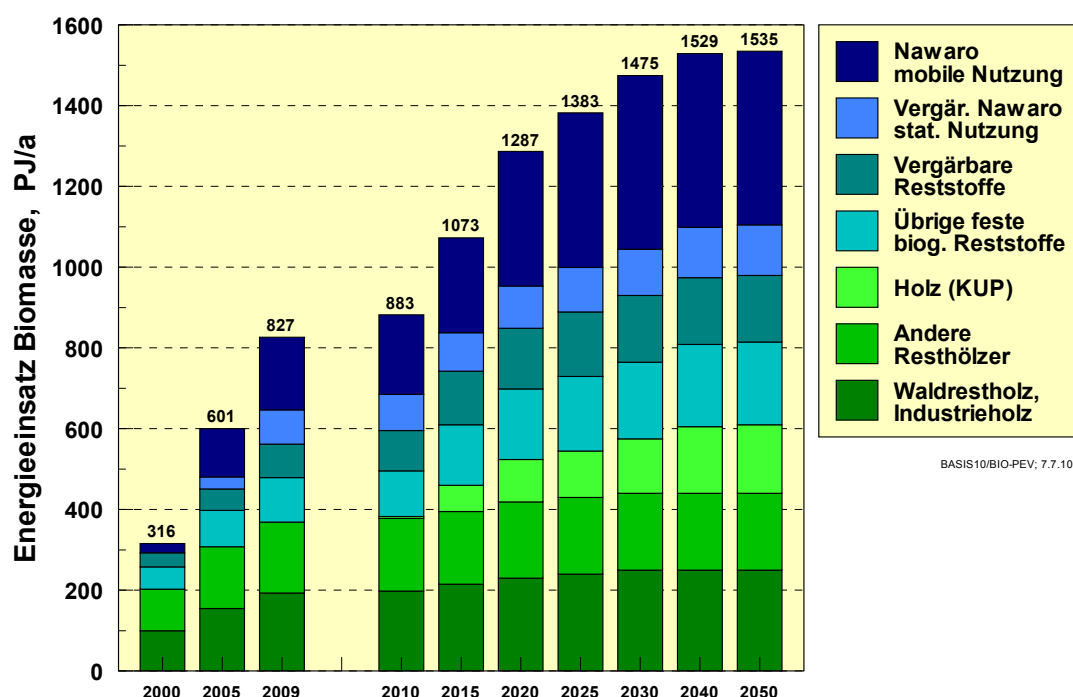


Abbildung 3.8: Energetische Nutzungspotenziale der Biomasse in Deutschland für feste und vergärbare Reststoffe sowie für Energiepflanzen (NAWARO) bei vorgegebener Aufteilung für stationäre und mobile Nutzung

Die in früheren Leitszenarien [BMU 2008a] abgeleitete und begründete Struktur der Biomassennutzung wird auch für die Basisszenarien 2010 weitgehend beibehalten: Wegen der höheren erzielbaren Energieerträge wird der größere Teil der heimischen Biomassepotenziale zur stationären Wärmeerzeugung bzw. zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in KWK

eingesetzt. Für diese Verwendungszecke können 100% der biogenen Reststoffe und Abfälle und die Erträge von 44% der Anbaufläche (1,0 Mio. ha für Biogas; 0,9 Mio. ha für KUP) eingesetzt werden. Damit stehen rund 1160 PJ/a Biomasse (Heizwert) für die Strom- und Wärmeerzeugung zur Verfügung. Die übrigen 2,3 Mio. ha Anbaufläche werden 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; Biome- than) zukünftig möglich erscheint [FNR 2009], könnten dann maximal 350 PJ/a an biogenen Kraftstoffen im Inland bereitgestellt werden, wenn ausschließlich Kraftstoffe der 2. Generati- on 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. Im Basisszenario 2010 A wird eine längerfristig nutzbare Biokraftstoffmenge von 300 PJ/a (83,3 TWh/a) angenommen, was dann im Jahr 2050 einer mittleren Ausbeute von 130 GJ/a entspricht, also etwa eine Verdopplung der Ausbeute heutiger Kraftstoffe.

Aus Abbildung 3.9 gehen die unter den genannten Voraussetzungen aus Biomasse bereitstellbaren Endenergiemengen hervor. Neben den o. g. Kraftstoffmengen werden nach Ausschöpfung des Gesamtpotenzials im Jahr 2050 220 PJ/a (61 TWh/a) Strom und 600 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. In der hier dargestellten Nut- zungsaufteilung kann heimische Biomasse ihren Beitrag an der Deckung des Endenergie- verbrauchs von derzeit 7% auf 12% in 2020 und auf 20% in 2050 steigern.

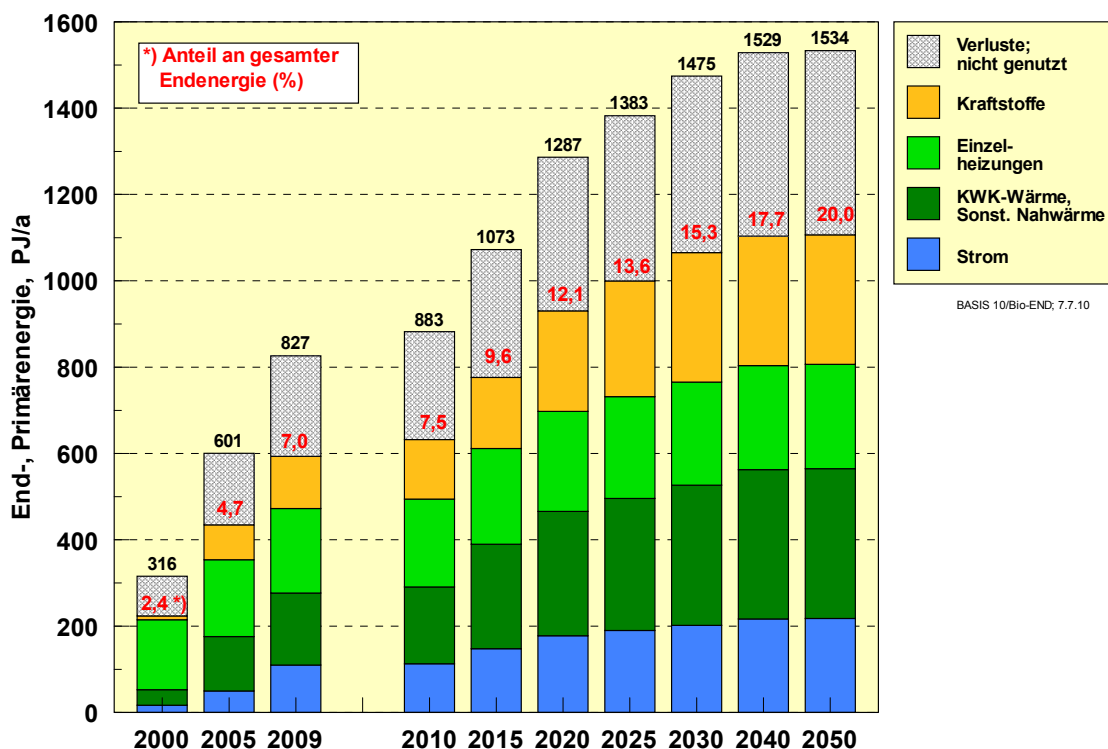


Abbildung 3.9: Bereitstellung von Strom, Nutzwärme und Kraftstoffen aus Biomasse in der im Basisszenario 2010 A gewählten Aufteilung, sowie Wandlungs- und Bereitstellungsverluste

3.2 Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050

3.2.1 Weiterer Ausbau der EE-Stromerzeugung

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 die Eignung von Großkraftwerken in der zukünftigen Energieversorgung und der Bewertung der Kernenergie für den Klimaschutz von besonderem Interesse. 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 weitere Punkte, die auf großes Interesse in der Fachwelt und der Öffentlichkeit stoßen.

Unter Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik ausgehend von 2009 stellt sich im Basisszenario 2010 A der in Abbildung 3.10 und in Tabelle 3-2 dargestellte Zubau ein.¹³ Dabei ist angenommen, dass die Vorrangregelungen des EEG zum Anschluss von EE-Anlagen an Stromnetze und zur Einspeisung von EE erhalten bleiben. Gleichzeitig wird die Degression der Vergütungssätze beibehalten und ggf. auch in Zukunft – wie jetzt bei der Fotovoltaik erfolgt – an die tatsächliche Kosten- und Marktentwicklung angepasst.

Von 94,8 TWh/a im Jahr 2009 kann der Beitrag der Erneuerbaren bis 2020 auf 227 TWh/a steigen. Damit liegt das Basisszenario 2010 A über dem im Leitszenario 2009 in [BMU 2009a] ermittelten Ausbau von 196 TWh/a für 2020, was einerseits auf das sehr hohe aktuelle Wachstum der Fotovoltaik zurückzuführen ist; andererseits wurde auch von einem höheren Ausbau der Windenergie an Land ausgegangen. Deutlich unter dem Ausbau des Basisszenarios 2010 A liegen die Annahmen, die in den Szenarien des Energiegipfels [Prognos 2007] getroffen wurden.

Die hohe Wachstumsdynamik mit einer mittleren Wachstumsrate von 8%/a zwischen 2009 und 2020 in Verbindung mit einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs um 3% im selben Zeitraum führt zu einem EE-Anteil von 40% an der Stromversorgung des Jahres 2020. Mit einer Wachstumsrate bis 2020 von 18%/a wächst die Fotovoltaik in diesem Zeitabschnitt am weitest stärksten. Dieser Wert entspricht in etwa demjenigen der Windenergie im letzten Jahrzehnt. Nach 2020 wächst die Strombereitstellung der EE weiter mit einer Wachstumsrate von 4%/a. Damit wird rechnerisch bereits im Jahr 2024 die 50%-Marke erreicht. Im Jahr 2030 decken dann Erneuerbare 65% der Stromversorgung. Die Wachstumsdynamik wird überwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung (Fotovoltaik und solarthermischer Strom) getragen, während das Potenzial der Biomasse im Rahmen der hier gesetzten Rahmenbedingungen um 2030 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. Für die gesamte EE-Stromerzeugung beginnt ab 2020 auch der Import von EE-Strom eine Rolle zu spielen. In 2030 werden im Saldo mit 19 TWh/a

¹³ Eine erste Variante des EE-Ausbaupfades bis 2020 der Leitstudie 2010 war im Frühjahr/Sommer Grundlage des Nationalen Aktionsplans, den die Bundesregierung im Sommer 2010 der EU-Kommission übermittelt hat. Der dort seinerzeit gemeldete Ausbau wurde in der Zwischenzeit überprüft und in einzelnen Bereichen – insbes. „Strom aus Biomasse“ und „PV“ - auf Grundlage aktueller Entwicklungen und Erkenntnisse etwas modifiziert.

erst 6% des EE-Stroms importiert (bezogen auf den Gesamtverbrauch an Strom sind es 3,3%), im Jahr 2050 sind es mit 124 TWh/a bereits 22% der EE-Stromerzeugung bzw. 19% des Gesamtverbrauchs. Beim EE-„Stromangebot“ wächst der Anteil fluktuierender EE-Stroms am gesamten Bruttostromverbrauch kontinuierlich. Derzeit beläuft er sich (Wind, Fotovoltaik) nur auf 8%. Im Jahr 2020 beträgt er bereits 23% und steigt bis 2050 auf knapp 45%.

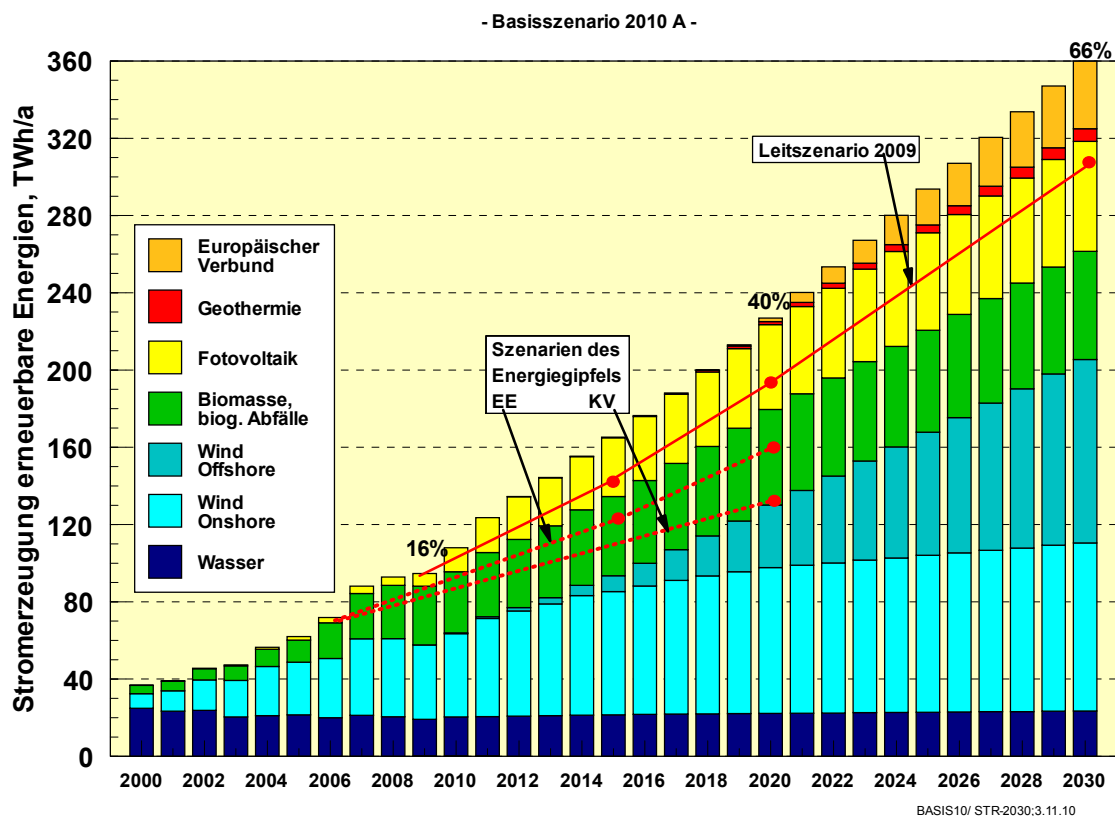


Abbildung 3.10: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im Basisszenario 2010 A; Vergleich mit dem Leitszenario 2009 und den Szenarien EE („stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien“) und KV („Koalitionsvereinbarung“) des Energiegipfels [Prognos 2007]

Tabelle 3-2: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energierarten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	20,4	19,1	20,4	21,4	22,2	22,8	23,5	24,4	25,1
Windenergie	40,6	38,6	43,4	72,0	108,0	145,0	182,0	240,3	261,1
- Onshore	40,6	38,45	43,0	63,8	75,5	81,3	87,0	97,8	101,2
- Offshore	-	0,15	0,4	8,2	32,5	63,7	95,0	142,5	159,9
Fotovoltaik	4,4	6,6	12,5	30,4	43,9	50,5	57,0	60,1	61,2
Biomasse	27,8	30,5	31,7	41,1	49,5	52,8	56,1	60,2	60,5
- Biogas, Klär-, Depo- niefgas; Pflanzenöle	11,8	13,4	14,1	18,5	22,3	23,7	25,0	27,3	27,3
- feste Biomasse	11,1	12,1	12,4	17,1	21,3	23,2	25,2	27,0	27,3

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
- biogener Abfall	4,9	5,0	5,1	5,4	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Erdwärme	0,02	0,02	0,03	0,37	1,7	4,1	6,6	14,3	24,1
EU-Stromverbund	-	-	-	-	1,8	18,6	35,4	86,3	123,8
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	6,1	15,0	48,8	81,3
- Wind, andere EE	-	-	-	-	1,8	12,5	20,4	37,5	42,5
EE-Strom gesamt	93,2	94,8	108,0	165,2	227,1	293,8	360,6	485,6	555,8
EE-Strom nur Inland	93,2	94,8	108,0	165,2	225,3	275,2	325,2	399,3	432,0

Mit dem deutlichen EE-Ausbau bei relativ geringer jährlicher Auslastung (insbesondere PV) wächst die installierte EE-Leistung besonders stark (Tabelle 3-3). Mit 112 GW im Jahr 2020, davon allein 46% Fotovoltaikleistung, 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 38% der Strommenge der Windkraft erzeugt. Allein diese Angaben weisen auf den etwa ab 2020 stark wachsenden Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten für den anfallenden EE-Strom hin. Aus diesem Grund wird nach 2030 im Szenario eher das Wachstum des internationalen Stromverbunds und der „heimischen“ Offshore-Windenergie bevorzugt, während die heimische PV-Leistung bei maximal 65 GW verbleibt.

Tabelle 3-3: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende)

in GW	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	4,38	4,39	4,40	4,52	4,67	4,80	4,94	5,10	5,20
Windenergie	23,89	25,77	27,74	36,65	45,75	54,30	62,84	76,45	79,30
- Onshore	23,89	25,70	27,53	33,65	35,75	36,80	37,84	39,92	40,00
- Offshore		0,07	0,21	3,00	10,00	17,50	25,00	36,53	39,30
Fotovoltaik	5,98	9,78	18,28	38,43	51,75	57,38	63,00	65,00	65,00
Biomasse	5,41	5,89	6,26	7,72	8,92	9,40	9,88	10,55	10,60
- Biogas, Klärgas u.a.	2,04	2,35	2,55	3,20	3,63	3,80	3,97	4,33	4,33
- feste Biomasse	1,94	2,09	1,24	2,96	3,59	3,91	4,20	4,51	4,55
- biogener Abfall	1,44	1,45	1,47	1,57	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Erdwärme	0,003	0,007	0,01	0,08	0,30	0,65	1,01	2,20	3,71
EU-Stromverbund	-	-	-	-	0,58	3,58	6,58	15,00	21,00
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	1,00	2,50	7,50	12,50
- Wind, andere EE	-	-	-	-	0,58	2,58	4,08	7,50	8,50
EE-Strom gesamt	39,67	45,84	56,69	87,40	111,97	130,11	148,25	174,29	184,79

Die installierte EE-Leistung wächst bis 2050 auf insgesamt 184 GW, wenn die anteilige Leistung des EE-Imports mit berücksichtigt wird. Im Basisszenario 2010 A sind davon allerdings 50 GW (100 TWh/a) für die Bereitstellung von EE-Wasserstoff als Kraftstoff „reser-

viert“, die von dem flexiblen „Verbraucher“ Elektrolyse entsprechend dem EE-Angebot aufgenommen werden.

Das den gegenwärtigen EE-Strommarkt dominierende Wachstum der Fotovoltaik macht auch Abbildung 3.11 deutlich. Mit 3,8 GW Zubau im Jahr 2009, 8,5 GW in 2010 und 6 GW in 2011, wie im Basisszenario 2010 A angenommen, bewirkt sie eine sprunghafte Steigerung der jährlich installierten gesamten EE-Leistung auf 11 GW im Jahr 2010. Erst nach 2020 wird sich wegen des dann erforderlichen hohen Ersatzbedarfs wieder ein steigendes Niveau, dann allerdings über Jahrzehnte hinweg, einstellen. Bis nahezu 2020 bleibt die Fotovoltaik hinsichtlich der jährlich installierten Leistung die dominierende Einzeltechnik, erst danach wird sie wieder von der Windenergie abgelöst, die dann einen hohen Ersatzbedarf zu befriedigen hat.

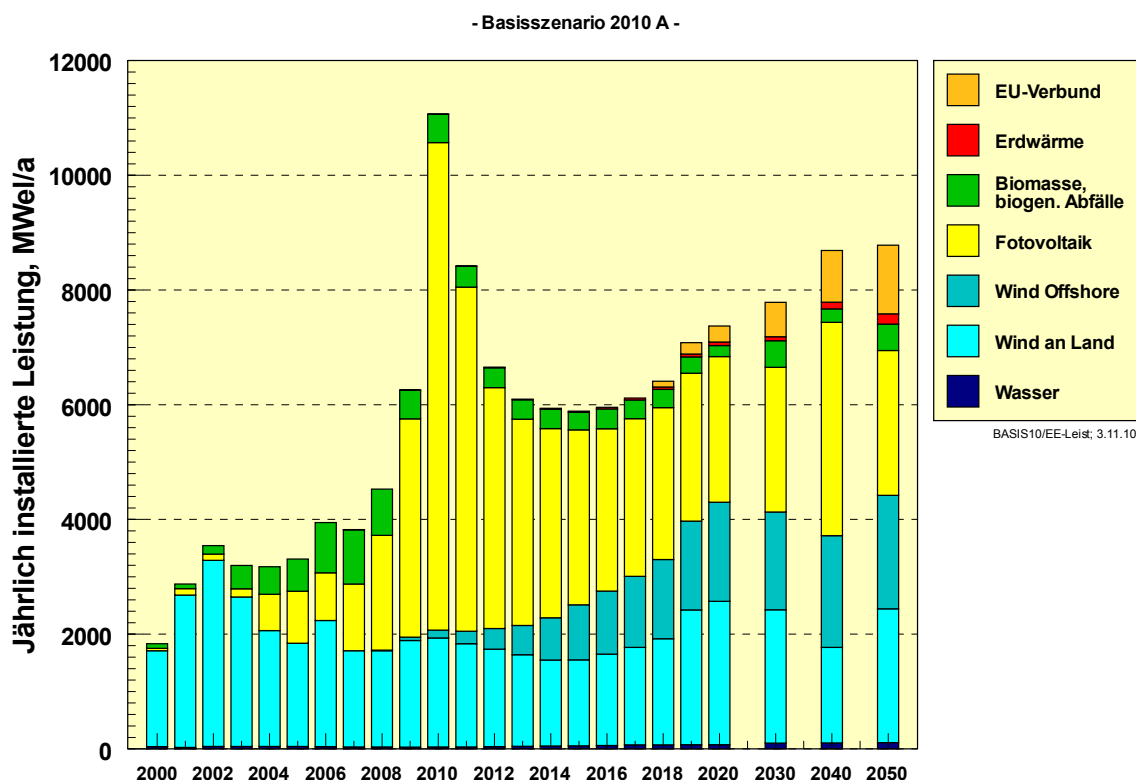


Abbildung 3.11: Jährlich installierte Leistung der EE im Stromsektor im Basisszenario 2010 A (Neuinstallationen und Ersatz)

3.2.2 Auswirkungen des EE-Ausbaus auf den übrigen Kraftwerkssektor

Als Teil der Effizienzstrategie wird auch der Stromverbrauch verstärkten Einsparbemühungen unterworfen. In Anlehnung an [IEKP 2007] und [Prognos 2007] wird von einem Rückgang der Stromnachfrage in den „konventionellen“ Verbrauchsbereichen ausgegangen, indem dort die vorhandenen technischen Effizienzpotenziale sukzessive mobilisiert werden. Der Endenergieverbrauch an Strom (ohne Schienenverkehr, ohne Wärmepumpen, ohne Elektromobilität) sinkt im Basisszenario 2010 A von derzeit 480 TWh/a (2009; in Abbildung 3.12 die drei unteren Verbrauchssektoren) unter Berücksichtigung des in 2009 starken

Rückgangs infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise (in 2008 waren es noch 506 TWh/a) bis 2020 auf 450 TWh/a, also um rund 6%.

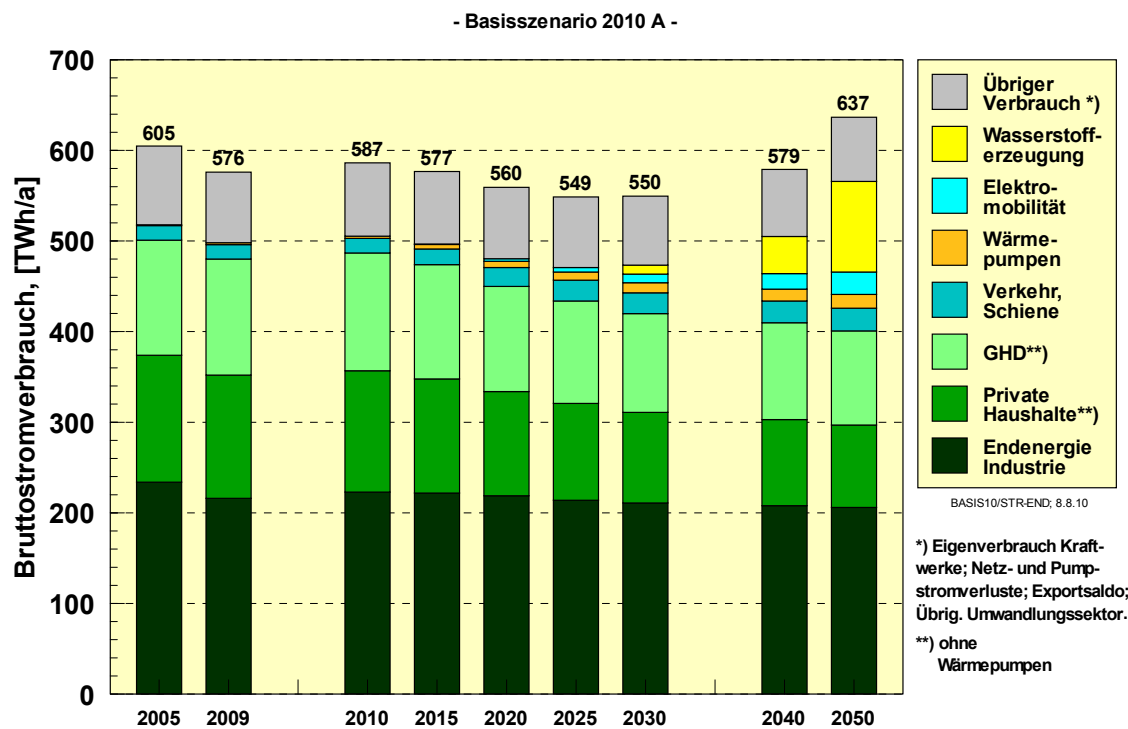


Abbildung 3.12: Strukturelle Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Basisszenario 2010 A

Auch danach lässt sich diese Stromnachfrage noch verringern [UBA 2007]; bis 2050 wird von einer Reduktion in diesen Verbrauchssegmenten bis auf 400 TWh/a ausgegangen. Insgesamt wird bei Berücksichtigung nur dieser Verbrauchssegmente bis 2050 eine Minderung des Stromverbrauchs um etwa 23% erreicht. Entgegen diesem Trend weitet sich der Stromverbrauch des Schienenverkehrs aus und zwar von derzeit 16 TWh/a auf 20 TWh/a im Jahr 2020 und schließlich bis 2050 auf 26 TWh/a. „Neue“ Stromverbraucher, wie Wärmepumpen und Elektromobilität, erreichen nach 2020 deutliche Anteile am gesamten Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2020 beläuft sich deren Verbrauch zusammen auf rund 10 TWh/a und steigt dann deutlich, bis er 2050 eine Höhe von 40 TWh/a (davon WP 15 TWh/a und E-Mobilität 25 TWh/a) erreicht. Diese zusätzlichen Verbraucher bewirken, dass der gesamte Endenergieverbrauch an Strom im Basisszenario 2010 A im Jahr 2030 mit 463 TWh/a einen Tiefstwert erreicht und danach wieder ansteigt. Er beläuft sich im Jahr 2050 auf 466 TWh/a.

Für den nach 2020 deutlich steigenden Speicherbedarf für EE wird in den Basisszenarien als eine mögliche Option für weiteren bzw. stärker vernetzten Lastausgleich und Lastmanagement auch die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse aus EE-Überschussstrom dargestellt. Dieser Wasserstoff wird im Basisszenario 2010 A ausschließlich im Verkehr eingesetzt. Mit dem Strom für die Elektrolyse steigen die „zusätzlichen“ Stromverwendungen im Basisszenario 2010 A bis 2050 auf insgesamt 140 TWh/a, was 22% des gesamten Bruttostromverbrauchs entspricht.

Das Ende September 2010 im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Ziel, den Stromverbrauch in Deutschland insgesamt bis 2050 um ein Viertel gegenüber 2008 zu sen-

ken, konnte in den vorliegenden Szenarienrechnungen noch keine Berücksichtigung finden, da diese bereits 2009 begonnen und Ende September 2010 weit fortgeschritten waren. Es soll aber im weiteren Projektverlauf aufgegriffen werden.

Infolge der Stromeffizienzstrategie im Zusammenwirken mit dem starken EE-Ausbau sinkt im Basisszenario 2010 A mit dem bisherigen Ausstieg aus der Kernenergie die fossil erzeugte Stromerzeugung von derzeit 361 TWh/a auf 314 TWh/a in 2020 (Tabelle 3-4) und sehr deutlich bis 2030 auf 189 TWh/a, was nahezu die Hälfte des heutigen Werts darstellt. Da parallel auch ein Ausbau der KWK angestrebt wird, trifft dieser Rückgang insbesondere die Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken. Im Jahr 2030 wird im Basisszenario 2010 A mit 108 TWh/a nur noch 35% der heutigen Strommenge aus fossilen Kondensationskraftwerken benötigt. Insbesondere die Verstromung von Kohle in Kondensationskraftwerken sinkt bis 2030 auf unter ein Drittel des heutigen Werts. Das macht deutlich, wie restriktiv mit weiteren Neubauten fossiler Kraftwerke ohne KWK bereits dann umgegangen werden muss, wenn der bisherige Atomausstieg erhalten bliebe (Basisszenario 2010 A).

Tabelle 3-4: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der KWK im Basisszenario 2010 A

TWh/a	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Kohlen	299	279	274	214	106	29	15
- davon Kondensations-KW	268	249	244	185	80	11	4
- davon KWK	31	30	30	29	26	18	11
Erdgas/Öl	90	82	88	100	83	65	65
- davon Kondensations-KW	65	58	60	56	28	7	7
- davon KWK	25	24	28	44	55	58	58
Fossil gesamt	389	361	362	314	189	94	81
-davon Kondensations-KW	333	307	304	241	108	18	11
- davon KWK	56	54	58	71	81	76	70
-- davon BHKW (Erdgas; Öl)*	10	10	12	20	29	31	30
KWK gesamt **)	84	85	90	124	140	142	142
- Fernwärme (HKW)	32	32	33	39	38	35	32
- Nahwärme, Objekte (BHKW)	14	15	17	33	46	51	56
- Industrie (HKW, BHKW)	38	38	40	53	56	56	54
Anteil KWK an Bruttostromerzeugung, %	13,2	14,4	14,9	21,8	25,5	24,6	22,3
Anteil KWK aus EE an gesamter KWK, %	32,0	35,0	34,0	40,8	42,9	46,5	49,3
Nachrichtlich: Strom aus Kernkraftwerken	149	135	130	27	0	0	0

*) BHKW für Nahwärme, Objekte und Industrie

***) einschl. Biomasse und Geothermie, enthält 2008 und 2009 auch Biomasse-Anlagen ohne KWK

Das angestrebte deutliche Wachstum der KWK kann nur erfolgen, wenn weiterhin die Nahwärme- und Objektversorgung mit dezentralen BHKW deutlich ausgebaut wird und auch die Industrie noch stärker auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zurückgreift. Nur dadurch ist ein mittelfristig stabiler fossiler Beitrag im Stromsektor mit den angestrebten Treibhausgas-minderungen verträglich. Daraus folgt auch, dass Erdgas den weitaus größten Beitrag der

fossilen KWK-Erzeugung übernehmen wird. Zudem wächst die Bedeutung der EE im KWK-Sektor durch den weiteren Zuwachs bei Biomasse und längerfristig auch durch den Beitrag der Tiefengeothermie. Die im Basisszenario 2010 A angenommenen Strukturänderungen im KWK-Bereich veranschaulicht Abbildung 3.13.

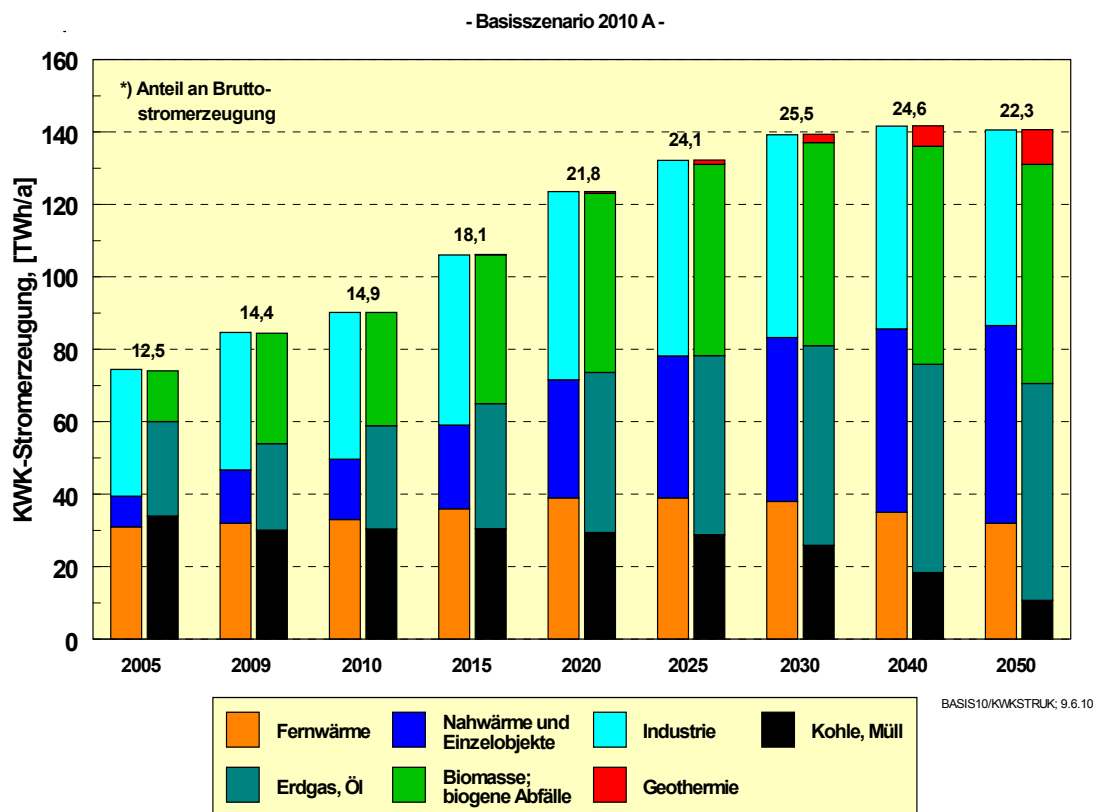


Abbildung 3.13: Strukturelle Änderungen und Ausbau bei der KWK im Basisszenario 2010 A

Wegen dieser sehr weitgehenden strukturellen Änderungen innerhalb eines Jahrzehnts stellt das im Basisszenario 2010 A angenommene Wachstumsziel von 124 TWh/a KWK-Strom im Jahr 2020 (entsprechend einem Anteil von knapp 22% der Bruttostromerzeugung) eine sehr ehrgeizige Zielsetzung dar. Das ursprünglich politisch angestrebte Ziel von 25% lässt sich bis dahin nicht erreichen, da die derzeitigen Rahmenbedingungen zur Unterstützung dieses Ausbaus nicht ausreichen. Auch muss der Zubau fossiler KWK mit dem langfristigen Ziel einer weitgehend emissionsfreien Energieversorgung kompatibel sein. Dies ist bei einer gasversorgten KWK der Fall. Hier ist längerfristig ein Ersatz von Erdgas durch EE-Wasserstoff oder EE-Methan möglich. Da in KWK-Anlagen der Einsatz des Brennstoffs wegen Nutzung der Wärme mit hohem Gesamtnutzungsgrad erfolgen kann, ist dies ein besonders sinnvoller Einsatzbereich für chemische Energieträger, die mittels EE-Strom bereitgestellt werden.

Der deutliche EE-Ausbau bewirkt eine geringere Auslastung fossiler Kraftwerke. Bereits 2020 macht sich dieser Rückgang bemerkbar (Mittelwert fossiler Kondensations-KW in 2009: 5400 h/a; 2020: ~5000 h/a); danach wird der Rückgang noch deutlicher (2030: ~3770 h/a). Die (mittlere) Auslastung der EE-Anlagen (ohne Biomasse) schwankt derzeit je nach Jahr

zwischen 1600 und 1900 h/a. Bis 2020 bleibt sie im Wesentlichen unverändert, da sich der deutliche Zubau von Fotovoltaik mit der wachsenden Bedeutung von Offshore-Windanlagen und wachsenden Beiträgen der Geothermie die Waage halten. Längerfristig steigt sie jedoch wegen des deutlichen Wachstums von Offshore-Windanlagen und des Imports von EE-Strom aus Gebieten mit günstiger Angebotscharakteristik. Im Jahr 2030 liegt die mittlere Auslastung aller EE bei 2200 h/a und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 2850 h/a. Darin zeigt sich indirekt eine gewisse Vergleichmäßigung durch ein großräumiges EE-Angebot, welche die Integration in das Energieversorgungssystem erleichtert.

Tabelle 3-5: Leistung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie in der gesamten KWK im Basisszenario 2010 A

GW	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Kohlen	52,8	52,8	51,1	42,9	27,6	14,2	9,6
- davon Kondensations-KW	40,6	40,2	39,4	30,8	16,3	5,3	3,8
- davon KWK	12,2	12,6	11,7	12,1	11,3	8,9	5,8
Erdgas/Öl	28,0	27,0	26,8	29,3	26,8	28,3	29,9
- davon Kondensations-KW	20,9	19,9	18,6	17,3	12,4	12,4	12,4
- davon KWK	7,1	7,1	8,2	12,0	14,4	15,9	17,5
Fossil gesamt	80,8	79,8	77,9	72,2	54,4	42,5	39,5
-davon Kondensations-KW	61,5	60,1	58,0	48,1	28,7	17,7	16,2
- davon KWK	19,3	19,7	19,9	24,1	25,7	24,8	23,3
-- davon BHKW (Erdgas; Öl)	2,1	2,1	2,4	4,1	6,0	6,4	6,5
KWK gesamt; (einschl. Biomasse und Geothermie)	23,5	24,3	25,0	32,3	35,7	36,0	35,5
- Fernwärme (HKW)	10,8	11,2	11,2	12,8	12,7	12,3	10,9
- Nahwärme, Objekte (BHKW)	2,5	2,8	3,0	6,1	8,5	9,3	10,2
- Industrie (HKW, BHKW)	10,2	10,3	10,8	13,4	14,5	14,4	14,4
Nachrichtlich: Kernenergie	21,4	21,4	19,6	4,0	0	0	0
Gesamte Leistung	140,6	145,7	153,0	187,4	202,3	216,7	224,5

Entsprechend der sich verringernden Volllaststunden ändert sich auch die installierte Leistung der fossilen Kondensationskraftwerke (Tabelle 3-5). Die Leistung der noch benötigten fossilen Kraftwerke sinkt von derzeit 80 GW auf 72 GW im Jahr 2020 und auf 54 GW in 2030, derjenige reiner Kondensationskraftwerke von derzeit 60 GW auf 48 GW in 2020 und auf 29 GW in 2030. Sie ist dann nur noch geringfügig höher als die Leistung der fossilen KWK-Anlagen, die – dem angestrebten Ausbauziel entsprechend – steigt und im Jahr 2030 mit knapp 26 GW ihren Maximalwert erreicht. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine fossile Gesamtleistung von knapp 40 GW, die zusammen mit den anderen Maßnahmen zum Management des EE-Angebots dienen (vgl. dazu Kapitel 5).

In Verbindung mit dem Ausbau der EE (Tabelle 3-3) ergibt sich eine deutlich wachsende installierte Kraftwerksleistung im Basisszenario 2010, die bis 2020 auf 187 GW und bis 2050 auf 225 GW (einschließlich der für EE-Wasserstoff eingesetzten Leistung von 50 GW) wächst. Die daraus resultierende Bruttostromerzeugung und der Beitrag der einzelnen Energiequellen veranschaulicht Abbildung 3.14.

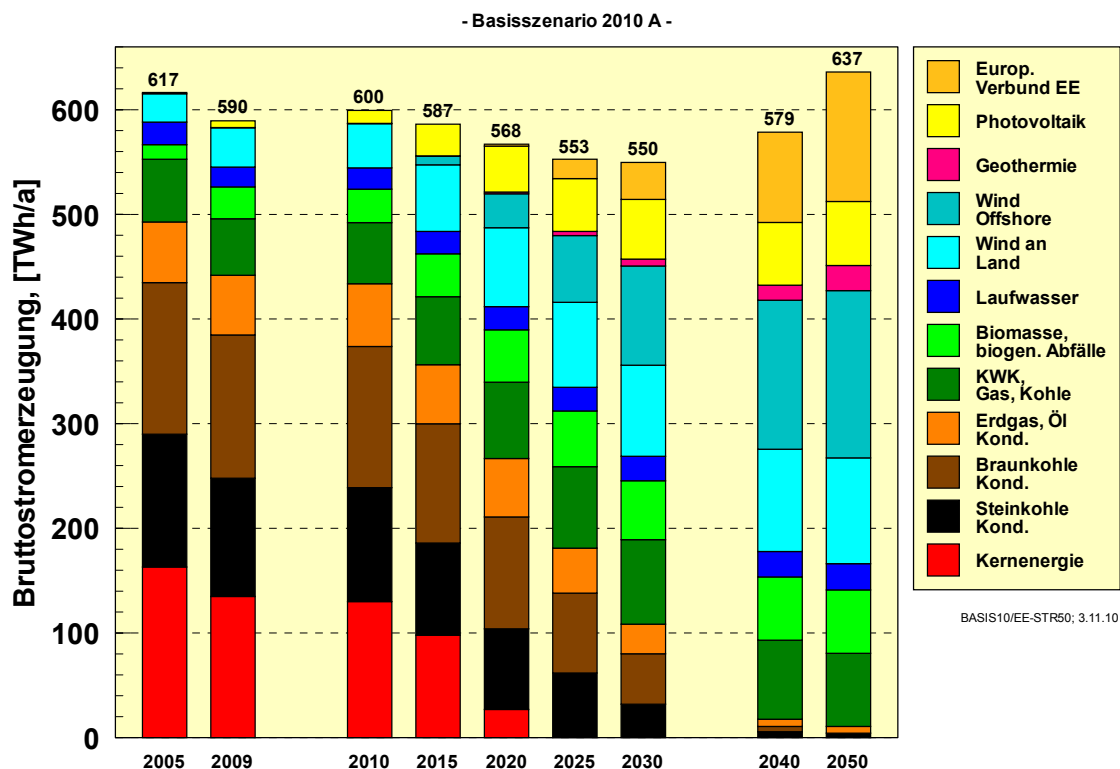


Abbildung 3.14: Struktur der Bruttostromerzeugung im Basisszenario 2010 A

Ersichtlich sind der deutliche Rückgang der Kondensationsstromerzeugung zugunsten der Kraft-Wärme-Kopplung, die sich längerfristig auf Erdgas und Biomasse stützt, und der erheblich wachsende Anteil der Stromerzeugung aus den anderen EE-Quellen. Ab 2025 wird von einem Importsaldo der EE ausgegangen, das bis 2050 mit 124 TWh/a auf 19% der gesamten Bruttostromerzeugung steigt.

3.2.3 Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken (Basisszenario 2010 C); Zubau und Stilllegung von Kraftwerken

Aus den Bestandsdaten zur Kraftwerksleistung kann in Verbindung mit der Alterstruktur und der erwarteten Nutzungsdauer der bestehenden Kraftwerke auf den notwendigen bzw. noch „zulässigen“ Neubau konventioneller Kraftwerke geschlossen werden. Wegen des deutlichen Zubaus von EE zur Stromerzeugung ist das Saldo von Zubau und Stilllegung von fossilen Kraftwerken stets negativ. Für das Basisszenario 2010 A mit dem bisherigen Ausstieg aus der Kernenergie vor 2025 ist ab Stichjahr 2009 bis 2020 demnach noch ein (kumulierter) Neubau von 17,8 GW Leistung in fossilen Großkraftwerken möglich (Tabelle 3-6, Abbildung 3.15) Davon sollten 7,8 GW Erdgaskraftwerke sein, 7,4 GW können Steinkohlekraftwerke (einschl. Müll) und 2,6 GW Braunkohlekraftwerke sein, Hinzu kommen noch 2,7 GW gasgefeuerte dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW). Mehr als die Hälfte der Kraftwerke, nämlich 11,0 GW, muss in KWK errichtet werden, damit die angestrebte Ausweitung der KWK zeitgerecht stattfinden kann.

Voraussetzung für diesen Zubau ist aber, dass parallel 27,4 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt werden. 13,4 GW davon sind Steinkohlekraftwerke, 6,6 GW Braunkohlekraftwerke und

7,4 GW erdgasgefeuerte Gasturbinen oder GuD-Kraftwerke. An EE-Anlagen (Nutzungsdauer Wind ~20 a; Fotovoltaik 25 a; Wasserkraft 50 a) werden bis 2020 rund 15 GW stillgelegt, der Großteil davon (12,2 GW) sind Windanlagen (u. a. wegen Repowering). Die Neuinstallation von EE-Anlagen ist mit 81,6 GW jedoch wesentlich höher. Außerdem werden bis 2020 im Basisszenario 2010 A 17,4 GW Kernenergie stillgelegt. An der mit insgesamt 45 GW beträchtlichen Stilllegung von Großkraftwerken (und zusätzlich 0,7 GW fossile BHKW) bis 2020 ist ersichtlich, welche Ausmaße der notwendige Umbau der Stromversorgung annehmen muss, wenn das Basisszenario 2010 A zeitgerecht umgesetzt werden soll.

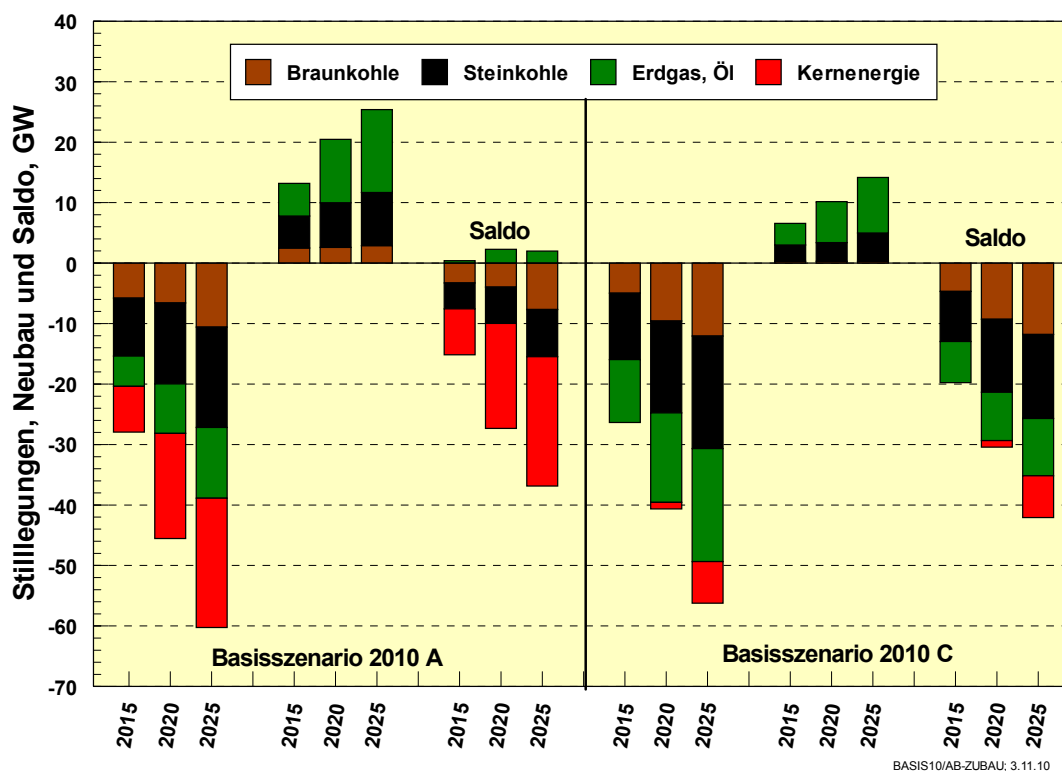


Abbildung 3.15: Stilllegung (kumuliert), Neubau (kumuliert) und resultierendes Saldo von fossilen und nuklearen Kraftwerken in den Basisszenarien A und C

Im **Basisszenario 2010 C** wird der Kernenergieausstieg entsprechend dem aktuellen Beschluss vom 5. September um 8 bis 14 Jahre verschoben – bei unveränderten Rahmenbedingungen hinsichtlich der Effizienzentwicklung und des Ausbaus des EE-Stroms (Tabelle 3-6, rechte Spalten). Bis 2020 werden demnach nur 1,1 GW Kernkraftwerksleistung abgebaut. Damit werden in 2020 rund 113 TWh/a mehr Kernenergiestrom bereitgestellt als im Basisszenario 2010 A [Matthes 2010b]. Entsprechend weniger Strom aus fossilen Kraftwerken wird bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen benötigt. Neben einer verringerten Auslastung bestehender Kraftwerke kommt dafür eine zusätzliche Stilllegung von Altkraftwerken bzw. ein geringerer Zubau fossiler Neukraftwerke in Frage. Im vorliegenden Fall sind im Basisszenario 2010 C bis 2020 rund 39 GW an fossiler Leistung in Großkraftwerken stillzulegen, noch 7,6 GW können dann an größeren fossilen Neukraftwerken hinzukommen. Wie im Basisszenario 2010 A wird zusätzlich ein (geringfügig geringerer) Zubau von 2,5 GW an Gasleistung in dezentraler KWK (BHKW) unterstellt, so dass sich eine fossile Neubauleistung von insgesamt 10,1 GW ergibt. Mit den vermutlich bis 2015 in Betrieb gehenden aktuel-

len Neubauten in Höhe von rund 14,5 GW ist dieser „zulässige“ Wert also bereits deutlich überschritten.

Im Falle ihrer Inbetriebnahme ist ihre Wirtschaftlichkeit wegen zu geringer Auslastung nicht gesichert, wenn gleichzeitig von einem unveränderten EE-Zubau ausgegangen wird. Diese Gefahr wird von Stadtwerken und anderen unabhängigen Stromerzeugern derzeit gesehen. Man kann auch weniger wirksame Maßnahmen für eine effiziente Stromnutzung unterstellen, so dass man auf der Nachfrageseite die Spielräume vergrößert. Das widerspricht aber der Strategie eines nachhaltigen Klimaschutzes. Wird am EEG unverändert festgehalten, so fällt eine dritte Möglichkeit, nämlich die Verringerung des EE-Zubaus gegenüber dem Basisszenario 2010 A, weg. Die Diskussion über Zeitdauer und weitere Ausgestaltung bzw. Modifikation des EEG wird also auch davon bestimmt werden, in welchem Umfang die Stilllegung fossiler „Altkraftwerke“ erfolgt. Fällt diese Stilllegung zu gering aus, könnte infolge der daraus resultierenden konventionellen „Überkapazitäten“ der Druck auf eine Verringerung „überschüssigen“ Stroms aus EE wachsen¹⁴.

Wegen des begrenzten Zubaus an Neukraftwerken kann zudem der angenommene Ausbau der KWK auf knapp 22% im Basisszenario 2010 C nur erreicht werden, wenn der fossile Zubau ausschließlich in KWK errichtet wird und zwar 3,5 GW in Kohle-HKW, 3,6 GW in Gas-GuD-HKW und 2,5 GW in gasgefeuerten BHKW. Parallel ist – wie im Basisszenario 2010 A – die entsprechende Wärmeversorgung mit Nahwärmenetzen und angepassten bzw. erweiterten Fernwärmenetzen zu errichten.

Werden diese sehr engen strukturellen Vorgaben für den Kraftwerksab- und -zubau im Basisszenario 2010 C mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung der Kernenergie erfüllt, ergeben sich im Jahr 2020 um 81 Mio. t/a niedrigere CO₂-Emissionen der Stromversorgung im Vergleich zum Basisszenario 2010 A (132 Mio. t/a gegenüber 213 Mio. t/a; Tabelle 3-6). Im Jahr 2030 sind die entsprechenden CO₂-Emissionen mit 54 Mio. t/a noch um 51 Mio. t/a geringer als im Basisszenario 2010 A. Nach Auslaufen der Kernenergie um das Jahr 2038 schwenkt der CO₂-Reduktionspfad wieder auf den Pfad des Basisszenarios 2010 A ein, wenn bis dahin der EE-Ausbau und die Effizienzsteigerung bei der Energienutzung – wie im Basisszenario 2010 C unterstellt – denjenigen des Basisszenarios 2010 A entsprechen.

Der Bedarf an fossilen Neukraftwerken bleibt bei einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren (Basisszenario 2010 C) auch nach 2020 gering. Bis 2030 sind es insgesamt 15,6 GW, also noch weitere 8 GW nach 2020. Allerdings wird parallel von einer Stilllegung von insgesamt 60 GW fossiler Altkraftwerke bis zu diesem Zeitpunkt ausgegangen. Bei einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken von 12 Jahren und mehr wäre also unter der Voraussetzung des Weiteren Ausbaus der EE wie im Basisszenario 2010 A auch die Option einer Rückhaltung von CO₂ in fossilen Kraftwerken mangels fehlenden Bedarfs in Deutschland hinfällig. Vielmehr sollten diese neuen fossilen Kraftwerke weitgehend als Gaskraftwerke errichtet werden, um die Kompatibilität mit dem gegenüber dem Basisszenario 2010 A unverändertem

¹⁴ In den Szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010] wird der Zubau von CCS-Kraftwerken ab 2025 nur möglich, weil bereits 2020 der Beitrag der EE zur Stromerzeugung mit 195 bis 204 TWh/a unter dem des Basisszenarios 2010 A mit 227 TWh/a liegt und der EE-Zubau nach 2020 deutlich an Dynamik verliert [Nitsch 2010]. So werden im Jahr 2050 dort zwischen 336 und 356 TWh/a EE-Strom erzeugt, in den Basisszenarien 2010 A und C sind es 456 TWh/a (jeweils mit importiertem EE-Strom). Einschließlich des zusätzlichen Beitrags für die EE-Wasserstoffherzeugung sind es in den Basisszenarien A und C sogar 556 TWh/a EE-Strom.

EE-Ausbau (2030 = 65% EE-Anteil an Bruttostromerzeugung) sicher zu stellen. Auch ohne CCS-Technik dafür können bei dem unterstellten EE-Ausbau die CO₂-Minderungsziele eingehalten werden.

Tabelle 3-6: Kraftwerksbestand in 2005, 2009 und 2020; Stilllegungen und Zubau von Kraftwerken zwischen 2010 und 2020 im Basisszenario 2010 A und im Basisszenario 2010 C mit um 8 bis 14 Jahre verlängerter Laufzeit von Kernkraftwerken

Leistung in GW	BESTAND		BASIS 2010 A				BASIS 2010 C (12 Jahre)			
	2005	2009	Stilllegung 2010-2020	Alt- KW 2020	Zubau 2010-2020	Bestand 2020	Stilllegung 2010-2020	Alt- KW 2020	Zubau 2010-2020	Bestand 2020
Jahr	2005	2009	2010-2020	2020	2010-2020	2020	2010-2020	2020	2010-2020	2020
Kond. Kraftwerke	81,6	81,5	38,7	42,8	9,4	52,2	33,8	47,7	0,6	48,3
-Steinkohle/Übr. feste B.	21,3	20,9	8,9	12,0	3,5	15,5	10,8	10,1	0,0	10,1
-Braunkohle	18,8	19,3	6,3	13,0	2,3	15,3	9,3	10,0	0,0	10,0
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	20,1	19,9	6,1	13,8	3,6	17,4	12,7	7,2	0,7	7,9
- Kernenergie	21,4	21,4	17,4	4,0	0,0	4,0	1,1	20,3	0,0	20,3
Öffentliche HKW	10,4	11,2	4,0	7,2	5,6	12,8	4,0	7,2	5,0	12,2
- HKW Braunkohle	3,2	3,2	0,3	2,9	0,3	3,2	0,3	2,9	0,3	3,2
- HKW (Steinkohle, Müll)	5,5	6,3	3,4	3,0	2,9	5,8	3,4	3,0	2,9	5,8
- HKW (Erdgas + Öl)	1,7	1,7	0,3	1,4	2,4	3,8	0,3	1,4	1,8	3,2
Nahwärme + Objekte	1,4	2,7	1,1	1,7	4,2	5,9	1,1	1,7	4,0	5,7
- BHKW(Gas;Öl)	0,6	0,7	0,2	0,5	1,0	1,5	0,2	0,5	0,8	1,3
- BHKW.(Biomasse)	0,9	2,0	0,8	1,2	3,2	4,4	0,8	1,2	3,2	4,4
Industrielle KWK	9,3	10,3	3,7	6,7	6,8	13,4	3,7	6,7	6,1	12,7
- HKW (Steinkohle)	3,2	3,1	1,1	2,0	1,0	3,0	1,1	2,0	0,3	2,3
- HKW (Erdgas, Öl)	3,5	3,3	1,1	2,3	1,8	4,0	1,1	2,3	1,8	4,0
- BHKW(Erdgas, Öl)	1,4	1,4	0,5	0,9	1,7	2,6	0,5	0,9	1,7	2,6
- BHKW (Biomasse)	1,2	2,5	1,0	1,5	2,3	3,8	1,0	1,5	2,3	3,8
Regenerativ (ohne Biomasse)	24,7	40,0	13,1	26,9	76,1	103,0	13,1	26,9	76,1	103,0
-Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	4,3	4,4	0,6	3,8	0,9	4,7	0,6	3,8	0,9	4,7
-Wind	18,4	25,8	12,2	13,6	32,2	45,8	12,2	13,6	32,2	45,8
-Photovoltaik	2,0	9,8	0,3	9,5	42,3	51,8	0,3	9,5	42,3	51,8
-Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	0,3	0,3
- Europ. Stromverbund	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,0	0,0	0,6	0,6
Gesamt Erzeugung	127,4	145,7	60,5	85,3	102,1	187,3	55,6	90,1	91,8	181,9
-Steinkohle/Übr. feste B.; Müll	30,0	30,3	13,4	17,0	7,4	24,3	15,2	15,1	3,1	18,2
-Braunkohle	22,0	22,5	6,6	15,9	2,6	18,5	9,6	12,9	0,3	13,2
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	27,3	27,0	8,2	18,8	10,5	29,3	14,8	12,3	6,8	19,0
Fossil (einschl. Müll)	79,3	79,8	28,2	51,6	20,5	72,1	39,6	40,2	10,2	50,4
Kernenergie	21,4	21,4	17,4	4,0	0,0	4,0	1,1	20,3	0,0	20,3
Erneuerbare einschließlich Biomasse (ohne biog. Abfall)	26,8	44,5	14,9	29,6	81,6	111,2	14,9	29,6	81,6	111,2
Fossile HKW	17,1	17,6	6,1	11,5	8,3	19,8	6,1	11,5	7,0	18,5
- HKW Braunkohle	3,2	3,2	0,3	2,9	0,3	3,2	0,3	2,9	0,3	3,2
- HKW Steinkohle	8,7	9,4	4,5	5,0	3,9	8,8	4,5	5,0	3,2	8,1
- HKW Erdgas (+ Öl)	5,2	5,0	1,4	3,7	4,2	7,8	1,4	3,7	3,6	7,2
BHKW gesamt	4,0	6,6	2,6	4,1	8,2	12,3	2,6	4,1	8,0	12,1
- BHKW, Erdgas, Öl	2,0	2,1	0,7	1,4	2,7	4,1	0,7	1,4	2,5	3,9
- BHKW Biomasse	2,1	4,5	1,8	2,7	5,5	8,2	1,8	2,7	5,5	8,2
KWK gesamt (HKW + BHKW)	21,1	24,2	8,7	15,5	16,6	32,1	8,7	15,5	15,1	30,6
fossile Groß-KW gesamt (KOND + HKW)	77,3	77,7	27,4	50,3	17,7	68,0	38,8	38,9	7,6	46,5
CO₂-Emissionen , Mio. t/a der Stromerzeugung	311	285				213				132

*) ohne Pumpspeicherleistung; 2005 = 5,0 GW;

**) einschl. Mischfeuerung

Zubau-10; 30.10.10

Tabelle 3-7: Eckdaten des Basisszenarios 2010 C, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008*)	2009*)	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13322	11534	9558	8328	7548
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1163	1270	2132	2957	3661	4128
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,7	9,5	18,5	30,9	44,0	54,7
Endenergie, PJ/a	9098	8714	8630	7783	6958	6228	5484
Endenergie EE, PJ/a	841	876	945	1711	2411	3021	3418
Anteil EE an EEV, %	9,2	10,1	11,0	22,0	34,7	48,5	62,3
Anteil EE an BEEV **), %	8,9	9,7	10,6	21,2	33,3	46,7	60,0
Strom Endenergie, PJ/a	1906	1793	1822	1735	1667	1670	1678
Strom Endenergie EE, PJ/a	335	341	374	793	1167	1488	1546
Anteil EE, %	17,6	19,0	20,5	45,7	70,0	89,1	92,1
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4606	4435	4391	3780	3316	2822	2450
Wärme Endenergie EE, PJ/a	374	414	434	684	919	1125	1298
Anteil EE, %	8,1	9,3	9,9	18,1	27,7	39,9	53,0
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2589	2486	2417	2268	1975	1735	1358
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	138	233	325	408	574
Anteil EE, %	5,1	4,9	5,7	10,3	16,5	23,5	42,3
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾	615	582	594	569	558	587	645
EE-Stromerzeugung, TWh/a	93,3	94,8	108	227	361	485	556
Anteil EE, %	15,2	16,3	18,2	39,9	64,7	82,6	86,2
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13322	11534	9558	8328	7548
Erneuerbare Energien	1147	1163	1270	2132	2957	3661	4128
Mineralöl	4905	4669	4686	3831	3076	2513	1778
Kohlen ⁵⁾	3483	3156	2990	1553	698	407	206
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	2849	2491	2152	1747	1436
Fossile Energien, gesamt	11446	10763	10525	7875	5926	4667	3420
Kernenergie	1623	1472	1527	1527	675	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	739	722	499	340	246	154
Verringerung seit 1990, % ⁶⁾	20,3	26,1	27,8	50,1	66,0	75,4	84,6
Durch EE vermiedene CO ₂ -	109	110	119	217	291	379	411
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾	988	905	886	624	444	339	235
Verringerung seit 1990, %	18,4	25,3	26,9	48,5	63,3	72,0	80,6

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

2) nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

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

4) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern

5) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossiles Stromimportsaldo (ohne EE-Import)

6) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

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

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

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

In der Gesamtbilanz des Basisszenarios 2010 C (Tabelle 3-7)¹⁵ geht die Laufzeitverlängerung unter Voraussetzung der gleichen EE-Ausbauziele wie im Basisszenario 2010 A und gleicher Endenergienachfrage zu Lasten von Erdgas und insbesondere von Kohle. Im Jahr 2020 werden mit 1553 PJ/a 30% weniger Kohle und mit 2491 PJ/a 12% weniger Erdgas eingesetzt als im Basisszenario 2010 A. In 2030 sind es mit 700 PJ/a sogar 38% weniger Kohle, aber mit 2150 PJ/a nur 10% weniger Erdgas. Entsprechend verringern sich die CO₂-Emissionen in diesem Zeitraum. Im Jahr 2020 bzw. 2030 liegen sie mit 499 Mio. t/a bzw. 340 Mio. t/a um 15% unter denjenigen des Basisszenarios 2010 A und sind nach Auslaufen der Kernenergienutzung identisch mit denjenigen des Basisszenarios 2010 A.

3.3 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050

Für die Bereitstellung von Wärme durch Brennstoffe sowie Fern- und Nahwärme wurden im Jahr 2009 gut 50% der Endenergie umgesetzt und 38% der energiebedingten CO₂-Emissionen erzeugt. Zu 53% wird der Energiebedarf durch die Raumheizung bestimmt, knapp 30% benötigt die Industrie als Prozesswärme, die restlichen 17% werden für den Warmwasser- und Prozesswärmebedarf der Haushalte und der Kleinverbraucher eingesetzt. Seine Umstrukturierung und Optimierung mittels der Strategieelemente Effizienzsteigerung, Nutzwärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien ist für einen erfolgreichen Klimaschutz von herausragender Bedeutung, zumal mit Öl und Gas zu über 70% Energieträger eingesetzt werden, die eine starke Importabhängigkeit aufweisen, deren Preise in letzter Zeit beträchtlich gestiegen sind und die voraussichtlich in absehbarer Zeit knapp werden. Im Vergleich zur hohen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion meist gewidmet wird, findet der Wärmemarkt zu selten die ihm zustehende Bedeutung. Für einen erfolgreichen Klimaschutz spielt der Umbau des Wärmesektors jedoch eine herausragende Bedeutung.

Die stärksten Wirkungen einer verstärkten Effizienzstrategie zeigen sich beim zukünftigen Energiebedarf für die Wärmebereitstellung. Der Gesamtbedarf an Wärme (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) sinkt in den Basisszenarien bis 2020 mit 4283 PJ/a auf 84% des Wertes von 2009 und bis 2050 mit 2879 PJ/a auf 56% (Abbildung 3.16; die Szenarien A, B und C sind hinsichtlich der Wärmeversorgung bis auf geringe Unterschiede in der KWK identisch). Der Beitrag der EE steigt bis 2020 (ohne Stromanteil an der Wärmeversorgung) auf 18% und bis 2030 auf knapp 28%. Im Jahr 2050 kann mit 53% etwas mehr als die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie mittels EE bereitgestellt werden. Damit gelingt eine nahezu völlige Verdrängung des Heizöls aus dem Wärmemarkt. Der Beitrag des Erdgases wird auf 40% des heutigen Verbrauchs reduziert, es wird nur noch im Prozesswärmebereich und in der KWK eingesetzt.

Der Beitrag netzgebundener Wärme (Fern- und Nahwärme einschließlich Objekt-KWK; ohne industrielle KWK) steigt von derzeit 380 PJ/a bis 2030 auf 680 PJ/a und bis 2050 auf 875 PJ/a. An fossilen Brennstoffen werden im Jahr 2050 noch 1150 PJ/a benötigt, was 30% des heutigen fossilen Einsatzes entspricht. Der Stromeinsatz im Wärmesektor beläuft sich derzeit auf 530 PJ/a (147 TWh/a), wovon 16% für die Raumwärme benötigt werden; weitere 27% dienen der Warmwasserbereitung. Der weitaus größte Anteil wird für die Bereitstellung

¹⁵ Weitere Angaben zu den Szenariovarianten Basis B und C findet man im Datenanhang.

industrieller Prozesswärme benötigt. Mit der Mobilisierung von Effizienzpotenzialen kann der Stromeinsatz für Wärmezwecke insgesamt verringert werden. Im Jahr 2050 liegt er noch bei 430 PJ/a (119 TWh/a). Der Strombedarf für Raumwärme bleibt mit rund 80 PJ/a (24 TWh/a) im Wesentlichen konstant. Während Strom für die direkte Raumheizung bzw. Speicherheizung deutlich sinkt, wächst der Anteil des in Wärmepumpen eingesetzten Stroms von derzeit 2,1 TWh/a (7,6 PJ/a) auf 15,3 TWh/a (55,2 PJ/a) im Jahr 2050.

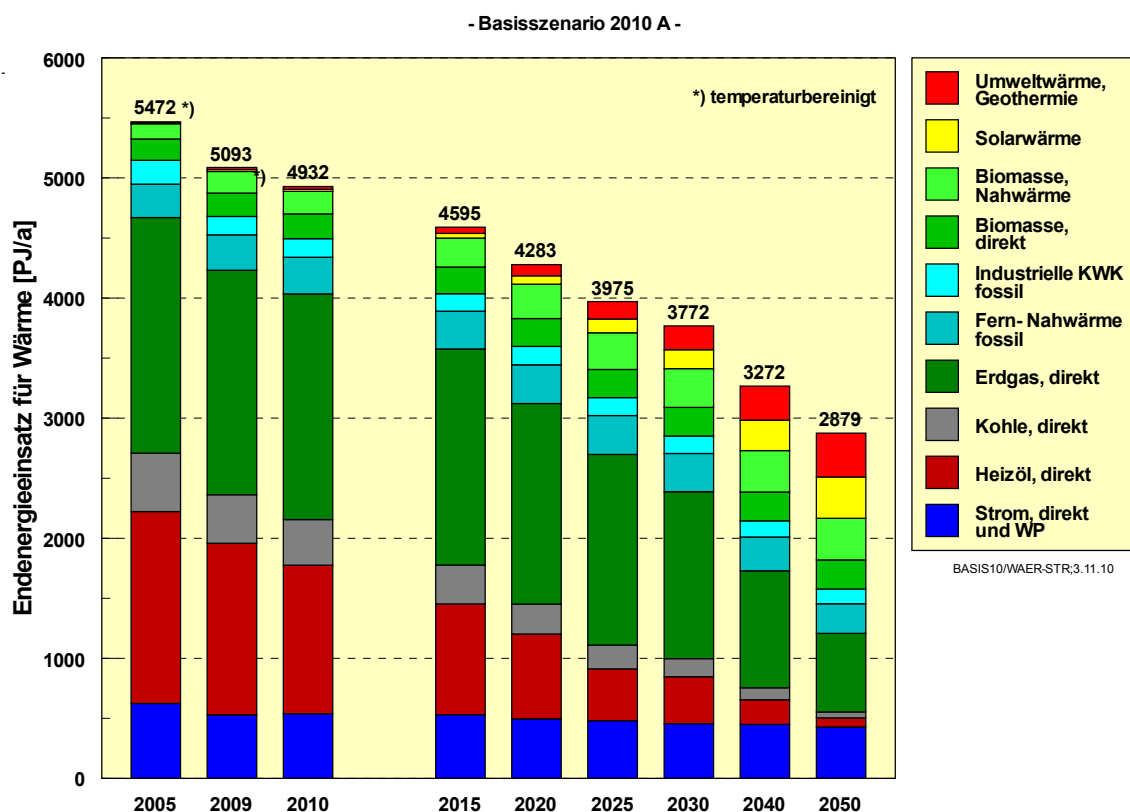


Abbildung 3.16: Endenergieeinsatz für Wärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)

In allen Bereichen der Wärmenutzung gibt es beträchtliche Effizienzpotenziale. Um die bedeutendsten Potenziale, die im Raumwärmesektor liegen, weitgehend ausschöpfen zu können, bedarf es bis 2050 aber eines gravierenden Strukturwandels (Abbildung 3.17). Neben einer vollständigen energetischen Sanierung des Altbaubestands erfordern die weiter vordringende KWK und der EE-Ausbau in Form größerer Kollektoranlagen, Biomasse- und Geothermieanlagen in erheblichem Ausmaß die Umwandlung von Einzelheizungen in netzgebundene Wärmeversorgungen. Im Basisszenario 2010 A steigt ihr Anteil an der Raumwärmebereitstellung von derzeit 13% auf 60% im Jahr 2050. Die Effizienzstrategie bewirkt eine Verringerung der Raumwärmenachfrage von derzeit 2668 PJ/a auf 1830 PJ/a (68%) im Jahr 2030 und auf 1290 PJ/a (48%) in 2050. Dazu ist eine Reduktion des mittleren spezifischen Raumwärmeverbrauchs von Wohngebäuden von derzeit jährlich 154 kWh/m² auf 71 kWh/m² und von Nichtwohngebäuden von derzeit 102 kWh/m² pro Jahr auf 49 kWh/m² erforderlich, was etwas mehr als einer Halbierung der heutigen Durchschnittswerte entspricht.

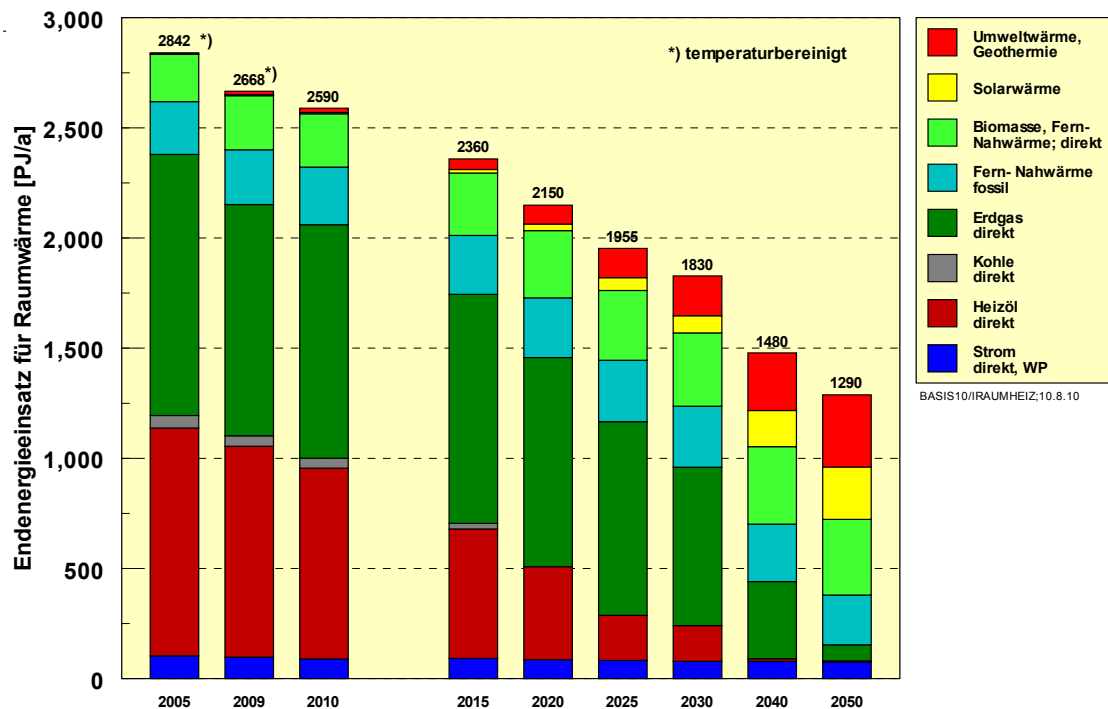


Abbildung 3.17: Endenergieeinsatz für Raumwärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)

Wegen der großen Einsparpotenziale ermöglicht die Effizienzstrategie eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2009 und 2050 vermiedenen 214 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 76% aus der Reduktion der Wärmenachfrage und dem fossilen KWK-Ausbau. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minderungspotenziale ist eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Bis 2020 trägt der Wärmesektor wegen dieses „Effizienzanteils“ überproportional zur gesamten CO₂-Reduktion bei. Er setzt auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für den weiteren KWK-Ausbau und für erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke benötigt werden. Gegenüber einem fossilen Energieverbrauch von 2300 PJ/a (Heizöl, Kohle, Erdgas) im Jahr 2009 werden in 2050 nur noch 300 PJ/a (nur Erdgas), also 13% für Raumwärme benötigt.

Die klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung erfordern also auch im Wärmesektor neben dem EE-Ausbau noch erhebliche strukturelle Veränderungen innerhalb der nächsten Jahrzehnte. Nach den jetzigen Erkenntnissen erfordert die derzeitige Dynamik am Wärmemarkt eine deutliche Verbesserung und Verstärkung des energiepolitischen Instrumentariums, wenn diese strukturellen Veränderungen zeitgerecht erreicht werden sollen. Insbesondere sollten sich die Kommunen hier ihrer großen Verantwortung bei Planung und Durchsetzung entsprechender Energiekonzepte bewusst werden.

In Tabelle 3-8 ist der Beitrag der durch EE bereitgestellten Wärmemengen aufgelistet. Mit rund 5%/a mittlerer Wachstumsrate bis 2020 wächst der EE-Wärmemarkt deutlich langsamer als der EE-Strommarkt. Darin spiegelt sich das weniger wirksame energiepolitische Einführungsinstrumentarium im Vergleich zum Strommarkt wider. Das strukturelle Potenzial der Biomasse wird bis 2030 weitgehend ausgeschöpft. Biomasse dominiert aber auch dann noch

eindeutig die EE-Wärmebereitstellung. Trotz starken Wachstumsannahmen für Kollektor- und Umweltwärme (im Basisszenario 2010 A um durchschnittlich 10%/a bis 2030) gewinnen deren Beiträge erst ab etwa 2030 eine ähnliche Bedeutung wie bereits heute die Biomasse. Relativ stärker als die Gesamtmenge muss im Basisszenario 2010 die Wärmeversorgung mit Nahwärmenetzen wachsen, was neben unzureichenden Förderungsinstrumenten ein weiteres schwerwiegendes strukturelles Hemmnis darstellt.

Insgesamt steigt die EE-Menge für die Wärmebereitstellung von derzeit 414 PJ/a (115 TWh/a), was einem Anteil von 9% entspricht, bis 2020 auf 684 PJ/a (190 TWh/a), entsprechend einem Anteil von 18%. In 2050 lauten die entsprechenden Werte 1300 PJ/a (361 TWh/a) bzw. 53%. Die CO₂-Emissionen der Wärmebereitstellung verringern sich deutlich von derzeit 277 Mio. t/a auf 73 Mio. t CO₂/a in 2050.

Der Stromeinsatz im Wärmesektor verringert sich absolut von 173 TWh/a auf 119 TWh/a im Jahr 2050, gewinnt aber relativ an Bedeutung (derzeit: 23% des gesamten Wärmebedarfs, 2050: 33%). Ursache dafür ist zum einen der wachsende Einsatz von Wärmepumpen für Raumheizzwecke (mit 31,5 GW_{th} Heizleistung in 2050 nahezu eine Verzehnfachung des heutigen Wertes), zum anderen der Stromeinsatz für industrielle Prozesswärme, der geringere Einsparpotenziale besitzt als der übrige Wärmesektor. Weiterhin ist der wachsende Strombedarf für Klimatisierung von Bedeutung.

Tabelle 3-8: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasse	97,2	104,9	109,3	128,8	144,6	150,5	156,5	163,0	163,6
- Biogas, Klärgas u. a. *)	16,4	17,2	18,3	22,9	27,0	28,4	29,7	32,2	32,2
- feste Biomasse	75,8	82,6	85,8	100,4	111,6	116,1	120,8	124,8	125,4
- biogener Abfall	5,0	5,1	5,2	5,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Solarkollektoren	4,1	4,8	5,1	10,5	19,5	31,7	43,9	70,6	95,3
- Einzelanlagen	4,0	4,7	4,9	9,2	15,8	23,5	31,2	43,1	50,3
- Nahwärme	0,1	0,1	0,2	1,3	3,7	8,2	12,7	27,5	45,0
Umweltwärme, Geothermie	4,6	5,0	6,3	14,7	26,0	40,5	55,0	78,9	101,7
- Einzelanlagen (WP)	4,4	4,7	5,8	11,8	18,0	24,1	30,3	35,9	43,0
- Nahwärmeeinrichtungen	0,2	0,3	0,5	2,9	8,0	16,4	24,7	43,0	58,7
EE-Wärme gesamt **)	105,9	114,7	120,7	153,9	190,1	222,8	255,4	312,5	360,6
- davon Nahwärme	47,0	49,6	53,1	71,3	91,8	109,7	127,6	166,4	200,2
Nachrichtlich:									
Ges. Strom für Wärme	173	147	158	149	140	133	127	125	119
- davon für Raumheizung	28	27	26	26	24	23	22	22	21
- davon für WP	1,8	2,1	2,6	4,9	6,9	9,1	11,2	13,1	15,3

*) enthält auch Deponiegas und flüssige Brennstoffe

***) ohne EE-Strom für Wärme (bei WP nur Anteil Umweltwärme)

Um obigen Zubau an EE zu erreichen, sind die in Abbildung 3.18 dargestellten jährlichen Leistungszuwächse erforderlich. Der derzeitige Umsatz liegt bei knapp 5 GW_{th}/a und besteht zu etwa 40% aus Biomasse-Einzelheizungen (enthalten sind hierin auch reine Heizwerke). Der Umsatz an Biomasse- und Biogasanlagen wird nach dem raschen Anstieg der letzten

Jahre 2003 bis 2007 in Zukunft im Wesentlichen stabil bleiben und sich zwischen 3 und knapp 4 $\text{GW}_{\text{th}}/\text{a}$ einpendeln. Für Solar- und Geothermieanlagen (einschließlich Wärmepumpen) ist ein deutlicher Anstieg zu erwarten. Bis 2020 steigt der Gesamtumsatz der EE-Anlagen zur Wärmebereitung auf 9 $\text{GW}_{\text{th}}/\text{a}$. 50% des Marktes im Jahr 2020 bestehen dann aus Solarkollektoranlagen mit einem merklichen Anteil von Nahwärmeeinrichtungen. Der Kollektormarkt wächst im Basisszenario 2010 A bis 2020 auf 4,6 $\text{GW}_{\text{th}}/\text{a}$ und beträgt dann das Sechsfache des heutigen Volumens. Deutlich wächst auch der Markt für Geothermieanlagen (Wärmepumpen und hydrothermale Anlagen); sein Volumen beträgt im Jahr 2020 mit 1,5 $\text{GW}_{\text{th}}/\text{a}$ gut das Fünfzehnfache des heutigen Umsatzes.

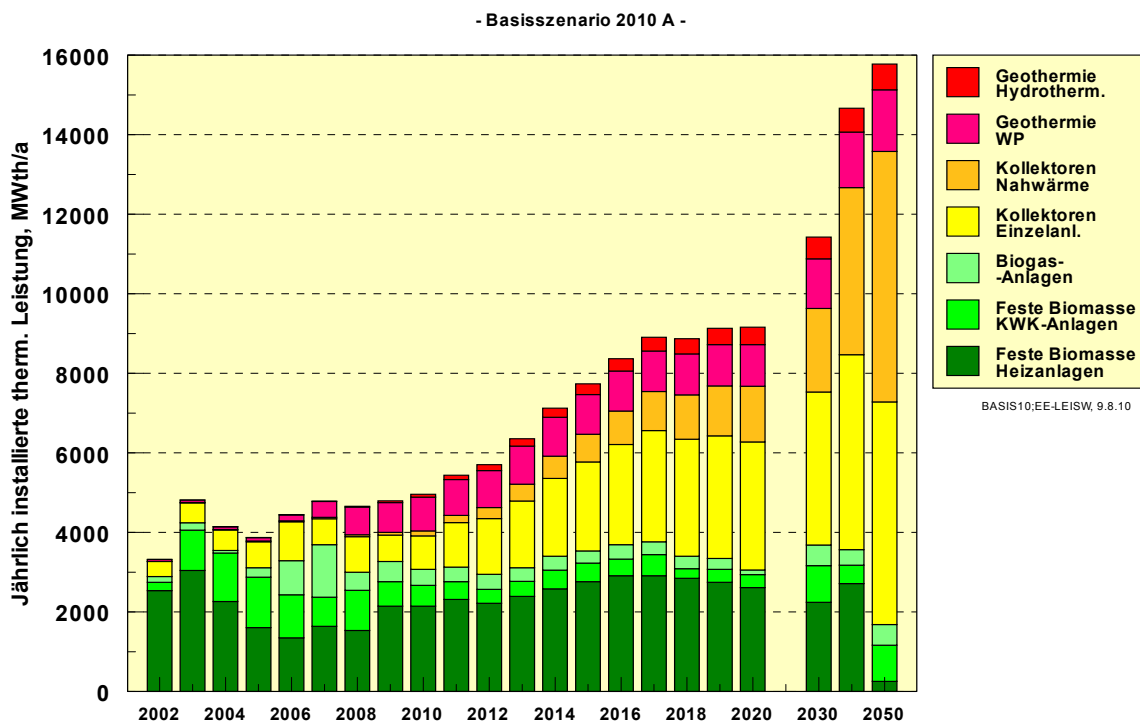


Abbildung 3.18: Jährlich installierte thermische Leistung von EE im Wärmemarkt im Basisszenario 2010 A (Neubau und Ersatz)

Nach 2020 steigt die Nachfrage nach EE im Wärmemarkt in den Szenarien weiter. Im Jahr 2030 werden gut 11 $\text{GW}_{\text{th}}/\text{a}$ und in 2050 rund 16 $\text{GW}_{\text{th}}/\text{a}$ an thermischen EE-Anlagen umgesetzt, also das etwa Dreifache des heutigen Wertes. Vergleicht man Abbildung 3.18 mit der entsprechenden Abbildung für den Stromsektor (Abbildung 3.11), so erkennt man, dass der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung in eine noch stärkere Wachstumsdynamik eintreten muss als es EE-Anlagen im Stromsektor in der Vergangenheit erlebt haben, um zu den im Basisszenario 2010 A unterstellten Anteilen bis 2050 (> 50%) zu gelangen. Dazu muss jedoch das gesamte Förderinstrumentarium besser und effektiver ausgestaltet werden. Zusätzlich muss das Engagement „vor Ort“, also im Bereich der kommunalen Planung und Durchführung stärker als bisher im Mittelpunkt der Umsetzungsbemühungen stehen.

3.4 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050

3.4.1 Entwicklung der Verkehrsleistungen und resultierender Endenergieverbrauch

Der Energieverbrauch des Verkehrs ist bis 2000 ständig gestiegen. Seit 2002 ist er etwa konstant (2002: 2670 PJ/a; 2008: ca. 2643 PJ/a). Wegen des weiterhin deutlichen Anstiegs der Verkehrsleistungen im Güter- und im Luftverkehr wurden spezifische Effizienzverbesserungen weitgehend kompensiert [UBA 2006]. Zusätzlich behinderte im Individualverkehr der Trend zu immer größeren Fahrzeugen, zu höherem Komfort sowie aufwändiger Sicherheitstechnik einen merklichen Rückgang des Kraftstoffverbrauchs. Die EU-Vorgaben zur Minimierung der CO₂-Emissionen werden aber zukünftig einen wachsenden Druck auf den spezifischen Kraftstoffverbrauch von PKW ausüben. In Verbindung mit einer nicht mehr ansteigenden Verkehrsleistung im Personenverkehr kann daher dort von einem Rückgang des Energiebedarfs ausgegangen werden. Längerfristig wird dieser Rückgang durch sinkende Bevölkerungszahlen noch verstärkt. Im Güterverkehr ist dagegen keine Trendwende in Sicht, vielmehr wird von einer weiteren deutlich wachsenden Verkehrsleistung ausgegangen. Der Verbrauchszuwachs kann allerdings gedämpft werden, wenn deutliche Verlagerungen des Güterverkehrs auf die Schiene stattfinden.

Für die Basisszenarien 2010 wurden die Gesamtverkehrsleistungen den Eckdaten für das Energiekonzept (Stand 13.4.10) entnommen; die Aufteilung auf die Verkehrsträger geschah in Anlehnung an [WWF 2009] und [Renewability 2009]. Im Personenverkehr zeigen sich wenig strukturelle Veränderungen, nach 2030 geht der Individualverkehr zurück; der Flugverkehr steigt bis 2030 noch deutlich (Tabelle 3-9). Die Güterverkehrsleistung wächst, bezogen auf das „Normaljahr“ 2008 bis 2040 um 42% und damit deutlich stärker als das BIP mit 26%. Entsprechend [WWF 2009] und [UBA 2010c] wird angenommen, dass sich die Güterverkehrsleistung der Bahn bis 2030 etwa verdoppeln lässt, wenn rechtzeitig die richtigen Investitionen getroffen werden (vgl. auch: [Holzhey 2010]). Auch die Verkehrsleistung der Schifffahrt nimmt noch zu, so dass die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs bis 2050 „nur“ um 50% steigt. Im Basisszenario 2010 A wird von einer Reduktion des mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauchs bei Verbrennungsmotoren um 27% im Individualverkehr und um 21% im Straßengüterverkehr bis 2020 ausgegangen. Die längerfristigen Reduktionspotenziale des spezifischen Kraftstoffverbrauchs (bis 2050) werden im Individualverkehr bei 50% gesehen, im Straßengüterverkehr bei 40%.

Mit diesen Annahmen sinkt der Endenergieverbrauch im Personenverkehr bis 2020 um 18% auf 1384 PJ/a. Der Verbrauchsrückgang verstärkt sich danach durch den Aufwuchs der effizienten Elektromobilität (mit 33% Anteil im Jahr 2050) und sparsamer Wasserstoff-PKW (20% im Jahr 2050) sowie durch den Rückgang der Personenverkehrsleistung ab 2030. Mit 748 PJ/a werden in 2050 nur noch 45% des derzeitigen Endenergieverbrauchs für den Personenverkehr benötigt (Tabelle 3-9). Wegen der beträchtlichen Wachstumstendenzen im Güterverkehr dämpft die Effizienzsteigerung hier mittelfristig nur den Verbrauchszuwachs. Der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs steigt bis 2025 noch um 11% und liegt im Jahr 2050 mit 787 PJ/a nur 12% unter dem derzeitigen Verbrauch. Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch des Verkehrs bis 2020 um 8% und bis 2050 mit 1536 PJ/a um 40% unter den gegenwärtigen Verbrauch.

Tabelle 3-9: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr und resultierender Endenergieverbrauch (PJ/a) im Basisszenario 2010 A

Basisszenario 2010 A	2005	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Motorisierter Personenverkehr (Mrd. pkm)	1084	1101	1090	1085	1110	1105	1058	1010
PKW/Zweiräder	875	890	880	872	888	883	840	799
Bahnen (Nah + Fern)	92	91	90	92	96	98	97	95
ÖPNV Straße	64	62	62	61	59	55	53	50
Flugzeug	53	58	58	60	67	69	68	66
Güterverkehr (Mrd. tkm)^{*)}	563	653	635	645	775	870	930	912
LKW	403	487	478	482	560	617	650	604
Bahn	95	100	93	95	142	172	192	215
Schiff	64	65	63	67	71	78	85	90
Flugzeug	1	1	1	1	2	3	3	3
Nachrichtlich: Endenergieverbrauch Verkehr (PJ/a)	2586	2643	2542	2474	2351	2092	1883	1536

*) ohne Rohrleitungen

3.4.2 Beitrag der erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A

Im Basisszenario 2010 A werden im Verkehr – neben der in Abschnitt 3.1.3 abgeleiteten Biokraftstoffmenge und dem steigenden Einsatz von EE-Strom für den Schienenverkehr – zusätzliche Mengen an EE-Strom genutzt, zum einen für Elektromobilität und zum anderen für die Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse (Tabelle 3-10). Wesentlicher Grund für die Einführung der Option „Wasserstoff“ (bzw. alternativ von EE-Methan) ist die Erkenntnis, dass bei hohen EE-Beiträgen an der gesamten Energieversorgung, die vorwiegend nur über EE-Strom bereitgestellt werden können, grundsätzlich ein chemischer Energieträger als Speichermedium benötigt wird. Damit rückt aber auch eine sinnvolle Verwendung dieses Wasserstoffs in den Vordergrund, die nicht ausschließlich in der bloßen (ineffizienten) „Rückverstromung“ liegen kann. Sein Einsatz 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]. Die Bereitstellung des Wasserstoffs für den Verkehr wird in der Einführungsphase dadurch erleichtert, dass seine Erzeugung dezentral erfolgt (u. a. Elektrolyseanlagen an Tankstellen), so dass dafür noch keine spezielle Wasserstoffinfrastruktur benötigt wird¹⁶. Für die im Basisszenario 2010 im Jahr 2050 angenommene Wasserstoffmenge in Höhe von 274 PJ/a (76 TWh/a) werden 100 TWh/a EE-Strom benötigt.

¹⁶ Im Szenario 100%-S/H2 (Kapitel 4) erfolgt eine Vertiefung dieser Strategie. Dort wird auch die Option EE-Methan vorgestellt, die sich infrastrukturell ideal in die Erdgasversorgung einfügt.

Tabelle 3-10: Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A und Einsatz von EE-Strom

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biokraftstoffe	36,7	33,6	38,3	45,8	64,7	74,4	83,3	83,3	83,3
EE-Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	7,0	30,0	76,0
EE-Kraftstoffe	36,7	33,6	38,3	45,8	64,7	74,4	90,3	113,3	159,3
EE-Strom für Elektromobilität *)	0	0	0	0,5	2,8	4,9	9,6	17,1	24,7
EE-Strom für übrige Mobilität *)	2,3	2,4	2,7	4,7	8,0	11,4	14,8	20,0	21,8
Anteil EE-Kraftstoffe an gesamtem Kraftstoffverbrauch (%)	5,1	4,9	5,7	7,0	10,3	12,5	16,5	23,5	42,3
EE-Anteil an Endenergie Verkehr (%)	5,5	5,2	6,0	7,6	11,6	14,6	19,7	28,8	48,3
Nachrichtlich: EE-Strom für Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	10	41	100

*) nachrichtlich; bereits in Tabelle 3-2 enthalten. Für „übrige Mobilität“ ist der EE-Anteil am gesamten Stromverbrauch für den Schienenverkehr ausgewiesen.

Neben dem EE-Strom für Elektromobilität ist auch die über EE bereitgestellte Strommenge für den Schienenverkehr ersichtlich. Wegen des deutlich steigenden EE-Anteils an der Stromerzeugung wird dieser Beitrag im Basisszenario 2010 A erst 2050 von der EE-Strombereitstellung für den Individualverkehr übertroffen. Insgesamt wird im Verkehr im Jahr 2050 ein Deckungsanteil der EE (einschließlich Anteil am Bahnstrom) am Endenergieverbrauch von 48% erreicht. Der Anteil der Kraftstoffe (Biokraftstoffe + Wasserstoff) – bezogen auf den gesamten Kraftstoffverbrauch – erreicht dann 42,3%. Im Jahr 2020 beläuft er sich auf 10,3%, was etwa der angestrebten Reduktion an THG-Emissionen von 7% entspricht. Mit 11% EE-Anteil am Endenergieverbrauch wird im Jahr 2020 auch das EU-Ziel von 10% erreicht.

Im Jahr 2050 werden 33% der Verkehrsleistung im Individualverkehr elektrisch erbracht, 18% mit Biokraftstoffen und 20% mit Wasserstoff (Brennstoffzellen und/oder Verbrennungsmotor). Der Individualverkehr basiert damit zu gut 70% auf EE. Im Straßengüterverkehr stammen 30% der Verkehrsleistung von Fahrzeugen mit Biokraftstoffen und 19% von Fahrzeugen mit Wasserstoff (Verbrennungsmotoren). Um die begrenzten Mengen an Biokraftstoffen nicht unnötig aufzusplittern stützen sich Flug- und Schiffverkehr im Basisszenario 2010 A noch zu 100% auf fossile Kraftstoffe. Es sind selbstverständlich auch Aufteilungen vorstellbar, in denen diese beiden Verkehrsträger einen Teil der Biokraftstoffe nutzen. Es kann beispielsweise attraktiv sein, Biokraftstoffe weitgehend für den Flugverkehr zu reservieren, da dort die Substitutionsmöglichkeiten für andere Kraftstoffe (Wasserstoff) relativ aufwändig sind.

Im Basisszenario 2010 A ergibt sich die in Abbildung 3.19 dargestellte Endenergiestruktur im Verkehrssektor. Von den fossilen Kraftstoffen nimmt nur noch Kerosin leicht zu, Benzin nimmt stetig ab, während Dieselmotoren zunächst auf dem heutigen Niveau bleiben, um dann nach 2015 ebenfalls abzunehmen. Im Jahr 2020 werden mit 2035 PJ/a fossiler Kraft-

stoffe noch 86% der heutigen Menge benötigt, 2050 ist es mit 783 PJ/a nur noch ein Drittel. Die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors sinken von 177 Mio. t CO₂/a im Jahr 2009 auf 57 Mio. t CO₂/a in 2050, was 37% der Gesamtemissionen in diesem Jahr entspricht. Gegenüber 2009 sind die CO₂-Emissionen im Verkehr um 68% gesunken. Der Verkehr ist also in diesem Szenario noch unterproportional an der gesamten CO₂-Minderung von 79% (gegenüber 2009) beteiligt.

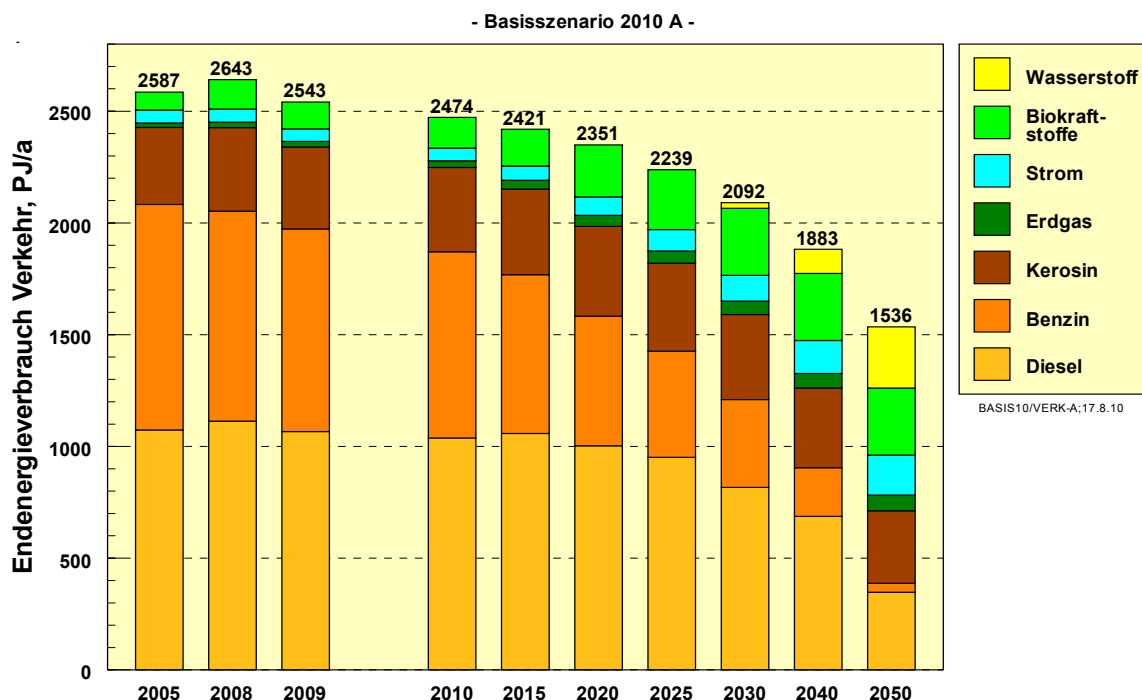


Abbildung 3.19: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Basisszenario 2010 A nach Energieträgern

3.4.3 Bedeutung der Elektromobilität (Basisszenario 2010 B) und weitere Strukturvarianten im Verkehr

Im **Basisszenario 2010 B** wird der längerfristige Ausbau der Elektromobilität soweit forciert, dass der Individualverkehr in Verbindung mit der Nutzung von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff im Jahr 2050 nahezu emissionsfrei vonstatten geht. Dazu ist es erforderlich im Jahr 2050 ca. 66% (Basisszenario 2010 A: 33%) der Individualverkehrsleistung mit Elektrofahrzeugen abzuwickeln. Weitere 17% werden mit Biokraftstoffen und 12% mit EE-Wasserstoff gedeckt. Aufgrund der hohen Effizienz des Elektroantriebs in PKW und des dadurch geringeren Endenergieverbrauchs ist es auch möglich, höhere Beiträge von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff für den Güterverkehr (ggf. auch für den Flugverkehr und die Schifffahrt) bereitzuhalten, so dass sich dort der EE-Anteil im Jahr 2050 auf 50% steigern lässt im Vergleich zum Basisszenario 2010 A mit einem EE-Anteil von 47% (Tabelle 3-11). Einschließlich des EE-Stromanteils decken damit die Erneuerbaren im Jahr 2050 rund 55% des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors.

Tabelle 3-11: Eckdaten des Basisszenarios 2010 B, speziell Beiträge der EE

	2008*)	2009*)	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13306	11263	9465	8279	7506
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1163	1270	2132	2982	3708	4207
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,7	9,5	18,9	31,5	44,8	56,1
Endenergie, PJ/a	9098	8714	8630	7780	6928	6195	5449
Endenergie EE, PJ/a	841	876	944	1710	2432	3059	3489
Anteil EE an EEV, %	9,2	10,1	10,9	22,0	35,1	49,4	64,0
Anteil EE an BEEV ^{**}), %	8,9	9,7	10,6	21,2	33,8	47,6	61,7
Strom Endenergie, PJ/a	1906	1793	1822	1728	1692	1714	1757
Strom Endenergie EE, PJ/a	335	341	372	793	1188	1526	1617
Anteil EE, %	17,6	19,0	20,4	45,9	70,2	89,1	92,0
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4606	4435	4391	3789	3310	2825	2457
Wärme Endenergie EE, PJ/a	374	414	434	684	919	1125	1298
Anteil EE, %	8,1	9,3	9,9	18,1	27,8	39,8	52,8
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾	2589	2486	2417	2263	1926	1657	1235
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a	132	121	138	233	325	408	574
Anteil EE, %	5,1	4,9	5,7	10,3	16,9	24,6	46,5
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾	615	582	594	567	565	599	666
EE-Erzeugung, TWh/a	93,3	94,8	108	227	367	496	575
Anteil EE, %	15,2	16,3	18,2	40,0	65,0	82,8	86,3
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13306	11263	9465	8279	7506
Erneuerbare Energien	1147	1163	1270	2132	2982	3708	4207
Mineralöl	4905	4670	4684	3803	2965	2397	1637
Kohlen ⁶⁾	3483	3156	3029	2230	1130	373	187
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	2905	2803	2391	1803	1474
Fossile Energien, gesamt	11446	10763	10618	8836	6486	4573	3298
Kernenergie	1623	1472	1418	295	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	739	729	584	390	238	144
Verringerung seit 1990, % ⁶⁾	20,3	26,1	27,1	41,5	61,0	76,2	85,6
Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a	109	110	119	217	295	385	421
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾	988	905	893	709	494	331	225
Verringerung seit 1990, %	18,4	25,3	26,3	41,4	59,2	72,7	81,4

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

²⁾ nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

³⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁴⁾ Bruttostromverbrauch einschließlich Strom aus Pumpspeichern

⁵⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich Stromimportsaldo

⁶⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁷⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

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

Dieser sehr weitgehende Einsatz von Elektrofahrzeugen erfordert gegenüber dem Basisszenario 2010 A einen zusätzlichen Stromeinsatz in Höhe von 24 TWh/a, der ausschließlich aus Erneuerbaren bereitgestellt wird. Dies erfordert rund 8 GW EE-Leistung mehr; die installierte EE-Leistung im Basisszenario 2010 B beträgt somit im Jahr 2050 rund 193 GW. Der EE-Anteil am Endenergieverbrauch steigt auf 64% (Basisszenario 2010 A: 62,3%), derjenige am Primärenergieverbrauch auf 56% (Basisszenario 2010 A: 54,8%). Damit lassen sich die CO₂-Emissionen in 2050 gegenüber dem Basisszenario 2010 A um weitere 9 Mio. t/a auf 144 Mio. t CO₂/a reduzieren. Im Basisszenario 2010 B wird so gegenüber dem Ausgangswert 1990 eine CO₂-Reduktion um 85,6% erreicht (Basisszenario 2010 A um 84,7%).

Die entsprechende Entwicklung der Anzahl von Fahrzeugen mit Elektro- bzw. Hybridantrieb geht von der Zielsetzung der Bundesregierung von 1 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2020 aus. In der Fortschreibung werden im Basisszenario 2010 A bis 2030 rund 4,5 Mio. Fahrzeuge und bis 2050 rund 14 Mio. Fahrzeuge erreicht. Im Basisszenario 2010 B wird für 2020 bereits ein Wert von 1,4 Mio. Fahrzeugen unterstellt und ein sehr dynamisches Wachstum angenommen. Mit 7,5 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2030 wird das im Energiekonzept genannte Ziel von 6 Mio. Fahrzeugen übertroffen. Im Jahr 2050 dominieren Elektrofahrzeuge mit 30 Mio. Stück den PKW-Markt.

Zusammen mit den gegenüber dem Basisszenario 2010 A unveränderten Beiträgen von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff sowie dem EE-Anteil am Stromverbrauch des Schienenverkehrs steigt der Beitrag der EE im Verkehrssektor auf insgesamt 829 PJ/a im Jahr 2050 (Abbildung 3.20), versechsfacht sich also gegenüber dem derzeitigen Beitrag.

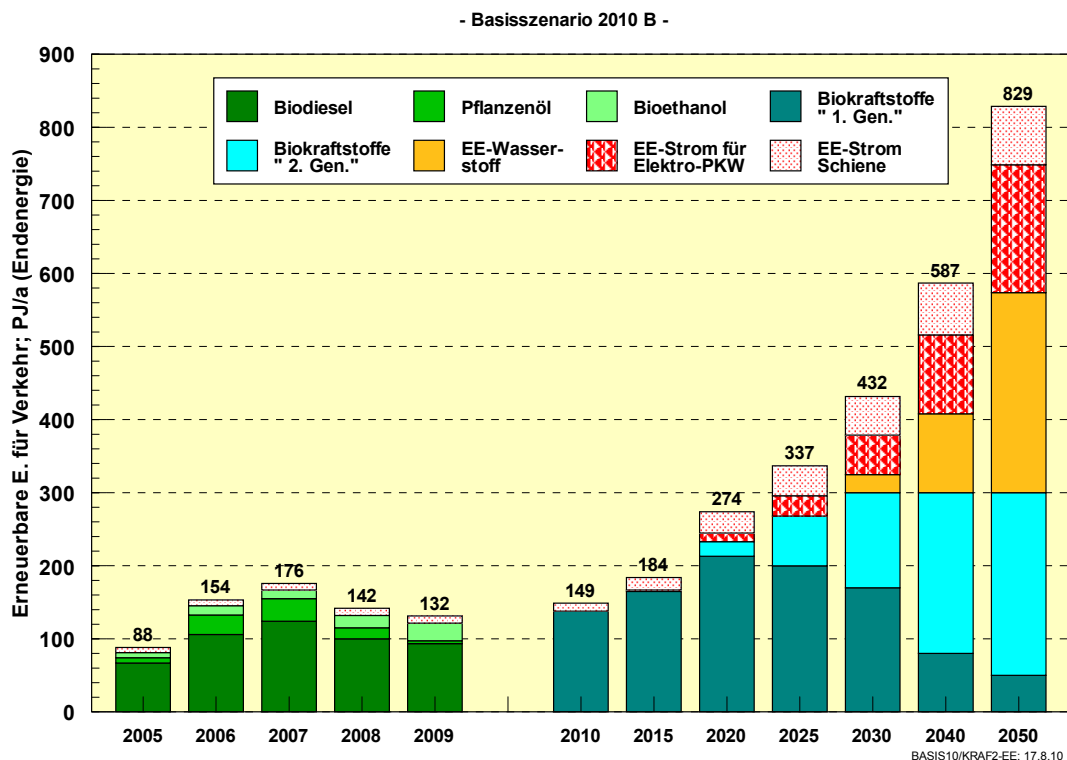


Abbildung 3.20: Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Basisszenario 2010

Ihr Anteil am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs im Jahr 2050 steigt mit 55,2% über die 50%-Marke (Basisszenario 2010 A: 48,3%; vgl. Tabelle 3-10). EE-Strom allein deckt mit 255 PJ/a (71 TWh/a) knapp 17% des Endenergieverbrauchs im Verkehr.

Die verbleibenden CO₂-Emissionen des Verkehrs belaufen sich im Jahr 2050 noch auf 48 Mio. t CO₂/a entsprechend 27% des heutigen Wertes. Der Verkehrssektor erbringt also im Vergleich zum Strom- und Wärmesektor einen etwas geringeren Anteil an der gesamten Emissionsminderung der Energieversorgung auf 19,5% (gegenüber 2009).

Die Ablösung fossiler Kraftstoffe kann aus heutiger Sicht auf sehr unterschiedliche Art erfolgen. Neben einer möglichst weitgehenden Reduktion des Energieverbrauchs stehen zur nichtfossilen Deckung des Restbedarfs prinzipiell drei Optionen zur Verfügung. Dies sind Biokraftstoffe, direkte Nutzung von EE-Strom und aus EE-Strom hergestellte speicherbare Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan. Alle Optionen besitzen attraktive Potenziale und haben noch weitere Entwicklungsmöglichkeiten. Sie besitzen aber auch jeweils spezifische Vor- und Nachteile bzw. Grenzen besitzen. Deshalb ist es derzeit zu früh, eine dieser Optionen eindeutig zu bevorzugen. In den Basisszenarien werden für den längerfristigen Zeitraum alle drei Optionen berücksichtigt. Zum einen kommt darin die prinzipielle Offenheit dieser Entwicklungen zum Tragen, zum andern kann nicht nur aus der Sicht des Verkehrssektors argumentiert werden. Die Notwendigkeit, bei dem Umbau der Energieversorgung in Richtung sehr hoher EE-Anteile bis hin zu einer vollständig auf EE basierten Energieversorgung über einen aus EE-Strom herstellbaren chemischen Energieträger (EE-Wasserstoff, EE-Methan) verfügen zu können, ist ein weiterer Grund, dessen Einsatzmöglichkeiten auch im Verkehr zu berücksichtigen. Im Vergleich mit zwei weiteren aktuellen Untersuchungen [WWF 2009; BMU 2010c] zur Struktur des Energieverbrauchs im Verkehrssektor im Jahr 2050 wird diese Position deutlich¹⁷.

Im Basisszenario 2010 B sind im Jahr 2050 alle drei Optionen mit etwa gleicher Bedeutung vertreten (Tabelle 3-12). Der auf 300 PJ/a begrenzte Beitrag von Biokraftstoffen wird flankiert durch ähnlich hohe Beiträge von Wasserstoff und den direkten Einsatz von EE-Strom. Damit sind für die beiden letzten Optionen die Voraussetzungen für die weitere Substitution der verbleibenden fossilen Energiemengen nach 2050 geschaffen. In den Verkehrskategorien werden die Akzente unterschiedlich gesetzt. Im Individualverkehr dominiert die Elektromobilität (46% des Energieverbrauchs), Biokraftstoffe und Wasserstoff folgen mit 28% bzw. 18% in größerem Abstand. Im Güterverkehr werden zu etwa gleichen Teilen Biokraftstoffe und Wasserstoff eingesetzt (je etwa 25% des Energieverbrauchs), es folgt Strom (Bahn) mit 8%.

Im Innovationsszenario nach [WWF 2009] werden die fossilen Kraftstoffe bis 2050 fast ausschließlich durch Biomasse ersetzt, wobei der Beitrag von Strom für Elektromobilität in ähnlicher Größenordnung liegt wie im Basisszenario A. Biomasse steht dort allerdings nur noch in geringem Ausmaß für die stationäre Nutzung zur Verfügung. Die Wasserstoffoption ist bis 2050 kaum berücksichtigt und steht damit für eine weitere Substitution nach 2050 nicht sofort zur Verfügung. Bei einem insgesamt vergleichbaren gesamten Endenergieeinsatz von Bio-

¹⁷ Es werden im weiteren Verlauf des Vorhabens noch weitere Szenarien für den Verkehr gerechnet und miteinander verglichen. Dies geschieht auf Basis neuer Erkenntnisse zu möglichen Fahrzeugkonzepten und Marktentwicklungen in Abhängigkeit von energiepolitischen Rahmenbedingungen (u. a. Marktszenarien aus einem parallel laufenden Projekt zur Elektromobilität für das BMWi, berechnet vom DLR-Institut für Fahrzeugkonzepte). Hierbei werden auch die Kosten für die Infrastrukturen mit berücksichtigt.

masse (Strom, Wärme Kraftstoffe = 1140 PJ/a) wird aber in [WWF 2009] rund 200 PJ/a mehr Biomasseinsatz (Primärenergie) benötigt.

Auch die Szenarien zum Energiekonzept [EWI 2010] gehen von einem hohen Biokraftstoffeinsatz im Verkehr aus. Wasserstoff ist auch in diesen Szenarien so gut wie nicht berücksichtigt. Sie entsprechen damit in der Struktur weitgehend dem WWF-Szenario, das ebenfalls von Prognos erstellt wurde. Die vorgegebene Grenze von 2200 PJ/a „zulässigem“ Biomassepotenzial in den Szenarien für das Energiekonzept wird voll ausgeschöpft. Wird angenommen, dass das heimische Potenzial von 1535 PJ/a voll genutzt wird, so müssen zusätzlich noch weitere 40% Biomasse importiert werden. Soll damit ein klimawirksamer Nutzen verbunden sein, so verlangt diese hohe Importquote ein Höchstmaß an glaubwürdigen Zertifizierungsmaßnahmen und -kontrollen.

Tabelle 3-12: Höhe und Struktur der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (Jahr 2050) in verschiedenen Untersuchungen (in PJ/a) und gesamte Biomasse für alle Nutzungen

Jahr 2050	Fossil	Biokraftstoffe	Wasserstoff	Elektromobilität	Übriger Strom	Gesamter Verbrauch	Gesamte Biomasse
Basis 2010 A	783	300	274	89	90	1536	1535*)
Basis 2010 B	662	300	274	175	90	1501	1535*)
WWF Innovation	436	921	10	101	86	1560	1720
McKinsey&Company für BMU	~980	~80	k.A.	~250	~90	~1400	~500
Szenario II A zum Energiekonzept	503	778	15	134	~90	1520	2170
Nachrichtlich: 2009	2365	121	0	0	59	2542	820

*) im Inland nutzbares Primärenergiepotenzial (vgl. Abschnitt 3.1.3)

In einer weiteren Untersuchung für das BMU [BMU 2010c] 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). Außerdem hat der Verkehrssektor dieselbe Emissionsminderung wie alle anderen Sektoren zu erbringen. Daraus wurde zur Erfüllung der Klimaschutzziele für den Individualverkehr ein notwendiger Anteil von bis zu 93% an Elektromobilität abgeleitet. Der Wasserstoffoption wurde ein großes Potenzial bescheinigt, ohne sie jedoch in die Abschätzung einzubeziehen. Mit den beiden Untersuchungen [WWF 2009] und [BMU 2010c] dürften die Extremvarianten der möglichen Beiträge von Biokraftstoffen und Elektromobilität im Verkehr des Jahres 2050 abgedeckt sein.

4 Szenarien einer sehr weitgehenden Versorgung mit erneuerbaren Energien

4.1 Bedeutung chemischer Energieträger für große Beiträge erneuerbarer Energien

Im 21. Jahrhundert steht die überwiegend auf fossilen Ressourcen basierte Energieversorgung vor zwei zentralen Herausforderungen: einerseits ist sie die Hauptursache für den anthropogenen Klimawandel und andererseits werden die Ressourcen auf absehbare Zeit knapp. Aus diesen Gründen ist die Energieversorgung im Zuge der „Dekarbonisierung“ mittel- und langfristig wieder auf EE zurückzuführen, wie dies schon von Beginn der Industrialisierung der Fall war. EE werden abermals zur zentralen Primärenergiequelle.

Sehr große Mengen an EE, wie sie für die weitgehende oder vollständige Versorgung von Volkswirtschaften mit diesen Energiequellen erforderlich sind, werden aber fast vollständig als Strom bereitgestellt werden. Das liegt zum einen an der überragenden Bedeutung der Strahlungsenergie und der Windenergie als größter bzw. zweitgrößter erneuerbarer Energiequelle, zum anderen daran, dass die direkte thermische Nutzung von EE (Kollektoren, Erdwärme) auf Niedertemperaturwärme beschränkt ist und strukturell relativ großen Restriktionen (Wärmenetze) ausgesetzt ist. Der Nutzung von Biomasse, als universell einsetzbarer chemischer Energieträger, sind dagegen potenziell enge Grenzen gesetzt.

4.1.1 Möglichkeiten und Grenzen der Ausgleichsoptionen für EE-Strom

Die Nutzung von Wind- und Solarstrom unterliegt meteorologischen Gegebenheiten, die in dem schwankenden Angebot (Fluktuationen) besonders deutlich werden. Dieses schwankende Angebot kann mit der ebenfalls schwankenden Nachfrage über drei Wege synchronisiert werden:

- eine großräumige Verbindung von Angebot und Nachfrage (Netzausbau)
- dem gesteuerten Verbrauch bzw. der gesteuerter Erzeugung (Erzeugungs- und Lastmanagement)
- der Speicherung von elektrischer Energie bzw. der Wandlung in eine andere, speicherbare Energieform

Die ökonomisch-strukturell optimale Verknüpfung dieser Ausgleichsoptionen kann lokal sehr unterschiedlich ausfallen. Simulationen mit komplexen Modellen, welche die meteorologischen Gegebenheiten und die obigen technischen Optionen ausreichend differenziert abbilden, können dazu wichtige Erkenntnisse liefern. Hier besteht allerdings noch weiterer Entwicklungsbedarf. Aus technischer Sicht stellt sich die Rangfolge der Ausgleichsoptionen wie folgt dar:

Ausgleichsoption Netzausbau

Ein reiner Netzausbau kann das Problem der Speicherung erleichtern, jedoch nicht vollständig lösen, da regelmäßig jährlich Wettersituationen auftreten, in denen über 1 bis 2 Wochen das Angebot von Wind- und Solarenergie auch großräumig äußerst gering ausfallen kann.

Selbst durch einen europäischen Netzverbund wird dieses Problem nicht behoben [von Bremen 2009]. Die Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten erfordert einen starken Ausbau der verfügbaren Transportleistung. Trotz dieses Ausgleichs können bis zu 70% der Lastleistung von Zeit zu Zeit nicht aus den meteorologisch abhängigen Quellen Windenergie und Fotovoltaik gedeckt werden. Der Ausgleich wird erleichtert, wenn EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken, dessen Erzeugung über Wärmespeicher zeitlich verlagert und verstetigt werden kann, in größerem Umfang importiert wird. Andere Ausgleichsoptionen, wie Speicher oder Erzeugungs- und Lastmanagement müssen jedoch zusätzlich bereitgestellt werden. Dennoch ist der Netzausbau ein zentrales Instrument bei der Integration von EE in das Energieversorgungssystem.

Ausgleichsoption Erzeugungs- und Lastmanagement

Das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom kann durch Erzeugungs- und Lastmanagement teilweise ausgeglichen werden. So kann etwa die gesteuerte Bereitstellung von Strom aus Pumpspeichern und von flexiblen Biogasanlagen in begrenzten Bereichen die Versorgungslücken von Wind- und Solarstrom schließen [Mackensen et al. 2008]. Allerdings ist das nachhaltige Potenzial von Biomasse für den vollständigen Ausgleich bei hohen Anteilen von EE nicht ausreichend (vgl. Abschnitt 3.1.3 und [Sterner 2009]).

Über den gesteuerten Verbrauch von EE-Strom (Lastmanagement) können die Fluktuationen der Stromversorgung stark gedämpft werden (Kapitel 5.4). Eine intelligente Einbindung von Elektrofahrzeugen, Klimaanlage und Wärmepumpen in „Smart Grids“ und die Bereitschaft der Verbraucher zum zeitlich flexiblen Stromverbrauch sind dafür eine wesentliche Voraussetzung [Stadler 2005; Klobasa 2007]. Auch im idealen Einsatz löst das Lastmanagement jedoch nicht das Problem der Speicherung, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten mit wenig Wind- und Solarangebot verschoben werden kann.

Ausgleichsoption Kurz- und Langzeitspeicher

Speicher sind grundsätzlich für den Fluktuationsausgleich gut geeignet. Sie sind jedoch aufgrund der limitierten Speicherkapazität in ihrem Einsatz begrenzt, weshalb eine Unterscheidung in Kurzzeitspeicher (für Stunden und Tage) und Langzeitspeicher (für Wochen und Monate) zweckmäßig und notwendig ist. Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher oder Batteriesysteme können die Versorgungslücken von Wind- und Solarenergie für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse von EE-Strom auffangen. Dabei sind Pumpspeicher und Batterien die technisch effizientesten Optionen. Allerdings ist ihre Kapazität begrenzt. Die heute vorhandenen **Pumpspeicherwerke** in Deutschland haben eine Kapazität von etwa 0,04 TWh_{el}. Zum Ausgleich von Fluktuationen bei sehr hohen Anteilen von EE-Strom (> 50%) werden jedoch Kapazitäten von etwa 20 bis 40 TWh_{el} benötigt, was dem 500- bis 1000-fachen der heutigen Pumpspeicherkapazität entspricht. Ein europäischer Stromverbund reduziert zwar diese Kapazitäten, jedoch verbleibt selbst bei idealem Ausgleich ein großer Bedarf an Speichern. Die Erschließung von zusätzlichen (Pump-) Speicherkapazitäten z. B. in Skandinavien mit etwa 70 TWh_{el} ist eine vielversprechende Zukunftsoption. Sie setzt jedoch zum einen ein stark ausgebautes Netz nach Nordeuropa voraus [SRU 2010]. Zum anderen werden diese Kapazitäten nur im Rahmen eines europäischen Gesamtsystems genutzt werden können, was den möglichen Anteil Deutschlands deutlich begrenzt.

Elektrochemische Speicher (Batterien) werden vorwiegend als Backup-Technik in Kraftwerken eingesetzt und können als Kurzzeitspeicher dienen. Trotz ihrer hohen Stromverlagerungskosten ist ein steigender Bedarf an dezentralen Speichern zu erwarten, um regionale Versorgungsaufgaben zu lösen (Netzengpässe, Kopplung mit PV-Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs). Hier können auch mobile Batterien in der Elektromobilität eingeordnet werden. Ihre Kapazität zur Stromspeicherung ist als sehr gering einzustufen. Selbst wenn im Idealfall alle 45 Mio. PKW in Deutschland elektrisch fahren und mit einer Batterie von 20 kWh_{el} ausgestattet werden, ergibt sich bei einer 50%igen Nutzung eine Kapazität von 0,45 TWh_{el}. Damit könnte nur für wenige Stunden die deutsche Stromversorgung sichergestellt werden. Die Nutzung von Elektromobilen als Kurzzeitspeicher ist langfristig demnach nur im dezentralen Einsatz zu erwarten [Sterner et al. 2010].

Adiabate Druckluftspeicher speichern neben Druckluft auch Wärme, um einen vollständig regenerativen Betrieb mit hohen Wirkungsgraden zu ermöglichen. Sie können zukünftig als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden, stehen allerdings in einer Nutzungskonkurrenz um unterirdischen Raum (CCS, Geothermie, Wasserstoff, Erdgas). Die bestehenden Druckluftspeicherkapazitäten in Deutschland belaufen sich auf 0,0006 TWh_{el} [VDE 2009; dena 2008].

4.1.2 Chemische Energieträger als Langzeitspeicher und neuer Energievektor

Als Langzeitspeicher für Wochen oder gar Monate und für die Speicherung sehr großer Mengen von EE-Strom ist keine dieser Techniken geeignet. Langzeitspeicher sind jedoch in Kombination mit allen anderen Ausgleichsmaßnahmen der einzige Weg, Wind- und Solarstrom soweit handhabbar zu machen, dass konventionelle Kraftwerke dauerhaft ersetzt werden können und EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren zur Verfügung stehen kann. Es wird somit eine chemische Form für EE-Strom als „erneuerbare Primärenergie“ benötigt. Zum einen muss die Umwandlung in sehr unterschiedlichen Leistungen bei möglichst großer Effizienz und sehr flexibel dezentral und zentral erfolgen können, zum anderen muss die Umwandlungstechnik stets und mit kurzen Reaktionszeiten in der Lage sein, dem fluktuierenden EE-Angebot zu folgen. Transport und Verteilung des chemischen Energieträgers sollten weitgehend auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen können. Der entstehende Energieträger muss multifunktional nutzbar sein. Er muss als Brennstoff sowohl für die „Rückverstromung“ in größeren Kraftwerken, wie in dezentralen Anlagen (Gasmotoren, Brennstoffzellen), möglichst mittels KWK einsetzbar sein, als auch direkt im Wärmebereich (für Mittel- und Hochtemperaturwärme). Letztlich muss er auch als Kraftstoff im Verkehrssektor eingesetzt werden können (vgl. Einsatz von Wasserstoff bzw. Methan in den Szenarien in den Jahren 2040 und 2050).

Diese Eigenschaften treffen auf die in dieser Studie betrachteten chemischen Energieträger Wasserstoff und Methan zu. Beide Nutzungspfade beginnen mit elektrolytisch erzeugtem **Wasserstoff** aus EE-Strom. Er ist prinzipiell in der Lage, die durch die Angebotsstruktur der erneuerbaren Energien gesetzten Grenzen zu überwinden und bei hohen EE-Anteilen, erst recht bei einer vollständig auf EE basierenden Energieversorgung allen Energienutzern zu jeder Zeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. Da jedoch Verluste bei der Wasserstoffbereitstellung und -nutzung unvermeidlich sind und diese zusätzliche Kosten verursachen, liegt es auf der Hand, dass zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der direkten Nutzung von EE-Strom ausgeschöpft werden sollten ([Nitsch 2002], vgl. u. a. Elektromobilität und Wärmepumpen im Basisszenario 2010 B).

Die wichtigsten Eckdaten der verschiedenen Elektrolyseverfahren sind in Tabelle 4-1 zusammengestellt [RECCS 2007; Krewitt 2004; UBA 2006]. Als Referenztechnologie in den Szenarien wird die fortgeschrittene alkalische Hochdruckelektrolyse verwendet. Um die genannten Eckdaten innerhalb der nächsten 10 bis 15 Jahre zu erreichen, sind weitere Forschungsanstrengungen und Entwicklungsbedarf sowie eine Ausweitung des Marktvolumens von Elektrolysen erforderlich. Das erfordert die explizite Berücksichtigung dieser Option in den längerfristigen Umbaustrategien der Energieversorgung.

Tabelle 4-1: Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure

Parameter	Einheit	Heutige alkalische Elektrolyse	Fortgeschr. alkalische Elektrolyse	Membran-Elektrolyse	HT-Elektrolyse (autotherm)	HT-Elektrolyse (allotherm)
Temperatur	°C	80	90-120	120	900	900
Druck	MPa	1,5	5 (~10)	3	2	2
Elektrischer Energieeinsatz	kWh _{el} /Nm ³ H ₂	4,6	3,9 - 4,0	4,0	3,2	2,6
Wärmeeinsatz	kWh _{th} /Nm ³ H ₂				0,6	1,1
Wirkungsgrad* bez. auf Hu	%	65	75 - 77	75	78	78
Investitionskosten (Hu)	€/kW _{H₂}	1000	~500			

* $\eta_{el} = 100\%$ (erneuerbarer Strom; Wirkungsgradmethode), $\eta_{th} = 90\%$, $\eta_{Erdgas} = 90\%$, (1 Nm³ H₂ = 3 kWh (Hu)); = 3,55 kWh (Ho))

Die Nutzung von Wasserstoff in den zwei Hauptbereichen: „Langzeitspeicherung für Strom“ und „Brenn- und Kraftstoff“ muss auch bei der Kostenbetrachtung unterschieden werden. Im ersten Fall ist ein Vergleich mit anderen Optionen der Langzeitspeicherung von Strom, also mit Pumpspeichern und Druckluftspeichern, anzustellen. Dies ist aktuell in [VDE 2008] geschehen. Es handelt sich dabei um Speicher mit Leistungen im GW-Bereich. Nur mit Wasserstoff können dagegen 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 (Abb. 11 in [VDE 2008]), haben aber mit knapp 40% (Werte in [VDE 2008]: Elektrolyse 65%; Verdichtung 97%, Verstromung 60%) den geringsten Wirkungsgrad. Dieser Wert kann hinsichtlich der Elektrolyse als relativ konservativ betrachtet werden.

Im zweiten Fall ist der Vergleich mit den zukünftigen Preisen fossiler Brenn- und Kraftstoffe notwendig. Maßgeblich sind dabei die Kosten (Preise) des Stroms, mit dem die Elektrolyse betrieben wird. Aus Abbildung 4.1 wird ersichtlich, dass diese Kosten um 2020 mit Strom aus Wind-Offshore mit ~28 €/GJ noch nicht in die Nähe der Gestehungskosten von heutigen Biokraftstoffen (Biodiesel, Bioethanol, Rapsöl mit Gestehungskosten zwischen 15 bis 20 €/GJ) gelangen können. Allerdings könnte zukünftig mit anderweitig nicht verwertbarem Überschussstrom (z. B. Direktvermarktung mit zeitweise niedrigen kurzfristigen Grenzkosten) Wasserstoff relativ günstig auch bei niedriger Auslastung bereitgestellt werden. Längerfristig kann EE-Wasserstoff mit 17 bis 23 €/GJ (bzw. 6 bis 8 ct/kWh_{th}) auch zu Vollkosten mit Bio-

kraftstoffen (der 2. Generation) und insbesondere mit den dann erwarteten Preisen fossiler Brennstoffe und fossiler Kraftstoffe konkurrieren. Erdgas wird im Preisfad A in 2050 ca. 31 €/GJ; Benzin/Diesel ca. 40 €/GJ kosten, im Preisfad B werden es 21,5 €/GJ und 34 €/GJ sein.

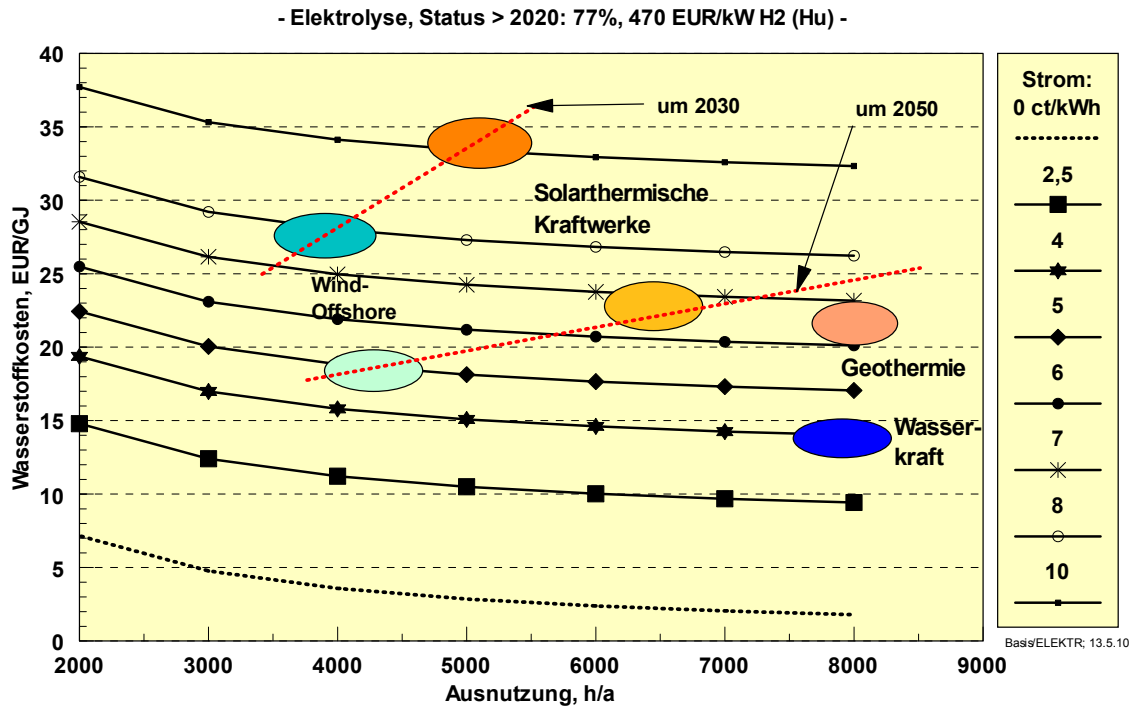


Abbildung 4.1: Wasserstoffgestehungskosten (€/GJ (Hu)) in Abhängigkeit der jährlichen Ausnutzung der Elektrolyse und der Stromkosten (in ct/kWh_{el})

Wasserstoff kann auch eingeschränkt in Erdgasnetzen transportiert und verteilt werden. Mit dem Betrieb reiner Wasserstoffnetze liegen langjährige Erfahrungen vor [Winter/Nitsch 1989]. In früheren Stadtgasnetzen betrug der Wasserstoffanteil bis zu 50%. Eine anteilige Einspeisung ohne Veränderungen des Erdgasnetzes ist bis zu einem Wasserstoffanteil von 5% möglich, die an jeder Stelle des Gasnetzes eingehalten werden müssen [DVGW G 260 2008]. Bei höheren Anteilen sind Modifikationen der Mess- und Abrechnungstechnik und verschiedener Gasanwendungen (Gasturbinen, Prozessgas, Brenner) notwendig. Ferner ist der Versprödung von Materialien und der sicherheitstechnisch relevanten Diffusion von Wasserstoff vorzubeugen (DBI GUT, 2010). Eine generelle Problematik liegt in der Gaszusammensetzung, die durch die fluktuierende Einspeisung von Wasserstoff aus fluktuierendem EE-Strom beeinträchtigt wird. Die Konstanz der Zusammensetzung ist jedoch für die Funktionalität und das Abrechnungswesen der Gasversorgung elementar. Eine Lösung besteht in Zwischenspeichern für Wasserstoff, deren Größe nach den anfallenden Wasserstoffmengen zu bestimmen ist.

Bei reinem Wasserstoff verteuern sich gegenüber Erdgas wegen höheren Verdichterleistungen die Transportkosten etwa um 50%, die Kapazität von Gasspeichern sinkt bei gleichem Druck bei Wasserstoff etwa auf ein Drittel gegenüber Methan [Winter/Nitsch 1989]. Für Wasserstoff als Kraftstoff ist allerdings bis auf ein auch aus anderen Gründen stark ausgebautes Stromnetz keine umfassende Wasserstoffinfrastruktur notwendig, da die betreffenden Elektrolyseure auch dezentral an Tankstellen errichtet werden kön-

nen. Diese müssen dann allerdings mit den notwendigen Speicherkapazitäten für Wasserstoff ausgestattet sein. Systematische Vergleiche dazu sind in [UBA 2006] angestellt worden. Wertvolle Erfahrungen bei der Vor-Ort-Produktion von gasförmigem Wasserstoff durch Elektrolyseure können beispielsweise seit diesem Jahr in Deutschland beim Betrieb der neuen Wasserstofftankstelle in Berlin, Holzmarktstraße gesammelt werden. Am zukünftigen neuen Berliner Flughafen Willy-Brandt-BBI soll durch die Kooperation der Firmen Enertrag und TOTAL eine Wasserstoff-Tankstelle mit Vor-Ort-Erzeugung aus 100% Windstrom realisiert werden (geplante Inbetriebnahme 2012) [Schnell 2010].

Die infrastrukturellen und technischen Nachteile des Wasserstoffs können durch den weiteren Konversionsschritt, nämlich die Methanisierung von Wasserstoff, beseitigt werden. **EE-Methan** kann in die bestehenden Gasnetze in Erdgasqualität eingespeist werden. Der energetische Mehraufwand ist gegenüber dem höheren Aufwand der Kompression von Wasserstoff und ggf. der Zwischenspeicherung von Wasserstoff abzuwiegen. Wird für „erneuerbares Methan“ atmosphärisches CO₂ oder CO₂ aus Biokonversionsprozessen in die Methanisierungsreaktion eingebunden, ist die spätere Nutzung von Methan klimaneutral. Auch konzentrierte CO₂-Quellen aus Industrieprozessen können genutzt werden, wenn andernfalls das CO₂ in die Atmosphäre entlassen würde. Die Methanisierungsreaktion mit reinem CO₂ ist allerdings – im Gegensatz zur Wassergasreaktion bei der Kohle- oder Biomassevergasung – noch nicht Stand der Technik. In Pilotprojekten [Specht et al. 2010] ist sie allerdings derzeit in Erprobung und verspricht gute Ausbeuten. So können derzeit im Pilotmaßstab Methanisierungsraten von 82% erreicht werden, wobei nutzbare Abwärme bei 280°C anfällt.

Im Gegensatz zur Methanisierung sind reine Wasserstoffkonzepte nicht auf eine CO₂-Quelle angewiesen. Der Vorteil von Methan liegt hingegen in der uneingeschränkten Nutzung der vorhandenen Infrastruktur inklusive Messtechnik und Endverbrauchergeräte. Nutzungskonkurrenzen für unterirdische Speicher entfallen, da das vorhandene Erdgasnetz mit einer Speicherkapazität von 220 TWh_{th} genutzt werden kann [Sternner et al. 2010]. Die notwendigen Gasspeicher sind vorhanden. Die in den Szenarien längerfristig vorhandenen Gaskraftwerke und Gas-BHKW können direkt mit EE-Methan befeuert werden, Anpassungen wie im Falle von EE-Wasserstoff entfallen. Dies ist ein weiterer Grund dafür, dass Gaskraftwerke sehr gut als „Brückentechnologie“ für den Übergang in das „EE-Zeitalter“ geeignet sind [Schüwer et al. 2010].

In [Sternner 2009] wurden derartige Konzepte untersucht. Bei hohen CO₂-Konzentrationen (CO₂ aus Biomasseprozessen; z. B. beim Upgrading von Biogas) könnten in entwickelten größeren Anlagen (mehrere 10 MW) längerfristig Nutzungsgrade (Verhältnis EE-Methan/EE-Stromeinsatz) um 65% erreicht werden. Hierbei ist aber die verfügbare CO₂-Menge von der Intensität der Biomassenutzung abhängig und damit begrenzt. Bei Extraktion von atmosphärischem CO₂ sind Wirkungsgrade um 55% möglich. Kostenschätzungen für die Bereitstellung von EE-Methan sind heute noch sehr vage. Geht man längerfristig von erreichbaren Investitionskosten um 1000 €/kW_{CH₄} aus [Sternner 2009], so ergeben sich Gestehungskosten, die bei Stromkosten von 4 ct/kWh_{el} um 6 bis 10 €/GJ (2,1 bis 3,6 ct/kWh_{th}) über denjenigen von EE-Wasserstoff liegen. Für EE-Methan ist dabei die Nutzung konzentrierter CO₂-Quellen angenommen. Bei sehr kostengünstigem Strom aus sonst nicht nutzbaren Überschüssen reduziert sich diese Kostendifferenz auf 4 bis 8 €/GJ (1,4 bis 2,9 ct/kWh_{th}). Dem Betrieb mit

geringen Volllaststunden (unter etwa 2000 h/a) sind allerdings wegen der Investitionen in diese Anlagen ökonomische Grenzen gesetzt.

Auf Vollkostenbasis kann EE-Wasserstoff nach 2030 mit fossilen Kraftstoffen und ab 2040 mit Erdgas konkurrieren, wenn Preisanstiege gemäß den Pfaden A und B für Großhandelspreise zugrunde gelegt werden. Als Stromquellen wurden Wind-Offshore-Anlagen herangezogen mit Strom(voll)-kosten in Höhe von 7,9 ct/kWh_{el} in 2030, 6,2 ct/kWh_{el} in 2040 und 5,0 ct/kWh_{el} in 2050. Für EE-Methan verschiebt sich der Wirtschaftlichkeitszeitpunkt um rund 10 Jahre, wenn die Kosten der Umstellung des Gastransportes und der Gasnutzung nicht einbezogen werden. Im Vergleich zu anderen Speichertechniken weisen chemische Energieträger geringere Gesamtwirkungsgrade auf. Die flexible Nutzung der vorhandenen Infrastruktur (Leistungen, Kapazitäten, räumliche Verteilung) führt jedoch zu erheblichen Kosteneinsparungen gegenüber anderen Speichersystemen. Wird Strom aus EE-Überschüssen genutzt (angenommener Wert ~1 ct/kWh_{el}), sind je nach erreichbarer Ausnutzung der Anlagen Gestehungskosten in einem Bereich zwischen 10 und 18 €/GJ erreichbar (Abbildung 4.2). Mit diesen Kostengrenzen ist ein Bereich gekennzeichnet, in dem sich in den realen Märkten nach etwa 2030 die Preisbildung für EE-basierte chemische Energieträger abspielen kann.

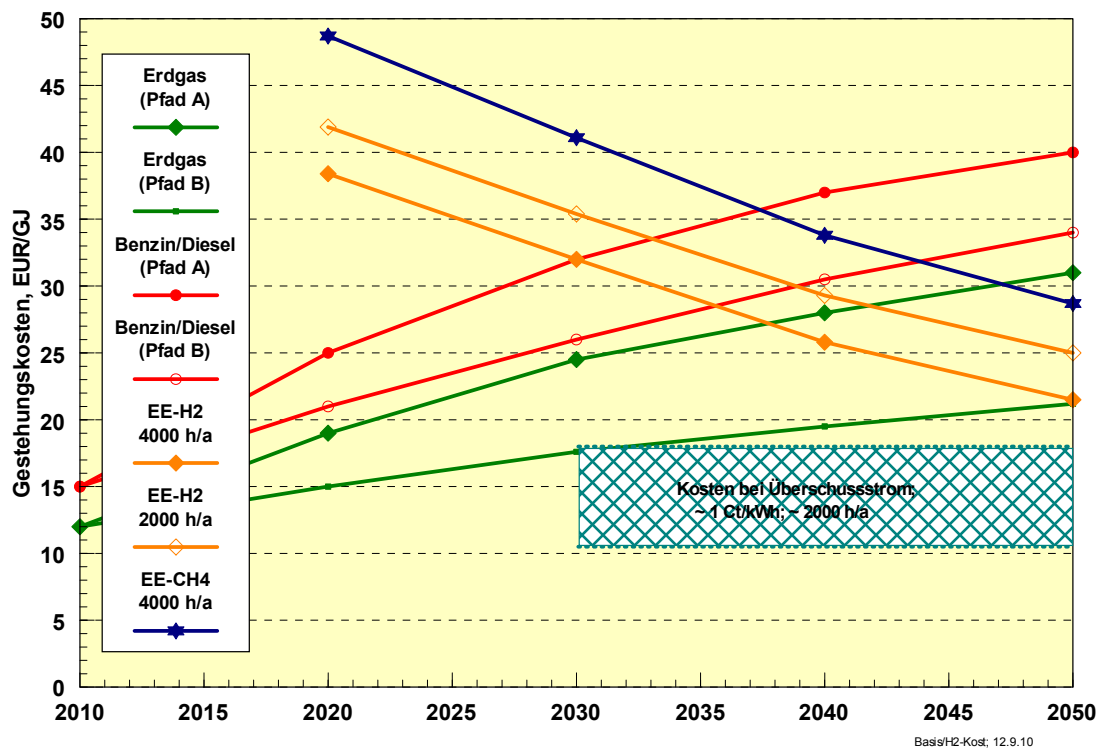


Abbildung 4.2: Gestehungskosten von EE-Wasserstoff und EE-Methan auf Vollkostenbasis und bei Nutzung von Überschussstrom im Vergleich zu den Großhandelspreisen von Erdgas und Kosten von Kraftstoffen (ohne Steuern) für die Preispfade A und B (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 20a)

Es ist deshalb auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll, bei hohen EE-Beiträgen an der Energieversorgung den dann kostengünstigen EE-Strom mit Gestehungskosten (Vollkosten) um 5 bis 6 ct/kWh_{el} in Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan) zu konvertieren und z. B. den bodengebundenen Verkehr damit zu versorgen. Dies ist vor allem dann zweckmäßig, wenn die Nutzung von EE-Strom für Elektromobilität bereits in größerem Umfang stattfindet und weitere

größere EE-Stromangebote genutzt werden sollen. Dies ist in den Basisszenarien 2010, beginnend in 2030 als Option modelliert worden. Knappe Biokraftstoffe könnten dann beispielsweise für den Flugverkehr „reserviert“ werden. Darüber hinaus kann auf Grenzkostenbasis jederzeit ausreichende Speicherkapazität im Wochenbereich für eine EE-Stromversorgung bereitgestellt werden. Dabei würde Wasserstoff oder Methan mittels Gasturbinen oder in GuD-Anlagen wieder rückverstromt oder – falls möglich – hocheffizient in KWK-Anlagen (Gasmotoren, Brennstoffzellen) zum Einsatz kommen. Nähert man sich einer 100% EE-Vollversorgung, so kommt auch der Einsatz von EE-Wasserstoff oder EE-Methan für die Bereitstellung von Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme in Betracht. In den Szenariovarianten mit 100%iger EE-Stromversorgung (bzw. 100% EE-Vollversorgung) werden beide Optionen der chemischen Speicherung und Nutzung von EE-Strom in größerem Umfang in den genannten Einsatzbereichen berücksichtigt. Hierbei können sich die beiden Optionen EE-Wasserstoff und EE-Methan auch ergänzen: Wasserstoff kann als Zusatzgas bis zu wenigen Prozent direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden; anschließend wird für die Aufnahme weiterer EE-Mengen die Konversion zu EE-Methan erforderlich, das als Austauschgas problemlos gespeichert werden kann. Würde langfristig eine reine Wasserstoffwirtschaft etabliert, könnte später auf die Methanisierung verzichtet werden.

4.2 Szenarien einer 100% EE-Stromversorgung bis 2050

In den Basisszenarien 2010 A, B und C erreichen die EE Anteile an der Strombereitstellung im Jahr 2050 86% des Bruttostromverbrauchs. In Verbindung mit den Beiträgen für den Wärme- und Verkehrssektor können damit die EE-Anteile an der Endenergie auf 62 bzw. 64% und an der Primärenergie auf 55 bzw. 56% gesteigert werden. Noch rund 80 TWh/a Strom werden mittels fossiler Energien (68 TWh/a mit Gas; 12 TWh/a mit Kohle) bereitgestellt. Wird unterstellt, dass nach 2025 das Wachstum der EE-Stromerzeugung gegenüber dem Basisszenarien um weitere 0,5%/a (gegenüber durchschnittlich 2,6%/a) gesteigert werden kann, wäre diese Strommenge im Jahr 2050 durch EE zusätzlich bereitstellbar.

Tatsächlich müssen in einem 100%-Strom-Szenario (in 2050) größere Mengen bereitgestellt werden, da Speicher- und Ausgleichsaufwendungen (und damit auch Verluste) gegenüber den Basisszenarien wachsen. Da dort „konventionelle“ Methoden der Speicherung und des Lastmanagements schon in größerem Umfang zum Einsatz kommen (vgl. Kapitel 5), kommt in den folgenden Szenarien mit einer 100%igen EE-Stromversorgung vorwiegend die oben erläuterte chemische Speicherung und Nutzung von EE-Strom zum Einsatz¹⁸. Ausgangspunkt des Weiteren Ausbaus auf eine 100%ige EE-Stromversorgung ist das Basisszenario 2010 B, in dem bereits größere Mengen an fluktuierendem EE-Strom für Elektromobilität genutzt wird. Der in den Basisszenarien angenommene zusätzliche Einsatz von 100 TWh/a EE-Strom zur Wasserstoffbereitstellung für den Verkehr wird beibehalten. Zur Erreichung des 100%-Ziels werden in 2050 insgesamt zusätzliche 230 TWh/a EE-Strom erforderlich

¹⁸ Diese Annahme stellt eine Obergrenze des Wasserstoffbedarfs dar, da je nach Erzeugungskonstellation, Netzgröße (europ. Verbund) und Annahmen zum erweiterten Lastmanagement ein Teil des zusätzlich benötigten EE-Stroms direkt genutzt werden kann. Dadurch können der Wasserstoffbedarf und die damit verknüpften Verluste geringer werden. Die entsprechenden Simulationen wurden zeitgleich durchgeführt (vgl. Kapitel 5) und konnten noch nicht in allen Einzelheiten in der obigen Bilanz berücksichtigt werden. Die weitere strukturelle Optimierung und der Vergleich verschiedener chemischer Speicheroptionen finden im weiteren Verlauf des Projekts statt.

(Abbildung 4.3). Der damit erzeugte Wasserstoff (177 TWh/a) wird überwiegend in den bereits im Basisszenario 2010 B vorhandenen fossilen Kraftwerken eingesetzt. Er dient der Versorgung von GuD-Kraftwerken und KWK-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ~40 GW. Neben der „reinen“ EE-Stromspeicherung bzw. „Rückverstromung“ (Speicher-Wirkungsgrad 50%) kann der Gesamtnutzungsgrad erheblich gesteigert werden, wenn Wasserstoff in KWK-Anlagen eingesetzt wird, wo Gesamtnutzungsgrade von gut 90% möglich sind.

Insbesondere die dezentrale KWK (Gasmotoren, Brennstoffzellen) wäre dafür gut geeignet. Im Szenario B-100%-S/H₂ wären so weitere 84 TWh/a an nutzbarer KWK-Wärme gewinnbar. Den 230 TWh/a eingesetzten EE-Strom stehen dann 160 TWh/a nutzbare Endenergie gegenüber. Zusammen mit den zusätzlich bereitgestellten 76 TWh/a Wasserstoff als Kraftstoff, die weitere 100 TWh/a EE-Strom erfordern, kann ein Gesamtnutzungsgrad der EE-Wasserstoffherzeugung und -nutzung von ~70% erreicht werden (Abbildung 4.3). Es empfiehlt sich daher, bei Überlegungen für eine 100%ige Versorgung des Stromsektors mit EE diesen nicht isoliert zu betrachten, sondern Verknüpfungen mit den anderen Verbrauchssektoren zu berücksichtigen.

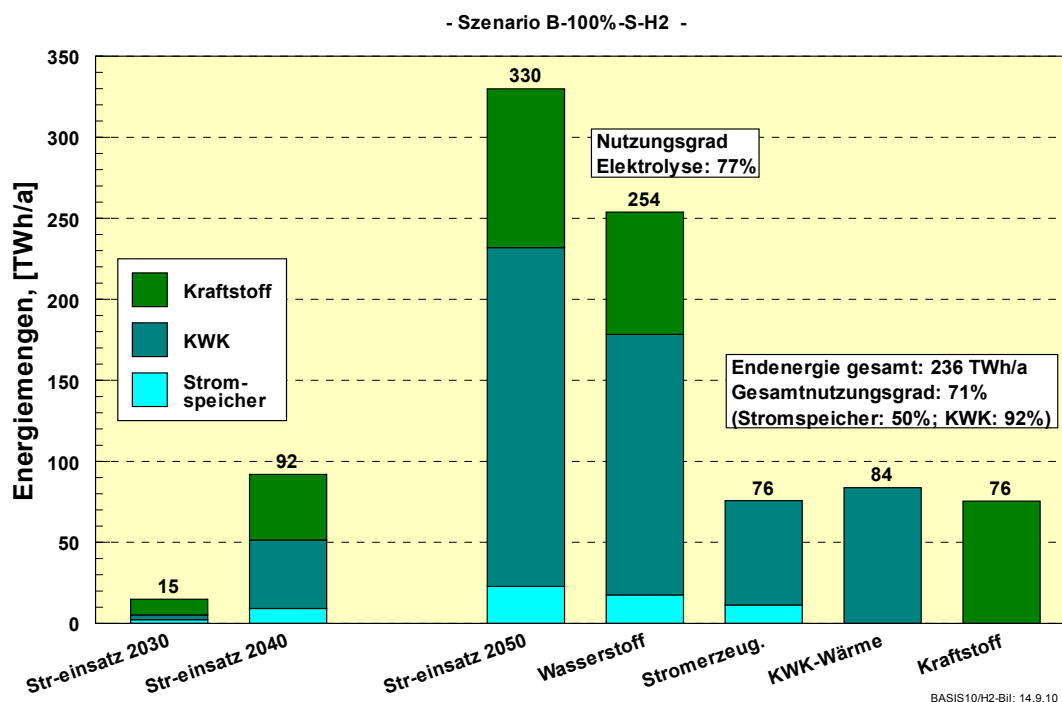


Abbildung 4.3: Stromeinsatz für die EE-Wasserstoffherzeugung und dessen Verwendung im Szenario B-100%-S/H₂

Die Eckdaten des Gesamtszenarios sind in Tabelle 4-2 zusammengestellt (vgl. Tabelle 3-1 und Tabelle 3-11). Der Beitrag der EE am (wegen höherer Wandlungsverluste im Vergleich zu den Basisszenarien) höheren Primärenergieverbrauch des Jahres 2050 steigt auf 66% (Basisszenario A: 55%), an der Endenergie auf 72% (63%). Wegen der Nutzwärme aus der KWK-Verstromung des Wasserstoffs steigt auch der EE-Beitrag im Wärmesektor deutlich auf 65% (53%). Insgesamt gelingt eine weitere Reduktion des fossilen Primärenergieeinsatzes um 650 PJ/a auf 2650 PJ/a, so dass sich die CO₂-Emissionen im Jahr 2050 nur noch auf 103 Mio. t/a belaufen. Sie sind somit um 90% gegenüber 1990 gesunken, die THG-Emissionen insgesamt um 85%.

Tabelle 4-2: Eckdaten des Szenarios B 100%-S/H₂, speziell EE-Beiträge und -Anteile

	2008*)	2009*)	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13306	11263	9450	8354	7772
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1163	1270	2132	3016	3911	5119
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,7	9,5	18,9	31,9	46,8	65,9
Endenergie, PJ/a	9098	8714	8630	7780	6958	6195	5450
Endenergie EE, PJ/a	841	876	944	1710	2536	3231	3913
Anteil EE an EEV, %	9,2	10,1	10,9	22,0	36,6	52,2	71,8
Anteil EE an BEEV**), %	8,9	9,7	10,6	21,2	35,3	50,3	69,2
Strom Endenergie, PJ/a	1906	1793	1822	1728	1688	1706	1721
Strom Endenergie EE, PJ/a	335	341	372	793	1283	1637	1720
Anteil EE, %	17,6	19,0	20,4	45,9	76,0	95,9	99,9
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4606	4435	4391	3789	3314	2832	2493
Wärme Endenergie EE, PJ/a	374	414	434	684	928	1187	1622
Anteil EE, %	8,1	9,3	9,9	18,1	28,0	41,9	65,1
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾	2589	2486	2417	2263	1926	1657	1236
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	138	233	325	408	572
Anteil EE, %	5,1	4,9	5,7	10,3	16,9	24,6	46,3
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾	615	582	594	567	568	646	887
EE-Stromerzeugung, TWh/a	93,3	94,8	108	227	375	550	800
Anteil EE, %	15,2	16,3	18,2	40,0	66,0	85,1	99,8
Primärenergie, PJ/a	14216	13398	13306	11263	9450	8354	7772
Erneuerbare Energien	1147	1163	1270	2132	3016	3911	5119
Mineralöl	4905	4670	4684	3803	2967	2345	1540
Kohlen ⁵⁾	3483	3156	3029	2230	1077	317	100
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	2905	2803	2390	1782	1013
Fossile Energien, gesamt	11446	10763	10618	8836	6434	4443	2653
Kernenergie	1623	1472	1418	295	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	739	729	584	384	227	103
Verringerung seit 1990, % ⁶⁾	20,3	26,1	27,1	41,5	61,6	77,3	89,7
Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a	109	110	119	217	294	398	463
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾	988	905	893	709	488	320	184
Verringerung seit 1990, %	18,4	25,3	26,3	41,4	59,7	73,6	84,8

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

2) nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

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

4) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern und ab 2030 einschließlich Rückverstromung von EE-Wasserstoff (76 TWh/a)

5) einschl. nicht biologischer Müll; einschließlich fossilen Stromimportsaldo (ohne EE-Import)

6) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

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

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

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

Tabelle 4-3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H2 nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	20,4	19,0	20,3	21,4	22,2	22,8	23,5	24,4	25,1
Windenergie	40,6	38,6	43,5	72,0	108,1	149,0	190,0	278,4	381,6
- Onshore	40,6	38,45	43,1	63,8	75,5	83,3	91,0	122,4	150,8
- Offshore	-	0,15	0,4	8,2	32,6	65,7	99,0	156,0	230,8
Fotovoltaik	4,4	6,6	12,5	30,4	44,0	51,6	59,3	68,4	90,8
Biomasse	27,6	30,4	31,7	41,1	49,5	52,8	56,1	60,2	60,5
- Biogas, Klärgas, u.a.	11,8	13,4	14,2	18,5	22,3	23,7	25,0	27,3	27,3
- feste Biomasse	11,0	12,0	12,4	17,1	21,3	23,2	25,2	27,0	27,3
- biogener Abfall	4,9	5,0	5,1	5,4	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Erdwärme	0,02	0,02	0,03	0,37	1,7	4,7	7,7	17,1	45,6
EU-Stromverbund	-	-	-	-	1,8	19,6	37,4	102,1	196,2
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	7,0	17,0	57,3	113,5
- Wind, andere EE	-	-	-	-	1,8	12,6	20,4	44,8	82,7
EE-Strom gesamt	93,0	94,8	108,0	165,2	227,1	300,5	360,6	550,6	799,8

Tabelle 4-4: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H2 (Leistung am Jahresende)

in GW	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	4,38	4,39	4,40	4,52	4,67	4,80	5,02	5,10	5,20
Windenergie	23,89	25,77	27,74	36,65	45,75	55,68	65,62	89,97	115,70
- Onshore	23,89	25,70	27,53	33,65	35,75	37,66	39,56	49,97	58,00
- Offshore	-	0,07	0,21	3,00	10,00	18,02	26,06	40,00	57,70
Fotovoltaik	5,98	9,78	18,28	38,43	51,75	58,67	65,58	72,95	94,36
Biomasse	5,41	5,89	6,26	7,72	8,92	9,40	9,88	10,55	10,60
- Biogas, Klärgas u.a.	2,04	2,35	2,55	3,20	3,63	3,80	3,97	4,33	4,33
- feste Biomasse	1,94	2,09	1,24	2,96	3,59	3,91	4,20	4,51	4,55
- biogener Abfall	1,44	1,45	1,47	1,57	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Erdwärme	0,003	0,007	0,01	0,08	0,30	0,72	1,15	2,44	6,25
EU-Stromverbund	-	-	-	-	0,58	3,76	6,93	17,38	32,23
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	1,20	2,70	8,70	17,20
- Wind, andere EE	-	-	-	-	0,58	2,56	4,23	8,68	15,03
EE-Strom gesamt	39,67	45,84	56,69	87,40	111,97	133,03	154,10	198,38	264,34

Gegenüber dem Basisszenario 2010 B ist die EE-Stromerzeugung im Jahr 2050 um 225 TWh/a höher und erreicht damit einen Wert von 800 TWh/a (Tabelle 4-3). Insgesamt 264 GW an EE-Leistung, davon 232 GW in Deutschland (einschließlich einer Offshore-Leistung von 58 GW) sind dafür zu installieren (Tabelle 4-4). In der vorliegenden Erzeugungskonstellation liegt die mittlere Ausnutzung aller EE im Jahr 2050 bei 3000 h/a. Den größten Beitrag der heimischen Produktion liefert die Windenergie mit 382 TWh/a. Weitere

83 TWh/a EE-Strom aus dem europäischen Verbund stammen ebenfalls von der Windenergie. Solarer Strom mit insgesamt 204 TWh/a folgt an zweiter Stelle, davon 91 TWh/a aus heimischer Produktion. Weitere 114 TWh/a aus solarthermischen Kraftwerken gelangen über den europäischen Verbund nach Deutschland. Der Importanteil von EE-Strom beträgt im Szenario B-100%-S/H₂ im Jahr 2050 insgesamt 24%.

In Verbindung mit diesem deutlichen Ausbau der EE sinken auch deren Gestehungskosten weiter. Der Mix des Jahres 2050 wird in den Szenarien 100%-EE-Strom-B mit mittleren Gestehungskosten (Vollkosten) von 6,2 ct/kWh (Preisbasis 2009) bereitgestellt. Günstigste Quelle ist die inländische Windenergie (einschließlich Offshore) mit 4,8 ct/kWh. Es folgt importierter Strom von hochergiebigsten Standorten (Wind, solarthermische Kraftwerke) frei deutsche Grenze mit 6,6 ct/kWh. Strom aus heimischer Fotovoltaik kostet dann im Mittel 9 ct/kWh.

Die mit der Wasserstoffnutzung verknüpften Integrationsprobleme in diesem Szenario (Anpassung von Nutzungstechniken, wie Turbinen, Motoren, Brennstoffzellen) und die Infrastrukturhemmnisse können umgangen werden, wenn EE-Methan in gleicher Weise wie EE-Wasserstoff zum Einsatz kommt (vgl. Abschnitt 4.1.2). Wegen der höheren Herstellungsaufwendungen wären dafür für die gleichen Energiemengen (Strom, Wärme) allerdings zusätzliche 70 TWh/a EE-Strom erforderlich. Würde EE-Methan auch als Kraftstoff eingesetzt, erhöhte sich der Zusatzbedarf an EE-Strom auf rund 100 TWh/a¹⁹.

Der Ausbau der EE-Stromversorgung im Umfang dieses Szenarios verlangt nach 2030 gegenüber den Basisszenarien eine deutliche Steigerung der Investitionstätigkeit (Tabelle 4-5). Abgesehen vom aktuellen „Fotovoltaikpeak“ liegt das langjährige Investitionsniveau für EE-Strom bei rund 6 -7 Mrd. €/a, da sinkende Kosten das steigenden Umsatzvolumen an Anlagen im Mittel kompensieren. Im Jahrzehnt 2030-2040 sind einschließlich des Ersatzbedarfs für Altanlagen jahresdurchschnittlich 10,5 GW/a zu installieren, wobei 1,1 GW/a von im Ausland stehenden Anlagen stammen. Allein 4,7 GW/a sind an Windleistung zu installieren, 4,2 GW/a an PV-Leistung. Die gesamte Investitionssumme steigt im darauf folgenden Jahrzehnt 2040-2050 nochmals deutlich auf knapp 15 GW/a an. Diese Werte machen deutlich, dass ein Szenario wie das hier beschriebene nur in einem Energiemarkt entstehen kann, der die Vollkosten eines EE-Ausbaus vollständig honoriert. Dazu ist eine Abkehr von der derzeitigen Orientierung bei der Strompreisbildung an kurzfristigen Grenzkosten erforderlich (vgl. auch [EWI 2010]). Vielmehr müssen die längerfristigen Gesamtkosten eines wirksamen Klimaschutzes, einer Verknappung fossiler Ressourcen und der vollständigen Entsorgungs- und Risikokosten der Kernenergie Maßstab für die Preisbildung in einem zukünftigen Energiemarkt sein.

¹⁹ Vertiefende Untersuchungen zur Energiebilanz und zu den Infrastrukturaufwendungen von Wasserstoff und Methan unter Berücksichtigung aller Konversions- und Kompressionsschritte erfolgen im weiteren Projektverlauf.

Tabelle 4-5: Jährlich zu installierende Leistung der EE-Stromerzeugung im Szenario B-100%-S/H2 *)

	STROM (MWel/a)						Biogene Abfälle Strom *)	Strom gesamt MWel/a
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geothem. Strom	Strom-import	Biomasse Strom		
2010	35	2040	8500	4		373	42	10993
2011	35	2020	6000	7		344	20	8426
2012	40	2060	4200	10		329	20	6658
2013	45	2110	3600	13		317	20	6105
2014	50	2238	3300	17		320	20	5944
2015	55	2460	3050	22	0	288	20	5895
2016	60	2694	2830	28	0	335	22	5969
2017	70	2940	2750	35	0	300	28	6123
2018	70	3232	2650	43	100	292	28	6415
2019	75	3900	2580	51	200	258	28	7091
2020	74	4228	2540	62	280	165	28	7377
2030	100	4310	2783	85	635	465	0	8378
2040	104	4690	4258	130	1103	233	0	10518
2050	109	6883	4900	410	2120	460	0	14882

*) Werte 2030, 2040 und 2050 sind Durchschnittswerte für das jeweils davor liegende Jahrzehnt

4.3 Perspektiven für eine Gesamtversorgung mit erneuerbaren Energien

Im Szenario B-100%-S/H2 werden im Jahr 2050 bei einem EE-Deckungsanteil von 72% noch 1537 PJ/a an Endenergie aus fossilen Energieträgern benötigt (vgl. Tabelle 4-2, Zeilen Endenergie). Das sind nur noch 20% der derzeit verbrauchten Menge (einschließlich der für Strom eingesetzten nuklearen Primärenergie). Mit diesem Szenario einer 100%igen EE-Stromversorgung in Verbindung mit ehrgeizigen Effizienzanstrengungen ist damit eine wichtige Zwischenetappe auf dem Weg zu einer vollständig auf EE basierenden Energieversorgung erreicht. Da große Beiträge der EE in Form von Strom direkt aus Wind-, Solar- und Wasserkraft ohne thermische Verluste hergestellt werden, fallen u. a. auch die beträchtlichen thermischen Verluste weg, die die konventionelle Stromerzeugung prägen. Zur Deckung dieses Endenergiebedarfs werden 1693 PJ/a an fossilen Primärenergien (einschließlich nicht biologischer Müll) eingesetzt, weitere 960 PJ/a fossile Energieträger werden nichtenergetisch verwendet. Bei der benötigten Endenergie handelt es sich vorwiegend um Prozesswärme im mittleren bis höheren Temperaturbereich und um Kraftstoffe (Tabelle 4-6). Trifft man plausible Annahmen zur weiteren Effizienzsteigerung über das Jahr 2050 hinaus – die vorwiegend im Bereich der Raumwärme und im Verkehr liegen – so scheint eine Bedarfsverringering um weitere 20% möglich. Der verbleibende Bedarf von 1250 PJ/a kann nur zu einem geringen Teil direkt über EE gedeckt werden. Dafür kommen Solarkollektoren und Erdwärme (hydrothermale Erdwärme und Umweltwärme für Wärmepumpen) für den Niedertemperaturbereich infrage, die zusammen rund 180 PJ/a zusätzliche EE-Wärme bereitstellen könnten. Es verbleiben rund 1050 PJ/a, die mittels EE-Strom oder daraus gewonnener chemischer Energieträger bereitgestellt werden müssten.

Tabelle 4-6: Fossiler Energiebedarf in 2050 und seine mögliche Deckung durch weitere EE

PJ/a	Fossil gedeckt in 2050	Weitere Effizienz	Verbleib nach direkter EE-Deckung *)
Prozesswärme	743	630 (-15%)	550
Raumwärme, Warmwasser	130	100 (-23%)	-
Kraftstoffe	664	500 (-25%)	500
Endenergie, gesamt	1537	1230 (-20%)	1050
Primärenergieeinsatz	1693 (Kohle, Sonstige 100; Öl 770; Erdgas 823)		EE-Strom direkt oder als EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan

*) Weitere Niedertemperaturwärme aus Kollektoren und Erdwärme

Nach den Ausführungen in Abschnitt 4.1 kann nur durch detaillierte Modellsimulationen ermittelt werden, welcher Anteil an EE-Strom direkt für weitere Elektromobilität oder als Strom zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt werden kann und welcher Anteil über Langzeitspeicher in chemischer Form benötigt wird. Geht man bei einer oberen Abschätzung davon aus, dass die gesamte Menge nur über chemisch gespeicherte Energie nutzbar ist, so wären dafür bei ausschließlicher Verwendung von Wasserstoff weitere 390 TWh/a und entsprechend bei EE-Methan ohne weitere Abwärmenutzung weitere 460 TWh/a EE-Strom (bei Verfügbarkeit konzentrierter CO₂-Quellen) bzw. 540 TWh/a EE-Strom bei Nutzung von atmosphärischem CO₂ als „erneuerbare Primärenergie“ bereitzustellen.

In diesem Projekt sind detaillierte Untersuchungen dazu in der nächsten Projektphase vorgesehen. Als Ergebnis werden Szenarien vorliegen, die modellhaft Wege aufzeigen, wie eine moderne Volkswirtschaft in den Jahrzehnten nach 2050 ihre Energieversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umstellen kann.

Die qualitativen Vorstellungen dazu werden im Folgenden kurz skizziert. Der Leitgedanke dabei ist eine intelligente Vernetzung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Dazu müssen alle drei Netze im ständigen Informationsaustausch über Energieerzeugung und -nachfrage stehen und über Speicher unterschiedlicher Kapazität und Leistung verfügen. Darüber hinaus werden stromseitig in erheblichem Umfang Erzeugungs- und Lastmanagementtechniken verwendet. Die Stromnetze sind über größere Regionen miteinander verknüpft. Über die Brücke Strom-Wasserstoff und/oder Methan werden Strom- und Gasnetz gekoppelt, um EE-Strom für Prozesswärme und Kraftstoffe sowie für die Langzeitspeicherung von Strom über Wochen und Monate verfügbar zu machen (Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5).

Biomasse kann dabei eine besondere Rolle spielen. Neben der in den Szenarien bereits berücksichtigten direkten Verwendung zur Strom- und Wärmeerzeugung und als Kraftstoff, kann sie in einem EE-Strom-Methansystem auch über die Vergärung und die Vergasung in ein Synthesegas gewandelt und mit EE-Wasserstoff zu Methan aufhydriert werden (Abbildung 4.5)²⁰. Wird Biomasse in dem in dieser Untersuchung abgeleiteten Umfang eingesetzt (vgl. dazu Abschnitt 3.1.3), ist auch ihre nachhaltige Nutzung gewährleistet.

²⁰ Aus Wasserstoff und CO₂ können auch andere Kraftstoffe (z. B. Dimethylether (DME), Kerosin) hergestellt werden.

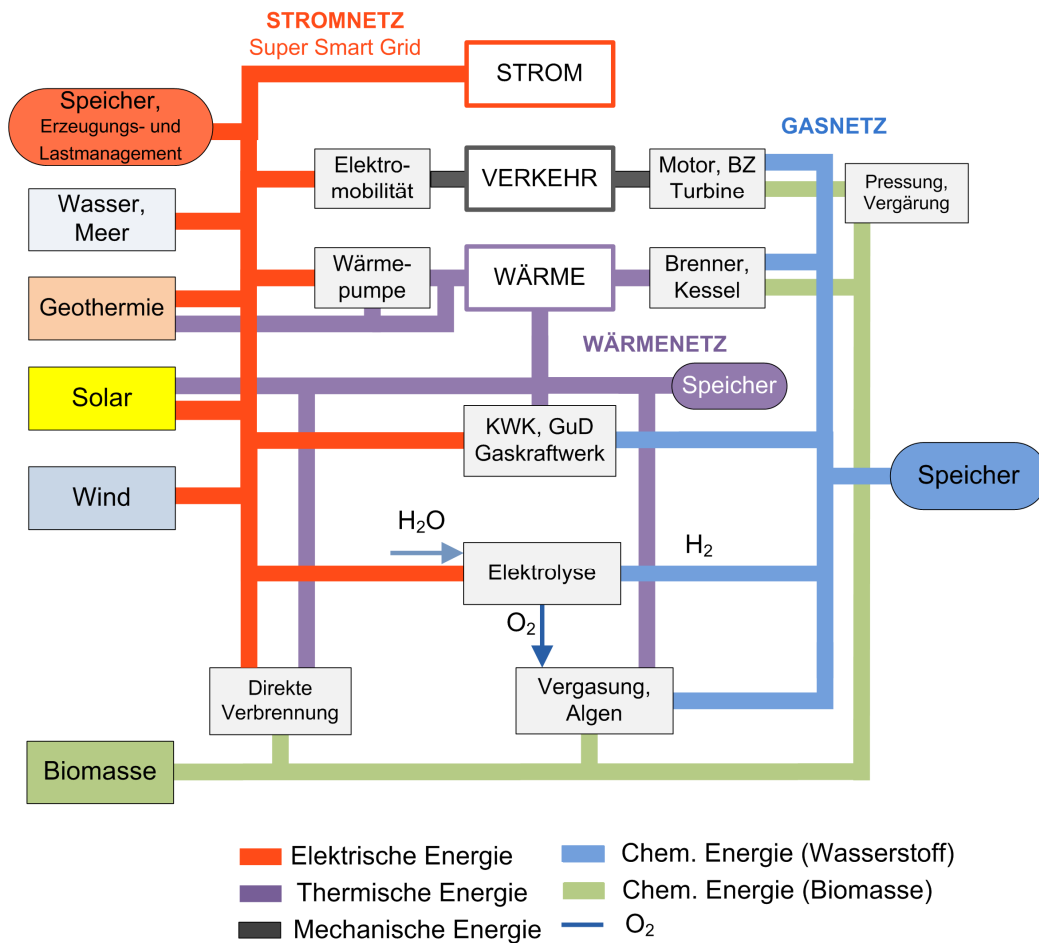


Abbildung 4.4: Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Wasserstoff als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher²¹, angelehnt an [Stern 2009]

Längerfristig dürfte aber auch die Verwendung von atmosphärischem CO₂ in einem EE-Strom-Methansystem interessant werden. Die dafür noch erforderlichen Entwicklungsschritte dürften innerhalb der hier diskutierten Zeitspanne verwirklicht sein. Weitere 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. Damit ließe sich ein CO₂-Kreislauf verwirklichen. Sofern zukünftig das über Biomasse absorbierte CO₂ eingelagert werden soll (Bio-CCS), kann das dezentral anfallende CO₂ mittels der Methanisierung über die bestehende Infrastruktur Gasnetz eingesammelt und zentral in Gaskraftwerken in der Verbrennung abgetrennt und eingelagert werden.

Die hier angerissenen Vorstellungen machen deutlich, dass es eine große Vielfalt sehr aussichtsreicher und potenter technischer und struktureller Optionen für eine zukünftige EE-Vollversorgung gibt. An technischen Optionen zum Umbau der Energieversorgung in Richtung einer EE-Vollversorgung besteht also kein Mangel.

²¹ BZ = Brennstoffzelle; KWK = Kraft-Wärme-Kopplung; GuD = Gas- und Dampfkraftwerk

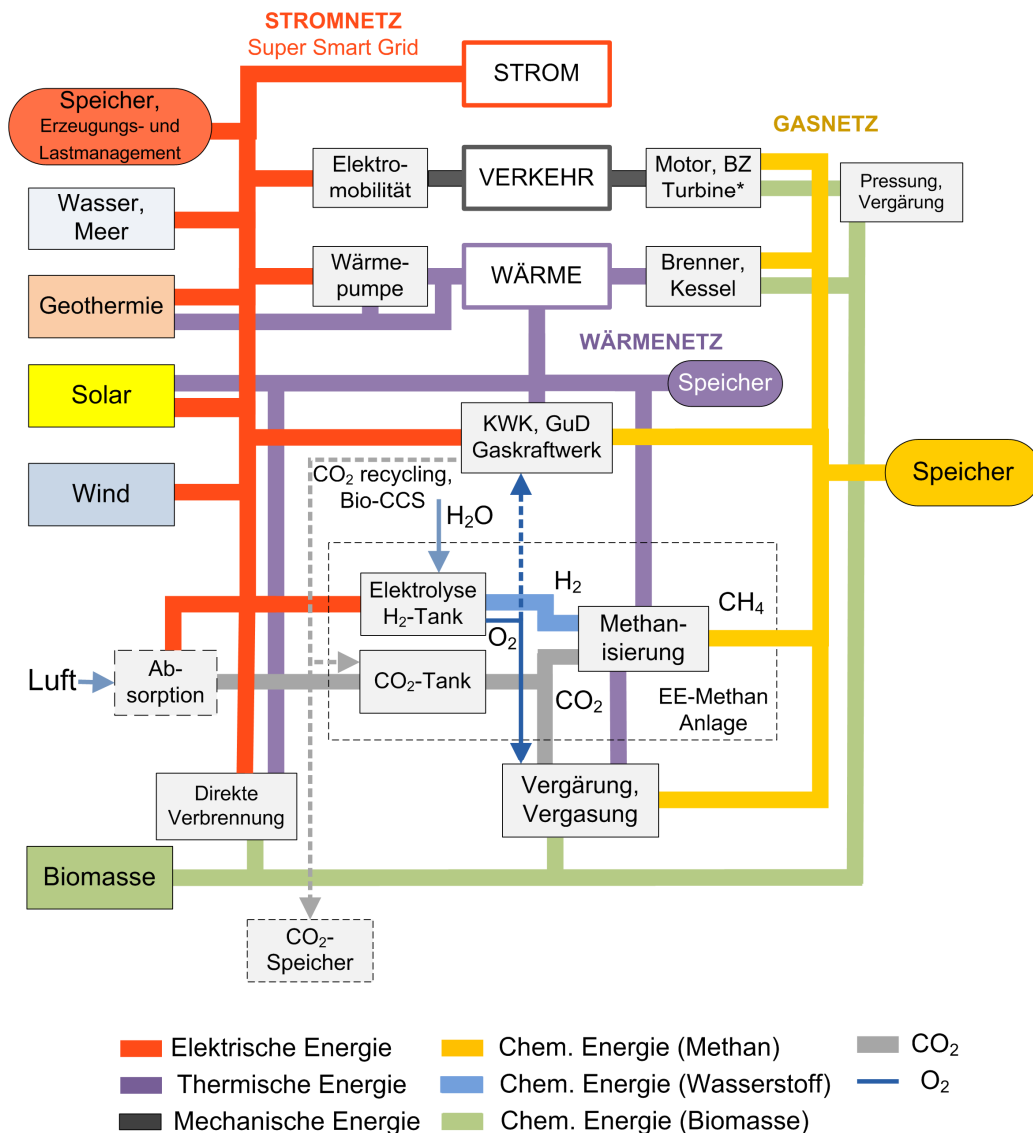


Abbildung 4.5: Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Methan als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Sterner 2009]

Aber nur durch eine grundsätzliche Offenheit hinsichtlich der Erschließung und Nutzung dieser Optionen kann der Weg erfolgreich beschritten werden. Da dieser 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. Hierfür sind gut ausgearbeitete Roadmaps für die nächsten Jahrzehnte notwendig. Als Vergleich können die beträchtlichen politischen und wirtschaftlichen Anstrengungen zur Entwicklung und Einführung der CCS-Technik oder der Elektromobilität dienen. Nur mit vergleichbaren Anstrengungen in den erläuterten Bereichen lässt sich der Weg in „das Zeitalter der erneuerbaren Energien“ (Bundeskanzlerin Merkel in der Bundestagsdebatte vom 15.9.10) erfolgreich und rechtzeitig beschreiten.

4.4 Exkurs: Betrachtungen zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der Stromversorgung

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.

(Wirk-)Regelleistung (Frequenzhaltung)

Der Betrieb elektrischer Netze fordert zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung und Verbrauch. In Abhängigkeit von der prognostizierten Last und der zu erwartenden Einspeisung fluktuierender Erzeugung wird ein Fahrplan für die regelbaren Kraftwerke erstellt. Je näher der Zeitpunkt der Prognose am Zeitpunkt des Verbrauchs bzw. der Erzeugung liegt, desto kleiner ist der **Prognosefehler**. Daher werden die Lieferverpflichtungen kurzfristig an die genaueren Prognosen angepasst und Abweichungen bestmöglich mit kurzfristig abzuschließendem Stromhandel ausgeglichen. Der Markt, an dem am kurzfristigsten gehandelt werden kann, ist der Intraday Markt. Hier kann noch 75 Minuten vor Lieferung die folgende Stunde gehandelt werden. Alle Leistungsabweichungen, die auf Grund von Prognoseungenauigkeiten oder unvorhersehbaren Ausfällen von Energieerzeugungsanlagen kurzfristiger auftreten, können nicht mehr durch Stromhandel kompensiert werden, sondern müssen durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden, um die Frequenz konstant zu halten.

Der Bedarf an **Regelleistung** steigt, bedingt durch den Ausbau der meteorologisch abhängigen Erzeuger Wind- und Solarenergien und den damit verbundenen Prognosefehlern, zwischenzeitlich an. Unter Berücksichtigung der Prognoseverbesserung und eines kleinteiligeren Kraftwerksparks dezentraler Anlagen ist langfristig jedoch wieder mit einer Kompensation dieses Entwicklungstrends zu rechnen [Sternier et al. 2010]. Eine genaue Bestimmung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs erfordert jedoch weitere Forschungsarbeit. Zusätzlich nimmt durch die fluktuierende EE-Erzeugung der Bedarf an kurzfristigem Ausgleich durch den Intraday-Handel zu.

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. 5). 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 diese Gaskraftwerke und BHKW auch mit EE-Gas

(Wasserstoff oder Methan) betrieben werden. Eine weitere Möglichkeit besteht in dem androsselten 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. Große 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.

Blindleistung (Spannungshaltung)

Um die Systemstabilität zu gewährleisten, ist zudem die Regelung der Netzspannung innerhalb eines bestimmten Toleranzbereiches notwendig. 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 Übertragungsnetzebene zur Sicherstellung des Systembetriebs. Um die zunehmend großräumige Übertragung von fluktuierender EE – wie der Windkraft in Norddeutschland zu den Lastzentren in West- und Süddeutschland – zu ermöglichen, besteht zudem im bestehenden Wechselstromnetz ein Bedarf zur Blindleistungskompensation. Durch den Wegfall konventioneller Großkraftwerke werden in jedem Falle zusätzliche Betriebsmittel (z. B. STATCOM, Phasenschieber) auf der Übertragungsebene erforderlich. Weitere Möglichkeiten zur Bereitstellung dieser Systemdienstleistung bestehen sowohl in großtechnischen Speichern wie PSW oder mit EE-Gas befeuerte GuD- und Gaskraftwerke als auch durch große Windparks, welche direkt in das Hochspannungsnetz einspeisen. Die Problematik der großräumigen Übertragbarkeit kann auch durch den Aufbau eines europäischen HGÜ-Netzes (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) entlastet werden.

Transiente Stabilität – Trägheit des Systems

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 den 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]. Zudem bestehen über Techniken wie mit EE-Gas befeuerte GuD- und Gasturbinenkraftwerke oder auch Schwungradspeicher weitere Optionen, um die Systemstabilität jederzeit zu gewährleisten.

Jahreshöchstlast und gesicherte Leistung

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist sicherzustellen, dass die verfügbare Erzeugungsleistung zu jedem Zeitpunkt zur Deckung der Stromnachfrage ausreicht. In der Diskussion über eine Vollversorgung mit EE-Strom wird der geringe Beitrag fluktuierender EE-Erzeugung zur gesicherten Leistung kritisiert. Um dieses Defizit auszugleichen müsste fast die gleiche Leistung an konventionellen Backup-Kraftwerken bereitgehalten werden, was zu hohen Systemkosten führe. Tatsächlich gibt es aber eine Vielzahl von Möglichkeiten den tatsächlichen Bedarf an Backup-Kapazitäten zu minimieren [UBA 2010a].

Derzeit beruhen die Analysen zur **gesicherten Leistung** nur auf einer nationalen Betrachtung, also ohne Berücksichtigung der Möglichkeit zu Zeiten besonders hoher Nachfrage einen Teil des Bedarfs durch Stromimporte decken zu können. Vor dem Hintergrund der zukünftigen Praxis eines europäischen Strommarktes und der zunehmenden Bedeutung von Stromimporten in den untersuchten Szenarien ist eine solche Inselbetrachtung jedoch nur bedingt geeignet und führt zu einer Überschätzung der benötigten inländischen Erzeugungsleistung. Dabei sind auch neue Ansätze zur Festlegung der gesicherten Leistung zu entwickeln. Da sich die Zeitpunkte der Jahreshöchstlast infolge unterschiedlicher Verbrauchsmuster zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern nur selten überschneiden, ist davon auszugehen, dass während der nationalen Jahreshöchstlast zusätzliche Kapazitäten im Ausland zur Verfügung stehen. Bei den dargebotsabhängigen Erzeugern Windkraft und Fotovoltaik, in geringerem Maße auch bei Wasserkraft, dominieren die meteorologischen Einflüsse bei der Bestimmung der gesicherten Leistung. Mit einer räumlichen Ausweitung des Betrachtungsraumes – beispielsweise durch eine europäische Vernetzung – nimmt der Anteil gesicherter Leistung an der installierten Leistung zu, da es zu einer Glättung der Erzeugungsleistung kommt. Nach Ergebnissen der Tradewind-Studie steigt der Leistungskredit der Windkraft bei einer europaweiten Betrachtung auf 11% der installierten Leistung gegenüber 5,4% bei nationaler Betrachtung. Eine rein nationale Betrachtung führt also zu einer Überschätzung des Bedarfs an teuren Backup- oder Reservekraftwerken [TradeWind 2009].

Die **Jahreshöchstlast** gibt die Leistung zum Zeitpunkt maximaler Stromnachfrage innerhalb eines Jahres an, wobei die zukünftige Entwicklung dieses Parameters durch zahlreiche Faktoren bestimmt wird. Bei einer abnehmenden Jahresarbeit der Basislast durch verbesserte Energieeffizienz ist auch zu erwarten, dass die maximale Leistung dieser Basislast sinken wird. Zudem ist durch neue Anreize wie preisvariable Tarife von einer grundsätzlichen Flexibilisierung der Nachfrage auszugehen.

Auf der anderen Seite führen zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen, Klimatisierung und Elektrofahrzeuge zu einer zusätzlichen Nachfrage. Hierbei ist es notwendig und entscheidend, durch Ausnutzung der Speicherpotenziale diese Lasten im Wärme- und Verkehrssektor über ein Lastmanagement in das (Strom-) System einzubinden, um so ein Ansteigen der Jahreshöchstlast zu minimieren. Ebenso wie für das Lastmanagement besteht

für regelbare, wärmegeführte KWK-Stromerzeuger die Möglichkeit, durch die Installation thermischer Speicher die Erzeugung mit den Höchstlasten zu synchronisieren (vgl. Kap. 5.2.2 und 5.2.3).

Des Weiteren ist davon auszugehen, dass auch weiterhin Kraftwerksrevisionen gezielt auf Zeiten geringerer Lastspitzen gelegt werden. Sie haben somit keinen Einfluss auf die gesicherte Leistung. Der saisonal charakteristische Lastverlauf mit einem Auftreten der Jahreshöchstlast in den Wintermonaten und niedrigeren Lastspitzen in den Sommermonaten besteht auch in den Simulationsergebnissen trotz Berücksichtigung der Klimatisierung fort.

Es besteht erweiterter Forschungsbedarf hinsichtlich der methodischen Bestimmung der gesicherten Leistung, da sich mit den neuen (EE)-Erzeugern und neuen bzw. flexiblen Verbrauchern und Speichern eine Vielzahl von Interaktionen ergibt. So kann es durch die verstärkte Integration von Lastmanagement zu einer veränderten Ausprägung der Jahreshöchstlast kommen: Während diese bislang in Form von Leistungsspitzen kurzer Dauer auftritt, kann es in Zukunft zur Ausbildung von Leistungsmaxima längerer Dauer kommen, so dass die Jahreshöchstlast eher ein Plateau von mehreren Stunden bis Tagen darstellen kann. Dies ist bei zukünftigen Betrachtungen zur Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, da dies Einfluss auf das Niveau der Versorgungssicherheit sowie auf die anrechenbare Erzeugungsleistung speicherabhängiger Einheiten wie z. B. BHKW hat. Weitere Fragestellungen ergeben sich aus den Rückwirkungen von Wärmepumpen und größerer KWK-Anlagen, aus der Kopplung von Strom- und Gasnetz und der Nutzung von neuen Speichern wie dem Erdgasnetz oder Druckluftanlagen. Eine detaillierte Betrachtung der gesicherten Leistung für das Basisszenario 2010 A erfolgt in Kap. 5.2.6.

5 Untersuchung der Lastdeckung und möglicher Ausgleichsmaßnahmen im Stromversorgungssystem

5.1 Die Modelle und ihre Wechselwirkung

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 sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien wetterbedingte Schwankungen der Angebotsseite mit dem schwankenden Energiebedarf zu synchronisieren. Um diese Synchronisation wirtschaftlich und technisch effizient gestalten zu können, ist eine dynamische Simulation des Energieversorgungssystems erforderlich. Für die Szenarien der Leitstudie 2010 sollen in diesem Abschnitt Ergebnisse der ersten vertiefenden Analysen gezeigt und diskutiert werden. Bislang wurden erste Untersuchungen für die zwei Szenarienvarianten Basisszenario 2010 A (im Folgenden „Basisszenario A“) und Szenario B mit 100% EE-Strom und Wasserstoff als Überschussspeicher (Szenario B 100%-S/H₂) durchgeführt. Sowohl die Modellentwicklung als auch die Simulationen werden im weiteren Verlauf des Vorhabens weiter vorangetrieben und bis zur Leitstudie 2011 entsprechend den Zielsetzungen vervollständigt. Um eine energetische Planungssicherheit zu erhalten, ist eine Analyse von mehreren „Wetterjahren“ wünschenswert. Es konnten bislang vier Wetterjahre (2006 bis 2009) für das Szenariojahr 2020 untersucht werden. Die Auswertung der Versorgungssituation im Jahr 2050 stützt sich dagegen nur auf das Wetterjahr 2006.

5.1.1 Modellbeschreibung REMix

Das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt entwickelte Modell REMix ist ein optimierendes Energiesystemmodell, das auf die Modellierung eines europäischen Stromversorgungssystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien zugeschnitten ist.

Grundlage des REMix-Modells ist eine GIS-gestützte Datenbank, in der die Potenziale der erneuerbaren Energieressourcen (Solar, Wind, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) in hoher zeitlicher (1 Stunde) 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. Annahmen zur Entwicklung technischer und ökonomischer Kenngrößen bis zum Jahr 2050 wurden wie in Kapitel 2.6 beschrieben zusammengestellt. Das REMix-Optimierungsmodul nutzt die zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Potenzialdaten erneuerbarer Energien aus einem GIS-Inventar als Eingangsgröße. Wegen der großen Datenmengen wird nicht wie mit anderen Energiesystemmodellen üblich ein Ausbaupfad über mehrere Jahrzehnte, sondern immer nur ein einzelnes Jahr simuliert.

Für einen vom Benutzer vorgegebenen Anteil erneuerbarer Energien in einem bestimmten Jahr (z. B. 85% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050) berechnet REMix den kostenoptimierten Einsatz der verschiedenen EE-Techniken unter Berücksichtigung der zeitlichen und räumlichen Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieressourcen. Der verbleibende konventionelle Kraftwerkspark wird als residuale Last abgebildet. Bei der Ermitt-

lung des kostenoptimierten Stromerzeugungsmixes werden Energiespeicher und der Stromtransport im europäischen Verbund berücksichtigt. Die Berechnung beruht auf zeitlich-räumlichen Informationen über Last, Erzeugungsangebot und Kosten der verschiedenen Lastdeckungsoptionen. Der Aufbau des Modells und seine wesentlichen Eingangsdaten sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Das Modell ist in [DLR 2010] detailliert beschrieben.

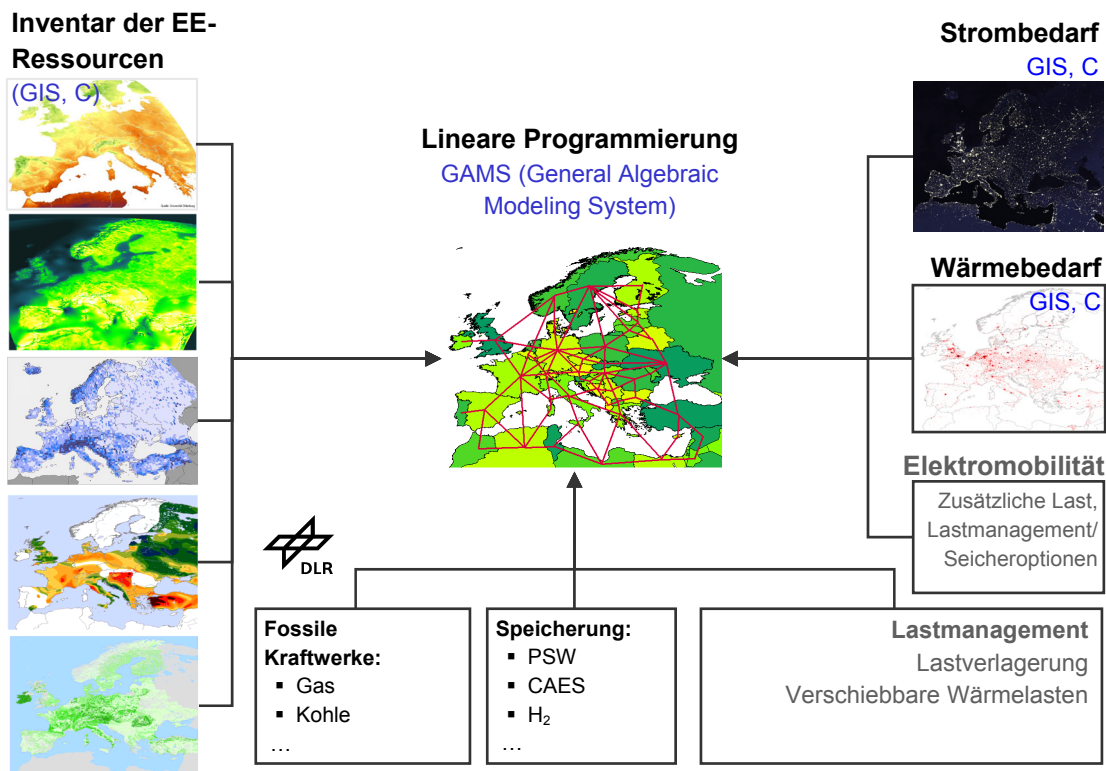


Abbildung 5.1: Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten

Möglichkeiten und Grenzen von REMix

Neben rein kostenoptimierten Systemauslegungen können Mengengerüste installierter Leistungen oder der Stromerzeugung aus Szenarien übernommen werden, die weitere Randbedingungen berücksichtigen, wie z. B. politische Ziele für einzelne Techniken. Aufbauend auf solchen Szenariovorgaben können Stromspeicher- und großräumiger Stromübertragungsbedarf für ein bestimmtes Szenario ermittelt werden. Darüber hinaus können Zeitreihen der Stromerzeugung, -speicherung und -übertragung in bzw. zwischen einzelnen Regionen als Eingangsdaten für weitere Untersuchungen innerhalb einzelner Regionen erzeugt werden.

Mit REMix werden keine Lastflüsse im AC-Hoch- und Höchstspannungsnetz durchgeführt. Es wird nur der großräumige Transport über HGÜ-Leitungen (Hochspannungsgleichstromübertragung) abgebildet. Dabei werden mögliche Verbindungen und die Länge der Leitungen vorgegeben. Die Kapazität der Leitungen ist ein Ergebnis der Optimierung.

Derzeit sind in REMix drei Speichertechniken abgebildet: Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke und Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung in GuD-Kraftwerken. Weitere Speicheroptionen, insbesondere Kurzzeitspeicher wie z. B. Batterien,

könnten zum Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen innerhalb einer Stunde relevant sein. Diese kurzzeitigen Effekte können in REMix nicht abgebildet werden.

Bisher sind in REMix keine Lastmanagementoptionen abgebildet. Der konventionelle Kraftwerkspark besteht in REMix ausschließlich aus Gaskraftwerken für die flexible Deckung einer residualen Last (Gesamtlast abzüglich EE-Erzeugung). Dadurch ist das Modell vorwiegend geeignet für die Simulation von Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

5.1.2 Modellbeschreibung SimEE

Das am Fraunhofer IWES entwickelte Simulations-Modell (SimEE) legt den Schwerpunkt auf eine möglichst genaue und detaillierte Abbildung der technischen Eigenschaften der Stromerzeuger, -Verbraucher und -Speicher. In der derzeitigen Entwicklungsstufe des Modells kann das Stromversorgungssystem Deutschlands basierend auf vorgegebenen Szenarien abgebildet und hinsichtlich seiner dynamischen Interaktionen bewertet werden. Das Modell wird fortlaufend erweitert.

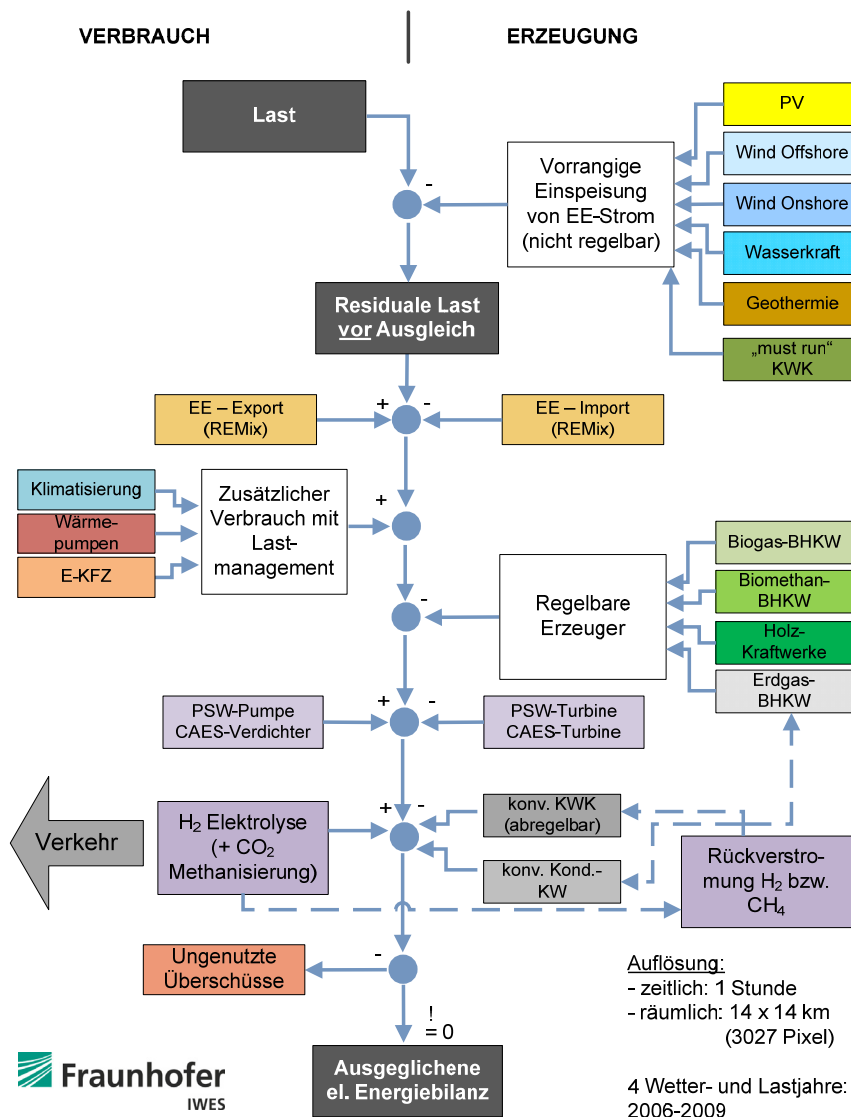


Abbildung 5.2: Aufbau des Modells SimEE unter Einbindung des Modells REMix

Grundlage für die Simulation bilden reale Wetterdaten mehrerer Jahre (2006 bis 2009) mit stündlicher Auflösung und einer räumlichen Auflösung von 14 x 14 km². Im Gegensatz zu rein stochastischen Methoden zur Abbildung der fluktuierenden EE-Erzeugung (Normaljahr) ermöglicht eine Darstellung realer Wetterjahre eine Berücksichtigung der komplexen Interaktionen zwischen z. B. Windstrom und Heizbedarf oder Solarstrom und Klimatisierung. Eine Bewertung mehrerer Jahre ist notwendig, um Extremsituationen und deren Einfluss auf Energiebilanzen bewerten zu können (z. B. ein schlechtes Windjahr).

Die Deckung des Stromverbrauchs bzw. der Einsatz von Ausgleichsoptionen erfolgt in einer Einsatzreihenfolge. Die Reihenfolge definiert sich einerseits durch gesetzliche Bestimmungen (vorrangige Einspeisung für EEG- oder KWKG-Strom) oder durch Kosten bzw. Effizienz (verlustfreier oder günstigerer Ausgleichsoptionen vor anderen Optionen) bzw. hinsichtlich der Flexibilität (Kurzzeitspeicher vor Langzeitspeicher). Ausgleichsoptionen verfolgen das übergeordnete Ziel der Lastglättung. Das bedeutet für Erzeuger die Deckung von Lastspitzen, für das Lastmanagement die Füllung der Lasttäler und für Stromspeicher die Verschiebung von Lasttälern in Lastspitzen. Für die Speichereinsatzoptimierung wird der Lastgang der residualen Last angewandt. Die Priorität für den Einsatzzeitpunkt der Ausgleichsoptionen in der Lastglättung ist durch eine lastabhängige Preisfunktion gegeben. Der kostenoptimale Fahrplan wird anhand einer rollierenden (iterativen) Planung über einen längeren Zeithorizont (entsprechend der Prognosemöglichkeit und Speicherkapazität) unter Berücksichtigung einer täglichen Aktualisierung berechnet. Die ausführliche Modellbeschreibung findet sich im separaten Datenanhang im Kapitel 3.4.

5.1.3 Die Koppelung der Modelle und ihre Wechselwirkung

Durch die Kopplung der Modelle REMix und SimEE konnte die Integration der deutschen Stromversorgung in den europäischen Stromverbund gut realisiert werden. Durch REMix wird die Einbindung Deutschlands in ein europäisch-nordafrikanisches Verbundsystem abgebildet. Die EE-Einspeisung und die vielfältigen Ausgleichsoptionen innerhalb Deutschlands werden durch SimEE abgebildet. Dabei ergänzen sich beide Modelle durch ihre unterschiedlichen Schwerpunkte: Mit REMix wird ein Stromversorgungssystem für den gesamten europäischen Raum im Verbund mit Nordafrika entworfen, wodurch günstige Standorte für die EE-Stromerzeugung erschlossen und ein großräumiger Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen erzielt werden kann. Dabei bleibt der Detaillierungsgrad der Techniken relativ gering und der konventionelle Kraftwerkspark wird stark vereinfacht mit den Charakteristika eines Gasturbinenkraftwerks abgebildet. SimEE konzentriert sich auf die detaillierte Abbildung der Lastausgleichsoptionen und des Betriebs der konventionellen Kraftwerke in Deutschland, verfügt aber nicht über detaillierte Informationen über Stromerzeugungspotenziale im Ausland und den möglichen Austausch in einem europäischen Verbund. Um die Modelle zu koppeln, wurde iterativ vorgegangen:

- 1) Die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen und die Last durch zusätzliche Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge (E-KFZ), Klimatisierung) in Deutschland wurden mit höherem Detaillierungsgrad in SimEE ermittelt und als aggregierte Zeitreihe für REMix vorgegeben.
- 2) Die daraus folgende residuale Last wird im Modell REMix mit den Optionen „großräumiger Verbund“, „Speicher“ und gegebenenfalls „fossile Erzeugung“ gedeckt.

- 3) Die aus Punkt 2 stammende Import-Export-Zeitreihe und die Zeitreihen für die Stromerzeugung und -speicherung in Deutschland werden mit SimEE wieder in größerem Detail mit weiteren Speicher-, Erzeugungs- und Lastverschiebungsoptionen verarbeitet. Es können sich hierbei andere Auslastungen und damit andere Zeitreihen der Erzeugung in Biomassekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung ergeben als zu Beginn des ersten Schrittes angenommen. Daher wird das Verfahren in einem zweiten Iterationsschritt wiederholt.

5.2 Dynamische Bewertung der Energieversorgung im Jahr 2020 unter Berücksichtigung verschiedener Ausgleichsmaßnahmen

Die Entwicklung der Energieversorgung bis zum Jahr 2020 ist mit konkreten politischen Zielen verknüpft, die sich auch in den Verpflichtungen gegenüber der EU (Nationaler Aktionsplan) darstellen. Um diese Ziele zu erreichen, ist für die Integration der fluktuierenden Erneuerbaren auch die Erschließung von zusätzlichen Ausgleichsoptionen (s. u.) notwendig. Um einerseits diese Notwendigkeit und andererseits das Ausgleichs-Potenzial darzustellen, wurde basierend auf dem Basisszenario 2010 A für das Szenariojahr 2020 eine Gegenüberstellung von zwei Extremen durchgeführt:

1. Dynamische Bewertung ohne Ausgleichsoptionen außer Netzausbau
2. Dynamische Bewertung unter Ausnutzung eines Großteils des möglichen Ausgleichspotenzials

Die berücksichtigten Ausgleichsoptionen sind im Bereich des Lastmanagements die „neuen Verbraucher“ (Wärmepumpen, E-KFZ, Klimatisierung) und regelbare Erzeuger (u. a. Biogas-BHKW, Biomethan-BHKW, Erdgas-BHKW). Dabei wurde zur Untersuchung der möglichen Effekte von der extremen Annahme ausgegangen, dass alle Anlagen bis 2020 mit entsprechenden Erweiterungen für eine Flexibilisierung des Verbrauchs bzw. der Einspeisung ausgestattet sind (Wärme- und Gasspeicher, zusätzliche BHKW-Leistung, Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)).

Des Weiteren wurde der Einsatz von Pumpspeicherwerken (PSW) im Lastfolgebetrieb berücksichtigt. Dabei wurde der zukünftige Bestand deutscher Pumpspeicherwerke (inklusive ausländischer, direkt an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossener Pumpspeicherwerke) des Jahres 2020 zu 50% pauschal dem Lastfolgebetrieb und zu 50% der Bereitstellung von Regelleistung zugeordnet. Dem Regelleistungsbereich wurde auch das Ausgleichspotenzial von industriellem Lastmanagement zugeordnet. Entsprechend stellt die vergleichende Betrachtung eine Vereinfachung der realen Systemanforderungen dar.

5.2.1 Zeitweise Vollversorgung mit EE bei idealem Netzausbau im Jahr 2020

Bereits im Jahr 2020 ist es absehbar, dass an vielen Wochenenden die Last fast vollständig durch Erneuerbare gedeckt werden kann (Abbildung 5.3). Besonders an Wochenenden mit geringem Strombedarf und hohem Wind- und Solaraufkommen häufen sich diese Situationen. Generell folgt die PV-Einspeisung dem Tagesverlauf des Strombedarfs und die Wind-einspeisung dem Jahresverlauf (mehr Wind und Strombedarf im Winter als im Sommer).

Die absoluten EE-Stromüberschüsse, die durch Abregelung verloren gehen, sind bei idealem Netz sehr gering. Daher ist ein Netzausbau elementar für die weitere Integration von erneuerbaren Energien, um volkswirtschaftlichen Schaden durch häufige EE-Abregelungen zu vermeiden.

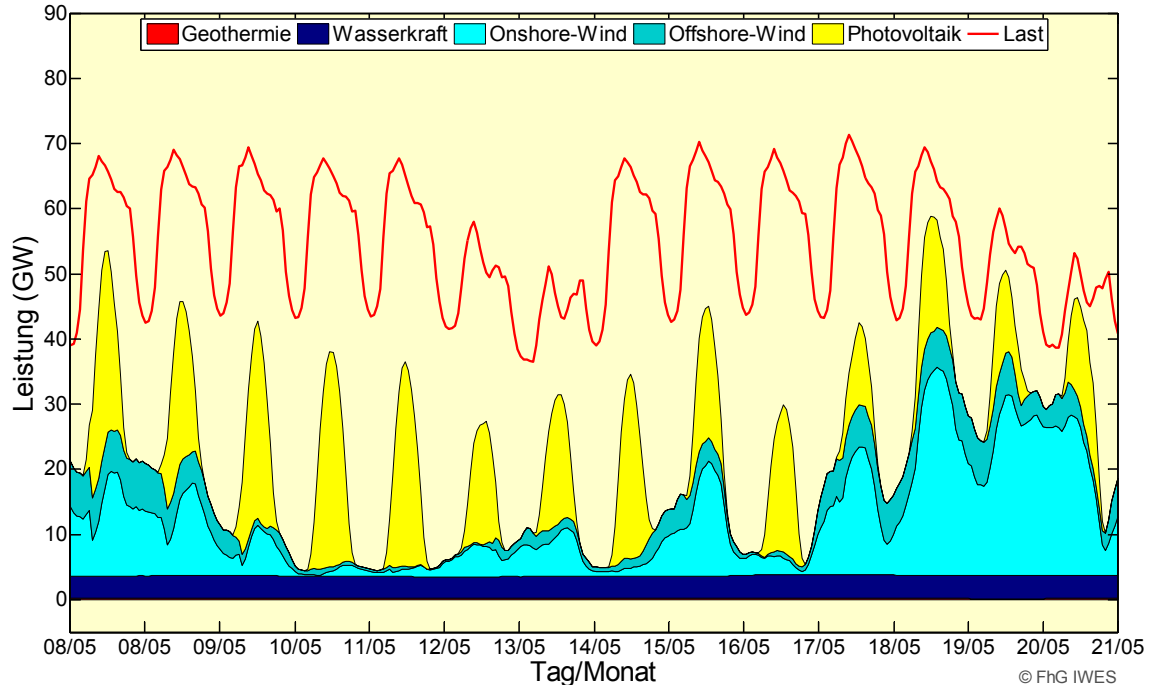


Abbildung 5.3: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen, nicht-regelbaren EE-Einspeisung für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.2.2 Fluktuationsausgleich durch Lastmanagement mit E-KFZ, Wärmepumpen und Klimatisierung

Durch zusätzliche Verbraucher wie E-KFZ, Wärmepumpen und Klimatisierung können die Fluktuationen im Stromverbrauch verschärft werden, wenn deren Stromverbrauch nicht geregelt wird. Ein ungesteuertes Laden von E-KFZ führt zu Lastspitzen in den Abendstunden; im Sommer werden die Mittagsspitzen durch einen zunehmenden Klimatisierungsbedarf deutlich verschärft werden. Daher ist es notwendig, neben bestehenden Verbrauchern auch die neuen Verbraucher über Smart Grids zu regeln, um die Nachfrage dem Angebot anzupassen.

Neben den „neuen“ Verbrauchern bestehen grundsätzlich weitere Lastmanagementpotenziale. Kostengünstig sind dabei besonders die Potenziale, die eine hohe Leistung für eine begrenzte Zeit bereitstellen können, wie z. B. industrielle Lasten. Sie eignen sich dabei vor allem für die Bereitstellung von Reserveleistung. Für den Lastausgleich ist jedoch stets zu hinterfragen, welche Nutzereinschränkungen und Komforteinbußen damit verbunden sind und welche Anreizhöhe für eine Erschließung der Potenziale notwendig wäre. Aufgrund dieser weitgehend ungeklärten Unsicherheiten werden „alte“ Verbraucher nicht im Lastmanagement abgebildet. „Neue“ Verbraucher können dagegen aufgrund der Entkoppelung von Strombezug und Nutzung der Endenergie über einen Speicher ohne große Nutzereinschränkungen geregelt werden.

Der gesteuerte Verbrauch der neuen Lasten E-KFZ (1 Million Fahrzeuge im Jahr 2020), Wärmepumpen und Klimaanlage führt zur Abfederung der Schwankungen in der Stromversorgung (Abbildung 5.4). Besonders deutlich wird dies bei der Klimatisierung: Im Sommer ist der Betrieb von Klimaanlage mit der PV-Einspeisung zu korrelieren, um kostenintensive und unnötige Einspeise- und Lastspitzen zu vermeiden. Ähnliche Effekte sind prinzipiell auch bei einem Lastmanagement im Haushalts- oder GHD-Bereich zu erwarten.

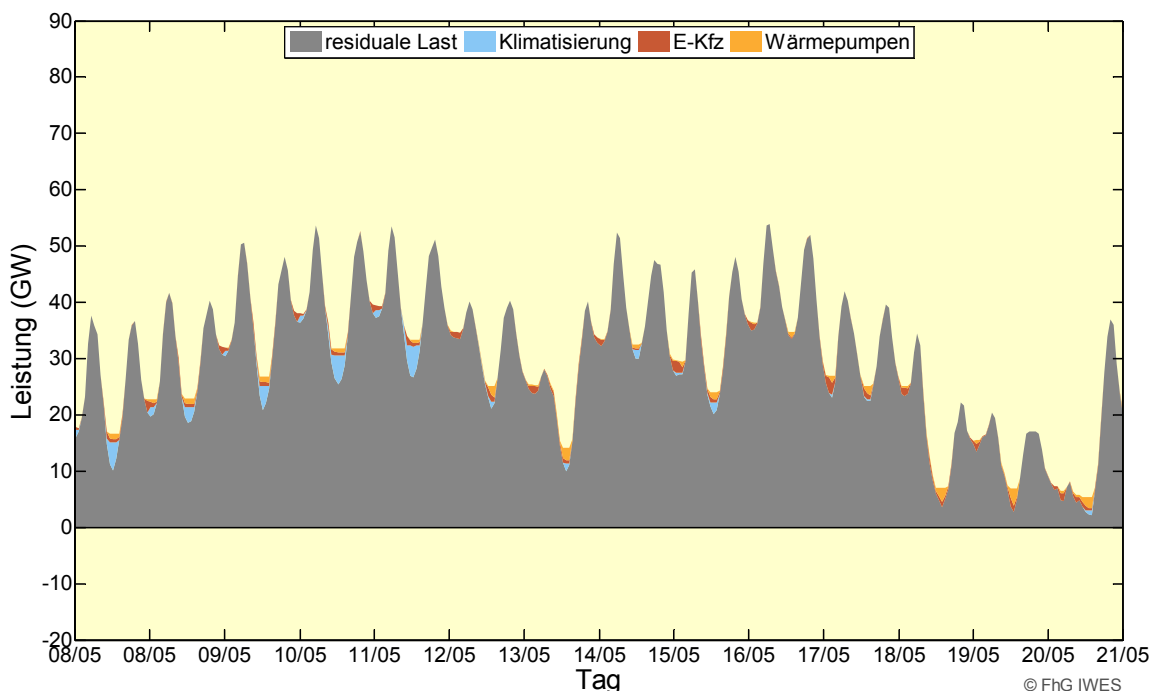


Abbildung 5.4: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import

5.2.3 Fluktuationsausgleich durch Erzeugungsmanagement mit KWK

Bisher werden Biomasseanlagen (Biogasanlagen, Pflanzenöl-BHKW und Holz-Heizkraftwerke) fast ausschließlich im Dauerbetrieb in der Grundlast gefahren, obwohl diese Anlagen prinzipiell regelbar sind und der fluktuierenden EE-Einspeisung angepasst werden können [Hartmann et al. 2010]. Biomasse kann wie fossile Brennstoffe als gespeicherte chemische Energie flexibel eingesetzt werden. Die höchste Effizienz erzielt die Biomasse-nutzung in der KWK [WBGU 2008]. Der flexible Einsatz von Biogas- und Erdgas-BHKW kann die Spitzen der residualen Last deutlich verringern und den Reststrombedarf glätten (Abbildung 5.5). Dafür müssen die Anlagen über Smart Grids informationstechnisch angeschlossen sein. Biogasanlagen sind mit einem Gasspeicher und ggf. mit einem zusätzlichen Aggregat auszustatten. Die zusätzlichen Kosten können anteilig durch höhere Einnahmen der Spitzenlaststromvermarktung refinanziert werden. Die genauen Modellannahmen sind im separaten Datenanhang im Kapitel 3.4 zu finden.

Die Flexibilisierung der KWK bietet ein großes Potenzial, um den Konflikt zwischen der zeitgleichen Einspeisung von (i) fluktuierenden EE, (ii) unflexiblen, aber kosteneffizienten Grundlastkraftwerken und (iii) der KWK-Einspeisung zu entschärfen.

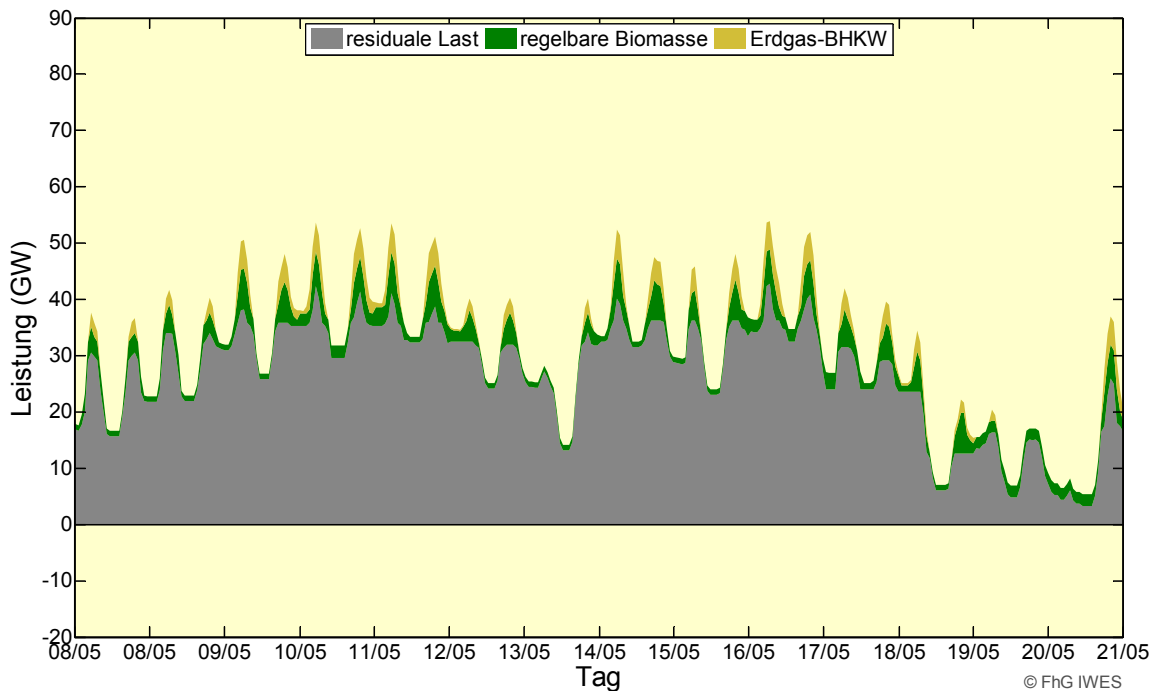


Abbildung 5.5: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Die bisherige Vorrangregelung nach KWKG gilt nicht für alle KWK-Anlagen. In Zeiten mit geringem Verbrauch und hoher EE-Einspeisung droht daher die Verdrängung von KWK-Strom (vorwiegend dezentral in Stadtwerken) aus der Merit-Order durch Grundlastkraftwerke (vorwiegend zentral). Damit die Effizienzvorteile der KWK weiterhin genutzt werden können, ist ein flexibler Einsatz der KWK zielführend. Darüber hinaus vermindern flexible KWK-Anlagen die benötigte Kraftwerkskapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

5.2.4 Gesamteffekt der Ausgleichsoptionen – deutliche Glättung und Erleichterung für konventionelle Kondensationskraftwerke

Die Umsetzung der Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement verringert deutlich die Schwankungen der Residuallast und entlastet somit konventionelle Kraftwerke, die 2020 für die Lastdeckung benötigt werden (Abbildung 5.6 bis Abbildung 5.9). Dadurch kann einerseits der technische Aufwand für den Lastfolgebetrieb in Grenzen gehalten werden und können andererseits die Systemkosten durch den Einsatz von günstigeren Grund- und Mittellastkraftwerken anstelle teurerer Spitzenlastkraftwerke gesenkt werden.

Die Mittagsspitzen der PV-Einspeisung werden in der grau dargestellten Residuallast deutlich sichtbar, ebenso die hohe Windeinspeisung am zweiten Wochenende (19.05.-21.05.) (Abbildung 5.3). Vor allem die PV-Einspeisung führt zu steilen Lastgradienten. Ein Großteil der Schwankungen kann durch Erzeugungs- und Lastmanagement ausgeglichen werden. Der Einsatz der konventionellen Pumpspeicherkapazitäten verlagert Einspeisespitzen auf Residuallastspitzen im täglichen Rhythmus und verhindert damit ebenfalls starke Lastschwankungen (vergleiche dazu Abbildung 5.6 mit Abbildung 5.7).

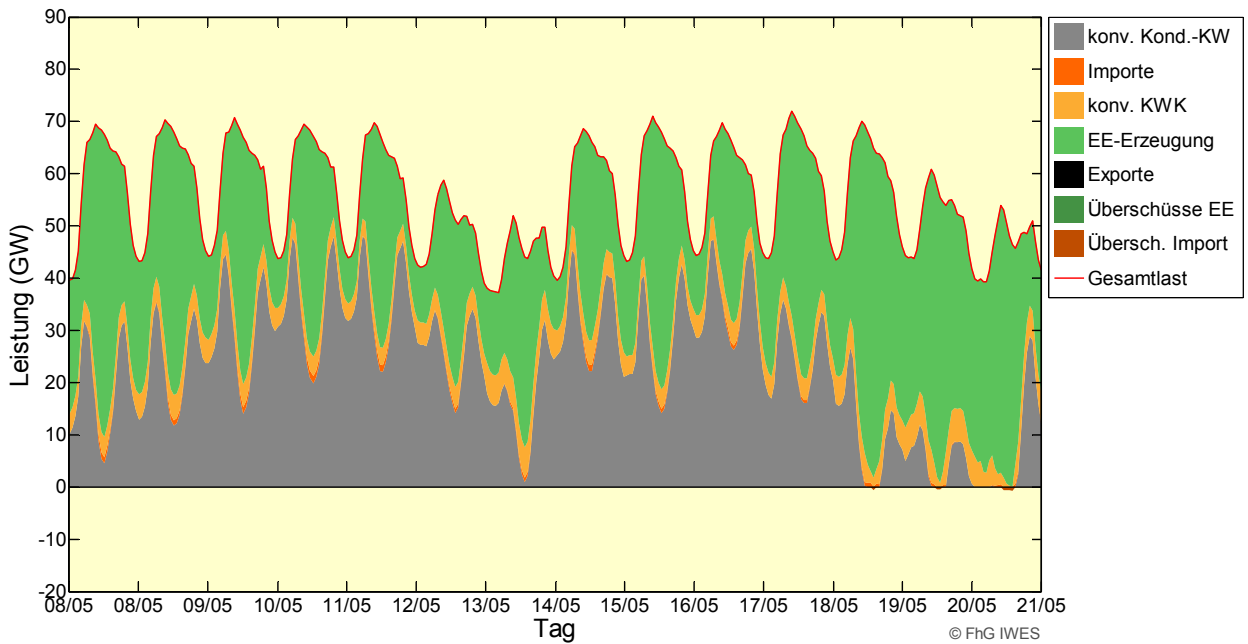


Abbildung 5.6: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „ohne“ die Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

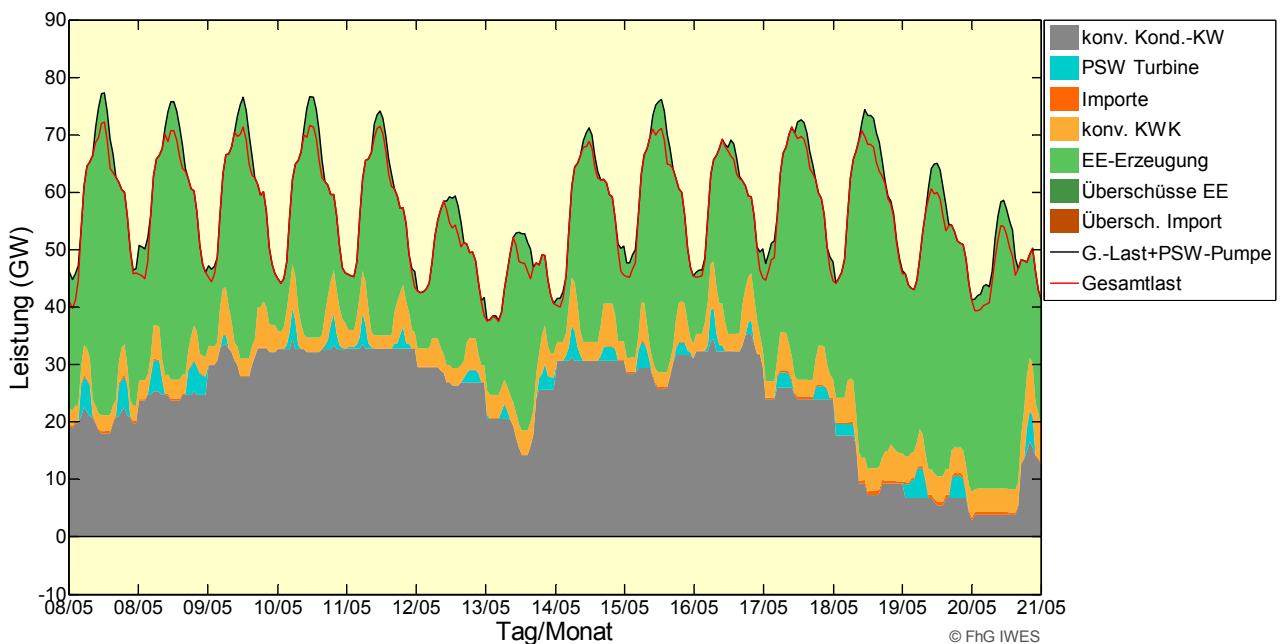


Abbildung 5.7: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „mit“ den Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Die saisonale Wirkung der Ausgleichsoptionen ist den Abbildungen 3-1 bis 3-8 im separaten Datenanhang dargestellt. E-KFZ, Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Klärgas sowie Altholz-Kraftwerke sind ganzjährig verfügbar. Im Winterhalbjahr dominieren Wärmepumpen und „wärmegeführte“ BHKW. Sie korrelieren damit grundsätzlich mit der Windenergie. Im Sommerhalbjahr ermöglicht die Klimatisierung eine bessere Integration der PV-Erzeugung.

Der Jahresverlauf des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems ist im Datenanhang in den Abbildungen 3-9 bis 3-12 dargestellt.

Der nach der Einspeisung erneuerbarer Energien verbleibende Strombedarf wird im Allgemeinen als **Residuallast** bezeichnet. Je nachdem, wie gesteuert und kombiniert die Einspeisung erfolgt und der Strombedarf schwankt, ergeben sich mehr oder weniger intensive Schwankungen der Residuallast. Diese sind relevant für den Betrieb von konventionellen Kraftwerken und deren Auslastung und somit Wirtschaftlichkeit. Für die weitere Betrachtung wird im Bereich der konventionellen Kraftwerke auch KWK-Strom (Erdgas-BHKW, Fernwärme- und Industrie-Heizkraftwerke) eine vorrangige Einspeisung eingeräumt, um eine effiziente Deckung des Wärmebedarfs zu gewährleisten. Entsprechend wird als Residuallast der Teil des Strombedarfs definiert, welcher von konventionellen Kondensationskraftwerken zu decken ist.

Durch die Ausgleichsoptionen werden (i) EE-Überschüsse²² aufgenommen, (ii) die Lastgradienten reduziert und entschärft und (iii) der Bedarf an kostenintensiven Spitzenlastkraftwerken gesenkt (Abbildung 5.8). Trotz dieser Ausgleichsoptionen gibt es in einem Versorgungssystem entsprechend dem Basisszenario 2010 A bereits im Jahr 2020 kein durchgehendes „Grundlastband“ mehr.

Der Bedarf an Grundlastkraftwerken schwindet. Kraftwerke sind zunehmend im Lastfolgebetrieb in der Mittel- und Spitzenlast einzusetzen. Bestehende Kraftwerke müssen deutlich flexibler betrieben werden können, um einerseits technisch in der Lage zu sein, EE-Strom zu integrieren, und andererseits trotz häufiger An- und Abfahrvorgänge eine wirtschaftliche Auslastung zu erhalten. Daher sind die aufgezeigten Ausgleichsmaßnahmen notwendig, um dem Systemübergang und der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke Zeit zu gewähren.

Ein grenzüberschreitender europäischer Stromhandel wurde im Gegensatz zu den Simulationen für das Jahr 2050 hier für 2020 nicht abgebildet, bietet aber ein weiteres Potenzial zur Bewältigung der sich abzeichnenden Herausforderungen.

Eine Auswertung des Basisszenarios 2010 A für das Jahr 2020 über vier Wetterjahre anhand einer Jahresdauerlinie zeigt ebenfalls die Bedeutung von Ausgleichsoptionen: EE-Überschüsse werden genutzt, der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken gesenkt und die Gradienten und Lastspreizungen in der Stromversorgung verringert (Abbildung 5.9).

²² EE-Überschüsse - die momentane EE-Erzeugung übersteigt den momentanen Verbrauch

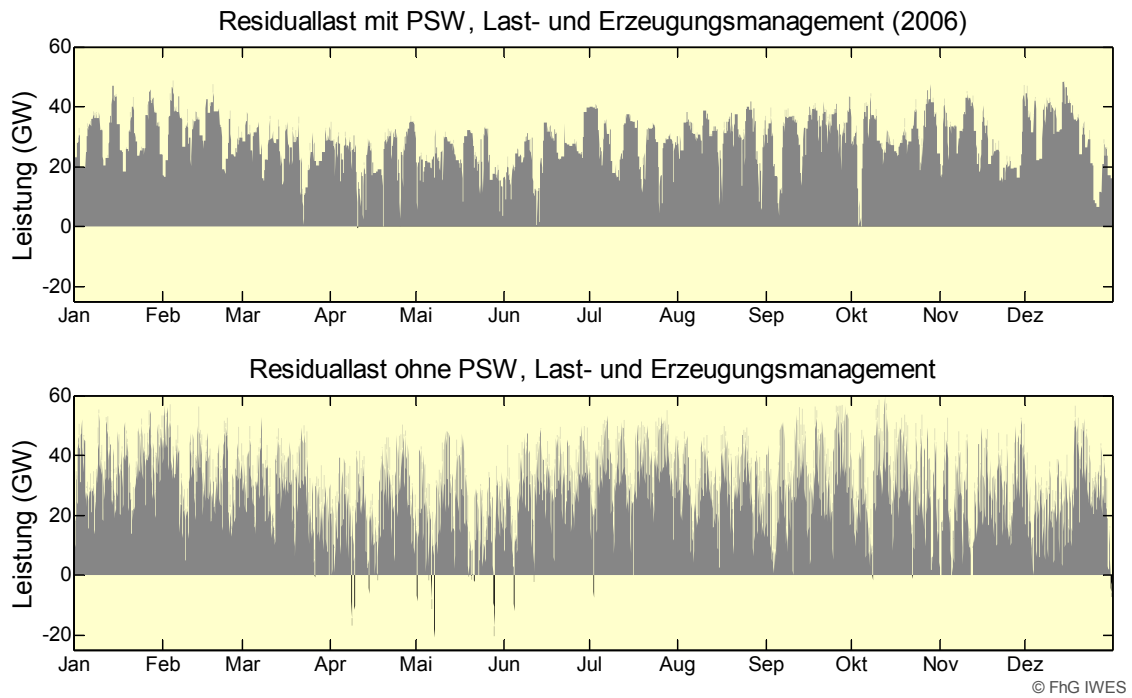


Abbildung 5.8: Vergleich der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast im Jahr 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario A)

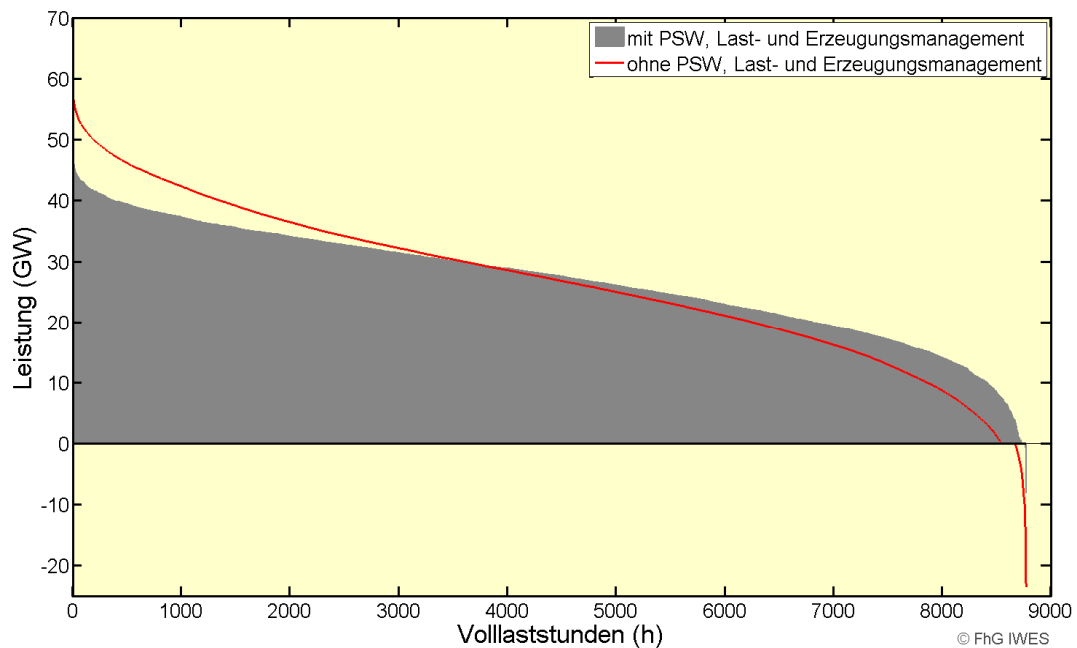


Abbildung 5.9: Jahresdauerlinie des Jahres 2020 der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast (Mittel über 4 Wetterjahre 2006-2009; Basisszenario 2010 A)

5.2.5 Anforderungen an konventionelle Kraftwerke in regenerativ-dominierten Energiesystemen

Steigender Bedarf an flexiblen Kraftwerken zur Systemintegration von Erneuerbaren

Basierend auf der Auswertung der Jahresdauerlinie anhand typischer Ausnutzungsdauern werden 2020 im Basisszenario noch 16 bis 19 GW Grundlastkraftwerke (> 7000 VLS), 15 bis 20 GW Mittellastkraftwerke (2000 bis 7000 VLS) und 14 bis 24 GW Spitzenlastkraftwerke (< 2000 VLS) benötigt (Tabelle 5-1 und Abbildung 5.10). Diese Werte entstammen der Betrachtung der beiden Extreme „mit“ und „ohne“ Ausgleichsoptionen. Die Betrachtung der gesicherten Leistung und der Verfügbarkeit erfolgt in Kapitel 5.2.6.

Tabelle 5-1: Bedarf an konventionellen Kondensationskraftwerken in der Bandbreite der Ausgleichsoptionen

Basisszenario 2010 A Jahr 2020	mit Ausgleich (Pumpspeicherwerke, Erzeugungs- und Lastmanagement)			ohne Ausgleich (Pumpspeicherwerke, Erzeugungs- und Lastmanagement)		
	Grund	Mittel	Spitzen	Grund	Mittel	Spitzen
Lastbereich	Grund	Mittel	Spitzen	Grund	Mittel	Spitzen
Leistung (GW; netto)	19,3	14,8	14,8	16,1	20,3	24,3
Energie (TWh; netto)	159	69	7	128	93	13
Volllaststunden (h)	8241	4671	491	7957	4578	545
Auslastung (%)	94	53	6	91	52	6

Damit sinkt der Bedarf an Grundlastkraftwerken kontinuierlich mit steigenden EE-Anteilen. Der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken steigt hingegen an. In der Folge werden mehr flexible Spitzenlastkraftwerke benötigt, also vor allem GuD- und Gaskraftwerke. Diese generelle Tendenz tritt ab EE-Anteilen von ca. 40 bis 70% unter der Annahme eines ideal ausgebauten Stromnetzes auf. Wenn sich der angestrebte Netzausbau verzögert, sind diese Effekte bereits bei geringeren EE-Anteilen und damit vor 2020 zu erwarten.

Konsequenzen für konventionelle Kraftwerke sind:

- Der flexible Lastwechselbetrieb wird zum Regelbetrieb für alle Kraftwerke. Es gibt immer weniger Kraftwerke, die vom Lastfolgebetrieb ausgeschlossen bleiben können. Entsprechend reduziert sich die Auslastung der konventionellen Kraftwerke, was Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke hat.
- Hohe Auslastungen von bestehenden Kraftwerken – die für die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke elementar ist – können nur in einem Lastfolgebetrieb mit häufigen An- und Abfahrvorgängen erreicht werden.
- Gleiches gilt für neu zu bauende Kraftwerke, die hohe Anforderungen an die Flexibilität erfüllen müssen, um zum einen der EE-Integration zu dienen und zum anderen sich auch zu amortisieren.
- Bestehende fossile Kraftwerke sind durch geeignete Maßnahmen (Retrofit) für die höheren Anforderungen bezüglich ihrer Flexibilität auf- und umzurüsten.
- Darüber hinaus müssen alle Kraftwerke zunehmend zur Systemstabilität beitragen und Regelleistung bereitstellen.

In einer detaillierten Kraftwerkseinsatzplanung ist zu bestimmen, welche technischen und ökonomischen Auswirkungen für einzelne bestehende und neu zu bauende konventionelle Kraftwerke zu erwarten sind. Hier besteht noch weiterer Forschungsbedarf.

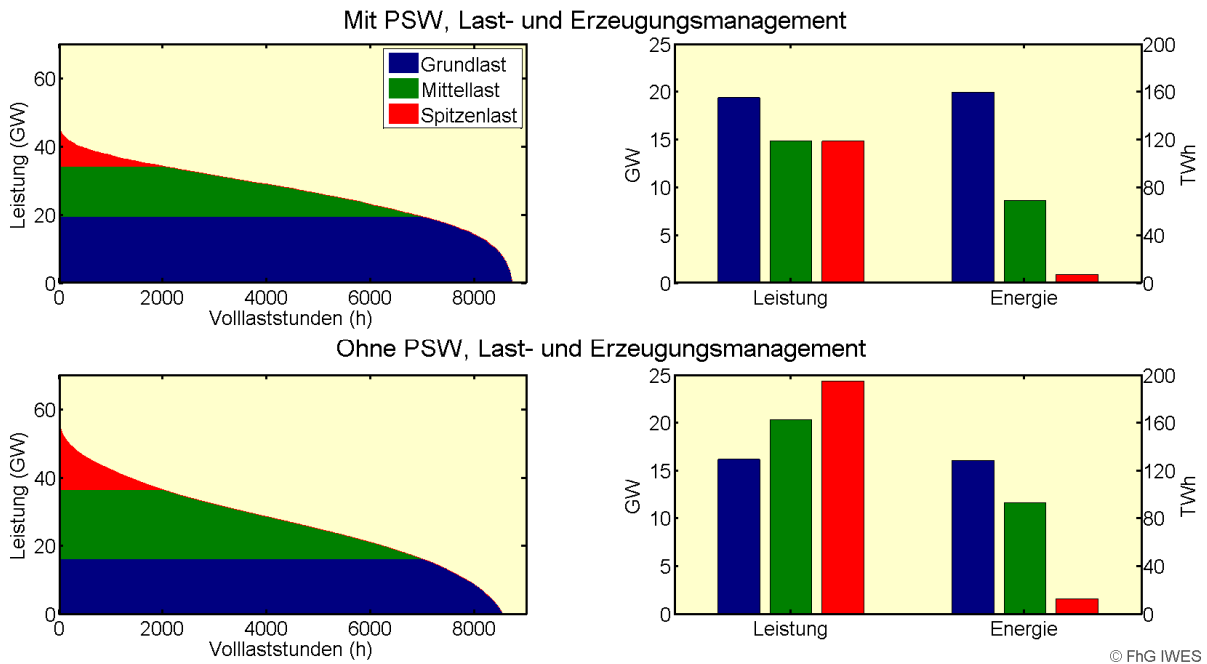


Abbildung 5.10: Auswertung der Anteile von Grund-, Mittel- und Spitzenlast der verbleibenden Residuallast im Basisszenario 2010 A, welcher von konventionellen Kondensations-KW zu decken ist (Mittelwerte über 4 Wetterjahre 2006-2009)

Verdrängung von fossilen Kraftwerken durch Kernkraftwerke

Der schwindende Bedarf an Grundlastkraftwerken führt dazu, dass auf Basis der installierten Kapazitäten entweder Kernkraft- oder Braunkohlekraftwerke weiter als Grundlastkraftwerke betrieben werden können. Laut [Ludwig 2010] ist ein flexibler Betrieb von Kernkraftwerken zwischen 50% und 100% ihrer Nennleistung technisch möglich. Bisher werden nur drei der 17 deutschen Kernkraftwerke in dieser Fahrweise betrieben [ATW 2010]. In Frankreich ist ein flexibler Lastfolgebetrieb seit langem Praxis, beschränkt sich aber im Tagesverlauf auf wenige Prozent der Zeit. Nur selten wird die Gesamtheit der Kernkraftwerke auf 75% gedrosselt [RTE 2010].

Für die Integration großer schwankender Windleistungen sind sehr große Leistungsgradienten notwendig. Diese können im Reaktorkern zu Defekten an Brennstäben durch thermische Schocks führen und den Lastwechselbetrieb einschränken. Entsprechend sind vor einem Einsatz von Kernkraftwerken zur EE-Integration noch weitere Erfahrungen im flexiblen Betrieb zu sammeln und entsprechende sicherheitstechnische Vorkehrungen zu treffen [Ludwig 2010].

Kernkraftwerke sind als Grundlastkraftwerke ausgelegt worden. Ihre technische Fähigkeit zur Integration von EE ist in der Realität noch zu belegen. Ein reales Demonstrationsprojekt (z. B. Windpark-Cluster in Kombination mit einem Kernkraftwerk) würde Aufschluss über die tatsächliche Vereinbarkeit von Grundlastkraftwerken mit stark fluktuierender EE-Einspeisung geben und könnte zur Verifizierung der theoretischen Werte dienen.

Gelingt diese Demonstration für Kernkraftwerke, werden Braun- und Steinkohlekraftwerke, KWK-Anlagen und Gaskraftwerke von Kernkraftwerken verdrängt bzw. Neuinvestitionen in andere flexible Kraftwerke auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Die quantitativen Auswirkungen dieser Verdrängung auf den verbleibenden Bedarf an Kohle- und Gaskraftwerken wurden im Basisszenario 2010 C (Abschnitt 3.2.3) erläutert. Dabei wurde angenommen, dass die fossile Leistung soweit zurückgenommen wird, dass die Auslastung der Kernkraftwerke sich gegenüber heute nicht wesentlich reduziert. Sie bewegt sich im Basisszenario 2010 C zwischen 6800 und 7000 h/a, was einer Auslastung von 78 bis 80% entspricht.

Werden Kernkraftwerke jedoch im Lastwechselbetrieb (Mittellast, Spitzenlast) eingesetzt, ist eine wahrscheinliche Verlängerung der Laufzeitverlängerung (LZV) die Folge, da dann die festgelegten Reststrommengen entsprechend der geringeren Auslastungen nicht innerhalb der geplanten Zeit aufgebraucht werden können, sondern wie in der Vergangenheit auf einen längeren Zeitraum gestreckt werden. Dadurch können sich also längere zusätzliche Laufzeiten als die derzeit festgelegten 12 Jahre ergeben.

Die fehlende Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks verursacht bereits heute negative Effekte: Bei hohem Windstromaufkommen nehmen die konventionellen Kraftwerke nur ungenügend den Lastwechselbetrieb auf bzw. gehen aus technisch-ökonomischen Gründen nicht in Teillast und verursachen dadurch negative Strompreise, die letztendlich die EEG-Umlage erhöhen und die Akzeptanz von erneuerbaren Energien schmälern [EWI 2010].

Technische Herausforderungen: mehr Flexibilität und kontinuierlicher Lastfolgebetrieb

Die fluktuierende Einspeisung aus EE erfordert, dass alle konventionellen Kraftwerke zukünftig auch im Lastfolgebetrieb funktionsfähig sein müssen. Dazu stellen sich neue Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke: Gefordert sind eine hohe Flexibilität (An- und Abfahrgradienten), eine hohe Robustheit der Kraftwerke (Materialbelastungen bei ständigen Temperaturwechseln, Ermüdungserscheinungen, Wartungsintervalle) und generell eine hohe Regelbarkeit, die sich aus geringen Mindest-Stillstandzeiten, kurzen Anfahr Dauern und kurzen Mindest-Betriebszeiten ergeben. Hierbei sind für neue Kraftwerke hohe Rampengeschwindigkeiten eine notwendige und entscheidende Voraussetzung für ihren zukünftigen Betrieb. GuD- und Gaskraftwerke sowie einige Steinkohlekraftwerke erfüllen diese Anforderungen bereits heute, wohingegen Kern- und Braunkohlekraftwerke diese Eigenschaften nur eingeschränkt aufweisen.

Wirtschaftliche Herausforderungen: geringere Auslastungen und längere Amortisationszeiten

Weiter ergeben sich wirtschaftliche Herausforderungen im Einsatz konventioneller Kraftwerke. Einerseits ist ein geringerer Stromabsatz durch die geringere Auslastung zu erwarten. Andererseits ergeben sich durch technische Notwendigkeiten zusätzliche Kosten. Diese technischen Notwendigkeiten können sowohl höhere Anforderungen an Sicherheitsstandards durch vermehrten Lastfolgebetrieb als auch höhere Wartungs- und Betriebskosten durch höhere (Material-)Anforderungen und Verschleiß im Lastfolgebetrieb sein. Damit konventionelle Kraftwerke dennoch ihre wichtige Funktion des saisonalen Ausgleichs erneuerbarer Energien wahren können, sind neue Betreibermodelle (z. B. über einen Kapazitätsmarkt, d. h. einen Leistungspreis für das Vorhalten einer gewissen Leistung) von Nöten.

Der kurzfristige Stromhandel wird an Bedeutung gewinnen, da die Wind- und die Solarstromspeisung nur kurzfristig vorausgesagt werden können und diese Prognosen mit Fehlern behaftet sind. Es ist nicht absehbar, dass der Kraftwerkspark bis 2020 die zukünftig benötigte Flexibilität vollständig aufweist. Daher sind politische Maßnahmen erforderlich, die entweder die Flexibilisierung des Kraftwerksparks beschleunigen oder die beschriebenen Ausgleichsoptionen zur Gestaltung des Systemübergangs verfügbar machen.

5.2.6 Berechnung des Kraftwerksbedarfs zur Deckung der Jahreshöchstlast – gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit im Jahr 2020

Durch das Einbinden von Last- und Erzeugungsmanagement kann der Bedarf an gesicherter Leistung, die für die Versorgungssicherheit notwendig ist, reduziert werden (vgl. Kap. 4.4). Im Folgenden wird die benötigte Kraftwerksleistung im Jahr 2020 für das Basisszenario mit und ohne Ausgleichsmaßnahmen ermittelt. Neben den untersuchten Parametern für das Last- und Erzeugungsmanagement wird wie zuvor ein ideales Stromnetz zugrunde gelegt.

Alle Erzeugungseinheiten, regenerativ oder konventionell, lassen sich durch eine statistische Nicht-Verfügbarkeit bzw. durch eine komplementäre Verfügbarkeit charakterisieren. Konventionelle Kraftwerke können wegen notwendiger Revisionen und nicht disponibler, ungeplanter Ausfälle nicht jederzeit mit Nennleistung einspeisen. Kraftwerksrevisionen sind grundsätzlich innerhalb eines gewissen Zeitfensters plan- und verschiebbar und können somit auf Zeiten mit geringeren Lastspitzen gelegt werden. Unabhängig von der Einbindung zusätzlicher gesteuerter Verbraucher ist im untersuchten Szenario eine Saisonalität der Last festzustellen. Diese ermöglicht es, weiterhin Revisionen so zu planen, dass diese auch außerhalb der Zeiten der Höchstlast liegen. Für Betrachtungen der gesicherten Leistung reicht daher eine Einbeziehung der nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeiten aus. Diese werden je nach Kraftwerkstyp entsprechend der dena-Netzstudie I mit 1,8-3,8% angenommen [dena 2005]. Die Berechnung der gesicherten Leistung eines gegebenen Kraftwerksparks erfolgt über eine wahrscheinlichkeitstheoretische Betrachtung mittels rekursiver Faltung nach der in der dena-Netzstudie vorgestellten Methode [dena 2005]. Hierbei werden für die konventionellen Kraftwerke zwei Zustände betrachtet: Betrieb mit Nennleistung oder Ausfall. Unter der Annahme, dass Kraftwerksausfälle voneinander unabhängige Ereignisse sind, können die Dichteverteilungen der Verfügbarkeiten einzelner Kraftwerke zu einer Dichteverteilung des gesamten Kraftwerksparks gefaltet und so für ein definiertes Niveau der Versorgungssicherheit die gesicherte Leistung ermittelt werden. Das Niveau der Versorgungssicherheit wird analog zur dena-Netzstudie auf 99% festgelegt.

Die Bestimmung des anrechenbaren Leistungskredits der regelbaren Erzeuger erfordert einen neuen methodischen Ansatz, da aufgrund von Limitierungen des thermischen Speichers der BHKW sowie der Abhängigkeit des Wärmebedarfs von der Meteorologie diese Erzeuger nicht zu jedem Zeitpunkt mit Nennleistung einspeisen können. Ohne Erzeugungsmanagement wird die Erzeugungsleistung primär von der Wärmenachfrage bestimmt. Im Gegensatz dazu kann durch das Erzeugungsmanagement die Erzeugung zeitlich von der Wärmenachfrage entkoppelt und so entsprechend der Prognosen der Last und Meteorologie optimiert gesteuert werden. Ähnliche Zusammenhänge gelten auch für Biogasanlagen und einer möglichen Entkoppelung der Erzeugung von der Gasproduktion mittels Gasspeicher. Zur Bestimmung des anrechenbaren Leistungskredits dieser Erzeugungseinheiten wird die

tatsächliche Einspeiseleistung mit oder ohne optimierte Erzeugung während der 96 Stunden maximaler Last innerhalb des Betrachtungszeitraums (2006-2009) bestimmt. Die Dichteverteilung dieser Werte wird anschließend mit der Dichteverteilung des konventionellen Kraftwerksparks gefaltet und der Zugewinn an gesicherter Leistung bei gegebenem Niveau der Versorgungssicherheit bestimmt.

Bei den dargebotsabhängigen, erneuerbaren Erzeugern Wind und Fotovoltaik, in geringerer Ausprägung auch Wasserkraft, wird die Verfügbarkeit vor allem von den meteorologischen Bedingungen bestimmt. Vergleichbar mit der Methode für die regelbaren Erzeuger, wird aus der tatsächlichen Erzeugungsleistung die Dichteverteilung der Einspeisung bestimmt. Da hier im Gegensatz zu den regelbaren Erzeugern die Einspeisung nicht gezielt auf Zeiten hoher Last verlagert werden kann, geht die Dichteverteilung für den gesamten Betrachtungszeitraum (hier 4 Jahre) in die Berechnung der gesicherten Leistung ein. Mögliche zeitliche Korrelationen zwischen hoher Last und z. B. Windeinspeisung bleiben bei diesem Ansatz unberücksichtigt. Für die 2020 zu erwartende installierte Leistung an Pumpspeicherwerken, die zu 50% für Ausgleichsmaßnahmen zur Verfügung stehend angenommen wird, werden davon 90% als gesicherte Leistung angesetzt [dena 2010].

Tabelle 5-2 zeigt die Beiträge der einzelnen Erzeuger zur gesicherten Leistung sowie die Höchstlast während des Betrachtungszeitraums (basierend auf den Last- und Wetterjahren 2006-2009). Durch die Maßnahmen zum Lastmanagement kann die Höchstlast um ca. 1,5 GW reduziert werden. Des Weiteren kann durch den Einsatz von Erzeugungsmanagement der Beitrag der regelbaren Erzeuger zur gesicherten Leistung um 4,6 GW erhöht werden, allerdings erfordert die Flexibilisierung der BHKW auch eine um 5,5 GW höhere installierte Leistung. Der Bedarf an gesicherter Leistung, der durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, wird durch die Ausgleichsmaßnahmen um 6,1 GW von etwa 64 GW auf 58 GW reduziert. Dies entspricht einer installierten Kraftwerksleistung von 69 GW für das Szenario ohne Ausgleichsmaßnahmen bzw. 63 GW für das Szenario mit Ausgleichsmaßnahmen.

Vergleicht man den ermittelten Bedarf an gesicherter, konventioneller Kraftwerksleistung mit der während der 4 Jahre auftretenden maximalen Residuallast, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss, zeigen sich relativ geringe Unterschiede. Die maximale durch konventionelle Erzeugung zu deckende Residuallast beträgt 56,4 GW mit Ausgleichsoptionen und 63,4 GW ohne Ausgleichsoptionen. Damit liegt der stochastisch ermittelte Bedarf an gesicherter Leistung zwei bzw. ein GW höher, als der in den Simulationen zur Lastdeckung ermittelte. Diese geringen Unterschiede sind u. a. auf den relativ langen Betrachtungszeitraum und dadurch erfasste Extremsituationen zurückzuführen. Es bleibt anzumerken, dass die beiden Varianten "mit" und "ohne" Ausgleichsoptionen Extreme darstellen und die tatsächliche Situation zwischen diesen Extremen liegen wird.

Für eine Betrachtung des positiven Regelleistungsbedarfs, der im Zusammenhang mit der gesicherten Leistung berücksichtigt werden muss, ist zu beachten, dass sich dieser von dem benötigten positiven Regelleistungsbedarf zur Frequenzhaltung unterscheiden kann: Der positive Regelleistungsbedarf zur Frequenzhaltung wird bestimmt durch die installierten Leistungen der dargebotsabhängigen Erzeuger Windkraft und Fotovoltaik sowie von der Genauigkeit von deren Einspeiseprognosen. Als weiterer Parameter gehen Lastprognosefehler in die Berechnung des Regelleistungsbedarfs zur Frequenzhaltung ein.

Aufgrund der geringen Anteile gesicherter Leistung, die für die dargebotsabhängigen Erzeuger Windkraft und Fotovoltaik angerechnet werden (vgl. Tabelle 5-2), können auch maximal diese Anteile bei der Deckung der Jahreshöchstlast "fehlen" und müssen durch Regelleistung ersetzt werden. Somit ergibt sich der benötigte Regelleistungsbedarf, der für die Bestimmung des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken berücksichtigt werden muss, aus der Summe der angerechneten, gesicherten Leistung von Windkraft und Fotovoltaik sowie den Lastprognoseabweichungen. Der Regelleistungsbedarf wurde bei der Berechnung des Bedarfs an gesicherter Leistung nicht gesondert ausgewiesen. Hierfür werden 50% der verfügbaren Pumpspeicherleistung (5,4 GW) sowie Lastabwurfpotenziale im Bereich der Industrie reserviert.

Tabelle 5-2: Bilanzierung der Beiträge zur gesicherten Leistung zur Deckung der Jahreshöchstlast für das Basisszenario 2010 A im Jahr 2020 in GW

Basisszenario 2010 A Jahr 2020	mit Ausgleich	ohne Ausgleich
Jahreshöchstlast (Basislast + zusätzliche Verbraucher)	82,2	83,8
Beitrag zur gesicherten Leistung durch geregelte / ungeregelte Erzeuger:		
Must-run-KWK	2,2	2,2
Biomasse Vor-Ort-Verstromung	1,2	1,2
Biomethan	3,8	2,0
Industrielle Erdgas-BHKW	2,5	1,6
Nahwärme und Objektversorgung Erdgas-BHKW	2,4	1,2
Holz-Kondensations-Kraftwerke	1,0	1,0
Pumpspeicherwerke	4,8	4,8
Beitrag zur gesicherten Leistung durch erneuerbare Energien:		
Geothermie	0,1	0,1
Wasserkraft	2,4	2,4
Windkraft (gesamt)	2,6	2,6
Fotovoltaik	0,3	0,3
Bedarf an gesicherter konventioneller Kraftwerksleistung	58,3	64,4
Bedarf an installierter konventioneller Kraftwerksleistung*	62,9	69,1

*) Für die Berechnung der gesicherten Leistung des Kraftwerksparks wurde dessen Zusammensetzung entsprechend dem Mengengerüst des Basisszenarios 2010 A zugrunde gelegt. Als zusätzliche Backup-Kraftwerke wurden Gasturbinen mit einer mittleren Größe von 150 MW angenommen.

5.3 Simulation der erneuerbaren Stromerzeugung 2050 mit REMix im europäischen Kontext

5.3.1 Basisszenario A

Die Versorgungssicherheit bei der Umsetzung des Mengengerüsts der installierten Leistungen in Deutschland im Jahr 2050 wird mit den Modellen REMix und SimEE geprüft. Damit für die als Verbundsystem untersuchten Länder Europas und Nordafrikas möglichst ähnliche Annahmen gelten wie für Deutschland, werden vergleichbare Mengengerüste für die installierten Leistungen erneuerbarer Stromerzeuger in den einzelnen Ländern zugrunde gelegt. Diese werden aus den Studien MED-CSP und TRANS-CSP ([BMU 2005b], [BMU 2006]) entnommen, in denen ein zu ca. 80% auf erneuerbaren Energien basierendes Energieversorgungssystem für Europa, den nahen Osten und Nordafrika entworfen wurde. In den beiden genannten Studien wurde ein besonderer Schwerpunkt auf den Import von Strom aus regelbaren solarthermischen Kraftwerken in Wüstengebieten nach Europa gelegt. Da der EE-Anteil an der Stromerzeugung im Basisszenario höher liegt als in den zugrunde gelegten Studien für Europa und Nord-Afrika, wird das Mengengerüst aus den beiden Studien als Untergrenze der installierten Leistungen für die EE-Stromerzeugung verwendet. Welche Kapazitäten zusätzlich zugebaut werden ist Ergebnis der kostenminimierenden Modellierung in REMix. Dabei werden die Anteile von fossiler Erzeugung und Importen an der Stromversorgung jeder Region und die Menge an EE-Überschüssen für die Wasserstoffherzeugung analog zu den Annahmen für Deutschland festgelegt.

Um die Laufzeiten des Modells so zu verkürzen, dass die Rechnungen im Bearbeitungszeitraum durchgeführt werden konnten, wurden die ursprünglich 36 Modellregionen wie folgt zu 10 Regionen zusammengefasst (Abbildung 5.11):

1		Deutschland
2	Nordeuropa	Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden
3	Nordwesteuropa	Belgien, Irland, Luxemburg, Niederlande, Großbritannien
4	Südwesteuropa	Frankreich, Portugal, Spanien
5	Nordwestafrika	Algerien, Marokko, Tunesien
6	Südeuropa	Italien, Liechtenstein, Malta, Schweiz
7	Nordostafrika	Libyen, Ägypten
8	Südosteuropa	Zypern, Griechenland, Türkei
9	Mittelosteuropa	Albanien, Bosnien, Serbien, Mazedonien, Österreich, Bulgarien, Kroatien, Ungarn, Slowak. Republik, Rumänien, Slowenien
10	Nordosteuropa	Moldawien, Tech. Republik, Estland, Litauen, Lettland, Polen, Ukraine, Weißrussland

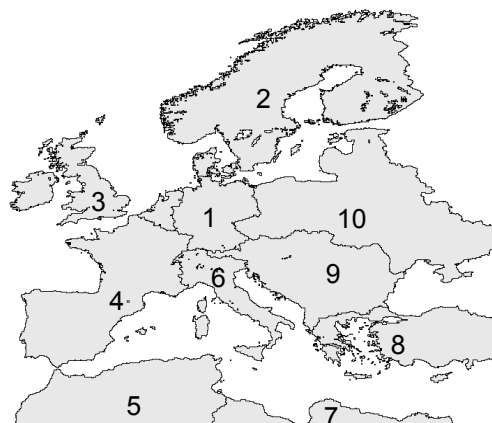


Abbildung 5.11: Aggregierte Regionen im Modell REMix

Tabelle 5-3: Strommengen und Erzeugungs-/Speicherleistung in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050

	Strommengen in TWh	Installierte Leistung in GW
Wind onshore	847	358
Wind offshore	2059	509
Fotovoltaik	712	455
Geothermie (inkl. KWK)	315	38
Wasserkraft	729	249
Biomasse Dampfturbine	24,6	108
Biomasse KWK	426	49
CSP	812	178
Fossile Kraftwerke	665	193
Stromerzeugung / installierte Erzeugungsleistung	6589	2139
Jährlicher Strombedarf	5447	
Speicherkapazität / Speicherleistung	0,035	0,3
Überschüsse	0	
Import	1885	
Export	1971	
Wasserstoffherzeugung / Elektrolyseleistung	1089	760
Wärmeabgabe von KWK-Anlagen	1323	

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

Tabelle 5-3 zeigt die erzeugten Strommengen, die Speicherkapazität und die Erzeugungsleistung in der gesamten untersuchten Region. In Abbildung 5.12 ist die Struktur der Erzeugung in jeder Region dargestellt. Die Höhe der Balken ist proportional zur Menge des erzeugten Stromes.

Mit dem dargestellten Energiemix lässt sich der Strombedarf jederzeit decken. Bei der angesetzten Mengenvorgabe für die Erzeugung von Wasserstoff, der in den Verkehrssektor fließt, werden ungenutzte Überschüsse vollständig vermieden. Andere Ausgleichsoptionen werden nur in sehr geringem Umfang genutzt. So wird z. B. der Einsatz zusätzlicher Speicher nur in Region 3 (Nordwesteuropa) vorgesehen. Die Wasserstoffherzeugung leistet den erforderlichen Lastausgleich, muss dafür aber nicht die effizienteste Lösung sein. Um der Wasserstoffherzeugung andere Optionen wie Speicher, Lastmanagement und großräumigen Ausgleich von Last- und Erzeugungsschwankungen gegenüberzustellen, soll im weiteren Projektverlauf die Mengenvorgabe durch eine kostenbasierte Dimensionierung der einzelnen Bestandteile ersetzt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch weiterhin der Energiebedarf des Verkehrssektors zu decken ist. Ebenfalls sollen im weiteren Verlauf Begrenzungen des Netzausbaus und ihre Wirkung auf den Speicherbedarf untersucht werden.

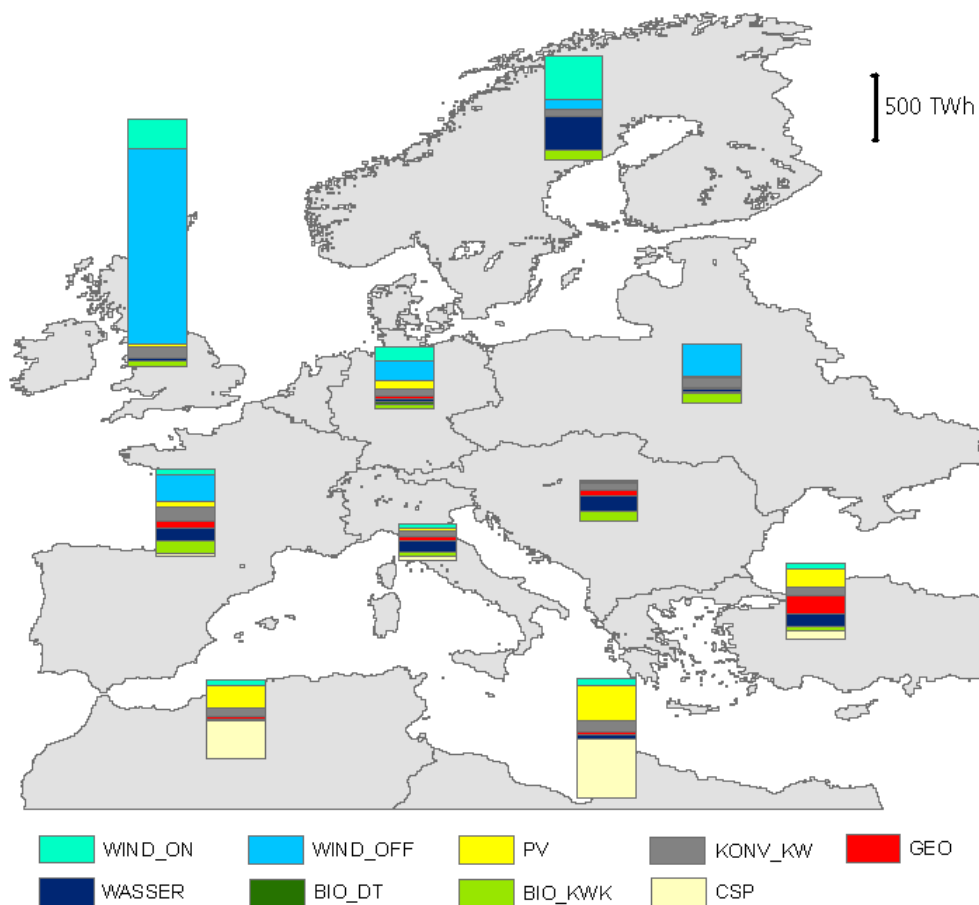


Abbildung 5.12: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in Europa und Nordafrika im Jahr 2050 bei einer Versorgung in D gemäß Basisszenario 2010 A

Die Tabelle 5-4 zeigt die unter Annahme eines unbegrenzt möglichen Netzausbaus berechneten Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Modellregionen. Mit 1971 TWh wird ein Anteil von 36 % der gesamten Stromerzeugung in der EUNA-Region für den interregionalen Transport erzeugt. Die Regionen Nordwesteuropa, Nordeuropa und Nordostafrika sind Nettoexporteure von Strom. Nordwesteuropa exportiert knapp 980 TWh. Die größte Übertragungsleistung von knapp 79 GW verbindet die Regionen Nord- und Südwesteuropa, die zweitgrößte Übertragungsleistung von ca. 71 GW verbindet Deutschland mit Nordwesteuropa. Die Übertragungsleistungen verteilen sich auf mehrere Länder und Leitungen und werden auch für den Weitertransport dimensioniert – es können also Teile von Übertragungskapazitäten der Versorgung in entfernten Regionen dienen. Die Leitungen werden mit mittleren 5870 Vollaststunden sehr gut ausgelastet, was vermutlich auch dadurch bedingt ist, dass der Ausgleich von Last- und Erzeugungsschwankungen bei Überschüssen zu einem großen Teil durch die Wasserstoffherzeugung und bei Unterdeckung der Last durch EE-Einspeisung zu einem großen Teil durch fossile Kraftwerke erfolgt.

Es wurde im hier dargestellten Fall in REMix nur die Bedingung einer jederzeit gedeckten Last, nicht aber eine Randbedingung für Reserveleistung berücksichtigt. Die Import- und Exportzeitreihen für Deutschland sowie der Einsatz der regelbaren Kraftwerke, wie im Modell

REMIX ermittelt, wurden an das Modell SimEE für die Untersuchung des Einflusses weiterer nationaler Lastausgleichsmaßnahmen übergeben.

Tabelle 5-4: Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050

		DE	Nord-europa	Nord-west-europa	Süd-west-europa	Nord-west-afrika	Süd-europa	Nord-ost-afrika	Süd-ost-europa	Mittel-ost-europa	Nord-ost-europa
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Deutschland	1	0	0	71	0	0	19	0	0	17	3,6
Nordeuropa	2	0	0	17	0	0	0	0	0	0	37
Nordwesteuropa	3	71	17	0	79	0	0	0	0	0	0
Südwesteuropa	4	0	0	79	0	27	0	0	0	0	0
Nordwestafrika	5	0	0	0	27	0	0	3,9	0	0	0
Südeuropa	6	19	0	0	0	0	0	3,8	0	0	0
Nordostafrika	7	0	0	0	0	3,9	3,8	0	14	9,0	0
Südosteuropa	8	0	0	0	0	0	0	14	0	5,4	8,4
Mittelosteuropa	9	17	0	0	0	0	0	9,0	5,4	0	1,7
Nordosteuropa	10	3,6	37	0	0	0	0	0	8,4	1,7	0

5.3.2 100%ige Stromerzeugung aus EE (Szenario B 100%-S/H2)

Der EE-Anteil für die Stromerzeugung wurde im Szenario B 100%-S/H2 für alle Länder in Europa und Nordafrika auf 100 % gesetzt. Um den Strombedarf vollständig mit EE zu decken, wird entsprechend den Annahmen für Deutschland zur Ergänzung der regelbaren EE-Stromerzeugung Wasserstoff oder Methan als chemischer Energiespeicher vorgesehen. Wenn die Last durch die Stromerzeugung aus EE übertroffen wird, kann Wasserstoff oder im weiteren Schritt Methan erzeugt werden. In Zeiten, in denen die Last durch die direkte erneuerbare Stromerzeugung nicht gedeckt ist, kann der chemische Energieträger wieder verstromt werden. Diese Stromerzeugung kann mit Wärmeerzeugung gekoppelt sein. Da KWK-Anlagen für die Rückverstromung von Wasserstoff in REMIX nicht, in SimEE hingegen detailliert abgebildet sind, wird eine Zeitreihe der Stromerzeugung in nicht regelbaren KWK-Anlagen zusammen mit der Zeitreihe der Stromerzeugung in nicht regelbaren EE-Kraftwerken in Deutschland in SimEE simuliert und an REMIX übergeben. In REMIX wird diese Zeitreihe von der Last in Deutschland abgezogen und nur die Restlast mit den verbleibenden Stromerzeugungstechniken und durch Import aus dem oder Export in das Verbundsystem geglättet.

Das Verhältnis der Wasserstoffherzeugung zum jährlichen Strombedarf beträgt im Szenario B-100%-S/H2 in Deutschland ca. 63%. Die angenommene Menge Wasserstoff, die in den Verkehrssektor fließt, bleibt in Deutschland mit 100 TWh gleich wie im Basisszenario A. Die Wasserstoffherzeugung wird für den Rest Europas analog zu Deutschland festgesetzt. Ebenso wird der Nettoimport analog zum Import in Deutschland auf maximal 40% des Strombedarfs beschränkt. Die Ergebnisse aus dem REMIX-Lauf nach der zweiten Iteration mit SimEE sind in Tabelle 5-5 zusammengefasst.

Tabelle 5-5: Strommengen in TWh und Erzeugungsleistung in GW in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050

	Strommengen in TWh	Installierte Leistung in GW
Wind onshore	922	397
Wind offshore	3370	790
Fotovoltaik	1504	902
Geothermie (inkl. KWK)	330	40
Wasserkraft	729	249
Biomasse Dampfturbine	23,6	102
Biomasse KWK	421	59
CSP	788	172
Konventionelle Kraftwerke (mit H ₂ betrieben)	923	149
Stromerzeugung / installierte Erzeugungsleistung	9012	2860
Jährlicher Strombedarf	5471	
Speicherkapazität / Speicherleistung	0	0
Überschüsse	0	
Import	3242	
Export	3382	
Strom für Wasserstoffherz. / Elektrolyseleistung	3439	1470
Wärmeabgabe von KWK-Anlagen	1326	

Da in jeder Region ein Teil des erzeugten Stroms für die Wasserstoffherzeugung und -rückverstromung hergestellt wird, muss insgesamt mehr Strom erzeugt werden als im Basisszenario A: gut 9000 TWh anstelle von knapp 6600 TWh.

Der zusätzliche Strom wird größtenteils durch zusätzliche Offshore Windenergieanlagen im Norden Europas bereitgestellt. Deren Stromproduktion ist mit 3370 TWh mehr als 1300 TWh höher als im Basisszenario 2010 A. Einen ebenfalls starken Zuwachs erfährt die Fotovoltaik: mit gut 1500 TWh werden beinahe 800 TWh mehr erzeugt als im Basisszenario 2010 A. Auch die konventionellen Kraftwerke, welche nun mit Wasserstoff betrieben werden, erzeugen mit 923 TWh mehr Strom als im Basisszenario 2010 A, in dem nur 665 TWh konventionell erzeugt werden. Der Einsatz aller anderen Techniken erfolgt entweder in gleichem Umfang wie im Basisszenario 2010 A oder nur leicht erhöht.

Die Regionen Nordwesteuropa, Nordeuropa und Nordostafrika sind in diesem Szenario Nettoexporteure von Strom. Insgesamt werden ca. 3380 TWh Strom für den Export produziert. Nordwesteuropa exportiert mit gut 1900 TWh die größte Strommenge. Die vorgegebene Wasserstoffherzeugung und -rückverstromung begünstigt die Windenergie, da sie deren starke Fluktuationen und nicht vorhandene Regelbarkeit kompensiert. Weitere Speicher werden dazu nicht benötigt. In einem Szenario mit miteinander konkurrierenden Ausgleichsoptionen enthielte der Energiemix höhere Anteile der regelbaren Stromerzeugung wie z. B. solarthermische Kraftwerke und höhere Anteile anderer Speicheroptionen als Wasserstoff.

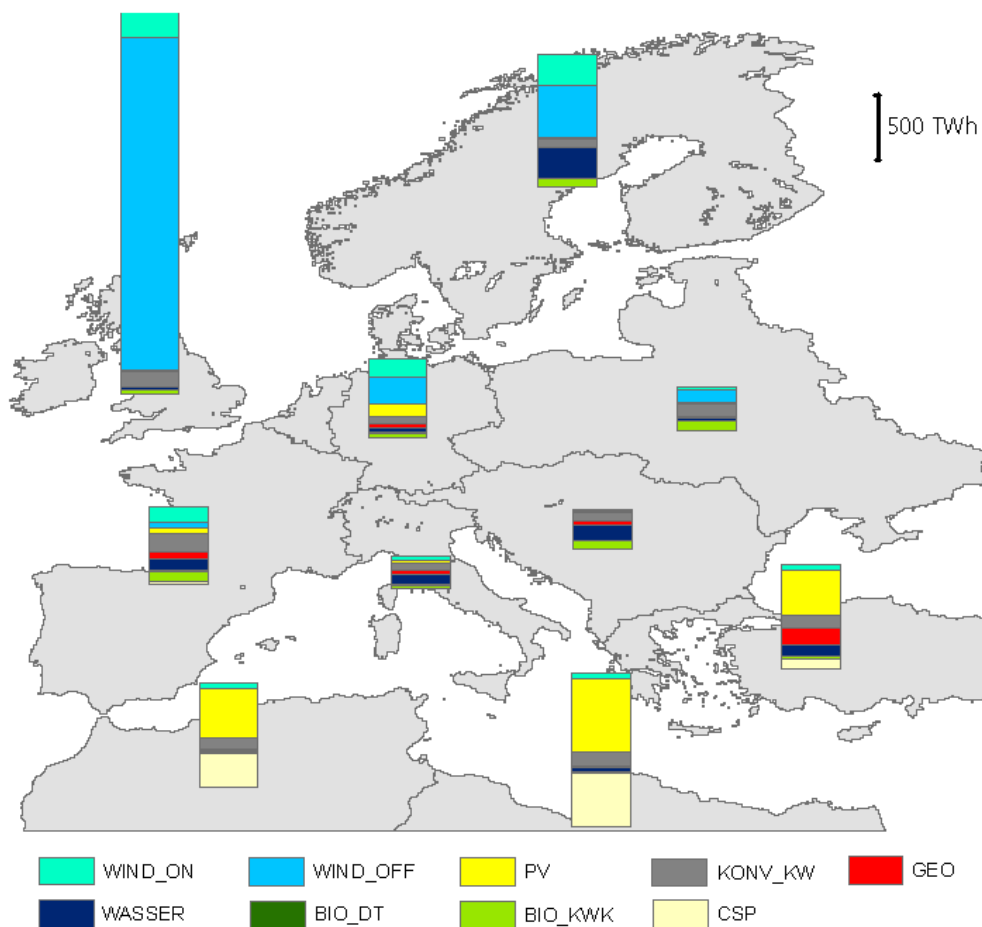


Abbildung 5.13: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in den Regionen Europas und Nordafrikas im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050

Die berechneten Stromübertragungsleistungen liegen – ohne Vorgabe einer Begrenzung – größtenteils deutlich höher als im Basisszenario 2010 A. Deutschland ist mit knapp 146 GW Übertragungskapazität an Nordwesteuropa angebunden. Dabei handelt es sich um die größte Übertragungskapazität zwischen den untersuchten Regionen. Von Deutschland führen Verbindungen nach Nordosteuropa (23 GW), Mittelosteuropa (33,5 GW) und Südeuropa (40 GW). Die zweitgrößte Übertragungskapazität von 120 GW verbindet Nord- und Südwesteuropa. Übertragungskapazitäten in dieser Größenordnung bis zum Jahr 2050 aufzubauen wäre eine erhebliche politische und technische Herausforderung. Im Rahmen der weiteren Arbeiten werden deshalb auch Szenarien untersucht, die an dieser Stelle ein begrenztes Netzausbauszenario vorgeben.

Die Übertragungsleitungen sind mit im Durchschnitt 6360 Volllaststunden in diesem Szenario sehr gut ausgelastet. Diese trotz hoher und fluktuierender Windenergieeinspeisung sehr hohe Auslastung deutet darauf hin, dass die Leitungen weniger zum Ausgleich von Schwankungen und mehr für den Export großer Mengen kostengünstiger Windenergie verwendet werden. Auch dieser Effekt ist wie das Fehlen weiterer Speichertechniken in der getroffenen Annahme fester Strommengen für die Wasserstoffherzeugung und für die Rückverstromung aus Wasserstoff begründet. Die Last- und Erzeugungsschwankungen im Versorgungssystem werden darüber weitgehend geglättet, so dass die restlichen Systembestandteile besser

ausgelastet werden können oder keinen Beitrag zum Lastausgleich leisten müssen, was sich über die Minimierung der Kosten auf die Systemauslegung auswirkt.

Tabelle 5-6: Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Szenario B-100-S/H2 im Jahr 2050

		DE	Nord-europa	Nord-west-europa	Süd-west-europa	Nord-west-afrika	Süd-europa	Nord-ost-afrika	Süd-ost-europa	Mittel-ost-europa	Nord-ost-europa
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
DE	1	0	0	146	0	0	40	0	0	33	23
Nordeuropa	2	0	0	10	0	0	0	0	0	0	52
Nordwesteuropa	3	146	10	0	120	0	0	0	0	0	0
Südwesteuropa	4	0	0	120	0	25	0	0	0	0	0
Nordwestafrika	5	0	0	0	25	0	0	6	0	0	0
Südeuropa	6	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nordostafrika	7	0	0	0	0	5,6	0	0	14	5,5	0
Südosteuropa	8	0	0	0	0	0	0	14	0	8,1	1,1
Mittelosteuropa	9	33	0	0	0	0	0	5,5	8,1	0	0
Nordosteuropa	10	23	52	0	0	0	0	0	1,1	0	0

Die Wasserstoffmenge wurde im Mengengerüst teilweise als Platzhalter für weitere chemische Speichertechniken eingesetzt, wie z. B. der Methanisierung für das Szenario B 100%-S-CH₄, welches im weiteren Projektverlauf abgebildet und untersucht wird. Teilweise übernimmt Wasserstoff bzw. Methan aber auch Funktionen in der Wärmeversorgung und im Verkehrssektor, die in REMix so noch nicht abgebildet sind. Damit der Bedarf in diesen Sektoren gedeckt bleibt, wurden die Wasserstoffmengen in den erfolgten Berechnungen bislang vorgegeben.

5.4 Detaillierte Untersuchung der Lastdeckung in Deutschland 2050 mit SimEE

5.4.1 Basisszenario 2010 A

Im Folgenden sind die Ergebnisse der dynamischen Modellierung und Bewertung des Basis-szenarios 2010 A für das Simulationsjahr 2050 mit ca. 85% EE-Anteil im Stromsektor dargestellt. Die Untersuchungen basieren auf dem Wetterjahr 2006.

Bewertung der nationalen EE-Einspeisung – hohe Gradienten durch PV

Beispielhaft stellen die in Abbildung 5.14 ausgewählten Wochen die Charakteristik der fluktuierenden Einspeisung im Jahr 2010 dar. Die Windeinspeisung weist die stärksten Unregelmäßigkeiten auf, sowohl im kurzzeitigen als auch im langzeitigen Horizont. Eine Tendenz zu mehr Wind im Herbst und Winter ist vorhanden, was generell gut zum Jahresverlauf der Stromnachfrage passt. Die PV-Einspeisung passt hingegen gut zum Tagesgang der Last. Durch die hohe Einspeisung im Sommerhalbjahr ergeben sich gute Synergien in der Lastdeckung. Dennoch kommt es an Tagen hoher gleichzeitiger Wind- und Solarenergie zu Situati-

onen, in denen die EE-Einspeisung die Last deutlich übersteigt. Die Wasserkraft speist stetig ein – vermehrt im Frühjahr und Sommer. Auch die Geothermie hat durch die Nutzung von Wärme im Winter bei konstantem geothermischen Massenstrom einen Strom-Erzeugungsschwerpunkt im Sommerhalbjahr. Biomasseanlagen können dagegen ihre Brennstoffzufuhr anpassen und speisen aufgrund der Anpassung an den Wärmebedarf vermehrt im Winterhalbjahr ein. Sie bieten so einen saisonalen Ausgleich zur Geothermie.

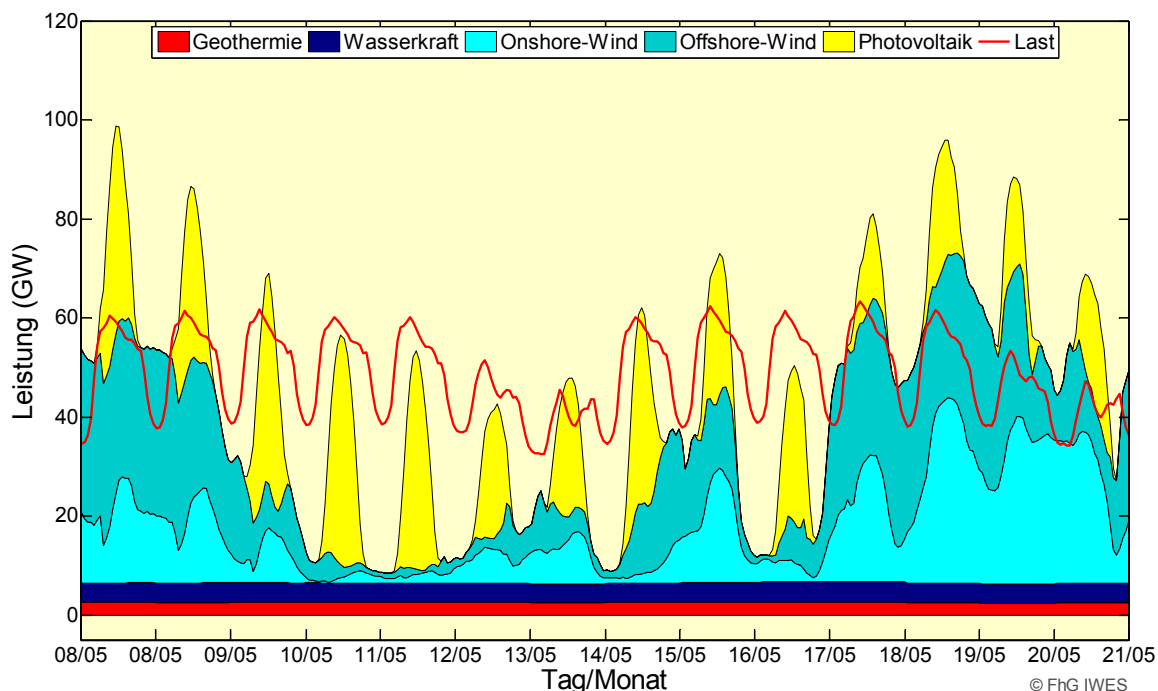


Abbildung 5.14: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Bewertung der nationalen Ausgleichsoptionen – deutliche Glättungen möglich

Die Wirkung der nationalen Ausgleichsoptionen wird in der Abbildung 5.15 für das Lastmanagement und in Abbildung 5.16 für das Erzeugungsmanagement deutlich. Durch den regelbaren Verbrauch kann gezielt überschüssiger EE-Strom genutzt und können zusätzliche Leistungsspitzen vermieden werden. Auch bei der Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff zeigt das Lastmanagement einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen. Dadurch kann die notwendige installierte Leistung der Elektrolyse reduziert, ihre Auslastung erhöht und damit die Systemkosten vermindert werden. Die Einspeisung von Fotovoltaik korreliert im Tagesmittel prinzipiell gut mit dem Verbrauch für Klimatisierung, muss jedoch über den Tagesverlauf (PV-Erzeugungsspitze am Mittag und Klimatisierungsverbrauchsspitze am Nachmittag) durch das Vorkühlen der Gebäudemasse/Kältespeicher übereingebracht werden.

Durch regelbare BHKW können Lastspitzen verringert werden. Grundsätzlich ist es energie-wirtschaftlich nicht sinnvoll, in Zeiten eines Überangebots an nicht regelbaren EE zusätzlichen Strom aus KWK-Anlagen zu erzeugen (vgl. Kap. 5.4.3). Der Wärmespeicher am BHKW kann dennoch zur Deckung des Wärmebedarfs genutzt werden, indem z. B. in windschwachen Zeiten mehr KWK-Strom erzeugt und der Wärmespeicher geladen wird. Während

windstarken Zeiten kann dann die KWK-Wärme aus dem Speicher entnommen werden, ohne zusätzliche Stromüberschüsse zu generieren. Die für das Szenariojahr 2050 angenommene Speicherkapazität der Wärmespeicher der KWK-Anlagen ist jedoch nicht ausreichend, um den Wärmebedarf, für den die Einzel-KWK-Anlagen konzipiert sind, vollständig zu decken. Die Vermeidung zusätzlicher Stromüberschüsse führt folglich zu einer deutlich geringeren Auslastung der KWK-Anlagen.

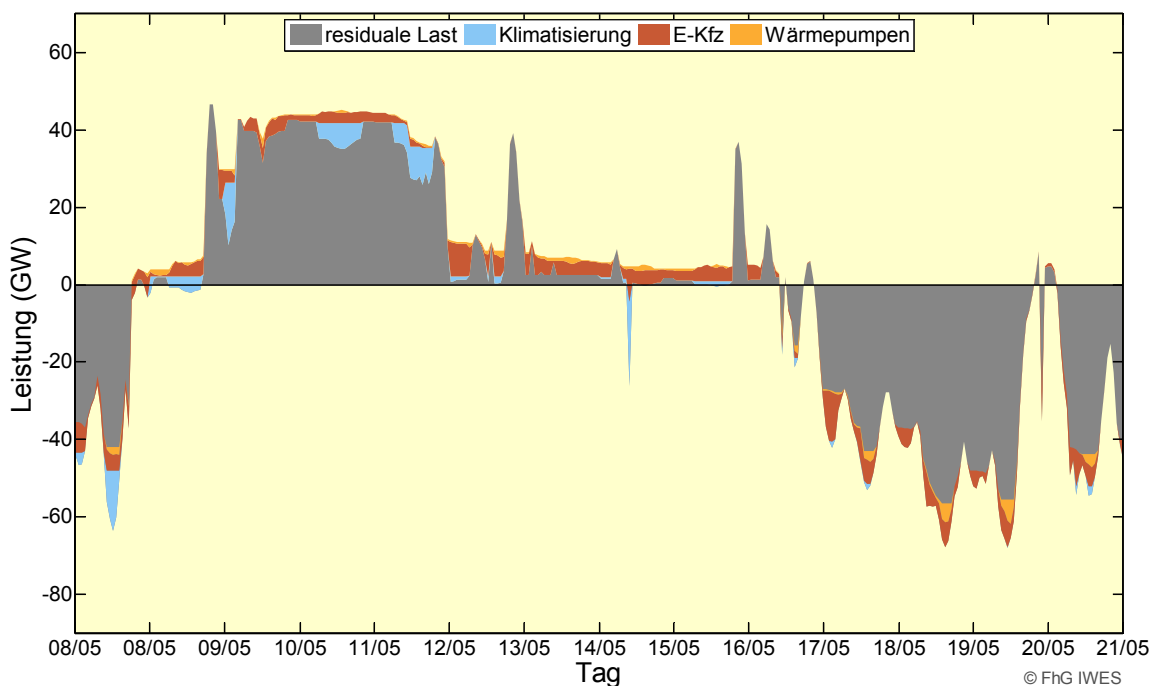


Abbildung 5.15: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export

Bewertung der europäischen Integration und des Gesamtsystems

Der Jahresverlauf des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems ist im separaten Datenanhang in Abbildung 3-13 dargestellt. Wie auch in Abbildung 5.17 deutlich wird, wird das Gesamtsystem durch den meteorologisch bedingten Überschussstrom dominiert, mit dem die vorgegebenen Mengen Wasserstoff für die Nutzung im Verkehrsbereich erzeugt werden. Importierter EE-Strom dient einerseits zur Kompensation fehlender nationaler Erzeugung. Andererseits fallen in der Simulation auf Basis eines gut ausgebauten europaweiten Netzes ohne Kapazitätsbegrenzungen in Zeiten hoher nationaler Erzeugung aus Wind- und Solar-energie zusätzlich in Europa hohe Mengen an EE-Strom an, die für die nationale Wasserstoffherzeugung importiert werden. Die Integration Deutschlands in den europäischen Netzverbund wird in Zeiten geringer nationaler EE-Erzeugung deutlich, in denen es notwendig sein kann, dennoch Strom zu exportieren. Dies führt zwar zu einer erhöhten Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken, ist jedoch im Sinne des Optimums eines gesamteuropäischen Strommarktes notwendig, um im Ausland teurere Backup-Kapazitäten zu reduzieren.

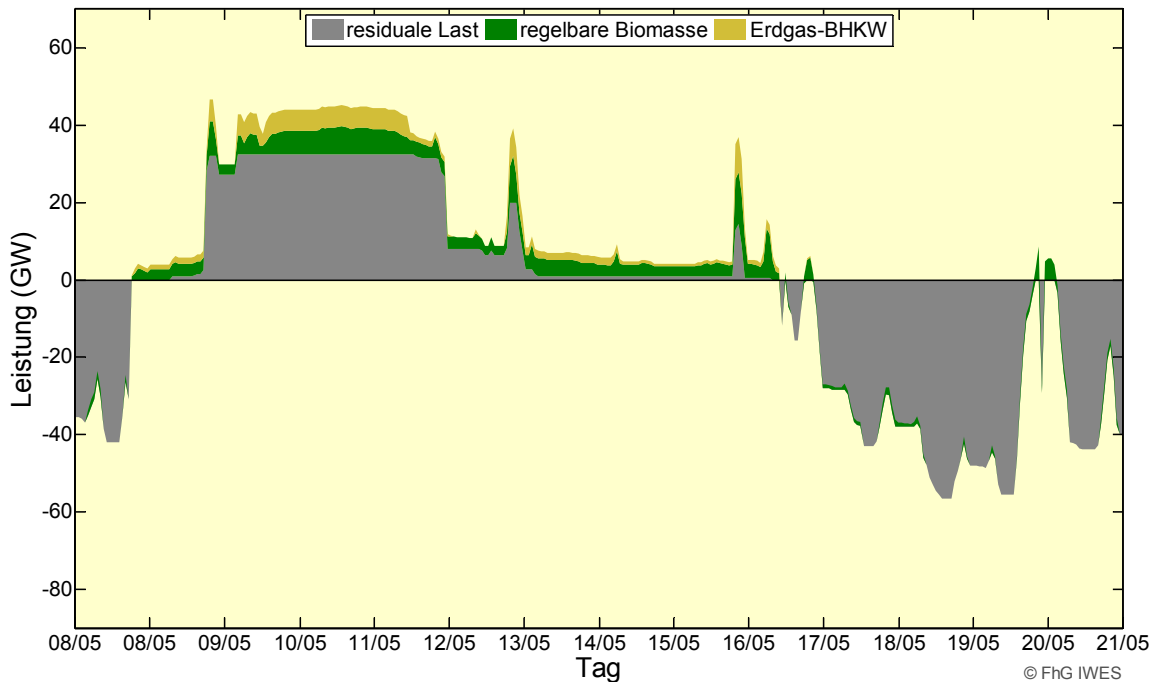


Abbildung 5.16: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export und Lastmanagement

Die konventionellen Kondensations-Kraftwerke dienen zum saisonalen Ausgleich in Phasen geringer Lastdeckung durch Wind- und Solarenergie. Diese Backup-Kraftwerke erzielen – wie in Kap. 5.2 diskutiert – nur noch geringe Ausnutzungsdauern und erreichen durch den reinen Arbeitspreis absehbar keine Wirtschaftlichkeit. Daher ist eine zusätzliche Vergütung für diese „Backup“-Funktion notwendig – d. h. ein Kapazitätsmarkt mit Leistungspreisvergütung – ähnlich dem heutigen Regelenergiemarkt mit an EE-Einspeisung angepassten Rahmenbedingungen. Die genaue Gestaltung eines Kapazitätsmarktes bzw. der Vergütung von Backup-Kraftwerken ist noch offen und weiter zu untersuchen.

Ebenso ist zu untersuchen, wie Strommärkte im Übergang zur regenerativ dominierten Stromversorgung bei EE-Anteilen von 85% und mehr gestaltet werden können. Aus diesem Grund werden in dieser Studie reine volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtungen durchgeführt.

Die im Mengengerüst vorgegebene Wasserstoffherzeugung aus Überschussstrom kann nicht ganz erreicht werden. Dies ist auf die gegenüber den Annahmen des Basisszenario-Mengengerüsts verminderte Einspeisung aus KWK-Anlagen zurückzuführen. Im weiteren Verlauf der Studie werden diese Vorgaben angepasst.

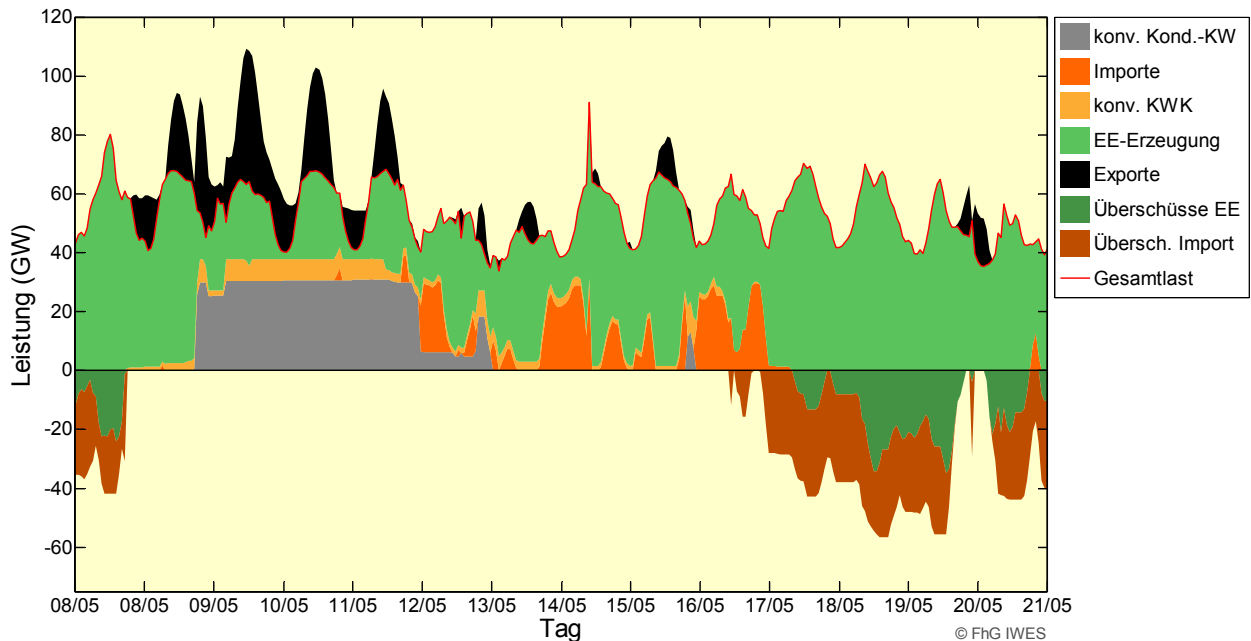


Abbildung 5.17: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Zusammenfassung Jahr 2050 – Basisszenario 2010 A

Durch die dynamische Simulation konnte dargestellt werden, dass eine Energieversorgung, wie sie im Mengengerüst des Basisszenarios 2010 A vorgeschlagen wird, umsetzbar ist. Die Versorgung mit Elektrizität kann zu jeder Stunde gewährleistet werden. Weiterer Untersuchungsbedarf besteht in der Bewertung des Einsatzes von KWK und in der Höhe des Bedarfs an Überschussstrom zur Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehrssektor.

5.4.2 100%ige Stromversorgung mit Erneuerbaren – Szenario B-100%-S/H2

Das Szenario B-100%-S/H2 ist dadurch charakterisiert, dass sich durch die Vollversorgung mit EE im Strombereich auch die Notwendigkeit zum saisonalen Ausgleich mittels Speichern ergibt. Das Szenario ist im Vergleich zum Basisszenario durch einen höheren Anteil von Überschussstrom gekennzeichnet, der in einen chemischen Energieträger umgewandelt wird, um für eine Rückverstromung in KWK-Anlagen (vorher Erdgas-BHKW und Fernwärme-HKW) und Kondensations-Kraftwerken zur Verfügung zu stehen. Wie in Abbildung 5.18 dargestellt, zeichnet sich die nationale Erzeugung auch durch einen höheren Anteil fluktuierender Wind- und Solarenergie aus.

Bewertung der nationalen Ausgleichsoptionen

Des Weiteren zeigen sich die Ausgleichseffekte eines höheren Anteils von Elektrofahrzeugen (E-KFZ) im Szenario B durch das Lastmanagement (Abbildung 5.19). Dabei ist darauf hinzuweisen, dass sich ebenso wie im Verkehrsbereich auch durch Wärmepumpen im Wärmebereich höhere Effizienzen durch die Nutzung von EE ergeben – besonders in Kombination mit Wärmespeichern und Lastmanagement. E-KFZ und Wärmepumpen sind aus System-sicht grundsätzlich gleichwertig zu behandeln. Entsprechend kann die Gesamteffizienz des Systems durch einen starken Ausbau der Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 noch gesteigert

werden. Der Ausgleich durch regelbare KWK entspricht in seinen Potenzialen dem Basis-szenario (Abbildung 5.20).

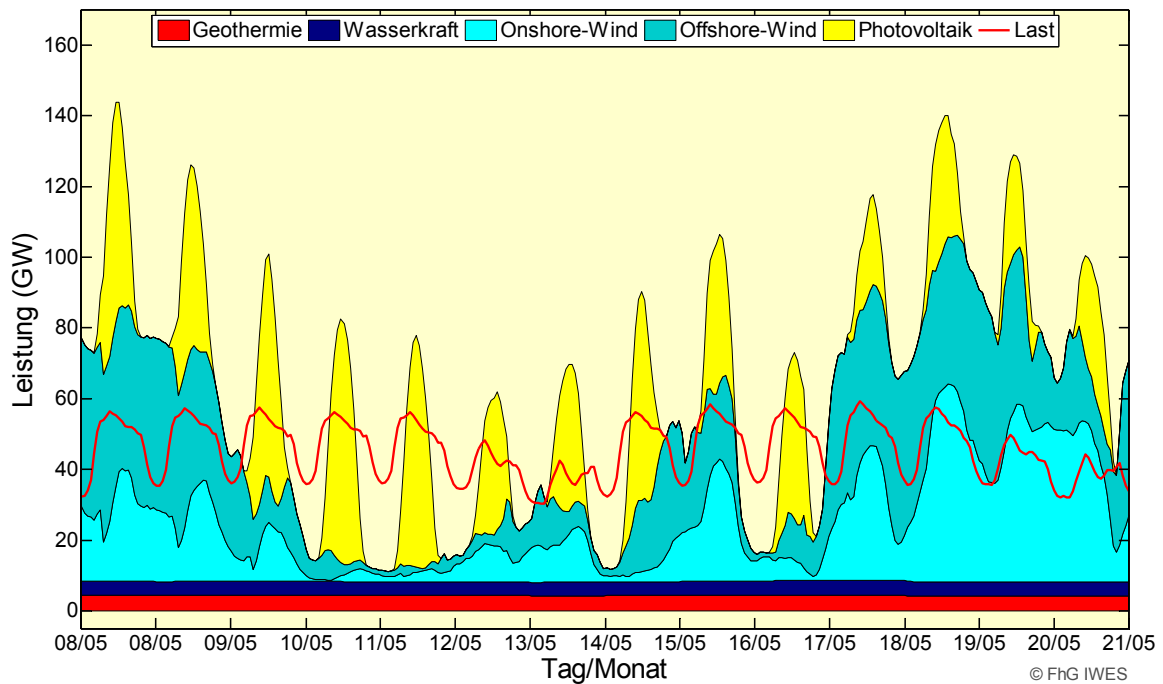


Abbildung 5.18: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)

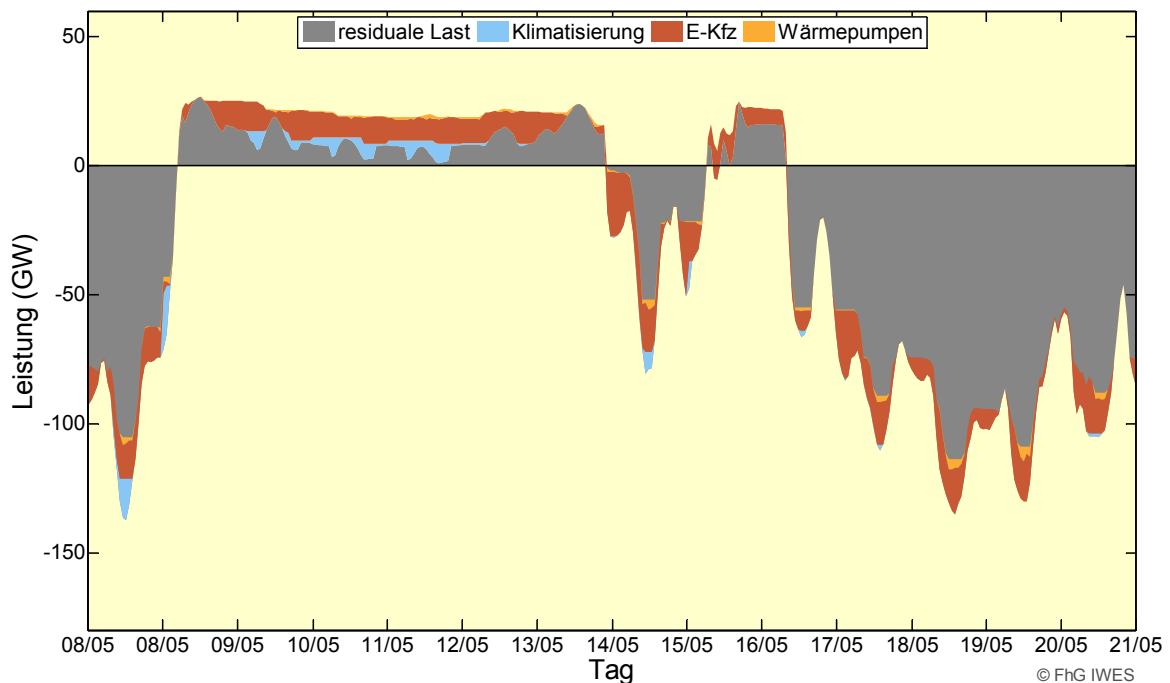


Abbildung 5.19: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export

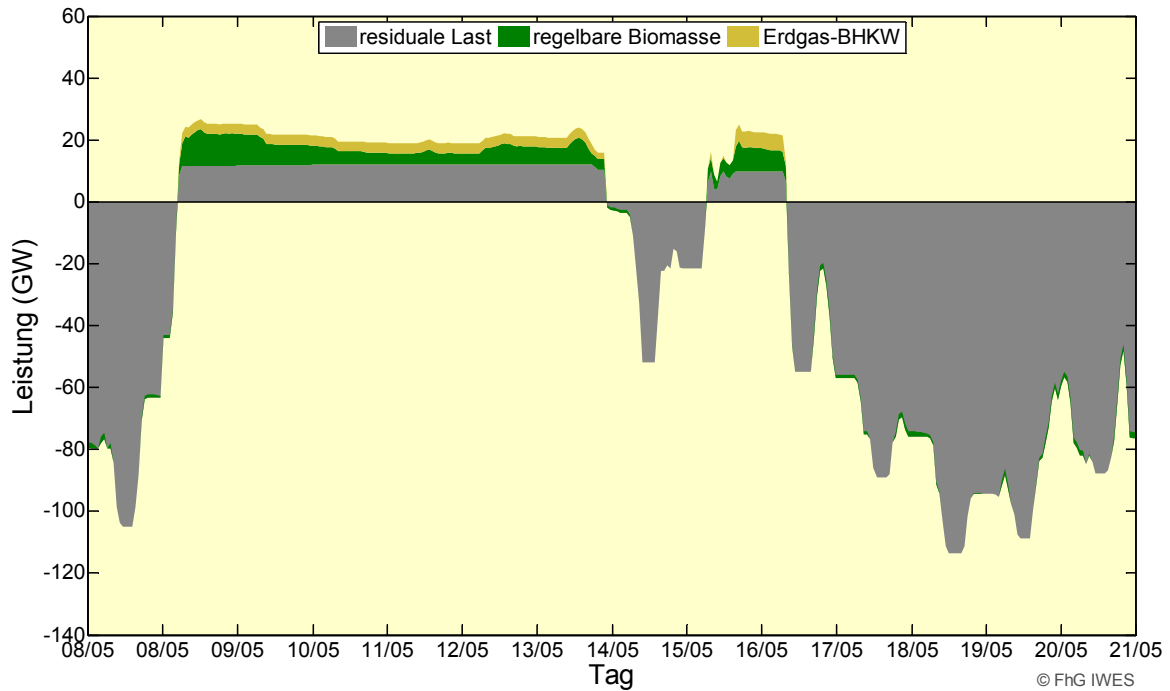


Abbildung 5.20: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export

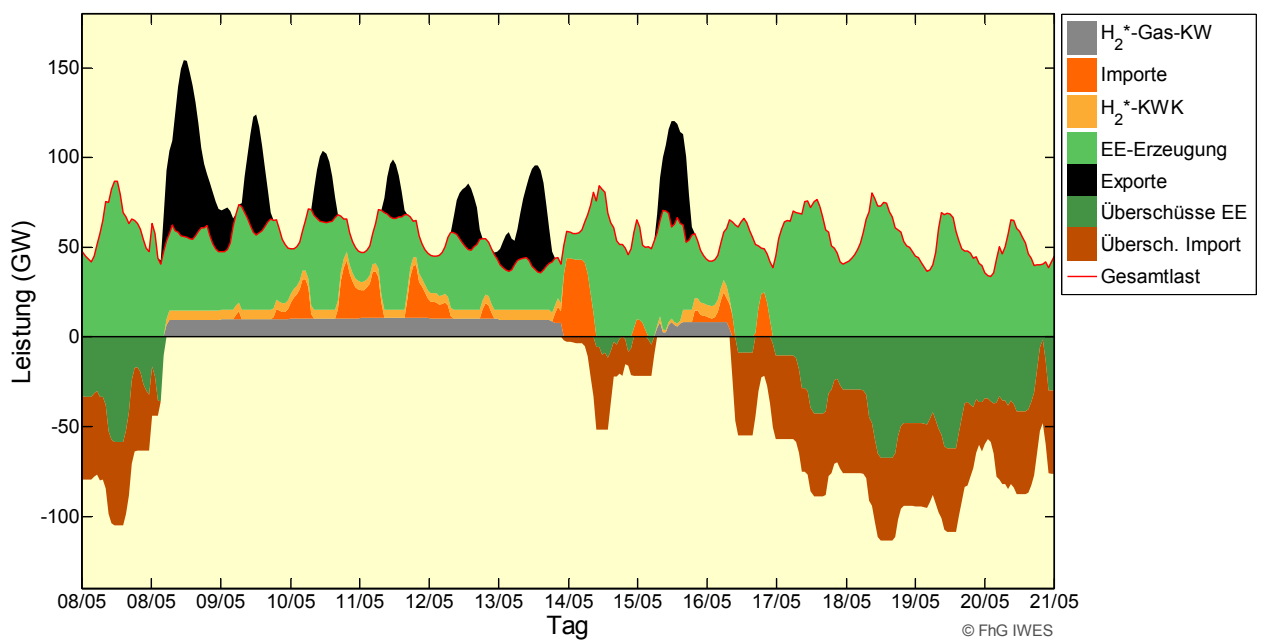


Abbildung 5.21: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)*

* Eine alternative Nutzung von infrastrukturkompatiblem Methan (CH_4) ist möglich, bedarf aber höherer Überschussmengen

Bewertung der europäischen Integration und des Gesamtsystems

Der Jahresverlauf des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems ist im separaten Datenanhang in Abbildung 3-14 dargestellt. Wie auch in Abbildung 5.17 deutlich wird, wird das Gesamtsystem durch eine noch stärkere Bedeutung der europäischen Verflechtung und eine noch deutlichere Dominanz der meteorologisch bedingten Importe dominiert. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades für die H₂-Rückverstromung werden im Vergleich zum Basisszenario deutlich höhere Überschussstrom-Energiemengen zur H₂-Erzeugung benötigt. Die gesteigerte Bedeutung des Überschussstroms wirkt sich auf eine geringere Auslastung der KWK-Anlagen aus, die unter der des Basisszenarios liegt.

Im Bereich der Lastausgleichsoptionen konnten in den Simulationen Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherwerke bisher aufgrund der Szenarioarchitektur nicht berücksichtigt werden. Da aufgrund der vorgegebenen Nutzung des Überschussstroms zur Wasserstoffproduktion nur geringe Energiemengen abzuregeln sind, erscheint der Einsatz von weiteren Speichern im Lastfolgebetrieb energiewirtschaftlich nicht sinnvoll. Im Bereich des Kurzzeitausgleichs decken die Lastmanagementanwendungen und regelbaren BHKW den Ausgleichsbedarf. Dennoch ist der Einsatz von Großspeichern wie PSW im Bereich der Bereitstellung von Regelleistung notwendig und effizient. Für eine genauere Bestimmung des Speicherbedarfs besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

Notwendigkeit von Langzeitspeichern für eine Vollversorgung mit Erneuerbaren

Ergebnisse des IWES in anderen Studien [von Bremen 2009, UBA 2010a] haben bei Betrachtungen über mehrere Wetterjahre gezeigt, dass immer wieder ganze Wochen auftreten, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland und ganz Europa sehr gering ist. Dieser Effekt stellt sich auch beim 100% EE-Stromszenario ein.

Wie in Abbildung 5.22 ersichtlich ist, würde basierend auf dem Wetterjahr 2006 die Situation eintreten, dass die nationale Erzeugung die Last nicht decken kann. In dem ausgewählten Sommermonat übersteigt die PV-Einspeisung zwar zeitweise den Verbrauch der Basislast. Durch die zusätzlichen Verbraucher Klimatisierung und E-KFZ verstärkt sich jedoch das Erzeugungsdefizit weiter. Auch durch die europäische Integration des Energieversorgungssystems mit HGÜ-Transportnetz kann diese Versorgungslücke nur teilweise geschlossen werden.

Es bleibt ein Restbedarf über einen Zeitraum von ca. 2 Wochen bestehen (Abbildung 5.23). Die auftretenden Lücken müssen über regenerativ betriebene Backup-Kraftwerke (H₂-Verstromung) gedeckt werden, in diesem Fall durch Kondensationskraftwerke (grau) und KWK (orange). Als Langzeitspeicher in der erforderlichen Größenordnung von ca. 10 TWh_{el} sind national nur chemische Energieträger in den vorhandenen Gasspeichern mit einer Kapazität von ca. 220 TWh_{th} bzw. in Gaskraftwerken denkbar. Diese Backup-Kraftwerke werden mit erneuerbarem Gas (EE-Wasserstoff oder EE-Methan) betrieben, welches im Langzeitspeicher „(Erd)gasnetz“ vorgehalten wurde.

Zusammenfassung Jahr 2050 – Szenario B-100%-S/H2

Die Stromversorgung kann im Szenario B-100%-S/H2 zu jeder Stunde gewährleistet werden. Die Stabilität der Stromversorgung ist durch mit EE-Gas (Wasserstoff oder Methan) befeuerten Backup-Kraftwerken und dem umfangreichen Einsatz von Ausgleichsoptionen (Erzeugungs- und Lastmanagement, Speicher und Stromnetz) gesichert. Weiterer Untersuchungs-

bedarf besteht in der Modellierung und Bewertung der Interaktion der Energienetze, des Bedarfs an EE-Überschussstrom für Verkehr und Wärme und die erweiterte Untersuchung von Ausgleichsoptionen einschließlich der Variation der Wasserstoffmengen im europäischen Kontext.

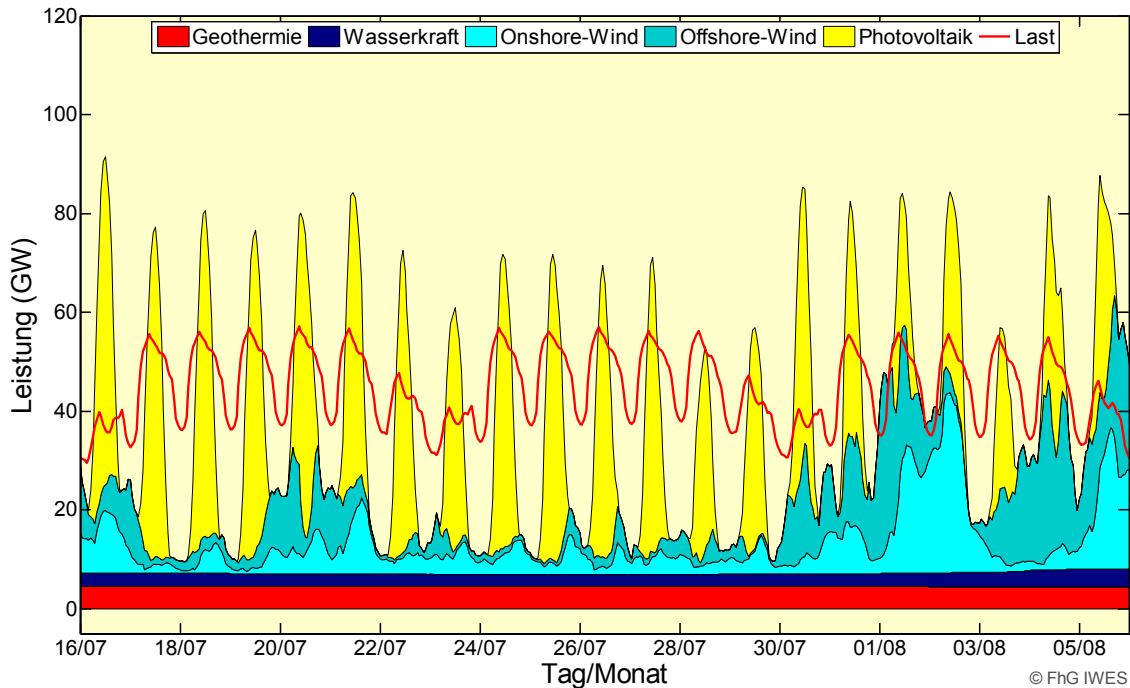


Abbildung 5.22: Extremsituation – Monatsverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)

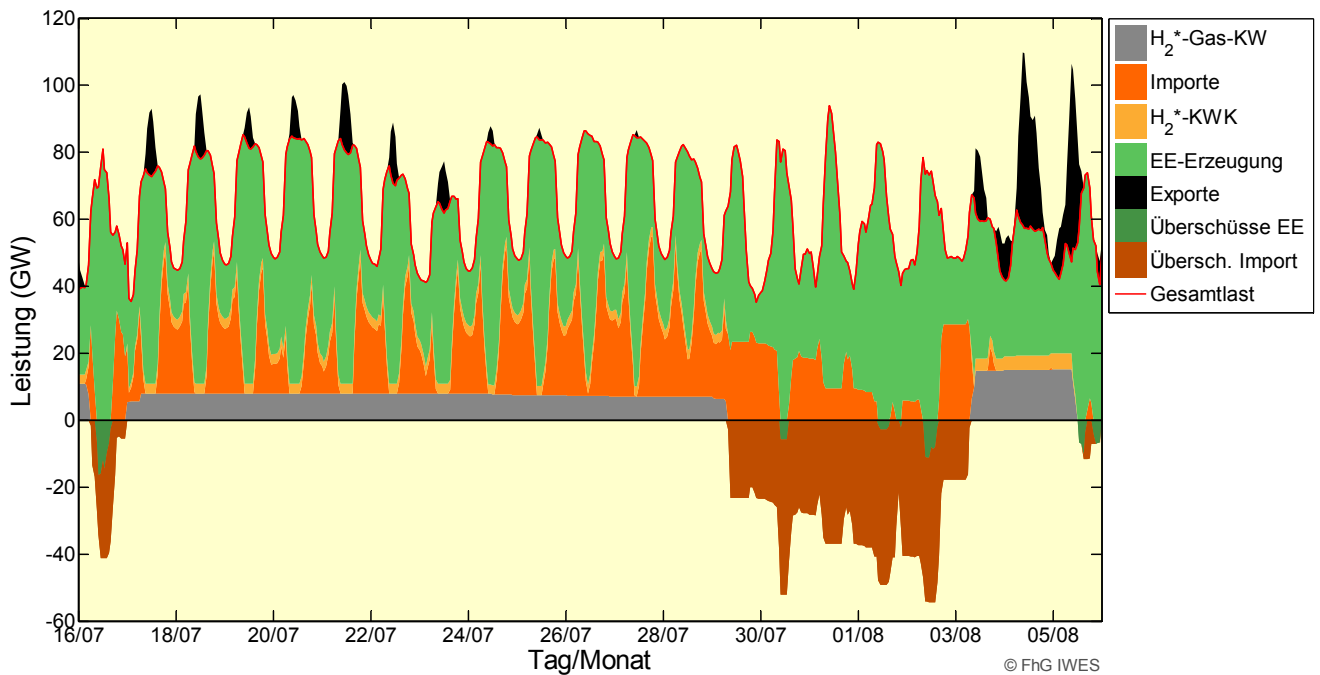


Abbildung 5.23: Extremsituation – Monatsverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)

5.4.3 Exkurs: Rolle der KWK in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender EE

Parallel zu einem EE-Ausbau basieren die politischen Klimaschutzziele auf einem Ausbau der Kraftwärmekopplung aus erneuerbaren (Biomasse und Geothermie) und fossilen Brennstoffen. In einem auf fluktuierenden EE basierenden Energiesystem ist dieses Ausbauziel jedoch hinsichtlich der dynamischen Interaktionen genauer zu untersuchen.

So stellen sich zukünftig Versorgungssituationen dar, in denen die Einspeisung nicht regelbarer EE den Strombedarf übersteigt. Dieser überschüssige Strom kann direkt in Wärme oder einen chemischen Energieträger (H_2 , CH_4) zur Rückverstromung oder Treibstoffnutzung im Verkehr umgewandelt werden. Hinsichtlich der Effizienz des Gesamtsystems ist festzustellen, dass es in solchen Situationen nicht sinnvoll ist, zusätzlichen KWK-Strom zu erzeugen. Besonders deutlich wird diese „Nutzungskonkurrenz“ bei hochwertigen Brennstoffen wie Biogas, Erdgas oder Pflanzenöl, welche alternativ auch im Verkehrsbereich oder zu einem späteren Zeitpunkt in Kondensationskraftwerken eingesetzt werden können. Der Wärmebedarf kann alternativ durch Spitzenlastkessel mit chemischen Energieträgern, über Wärmepumpen oder direkt elektrisch gedeckt werden. KWK-Strom kann also in EE-Überschusszeiten überflüssig sein.

Für einen mittelfristigen Zeitraum (siehe Analysen der Energieversorgung im Jahr 2020 in Kap. 5.2) zeichnet sich eine Systemkonkurrenz zwischen fluktuierenden EE, wärmegeführten KWK-Anlagen und unflexiblen Grundlastkraftwerken ab. Um die Effizienzvorteile der KWK weiterhin zu nutzen und die Deckung der Wärmenachfrage zu gewährleisten, ist dabei eine stärkere Flexibilisierung der KWK-Anlagen notwendig, u. a. mittels Wärmespeichern.

Im Fall von Heizkraftwerken bieten Entnahme-Kondensationsturbinen gegenüber Gegendruckturbinen eine höhere Flexibilität. Für BHKW ist eine höhere installierte Leistung notwendig. Wärmespeicher ermöglichen eine Entkoppelung von Wärmebedarf und Stromerzeugung. Aufgrund der hohen Volumina und der zusätzlichen Kosten sind diese Speicherkapazitäten jedoch begrenzt und ermöglichen einen Ausgleich innerhalb eines Tages bis hin zu wenigen Tagen. Ein weiterer Vorteil dieser Flexibilisierung ist die Bereitstellung höherer Leistung in Zeiten geringer Lastdeckung durch fluktuierende EE und dadurch eine verbesserte EE-Integration. Zusätzlich zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen tragen weitere Ausgleichsoptionen wie Lastmanagement und Stromspeicher zur Entlastung der aufgezeigten Konkurrenzsituation bei.

Für einen langfristigen Entwicklungszeitraum (siehe Analysen der Energieversorgung im Jahr 2050) dominieren dagegen zusehends saisonale Einflüsse. Das Energiesystem benötigt zunehmend Überschussstrom, um durch Wasserstoff oder Methan Reserven für Zeiten mit geringem Angebot aus Wind- und Solarenergie zu bilden oder um eine mögliche Nachfrage im Verkehrsbereich zu decken. Diese länger andauernden Wetterphasen können nicht mehr über Tageswärmespeicher überbrückt werden. Entsprechend bedingt eine Bewertung der KWK-Nutzung bei einer erneuerbaren Vollversorgung weiteren Forschungsbedarf. Alternativen zur erneuerbaren Wärmebereitstellung sind hinsichtlich Effizienz und Kosten zu bewerten. Weitere Fragestellungen bestehen hinsichtlich der Interaktionen und Synergien von KWK und Wärmepumpen.

6 Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien

6.1 Ausbau erneuerbarer Energien

Systemanalytische Differenzkosten und EEG-Differenzkosten

In den Ausführungen zu den Kosten- und Nutzenwirkungen der EE werden zwei unterschiedliche Differenzkostenbegriffe verwendet.

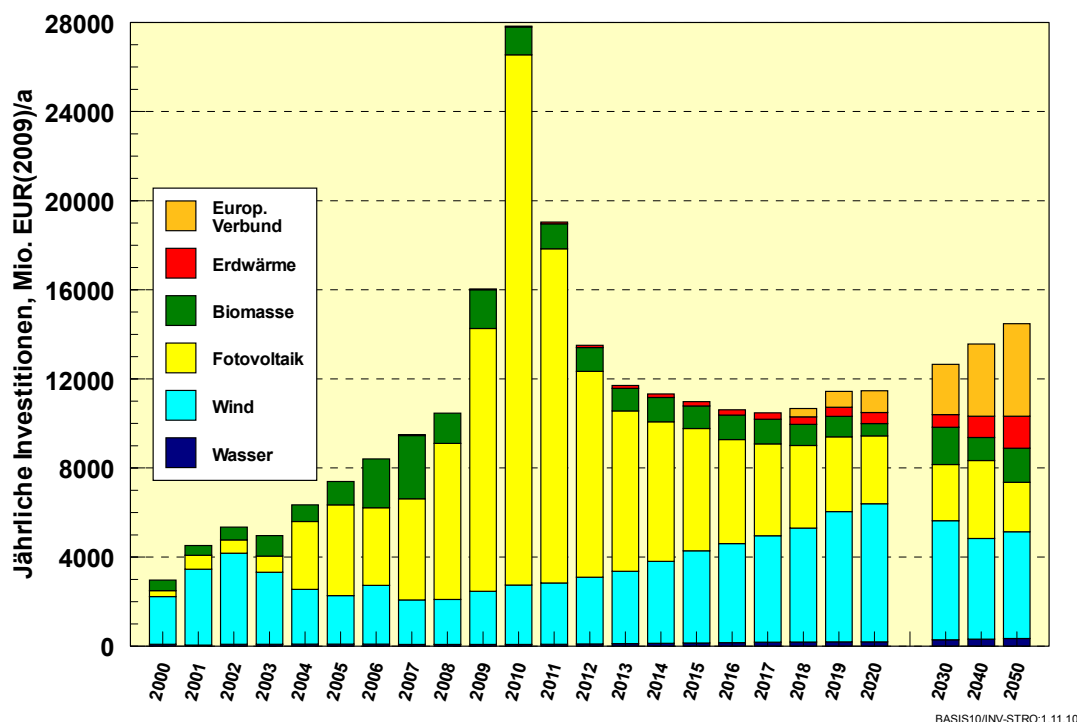
Für gesamtwirtschaftlich orientierte Analysen relevant sind dabei in erster Linie die *systemanalytischen Differenzkosten* (Kap. 6.2.2). Im Blick stehen dabei die Kosten des EE-Ausbaus im Strom-, Wärme und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen. Sie lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten) zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten abbilden. Auf dieser Basis können Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen positiven oder negativen Gesamtkosten durch EE gemacht werden.

Demgegenüber sind die in der politischen Diskussion häufig im Zentrum stehenden *EEG-Differenzkosten* (Kap. 6.2.3) anders definiert. Hierbei geht es um die Differenz von EEG-Vergütungen und alternativen Strombezugskosten am Stromspotmarkt. Diese werden auf die Stromkunden über die EEG-Umlage überwältzt. Es handelt sich um eine Verteilungswirkung: Den Einnahmen bei Anlagenbetreibern und ggf. Stromlieferanten stehen Belastungen der Stromkunden gegenüber.

6.1.1 Entwicklung der Märkte für EE

Die jährlich zu installierenden Leistungen der EE-Techniken bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechniken das durch den Ausbau der EE mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein wichtiger Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Für den **Stromsektor** sind die jährlichen Investitionsvolumina in Abbildung 6.1 zusammengestellt²³. Bereits zwischen 2003 und 2007 hat sich das Investitionsvolumen für alle EE-Techniken der Stromerzeugung etwa verdoppelt und belief sich im Jahr 2007 auf 9,3 Mrd. €_{2009/a}, davon bereits nahezu 50% für die Fotovoltaik.

²³ Bei Biomasse sind alle stromerzeugenden Anlagen erfasst, bei KWK-Anlagen werden 30% der Investitionen der Wärmeseite (s. dort) zugeschlagen.



BASIS10/INV-STRO;1.11.10

Abbildung 6.1: Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Stromsektor nach Einzeltechniken

Der Anstieg war vor 2003 nahezu ausschließlich von der Windkraft verursacht worden, der weitere Anstieg bis 2008 war auf den Ausbau der Biomasse und der Fotovoltaik zurückzuführen. Letztere stieg in 2008 bereits auf 7 Mrd. €/a und eskalierte in 2009 auf knapp 12 Mrd. €/a, womit das gesamte Investitionsvolumen der EE auf 16 Mrd. stieg. Für 2010 wird weiterer Anstieg des Investitionsvolumen auf 28 Mrd. €/a erwartet, wobei die Fotovoltaik – bei einem angenommenen Zubau von 8,5 GW/a – mit knapp 24 Mrd. €/a eindeutig dominiert.

Nach 2010 geht das Investitionsvolumen der Fotovoltaik wegen Rückgangs der installierten Leistung bei gleichzeitig deutlicher Kostendegression wieder deutlich zurück, bleibt aber noch bis 2016 die dominante Größe. Das Gesamtvolumen pendelt sich mittelfristig auf einem Niveau von 12 Mrd. €/a ein und behält dies bis etwa 2030 bei. Bis 2050 steigt das Investitionsvolumen dann wieder auf knapp 15 Mrd. €/a. Die stark wachsenden Mengenumsätze kompensieren also die parallel eintretenden Kostendegressionen. Ab 2017 überwiegen wieder die Investitionen in die Windenergie, wegen des dann starken Zubaus von Offshore-Windanlagen. 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. In 2050 beläuft sich ihr Beitrag auf rund 4 Mrd. €/a.

Im **Wärmesektor** lagen die getätigten Investitionen in 2009 bei 3,4 Mrd. €/a (Abbildung 6.2). Hinzu kommen noch rund 1,1 Mrd. €/a Investitionen in Nahwärmenetze. Das gesamte Investitionsvolumen zeigt im Mittel nur ein relativ schwaches Wachstum. Zwischen 2002 und 2009 ist das Gesamtvolumen im Mittel nur um 3,5%/a gewachsen. Das ist zu gering, um die für das Jahr 2020 gesetzten Ausbauziele zu erreichen. Dazu muss das mittlere Wachstum der

Investitionen in die EE-Wärmeversorgung auf rund 6%/a steigen. Damit beläuft sich das jährliche Investitionsvolumen auf rund 6 Mrd. €/a, welches bis etwa 2030 anhält.

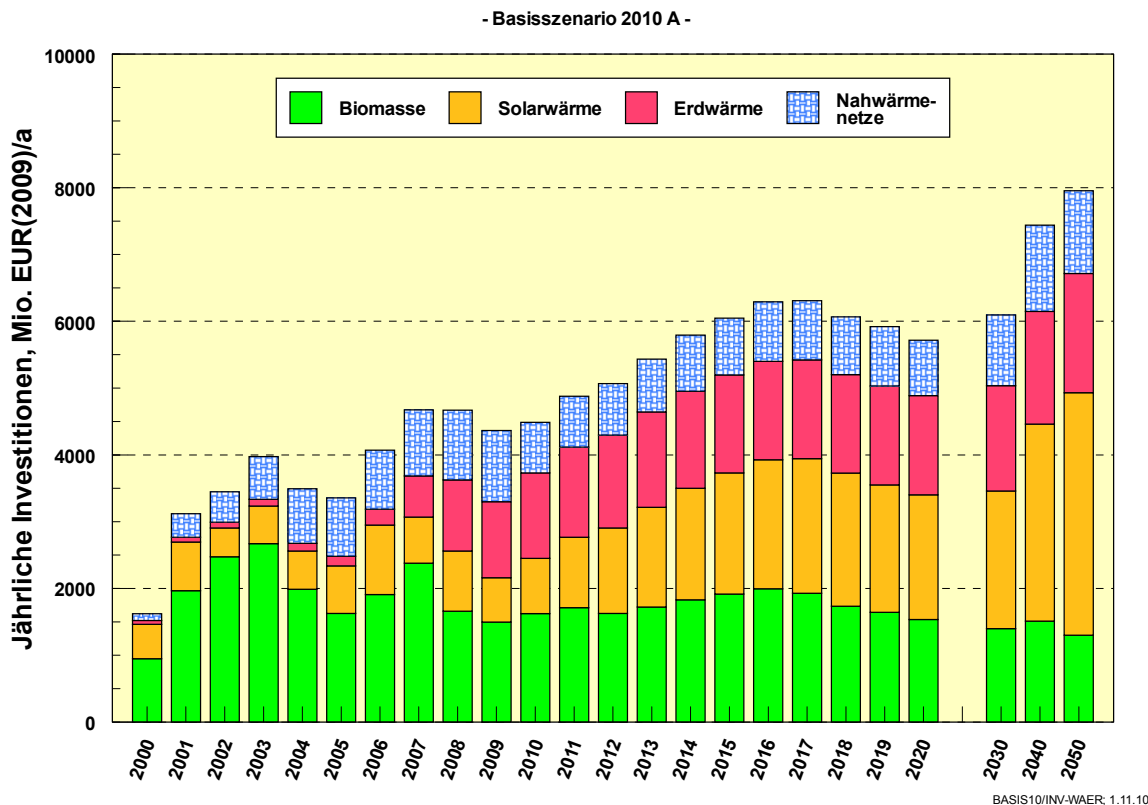


Abbildung 6.2: Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Wärmesektor nach Einzeltechniken

Nach 2030 ist wegen des unterstellten deutlichen Wachstums des Solarkollektormarkts eine weitere Steigerung der wärmeseitigen Investitionen auf rund 8 Mrd. €/a zu erwarten. Dieses starke Wachstum, das insbesondere durch den Ausbau der solaren Nahwärmeversorgung entsteht, überkompensiert die auch hier vorhandenen Kostendegressionen. Während bisher und noch in absehbarer Zeit die Investitionen in Biomasse dominieren, verschiebt sich mittelfristig das Gewicht stärker zu Erd- und Umweltwärme (insbesondere Wärmepumpen) und Solarwärme.

Das gesamte jährliche Investitionsvolumen in alle EE-Anlagen bleibt nach den durch die Fotovoltaik bestimmten Spitzen der Jahre 2009²⁴ bis 2011 mit rund 17 Mrd. €/a relativ konstant. Erst ab 2030 wächst es nochmals und steigt bis 2050 auf 22 Mrd. €/a (Abbildung 6.3). Diese Zahlenwerte machen deutlich, dass die im Basisszenario 2010 A angenommene Wachstumsdynamik unbedingt erforderlich ist, damit der Inlandsmarkt die Fähigkeit zu einer Stabilisierung der Umsätze der EE-Branche aufrechterhalten kann. Im Rahmen dieses Wachstums können die angestrebten Kostendegressionen der Einzeltechniken kompensiert werden. Das ist auch eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die weiteren Chancen für die

²⁴ In der Summe belaufen sich die Investitionen für strom- und wärmeerzeugende Anlagen im Jahr 2009 auf 19,4 Mrd. €/a (ohne Nahwärmenetze). In [BMU 2010b] werden 20,4 Mrd. €/a genannt (Stand August 2010). Die Ursachen für diesen Unterschied liegen in teilweise unterschiedlichen Abgrenzungen insbesondere bei der Biomasse.

Technologieführerschaft in der Mehrzahl der EE-Techniken auf dem Weltmarkt behalten und somit den Aufbau von Exportmärkten weiter betrieben werden kann. Nur so kann zukünftig in angemessenem Umfang von den beträchtlich wachsenden Auslandsmärkten [Greenpeace 2008] profitiert werden. Dies bestätigt nachdrücklich die Bedeutung des politisch gesetzten Ziels, eines Anteils von mindestens 18% der EE am Endenergieverbrauch des Jahres 2020.

Bis 2009 wurden in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung insgesamt rund 120 Mrd. € investiert. Zwischen 2010 und 2020 wird das Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A mit weiteren 202 Mrd. € nahezu doppelt so hoch sein. Den weitaus größten Anteil daran hat die Fotovoltaik mit 86 Mrd. €. Es folgt die Windenergie mit 46 Mrd. €, gefolgt von der Biomasse (Strom und Wärme) mit 30 Mrd. € und Solarkollektoren sowie Umwelt-/Erdwärme mit jeweils 18 Mrd. €. Auch in den nächsten Jahrzehnten bis 2050 bleibt das Niveau mit ~200 Mrd. € pro Jahrzehnt im Basisszenario nahezu unverändert.

Deutlich höher steigen die Investitionen in diesem Zeitabschnitt aus, wenn eine 100%ige EE-Stromversorgung bis 2050 angestrebt wird (Abbildung 6.3, Szenario STROM 100). Im Zeitabschnitt 2030-2040 belaufen sie sich bereits auf durchschnittlich 23 Mrd. €/a und steigen im Jahrzehnt 2040 bis 2050 auf 32 Mrd. €/a. Es dominieren dann die EE-Stromerzeugungstechniken Windenergie mit 7,5 Mrd. €/a Umsatz, Fotovoltaik mit 4 Mrd. €/a und Geothermie mit 3,2 Mrd. €/a. Hinzu kommen die anteiligen Investitionen für den EE-Stromimport nach Deutschland in Höhe von knapp 7 Mrd. €/a. Zusammen mit Wasserkraft und Biomasse werden in diesem Szenario jährlich 24 Mrd. €/a in die EE-Stromversorgung und 8 Mrd. €/a in die Wärmeversorgung investiert.

6.1.2 Einordnung der deutschen EE-Investitionen in eine mögliche EE-Weltmarktentwicklung

Ein Szenario, welches eine nachhaltige Entwicklung des globalen Energiesystems mit einer Halbierung der CO₂-Emissionen bis 2050 auf einen jährlichen Ausstoß von 10,2 Gt (bzw. 1,1 t/Kopf) abbildet, ist das Szenario „Energy-[R]evolution“ [Krewitt 2008/2010]. Erreicht wird dieser Umbau durch eine umfassende Nutzung vorhandener Effizienzpotenziale sowie mittels breiten Einsatzes von EE-Techniken unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien. Auf die Optionen Kernkraft und CO₂-Rückhaltung (CCS) wird verzichtet. Damit ist es konsistent mit dem Basisszenario 2010 für Deutschland. Die zugrunde liegenden Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche und die Bevölkerungsentwicklung sind mit denjenigen der WEO-Szenarien [IEA 2008/2009] identisch. Die zur Umsetzung des E[R]-Szenarios erforderliche Marktentwicklung der EE macht deutlich, dass trotz derzeit hoher Wachstumsraten einiger EE-Techniken, wie der Windenergie und der Fotovoltaik, weltweit noch enorme Anstrengungen bei allen EE-Techniken erforderlich sein werden, um die in diesem Szenario angestrebten Beiträge der EE zu erreichen.

Derzeit liefert nur die Wasserkraft mit rund 950 GW installierter Leistung mit 16% einen größeren Beitrag zur weltweiten Stromversorgung. Windenergie liegt hinsichtlich der Leistung mit knapp 160 GW an zweiter Stelle, gefolgt von Biomasse mit ~60 GW, Fotovoltaik mit 25 GW und Erdwärme mit etwa 10 GW. Diese EE-Techniken tragen zusammen derzeit weitere rund 2% zur globalen Stromversorgung bei. Mit rund 1200 GW Gesamtleistung stellen die EE allerdings etwa 25% der insgesamt installierten weltweiten Kraftwerksleistung von 4800 GW [GWS 2010].

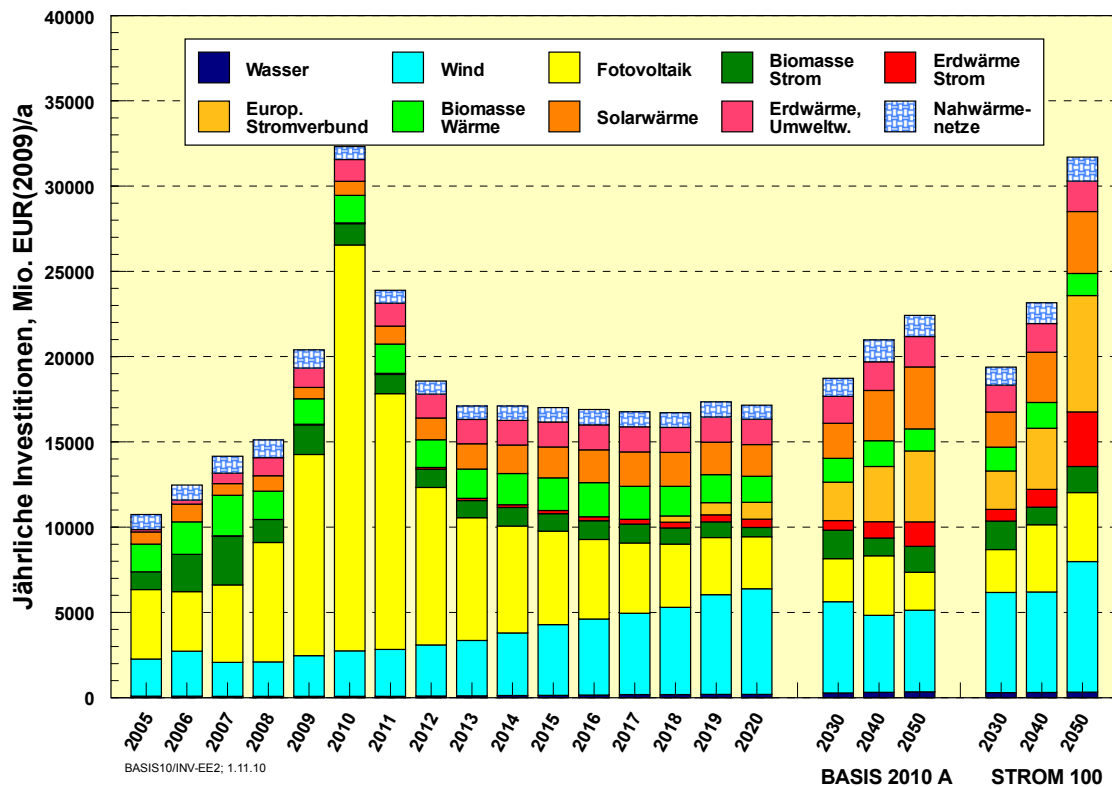


Abbildung 6.3: Gesamte Investitionen in EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A und ab 2030 für das Szenario 100%-Strom

Die erforderlichen Leistungszuwächse der EE-Einzeltechniken in den nächsten Jahrzehnten macht Abbildung 6.4 deutlich. Während sich die Leistung der Wasserkraft bis 2050 „nur“ etwa verdoppelt, muss die Leistung der Biomassestromerzeugung auf rund 600 GW in 2050 steigen. Für Erdwärme wird in 2050 von insgesamt 280 GW und für solarthermische Kraftwerke von 800 GW ausgegangen. Bei der Windenergie ist ein Zuwachs auf 2700 GW bis 2050 erforderlich, bei der Fotovoltaik auf knapp 3000 GW in 2050.

In der Wärmerzeugung wird die traditionelle Biomassenutzung sukzessive durch moderne Biomassetechniken ersetzt. Dies macht bis 2050 die Installation von rund 3000 GW_{th} Leistung erforderlich (derzeit ~370 GW_{th}). Die Leistung der Erdwärme (derzeit ~65 GW_{th}) wächst in ähnlichem Ausmaß. Wie stromseitig für die Fotovoltaik ist bei den solarthermischen Kollektoren ebenfalls ein beträchtliches Wachstumspotenzial vorhanden. Es wird im Szenario Energy [R]evolution – ausgehend von derzeit ~150 GW_{th} – bis 2030 mit 6600 GW_{th} und bis zur Jahrhundertmitte mit 15000 GW_{th} installierter Kollektorleistung weitgehend ausgeschöpft.

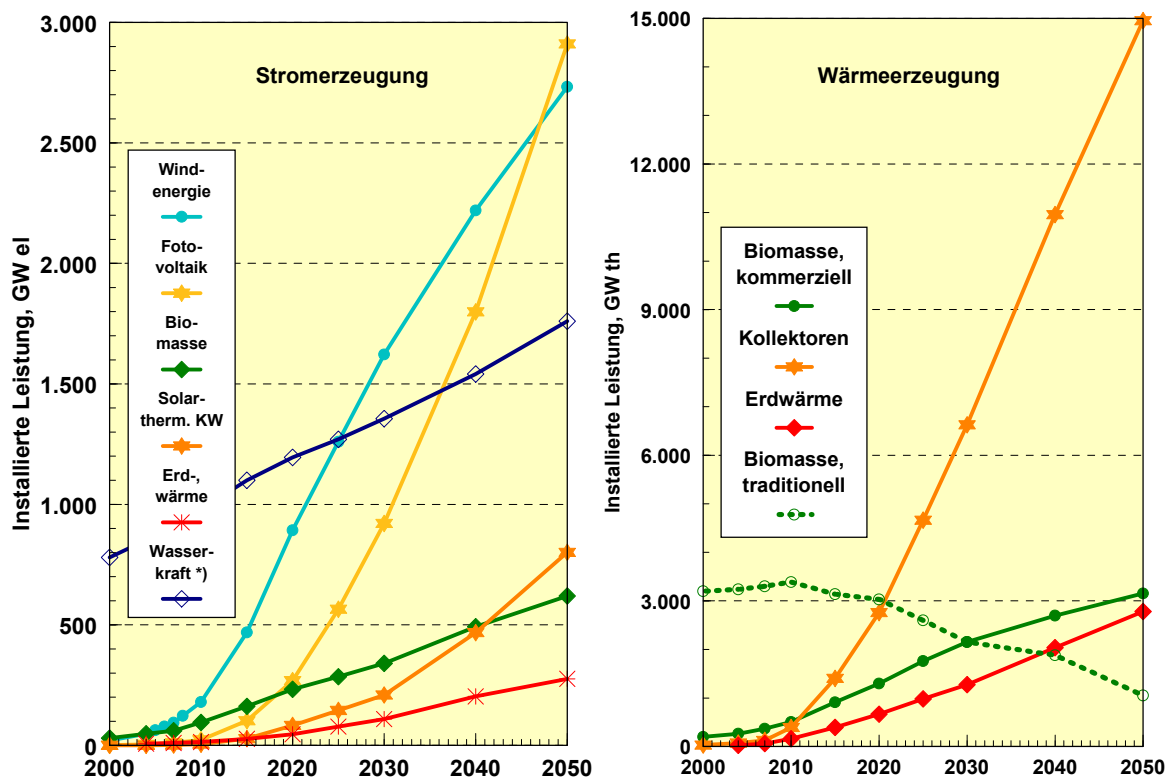


Abbildung 6.4: Erforderliches Wachstum der EE-Techniken zur Stromerzeugung (links) und Wärmeerzeugung (rechts) im Szenario „Energy (R)evolution“

Aus den Marktvolumina ergeben sich die zu erwartenden Investitionsvolumina eines wachsenden globalen EE-Marktes (Abbildung 6.5). Derzeit (2008) werden jährlich rund 150 Mrd. €/a in EE-Techniken investiert. Davon stammen allerdings rund 60 Mrd. €/a von der Wasserkraft. Bis 2030 wird im E[R]-Szenario, bei etwa gleichbleibenden Investitionen für Wasserkraft, das jährliche Investitionsvolumen auf knapp 600 Mrd. €/a steigen und bis 2050 auf knapp 900 Mrd. €/a. Den weitaus größten Anteil von 55% werden dann die solaren Techniken bewirken, gefolgt von der Windenergie. Das beträchtliche Wachstum des Investitionsvolumens der EE um das gut Fünffache (ohne Wasserkraft das Achtfache) kennzeichnet die Abkehr von der heutigen energierohstoffabhängigen Energieversorgung.

Im Stromsektor ist die Entwicklung bereits relativ dynamisch. Windenergie, Fotovoltaik und die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung zeigen deutliche Zuwachsraten. Solarthermische Kraftwerke erfahren in Südeuropa, Nordafrika und den USA soeben ihre „Wiedergeburt“. Weitere Techniken, wie die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie und aus Wellenenergie stehen in den „Startlöchern“. Hier wird es darauf ankommen, diese eingeleitete Entwicklung zu stabilisieren und die Wachstumsdynamik, die derzeit nur auf einige Weltregionen bzw. Staaten beschränkt ist, auf alle Kontinente und Länder auszudehnen. Dieses Szenario unterstellt aber auch einen sehr starken Strukturwandel des globalen Wärmemarktes. Dieser Strukturwandel stellt eine mindestens so große Herausforderung für die Weltgemeinschaft dar, wie der wesentlich stärker im Mittelpunkt stehende erforderliche Umbau der globalen Stromversorgung.

- Szenario [R]Evolution -

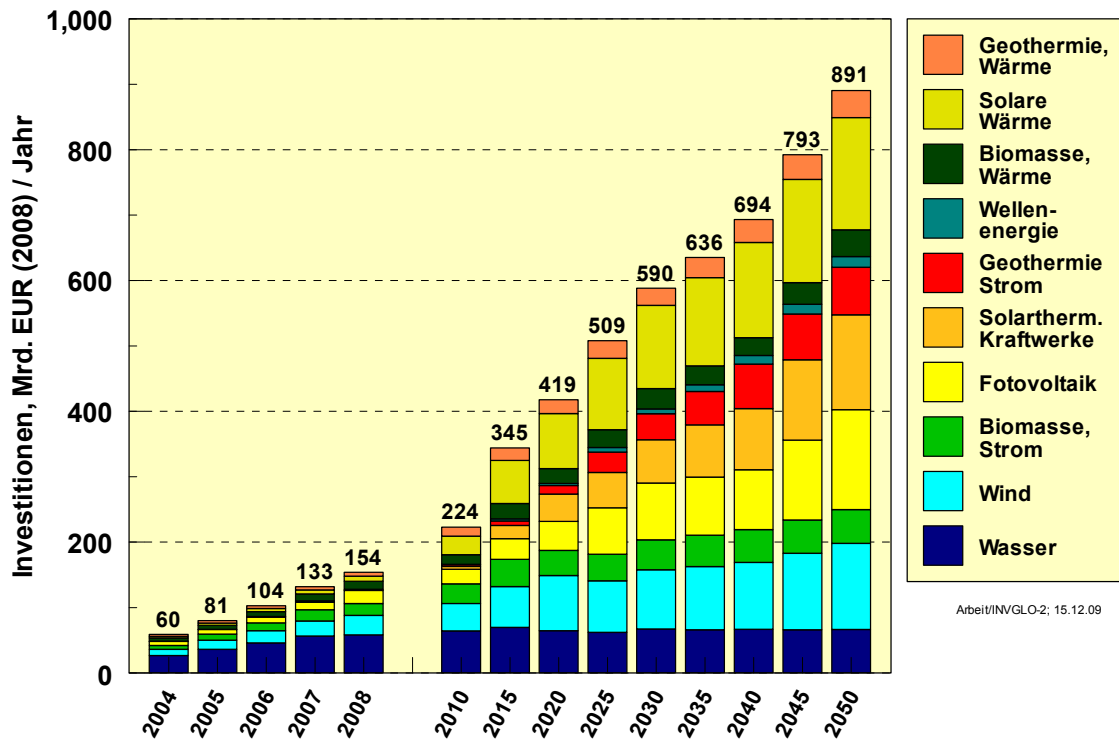


Abbildung 6.5: Jährliche globale Investitionsvolumina zur Strom- und Wärmebereitstellung aus EE im Szenario „Energy (R)evolution“

Die wesentlichen EE-Investitionen werden derzeit in drei Regionen getätigt. Dies sind OECD Europa mit besonderer Bedeutung von Deutschland, OECD Nordamerika und China. In diesen drei Regionen wurden in 2008 rund 87% der Windenergieleistung, 86% der Fotovoltaikleistung und 93% der Solarkollektorleistung installiert. Rund zwei Drittel der Gesamtinvestitionen fallen auf diese Regionen. Von zentraler Bedeutung für eine weitere deutliche Steigerung des jährlichen EE-Zubaues ist eine rasche Ausweitung der EE-Investitionen auf die noch „unterentwickelten“ Marktregionen der Welt unter Beibehaltung des hohen Zubauniveaus in den oben genannten Regionen.

Bis 2020 wachsen die jährlichen EE-Investitionen global mit im Mittel 8,8%/a. Überdurchschnittliche Wachstumsraten haben die Märkte in Afrika und Mittlerer Osten mit 12,5%/a, in Nordamerika und in den osteuropäischen Transitionsländern mit 11%/a und im Übrigen Asien (einschl. Indien) mit 10%/a. Der europäische Markt wächst „nur“ noch mit 4 %/a, der deutsche mit 2,3%/a. Vom Gesamtvolumen gesehen, ist der nordamerikanische Markt bis 2020 mit 110 Mrd. €/a der umfangreichste, gefolgt von China und OECD Europa mit je rund 65 Mrd. €/a. Im Jahr 2050 ist China der größte Einzelmarkt mit knapp 170 Mrd. €/a, Indien und das Übrige Asien kommen zusammen auf 160 Mrd. €/a, gefolgt von OECD Nordamerika mit 150 Mrd. €/a. Ebenso groß ist der afrikanische Markt (einschließlich Mittlerer Osten). In OECD Europa werden dann „nur“ noch rund 90 Mrd. €/a an EE-Investitionen umgesetzt.

Die Wachstumsraten und Gesamtvolumina des zukünftigen globalen Energiemarkts machen deutlich, dass der deutsche und der europäische EE-Markt derzeit von großer Bedeutung sind. Knapp 12% der globalen EE-Investitionen wurden im Jahr 2009 in Deutschland getätigt.

tigt, etwa 30% in OECD Europa. Einschließlich exportierter EE-Techniken beträgt der Anteil deutscher Unternehmen am EE-Weltmarkt derzeit etwa 18% [s. GWS 2010]. Bei dem angestrebten weltweiten Ausbau der EE werden die in Deutschland getätigten Investitionen relativ sinken und zwar auf 4,3% bis 2020 und auf 2,5% im Jahr 2050. Da der Inlandsmarkt nach dem rasanten Wachstum der letzten Jahre in etwa stabil bleiben wird, sind weitere Marktzuwächse und damit eine erfolgreiche Behauptung in diesen Märkten nur durch eine weitere Ausweitung der Exportvolumina zu erreichen. Dabei muss die deutsche EE-Branche ihr Augenmerk besonders auf die in den nächsten Jahrzehnten überdurchschnittlich wachsenden Regionalmärkte richten

6.1.3 Entwicklung der Gestehungskosten erneuerbarer Energien

Der EE-Ausbau gemäß der Basisszenarien A, B und C bzw. der Szenarien „100%-Strom“ führt zu weiteren Kostensenkungen für die meisten EE-Techniken, insbesondere bei denjenigen, die noch am Beginn ihrer energiewirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen. Im Einzelnen sind die detaillierten Kostenannahmen für die Einzeltechniken in Abschnitt 2.6 dargestellt. Alle folgenden Kostenangaben stellen reale Kosten dar, bezogen auf das Jahr 2009. Für die Stromversorgung ist die Entwicklung für die Summe aller Neuanlagen in Abbildung 6.6 dargestellt. Weitere deutliche Kostendegressionen zeigen die Fotovoltaik, die in 2020 mittlere Stromkosten von 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} erreicht. Langfristig kann sie auch in Mitteleuropa auf Stromkosten unter 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gelangen. Die (Offshore-) Windenergie kann bei kontinuierlichem Ausbau und entsprechender Marktausweitung in 2020 Stromkosten um 8,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} erreichen. Längerfristig können die Stromkosten von Windenergie unter 6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gelangen. 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 ct₂₀₀₉/kWh_{th} und steigen längerfristig (2050) noch auf 7,5 ct₂₀₀₉/kWh_{th}. Bei Biomasse und Biogas wird zusätzlich 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 bis 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Bandbreite der Einzeltechniken 7,5 bis 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) ein. 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 1,5 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 Nahwärmenetze erforderlich.

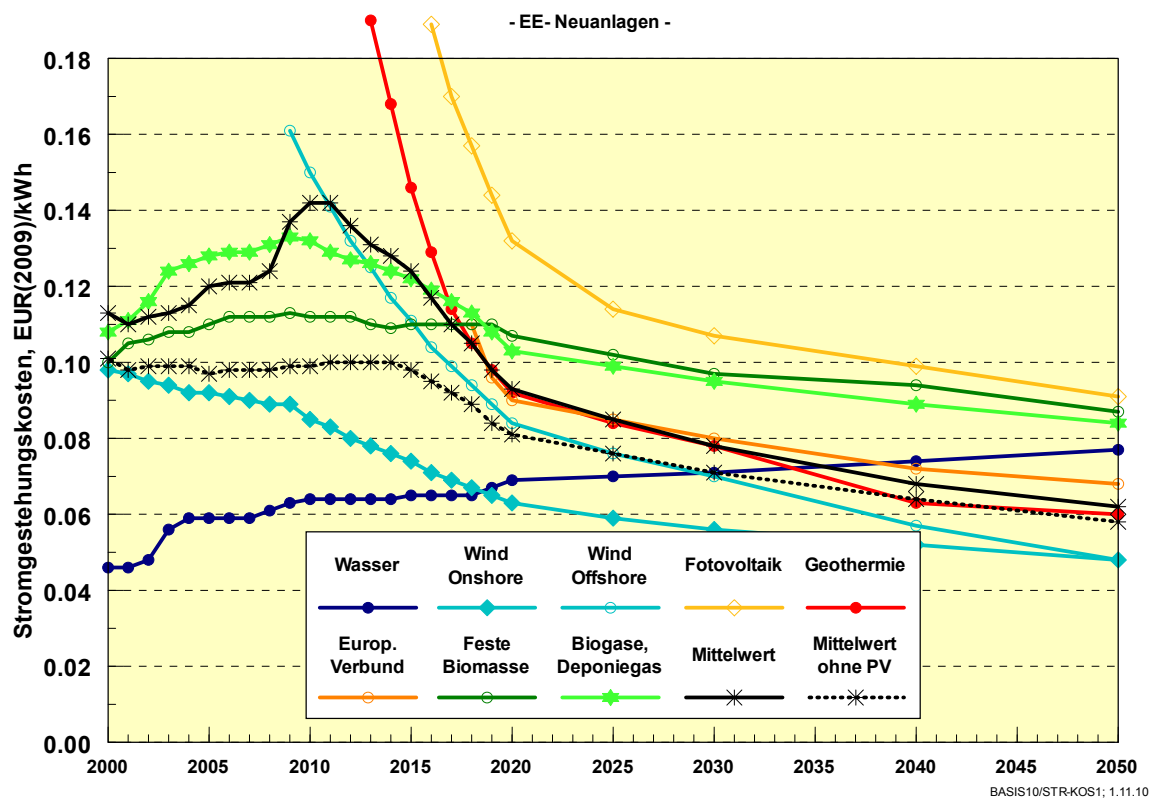


Abbildung 6.6: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Techniken bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Basisszenario 10 A (Preisbasis 2009; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken)

Die durchschnittlichen Kosten der im Basisszenario 10 A jeweils installierten Neuanlagen lagen in 2009 bei 13,5 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 10 ct/kWh_{el}) und werden in den Jahren 2010 und 2011 noch auf 14,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} steigen. Die Unterschiede zum Mittelwert ohne Fotovoltaik sind derzeit wegen des starken Zubaus der Fotovoltaik mit 4 ct₂₀₀₉/kWh_{el} besonders groß. Bis 2020 sinken die Mittelwerte des Gesamtmixes dann wieder deutlich auf 9,3 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 8,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}), bis 2030 auf 7,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (7,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 6,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (5,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el}). Für alle EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich 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 ist, dass die EE-Kostenentwicklung im Vergleich zu einer rohstoffbasierten Energieversorgung langfristig besser kalkulierbar ist, da sie überwiegend durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber nur in geringerem Maße durch sich verknappende Ressourcen oder geopolitisch kritische Entwicklungen beeinflusst wird. Die aktuellen Preisschwankungen bei fossilen Energieträgern belegen dies eindrucksvoll. Diese Stabilität ist für die erfolgreiche Entwicklung von Volkswirtschaften, insbesondere wenn sie sich, wie in Schwellen- und Entwicklungsländern noch in der Aufbauphase befinden, von nicht zu unterschätzender Bedeutung. Aus energiepolitischer Sicht wesentlich ist auch, dass der Großteil der Kostensenkungen bis etwa 2020 erfolgt sein wird. Bis zu diesem Zeitpunkt dürften aus heutiger Sicht die meisten EE-Techniken gegen-

über den (steigenden) Kosten einer fossilen Stromerzeugung konkurrenzfähig werden, wenn auf Vollkostenbasis miteinander verglichen wird.

Von Interesse sind auch die Kosten des Gesamtbestands an Alt- und Neuanlagen in einem bestimmten Jahr (Abbildung 6.7). Für die Mittelwerte des EE-Mixes im Basisszenario 2010 A sind diese Kosten der Kostenkurve der Neuanlagen gegenübergestellt worden. Der große Anteil älterer Wasserkraftanlagen mit günstigen Stromgestehungskosten um 3 ct/kWh_{el} führte noch um 2000 zu Kosten des EE-Gesamtbestands um 5 ct/kWh_{el}.

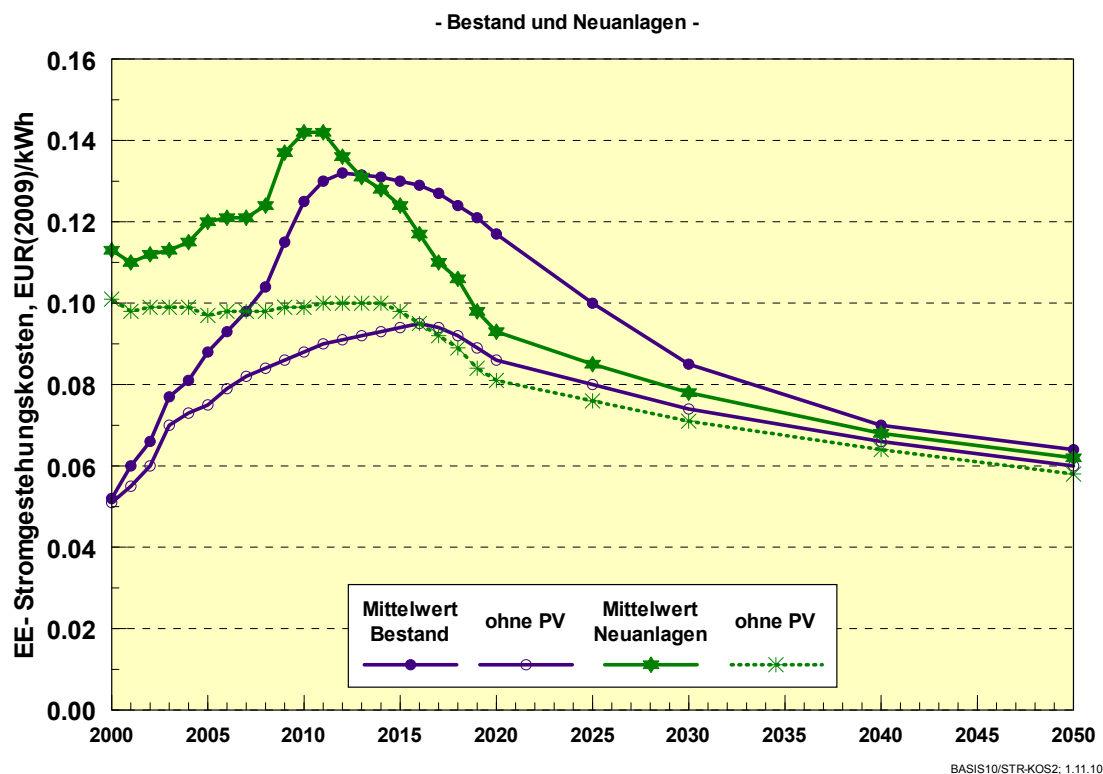


Abbildung 6.7: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik)

Inzwischen liegt dieser Wert wegen des Hinzutretens teurerer EE-Neuanlagen bei 11,5 ct/kWh_{el} und steigt bis 2013 noch auf 13 ct/kWh_{el}. Danach werden die jeweiligen Neuanlagen im Mittel kostengünstiger als der Gesamtbestand des betreffenden Jahres. Der Gesamtbestand folgt somit der weiteren Kostenentwicklung der Neuanlagen. Mit geringeren Lernfaktoren und langsamerem Marktwachstum gleichen sich die beiden Kurven immer mehr an. Der Einfluss der noch relativ teuren Fotovoltaik auf die beiden Kostenverläufe wird durch die gestrichelten Kurven in Abbildung 6.7 dargestellt. Die Kostendifferenz des Mittelwertes mit und ohne Fotovoltaik ist mit rund 3 ct/kWh_{el} (Neuanlagen: 4 ct/kWh_{el}) in der derzeitigen Phase des starken Wachstums der Fotovoltaik erheblich. Der Mittelwert der Bestandsanlagen ohne Fotovoltaik steigt maximal auf 8,7 ct/kWh_{el}, der von Neuanlagen auf rund 10 ct/kWh_{el}. Mit zunehmender Kostenreduktion der Fotovoltaik verringert sich aber die Kostendifferenz deutlich und beträgt im Jahr 2030 nur noch 1,5 ct/kWh_{el} beim Gesamtbestand und 0,7 ct/kWh_{el} bei Neuanlagen.

Ersichtlich ist, dass beim mittelfristigen Ausbau der Fotovoltaik sehr sorgfältig zwischen industrie- und exportpolitischen Gesichtspunkten (Aufbau industrieller Exportfähigkeit deutscher Unternehmen; Unterstützung der Mobilisierung weiterer Kostensenkungspotenziale) und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten (möglichst günstige Stromkosten des EE-Mixes; nicht zu hoch ansteigende Differenzkosten beim EEG; wachsende Probleme der Netzintegration) abgewogen werden muss. Die jüngst vorgenommene zusätzliche Verringerung der durch das EEG garantierten Vergütung für neue Fotovoltaikanlagen ist in dieser Hinsicht eine zweckmäßige Maßnahme. Das weitere Wachstum der Fotovoltaik im deutschen Markt zeigt allerdings derzeit eine weitere steigende Tendenz, die es möglicherweise erfordert, hier nochmals korrigierend einzugreifen.

Für die reine Wärmeerzeugung aus EE sind die Kostenentwicklungen in Abbildung 6.8 dargestellt, wobei es sich ebenfalls um Mittelwerte einer größeren Anzahl von Einzeltechnik handelt (siehe entsprechende Datenblätter). Die bis 2000 noch relativ kostspielige Wärme aus kleinen Solarkollektoranlagen liegt heute bei 18 ct/kWh_{th}. Sie können noch deutlich kostengünstiger werden, wenn zukünftig insbesondere größere Anlagen in Kombination mit Nahwärmenetzen und saisonalen Speichern in größerem Umfang Marktchancen erhalten, die heute bei 15 ct/kWh_{th} liegen, aber größeren strukturellen Hemmnissen unterliegen als Kleinanlagen. Auch Wärmepumpen und hydrothermale Anlagen können noch kostengünstiger werden.

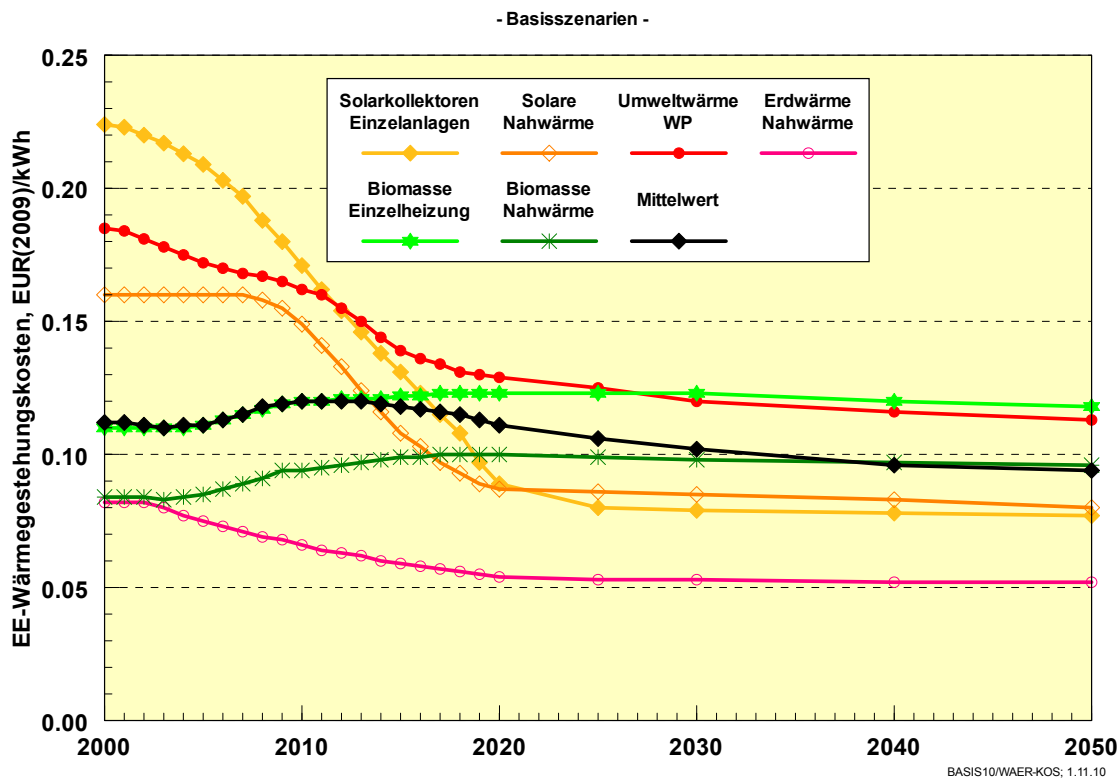


Abbildung 6.8: Kostenentwicklung von Kollektoren, Umwelt- und Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten; realer Zinssatz 6%/a) im Basisszenario 2010 A

Biomasseheizungen besitzen hingegen kaum Kostensenkungspotenziale. Weitere Fortschritte in der Technik werden weitgehend durch tendenziell steigende Kosten für Biomassebrennstoffe kompensiert werden. Heizwerke sind einschließlich Netzverteilung etwas kostengünstiger als Einzelheizungen. Wegen der großen Dominanz der Biomasse ist der Mittelwert aller ausschließlich Wärme erzeugenden Systeme derzeit praktisch mit den Kosten der Biomasse-Einzelheizung identisch und liegt bei rund 12 ct/kWh_{th}. Das langfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung aus EE kann rund 10 ct₂₀₀₉/kWh_{th} erreichen.

6.2 Kosten und Nutzen des EE-Ausbaus

6.2.1 Strompreisentwicklung und anlegbare Strompreise

6.2.1.1 Entwicklung der Stromgestehungskosten fossiler Kondensationskraftwerke

Einen Überblick über die Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke zeigt Abbildung 6.9. Ausgehend von derzeit (2010) 5 bis 7 ct₂₀₀₉/kWh_{el} sind in den Leitszenarien für den Preispfad A deutliche und für den Preispfad B merkliche Anstiege der Stromgestehungskosten zukünftiger neuer Kraftwerke zu verzeichnen. Erdgas- und Steinkohlestrom wird im Preispfad A im Jahr 2030 zwischen 10 und 11 ct₂₀₀₉/kWh_{el} kosten, Strom aus Braunkohle 7,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Dies setzt einen konsequenten Emissionshandel mit deutlich steigenden CO₂-Preisen voraus (Pfad A: 52 €/t CO₂ in 2030). im Preispfad B (36 €/t CO₂ in 2030) liegen die entsprechenden Werte im Jahr 2030 für Erdgaskraftwerke bei 8,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el}, für Steinkohle- bei 7,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und für Braunkohlekraftwerke bei 6 ct₂₀₀₉/kWh_{el}.

Aus Abbildung 6.9 ist ersichtlich, dass das zukünftige Stromkostenniveau fossiler Anlagen entscheidend von den Annahmen zur zukünftigen Brennstoffpreisentwicklung und zur Wirksamkeit eines allgemeinen Emissionshandels abhängt. Werden im Unterschied zu den Preispfaden A und B hier deutlich geringere Veränderungen unterstellt, so ergibt sich auch ein deutlich niedrigeres Stromkostenniveau für fossile Neukraftwerke.

Als Beispiel dazu werden entsprechende Angaben aus der Untersuchung „Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009)“ für das BMWi vom März 2010 [EP 2010] diesen Werten gegenübergestellt. Dort liegen die Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke derzeit (2010) in ähnlicher Größe, der zukünftige Verlauf der Stromgestehungskosten ist jedoch grundsätzlich unterschiedlich. Während in den Basisszenarien die Steigerungen der fossilen Energiepreise und der CO₂-Preise die Kostensenkungen infolge Wirkungsgraderhöhung und sinkender Investitionskosten deutlich übertreffen, sinken in [EP 2010] die Stromgestehungskosten der Kraftwerke bis 2030 wegen nahezu konstanter Brennstoffkosten um bis zu 0,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gegenüber heute. Die Unterschiede zu den Stromgestehungskosten gemäß der Preispfade A und B steigen daher mit der Zeit beträchtlich. Für Steinkohle beträgt der Unterschied der beiden Untersuchungen (Pfad A) im Jahr 2030 ca. 3 ct₂₀₀₉/kWh_{el}, bei Gaskraftwerken sogar ca. 4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Auch in den Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung wird von relativ geringfügig steigenden Kosten für Erdgas und Steinkohle ausgegangen (vgl. Tabelle 2-4, S. 18), was entsprechende Rückwirkungen auf das zukünftige Kostenniveau der konventionellen Stromerzeugung hat. *Hält man derartige Angaben für belastbar, so kommt man hinsichtlich der Preiswürdigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor zu anderen Schlussfolgerungen als in dieser Untersuchung.* Solche

„Voreinstellungen“ zentraler Parameter haben auf Studienergebnisse oft wesentlich größere Effekte als Unterschiede in den Berechnungsmodellen oder der Methodik der Bearbeitung. Man kann diese Einflüsse durch eine entsprechende Bandbreite solcher Parameter sichtbar machen.

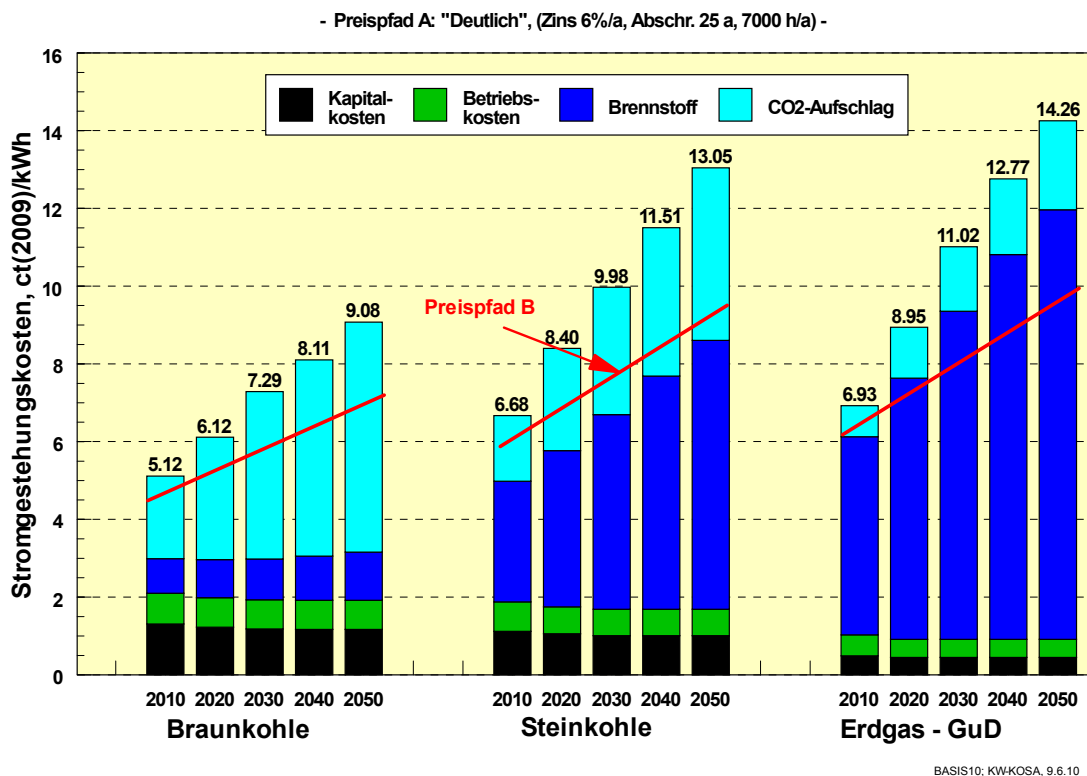


Abbildung 6.9: Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (7.000 Volllaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO₂-Kosten der Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“

Aus den oben erläuterten Stromgestehungskosten fossiler Neukraftwerke und denjenigen des bestehenden Kraftwerkspark lässt sich eine mögliche Bandbreite anlegbarer Strompreise ableiten (Tabelle 6-1) mit denen die Gestehungskosten der EE verglichen werden können. Eine eher statische Fortschreibung der Vergangenheit, wie sie die Annahmen für die Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung oder für die Energieprognose 2009 zu den Kraftwerksbrennstoffen Steinkohle und Erdgas nahelegen, würde zu anlegbaren Strompreisen zwischen den Pfaden C „Sehr niedrig“ und der Extremannahme real konstanter Strompreise (Pfad D) führen.

Als weiterer Grenzfall ist die volle Berücksichtigung der in verschiedenen Untersuchungen näherungsweise ermittelten externen Kosten der fossilen Stromerzeugung, die heute nicht in den Strompreisen enthalten sind, zur Ableitung des „ökologisch korrekten“ anlegbaren Strompreises herangezogen worden. Er liegt etwa bei 10 bis 12 ct/kWh_{el}, wobei für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke die zusätzlichen Kosten gegenüber den betriebswirtschaftlich ermittelten Kosten recht hoch ausfallen (8 ct/kWh_{el} bzw. 6,5 ct/kWh_{el}), während sie bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit ~3 ct/kWh_{el} relativ gering sind [Krewitt/Schlomann 2006]. Es wird analog [Krewitt/Schlomann 2006] und vergleichbarer Studien angenommen, dass der größte Anteil der externen Kosten aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsten

Klimawandels resultiert. Mit CO₂-Preisen über 60 €/t, wie im Pfad A ab 2040 der Fall (Anstieg bis auf ~70 €/t CO₂ bis 2050), wäre bereits ein großer Teil dieser Kosten internalisiert. Ab 2035 macht sich bei diesem Pfad der zusätzliche Anstieg der reinen Brennstoffkosten zusätzlich bemerkbar.

Die anlegbaren Strompreise gemäß der Pfade A und B sind die aus der Sicht der Autoren relevanten Werte, wenn zukünftig eine weltweit wirksame Klimaschutzstrategie betrieben wird und sich zudem Knappheitstendenzen fossiler Energieträger in den Preisen niederschlagen sollen.

Tabelle 6-1: Bandbreite anlegbarer Strompreise²⁵ auf der Basis von Vollkosten der fossilen Stromerzeugung zwischen den Extremfällen „Real konstanter Preis“ (Pfad D) und „Ökologisch korrekter Preis“ (Pfad E)

Anlegbare Strompreise (Mittelspannungsebene) *) ct(2009)/ kWh					Volle Berück- sichtigung externer Kosten **)
Jahr	Pfad A "Deutlich"	Preispfade Pfad B "Mäßig" Pfad C "Sehr gering"		Pfad D "Konstant"	
2010	5,70	5,70	5,70	5,70	11,20
2011	5,88	5,81	5,75	5,70	11,20
2012	6,06	5,93	5,80	5,70	11,20
2013	6,25	6,05	5,85	5,70	11,20
2014	6,44	6,17	5,90	5,70	11,20
2015	6,65	6,30	5,95	5,70	11,20
2016	6,90	6,44	6,00	5,70	11,20
2017	7,15	6,59	6,05	5,70	11,20
2018	7,42	6,75	6,10	5,70	11,20
2019	7,70	6,90	6,15	5,70	11,20
2020	8,00	7,07	6,20	5,70	11,20
2025	9,31	7,70	6,43	5,70	11,20
2030	10,61	8,33	6,67	5,70	11,20
2035	11,65	8,88	6,97	5,70	11,95
2040	12,69	9,44	7,27	5,70	12,69
2045	13,89	10,06	7,63	5,70	13,89
2050	15,03	10,68	7,98	5,70	15,03

*) Gestehungskosten des fossilen und nuklearen Kraftwerksparks (Mix von Alt- und Neukraftwerken zuzüglich Verteilungskosten auf der Hochspannungsebene
 **) Ungefähre Vollkosten einer fossilen Stromerzeugung unter Einbeziehung der ökologischen Kosten lokaler Emissionen und von Klimaschäden infolge CO₂-Emissionen

Basis/Strompreis; 8.7. 2010

²⁵ Es sind die Werte für die Einspeisung auf der Mittelspannungsebene angegeben (Kosten des konventionellen Kraftwerksparks + Verteilungskosten Hochspannungsebene 1,2 ct/kWh); außer der großen Wasserkraft, Wind-Offshore und zukünftig möglichen Importen von EE speisen alle übrigen EE-Anlagen auf der Mittelspannungsebene ein. Diese erzeugungskostenorientierten Strompreise werden nur beim systemanalytischen Differenzkostenvergleich in den Szenarien herangezogen, und sind nicht mit den **anlegbaren Stromgroßhandelspreisen** für die EEG-Differenzkostenberechnung zu verwechseln, (hierzu vgl. Tabelle 6-2).

6.2.1.2 Zu erwartende Stromgroßhandelspreise

Zur Berechnung der EEG-Differenzkosten in Abschnitt 6.2.2 sind die Stromgestehungskosten des fossil befeuerten Kraftwerksparks aus Alt- und Neuanlagen nach Tabelle 6-1 weniger relevant, als die Stromgroßhandelspreise, denn die Strombörse in Leipzig hat eine Leitfunktion für die Preisfindung im Stromgroßhandel übernommen. Dort orientieren sich die Preise an der „Merit-Order“ (der kostenbedingten Einsatzreihenfolge der Kraftwerke). Sie zeigen im Tagesverlauf einen stündlich deutlich schwankenden Strompreis mit Tiefstwerten in den Frühstunden und Höchstwerten am Mittag und in frühen Abendstunden. Die Grenzkosten (nur variable Einsatzkosten, d. h. Brennstoff-, Betriebs- und ggf. CO₂-Kosten) des jeweils letzten noch benötigten Kraftwerkes bestimmen dabei den Preis für alle in dieser Stunde benötigten Kraftwerke. Zu Schwachlastzeiten sind dies meist Steinkohlekraftwerke, während es in den Spitzenlastzeiten Gaskraftwerke sind. Entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke ist, dass auf Dauer gesehen der erzielbare durchschnittliche Großhandelspreis nicht nur die Grenzkosten deckt, sondern die Vollkosten des Kraftwerkes. Insofern stellen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten nach Tabelle 6-1 eine Untergrenze dar. Neue fossile Kraftwerke müssen in der mittel- bis langfristigen Betrachtung mindestens Erlöse in dieser Höhe erreichen, wenn sie sich einschließlich ihrer Kapitalkosten amortisieren sollen. Der aktuelle erzielbare Erlös bzw. Preis kann aber bedingt durch andere Einflussfaktoren an der Strombörse diese durchschnittlichen Stromgestehungskosten kurzfristig deutlich über- oder unterschreiten.

Mit dem zunehmenden Angebot an EE-Strom aus Windenergie und Fotovoltaik und deren Grenzkosten von Null verschiebt sich die Merit-Order so, dass die teuersten Kraftwerke (Gas) keine ausreichende Nachfrage mehr haben. Vor allem im Peak der Mittagszeit deckt die Fotovoltaik in wachsendem Umfang diesen lukrativen Markt ab (Ende 2010 werden rund 18 GW Fotovoltaikleistung installiert sein). Hinzu kommt zu allen Tageszeiten die Windkraft mit bis zu 25 GW Leistung. Im Mittel sinkt der erzielbare Marktpreis dadurch bereits deutlich (zum Merit-Order-Effekt vgl. [Breitschopf et al. 2010]). Da sich diese Entwicklung künftig noch verstärken wird, wird die bisherige Preisfindung über die Grenzkosten einerseits zu geringeren Großhandelspreisen führen, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb von **neuen** Steinkohle- oder Gaskraftwerken erforderlich sind. Durch die Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken wird diese Auswirkung sich noch verstärken (vgl. Kapitel 3.2.3). Andererseits wird der anlegbare Stromgroßhandelspreis zur Ermittlung der EEG-Umlage damit auch geringer, obwohl die tatsächlichen Vollkosten der Strombereitstellung im Durchschnitt darüber liegen. Die EEG-Umlage steigt damit rechnerisch an, gibt aber nicht die wirkliche Kostendifferenz der Strombereitstellung aus konventionellen und erneuerbaren Anlagen wieder.

Somit ist die Veränderung des Preisfindungsmechanismus hin zu einer vollkostenbasierten Form, z. B. durch zusätzliche Kapazitätzahlungen an Kraftwerke wie im Regelenergiemarkt, mittelfristig unausweichlich. Dies wird umso bedeutsamer, je mehr Reservekapazität für die Abdeckung von wind- und sonnenschwachen Zeiten benötigt wird. Dies können regelungstechnisch primär Steinkohle- und Erdgaskraftwerke leisten, die heute im Jahresdurchschnitt noch auf bis zu 7.000 Vollbenutzungsstunden kommen (wie in Tabelle 6-1 unterstellt). Sinkende Vollbenutzungsstunden führen bei noch nicht abgeschriebenen Kraftwerken aber zu steigenden spezifischen Vollkosten. Zusätzliche Kapazitätsterminmärkte mit Absicherungszeiträumen über mehrere Jahre würden diesen Kraftwerken einerseits Investitionssicherheit in Kapazitäten geben, andererseits die Kapazitätsvorhaltung und Stromerzeugung preislich

voneinander trennen. Leistung ohne Erzeugung bereitzuhalten und nur dies zu bezahlen ist deutlich günstiger, als dies über den Umweg eines hohen Grenzstrompreises zu machen, denn dieser wird bei fossilen Kraftwerken von den Brennstoff- und Zertifikatskosten bestimmt, so dass die Bereithaltung von Leistung dann mit hohen Windfallprofits verbunden wäre (ähnlich, wie Kernkraftwerke von hohen Großhandelspreisen profitieren).

Für den in dieser Untersuchung betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2030 wurde daher implizit unterstellt, dass die in Tabelle 6-2 gezeigten durchschnittlichen vollen Stromgestehungskosten bei Berücksichtigung neuer Steinkohle- und Gaskraftwerke auch am Markt (mit ggf. geänderten Preisfindungsmechanismen) erzielt werden können. Dies würde eine methodische Untergrenze für den künftig anlegbaren Stromgroßhandelspreis darstellen.

Alle Strompreispfade für diese Untersuchung basieren auf den in Tabelle 6-1 dargestellten Stromgestehungsvollkosten. Für die in Kap. 6.2.3 zusätzlich dargestellte Ermittlung der *EEG-Differenzkosten* werden abweichend hiervon nach Tabelle 6-2 drei Strompreispfade ohne Verteilungskosten Hochspannung (d. h. frei Kraftwerk) herangezogen. Es handelt sich um den Strompreisfad *Mäßig* (basiert auf Pfad B), den Strompreisfad *Deutlich* (basiert wegen der wirtschaftskrisenbedingt derzeit niedrigen Großhandelspreise²⁶ auf einem Übergang des Pfad B auf A bis etwa 2015) und den Strompreisfad *Volle externe Kosten* (Pfad E).

Die tägliche Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß der AusglMechV an Spotmarkt seit dem 1.1.2010 hat neue Verhältnisse für die EEG-Differenzkostenermittlung geschaffen. Die vor- und untertägige Vermarktung der EEG-Strommengen ermöglicht für das Jahr 2010 im Nachgang erstmals transparente Ergebnisse über den erzielbaren Marktwert des EEG-Stroms am Spotmarkt. Musste dieser in der Vergangenheit anhand durchschnittlicher Preise geschätzt werden, liegen Anfang 2011 die Vermarktungsdaten für ein ganzes Jahr vor. Daraus werden sich neue Erkenntnisse über die derzeitige Wertigkeit der jeweiligen EEG-Stromsparten ergeben, wobei der Spotmarktpreis durch den Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien stark beeinflusst wird (im Extremfall sind sogar negative Strompreise in bestimmten Stunden möglich). Die Rückwirkung dieser Entwicklungen am Spotmarkt auf die Stromterminmärkte und deren Preiserwartungen ist allerdings schwierig vorherzusagen, weil hierbei die Risikobereitschaft der Stromlieferanten (frühzeitige Absicherung der Strombezugspreise vs. Erwartung von unter dem Terminmarkt liegenden Spotmarktpreisen) relevant ist.

Für 2010 wurden von den ÜNB zur Ermittlung der Marktwertes von EEG-Strom folgende Korrekturfaktoren angesetzt: Windstrom erzielt 83% und Fotovoltaik 120% des durchschnittlichen Spotmarktpreises. Alle anderen Sparten wie Wasser, Biomasse und Geothermie erzielen demnach 100% des Spotmarktpreises [ÜNB 2009]. Diesem Ansatz wird in dieser Untersuchung bei der Ermittlung der *EEG-Differenzkosten* im Grundsatz gefolgt. Mit Blick auf die bisherigen Erfahrungen bei der Vermarktung des EEG-Stroms wurde allerdings der Wert für Windstrom mit 90% und Fotovoltaik mit 110% des durchschnittlichen Börsenpreises gewichtet. Somit liegt der durchschnittliche, mengengewichtete anlegbare Wert des EEG-Stromes (Tabelle 6-3) immer leicht (ca. 5%) unter den Werten nach Tabelle 6-2.

²⁶ Die niedrigere Stromnachfrage (im Jahr 2009 waren es 5% weniger als 2008) und Industrieproduktion führten zu einem größeren Angebot an CO₂-Zertifikaten. Deren Preis liegen dadurch deutlich niedriger als vor der Wirtschaftskrise, wodurch die Strompreise frei Kraftwerk auch niedriger liegen. Im Zuge der Nachfrageerholung sind kurzfristig entsprechende Preissteigerungen zu erwarten, wie die Stromfutures für 2011/12 bereits anzeigen. Im Durchschnitt werden Werte von über 5 ct/kWh erwartet mit steigender Tendenz.

Tabelle 6-2: Anlegbare Stromgroßhandelspreise zur Ermittlung der EEG-Differenzkosten²⁷

	Strompreis "Mäßig"	Strompreis "Deutlich"	Volle externe Kosten
	ct ₂₀₁₀ /kWh		
2010	4,3	4,3	10,0
2011	4,5	4,6	10,0
2012	4,7	4,8	10,0
2013	4,9	5,1	10,0
2014	5,0	5,3	10,0
2015	5,1	5,5	10,0
2016	5,2	5,7	10,0
2017	5,4	5,9	10,0
2018	5,6	6,3	10,0
2019	5,7	6,7	10,0
2020	5,9	7,0	10,0
2021	6,0	7,3	10,0
2022	6,1	7,5	10,0
2023	6,2	7,7	10,0
2024	6,4	8,0	10,0
2025	6,5	8,2	10,0
2026	6,6	8,5	10,0
2027	6,8	8,7	10,0
2028	6,9	8,9	10,0
2029	7,0	9,2	10,0
2030	7,1	9,4	10,0

Tabelle 6-3: Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel

	Strompreispfad „Mäßig“	Strompreispfad „Deutlich“	Strompreispfad EK (externe Kosten)
	ct ₂₀₁₀ /kWh		
2010	4,2	4,2	9,7
2011	4,3	4,4	9,7
2012	4,6	4,7	9,7
2013	4,7	4,9	9,7
2014	4,8	5,1	9,7
2015	4,9	5,3	9,7
2016	5,1	5,5	9,7
2017	5,2	5,7	9,7
2018	5,4	6,1	9,7
2019	5,5	6,4	9,7
2020	5,7	6,8	9,7
2021	5,8	7,0	9,7
2022	5,9	7,2	9,6
2023	6,0	7,5	9,6
2024	6,1	7,7	9,6
2025	6,2	7,9	9,6
2026	6,4	8,1	9,6
2027	6,5	8,3	9,6
2028	6,6	8,6	9,6
2029	6,7	8,8	9,6
2030	6,8	9,0	9,6

²⁷ Abgeleitet auf Basis von Vollkosten nach Tabelle 6-1. Ohne Hinzurechnung vermiedener Netzentgelte der Hochspannung.

6.2.2 Systemanalytische Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien

6.2.2.1 Systemanalytische Differenzkosten der EE-Stromerzeugung

Die oben beschriebene große Bandbreite an zukünftig denkbaren Kostenentwicklungen fossiler und erneuerbarer Energien erlaubt 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 Kosten für die Bereithaltung konventioneller Kraftwerkskapazitäten oder Speicher zum kurzfristigen Ausgleich fluktuierender EE-Anlagen sind darin nicht berücksichtigt.

Der spartenspezifische Verlauf der *systemanalytischen Differenzkosten* der Stromerzeugung für das Basisszenario 2010 A bei Zugrundelegung des Preispfads A zeigt die Dominanz der Differenzkosten der Fotovoltaik. Im Jahr 2009 lagen diese bei 3,1 Mrd. €/a (Abbildung 6.10) und steigen weiterhin, bis sie um 2019 mit rund 8,3 Mrd. €/a ihren Höchstwert erreichen. Weitere nennenswerte Beträge erreichen derzeit die Windenergie mit 2,1 Mrd. €/a und die Biomasse (einschl. Biogas und Deponie- und Klärgas) mit 1,7 Mrd. €/a. Wird die gesamte Wasserkraft betrachtet, so „spart“ sie in 2009 rund 0,25 Mrd. €/a gegenüber dem anlegbaren Strompreis ein.

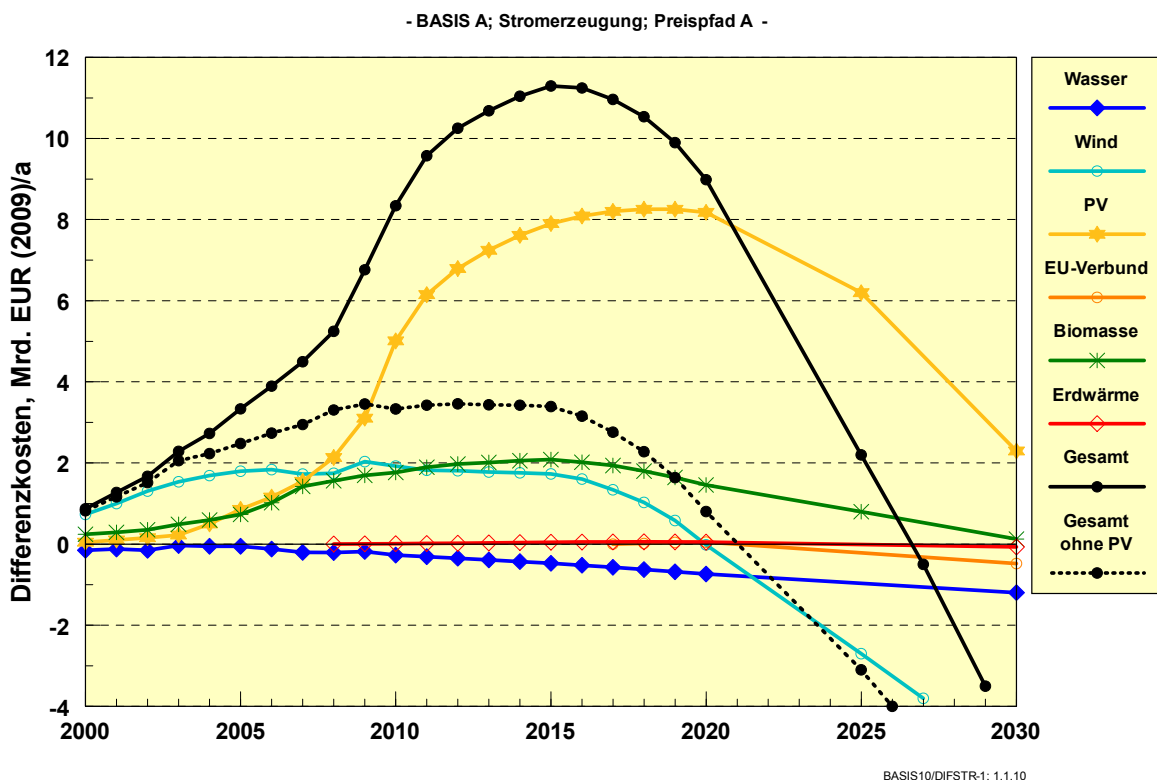


Abbildung 6.10: Spartenspezifischer Verlauf der systemanalytischen Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE im Basisszenario 2010 A beim Vergleich mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Preispfad A

In der Summe steigen die *systemanalytischen Differenzkosten* aller EE-Sparten ohne Fotovoltaik (gestrichelte Linie in Abbildung 6.10) trotz weiteren starken Zuwachses nur noch gering auf insgesamt 3,5 Mrd. €/a in 2012, da die Unterschiede zwischen Gestehungskosten der entsprechenden EE-Anlagen und anlegbaren Preisen merklich geringer werden. Sie erreichen in der Summe um 2021 die Nulllinie. Bereits in 2030 reduzieren sie die Kosten der Stromerzeugung gegenüber einer konventionellen fossilen Stromerzeugung, deren Kosten dem Preispfad A folgen, um rund 7 Mrd. €/a. Sie tragen somit ab 2021 zur Kompensation der weiterhin hohen *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik bei, so dass die Summenkurve für alle EE zusammen (ausgezogene schwarze Linie) um 2027 ebenfalls die Nulllinie durchschreitet, obwohl die Differenzkosten der Fotovoltaik dann noch bei rund 5 Mrd. €/a liegen. Der starke Fotovoltaikausbau bewirkt jedoch insgesamt, dass die gesamten Differenzkosten des EE-Ausbaus von derzeit rund 6,8 Mrd. €/a in 2010 bereits auf rund 8,3 Mrd. €/a steigen. Das Wachstum setzt sich fort bis 2015 mit einem Maximum von 11,3 Mrd. €/a. Danach sinken sie jedoch wieder deutlich.

In Abbildung 6.11 sind die Differenzkosten des EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 A für den Preispfad A nach 10-Jahres-Abschnitten zusammengefasst, wobei für den ersten Abschnitt bis 2010 die negativen *systemanalytischen Differenzkosten* der Wasserkraft erst ab dem Jahr 2000 berücksichtigt werden, also eine Unterschätzung darstellen. Bis Ende 2010 sind insgesamt 41 Mrd. € an systemanalytischen Differenzkosten aufgelaufen. Daran war die Fotovoltaik mit 15 Mrd. € beteiligt. Bis 2020 werden weitere 105 Mrd. € entstehen, wovon auf die Fotovoltaik 77 Mrd. €, also mit 73%, der weitaus größte Anteil entfällt.

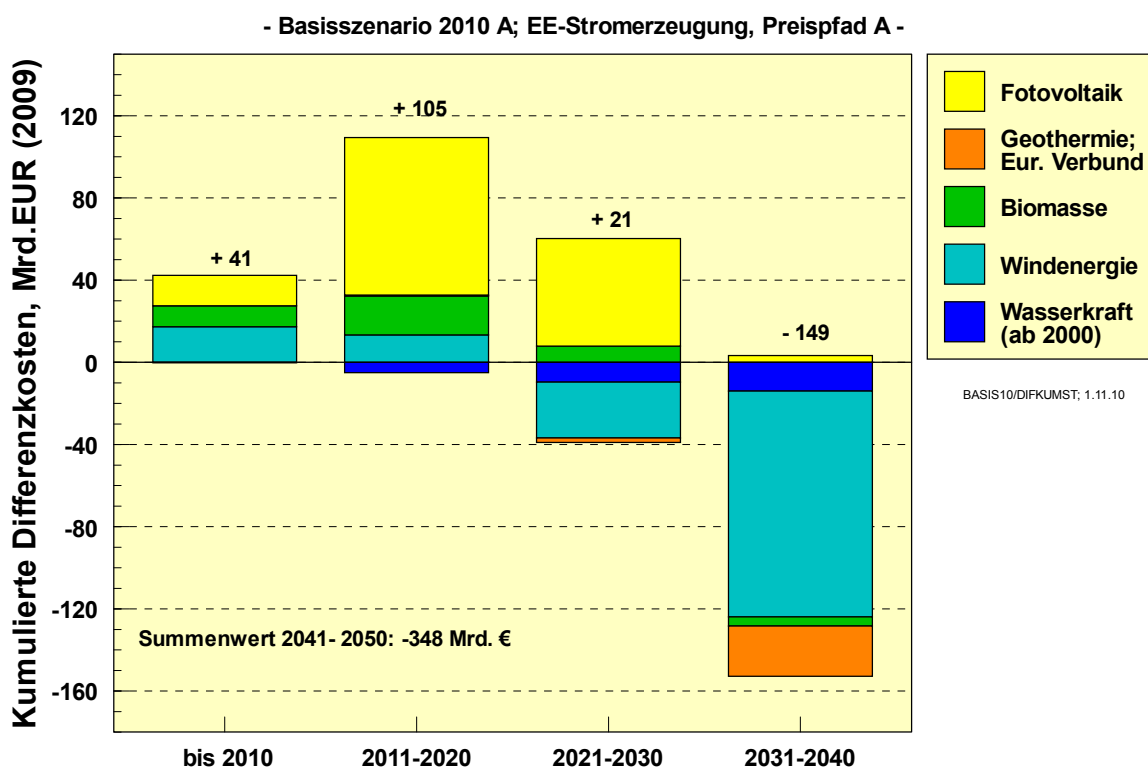


Abbildung 6.11: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte für den Preispfad A

Im Zeitabschnitt 2021 bis 2030 sind neben der Wasserkraft auch die *systemanalytischen Differenzkosten* für Wind, Geothermie und EE-Import negativ (insgesamt -39 Mrd. €), so dass die noch positiven *systemanalytischen Differenzkosten* von Biomasse und ein Teil der *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik kompensiert werden und ein Saldo von +21 Mrd. € verbleibt. Danach wachsen die Einspareffekte der EE-Stromerzeugung im Fall des Preispfads A enorm. In der Dekade 2031-2040 ersparen sie der Volkswirtschaft, gemessen am Preispfad A für fossile Energien, bereits 149 Mrd. €. Damit sind auch die bis 2030 aufgewandten *systemanalytischen Differenzkosten* von insgesamt 167 Mrd. € nahezu vollständig „zurückgezahlt“. Die Zeitperiode 2041 bis 2050 wäre dann unter den Annahmen des Preispfads A mit einer „Einsparung“ von 348 Mrd. € ein großer Gewinn für eine Volkswirtschaft, die andernfalls hohe fossile Energiekosten verkraften müsste (vgl. auch eingesparte Energieimporte in Kap. 6.2.4).

6.2.2.2 Abhängigkeit der systemanalytischen Differenzkosten von den Energiepreispfaden

Von großer Bedeutung für die volkswirtschaftliche Bewertung des EE-Ausbaus ist die Abhängigkeit der *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Ausbaus von den unterstellten Entwicklungen der Preise fossiler Energieträger und der anlegbaren Preise für Strom. Diese Abhängigkeit wird zunächst für die EE-Stromerzeugung ohne Fotovoltaik dargestellt (Abbildung 6.12). In den anschließenden Kapiteln erfolgt dann die Darstellung der Differenzkosten der Fotovoltaik sowie des gesamten EE-Mixes. Wie bereits aus Abbildung 6.10 ersichtlich, steigen im Fall des Preispfads A die *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Stroms nur noch geringfügig, um dann um das Jahr 2021 die Nulllinie zu durchschreiten. Auch beim Preispfad B ist tendenziell dieselbe Entwicklung sichtbar. Nach einem Maximum mit 3,9 Mrd. €/a um 2015 sinken die *systemanalytischen Differenzkosten* wieder, bis sie um das Jahr 2030 die Nulllinie erreichen. Bei sehr niedrigen anlegbaren Strompreisen (Pfad C) würde sich ein hohes Niveau der *systemanalytischen Differenzkosten* von ca. 4,6 Mrd. €/a bei dem angenommenen Wachstumspfad der EE im Basisszenario 2010 A einstellen und sich bis ca. 2030 halten. Erst kurz vor 2040 hätten die *systemanalytischen Differenzkosten* die Nulllinie erreicht.

Eine noch extremere Entwicklung nähme die Entwicklung bei real konstanten anlegbaren Strompreisen (Pfad D) mit einem stetigen Anstieg bis 2030 auf rund 7,5 Mrd. €/a um dann nur langsam zu sinken. Ein genau gegensätzliches Bild zeigt die Verknüpfung mit dem Preispfad E („Ökologische Vollkosten der fossilen Stromversorgung“). Müsste die fossile Strombereitstellung bereits heute die durch sie verursachten ökologischen Kosten durch Luftschadstoffe und insbesondere den zukünftigen Klimawandel voll berücksichtigen, so würde sich die durch den bisher erfolgten Ausbau der EE und erst recht durch den zukünftigen Ausbau erfolgte Entlastung der Volkswirtschaft auch in den negativen *systemanalytischen Differenzkosten* bemerkbar machen. Derzeit wäre dann die jetzige EE-Stromerzeugung (ohne Fotovoltaik) bereits um jährlich ca. 2 Mrd. €/a kostengünstiger. Dieser Betrag würde sich mit zunehmendem EE-Ausbau rasch steigern.

- Basisszenario 2010 A, EE-Stromerzeugung ohne PV -

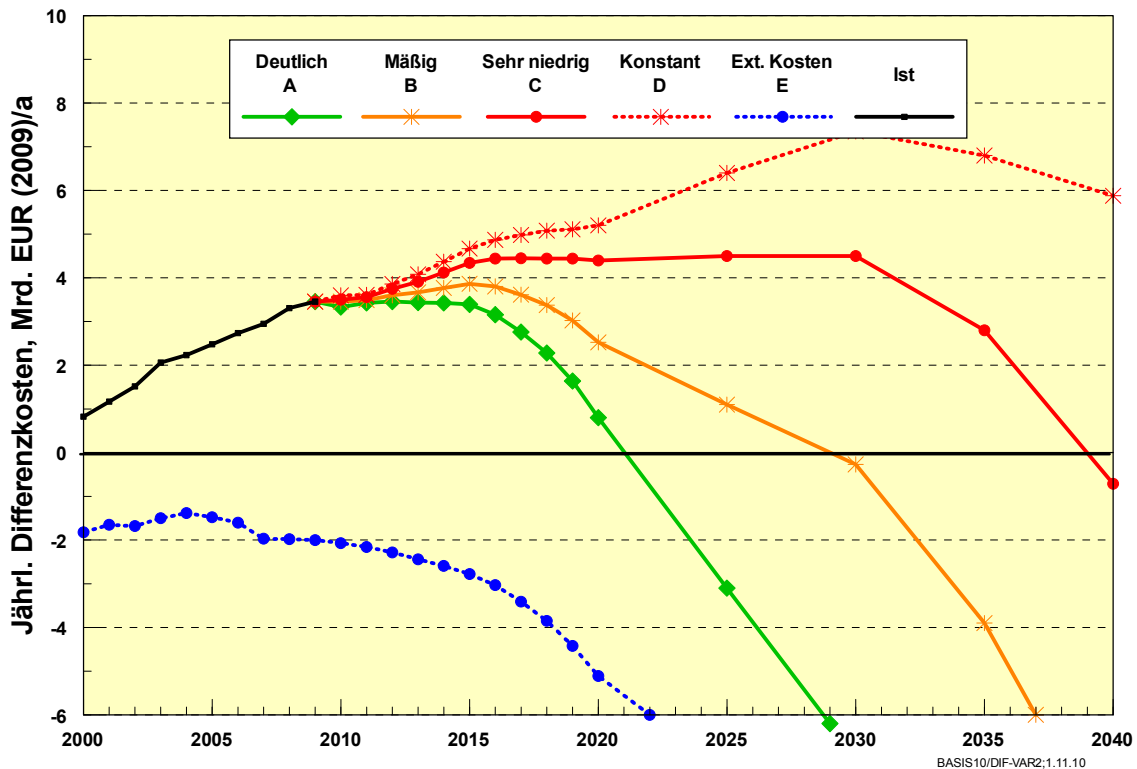


Abbildung 6.12: Systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich (ohne Fotovoltaik) für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen

Kumuliert man die *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Ausbaus, so muss dies über einen längeren Zeitraum geschehen (Tabelle 6-4; EE ohne Fotovoltaik), um nicht zu falschen Schlussfolgerungen hinsichtlich ihrer Wirkungen auf die Volkswirtschaft zu kommen. Bis auf den Pfad E (volle Berücksichtigung externer Kosten) wachsen die kumulierten systemanalytischen Differenzkosten des EE-Ausbaus zunächst (dunkelgrau unterlegte Felder). Für den Pfad A endet diese Periode bereits um 2020, sie verschiebt sich in den anderen Pfaden nach hinten und ist im Extremfall D (konstante Preise für fossile Energieträger) auch 2050 noch nicht abgeschlossen. In der darauf folgenden Phase (hellgrau unterlegt) beginnt die Tilgung der erbrachten Vorleistungen. Für den Pfad A ist die volle Tilgung bereits kurz nach 2030 erreicht. Im Jahr 2040 beträgt das Saldo bereits 130 Mrd. € zugunsten der EE, im Jahr 2050 gut 450 Mrd. €. Für den Pfad B stellt sich ein positives Saldo zugunsten der EE erst nach 2045 ein, in 2050 beläuft es sich auf 125 Mrd. €. Für die Pfade C und D mit niedrigen bis keinen zukünftigen (realen) Preissteigerungen fossil erzeugten Stroms würden sich die *systemanalytischen Differenzkosten* auf ein hohes bis sehr hohes Niveau kumulieren und dieses Niveau auch noch in 2040 bzw. 2050 halten. Der ökologisch „korrekte“ Pfad E zeigt, welche Benachteiligungen den EE durch eine unvollständige Erfassung aller Schadenskosten entstehen.

Tabelle 6-4: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 A (ohne Fotovoltaik) für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2010	26	26	26	26	-18
bis 2020	54	61	67	72	-50
bis 2030	23	72	111	135	-120
bis 2040	-130	22	131	202	-281
bis 2050	-451	-125	95	255	-603

6.2.2.3 Systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus

Auch der aufwändige Ausbau der Fotovoltaik (siehe auch Abbildung 3.11) muss vor dem Hintergrund unterschiedlicher Strompreispfade betrachtet werden. Für das Jahr 2010 wird mit 8500 MW/a und 2011 mit 6000 MW/a Zubau gerechnet. Für die Zeit danach wird erwartet, dass sich der jährliche Zubau – u. a. wegen zurückgehender Betreiberrenditen aufgrund der Vergütungssatzabsenkung und weiteren Anpassungen im EEG 2012 – wieder reduziert und auf einem Niveau von etwa 2500 bis 3000 MW bis zum Jahr 2020 einpendelt. Damit sind im Jahr 2020 knapp 52 GW Fotovoltaik in Deutschland installiert. Das Ergebnis ist – zunächst in jährlich anfallenden *systemanalytischen Differenzkosten* – in Abbildung 6.13 dargestellt. Wegen des derzeit und in absehbarer Zukunft noch relativ hohen Unterschieds der Gestehungskosten der Fotovoltaik zu den anlegbaren Strompreisen (selbst im Fall des Pfades E) steigen die *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik²⁸ zunächst deutlich an und zeigen auch deutlich geringere Unterschiede zwischen den Preispfaden als die anderen EE.

Sie erreichen ein Maximum von 8,3 Mrd. €/a (Pfad A) bis 9,0 Mrd. €/a (Pfad C). Die Extremfälle Pfad D und Pfad E weichen mit 9,3 Mrd. €/a bzw. 6,9 Mrd. €/a nicht allzu weit nicht davon ab. Wegen der weiteren, stetigen Kostendegression der Fotovoltaik (Mittelwert in Deutschland in 2020: 13 ct/kWh_{el}; in 2030: 10,5 ct/kWh_{el} und in 2050: 9 ct/kWh_{el}) sinken aber danach die systemanalytischen Differenzkosten der Fotovoltaik trotz weiteren Zubaus deutlich. Im Fall des Pfades A bewirkt die Fotovoltaik frühestens 2035 keine *systemanalytischen Differenzkosten* mehr. Dieser Schnittpunkt verschiebt sich für den Pfad C bis nach 2050.

Entsprechend fallen auch die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik (Tabelle 6-5) aus. Im Pfad A steigen sie bis 2040 auf 147 Mrd. € und belaufen sich auch in 2050 noch auf 121 Mrd. €. Auch in Pfad B wird noch in 2040 das Maximum erreicht, allerdings mit 174 Mrd. € auf einem höheren Niveau. Auch beim Preispfad E würden die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* des Fotovoltaikausbaupfades im Basisszenario 2010 noch auf 121 Mrd. € auflaufen.

²⁸ Hier wird Fotovoltaikstrom mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Tabelle 6-1 bewertet. Nach Erreichen der sog. „Netzparität“ kann der Teil des Fotovoltaikstroms, der zeitgleich mit der Erzeugung verbraucht werden kann, mit den Strombezugskosten auf der Niederspannungsebene verglichen werden. Dadurch können sich die errechneten Differenzkosten beträchtlich reduzieren.

- Basisszenario 2010 A, nur Fotovoltaik -

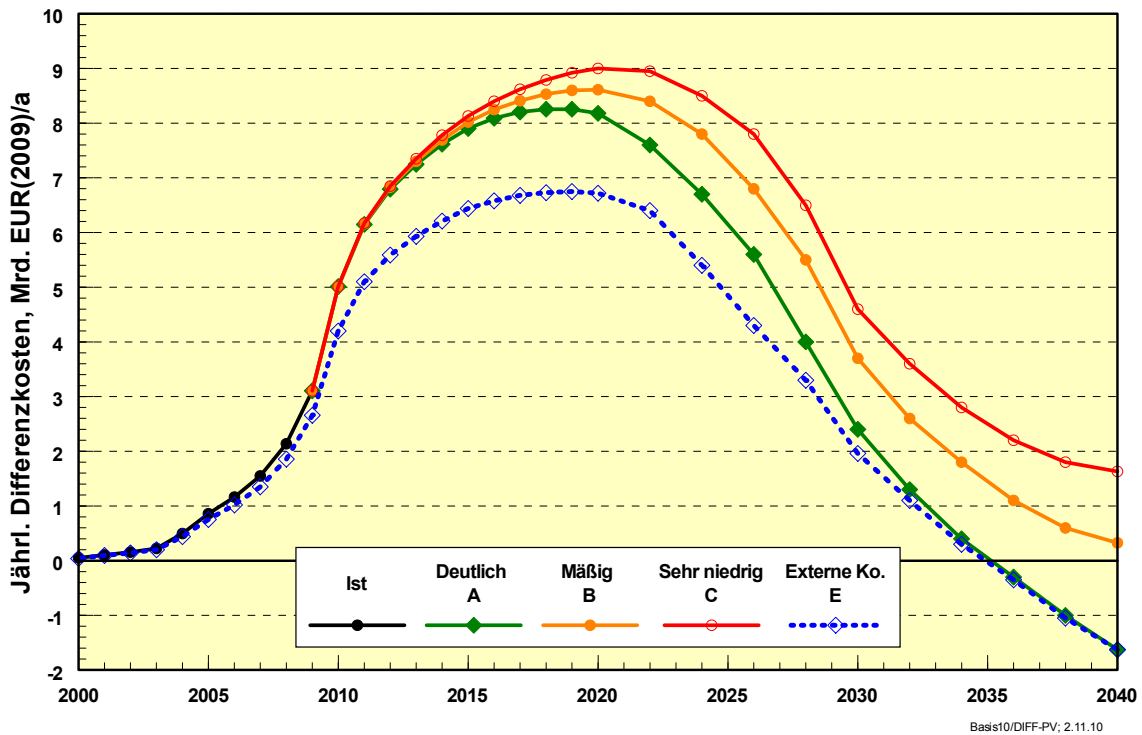


Abbildung 6.13: Jährlich anfallende systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen

Betrachtet man nur die bis Ende 2010 errichteten Fotovoltaikanlagen (insgesamt rund 18,5 GW), so kumulieren sich die auflaufenden *systemanalytischen Differenzkosten* bis 2010 auf 15 Mrd. €, bis 2020 auf 63 Mrd. € und bis zum Ende ihrer Nutzungsdauer um 2030 auf rund 83 Mrd. €, wenn der Preispfad A zugrunde gelegt wird. Die vergleichbaren Zahlen für den Pfad B fallen mit 65 Mrd. € für 2020 und 87 Mrd. € für 2030 nicht wesentlich höher aus.

Tabelle 6-5: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 A für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2010	15	15	15	15	13
bis 2020	92	93	95	96	76
bis 2030	144	154	163	167	119
bis 2040	147	174	194	210	121
bis 2050	121	171	205	229	94

Diese beträchtlichen Beträge legen es nahe, den bisher in Deutschland durch das EEG erfolgreich induzierten Ausbau der Fotovoltaik – der eine wesentliche Voraussetzung für die Etablierung der deutschen Fotovoltaikindustrie war – nicht mehr mit den Zuwachsraten der letzten Jahre weiterzuführen, sondern durch eine deutliche Reduktion der Einspeisevergütungen das deutsche Marktvolumen zu drosseln. Dies ist inzwischen mit

Wirkung vom 1. Juli geschehen und wird in einer 2. Stufe zum 1. Okt. weitergeführt. Dadurch wächst die Notwendigkeit, das derzeitige starke Marktungleichgewicht (in 2009 wurden rund 40% der weltweit zugebauten PV-Leistung in Deutschland installiert) durch die beschleunigte Ausweitung anderer, vom Strahlungsangebot her günstigerer Märkte auszugleichen. Damit kommt die ursprüngliche Intention des EEG, den Aufbau der deutschen PV-Industrie durch die Etablierung des heimischen Marktes nur soweit zu unterstützen wie es für ein erfolgreiches Bestehen auf den Weltmärkten erforderlich ist, wieder besser zu Ausdruck. Außerdem könnte durch eine erhebliche Beteiligung der deutschen PV-Industrie am wachsenden Weltmarkt die aufgewandten Vorleistungen durch entsprechende Exporterfolge rascher kompensiert werden. Wird die mögliche Kostendegression auf dem Weltmarkt weitergeführt, so spricht aus ökonomischer Sicht nichts dagegen, zu einem späteren Zeitpunkt – also bei nur noch geringen oder überhaupt keinen Kostenunterschieden zum allgemeinen Strompreisniveau – auch in Deutschland den Fotovoltaikmarkt wieder auszuweiten.

6.2.2.4 Zusammenfassung der systemanalytischen Differenzkosten im Stromsektor

Werden alle stromerzeugenden EE-Anlagen zusammengeführt, so ergibt sich für die jährlich anfallenden *systemanalytischen Differenzkosten* das in Abbildung 6.14 und Tabelle 6-6 dargestellte Bild. Eine Preisentwicklung gemäß Pfad A führt zu *systemanalytischen Differenzkosten* (vgl. auch Abbildung 6.10) von maximal 11,3 Mrd. €/a in 2015 und erreichen um 2027 die Nulllinie. Im Jahr 2040 (Tabelle 6-6) sind die Vorleistungen auch unter Einschluss der Fotovoltaik nahezu getilgt. Für den Pfad B dauert die Tilgung bis kurz nach 2050. Im Pfad A werden im Jahrzehnt 2041 - 2050 die Energiekosten gegenüber einer fossilen Stromversorgung bereits um 330 Mrd. € verbilligt.

Auch unter Einbeziehung der Fotovoltaik zeigt sich am Beispiel des Pfades E die eindeutige ökologische Vorteilhaftigkeit des EE-Ausbaus. Die *systemanalytischen Differenzkosten* würden nur kurzfristig über das Nullniveau steigen und erreichten maximal 3,5 Mrd. €/a. Die hohen kumulierten negativen *systemanalytischen Differenzkosten* dieses Pfades zeigen deutlich, welcher „Schaden“ der Volkswirtschaft durch die noch sehr unzulängliche Internalisierung der Kosten eines verschleppten Klimaschutzes entstehen.²⁹

²⁹ Unterstellt ist dabei, dass auch international eine ambitionierte Klimapolitik betrieben wird und somit das hier unterstellte Preisniveau für fossile Energieträger einschließlich CO₂-Kosten eine internationale Entwicklung widerspiegelt.

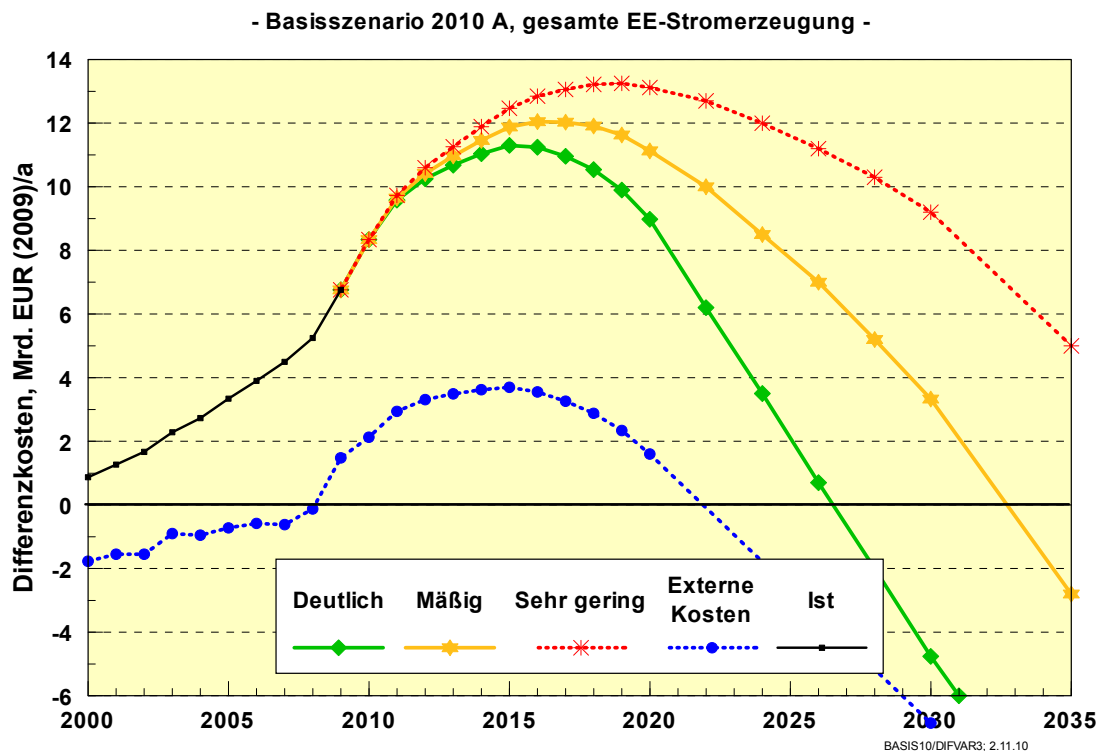


Abbildung 6.14: Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen

Tendieren die zukünftig anlegbaren Strompreise dagegen in Richtung Pfad C (oder gar Pfad D) würden die *systemanalytischen Differenzkosten* beträchtliche Ausmaße annehmen. In Pfad C steigen die kumulierten Werte bis 2040 auf 325 Md. €, um erst danach wieder leicht abzunehmen. Im Extremfall (Pfad D) würden die *systemanalytischen Differenzkosten* bis 2050 sogar auf 484 Mrd. € auflaufen. Hält man die dahinterliegenden Kosten- und Preisrelationen für angemessen (vgl. [EP 2010]; teilweise auch die Werte der Szenarien zum Energiekonzept 2010), so kommt man hinsichtlich der Angemessenheit eines EE-Ausbaus zu deutlich anderen Schlussfolgerungen als im Fall der für die Basisszenarien unterstellten Relationen. Eine derartige Entwicklung entspricht aber in der Praxis einem weitgehenden Versagen der Energie- und Klimaschutzpolitik, weil anfallende externe Kosten durch unzulängliche Instrumente nicht in ausreichendem Maß internalisiert würden. Die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* des Pfades E zeigen, dass in der betriebswirtschaftlichen Praxis hohe externe Kosten der fossilen Stromerzeugung bisher und auch in näherer Zukunft unberücksichtigt bleiben und damit ein rasches und erfolgreiches Einschwenken auf einen wirksamen Klimaschutzpfad beträchtlich erschweren.

Aber auch unter dem Gesichtspunkt eines wirksamen Klimaschutzes, wie er dem Pfad A entspricht, ist es erforderlich die volkswirtschaftlichen Wirkungen des EE-Ausbaus bis mindestens 2040 zu betrachten, um nicht zu vorschnellen Aussagen hinsichtlich der vermeintlich zu hohen Belastungen der Volkswirtschaft zu kommen.

Tabelle 6-6: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2010	41	41	41	41	-5
bis 2020	146	154	162	168	26
bis 2030	167	226	274	302	-1
bis 2040	17	196	325	412	-160
bis 2050	-330	46	300	484	-509

6.2.2.5 Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus

Auch der Ausbau der EE im Wärme- und Kraftstoffsektor verursachen derzeit noch *systemanalytische Differenzkosten*. Diese werden abschließend den *systemanalytischen Differenzkosten* der EE-Stromversorgung gegenübergestellt (Abbildung 6.15). Summiert über alle Sektoren beliefen sich die *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Ausbaus im Jahr 2009 auf rund 11 Mrd. €/a. Davon entstammen 64% der Stromversorgung. Die *systemanalytischen Differenzkosten* der EE-Stromerzeugung stellen also den bedeutendsten Beitrag des gesamten EE-Ausbaus dar. Grund dafür sind die *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik (vgl. Linie „Strom ohne PV“). Die gesamten *systemanalytischen Differenzkosten* steigen bei einer Preisentwicklung entsprechend Pfad A noch auf ein Maximum von 15,1 Mrd. €/a im Jahr 2015; davon 11,3 Mrd. €/a für den Stromsektor, 2,7 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,1 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor.

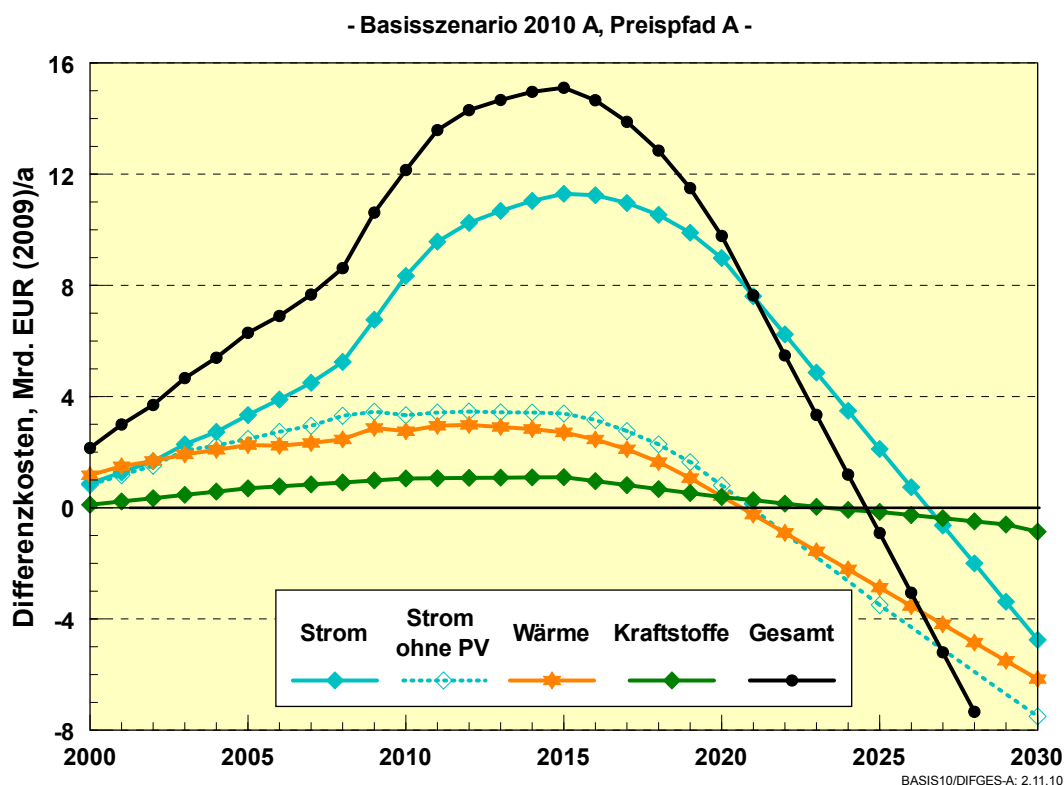


Abbildung 6.15: Jährliche systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 für anlegbare Preise gemäß Preispfad A

Bereits um das Jahr 2025 entstehen keine *systemanalytischen Differenzkosten* mehr. Die dann noch im Stromsektor auftretenden positiven *systemanalytischen Differenzkosten* werden durch die bereits negativen *systemanalytischen Differenzkosten* bei der Wärmeversorgung und bei den Kraftstoffen kompensiert. EE decken zu diesem Zeitpunkt bereits rund 25% des gesamten Endenergieverbrauchs. Die danach eintretenden negativen *systemanalytischen Differenzkosten* bedeuten, dass die EE nach diesem Zeitpunkt das Preisniveau der Energieversorgung stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads A ansonsten stetig weiter steigen würde.

In Abbildung 6.16 sind die *systemanalytischen Differenzkosten* des gesamten EE-Ausbaus nach 10-Jahres-Abschnitten für den Preispfad A zusammengefasst (vgl. Abbildung 6.11 für EE-Strom allein). Bis 2010 sind für den gesamten EE-Ausbau rund 71 Mrd. € aufgelaufen, wenn gegen die bisherigen anlegbaren Strom-, Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird.

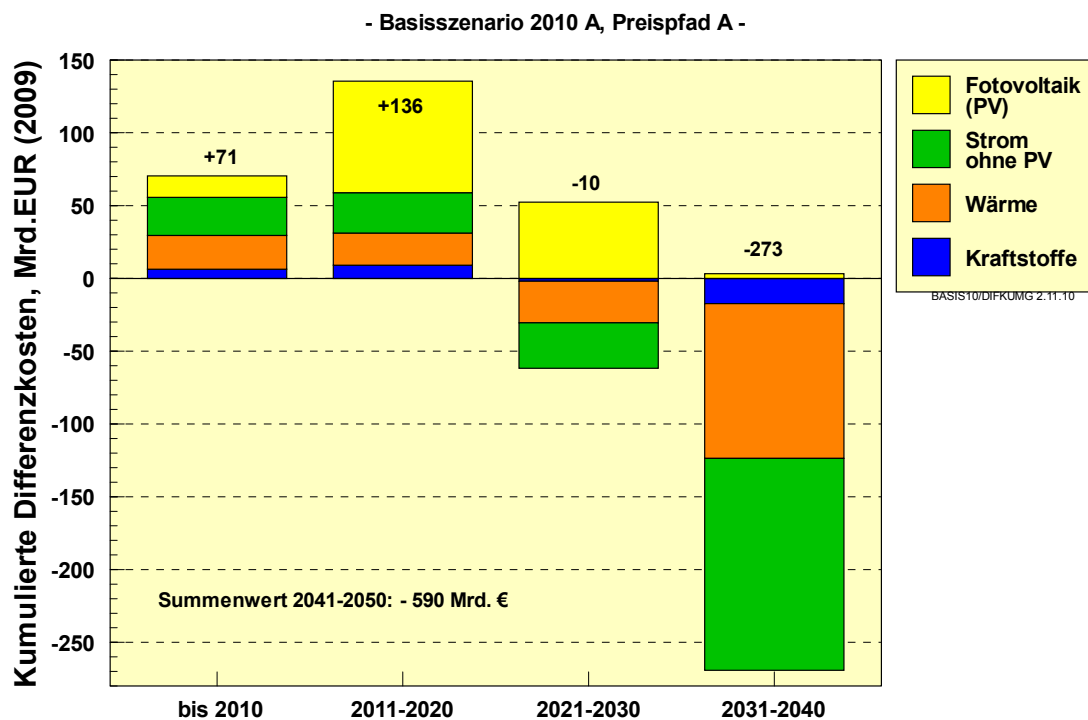


Abbildung 6.16: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte gemäß Preispfad A

Addiert man die folgenden 10-Jahresblöcke hinzu, so zeigt sich, dass bis 2020 die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* auf 207 Mrd. € steigen. Bis 2030 verringern sich die kumulierten Werte bereits wieder leicht auf 197 Mrd. €. Ende 2040 liegt der kumulierte Wert der *systemanalytischen Differenzkosten* aller EE-Technologien mit -76 Mrd. € bereits im negativen Bereich. Zur Jahrhundertmitte hat dann die Versorgung mit Energien aus EE der Volkswirtschaft bereits rund 665 Mrd. € gegenüber der Weiterführung einer fossilen Energieversorgung eingespart (vgl. auch Tabelle 6-7).

Legt man Preissteigerungen gemäß Preispfad B zugrunde (Abbildung 6.17), so liegen die *systemanalytischen Differenzkosten* des gesamten EE-Ausbaus mit maximal 16,2 Mrd. €/a im Jahr 2017 nur gering über denen des Pfads A, der Schnittpunkt mit der Nulllinie liegt im Jahr 2032. Würden nur sehr geringe bis gar keine Preisanstiege auftreten (Pfade C und D)

stiegen die Maxima auf 20 Mrd. € (Pfad C im Jahr 2020) bzw. auf 22 Mrd. € (Pfad D im Jahr 2024) und würden sich danach nur relativ langsam verringern. Die Schnittpunkte mit der Nulllinie verschöben sich entsprechend deutlich (Pfad C im Jahr 2043; Pfad D erst nach 2050).³⁰

Tabelle 6-7 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 die volkswirtschaftliche Neutralität der systemanalytischen Differenzkosten erst knapp nach 2050 einstellt (Saldo 19 Mrd. € im Jahr 2050). Für die Preispfade C (sehr niedriger Anstieg) und D (real konstante Energiepreise) würden die kumulierten Differenzkosten beträchtliche Werte annehmen. Bei Pfad D wäre sogar im Jahrzehnt 2040 bis 2050 noch ein Anstieg zu verzeichnen. Beharrte man also auf dem Postulat nicht oder kaum steigender Energiepreise über Jahrzehnte hinweg, würde die konsequente ökonomische Schlussfolgerung lauten, die erneuerbaren Energien nicht auszubauen.

Im Gegensatz dazu zeigt Pfad E (Berücksichtigung externer Kosten), dass der gesamte EE-Ausbau (einschließlich des deutlichen Ausbaus der Fotovoltaik) über den gesamten Zeitraum hinweg eine volkswirtschaftlich positive Wirkung hat. Angesichts der durch den Klimawandel zu erwartenden Schäden bzw. Kosten würde also eine Blockade oder eine deutliche Verzögerung des EE-Ausbaus ein fatales Marktversagen darstellen mit erheblichen negativen Konsequenzen für die Volkswirtschaft. Die Ergebnisse in Tabelle 6-7 zeigen nochmals eindrücklich die große Bedeutung der zukünftig sich einstellenden Preisentwicklung fossiler Brennstoffe für die energiepolitische Bewertung des EE-Ausbaus.

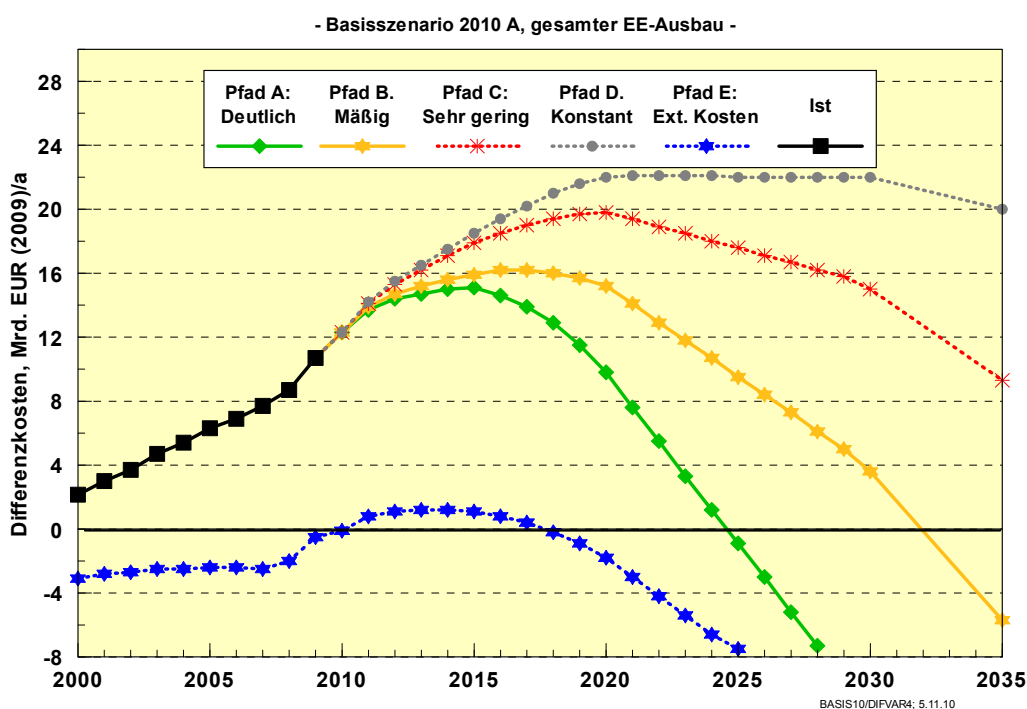


Abbildung 6.17: Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 A für verschiedene Annahmen zu den zukünftig anlegbaren Energiepreisen (Preispfade A bis E)

³⁰ Detaillierte Angaben der systemanalytischen Differenzkosten findet man im Datenanhang I in diesem Bericht.

Tabelle 6-7: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade der anlegbaren Energiepreise (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2010	71	71	71	71	-23
bis 2020	207	226	248	257	-19
bis 2030	197	321	424	477	-96
bis 2040	-76	264	517	677	-380
bis 2050	-665	19	495	850	-970

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 Wachstumsbranchen wurden geschaffen, die Wettbewerbschancen der einschlägigen deutschen Unternehmen auf dem Weltmarkt sind ausgezeichnet. Geht man von Preisanstiegen entsprechend Pfad A aus, zeigen sich ihre positiven ökonomischen Wirkungen vollständig ab etwa 2025. Zu diesem Zeitpunkt treten im Mittel keine *systemanalytischen Differenzkosten* mehr auf (bei Wind und Wärme (Mittelwert) bereits um 2020). Ab diesem Zeitpunkt werden der Volkswirtschaft durch die Nutzung der EE Aufwendungen erspart, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien aufgewandt werden müssten.

Auf diese Weise erfolgt die „Tilgung“ der bis dahin aufgewandten Vorleistungen, die kurz vor 2040 (Preispfad A, siehe Abbildung 6.16) abgeschlossen ist. Der Verlauf der *systemanalytischen 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 erschwinglichen Kosten zur Verfügung gestellt werden kann.

6.2.3 Kostenwirkungen des EEG auf Stromabnehmer

Obwohl die in Abschnitt 6.2.2 gezeigte systemanalytische Betrachtung zur ganzheitlichen Kostenbeurteilung des EE-Ausbaus angemessener ist, stehen in der politischen Diskussion zu den Erneuerbaren im Strombereich die *EEG-Differenzkosten* bzw. die daraus abgeleitete *EEG-Umlage* im Fokus. Deren Höhe wird maßgeblich vom tatsächlichen Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere im Hinblick auf den derzeit unerwartet hohen Zubau bei der Fotovoltaik, beeinflusst. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung, der bereits erfolgten Veränderungen der Vergütungsregelungen der Fotovoltaik und der seit 2010 geltenden EEG-Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) wurde im Rahmen dieses Vorhabens bereits im Sommer 2010 eine detaillierte Studie zur Entwicklung von EEG-Vergütungszahlungen, *EEG-Differenzkosten* und *EEG-Umlage* vorgelegt [BMU 2010a]. Unter Berücksichtigung der jüngsten Entwicklungen und Erkenntnisse wurden diese Ergeb-

nisse hier aktualisiert³¹. Eine ausführliche Darstellung der methodischen Vorgehensweise findet sich im Ausgangsbericht.

Im Basisszenario 2010 steigt die EEG-Stromproduktion³² von rund 103 TWh (2010) auf rund 220 TWh (2020) bzw. rund 320 TWh im Jahr 2030. Damit erreicht die Stromerzeugung aus EE im Jahr 2020 einen Anteil von rund 40% am Bruttostromverbrauch und übertrifft damit das ursprüngliche Ziel des EEG von mindestens 30% deutlich. Im Jahr 2030 werden es rund 65% sein. Getrieben wird der höhere Zubau auch von deutlich höheren Zubauerwartungen bei der Fotovoltaik. Für das Jahr 2010 wird mit 8500 MW/a und 2011 mit 6000 MW/a gerechnet. Für die Zeit danach wird erwartet, dass sich der jährliche Zubau – u. a. wegen zurückgehender Betreiberrenditen aufgrund der Vergütungssatzabsenkung und weiteren Anpassungen im EEG 2012 – wieder reduziert und auf einem Niveau von etwa 2500 bis 3000 MW bis zum Jahr 2020 einpendelt. Damit sind im Jahr 2020 knapp 52 GW Fotovoltaik in Deutschland installiert.

In den Kostenberechnungen wird unterstellt, dass EEG-Anlagenbetreiber so lange auf den gesetzlich garantierten EEG-Vergütungsanspruch zurückgreifen werden, so lange die EEG-Vergütungssätze deutlich über den durchschnittlichen Stromgroßhandelspreisen liegen.³³ Bei einer Umkehrung der Verhältnisse mit deutlich über dem EEG-Vergütungssatz liegenden Stromgroßhandelspreisen ist aus rationalen Gründen zu erwarten, dass EEG-Anlagenbetreiber ihren Strom zu diesem höheren Preis vermarkten wollen, um höhere Erlöse zu erzielen. Diese Annahme führt zunächst zu einem weiteren Anstieg der **EEG-Vergütungszahlungen** von rund 13 Mrd. € (2010) auf einen Höchstwert im Bereich von etwa 22 Mrd. € (2020). Durch das nach dem Jahr 2020 erwartete verstärkte Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung in Folge bis dahin gestiegener Stromgroßhandelspreise, fallen die EEG-Vergütungszahlungen wieder ab, je nach Preispfad (vgl. Tabelle 6-2) auf rund 8 bis 14 Mrd. € im Jahr 2030.

Für die Stromverbraucher noch wichtiger als die Vergütungszahlungen sind die **EEG-Differenzkosten**. Hierbei wird berücksichtigt, dass der vergütete EEG-Strom aus EE ansonsten konventionell zu Marktpreisen hätte beschafft werden müssen, was derzeit noch preisgünstiger ist. Die schon in der Vergangenheit und – nach einem wirtschaftskrisenbedingten Nachfragerückgang – künftig aufgrund steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten wieder ansteigenden Stromgroßhandelspreise (vgl. Kapitel 6.2.1), verringern die Differenz zur durchschnittlichen EEG-Vergütung. Demnach steigen die *EEG-Differenzkosten* bis Mitte des nächsten Jahrzehnts von rund 10 Mrd. € (2010)³⁴ nur noch moderat bis auf ein Maximum

³¹ Es wurden die nach EEG 2009 geltenden Vergütungsregelungen bis 2030 fortgeschrieben. Hierbei wurden die vom Bundestag im Sommer 2010 beschlossenen Anpassungen bei den PV-Vergütungssätzen bereits berücksichtigt.

³² Ohne biogene Anteile des Mülls, ohne EE-Stromimporte.

³³ Zu den Annahmen bzgl. des Ausscheidens von EEG-Anlagen nach Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle siehe die Ausführungen im Ausgangsbericht [BMU 2010a], S. 34 ff

³⁴ Diese modellgestützte Abschätzung liegt etwa 2 Mrd. € höher als die Schätzung, die die vier Übertragungsnetzbetreiber im Oktober 2009 für das Jahr 2010 vorgelegt hatten (8,2 Mrd. €). Während nach dem Berechnungsverfahren lt. AusglMechV Korrekturzahungen in den nächsten zwei Folgejahren verbucht werden, weist die in dieser Studie verwendete Kalkulation die Differenzkosten direkt jahresscharf zu. Im Ergebnis ergeben sich sehr ähnliche Werte: So betrug die von den ÜNB dem Jahr 2011 zugerechnete Nachzahlung aus den ersten drei Quartalen 2010 bereits etwa 1,3 Mrd. Euro (zu den ÜNB-Abschätzungen vgl. www.eeg-kwk.net).

von etwa 12 Mrd. € (2015/2016) an³⁵. Sie sinken anschließend bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf Werte zwischen 1 Mrd. € (Preispfad A) bis 3 Mrd. € (Preispfad B) ab. Die in diesem Zeitraum kumulierten *EEG-Differenzkosten* (je nach Preispfad 170 bis 200 Mrd. €) werden dabei zu 50% von der Fotovoltaik bestimmt. Bei Anlegen eines Stromgroßhandelspreises, der für konventionelle Kraftwerke die vollen externen Kosten berücksichtigen würde, lägen die *EEG-Differenzkosten* die nächsten 10 Jahre im Bereich von 5 bis 6 Mrd. € und würden anschließend bis zum Jahr 2030 auf rund 1 Mrd. € zurückgehen.

Für die nicht durch die Besondere Ausgleichsregelung (§ 40 ff EEG) privilegierten Stromverbraucher ist demnach zu erwarten, dass ihre **EEG-Umlage** von 2,4 ct/kWh (2010) noch bis zur Mitte des Jahrzehnts steigt (Maximum etwa 3,2 ct/kWh, ohne Nachholungen) und danach wieder zurück geht (vgl. Abbildung 6.18). Die monatlichen EEG-bedingten Kosten für einen Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh steigen somit von rund 7 € (2010) auf rund 9 € bis Mitte dieses Jahrzehnts an. Im Jahr 2020 sind noch zwischen 7,0 und 8,5 € und im Jahr 2030 nur noch rund 1 bis 2 € zu erwarten.

Die hier ermittelten Verläufe der EEG-Differenzkosten sind allerdings – wie die Vergangenheit deutlich gezeigt hat – von der tatsächlichen Entwicklung des EE-Ausbaus und Spotmarkt-Strompreisen an der Börse abhängig. Die Berechnungen gehen von den aktuell im EEG bzw. den zugehörigen Verordnungen festgelegten Regelungen aus. Als einzige Ausnahme wird lediglich unterstellt, dass die künftige Inanspruchnahme von § 37 EEG (gänzliche Befreiung von EEG-Umlage für Stromlieferanten, die mehr als 50% Strom aus EEG-vergütungsberechtigten Anlagen liefern, sog. „Grünstromprivileg“) spätestens im Zuge der EEG-Neufassung 2012 deutlich eingeschränkt wird. Ansonsten könnte die EEG-Umlage durch eine massive Reduzierung der für die EEG-Umlage bedeutsamen Letztverbraucher- menge auch unabhängig vom EE-Zubau deutlich ansteigen.³⁶

³⁵ Dies entspricht dem von den ÜNB bereits für 2011 ermittelten Wert (ohne Nachzahlung für 2009, vgl. vorausgehende Fußnote). Anders als in der Mittelfristprognose der ÜNB für die Jahre 2012 bis 2015 (vgl. www.eeg-kwk.net) wird hier für die Folgejahre von keinem nennenswerten weiteren Anstieg der Differenzkosten ausgegangen; insbesondere aufgrund deutlich niedrigerer Annahmen bzgl. des erwarteten PV-Ausbaus.

³⁶ Hiervon gehen u.a. die ÜNB in ihren Prognosen zur Entwicklung der EEG-Umlage bis 2015 aus. Auf die systemischen Zusammenhänge zwischen EEG-Umlage, Direktvermarktung und Letztverbrauch kann an dieser Stelle aber nicht weiter eingegangen werden; hierzu wird u.a. der Anfang 2011 erwartete EEG-Erfahrungsbericht näher eingehen.

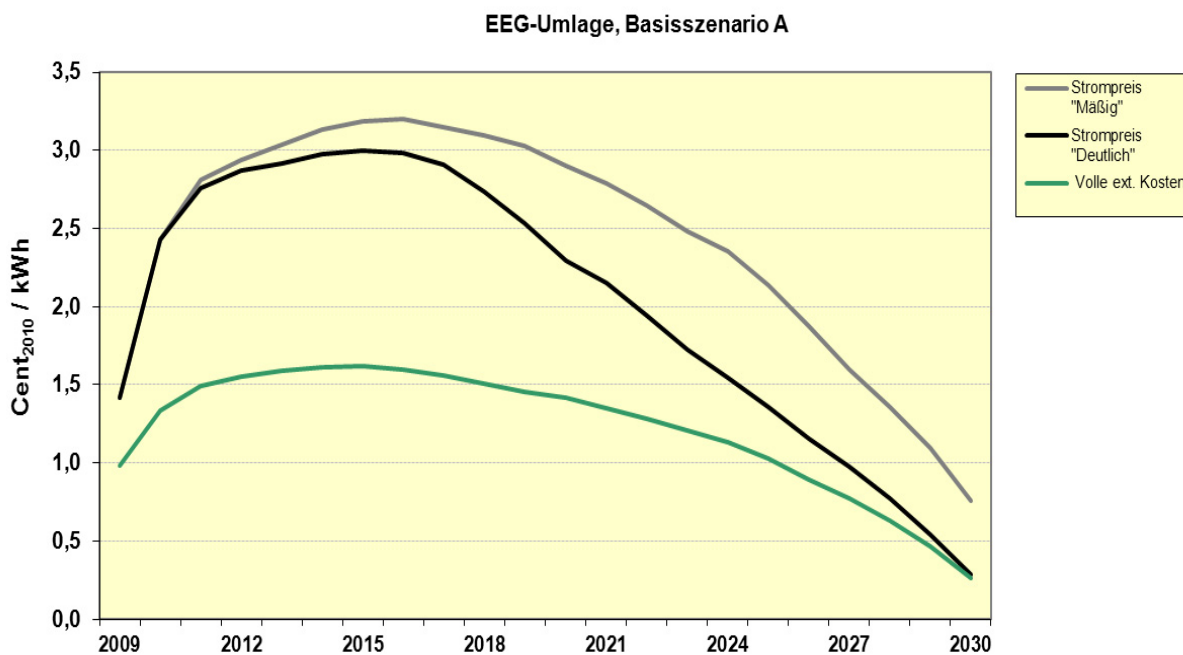


Abbildung 6.18: Verlauf der EEG-Umlage nach verschiedenen Preispfaden

Sensitivitätsbetrachtungen mit einem deutlich höheren Fotovoltaikzubau im Bereich > 7000 MW bis 2020 zeigen, dass der 2011 und 2012 greifende „atmende Deckel“ beim Degressionssatz die PV-Vergütungssätze ab 2012 sehr deutlich herabsetzt, so dass die jährliche EEG-Umlage „nur“ wenige Zehntel Cent pro kWh höher ausfallen würde (Maximum etwa 3,6 ct/kWh im Jahr 2015). Die Höhe der EEG-Umlage wird primär durch den heutigen Fotovoltaikzubau bei noch vergleichsweise hohen EEG-Vergütungssätzen von bis zu 33 ct/kWh determiniert. Sollte ein hoher Zubau 2011 (wie im Basisszenario berücksichtigt) zu 21% Degression im Jahr 2012 führen, dann liegt der teuerste PV-Vergütungssatz für Anlagen < 30 kW im Jahr 2013 nur noch bei rund 20 ct/kWh und damit unter dem, was neue Biogas-Anlagen durchschnittlich erhalten.

Relevant sind auch die Auswirkungen durch den anzulegenden Stromgroßhandelspreis, was mit den beiden Preispfaden A „*Deutlich*“ und B „*Mäßig*“ zum Ausdruck gebracht wird. Den Unterschied zeigen die Ergebnisse in Tabelle 6-8 und Tabelle 6-9. Das absolute Maximum der *EEG-Differenzkosten* liegt im Preispfad B nicht nennenswert höher als im Preispfad A, doch bleibt dieses Kostenniveau deutlich längere Zeit bestehen und führt im Betrachtungszeitraum zu rund 30 Mrd. €₂₀₁₀ höheren kumulierten *EEG-Differenzkosten*. Im ungünstigsten Fall, d. h. bei extrem hohem Fotovoltaikzubau und kaum ansteigenden Großhandelspreisen würde die EEG-Umlage dann für längere Zeit im Bereich um die 3,5 ct/kWh verbleiben.

Tabelle 6-8: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad A: *Deutlich*)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030
Preisbasis	2010					
EEG-Strom (gesamt)	TWh	103	161	220	270	319
EEG-Strom (vergütet)	TWh	81	144	189	206	78
EEG-Vergütung real	Mrd. €	13,1	19,4	21,6	20,8	8,4
EEG-Differenzkosten real	Mrd. €	9,8	11,9	8,9	5,3	1,3
EEG-Umlage real	ct/kWh	2,4	3,0	2,3	1,4	0,3
EEG-Umlage Haushalt	Euro/Monat	7,10	8,90	6,80	4,10	1,00

Tabelle 6-9: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad B: *Mäßig*)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030
Preisbasis	2010					
EEG-Strom (gesamt)	TWh	103	161	220	270	319
EEG-Strom (vergütet)	TWh	81	146	200	226	172
EEG-Vergütung real	Mrd. €	13,1	19,4	22,2	22,0	14,1
EEG-Differenzkosten real	Mrd. €	9,8	12,4	11,0	8,1	2,9
EEG-Umlage real	ct/kWh	2,4	3,2	2,9	2,1	0,8
EEG-Umlage Haushalt	Euro/Monat	7,10	9,30	8,50	6,20	2,20

6.2.4 Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien

Der Förderung erneuerbarer Energien wurde seit 1990 von den verschiedenen Bundesregierungen aus mehreren Gründen weiter forciert. Als Gründe sind im EEG wie auch EEWärmeG explizit formuliert worden:

- Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes soll eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglicht,
- die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte sollen verringert,
- fossile Energieressourcen geschont,
- die Abhängigkeit von Energieimporten verringert und
- die Weiterentwicklung von Techniken zur Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien gefördert werden.

Diese zentralen Punkte werden in der von EEG-Differenzkosten und einzelwirtschaftlichen Betrachtungen dominierten Diskussion um das Für und Wider der erneuerbaren Energien in der Regel 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 bei einer mehr qualitativen Betrachtung bleibt.

Darüber, dass eine auf fossilen und nuklearen Energieträgern aufbauende Energieversorgung nicht nachhaltig ist, besteht weitgehend Konsens. Nur erneuerbare Energien nutzen die unbegrenzten Ressourcen, wie sie von der Sonne und Erde zur Verfügung stehen. Abgesehen von der Biomassennutzung 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 meisten Konflikte ergeben sich aus regionalen Zusammenhängen, wie etwa bei der konkurrierenden Nutzung von Biomasse oder der lokalen Beeinflussung von Landschaft 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 Landschafts- und Gesundheitszerstörung, 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 Klima, Wetterwirkungen und das Meer sind so dramatisch, dass deswegen ein zügiger Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft vordringlich ist.

Untersuchen haben gezeigt, dass Nichthandeln beim Klimaschutz am Ende teurer wird, als aktiv Klimaschutzmaßnahme umzusetzen [Stern 2007, Kempfert 2005]. Damit kommt der Reduktion der CO₂-Emissionen eine besonders große Bedeutung zu, zumal die Kosten von Klimaschäden zum überwiegenden Teil nicht in betriebswirtschaftlichen Kalkulationen berücksichtigt werden müssen. 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 € pro Tonne CO₂ [Krewitt/Schlomann 2006, Stern 2007]. Die derzeit vergleichsweise geringen Kosten aus dem Emissionshandel mit CO₂-Kosten zwischen 10 und 20 €/t und von Energiesteuern sind ein erster, aber noch sehr unzulänglicher Schritt in die richtige Richtung. Der CO₂-Vermeidungsbeitrag erneuerbarer Energien hilft daher in erheblichem Umfang, externe Kosten zu vermeiden, so lange diese nicht vollständig in den Energiepreisen fossil erzeugten Stroms internalisiert sind.

Die Schonung fossiler Ressourcen durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien führt bei einem rohstoffarmen Land wie Deutschland in der Folge zu einer erheblichen Verminderung beim Import fossiler Energieträger. Mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix geht der Anteil fossiler Energien mittel- und langfristig erheblich zurück. Da aus Kostengründen auch der Abbau heimischer Steinkohlevorräte zurückgeführt wird, müssen längerfristig nahezu die gesamten fossilen Energieträger importiert werden. 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. Die Abhängigkeit von zu importierenden Energieträgern wird so deutlich reduziert und die Energiesicherheit deutlich verbessert.

Der in den Basisszenarien unterstellte weitere Ausbau der erneuerbaren Energien und steigende Brennstoffpreise werden die vermiedenen Importkosten deutlich ansteigen lassen (Tabelle 6-10). Im Jahr 2008, dem Jahr hoher Energiepreise wurden bereits jährlich 7 Mrd. €₂₀₀₇/a an Importausgaben durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden; mit

dem Rückgang der Importpreise im Jahr 2009 sank der Wert auf rund 5 Mrd. €_{2009/a}. Je nach angenommenen Preispfad können es im Jahr 2020 zwischen 13 und 21 Mrd. €_{2009/a} sein und im Jahr 2030 bereits 21 bis 38 Mrd. €_{2009/a}. Bis zur Jahrhundertmitte kann der Wert des vermiedenen Imports fossiler Energieträger auf 36 bis 77 Mrd. €_{2009/a} steigen, was etwa 2% des dann erwarteten Bruttoinlandsprodukts entspricht.

Tabelle 6-10: Vermiedene Importkosten durch erneuerbare Energien (Mio. €_{2009/a}) im Basisszenario 2010 A im Vergleich zum „eingefrorenen“ EE-Ausbauzustand im Jahr 1995

	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Preispfad A									
Mineralöl	5,5	3,3	5,7	8,0	12,5	16,2	21,3	33,1	49,2
Erdgas	1,1	0,9	0,9	1,2	4,7	7,5	8,4	12,8	14,0
Steinkohle	0,7	0,6	1,4	2,7	3,9	5,5	7,9	11,5	13,6
Fossiler Import gesamt	7,3	4,8	8,0	11,9	21,1	29,2	37,6	57,4	76,8
Preispfad B									
Mineralöl	5,5	3,3	5,5	7,1	10,2	13,2	17,0	25,2	40,0
Erdgas	1,1	0,9	0,8	1,1	3,7	5,8	6,3	4,0	9,1
Steinkohle	0,7	0,6	1,3	2,3	3,0	4,1	5,7	7,4	8,1
Fossiler Import gesamt	7,3	4,8	7,6	10,5	16,9	23,1	29,0	41,6	57,2
Preispfad C									
Mineralöl	5,5	3,3	4,9	5,7	7,8	9,6	11,9	17,1	23,5
Erdgas	1,1	0,9	0,8	0,9	2,8	4,2	4,5	6,1	6,1
Steinkohle	0,7	0,6	1,3	2,0	2,5	3,2	4,5	5,7	6,2
Fossiler Import gesamt	7,3	4,8	7,0	8,6	13,1	17,0	20,9	28,9	35,8

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 Wertschöpfung aus Investitionen und Betrieb von Anlagen in Deutschland betrug im Jahr 2009 bereits rund 38 Mrd. € [BMU 2010b]. 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 Fotovoltaikanlagen. So ist der Systempreis pro Kilowatt installierte Leistung von rund 14.000 € im Jahr 1990 um rund 80% auf heute rund 3.000 € gefallen. Dies war nur durch technologische Fortschritte auf allen Wertschöpfungsebenen und eine beträchtliche Marktausweitung möglich. Eine weitere Halbierung der Kosten in den nächsten Jahren ist absehbar. Vergleichbare Kostensenkungen gab es auch bei solarthermischen Anlagen, hier hat sich der Anlagenpreis seit 1990 um nahezu 60% verringert. [AEE 2010]. Die Lernkurve verläuft allerdings seit dem Jahr 2000 sehr flach, was u. a. auf die mit der stark schwankenden jährlichen Marktentwicklung verbundene Unsicherheit zurückzuführen ist.

Letztlich sind dadurch bis Ende 2009 deutlich über 300.000 Arbeitsplätze entstanden [GWS 2010]. Durch den beabsichtigten weiteren EE-Ausbau in Deutschland und auch global 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 erneuerbaren

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] angestellt worden. Dabei wurden u. a. die systemanalytischen Kosten des EE-Ausbaus im Strom- und Wärmesektor den entsprechenden Nutzenbeiträgen 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.

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 6.2.2 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.

Zum anderen sind die quantifizierbaren Nutzenbeiträge 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 die notwendigen Korrekturen in Form von Förderinstrumenten und anderer staatlicher „Leitplanken“ als Kostenfaktoren und damit vorwiegend negativ 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.

7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

7.1 Beitrag der einzelnen Segmente der Energieversorgung zur CO₂-Minderung bis 2050

Die detaillierte Szenarienanalyse des Energiesystems mittels der Basisszenarien 2010 A, B und C und einem Szenario mit einer 100%igen EE-Stromversorgung im Jahr 2050 liefert ein konsistentes Bild hinsichtlich der Möglichkeiten, mittels der zentralen Strategien „Steigerung der Energieeffizienz“ und „Ausbau erneuerbarer Energien“ bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80 bis 85% (bzw. der energiebedingten CO₂-Emissionen um 85 bis 90%) gegenüber 1990 zu erreichen. Dies erfolgt in den Basisszenarien 2010 A und B ohne Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke und ohne Einsatz der CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) in Kraftwerken. Eine Laufzeitverlängerung (Basisszenario 2010 C) führt zwischenzeitlich zusätzlich zu niedrigeren CO₂-Emissionen, wenn von demselben EE-Ausbau und derselben Energieverbrauchshöhe wie in den Basisszenarien A und B ausgegangen wird.

Ordnet man die wesentlichen Verwendungszwecke des Energieeinsatzes, nämlich die Strombereitstellung, die Wärmebereitstellung und die Kraftstoffbereitstellung, den in der Szenarienanalyse durch diese beiden Strategien erreichten CO₂-Minderungen zu, so lässt sich in einem ersten Überblick die Bedeutung einzelner Maßnahmenblöcke feststellen (Abbildung 7.1; Bezug: Basisszenario 2010 A).

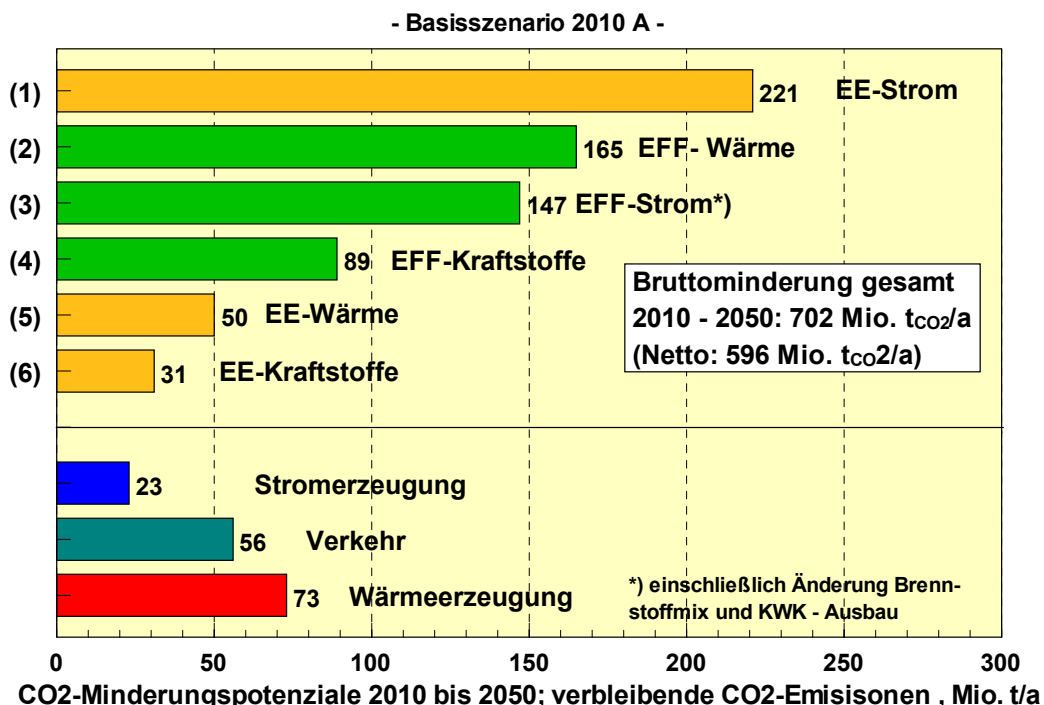


Abbildung 7.1: CO₂-Minderung je Energiesektor zwischen 2010 und 2050 durch Erneuerbare (EE) und Effizienz (EFF) sowie verbleibende CO₂-Emissionen aufgeteilt auf die Segmente Strom, Wärme, Kraftstoffe

Insgesamt kann im Zeitraum 2010 bis 2050 eine Gesamtbruttominderung³⁷ von 702 Mio. t CO₂/a erreicht werden. Die beiden Strategien (EE und EFF) sind in ihrer Bedeutung etwa gleichwertig. Die Effizienzsteigerung erbringt eine Minderung von 401 Mio. t CO₂/a (bzw. netto 294 Mio. t CO₂/a nach Abzug der zur Kompensation der Kernenergie erforderlichen 106 Mio. t/a), der EE-Ausbau von 302 Mio. t CO₂/a. Zwei Segmente ragen in ihrer Bedeutung dabei heraus. Zum einen ist dies der „Ausbau der EE in der Stromversorgung“ (siehe nachfolgendes Segment (1)), der einen Minderungsbeitrag von 221 Mio. t CO₂/a bewirkt, zum anderen die „Steigerung der Energieeffizienz im Wärmebereich“ und dort zu 80% im Gebäudesektor (2) mit einem Minderungsbeitrag von 165 Mio. t CO₂/a. Ein weiteres wichtiges Segment stellt die „Effizienzsteigerung im Stromsektor“ (3) dar mit einem Bruttobeitrag von 147 Mio. t CO₂/a, (hierin sind auch die Wirkungen des weiteren KWK-Ausbaus, die Wirkungsgradsteigerung bei den fossilen Kraftwerken und die Veränderung des fossilen Brennstoffmixes zu mehr Gas in der Stromerzeugung enthalten). Damit sind bereits 75% der Gesamtminde rung erbracht. Es folgen die Segmente „Weitere Effizienzsteigerung im Verkehrssektor“ (4) mit 89 Mio. t CO₂/a (einschließlich Verlagerung von Güterverkehr auf die Schiene), „Ausbau der EE im Wärmesektor“ (5) mit 50 Mio. t CO₂/a und „Ausbau der EE im Verkehrssektor“ (6) mit 31 Mio. t CO₂/a (Elektromobilität ist in Segment 1 enthalten). Von den im Jahr 2050 verbleibenden CO₂-Emissionen in Höhe von 152 Mio. t CO₂/a stammen nur noch 23 Mio. t CO₂/a aus der Strombereitstellung und 56 Mio. t CO₂/a aus dem Verkehrssektor. Der Wärmesektor ist dann mit 73 Mio. t CO₂/a für die Hälfte der verbleibenden Emissionen verantwortlich.

Die erfolgreiche Umsetzung der zu erbringenden CO₂-Minderungen in den einzelnen Segmenten erfordert in der Regel die Kombination beträchtlicher struktureller Veränderungen, den Einsatz vielfältiger energiepolitischer Maßnahmenbündel mit gezielten Anreizen für zahlreiche Einzelakteure sowie die Überwindung zahlreicher Hemmnisse und Einzelinteressen.

7.2 Vergleich der Eckdaten der Szenarien mit den Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung

Vergleicht man die Eckdaten der Basisszenarien mit den Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung so werden die Zielsetzungen hinsichtlich der Treibhausgasemissionen und der EE-Anteile (auch für die Zwischenzeitpunkte) erreicht bzw. übertroffen. Hinsichtlich der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (bezogen auf 2008) wird die Zielsetzung des Jahres 2020 mit -20% (Basisszenarien -21%) gut erreicht. Bis 2050 bleibt der Rückgang mit -47% etwas hinter der Zielvorgabe des Energiekonzepts mit -50% zurück. Eine deutliche Abweichung zeigen dagegen die spezifischen Werte der Verringerung des Stromverbrauchs nach 2020. In den Basisszenarien sinkt der Endenergieverbrauch an Strom (bezogen auf 2008) bis 2020, wie im Energiekonzept angestrebt, um knapp 10%. Danach bleibt er aber auf diesem Niveau (in 2050 Rückgang um 12% im Basisszenario 2010 A; um 8% im Basis-

³⁷ Hierin ist die Kompensation der durch die gegenwärtige Nutzung der Kernenergie erbrachten CO₂-Minderung in Höhe von 106 Mio. t/a (2009; Maximalwert in 2001: 135 Mio. t/a) enthalten. Die Nettominderung beträgt 596 Mio. t CO₂/a (748 Mio. t CO₂/a (2009) - 152 Mio. t CO₂/a (2050)). Im Basisszenario B beträgt die Nettominderung 604 Mio. t CO₂/a und im Szenario B-100%-S/H2 644 Mio. t CO₂/a.

szenario 2010 B), während im Energiekonzept ein Rückgang um 25% angestrebt wird. Ein wesentlicher Grund für diesen Unterschied ist im generell stärkeren EE-Ausbau im Stromsektor der Szenarien zu sehen, da dort EE-Strom als zukünftige „emissionsfreie Primärenergie“ in wachsendem Ausmaß in neuen Verbrauchssegmenten wie Elektromobilität und Wärmepumpen eingesetzt wird und auch der allgemeine Stromverbrauch im Verkehr deutlich zunimmt. Betrachtet man nur die „herkömmlichen“ Verbrauchssegmente, dann sinkt die Stromnachfrage in den Basisszenarien bis 2050 um 18%, nähert sich also dem Zielwert des Energiekonzepts an.

Für die angestrebten Anteile der EE am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch sind die Angaben zum Vergleich in Tabelle 7-1 zusammengestellt. Beim Bruttoendenergieverbrauch werden in allen Szenarien die Zielwerte 2020 bis 2040 um 3 bis 5 Prozentpunkte übertroffen, im Jahr 2050 ist der Unterschied mit 9 Prozentpunkten naturgemäß im Szenario B 100%-S/H2 am deutlichsten.

Tabelle 7-1: EE-Anteile der Szenarien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch im Vergleich zu den Zielwerten des Energiekonzepts

	EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch (%)				EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (%)			
	Energiekonzept	Basis A (C)	Basis B	B 100% - S/H2	Energiekonzept	Basis A (C)	Basis B	B 100% - S/H2
2020	18	21,2	21,2	21,2	35	40,0	40,0	40,0
2030	30	33,3	33,8	35,3	50	64,7	65,0	66,0
2040	45	46,7	47,6	50,3	65	82,6	82,8	85,1
2050	60	60,0	61,7	69,2	80	86,2	86,3	100

Die EE-Anteile am Bruttostromverbrauch sind in den vorliegenden Szenarien durchweg deutlich höher. Da auch der Nenner „Bruttostromverbrauch“ in den Szenarien höher ist, erfordern die Zielvorgaben des Energiekonzepts – unter der Voraussetzung, dass die dortigen Effizienzziele beim Strom erreicht werden – einen deutlich geringeren Ausbau der EE-Stromerzeugung als er in den Basisszenarien dargestellt wurde. Das zeigt sich auch im Vergleich mit den für das Energiekonzept erstellten Szenarien [EWI 2010]. Dort werden im Jahr 2020 zwischen 195 TWh/a (Szen. IV A) und 204 TWh/a (andere Szen.) aus EE bereitgestellt, während es in den Basisszenarien 227 TWh/a sind. In den Szenarien zum Energiekonzept wächst die EE-Stromproduktion nach 2020 langsamer und erreicht 2050 Werte zwischen 336 TWh/a (Szen. I A) und 356 TWh/a (Szen. II A), einschließlich Import von EE-Strom in Höhe von 67 bzw. 83 TWh/a. In den Basisszenarien 2010 A und C liegt die EE-Stromproduktion im Jahr 2050 dagegen bei 456 TWh/a, im Basisszenario 2010 B bei 475 TWh/a (einschließlich EE-Stromimport). Der Bruttostromverbrauch liegt also um 33% über dem höheren Wert der Szenarien zum Energiekonzept. Hinzu kommen in den Szenarien noch weitere 100 TWh/a EE-Strom für die Bereitstellung von EE-Wasserstoff. Das nur noch langsame Wachstum der EE-Stromerzeugung nach 2020 in den Szenarien zum Energiekonzept ist mit den Anforderungen eines stabilen Inlandsmarktes und daraus ableitbarer dynamischer Teilnahme an dem wachsenden globalen EE-Markt nicht vereinbar.

Es kann insgesamt festgehalten werden, dass hinsichtlich der generellen Ziele des EE-Ausbaus (Anteil am Bruttoendenergieverbrauch) die Eckdaten der Basisszenarien als „Blau-

pause“ für die im Energiekonzept angestrebten Anteile dieser Energiequellen an der Energieversorgung dienen können. In struktureller Hinsicht zeigen sich jedoch teilweise deutliche Unterschiede zu den dem Energiekonzept zugrunde liegenden Szenarien. Hinsichtlich der adressierten Handlungsfelder spiegelt das Energiekonzept die oben abgeleitete Bedeutung der einzelnen Segmente für den Klimaschutz wider. Große Bedeutung wird der Integration von EE in die Stromversorgung und der energetischen Gebäudesanierung beigemessen. Damit ist nach obigen Ausführungen etwa die Hälfte der möglichen CO₂-Minderungspotenziale erfasst. Im Folgenden wird auf die einzelnen Segmente in der Reihenfolge ihrer oben dargestellten CO₂-Minderungspotenziale gemäß den Basisszenarien eingegangen.

7.3 Umsetzungshemmnisse und Handlungsnotwendigkeiten

7.3.1 Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen (1)

Der weitere **Zubau von EE-Anlagen zur Stromerzeugung** gemäß den Szenarien kann aus rein technischer Sicht als im Wesentlichen abgesichert gelten. Auch aus der Sicht der technisch-strukturellen Potenziale sind keine Einschränkungen zu erwarten. Bei der Biomasse wird von der Einhaltung der gesetzten „ökologischen“ Potenzialgrenzen ausgegangen. Die in den Szenarien vorgeschlagene und begründete Aufteilung der Biomassepotenziale auf Nutzungstechniken und Verwendungszwecke ist als ein Beispiel für die Nutzung der vielfältigen Fraktionen der Biomasse zu sehen, andere Kombinationen sind ebenfalls möglich. Den größten Unsicherheitsfaktor hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung des Anlagenzubaues stellt der Ausbau der Offshore-Windnutzung in der hier dargestellten Größe dar (3 GW in 2010; 10 GW in 2020; 25 GW in 2030). Um den vorgeschlagenen Ausbau abzusichern, ist es erforderlich, dass das EEG als wirksamstes Instrument der Förderung des EE-Ausbaus im Stromsektor im Wesentlichen unverändert erhalten bleibt. Auf die durch das EEG hervorgerufenen technischen Innovationen, die längerfristig zu niedrigeren CO₂-Minderungskosten führen, als sie allein durch den Emissionshandel bewirkt werden können, kann auf absehbare Zeit nicht verzichtet werden. Das schließt allerdings seine Weiterentwicklung und stetige Anpassung an kostensenkende Technologieinnovationen nicht aus, sondern setzt sie sogar voraus. Mit den Erfahrungsberichten zum EEG ist dafür eine gute Grundlage vorhanden. 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.

Bis 2020 sind jedoch weitere Anpassungen und Strukturänderungen erforderlich, wenn der EE-Ausbau danach nicht ins Stocken geraten soll. Bereits heute werden EE-Anlagen abgeregelt, wenn es durch konventionelle „Must-Run-Kapazitäten“, die als drehende Reserve am Netz bleiben müssen, zu entsprechenden Netzengpässen kommt. Um die Vorrangregelung für EE aufrecht zu erhalten, ist eine Anpassung der Ausschreibebedingungen für Regelleistung notwendig. Ein flexibler und kurzfristiger Regelleistungsmarkt mit täglicher Ausschreibung und kleineren Zeitscheiben und Blockgrößen würde sich an die Erfordernisse

eines Energiesystems mit hohem Anteil fluktuierender EE optimal anpassen und es auch EE-Anlagen selbst ermöglichen, Regelleistung bereit zu stellen.

Beim notwendigen Ausbau der Netze zeichnen sich mögliche 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. Längerfristig wird 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. 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.

Von zentraler Bedeutung ist auch die notwendige **Anpassung der konventionellen Kraftwerksstruktur** an den wachsenden EE-Beitrag. Dieser führt grundsätzlich zu einem Verschwinden des „Grundlastbandes“ und erfordert daher in zunehmendem Umfang flexible Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass EE-Anlagen im Zusammenwirken mit den Ausgleichsoptionen Lastmanagement, Erzeugungsmanagement und Speichern die Systemdienstleistungen für einen stabilen Netzbetrieb erbringen und so auch bei hohen Anteilen von EE jederzeit die gesamte Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Auch der Bedarf an notwendiger konventioneller Backup-Kapazität zur Deckung der Jahreshöchstlast kann damit in angemessenen Grenzen gehalten werden. Stromspeicher, regelbare BHKW und die Ausgleichspotenziale zusätzlicher Verbraucher, wie Wärmepumpen, Klimatisierung und Elektrofahrzeuge können IKT-gesteuert genutzt werden, um die Fluktuationen der dargebotabhängigen EE auszugleichen und um Lastgradienten zu minimieren. Dadurch werden bestehende konventionelle Kraftwerke, die 2020 für die Lastdeckung benötigt werden, teilweise entlastet. In welchem Ausmaß Kernkraftwerke in den bei einem deutlichen EE-Ausbau notwendigen Lastwechselbetrieb eingebunden werden können bzw. mit welchen Kosten und zusätzlichen Sicherheitsanforderungen dies verbunden ist, steht noch nicht endgültig fest. Langfristig kann eine stromseitige Vollversorgung mit EE durch die Nutzung der aus EE-Strom hergestellten speicherbaren Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan sichergestellt werden. Durch die Rückverstromung in Gaskraftwerken dienen diese Energieträger als Langzeitspeicher zum saisonalen Ausgleich.

Die tendenziell 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. Durch die beschlossene Laufzeitverlängerung und die bereits in Bau befindlichen Kohlekapazitäten von rund 12 GW wird der Raum für Investitionen in neue flexible Kraftwerkskapazitäten stark eingeengt. Dies kann sich zu einem Hemmnis für die Zielerreichung des Ausbaus von Erneuerbaren entwickeln. Aber auch auf vorhandene bzw. in Bau befindliche fossile Kapazitäten wird von der verlängerten

nuklearen Stromerzeugung ein erheblicher wirtschaftlicher Druck aufgebaut. Mittelbar entsteht dadurch auch ein Druck auf die Erneuerbaren. Damit die im Energiekonzept beschlossenen Ausbauziele für EE-Strom trotzdem erreicht werden, muss die im EEG verankerte Vorrangregelung in jedem Fall aufrecht erhalten werden.

Diese möglichen Konflikte lassen sich verringern, wenn fossile Altanlagen in größerem Umfang stillgelegt werden. Bei der vorgesehenen Laufzeitverlängerung der Kernenergie ist dies eine Größenordnung von knapp 40 GW (Basisszenario 2010 C) bis 2020. Dies ist auch aus Emissionsminderungsgründen eine empfehlenswerte Strategie. Die aus Gründen der Ressourcenschonung wünschenswerte Ausweitung der KWK erfordert besondere Anstrengungen. Einerseits sollte ihre Kapazität stromseitig möglichst weitgehend in das Erzeugungsmanagement eingebunden werden, andererseits ist aber eine möglichst hohe Wärmeausbeute erforderlich, wenn die Anlagen wirtschaftlich betrieben werden sollen. Dazu werden Wärmespeicher in größerem Umfang erforderlich. Es gilt daher, das Augenmerk nicht nur auf Innovationen im Bereich der Stromspeicher zu richten, sondern auch kostengünstige Wärmespeicher weiter zu entwickeln.

Ebenfalls wird es notwendig sein, die marktwirtschaftlichen Anreize so zu gestalten, dass sie längerfristig die Vollkosten von KWK-Anlagen decken. Mit zunehmender Ausweitung des EE-Anteils und dem angestrebten deutlichen Rückgang des Wärmebedarfs stößt die Ausweitung der (fossilen) KWK an Grenzen. Das gilt umso mehr, als sowohl eine möglichst umfassende KWK-Nutzung der Biomasse als auch längerfristig eine Wärmenutzung bei stromerzeugenden Geothermieanlagen mittels Nahwärmenetzen anzustreben ist. Sinnvolle Anteile der KWK an der gesamten Stromversorgung müssen daher im Systemzusammenhang Strommarkt-Wärmemarkt ermittelt werden. Der längerfristige Anteil des fossilen Teils der KWK an der Stromversorgung dürfte dabei eher geringer ausfallen, als bisher allgemein angenommen wurde.

Nach den vorliegenden Szenarioanalysen muss ein wesentlicher Teil des verbleibenden KWK-Ausbaus mittels dezentraler Anlagen erfolgen, da lohnende Wärmepotenziale in Zukunft nur noch kleinräumig mittels angepasster Nahwärmenetze erschlossen werden können. Hier wird es in bedeutendem Maße auf kommunale Akteure und insbesondere auf 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 KWK-Anlagen erfolgen. Durch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke wird sich die schon jetzt schwierige Marktsituation für derartige Anlagen weiter verschlechtern. Die Anmerkungen im Energiekonzept zur Rolle der KWK deuten darauf hin, dass diese Problematik noch nicht ausreichend berücksichtigt ist. Die Ergebnisse der Szenarien zum Energiekonzept zur KWK zeigen, dass die zukünftige Bedeutung der dezentralen KWK dort sehr gering eingeschätzt wird. Sie wird nur noch in Verbindung mit der Biomasse gesehen, während ergasgefeuerte BHKW bis 2050 völlig vom Markt verschwinden. Dagegen dominieren dort große Steinkohle-HKW (mit CCS), wobei unklar bleibt, wie deren große Wärmepotenziale bei sinkender Wärmedichte effektiv verteilt werden können. Es ist deshalb dringend erforderlich, dass die Energiepolitik präziser als im vorliegenden Energiekonzept geschehen darlegt, welche Struktur und welches Ausmaß die (fossile) KWK in der zukünftigen Energieversorgung haben kann. Ggf. sind die bestehenden Anreize – insbesondere für die dezentrale KWK – zu verstärken, damit ihre sinnvollen Potenziale auch vollständig ausgeschöpft werden können.

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. Die Analysen bestätigen die Erkenntnis, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen fossiler Energieressourcen, der weiteren Entwicklung von CO₂-Preisen und im Stromsektor insbesondere 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 fossiler Energieträger, sehr unterschiedliche Werte annehmen. Aus Tabelle 7-2 ist ersichtlich, dass diese auf Grenzkosten- und Spotmarktbasis ermittelten Preise (Szenarien für das Energiekonzept), die für den optimalen Einsatz eines bestehenden Kraftwerksparks mit einer großen Anzahl abgeschriebener Kraftwerke gedacht sind, kein angemessener Maßstab für die volkswirtschaftliche Bewertung des angestrebten sehr deutlichen EE-Ausbaus (Basisszenario 2010 A) sein können. Für eine Stromversorgung, die längerfristig zu 80% aus Erneuerbaren bestehen soll (Ziel des Energiekonzepts für 2050) und damit in Anlagen erfolgt, die größtenteils kurzfristige Grenzkosten von Null haben, müssen für einen auch dann funktionsfähigen Markt andere Preissignale definiert werden.

Tabelle 7-2: Stromgestehungskosten von EE und fossilen Kraftwerken und resultierende erweiterte EEG-Umlage für den EE-Ausbau im Basisszenario 2010 A (in €₂₀₀₉/MWh bzw. ct₂₀₀₉/kWh, Diskontsatz 6%/a) und Vergleich mit den Angaben der Szenarien für das Energiekonzept auf der Basis von Großhandelspreisen

	2009	2015	2020	2030	2040	2050
Stromgestehungskosten neuer EE-Anlagen bzw. neuer fossiler Kraftwerke (Mittelwerte); €/MWh						
Vollkosten EE einschl. PV	140	128	94	80	71	64
<i>ohne PV</i>	104	100	83	74	65	60
Vollkosten Fossil, Pfad A	~ 55	62	83	105	121	140
Pfad B	~55	58	71	78	87	96
Pfad C	~55	55	56	60	64	68
Großhandelspreise nach den Szenarien mit LZV = 12 a für das Energiekonzept	38-68 *)		33-36	46-50	55-53	21-22
Auf den Stromverbrauch umgelegte EE-Differenzkosten („erweiterte“ EEG-Umlage, einschl. EE-Import); ct₂₀₀₉/kWh						
Preispfad A		2,7	1,9	-0,9		
Preispfad B		2,9	2,7	0,9	-2,2	
Preispfad C		3,1	3,2	2,3	0,3	-1,3
Szenarien für das Energiekonzept, LZV = 12a			4,0	3,2	2,3	5,3

*) Bandbreite 2007-2008

Es wird daher im Grundsatz erforderlich sein, die **Vollkosten** aller Stromerzeugungsoptionen in die Preissignale des zukünftigen Strommarkts einzubringen, wenn Erneuerbare faire Chancen auf den Energiemärkten haben sollen. Weiterhin ist anzustreben, dass diese Vollkosten weitgehend alle externen Kosten der Energiebereitstellung, insbesondere die Kosten des Klimawandels und die vollen Entsorgungs- und Risikokosten für die Kernenergie enthalten. Nur so 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.

Eine weitere wesentliche Einflussgröße sind die **Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung** fossiler Energieträger. 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 Energiepolitik unzulängliche Empfehlungen für die zu ergreifenden Maßnahmen auf den Weg gegeben werden. Auch Unternehmen und Privatinvestoren könnten dadurch von den notwendigen Investitionen in neue Energietechniken abgehalten werden. In diese Preispfade müssen Annahmen zur Entwicklung von CO₂-Preisen einfließen, die sich an den wahrscheinlichen Schadenskosten eines unterlassenen Klimaschutzes orientieren. Es spricht sehr viel dafür, dass der wirtschaftliche „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.

Unter der für die Basisszenarien angenommenen Entwicklung der Kosten- und Preisparameter (Preisfad A) kann der volkswirtschaftliche Vorteil durch eine erneuerbare Energiebereitstellung zur Mitte dieses Jahrhunderts rund 700 Mrd. Euro betragen. Bereits um 2035 sind die aufgelaufenen Vorleistungen wieder kompensiert. Dies bedeutet eine völlig andere Beurteilung der volkswirtschaftlichen Nützlichkeit von Erneuerbaren, als dies bei einem Vergleich mit den in den Energieszenarien für das Energiekonzept ermittelten Großhandelspreisen der Fall ist (Tabelle 7-2). Weitere kaum monetarisierbare Vorteile des EE-Ausbaus sind zum einen eine sehr viel geringere Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung, auch unter Berücksichtigung eines europäischen Stromverbands mit Erneuerbaren. Zum anderen sind die Investitionen in Erneuerbare bisher auf einen breiten Akteurskreis verteilt. Kann dies in Zukunft in einem ähnlichen Umfang beibehalten werden, können oligopolistische und marktbeherrschende Strukturen der heutigen Energiewirtschaft 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.

7.3.2 Effizienzsteigerung im Wärmebereich, insb. Gebäudesanierung (2)

Der Raumwärmebedarf beläuft sich auf 55% des gesamten Wärmebedarfs. Bedeutendstes Element einer Klimaschutzstrategie im Wärmesektor ist deshalb eine umfassende energetische Sanierung des Gebäudebestands, flankiert durch hohe Effizianzorderungen für Neubauten. Folgerichtig hat auch die Bundesregierung diesen Bereich zu einem der zentralen Punkte ihres Energiekonzepts erklärt. Sie hat gleichzeitig mit einer Reduktion des Energieeinsatzes für Raumwärme um 80% bis 2050 sehr ehrgeizige Ziele gesetzt. Der Großteil dieser Reduktion soll zwischen 2020 und 2050 erfolgen. Die Größe der Herausforderung, dieses Ziel zeitgerecht zu erreichen, zeigt sich im Vergleich zu den Szenarien zum Energiekonzept, wo die Reduktion des gesamten Raumwärmeverbrauchs bis 2050 gegenüber 2008 mit 65% geringer ausfällt. In den Basisszenarien wird von einer noch etwas geringeren Reduktion um 55% ausgegangen, wobei die Differenz zu den Szenarien für das Energiekonzept zum größeren Teil durch Unterschiede beim Raumwärmebedarf für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zustande kommt. In den Szenarien zum Energiekonzept wird für diesen Sektor der Raumwärmebedarf im Jahr 2050 nahezu mit Null angenommen. Das ist ein überambitioniertes Ziel, es sollte in Verbindung mit den Nutzungsmöglichkeiten von Erneuerbaren in diesem Sektor zur Raumheizung und Klimatisierung einer Überprüfung unterzogen werden.

Die wesentliche Steuerungsgröße zur Senkung des Raumwärmebedarfs ist die energetische Sanierungsrate. Der derzeitige Wert von 1,1%/a muss baldmöglichst auf 2%/a gesteigert werden, damit bis 2050 der Altbaubestand nahezu vollständig saniert ist. Gleichzeitig sind anspruchsvolle Sanierungsstandards erforderlich, wenn der Heizwärmebedarf signifikant gesenkt werden soll. Das angestrebte Ziel des Energiekonzeptes mit einer Reduktion des Raumwärmebedarfs von 80% bis 2050 würde bei Sanierungen eine Reduktion des Heizwärmebedarfs auf Werte zwischen 20-40 kWh/(m²·a) ab dem Jahr 2020 verlangen. Um diese Werte zu erreichen, müssten die Bestandsgebäude unter Verwendung von Passivhauskomponenten saniert werden. Dazu reichen die heute üblichen Wärmedämmverbundsysteme nicht aus. Bei Entwicklung und Einführung noch leistungsfähigerer Dämmstoffe und Lüftungssysteme ist ab 2020, dem beabsichtigten Einstieg in hohe Sanierungsraten, eine energetische Sanierung von Altbauten mit entsprechender Reduktion des Heizwärmebedarfs in dem genannten Ausmaß technisch machbar. Da sie aber mit relativ hohen Kosten verbunden sein dürfte, ist diese „starke“ Reduktionsstrategie nicht generell empfehlenswert.

Den technisch-strukturellen Möglichkeiten der Verbrauchsreduzierung stehen derzeit die eher bescheidenen Erfolge der letzten 10 Jahre gegenüber. Bei Fortführung der gegenwärtigen Trends bei Teil- und Vollsanierung bzw. der Heizungserneuerung könnte bis 2030 nur eine Verbrauchsreduzierung um rund 10% und bis 2050 von maximal 30% erreicht werden. Es bedarf also großer Anstrengungen, sich den obigen Zielen innerhalb des Zeitraums bis 2050 zu nähern. In der beabsichtigten „Modernisierungsoffensive für Gebäude“ hat die Bundesregierung die wesentlichen Kernelemente benannt, die erforderlich sind, um den Sanierungsprozess zu beschleunigen und effektiver zu machen. Damit ist ein erster wichtiger Schritt getan. Es wird in nächster Zeit darauf ankommen, die im Energiekonzept genannten Fördermaßnahmen, Anreize und ordnungspolitischen Maßnahmen zügig umzusetzen, damit ab 2020 der angestrebte Sanierungszyklus voll einsetzen kann.

Im Zuge der Ausarbeitung dieser Strategie sollte jedoch die Zielvorgabe einer 80%igen Reduktion des Heizwärmeverbrauchs einer ökonomischen Überprüfung unterzogen werden. Die Rechnungen zu den Basisszenarien zeigen, dass auch Reduktionsraten im Raumwärmesektor um 55-60% zur Erreichung der Klimaschutzziele ausreichen können, wenn parallel zur Gebäudesanierung der EE-Einsatz zur Wärmeversorgung, insbesondere in Form von Kollektoren und der Geothermie, stärker forciert wird. Deren mögliche Beiträge zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sind in den Szenarien zum Energiekonzept ebenso unterschätzt worden, wie diejenigen der dezentralen KWK (vgl. Segment (5)).

Auch im Prozesswärmebereich, der zu 80% industriebedingt ist, sind noch beträchtliche Einsparpotenziale vorhanden. Die in den Basisszenarien unterstellte Reduktion des Energiebedarfs für Prozesswärme um -30% bis 2050 ist eher eine Untergrenze der aus technischer Sicht mobilisierbaren Potenziale. Bei entsprechend ernsthafter Umsetzung der im Energiekonzept der Bundesregierung genannten Maßnahmen zur Ausschöpfung der Effizienzpotenziale in der Industrie könnte diese Reduktion relativ leicht erreicht werden.

7.3.3 Effizienzsteigerung im Strombereich (3)

Die Effizienzsteigerung im Strombereich hat für einen effektiven Klimaschutz ebenfalls eine sehr hohe Priorität. In den herkömmlichen Einsatzbereichen sind nach wie vor noch so große strukturelle und wirtschaftliche Potenziale erschließbar, dass dort die Stromnachfrage trotz weiteren Wachstums stromverbrauchender Geräte und Maschinen um 20-25% sinken könnte. Diese Größenordnung wurde auch in den Szenarien zum Energiekonzept (bezogen auf den Verbrauch des Jahres 2008) für das Jahr 2050 ermittelt. In den Basisszenarien wird von einer möglichen Einsparung in diesen Bereichen (ohne Wärmepumpen und Elektromobilität) von 18% bis 2050 ausgegangen. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird eine Verbrauchsverringerung von 25% bis 2050 angestrebt. Allerdings ist festzustellen, dass der Trend zu ständigem Verbrauchszuwachs von Strom bis 2006 noch nicht eindeutig gestoppt ist (der wirtschaftskrisenbedingte deutliche Verbrauchseinbruch in 2009 ist untypisch). Hier sind also noch besondere Maßnahmen erforderlich, um einen abnehmenden Trend zu stabilisieren. Die im Energiekonzept dazu genannten Maßnahmen, insbesondere die Einrichtung eines Effizienzfonds, sind im Prinzip dafür geeignet. Hinzukommen muss jedoch eine klare 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 Anschaffungskosten und der Betriebskosten. Eine beschleunigte Substitution von Speicher- und Direktelektroheizungen, die Setzung von Mindeststandards für Motoren, Pumpen und andere häufig eingesetzte Aggregate, weitere Anreize oder ordnungsrechtliche Vorgaben für betriebliche und kommunale Energienutzungskonzepte und eine Verstärkung des Einspar-Contracting gehören ebenfalls zu den geeigneten Maßnahmen, 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. Insbesondere die zahlreichen Steuervergünstigungen und Ausnahmeregelungen schwächen dessen Wirkung stark. Steuervergünstigungen für Betriebe könnten auch an den Nachweis effizienter Energiemanagementsysteme geknüpft werden.

Die Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung im Zusammenhang mit einer effizienteren Ausnutzung des Brennstoffeinsatzes für die Stromerzeugung wurde bereits im Segment (1) erwähnt. 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.

7.3.4 Effizienzsteigerung im Verkehr (4)

Die Entwicklung im Verkehrssektor ist durch zwei unterschiedliche Tendenzen gekennzeichnet. Im Personenverkehr zeichnet sich ein Rückgang des Energieverbrauchs ab. Die Personenverkehrsleistung wächst nicht mehr und die Europäische Gesetzgebung zur Begrenzung der CO₂-Emissionen von Straßenfahrzeugen übt Druck auf die Verringerung von Fahrzeugverbräuchen aus. Bestrebungen zur Ausweitung von Hybrid- und Elektrofahrzeugen wirken in dieselbe Richtung. Bei Ausnutzung der technisch und ökonomisch möglichen Effizienzpotenziale durch die Verbesserung des Systemwirkungsgrades des Antriebstrangs, Leichtbau, Minderung des aerodynamischen und Rollwiderstandes und die generelle Hybridisierung der Fahrzeugantriebe kann sich der spezifische Verbrauch von mit Benzin und Diesel betriebenen PKW bis 2050 um 50 bis 60% verringern. Eine Verschiebung des Fahrzeugparks hin zu leichteren bzw. kleineren Fahrzeugen vergrößert hierbei die Spielräume der Effizienz. Die angestrebte Förderung der Weiterentwicklung und des Marktdurchbruchs von Plug-in-Hybrid- und Elektrofahrzeugen wirken in dieselbe Richtung. In Kombination mit einer deutlichen Ausweitung von Elektrofahrzeugen (Segment (6)) führt dies in den Basisszenarien zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs im Personenverkehr um 55% bis 2050 (Basisszenario 2010 A) bzw. 60% (Basisszenario 2010 B) im Vergleich zu 2009. Auch im Flugverkehr entstehen durch die Einbeziehung in das europäische Emissionshandelssystem ab 2012 neue Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz.

In den Energieszenarien zum Energiekonzept wird von vergleichbaren Reduktionen des spezifischen Verbrauchs im Personenverkehr ausgegangen. Um die genannten, technisch möglichen Effizienzsteigerungen sicher zu gewährleisten, dürfte die jetzige Gesetzgebung allein jedoch nicht ausreichen. Deshalb ist es wichtig, dass die im Energiekonzept geäußerte Absicht, sich für „eine ambitionierte Ausgestaltung der CO₂-Grenzwerte für Neufahrzeuge einzusetzen“, auch konkret umgesetzt wird. Empfehlenswert ist, damit nicht bis 2020 zu warten, sondern auch die Grenzwerte bis 2020 einer Überprüfung zu unterziehen und auch für den Zeitraum nach 2020 präzise Reduktionsvorgaben zu setzen. Auch die Einführung eines allgemeinen Tempolimits würde die Glaubwürdigkeit der Bundesregierung in dieser Hinsicht verstärken. Sie würde tendenziell auch auf eine Veränderung des Fahrzeugparks mit geringerem spezifischem Verbrauch hinwirken.

Die weitere Entwicklung des Güterverkehrs ist von deutlich wachsenden Verkehrsleistungen geprägt. Zudem sind die technischen Möglichkeiten einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs dort geringer als bei PKW. Auch der „Ausweg“ in die Elektromobilität ist für LKW nur begrenzt über Hybridantriebe gegeben. Einem deutlichen Anstieg des Energieverbrauchs muss daher zusätzlich zu technischen Verbesserungen an LKW durch eine beträchtliche Verlagerung auf die Schiene entgegengewirkt werden. In den Basisszenarien 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. 50%

steigt. Dadurch steigt der Energieverbrauch des Güterverkehrs in den Basisszenarien geringer als die Verkehrsleistung und sinkt nach 2030 wieder, um im Jahr 2050 leicht unter dem heutigen Niveau zu liegen. Die „Effizienzleistung“ im Verkehr wird also fast vollständig vom Personenverkehr erbracht.

Im Energiekonzept wird auf die Notwendigkeit der Verlagerung von Güterverkehr auf die Bahn explizit hingewiesen, wenn der Verkehr einen angemessenen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen erbringen soll. Es ist beabsichtigt, Investitionen in die Schieneninfrastruktur so zu steuern, dass *„spezielle Korridore für den Schienengüterverkehr entwickelt und prioritär ausgebaut werden. Nur so wird es möglich sein, die notwendigen Voraussetzungen für eine Verlagerung insbesondere des Güterverkehrs auf den umweltfreundlicheren Schienenverkehr zu schaffen.“* (Energiekonzept; S. 25). 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 Schnellbahntrecken im Personenverkehr gebunden. Sollen die Ziele der Szenarien des Energiekonzepts bzw. diejenigen der Basisszenarien in diesem Bereich erfolgreich umgesetzt werden, ist hier ein deutliches Umsteuern erforderlich.

7.3.5 EE-Ausbau im Wärmesektor (5)

In den Basisszenarien hat der Ausbau von Erneuerbaren 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 8,5% 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 zu den Basisszenarien 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 (Basisszenario 2010 A 53%, davon wiederum 45% Biomasse und 55% Solarkollektoren und Erdwärme). Zur Erschließung dieser Potenziale ist es zusätzlich erforderlich, auch 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.

In den Energieszenarien zum Energiekonzept fällt die Bewertung dieser EE-Techniken deutlich anders aus. Der Solar- und Umweltwärme wird nur in Form von Einzelanlagen eine gewisse Bedeutung beigemessen, die zu einem im Vergleich zu den Basisszenarien nur etwa halb so hohen Beitrag dieser Energien führt. Nahwärmeversorgungen sind nur marginal vorgesehen. Begründet wird dies u. a. mit Zweifeln an der technischen und ökonomischen Machbarkeit von Wärmenetzen vor allem im sanierten Bestand. Diese Einschätzung hat in den Szenarien auch dazu geführt, dass die dezentrale erdgasbasierte KWK bis 2050 völlig

verdrängt wird. Überdeckt wird der relativ geringe Beitrag dieser beiden erneuerbaren Energien durch die sehr ambitionierten Annahmen zur Senkung des Wärmebedarfs (vgl. Segment (2)) und den dort unterstellten größeren Biomassepotenzialen.

Es wird nur durch eine deutliche Ausweitung der Beiträge von Solarkollektoren und von Erdwärme möglich sein, den Bedarf an Niedertemperaturwärme längerfristig weitgehend mit Erneuerbaren zu decken. Das Energiekonzept der Bundesregierung regt zwar eine Weiterentwicklung und Aufstockung des Marktanreizprogramms an, dies allein wird aber nicht ausreichen, dem notwendigen Zubau – insbesondere größerer Solar- und Erdwärmeversorgungen mit Nahwärmenetzen – die notwendige Dynamik zu verleihen. Hier werden sehr viel weitergehende Maßnahmen empfohlen.

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 und eine wirkungsvolle Übertragung von Erfahrungen. 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 Kollektorfelder sein, welche in vorhandene Wärmenetze einspeisen. Die Kosten je m² Kollektorfläche betragen dort nur ein Viertel derjenigen typischer deutscher Anlagen (250 €/m² statt 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 jedoch notwendig, dass für Neuanlagen möglichst frühzeitig entsprechende Speicher- und Steuerungskomponenten als Standard etabliert werden.

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 und auch ganz aktuell zu Unsicherheiten und Schwierigkeiten geführt, deren negative Folgen auch mit dem Neustart des MAP im Juli 2010 bisher noch nicht 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 Erdwärmeanlagen erforderlich ist. Ein budget-unabhängiges Förderinstrument, wie es das im Strommarkt erfolgreiche EEG ist, sollte auch für den Wärmemarkt gefunden werden. Dieses müsste den Altbaubestand einbeziehen.

Wie bereits bei Segment (2) 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 im Wärmemarkt verknüpft werden.

7.3.6 EE- Ausbau im Verkehrssektor (6)

Die Ablösung fossiler Kraftstoffe durch Erneuerbare kann aus heutiger Sicht auf unterschiedliche Art erfolgen. Neben einer möglichst weitgehenden Reduktion des Energieverbrauchs (Segment (4)) stehen zur nichtfossilen Deckung des Restbedarfs prinzipiell drei Optionen zur Verfügung. Dies sind 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 zu früh, eine dieser Optionen eindeutig zu bevorzugen. In den Basis-szenarien werden daher für den längerfristigen Zeitraum alle drei Optionen mit etwa gleicher Bedeutung berücksichtigt, um damit auch die prinzipielle Offenheit dieser Entwicklungen aufzuzeigen. Biokraftstoffe decken im Jahr 2050 20% des Energiebedarfs des Verkehrs, 17% werden von EE-Strom erbracht (Basisszenario 2010 B) und 18% deckt aus EE-Strom erzeugter Wasserstoff. Der gesamte Beitrag der Erneuerbaren hat mit 55% damit bereits das Übergewicht. Der Individualverkehr ist mit einem EE-Anteil von 95% praktisch emissionsfrei. Während für Biokraftstoffe in der Philosophie der Basisszenarien damit eine Obergrenze erreicht ist (Ausschöpfung des nachhaltigen Potenzials in Deutschland), sind die beiden innovativen Optionen für die weitere Substitution der verbleibenden fossilen Energiemengen nach 2050 gut vorbereitet.

Das Basisszenario 2010 A erfüllt die Zielsetzungen des Energiekonzepts zur Einführung von Elektrofahrzeugen nahezu, das Basisszenario 2010 B übertrifft sie deutlich. Es wird – startend mit einem Basiswert von 1 Mio. Fahrzeuge in 2020 – von 4,5 (Basisszenario A) bzw. 7,5 Mio. Fahrzeugen (Basisszenario B) in 2030 ausgegangen, die sich bis 2050 auf 14 Mio. (A) bis 30 Mio. Fahrzeuge (B) steigern können. Dies umfasst Vollelektrofahrzeuge sowie in größerem Umfang Plug-in-Hybride mit großer elektrischer Reichweite. Das Energiekonzept der Bundesregierung setzt in starkem Ausmaß auf die Elektromobilität und die weiteren Nutzungsmöglichkeiten von Biokraftstoffen. Noch sind diese Optionen jedoch mit Unsicherheiten verknüpft. Bei der Biomasse ist der in den Szenarien zum Energiekonzept ermittelte hohe Beitrag der Biokraftstoffe kritisch zu sehen. Er erfordert Importe um 700 PJ/a und gefährdet dadurch die notwendige ökologische Nachhaltigkeit der Biomassennutzung. Bei der Elektromobilität sind noch beträchtliche Entwicklungsfortschritte hinsichtlich Kapazität, Lebensdauer und Kostensenkung der Batterien erforderlich, bevor Elektrofahrzeuge in großem Umfang konventionelle Fahrzeuge ersetzen können. Es ist deshalb auch notwendig, die weiteren Möglichkeiten, erneuerbaren Strom via chemische Energieträger für den Verkehr nutzbar zu machen, stärker zu berücksichtigen und Forschungs- und Entwicklungsanstren-

gungen hierfür zu verstärken. Insbesondere vor dem Hintergrund einer 100%igen EE-Versorgung, die in jedem Fall auf chemisch speicherbare Energieträger zurückgreifen muss, können sich damit zahlreiche Synergien für alle Sektoren der Energieversorgung durch eine größere Durchlässigkeit von Strom- und Gasversorgung ergeben.

7.4 Schlusswort

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, die ökonomischen Risiken einer weitgehend importabhängigen 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 dürften es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche und wirtschaftliche Akteure für den notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung in Richtung erneuerbare Energien zu gewinnen. Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung gemacht worden. Es besteht ein weitgehender Konsens darüber, dass erneuerbare Energien „eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung“ sein müssen und sich längerfristig zur dominierenden Energiequelle entwickeln.

Es gilt allerdings noch mehr als bisher auch die volkswirtschaftlichen Vorteile eines deutlich effizienteren Umgangs mit Energie und eines strukturell konsequenten Ausbaus erneuerbarer Energien sichtbar zu machen. Daraus kann sich eine Eigendynamik entwickeln, die eine kluge Energiepolitik nutzen kann, um die erforderlichen „Leitplanken“ für die Weiterentwicklung der Energieversorgung noch präziser zu definieren und noch bestehende Widersprüche und daraus folgende Umsetzungshemmnisse auszuräumen.

8 Literatur

- AEE 2010: Agentur für erneuerbare Energien: „Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien.“
Renews Spezial-Ausgabe 37 / Juli 2010.
- AGEB 2010: „Auswertetabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2009“.
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Juli 2010.
- AT Kearney 2010: A.T. Kearney GmbH, Düsseldorf: „Solar Thermal Electricity 2025 - Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production.“ Juni 2010.
- ATW 2010: atw – Internationale Zeitschrift für Kernenergie: „Kernkraftwerke in Deutschland – Betriebsergebnisse 2009“, INFORUM Berlin 2010, www.kernenergie.de.
- BMU 2004: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch, W. Krewitt, M. Nast, M. Pehnt, G. Reinhardt, M. Fischeidick 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. Fischeidick: „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 2008a: 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 2008b: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: B. Wenzel; J. Nitsch: „Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich bis zum Jahr 2030“. Untersuchung im Auftrag des BMU, Teltow, Stuttgart 2008.
- BMU 2009a: 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 2009b: „Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft.“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2009, Berlin.
- 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: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: „Erneuerbaren Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“. Stand Juni 2010 mit Aktualisierung August 2010.
- BMU 2010c: „Beitrag der Elektromobilität zu langfristigen Klimaschutzziele und Auswirkungen auf die Automobilindustrie.“ Mc Kinsey Company, Abschlussbericht für das BMU, April 2010.
- BMU 2010d: Bundesumweltministerium: „Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“. BMU in Zusammenarbeit mit DLR TT-STB Stuttgart, Ecofys Berlin, ZSW Stuttgart und DBFZ Leipzig, Berlin, Juni 2010 (<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46202>).
- BMWi 2005: Bundeswirtschaftsministerium [Hrsg.] „Energieraport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“. Untersuchung von Prognos, EWI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.

- BMWi 2010: Energiedaten – Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Hrsg. BM für Wirtschaft und Technologie, Fassung vom 20.5. 2010.
- Böhnisch et al. 2007: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar bis Dezember 2006“. Endbericht, Juli 2007, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/evaluation_map__2006.pdf.
- 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. Kurzupdate der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen für 2009. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin 2010.
- BWP 2009: Bundesverband Wärmepumpe e.V.: „BWP-Branchenstudie 2009 – Szenarien und politische Handlungsempfehlungen“, Berlin, September 2009.
- CDU/CSU/FDP 2009: „Wachstum, Bildung, Zusammenhalt“. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, Berlin, Oktober 2009.
- COP 2009: "The Copenhagen Diagnosis – Updating the World on the latest Climate Science". UNSW-Climate Change Research Center, Sydney, November 2009.
- 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.
- DBI GUT 2010: „Erstellung einer Untersuchung der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas H im Rahmen der G 260“, DVGW DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Abschlussbericht, Leipzig.
- DLR 2010: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Scholz, Y: "Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050". DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart 2010.
- DVGW G 260 2008: Arbeitsblattes DVGW-G 260 „Gasbeschaffenheit“. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn.
- 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.
- EP 2010: U. Fahl, M. Fondel, A. Löscher u. a.: „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009)“, Hauptbericht, Untersuchung im Auftrag des BMWi, IER Stuttgart, RWI Köln, ZEW Mannheim, März 2010.
- EREC 2010: European Renewable Energy Council (EREC), Brussels: "RE-Thinking 2050 - A 100% Renewable Energy Vision for the European Union", April 2010.
- 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.
- E-KONZEPT 2010: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010.
- FfE 2008, M. Steck, W. Mauch: "Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung - Kraftwerk des 21ten Jahrhunderts - E3". 10. Symposium Energieinnovation, Graz 2008.

- FfE 2009: M. Beer, R. Corradini, T. Gobmaier u. a.: „Energiezukunft 2050 – Ist-Zustand und Szenarien.“ Untersuchung im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe, FfE München, Auftragsnummer EVU-0001, München 2009.
- FNR 2009: „Biotkraftstoffe – eine vergleichende Analyse.“ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, April 2009.
- FNR 2010: „Anbau nachwachsender Rohstoffe in Deutschland 2008 und 2009“. Tabelle der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow 2010; (www.fnr.de).
- Gatzen 2008: C. Gatzen: „The Economics of Power Storage – Theory an Empirical Analysis for Central Europe.“ Dissertation Universität Köln, 2008.
- Germanwatch 2009: G. von Goerne: „CO2-Abscheidung und -Lagerung (CCS) in Deutschland“, Berlin 2009.
- Grimm 2007: V. Grimm: „Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast“. Dissertation Ruhr-Universität Bochum, Bochum 2007.
- Grotogino/Donadei 2009: F. Crotagino, S. Donadei: „Energiespeicher im geologischen Untergrund - Stand der Technik, Vergleich und geotechnisches Potential in Europa“. ETG Fachtagung. Veranstaltung vom 2009.
- GWEC 2010: Global Wind Energy Council (GWEC): „Global Wind 2009 Report.“ März 2010.
- GWS 2010: „Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt.“ Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU; GWS Osnabrück, DLR Stuttgart, DIW Berlin, ISI Karlsruhe, ZSW Stuttgart, Laufzeit 2008-2011; Zwischenbericht: Globale Entwicklung der EE. DLR Stuttgart, Juni 2010.
- Hartmann et al. 2010: K. Hartmann, N. Gerhardt, T. Stetz, J. Daniel-Gromke: „Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen“, Studie im Auftrag des BMU von IWES, DBFZ, Fachverband Biogas, geleitet vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Hanau 2010.
- Holzhey 2010: M. Holzhey: „Schienennetz 2025/2030 – Ausbaukonzept für einen leistungsfähigen Schiengüterverkehr in Deutschland.“ Im Auftrag des Umweltbundesamtes, Sachstandsbericht 42/2010, Dessau, Juli 2010.
- IEA 2008: International Energy Agency (IEA), Paris/OECD: „World Energy Outlook 2008“.
- IEA 2009: International Energy Agency (IEA), Paris/OECD: „World Energy Outlook 2009“.
- IEA 2010: International Energy Agency (IEA), Paris: „Energy Technology Perspectives 2010“.
- IEKP 2007: „Integriertes Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung“. Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur vom 23./24.8. 2007 beschlossenen Eckpunkte. BMU/BMWi, Berlin 5. Dez. 2007.
- Kempfert 2005: C. Kempfert: „Weltweiter Klimaschutz – Sofortiges Handeln spart hohe Kosten.“ DIW Wochenbericht Nr. 12-13/2005, S. 209 bis 215.
- 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.
- Konstantin 2007: P. Konstantin: „Praxisbuch Energiewirtschaft - Energiewandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“. Berlin Heidelberg: Springer, 2007.
- 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 2008/2010: W. Krewitt, S. Teske, T. Pregger, T. Naegler, S. Simon, W. Graus, E. Blumen et al.: „Energy [R]evolution – a Sustainable World Energy Outlook.“ Untersuchung im Auftrag von Greenpeace Int. und European Renewable Energy Council (EREC); DLR Stuttgart, Ecofys Utrecht, 2nd Edition 2008; 3rd Edition Juni 2010.
- 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.

- Langniß et al. 2006: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005“. Endbericht Oktober 2006 (http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/evaluation_map_2004_2005.pdf).
- Ludwig 2010: H. Ludwig, T. Salnikova, U. Waas: „Lastwechselfähigkeit deutscher KKW“, atw - Internationale Zeitschrift für Kernenergie, Sonderdruck aus atw 55. Jg. (2010), Heft 8/9 August/September, INFORUM Berlin 2010.
- 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.
- Matthes 2010a: F. Matthes: „Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten – Teil1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe“. Öko-Institut Berlin, März 2010.
- Matthes 2010b: F. Matthes: „Erste Auswertung des am 5. Sept. 2010 ausgehandelten Modells für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke.“ Öko-Institut Berlin, 6. September 2010.
- Nast et al. 2009: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008“. Endbericht Oktober 2009, (http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/39812.php).
- 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.
- NEEDS 2009b: „New Energy Externalities Development for Sustainability“, „Innovative Technologies“ (RS 1a) (s. Project Reports <http://www.needs-project.org/>).
- NERA 2009: NERA/AEA: „The UK Supply Curve for Renewable Heat“, Anhang B, London, UK, 2009 (http://www.nera.com/image/PUB_Renewable_Heat_July2009.pdf).
- Nitsch 2002: J. Nitsch: „Potenziale der Wasserstoffwirtschaft.“ Expertise für den wiss. Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Stuttgart, Juni 2002.
- Nitsch 2010: J. Nitsch: „Kommentare zur Studie „Energieszenarien...“ - Bereich Ausbau von EE im Strombereich sowie Strompreise und resultierende EEG-Umlage.“ Stuttgart, 1. Sept. 2010.
- Prognos 2007: M. Schlesinger, D. Lindenberger u. a.: „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007.“ Von Prognos Basel, EWI Köln, Endbericht, November 2007.
- PWC 2010: PricewaterhouseCoopers (PwC), Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), Intern. Institute for Applied System Analysis (IIASA), European Climate Forum (ECF): „100% Renewable Electricity – A roadmap to 2050 for Europe and North Africa.“ Download: www.pwc.com/climateready 26.7. 2010.
- 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.
- 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.
- RTE 2010: RTE - Réseau de transport d'électricité: „Produktionsdaten französischer Kraftwerke“. Frankreich 2010 http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/realisation_production.jsp.
- SANDIA 2008: Sandia National Laboratories: „SANDIA REPORT. Solar Energy Grid Integration Systems – Energy Storage (SEGIS-ES)“. Berkeley/USA, 2008.
- Sauer 2009: D. Sauer: „Vergleich von Betriebskosten verschiedener Speichertechnologien und nicht-klassischer Alternativen. Ergebnisse aus der Speicherstudie der ETG 2009“. Veranstaltung vom 2009.
- Schnell 2010: P. Schnell: „Current Status of TOTAL Activities for Hydrogen“. F-cell, Stuttgart 27-28.09.2010 (www.f-cell.de).
- Schüwer et al. 2010: „Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter. Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit“. Wuppertal Institut und Greenpeace Deutschland e.V., Wuppertal, Hamburg.

- Sensfuß 2007: F. Sensfuß; M. Ragwitz: „Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006“. Karlsruhe 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.
- SRU 2010: Sachverständigenrat für Umweltfragen: „100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050 – klimaverträglich, sicher, bezahlbar.“ Stellungnahme Nr. 15, Berlin, Mai 2010.
- Stadler 2005: I. Stadler: „Demand Response-Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“. Habilitation, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Kassel 2005.
- 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.
- Sterner et al. 2010: M. Sterner, N. Gerhardt, Y.M. Saint-Drenan et al: „Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem“. Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, für die Schluchseewerke AG, Laufenburg, Baden 2010. www.schluchseewerk.de.
- 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.
- TAB 2008: TAB: „Energiespeicher – Stand und Perspektiven“. Herausgegeben von TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag. Berlin.
- Thrän 2009: D. Thrän; J. Witt; C. Hennig; J. Daniel-Gromke; N. Rensberg u. a.: „Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“. Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008“. Leipzig, Jena 2009.
- 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.
- TU-München 2005: H. Roth, O. Brückl, A. Held: „Windenergiebedingte CO2-Emissionen konventioneller Kraftwerke“. IfE Schriftenreihe – Heft 50, München 2005.
- 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. Lechtenböhrer, 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 2007: Umweltbundesamt [Hrsg.]: F. Matthes, G. Markewitz, J. Diekmann, B. Schlomann, H.-J. Ziesing u. a.: „Politiksznarien für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030“. Vorhaben FKZ 205 46 434 von Öko-Institut Berlin, FJZ Jülich, DIW Berlin, FhG-ISI Karlsruhe, Entwurfssfassung im Auftrag des UBA, Entwurfssfassung, April 2007.
- UBA 2009: Umweltbundesamt [Hrsg.]: F. Matthes, G. Markewitz, J. Diekmann, B. Schlomann, H.-J. Ziesing u. a.: „Politiksznarien V – auf dem Weg zum Strukturwandel“. UBA FB 001308 von Öko-Institut, Berlin, DIW Berlin, FZJ Jülich, FhG-ISI Karlsruhe im Auftrag des UBA, Dessau, Oktober 2009.

- UBA 2010a: T. Klaus, C. Vollmer, K. Werner, H. Lehmann, K. Müschen: „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen.“ Untersuchung des UBA, Dessau, Juli 2010.
- UBA 2010b: Umweltbundesamt: „Nationaler Inventarbericht“. Pressemitteilung UBA 13/2010.
- UBA 2010c: K. Koppe [Redaktion]: „CO₂-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland.“ Sachstandsbericht 05/2010 des Umweltbundesamtes. Dessau, März 2010.
- ÜNB 2009: Prognose der EEG-Umlage 2010 nach AusglMechV. „Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB“. Stand 15.10.2009.
- VDE 2008: W. Leonhard u. a.: „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen“. ETG Task Force für den VDE, Braunschweig, Dezember 2008.
- VDE 2009: VDE: „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“. Herausgegeben von ETG – Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt a. M.
- von Bremen 2009: L. von Bremen: „Storage and Transport Capacities in Europe for a full Renewable Power Supply System“. Präsentation auf der ewec 2009 (European Wind Energy Conference). Marseille 2009.
- 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 2008: WBGU: „Welt im Wandel – Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“. Herausgegeben von WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin 2008.
- WBGU, 2010: WBGU: „Politikpapier 6 - Klimapolitik nach Kopenhagen: Auf drei Ebenen zum Erfolg“. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Berlin 2010.
- Winter/Nitsch 1989: C.-J. Winter, J. Nitsch (Hrsg.): „Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft.“ Springer-Verlag, 2. Auflage, Berlin 1989.
- 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.

9 Abkürzungsverzeichnis

ARES	Ausbau regenerativer Energiesysteme (EE-Modell DLR)
AusglMechV	EEG-Ausgleichmechanismus Verordnung
BHKW	Blockheizkraftwerke
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BZ	Brennstoffzelle
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
E-KFZ	Elektrofahrzeuge
EUNA	Region Europa-Nordafrika
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GuD-KW	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt (Mio. kW)
GWh	Gigawattstunden (Mio. kWh)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
IEA	Internationale Energieagentur, Paris
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KODARES	Kosten des Ausbaus regenerativer Energiesysteme (EEG-Kostenmodell)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
KUP	Kurzumtriebsplantagen
LZV	Laufzeitverlängerung (der Kernkraftwerke)
MAP	Marktanreizprogramm
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde (1000 kWh)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NE-Verbrauch	Nichtenergetischer Verbrauch an Energieträgern
NREAP	Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien
REMix	Sustainable Renewable Energy Mix for Europe (Modell DLR)
pkm	Personenkilometer

PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PV	Fotovoltaik
RE	renewable energies
SimEE	Simulation der Einspeisung Erneuerbarer Energien (Modell IWES)
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunden (Mrd. kWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS	Volllaststunden (h/a)
WEO	World Energy Outlook
WG	Wirkungsgrad
WP	Wärmepumpe

10 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 das Basisszenario (BSZ) 2010 A und für das Szenario B 100%-S/H2. Für das BSZ 2010 C sind alle Angaben zu den EE identisch mit denen des BSZ 2010 A; das BSZ 2010 B ist bis 2020 identisch mit dem BSZ 2010 A, danach liegen die EE-Werte etwas höher.

Separater Datenanhang II

Weitergehende Informationen wurden in einem separaten Datenanhang zur Leitstudie 2010 dokumentiert und veröffentlicht. Dieser separate Anhang gliedert sich in die drei Abschnitte:

- **Techniken zur Strom- und Wärmeerzeugung:** In den ausführlichen Datenblättern werden für die erneuerbare und die fossile Stromerzeugung, die Stromspeicherung und die Wärmeerzeugung die definierten technisch-ökonomischen Entwicklungspfade der relevanten Techniken bis zum Jahr 2050 im Detail dargestellt.
- **Wertetabellen zu den Szenarien:** In diesem Abschnitt werden die Mengengerüste der Szenarien in ähnlicher Form wie bisher in den Leitstudien der letzten Jahre ausführlich dargestellt, berechnet mit den Modellen ARES und SZENAR.
- **Weitere Grafiken zu den Modellierungen mit SimEE:** Weitere Ergebnisse der Simulationen der Stromversorgung, der fossilen Residuallast und des Einsatzes von Lastausgleichsoptionen werden anhand von Grafiken in zeitlicher Auflösung dargestellt. Ebenso findet sich an dieser Stelle eine genauere Beschreibung des Simulationsmodells SimEE.

Der separate Datenanhang kann auf den Seiten des DLR unter der Adresse www.dlr.de/tt/system unter der Rubrik Veröffentlichungen heruntergeladen werden.

Tabelle 10-1: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Basisszenario 2010 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen)

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2030. (tatsächliche Jahresmengen)										Szenario:		BASISSZENARIO 2010 - A					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*)	2011	2012	2013	2014	2015	
2000 - 2009 nach AGEB, Stand August 2010																	
Wasserkraft	24867	23242	23664	17722	19910	19577	20040	21248	20448	19146	20359	20563	20755	20965	21185	21351	
1 - > 1 MW	22091	20536	20919	15648	17542	17220	17627	18699	17915	16794	17823	17968	18099	18247	18403	18524	
2 - < 1 MW	2776	2706	2745	2074	2368	2357	2413	2549	2533	2353	2535	2595	2656	2719	2782	2827	
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40574	38580	43454	51762	56379	61099	67187	71999	
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40544	38460	43071	50827	54544	57855	61889	63807	
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	120	383	935	1835	3244	5297	8192	
Fotovoltaik	64	76	162	313	556	1282	2220	3075	4420	6578	12485	18103	22151	24946	27528	30409	
5 - Dächer, Fassaden	63	72	149	286	491	1124	1978	2705	3859	5768	11283	16606	20457	23142	25650	28486	
6 - Freiflächen	1	4	13	27	65	158	242	370	561	810	1203	1498	1694	1805	1878	1923	
Biomasse, gesamt	4735	5208	6035	8045	10121	14017	18511	23556	27563	30443	31665	33296	35282	37247	39174	41058	
- davon Biogas + Bio flüssig	1966	2217	2605	3097	3291	3979	6305	9882	11609	13424	14160	14855	15841	16798	17686	18534	
7 -- Deponie-, Klärgas	1519	1486	1539	1569	1678	1959	2033	1989	1956	1966	1966	1954	1923	1899	1879	1847	
8 -- Biogase	440	722	1056	1370	1356	1691	3332	6493	8210	10007	10744	11451	12468	13449	14357	15237	
9 -- flüssige Brennstoffe	6	8	10	158	257	329	940	1400	1443	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	
- davon Bio Feststoffe	925	1132	1482	2787	4714	6991	8531	9545	11014	12100	12438	13305	14237	15177	16147	17115	
10 -- Altholz (KW+HKW)	925	1132	1452	2699	4478	6441	7511	8109	8767	9075	9136	9136	9136	9136	9136	9136	
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	30	88	236	550	1020	1436	2247	3025	3291	4099	4903	5652	6375	7070	
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	71	198	390	637	909	
13 - davon biogener Abfall	1844	1859	1949	2161	2117	3047	3675	4130	4940	4920	5067	5135	5204	5272	5341	5410	
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	18	19	35	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	62105	71482	87593	93023	94766	107998	123787	134672	144424	155325	165183	
Gesamt ohne Import																	
Bruttostrom BASIS 2010 A	573	583	583	601	609	614	630	631	632	590	600	597	595	592	590	587	
Anteil an Bruttoerzeug., %	6,5	6,7	7,8	7,5	9,2	10,1	11,3	13,9	14,7	16,1	18,0	20,7	22,6	24,4	26,3	28,1	
*) Ertrag ab 2010: Mittelwert des Jahres n = (2*Ertrag Jahr n-1 + Ertrag Jahr n)/3 (außer Wasserkraft und biogener Abfall)																	

Fortsetzung der Tabelle 10-1: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Basisszenario 2010 A

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050	
21530	21717	21892	22058	22160	22294	22428	22562	22697	22831	22965	23099	23233	23367	23501	23967	24432	24748	25064	
18660	18806	18942	19074	19161	19289	19417	19545	19673	19801	19929	20057	20185	20313	20441	20886	21331	21633	21935	
2870	2911	2950	2984	2999	3005	3011	3017	3024	3030	3036	3042	3048	3054	3060	3081	3101	3115	3130	
78379	85205	92251	99827	108045	115445	122844	130243	137643	145042	152441	159840	167240	174639	182038	211147	240255	250676	261097	
66541	69156	71395	73513	75528	76679	77830	78981	80132	81283	82434	83585	84736	85887	87038	92422	97805	100902	103999	
11838	16048	20856	26314	32517	38765	45014	51262	57510	63759	70007	76255	82503	88752	95000	118725	142450	149774	157098	
33150	35851	38547	41257	43947	45252	46557	47861	49166	50470	51775	53079	54384	55689	56993	58559	60125	60646	61167	
31161	33700	36235	38781	41311	42594	43877	45160	46444	47727	49010	50294	51577	52860	54143	55631	57119	57614	58109	
1989	2151	2313	2475	2637	2658	2679	2701	2722	2743	2765	2786	2807	2828	2850	2928	3006	3032	3058	
42868	44723	46434	48051	49457	50123	50790	51456	52123	52790	53456	54123	54790	55456	56123	58182	60241	60393	60545	
19338	20217	21017	21769	22307	22578	22849	23121	23392	23664	23935	24207	24478	24750	25021	26174	27326	27326	27326	
1778	1713	1654	1589	1525	1525	1526	1526	1527	1528	1528	1529	1529	1530	1531	1557	1583	1583	1583	
16110	17054	17913	18730	19332	19598	19864	20129	20395	20661	20927	21192	21458	21724	21990	23115	24240	24240	24240	
1450	1450	1450	1450	1450	1455	1460	1465	1470	1476	1481	1486	1491	1496	1501	1502	1503	1503	1503	
18042	18921	19733	20500	21270	21665	22060	22455	22851	23246	23641	24036	24431	24826	25222	26128	27035	27187	27339	
9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	
7711	8292	8812	9265	9749	9776	9803	9830	9857	9884	9910	9937	9964	9991	10018	10055	10092	10097	10103	
1195	1493	1785	2100	2386	2754	3122	3490	3859	4227	4595	4963	5331	5699	6068	6937	7807	7954	8101	
5488	5586	5684	5782	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	
520	722	976	1281	1654	2144	2633	3123	3613	4103	4593	5083	5573	6063	6553	10420	14287	19201	24115	
0	0	133	707	1808	5167	8526	11886	15245	18604	21963	25322	28682	32041	35400	60825	86250	105000	123750	
176446	188218	200235	213181	227071	240425	253778	267132	280486	293840	307193	320547	333901	347255	360608	423099	485590	520665	555739	
176446	188218	200102	212474	225263	235257	245252	255247	265241	275236	285230	295225	305219	315214	325208	362274	399340	415665	431989	
583	579	576	572	568	565	562	559	556	553	552	552	551	551	550	565	579	608	637	
30,3	32,5	34,8	37,3	40,0	42,6	45,2	47,8	50,4	53,1	55,6	58,1	60,6	63,1	65,6	75,0	83,9	85,6	87,2	

Tabelle 10-2: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Basisszenario 2010 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												BASISSZENARIO 2010 - A				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2000 - 2009 nach AGEb, Stand August 2010																
Wasserkraft	4238	4242	4264	4285	4307	4329	4348	4362	4375	4387	4401	4415	4434	4458	4486	4516
1 - > 1 MW	3688	3690	3709	3726	3740	3755	3766	3773	3779	3784	3791	3797	3809	3825	3847	3870
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	25771	27738	29607	31358	32974	34803	36647
3 - Onshore	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23883	25699	27526	29175	30566	31672	32763	33647
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	72	212	432	792	1302	2040	3000
Photovoltaik	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5979	9785	18284	24284	28483	32082	35381	38429
5 - Dächer, Fassaden	74	177	272	395	956	1742	2446	3420	5142	8610	16639	22341	26347	29836	33081	36123
6 - Freiflächen	1,5	9,3	23,7	43,9	118,1	238	366	557	837	1174	1646	1943	2136	2246	2300	2306
Biomasse, gesamt	1164	1241	1363	1973	2488	3120	3848	4745	5414	5867	6258	6587	6893	7182	7471	7723
- davon Biogas + Bio flüssig	393	426	491	574	598	704	1106	1734	2037	2355	2549	2697	2845	2972	3099	3199
7 -- Deponie-, Klärgas	276	272	279	283	297	335	345	339	334	336	336	331	328	325	323	314
8 -- Biogase	116	153	211	262	255	311	594	1145	1445	1760	1954	2107	2259	2388	2517	2626
9 -- flüssige Brennstoffe *)	1,1	1,4	1,8	28,2	45,9	59	168	250	258	259	259	259	259	259	259	259
- davon Bio Feststoffe	185	231	287	552	873	1206	1492	1679	1937	2086	2240	2401	2539	2681	2824	2956
10 -- Altholz (KW+HKW)	185	231	281	535	830	1111	1313	1427	1542	1565	1643	1641	1619	1600	1583	1564
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	6	17	44	95	178	253	395	522	592	736	869	990	1105	1210
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	6	24	52	91	136	182
13 - davon biogener Abfall	585	585	585	847	1016	1210	1250	1332	1440	1426	1469	1488	1508	1528	1548	1568
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	27858	31630	35334	39666	45816	56691	64910	71195	76735	82198	87395
Gesamt ohne Import																

Fortsetzung der Tabelle 10-2: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Basisszenario 2010 A

					Fortsetzung													
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
4546	4582	4614	4646	4669	4696	4723	4749	4776	4803	4829	4856	4882	4909	4936	5018	5101	5152	5203
3894	3924	3951	3979	3999	4025	4051	4077	4103	4129	4155	4181	4207	4232	4258	4340	4421	4472	4523
652	658	663	668	671	672	672	673	673	674	675	675	676	676	677	679	680	680	680
38471	40155	41910	43751	45750	47459	49168	50878	52587	54296	56006	57715	59424	61133	62843	69644	76446	77860	79274
34371	34815	35188	35479	35750	35959	36168	36378	36587	36796	37006	37215	37424	37633	37843	38882	39921	39960	40000
4100	5340	6722	8272	10000	11500	13000	14500	16000	17500	19000	20500	22000	23500	25000	30763	36526	37900	39275
41257	44004	46648	49222	51753	52878	54003	55127	56252	57377	58501	59626	60751	61876	63000	64000	65000	65000	65000
38782	41364	43849	46269	48648	49768	50888	52009	53129	54249	55369	56490	57610	58730	59850	60800	61750	61750	61750
2475	2640	2799	2953	3105	3110	3114	3119	3123	3128	3132	3137	3141	3146	3150	3200	3250	3250	3250
8023	8294	8556	8785	8921	9016	9112	9208	9304	9400	9496	9592	9688	9784	9880	10214	10548	10573	10598
3325	3430	3532	3613	3626	3660	3695	3729	3764	3799	3833	3868	3902	3937	3972	4155	4337	4337	4337
305	297	289	278	274	274	275	275	275	276	276	277	277	277	278	281	285	285	285
2761	2875	2984	3076	3093	3126	3159	3193	3226	3259	3293	3326	3359	3393	3426	3605	3784	3784	3784
259	259	259	259	259	260	261	262	263	264	264	265	266	267	268	268	268	268	268
3108	3245	3377	3496	3590	3652	3713	3774	3836	3897	3958	4020	4081	4142	4204	4355	4506	4531	4557
1448	1554	1549	1545	1531	1530	1529	1529	1528	1527	1526	1525	1524	1523	1523	1523	1523	1523	1523
1222	1411	1495	1567	1634	1638	1641	1645	1648	1652	1655	1659	1663	1666	1670	1676	1682	1683	1684
437	280	333	384	425	484	543	601	660	718	777	835	894	953	1011	1156	1301	1326	1350
1591	1619	1648	1676	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704
107	142	185	236	298	369	440	511	582	653	724	795	866	937	1008	1603	2198	2954	3710
0	0	100	300	580	1180	1780	2380	2980	3580	4180	4780	5380	5980	6580	10790	15000	18000	21000
92405	97178	102014	106941	111971	115599	119226	122854	126481	130109	133736	137364	140991	144619	148246	161270	174293	179539	184786
92405	97178	101914	106641	111391	114419	117446	120474	123501	126529	129556	132584	135611	138639	141666	150480	159293	161539	163786

Tabelle 10-3: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A

PJ/a	BASISSZENARIO 2010 - A								
	2005	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Therm. Kollektoren	10	17	18	38	70	114	158	254	343
-- davon Nahwärme	0,1	0,5	1	5	13	30	46	99	162
-- davon Einzelanlagen	10	17	18	33	57	85	112	155	181
Umweltwärme	6	18	23	52	94	146	198	284	366
-- davon Nahwärme (Geothermie)	0,5	1,2	2	10	29	59	89	155	212
-- davon Einzelanlagen (WP)	6	17	21	42	65	87	109	129	155
Biogene Festbrennstoffe	284	316	327	381	423	440	456	471	473
Biogene gasf.(+flüss.) Brennstoffe	20	62	66	82	97	102	107	116	116
Biowärme (End) gesamt	304	378	393	464	520	542	563	587	589
-- davon KWK - Wärme	69	112	120	161	195	209	223	240	241
-- davon übrige Nahwärme	58	65	68	81	93	97	102	106	106
-- davon Einzelanlagen	178	201	205	222	232	236	239	241	242
EE-Wärme (End) gesamt	320	413	434	554	684	802	919	1125	1298
--davon gesamte Nahwärme	127	179	191	257	331	395	459	599	721
-- davon Einzelanlagen	193	234	243	297	354	407	460	526	577
zusätzlich für Gesamtszenario (PJ/a):									
gesamte Biomasse-Nahwärme	126	177	189	242	288	306	324	345	347
gesamte Bio-Wärme+Bio-Strom	355	487	507	612	699	732	765	804	807
gesamte Bio- Endenergie	436	608	645	777	932	1000	1065	1104	1107

Tabelle 10-4: EE-Endenergie (Strom + Wärme + Kraftstoffe) nach Energiequellen im Basisszenario 2010 A

Endenergie nach EE-Quellen *) in PJ/a	BASISSZENARIO 2010 - A								
	2005	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasser	70	69	71	74	77	79	82	85	87
Wind	98	139	155	256	388	545	703	942	995
Sonne	15	41	63	147	228	309	412	627	827
Biomasse	436	608	645	777	932	1000	1065	1104	1107
Erdwärme	6	18	23	54	100	161	221	336	453
Insgesamt	625	875	957	1308	1725	2093	2484	3093	3469

*) Wasserstoff auf EE-Quellen umgelegt

Tabelle 10-5: Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Basisszenario 2010 A

Jährliche Leistungsinstallation; MW/a											BASISSZENARIO 2010 - A	
	S T R O M (MWel/a)							W Ä R M E (MWth/a)			Strom gesamt MWel/a	Wärme gesamt MWth/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		439	266	1609	673	94	3455	2376
2006	40	2199	832	0		687	179	1352	1007	156	3938	2515
2007	35	1677	1165	3		819	130	1640	694	410	3829	2743
2008	35	1688	2002	0		573	231	1536	941	720	4529	3197
2009	33	1918	3806	4		484	0	2145	735	795	6245	3675
2010	35	2040	8500	4		373	36	2145	966	925	10988	4036
2011	35	2020	6000	7		344	20	2315	1302	1010	8426	4627
2012	40	2060	4200	10		329	20	2221	1680	1080	6658	4981
2013	45	2110	3600	13		317	20	2393	2100	1150	6105	5643
2014	50	2238	3300	17		320	20	2585	2520	1210	5944	6315
2015	55	2460	3050	22	0	288	20	2762	2940	1270	5895	6972
2016	60	2694	2830	28	0	335	22	2914	3360	1320	5969	7594
2017	70	2940	2750	35	0	300	28	2913	3780	1370	6123	8063
2018	70	3232	2650	43	100	292	28	2848	4060	1410	6415	8318
2019	75	3900	2580	51	200	258	28	2746	4340	1450	7091	8536
2020	74	4228	2540	62	280	165	28	2612	4620	1490	7377	8722
2030	100	4032	2525	71	600	465	0	2244	5950	1800	7793	9994
2040	104	3616	3721	120	900	233	0	2714	9100	2000	8694	13814
2050	109	4315	2527	180	1200	460	0	2257	11900	2200	8790	16357

**) nur reine Heizanlagen und Heizwerke

Tabelle 10-6: Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A

Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR) Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen											BASISSZENARIO 2010 - 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	1966	436	71	0	355	4520	2768	7288
2002	88	4091	594	0	432	2476	576	87	0	455	5349	2994	8343
2003	91	3234	729	0	564	2672	926	101	0	642	4980	3338	8318
2004	94	2464	3048	0	573	1988	745	116	0	819	6351	2677	9028
2005	96	2179	4077	0	714	1626	1051	145	0	875	7403	2485	9888
2006	92	2639	3494	0	1041	1910	2191	238	0	885	8415	3188	11603
2007	83	1996	4544	0	692	2379	2848	618	39	991	9509	3689	13198
2008	84	2021	7007	0	901	1660	1356	1066	0	1045	10468	3627	14095
2009	81	2384	11799	0	666	1497	1741	1138	42	1067	16046	3300	19346
2010	87	2666	23800	0	827	1625	1256	1281	40	758	27848	3733	31581
2011	88	2754	15000	0	1056	1713	1129	1350	77	763	19048	4119	23168
2012	101	3001	9240	0	1280	1627	1070	1391	105	773	13516	4298	17814
2013	114	3250	7200	0	1494	1722	1017	1429	130	793	11712	4645	16356
2014	128	3680	6270	0	1672	1831	1093	1450	162	843	11332	4953	16285
2015	142	4148	5490	0	1814	1918	1019	1468	198	852	10996	5200	16197
2016	158	4456	4670	0	1932	1996	1104	1474	241	895	10627	5402	16030
2017	183	4778	4125	0	2018	1928	1109	1479	291	888	10486	5425	15911
2018	184	5121	3710	370	1996	1735	943	1475	348	865	10676	5207	15882
2019	195	5854	3354	720	1910	1644	928	1481	408	889	11459	5036	16495
2020	195	6204	3048	980	1866	1536	552	1486	496	829	11475	4889	16364
2030	287	5349	2525	2255	2060	1399	1675	1580	568	1059	12658	5039	17697
2040	315	4523	3498	3240	2950	1511	1044	1690	960	1291	13580	6151	19731
2050	346	4792	2223	4155	3630	1302	1534	1785	1440	1242	14490	6717	21207
D 10 - 20	143	4174	7810	188	1624	1752	1020	1433	227	832	13561	4810	18371
Kum 10-20	1574	45911	85907	2070	17865	19276	11220	15766	2495	9147	149176	52907	202083
D 21 - 50	316	4888	2749	3217	2880	1404	1418	1685	989	1197	13576	5969	19545
Kum 21-50	9470	146636	82461	96500	86400	42125	42530	50550	29680	35925	407277	179075	586353

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch EE, 2001

***) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

Tabelle 10-7: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a); Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen) im Szenario B-100%-S/H2; Werte bis 2020 sind identisch mit Basisszenario 2010 B

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen)										Szenario:		Szen-B 100%-S/H2					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*)	2011	2012	2013	2014	2015	
2000 - 2009 nach AGEE, Update August 2010																	
Wasserkraft	24867	23242	23664	17722	19910	19577	20040	21248	20448	19146	20359	20563	20755	20965	21185	21351	
1 - > 1 MW	22091	20536	20919	15648	17542	17220	17627	18699	17915	16794	17823	17968	18099	18247	18403	18524	
2 - < 1 MW	2776	2706	2745	2074	2368	2357	2413	2549	2533	2353	2535	2595	2656	2719	2782	2827	
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40574	38580	43454	51762	56379	61099	67187	71999	
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40544	38460	43071	50827	54544	57855	61889	63807	
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	120	383	935	1835	3244	5297	8192	
Fotovoltaik	64	76	162	313	556	1282	2220	3075	4420	6578	12485	18103	22151	24946	27528	30409	
5 - Dächer, Fassaden	63	72	149	286	491	1124	1978	2705	3859	5768	11283	16606	20457	23142	25650	28486	
6 - Freiflächen	1	4	13	27	65	158	242	370	561	810	1203	1498	1694	1805	1878	1923	
Biomasse, gesamt	4735	5208	6035	8045	10121	14017	18511	23556	27563	30443	31665	33296	35282	37247	39174	41058	
- davon Biogas + Bio flüssig	1966	2217	2605	3097	3291	3979	6305	9882	11609	13424	14160	14855	15841	16798	17686	18534	
7 -- Deponie-, Klärgas	1519	1486	1539	1569	1678	1959	2033	1989	1956	1966	1966	1954	1923	1899	1879	1847	
8 -- Biogase	440	722	1056	1370	1356	1691	3332	6493	8210	10007	10744	11451	12468	13449	14357	15237	
9 -- flüssige Brennstoffe	6	8	10	158	257	329	940	1400	1443	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	
- davon Bio Feststoffe	925	1132	1482	2787	4714	6991	8531	9545	11014	12100	12438	13305	14237	15177	16147	17115	
10 -- Altholz (KW+HKW)	925	1132	1452	2699	4478	6441	7511	8109	8767	9075	9136	9136	9136	9136	9136	9136	
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	30	88	236	550	1020	1436	2247	3025	3291	4099	4903	5652	6375	7070	
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	71	198	390	637	909	
13 - davon biogener Abfall	1844	1859	1949	2161	2117	3047	3675	4130	4940	4920	5067	5135	5204	5272	5341	5410	
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	18	19	35	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	62105	71482	87593	93023	94766	107998	123787	134672	144424	155325	165183	
Gesamt ohne Import																	
Bruttostrom BASIS 2010 B	573	583	583	601	609	614	630	631	632	590	600	597	595	592	590	587	
Anteil an Bruttoerzeug., %	6,5	6,7	7,8	7,5	9,2	10,1	11,3	13,9	14,7	16,1	18,0	20,7	22,6	24,4	26,3	28,1	
*) Ertrag ab 2010: Mittelwert des Jahres $n = (2 \cdot \text{Ertrag Jahr } n-1 + \text{Ertrag Jahr } n) / 3$ (außer Wasserkraft und biogener Abfall)																	

Fortsetzung der Tabelle 10-7: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Szenario B-100%-S/H2

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
21530	21717	21892	22058	22160	22294	22428	22562	22697	22831	22965	23099	23233	23367	23501	23967	24432	24748	25064
18660	18806	18942	19074	19161	19289	19417	19545	19673	19801	19929	20057	20185	20313	20441	20886	21331	21633	21935
2870	2911	2950	2984	2999	3005	3011	3017	3024	3030	3036	3042	3048	3054	3060	3081	3101	3115	3130
78379	85205	92251	99827	108045	116243	124441	132638	140836	149034	157231	165429	173627	181825	190022	234223	278423	330011	381599
66541	69156	71395	73513	75528	77075	78622	80168	81715	83261	84808	86354	87901	89448	90994	106709	122423	136611	150799
11838	16048	20856	26314	32517	39168	45819	52470	59121	65773	72424	79075	85726	92377	99028	127514	156000	193400	230800
33150	35851	38547	41257	43947	45485	47023	48561	50099	51637	53175	54713	56251	57789	59327	63853	68379	79578	90777
31161	33700	36235	38781	41311	42816	44321	45826	47331	48836	50341	51846	53351	54856	56361	60660	64960	75599	86239
1989	2151	2313	2475	2637	2670	2703	2736	2769	2802	2835	2868	2900	2933	2966	3193	3419	3979	4539
42868	44723	46434	48051	49457	50123	50790	51456	52123	52790	53456	54123	54790	55456	56123	58182	60241	60393	60545
19338	20217	21017	21769	22307	22578	22849	23121	23392	23664	23935	24207	24478	24750	25021	26174	27326	27326	27326
1778	1713	1654	1589	1525	1525	1526	1526	1527	1528	1528	1529	1529	1530	1531	1557	1583	1583	1583
16110	17054	17913	18730	19332	19598	19864	20129	20395	20661	20927	21192	21458	21724	21990	23115	24240	24240	24240
1450	1450	1450	1450	1450	1455	1460	1465	1470	1476	1481	1486	1491	1496	1501	1502	1503	1503	1503
18042	18921	19733	20500	21270	21665	22060	22455	22851	23246	23641	24036	24431	24826	25222	26128	27035	27187	27339
9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136
7711	8292	8812	9265	9749	9776	9803	9830	9857	9884	9910	9937	9964	9991	10018	10055	10092	10097	10103
1195	1493	1785	2100	2386	2754	3122	3490	3859	4227	4595	4963	5331	5699	6068	6937	7807	7954	8101
5488	5586	5684	5782	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880
520	722	976	1281	1654	2257	2861	3465	4069	4673	5277	5881	6485	7089	7693	12379	17066	31345	45625
0	0	133	707	1808	5362	8916	12471	16025	19579	23133	26687	30242	33796	37350	69726	102102	149135	196169
176446	188218	200235	213181	227071	241765	256460	271154	285849	300543	315238	329932	344627	359321	374016	462329	550643	675211	799780
176446	188218	200102	212474	225263	236403	247543	258684	269824	280964	292105	303245	314385	325526	336666	392603	448541	526076	603611
583	579	576	572	568	566	563	561	558	556	556	556	557	557	557	574	591	625	658
30,3	32,5	34,8	37,3	40,0	42,7	45,5	48,4	51,2	54,1	56,7	59,3	61,9	64,5	67,1	80,5	93,2	108,1	121,5

Tabelle 10-8: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW); Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung im Szenario B-100%-S-H2, Werte bis 2020 sind identisch mit dem Basisszenario 2010 B

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												Szen-B 100%-S/H2				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2000 - 2009 nach AGEE, Update August 2010																
Wasserkraft	4238	4242	4264	4285	4307	4329	4348	4362	4375	4387	4401	4415	4434	4458	4486	4516
1 - > 1 MW	3688	3690	3709	3726	3740	3755	3766	3773	3779	3784	3791	3797	3809	3825	3847	3870
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	25771	27738	29607	31358	32974	34803	36647
3 - Onshore	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23883	25699	27526	29175	30566	31672	32763	33647
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	72	212	432	792	1302	2040	3000
Photovoltaik	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5979	9785	18284	24284	28483	32082	35381	38429
5 - Dächer, Fassaden	74	177	272	395	956	1742	2446	3420	5142	8610	16639	22341	26347	29836	33081	36123
6 - Freiflächen	1,5	9,3	23,7	43,9	118,1	238	366	557	837	1174	1646	1943	2136	2246	2300	2306
Biomasse, gesamt	1164	1241	1363	1973	2488	3120	3848	4745	5414	5867	6258	6587	6893	7182	7471	7723
- davon Biogas + Bio flüssig	393	426	491	574	598	704	1106	1734	2037	2355	2549	2697	2845	2972	3099	3199
7 -- Deponie-, Klärgas	276	272	279	283	297	335	345	339	334	336	336	331	328	325	323	314
8 -- Biogase	116	153	211	262	255	311	594	1145	1445	1760	1954	2107	2259	2388	2517	2626
9 -- flüssige Brennstoffe *)	1,1	1,4	1,8	28,2	45,9	59	168	250	258	259	259	259	259	259	259	259
- davon Bio Feststoffe	185	231	287	552	873	1206	1492	1679	1937	2086	2240	2401	2539	2681	2824	2956
10 -- Altholz (KW+HKW)	185	231	281	535	830	1111	1313	1427	1542	1565	1643	1641	1619	1600	1583	1564
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	6	17	44	95	178	253	395	522	592	736	869	990	1105	1210
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	6	24	52	91	136	182
13 - davon biogener Abfall	585	585	585	847	1016	1210	1250	1332	1440	1426	1469	1488	1508	1528	1548	1568
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	27858	31630	35334	39666	45816	56691	64910	71195	76735	82198	87395

Fortsetzung der Tabelle 10-8: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Szenario B-100%-S-H2

					Fortsetzung									
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4546	4582	4614	4646	4669	4696	4723	4749	4776	4803	4829	4856	4882	4909	4936
3894	3924	3951	3979	3999	4025	4051	4077	4103	4129	4155	4181	4207	4232	4258
652	658	663	668	671	672	672	673	673	674	675	675	676	676	677
38471	40155	41910	43751	45750	47737	49724	51712	53699	55686	57674	59661	61648	63635	65623
34371	34815	35188	35479	35750	36131	36512	36894	37275	37656	38038	38419	38800	39181	39563
4100	5340	6722	8272	10000	11606	13212	14818	16424	18030	19636	21242	22848	24454	26060
41257	44004	46648	49222	51753	53136	54519	55901	57284	58667	60049	61432	62815	64198	65580
38782	41364	43849	46269	48648	50013	51379	52744	54109	55475	56840	58205	59571	60936	62301
2475	2640	2799	2953	3105	3123	3140	3157	3175	3192	3209	3227	3244	3262	3279
8023	8294	8556	8785	8921	9016	9112	9208	9304	9400	9496	9592	9688	9784	9880
3325	3430	3532	3613	3626	3660	3695	3729	3764	3799	3833	3868	3902	3937	3972
305	297	289	278	274	274	275	275	275	276	276	277	277	277	278
2761	2875	2984	3076	3093	3126	3159	3193	3226	3259	3293	3326	3359	3393	3426
259	259	259	259	259	260	261	262	263	264	264	265	266	267	268
3108	3245	3377	3496	3590	3652	3713	3774	3836	3897	3958	4020	4081	4142	4204
1448	1554	1549	1545	1531	1530	1529	1529	1528	1527	1526	1525	1524	1523	1523
1222	1411	1495	1567	1634	1638	1641	1645	1648	1652	1655	1659	1663	1666	1670
437	280	333	384	425	484	543	601	660	718	777	835	894	953	1011
1591	1619	1648	1676	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704
107	142	185	236	298	383	468	553	638	723	808	893	978	1063	1148
0	0	100	300	580	1215	1850	2485	3120	3755	4390	5025	5660	6295	6930
92405	97178	102014	106941	111971	116184	120396	124609	128821	133034	137246	141459	145671	149884	154096

2035	2040	2045	2050
5018	5101	5152	5203
4340	4421	4472	4523
679	680	680	680
77796	89969	102834	115700
44766	49969	53984	58000
33030	40000	48850	57700
69265	72950	83657	94363
65802	69303	80009	90716
3463	3648	3648	3648
10214	10548	10573	10598
4155	4337	4337	4337
281	285	285	285
3605	3784	3784	3784
268	268	268	268
4355	4506	4531	4557
1523	1523	1523	1523
1676	1682	1683	1684
1156	1301	1326	1350
1704	1704	1704	1704
1793	2438	4344	6250
12154	17377	24802	32227
176239	198382	231362	264341

Tabelle 10-9: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien (ohne genutzte Abwärme aus KWK-Verstromung von EE-Wasserstoff) im Szenario B-100%-S-H2

PJ/a	Szen-B 100%-S/H2								
	2005	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Therm. Kollektoren	10	17	18	38	70	114	158	254	343
-- davon Nahwärme	0,1	0,5	1	5	13	30	46	99	162
-- davon Einzelanlagen	10	17	18	33	57	85	112	155	181
Umweltwärme	6	18	23	52	94	148	203	287	388
-- davon Nahwärme (Geothermie)	0,5	1,2	2	10	29	62	94	158	234
-- davon Einzelanlagen (WP)	6	17	21	42	65	87	109	129	155
Biogene Festbrennstoffe	284	316	327	381	423	440	456	471	473
Biogene gasf.(+flüss.) Brennstoffe	20	62	66	82	97	102	107	116	116
Biowärme (End) gesamt	304	378	393	464	520	542	563	587	589
-- davon KWK - Wärme	69	112	120	161	195	209	223	240	241
-- davon übrige Nahwärme	58	65	68	81	93	97	102	106	106
-- davon Einzelanlagen	178	201	205	222	232	236	239	241	242
EE-Wärme (End) gesamt	320	413	434	554	684	804	925	1128	1320
--davon gesamte Nahwärme	127	179	191	257	331	397	464	602	743
-- davon Einzelanlagen	193	234	243	297	354	407	460	526	577
zusätzlich für Gesamtszenario (PJ/a):									
gesamte Biomasse-Nahwärme	126	177	189	242	288	306	324	345	347
gesamte Bio-Wärme+Bio-Strom	355	487	507	612	699	732	765	804	807
gesamte Bio- Endenergie	436	608	645	777	932	1000	1065	1104	1107

Tabelle 10-11: EE-Endenergie (Strom + Wärme + Kraftstoffe) nach Energiequellen im Szenario B-100%-S-H2

Endenergie nach EE-Quellen *) in PJ/a	Szen-B 100%-S/H2								
	2005	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasser	70	69	71	74	77	79	82	85	87
Wind	98	139	155	256	388	567	738	1060	1394
Sonne	15	41	63	147	228	314	415	681	1065
Biomasse	436	608	645	777	932	1000	1065	1104	1107
Erdwärme	6	18	23	54	100	165	314	349	445
Insgesamt	625	875	957	1308	1725	2124	2614	3279	4098

*) Wasserstoff auf EE-Quellen umgelegt

Tabelle 10.12: Jährlich installierte Leistung von EE-Strom- und EE-Anlagen

Jährliche Leistungsinstitution; MW/a								Szen-B 100%-S/H2				
	S T R O M (MWel/a)							W Ä R M E (MWth/a)			Strom gesamt MWel/a	Wärme gesamt MWth/a
	Wasser	Wind	Photovolt. Strom	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		439	266	1609	673	94	3455	2376
2006	40	2199	832	0		687	179	1352	1007	156	3938	2515
2007	35	1677	1165	3		819	130	1640	694	410	3829	2743
2008	35	1688	2002	0		573	231	1536	941	720	4529	3197
2009	33	1918	3806	4		484	-6	2145	735	795	6239	3675
2010	35	2040	8500	4		373	42	2145	966	925	10993	4036
2011	35	2020	6000	7		344	20	2315	1302	1010	8426	4627
2012	40	2060	4200	10		329	20	2221	1680	1080	6658	4981
2013	45	2110	3600	13		317	20	2393	2100	1150	6105	5643
2014	50	2238	3300	17		320	20	2585	2520	1210	5944	6315
2015	55	2460	3050	22	0	288	20	2762	2940	1270	5895	6972
2016	60	2694	2830	28	0	335	22	2914	3360	1320	5969	7594
2017	70	2940	2750	35	0	300	28	2913	3780	1370	6123	8063
2018	70	3232	2650	43	100	292	28	2848	4060	1410	6415	8318
2019	75	3900	2580	51	200	258	28	2746	4340	1450	7091	8536
2020	74	4228	2540	62	280	165	28	2612	4620	1490	7377	8722
2030	100	4310	2783	85	635	465	0	2244	5950	1800	8378	9994
2040	104	4690	4258	130	1103	233	0	2714	9100	2000	10518	13814
2050	109	6883	4900	410	2120	460	0	2257	11900	2200	14882	16357

*) nur reine Heizanlagen und Heizwerke

Tabelle 10-13: Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario B-100%-S/H2

Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR)												Szen-100%B-S/H2		
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	1966	436	71	0	355	4520	2768	7288	
2002	88	4091	594	0	432	2476	576	87	0	455	5349	2994	8343	
2003	91	3234	729	0	564	2672	926	101	0	642	4980	3338	8318	
2004	94	2464	3048	0	573	1988	745	116	0	819	6351	2677	9028	
2005	96	2179	4077	0	714	1626	1051	145	0	875	7403	2485	9888	
2006	92	2639	3494	0	1041	1910	2191	238	0	885	8415	3188	11603	
2007	83	1996	4544	0	692	2379	2848	618	39	991	9509	3689	13198	
2008	84	2021	7007	0	901	1660	1356	1066	0	1045	10468	3627	14095	
2009	81	2384	11799	0	666	1497	1741	1138	42	1067	16046	3300	19346	
2010	87	2666	23800	0	827	1625	1256	1281	40	758	27848	3733	31581	
2011	88	2754	15000	0	1056	1713	1129	1350	77	763	19048	4119	23168	
2012	101	3001	9240	0	1280	1627	1070	1391	105	773	13516	4298	17814	
2013	114	3250	7200	0	1494	1722	1017	1429	130	793	11712	4645	16356	
2014	128	3680	6270	0	1672	1831	1093	1450	162	843	11332	4953	16285	
2015	142	4148	5490	0	1814	1918	1019	1468	198	852	10996	5200	16197	
2016	158	4456	4670	0	1932	1996	1104	1474	241	895	10627	5402	16030	
2017	183	4778	4125	0	2018	1928	1109	1479	291	888	10486	5425	15911	
2018	184	5121	3710	370	1996	1735	943	1475	348	865	10676	5207	15882	
2019	195	5854	3354	720	1910	1644	928	1481	408	889	11459	5036	16495	
2020	195	6204	3048	980	1866	1536	552	1486	496	829	11475	4889	16364	
2030	287	5708	2783	2393	2060	1399	1675	1580	680	1083	13525	5039	18564	
2040	315	5685	4003	3958	2950	1511	1044	1690	1040	1283	16045	6151	22196	
2050	346	7792	4410	7256	3630	1302	1534	1785	3280	1326	24617	6717	31335	
D 10 - 20	143	4174	7810	188	1624	1752	1020	1433	227	832	13561	4810	18371	
Kum 10-20	1574	45911	85907	2070	17865	19276	11220	15766	2495	9147	149176	52907	202083	
D 21 - 50	316	6395	3732	4536	2880	1404	1418	1685	1667	1231	18062	5969	24032	
Kum 21-50	9470	191849	111955	136069	86400	42125	42530	50550	50000	36922	541874	179075	720949	

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch EE, 2001

***) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Basisszenario A bzw. C (auch Basisszenario B bis 2020); Preispfade A bis E

Tabelle 10-14: Preispfad A

Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert										BASISSZENARIO 2010 - A Preispfad: A		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt
2000	-151	733	47	0	266	243	649	0	256	871	1170	2042
2001	-122	1001	104	0	328	290	760	0	408	1274	1495	2769
2002	-152	1312	158	0	360	355	911	0	411	1674	1682	3356
2003	36	1537	224	0	402	488	1100	0	417	2285	1919	4204
2004	-52	1691	497	0	446	595	1214	0	425	2731	2085	4816
2005	-52	1798	858	0	486	731	1334	0	439	3336	2259	5595
2006	-121	1835	1161	0	548	1021	1231	0	455	3896	2233	6129
2007	-204	1726	1549	0	585	1423	1245	4	500	4498	2330	6828
2008	-206	1747	2138	0	632	1564	1247	4	581	5247	2460	7707
2009	-181	2134	3106	0	690	1696	1482	8	699	6763	2872	9634
2010	-270	1825	5010	0	730	1767	1238	11	785	8342	2753	11096
2011	-309	1823	6149	0	773	1896	1307	17	867	9575	2948	12522
2012	-348	1809	6793	0	824	1974	1210	24	946	10252	2980	13232
2013	-389	1779	7247	0	875	2012	1062	32	970	10681	2907	13588
2014	-431	1759	7614	0	922	2058	938	40	970	11040	2831	13871
2015	-471	1732	7903	0	962	2084	776	47	973	11295	2711	14006
2016	-520	1605	8088	0	971	2018	556	53	929	11244	2456	13700
2017	-571	1338	8203	0	953	1937	290	56	863	10964	2106	13069
2018	-625	1028	8256	18	906	1801	-23	58	760	10537	1643	12180
2019	-681	582	8256	41	818	1643	-378	56	628	9898	1067	10964
2020	-737	-16	8180	51	681	1457	-740	50	472	8984	412	9396
2030	-1195	-5434	2296	-480	-1177	124	-3330	-68	-1655	-4756	-6163	-10919
2040	-1634	-16462	-1628	-3556	-4212	-1000	-5715	-787	-5166	-25067	-15093	-40160
2050	-2197	-25647	-3634	-8573	-7472	-2370	-7821	-2181	-9325	-44601	-24617	-69219

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-15: Preispfad B

Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert										BASISSZENARIO 2010 - A Preispfad: B		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt
2000	-151	733	47	0	266	243	649	0	256	871	1170	2042
2001	-122	1001	104	0	328	290	760	0	408	1274	1495	2769
2002	-152	1312	158	0	360	355	911	0	411	1674	1682	3356
2003	36	1537	224	0	402	488	1100	0	417	2285	1919	4204
2004	-52	1691	497	0	446	595	1214	0	425	2731	2085	4816
2005	-52	1798	858	0	486	731	1334	0	439	3336	2259	5595
2006	-121	1835	1161	0	548	1021	1231	0	455	3896	2233	6129
2007	-204	1726	1549	0	585	1423	1245	4	500	4498	2330	6828
2008	-206	1747	2138	0	632	1564	1247	4	581	5247	2460	7707
2009	-181	2134	3106	0	690	1696	1482	8	699	6763	2872	9634
2010	-270	1825	5010	0	730	1767	1238	11	785	8342	2753	11096
2011	-297	1857	6161	0	774	1914	1311	17	866	9652	2951	12603
2012	-322	1885	6823	0	826	2014	1219	24	943	10424	2988	13411
2013	-348	1905	7300	0	878	2078	1077	32	964	10967	2919	13886
2014	-373	1948	7694	0	927	2154	959	41	961	11463	2848	14310
2015	-396	1998	8015	0	969	2212	804	49	961	11878	2733	14611
2016	-423	1978	8246	0	1012	2192	813	56	957	12049	2783	14833
2017	-449	1840	8414	0	1041	2162	815	61	948	12028	2805	14833
2018	-477	1685	8529	21	1057	2083	812	66	920	11907	2789	14696
2019	-505	1423	8600	51	1048	1988	809	68	885	11626	2741	14367
2020	-531	1044	8606	76	1008	1866	838	68	852	11130	2698	13828
2030	-659	-1286	3595	326	79	1269	-265	81	-172	3327	-358	2969
2040	-840	-8656	325	-754	-1524	767	-1571	-323	-2362	-9481	-5457	-14938
2050	-1108	-14298	-975	-3194	-2953	6	-2723	-1133	-4908	-20702	-10584	-31286

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-16: Preisfad C

Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert										BASISSZENARIO 2010 - A Preisfad: C		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt
2000	-151	733	47	0	266	243	649	0	256	871	1170	2042
2001	-122	1001	104	0	328	290	760	0	408	1274	1495	2769
2002	-152	1312	158	0	360	355	911	0	411	1674	1682	3356
2003	36	1537	224	0	402	488	1100	0	417	2285	1919	4204
2004	-52	1691	497	0	446	595	1214	0	425	2731	2085	4816
2005	-52	1798	858	0	486	731	1334	0	439	3336	2259	5595
2006	-121	1835	1161	0	548	1021	1231	0	455	3896	2233	6129
2007	-204	1726	1549	0	585	1423	1245	4	500	4498	2330	6828
2008	-206	1747	2138	0	632	1564	1247	4	581	5247	2460	7707
2009	-181	2134	3106	0	690	1696	1482	8	699	6763	2872	9634
2010	-270	1825	5010	0	730	1767	1238	11	785	8342	2753	11096
2011	-283	1893	6174	0	789	1933	1443	17	880	9733	3112	12845
2012	-294	1964	6854	0	862	2056	1499	24	975	10604	3336	13939
2013	-305	2036	7354	0	940	2145	1521	33	1022	11263	3483	14746
2014	-315	2141	7775	0	1025	2250	1585	42	1051	11894	3662	15555
2015	-321	2265	8129	0	1112	2342	1630	51	1091	12465	3832	16297
2016	-327	2349	8402	0	1194	2364	1765	59	1117	12847	4077	16923
2017	-331	2329	8619	0	1270	2381	1904	66	1142	13064	4315	17380
2018	-335	2313	8790	23	1339	2354	2045	74	1153	13218	4536	17754
2019	-339	2213	8924	61	1389	2313	2192	80	1162	13253	4743	17996
2020	-340	2025	9001	100	1415	2246	2373	84	1180	13116	4968	18084
2030	-270	1727	4538	912	1214	2101	2046	190	795	9197	4055	13253
2040	-310	-3448	1629	1116	659	1945	1375	-13	-688	918	1346	2263
2050	-429	-7229	681	157	280	1486	631	-480	-2541	-5814	-1629	-7443

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-17: Preisfad D

Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert										BASISSZENARIO 2010 - A Preisfad: D "Konst."		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt
2000	-151	733	47	0	266	243	649	0	256	871	1170	2042
2001	-122	1001	104	0	328	290	760	0	408	1274	1495	2769
2002	-152	1312	158	0	360	355	911	0	411	1674	1682	3356
2003	36	1537	224	0	402	488	1100	0	417	2285	1919	4204
2004	-52	1691	497	0	446	595	1214	0	425	2731	2085	4816
2005	-52	1798	858	0	486	731	1334	0	439	3336	2259	5595
2006	-121	1835	1161	0	548	1021	1231	0	455	3896	2233	6129
2007	-204	1726	1549	0	585	1423	1245	4	500	4498	2330	6828
2008	-206	1747	2138	0	632	1564	1247	4	581	5247	2460	7707
2009	-181	2134	3106	0	690	1696	1482	8	699	6763	2872	9634
2010	-270	1825	5010	0	730	1767	1238	11	785	8342	2753	11096
2011	-273	1919	6183	0	789	1948	1443	17	878	9794	3110	12904
2012	-274	2022	6876	0	862	2086	1499	25	972	10736	3332	14068
2013	-274	2131	7393	0	940	2194	1521	33	1016	11477	3477	14954
2014	-273	2279	7833	0	1025	2320	1585	42	1042	12202	3653	15854
2015	-268	2454	8208	0	1112	2433	1630	52	1078	12879	3820	16699
2016	-263	2596	8506	0	1194	2479	1765	61	1101	13379	4061	17440
2017	-255	2643	8750	0	1270	2521	1904	69	1122	13728	4295	18023
2018	-248	2702	8951	25	1339	2521	2045	78	1128	14029	4512	18541
2019	-239	2689	9119	67	1389	2508	2192	86	1133	14230	4714	18943
2020	-228	2599	9231	115	1415	2468	2373	94	1145	14278	4933	19211
2030	-41	3500	5093	1257	1444	2590	2453	254	864	12651	4761	17413
2040	74	329	2574	2472	1241	2800	2154	211	-384	8460	3011	11471
2050	141	-1286	2073	2973	1504	2731	1930	69	-1752	6701	1682	8384

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-18: Preisfad E

Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands2000integriert										BASISSZENARIO 2010 A Preisfad: Externe Kosten		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren (*)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Umwelt- wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt
2000	-1917	62	43	0	152	37	-1528	0	154	-1774	-1221	-2995
2001	-1748	51	94	0	183	53	-1612	0	377	-1551	-1051	-2602
2002	-1784	29	142	0	202	72	-1638	0	381	-1541	-1055	-2597
2003	-1169	-13	200	0	253	79	-1362	0	405	-903	-704	-1607
2004	-1385	-58	439	0	254	58	-1750	0	397	-946	-1099	-2045
2005	-1344	-148	754	0	271	15	-1830	0	408	-723	-1151	-1874
2006	-1383	-308	1019	0	311	88	-1973	0	424	-585	-1237	-1823
2007	-1500	-710	1354	0	336	236	-1963	3	456	-616	-1170	-1786
2008	-1413	-788	1855	0	365	216	-1997	2	495	-127	-1137	-1264
2009	-1273	-150	2657	0	384	241	-2155	7	564	1482	-1206	276
2010	-1390	-938	4196	0	404	253	-2422	8	607	2130	-1412	718
2011	-1404	-1095	5097	0	422	329	-2399	12	639	2937	-1337	1600
2012	-1416	-1251	5592	0	442	362	-2519	17	666	3305	-1411	1893
2013	-1427	-1405	5933	0	456	368	-2672	21	635	3490	-1580	1909
2014	-1438	-1568	6211	0	466	390	-2785	25	580	3620	-1739	1881
2015	-1442	-1732	6435	0	467	410	-2914	26	529	3697	-1918	1779
2016	-1447	-1964	6583	0	455	357	-2956	26	456	3554	-2046	1509
2017	-1450	-2296	6680	0	425	309	-3006	21	370	3264	-2211	1054
2018	-1452	-2643	6731	3	386	221	-3049	14	264	2875	-2399	476
2019	-1452	-3094	6751	-6	325	132	-3072	3	148	2335	-2599	-264
2020	-1447	-3663	6715	-39	240	46	-3028	-13	32	1599	-2756	-1156
2030	-1334	-6513	1958	-690	-1171	-173	-3386	-107	-1645	-6859	-6202	-13060
2040	-1635	-16476	-1631	-3561	-4234	-1003	-5741	-788	-5179	-25094	-15154	-40248
2050	-2197	-25646	-3633	-8572	-7474	-2370	-7810	-2181	-9290	-44600	-24573	-69173

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-19: Gesamte EE-Differenzkosten (einschl. EE-Kraftstoffe) für alle Preispfade (Basisszenario A; bis 2020 auch Basisszenario B) im Vergleich

	Preispfad A				Preispfad B				Preispfad C				Preispfad D				Preispfad E			
	Strom	Wärme	Kraft- stoffe	Gesamt	Strom	Wärme	Kraft- stoffe	Gesamt	Strom	Wärme	Kraft- stoffe	Gesamt	Strom	Wärme	Kraft- stoffe	Gesamt	Strom	Wärme	Kraft- stoffe	Gesamt
2000	871	1170	108	2149	871	1170	108	2149	871	1170	108	2149	871	1170	108	2149	-1774	-1221	-63	-3058
2001	1274	1495	226	2995	1274	1495	226	2995	1274	1495	226	2995	1274	1495	226	2995	-1551	-1051	-163	-2765
2002	1674	1682	344	3700	1674	1682	344	3700	1674	1682	344	3700	1674	1682	344	3700	-1541	-1055	-263	-2859
2003	2285	1919	462	4666	2285	1919	462	4666	2285	1919	462	4666	2285	1919	462	4666	-903	-704	-363	-1970
2004	2731	2085	580	5396	2731	2085	580	5396	2731	2085	580	5396	2731	2085	580	5396	-946	-1099	-463	-2508
2005	3336	2259	698	6293	3336	2259	698	6293	3336	2259	698	6293	3336	2259	698	6293	-723	-1151	-563	-2437
2006	3896	2233	803	6932	3896	2233	803	6932	3896	2233	803	6932	3896	2233	803	6932	-585	-1237	-619	-2441
2007	4498	2330	909	7737	4498	2330	909	7737	4498	2330	909	7737	4498	2330	909	7737	-616	-1170	-675	-2461
2008	5247	2460	1015	8722	5247	2460	1015	8722	5247	2460	1015	8722	5247	2460	1015	8722	-127	-1137	-731	-1995
2009	6763	2872	1121	10756	6763	2872	1121	10756	6763	2872	1121	10756	6763	2872	1121	10756	1482	-1206	-787	-511
2010	8342	2753	1227	12322	8342	2753	1227	12322	8342	2753	1227	12322	8342	2753	1227	12322	2130	-1412	-843	-125
2011	9575	2948	1201	13724	9652	2951	1256	13859	9733	3112	1293	14138	9794	3110	1339	14243	2937	-1337	-812	788
2012	10252	2980	1176	14408	10424	2988	1286	14698	10604	3336	1359	15299	10736	3332	1451	15519	3305	-1411	-781	1113
2013	10681	2907	1151	14739	10967	2919	1316	15202	11263	3483	1426	16172	11477	3477	1563	16517	3490	-1580	-750	1160
2014	11040	2831	1125	14996	11463	2848	1345	15656	11894	3662	1492	17048	12202	3653	1675	17530	3620	-1739	-719	1162
2015	11295	2711	1100	15106	11878	2733	1375	15986	12465	3832	1558	17855	12879	3820	1788	18487	3697	-1918	-688	1092
2016	11244	2456	958	14658	12049	2783	1372	16204	12847	4077	1596	18520	13379	4061	2000	19440	3554	-2046	-679	829
2017	10964	2106	815	13885	12028	2805	1369	16202	13064	4315	1634	19013	13728	4295	2212	20235	3264	-2211	-671	382
2018	10537	1643	673	12853	11907	2789	1366	16062	13218	4536	1672	19426	14029	4512	2424	20956	2875	-2399	-663	-187
2019	9898	1067	531	11496	11626	2741	1362	15729	13253	4743	1710	19706	14230	4714	2636	21580	2335	-2599	-655	-919
2020	8984	412	388	9784	11130	2698	1359	15187	13116	4968	1748	19832	14278	4933	2848	22059	1599	-2756	-647	-1804
2021	7610	-246	275	7639	10350	2392	1313	14055	12724	4877	1773	19374	14115	4916	3036	22067	753	-3101	-667	-3014
2022	6236	-903	150	5483	9569	2087	1263	12919	12332	4785	1801	18919	13953	4899	3243	22094	-93	-3445	-688	-4226
2023	4862	-1561	36	3338	8789	1781	1217	11787	11940	4694	1826	18461	13790	4881	3431	22102	-938	-3790	-708	-5436
2024	3488	-2218	-77	1193	8009	1476	1171	10655	11548	4603	1852	18003	13627	4864	3619	22110	-1784	-4134	-727	-6646
2025	2114	-2876	-149	-910	7229	1170	1117	9515	11157	4512	1936	17604	13465	4847	3648	21959	-2630	-4479	-372	-7481
2026	740	-3533	-262	-3055	6448	864	1071	8383	10765	4420	1961	17146	13302	4830	3836	21967	-3476	-4824	-392	-8691
2027	-634	-4191	-376	-5201	5668	559	1025	7252	10373	4329	1987	16688	13139	4813	4024	21976	-4322	-5168	-411	-9901
2028	-2008	-4848	-490	-7346	4888	253	979	6120	9981	4238	2012	16230	12976	4795	4212	21984	-5167	-5513	-431	-11111
2029	-3382	-5506	-603	-9491	4107	-52	933	4988	9589	4146	2037	15773	12814	4778	4400	21992	-6013	-5857	-450	-12321
2030	-4756	-6163	-861	-11780	3327	-358	854	3823	9197	4055	2028	15280	12651	4761	4917	22329	-6859	-6202	-861	-13922
2035	-14912	-10628	-1734	-27273	-3077	-2908	314	-5671	5058	2701	1581	9339	10556	3886	5518	19960	-16382	-10678	-1734	-28793
2040	-25067	-15093	-2607	-42767	-9481	-5457	-227	-15165	918	1346	1133	3397	8460	3011	6120	17591	-25904	-15154	-2607	-43665
2050	-44601	-24617	-5899	-75117	-20702	-10584	-2551	-33837	-5814	-1629	-319	-7762	6701	1682	8610	16993	-44600	-24573	-5899	-75072