



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland

Leitszenario 2009



IMPRESSUM

Herausgeber:	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Referat Öffentlichkeitsarbeit · 11055 Berlin E-Mail: service@bmu.bund.de Internet: www.erneuerbare-energien.de · www.bmu.de
Redaktion:	Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Dipl.–Ing. Uwe Nestle, Dr. Michael van Mark Referat „Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der Erneuerbaren Energien“ (KI III 1)
Fachliche Erarbeitung:	Dr. Joachim Nitsch, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Stuttgart Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) Teltow
Druck	BMU
Stand:	August 2009
1. Auflage	400 Exemplare

**Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau
erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berück-
sichtigung der europäischen und globalen Entwicklung**

Leitszenario 2009

**Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

August 2009

**Dr. Joachim Nitsch, DLR (Stuttgart)
Dr. Bernd Wenzel, IfnE (Teltow)**

Vorbemerkung

In der „Leitstudie 2008“ vom Oktober 2008 [BMU 2008] wurden mit dem Leitszenario 2008 und mehreren Varianten Wege beschrieben, wie die Treibhausgasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 gesenkt werden können. Dieses langfristige Ziel ist von allen Industriestaaten mindestens zu erfüllen, wenn die weltweiten Treibhausgasemissionen bis zu diesem Zeitpunkt etwa halbiert werden sollen. Nur dann besteht die Chance, die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf den vom IPCC angestrebten Wert von ca. 450 ppm zu begrenzen und somit die globale Erwärmung um mehr als 2 Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit zu verhindern. Gleichzeitig wurden in diesen Szenarien die Zwischenziele der Bundesregierung für die Reduktion der CO₂-Emissionen, der Steigerung der Energieproduktivität und den Beitrag der erneuerbaren Energien für das Jahr 2020, wie sie in den Beschlüssen der Bundesregierung, den einschlägigen Gesetzen und den Regelungen der EU-Kommission festgelegt sind, abgebildet und der dadurch erforderliche Strukturwandel der Energieversorgung dargestellt.

Der vorliegende Bericht ist der erste im Rahmen der Folgeuntersuchung „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, mit der DLR Stuttgart, ISET Kassel und IfnE Teltow im Dezember 2008 unter der Leitung von Dr. Wolfram Krewitt, DLR, vom BMU beauftragt wurden. Die Bearbeitung der Studie begann im Januar 2009, der Abschlussbericht soll bis Ende 2011 vorliegen. Die Untersuchung geht von den bisherigen Leitszenarien 2007 und 2008 aus, erweitert aber den Untersuchungsbereich in struktureller und methodischer Hinsicht erheblich. Ziel des Vorhabens ist die Erarbeitung von Szenarien, aus denen sich Non-Regret - Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der übergeordneten nationalen und europäischen Ziele im Hinblick auf Klimaschutz, Versorgungssicherheit und internationale Konvergenz ableiten lassen. Ein wesentliches Ergebnis werden jährliche Zwischenberichte mit aktualisierten „Leitszenarien“ sein, wobei Komplexität und Untersuchungstiefe schrittweise zunehmen.

In diesem 1. Zwischenbericht: „Leitszenario 2009“ wird ein aktualisiertes Leitszenario vorgestellt, welches in der Struktur noch weitgehend dem Leitszenario 2008 entspricht, jedoch die neuesten Entwicklungen beim Ausbau erneuerbarer Energien aufgreift sowie die energiepolitischen Rahmenbedingungen bis Mitte 2009 berücksichtigt. Die wesentlichen demografischen und ökonomischen Eckdaten entsprechen denen des Leitszenarios 2008 [BMU 2008] und sind bis 2020 im Wesentlichen identisch mit denjenigen für die Szenarien des „Energiegipfels“ der Bundesregierung im Juli 2007 [BMW i 2007]. Die ökonomischen und demografischen Ausgangsdaten für 2005 und 2008 wurden auf der Basis der BMW i-Energiedaten vom Febr. 2009 [BMW i 2009] teilweise aktualisiert. Die Energiedaten für 2008 stammen aus dem AGEB-Jahresbericht 2008 [AGEB 2009], diejenigen für die EE von AGEE [BMU 2009] bzw. ZSW [ZSW 2009] mit letztem Stand von Ende Juni 2009. Der Endenergieverbrauch 2008 mit 8828 PJ/a (nicht temperaturbereinigt) ist noch ein vorläufiger Wert (AGEB-Info). Die in der Leitstudie 2008 gewählten Energiepreispfade, die Einfluss auf die Differenzkosten des EE-Ausbaus haben, bleiben unverändert, da die von ihnen überstrichene Bandbreite die zukünftige Preisentwicklung hinreichend abbildet.

Als zentrale Gestaltungselemente des Szenarios werden die aufeinander abgestimmten Teilstrategien „*Substantieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)*“ sowie „*Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)*“ und „*Erhöhte Umwandlungseffizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und den Ersatz von Altkraftwerken durch effizientere Kraftwerke (KWK)*“ in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in

allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt. Dargestellt wird, wie auf diese Weise der schrittweise Umbau der heutigen Energieversorgung in eine zukunftsfähige, klimaverträgliche und versorgungssichere Energieversorgung erfolgen kann.

Die Untersuchung zeigt, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung geben wird, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Die nächsten Jahre entscheiden darüber, ob das Fenster für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung rechtzeitig geöffnet wird. Für den Zeitabschnitt bis etwa 2020 hat sich gezeigt, dass der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien noch einer Unterstützung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels wirksamer Instrumente bedarf. Bis dahin muss auch eine erfolgreiche Effizienzstrategie ihre Wirkung zeigen. Hierbei gibt es noch erheblichen energiepolitischen Nachholbedarf. Gelingt bis dahin die Etablierung selbsttragender und stabiler Inlandsmärkte und der erfolgreiche Ausbau von Exportmärkte, so kann nach 2020 der weitere Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der im Leitszenario dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend weitergeführt werden. Der weitere Ausbau dürfte dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und der Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien weitgehend ohne spezifische Förderinstrumente auskommen. Evident wird auch, dass die Zeit drängt. Je später ernsthafte Effizienzsteigerungen einsetzen und je verhaltener der weitere Ausbau erneuerbarer Energien verläuft, desto schwieriger und aufwändiger wird im weiteren Verlauf das Erreichen der Klimaschutzziele.

Joachim Nitsch, Bernd Wenzel

August 2009

Zusammenfassung

Das „aktualisierte Leitszenario 2009“ baut auf dem Leitszenario 2008 auf, das im Oktober 2008 als Teil der umfassenderen Leitstudie 2008 vorgestellt wurde. Es erläutert, wie die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und zur Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 sowie die längerfristigen Vorgaben, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken und den Beitrag der EE an der gesamten Energieversorgung auf rund 50% zu steigern, umgesetzt werden können und mit welchen strukturellen und ökonomischen Wirkungen dabei zu rechnen ist. Das Leitszenario 2009 ist das erste im Rahmen der Untersuchung „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, mit der DLR Stuttgart, ISET Kassel und IfnE Teltow im Dezember 2008 beauftragt wurden. Es entspricht in seiner Struktur noch weitgehend dem Leitszenario 2008 und übernimmt dessen demografische und ökonomische Eckdaten. Aktualisiert wurden insbesondere die Annahmen zum Ausbau der EE. Im Verlauf der Untersuchung werden Komplexität und Untersuchungstiefe schrittweise zunehmen, wobei in weiteren Berichten dann auch veränderte Annahmen zu wesentlichen Rahmenbedingungen (z.B. bzgl. Effizienzerfolgen oder im Bereich der Mobilität) genauer analysiert werden sollen.

Energieverbrauch, Beitrag erneuerbarer Energien und CO₂-Emissionen

1. Der **Ausbau der EE** verlief in Deutschland in den letzten 10 Jahren **außerordentlich erfolgreich**. Zwischen 1998 und 2008 konnte der ihr Beitrag am Endenergieverbrauch um nahezu das Dreifache auf 233 TWh/a gesteigert werden, ihr Anteil erhöhte sich von 3% auf 9,5%. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von knapp 11% (**Abbildung 1**); im Strombereich sogar von 13%. Besonders ab 2002 hat die Wachstumsrate nochmals deutlich zugenommen. Die Hauptträger des Wachstums waren Windenergie und Biomasse.

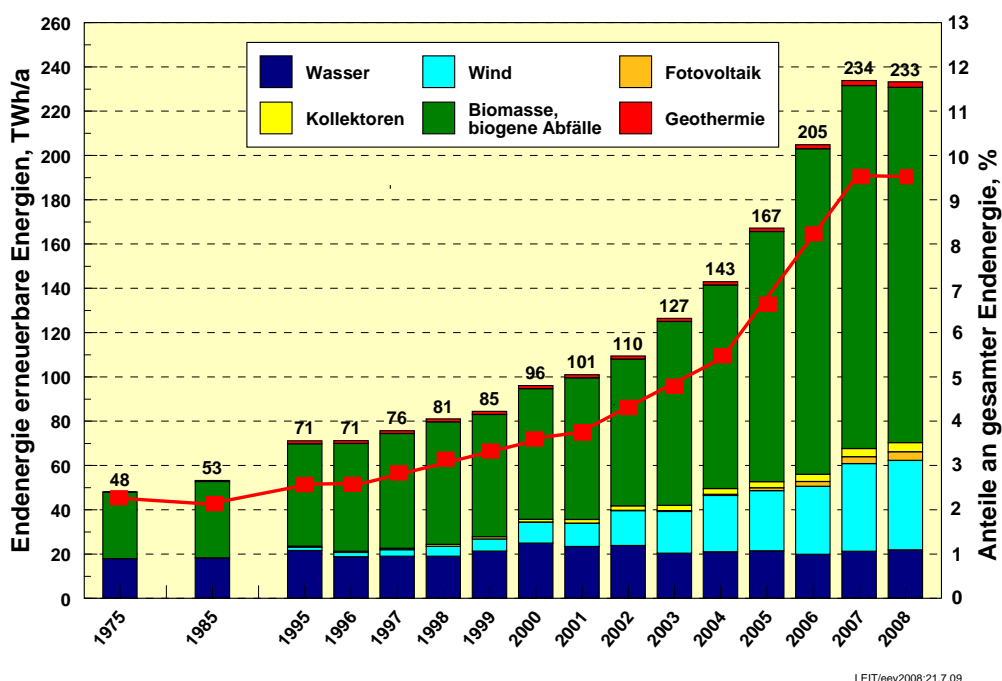
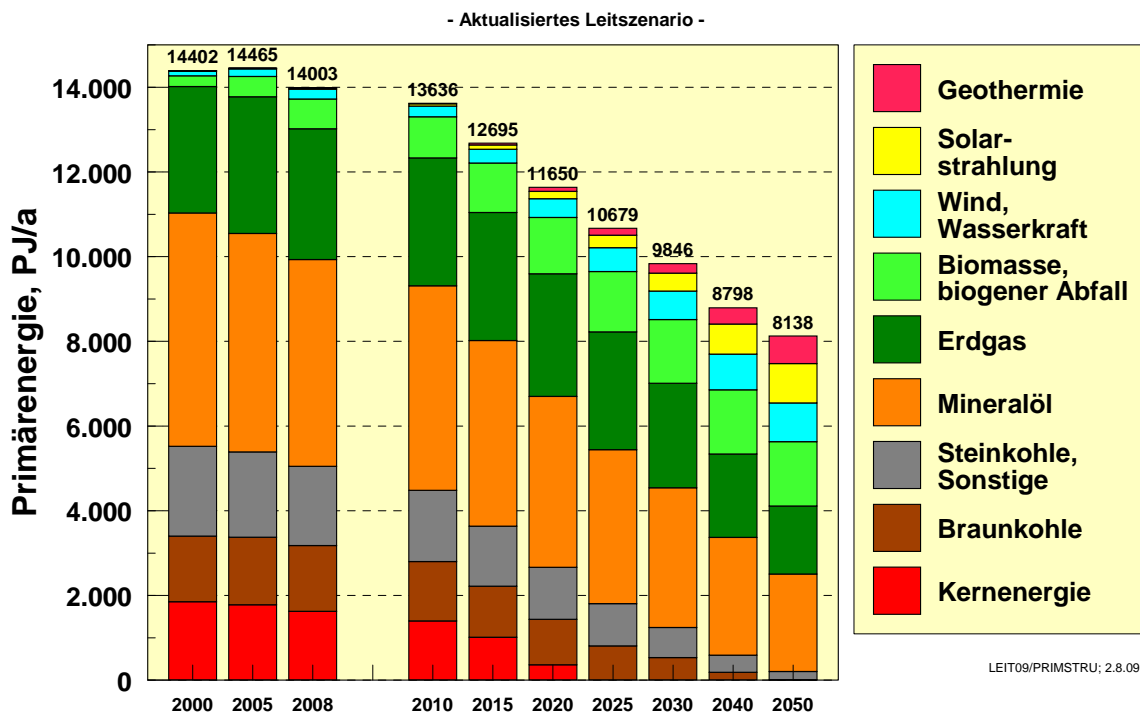


Abbildung 1: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2008

- Die Primärenergieproduktivität der deutschen Energieversorgung ist zwischen 1990 und 2008 durchschnittlich um 1,9%/a gestiegen. Die aktuellen Zielen der Bundesregierung aufgreifend, verdoppelt sich die Energieproduktivität im aktualisierten Leitszenario bis 2020 gegenüber 1990, was einer durchschnittlichen **Steigerung der Primärenergieproduktivität von 3%/a bis 2020 entspricht**. Daraus ergeben sich in Verbindung mit dem angenommenen Wirtschaftswachstum gegenüber 2008 ein um 17% geringerer Primärenergieverbrauch, ein um 10% niedrigerer Endenergieverbrauch und ein um 11% niedrigerer Stromverbrauch als 2008.
- Der Beitrag der EE am Endenergieverbrauch steigt dann auf rd. 20%; der Beitrag der KWK am Bruttostromverbrauch wächst auf gut 22 %. Die Auswirkungen anderer Effizienzentwicklungen werden im weiteren Verlauf der Untersuchung noch betrachtet. In der Kombination von **deutlicher Effizienzsteigerung und kontinuierlichem EE-Ausbau** erreicht das aktualisierte Leitszenario zum Jahr 2020 eine Minderung der CO₂-Emissionen um 38%. Im Jahr 2050 beträgt der Primärenergieverbrauch noch 58% des Niveaus von 2005, EE decken knapp 50% des verbleibenden Primärenergiebedarfs (**Abbildung 2; Tabelle 1**) bzw. 54% des Endenergieverbrauchs. **Im Jahr 2050 wird knapp die angestrebte 80%-ige CO₂-Minderung erreicht.**



Wirkungsgradmethode; Ist-Werte nicht temperaturbereinigt.

Abbildung 2: Struktur des Primärenergieverbrauchs im aktualisierten Leitszenario nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)

- Im aktualisierten Leitszenario beläuft sich der **Anteil der EE in 2020 auf 20% der Endenergie** (primärenergetisch 17,6%). Damit wird der durch die neue EU-Richtlinie Erneuerbare Energien für Deutschland vorgegebene Zielwert von 18% übertroffen (vgl. **Abbildung 3** und Tabelle 1, hier insbesondere auch den Hinweis zur Methodik der Berechnung). Die Sektoren tragen in unterschiedlichem Ausmaß dazu bei. EE decken 35,2% des Bruttostromverbrauchs, 17,5% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 9,8% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 11,5% des Kraftstoffbedarfs für den Stra-

ßenverkehr). In 2030 decken EE insgesamt rund 32% des Endenergiebedarfs, beim Strom wird die 50%-Marke deutlich überschritten.

Im Jahr 2050 wird mit 54% mehr als die Hälfte der Endenergie durch EE bereitgestellt. Zur Jahrhundertmitte werden demzufolge mit 4 100 PJ/a nur noch 36% der heute eingesetzten fossilen Primärenergie benötigt. Die Importquote der deutschen Energieversorgung verringert sich von derzeit 75 % auf 55% (einschließlich 5% importierten EE-Stroms).

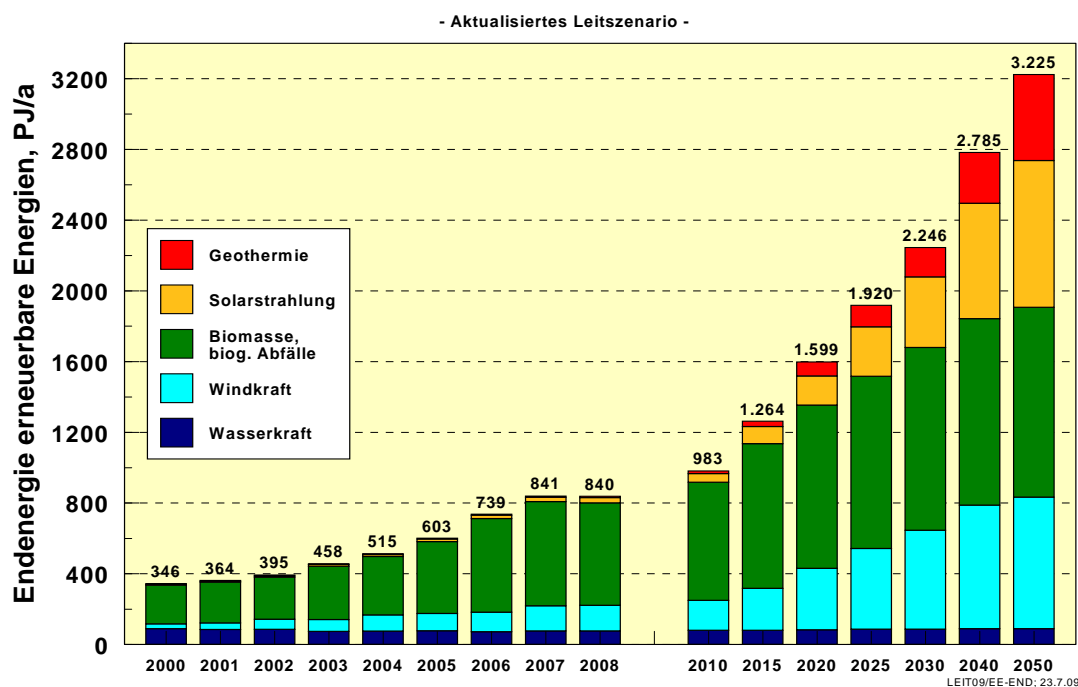


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergiebeitrags der EE im aktualisierten Leitszenario bis 2050

- Im aktualisierten Leitszenario werden bis 2050 gegenüber 1990 insgesamt **790 Mio. t CO₂/a vermieden**, was einer Reduktion um 79,5% entspricht. Davon tragen **EE mit 448 Mio. t CO₂/a** knapp 57% bei (**Tabelle 1**). Den weitaus größten Anteil daran hat der Stromsektor mit einer Vermeidung von 320 Mio. t CO₂/a bis 2050, gefolgt vom Wärmesektor mit 80 Mio. t CO₂/a und dem Verkehrssektor mit 48 Mio. t CO₂/a. Im Wärmesektor bewirkt stattdessen die Effizienzsteigerung den weitaus größten Teil der Emissionsminderung. Bis 2020 ist insbesondere die im Wärmesektor erzielbare CO₂-Reduktion von großer Bedeutung. Zu der zwischen 2008 und 2020 erreichten (Netto-) Gesamtminde- rung in Höhe von 203 Mio. t CO₂/a trägt der Wärmesektor mit 93 Mio. t CO₂/a 46% bei.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

- Von 92,8 TWh/a im Jahr 2008 kann der Beitrag der EE zur Stromversorgung im aktuali- sierten Leitszenario bis 2020 auf 196 TWh/a steigen (**Abbildung 4; Tabelle 2**). Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 liegt der **Beitrag der EE bei 35,2%**. **In 2030 werden mit 317 TWh/a bereits 58%** des im aktualisierten Leitszenario errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Lei- stung von 79 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2008. In 2030 sind es rund 110 GW.

Tabelle 1: Eckdaten des aktualisierten LEITSZENARIO 2009, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2008	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14465	14003	13636	11650	9846	8798	8138
Primärenergie EE, PJ/a ⁰⁾	682	982	1298	2050	2834	3460	4024
Anteil EE an PEV; %	4,7	7,0	9,5	17,6	28,8	39,3	49,4
Endenergie, PJ/a ¹⁾	8920	8828	8813	7942	7085	6491	5944
Endenergie EE, PJ/a ¹⁾	604	840	983	1599	2246	2785	3225
Anteil EE an EEV; %¹⁾	6,7	9,5	11,1	20,1¹⁾	31,7	42,9	54,3
Anteil ohne EE aus europäisch. EE-Stromverbund, %	6,7	9,5	11,1	20,0	29,6	37,8	47,5
Strom Endenergie, PJ/a	1864	1906	1887	1694	1604	1594	1594
Strom-End EE, PJ/a	229	334	375	684	1022	1315	1436
Anteil EE, %	12,3	17,5	19,9	40,4	63,7	82,5	90,1
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4529	4362	4431	3948	3443	2997	2598
Wärme-End EE, PJ/a	292	375	460	690	899	1083	1284
Anteil EE, %	6,5	8,6	10,4	17,5	26,1	36,1	49,4
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2528	2560	2494	2300	2037	1900	1753
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	132	148	225	325	387	505
Anteil EE, %	3,2	5,2	5,9	9,8	16,0	20,4	28,8
Anteil EE an Kraftstoff Straße, %	3,7	5,9	6,9	11,5	18,7	23,7	33,3
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾	612	617	613	557	540	558	599
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	92,8	109	196	317	426	503
Anteil EE, %	10,4	15,0	17,8	35,2	58,7	76,3	84,0
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	14465	14003	13636	11650	9846	8798	8138
Erneuerbare Energien	682	982	1298	2050	2834	3460	4024
Mineralöl	5165	4884	4831	4035	3300	2786	2305
Kohlen ⁶⁾	3609	3426	3085	2307	1244	585	202
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3229	3091	3025	2898	2468	1967	1606
Fossile Energien, gesamt	12003	11401	10941	9240	7012	5338	4114
Kernenergie	1779	1623	1397	360	0	0	0
CO₂ – Emissionen, Mio. t/a	837	801	759	613	427	295	203
Verringerung der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁷⁾	15,7	19,4	23,5	38,2	57,0	70,2	79,5
Durch EE vermiedene CO₂-Emissionen, Mio. t/a⁸⁾	86	112	131	217	321	399	448

0) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode;

1) Abweichend von der üblichen Berechnung des EEV beziehen sich die Zielvorgaben der neuen EU-Richtlinie zu EE auf den sog. Brutto-Endenergieverbrauch. Dieser liegt, u.a. durch Einbeziehung von Eigenverbräuchen und Leitungsverlusten, erfahrungsgemäß höher, so dass sich die in der Tabelle ausgewiesenen EE-Anteile am EEV ggf. noch etwas verringern werden.

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

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

4) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeicher

5) Temperaturbereinigter Wert 2005 = 14613 PJ/a; 2008 = 14245 PJ/a; entsprechend höhere Werte gelten auch für Mineralöl und Erdgas (Raumheizung);

6) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich Stromimportsaldo

7) 1990 = 993 Mio. tCO₂/a (Energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess; ohne Emissionen der übrigen prozessbedingten Prozesse);

8) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen.

- Aktualisiertes Leitszenario -

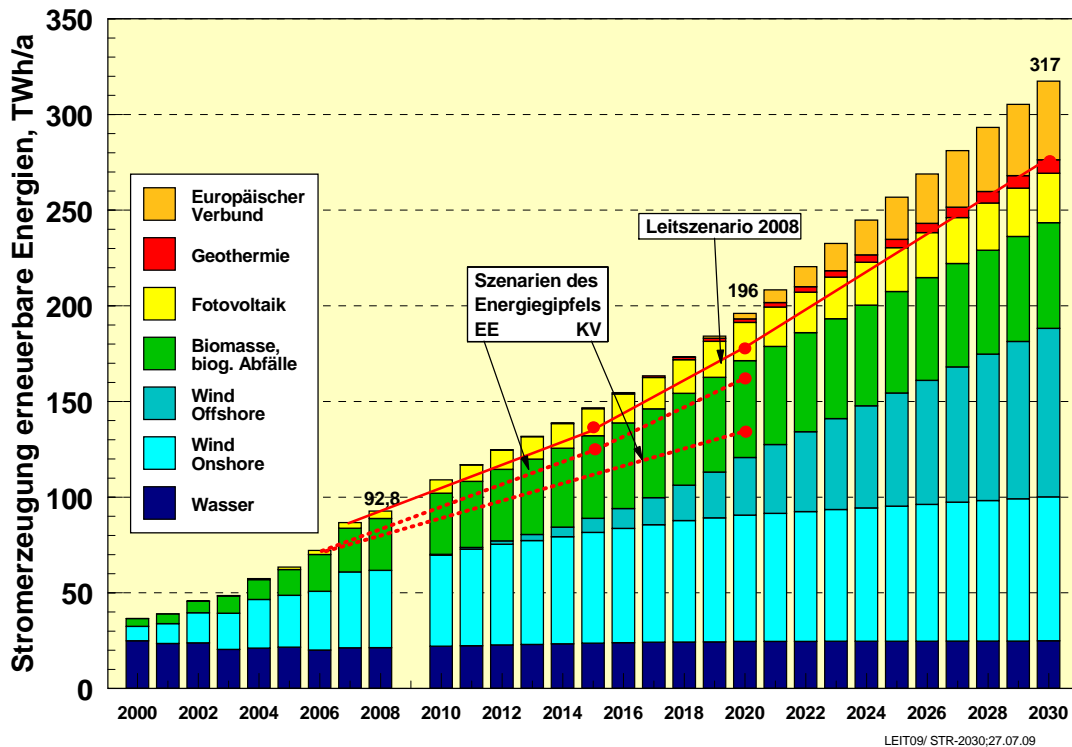


Abbildung 4: Stromerzeugung aus EE im aktualisierten Leitszenario unter den Bedingungen der EEG-Novelle; Vergleich mit dem Leitszenario 2008 und den Szenarien des Energiegipfels

7. Die **Wasserkraft** hat ihr Potenzial bereits weitgehend ausgeschöpft. Durch umfassende Modernisierungsmaßnahmen und ausgewählte Neubauten kann dennoch ihr Beitrag noch um rund 15% gesteigert werden. Mit einer installierten Leistung von 5,2 GW (2008: 4,7 GW) trägt die Wasserkraft im Jahr 2050 mit 25 TWh/a zur Stromerzeugung aus EE bei.
8. Die **Windenergienutzung an Land** führt zu einer installierten Leistung von 32,9 GW in 2020, womit rund 66 TWh/a Strom bereitgestellt werden können. Die **Offshore-Nutzung der Windenergie** beginnt im Jahr 2009. Mit einem Ausbau auf 180 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen; bis 2020 kann die Leistung auf 9 GW mit einer Stromproduktion von 30 TWh/a steigen. Windkraftanlagen stellen somit in 2020 mit 96 TWh/a 17% der gesamten Bruttostromerzeugung. Bis 2050 steigt der Beitrag der Windenergie mit 228 TWh/a auf 38% der gesamten Bruttostromerzeugung.
9. Die **Stromerzeugung aus Biomasse** verdoppelt sich nahezu bis 2020 gegenüber 2008 auf insgesamt 51 TWh/a. Gleichzeitig wird mit 205 PJ/a (57 TWh/a) Wärme aus KWK-Anlagen rund die dreifache Menge gegenüber dem Wert des Jahres 2008 genutzt. Das für 2020 ermittelte Niveau bei der stationären Verwendung von Biomasse erfordert neben der weitgehenden Nutzung aller biogenen Rest- und Abfallstoffe den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) auf 0,55 Mio. ha und den Anbau von Pflanzen für die Vergärung in Biogasanlagen auf 0,70 Mio. ha. Bis 2050 steigt die Stromproduktion aus Biomasse nur noch gering auf insgesamt 57 TWh/a. Dann werden Energiepflanzen auf einer Fläche von 1,85 Mio. ha für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, was knapp 10% der gesamten Fläche an Acker- und Dauergrünland entspricht.

10. Die im Szenario angenommene **Ausbauaktivität der Fotovoltaik** steigt bis 2010 noch auf 1 900 MWp/a und geht dann bis 2015 auf stabile 1 300 MWp/a zurück. Dies führt zu einer installierten Leistung in 2020 von knapp 18 GWp und einer Stromerzeugung von 16 TWh/a. Deutliche Kostendegressionen (Stromgestehungskosten in 2020: 14 ct₂₀₀₅/kWh; in 2030: 10,5 ct₂₀₀₅/kWh) führen auch nach 2020 zu einem stetigen Wachstum, das bis 2030 in einer installierten Leistung von 28 GWp und in 2050 von 34 GWp resultiert.

Tabelle 2: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario

in TWh/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	21,5	21,3	21,9	23,6	24,5	24,6	24,8	24,9	25,0
Windenergie	27,2	40,4	48,1	65,3	96,3	129,8	163,4	209,0	228,2
- Onshore	27,2	40,4	47,7	57,9	66,1	70,7	75,3	81,7	85,8
- Offshore	-	-	0,4	7,5	30,2	59,1	88,0	127,3	142,5
Fotovoltaik	1,3	4,0	7,0	14,1	20,0	23,0	25,9	28,6	32,5
Biomasse	13,5	27,0	32,1	42,7	50,6	53,0	55,3	56,3	56,6
- Biogas, Klärgas u.a.	5,8	11,4	13,6	19,8	25,1	25,6	26,2	26,3	26,3
- feste Biomasse	4,6	10,9	13,6	17,5	20,1	22,0	23,7	24,6	24,9
- biogener Abfall	3,1	4,7	4,9	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Erdwärme	0	0,02	0,09	0,57	1,9	4,4	7,0	16,2	37,1
EU-Stromverbund	-	-	-	-	2,7	21,7	40,7	91,5	123,3
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	9,7	20,2	55,3	84,5
- Wind, andere EE	-	-	-	-	2,7	12,0	20,5	36,2	38,8
EE-Strom gesamt	63,6	92,8	109,3	146,3	196,0	256,5	317,0	426,5	502,6
EE-Strom nur Inland	63,6	92,8	109,3	146,3	193,3	234,8	276,3	335,0	379,3

11. Strom aus **Geothermie** und Strom aus einem sich etablierenden **europäischen EE-Stromverbund** tragen in 2020 mit knapp 5 TWh/a bereits substantiell zur EE-Stromerzeugung bei. Wegen günstiger Stromgestehungskosten um 6,5 - 7 ct₂₀₀₅/kWh wächst insbesondere die Stromlieferung aus dem europäischen Stromverbund (Windenergie und solarthermische Kraftwerke) nach 2020 deutlich, beläuft sich in 2030 bereits auf 41 TWh/a und steigt bis 2050 auf 123 TWh/a. Dies entspricht 20% der gesamten Bruttostromerzeugung.

12. Um den angestrebten **deutlichen Ausbau der KWK** bis 2020 zu erreichen, müssen neben dem Ausbau der Biomasse-KWK bis 2020 auch 12,5 GW neue fossile Kraftwerksleistung in KWK, davon 3 GW als BHKW, errichtet werden. Zusammen mit dem Neubau von 6,5 GW Klein-HKW und BHKW auf Biomassebasis geht das aktualisierte Leitszenario von insgesamt 12 GW dezentraler KWK-Leistung in 2020 aus (2008 ca. 6 GW). In der öffentlichen Fernwärmeversorgung und der Industrie sind dann weitere 19,5 GW an HKW (12 GW Kohle, Müll; 7,5 GW Erdgas) installiert. Der Anteil der KWK an der Stromversorgung beläuft sich im aktualisierten Leitszenario in 2020 auf 22,3 % und steigt bis 2030 auf 25%. Dieser KWK-Ausbau erfordert es, dass bei zurückgehender Wärmenachfrage um 18% gegenüber 2008 zusätzlich 50% KWK-Wärme in dem kurzen Zeitraum bis 2020 vorwiegend im Altbaubestand untergebracht werden müssen.

13. Die **strukturelle Umstellung der Stromversorgung**, die zu einer deutlichen Reduktion der Kondensationsstromerzeugung und zu einer neuen Verteilung zwischen Großkraftwerken und dezentralen Anlagen führt, verläuft über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten (**Abbildung 5**). Im Jahr 2030 erreichen die EE einen Anteil von 59% an der Bruttostromerzeugung, werden also im Stromsektor zur wichtigsten Energiequelle. Der Kondensationsstromanteil sinkt von derzeit 76% über 52% im Jahr 2020 und beträgt im Jahr 2030 noch 25%. Neben intelligentem Lastmanagement, „virtuellen“ Kraftwerken, weiteren Speicherkraftwerken (z.B. Druckluftspeicher) und einer großräumigen Vernetzung der Stromversorgung trägt nach 2030 auch die EE-Stromerzeugung in größerem Umfang zu den wachsenden Regelungs- und Ausgleichsaufgaben bei. **Flexible zusätzliche Stromverbraucher wie Elektro-PKW, H₂-Elektrolyse** u.ä. unterstützen diese Aufgabe. Im Jahr 2050 stellen die EE im aktualisierten Leitszenario 85% der Bruttostromerzeugung bereit. Die verbleibenden fossil gefeuerten Kondensationskraftwerke werden zu diesem Zeitpunkt vorwiegend für Reserve- und Ausgleichsaufgaben eingesetzt. Alternative Annahmen hierzu können im weiteren Verlauf vertieft geprüft werden (vgl. Variante D2 der Leitstudie 2008).

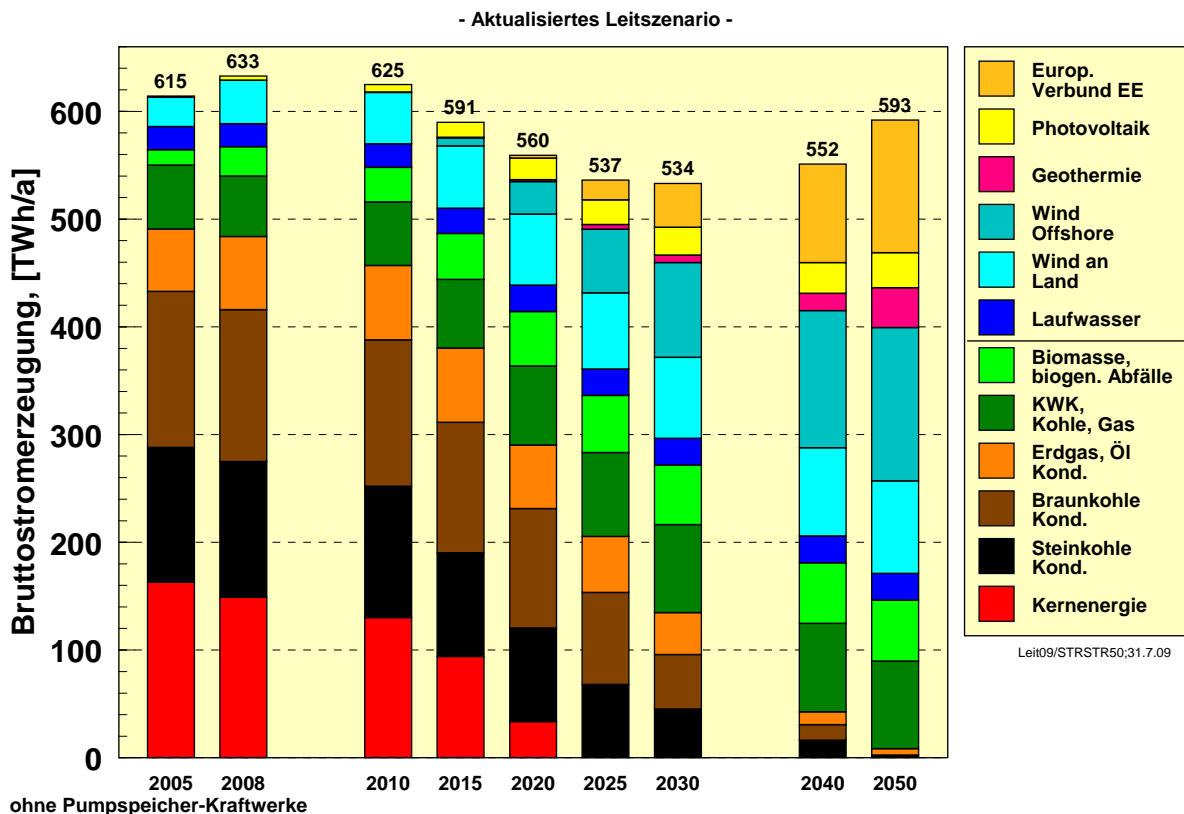


Abbildung 5: Struktur der Bruttostromerzeugung im aktualisierten Leitszenario nach Energiequellen und Kraftwerksarten

14. Während der gesamten Periode der **Außerbetriebnahme der Kernenergie** übertrifft die zusätzliche EE-Stromerzeugung den Rückgang des aus Kernenergie erzeugten Stroms deutlich (**Tabelle 3**). Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke steigt der Überschuss rasch an und liegt in 2030 bereits bei 110 TWh/a. Bereits im Jahr 2018 werden die EE mit insgesamt 173 TWh/a mehr Strom erzeugen als die Kernenergie jemals zuvor erreicht hat (171 TWh/a in 2001). Um jedoch die CO₂-Emissionen in dem für den Klimaschutz erforderlichen Ausmaß zu reduzieren, ist im Stromsektor parallel eine erfolg-

reiche **Umsetzung der angenommenen Effizienzsteigerungen und der Ausbau der KWK unerlässlich.** Der Anteil des Erdgases an der Stromversorgung steigt dadurch. Der erhöhte Erdgasbedarf im Stromsektor kann jedoch durch Einsparungen im Heizwärmebereich kompensiert werden, sodass die Gesamtnachfrage nach Erdgas bereits bis 2020 um 10% sinkt. In 2050 werden nur noch 50% der Erdgasmenge von 2008 benötigt.

Tabelle 3: Kumulierter Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus EE im aktualisierten Leitszenario

TWh/a	Status	Rückgang bzw. Zuwachs ab 2000						
		2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Kernenergie	170	-7	-21	-40	-76	-137	-170	-170
Erneuerbare Energien	37	+27	+56	+72	+109	+159	+216	+280
Differenz		+20	+35	+32	+33	+22	+46	+110

15. In der im aktualisierten Leitszenario vorgeschlagenen Kombination von Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch sowie dem EE- und KWK-Ausbau sinken die **CO₂-Emissionen der gesamten Stromversorgung** bis 2020 trotz Ausstieg aus der Kernenergie gegenüber 2008 um 26%. Die Bruttoreduktion beläuft sich auf 180 Mio. t CO₂/a, unter Berücksichtigung der notwendigen Kompensation der durch Kernenergie vermiedenen Emissionen werden im Jahr 2020 stromseitig noch 225 Mio. tCO₂/a emittiert. Im Jahr 2050 ist die Stromerzeugung mit nur noch 25 Mio. tCO₂/a nahezu klimaneutral.

Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien

16. Die **Nachfrage nach Wärme** sinkt bis 2020 mit 4 335 PJ/a (1 204 TWh/a) auf 85% des heutigen Wertes und bis 2050 auf 59% (**Abbildung 6; Tabelle 4**). Der Beitrag der EE steigt bis 2020 auf 16% (ohne Stromanteil an der Wärmeversorgung auf 17,5%) und bis 2030 auf gut 26%. In 2050 kann die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie in Höhe von 3 000 PJ/a mittels EE bereitgestellt werden. Der Beitrag netzgebundener Wärme (Fern- und Nahwärme einschließlich Objekt-KWK; ohne industrielle KWK) steigt von derzeit 370 PJ/a bis 2020 auf 560 PJ/a und längerfristig noch auf knapp 1 000 PJ/a. An fossilen Brennstoffen werden in 2050 nur noch 1 300 PJ/a benötigt, was rund 30% des heutigen fossilen Einsatzes entspricht.

17. Wegen der großen Potenziale ermöglicht die **Effizienzstrategie (Gebäudesanierung und Wärmenutzung aus KWK-Ausbau)** eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2008 und 2050 vermiedenen 234 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 77% 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 insbesondere der Wärmesektor überproportional zur gesamten CO₂-Reduktion bei. Er setzt auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für einen intensiven KWK-Ausbau und für neue erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke benötigt werden.

18. Bis 2050 muss der Raumwärmesektor einen gravierenden Strukturwandel durchlaufen. Die weiter vordringende KWK und der Ausbau der EE erfordern in beträchtlichem Ausmaß die Umwandlung von Einzelheizungen in **netzgebundene Wärmeversorgungen**.

Im aktualisierten Leitszenario steigt daher ihr Anteil von derzeit 15% auf 65% in 2050. Die Wärmebereitstellung der EE geschieht bereits heute zu 40% netzgebunden. Im aktualisierten Leitszenario steigt dieser Anteil bis 2050 ebenfalls auf 65%. Die durch die klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung notwendig gewordenen strukturellen Veränderungen im Wärmemarkt sind erheblich. Sie erfordern eine sehr genaue Beobachtung der Wirkungsweise des derzeitigen energiepolitischen Instrumentariums und ggf. rasche Nachjustierungen.

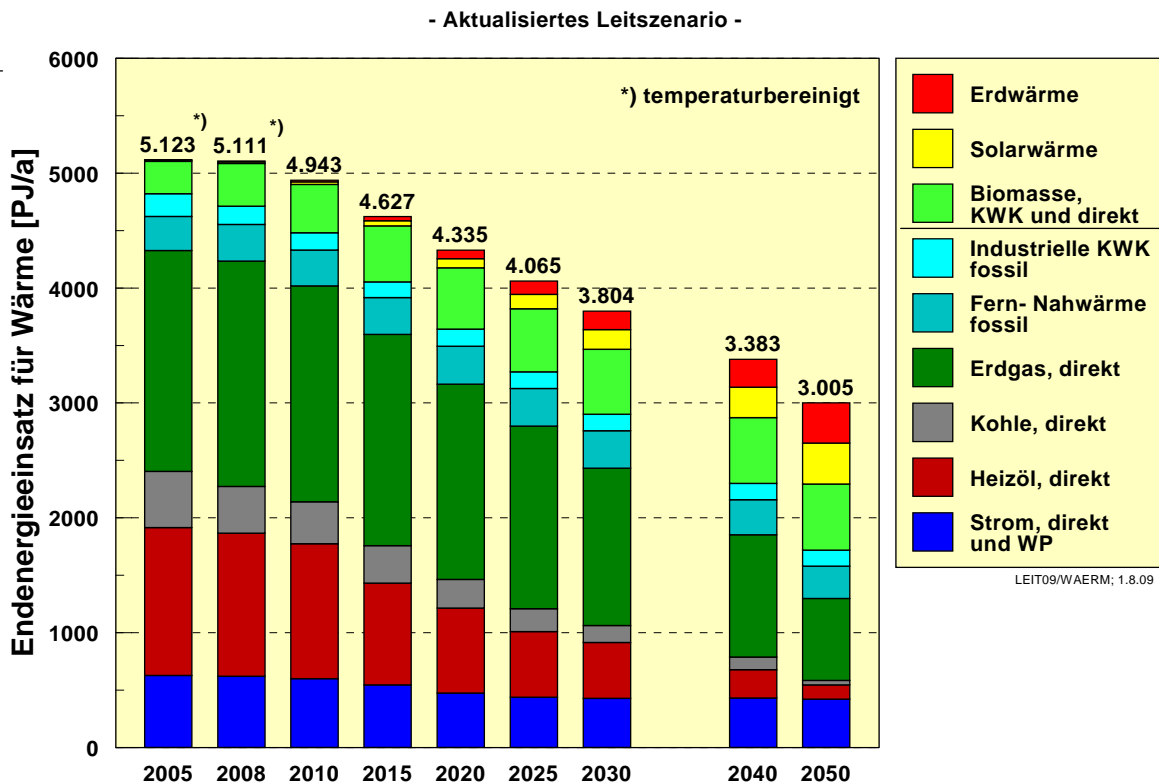


Abbildung 6: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Energieträgern

Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

19. Im aktualisierten Leitszenario wird von einer Reduktion des mittleren spezifischen **Kraftstoffverbrauchs der gesamten Fahrzeugflotte** um 25% im Individualverkehr und um 20% im Straßengüterverkehr bis 2020 ausgegangen. Wegen noch beträchtlicher Wachstumstendenzen im Güterverkehr entfaltet diese Effizienzsteigerung im Verkehrssektor mittelfristig allerdings nur eine begrenzte Wirkung. Sie bewirkt im aktualisierten Leitszenario einen Rückgang des **Gesamtverbrauchs** im Verkehr bis 2020 um 10% gegenüber 2008 auf rund 2 370 PJ/a (**Abbildung 7**); bis 2030 wird eine Reduktion um knapp 20% erreicht. Bis 2050 wird von einem Rückgang des spezifischen Verbrauchs im Individualverkehr von insgesamt 42% gegenüber 2005 ausgegangen, im Güterverkehr von 35% und im Luftverkehr von 32%. Damit reduziert sich die gesamte Energienachfrage im Verkehr bis 2050 auf 1 856 PJ/a, was 71% des Wertes von 2008 entspricht.

Tabelle 4: Wärme- und Kraftstoffherzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leit-szenario 2009

In TWh/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasse	77,0	97,1	117,1	135,3	148,2	152,6	156,8	159,1	159,7
- Biogas, Klärgas u.a.*)	4,5	8,7	10,6	17,1	23,0	23,7	24,3	24,6	24,6
- feste Biomasse	67,8	83,4	101,0	112,2	119,2	122,9	126,5	128,5	129,1
- biogener Abfall	4,7	5,0	5,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Solarkollektoren	2,8	4,1	6,0	12,5	22,1	35,0	47,9	73,5	99,0
- Einzelanlagen	2,8	4,0	5,8	11,3	18,4	25,2	32,0	40,0	48,0
- Nahwärme	0	0,1	0,2	1,2	3,7	9,8	15,8	33,5	51,0
Geothermie	1,9	2,5	4,4	10,9	21,2	33,1	45,1	68,0	97,6
- Einzelanlagen	1,8	2,3	3,9	8,3	12,7	15,5	18,3	19,5	19,7
- Nahwärme	0,1	0,2	0,5	2,6	8,5	17,6	26,8	48,5	77,9
EE-Wärme gesamt **)	81,6	103,7	127,5	158,8	191,5	220,7	249,8	300,6	356,4
Biokraftstoffe	22,5	36,7	41,1	51,4	62,5	74,4	83,3	83,3	83,3
EE-Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	7,0	24,1	57,0
EE-Kraftstoffe **)	22,5	36,7	41,1	51,4	62,5	74,4	90,3	107,4	140,3
EE-Strom für Elektro-mobilität***)	0	0	0	0,4	2,2	3,0	4,4	7,1	11,0

*) enthält auch Deponiegas und flüssige Brennstoffe; **) ohne EE-Strom für Wärme und für Verkehr ;
 ***) nachrichtliche Ausweisung; bereits in Tabelle 2 enthalten

20. Unter der Voraussetzung einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die Einführung **biogener Kraftstoffe** eine empfehlenswerte Übergangsstrategie, wenn die Nachhaltigkeitskriterien, die u. a. in der Biomassestrategie des BMU definiert sind, eingehalten werden. Aus „ökologischen“ inländischen Potenzialen steht in der im aktualisierten Leitszenario vorgenommenen Nutzungsaufteilung für den Verkehrssektor eine verfügbare Anbaufläche für Biokraftstoffe von maximal 2,35 Mio. ha zu Verfügung. Vor dem Hintergrund der aktuellen Rahmenbedingungen hinsichtlich Biokraftstoffquote und Besteuerung wird bis 2020 ein Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch von knapp 10% angesetzt (bzw. 11,5% des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr; **Tabelle 4**). Bis 2050 erreicht der Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch einen Anteil von 17% (20%).

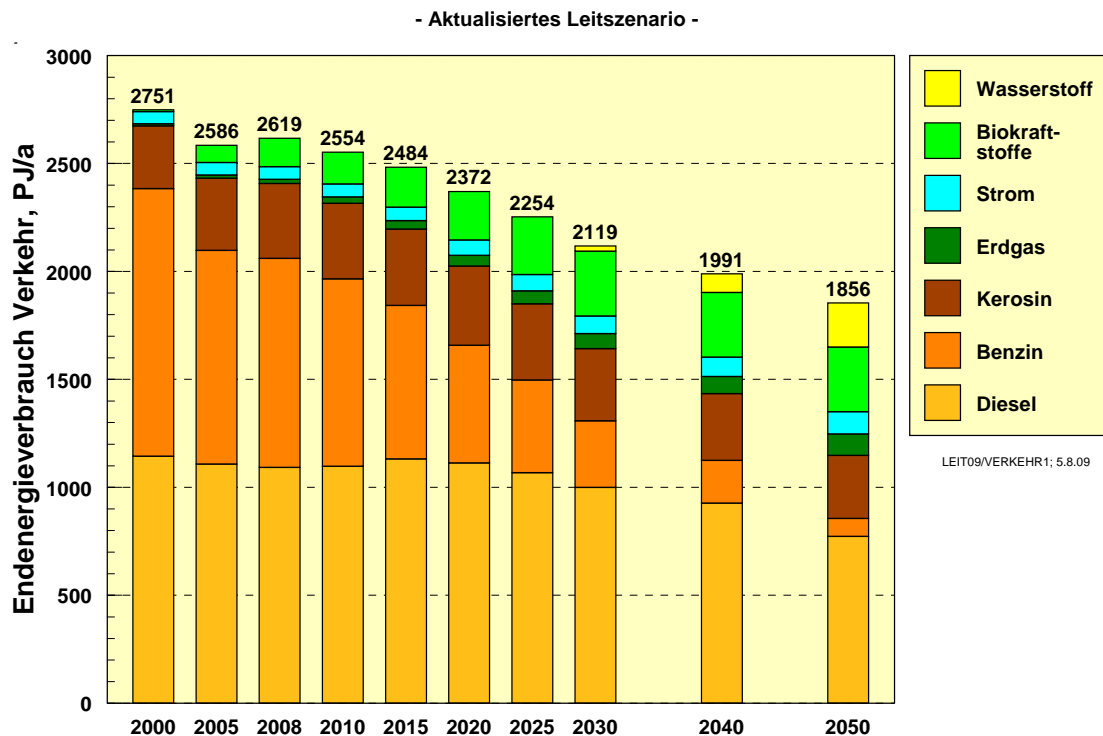


Abbildung 7: Energieeinsatz im Verkehr im aktualisierten Leitszenario nach Kraftstoffarten

21. Mittelfristig bestehen sehr attraktive Möglichkeiten, kostengünstigen **EE-Strom** in relevantem Umfang **im Verkehrssektor** einzusetzen. Dazu stehen die Elektrotraktion und der Wasserstoffantrieb zur Verfügung. Ihr möglicher Beitrag wird im aktualisierten Leitszenario zunächst beispielhaft berücksichtigt: Für 2020 wird von rund 1 Mio. Elektrofahrzeugen ausgegangen; bis 2050 sind es 5,5 Mio. Fahrzeuge. Auf ambitioniertere, auch industriepolitisch getriebene Ausbaupläne, wie sie u.a. der gerade veröffentlichten Nationale Aktionsplan Elektromobilität enthält (dort werden bereits für 2030 bereits über 5 Mio. Elektroautos für möglich gehalten), wird im weiteren Verlauf der Untersuchungen noch genauer eingegangen (vgl. auch Szenario E3 der Leitstudie 2008). Im aktualisierten Leitszenario 2009 wird ab 2030 auch von einem Beitrag von EE-Wasserstoff ausgegangen. Damit stammen in 2030 bereits 18% des gesamten Endenergiebedarfs im Verkehr aus EE. **Bis 2050 steigt der EE-Anteil auf 33%.** Damit würden 60% aller PKW und 20% der LKW mit Biokraftstoffen, EE-Strom und EE-Wasserstoff betrieben. Außerdem stammt der Strom für die Bahn zu diesem Zeitpunkt zu 85% aus EE.

22. Trotz des **Zusammenwirkens von Effizienzmaßnahmen und EE-Ausbau** beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung im aktualisierten Leitszenario mit rund 1 250 PJ/a im Jahr 2050 noch 51% des Verbrauchs von 2008. Der Verkehrssektor wäre damit aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl noch nicht durchgreifend befreit und hätte im Vergleich zum Strom- und Wärmesektor zu diesem Zeitpunkt mit 93 Mio. t CO₂/a noch die höchste „CO₂-Hypothek“. Auf mögliche Alternativen wird im weiteren Verlauf der Untersuchung noch näher eingegangen.

Investitionen und Kosten

23. Eine Entwicklung der EE gemäß dem aktualisierten Leitszenario stabilisiert den **EE-Inlandsmarkt** für ein Jahrzehnt auf dem heutigen Niveau von etwa 15 Mrd. €/a (Strom + Wärme einschl. Wärmenetze für EE; **Abbildung 8**). Damit festigen sich die Chancen, die Technologieführerschaft Deutschlands in vielen EE-Technologien zu behalten und die Exportmärkte weiter auszubauen. Um 2020 steigen die jährlichen Investitionsvolumina auf 17 Mrd. €₂₀₀₅/a und bis 2050 auf über 20 Mrd. €₂₀₀₅/a. Die zwischen 2009 und 2020 kumulierten Investitionen in EE-Anlagen belaufen sich auf 175 Mrd. €₂₀₀₅ (davon 100 Mrd. € für Strom).

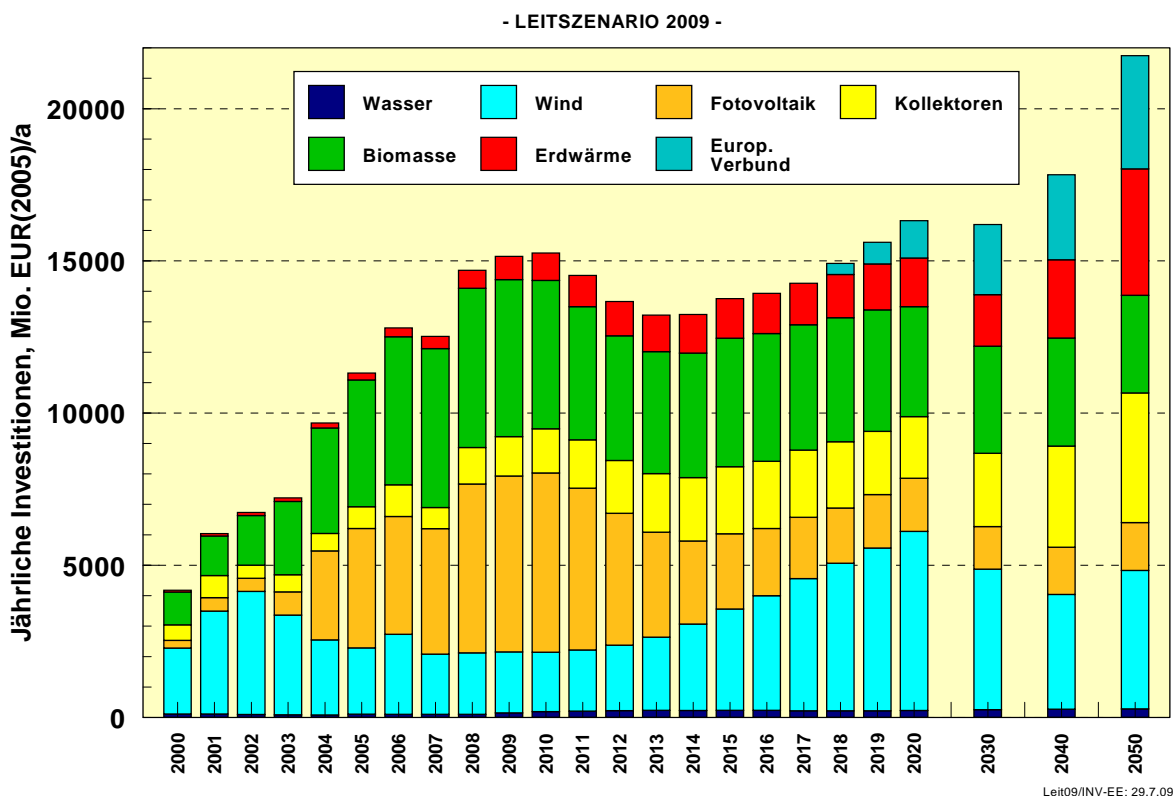


Abbildung 8: Jährliches Investitionsvolumen für EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung (einschließlich Investitionen für Nahwärmenetze) im aktualisierten Leitszenario

24. Die auf Basis der Stromgestehungskosten berechneten **Differenzkosten der gesamten EE-Stromerzeugung** steigen im aktualisierten Leitszenario noch bis 2013 auf 6,3 Mrd. €/a. (2008: 4,8 Mrd. €/a), wenn Preissteigerungen fossiler Brennstoffe und von CO₂-Zertifikatspreisen gemäß Pfad A: „Deutlich“ (Leitpreis Rohöl in 2020: 94 \$₂₀₀₅/Barrel; CO₂-Preis: 39 €/t) aus der Leitstudie 2008 zugrunde gelegt werden. Bei nur „mäßigen“ Preisanstiegen (Preispfad B; Leitpreis Rohöl in 2020: 78 \$₂₀₀₅/Barrel; CO₂-Preis: 30 €/t) beträgt der Spitzenwert 7,2 Mrd. €/a. Nach 2013 sinken sie und werden um das Jahr 2024 negativ. Die Stromerzeugung der EE-Stromerzeugung erwirtschaftet von diesem Zeitpunkt an einen zunehmenden volkswirtschaftlichen Nutzen.

25. Im Unterschied zur obigen Berechnung der EE-Differenzkosten der gesamten Stromerzeugung ergibt eine parallele Berechnung der allein durch das **EEG verursachten Differenzkosten** in ihrer Hauptvariante ein Maximum von lediglich rund 5,1 Mrd. €/a. Der Unterschied erklärt sich dadurch, dass für die Berechnung der EEG-Differenzkosten nicht von durchschnittlichen Erzeugungskosten im konventionellen Kraftwerkspark ausgegangen wurde, sondern von dem teuersten an der Strombörse preissetzenden Grenzkraftwerkstyp, welches i.d.R. ein Gaskraftwerk ist. Der anlegbare Preis für EEG-Strom liegt dadurch höher.
26. Die jährlichen **Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus** beliefen sich im Jahr 2008 auf 8,5 Mrd. €_{2005/a} (**Abbildung 9**). Davon stammen 55% von der Stromversorgung. Sie steigen gegenüber der Preisentwicklung des Pfades A noch auf 10 Mrd. €_{2005/a} im Jahr 2013; davon 6,3 Mrd. €_{2005/a} für den Stromsektor, 2,4 Mrd. €_{2005/a} für den Wärmesektor und 1,3 Mrd. €_{2005/a} für den Kraftstoffsektor. Danach gehen sie deutlich zurück. Nach dem Jahr 2022 entstehen keine Differenzkosten mehr. EE decken dann 23% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden bereits 240 Mio. t CO₂/a. Bis dahin sind rund 150 Mrd. € für die Einführung der EE aufgewandt worden (**Abbildung 10**). In der Periode 2021-2030 **ersparen die weiter wachsenden EE der Volkswirtschaft dann aber bereits 42 Mrd. €_{2005/a}**, die andernfalls zusätzlich für den Mehrbedarf an fossilen Energien aufgewandt werden müssten. In der Periode 2031-2040 erhöht sich diese Ersparnis deutlich auf **270 Mrd. €_{2005/a}**.

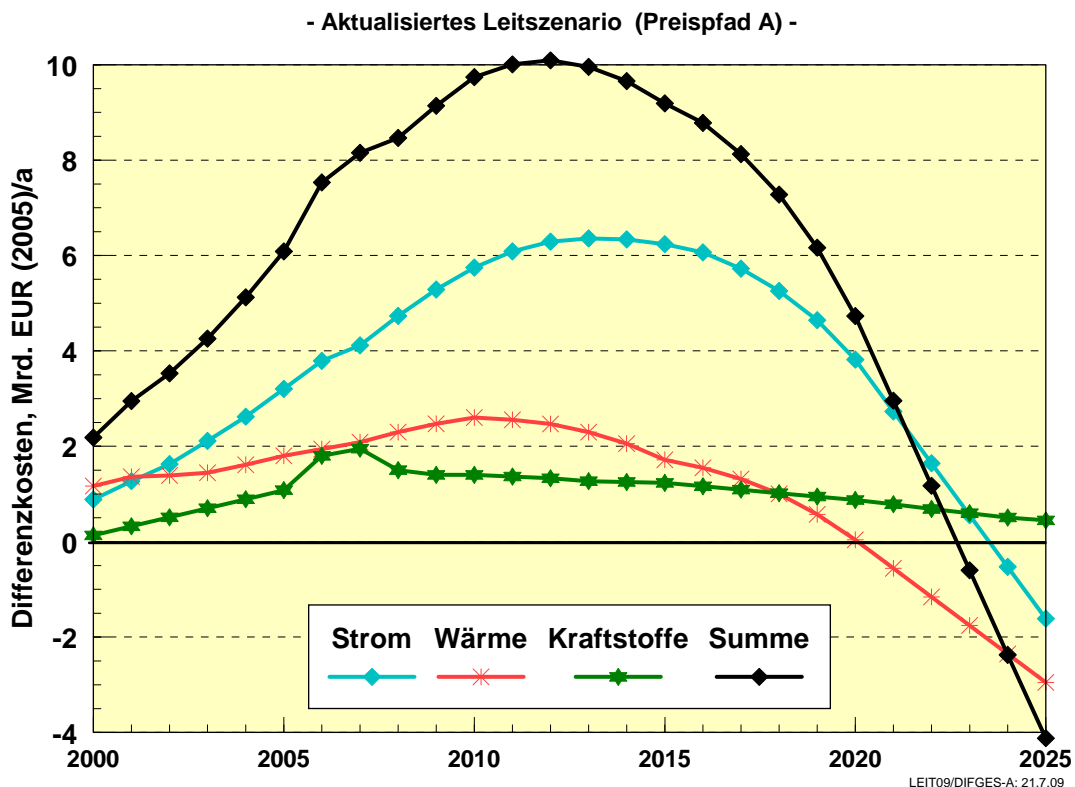


Abbildung 9: Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im aktualisierten Leitszenario bei Preissteigerungen entsprechend Preisfad A (nach BMU 2008)

27. Die Kostenanalyse zeigt, dass selbst bei üblicher betriebswirtschaftlicher Rechnung die erforderlichen **Vorleistungen in den Ausbau der EE mehr als kompensiert werden**. Die bis 2020 noch zu erbringenden zusätzlichen Aufwendungen erweisen sich als eine sehr kluge energiepolitische und volkswirtschaftlich sinnvolle Investition. Wird die betriebswirtschaftliche Kostenbetrachtung um den Idealfall der **vollen Einbeziehung der externen Kosten** der Energieerzeugung ergänzt, wird der bereits heute wirksame Nutzen einer EE- und Effizienz-Strategie noch besser sichtbar gemacht. Nimmt man als Beispiel einen Wert von 70 €/t CO₂ für die externen (Schadens-) Kosten der fossilen Stromerzeugung, so erhält man bereits heute einen anzulegenden mittleren Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen Vollkosten fossiler Strombereitstellung „erwirtschaftet“ die derzeitige EE-Stromerzeugung bereits einen „Kostengewinn“ von 1,1 Mrd. €/a. Dieses Ergebnis bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des EEG.

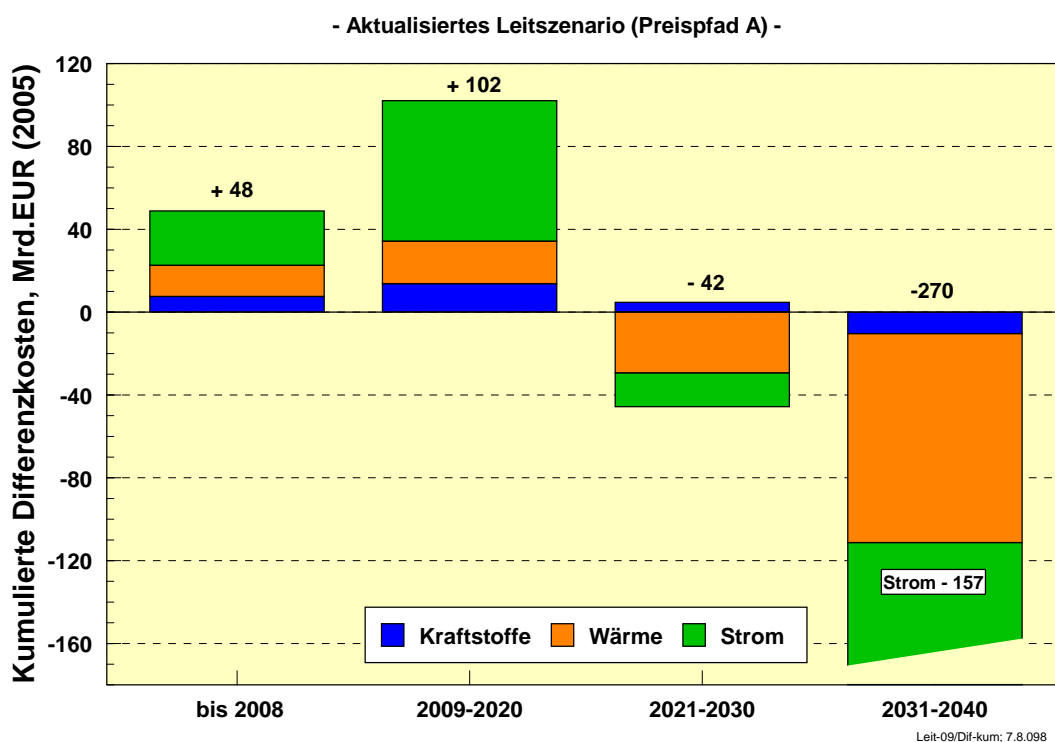


Abbildung 10: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im aktualisierten Leitszenario in ungefähren 10-Jahres-Abschnitten für drei Verbrauchssegmente

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

28. Hinsichtlich der Bedeutung der einzelnen Bereiche lässt sich eine „**Rangordnung**“ ihres **möglichen Beitrags zur zukünftigen CO₂-Minderung** ab dem Jahr 2009 ableiten. Bis 2020 sind der Ausbau der EE im Strombereich und die Effizienzsteigerung im Wärmebereich – und dort zu 80% Maßnahmen im Gebäudebereich - die wichtigsten Felder. Sie besitzen ein CO₂-Minderungspotenzial von jeweils 75 – 80 Mio. t CO₂/a. An dritter Stelle folgt die Effizienzsteigerung im Strombereich, die im aktualisierten Leitszenario höher angesetzt wurde als in der Leitstudie 2008. Sie hat ein Minderungspotenzial um 60 Mio. t CO₂/a. Es folgt der KWK-Ausbau (in Verbindung mit einer Verschiebung des Brennstoffmixes der Stromerzeugung und höheren Wirkungsgraden der bis 2020 erstellten Neukraftwerke) mit rund 45 Mio. t CO₂/a. Die Bereiche „Effizienzsteigerungen Verkehr“ und

„EE-Ausbau im Wärmebereich“ folgen etwa gleichrangig mit Minderungspotenzialen um 20 -25 Mio. t CO₂/a. An letzter Stelle steht das zusätzliche Minderungspotenzial von Bio-kraftstoffen mit rund 10 Mio. t CO₂/a.

29. Was die **Erreichung der bis 2020 zu erbringenden CO₂-Minderungen** durch entsprechende Maßnahmenbündel und anderer Rahmenbedingungen anbelangt, so kann die EE-Stromerzeugung als im Wesentlichen abgesichert gelten, sofern die aktuellen Rahmenbedingungen beibehalten werden. Der wichtige Bereich der umfassenden Senkung des Raumwärmebedarfs ist durch eine ganze Reihe von Maßnahmen (Novelle der EnEV; Gebäudesanierungsprogramm, Novellierung der Heizkostenverordnung) angestoßen worden. Es wird hier insbesondere auf deutliche Effizienzfortschritte im Mietwohnungsbau und in Nichtwohngebäuden zu achten sein.
30. Zwei bis 2020 ebenfalls wichtige Bereiche – **der deutliche Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und eine erhebliche Steigerung der Stromeffizienz** – bedürfen der besonderen energiepolitischen Aufmerksamkeit. Es ist keineswegs sicher, dass die angestrebte Verdopplung der KWK-Stromerzeugung bis 2020 erreicht wird. Zum einen spiegeln die Kraftwerksausbaupläne der Stromversorger die dazu notwendige KWK-Leistung derzeit nicht wider, zum anderen ist nicht sicher, ob die beschlossene Förderung von Wärmenetzen ausreichen wird, den notwendigen raschen Zubau dezentraler KWK-Anlagen zu gewährleisten. Hier müssen in wesentlich **größerem Maße als bisher kommunale Akteure und insbesondere Stadtwerke aktiv werden**, um die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen zu gewährleisten. Die Energiepolitik sollte daher den Fortschritt beim Ausbau der KWK genau beobachten und ggf. rechtzeitig weitere Anreize schaffen.
31. Bei der angestrebten **deutlichen Effizienzsteigerung im Strombereich** gilt es, wesentlich wirksamere Anreize als bisher zu setzen. Der Trend zu ständigem Verbrauchszuwachs von Strom in den herkömmlichen Nutzungsbereichen ist noch nicht eindeutig gestoppt. Hier sind insbesondere die Einrichtung von Energieeffizienzfonds, Top-Runner Systeme und die Umsetzung der EDL-Richtlinie der EU zu nennen. Auch der beschleunigte Ersatz von Nachtspeicherheizungen sollte angegangen werden.
32. Die im letzten Jahrzehnt aufgebaute **energiepolitische Handlungsdynamik** im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu einer Reihe wirkungsvoller Maßnahmen und Gesetzen geführt hat, sollte unbedingt **in demselben Ausmaß aufrechterhalten** werden. Es wird vor allem darauf ankommen diesen Prozess in noch stärkerem Maße **auf die gesamte EU auszudehnen** und insbesondere abgestimmte Handlungskonzepte für den mittel- und langfristigen Ausbau erneuerbarer Energien über die nationalen Grenzen hinaus zu entwickeln. Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, sowie das anhaltend hohe Energiepreisniveau dürften es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche Akteure für den notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung zu gewinnen. In zunehmendem Umfang werden auch die wirtschaftlichen Vorteile eines effizienteren Umgangs mit Energie und eines konsequenten EE-Ausbaus sichtbar. Eine kluge Energiepolitik sollte die jetzt schon vorhandene **Eigendynamik nutzen und gezielt verstärken**, um die erforderlichen „Leitplanken“ für die Weiterentwicklung der Energieversorgung in Richtung eines nachhaltigen Klimaschutzes und einer wirksamen Schonung begrenzter Ressourcen zu konkretisieren.

Inhaltsverzeichnis

1	Derzeitiger Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung.....	22
1.1	Endenergie- und Primärenergieentwicklung.....	22
1.2	Bruttostromerzeugung und installierte Leistung	24
1.3	Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung	25
2	Die wesentlichen Ergebnisse des aktualisierten Leitszenarios .	28
2.1	Endenergie- und Primärenergieverbrauch und –struktur sowie resultierende CO ₂ -Emissionen im aktualisierten Leitszenario	28
2.2	Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im aktualisierten Leitszenario.....	38
2.3	Die Entwicklung der gesamten Stromversorgung im aktualisierten Leitszenario bis zum Jahr 2050	44
2.4	Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050	50
2.5	Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050.....	57
3	Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario.....	61
3.1	Investitionsvolumen der Ausbaustrategie	61
3.2	Entwicklung der Differenzkosten für Strom, Wärme und Kraftstoffen aus EE	63
3.3	Wirkung des aktualisierten EE-Ausbaupfades auf das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	69
4	Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse.....	77
5	Literatur.....	81
6	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	83
7	Anhang.....	86
7.1	Anhang 1: Entwicklung erneuerbarer Energien seit 1975	86
7.2	Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im aktualisierten Leitszenario	89
7.3	Anhang 3 (folgende Seiten): Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario (Berechnungsmodell ARES).....	97

1 Derzeitiger Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung

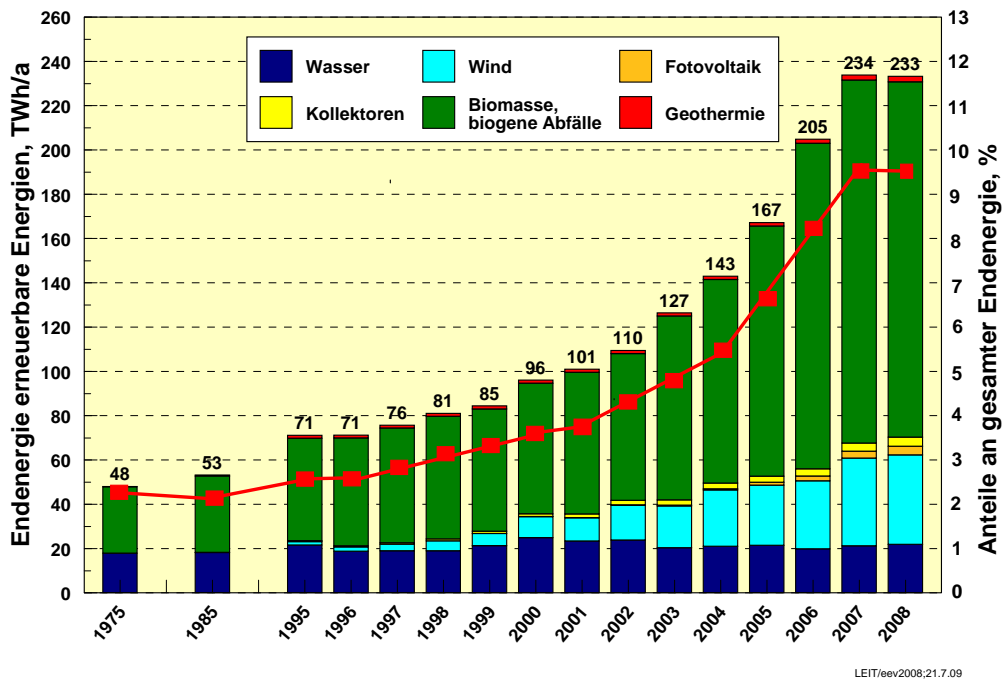
1.1 Endenergie- und Primärenergieentwicklung

Bis etwa 1990 bestand der Beitrag erneuerbarer Energien (EE) zur Energieversorgung ausschließlich aus der Wasserkraft und der traditionellen Nutzung der Biomasse für Heizzwecke. Bezogen auf den Endenergieverbrauch lag ihr Beitrag zu diesem Zeitpunkt bei 2% des Gesamtverbrauchs. Rückblickend sank der relative Beitrag der EE in der Zeit zwischen der ersten Ölpreiskrise 1973 und 1990 sogar wegen des damalig deutlichen Wachstums der Energienachfrage. Erst danach setzte, angestoßen durch das Stromeinspeisungsgesetz im Jahr 1991 und der wachsenden finanziellen Förderung im Wärmebereich, das Wachstum der „modernen“ Technologien zur Nutzung der EE ein.

Ab 1990 ist, beginnend mit der Windenergie, gefolgt von den stromerzeugenden Biomastechnologien und nach 2000 auch merklich von Fotovoltaik und Kollektoren, ein deutliches Wachstum in produzierter Energie und entsprechend der installierten Leistung eingetreten. **Abbildung 1** zeigt den absoluten Beitrag der EE im Zeitraum 1975 bis 2008, dargestellt als Endenergie¹ (Strom, Wärme und Kraftstoffe) im Überblick, (Zahlenwerte tabellarisch im Anhang; [ZSW 2009]). Ihr Beitrag belief sich Ende 2008 auf 233 TWh/a (840 PJ/a), was 9,5% des gesamten Endenergieverbrauchs von 2008 (8 828 PJ/a) entspricht. Gegenüber 2007 ist der Endenergiebeitrag praktisch unverändert, bedingt durch den deutlichen Rückgang biogener Kraftstoffe, der durch weiteres Wachstum bei Strom und Wärme gerade kompensiert wurde. Nach Energiearten getrennt, liegt die Wärmebereitstellung mit 103 TWh/a noch knapp vor der rasch aufholenden Stromerzeugung mit 93 TWh/a und deutlich vor der Kraftstoffbereitstellung mit 37 TWh/a (in 2007 noch 46 TWh/a).

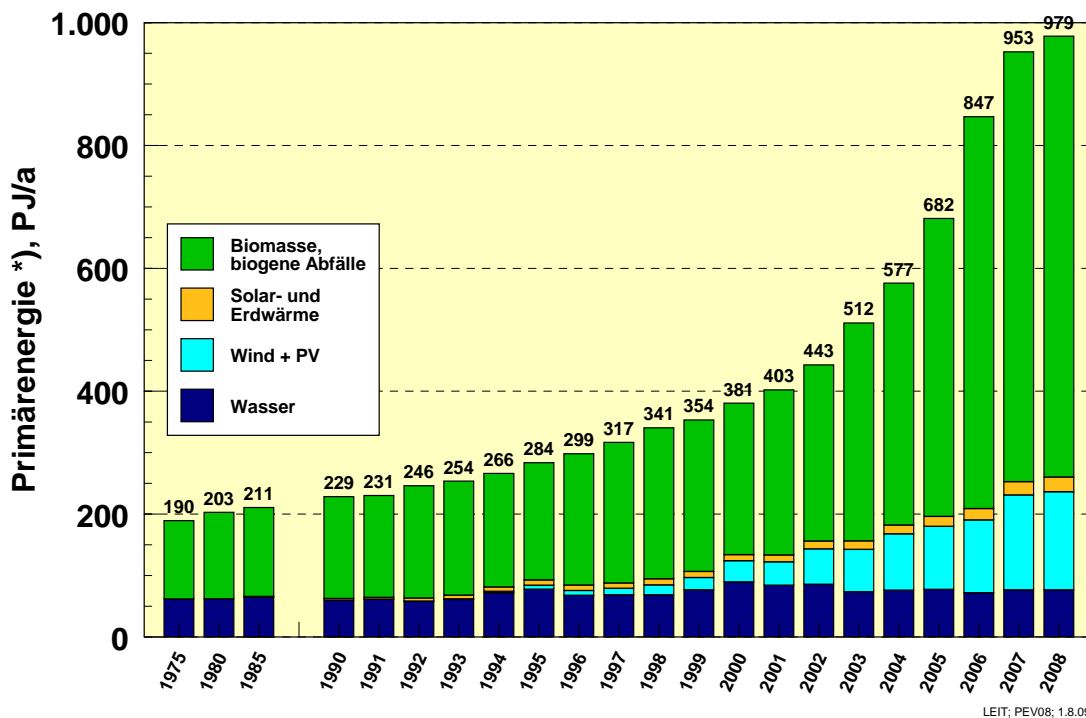
Den größten Beitrag innerhalb der EE (69%) liefert nach wie vor die Biomasse (feste Biomasse, Bio-, Deponie- und Klärgas, biogener Anteil des Mülls) mit insgesamt 161 TWh/a (Strom = 27 TWh/a; Wärme = 97 TWh/a; Kraftstoffe = 37 TWh/a). Das rasanteste Wachstum hatte allerdings die Windenergie, die um 2003/2004 die Wasserkraft übertraf und derzeit knapp 41 TWh/a Strom bereitstellt (18%). In jüngster Zeit zeigen auch die Techniken, die die größte Energiequelle nutzen - die Solarstrahlung - ein sehr dynamisches Wachstum. Sie stellen mit 8,1 TWh/a (Strom = 4,0 TWh/a, Wärme = 4,1 TWh/a) 3,5% der Endenergie der EE bereit. Noch geringe Energiemengen liefert die Geothermie mit 2,5 TWh/a. Der Beitrag der Wasserkraft bleibt mit rund 21 TWh/a im Wesentlichen konstant. Das mittlere Wachstum der EE insgesamt belief sich im Zeitraum 2000 – 2008 auf 11%/a, dasjenige der Windenergie auf 21%/a, dasjenige der Biomasse auf 12%/a und dasjenige von Solarkollektoren auf 15%/a. Fotovoltaik wuchs mit durchschnittlich 50%/a besonders rasant. In **Abbildung 2** ist der Beitrag der EE zur Primärenergiebedarfsdeckung dargestellt. Berechnet ist er nach der Wirkungsgradmethode. Mit derzeit 979 PJ/a beläuft sich ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch 2008 in Höhe von 14 003 PJ/a auf 7,0%.

¹ Die Darstellung als Endenergie ist hinsichtlich der tatsächlichen Energiebeiträge anschaulicher als diejenige der Primärenergie. Bei letzterer wird der Beitrag des Stroms aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Beitrag der fossilen und nuklearen Primärenergien wegen der international verbindlichen Wirkungsgradmethode unterschätzt.



LEIT/eev2008;21.7.09

Abbildung 1: Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2008 (Balken und linke Ordinate) sowie Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (Kurve und rechte Ordinate). Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen



LEIT; PEV08; 1.8.09

*) Wirkungsgradmethode

Abbildung 2: Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2008; Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

1.2 Bruttostromerzeugung und installierte Leistung

Wegen der hohen Potenziale der CO₂-Vermeidung (im Jahr 2008 vermieden EE im Strombereich 75 Mio. t CO₂/a, gegenüber EE im Wärme- und Kraftstoffbereich mit rund 37 Mio. t CO₂/a), aber auch wegen der sehr erfolgreichen Markteinführung „neuer“ erneuerbarer Energien mittels des EEG ist der Stromsektor von besonderem Interesse für den Beitrag der EE zur Energieversorgung. Ein substantielles Wachstum der EE begann erst um das Jahr 1993, erstmals überschritten sie seinerzeit die langjährige Grenze von rund 20 TWh/a, welche durch die begrenzten Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in Deutschland vorgegeben war.

Seit diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE an der Strombereitstellung um über das Vierfache gestiegen (**Abbildung 3**) und belief sich Ende 2008 auf insgesamt 93 TWh/a (Wasser 21,3; Wind 40,4; Biomasse (einschl. biogene Abfälle) 27; Fotovoltaik 4 TWh/a; sowie Geothermie 0,02 GWh/a). Das Wachstum hat sich stetig beschleunigt und weist insbesondere nach 2000 hohe Wachstumsraten auf (Durchschnitt 1985 – 1993: 2,3%/a; Durchschnitt 1993 – 2000: 7,8%/a; Durchschnitt 2000 – 2008: 11,5%/a). Die Windenergie weist mit 21%/a Wachstum beachtliche Wachstumsraten auf. Sie wird aber noch von der Fotovoltaik übertroffen, die seit 2000 äußerst rasant mit einer Wachstumsrate von 51%/a (Durchschnitt 2000-2008) gewachsen ist.

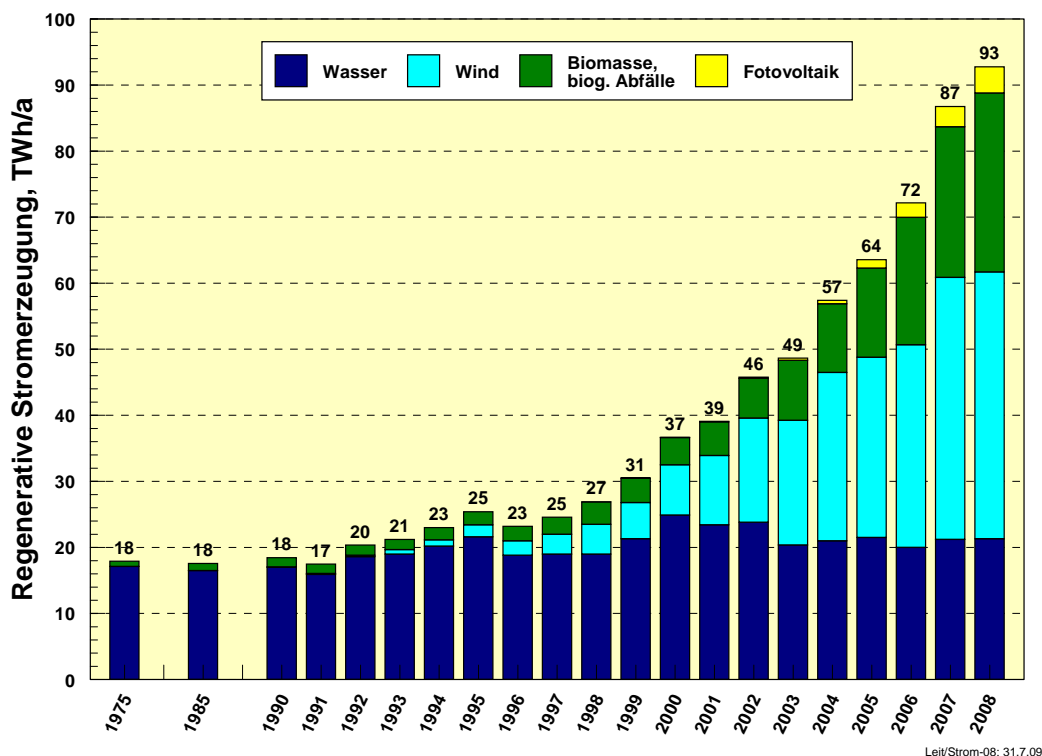


Abbildung 3: Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2008;
Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Entsprechend stark wuchs die installierte Leistung (**Abbildung 4**) von rund 5 000 MW (nahezu ausschließlich Wasserkraft) in 1990 auf 38 400 MW² im Jahr 2008 (Leistung am Jahresende). Mit 23 890 MW dominiert eindeutig die Windenergie. Die mittlere Ausnutzung aller Anlagen betrug in 2008 rund 2 413 h/a mit einer Bandbreite zwischen 6 000 h/a (Mittelwert Biomasse) und 760 h/a (Fotovoltaik).

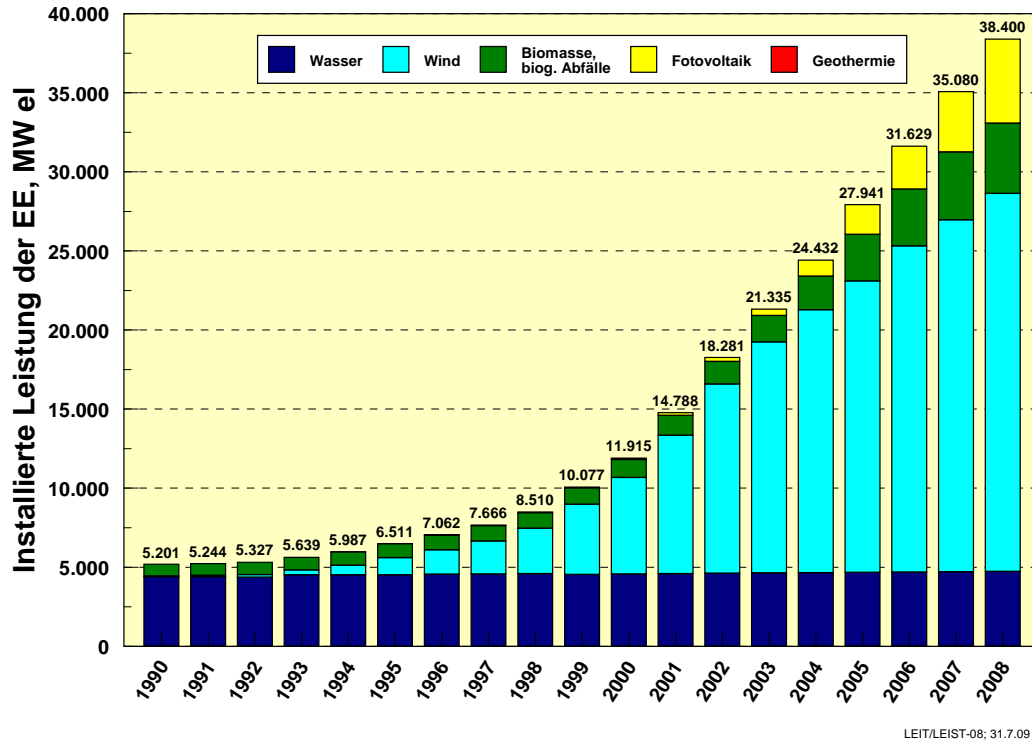


Abbildung 4: Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990. Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

1.3 Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung

Infolge der traditionell umfangreichen Nutzung der Biomasse liegt trotz des großen Wachstums der erneuerbaren Energien im Strombereich in absoluten Energiemengen noch der Wärmesektor knapp vorne. Im Jahr 2007 stammten 375 PJ/a (103,7 TWh/a) der Wärmebereitstellung aus diesen Energien (

Abbildung 5). Mit dieser Menge werden derzeit 8,6 % des Wärmebedarfs (ohne Strombeitrag zur Wärme) gedeckt, wobei mit 94% Anteil eindeutig die Biomasse dominiert. Aufgrund der Probleme bei der statistischen Erfassung der vielfach nicht kommerziell gehandelten Biomasse und der biogenen Abfälle, ist der Wert allerdings mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Trotzdem sind die stetigen Wachstumstendenzen auch hier unverkennbar (mittlere Wachstumsrate 2000 - 2008: 5,3%/a). Gegenüber dem früheren Sockelbetrag hat sich der Wert zwischen 1980 und 2008 verdreifacht. Die Wärmebereitstellung mittels Kollektoren und

² Ohne Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung waren Ende 2008 Anlagen mit einer Leistung von 37 235 MW installiert.

Erdwärme (Wärmepumpen und hydrothermale Nutzung) ist noch relativ gering, weist aber in den letzten Jahren aufgrund des Marktanreizprogramms ebenfalls merkliche Wachstumstendenzen auf (Kollektoren: 15%/a; Erdwärme: 6%/a).

Die Wachstumstendenzen der EE im Wärmesektor sind aber vor dem Hintergrund der angestrebten Klimaschutzziele und des dazu erforderlichen Beitrags insgesamt noch unzureichend. Zwar wird das „EE-Wärmegesetz“ einen weiteren Wachstumsschub vermitteln, aber die derzeitige Ausgestaltung lässt Zweifel an seiner ausreichenden großen Wirksamkeit aufkommen. Außerdem sind die zahlreichen strukturellen Hemmnisse im Gebäudebereich in Verbindung mit der meist großen Anzahl erforderlicher Akteure bei Planung und Umsetzung moderner Wärmeversorgungen (insbesondere bei Nahwärmeversorgungen) ein wesentlicher Grund für das bislang zu geringe Wachstum.

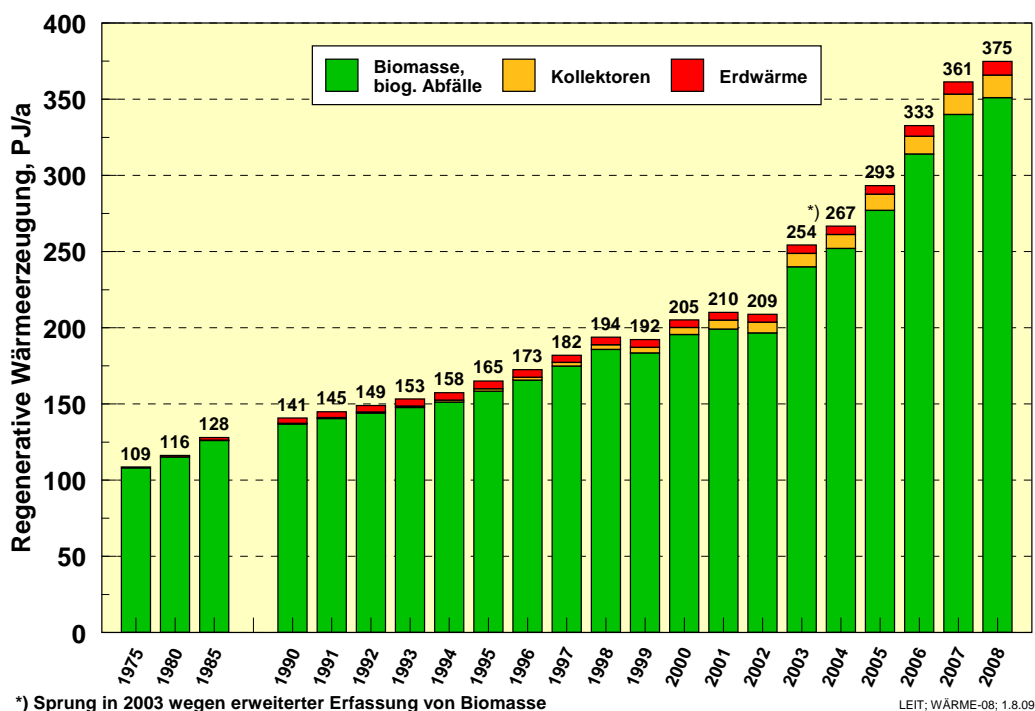


Abbildung 5: Wärmezeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2008.
 Quellen : [BMU 2009; ZSW 2009], frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Den starken Einfluss energiepolitischer Maßnahmen macht **Abbildung 6** am Beispiel der Biokraftstoffe sichtbar. Die bisherige Steuerbefreiung biogener Kraftstoffe und das 2006 vereinbarte Biokraftstoffquotengesetz hatten dazu geführt, dass der Anteil von Biokraftstoffe von bedeutungslosen Beiträgen vor 2000 bis 2007 rasant gestiegen ist. Zwischen 2000 und 2007 betrug die mittlere Wachstumsrate 40%/a. Ende 2007 lag ihr Beitrag mit 167 PJ/a bereits bei 7,6 % des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr.

Parallel dazu wuchs aber auch die Kritik an diesem raschen Wachstum von Biokraftstoffen. Zum einen zeigen aktuelle Lebenszyklusbilanzen [BfE 2007; WBA 2007], dass Biokraftstoffe der ersten Generation (Biodiesel, Pflanzenöl, Ethanol aus Getreide oder Zuckerrüben) im Vergleich zu anderen Optionen der Biomassenutzung nur ein relativ geringes Treibhausgasminderungspotenzial besitzen, welches bei unsachgemäßem Anbau (i. allg. bei importierten Kraftstoffen, z.B. Palmöl) sogar verschwinden bzw. negativ werden kann. Zum zweiten

hat die stark steigende Nachfrage nach Biokraftstoffen, die in verschiedenen Ländern in den letzten Jahren induziert wurde, zum deutlichen Anstieg von Nahrungsmittelpreisen beigetragen. Die beabsichtigte weitere Steigerung der Quote wurde daraufhin ausgesetzt. Infolgedessen sank der Beitrag von Biokraftstoffen im Jahr 2008 auf 132 PJ/a, was 5,9% des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr entspricht.

Im Oktober 2008 hatte die Bundesregierung ein Gesetz zur Änderung der Förderung vorgelegt (und im Juni 2009 beschlossen) in dem die Gesamtquote für 2009 von ursprünglich 6,25% auf 5,75% verringert und zwischen 2010 und 2015 bei 6,25% eingefroren wird. Im Dezember 2008 wurde vereinbart, die EU - Biokraftstoffrichtlinie umzusetzen. Für reine Biokraftstoffe besteht eine befristete degressiv gestaltete Steuerbegünstigung, Beimischungen zu fossilen Kraftstoffen werden über die Biokraftstoffquote gefördert. Derzeit ist für Biodiesel eine Quote von 7 Vol% und von Bioethanol von 5 Vol% vorgeschrieben. Zukünftig können nur Biokraftstoffe quoten- oder steuerrechtlich gefördert werden, wenn ihre Treibhausgas-minderung gegenüber fossilen Kraftstoffen mindesten 35% (Neuanlagen; Bestandsanlagen ab 2013) und bis 2017 steigend auf 60% erreicht. Das bis 2007 sehr starke Wachstum von Biokraftstoffen ist vor diesem Hintergrund im Jahr 2008 eingebrochen; in 2008 wurden 20% weniger Biokraftstoffe als im Vorjahr verbraucht. Auch in den nächsten Jahren wird das Wachstum deutlich geringer ausfallen.

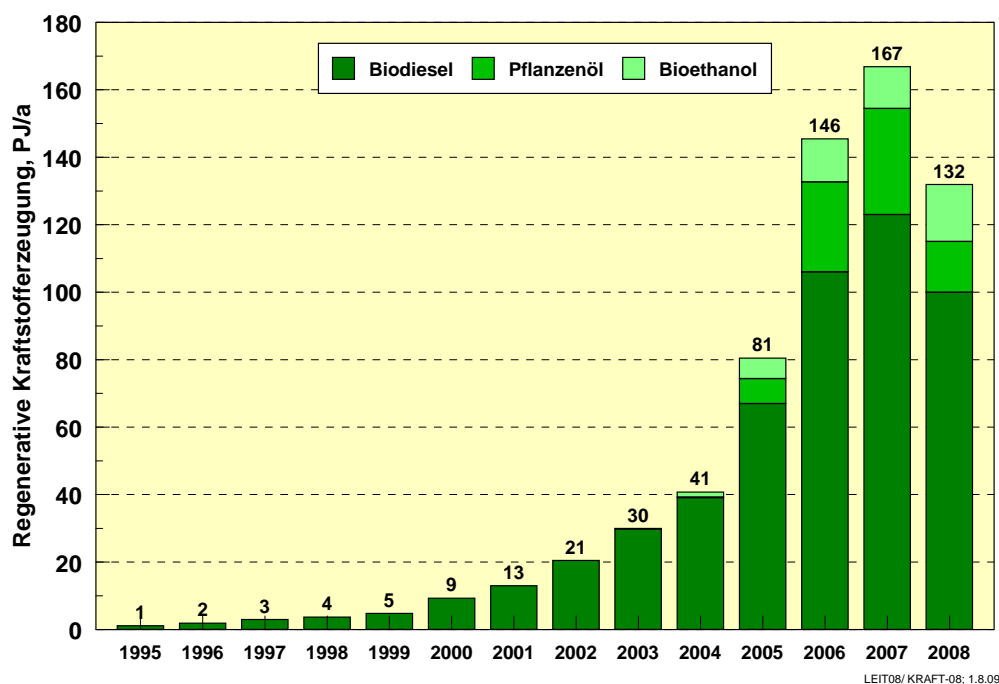


Abbildung 6: Erzeugung von Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien 1995 bis 2008. Quellen: Daten der AGEE-Stat. [BMU 2009; ZSW 2009], frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

2 Die wesentlichen Ergebnisse des aktualisierten Leitszenarios 2009

2.1 Endenergie- und Primärenergieverbrauch und –struktur sowie resultierende CO₂-Emissionen

Einen Überblick über wesentliche ökonomische und demografische Ausgangsdaten und die resultierenden energetischen Kenndaten des aktualisierten Leitszenarios gibt **Tabelle 1**. Bis 2020 bleiben die Bevölkerung und die Zahl der Haushalte etwa konstant, um dann bis 2050 auf 92% bzw. 97% des heutigen Wertes zu sinken. Parallel wird von einem mittleren Wachstum des Bruttoinlandprodukts (BIP) bis 2020 von durchschnittlich 1,45 %/a ausgegangen, welches zwischen 2020 und 2050 auf rund 1%/a sinkt. Daraus resultiert in 2020 eine um 19% höhere Wirtschaftsleistung, die bis 2050 auf das 1,6-fache des heutigen Wertes steigt. Von den übrigen energieverbrauchsbestimmenden Größen wachsen insbesondere die Wohnfläche um weitere 12% und die Güterverkehrsleistung um 21% bis 2020 gegenüber 2008. Während erstere danach stagniert, wird von einem weiteren Wachstum des Güterverkehrs auf 34% gegenüber 2008 ausgegangen.

Die Wirkung der unterstellten Effizienzstrategie mit einer durchschnittlichen Steigerung der (Primär-) Energieproduktivität ab 2009 von 3%/a führt bis 2020 zu einer Verdopplung der Energieproduktivität gegenüber dem Jahr 1990. Zwischen 1990 und 2008 betrug die durchschnittliche Steigerungsrate 1,9 %/a. Daraus resultieren ein um 17% geringerer Primärenergieverbrauch gegenüber 2008, ein um 10% geringerer Endenergiebedarf (gesamt) und ein um 11% geringerer Endenergieverbrauch von Strom im Jahr 2020. Die Abnahme setzt sich fort bis 2050 mit einem Primärenergieverbrauch, der 58% des Niveaus von 2008 entspricht. Der gesamte Endenergiebedarf beträgt dann noch 67% des heutigen Niveaus, der von Strom noch 84%. In letzterem Wert spiegelt sich die wachsende Bedeutung von Strom bei der Erschließung großer EE-Anteile und beim Einsatz in neuen Anwendungsbereichen, wie der Wärmepumpe und der Elektromobilität nach 2020 wider.

Der spezifische Primärenergieeinsatz PEV/BIP beträgt in 2020 noch 70% des Wertes von 2008 und fällt bis 2050 auf 36%. Schwächer fällt der spezifische Stromeinsatz STROM/BIP auf 75% bis 2020 und auf 52% im Jahr 2050. Auch der Pro-Kopf-Verbrauch sinkt und zwar für die Primärenergie bis 2020 um 16% (bezogen auf 2008) und bis 2050 um knapp 38%. Der spezifische Stromverbrauch mit derzeit 23 GJ/Kopf/a sinkt bis 2020 nur gering auf 21 GJ/Kopf/a und bleibt dann etwa konstant.

Entsprechend der Ziele des Szenarios reduzierten sich die CO₂-Emissionen deutlich. In der Kombination von deutlicher Effizienzsteigerung, weiterem KWK-Ausbau, einer relativen Verschiebung des fossilen Energiemixes hin zu Erdgas und nicht zuletzt durch einen kontinuierlichen EE-Ausbau erreicht das aktualisierte Leitszenario mit CO₂-Emissionen im Jahr 2050 von 203 Mio. t/a knapp die angestrebte 80%-Minderung gegenüber 1990. Die Pro-Kopf-Emissionen an Kohlendioxid reduzieren sich entsprechend von derzeit rund 10 t/Kopf/a auf 2,7 t/Kopf/a. Bis zum Jahr 2020 wird mit einem Ausstoß von 617 Mio. t CO₂/a eine Minderung von 38% gegenüber 1990 erreicht. Der erreichte Wert entspricht etwa auch der in anderen Untersuchungen ermittelten, bis 2020 möglichen, Minderung. So wird in [ISI/PIK 2008] einer Reduzierung der Treibhausgase um 34,3% gegenüber 1990 auf der Basis des Meseberg-Programms [BMU 2008b] für erreichbar gehalten.

Tabelle 1: Spezifische Kenndaten des aktualisierten Leitszenarios

Demographische und ökonomische Eckdaten										
	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio)	82,2	82,5	82,1	81,9	81,7	81,4	80,6	79,3	77,3	75,1
Erwerbstätige (Mio)	38,7	38,9	40,4	39,8	39,2	39,0	38,4	37,5	37,0	35,8
Priv. Haushalte (Mio)	38,1	39,2	39,7	39,8	39,9	39,9	39,9	39,7	39,2	38,5
Wohnungen (Mio)	38,4	39,6	39,9	40,3	41,0	41,3	41,1	40,8	39,5	38,5
Wohnfläche (Mio m ²)	3.245	3395	3450	3534	3692	3850	3950	4000	4000	3900
Beheizte Nutzfläche (Mio m ²)	1.458	1495	1513	1525	1539	1550	1540	1520	1500	1450
BIP real (Mrd.EUR, 2000)	2.063	2122	2270	2280	2470	2700	2900	3070	3350	3630
Anzahl PKW (Mio)	42,8	45,4	46,6	47,0	47,2	47,5	47,5	47,5	47,0	46,3
Personenverkehr (Mrd Pkm)	1045	1088	1120	1120	1120	1113	1105	1080	1050	1015
Güterverkehr (Mrd. tkm)	511	580	665	690	742	804	835	855	880	890
Spezifische Werte										
Pers./Haushalt	2,16	2,10	2,07	2,06	2,05	2,04	2,02	2,00	1,97	1,95
Wohnfl/Kopf (m ²)	39,5	41,15	42,02	43,15	45,19	47,30	49,01	50,44	51,75	51,92
Wohnfl/Wohn. (m ²)	84,5	85,73	86,47	87,61	90,05	93,22	96,11	97,93	101,27	101,30
PKW/Haushalt	1,12	1,16	1,17	1,18	1,18	1,19	1,19	1,20	1,20	1,20
Nutzfl./Beschäft. (m ²)	37,6	38,43	37,45	38,32	39,26	39,79	40,10	40,53	40,54	40,50
BIP/Kopf (EUR, 2000)	25.094	25721	27649	27839	30233	33172	35980	38714	43338	48323
Pers. verkehr/Kopf (Pkm)	12.712	13188	13642	13675	13709	13674	13710	13619	13583	13512
Güterverkehr/Kopf. (tkm)	6.219	7030	8100	8425	9082	9878	10360	10782	11384	11848
Index (2008 = 100)										
Bevölkerung	100,1	100,5	100,0	99,8	99,5	99,1	98,2	96,6	94,2	91,5
Beschäftigte	95,9	96,3	100,0	98,5	97,0	96,4	95,0	92,8	91,6	88,6
Haushalte	96,0	98,7	100,0	100,3	100,5	100,5	100,5	100,0	98,7	97,0
Wohnungen	96,2	99,2	100,0	101,1	102,8	103,5	103,0	102,4	99,0	96,5
Wohnfläche	94,1	98,4	100,0	102,4	107,0	111,6	114,5	115,9	115,9	113,0
Beheizte Nutzfläche	96,4	98,8	100,0	100,8	101,7	102,4	101,8	100,5	99,1	95,8
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	90,9	93,5	100,0	100,4	108,8	118,9	127,8	135,2	147,6	159,9
Anzahl PKW	91,9	97,4	100,0	100,8	101,3	101,9	101,9	101,9	100,9	99,4
Personenverkehr	93,3	97,1	100,0	100,0	100,0	99,4	98,7	96,4	93,8	90,6
Güterverkehr	76,9	87,2	100,0	103,8	111,6	120,9	125,6	128,6	132,3	133,8
BIP-Wachstum %/a		0,56	2,25	0,22	1,60	1,78	1,43	1,14	0,87	0,80
			1,20			1,45				0,99
LEIT09/Eckdat; 27.6.09										
Daten 2005, 2008 nach BMWI 2009. Daten bis 2020 Eckdaten der "Energiegipfelszenarien" [BMWI 2007]; ab 2025 nach BMU 2008; kurzfristiges BIP-Wachstum modifiziert.										
Energetische Eckdaten										
	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergie (PJ/a)	14402	14465	14003	13636	12695	11650	10679	9846	8798	8138
Endenergie (PJ/a)	9235	8920	8828	8813	8388	7942	7518	7085	6491	5944
- davon Strom (PJ/a)	1779	1864	1906	1887	1801	1694	1630	1604	1594	1594
(Strom in TWh/a)	494	518	529	524	500	471	453	446	443	443
CO ₂ -Emissionen (Mio t/a)	844	837	801	759	678	613	526	427	295	203
PEV/BIP (GJ/1000 EUR)	6,981	6,817	6,169	5,981	5,140	4,315	3,682	3,207	2,626	2,242
END/BIP (GJ/1000 EUR)	4,476	4,204	3,889	3,865	3,396	2,941	2,592	2,308	1,938	1,637
STROMBIP (GJ/1000 EUR)	0,862	0,878	0,840	0,828	0,729	0,627	0,562	0,522	0,476	0,439
PEV/BIP (2008 = 100)	113,2	110,5	100,0	97,0	83,3	69,9	59,7	52,0	42,6	36,3
END/BIP (2008 = 100)	115,1	108,1	100,0	99,4	87,3	75,6	66,7	59,3	49,8	42,1
STROMBIP (2008 = 100)	102,7	104,6	100,0	98,6	86,8	74,7	66,9	62,2	56,7	52,3
CO ₂ (1990 = 100; 993 Mio t/a)	85,0	84,3	80,7	76,4	68,3	61,7	53,0	43,0	29,7	20,4
PEV/Kopf (GJ/a)	175,2	175,3	170,6	166,5	155,4	143,1	132,5	124,2	113,8	108,3
END/Kopf (GJ/a)	112,3	108,1	107,5	107,6	102,7	97,6	93,3	89,3	84,0	79,1
STROM/Kopf (GJ/a)	21,6	22,6	23,2	23,0	22,0	20,8	20,2	20,2	20,6	21,2
CO ₂ /Kopf (t/a)	10,3	10,1	9,8	9,3	8,3	7,5	6,5	5,4	3,8	2,7
LEIT09/Eckdat; 27.6.09										

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Ausmaß zum Anteil der EE an der gesamten Energieversorgung bei, mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich (**Tabelle 2**). Im Jahr 2020 decken EE 35,2% des Bruttostromverbrauchs (bzw. 40,4% des Endenergieverbrauchs an Strom), 17,5% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 9,8% des gesamten Kraftstoffbedarfs (bzw. 11,5% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr). Bereits vor dem Jahr 2030 wird beim Bruttostromverbrauch die 50%-Marke überschritten. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 84% (Bruttostromverbrauch) bzw. 90% (Endenergie) aus EE bereitgestellt. Fossile Kraftwerke übernehmen dann nur noch Reserve- und Regelungsaufgaben. Im Wärmebereich wird knapp die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Im Verkehr ist der Beitrag der EE mit 29% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 33% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr) allerdings immer noch relativ gering.

Die deutliche Effizienzsteigerung des gesamten Energieumsatzes erleichtert es, das durch die neue EU-Richtlinie Erneuerbare Energien für Deutschland vorgegebene Ziel eines Anteils von 18% am Endenergieverbrauch des Jahres 2020 mit 20% zu übertreffen³. Da diese Strategie auch nach 2020 weitergeführt wird (die Energieproduktivität in 2050 liegt dann beim knapp Vierfachen des Wertes von 1990), erhält man relativ hohe Beiträge der EE bis 2030 mit 32% Anteil am Endenergieverbrauch bzw. 28% am Primärenergieverbrauch und erst recht bis 2050 mit 54% bzw. 49%. Sollte die angenommene Effizienzsteigerung nicht in diesem Maße eintreffen, sind auch die relativen EE-Anteile gefährdet. Würde z.B. die Energieproduktivität bis 2020 durchschnittlich nur um 2%/a steigen, säne der Primärenergieanteil der EE um etwa 1,5 Prozentpunkte. Würde der Bruttostromverbrauch auf dem heutigen Niveau verharren, beliefte sich der EE-Anteil in 2020 nur auf 31,7%.

Die folgenden Abbildungen veranschaulichen die Struktur des aktualisierten Leitszenarios weiter. Betrachtet man das gesamte Energieversorgungssystem (**Abbildung 7**), so zeigen sich beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich. Die heute hohen Umwandlungs- und Verteilungsverluste (mit 4 100 PJ/a rund 29% des Primärenergieverbrauchs), die zu 75% auf die thermischen Verluste der Stromerzeugung zurückzuführen sind, reduzieren sich – insbesondere nach 2020 – deutlich und belaufen sich in 2050 noch auf 1 200 PJ/a. Der Anteil der Kondensationskraftwerke an der Stromerzeugung sinkt von derzeit 76% (fossil und nuklear) bis 2020 auf noch 52% und auf 25% bis 2030. In 2050 spielt mengenmäßig Kondensationsstrom nur noch eine geringe Rolle, die entsprechende Kraftwerksleistung wird jedoch auch dann noch für Reserve- und Regelungszwecke benötigt. Allerdings tragen auch die EE ab 2030 zunehmend zur Regelungs- und Reservebereitstellung bei. Verantwortlich für diese beträchtlichen Veränderungen im Umwandlungsbereich sind eine deutliche Steigerung des Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbarer Energien 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 beim Endverbraucher, zu dem merklichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes bei. Die Höhe der „Anderen Verluste“, die heute aus der Bereitstellung und Verteilung von Mineralölprodukten und Erdgas resultieren, bleibt etwa konstant, weil Verluste bei der Biomassebereitstellung und langfristig bei der Wasserstoffbereitstellung aus EE die zurückgehenden Verluste bei der Mineralöl- und Erdgasbereitstellung etwa kompensieren. Insgesamt sinkt der Anteil des Umwandlungssektors am Primärenergieverbrauch von derzeit 29% auf 15% im Jahr 2050.

³ Hierbei ist zu beachten, dass die vorliegende Berechnung noch nicht der Methodik der neuen EU-Richtlinie Erneuerbare Energien folgt. Genauer siehe Hinweise in der folgenden Tabelle.

Tabelle 2: Eckdaten 2010 bis 2050 des aktualisierten LEITSZENARIOES 2009, speziell Beiträge der erneuerbarer Energien

	2005	2008	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14465	14003	13636	11650	9846	8798	8138
Primärenergie EE, PJ/a ⁰⁾	682	982	1298	2050	2834	3460	4024
Anteil EE an PEV; %	4,7	7,0	9,5	17,6	28,8	39,3	49,4
Endenergie, PJ/a ¹⁾	8920	8828	8813	7942	7085	6491	5944
Endenergie EE, PJ/a ¹⁾	604	840	983	1599	2246	2785	3225
Anteil EE an EEV; %¹⁾	6,7	9,5	11,1¹⁾	20,1¹⁾	31,7	42,9	54,3
Anteil ohne EE aus europäischem EE-Stromverbund, %	6,7	9,5	11,1	20,0	29,6	37,8	47,5
Strom Endenergie, PJ/a	1864	1906	1887	1694	1604	1594	1594
Strom-End EE, PJ/a	229	334	375	684	1022	1315	1436
Anteil EE, %	12,3	17,5	19,9	40,4	63,7	82,5	90,1
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4529	4362	4431	3948	3443	2997	2598
Wärme-End EE, PJ/a	292	375	460	690	899	1083	1284
Anteil EE, %	6,5	8,6	10,4	17,5	26,1	36,1	49,4
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2528	2560	2494	2300	2037	1900	1753
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	132	148	225	325	387	505
Anteil EE, %	3,2	5,2	5,9	9,8	16,0	20,4	28,8
Anteil EE an Kraftstoff Straße, %	3,7	5,9	6,9	11,5	18,7	23,7	33,3
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	613	557	540	558	599
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	92,8	109	196	317	426	503
Anteil EE, %	10,4	15,0	17,8	35,2	58,7	76,3	84,0
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	14465	14003	13636	11650	9846	8798	8138
Erneuerbare Energien	682	982	1298	2050	2834	3460	4024
Mineralöl	5165	4884	4831	4035	3300	2786	2305
Kohlen ⁶⁾	3609	3426	3085	2307	1244	585	202
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3229	3091	3025	2898	2468	1967	1606
Fossile Energien, gesamt	12003	11401	10941	9240	7012	5338	4114
Kernenergie	1779	1623	1397	360	0	0	0
CO₂ – Emissionen, Mio. t/a	837	801	759	613	427	295	203
Verringerung der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁷⁾	15,7	19,4	23,5	38,2	57,0	70,2	79,5
Durch EE vermiedene CO₂-Emissionen, Mio. t/a⁸⁾	86	112	131	217	321	399	448

0) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode;

1) Abweichend von der üblichen Berechnung des EEV beziehen sich die Zielvorgaben der neuen EU-Richtlinie zu EE auf den sog. Brutto-Endenergieverbrauch. Dieser liegt, u.a. durch Einbeziehung von Eigenverbräuchen und Leitungsverlusten, erfahrungsgemäß höher, so dass sich die in der Tabelle ausgewiesenen EE-Anteile am EEV ggf. noch etwas verringern werden

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

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

4) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeicher

5) Temperaturbereinigter Wert 2005 = 14613 PJ/a; 2008 = 14245 PJ/a; entsprechend höhere Werte gelten auch für Mineralöl und Erdgas (Raumheizung);

6) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich Stromimportsaldo

7) 1990 = 993 Mio. tCO₂/a (Energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess; ohne Emissionen der übrigen prozessbedingten Prozesse);

8) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen.

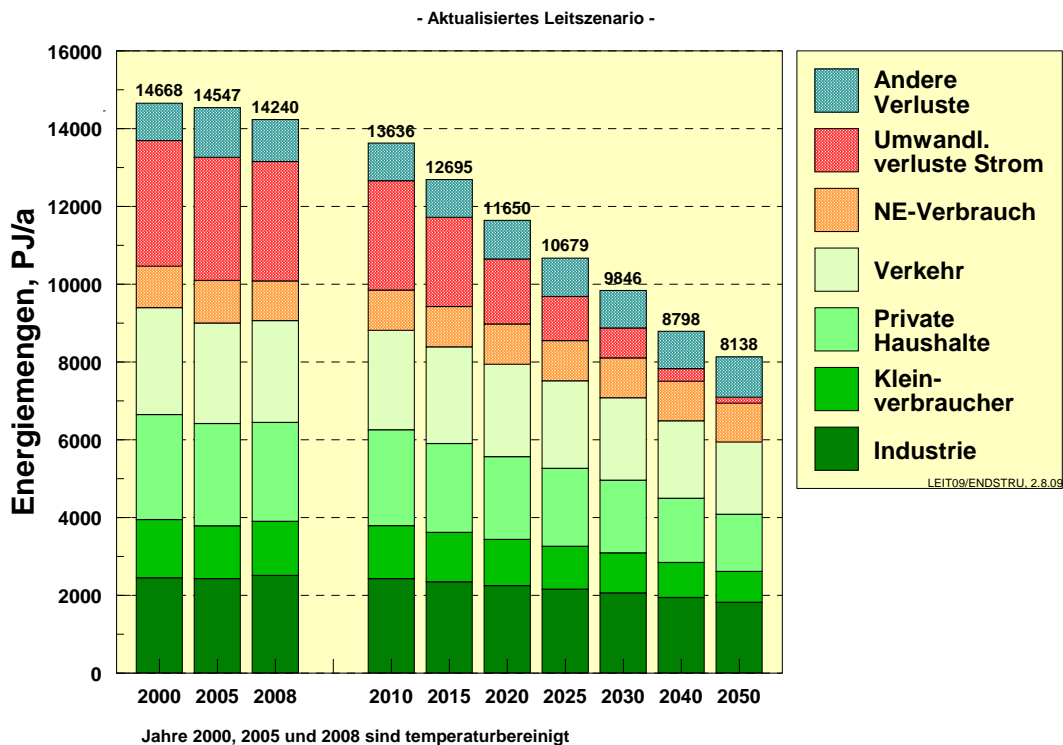


Abbildung 7: Struktur des Endenergieverbrauchs, des nichtenergetischen Verbrauchs und der Umwandlungsverluste 2000, 2005, 2008 und im aktualisierten Leitszenario 2009

Am Rückgang der Endenergie um 1 120 PJ/a (bzw. -12,4%) zwischen 2008 (temperaturbereinigter Wert) und 2020 sind die Privaten Haushalte mit 410 PJ/a am stärksten beteiligt. Das resultiert aus den großen Potenzialen einer umfassenden Sanierung des Altbaubestands, welche zu einer starken Reduktion der Nachfrage nach Raumwärme führt. Es folgen die Industrie mit 260 PJ/a, der Verkehrssektor mit 250 PJ/a und die Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) mit 200 PJ/a. Gegenüber einer Reduktion des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2050 um 35% (gegenüber 2008) sinken der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte und der Kleinverbraucher um jeweils 42%.

Abbildung 8 zeigt, dass das aktualisierte Leitszenario die deutlichen Wachstumstendenzen der EE seit Anfang des Jahrhunderts unvermindert weiterführt (vgl. auch Abbildung 1.1). Bis 2020 steigt ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2008 um weitere 90% auf 1 600 PJ/a und ist damit um 8% höher als im Leitszenario 2008. Bis 2030 steigt der EE-Beitrag auf das 2,7-fache (2 250 PJ/a); im Jahr 2050 wird mit 3 225 PJ/a nahezu die vierfache Energiemenge im Vergleich zu 2008 aus EE bereitgestellt. Bis 2020 wird im Vergleich zum Leitszenario 2008 von einem um 8% höheren EE-Beitrag ausgegangen. Der dominierende Beitrag der Biomasse (2008 = 70%, einschl. biogener Siedlungsabfälle) bleibt auf absehbare Zeit noch bestehen. Im Jahr 2020 beträgt ihr Anteil noch 58%, im Jahr 2030 noch 46%. Danach sind aber ihre Potenziale ausgeschöpft, ihr relativer Beitrag sinkt bis zum Jahr 2050 auf 33%, wobei aber ihr absoluter Beitrag mit 1170 PJ/a noch über den einzelnen Beiträgen aller anderen Energiequellen liegt. Die Windenergie steigert ihren Beitrag stetig und erreicht in 2030 mit 560 PJ/a Endenergie ihren höchsten relativen Anteil von 25%.

Langfristig übernimmt die Solarstrahlung (Fotovoltaik, Solarkollektoren, Solarstrom aus dem europäischen Verbund) die Wachstumstendenz. Während ihr relativer Beitrag derzeit mit 3,5% noch sehr gering ist und auch bis 2030 „nur“ auf knapp 18% wächst, übertrifft er im

Jahr 2050 mit 26% den Beitrag der Windenergie. Letzterer beträgt dann bei einem absoluten Beitrag von 745 PJ/a noch 23%. Der Beitrag der Geothermie beläuft sich in 2020 auf 5%, in 2050 aber bereits auf 15%. Blickt man perspektivisch in die zweite Hälfte des Jahrhunderts und geht von weiter wachsenden Anteilen der EE aus, wird nach 2050 im Wesentlichen die Solarstrahlung - unterstützt durch die Geothermie - das weitere Wachstum der EE tragen.

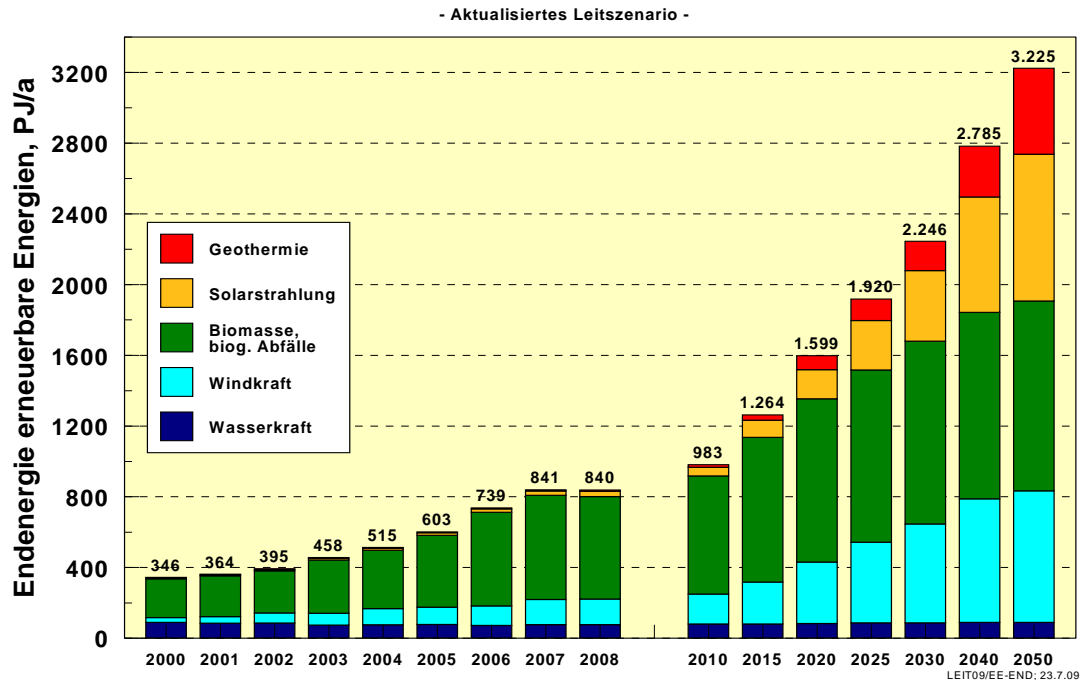
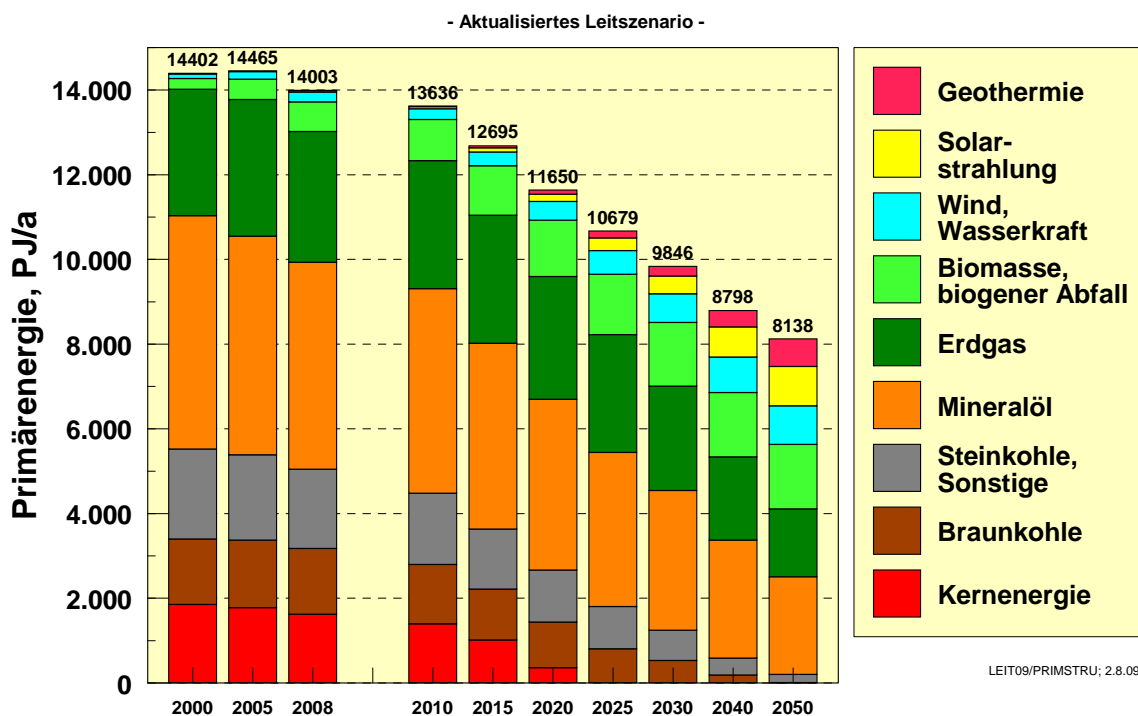


Abbildung 8: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario nach Energiequellen bis zum Jahr 2050

Der gesamte Primärenergieeinsatz im aktualisierten Leitszenario sinkt, berechnet nach der Wirkungsgradmethode, stärker als der Endenergieverbrauch, da die Effizienzgewinne auf der Umwandlungsseite hinzukommen und beläuft sich in 2050 mit 8 138 PJ/a noch auf 58% des Verbrauchs im Jahr 2008 (**Abbildung 9**). Der Anteil der EE steigt von 7,0% in 2008 auf 17,6% in 2020, 28,8% in 2030 und 49,4% in 2050. In der Darstellung nach der Wirkungsgradmethode stellt die Biomasse den größten Beitrag mit 38% der gesamten EE-Endenergie des Jahres 2050 (vgl. Endenergie in Abbildung 2.2). Der Einsatz fossiler Energien verringert sich im Leitszenario 2008 stetig. Bis 2020 erfolgt der Rückgang wegen des parallelen Abbaus der Kernenergie verhalten von 11 400 PJ/a im Jahr 2008 auf 9 247 PJ/a im Jahr 2020; danach beschleunigt sich der Rückgang auf 4 114 PJ/a im Jahr 2050.

Zur Jahrhundertmitte werden damit nur noch 36% der heute eingesetzten fossilen Primärenergie und kein Uran mehr benötigt. Damit verringert sich auch die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung. Die importierte Energiemenge belief sich in 2008 auf 10 285 PJ/a, die Importquote auf 73 %. Importiert werden 65% der Steinkohle, 98% des Mineralöls, 84% des Erdgases und 100% des Urans. Bis 2020 verringert sich die Importmenge, bei 100%-igem Import von Öl, Erdgas und Uran, sowie 80%-igem Import von Steinkohle, bereits auf 8 300 PJ/a. Die Importquote sinkt dagegen nur gering auf 71%, da sich die Bezugsgröße „Primärenergieverbrauch“ ebenfalls reduziert. Nach 2020 erfolgt ein deutlicher Rückgang. Im Jahr 2050 werden noch 4 075 PJ/a fossile Energien importiert, hinzu kommt ein „importierter“ Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund (ggf. auch in Verbindung mit Nordafrika und Osteuropa) in Höhe von 440 PJ/a (entsprechend 123 TWh/a Strom). Die Importquote

beträgt somit 55%. Der Beitrag der importierten EE am Gesamtverbrauch ist mit 5% gering und kann als eine erwünschte, da politisch stabilisierende internationale Kooperation angesehen werden [Trans-CSP 2006; DESERTEC 2009]. Der Rückgang der fossilen Energien geschieht unterschiedlich rasch. In 2030 werden nur noch 37% der Steinkohle und 34% der Braunkohle, aber 67% des Mineralöls und 80% des Erdgases von 2008 benötigt. Damit ist auch eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden.



Wirkungsgradmethode; Ist-Werte nicht temperaturbereinigt.

Abbildung 9: Entwicklung und Struktur des Primärenergieverbrauchs im aktualisierten Leit-szenario (Wirkungsgradmethode)

Von besonderem Interesse ist Höhe und Struktur des Erdgasverbrauchs (**Abbildung 10**). Ein verstärkter Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung und dort insbesondere in der effizienten KWK ist ein wichtiger Bestandteil einer wirksamen Reduktionsstrategie von CO₂. Damit daraus keine unzulässig hohe Nachfrage nach Erdgas entsteht, muss zeitgleich das beträchtliche Einsparpotenzial von Erdgas im Wärmebereich ausgeschöpft werden. Derzeit werden 65% des Erdgases zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt, 40% allein für Raumheizung und Warmwasserbereitung. Der Einsatz in Kraftwerken und KWK-Anlagen beläuft sich dagegen mit 860 PJ/a auf lediglich 27%. Der Ausbau der KWK und der Bedarf von Gas für neue Kondensationskraftwerke lässt den entsprechenden Erdgasverbrauch bis 2015 auf ein Maximum von 970 PJ/a steigen.

Danach steigt nur noch der Erdgaseinsatz im KWK-Bereich, der die effizienteste Art der Erdgasnutzung darstellt. Er ist im Jahr 2050 mehr als doppelt so hoch wie heute. Dafür sinkt in diesem Zeitabschnitt der Erdgaseinsatz zur Kondensationsstromerzeugung deutlich. Deutliche Reduktionen des Erdgasverbrauchs im Raumwärmebereich erlauben eine stetige Reduktion des Erdgaseinsatzes. Nach weitgehendem Umbau der Wärmeversorgung verschwindet der Einsatz von Erdgas in Einzelheizungen nahezu vollständig. Bis 2020 sinkt der

gesamte Erdgasverbrauch nur gering, danach sinkt er jedoch bis 2050 deutlich auf rund 50% des heutigen Bedarfs.

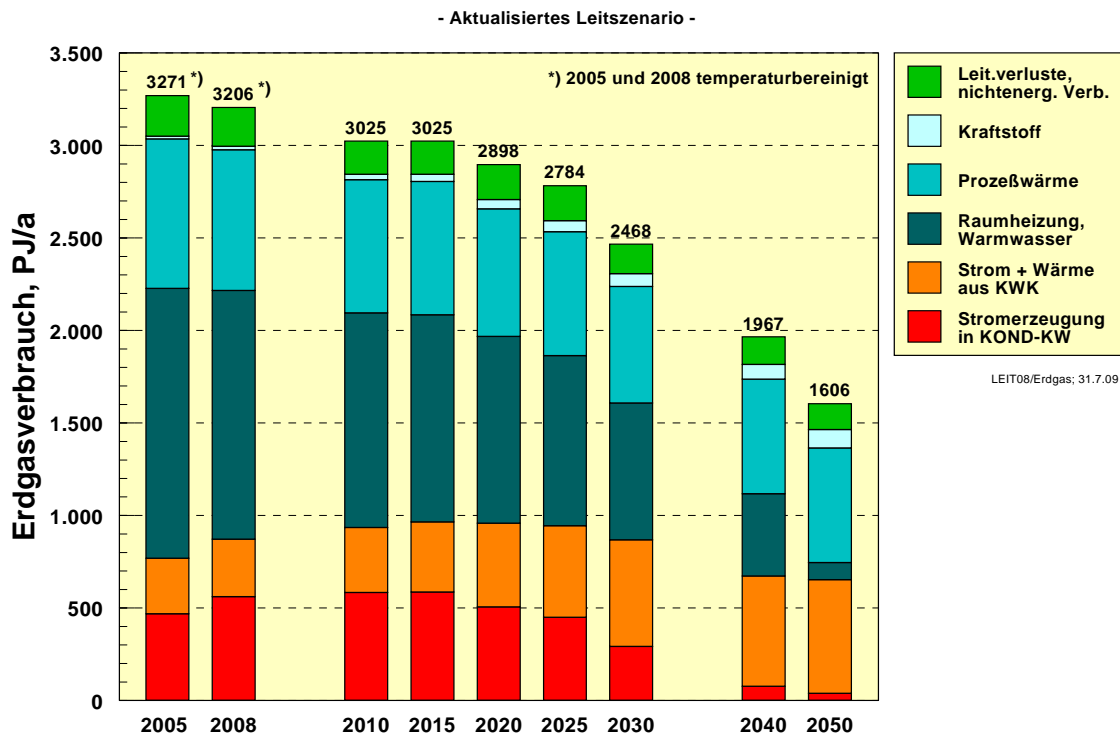


Abbildung 10: Erdgasverbrauch in der deutschen Energieversorgung im aktualisierten Leitszenario

Im aktualisierten Leitszenario werden bis 2050 gegenüber 2007 insgesamt 613 Mio. t CO₂/a vermieden (**Abbildung 11**). 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 80 Mio. t CO₂/a. Es tritt also in der Gesamtbilanz von Effizienzsteigerung, KWK - Ausbau und EE - Ausbau trotz Kernenergieausstieg eine beträchtliche Verringerung der CO₂-Emissionen im Stromsektor auf.

Nach 2020 nimmt die CO₂-Minderung im Stromsektor rasch weiter zu und stellt in 2050 mit 281 Mio. t CO₂/a den höchsten Beitrag vor der CO₂-Vermeidung im Wärmesektor mit 234 Mio. t CO₂/a. Wegen des Kernenergieerückbaus ist die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mittelfristig von großer Bedeutung für die Erreichung des Zwischenziels 2020. Von der zwischen 2008 und 2020 erreichten CO₂-Nettoreduktion in Höhe von 202 Mio. t/a bewirkt der Wärmesektor rund 47%. Relativ gering bleibt über den ganzen Zeitraum der Beitrag des Verkehrssektors mit einer CO₂-Minderung von 30 Mio. t/a zwischen 2008 und 2020 und von 97 Mio. t/a bis 2050.

Hauptsächliche Ursache dafür sind die unterstellten weiteren Wachstumstendenzen im Güterverkehr und im Luftverkehr und der nur verhalten steigende Anteil der EE am Energiebedarf des Verkehrs. In der Gesamtbilanz wird im aktualisierten Leitszenario bis 2020 gegenüber 1990 eine 38%-ige Minderung der CO₂-Emissionen erreicht. Das liegt zwar über dem Ziel der EU-Kommission für die gesamte EU-27, aber geringfügig unter dem angestrebten Ziel der Bundesregierung von 40%.

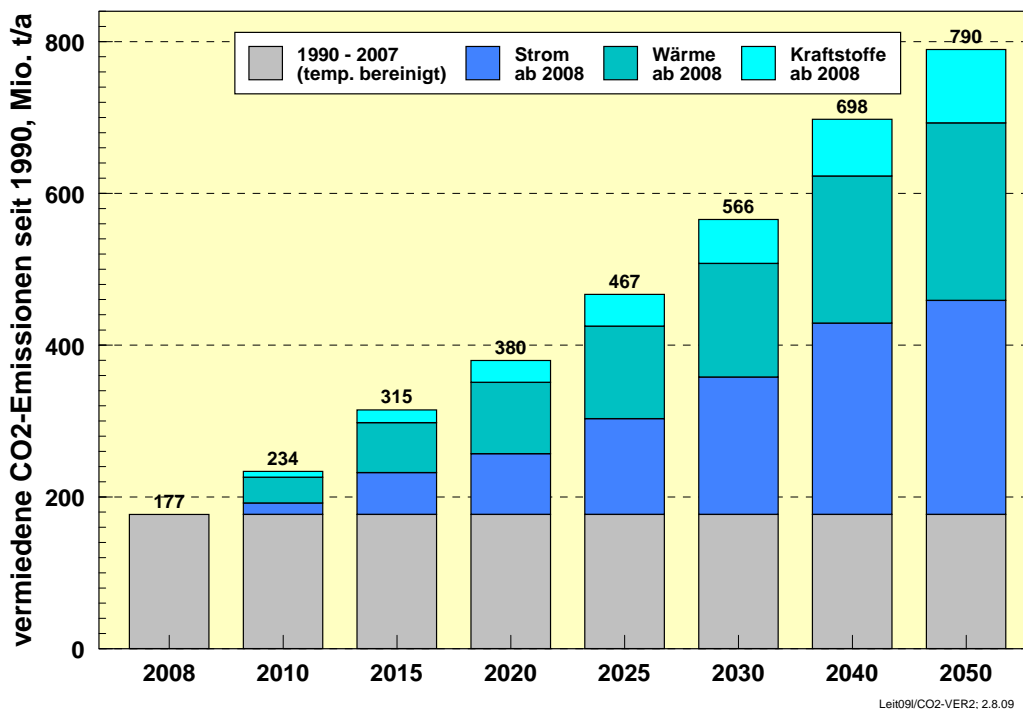


Abbildung 11: Vermiedene CO₂-Emissionen ab 2008 im aktualisierten Leitszenario nach Nutzungsbereichen sowie vermiedene CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2007

Zusammen mit den bereits bis 2008 vermiedenen Emissionen durch EE in Höhe von 112 Mio. t CO₂/a erhält man für das Jahr 2050 einen Reduktionsbeitrag der EE von insgesamt 448 Mio. t CO₂/a (**Abbildung 12**), also gut 55% der insgesamt seit 1990 vermiedenen CO₂-Emissionen. Den weitaus größten Beitrag stellt der Stromsektor mit einer Vermeidung von 323 Mio. t CO₂/a bis 2050, gefolgt vom Wärmesektor mit 80 Mio. t CO₂/a und dem Kraftstoffsektor mit 45 Mio. t CO₂/a. Stellt man **Abbildung 11** und **Abbildung 12** gegenüber, so erkennt man, dass im Stromsektor langfristig der Beitrag der EE eindeutig überwiegt, während im Wärmesektor die Effizienzsteigerung mit einem Reduktionsbeitrag von 180 Mio. t CO₂/a in 2050 den größten Teil der Emissionsminderung bewirkt. Auch im Verkehrssektor überwiegt der Beitrag der Effizienzsteigerung. Weitere Angaben zur Struktur des aktualisierten Leitszenarios können dem Anhang entnommen werden.

In der Gesamtbilanz aller Maßnahmen stellt sich im aktualisierten Leitszenario ein CO₂-Reduktionspfad ein, der zwischen dem Basisfall des Leitszenario 2008 und der Variante E3: „Verstärkte Effizienz und EE-Ausbau“ liegt (**Abbildung 13**). Im Jahr 2020 werden 38% Minderung gegenüber 1990 und erreicht; in 2050 beträgt die Reduktion knapp 80%. Die Verbesserung gegenüber dem Leitszenario 2008 resultiert aus einem stärkeren Ausbau der EE im Strom- und Wärmebereich und von größeren Effizienzerfolgen beim Stromverbrauch.

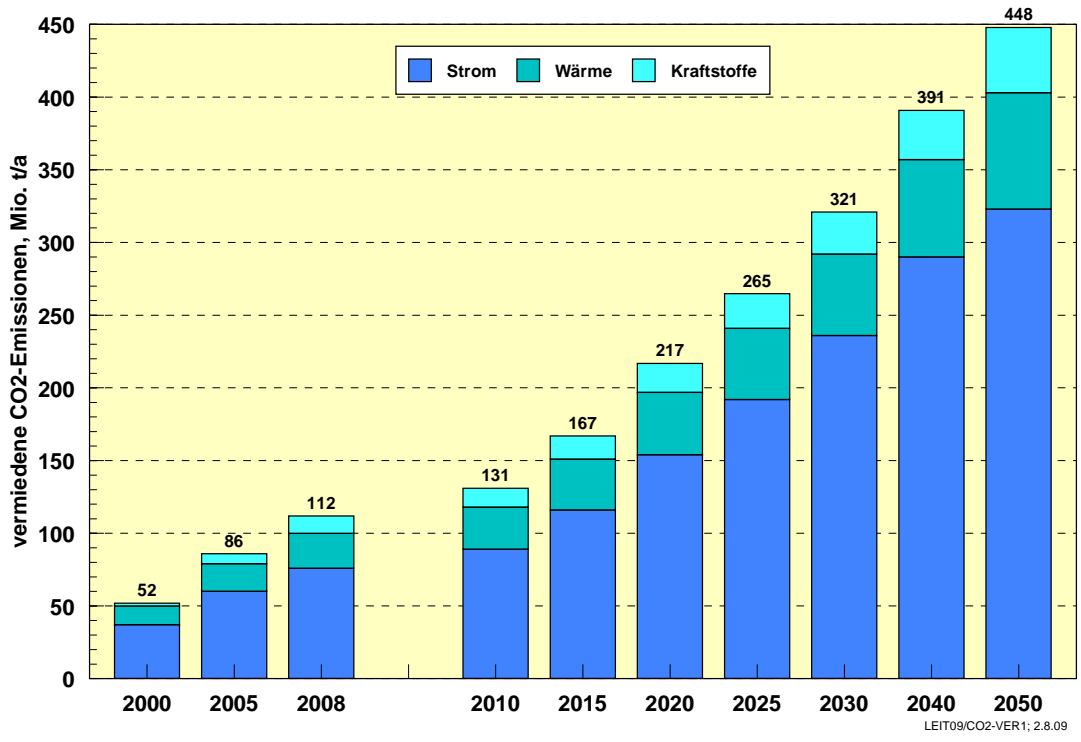


Abbildung 12: Durch erneuerbare Energien vermiedene CO₂-Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft; nach AGEE-Stat) und im aktualisierten Leitszenario (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen)

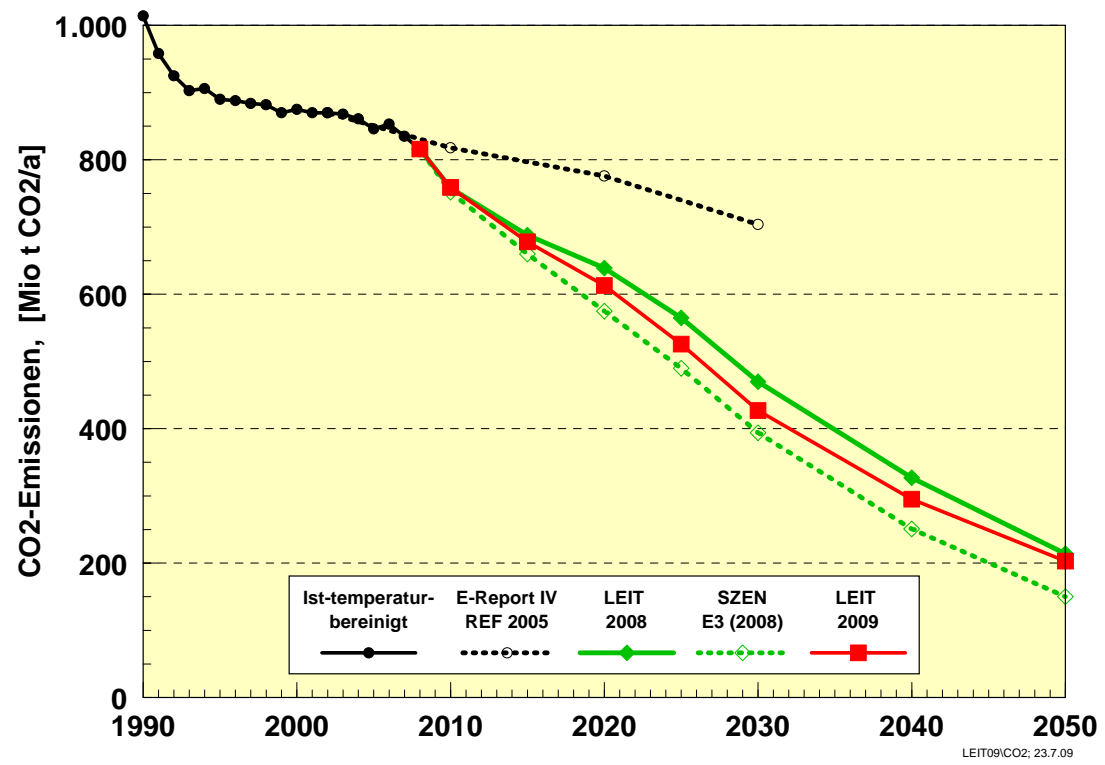


Abbildung 13: Entwicklung der CO₂-Emissionen im aktualisierten Leitszenario (LEIT 2009) im Vergleich zum Leitszenario 2008 und der Szenariovariante E3 (2008)

2.2 Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im aktualisierten Leitszenario

Für die energiepolitische Diskussion ist die Stromerzeugung wegen der großen Bedeutung einer jederzeit gesicherten Stromversorgung für die Volkswirtschaft, den unterschiedlichen Interessenlagen wichtiger Akteure 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 EE-Energiequellen Windkraft und Solarenergie der an die Integration in die Stromversorgung höhere Ansprüche als die Nutzung speicherbarer Energiequellen stellt, sind weitere Punkte, die auf großes Interesse in der Fachwelt und der Öffentlichkeit stoßen.

Unter Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik auf der Basis der Ausgangsdaten von 2008 kann sich im aktualisierten Leitszenario der in **Abbildung 14** dargestellte Zubau einstellen. Dabei ist angenommen, dass die Vorrangregelungen des EEG zum Anschluss von EE-Anlagen an Stromnetze und zur Einspeisung von EE über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben. Gleichzeitig wird die Degression der Vergütungssätze entsprechend der aktuellen Fassung des EEG stetig fortgeschrieben. Von 92,8 TWh/a im Jahr 2007 kann der Beitrag der EE bis 2020 auf 196 TWh/a steigen. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch (einschl. Pumpspeicherstrom) des aktualisierten Leitszenarios im Jahr 2020 von 557 TWh/a entspricht der EE-Anteil 35,2%. Im Jahr 2030 erreicht die Stromerzeugung aus EE einen Anteil von 59% am Bruttostromverbrauch.

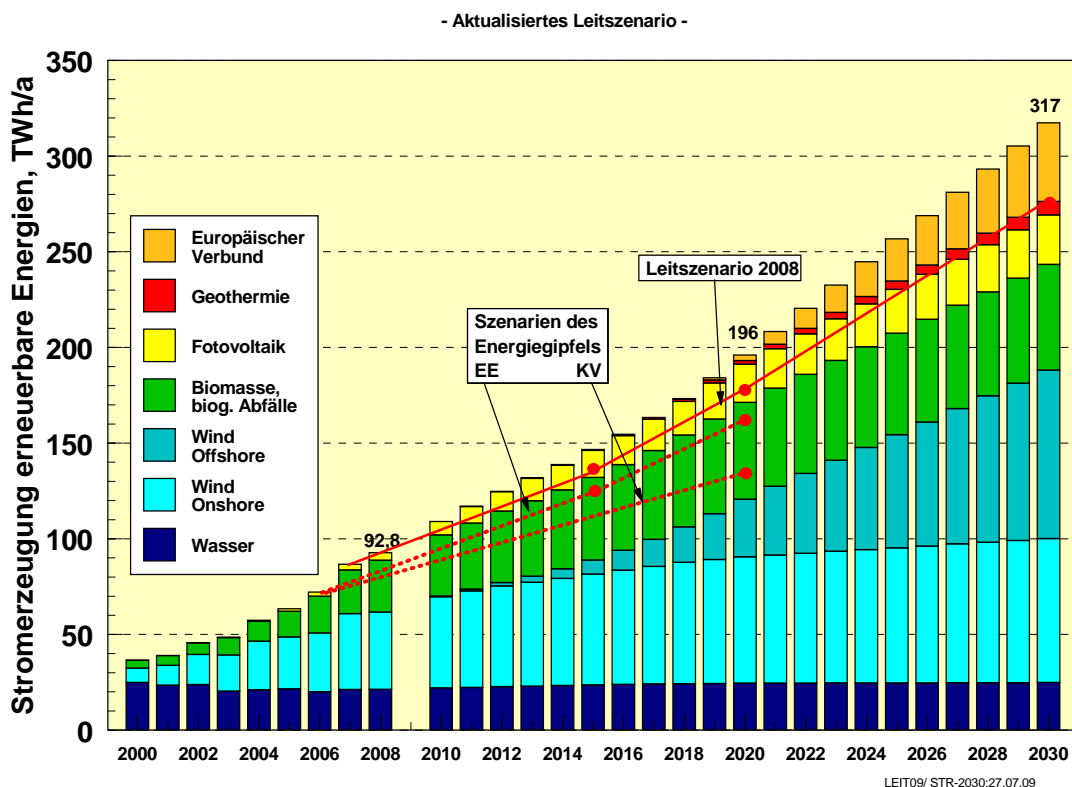


Abbildung 14: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im aktualisierten Leitszenario unter den Bedingungen der gegenwärtigen Fassung des EEG; Vergleich mit dem Leitszenario 2008 und den Szenarien EE und KV („Koalitionsvereinbarung“) des Energiegipfels [BMWi 2007]

Die EE-Stromerzeugung des aktualisierten Leitszenarios liegt über dem im Leitszenario 2008 [BMU 2008] ermittelten Ausbau von 178 TWh/a für 2020 und auch über dem Szenario EE des Energiegipfels [BMWi 2007] mit 163 TWh/a. Beim Vergleich mit früheren Untersuchungen kann generell festgestellt werden, dass in nahezu allen bisherigen Untersuchungen die EE-Wachstumsraten regelmäßig unterschätzt wurden [Pieprzyk 2009]. So lässt besonders die Schätzung des Energiereport IV des Jahres 2005 mit einem Beitrags der EE von rund 120 TWh/a im Jahr 2020 erkennen, wie stark sich die Einschätzungen zur Wachstumsdynamik der EE inzwischen verändert haben.

Zwischen 2000 und 2008 hat die Stromproduktion aus EE jahresdurchschnittlich um 7 TWh/a zugenommen. Die Zunahme im Jahr 2007 war mit 15 TWh/a außerordentlich hoch, insbesondere weil das Windangebot gegenüber den Vorjahren deutlich höher ausfiel und die Fotovoltaik einen beträchtlichen Leistungszuwachs erfuhr. Aus Abbildung 14 wird deutlich, dass die etwa ab 2002 entstandene Wachstumsdynamik sich stetig fortsetzt. Bis 2015 nimmt die Stromproduktion aus EE jährlich um durchschnittlich 7,7 TWh/a zu, also im Durchschnitt etwas höher als in den Jahren 2000 bis 2008, da kein Anlass besteht, hinter die bisherige Wachstumsdynamik zurückzufallen. Beginnend etwa ab 2015 können die EE-Technologien schrittweise aus der Förderung durch das EEG entlassen werden. Bis dahin werden auch ihre gesamtwirtschaftlichen Vorteile hinreichend deutlich sein, weshalb sich danach der jährliche Zuwachs beschleunigt und sich in der Periode 2016-2020 auf jährlich 10 TWh/a beläuft. Damit zeigt sich, wie schon in [BMU 2008] abgeleitet, dass das Ziel der Bundesregierung, bis 2020 einen Anteil der EE von mindestens 30% am Bruttostromverbrauch bereitzustellen, relativ sicher überschritten werden dürfte. Es wäre nur dann gefährdet, wenn das EEG mit seiner Einspeisevergütung und Vorrangregelung für Strom aus EE grundsätzlich in Frage gestellt werden sollte oder der dazu erforderliche Netzausbau nicht in ausreichendem Maße fortschreitet. In der Periode 2020 bis 2030 steigt der jährliche Zuwachs der Stromerzeugung aus EE auf durchschnittlich 12 TWh/a, da dann die meisten der EE-Technologien in einem fair gestalteten Strommarkt sehr günstige Marktchancen haben.

Detaillierte Angaben zum EE-Ausbau im Strombereich bis 2050 zeigen die **Tabelle 3** und **Tabelle 4**. Nach 2030 bleibt der EE-Ausbau auf hohem Niveau. In 2040 wird ein Anteil von 76% und in 2050 von 84% am gesamten Bruttostromverbrauch erreicht. Die Stromversorgung wird also zu diesem Zeitpunkt von den EE dominiert, die fossile Stromerzeugung unterstützt die jederzeit sichere Leistungsbereitstellung. Wind und Biomasse werden auch in 2020 mit 75% den weitaus größten Teil des aus EE bereitgestellten Stroms liefern. Die Annahmen für ihren weiteren Ausbau sind daher von besonderem Einfluss auf den EE-Ausbau in diesem Szenario. Hierzu wurden die derzeitige energie- und industriepolitische Situation und die aktuellsten Marktumsätze (2008) berücksichtigt und die Erwartungen der Verbände und Branchenvertreter ausgewertet sowie die noch erwarteten F+E-Erfolge berücksichtigt.

Im Vergleich zum Leitszenario 2008 haben sich die Rahmenbedingungen für den Ausbau von Windenergieanlagen an Land verbessert, so dass die Stromerzeugung aus Windenergie im aktualisierten Leitszenario im Jahr 2020 erkennbar über den bisherigen Annahmen liegt. Dies betrifft die langsame Lockerung der Höhenbegrenzungen und der Restriktionen hinsichtlich des Repowering an bereits genutzten Standorten, die Ausweisung neuer Vorranggebiete, sowie die erhöhte Mindestvergütung im EEG 2009. Ausgehend vom Zubau im Jahr 2008 in Höhe von 1 675 MW/a wird daher die jährliche Installation in 2009 etwa unverändert bleiben und danach bis etwa 2013 nur relativ gering auf 1 000 MW/a abnehmen. Danach erfolgt rasch wieder ein deutlicher Anstieg wegen des hohen Ersatzbedarfs für Anlagen von Anfang der 2000er Jahre auf 1 500 MW/a in 2016 und 2 700 MW/a in 2020. In dieser

Tabelle 3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009

in TWh/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	21,5	21,3	21,9	23,6	24,5	24,6	24,8	24,9	25,0
Windenergie	27,2	40,4	48,2	65,3	96,3	129,8	163,4	209,0	228,2
- Onshore	27,2	40,4	47,7	57,9	66,1	70,7	75,3	81,7	85,8
- Offshore	-	-	0,5	7,5	30,2	59,1	88,0	127,3	142,5
Fotovoltaik	1,3	4,0	7,0	14,1	20,0	23,0	25,9	28,6	32,5
Biomasse	13,5	27,0	32,1	42,7	50,6	53,0	55,3	56,3	56,6
- Biogas, Klärgas u.a.	5,8	11,4	13,6	19,8	25,1	25,6	26,2	26,3	26,3
- feste Biomasse	4,6	10,9	13,6	17,5	20,1	22,0	23,7	24,6	24,9
- biogener Abfall	3,1	4,7	4,9	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Erdwärme	0	0,02	0,09	0,57	1,9	4,4	7,0	16,2	37,1
EU-Stromverbund	-	-	-	-	2,7	21,7	40,7	91,5	123,3
- solartherm. KW	-	-	-	-	-	9,7	20,2	55,3	84,5
- Wind, andere EE	-	-	-	-	2,7	12,0	20,5	36,2	38,8
EE-Strom gesamt	63,6	92,8	109,3	146,3	196,0	256,5	317,0	426,5	502,6
EE-Strom nur Inland	63,6	92,8	109,3	146,3	193,3	234,8	276,3	335,0	379,3

Tabelle 4: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009

in GW	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	4,68	4,74	4,83	5,02	5,12	5,15	5,18	5,20	5,22
Windenergie	18,43	23,89	26,94	32,93	41,94	50,80	59,67	71,50	76,00
- Onshore	18,43	23,89	26,76	30,48	32,94	34,40	35,87	38,00	39,00
- Offshore			0,18	2,45	9,00	16,40	23,80	33,50	37,00
Fotovoltaik	1,88	5,33	8,91	16,60	23,16	25,75	28,35	30,50	34,00
Biomasse	2,61	4,45	5,34	6,78	7,85	8,17	8,50	8,70	8,72
- Biogas, Klärgas u.a.	1,11	1,75	2,10	2,93	3,62	3,69	3,76	3,76	3,76
- feste Biomasse	0,74	1,53	2,00	2,50	2,88	3,13	3,39	3,59	3,61
- biogener Abfall	0,76	1,17	1,24	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Erdwärme	0	0,005	0,02	0,10	0,29	0,64	0,99	2,32	5,30
EU-Stromverbund					0,73	4,23	7,73	15,75	20,75
- solarthermische KW					0,20	1,50	3,70	8,50	13,00
- Wind, andere EE					0,53	2,73	4,03	7,25	7,75
EE-Strom gesamt	27,61	38,40	46,04	61,40	79,00	94,67	110,33	134,00	150,00
EE-Strom nur Inland	27,61	38,40	46,04	61,40	78,27	90,44	102,60	118,25	129,25

Kombination führt dies zu einer installierten Leistung von rund 30 500 MW in 2015 und von knapp 33 000 MW im Jahr 2020. Nach 2020 verlangsamt sich das weitere Wachstum. Dennoch wächst die installierte Leistung noch auf insgesamt 39 000 MW in 2050. Da gleichzeitig die mittlere Anlagengröße zunimmt, sinkt die Anzahl der Anlagen. Derzeit liegt sie bei rund 20 000 Anlagen. Im Jahr 2030 dürfte sie auf 18 000 Anlagen gesunken sein, bis 2050 auf noch 13 000 Anlagen bei einer mittleren Anlagengröße von 3 MW (derzeit 1,18 MW).

Der Einstieg in die Offshore-Windnutzung (in 2008 nur 3 landnahe Anlagen) beginnt dieses Jahr mit ersten Anlagen im Testfeld Alpha Ventus. Bis Ende 2009 sollen dort 12 Anlagen Strom liefern. Es wird im Szenario davon ausgegangen, dass die weiteren Installationen relativ zügig ablaufen. Mit einem Leistungsausbau auf 180 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen. Unter der Voraussetzung dieses erfolgreichen Einstiegs kann die Leistung bis 2015 auf 2 500 MW und bis 2020 auf 9 000 MW steigen. Dieser Ausbau, der gegenüber dem Leitszenario 2008 etwas zurückhaltender ist, stellt aus heutiger Sicht allerdings immer noch eine relativ optimistische Entwicklung dar und verlangt eine erfolgreiche Installation und Inbetriebnahme der ersten Windparks sowie den rechtzeitigen Ausbau der entsprechenden Stromnetze und der Infrastruktur an der Küste. Unter günstigen Voraussetzungen wird bis 2030 von einem weiteren stabilen Wachstum auf dann 23 800 MW und bis 2050 auf 37 000 MW ausgegangen.

Infolge der stetigen Steigerung der Einheitsleistung und der Nabenhöhe nimmt die mittlere Auslastung der Anlagen zu. Für 2020 wird von einem Mittelwert von 2 020 h/a für Windkraftanlagen an Land und von 3 600 h/a für Offshore-Anlagen ausgegangen. Insgesamt sind somit bei der Windenergie im Jahr 2020 rund 42 000 MW Windleistung installiert, die dann knapp 96 TWh/a Strom (näherungsweise tatsächliche Jahreserzeugung; vgl. Anhang Tabelle 12) produzieren können. Dies entspricht zu diesem Zeitpunkt 17% der gesamten Bruttostromerzeugung und sind 10% mehr als im Leitszenario 2008 angenommen wurden; der in 2020 erzeugte Strom aus Offshore-Anlagen entspricht 5,4%. Damit trägt die Windenergie wesentlich dazu bei, dass das 30%-EE-Aubauziel des Jahres 2020 deutlich überschritten werden dürfte. Nach Ansicht der Windbranche sind sowohl an Land als auf See auch noch höhere Zubauraten möglich als im aktualisierten Leitszenario angenommen [DEWI 2009].

Als Folge der auch im aktualisierten Leitszenario bestehenden Prioritätensetzung zugunsten der stationären Nutzung von Biomasse, wächst die Stromerzeugung aus Biomasse weiterhin deutlich und steigt bis 2020 gegenüber 2008 um weitere 24 TWh/a (einschl. der biogenen Anteile der Abfälle) auf dann knapp 51 TWh/a, was dann 9,1% der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht. Strom aus Biogas wächst dabei stärker als Strom aus fester Biomasse. Nach der Art der Biomassequellen stammen im Jahr 2020 21 TWh/a aus Biogas, 2 TWh/a aus Klär- und Deponiegas, 2,5 TWh/a aus flüssigen Brennstoffen und 20 TWh/a aus festen Brennstoffen. Weitere 5,5 TWh/a stammen aus dem biogenen Anteil der Siedlungsabfälle. Zu diesem Zeitpunkt erfolgt die Stromerzeugung aus Biomasse fast ausschließlich in KWK unter weitgehender Verwertung der Abwärme in Nahwärmenetzen und/oder größeren Einzelobjekten. Entsprechende Anreize sieht das aktuelle EEG vor. Im Jahr 2020 wird unter dieser Annahme mit 235 PJ/a Wärme aus KWK-Anlagen die 1,8-fache Menge gegenüber dem Wert des Jahres 2008 genutzt. Nach 2020 nähert man sich den oben definierten Potenzialgrenzen der Biomassenutzung, sodass der weitere Ausbau der Biomassenutzung bis gegen 2030 mit dann 55 TWh/a Stromerzeugung nahezu abgeschlossen ist. Sie erreicht kurz danach den maximalen Wert der Stromerzeugung von 57 TWh/a (und 210 PJ/a KWK-Wärme; wegen höherer Stromkennzahl weniger als in 2020).

Das für 2020 ermittelte Nutzungsniveau bei der stationären Verwendung von Biomasse in obiger Aufteilung, erfordert neben der vollständigen Nutzung aller biogenen Rest- und Abfallstoffe [BMU 2008] auf 0,60 Mio. ha den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) und auf 0,70 Mio. ha den Anbau von Pflanzen für die Vergärung in Biogasanlagen. Während es derzeit noch keine energetisch genutzten KUP gibt, werden bereits 0,40 Mio. ha Mais und Gras für die Biogasherstellung verwendet. Bei voller Ausschöpfung des Biomassepotenzials gemäß [BMU 2008] verteilen sich die 1,85 Mio. ha, die für die stationäre Nutzung vorgesehen sind, auf 1 Mio. ha KUP und 0,85 Mio. ha Pflanzen für Biogas.

Die jährlich installierte PV-Leistung hat in 2008 einen Rekordwert von 1 500 MWp/a erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass das weitere Wachstum vorrangig dazu dienen soll, mittelfristig den Inlandsmarkt so weit aufzubauen, dass es den deutschen Unternehmen möglich ist, sich erfolgreich auf den internationalen Märkten zu behaupten. Eine dynamische Ausweitung des globalen Marktes ist für die Fotovoltaik von entscheidender Bedeutung, wenn die für längere Zeit noch erforderlichen zweistelligen Wachstumsraten aufrechterhalten werden sollen. Die im aktualisierten Leitszenario unterstellte zukünftige inländische Ausbauaktivität geht – vor dem Hintergrund der im aktuellen EEG beschlossenen erhöhten Degression der Vergütung im Rahmen eines vorgegebenen Korridors - von zunächst noch steigenden Jahresumsätzen bis 1 900 MWp/a aus. Nach 2012 verringert sich die jährliche Zubaurate allmählich auf 1 300 MW/a. Dies führt zu einer installierten Leistung von über 23 000 MW im Jahr 2020. Mit dieser ausgewogenen Marktentwicklung ist gewährleistet, dass sich der Inlandsmarkt weiterhin dynamisch entwickeln und die weitere Kostendegression zügig voranschreiten kann. Andererseits wird ein zu hohes Ansteigen der mit dem Ausbau der Fotovoltaik verbundenen Differenzkosten verhindert. Diese Kosten, die auch im Energiepreispfad A noch maximal auf 4,3 Mrd. €/a steigen (2008: 2 Mrd. €/a), werden von Skeptikern des EE-Ausbau kritisiert [RWI 2008] und damit der weitere PV-Ausbau im Inland und teilweise sogar der EE-Ausbau als Ganzes infrage gestellt. Nach deutlichen Kostendegressionen (erwartete Systemkosten in 2020: 1 750 €/kW mit Stromgestehungskosten von 14 ct₂₀₀₅/kWh) stellt sich nach 2020 ein weiteres stabiles Wachstum ein. Dies führt bis 2030 zu einer installierten Leistung von 28,3 GW und bis 2050 von 34 GW. Diese Leistungswerte, die sich zusammen mit der Windleistung in 2020 auf 65 GW und in 2030 auf knapp 90 GW summieren, deuten bereits darauf hin, dass die Integration dieser fluktuierenden Energien in die Stromversorgung große Anstrengungen erfordert.

Die Wasserkraft hat ihr Potenzial bereits weitgehend ausgeschöpft. Durch umfassende Modernisierungsmaßnahmen an bestehenden Kraftwerken bis hin zu einem Quasi-Neubau (z.B. Kraftwerk Rheinfelden) und ausgewählte Neubauten kann dennoch ihr Beitrag noch um rund 15% gesteigert werden. Mit einer installierten Leistung von 5,2 GW (2008: 4,7 GW) trägt die Wasserkraft im Jahr 2030 mit 25 TWh/a (Standardjahr; 2008: 21,3 TWh/a) zur Stromerzeugung aus EE bei. Danach erfolgt kein weiterer Ausbau.

Noch vernachlässigbare bzw. keine Beiträge leisten bisher die Stromerzeugung aus Geothermie und EE-Strom aus einem europäischen Verbund. Bei der Geothermie wird von einem erfolgreichen Einstieg zunächst auf der Basis hydrothermalen Anlagen, später mittels HDR-Anlagen ausgegangen, der bis 2015 zu einer installierten Leistung von 100 MW und bis 2020 von 290 MW führt. Damit werden 2 TWh/a Strom erzeugt. Danach kann sich das Wachstum beschleunigen und die installierte Leistung bis 2030 auf knapp 1 000 MW steigen. In 2050 wird von einer installierten Leistung von gut 5 GW ausgegangen. Wegen der geringen Wirkungsgrade der Stromerzeugung aus geothermaler Wärme, ist ein wesentliches Kriterium für den Ausbau derartiger Anlagen die Nutzung der Abwärme in entsprechenden Nahwärmenetzen. Diese Nutzung verbessert auch ganz wesentlich die Wirtschaftlichkeit der

geothermalen Stromerzeugung. Sie bestimmt aber auch ganz entscheidend die nutzbaren Potenziale.

Nach 2020 wächst im aktualisierten Leitszenario auch die Bedeutung eines europäischen Stromverbunds auf der Basis von EE, der auch den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken Nordafrikas einschließt. Dieser Verbund wird die logische Konsequenz aus einem europaweiten Ausbau der EE sein, der durch die Ziele der EU vorgezeichnet ist. Längerfristig ist anzustreben, in diesen Verbund auch Mittelmeeranrainer außerhalb der EU, insbesondere die nordafrikanischen Länder mit ihren enormen Solarressourcen einzubeziehen [TRANS-CSP 2006]. Sowohl aus ökonomischer Sicht als auch Gründen der Energieversorgungssicherheit und der verbesserten Integrationsmöglichkeiten von EE in die Gesamtversorgung [SRU 2009] haben ein wachsender großräumiger Verbund aus EE und die damit möglichen Stromimporte, z.B. auch aus Nordafrika, Vorteile. Da sehr große und kostengünstige EE-Potenziale außerhalb Deutschlands liegen (Strom aus Wind und solarthermischen Kraftwerken - letztere größtenteils in Nordafrika, langfristig möglicherweise auch Wellenenergie), wird – beginnend kurz vor 2020 – mit einem steigenden Nettoimport von EE nach Deutschland gerechnet. Er beläuft sich in 2020 auf knapp 2,7 TWh/a und stammt noch vollständig aus der Windenergie von europäischen Standorten. Bis 2030 steigt er deutlich auf 40 TWh/a – 7,5% des gesamten Bruttostromverbrauchs - wobei von einer etwa gleichgewichtigen Aufteilung zwischen Wind- und Solarstrom ausgegangen wird. Dafür sind anteilig rund 7 650 MW Kraftwerksleistung im Ausland erforderlich. Bis 2050 steigen insbesondere die Beiträge solarthermischer Kraftwerke aus dem Stromverbund mit nordafrikanischen Ländern deutlich. Sie tragen in 2050 mit 85 TWh/a zur deutschen Stromversorgung bei. Zusammen mit weiteren 39 TWh/a Strom vorwiegend aus Wind deckt dieser großräumige Stromverbund im Jahr 2050 mit einer anteiligen Leistung von 21 GW gut 20% des deutschen Bruttostromverbrauchs (Solarkraftwerke 14%, Wind u.a. 6,5%).

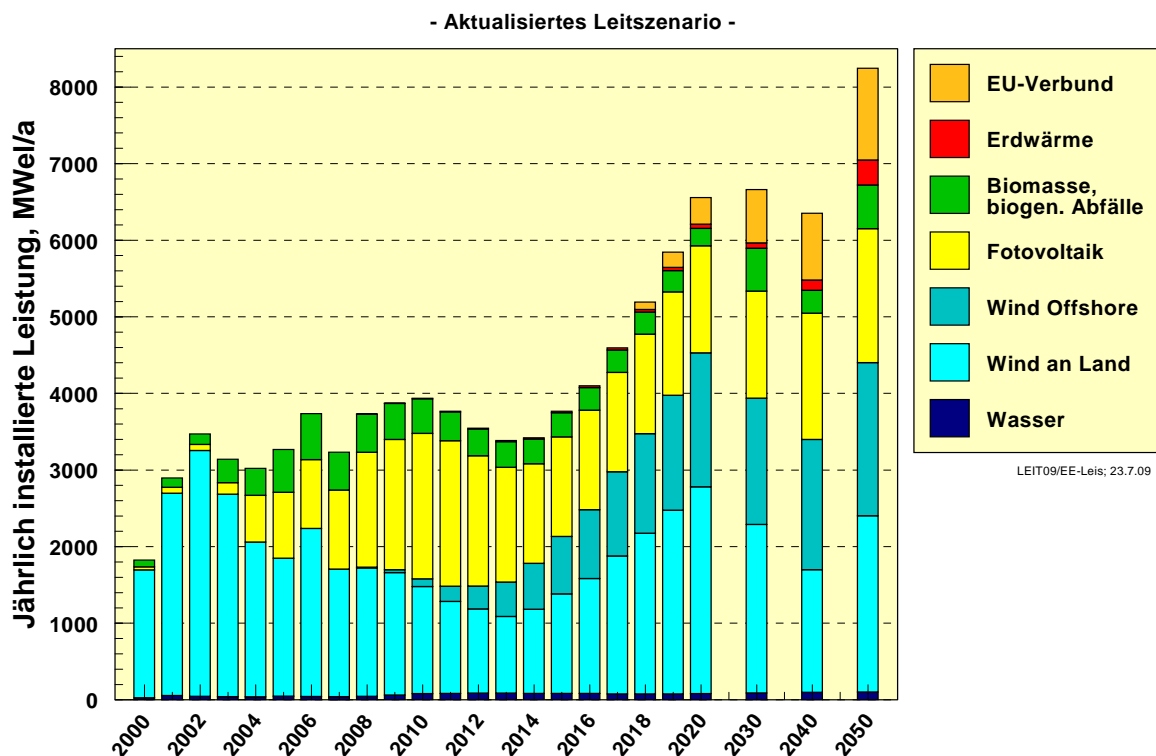


Abbildung 15: Jährlich installierte elektrische EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) seit 2000 und im aktualisierten Leitszenario nach Technologien bis zum Jahr 2050

Der Verlauf der jährlich installierten EE- Anlagenleistung (Neubau und Ersatzbedarf) für den Stromsektor in **Abbildung 15** zeigt, dass die Schwankungen der letzten Jahre durch die Veränderung der jährlich installierten Windleistung verursacht wurden. Sie bewegen sich insgesamt zwischen 2 900 im Jahr 2001 und 3 700 MW/a in 2006. Dieser Wert wurde in 2008 ebenfalls erreicht, wozu allein die Fotovoltaik 40% beitrug. Bis 2010 wird die jährlich installierte EE-Leistung weiter auf knapp 4 000 MW/a steigen. Die jährliche Installation wird danach wegen geringeren Zubaus bei Wind, Biomasse und Fotovoltaik zunächst zurückgehen und in 2013 ein Minimum von 3 390 MW erreichen. Nach 2013 steigt der Umsatz im aktualisierten Leitszenario wieder, wegen des zunehmenden Ersatzbedarfs (speziell im Bereich der Windenergie) und des deutlichen Wachstums im Offshore-Bereich, deutlich. Im Jahr 2020 wird ein Wert von 6 560 MW/a erreicht, der bis 2030 noch auf 6 670 MW/a steigt. Danach bleibt die jährlich zu installierende Leistung bis 2040 auf diesem Niveau und erreicht in 2050 einen weiteren Spitzenwert von 8 200 MW/a. Die gesamte installierte Leistung aller EE steigt von derzeit 38,4 GW auf 79 GW in 2020, auf 110 GW in 2030 und auf 150 GW in 2050.

2.3 Die Entwicklung der gesamten Stromversorgung im aktualisierten Leitszenario bis zum Jahr 2050

Einen wesentlichen Einfluss auf die Bedeutung der EE in der Stromversorgung hat die Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs. In den letzten Jahren hat er, trotz zahlreicher Hinweise und Bestrebungen für eine effizientere Nutzung, stetig zugenommen. Zwischen 1993 und 2008 ist die Bruttostromerzeugung durchschnittlich um 1,3%/a und der um das Export-Importsaldo bereinigte Bruttostromverbrauch um 1%/a gestiegen. Da sich ein derartig stabiler Wachstumstrend auch beim Einsatz wirksamer energiepolitischer Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz nur mit einer gewissen Zeitverzögerung ändern wird, muss die Wirkung dieser Wachstumstendenzen des Stromverbrauchs auf die kurz- bis mittelfristige Ausrichtung von Szenarien beachtet werden. Im letzten Jahr ist das Wachstum des Stromverbrauchs zwar zum Stillstand gekommen, das ist aber auf erste Auswirkungen der Wirtschaftskrise zurückzuführen. Aus demselben Grund wird sich in 2009 ein merklicher Rückgang der Stromnachfrage einstellen [BDEW 2009].

Über den zukünftigen Verlauf der Stromnachfrage liegen sehr unterschiedliche Aussagen vor (**Abbildung 16**). Während in [VDE 2008] eher von weiteren Wachstumstendenzen ausgegangen wird (z.B. Szenario 4) und eine Verringerung der Stromnachfrage (Szenario 5) als äußerst unwahrscheinlich angesehen wird, ist für die angestrebte Steigerung der Energieproduktivität auch ein nennenswerter Rückgang der Stromnachfrage erforderlich. In den Szenarien EE und KV des Energiegipfels [BMW 2007] fällt er mit einem Rückgang um 11% bis 2020 gegenüber 2005 (dem Ausgangswert des Szenarios) sehr deutlich aus. Die unterstellten Einsparpotenziale sind aus technischer und struktureller Sicht vorhanden. So wird in [UBA 2007] ein 20%-iges technisches – und weitgehend auch ökonomisches – Effizienzpotenzial beim Stromeinsatz gesehen. Die im integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung dazu genannten Maßnahmen dürften jedoch noch nicht ausreichen, dieses Potenzial bis 2020 in dem unterstellten Ausmaß zu mobilisieren.

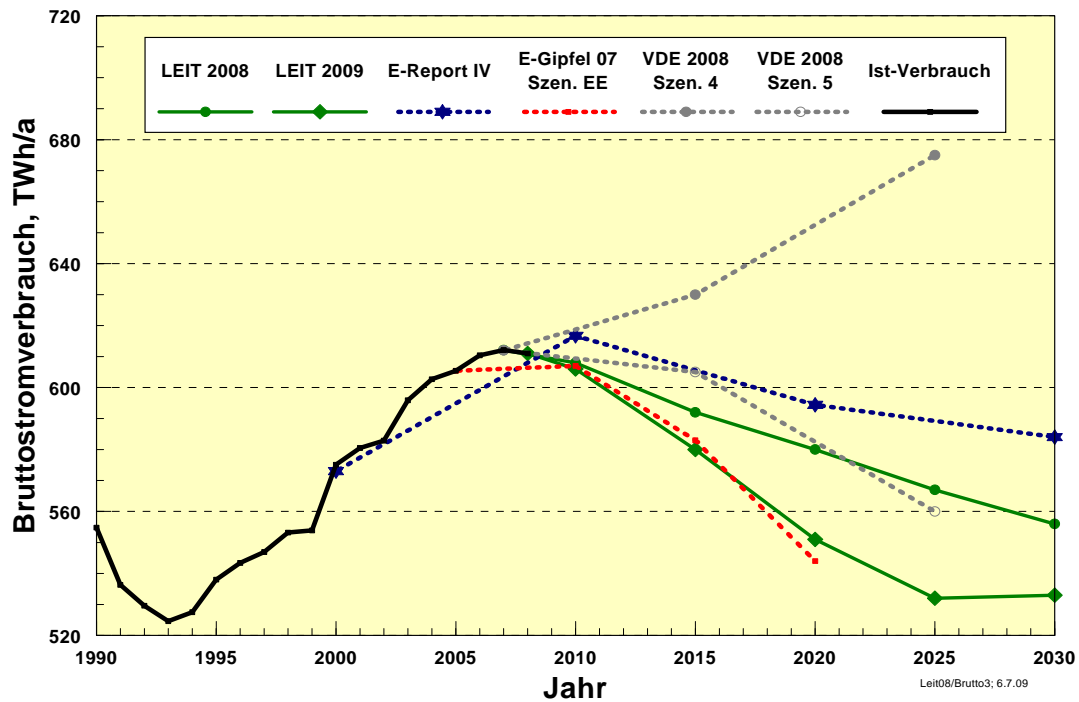


Abbildung 16: Bisherige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und zukünftige Entwicklung in verschiedenen Szenarien.

Trotz dieser Schwierigkeiten wird im aktualisierten Leitszenario davon ausgegangen, dass bis 2020 eine 11%-ige Reduktion des Stromverbrauchs in den herkömmlichen Verwendungsbereichen bis 2020 umsetzbar ist. Damit soll die Bedeutung dieser energiepolitischen Zielsetzung zum Ausdruck kommen. Angesichts des bisher kaum gebremsten Anstiegs kann dies aber für ein sehr ehrgeiziges Ziel gehalten werden. Hinzu kommen bis zu diesem Zeitpunkt weitere 7 TWh/a für „neue“ Anwendungen, wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Die Stromproduktivität (BIP/STROM) muss dazu bis 2020 um 34% gegenüber dem heutigen Wert steigen. Im Basisfall des Leitszenarios 2008 war der Stromverbrauch im Jahr 2020 mit 586 TWh/a deutlich höher angenommen worden.

Aus der Struktur des Bruttostromverbrauchs (**Abbildung 17**) ist ersichtlich, dass die Industrie der Hauptverbraucher mit derzeit 40% des Verbrauchs ist. Die Sektoren Private Haushalte und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) haben zusammen einen Verbrauchsanteil von 44%. Der Verkehr beansprucht mit knapp 3% nur relativ geringe Strommengen. Rund 13% stellen der Eigenverbrauch der Kraftwerke, die Pumpstrom- und Verteilungsverluste und der Verbrauch im übrigen Umwandlungssektor dar. Den Rückgang des Stromverbrauchs tragen im Szenario die Privaten Haushalte überproportional, weil dort die größten Einsparpotenziale vorhanden sind. Bis 2050 sinkt der Stromverbrauch im aktualisierten Leitszenario ohne den Stromeinsatz für „neue“ Verbraucher (**Tabelle 5**) um rund 18%. Dazu ist es erforderlich, die Stromproduktivität bis 2050 auf nahezu das Zweifache des heutigen Wertes zu steigern. Die Verbrauchsabnahme wird gebremst durch die wachsende Bedeutung „neuer“ Verbraucher, was in der Gesamtbilanz zu einem reduzierten Rückgang um 15% bis 2050 führt. Mit insgesamt 29 TWh/a Strom verbraucht dann der Verkehrssektor 75% mehr Strom als heute. Eine weitere Methode, fluktuierenden EE-Strom bei hohen Anteilen von EE an der Stromversorgung den Verbrauchern zugänglich zu machen, besteht in der Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Damit steigt der Bruttostromverbrauch nach 2030 wieder an.

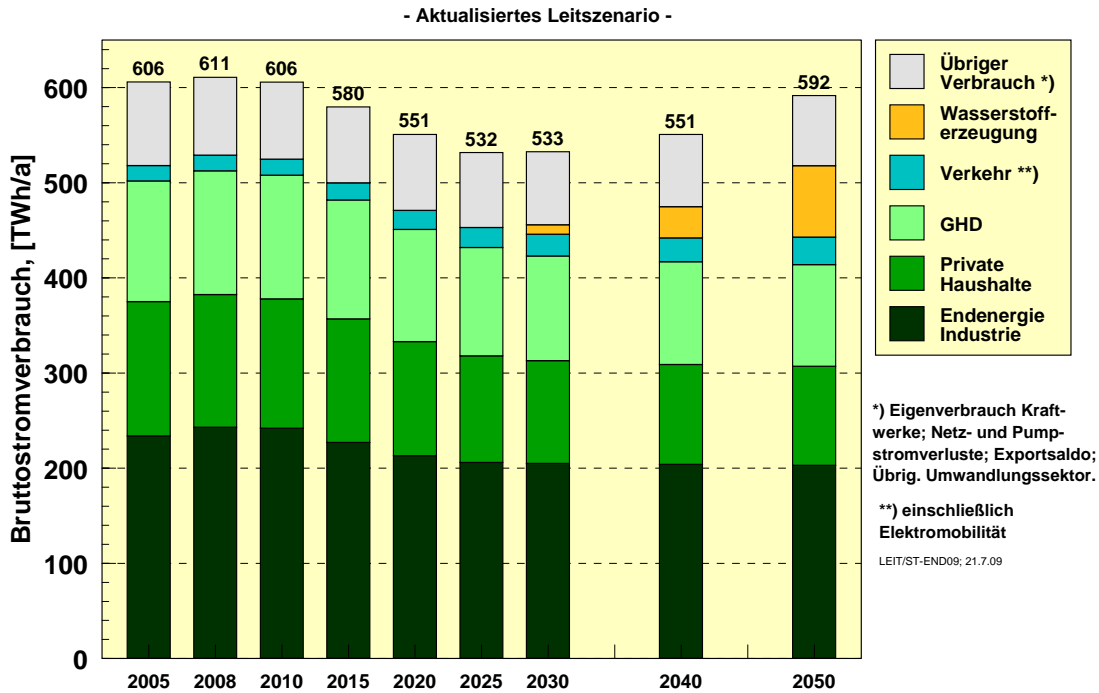


Abbildung 17: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (ohne Erzeugung in Pumpspeichern) im aktualisierten Leitszenario

Tabelle 5: Stromeinsatz (TWh/a) für „neue“ Verbraucher im aktualisierten Leitszenario

"Neue" Stromverbraucher (Wärmepumpen, Elektromobilität, Wasserstoff)											
	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
- Wärmepumpen	0,6	0,8	1,2	1,7	3,2	4,4	5,2	6,1	6,2	6,0	
- Elektromobilität	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	2,2	3,0	4,4	7,1	11,0	
- Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	33,0	75,0	
Insgesamt	0,6	0,8	1,2	1,7	3,6	6,6	8,2	20,5	46,3	92,0	
Anteil an gesamt. Bruttoverbr. (%)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	1,5	3,8	8,4	15,5	

Aktual/LE-09-LE; 31.7.09

Aus Sicht der EE ist der Zeitabschnitt bis 2020 von wesentlicher Bedeutung, weil bis dahin nicht nur mengenmäßig sondern auch kostenseitig ihre vollständige Gleichberechtigung im Stromsektor stattfinden wird, wenn das aktualisierte Leitszenario umgesetzt wird. Doch auch im Jahr 2020 dominiert trotz des deutlichen Wachstums der EE und der KWK noch die Kondensationsstromerzeugung mit 52% (2008 = 76%) und fossile Brennstoffe stellen noch 65% des Stroms bereit (**Abbildung 18**). Die eigentliche strukturelle Umstellung der Stromversorgung, die zu einer Reduktion der Kondensationsstromerzeugung auf den für Regelungs- und Ausgleichszwecke erforderlichen Anteil führt, benötigt aber weitere 20 bis 30 Jahre. Im Jahr 2030 erreichen die EE einen Anteil von 59% an der Stromerzeugung, werden also im Stromsektor zur wichtigsten Energiequelle. Der Kondensationsstromanteil beträgt noch 25%, derjenige der fossilen KWK 15% (KWK einschließlich Biomasse-KWK 26%). Im Jahr 2050 beträgt die Kondensationsstromerzeugung nur noch 2%, die EE dominieren die Stromversorgung mit 84% Anteil an der Bruttostromerzeugung.

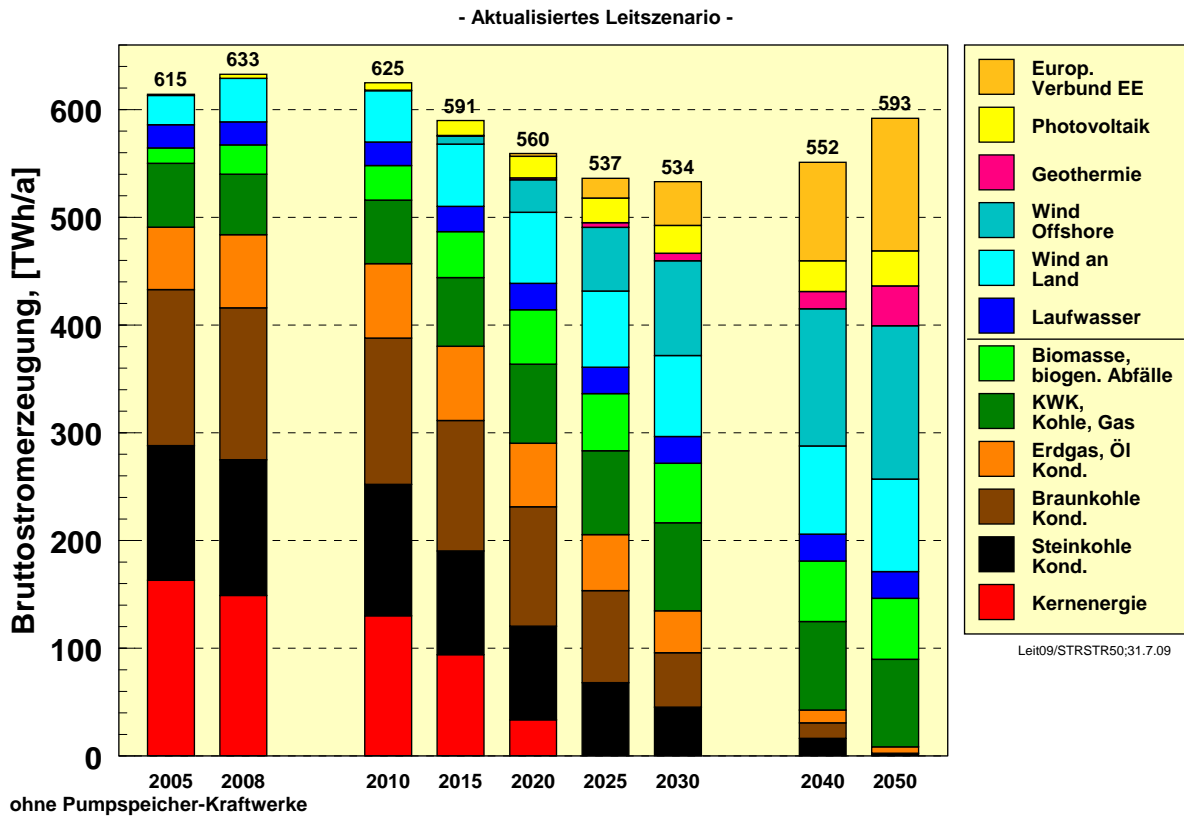


Abbildung 18: Struktur der Bruttostromerzeugung⁴ im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Energiequellen und Kraftwerksarten

Aus Gründen der Kostenoptimierung, aber auch um mit EE Regelungs- und Reserveaufgaben übernehmen zu können, stammen, von den aus EE bereitgestellten 503 TWh/a Strom, 55% aus regelbaren (Biomasse, Geothermie, Solarthermische Kraftwerke) oder bedingt regelbaren Energiequellen (Wasserkraftwerke). Auch der Anteil der Offshore-Windenergie (weitere 28%) zeigt eine günstige Erzeugungscharakteristik, welche die Sicherung der Stromversorgung gewährleisten kann. Von wachsender Bedeutung wird ab 2030 der europäische Verbund zur Nutzung großer kostengünstiger EE-Potenziale. An herausragender Stelle sind hier solarthermische Kraftwerke zu nennen, deren Erzeugungspotenziale im Mittelmeerraum enorm sind [MED-CSP 2005; TRANS-CSP 2006] und die aufgrund der kraftwerksinternen thermischen Speichermöglichkeiten abrufbare und damit gesicherte Leistung bereitstellen können. Im Jahr 2050 werden 24% des gesamten EE-Stroms (123 TWh/a) über den europäischen Verbund bereitgestellt, wovon wiederum rund 70% aus solarthermischen Kraftwerken stammen.

Die Wirkung der Umstrukturierung des Stromsektors zeigt sich in einer deutlichen Minderung der Umwandlungsverluste. Gehen derzeit rund 3 100 PJ/a Brennstoffe bei der Stromerzeugung verloren, so sind es im Jahr 2020 noch 1 670 PJ/a und im Jahr 2050 sogar nur noch 160 PJ/a. Entsprechend sinken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 309 Mio. t/a auf 248 Mio. t/a im Jahr 2020. Im Jahr 2050 ist die Stromerzeugung mit nur noch 32

⁴ Im aktualisierten Leitszenario wird die aus dem europäischen EE-Stromverbund bereitgestellte Strommenge zur „inländischen“ Erzeugung gerechnet. Der grenzüberschreitende Stromaustausch aus fossilen Quellen wird dagegen, wie üblich, als Export/Import-Saldo bilanziert.

Mio. t/a annähernd klimaneutral. Daran sind, neben dem Zuwachs der EE, die Effizienzsteigerung bei der Stromnachfrage und die Ausweitung der KWK wesentlich beteiligt. Auch effizientere neue Kondensationskraftwerke und die Veränderung des fossilen Brennstoffmixes zugunsten des Erdgases haben, spielen eine, wenn auch geringere Rolle.

Die angestrebte Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung als auch die Notwendigkeit die CO₂-Emissionen in der Zeit des Kernenergie-rückbaus in ausreichendem Maße zu reduzieren, erfordert in der Übergangszeit bis 2030 eine Ausweitung des Erdgaseinsatzes im Stromsektor. Das wird aus den Angaben der **Tabelle 6** sichtbar. Mittelfristig ist im aktualisierten Leit-szenario die Stromerzeugung in Kohlekraft- und Heizkraftwerken noch von erheblicher Bedeutung (2020: 223 TWh/a), gegenüber 2008 werden dennoch bereits 25% weniger Strom erzeugt. Die Stromerzeugung von Erdgaskraft- und -heizkraftwerken (einschl. BHKW) steigt dagegen bis 2020 um rund 14%. Die Stromerzeugung aus Kohle-KWK ist bis 2020 etwa konstant, um dann zurückzugehen; diejenige aus Erdgas steigt stetig auf 1,6-fache des heutigen Werts bis 2020 und auf 2,5-fache bis 2050. Für die angestrebte rasche Ausweitung der dezentralen KWK (BHKW für Nahwärme und Einzelobjekte) ist Erdgas unerlässlich; ihr Beitrag auf der Basis von Erdgas vervierfacht sich bis 2050. Wie bereits in Abbildung 10 dargestellt, kann dieser Erdgasmehrbedarf durch entsprechende Einsparungen beim Erdgaseinsatz in der Raumheizung kompensiert werden. Insgesamt wird der Gaseinsatz dadurch wesentlich effizienter.

Tabelle 6: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der gesamten KWK im aktualisierten Leit-szenario.

TWh/a	2008	2010	2020	2030	2040	2050
Kohlen	298	286	223	121	53	19
- davon KOND	266	254	191	94	30	3
- davon KWK	32	32	32	27	23	16
Erdgas	94	100	108	96	73	71
- davon KOND	68	72	65	40	11	7
- davon KWK	26	28	43	56	62	64
Fossil gesamt	392	386	331	217	126	90
-davon KOND	334	326	256	134	41	10
- davon KWK	58	60	75	83	85	80
-- davon BHKW (Erdgas; Öl)*	10	12	20	30	34	37
KWK gesamt; (einschl. Bio-masse und Geothermie**)	84	91	125	141	146	153
- Fernwärme (HKW)	32	33	39	38	36	33
- Nahwärme, Objekte (BHKW)	14	17	33	47	53	63
- Industrie (HKW, BHKW)	38	41	53	56	57	57
Anteil KWK an Bruttostrom-erzeugung, %	13,3	14,5	22,4	26,5	26,5	25,8

*) BHKW für Nahwärme, Objekte und Industrie

**) enthält 2005 und 2010 auch Biomasse-Anlagen ohne KWK

Den strukturellen Angaben zur KWK in Tabelle 6 kann zudem entnommen werden, dass an der Ausweitung der KWK die dezentrale KWK weit überproportional beteiligt ist. Wegen der forcierten Anstrengungen zur Reduktion des Wärmebedarfs verfügen die Fernwärmeversor-

gung und die industrielle KWK auf der Wärmeseite nicht mehr über nennenswerte Wachstumspotenziale. Ihre Ausweitung auf der Stromseite geschieht ausschließlich über die Erhöhung der Stromkennzahl. Dagegen werden mit BHKW für Nahwärmenetze und Einzelobjekte neue Wärmeverbraucher aus dem Einzelheizungsbereich gewonnen. Dazu muss insbesondere auch der Altbaubestand erschlossen werden.

Diese „dezentrale“ Ausweitung der KWK ist auch eng mit der effizienten Nutzung der Biomasse und einer möglichst weitgehenden Nutzung der bei der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie anfallenden Abwärme verknüpft. Ersichtlich ist, dass der Anteil der EE an der Stromerzeugung aus KWK stetig wächst. Er lag in 2008 bei 32%⁵, beträgt in 2020 schon 40% und steigt bis 2050 auf 47%.

Aus **Tabelle 7** ist ersichtlich, dass für einen wirksamen Klimaschutz im Stromsektor eine wirksame Flankierung durch eine kombinierte Strategie der Effizienzsteigerung und des KWK-Ausbaus von großer Bedeutung ist. Zu jedem Zeitpunkt übertrifft zwar der ab 2000 kumulierte Zuwachs des EE-Stroms den kumulierten Rückgang des Kernenergiestroms in demselben Zeitraum⁶. Dieser Überschuss ist aber allein nicht in der Lage, die CO₂-Emissionen der Stromversorgung während der Zeit des Ausstiegs aus der Kernenergie auf das angestrebte Niveau des Jahres 2020 zu reduzieren. Daher ist es besonders während dieses Zeitraums wichtig, die CO₂-Reduktionspotenziale durch Reduktion des Stromverbrauchs und durch die Ausweitung der KWK zügig zu erschließen. Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke steigt der Überschuss rasch an und liegt in 2030 bereits bei 110 TWh/a. Bereits im Jahr 2018 werden aber die EE mit insgesamt 173 TWh/a mehr Strom erzeugen als die Kernenergie jemals zuvor erreicht hat (171 TWh/a in 2001).

Tabelle 7: Rückgang der kumulierten Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus EE im aktualisierten Leitszenario

TWh/a	Status	Rückgang bzw. Zuwachs ab 2000						
		2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Kernenergie	170	-7	-21	-40	-76	-137	-170	-170
Erneuerbare Energien	37	+27	+56	+72	+109	+159	+216	+280
Differenz		+20	+35	+32	+33	+22	+46	+110

In der Gesamtbilanz ergibt sich bis 2050 der in **Abbildung 19** dargestellte Umbau der Kraftwerksstruktur. Von 140 GW installierter Leistung (ohne Pumpspeicher) in 2008, von denen 38 GW Anlagen zur Nutzung von EE sind, steigt die Gesamtleistung auf 152 GW in 2020 und 179 GW im Jahr 2050. Dabei wird ab 2020 die für den EE-Stromimport ermittelte Leistung mitberücksichtigt (vgl. Fußnote 3). Verantwortlich für den deutlichen Zubau ist in erster

⁵ Stromerzeugung aus Biomasse ist vollständig enthalten, obwohl die Wärme derzeit zu weniger als 50% genutzt wird. Im Szenario wird von einer stetigen Erhöhung des Nutzwärmeanteils ausgegangen.

⁶ Der direkte Vergleich der Strommengen bedeutet nicht, dass EE-Strom unmittelbar Kernenergiestrom substituiert. Auf absehbare Zeit ersetzt EE-Strom die zum Zeitpunkt der EE-Einspeisung teuerste Stromerzeugung entsprechend der jeweiligen „Merit Order“-Kurve.

Linie der EE-Zubau, der zwischen 2008 und 2050 netto 112 GW beträgt. Allein bis 2020 kommen netto weitere 41 GW EE-Leistung hinzu.

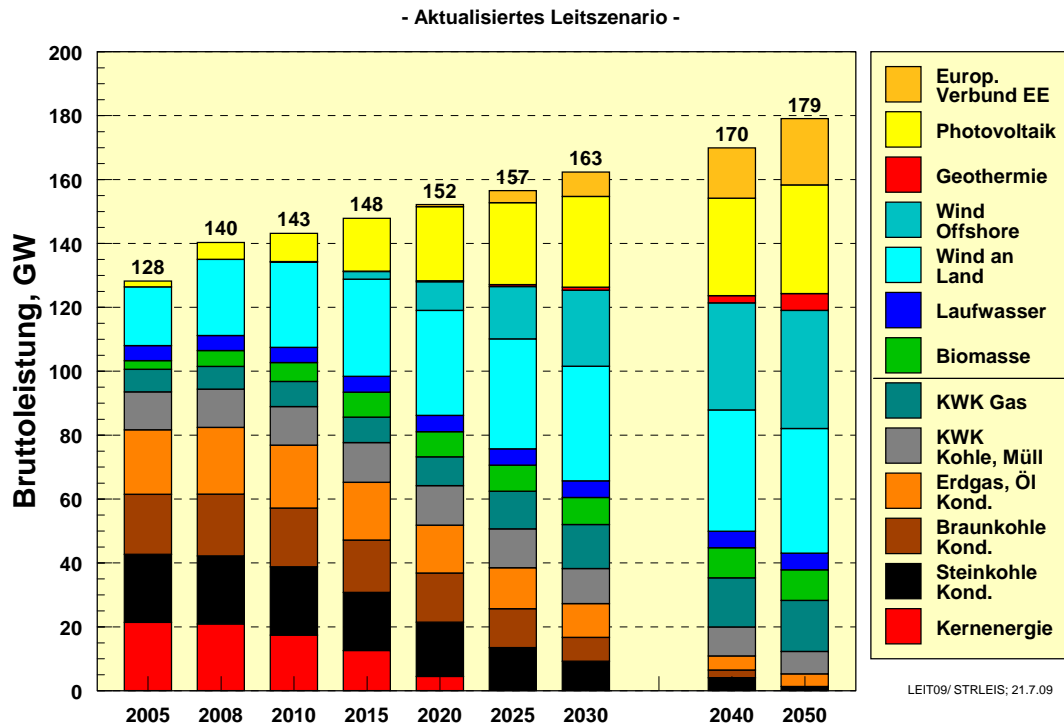


Abbildung 19: Struktur der Kraftwerksbruttolleistung im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Energiequellen und Kraftwerksarten.

Die Leistung aller fossil gefeuerten Kraftwerke, die derzeit bei 81 GW liegt (davon ca. 19 GW in KWK), sinkt bis 2020 um 10% auf 72 GW, wobei sich jedoch die KWK-Leistung um 4 GW erhöht. Insgesamt sind dann rund 44 GW Kohleleistung installiert (2008: 53 GW), davon 12,5 GW als HKW. Gasgefeuerte Kraftwerke stellen 28 GW bereit (2008: 28 GW), wovon 7 GW HKW und 4 GW dezentrale BHKW sind. In 2020 ist also Kohle noch der dominierende fossile Energieträger zur Stromerzeugung. Bis 2030 geht die Leistung fossil gefeuerter Kraftwerke bereits auf 53 GW zurück (davon 25 GW in KWK) und bis 2050 auf 30 GW (davon 23 GW in KWK). Infolge dieser Verschiebung in Richtung der erneuerbaren Energien sinkt die mittlere Auslastung aller Kraftwerke von derzeit 4 536 h/a auf 3 600 h/a in 2020 und auf 3 300 h/a in 2050. Die Auslastung fossiler Kraftwerke allein sinkt von derzeit 4 850 h/a auf 4 580 h/a in 2020 und auf 3 100 h/a in 2050. Daraus wird auch die sich längerfristig ändernde Aufgabenstellung fossiler Kraftwerke sichtbar.

2.4 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050

Im Wärmemarkt wurden im Jahr 2008 rund 55% der Endenergie umgesetzt und 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen erzeugt. Zu 53% wird der Energiebedarf durch die Raumheizung bestimmt, 30% benötigt die Industrie als Prozesswärme, die restlichen 15% werden für den Warmwasser- und Prozesswärmebedarf der Haushalte und der Kleinverbraucher eingesetzt. Seine Umstrukturierung und Optimierung mittels der Strategieelemente EE, EFF und KWK ist für einen erfolgreichen Klimaschutz von herausragender Bedeutung, zumal mit Öl und Gas zu über 70% Energieträger eingesetzt werden, deren Preise in letzter Zeit beträchtlich gestiegen sind und die in absehbarer Zeit knapp werden dürften.

Im Verhältnis zu der großen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion meist gewidmet wird, findet der Wärmemarkt zu selten die ihm zustehende Bedeutung.

Dabei sind Umsetzungsstrategien hier wesentlich schwieriger zu konzipieren und in Gang zu setzen, da der Wärmemarkt eine sehr unübersichtliche Struktur besitzt und Millionen von Akteuren, nämlich praktisch jeder Gebäudebesitzer, Investitionsentscheidungen treffen, bei denen Energieeffizienz oder Art des Energieträgers bislang meist nicht im Vordergrund stehen. Vielfach spielt die Optimierung der Heizungsanlage nicht die Hauptrolle, sondern völlig andere Randbedingungen (Gewohnheiten, private Vorlieben, Empfehlungen von Architekten, Handwerkern, vorhandene Wärmenetze, Aktivitäten von Kommunen, Stadtwerken u. a.) sind für die Wahl des Wärmeerzeugers maßgebend. Entsprechend schwierig ist auch die Konzipierung und Auswahl effektiver Förderinstrumente für die erforderliche Ausweitung der energetischen Gebäudesanierung, der verstärkten Nutzung von KWK-Wärme und des Ausbaus der Wärmebereitstellung aus EE. Es hat sich gezeigt, dass die bisherigen Instrumente zur Förderung dieser Maßnahmen zu wenig Wachstum induziert haben. Auch mit dem EE-Wärmegesetz, dem KWK-Gesetz und der neuen Energiesparverordnung ist noch nicht gewährleistet, dass die für die gesamte Energiewirtschaft für 2020 angestrebten Ziele einer Verdopplung der Energieproduktivität, eines Ausbaus der KWK auf 25% und eines Beitrag der EE von mindestens 14% durch eine ausreichend rasche Strukturveränderungen im Wärmesektor gesichert ist.

Für den Ausbau der EE im Wärmebereich sind mit dem bundesweiten Wärmegesetz [EE-WärmeG 2007] und dem entsprechenden Gesetz in Baden-Württemberg sowie dem aufgestockten Marktanzreizprogramm verbesserte Ausbauanreize für EE entstanden. Allerdings genügen sowohl das in Baden-Württemberg bestehende Gesetz als auch das Bundesgesetz den Kriterien einer ausreichenden Unterstützung in allen Gebäudesegmenten noch nicht. Das Bundesgesetz beschränkt sich auf das für eine substantielle Erschließung von EE zu kleine Neubausegment. Das baden-württembergische Gesetz enthält den Gebäudebestand, schließt aber das Segment der Nichtwohngebäude aus. Auch sind die zu erfüllenden Deckungsanteile zumindest bei solaren Anlagen zu gering angesetzt. Beide Gesetze kann man daher als sinnvolle „Einstiegsgesetze“ bezeichnen, die zwar einen ersten Ausbausubstanz vermitteln dürften, die aber rasch weiter entwickelt werden müssen, wenn die ehrgeizigen Zielsetzungen rechtzeitig erreicht werden sollen.

Noch eindeutiger als im Strombereich ist bei der Wärme eine enge Verzahnung einer wesentlich effizienteren Energienutzung mit dem verstärkten Ausbau der EE erforderlich. Die Effizienzpotenziale sind hier ungleich größer und ökonomisch wesentlich attraktiver als der ausschließliche Ausbau der EE. Dementsprechend kann die Wärmenachfrage zur Beheizung von Gebäuden (auch bei noch wachsenden zu beheizenden Flächen) deutlich sinken, wenn innerhalb der nächsten Jahrzehnte von einer umfassenden energetischen Altbausanierung ausgegangen wird.

Die für das aktualisierte Leitszenario angenommene Verringerung des spezifischen Heizwärmebedarfs für Wohngebäude und Nichtwohngebäude kann **Abbildung 20** entnommen werden. Bei einer noch um knapp 30% wachsenden Wohnfläche sinkt der mittlere Heizwärmebedarf in Wohngebäuden bis 2020 auf 114 kWh/m²/a, mithin auf rund 75% des heutigen Wertes. Bis 2050, nach vollständiger energetischer Sanierung aller Bestandsgebäude liegt er bei 72 kWh/m²/a, was 40% des heutigen Durchschnittswertes entspricht. Bei Nichtwohngebäuden, deren beheizte Nutzfläche praktisch unverändert bleibt, sinkt er bis 2020 auf 82 kWh/m²/a und bis 2050 auf 42 kWh/m²/a, also auf ebenfalls 40% des heutigen Wertes.

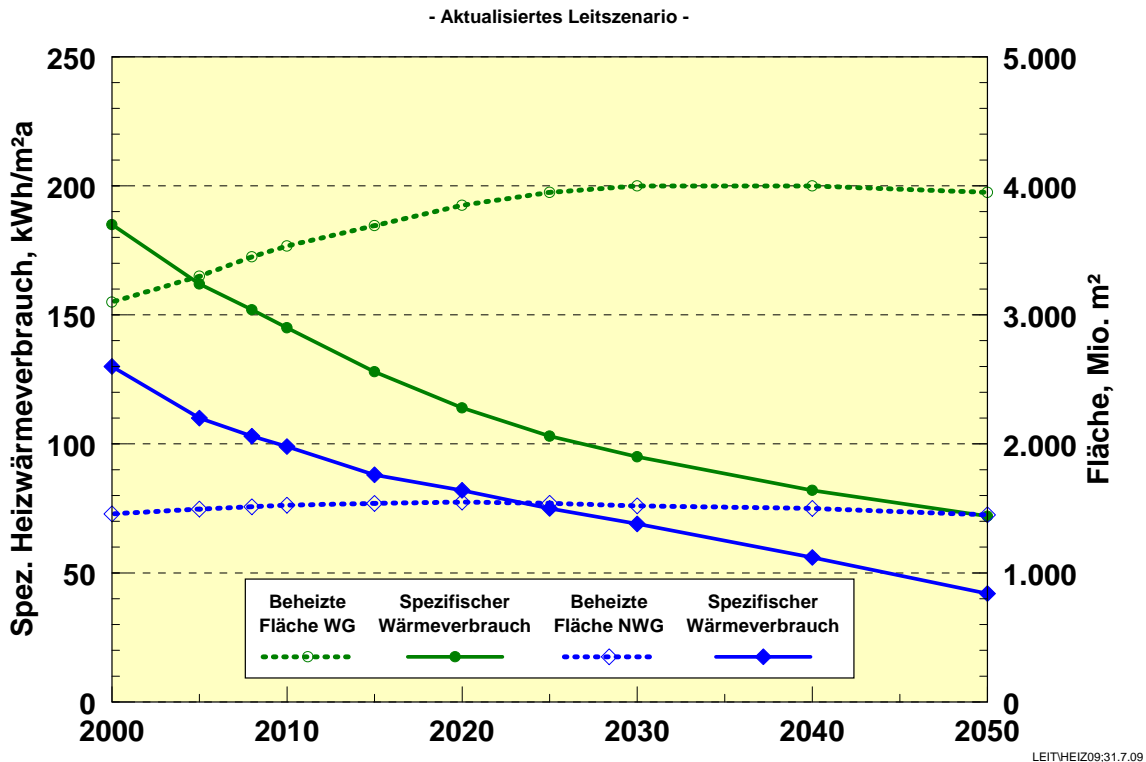


Abbildung 20: Entwicklung der beheizten Flächen in Wohn (WG)- und Nichtwohngebäuden (NWG) und des mittleren spezifischen Heizwärmeverbrauchs des jeweiligen Gebäudebestands im aktualisierten Leitszenario 2009

Wegen der Zunahme der Wohnfläche bis 2030 sinkt die Energienachfrage für Raumwärme geringer (**Abbildung 21**). Sie beläuft sich in 2020 auf 82% und im Jahr 2050 auf 50% des Wertes von 2008. Diese deutliche Reduktion der Energienachfrage ist Voraussetzung dafür, dass der relative Beitrag der EE bei den aus strukturellen Gründen begrenzten Zuwachsraten erneuerbarer Energien im Raumwärmebereich bereits in absehbarer Zeit nennenswerte Anteile erreichen kann. Bis 2020 können die Beiträge von Solarwärme und der Erdwärme nur verhältnismäßig geringe Anteile des Raumwärmebedarfs decken, da ihr Ausbau vorwiegend mittels größerer Anlagen mit Nahwärmenetzen erfolgen muss. Insgesamt decken EE in 2020 ca. 19% des Raumwärmebedarfs (derzeit sind 9%). Ohne Reduktion der Nachfrage wären es dagegen nur 16%.⁷

Sind Nahwärmesysteme nach 2020 eine eingeführte Technologie, so lassen sich mit Solar- und Erdwärme rasch wachsende Anteile des Raumwärmebedarfs decken. Nur sie können danach auch den EE-Beitrag weiter steigern, da die Nutzung der Biomasse ihre Potenzialgrenzen erreicht hat. Gelingt diese Verknüpfung einer umfassenden Gebäudesanierung und des systematischen Ausbaus von Nahwärmenetzen insbesondere auch im Altbaubestand, so ist bis zum Jahr 2030 ein Deckungsanteil der EE von 30% am Raumwärmebedarf und bis 2050 von 70% erreichbar. Die heute dominierenden Energieträger Heizöl und Erdgas und mit ihnen die große Anzahl von Einzelheizungen wären damit deutlich zurückgedrängt. Ihr derzeitiger Anteil von 77% an der Raumwärmebereitstellung (ohne Einsatz für KWK) sinkt bis 2020 zunächst nur gering auf 65% um dann bis 2030 auf 50% und bis 2050 sehr deutlich

⁷ Prozentwerte sind auf den gesamten Wärmebedarf einschließlich des Stromeinsatzes bezogen.

auf nur noch 7% abzunehmen. Der Stromeinsatz für Raumwärmezwecke zeigt eine abnehmende Tendenz. Zwar steigt der Strombedarf für elektrische Wärmepumpen auf ca. 4 TWh/a in 2020 und auf etwa 7 TWh/a in 2050. Andererseits werden derzeit knapp 100 TWh/a in Nachtspeicherheizungen und elektrischen Direktheizungen eingesetzt; diese können in erheblichem Ausmaß, insbesondere in Privaten Haushalten, durch effizientere Heizungen ersetzt werden. Demzufolge werden in 2020 noch 80 TWh/a Strom für Raumheizzwecke eingesetzt; in 2050 sind es noch 75 TWh/a.

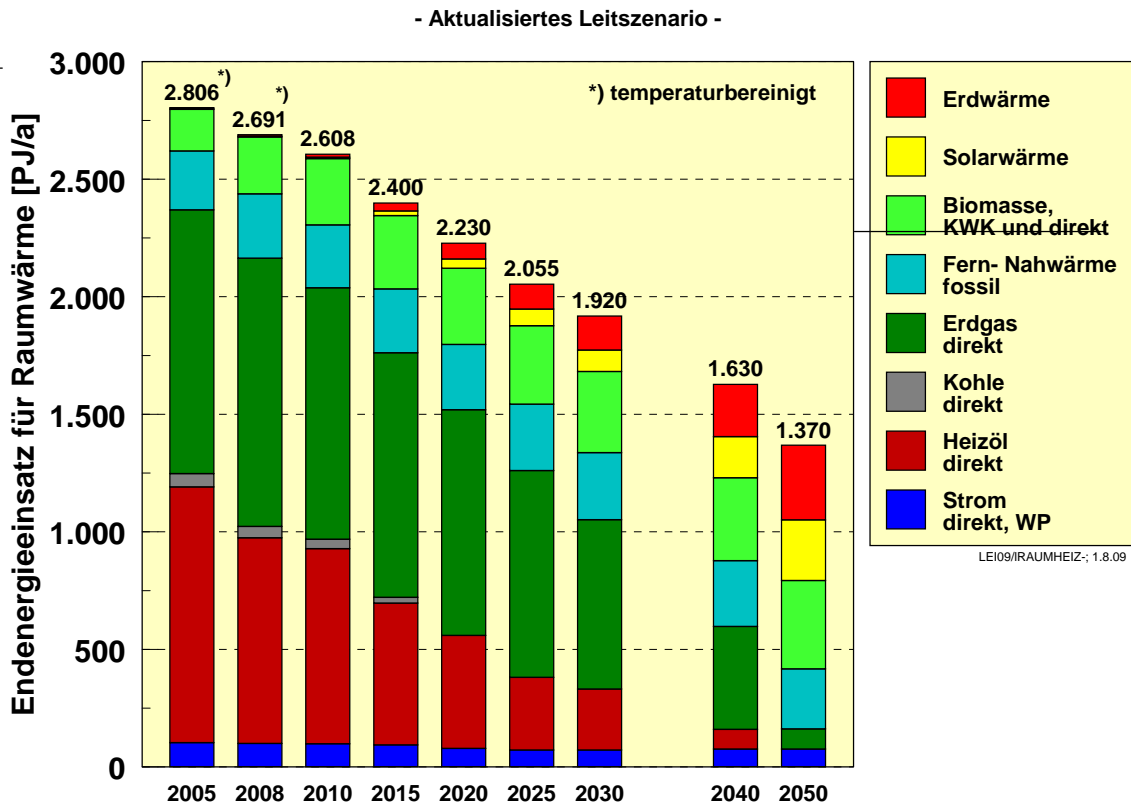


Abbildung 21: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im aktualisierten Leitszenario.

Betrachtet man den gesamten Wärmemarkt, also zusätzlich auch die Warmwasser- und die Prozesswärmebereitstellung, so zeigt sich, dass die EE im Warmwasserbereich mit 11% einen etwas höheren Anteil haben als im Raumwärmebereich (wegen des Beitrag der Solar Kollektoren), dafür aber im Prozesswärmebereich mit knapp 5% nur unterdurchschnittlich vertreten sind. Da Warmwasser das kleinste Segment darstellt, ist auch die aktive Erschließung der Prozesswärme - und dort insbesondere des industriellen Bereichs - von großer Bedeutung für die Zukunft der EE im Wärmebereich. Im aktualisierten Leitszenario sinkt die gesamte Wärmenachfrage bis 2020 mit 4 335 PJ/a auf 85% des temperaturbereinigten Wertes von 2008 und bis 2050 mit 3 005 PJ/a auf 58% (**Abbildung 22**). Der Beitrag der EE steigt bei dieser Entwicklung von derzeit (2008) 7,8% (ohne Stromanteil für Wärme 8,6%) bis 2020 auf 16% (ohne Stromanteil 17,5%) und bis 2050 mit 43% (ohne Stromanteil 49%) auf knapp die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie.

Neben dem Ausbau der EE ist der Beitrag der KWK-Wärme von großer Bedeutung für eine klimagerechte Gestaltung des Wärmesektors. Ihr Beitrag steigt von derzeit 610 PJ/a (Fern-

und Nahwärme, industrielle KWK; einschließlich Biomasse-KWK und Nahwärme aus reinen Heizwerken) bis 2020 auf 770 PJ/a, wobei der Zuwachs fast ausschließlich von der Biomasse stammt. Der Maximalwert der KWK-Wärme wird in 2040 mit 790 PJ/a erreicht; danach sinkt ihr Beitrag wieder, weil die fossile KWK allmählich durch weitere EE-Wärme ersetzt wird. Infolge des deutlichen Rückgangs des gesamten Wärmebedarfs steigt aber der relative Anteil von KWK-Wärme deutlich von derzeit 12% (einschl. Biomasse) auf 25% im Jahr 2050 (ohne Stromanteil an der Wärmebereitstellung sind es 30%).

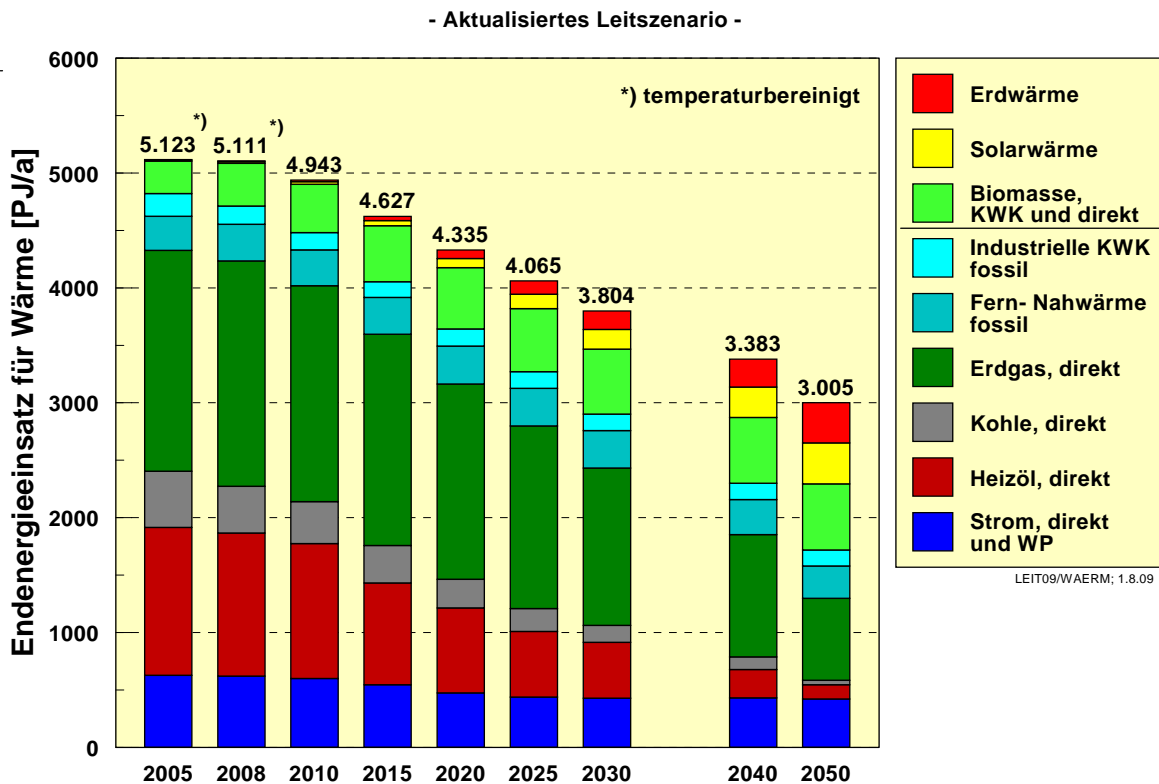


Abbildung 22: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) im aktualisierten Leitszenario 2009 Energieträgern

Wegen der großen Potenziale ermöglicht allein die Effizienzstrategie (Gebäudesanierung, KWK-Ausbau; relativ stärkerer Rückgang von Heizöl im Vergleich zu Erdgas) eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2008 und 2050 vermiedenen 220 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 80% aus der Minderung des Energieeinsatzes zur Wärmeerzeugung. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minderungspotenziale ist daher eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Sie setzt zudem auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für eine effiziente KWK-Strategie benötigt werden.

Die Struktur der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien zeigt, welche Herausforderungen diese Ausbaustrategie mit sich bringt. Der heutige Beitrag der EE besteht mit insgesamt 220 PJ/a (davon 200 PJ/a Biomasse) zu knapp 60% aus Einzelanlagen mit überragender Dominanz von Biomasse-Einzelanlagen (**Abbildung 23**). In dieses Segment wachsen zwar Solarkollektor- und Erdwärmepumpen hinein, allerdings sind deren

Potenziale bei Einzelanlagen begrenzt. Der absolute Beitrag von EE-Einzelanlagen wächst dadurch bis 2050 „nur“ um das 2,2-fache des heutigen Werts (gestrichelte Linie) auf insgesamt 490 PJ/a. Deutlich stärker steigt die Wärmebereitstellung mittels Nahwärmanlagen und zwar von derzeit ca. 150 PJ/a auf 330 PJ/a in 2020 und auf 790 PJ/a in 2050. Zu diesem Zeitpunkt dominieren also Nahwärmanlagen mit 60% Anteil den EE-Wärmemarkt deutlich.

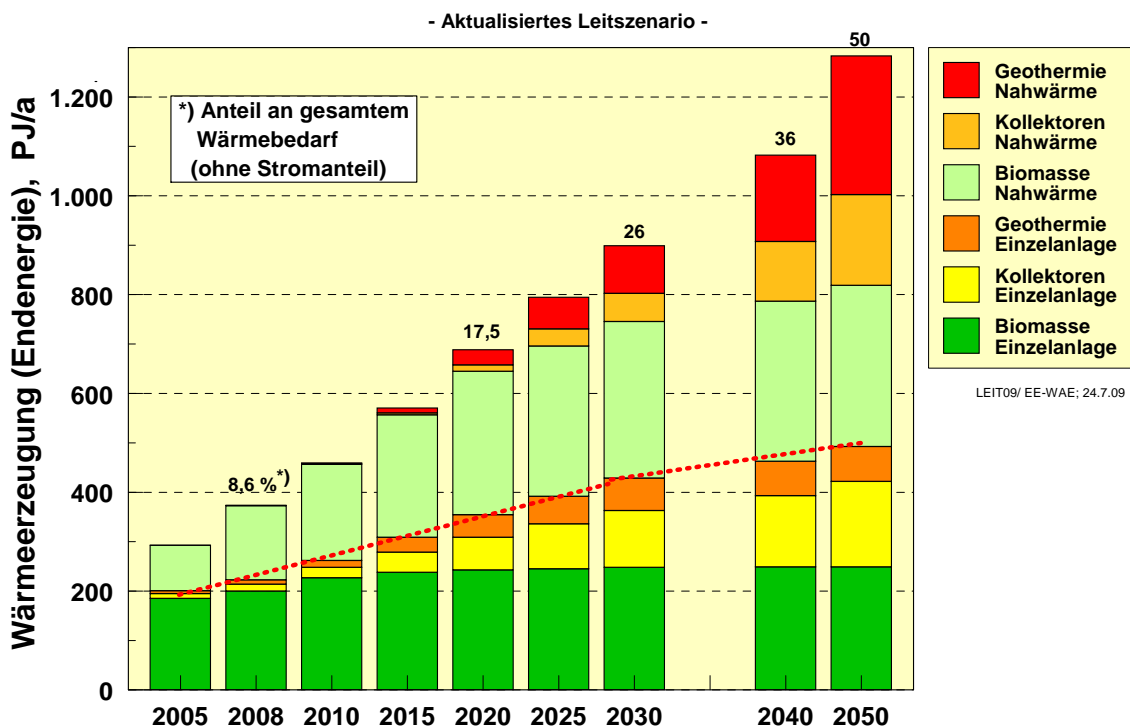


Abbildung 23: Struktur der erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im aktualisierten Leitszenario 2009.

Um obigen Zubau zu erreichen, sind die in **Abbildung 24** dargestellten jährlichen Leistungszuwächse erforderlich. Dabei ist unterstellt, dass die bis 2000 installierten Anlagen sukzessive bis 2020 komplett ersetzt werden. Der derzeitige Umsatz liegt bei rund 6 000 MW_{th}/a und besteht zur Hälfte aus Biomasse-Einzelheizungen (enthalten sind hierin auch reine Heizwerke). Der Umsatz an Biomasse- und Biogasanlagen wird nach dem rasanten Anstieg der letzten fünf Jahre in Zukunft etwa auf einem Niveau von rund 4 000 MW_{th}/a einpendeln. Ein deutliches Wachstum ist für Solar- und Geothermianlagen zu erwarten. Bis 2020 steigt der Gesamtumsatz auf 10 000 MW_{th}/a; rund 50% des Marktes in 2020 bestehen dann aus Solarkollektoranlagen mit einem merklichen Anteil von Nahwärmanlagen. Der Solarkollektormarkt wächst im aktualisierten Leitszenario bis 2020 auf 5 000 MW_{th}/a und beträgt dann das Vierfache des heutigen Volumens. Bis 2030 steigt er weiter auf beachtliche 6 650 MW_{th}/a, insbesondere wegen des beginnenden starken Wachstums solarer Nahwärmanlagen. Auch der Markt für Geothermianlagen (Erdwärmepumpen und hydrothermale Anlagen) wächst noch deutlich; sein Volumen beträgt im Jahr 2020 mit 1 100 MW_{th}/a und steigt bis 2030 auf rund 1 200 MW_{th}/a. Das Gesamtvolumen überschreitet um 2020 die Schwelle von 10 000 MW_{th}/a.

Nach 2020 beschleunigt sich das Wachstum des Wärmemarkts, da die Nachfrage, insbesondere bei Solarkollektoren, weiter wächst und zusätzlich ein erheblicher Ersatzbedarf bei Biomasseanlagen entsteht. In 2030 werden 11 000 MW_{th}/a und in 2050 knapp 18 000

MW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen umgesetzt, also das Dreifache des heutigen Wertes. Vergleicht man Abbildung 24 mit der entsprechenden Abbildung für den Stromsektor (Abbildung 15), so erkennt man, dass der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeenerzeugung in eine ebenso starke Wachstumsdynamik eintreten muss wie es EE-Anlagen im Stromsektor in den letzten Jahren erlebt haben.

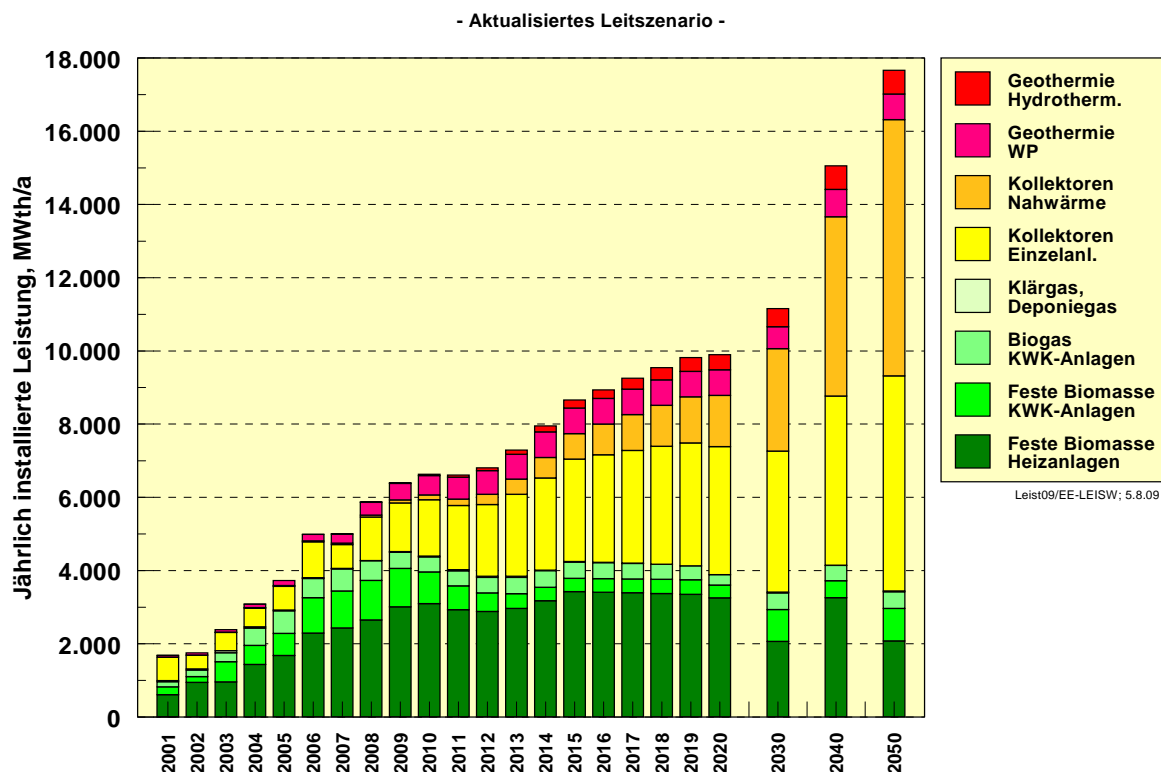


Abbildung 24: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im aktualisierten Leitszenario nach Technologien bis 2050; (Kollektoren mit 0,7 kW/m² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Feste Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke)

In **Tabelle 8** sind die aus EE bereitgestellten Nutzwärmemengen nach Energiearten bzw. nach Anlagentypen nochmals zusammengestellt. Ersichtlich ist, dass sich der Beitrag der Biomasse zwar noch bis 2020 deutlich steigert, danach aber die Wachstumsdynamik von Solarkollektoren und Erdwärmeeanlagen übernommen wird. Dort wachsen insbesondere die Nahwärmeeanlagen. Beide Bereiche stellen in 2050 je 27% der EE-Wärmemenge bereit und damit ein Vielfaches der heutigen, noch relativ geringen Beiträge. Nach wie vor dominiert aber auch noch in 2050 der Beitrag der Wärme aus Biomasse mit dann rund 45%. Zu beachten ist, dass unter der Rubrik Geothermie- Nahwärme neben hydrothermalen Anlagen auch die Abwärmeverwertung von ca. 50% der stromerzeugenden HDR-Anlagen aufgeführt ist.

Gegenüber dem Leitszenario 2008 wird im aktualisierten Leitszenario in 2020 mit insgesamt 192 PJ/a rund 20% mehr EE-Wärme erzeugt. Zum einen entsteht durch einen etwas rascheren Biomasseausbau im Stromsektor auch mehr nutzbare KWK-Wärme, zum anderen wird die Entwicklung des Kollektormarkts günstiger eingeschätzt. Auch wird von einem höheren Zubau von Erdwärmepumpen und hydrothermalen Nahwärmeeanlagen ausgegangen.

Der Tabelle 8 kann ebenfalls – in Überleitung zum nächsten Abschnitt – die Entwicklung des Beitrags von EE-Kraftstoffen entnommen werden.

Tabelle 8: Zusammenstellung der Wärme- und Kraftstoffbereitstellung der EE im aktualisierten Leitszenario.

In TWh/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasse	77,0	97,1	117,1	135,3	148,2	152,6	156,8	159,1	159,7
- Biogas, Klärgas u.a.*)	4,5	8,7	10,6	17,1	23,0	23,7	24,3	24,6	24,6
- feste Biomasse	67,8	83,4	101,0	112,2	119,2	122,9	126,5	128,5	129,1
- biogener Abfall	4,7	5,0	5,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Solarkollektoren	2,8	4,1	6,0	12,5	22,1	35,0	47,9	73,5	99,0
- Einzelanlagen	2,8	4,0	5,8	11,3	18,4	25,2	32,0	40,0	48,0
- Nahwärme	0	0,1	0,2	1,2	3,7	9,8	15,8	33,5	51,0
Geothermie	1,9	2,5	4,4	10,9	21,2	33,1	45,1	68,0	97,6
- Einzelanlagen	1,8	2,3	3,9	8,3	12,7	15,5	18,3	19,5	19,7
- Nahwärme	0,1	0,2	0,5	2,6	8,5	17,6	26,8	48,5	77,9
EE-Wärme gesamt **)	81,6	103,7	127,5	158,8	191,5	220,7	249,8	300,6	356,4
Biokraftstoffe	22,5	36,7	41,1	51,4	62,5	74,4	83,3	83,3	83,3
EE-Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	7,0	24,1	57,0
EE-Kraftstoffe **)	22,5	36,7	41,1	51,4	62,5	74,4	90,3	107,4	140,3
EE-Strom für Elektromobilität***)	0	0	0	0,4	2,2	3,0	4,4	7,1	11,0

*) enthält auch Deponiegas und flüssige Brennstoffe; **) ohne EE-Strom für Wärme und für Verkehr; ***) nachrichtliche Ausweisung; bereits in Tabelle 3 enthalten

2.5 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050

Die EU-Vorgaben zur Minderung der CO₂-Emissionen werden zukünftig einen wachsenden Druck auf den spezifischen Kraftstoffverbrauch ausüben. Auch die gestiegenen Kraftstoffpreise und der wachsende Wettbewerbsdruck in der Automobilindustrie werden den Trend zu innovativen, sparsameren Fahrzeugen verstärken und damit dämpfend auf den Kraftstoffverbrauch wirken. Aus diesen Gründen wird im aktualisierten Leitszenario von einem stetigen Verbrauchsrückgang ausgegangen (**Abbildung 25**). Er wird allerdings wegen des weiteren Wachstums des Güterverkehrs in der Summe geringer ausfallen, als es dem spezifischen Rückgang des Kraftstoffverbrauchs entspricht. Trotz Verbesserungen im mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauch der gesamten Fahrzeugflotte um 25% im Individualverkehr und um 20% im Straßengüterverkehr wird bis 2020 nur ein Rückgang des Gesamtverbrauchs um 10% und bis 2030 um 19% erreicht, (vgl. auch [Renewability 2009]). Bis 2050 wird von einem Rückgang des spezifischen Verbrauchs im Individualverkehr von insgesamt 42% gegenüber 2005 ausgegangen, im Güterverkehr von 35% und im Luftverkehr von 32%. Damit beläuft sich die Energienachfrage im Verkehr im Jahr 2050 auf 1 856 PJ/a, was noch 71% des Wertes von 2008 entspricht. Die gesamte PKW-Fahrzeugflotte hat dann einen mittleren spezifischen Verbrauch von rund 3,8 l/100km.

Wegen unterschiedlicher Wachstumstendenzen verschiebt sich auch die Gewichtung der Verkehrsbereiche. Während derzeit der Individualverkehr 66% des Kraftstoffverbrauchs ver-

ursacht, reduziert sich sein Anteil bis 2020 auf 58% und bis 2050 auf 52%. Bis 2020 nimmt der Kraftstoffverbrauch des Güterverkehrs noch zu und ist dann mit rund 1 000 PJ/a um 13% höher als im Jahr 2008. Erst vor dem Hintergrund einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die substantielle Einführung biogener Kraftstoffe – deren Bereitstellung im Vergleich zur stationären Nutzung der Biomasse mit größerem Aufwand und Verlusten verbunden ist und deren CO₂-Vermeidungskosten relativ hoch sind [WBA 2007] - eine empfehlenswerte Strategie. Wegen der beschränkten Reduktionspotenziale an Treibhausgasen [BFE 2007] der derzeit genutzten Kraftstoffe der „1. Generation“, wird die Ausweitung von Biokraftstoffen im Szenario vorsichtig gehandhabt.

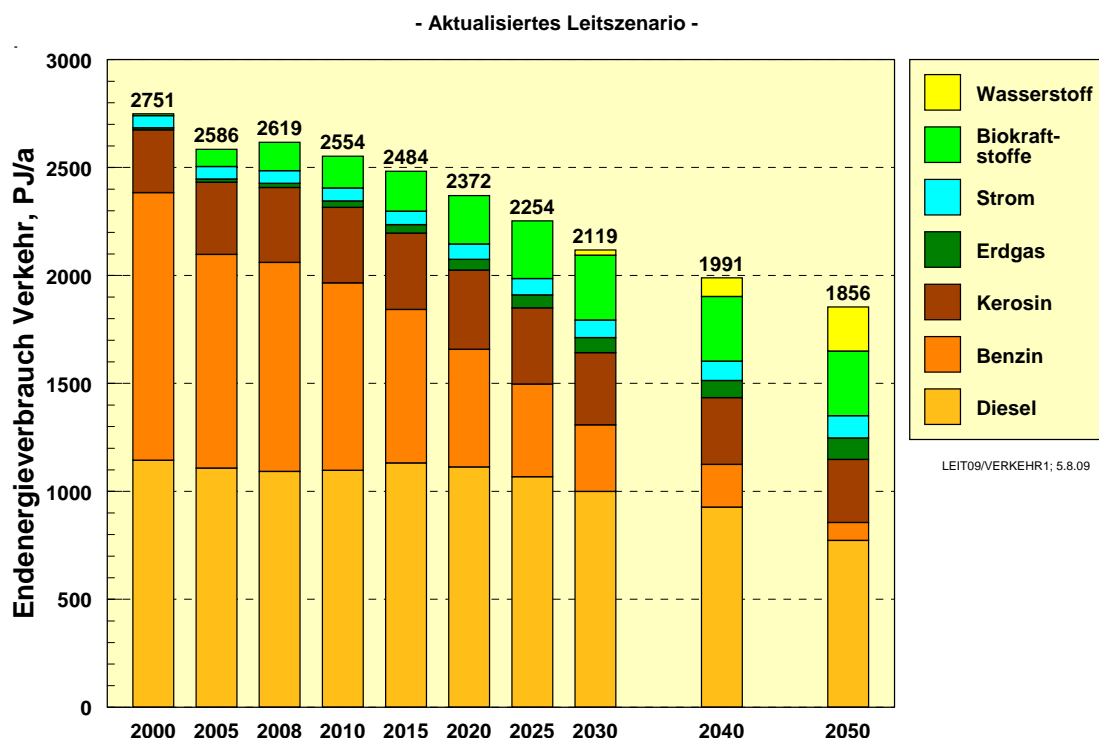


Abbildung 25: Energieeinsatz im Verkehr im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Kraftstoffarten

Dabei wird vom Fortbestand der im Juni beschlossenen Modifikation des Förderinstrumentariums für Biokraftstoffe ausgegangen. Mittelfristig wird jedoch das in früheren Untersuchungen [BMU 2008; BMU 2004] ermittelte Potenzial einer nachhaltigen Nutzung von Biokraftstoffen von insgesamt 300 PJ/a ausgeschöpft. Im Szenario wird im Jahr 2020 ein Anteil von 11,5% am Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs erreicht, (bzw. von 9,8% am gesamten Kraftstoffverbrauch, ohne Stromanteil). Dies entspricht – unter Berücksichtigung der Treibhausgasemissionen bei der Herstellung von Biokraftstoffen - einer Netto-Klimaschutzquote von rund 7%, (**Abbildung 26**). Nach 2020 beginnt der merkliche Einstieg in die Nutzung von Biomethan und BTL-Kraftstoffen (2. Generation). Im Jahr 2030 wird mit dem voll ausgeschöpften Potenzial an Biokraftstoffen von 300 PJ/a ein Anteil von 17% am Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs (von 14,7% am gesamten Kraftstoffverbrauch) erreicht. Infolge der weiteren Reduktion des Gesamtverbrauchs erhöht sich der Anteil bis 2050 auf 20% (17% am gesamten Kraftstoffverbrauch).

- Aktualisiertes Leitszenario -

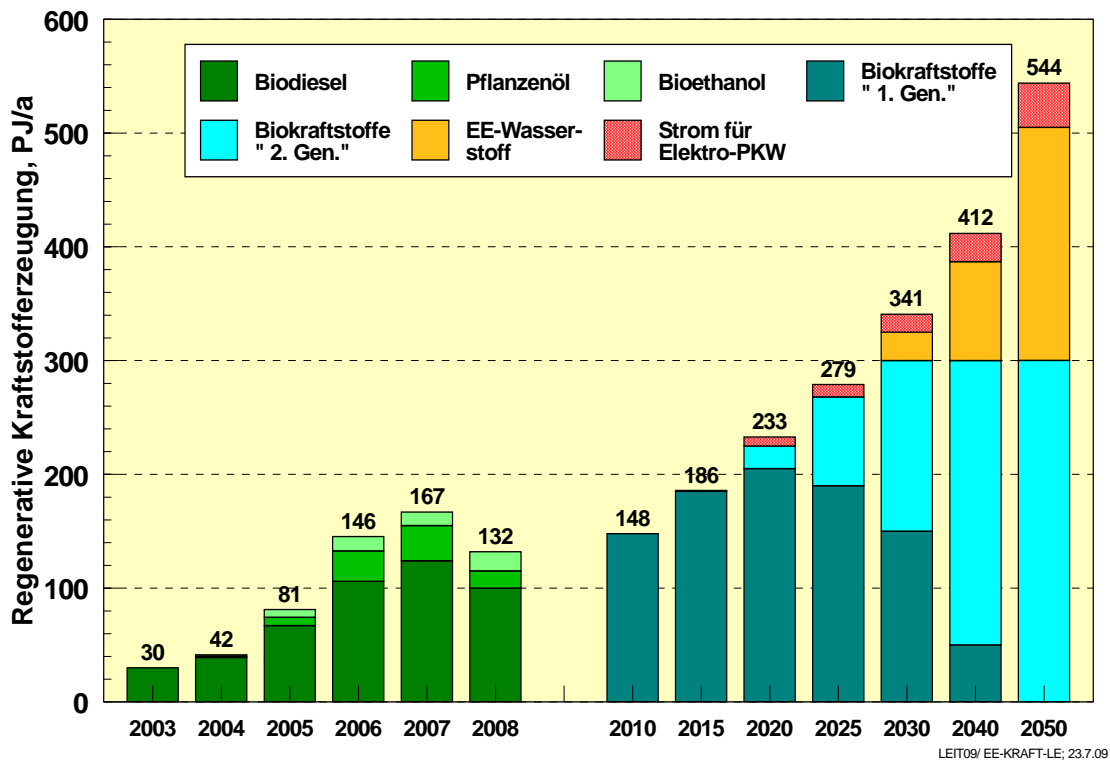


Abbildung 26: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im aktualisierten Leitszenario (einschl. EE-Strom für Elektrofahrzeuge)

Ein Teil der benötigten biogenen Kraftstoffe wird derzeit importiert. Das wird auch in naher Zukunft der Fall sein, dürfte aber nicht die Ausmaße erreichen, die noch vor einiger Zeit unterstellt wurden. Auch die Intensität und Glaubwürdigkeit von Zertifizierungsverfahren wird einen großen Einfluss darauf haben. Im vorliegenden Szenario wird der langfristige Anteil an Biokraftstoffen so bemessen, dass er aus Potenzialsicht auch im Inland bereitgestellt werden könnte. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass die EU insgesamt zukünftig eine Energiepolitik verfolgen sollte, die an die Nutzung biogener Ressourcen sehr strenge Kriterien einer nachhaltigen Bewirtschaftung der erforderlichen landwirtschaftlichen Flächen anlegt. Dazu gehört auch, dass Importe aus anderen Regionen mit hohem Biomassepotenzial, aber unzulänglichen oder sogar klimaschädigenden Anbaumethoden ausgeschlossen werden. Um mittelfristig trotzdem einen beträchtlichen Anteil von EE im Verkehrssektor zu erreichen, sollte daher gerade hier großer Wert auf die Durchsetzung hoher Effizienzstandards für zukünftige Fahrzeuge gelegt werden.

Zusätzlich zu den begrenzten Potenzialen von Biokraftstoffen kommen jedoch weitere Energieträger auf der Basis von EE für den Verkehrssektor in Frage. Da ab 2030 kostengünstige (Überschuss-) Elektrizität aus EE bereitstehen wird, kann dann auch mit der Bereitstellung konkurrenzfähigen Wasserstoffs aus der Wasserelektrolyse gerechnet werden. Diese Möglichkeit gewinnt vor dem Hintergrund der in Zukunft zu erwartenden hohen Kraftstoffpreise wieder an Bedeutung. Bis 2050 kann „solarer“ Wasserstoff auch mengenmäßig relevant werden. Dahinter steht die Überlegung, dass bei weiterer Steigerung des Anteils der EE am Gesamtenergiebedarf deutlich über 50% hinaus, die Wasserstoffherstellung das günstigste Speicher- und Ausgleichsverfahren für große Mengen an EE-Strom darstellen dürfte. Das rechtfertigt seine allmähliche Markteinführung etwa ab dem Jahr 2030 [UBA 2006]. In Kom-

ination mit dem Beitrag biogener Kraftstoffe steigt der Beitrag von Kraftstoffen aus EE am gesamten Kraftstoffverbrauch auf 19% im Jahr 2030 (bzw. 16% am gesamten Kraftstoffverbrauch) und auf 33% (29%) im Jahr 2050.

Eine weitere Option ist die Nutzung von Elektrizität im Individualverkehr. Hierzu werden in jüngster Zeit, ausgehend von der Hybridisierung von Fahrzeugen („Plug-in-Hybrid“) und sichtbaren Fortschritten in der Batterietechnologie, zahlreiche Konzepte und Einführungsstrategien diskutiert. Für eine längerfristig intensive Nutzung der EE im Verkehrsbereich ist diese Option von großer Bedeutung, da zum einen das große Potenzial der Solarstrahlung für den Verkehrsbereich erschlossen werden könnte und zum anderen mit dem „Stromverbraucher“ Batterie eine ausgezeichnete Form des Lastmanagements für fluktuierend angebotene Elektrizität aus EE zur Verfügung steht. Im aktualisierten Leitszenario wird diese Option ebenfalls berücksichtigt. Es wird von einem Anteil elektrobetriebener PKW von 2,2% an der Gesamtfahrleistung des Individualverkehrs in 2020 ausgegangen, was etwa 1 Mio. Elektrofahrzeuge entspricht. Bis 2050 steigt ihr Beitrag auf 12% bzw. rund 5,5 Mio. Fahrzeuge. Die dafür benötigte EE-Strommenge beläuft sich auf 11 TWh/a, also nur auf 2,2% der gesamten EE-Stromproduktion zu diesem Zeitpunkt.⁸

Auf ambitioniertere, auch industriepolitisch getriebene Ausbaupläne, wie sie u.a. der gerade veröffentlichten Nationale Aktionsplan Elektromobilität enthält (dort werden bereits für 2030 bereits über 5 Mio. Elektrofahrzeuge für möglich gehalten), wird im weiteren Verlauf der Untersuchungen noch genauer eingegangen (vgl. z.B. bereits Szenario E3 der Leitstudie 2008 [BMU 2008]).

Im Zusammenwirken des EE-Ausbaus mit den Effizienzmaßnahmen beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung mit rund 1 250 PJ/a im Jahr 2050 noch 50% des Verbrauchs von 2005. Der Verkehrssektor wäre damit aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl bereits in beträchtlichem Maße befreit. Andere Kombinationen von EE-Strom und EE-Wasserstoff zur Versorgung des Verkehrssektors als die hier vorgestellte sind möglich. Diese hängen stark von den Anforderungen an ein effizientes Lastmanagement des EE-Stromangebots ab. Sie können genauer ermittelt werden, sobald zeitlich und räumlich aufgelöste Modellrechnungen für diese EE-Stromdarbietung vorliegen. Dies wird in den nächsten Bearbeitungsabschnitten dieser Untersuchung der Fall sein.

⁸ Es sei darauf hingewiesen, dass im Jahr 2050 auch der Stromverbrauch für den schienengebundenen Verkehr zu 85% aus EE-Strom besteht. Die daraus resultierende CO₂-Minderung wird im Stromsektor bilanziert.

3 Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009

3.1 Investitionsvolumen der Ausbaustrategie

Die jährlich zu installierenden Leistungen (vgl. Abbildung 15 und Abbildung 24) bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechnologien das durch den Ausbau der EE mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein erster Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Für den Stromsektor sind die jährlichen Investitionsvolumina in **Abbildung 27** zusammengestellt. In den letzten fünf Jahren hat sich das Investitionsvolumen für alle EE-Technologien der Stromerzeugung etwa verdoppelt und belief sich im Jahr 2008 auf 9,2 Mrd. €_{2005/a}.⁹ Dieser Anstieg war bis 2003 insbesondere von der Windkraft verursacht worden, der weitere Anstieg bis 2008 ist auf den Ausbau der Biomasse, aber insbesondere auf das starke Wachstum der Fotovoltaik zurückzuführen. Letztere bewirkte in 2008 allein 5,5 Mrd. €/a an Investitionen.

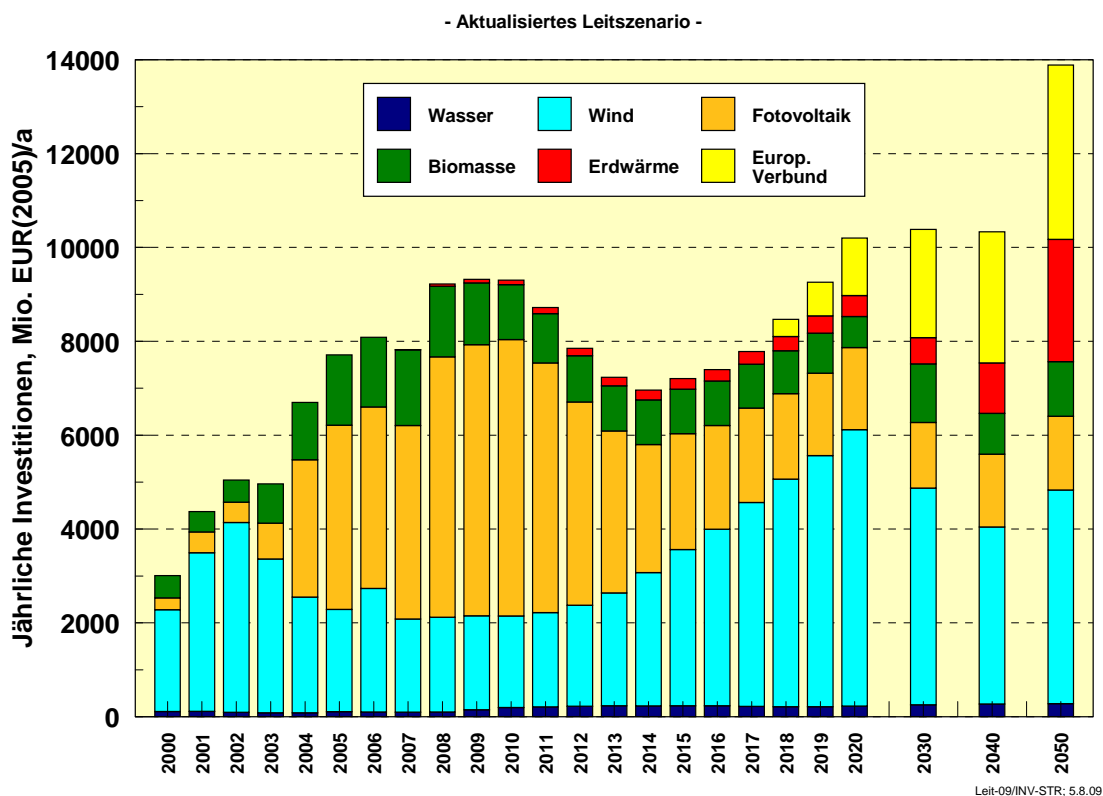


Abbildung 27: Jährliches Investitionsvolumen im aktualisierten Leitszenario 2009 für den Stromsektor nach Einzeltechnologien

⁹ Alle Kostenangaben sind, wenn nicht anderes vermerkt ist, reale Kosten auf Preisbasis 2005. Bei Biomasse sind alle stromerzeugenden Anlagen erfasst, bei KWK-Anlagen werden 30% der Investitionen der Wärmeseite (s. unten) zugeschlagen).

In den nächsten Jahren wird das inländische Investitionsvolumen zunächst etwa auf demselben Niveau halten. Nach 2010 macht sich die zurückgehenden Investitionen der Biomasse und der Fotovoltaik bemerkbar. Bei letzterer wirkt sich insbesondere die weitere deutliche Kostendegression aus. Das Investitionsvolumen erreicht im Jahr 2014 ein Minimum von 7 Mrd. €/a, danach steigt es wieder deutlich infolge des stark wachsenden Ersatz- und Modernisierungsbedarfs. Im Jahr 2020 wird mit 10,2 Mrd. €/a der Wert des Jahres 2008 übertroffen. Die wesentlich größeren Mengenumsätze zu diesem Zeitpunkt kompensieren also die bis dahin eingetretenen Kostendegressionen. Mit dem weiter wachsenden Beitrag der EE an der Energieversorgung steigt auch das Investitionsvolumen längerfristig, schwankt aber in Abhängigkeit der Ersatzzyklen der einzelnen Energietechnologien. Im Jahr 2050 liegt das inländische Investitionsvolumen bei 14 Mrd. €/a. Ab etwa 2020 wird ein wachsender Teil der Investitionen in Anlagen getätigt die innerhalb des europäischen Stromverbunds Strom nach Deutschland liefern. Sie sind hier den inländischen Investitionen zugeschlagen worden.

Im Wärmesektor liegen die getätigten Investitionen einschließlich der Investitionen in Nahwärmenetze derzeit bei 4,2 Mrd. €/a¹⁰ (**Abbildung 28**). Hinzu kommen 1,2 Mrd. €/a Investitionen in Nahwärmenetze. Die Investitionen haben sich, wegen des starken Wachstums der Biomasse (nur Einzelanlagen und reine Heizwerke) in den letzten fünf Jahren mehr als verdoppelt. Mittelfristig steigt das Investitionsvolumen – im Gegensatz zur Stromversorgung – weiter auf knapp 6 Mrd. €/a, wobei das Wachstum von Solarkollektor- und Erdwärmeanlagen getragen wird. Das Investitionsvolumen in Nahwärmenetze bleibt ebenfalls auf einem Niveau von ca. 1 Mrd. €/a. 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.

Bis 2008 wurden in EE-Anlagen insgesamt rund 60 Mrd. € investiert. Zwischen 2009 und 2020 werden weitere 100 Mrd. €/a hinzukommen. Auch in den folgenden Jahrzehnten werden jeweils rund weitere 100 Mrd. € in EE-Anlagen investiert werden. Im Wärmesektor belaufen sich die entsprechenden Werte auf 25 Mrd. € für die Vergangenheit und 60 Mrd. € für die zukünftigen Jahrzehnte. Die Gesamtinvestitionen zwischen 2009 und 2020 belaufen sich die kumulierten Investitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme mittels EE auf insgesamt 160 Mrd. €. Hinzu kommen noch rund 10 Mrd. € für Nahwärmenetze. Den größten Anteil daran hat die Biomasse mit 50 Mrd. €, wenn die Investitionen in strom- und wärmeerzeugende Anlagen zusammengefasst werden. Es folgt nahezu gleichauf die Windenergie und die Fotovoltaik mit 40 Mrd. €, gefolgt von Solarkollektoren mit 23 Mrd. €.

¹⁰ In der Summe belaufen sich die Investitionen für strom- und wärmeerzeugende Anlagen im Jahr 2008 auf 13,5 Mrd. €/a (ohne Nahwärmenetze). In [BMU 2009] werden 13,1 Mrd. €/a genannt. Die Ursachen für diese Unterschiede liegen in teilweise unterschiedlichen Abgrenzungen insbesondere im Bereich der Biomasse.

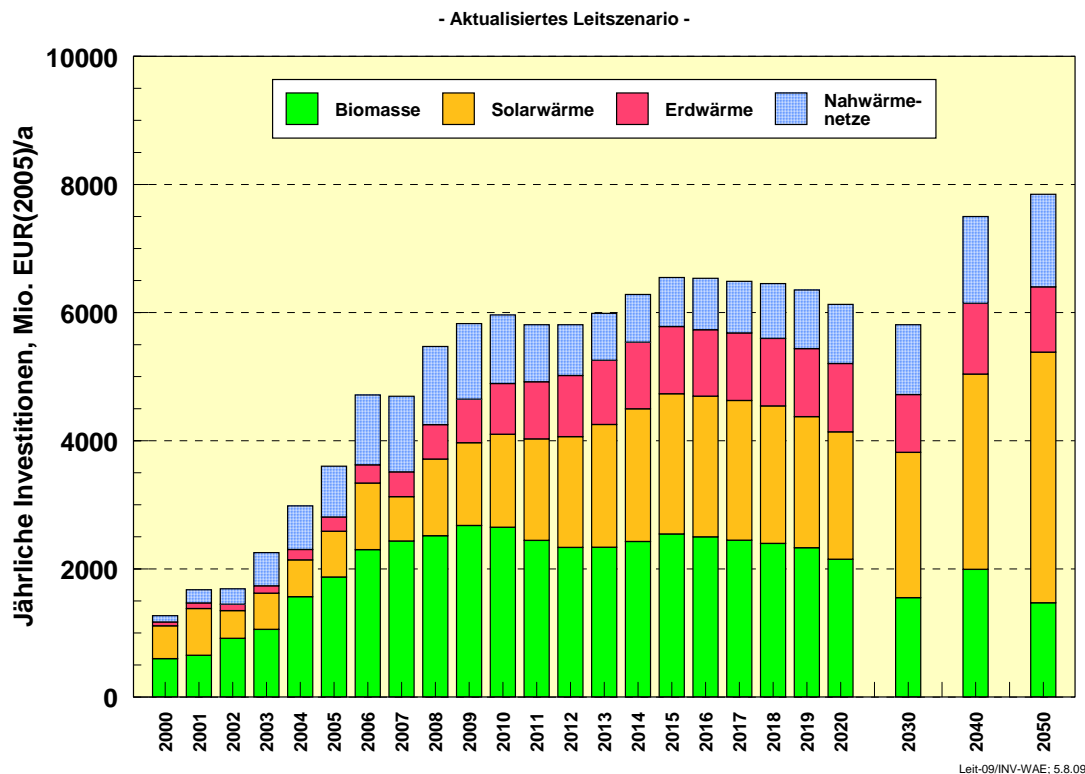


Abbildung 28: Jährliches Investitionsvolumen im aktualisierten Leitszenario 2009 für den Wärmesektor nach Einzeltechnologien.

Das gesamte jährliche Investitionsvolumen in EE-Anlagen bleibt mit rund 15 Mrd. €/a relativ konstant. Erst längerfristig wächst es nochmals bis 2050 auf über 20 Mrd. €/a. Diese Zahlenwerte machen deutlich, dass die im aktualisierten Leitszenario angenommene Wachstumsdynamik unbedingt erforderlich ist, damit der Inlandsmarkt die Fähigkeit zu einer Stabilisierung der Umsätze der EE-Branche aufrechterhalten kann. Das ist auch eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die weiteren Chancen für die Technologieführerschaft in der Mehrzahl der EE-Technologien 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 nochmals die Bedeutung des politisch gesetzten Ziels, eines Anteils von mindestens 18% der EE am Endenergieverbrauch des Jahres 2020.

3.2 Entwicklung der Differenzkosten für Strom, Wärme und Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien.

Der Ausbau erneuerbarer Energien verursacht derzeit und in den nächsten Jahren noch Zusatzkosten gegenüber den anlegbaren Energiepreisen auf der Basis der herkömmlichen Energieversorgung. Diese „Differenzkosten“ werden im Folgenden differenziert nach Technologien dargestellt. Die Differenzkostenermittlung erfolgt hier auf Kostenbasis, d.h. Energiegestehungskosten der EE werden mit den durchschnittlichen Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerksmixes inkl. Wärmegutschriften, mit fossilen Wärmepreisen und mit Kraftstoffpreisen (ohne Steuern) verglichen. Diese Differenzkosten liegen im Strombereich etwas höher wie die EEG-Differenzkosten (siehe nächstes Kapitel) und unterscheiden sich im Einzelnen, da auch die Vergütungssätze des EEG im allg. nicht mit den reinen Stromgestehungs-

kosten der EE-Anlagen identisch sind (vgl. Fußnote 11). Außerdem wird hier die gesamte Energieerzeugung aus EE betrachtet, insbesondere also auch die „alte“ Wasserkraft aus größeren Kraftwerken berücksichtigt, die zu den günstigsten Stromerzeugungsquellen gehört. Sie bewirkt bereits heute „negative“ Differenzkosten im Vergleich zu anlegbaren Strompreisen, die als Gewinne bei den Betreibern verbleiben.

Die Basis zur Ermittlung der Differenzkosten sind die in [BMU 2008] getroffenen Annahmen für die zukünftige Kostenentwicklung der EE-Technologien und die dortigen Preisszenarien für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten. Die dort abgeleiteten Angaben sind nach wie vor aktuell. Sie werden deshalb unverändert übernommen. Als Vergleichsbasis wird der in [BMU 2008] beschriebene Energiepreispfad A „Deutlich“ herangezogen. Zu Vergleichszwecken wird an einigen Stellen auch der Energiepreispfad B: „Mäßig“ herangezogen. In **Abbildung 29** ist der Verlauf der Preise für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle frei Kraftwerk einschließlich der Aufschläge für den Handel mit CO₂-Zertifikaten für diese beiden Energiepreispfade dargestellt. Die jeweiligen CO₂-Preise lauten (Preis-pfad B in Klammern) für 2010: 24 €/t CO₂ (20), für 2020: 39 (30), für 2030: 50 (35), für 2040: 60 (40) und für 2050: 70 (45). Während die Preisanstiege bei Erdgas überwiegend durch den Brennstoff selbst verursacht sind, werden sie bei Steinkohle zum überwiegenden Teil und bei Braunkohle fast ausschließlich durch den Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt. Daraus wird klar, dass ein unter Klimaschutzgesichtspunkten fairer Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien wesentlich von der Wirksamkeit des zukünftigen Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt.

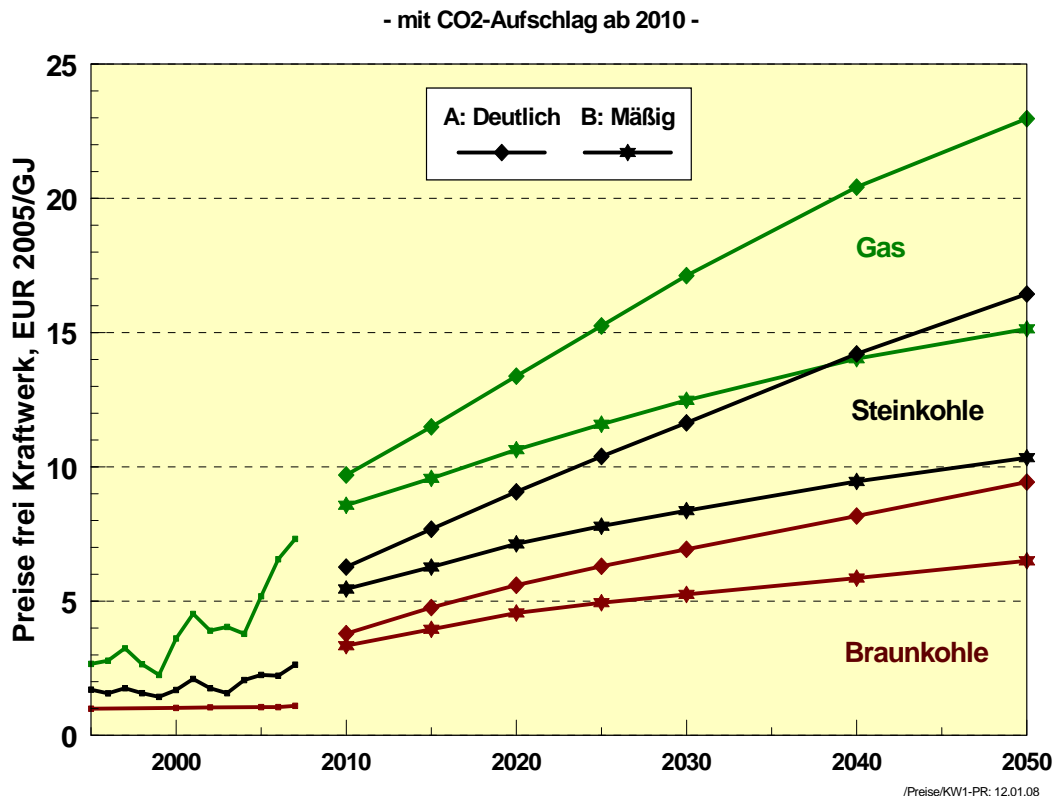


Abbildung 29: Zukünftiger Verlauf der Brennstoffpreise frei Kraftwerke in zwei Energiepreispfaden einschließlich CO₂-Aufschlag nach [BMU 2008]

In **Abbildung 30** ist der Verlauf der Differenzkosten in den drei Bereichen der erneuerbaren Energien für die wahrscheinliche Energiepreisentwicklung gemäß Preisfad A dargestellt. Im Jahr 2008 lag dabei die Summe der **Differenzkosten der EE im Strombereich** bei 4,7 Mrd. €/a¹¹. Insgesamt steigen sie im aktualisierten Leitszenario bis 2015 noch auf 6,2 Mrd. €/a. Danach sinken sie und werden um das Jahr 2024 negativ. Ab diesem Zeitpunkt bewirken diese EE-Technologien mit einem Beitrag von dann 244 TWh/a eine Stabilisierung der Stromgestehungskosten. Im Jahr 2030 „sparen“ sie der Volkswirtschaft bereits 7 Mrd. €/a.

Den Preispfaden nach [BMU 2008] kann auch der Idealfall der vollen Einbeziehung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung bereits heute gegenübergestellt werden. Als repräsentativen Indikator zur Ermittlung der tatsächlichen Stromgestehungskosten der fossilen Stromerzeugung wird der in [Krewitt 2006] vorgeschlagenen Mittelwert von 70 €/t CO₂ für die externen Kosten der Stromerzeugung gewählt. Dieser Wert liegt noch unter den im Stern-Report [Stern 2007] ermittelten Wert von 85 €/t CO₂. Im Preisfad A treten diese CO₂-Kosten erst im Jahr 2030 auf. Auf dieser Basis erhält man bereits heute einen anzulegenden Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen „Vollkosten“ fossiler Strombereitstellung „erwirtschaftet“ die EE-Stromerzeugung (unter Einbeziehung der vorhandenen Wasserkraft) bereits derzeit „negative“ Differenzkosten von 1,1 Mrd. €/a, vermeidet also Schadenskosten in dieser Größe. Die jährlich vermiedenen Kosten steigen unter dieser Annahme bis 2015 auf 6,5 Mrd. €/a und bis 2020 auf 17 Mrd. €/a.

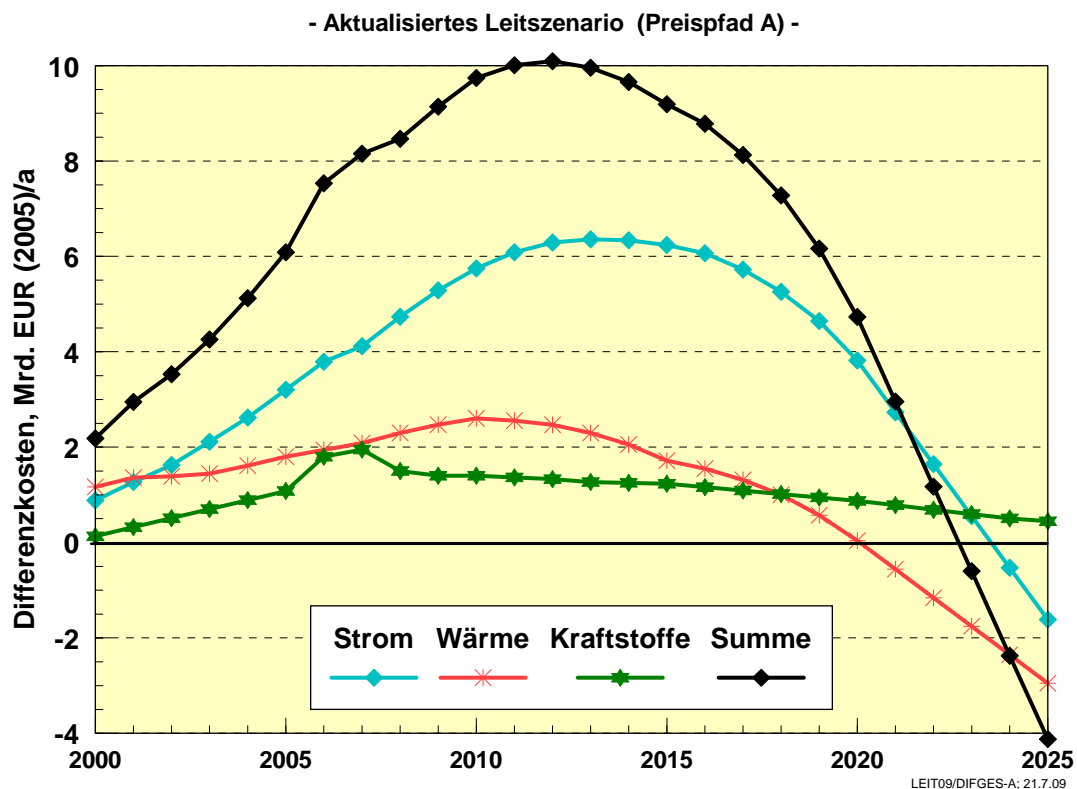


Abbildung 30: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im aktualisierten Leitszenario bei Preissteigerungen entsprechend dem Preisfad A.

¹¹ Die durch das EEG entstehenden EEG-Differenzkosten beliefen sich für 2008 auf 4,5 Mrd. €/a. [BMU 2008]. Sie unterscheiden sich aus den o. g. Gründen von den hier ermittelten Differenzkosten.

Die **Differenzkosten der Wärmebereitstellung aus EE** belaufen sich derzeit auf insgesamt 2,3 Mrd. €/a. Bezogen auf die gesamte Endenergiemenge für Wärme entspricht dies lediglich 0,18 ct/kWh_{th}. Eine Umlage dieser Differenzkosten, die derzeit vom Marktanzreizprogramm und von Bauherren erbracht werden, auf die Wärmepreise wäre also kaum feststellbar. Die Differenzkosten sind deutlich niedriger als im Strombereich. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Wärmeversorgung auf der Basis von Biomasse, die den weitaus größten Teil ausmacht, eine kostengünstige Versorgung darstellt. Die gesamten Differenzkosten für EE-Wärme steigen auf ein Maximum in 2010 von 2,6 Mrd. €/a. Nach 2015 sinken die gesamten Differenzkosten der Wärmebereitstellung deutlich und erreichen kurz nach 2020 die Nulllinie. Im Jahr 2030 „spart“ die Wärmebereitstellung mittels EE bezogen auf eine Preisentwicklung entsprechend Preispfad A dann bereits 6 Mrd. €/a. Bis zu diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE zur Wärmeversorgung gegenüber 2008 auf 900 PJ/a gestiegen und deckt dann 26 % des gesamten Wärmebedarfs.

Die **Differenzkosten im Kraftstoffsektor** belaufen sich für 2008 auf 1,5 Mrd. €/a, wenn Biokraftstoffe mit den Kraftstoffpreisen frei Tankstelle ohne Steuern verglichen werden. In 2007 beliefen sie sich wegen der höheren Umsätze noch auf 1,9 Mrd. €/a. Sie liegen damit in ähnlicher Größenordnung wie diejenigen des Wärmesektors, hatten aber wegen des rasanten Wachstums der letzten Jahre einen deutlich stärkeren Wachstumsgradienten. Der deutliche Anstieg der Kraftstoffpreise im Preispfad A und das zukünftig geringere Wachstum der Biokraftstoffe verhindern ein weiteres Wachstum der Differenzkosten; sie erreichen vor 2030 die Nulllinie. Zu diesem Zeitpunkt sind beim Preispfad A die reinen Bereitstellungskosten von Biokraftstoffen geringer als diejenigen von Benzin und Diesel. Biokraftstoffe (und ein geringer Beitrag von Wasserstoff) decken dann mit 325 PJ/a rund 15% des Kraftstoffbedarfs.

Summiert über alle Sektoren beliefen sich die Differenzkosten des EE-Ausbaus im Jahr 2008 auf 8,5 Mrd. €/a. Davon entstammen 55% der Stromversorgung. Sie steigen gegenüber der Preisentwicklung des Energiepreispfads A noch auf ein Maximum von 10 Mrd. €/a im Jahr 2012; davon 6,3 Mrd. €/a für den Stromsektor, 2,5 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,3 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor. Um das Jahr 2023 entstehen bei Eintreffen des Preispfads A keine Differenzkosten mehr. Erneuerbare Energien decken dann knapp 23% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden damit bereits 240 Mio. t CO₂/a. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten bedeuten, dass EE nach diesem Zeitpunkt das Energiepreisniveau stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads A ansonsten stetig weiter steigen würde.

Unterstellt man eine geringe zukünftige Steigerung fossiler Energiepreise gemäß Preispfad B: „Mäßig“ (**Abbildung 31**) so würden die Differenzkosten aller Sektoren auf 12 Mrd. €/a steigen, dieses Maximum würde um 2015 eintreten. Auch das Unterschreiten der Nulllinie würde sich verschieben und erst kurz nach 2030 eintreten. Selbst im Fall dieses nur „mäßigen“ Anstiegs der Preise herkömmlicher Energieträger, der als unwahrscheinlich gelten kann, würden sich also die Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in Grenzen halten und schließlich zu einem volkswirtschaftlich günstigen Ergebnis führen.

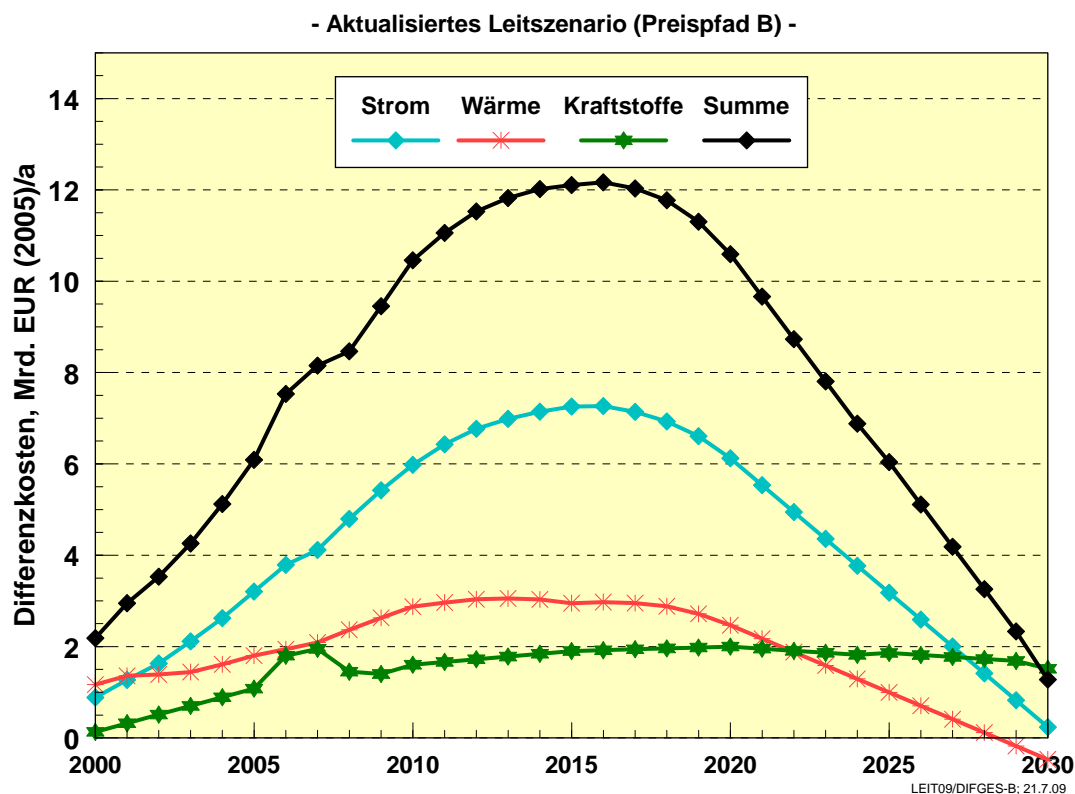


Abbildung 31: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im aktualisierten Leitszenario bei Preissteigerungen entsprechend dem Preisfad B

In kumulierten Werten hat die Förderung der Markteinführung der EE bis Ende 2008 rund 49 Mrd. € Differenzkosten bewirkt (**Abbildung 32**). Dieser beachtliche Wert und seine Fortschreibung in die Zukunft ist gelegentlich Anlass, die energiepolitisch gestützte Einführung der EE kritisch zu beurteilen. Dabei wird in der Regel jedoch nur die erste Phase der noch ansteigenden Differenzkosten betrachtet. Zudem wird z. T. mit relativ niedrigen anlegbaren Energiepreisen gerechnet.

Anhand der kumulierten Werte der für das aktualisierte Leitszenario ermittelten Differenzkosten kann dieser Kritik entgegen getreten werden. Dabei wird ein Zeitraum von mehreren Jahrzehnten betrachtet, um die Gesamtdynamik der gegenläufigen Kostenentwicklung erneuerbarer und fossiler Energien erfassen zu können. Es wird der aus heutiger Sicht wahrscheinliche Energiepreisfad A zugrunde gelegt. Im Zeitraum bis 2020 steigen die kumulierten Differenzkosten noch auf insgesamt 102 Mrd. €. Bricht man im Jahr 2020 die Betrachtung ab, so schlägt bis zu diesem Zeitpunkt die Einführung der EE selbst im Preisfad A mit insgesamt 150 Mrd. € zu Buche. Auch wenn dies beachtliche Vorleistungen sind, ist zu bedenken, dass sie sich jahresdurchschnittlich bei 0,3% des Bruttoinlandsprodukts bewegen und die EE Ende 2020 bereits 20% des gesamten Endenergiebedarfs decken werden.

Der eigentliche Vorteil dieser langfristig angelegten Transformationsstrategie der Energieversorgung zeigt sich aber ab der Periode 2021 bis 2030. In dieser Periode werden der Volkswirtschaft durch die Nutzung der EE bereits 42 Mrd. € erspart, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien aufgewandt werden müssten. In der darauffolgenden Periode 2031-2040 reduzieren sich die Energieausgaben gegenüber einer fossilen Energieversorgung allein durch die Nutzung von EE (Einsparungen durch Effizienzsteigerungen sind dabei nicht betrachtet!) um 270 Mrd. €. Nach 2040 steigen diese Beträge in er-

heblichem Ausmaß weiter, wenn von einem weiteren Anstieg fossiler Energiepreise gemäß Preispfad A ausgegangen wird.

Der Verlauf der Differenzkosten zeigt, dass der Ausbau der EE (und in ähnlicher Weise eine Strategie der verstärkten Effizienz, deren monetäre Wirkung hier nicht betrachtet wurde) dafür sorgt, dass die zukünftigen Energien überhaupt noch zu erschwinglichen Kosten zur Verfügung gestellt werden kann. Ohne diese Strategie dürfte sich die Volkswirtschaft andernfalls, verursacht durch stetig weiter steigende Energiepreise (und unterlassenen Klimaschutz), spätestens nach 2030 in Richtung eines wirtschaftlichen Kollapses bewegen.

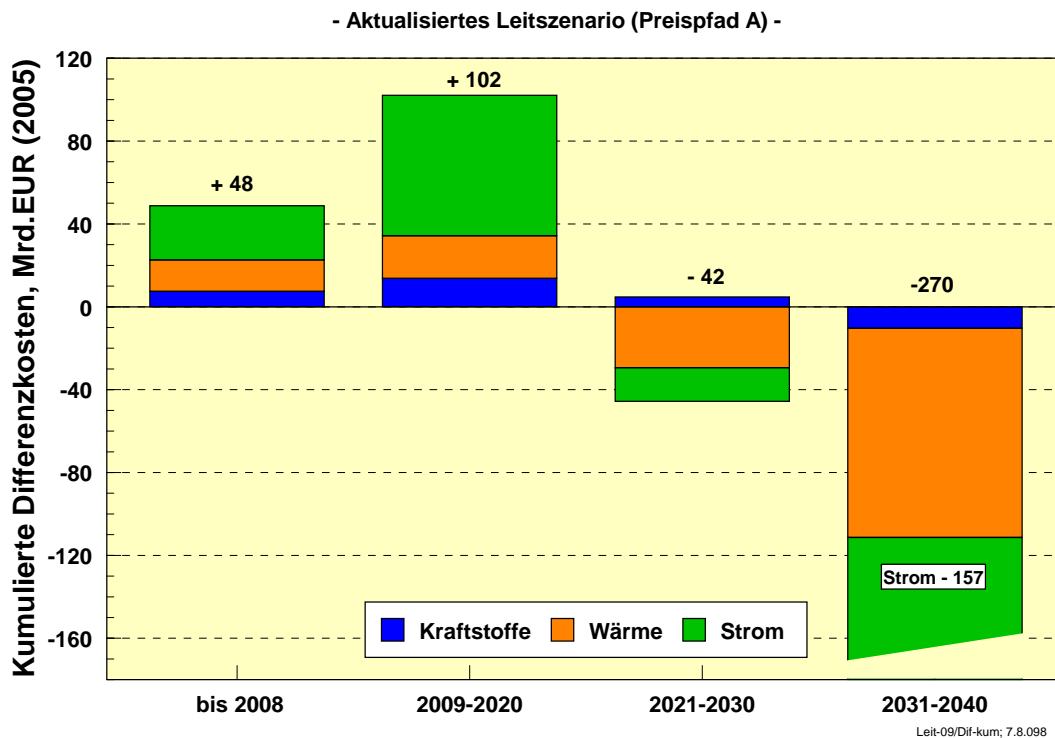


Abbildung 32: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im aktualisierten Leitszenario in ungefähren 10-Jahres-Abschnitten für die Verbrauchssegmente Strom, Wärme und Kraftstoffe.

Es bestätigt sich die Erkenntnis, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von wirksamen Klimaschutzmaßnahmen abhängt. Auf wieder sinkende oder (real) zukünftig näherungsweise konstante Energiepreise zu hoffen kann fatale Folgen für zukünftige Volkswirtschaften haben. Die Energiepreisanstiege der letzten zwei Jahre, die nur kurzfristig durch den gegenwärtigen Nachfragerückgang infolge der Finanzkrise unterbrochen sein dürften, machen deutlich, dass energiepolitische Maßnahmen zur Einleitung und Fortführung des notwendigen Transformationsprozesses in der Energiewirtschaft auf der Basis realistischer zukünftiger Energiepreisentwicklungen, verknüpft mit wirksamen Instrumenten der Klimaschutzpolitik, getroffen werden müssen. Die Akzeptanz dieser Erkenntnis fällt heute sicher höher aus als noch vor wenigen Jahren mit einem seinerzeit niedrigen Energiekostenniveau.

3.3 Wirkung des aktualisierten EE-Ausbaupfades auf das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Das in dieser Untersuchung aktualisierte Ausbauszenario für erneuerbare Energien hat durch die nach oben angepassten Zubauerwartungen auch Rückwirkungen auf die Höhe der zu erwartenden EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage auf die Stromkunden, wie sie zuletzt durch [Wenzel & Nitsch 2008] auf Basis der Leitstudie 2008 [BMU 2008] berechnet wurden.

Die aktualisierten Berechnungen wurden, wie bereits in der letzten Untersuchung, mit dem Modell KODARES durchgeführt. Die Randbedingungen und Annahmen aus [Wenzel & Nitsch 2008, 19ff.] gelten auch für die vorliegende Berechnung unverändert weiter. Einziger Unterschied ist Abzinsung der Kostengrößen auf das Basisjahr: Hier wurde aus Konsistenzgründen mit den Ergebnissen in den vorangegangenen Kapiteln das Jahr 2005 gewählt. Dies führt zu absolut etwas geringeren Werten, als dies bei einem Basisjahr 2008 der Fall wäre, und ist bei einem Ergebnisvergleich mit der früheren Untersuchung zu berücksichtigen¹².

Die wichtigsten übergreifenden Modellannahmen seien an dieser Stelle aber nochmals dargestellt. Für die spartenspezifischen Besonderheiten wird auf die oben genannte Untersuchung verwiesen.

- Die Regelungen des EEG 2009 bestehen bis zum Jahr 2030 in unveränderter Form fort.
- Die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fällt in den Geltungsbereich des EEG. Das bedeutet jedoch nicht, dass der gesamte EE-Strom nach EEG vergütet wird, da bereits heute Teilmengen am Markt höhere Erlöse erzielen können und somit den bestehenden Vergütungsanspruch nicht wahrnehmen (z.B. große Wasserkraft, einige Holzbiomasse-Kraftwerke). Der Anteil dieser nicht mehr über das EEG vergüteten Anlagen wird perspektivisch wegen der Degressionseffekte und steigender Stromgroßhandelspreise deutlich zunehmen. Die relativ kleine Strommenge aus Grubengas (ca. 700 GWh und 50 Mio. € Vergütungsvolumen) wird in den Berechnungen nicht berücksichtigt.
- EEG-Strom aus Anlagen - für den grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütungszahlungen besteht - wird nur dann nach EEG vergütet, wenn der anlegbare Wert für Strom (Börsenpreis) geringer ist als die EEG-Vergütung. Dabei werden spartenabhängig zusätzlich Aufschläge berücksichtigt [vgl. Wenzel & Nitsch 2008, 54], da in der Praxis davon auszugehen ist, dass Anlagenbetreiber nicht bereits bei minimal höheren Großhandelspreisen auf die EEG-Vergütung verzichten werden und den Strom direkt vermarkten werden.
- Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2005 (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2 % p. a..

¹² Um mit der früheren Untersuchung direkt vergleichbare Werte zu bekommen, sind die vorliegenden Ergebnisse mit dem Faktor 1,06 zu multiplizieren.

- Zur Ermittlung der spezifischen EEG-Kosten pro kWh (EEG-Umlage) wird angenommen, dass der Anteil des Letztverbrauchs am Bruttostromverbrauch wie in den vergangenen Jahren bei etwa 80% verbleibt.
- Die Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen nach §§ 41/42 EEG (begünstigte privilegierte Letztverbraucher), wird im ganzen Betrachtungszeitraum durchgehend mit einem pauschalen Aufschlag von 20% auf die EEG-Umlage des nichtprivilegierten Letztverbrauchs berücksichtigt (2008: 18%).
- Für die Zukunft ist langfristig mit steigenden Großhandelspreisen für Strom zu rechnen, da sowohl die Brennstoffpreise bei Kohle und Erdgas als auch die CO₂-Zertifikatspreise nicht auf dem gegenwärtigen Niveau (Mitte 2009) verbleiben dürften. In sofern gelten die Annahmen der Leitstudie 2008 auch für das Leitszenario 2009 unverändert [BMU 2008, 48 ff.]. Die dort näher erläuterten Preispfade A („deutlich“) und B („mäßig“), die bereits Kap. 3.2 zugrunde lagen, werden entsprechend auch für die folgenden Berechnungen verwendet. Über einen Großteil des Tages werden Gaskraftwerke Preis setzend sein, da diese für die Bedarfsdeckung benötigt werden, gleichzeitig aber die höchsten Produktionskosten aufweisen.

Der gegenüber dem Leitszenario 2008 etwas stärkere Zubau bei EE-Anlagen führt folglich auch zu einer höheren Stromerzeugung im EEG. **Abbildung 33** zeigt die weitere Entwicklung der deutschen EEG-Stromerzeugung, bei der Strom aus Grubengas, dem biogenen Anteil des Mülls und EE-Stromimporte nicht enthalten sind.

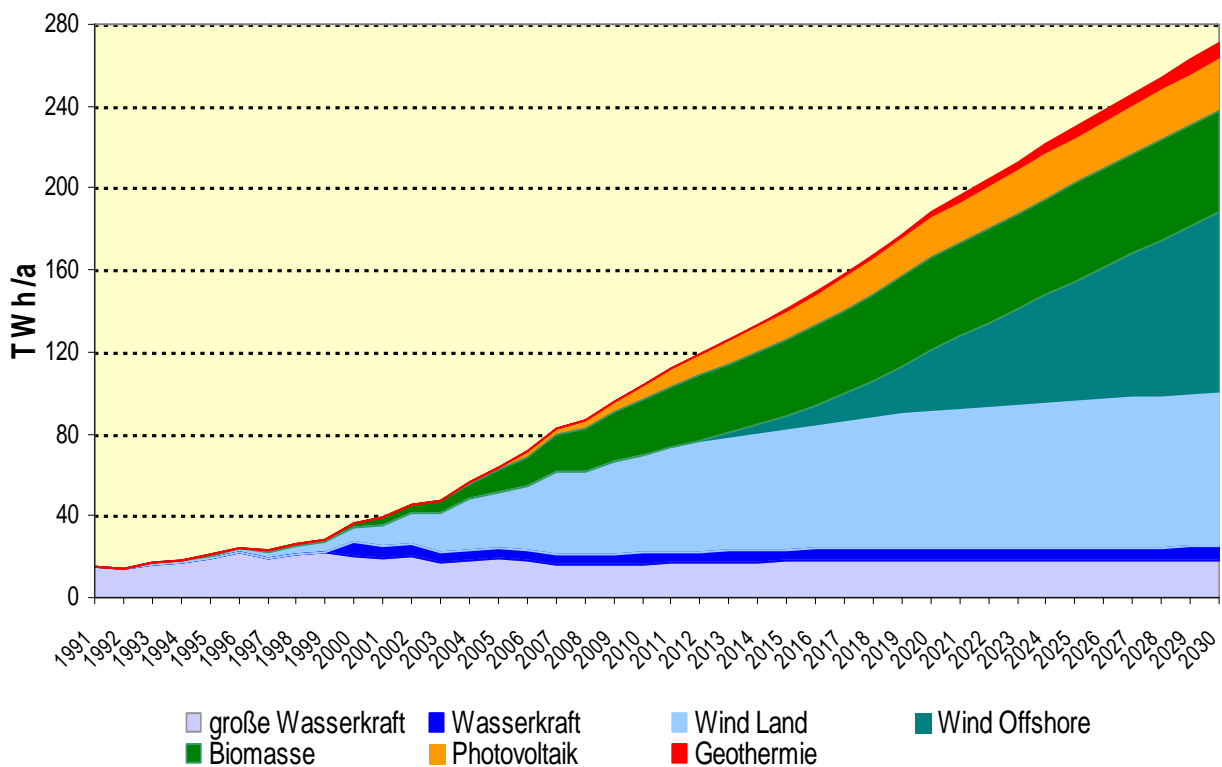


Abbildung 33: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung in Deutschland (ohne Grubengase, biogener Anteil des Mülls, ohne Anteil aus europäischem Stromverbund; einschließlich große Wasserkraft).

Mittel- und langfristig steigende Stromgroßhandelspreise verbessern die Möglichkeiten zur direkten Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen. Diese Anlagen können dann mindestens einen Monat oder auch für einen längeren Zeitraum aus der EEG-Vergütung ausscheiden und durch direkte Stromvermarktung höhere Erlöse als über das EEG erzielen. Damit reduzieren sich die zu zahlenden EEG-Vergütungen. Dieser Effekt nimmt im Laufe der Zeit deutlich zu, so dass die Zahl der Anlagen, die weiter auf die EEG-Vergütung zurückgreifen müssen, entsprechend kleiner wird.

Abbildung 34 zeigt, dass dieser Effekt in relevanter Größenordnung etwa ab dem Jahr 2015 einsetzt und im weiteren dazu führt, dass die Vergütungszahlungen im Jahr 2020 im Preispfad A statt rechnerisch zu erwartender rund 17 Mrd. €₂₀₀₅/a nur noch rund 10,4 Mrd. €₂₀₀₅/a betragen. Im Jahr 2030 beträgt diese Differenz bereits 11 Mrd. €₂₀₀₅/a und wird sich in der Zeit danach auch weiter vergrößern, bis de facto keine EEG-Anlagen mehr auf die EEG-Vergütung angewiesen sein werden.

Der in Abbildung 34 gezeigte Rückgang bei den Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber wirkt sich direkt auf die Stromabnehmer aus, denn diese müssen die Mehrkosten, die sich aus dem EEG ergeben, letztlich tragen. Bei den Mehrkosten handelt es sich um die Differenz zwischen den gesamten EEG-Vergütungen und dem durchschnittlich für diese Strommenge im Großhandel üblicherweise zu zahlenden Preis.

Der perspektivisch deutlich ansteigende Stromgroßhandelspreis führt in zweierlei Hinsicht zu einer EEG-Kostenentlastung: Zum einen scheiden Anlagen - wie schon gezeigt - früher aus dem EEG-Vergütungssystem aus, zum anderen wird die Differenz für die im Vergütungssystem verbleibenden Anlagen zum Großhandelspreis geringer.

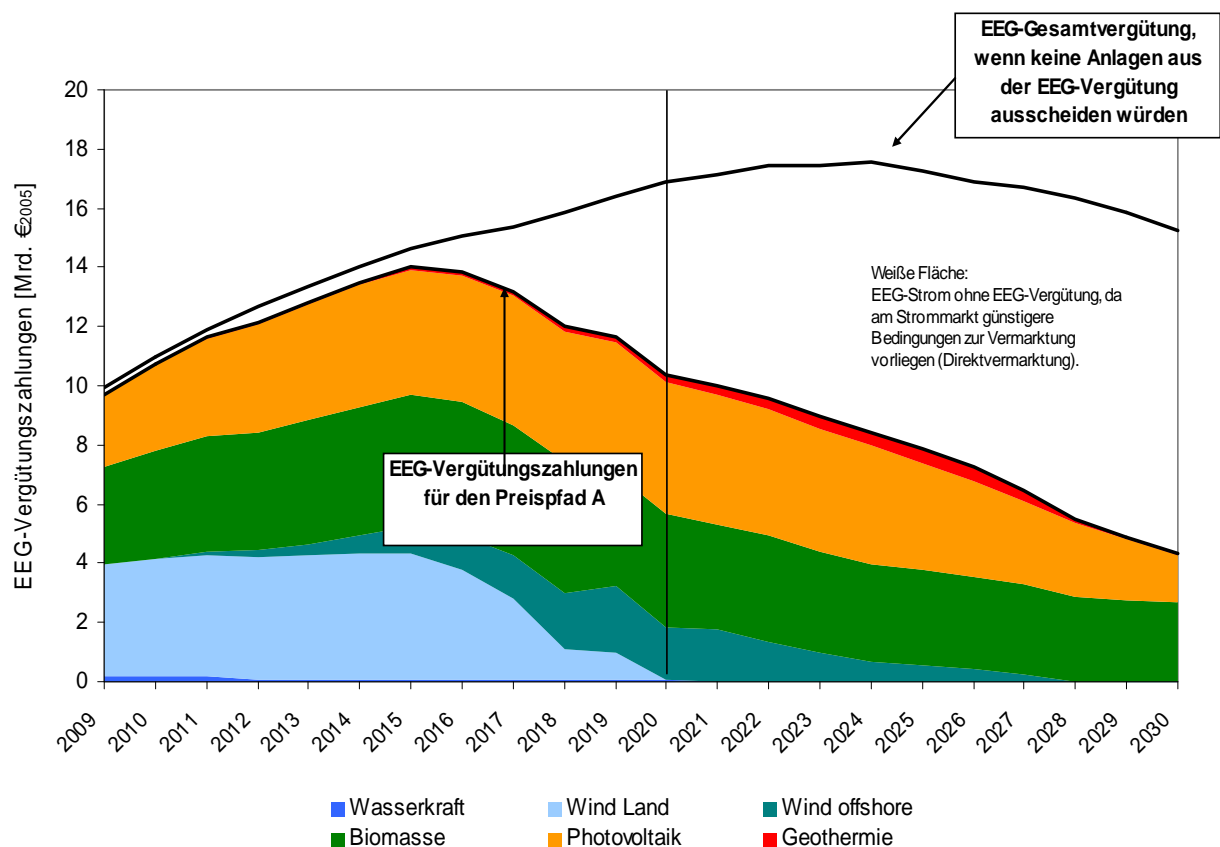


Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen bis zum Jahr 2030.

Abbildung 35 zeigt die Entwicklung der EEG-Differenzkosten für drei Strompreispfade, (Brennstoff-Preispfade A und B, sowie ein Strom-Preispfad mit voller Berücksichtigung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung). Im zentralen Brennstoff-Preispfad A erreichen die EEG-Differenzkosten ihr Maximum im Jahr 2015. Bis zum Jahr 2030 kommt es zu einem kontinuierlichen Rückgang. Die Differenzkosten gehen im Falle des Preispfades A bis zum Jahr 2020 leicht auf 4,3 Mrd. €₂₀₀₅/a zurück und erreichen damit etwa wieder das heutige Niveau, während sie dann in der Zeit nach dem Jahr 2020 sehr deutlich zurückgehen und dann im Jahr 2030 nur noch 0,5 Mrd. €₂₀₀₅/a betragen, wenn gleichzeitig die Stromgroßhandelspreise in den nächsten 20 Jahren real weiter ansteigen. Sie würden dann 2030 real bei 11 Cent₂₀₀₅ liegen, rund 4 Cent₂₀₀₅ über dem Preisniveau im Jahr 2009. Auch wenn der Strompreisanstieg bis 2030 deutlich geringer ausfallen würde (real dann 9 Cent₂₀₀₅/kWh), bliebe der Trend gleich. Der Rückgang der Differenzkosten wäre mit rund 1,2 Mrd. €₂₀₀₅/a nur etwa geringer.

Nochmals deutlich niedriger lägen die Differenzkosten bei einer mehr volkswirtschaftlich orientierten Sichtweise im Preispfad „Klimaschutz“ mit weitgehender Internalisierung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung. Aufbauend auf den Preispfad A wird dabei zusätzlich angenommen, dass eine volle Internalisierung der externen Kosten erfolgt ist, d.h. ein Zertifikatspreisniveau von 70 €/t CO₂ vorliegt ([Krewitt 2006], vgl. dazu auch die Ausführungen in Abschnitt 3.2 zur gesamten EE-Stromerzeugung).

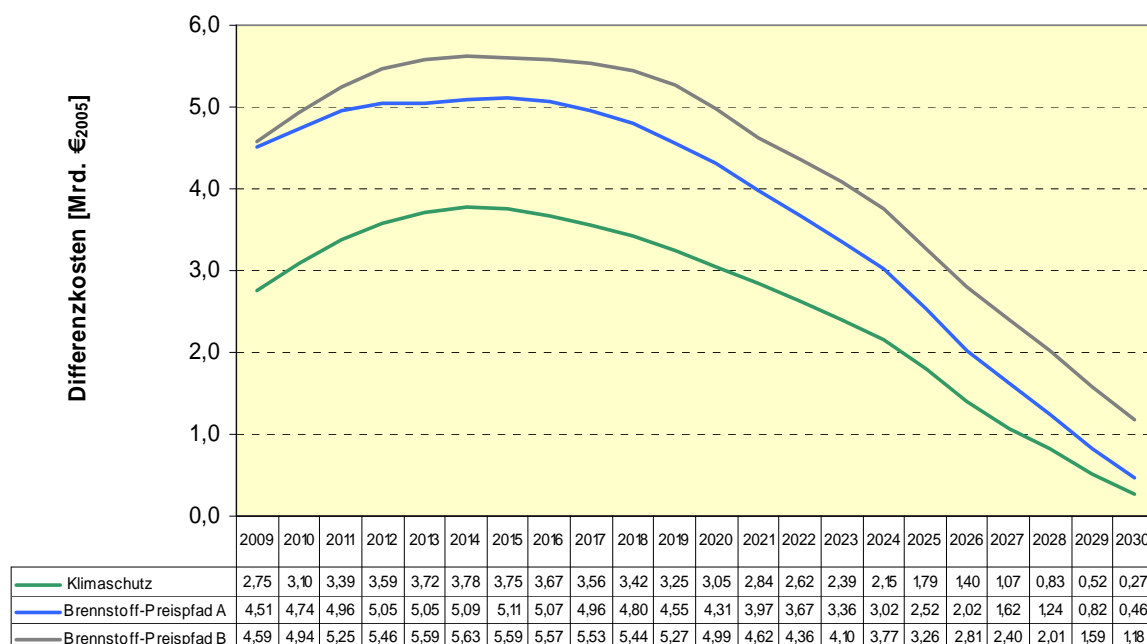


Abbildung 35: Entwicklung der EEG-Differenzkosten bis zum Jahr 2030.

Gegenüber dem Preispfad A werden dazu die 2030 noch „offenen“ externen Kosten in Höhe von 20 €/t CO₂ berücksichtigt, im Preispfad B sind es sogar 35 €/tCO₂, die noch gegenüber einer vollen Berücksichtigung „fehlen“. Gegenüber dem Preispfad A liegen das Maximum der Differenzkosten im Preispfad „Klimaschutz“ mit rund 3,8 Mrd. €₂₀₀₅/a somit erwartungsgemäß deutlich niedriger. Der Abstand der Differenzkosten zum Preispfad A nimmt aber bis 2030 deutlich ab, da die Differenz zu den im Preispfad A noch nicht internalisierten_externen Kos-

ten für den Klimaschutz von 46 €/t CO₂ im Jahr 2009 auf „nur“ noch 20 €/t CO₂ im Jahr 2030 abnehmen.

Die gesamten EEG-Differenzkosten werden durch die Stromlieferanten in Form einer EEG-Umlage auch die Stromverbraucher umgelegt. Dies ist insbesondere für die so genannten nicht privilegierten Letztverbraucher (Stromkunden) relevant, denn sie fallen nach dem EEG nicht unter die Sonderregelungen der §§ 41/42 EEG 2009 (ehemals § 16 EEG 2004). Den nicht privilegierten Stromkunden entstehen durch die Privilegierung bestimmter als stromintensiv eingestufte Unternehmen höhere EEG-Umlagen, da die Begünstigung der Privilegierten (durch eine mengenmäßig verminderte EEG-Stromabnahme) von allen nicht begünstigten Stromabnehmern zu tragen ist. Die EEG-Umlage erhöht sich für die nicht privilegierten Stromabnehmer durch die Begünstigung derzeit um 18%. Jedoch wird es perspektivisch durch die Strompreissteigerungen zu einem weiteren Anwachsen kommen, so dass im Modell vereinfacht eine konstante Mehrbelastung von 20% angesetzt wird.

Mit Inkrafttreten der bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV) ist das Vorgehen bei der EEG-Differenzkosten- und EEG-Umlageberechnung - mit Wirkung aber dem Jahr 2010 - ggü. den §§ 53/54 EEG weiter detailliert worden, im Grundsatz aber unverändert geblieben. Neuer zusätzlicher Bestandteil der Differenzkosten sind vor allem die Kosten für Einspeisungsprognosen und Ausgleichsenergie. Diese finden im Modell noch keine Berücksichtigung, führen voraussichtlich aber zu einer Erhöhung der EEG-Differenzkosten im Bereich von einigen 100 Millionen Euro.

Die EEG-Umlage lag 2008 bei rund 1,1 Cent₂₀₀₅/kWh (**Abbildung 36**) und wird im Preispfad A ihr Maximum bei rund 1,3 Cent₂₀₀₅/kWh - zeitlich analog zu den Differenzkosten - erreichen. Gegenüber heute ist dies eine Zunahme um „nur“ noch etwa 20%.

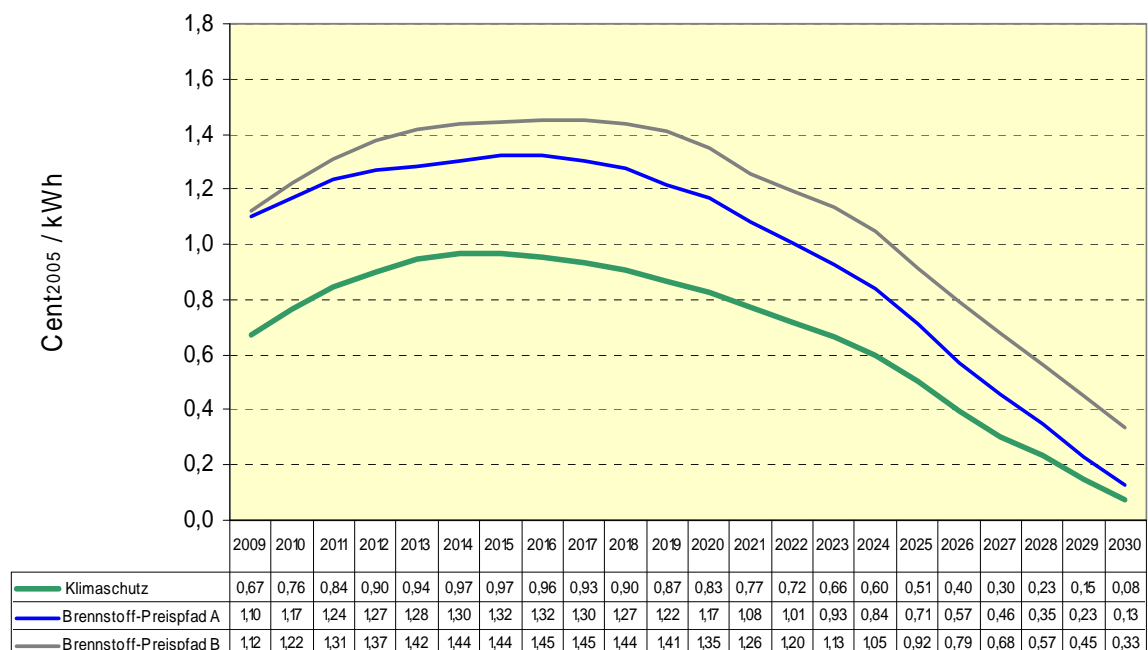


Abbildung 36: Entwicklung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 für drei Preisfade

Nach Erreichen eines Maximalwertes um das Jahr 2015 herum kommt es anlog zum Rückgang der gesamten Differenzkosten auch zu einer deutlichen Abnahme der EEG-Umlage, so dass diese 2020 real – trotz Verdopplung der EEG-Strommenge – mit 1,2 Cent₂₀₀₅ / kWh kaum höher liegen dürfte als heute. Im Jahr 2030 kann – außer im Preispfad B - kaum noch von nennenswerten EEG-Mehrkosten für den Stromkunden gesprochen werden, liegt die EEG-Umlagen dann nur noch knapp über 0,1 Cent₂₀₀₅ / kWh.

Die daraus resultierenden individuellen EEG-Mehrbelastungen sind naturgemäß direkt vom Stromverbrauch abhängig und variieren daher stark. Je höher der Stromverbrauch, umso größer selbstverständlich auch die Mehrkosten durch das EEG. Zur Verdeutlichung sind in **Tabelle 9** einige ausgewählte Beispiele berechnet. Während im Jahr 2008 der EEG-Anteil am Strompreis bei Haushalten und Kleingewerbe rund 5% beträgt, sind es bei Industrieabnehmern etwa 8 bis 11%, weil hier die Umsatzsteuer nicht relevanter Bestandteil des Strompreises ist. Bei den privilegierten Unternehmen beträgt dieser Anteil dagegen unter 1%.

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich wird durch das EEG induziert. D.h., der zusätzlich aus EE-Anlagen produzierte Strom verdrängt ansonsten fossil erzeugten Strom, bzw. die dadurch entstandenen CO₂-Emissionen. Der Höhe der Substitution ist linear von der Ausbautwicklung abhängig. Die anzusetzenden Substitutionsfaktoren wurden von [Klobasa et al. 2009] erstmals mit Hilfe eines Kraftwerksmodells ermittelt und ersetzen die früher verwendeten, literaturbasierten Substitutionsfaktoren von Klobasa & Ragwitz aus dem Jahr 2005. Die daraus abgeleiteten CO₂-Emissionsfaktoren für jede EE-Sparte wurden vom Umweltbundesamt neu ermittelt [BMU 2009, S. 23] und als Basis für die Berechnungen dieser Untersuchung verwendet. Die CO₂-Emissionsfaktoren wurden für die Zukunft vorgeschrieben, wobei eine jährliche Steigerung der Umwandlungseffizienz im gesamten fossilen Kraftwerkspark von 0,8% angesetzt wurde. Dieser Wert wurde aus dem diesbezüglich unveränderten Leitszenario 2008 abgeleitet, das eine definierte Erneuerung und Veränderung des fossil betriebenen Kraftwerkspark vorgibt.

Tabelle 9: EEG-Differenzkosten für ausgewählte Verbrauchergruppen (Preispfad A)

Verbrauchertyp	Stromverbrauch p.a. [kWh]	EEG-Umlage [€ ₂₀₀₅ /a]			
		2008	2015	2020	2030
Haushalt (sparsam)	2.000	21 €	27 €	24 €	3 €
Referenzhaushalt	3.500	36 €	47 €	41 €	5 €
Haushalt (groß)	6.000	62 €	80 €	71 €	8 €
Gewerbekunde klein	20.000	208 €	266 €	236 €	28 €
Gewerbekunde groß	150.000	1.560 €	1.995 €	1.770 €	210 €
Industrie (nicht privilegiert)	3.000.000	31.200 €	39.900 €	35.400 €	4.200 €
Industrie (nicht privilegiert)	20.000.000	208.000 €	266.000 €	236.000 €	28.000 €
Industrie (privilegiert)	20.000.000	30.800 €	36.600 €	33.600 €	12.800 €
Industrie (privilegiert)	3.500.000.000	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €

CO₂-Emissions- und Kostenminderungen durch das EEG

Der Ausbau erneuerbarer Energien durch das EEG korrespondiert mit einem weiter anwachsenden CO₂-Vermeidungsbeitrag. Der jährliche Beitrag steigt von 54 Mio. t im Jahr 2008 [BMU 2009] bis zum Jahr 2020 auf rund 117 Mio. t, und bis zum Jahr 2030 weiter auf rund 162 Mio. t CO₂. Darin ist der CO₂-Vermeidungsbeitrag der traditionellen „großen“ Wasser-

kraft, deren Bau nicht durch das EEG induziert wurde, noch nicht eingerechnet. Dieser Beitrag beträgt zusätzlich jährlich zwischen 13 und 14 Mio. t CO₂.

Auf Basis der vermiedenen CO₂-Emissionen lassen sich auch die vermiedenen externen Kosten berechnen. Für die Abschätzung der durch EEG-Strom vermiedenen externen Kosten wird als „bester Schätzwert“ 70 €/t CO₂ angesetzt [Krewitt 2006]. Die somit durch EEG-Strom vermiedenen externen Kosten bewegen sich - trotz steigender EEG-Strommenge - relativ konstant auf einem Niveau etwas oberhalb von 3 Mrd. €₂₀₀₅. Das liegt daran, dass der in der Leitstudie 2008 (Brennstoffpreisfad A) unterstellte Anstieg des CO₂-Zertifikatspreises von 24 auf 50 €₂₀₀₅/t CO₂ zwischen dem Jahr 2010 und 2030 [BMU 2008, 51], die Differenz der noch nicht internalisierten externen Kosten von 46 €/t CO₂ im Jahr 2010 auf 20 €/t CO₂ im Jahr 2030 absinken lässt.

Auf Grundlage für die CO₂-Emissionsminderung verwendeten Substitutionsbeziehungen, lassen sich auch die fossilen Energiemengen bestimmen, die durch den EEG-Stromausbau wegfallen. Diese Brennstoffmengen werden mit den in der Leitstudie 2008 unterstellten künftigen Importpreisen bewertet.

Neben der Braunkohle sind primär die Brennstoffe Steinkohle und Erdgas von Interesse, da diese Brennstoffe zum ganz überwiegenden Teil importiert werden und bei beiden von einer weiter steigenden Importabhängigkeit auszugehen ist. Der Importanteil bei Erdgas liegt derzeit bei rund 85% und bei Steinkohle über 60%. Aufgrund der garantierten Abnahmemenge deutscher Steinkohle für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2018 (vereinbartes Ende der deutschen Steinkohleförderung), kann die durch EE-Strom substituierte Steinkohle (relativer Nachfragerückgang) schon heute nur den Import betreffen, so dass 100% Importanteil angesetzt werden. Braunkohle stammt auch in Zukunft zu 100% aus inländischer Gewinnung, spielt also bei der Importbetrachtung an dieser Stelle keine weitere Rolle.

Die monetäre Bewertung der fossilen Energiemengen erfolgt auf Basis des Preispfades A für Brennstoff, wie er der Leitstudie 2008 zu Grunde liegt [vgl. BMU 2008, 51]. Wie bei der Berechnung der vermiedenen CO₂-Emissionen, wird vereinfacht unterstellt, dass die Substitutionsbeziehungen durch EE-Strom über die Zeit konstant bleiben, da Aussagen zu Verschiebungen bei diesen Beziehungen kaum möglich sind, da diese von einer Reihe von Einflussfaktoren abhängen (z.B. fossiler Kraftwerksmix, Einsatzbereitschaft der Kraftwerke, Nachfrage, Wetter, etc.).

Tabelle 10 zeigt, dass - unter den gemachten Annahmen – die Importkosten für die Primärenergieträger Steinkohle und Erdgas bereits im Jahr 2008 um rund 3 Mrd. €₂₀₀₅/a verringert wurden. Bis zum Jahr 2020 können es bereits rund 6 Mrd. €₂₀₀₅/a sein, und bis zum Jahr 2030 insgesamt rund 16 Mrd. €₂₀₀₅/a. Kumuliert über den gesamten Zeitraum zwischen 2008 und 2030 entspricht dies einer Summe von 200 Mrd. €₂₀₀₅. Eine Zusammenfassende Darstellung der Nutzenbeträge findet sich in **Tabelle 11**.

Tabelle 10: Einsparung fossiler Energieträger durch EEG-Strom (gesamt).

	Einheit	2008	2010	2015	2020	2030
EEG-Stromerzeugung *)	TWh	88	104	141	188	271
Kraftwerkspark elektrische Nutzungsgrade						
Steinkohle	%	39,5	40	40,5	41	41
Erdgas	%	46	46,5	49	51,5	56
Substituierte Primärenergie (Import, ohne Vorketten)						
Steinkohle	PJ	462	541	726	966	1.408
Erdgas	PJ	183	219	290	369	478
Importquoten						
Steinkohle	%	100	100	100	100	100
Erdgas	%	86	88	94	98	99
Importpreise						
Steinkohle	€ ₂₀₀₅ /GJ	3,70	3,91	4,59	5,33	6,89
Erdgas	€ ₂₀₀₅ /GJ	7,10	7,82	9,17	10,67	13,79
Vermiedene Importkosten gesamt						
Brennstoffpreisfad A	Mrd. € ₂₀₀₅ /a	2,8	3,6	5,8	9,0	16,0

*) inklusive nicht-EEG vergütete Wasserkraft, ohne biogene Abfälle

Tabelle 11: Eckdaten EEG-Induzierter Strom

	Einheit	2008	2010	2015	2020	2030
Stromerzeugung	TWh	72	88	123	170	252
CO ₂ -Vermeidung	Mio. t	54	65	88	117	162
Vermiedene externe Kosten	Mrd. € ₂₀₀₅ /a	2,9	3,0	3,3	3,6	3,2
Vermiedene Brennstoffimporte (Preisfad A)	Mrd. € ₂₀₀₅ /a	2,8	3,6	5,8	9,0	16,0

4 Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse

Die detaillierte Szenarienanalyse des Energiesystems ergibt Hinweise auf die Bedeutung der einzelnen Bereiche der Energieversorgung für die Reduktion der CO₂-Emissionen und sie lässt erkennen, wo die besonderen Chancen und wo die Schwachstellen bei der eingeschlagenen Entwicklung hin zu einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung liegen. Sie erlaubt auch eine Einschätzung, mit welcher Sicherheit die konkreten Ziele für das Jahr 2020 erreicht werden können und wo noch Nachbesserungs- und Justierungsbedarf besteht.

Hinsichtlich der Bedeutung der einzelnen Bereiche bzw. Maßnahmenbündel lässt sich eine „Rangordnung“ ihres möglichen Beitrags zur zukünftigen CO₂-Minderung ab dem Jahr 2009 ableiten. Betrachtet man den Zeitraum bis 2020 so sind der Ausbau der EE im Strombereich und die Effizienzsteigerungen im Wärmebereich – und dort zu 80% Maßnahmen im Gebäudereich - die wichtigsten Bereiche. Sie besitzen ein CO₂-Minderungspotenzial von jeweils 75 – 80 Mio. t CO₂/a. An dritter Stelle folgt die Effizienzsteigerung im Strombereich, die im aktualisierten Leitszenario höher angesetzt wurden als in der Leitstudie 2008. Sie hat ein Minderungspotenzial um 60 Mio. t CO₂/a. Es folgt der KWK-Ausbau (in Verbindung mit einer Verschiebung des Brennstoffmixes der Stromerzeugung und höheren Wirkungsgraden der bis 2020 erstellten Neukraftwerke) mit rund 45 Mio. t CO₂/a. Die drei strombezogenen Strategieelemente ermöglichen in der Summe eine Bruttominderung von rund 185 Mio. t CO₂/a. Wegen des schrittweisen Rückbaus der Kernenergie verbleibt bis 2020 eine Nettominderung im Stromsektor von 80 Mio. t CO₂/a gegenüber dem Jahr 2008.

Die Bereiche „Effizienzsteigerungen Verkehr“ und „EE-Ausbau im Wärmebereich“ folgen etwa gleichrangig mit Minderungspotenzialen um 20 -25 Mio. t CO₂/a, an letzter Stelle steht das zusätzliche Minderungspotenzial von Biokraftstoffen mit rund 10 Mio. t CO₂/a. Insgesamt haben Effizienzsteigerungen bis 2020 ein höheres Gewicht als der EE-Ausbau. Mit diesen notwendigen Effizienzsteigerungen werden Versäumnisse aus Zeiten niedriger Energiepreise beseitigt und gleichzeitig das Fundament geschaffen für eine langfristig tragfähige Energieversorgung.

Betrachtet man den gesamten Zeitraum 1990 bis 2050 so verschieben sich die Gewichte. Nun dominiert der Ausbau der EE im Stromsektor, danach folgen aber immer noch Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich. An dritter Stelle stehen Effizienzmaßnahmen bei der Stromnutzung in Verbindung mit dem KWK-Zubau bei der Stromerzeugung. Diesen drei Bereichen lassen sich zusammen etwa 60% der zwischen 1990 und 2050 vermiedenen Emissionen zuordnen. Danach folgen etwa gleichwertig „Effizienzsteigerung im Verkehrssektor“ und „EE-Ausbau im Wärmesektor“; danach folgt der „Ausbau von EE-Kraftstoffen“.

Ein anschauliches Beispiel der volkswirtschaftlichen Wirkungen einer konsequenten EE-Ausbaustrategie ist abschließend in **Abbildung 37** dargestellt. Derzeit werden rund 10 000 PJ/a an Energieträgern importiert, für deren Einkauf 52 Mrd. €/a ausgegeben werden. Es werden jedoch bereits 750 PJ/a weniger fossile Energieträger benötigt, als dies ohne EE-Ausbau seit 1995 sonst der Fall wäre. Dieser Wert steigt bis 2020 auf 1 700 PJ/a und bis 2050 auf nahezu 3 500 PJ/a. Auf der Basis der Preisannahmen des Pfades A entspricht dies derzeit vermiedenen Beschaffungskosten von 3,3 Mrd. €/a, in 2020 von rund 15 Mrd. €/a und

in 2050 von 55 Mrd. €/a¹³. Die stetige und wirksame Entkopplung von längerfristig immer teureren Energieexporten ist offensichtlich. Ähnliches gilt für die – hier nicht quantifizierten – Kosteneinsparungen durch gesteigerte Effizienz bei Energiewandlung und Energienutzung.

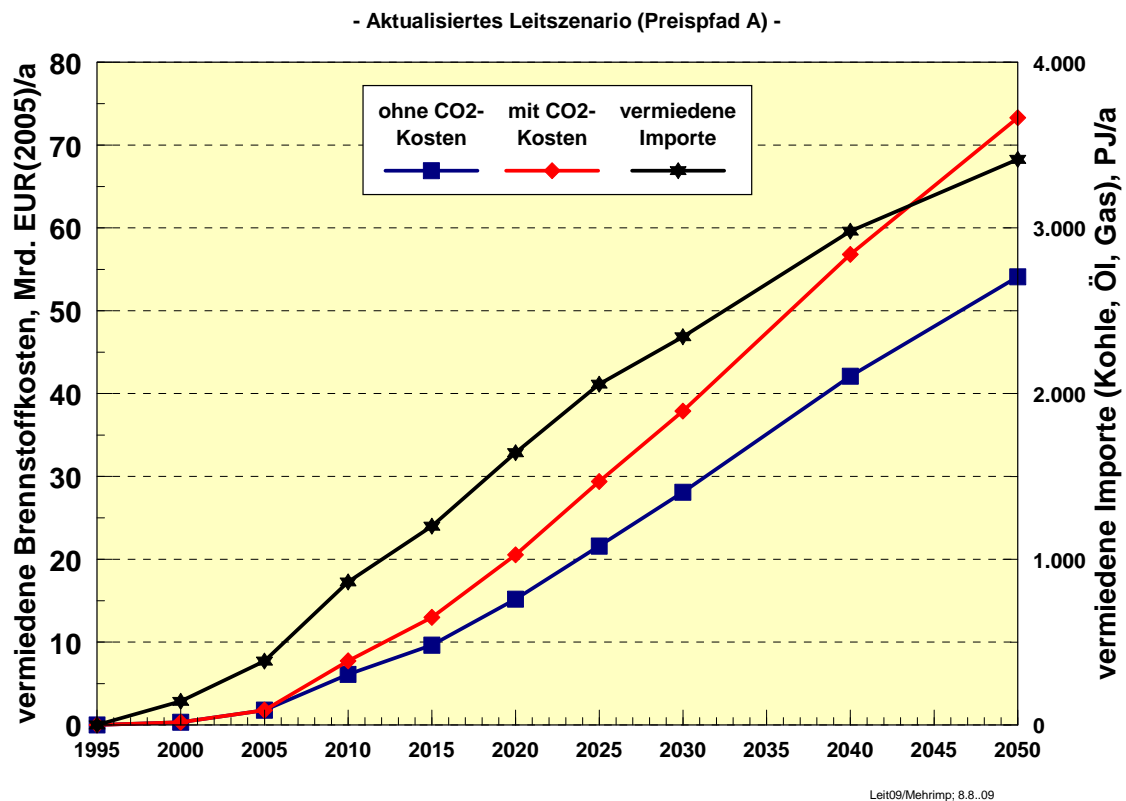


Abbildung 37: Durch den EE-Ausbau gemäß aktualisiertem Leitszenario (ab 1995) vermiedene fossile Energieimporte und dadurch vermiedene Beschaffungskosten für Kohle, Öl und Gas.

Was die Erreichung der einzelnen bis 2020 zu erbringenden CO₂-Minderungen durch entsprechende Maßnahmenbündel und anderer Rahmenbedingungen anbelangt, so kann die EE-Stromerzeugung als im Wesentlichen abgesichert gelten. Einen Unsicherheitsfaktor stellt noch der unterstellte Ausbau der Offshore-Windnutzung in der hier dargestellten Größe dar. Falls sich hier unvorhergesehene Verzögerungen ergeben, sollte die weitere Windenergienutzung an Land, u. a. durch Intensivierung des Repowering, beschleunigt werden. Der wichtige Bereich der umfassenden Senkung des Raumwärmebedarfs ist durch eine ganze Reihe von Maßnahmen (Novelle der EnEV; Gebäudesanierungsprogramm, Novellierung der Heizkostenverordnung) angestoßen worden. Punktuell verstärken Mittel aus den derzeitigen Konjunkturprogrammen diese Dynamik noch. In Zukunft wieder erwartbar steigende Brennstoffpreise werden die Sanierungsrate von Gebäuden ebenfalls beschleunigen. Dennoch ist nicht vollständig sichergestellt, dass sich die bis 2020 angenommene Verringerung des Raumwärmebedarfs von 15% ohne weitere Maßnahmen einstellen wird. Es wird hier insbesondere auf deutliche Effizienzfortschritte im Mietwohnungsbau und in Nichtwohngebäuden zu achten sein.

¹³ Darin sind auch die in Tabelle 10 ermittelten Werte für über das EEG induzierten Ausbau der EE enthalten.

Zwei bis 2020 ebenfalls wichtige Bereiche – der deutliche Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und eine erhebliche Steigerung der Stromeffizienz – bedürfen der besonderen energiepolitischen Aufmerksamkeit. Zwar hat der KWK-Ausbau durch die Novelle des KWK-Gesetzes und die Förderung von Mini-KWK bedeutende Schubkraft gewonnen. Auch der über das EEG induzierte Ausbau der Biomasse unterstützt die Ausweitung der KWK im dezentralen Bereich. Es ist aber keineswegs sicher, dass die angestrebte Verdopplung der KWK-Stromerzeugung bis 2020 erreicht wird. Zum einen spiegeln die Kraftwerksausbaupläne der Stromversorger die dazu notwendige KWK-Leistung derzeit nicht wider, zum anderen ist nicht sicher ob die beschlossene Förderung von Wärmenetzen ausreichen wird, den notwendigen raschen Zubau dezentraler KWK-Anlagen zu gewährleisten. Hier müssen in wesentlich größerem Maße als bisher kommunale Akteure und insbesondere Stadtwerke aktiv werden, um die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen zu gewährleisten. Auch in der Industrie müssen eine beträchtliche Modernisierung und ein weiterer Ausbau von KWK-Anlagen erfolgen. Die Energiepolitik sollte den Fortschritt beim Ausbau der KWK genau beobachten und ggf. rechtzeitig weitere Anreize schaffen.

Auch bei der angestrebten deutlichen Effizienzsteigerung im Strombereich gilt es, wesentlich wirksamere Anreize als bisher zu setzen. Der Trend zu ständigem Verbrauchszuwachs von Strom ist noch nicht eindeutig gestoppt. Hier sind insbesondere die Einrichtung von Energieeffizienzfonds, Top-Runner Systeme und die Umsetzung der EDL-Richtlinie der EU zu nennen. Auch der beschleunigte Ersatz von Nachtspeicherheizungen sollte angegangen werden. Beim Ausbau der EE im Wärmebereich ist mit dem EE-Wärmegesetz und der Aufstockung des Marktanzreizprogramms ein wichtiger Schritt getan. Das EE-Wärmegesetz sollte jedoch in absehbarer Zeit auch Altbauten umfassen. Ebenso sollten die zu erbringenden EE-Deckungsanteile nach einer Einführungsphase dynamisiert werden. Im Verkehrssektor dürfte die notwendige Effizienzsteigerung durch die vorgegebenen CO₂-Minderungsziele, die bei Nichteinhaltung sanktioniert werden, bis 2020 erreichbar sein. Der wachsende Modernisierungsdruck in der Automobilindustrie im Gefolge der jetzigen Wirtschaftskrise dürfe ebenfalls zu einer Beschleunigung von Effizienzinnovationen führen (z.B. Elektromobilität). Längerfristig wird es zur weiteren CO₂-Emissionsminderung allerdings erforderlich sein, stärker als derzeit auch über strukturelle Veränderungen nachzudenken. So sollten bei weiter stark wachsendem Güterverkehrsaufkommen wesentlich mehr Gütertransporte von der Straße auf Bahn und Schiff verlagert werden.

Insgesamt sind die derzeitigen Voraussetzungen, die angestrebten klimapolitischen Ziele zeitgerecht zu erreichen, (noch) relativ gut. Allerdings sollte die im letzten Jahrzehnt aufgebaute energiepolitische Handlungsdynamik im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu wirkungsvollen Maßnahmen und Gesetzen in wesentlichen o. g. Bereichen geführt hat, unbedingt in demselben Ausmaß aufrechterhalten werden. Es wird vor allem darauf ankommen diesen Prozess in noch stärkerem Maße auf die gesamte EU auszudehnen und insbesondere abgestimmte Handlungskonzepte für den mittel- und langfristigen Ausbau erneuerbarer Energien über die nationalen Grenzen hinaus zu entwickeln. Ein Bestandteil dieser Strategie sollte auch die Vorbereitung eines europäischen Stromverbunds sein, der es erlaubt große, kostengünstige EE-Potenziale im gesamten Europa zu nutzen und später auch die südlichen Mittelmeerstaaten einzubinden. Mit dem Solarplan der Union für das Mittelmeer und der privatwirtschaftlichen DESERTEC Industrie-Initiative zum Bau solarthermischer Kraftwerke v.a. in Nordafrika ist dazu ein wichtiger Schritt getan. Diese Initiative bedarf aber einer intensiven energiepolitischen Begleitung und Unterstützung, damit die Planung sich nicht isoliert auf Exportpotenziale konzentriert, sondern zunächst konstruktive Impulse zum Aufbau der jeweiligen nationalen EE-Versorgung liefert. Mit einer derart

ausgewogenen Strategie kann Europa seine Abhängigkeit von fossilen Energieimporten drastisch verringern und gleichzeitig durch enge partnerschaftliche Beziehungen zu den übrigen Mittelmeeranrainern zur politischen und wirtschaftlichen Stabilität im Mittelmeerraum beitragen. Damit würde die Sicherheit seiner Energieversorgung deutlich gesteigert und ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen geleistet.

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, sowie das anhaltend hohe Energiepreinsniveau dürften es erleichtern immer mehr gesellschaftliche Akteure für den notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung zu gewinnen. In zunehmendem Umfang werden auch die wirtschaftlichen Vorteile eines deutlich effizienteren Umgangs mit Energie und eines konsequenten EE-Ausbaus sichtbar. Eine kluge Energiepolitik sollte die jetzt schon vorhandene Eigendynamik nutzen und gezielt verstärken, um die erforderlichen „Leitplanken“ für die Weiterentwicklung der Energieversorgung in Richtung eines nachhaltigen Klimaschutzes und einer wirksamen Schonung begrenzter Ressourcen zu konkretisieren und um weitere für alle Akteure verbindliche Vorgaben und Richtlinien zu formulieren.

5 Literatur

AGEB 2009: Energieverbrauch in Deutschland 2008. Bericht der AG Energiebilanzen, März 2009.

BDEW 2009: Sitzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 30./31. Juli 2009; www.bdew.de

BMU 2004: J. Nitsch, M. Pehnt, M. Fishedick u. a.: „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland.“ DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, Forschungsvorhaben FKZ 901 41 803 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), April 2004

BMU 2008: 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 2009: „Erneuerbarer Energien 2008 in Deutschland“. Daten des BMU auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat.), Stand Juli 2009

BMWi 2007: M. Schlesinger, D. Lindenberger u. a.: „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (inklusive Anhang 2%-Variante)“. Prognos Basel, EWI Köln im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, November 2007

BMWi 2009: „Zahlen und Fakten: Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung“. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Stand April 2009

BFE 2007: R. Zah, H. Böni, M. Gauch u.a.: „Ökobilanzen von Energieprodukten – Ökologische Bewertung von Biokraftstoffen.“ ESU Services; EMPA, Abt. Technologie und Gesellschaft im Auftrag des Bundesamt für Energie (BFE), Bundesamt für Umwelt (BAFU) und Bundesamt für Landwirtschaft (BLW), St. Gallen, Mai 2007

DESERTEC 2007: „Clean Power from Deserts.“ The Desertec Concept for Energy, Water and Climate Security. Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC), Whitebook, Hamburg, November 2007, www.DESERTEC.org.

DEWI 2009: „Windindustrie trotz Wirtschaftskrise.“ Pressemitteilung des DEWI, Bremen 23.7.09; www.dewi.de

EWI//Prognos 2005: „Energierport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“ Untersuchung im Auftrag des BM für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005

Greenpeace 2008: S. Teske, W. Krewitt, S. Simon, W. Graus u. a.: „Energy (R)evolution – a sustainable Global Energy Outlook.“ Studie von DLR Stuttgart, Ecofys Utrecht im Auftrag von Greenpeace und EREC (European Renewable Energy Council), Oktober 2008

Klobasa et al. 2009: Klobasa, M.; Sensfuss, F.; Ragwitz, M.: CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007. Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Karlsruhe 2009.

Krewitt 2006: W. Krewitt, B. Schломann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern.“ Gutachten für das BMU, DLR Stuttgart, ISI Karlsruhe, März 2006

MED-CSP 2005: F. Trieb; C. Schillings u.a.: „Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Berlin, April 2005; www.dlr.de/tt/med-csp

Pieptzyk 2009: B. Pieptzyk, P.R. Hilje: „Vergleich von Prognosen und Szenarien mit der tatsächlichen Entwicklung Erneuerbarer Energien; Deutschland –Europa – Welt. Kurzgutachten der Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin, Mai 2009. www-unendlich-viel-energie.de

RECCS 2007: M. Fishedick, J. Nitsch, P. Viebahn u.a.: „Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage –Technologien (CCS)“; WI Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, PIK Potsdam; Untersuchung im Auftrag des BMU, Februar 2007

Renewability 2009: „Stoffstromanalyse nachhaltiger Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030.“ Untersuchung von Öko Institut, DLR Institut für Verkehrsforschung, IFEU, Deutsches Biomasse-Institut, TU Dresden im Auftrag des BMU, Berlin 2009.

SRU 2009: SRU-Konferenz: „Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung.“, Berlin Mai 2009; www.sru.de

Stern 2007: Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007

Trans-CSP 2006: F. Trieb, C. Schillings u. a: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Berlin , April 2006; www.dlr.de/tt/trans-csp

UBA 2006: S. Ramesohl, M. Fishedick, M. Pehnt, W. Knörr, J. Nitsch, P. Viebahn u. a. „Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe.“ WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, DLR Stuttgart, im Auftrag des UBA (FKZ 203 45 118), Berlin, März 2006

UBA 2007: „Klimaschutz in Deutschland: 40% CO₂-Senkung bis 2020 gegenüber 1990“, Untersuchung des UBA, Mai 2007

VDE 2008: „Effizienz- und Einsparpotenziale elektrischer Energie in Deutschland.“ Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG); Kurzfassung, Frankfurt, Januar 2008

WBA 2007: „Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik.“ Gutachten des Wiss. Beirats für Agrarpolitik beim BM für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. November 2007

ZSW 2009: Aktuelle Zusammenstellung zum Beitrag Erneuerbarer Energien in Deutschland. Stand: Juli 2009, ZSW Stuttgart.

Wenzel & Nitsch 2008: Wenzel, B.; Nitsch, J.: Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich bis zum Jahr 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Stuttgart 2008.

6 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen:

Abbildung 1:	Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2008 (Balken und linke Ordinate) sowie Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (Kurve und rechte Ordinate). Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen	23
Abbildung 2:	Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2008; Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen	23
Abbildung 3:	Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2008; Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen	24
Abbildung 4:	Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990. Quellen: [BMU 2009; ZSW 2009]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen	25
Abbildung 5:	Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2008. Quellen : [BMU 2009; ZSW 2009], frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen	26
Abbildung 6:	Erzeugung von Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien 1995 bis 2008. Quellen: Daten der AGEE–Stat. [BMU 2009; ZSW 2009], frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.....	27
Abbildung 7:	Struktur des Endenergieverbrauchs, des nichtenergetischen Verbrauchs und der Umwandlungsverluste 2000, 2005, 2008 und im aktualisierten Leitszenario 2009	32
Abbildung 8:	Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario nach Energiequellen bis zum Jahr 2050.....	33
Abbildung 9:	Entwicklung und Struktur des Primärenergieverbrauchs im aktualisierten Leitszenario (Wirkungsgradmethode)	34
Abbildung 10:	Erdgasverbrauch in der deutschen Energieversorgung im aktualisierten Leitszenario.....	35
Abbildung 11:	Vermiedene CO ₂ -Emissionen ab 2008 im aktualisierten Leitszenario nach Nutzungsbereichen sowie vermiedene CO ₂ -Emissionen zwischen 1990 und 2007	36
Abbildung 12:	Durch erneuerbare Energien vermiedene CO ₂ -Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft; nach AGEE-Stat) und im aktualisierten Leitszenario (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen).....	37
Abbildung 13:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im aktualisierten Leitszenario (LEIT 2009) im Vergleich zum Leitszenario 2008 und der Szenariovariante E3 (2008)	37
Abbildung 14:	Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im aktualisierten Leitszenario unter den Bedingungen der gegenwärtigen Fassung des EEG; Vergleich mit dem Leitszenario 2008 und den Szenarien EE und KV („Koalitionsvereinbarung“) des Energiegipfels [BMW _i 2007].....	38

Abbildung 15: Jährlich installierte elektrische EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) seit 2000 und im aktualisierten Leitszenario nach Technologien bis zum Jahr 2050	43
Abbildung 16: Bisherige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und zukünftige Entwicklung in verschiedenen Szenarien.....	45
Abbildung 17: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (ohne Erzeugung in Pumpspeichern) im aktualisierten Leitszenario.....	46
Abbildung 18: Struktur der Bruttostromerzeugung im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Energiequellen und Kraftwerksarten.....	47
Abbildung 19: Struktur der Kraftwerksbruttoleistung im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Energiequellen und Kraftwerksarten.....	50
Abbildung 20: Entwicklung der beheizten Flächen in Wohn (WG)- und Nichtwohngebäuden (NWG) und des mittleren spezifischen Heizwärmeverbrauchs des jeweiligen Gebäudebestands im aktualisierten Leitszenario 2009.....	52
Abbildung 21: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im aktualisierten Leitszenario.....	53
Abbildung 22: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) im aktualisierten Leitszenario 2009 Energieträgern.....	54
Abbildung 23: Struktur der erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im aktualisierten Leitszenario 2009.....	55
Abbildung 24: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im aktualisierten Leitszenario nach Technologien bis 2050; (Kollektoren mit 0,7 kW/m ² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Feste Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke).....	56
Abbildung 25: Energieeinsatz im Verkehr im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Kraftstoffarten.....	58
Abbildung 26: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im aktualisierten Leitszenario (einschl. EE-Strom für Elektrofahrzeuge).....	59
Abbildung 27: Jährliches Investitionsvolumen im aktualisierten Leitszenario 2009 für den Stromsektor nach Einzeltechnologien.....	61
Abbildung 28: Jährliches Investitionsvolumen im aktualisierten Leitszenario 2009 für den Wärmesektor nach Einzeltechnologien.....	63
Abbildung 29: Zukünftiger Verlauf der Brennstoffpreise frei Kraftwerke in zwei Energiepreispfaden einschließlich CO ₂ -Aufschlag nach [BMU 2008].....	64
Abbildung 30: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im aktualisiertes Leitszenario bei Preissteigerungen entsprechend dem Preispfad A.....	65
Abbildung 31: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im aktualisierten Leitszenario bei Preissteigerungen entsprechend dem Preispfad B.....	67
Abbildung 32: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im aktualisierten Leitszenario in ungefähren 10-Jahres-Abschnitten für die Verbrauchssegmente Strom, Wärme und Kraftstoffe.....	68

Abbildung 33: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung in Deutschland (ohne Grubengase, biogener Anteil des Mülls, ohne Anteil aus europäischem Stromverbund; einschließlich große Wasserkraft).....	70
Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen bis zum Jahr 2030.....	71
Abbildung 35: Entwicklung der EEG-Differenzkosten bis zum Jahr 2030.....	72
Abbildung 36: Entwicklung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 für drei Preispfade.....	73
Abbildung 37: Durch den EE-Ausbau gemäß aktualisiertem Leitszenario (ab 1995) vermiedene fossile Energieimporte und dadurch vermiedene Beschaffungskosten für Kohle, Öl und Gas.	78

Tabellen:

Tabelle 1: Spezifische Kenndaten des aktualisierten Leitszenarios	29
Tabelle 2: Eckdaten 2010 bis 2050 des aktualisierten LEITSZENARIOS 2009, speziell Beiträge der erneuerbarer Energien	31
Tabelle 3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009	40
Tabelle 4: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009	40
Tabelle 5: Stromeinsatz (TWh/a) für „neue“ Verbraucher im aktualisierten Leitszenario	46
Tabelle 6: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der gesamten KWK im aktualisierten Leitszenario.....	48
Tabelle 7: Rückgang der kumulierten Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus EE im aktualisierten Leitszenario	49
Tabelle 8: Zusammenstellung der Wärme- und Kraftstoffbereitstellung der EE im aktualisierten Leitszenario.....	57
Tabelle 9: EEG-Differenzkosten für ausgewählte Verbrauchergruppen (Preispfad A)	74
Tabelle 10: Einsparung fossiler Energieträger durch EEG-Strom (gesamt).	76
Tabelle 11: Eckdaten EEG-Induzierter Strom.....	76

7 Anhang

7.1 Anhang 1: Entwicklung erneuerbarer Energien seit 1975

Tabelle 1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

	Wasserkraft (ohne Strom aus PS)		Windenergie		Biomasse Strom einsch. biogen. Müll +)		Fotovoltaik		Geothermie Strom		Summe Stromerz [GWh/a]	Summe Leistung [MWel]
	[GWh/a]	[MW]	[GWh/a]	[MW]	[GWh/a]	[MW]	[GWh/a]	[MWp]	[GWh/a]	[MW]		
1975	17100		0		800		0		0		17900	
1980	18000		0		1000		0		0		19000	
1985	16500		10		1130		0		0		17640	
1990	17000	4403	40	56	1422	740	1	2	0	0	18463	5201
1991	15900	4403	140	98	1450	742	2	3	0	0	17492	5246
1992	18600	4374	230	167	1545	782	3	6	0	0	20378	5329
1993	19000	4520	670	310	1570	795	6	9	0	0	21246	5634
1994	20200	4529	940	605	1870	841	8	12	0	0	23018	5987
1995	21600	4521	1800	1094	2020	880	11	16	0	0	25431	6511
1996	18800	4563	2200	1547	2203	928	16	24	0	0	23219	7062
1997	19000	4578	3000	2082	2479	970	26	36	0	0	24505	7666
1998	19000	4601	4489	2875	3392	989	32	45	0	0	26913	8510
1999	21300	4547	5528	4444	3641	1028	42	58	0	0	30511	10077
2000	24936	4572	7550	6114	4129	1129	64	100	0	0	36679	11915
2001	23383	4600	10509	8755	5065	1255	116	178	0	0	39073	14788
2002	23824	4620	15859	11965	5962	1438	188	258	0	0	45833	18281
2003	20350	4640	18856	14609	9132	1678	333	408	0	0	48671	21335
2004	21000	4660	25509	16629	10463	2125	557	1018	0,2	0,2	57529	24432
2005	21524	4680	27229	18431	13534	2777	1282	1881	0,2	0,2	63569	27769
2006	20042	4700	30710	20622	19268	3640	2220	2711	0,4	0,2	72240	31673
2007	21249	4720	39713	22247	22775	4301	3075	3811	0,4	3,2	86812	35082
2008	21300	4740	40400	23894	27060	4495	4000	5311	18	6,6	92778	38447

2008 (AGEE, Juni 2009)

Tabelle 2: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung sowie gesamte Endenergie aus erneuerbaren Energien

	Biomasse		Solarthermie		Geothermie		Summe Wärme [GWh/a]	Biodiesel [GWh/a]	Pflanzenöl [GWh/a]	Bio- ethanol [GWh/a]	Summe Kraftstoffe [GWh/a]
	Wärme [GWh/a]	[GWh/a]	[1.000 m ²]	[MW]	Wärme [GWh/a]	Wärme [GWh/a]					
1975	30000		0		200		30200	0	0	0	0
1980	32000		0		300		32300	0	0	0	0
1985	35000		50		500		35550	0	0	0	0
1990	38000	130	340	238	1000		39130	0	0	0	0
1991	39000	166	468	328	1100		40266	2	0	0	2
1992	40000	218	590	413	1200		41418	52	0	0	52
1993	41000	279	749	524	1300		42579	103	0	0	103
1994	42000	351	946	662	1400		43751	258	0	0	258
1995	44000	440	1159	811	1425		45865	310	0	0	310
1996	46000	550	1457	1020	1383		47933	517	0	0	517
1997	48546	695	1821	1275	1335		50576	827	0	0	827
1998	51613	857	2194	1536	1384		53854	1033	0	0	1033
1999	50951	1037	2641	1849	1429		53417	1343	0	0	1343
2000	54314	1279	3284	2299	1433		57026	2583	0	0	2583
2001	55326	1626	4199	2939	1447		58399	3617	0	0	3617
2002	54626	1955	4749	3324	1483		58064	5683	0	0	5683
2003	66361	2465	5478	3835	1532		70358	8267	0	0	8267
2004	69945	2573	6235	4365	1558		74076	10850	52	424	11326
2005	76882	2828	7197	5038	1601		81311	18600	2047	1936	22583
2006	87469	3274	8615	6031	1934		92677	29444	7417	3556	40417
2007	94335	3704	9576	6703	2299		100338	34389	8750	3417	46556
2008	97100	4131	10680	7476	2516		103747	27806	4194	4694	36694

*) bei Biomasse ab 2003 Neubewertung des Wärmebeitrags aufgrund verbesserter Datenlage

Quellen: Daten der AGEE-Stat. (bis 6/09; teilweise unveröffentlicht), BMU 2009, BMWi 2009; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Tabelle 3a: Primärenergiestruktur und Endenergie 1975 – 1995 (1975 bis 1989 alte und neue Bundesländer) mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2 (PJ/a).

	1975	1980	1985	r			1991	1992	1993	1994	1995
	1975	1980	1985	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Energieträger											
Mineralöl	5500	6058	5113	5296	5013	5217	5525	5612	5731	5681	5689
Steinkohlen	2300	2393	2511	2362	2306	2306	2330	2196	2139	2140	2060
Braunkohlen	3500	3391	3686	3537	3525	3202	2507	2176	1983	1861	1734
Naturgase 1)	1111	2176,5	2029,9	2164	2239	2247	2374	2344	2492	2547	2768
Kernenergie	400	606	1450	1698	1743	1665	1609	1733	1675	1650	1682
EE 1 2)	62	65	59	59	55	61	58	68	71	76	84
EE 2 3)	137	147	162	160	165	179	184	190	195	202	212
Sonstige 4)	30	30	32	28	30	25	25	20	20	20	22
Importsaldo Strom	30	26	40	7	4	3	-2	-19	3	8	17
Primärenergie, ges.	13069	14892	15083	15311	15080	14905	14610	14319	14309	14185	14269
PEV EE 1 + 2	198	212	221	219	220	240	242	257	266	278	297
Anteile in %											
Mineralöl	42,1	40,7	33,9	34,6	33,2	35,0	37,8	39,2	40,1	40,0	39,9
Steinkohlen	17,6	16,1	16,6	15,4	15,3	15,5	15,9	15,3	14,9	15,1	14,4
Braunkohlen	26,8	22,8	24,4	23,1	23,4	21,5	17,2	15,2	13,9	13,1	12,2
Naturgase 1)	8,5	14,6	13,5	14,1	14,8	15,1	16,3	16,4	17,4	18,0	19,4
Kernenergie	3,1	4,1	9,6	11,1	11,6	11,2	11,0	12,1	11,7	11,6	11,8
EE 1 2)	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6
EE 2 3)	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5
Sonstige 4)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2
Importsaldo Strom	0,2	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	-0,0	-0,1	0,0	0,1	0,1
Anteil PEV EE 1 + 2	1,52	1,42	1,47	1,43	1,46	1,61	1,65	1,80	1,86	1,96	2,08
Verwendung											
Primärenergie	13069	14892	15083	15311	15080	14905	14610	14319	14309	14185	14269
Umwandlungssektor	4000	4200	4400	4539	4480	4475	4353	4281	4188	4111	3984
NE-Verbrauch	800	850	900	944	998	958	891	911	887	964	963
Endenergie	8269	9842	9783	9828	9602	9472	9366	9127	9234	9110	9322
Endenergie EE	173	185	191	205	206	207	208	223	230	241	258
Endenergie:											
- Verarb. Gewerbe				3227	3254	2977	2694	2560	2432	2463	2474
- Haushalte				2513	2263	2367	2516	2436	2618	2558	2655
- Kleinverbraucher				1829	1747	1749	1728	1609	1588	1535	1579
-Verkehr				2259	2338	2379	2428	2522	2596	2554	2614
Anteile an PEV (in %)											
Umwandlungssektor	30,6	28,2	29,2	29,6	29,7	30,0	29,8	29,9	29,3	29,0	27,9
NE-Verbrauch	6,1	5,7	6,0	6,2	6,6	6,4	6,1	6,4	6,2	6,8	6,7
Endenergie	63,3	66,1	64,9	64,2	63,7	63,5	64,1	63,7	64,5	64,2	65,3
Anteile an END (in %)											
Endenergie EE	2,09	1,88	1,96	2,09	2,15	2,19	2,22	2,44	2,49	2,65	2,77
Anteile an Endenergie:											
- Verarb. Gewerbe				32,8	33,9	31,4	28,8	28,0	26,3	27,0	26,5
- Haushalte				25,6	23,6	25,0	26,9	26,7	28,4	28,1	28,5
- Kleinverbraucher				18,6	18,2	18,5	18,4	17,6	17,2	16,8	16,9
-Verkehr				23,0	24,3	25,1	25,9	27,6	28,1	28,0	28,0

1) Erdgas, Erdöl, Grubengas

2) EE 1: Wasser-, Wind-, PV-Strom (Wirkungsgradmethode; Wasser ohne Pumpspeicher)

3) EE 2: Biomasse einschl. Klärgas, Deponiegas, biogene Abfälle, Sonnenenergie (Wärme), Geothermie

4) Sonstige: Müllverbrennung (nicht biogen), Kokereigase, Gichtgas; Stat. Differenzen

Tabelle 3b: Primärenergiestruktur und Endenergie 1996 – 2008 mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2, (PJ/a).

1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
5808	5753	5775	5599	5499	5577	5381	5286	5214	5166	5121	4628	4868	Energieträger
2090	2065	2059	1967	2021	1949	1927	2010	1909	1808	1964	1975	1832	Mineralöl
1688	1595	1514	1473	1550	1633	1663	1639	1648	1596	1576	1612	1554	Steinkohlen
3093	2978	3004	2995	2985	3148	3132	3190	3249	3228	3261	3120	3090	Braunkohlen
1764	1859	1764	1855	1851	1868	1798	1801	1822	1779	1826	1533	1623	Naturgase 1)
76	79	85	97	117	122	144	142	169	180	191	231	237	Kernenergie
223	237	257	257	264	281	299	370	407	501	656	736	742	EE 1 2)
23	56	66	77	104	91	81	51	263	237	232	78	137	EE 2 3)
-19	-9	-2	4	11	10	2	-29	-26	-31	-71	-68	-80	Sonstige 4)
													Importsaldo Strom
14746	14614	14521	14324	14402	14679	14427	14460	14656	14465	14756	13844	14003	Primärenergie, ges.
299	317	341	354	381	403	443	512	577	682	847	966	979	PEV EE 1 + 2
39,4	39,4	39,8	39,1	38,2	38,0	37,3	36,6	35,6	35,7	34,7	33,4	34,8	Anteile in %
14,2	14,1	14,2	13,7	14,0	13,3	13,4	13,9	13,0	12,5	13,3	14,3	13,1	Mineralöl
11,4	10,9	10,4	10,3	10,8	11,1	11,5	11,3	11,2	11,0	10,7	11,6	11,1	Steinkohlen
21,0	20,4	20,7	20,9	20,7	21,4	21,7	22,1	22,2	22,3	22,1	22,5	22,1	Braunkohlen
12,0	12,7	12,1	13,0	12,9	12,7	12,5	12,5	12,4	12,3	12,4	11,1	11,6	Naturgase 1)
0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	1,0	1,0	1,2	1,2	1,3	1,7	1,7	Kernenergie
1,5	1,6	1,8	1,8	1,8	1,9	2,1	2,6	2,8	3,5	4,4	5,3	5,3	EE 1 2)
0,2	0,4	0,5	0,5	0,7	0,6	0,6	0,4	1,8	1,6	1,6	0,6	1,0	EE 2 3)
-0,1	-0,1	-0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,5	-0,5	-0,6	Sonstige 4)
													Importsaldo Strom
2,03	2,17	2,35	2,47	2,65	2,75	3,07	3,54	3,94	4,71	5,74	6,98	6,99	PEV EE 1 + 2
14746	14614	14521	14324	14402	14679	14427	14460	14656	14465	14756	13844	14003	Verwendung
4107	4067	4017	3989	4099	4192	4155	4144	4277	4499	4564	4246	4175	Primärenergie
953	1012	1046	1035	1068	1032	1046	1032	1064	1046	1043	1013	1000	Umwandlungssektor
9686	9535	9458	9300	9235	9455	9226	9284	9315	8920	9149	8585	8828	NE-Verbrauch
													Endenergie
258	273	294	307	347	364	394	458	515	603	739	841	840	Endenergie EE
2424	2440	2397	2384	2421	2365	2322	2437	2513	2424	2471	2441	2490	Endenergie:
2890	2854	2782	2612	2584	2822	2689	2726	2661	2569	2602	2200	2377	- Verarb. Gewerbe
1747	1598	1588	1523	1478	1571	1544	1520	1533	1341	1461	1342	1345	- Haushalte
2625	2643	2691	2781	2752	2697	2671	2601	2608	2586	2615	2602	2616	- Kleinverbraucher
													- Verkehr
27,9	27,8	27,7	27,8	28,5	28,6	28,8	28,7	29,2	31,1	30,9	30,7	29,8	Anteile an PEV (in %)
6,5	6,9	7,2	7,2	7,4	7,0	7,3	7,1	7,3	7,2	7,1	7,3	7,1	(einschl. Stat.Diff.)
65,7	65,2	65,1	64,9	64,1	64,4	63,9	64,2	63,6	61,7	62,0	62,0	63,0	NE-Verbrauch
													Endenergie
2,66	2,87	3,11	3,30	3,75	3,85	4,28	4,94	5,52	6,76	8,08	9,80	9,51	Anteile an END (in %)
													Endenergie EE
25,0	25,6	25,3	25,6	26,2	25,0	25,2	26,2	27,0	27,2	27,0	28,4	28,2	Anteile an Endenergie:
29,8	29,9	29,4	28,1	28,0	29,8	29,1	29,4	28,6	28,8	28,4	25,6	26,9	- Verarb. Gewerbe
18,0	16,8	16,8	16,4	16,0	16,6	16,7	16,4	16,5	15,0	16,0	15,6	15,2	- Haushalte
27,1	27,7	28,5	29,9	29,8	28,5	29,0	28,0	28,0	29,0	28,6	30,3	29,6	- Kleinverbraucher
													- Verkehr

Bilanzen EE-Stat: 21.7.09

Endenergie 2008 und Aufteilung auf Sektoren geschätzt.

7.2 Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im aktualisierten Leitszenario

Tabelle 4: Gesamte Bruttostromerzeugung

Gesamte Bruttostromerzeugung 1995 bis 2050 (TWh/a)										
Leitszenario 2009				mit EE-Daten 2008						
Jahr	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kond. Kraftwerke	480,0	490,9	483,8	455,9	380,1	289,3	204,3	133,9	41,9	7,6
-Steinkohle/Übr. feste B.	140,5	125,3	125,7	118,9	94,3	84,5	66,5	43,3	16,3	2,5
-Braunkohle	139,8	145,1	141,0	135,0	118,0	106,0	78,5	50,5	14,5	0,0
-Erdgas/Ö/übrig.Gase	30,1	57,5	68,3	72,0	73,8	65,3	59,3	40,1	11,1	5,1
- Kernenergie	169,6	163,0	148,8	130,0	94,0	33,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Öffentliche, große KWK	27,5	31,0	32,0	33,0	36,0	39,0	39,0	38,0	36,0	33,0
- HKW, Braunkohlen	8,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,5	7,5	5,5	1,0
- HKW, Steinkohle	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	9,0	9,0
- HKW Müll (einschl. biogen. Abfälle)	3,7	5,5	7,0	7,0	8,3	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
- HKW, Erdgas, Öl	5,3	6,5	6,0	7,0	8,7	11,0	11,5	11,5	12,5	14,0
Dezentrale KWK (Nähwärme+Objekte):	3,5	7,6	13,5	16,7	23,0	32,0	38,0	43,0	45,5	48,0
- BHKW, Erdgas, Öl	2,7	3,2	3,7	4,9	6,4	8,8	12,9	15,6	17,1	19,3
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,8	4,4	9,8	11,8	16,6	23,2	25,1	27,4	28,4	28,7
Industrielle KWK	29,0	35,0	38,0	41,5	47,5	53,0	54,0	56,0	57,0	57,0
- HKW, Kohlen	11,7	12,1	9,7	9,6	9,6	9,0	8,0	5,2	3,2	2,0
- HKW, Erdgas, Öl	9,8	9,8	9,0	8,8	9,5	11,0	11,5	14,0	15,0	15,0
- BHKW, Erdgas, Öl	6,0	6,5	6,5	7,0	7,7	11,5	12,5	14,8	16,8	18,0
- (HKW); BHKW, Biomasse	1,5	6,6	12,8	16,1	20,7	21,5	22,0	22,0	22,0	22,0
EE (ohne Biomasse)	32,6	50,0	65,8	77,2	103,6	145,3	200,3	261,7	370,2	446,0
- Laufwasser (+ Zulauf Speicher)	24,9	21,5	21,4	21,9	23,6	24,5	24,6	24,8	24,9	25,0
- Wind (Onshore und Offshore)	7,6	27,2	40,4	48,1	65,3	96,3	129,8	163,4	209,0	228,2
- Photovoltaik	0,1	1,3	4,0	7,0	14,1	20,0	23,0	25,9	28,6	32,5
- Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	1,9	4,4	7,0	16,2	37,1
- Import EE				0,0	0,0	2,7	18,5	40,7	91,5	123,3
Gesamt Erzeugung ****)	572,6	613,8	633,1	625	591	560	537	534	552	593
-Steinkohle/Sonst. feste B. *)	164,1	149,6	148,0	142	118	108	89	63	33	18
-Braunkohle	148,3	154,1	150,0	144	127	115	87	58	20	1
-Erdgas/Ö/übrig.Gase	53,9	83,5	93,5	100	106	108	108	96	73	71
- Summe fossil	366,3	387,2	391,5	386	351	331	284	217	126	90
-nuklear	169,6	163,0	148,8	130	94	34	0	0	0	0
-EE gesamt **)	36,7	63,6	92,8	109	146	196	253	317	426	503
-- fluktuier. (nur PV/Wind)	7,7	28,5	44,4	55	79	116	153	189	238	261
EE-Anteil, gesamt	0,06	0,104	0,147	0,175	0,247	0,350	0,472	0,594	0,773	0,847
Flukt. Durchdring.	0,01	0,05	0,07	0,09	0,13	0,21	0,28	0,35	0,43	0,44
EE-Strom für Wasserstoff (in obigem REG enthalten)				0	0	0	0	10	33	75
-Wind (einschl. Offshore)								10	25	50
-Photovoltaik								0	2	5
-Geothermie								0	0	0
-Import EE								0	6	20
EE ohne Strom für Wasserst. Gesamt ohne Strom für H2	36,7	63,6	92,8	109	146	196	253	307	393	428
				625	591	560	537	524	519	518
****) ohne Erzeugung in Pumpspeichern (2008 = 5,5 TWh/a) Aktual/LE-09- LE: 31.7.09										
*) einschl. nicht biogen Abfall										
**) einschl. Biomasse + biogener Anteil aus Müll-KW (2008: 60%)										
KWK (einschl. Biomasse+ Erdwärme)	60	74	84	91	107	125	133	140	146	155
Anteil an gesamt	10,5	12,0	13,2	14,6	18,1	22,3	24,8	26,3	26,4	26,1
nachrichtlich von Tab 4a:										
Strom- Endenergie	494	518	530	524	500	471	453	446	443	443

Tabelle 5: Installierte Bruttoleistung aller Kraftwerksarten

Installierte Bruttoleistung; öffentlich (+Bahn) + Industrie +Privat (GW) Leitszenario 2009										
Jahr	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kond. Kraftwerke	90,3	81,6	82,4	78,9	66,3	53,2	39,3	27,5	10,9	5,3
-Steinkohle/Übr. feste B.	26,1	21,3	21,3	22,0	17,8	16,6	13,3	8,8	4,1	1,3
-Braunkohle	18,8	18,8	19,3	18,2	15,9	14,9	11,2	7,5	2,4	0,0
-Erdgas/Ö/übrig.Gase	21,8	20,2	20,9	21,2	20,0	17,2	14,8	11,2	4,4	4,0
- Kernenergie	23,6	21,3	20,9	17,4	12,6	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Öffentliche HKW	9,7	10,3	10,8	11,3	12,1	12,7	12,7	12,4	11,6	10,3
- HKW Braunkohle	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1	2,8	2,1	0,4
- HKW (Steinkohle, Müll gesamt)	5,1	5,5	5,9	5,9	6,1	6,2	6,2	6,2	5,8	5,8
- HKW (Erdgas +Ö)	1,6	1,6	1,7	2,2	2,8	3,3	3,4	3,4	3,7	4,1
Nahwärme + Objekte	0,7	1,3	2,4	2,9	4,0	5,6	6,7	7,7	8,1	8,6
- BHKW(Gas;Ö)	0,5	0,6	0,7	0,9	1,2	1,6	2,3	2,8	3,1	3,5
- BHKW.(Biomasse)	0,2	0,7	1,7	2,0	2,8	4,0	4,3	4,8	5,0	5,1
Industrielle KWK	8,8	9,3	10,0	10,6	11,9	13,0	13,2	13,6	13,9	13,8
- HKW (Steinkohle)	3,6	3,2	3,1	3,0	3,2	3,0	2,9	2,0	1,2	0,8
- HKW (Erdgas, Ö)	3,5	3,5	3,3	3,3	3,4	3,8	3,8	4,7	5,4	5,4
- BHKW(Erdgas, Ö)	1,4	1,4	1,4	1,5	1,7	2,4	2,7	3,1	3,5	3,8
- BHKW (Biomasse)	0,3	1,2	2,2	2,8	3,6	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9
Regenerativ (ohne Biomasse)	10,8	25,0	34,0	40,7	54,6	71,1	86,1	101,8	125,3	141,3
- Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	4,6	4,7	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2
- Wind	6,1	18,4	23,9	26,9	32,9	41,9	50,8	59,7	71,5	76,0
- Photovoltaik	0,1	1,9	5,3	8,9	16,6	23,2	25,7	28,4	30,5	34,0
- Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	2,3	5,3
- Import EE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	3,8	7,7	15,8	20,8
Gesamt Erzeugung *)	120,3	127,5	139,6	144,3	149,0	155,5	158,0	163,0	169,9	179,3
-Steinkohle/Übr. feste B.; Müll**	34,8	30,0	30,3	30,9	27,1	25,7	22,3	17,1	11,1	7,9
-Braunkohle	21,8	22,0	22,5	21,5	19,2	18,1	14,4	10,3	4,5	0,4
-Erdgas/Ö/übrig.Gase	28,8	27,3	28,0	29,0	29,0	28,3	27,1	25,1	20,1	20,7
- Summe fossil (einschl. Müll)	85,4	79,3	80,8	81,4	75,3	72,2	63,7	52,5	35,8	29,0
- nuklear	23,6	21,3	20,9	17,4	12,6	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0
- regenerativ (ohne biogenen Müll)	11,3	26,9	37,9	45,5	61,1	78,9	94,3	110,5	134,2	150,3
-- fluktuier. (PV/Wind)	6,2	20,3	29,2	35,8	49,5	65,1	76,5	88,0	102,0	110,0
KWK- Erzeugung, gesamt	19,2	20,9	23,2	24,8	28,0	31,2	32,6	33,7	33,7	32,8
- HKW öffentlich	9,7	10,3	10,8	11,3	12,1	12,7	12,7	12,4	11,6	10,3
- HKW Industrie	7,1	6,7	6,4	6,3	6,6	6,8	6,7	6,7	6,6	6,1
- BHKW (Nahwärme+Objekte)	0,7	1,3	2,4	2,9	4,0	5,6	6,7	7,7	8,1	8,6
- BHKW (Industrie)	1,7	2,6	3,6	4,3	5,3	6,2	6,5	6,9	7,4	7,7
- fossil gesamt	18,7	19,0	19,3	20,0	21,6	23,5	24,4	25,0	24,8	23,7
- dezentrale KWK gesamt	2,4	3,9	6,0	7,2	9,3	11,8	13,2	14,6	15,5	16,3
Anteil an Gesamt KWK (%)	12,4	18,6	25,9	29,2	33,2	37,7	40,5	43,4	46,0	49,8
*) ohne Pumpspeicherleistung; 2005 = 5,0 GW; **) einschl. Mischfeuerung; einschl. biogenem Müll										

Aktual/LE-09-LE; 31.7.09

Tabelle 6: Stromseitige Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung

Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung; Stromseitig Leitszenario 2009										
Jahr	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
a) Öffentl. HKW = "Fernwärme"										
- Strom (TWh/a)	27,5	31,0	32,0	33,0	36,0	39,0	39,0	38,0	36,0	33,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	55,0	55,0	58,2	60,0	63,2	63,9	60,0	55,1	50,0	44,6
- Stromkennzahl	0,500	0,564	0,550	0,550	0,570	0,610	0,650	0,690	0,720	0,740
Aufteilung Strom:										
Große HKW Braunkohle	8,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,5	7,5	5,5	1,0
Große HKW Steinkohle	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	9,0	9,0
Große HKW (Müll + biog. Abfälle)	3,7	5,5	7,0	7,0	8,3	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Große HKW (Erdgas + Öl)	5,3	6,5	6,0	7,0	8,7	11,0	11,5	11,5	12,5	14,0
b) "Nahwärme" bzw. BHKW von 10 kWel bis 10 MWel										
- Strom (TWh/a)	3,5	7,0	11,5	13,0	16,0	21,0	24,0	26,0	27,5	29,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	7,0	12,0	16,5	18,1	21,1	25,3	27,3	27,4	26,2	25,2
- Stromkennzahl	0,500	0,583	0,697	0,720	0,760	0,830	0,880	0,950	1,050	1,150
Aufteilung Strom:										
BHKW, Gas+Öl *)	2,7	2,8	3,0	3,8	4,7	6,3	8,4	8,4	9,1	10,3
BHKW, Biomasse, -gas *)	0,8	4,2	8,5	9,2	11,3	14,7	15,6	17,6	18,4	18,7
c) "Objektversorgung" < 10 kWel										
- Strom (TWh/a)	0	0,6	2,0	3,7	7,0	11,0	14,0	17,0	18,0	19,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	0	1,4	3,5	8,4	15,6	23,4	28,6	32,7	32,7	31,7
- Stromkennzahl		0,429	0,571	0,440	0,450	0,470	0,490	0,520	0,550	0,600
Aufteilung Strom:										
BHKW, Gas + Öl *)	0	0,4	0,7	1,1	1,7	2,5	4,5	7,2	8,0	9,0
BHKW, Biomasse, -gas *)	0	0,2	1,3	2,6	5,3	8,5	9,5	9,8	10,0	10,0
d) "Industrielle" KWK										
- Strom (TWh/a)	29,0	35,0	38,0	41,5	47,5	53,0	54,0	56,0	57,0	57,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	65,0	68,0	67,0	69,2	67,9	70,7	67,5	65,9	64,8	63,3
- Stromkennzahl	0,45	0,51	0,57	0,60	0,70	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90
Aufteilung Strom:										
HKW, Steinkohle	11,7	12,1	9,7	9,6	9,6	9,0	8,0	5,2	3,2	2,0
HKW, Erdgas + Öl	9,8	9,8	9,0	8,8	9,5	11,0	11,5	14,0	15,0	15,0
BHKW, Erdgas *)	6,0	6,5	6,5	7,0	7,7	11,5	12,5	14,8	16,8	18,0
BHKW, Biomasse *)	1,5	6,6	12,8	16,1	20,7	21,5	22,0	22,0	22,0	22,0
Gesamte KWK:										
- Strom (TWh/a)	60,0	73,6	83,5	91,2	106,5	124,0	131,0	137,0	138,5	138,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	127,0	136,4	145,2	155,6	167,6	183,3	183,3	181,0	173,7	164,8
- Stromkennzahl	0,472	0,540	0,575	0,586	0,635	0,676	0,715	0,757	0,797	0,837
- Ges. Nutzungsgrad	0,830	0,835	0,835	0,845	0,855	0,865	0,875	0,885	0,895	0,900
- "Nutzungsgrad" Wärme	0,564	0,542	0,530	0,533	0,523	0,516	0,510	0,504	0,498	0,490
Strom aus:										
- Steinkohle	21,7	22,1	19,7	19,6	19,6	19,0	18,0	15,2	12,2	11,0
- Braunkohle	8,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,5	7,5	5,5	1,0
- Heizöl	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0
- Erdgas, andere foss. Gase	20,8	23,0	23,2	25,7	30,3	40,3	47,4	55,9	61,4	66,3
- Müll (ohne biogene Abfälle****)	1,9	2,2	2,7	2,8	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
- Biomasse (einschl. biogen. Abfälle)	4,1	13,6	26,9	32,1	42,7	50,6	53,0	55,3	56,3	56,6
Heizkraftwerke (fossil+Müll)	49,0	52,9	50,7	51,4	55,1	59,0	58,5	57,2	54,2	50,0
BHKW fossil	8,7	9,7	10,2	11,9	14,1	20,3	25,4	30,4	33,9	37,3
BHKW gesamt	11,0	20,7	32,8	39,8	51,4	65,0	72,5	79,8	84,3	88,0
Beachte: KWK-Strom einschließlich vollständiger Stromerzeugung aus Biomasse (teilw eise ohne Wärmenutzung)										
*) Motoren, (Mikro-)Gasturbinen, Brennstoffzellen, bei Biomasse auch Dampfturbinen										
) tatsächliche Erzeugung, nicht temperaturbereinigt **) Anteil 50% - 60%										

Aktuell/LE-09-LE; 31.7.09

ohne KWK-Anteile der Stromerzeugung aus hydrothormaler und tiefer Geothermie

Tabelle 7: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (einschließlich KWK entsprechend Tabelle 6; bei KWK Brennstoffgutschrift für die getrennte Wärmebereitstellung)

Brennstoffeinsatz (PJ/a) für Stromerzeugung und CO₂-Emissionen										
Leitszenario 2009										
Jahr	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Brennstoff für Kond. Kraftwerke (PJ/a)										
- Steinkohle/übr. feste B.	1331	1156	1131	1044	818	724	563	363	136	21
- Braunkohle	1379	1357	1302	1230	1049	931	681	433	124	0
- Heizöl	57	52	57	37	28	18	18	18	9	0
- Erdgas/übr. Gase	222	468	561	583	586	506	449	292	76	38
- Kernenergie	1834	1752	1599	1397	1010	360	0	0	0	0
mittlerer Wirk. grad	0,358	0,369	0,375	0,382	0,392	0,410	0,430	0,436	0,437	0,469
KWK-Strom (PJ/a)										
'Stromkennziffer	0,472	0,540	0,575	0,586	0,635	0,676	0,715	0,757	0,797	0,837
'Ges. Nutzungsgrad	0,830	0,835	0,835	0,845	0,855	0,865	0,875	0,885	0,895	0,900
'Nutzungsgrad Strom	0,266	0,293	0,305	0,312	0,332	0,349	0,365	0,381	0,397	0,410
Nutzungsgrad Wärme	0,564	0,542	0,530	0,533	0,523	0,516	0,510	0,504	0,498	0,490
Ges. KWK-Strom	216	263	301	328	383	446	472	493	499	497
Ges. KWK-Wärme	457	487	523	560	603	660	660	652	625	593
Gesamter Brennstoff für KWK	811	897	986	1052	1154	1279	1293	1294	1256	1211
Gesamter Brennstoff für KWK-Strom (PJ/a); Var.1 *)										
- Steinkohle/übr. feste B./Müll	94	95	85	95	95	92	87	75	62	57
- Braunkohle	37	39	39	38	38	37	35	31	22	4
- Heizöl	13	13	9	9	8	8	4	0	0	0
- Erdgas/übr. Gase	90	99	100	109	128	168	195	227	247	265
- Biomasse	18	59	116	137	180	210	218	225	226	226
"KWK-Nutzungsgrad Strom"	0,856	0,861	0,862	0,845	0,855	0,865	0,875	0,885	0,895	0,900
(1) Brennstoff für Kond+KWK ,ges.	5634	5682	5635	5343	4645	3818	3004	2399	1601	1270
Gesamter Strom + KWK-Wärme	2401	2516	2565	2530	2355	2148	1867	1627	1275	1118
Umw andlungsverluste	3233	3166	3070	2813	2290	1671	1137	772	326	152
- Anteil an ges. Brennstoff (%)	57	56	54	53	49	44	38	32	20	12
Ges. Brennstoff für Strom*)										
-Steinkohle/Übr. feste B.	1425	1252	1216	1139	912	816	650	437	198	78
-Braunkohle	1416	1396	1340	1269	1087	968	716	463	146	4
-Heizöl	70	65	65	45	36	26	22	18	9	0
-Erdgas	313	567	661	693	714	674	644	520	323	303
-Kernenergie	1834	1752	1599	1397	1010	360	0	0	0	0
- Biomasse	18	59	116	137	180	210	218	225	226	226
- Summe Fossil	3224	3279	3283	3146	2749	2485	2032	1438	676	384
Variante 1:										
CO₂ für Strom (Mio t/a)										
-Steinkohle/Übr. feste B.	134	117	114	107	86	77	61	41	19	7
-Braunkohle	157	155	149	142	122	108	80	52	16	0
-Heizöl	5	5	5	3	3	2	2	1	1	0
-Erdgas	18	32	37	39	40	38	36	29	18	17
CO₂ (2005 = 100)	101	100	99	94	81	73	58	40	17	8
CO₂/Bruttostrom (kg/kWh el)	0,5482	0,5039	0,4819	0,4660	0,4228	0,4015	0,3332	0,2310	0,0974	0,0417
CO₂/ fossiler Strom (kg/kWh el)	0,8570	0,7988	0,7792	0,7550	0,7121	0,6800	0,6306	0,5684	0,4282	0,2733
CO₂/Fossile Br. (Mio t/PJ th)	0,0974	0,0943	0,0929	0,0926	0,0910	0,0905	0,0881	0,0858	0,0795	0,0643
*) Brennstoffbedarf für getrennte Wärmeerzeugung abgezogen (Nutzungsgrad der Wärme bei getrennter Erzeugung = Gesamtnutzungsgrad KWK)										

Aktual/LE-09- LE: 31.7.09

Variante 1a: nur Strom aus Kondensationskraftwerken										
CO₂ für Strom (Mio t/a)	295	290	287	270	228	201	155	100	32	4
-Steinkohle/Übr. feste B.	125	108	106	98	77	68	53	34	13	2
-Braunkohle	153	151	145	137	117	103	76	48	14	0
-Heizöl	4	4	4	3	2	1	1	1	1	0
-Erdgas	12	26	31	33	33	28	25	16	4	2
CO₂/gesamter Strom (kg/kWh el)	0,6144	0,5898	0,5923	0,5927	0,6006	0,6954	0,7588	0,7454	0,7520	0,5343
CO₂/ fossiler Strom (kg/kWh el)	0,9502	0,9183	0,8896	0,8291	0,7980	0,7865	0,7588	0,7454	0,7520	0,5343

Aktual/LE-09- LE: 31.7.09

Tabelle 8: Gesamter Endenergieverbrauch nach Energieträgergruppen Verbrauchssektoren und Nutzungsarten (2005 temp. = temperaturbereinigt)

Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Verbrauchssektoren und Nutzungsarten Leitszenario 2009											
PJ/a	2000	2005	2008	2008 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2000 = 100	9235	8920	8828	9065	8813	8388	7942	7518	7085	6491	5944
	100	96,6	95,6	98,2	95,4	90,8	86,0	81,4	76,7	70,3	64,4
nach Energieträgern:											
Elektrizität	1779	1864	1906	1906	1887	1801	1694	1630	1604	1594	1594
Kollektorwärme	4	10	15	15	22	45	80	126	172	265	357
Geothermie - Wärme	7	7	9	9	16	39	76	119	162	245	351
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheizungen; Off.-Hnd.)	195	277	351	372	422	487	534	549	565	573	576
EE-Wasserstoff für Wärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme *)	289	290	296	320	313	320	330	328	326	305	282
Industrielle KWK, fossil	222	199	160	160	152	138	151	144	144	143	140
Gas; direkte Wärmeerzeugung	2145	1892	1860	1961	1880	1840	1700	1590	1370	1065	713
Kohlen; direkte Wärmeerz.	425	487	403	407	365	325	250	200	150	110	40
Heizöl; direkte Wärmeerz.	1354	1248	1156	1243	1169	887	740	572	486	247	125
Erdgas als Kraftstoff **)	10	15	20	20	30	40	50	60	70	80	100
Benzin, Diesel, Kerosin	2675	2432	2408	2408	2316	2196	2025	1849	1642	1433	1148
EE-Kraftstoffe (H2 + Bio)	9	81	132	132	148	185	225	268	325	387	505
Mineralöl für stationäre Kraft	124	119	112	112	92	85	86	84	68	44	14
Gesamte Wärme ohne Strom***)	4754	4529	4362	4599	4431	4167	3948	3711	3443	2997	2598
Wärme aus Strom	624	625	621	621	604	545	474	437	428	430	421
Gesamte Wärme	5378	5153	4983	5220	5035	4712	4421	4149	3871	3427	3019
Strom für K/L stationär	1098	1181	1226	1226	1224	1192	1148	1116	1094	1073	1069
Strom für Verkehr	57	58	59	59	60	64	72	76	82	91	104
Kraftstoffe Verkehr	2694	2528	2560	2560	2494	2421	2300	2177	2037	1900	1753
nach Verbrauchssektoren:											
Industrie	2421	2424	2490	2511	2430	2347	2250	2157	2062	1943	1820
Kleinverbraucher	1478	1341	1345	1394	1363	1270	1190	1105	1030	905	795
Private Haushalte	2577	2569	2373	2540	2466	2287	2130	2003	1874	1652	1473
Verkehr	2751	2586	2619	2619	2554	2484	2372	2254	2119	1991	1856
nach Nutzenergiearten:											
Raumheizung	2842	2717	2451	2689	2608	2400	2230	2055	1920	1630	1370
Warmwasser	465	428	430	430	405	367	335	325	294	263	260
Prozesswärme	1947	1889	1990	1990	1930	1860	1770	1685	1590	1490	1375
Kraft/Licht stationär	1222	1300	1337	1337	1316	1277	1235	1200	1162	1117	1083
Kraft, mobil (einschl. Strom)	2751	2586	2619	2619	2554	2484	2372	2254	2119	1991	1856
Anteile der Sektoren (%)											
Industrie	26,2	27,2	28,2	27,7	27,6	28,0	28,3	28,7	29,1	29,9	30,6
Kleinverbraucher	16,0	15,0	15,2	15,4	15,5	15,1	15,0	14,7	14,5	13,9	13,4
Private Haushalte	27,9	28,8	26,9	28,0	28,0	27,3	26,8	26,6	26,5	25,4	24,8
Verkehr	29,8	29,0	29,7	28,9	29,0	29,6	29,9	30,0	29,9	30,7	31,2
Anteile der Nutzungsart (%)											
Raumheizung	30,8	30,5	27,8	29,7	29,6	28,6	28,1	27,3	27,1	25,1	23,0
Warmwasser	5,0	4,8	4,9	4,7	4,6	4,4	4,2	4,3	4,1	4,1	4,4
Prozesswärme	21,1	21,2	22,5	22,0	21,9	22,2	22,3	22,4	22,4	23,0	23,1
Kraft/Licht stationär	13,2	14,6	15,2	14,8	14,9	15,2	15,5	16,0	16,4	17,2	18,2
Kraft, mobil (einschl. Strom)	29,8	29,0	29,7	28,9	29,0	29,6	29,9	30,0	29,9	30,7	31,2
*) KWK (einschl. Objektversorgung) mit Spitzenkesselanteil, sowie Heizwerke											
**) ggf. einschließl. Erdgas für H2-Reformierung ab 2030											
***) einschl. Mineralöl für stationäre Kraft											

Aktuell/LE-09-LE; 31.7.09

Tabelle 9: End- und Primärenergiestruktur; resultierende CO₂-Emissionen (2005 temp = temperaturbereinigt)

Endenergie- und Primärenergieverbrauch; CO ₂ -Emissionen Leitszenario 2009											
PJ/a	2000	2005	2008	2008 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2000 = 100	9235	8920	8828	9065	8813	8388	7942	7518	7085	6491	5944
nach Energieträgern											
Elektrizität	1779	1864	1906	1906	1887	1801	1694	1630	1604	1594	1594
Solarwärme	4	10	15	15	22	45	80	126	172	265	357
Geothermie	7	7	9	9	16	39	76	119	162	245	351
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. + Industrie)	195	277	351	372	422	487	534	549	565	573	576
EE-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- + Nahwärme	289	290	296	320	313	320	330	328	326	305	282
Industrielle KWK-Wärme, fossil	222	199	160	160	152	138	151	144	144	143	140
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2145	1907	1880	1981	1910	1880	1750	1650	1440	1145	813
Steinkohlen	425	487	403	407	365	325	250	200	150	110	40
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4153	3799	3676	3763	3577	3168	2852	2505	2196	1724	1287
EE-Kraftstoffe (H ₂ + Bio)	9	81	132	132	148	185	225	268	325	387	505
EE-Anteile											
EE-Strom (Endenergie), ges.	132	229	334	334	375	508	684	858	1022	1315	1436
- Anteil an gesamt (%)	7,4	12,3	17,5	17,5	19,8	28,2	40,4	52,7	63,7	82,5	90,1
EE-Wärme, gesamt	206	294	375	397	460	571	690	794	899	1083	1284
- Anteil an gesamt (%)	4,3	6,5	8,6	8,6	10,4	13,7	17,5	21,4	26,1	36,1	49,4
EE-Kraftstoffe	9	81	132	132	148	185	225	268	325	387	505
- Anteil an gesamt (%)	0,3	3,2	5,2	5,2	5,9	7,6	9,8	12,3	16,0	20,4	28,8
EE-Gesamt	347	604	841	862	983	1264	1599	1920	2246	2785	3225
Anteil an Endenergie (%)	3,8	6,8	9,5	9,5	11,1	15,1	20,1	25,5	31,7	42,9	54,3
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3233	3166	3070	3070	2813	2290	1671	1137	772	326	152
Umwandlungsverl. Übrige *)	866	1283	1085	1085	971	977	998	989	964	966	1041
Umwandlungsverl. insgesamt	4099	4449	4155	4155	3784	3266	2668	2126	1736	1293	1193
- Anteil an PEV (%)	28,5	30,8	29,7	29,2	27,7	25,7	22,9	19,9	17,6	14,7	14,7
Nichtenerg. Verbrauch	1068	1096	1020	1020	1040	1040	1040	1035	1025	1015	1000
- Anteil an PEV (%)	7,4	7,6	7,3	7,2	7,6	8,2	8,9	9,7	10,4	11,5	12,3
Primärenergie 2000 = 100	14402	14465	14003	14240	13636	12695	11650	10679	9846	8798	8138
	100	100,4	97,2	98,9	94,7	88,1	80,9	74,2	68,4	61,1	56,5
Mineralöl	5512	5165	4884	4999	4831	4387	4035	3640	3300	2786	2305
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2112	2044	1953	1960	1746	1452	1259	1013	714	402	193
Braunkohlen	1550	1596	1554	1554	1404	1207	1077	805	530	183	9
Naturgase 1)	2985	3229	3091	3206	3025	3025	2898	2784	2468	1967	1606
Fossile Primärenergie	12159	12034	11482	11719	11006	10071	9269	8241	7012	5338	4114
Kernenergie	1851	1779	1623	1623	1397	1010	360	0	0	0	0
EE - Inland und Import 2)	381	682	979	979	1298	1649	2050	2452	2834	3460	4024
Importsaldo Nicht-EE-Strom	11	-31	-81	-81	-65	-36	-29	-14	0	0	0
Anteil EE an PEV (%) , (Wirkungsgradmethode)	2,6	4,7	7,0	6,9	9,5	13,0	17,6	23,0	28,8	39,3	49,5
CO₂-Emissionen (Mio t/a)	844	837	801	816	759	678	613	526	427	295	203
1990 = 100 (993 Mio.t/a)**)	85,0	84,3	80,7	82,1	76,5	68,3	61,8	53,0	43,0	29,7	20,5
Vermied. CO ₂ -Emissionen seit 1990 (Mio. t/a)	149	156	192	177	234	315	380	467	566	698	790
CO₂-Intens.fossil (Mio t/PJ)	0,0761	0,0765	0,0766	0,0762	0,0762	0,0751	0,0745	0,0730	0,0713	0,0683	0,0653
CO₂-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0633	0,0626	0,0617	0,0617	0,0603	0,0582	0,0578	0,0546	0,0484	0,0380	0,0285

*) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H₂-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten

1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogase)

2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import !

einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H₂-Herstellung

***) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieerzeugnisse (1990 = 39 Mo. ; 2005 = 36 Mo.t)

Aktuell/LE-09-LE: 31.7.09

Tabelle 10: Endenergieverbrauch nach den drei Segmenten Strom, Wärme und Kraftstoffe; Zuordnung der CO₂-Emissionen und der vermiedenen CO₂-Emissionen

Endenergieverbrauch (PJ/a) und CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a) Leitszenario 2009											
	2000	2005	2008	2008 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergie (ohne NE)	13334	13369	12983	13220	12596	11655	10610	9644	8821	7783	7138
Gesamte Endenergie	9235	8920	8828	9065	8813	8388	7942	7518	7085	6491	5944
Elektrizität	1779	1864	1906	1906	1887	1801	1694	1630	1604	1594	1594
Kraftstoffe (ohne Strom im Verkehr)	2702	2528	2560	2560	2494	2421	2300	2177	2037	1900	1753
Wärme (ohne Strom) *)	4754	4529	4362	4599	4431	4167	3948	3711	3443	2997	2598
Gesamte CO₂ - Emissionen	844	837	801	816	759	678	613	526	427	295	203
für Stromerzeugung **)	314	309	305	305	291	250	225	179	123	54	25
für Kraftstoffe	203	190	190	190	182	173	161	148	132	115	93
für Wärmeerzeugung	327	338	306	320	286	255	227	199	171	126	86
CO₂ - Intensitäten											
primärenergetisch (t/GJ)	0,063	0,063	0,062	0,062	0,060	0,058	0,058	0,055	0,048	0,038	0,028
endenergetisch (t/GJ)	0,091	0,094	0,091	0,090	0,086	0,081	0,077	0,070	0,060	0,046	0,034
Strom(Endenergie), (t/GJ)	0,176	0,166	0,160	0,160	0,154	0,139	0,133	0,110	0,077	0,034	0,016
(kg/kWh)	0,635	0,597	0,576	0,576	0,555	0,500	0,478	0,395	0,277	0,121	0,056
Kraftstoffe (t/GJ)	0,075	0,075	0,074	0,074	0,073	0,072	0,070	0,068	0,065	0,061	0,053
Wärmeerzeugung (t/GJ)	0,069	0,075	0,070	0,070	0,064	0,061	0,058	0,054	0,050	0,042	0,033
nachrichtlich: bei Bezug auf Bruttostromerz.:											
Strom, gesamt (kg/kWh)	0,548	0,504	0,482	0,466	0,466	0,423	0,401	0,333	0,231	0,097	0,042
nur fossiler Strom (kg/kWh)	0,857	0,799	0,779	0,755	0,755	0,712	0,680	0,631	0,568	0,428	0,273
Aufteilung der ab 2008 vermiedenen CO₂-Emissionen auf EFF und EE (in Mio t CO₂/a)											
Kraftstoffe nur EFF				190	184	178	169	160	149	138	126
EFF ab 2008				0	6	12	21	30	41	52	64
EE ab 2008				0	1	5	8	12	17	23	33
EE einschließlich 2008				12	13	16	20	24	29	34	45
Wärme nur EFF				320	290	266	246	224	202	169	141
EFF ab 2008				0	31	55	75	97	118	151	179
EE ab 2008				0	4	11	18	25	31	43	55
EE einschließlich 2008				25	29	35	43	49	56	67	80
Strom nur EFF + MIX - Kernenergie				305	305	291	303	296	284	276	272
EFF + Mix - Kernenergie ab 2008				0	1	14	2	9	21	29	33
EE ab 2008 (nur Substitution fossiler Kond-KW) !!				0	13	41	79	117	161	222	248
EE einschließlich 2008				76	89	116	154	192	236	297	323
CO ₂ -Emissionen bei alleiniger Berücksichtigung von EFF				816	778	734	718	679	636	583	539
EFF ab 2008				0	38	81	97	136	180	233	276
EE ab 2008				0	19	56	105	153	209	287	336
EE einschließlich 2008				112	131	168	217	265	321	399	448
Gesamtminderung ab 2008				0	56	138	202	289	389	520	612
Gesamtminderung ab 1990 (993 Mio. t CO₂/a)				177	234	315	380	467	566	698	790
*) einschl. Mineralölanteil für direkte stationäre Krafterzeugung											
**) bei Gutschrift für Wärmeerzeugung aus KWK entsprechend Wärmeerzeugung in Heizkessel											

A ktual/LE-09- LE; 31.7.09

Tabelle 11: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Kraftstoffen und Verkehrsträger

Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland Leitszenario 2009										Anteile (%)		
PJ/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	2005	2020	2050
Person. verkehr	1758	1740	1638	1512	1376	1281	1169	1057	958	100	100	100
Indiv.verkehr	1411	1385	1284	1163	1034	963	874	786	702	80,2	75,1	73,3
- Otto	1062	989	898	751	595	489	379	277	183	60,4	43,2	19,1
- Diesel	268	277	269	266	260	244	206	163	129	15,3	18,9	13,4
- Elektro	0	0	0	1	8	11	16	25	39	0,0	0,6	4,1
- Biokraftst./H2	81	119	117	144	171	220	274	320	351	4,6	12,4	36,6
Bahn	39	39	39	38	36	34	32	30	29	2,2	2,6	3,0
- Elektro	26	27	27	28	27	27	26	25	23	1,5	2,0	2,4
- Diesel	13	12	11	10	9	7	6	6	5	0,7	0,6	0,6
ÖSPV (Diesel)	23	23	22	22	21	19	18	17	15	1,3	1,5	1,6
Flugzeug (Kerosin)	286	293	293	290	286	265	245	225	212	16,3	20,8	22,2
Güterverkehr	827	880	916	972	996	972	950	933	898	100	100	100
Straßenverkehr	712	756	789	836	839	806	780	768	737	86,1	84,2	82,0
- Diesel	712	743	759	795	785	758	730	701	583	86,1	78,8	64,9
- Biokraftst./H2	0	13	31	41	54	48	51	67	154	0,0	5,4	17,2
Bahn	38	38	38	40	43	44	45	46	46	4,5	4,3	5,1
- Elektro	32	32	32	35	37	39	40	41	41	3,8	3,8	4,6
- Diesel	6	6	6	6	5	5	5	5	5	0,7	0,5	0,5
Schiff (Diesel)	30	31	31	33	34	35	36	36	36	3,7	3,4	4,0
Flugzeug (Kerosin)	47	54	57	63	80	87	89	84	80	5,7	8,1	8,9
Endenergie	2586	2619	2554	2484	2372	2254	2119	1991	1856	100	100	100
Benzin (einschl. Erdgas)	1062	989	898	751	595	489	379	277	183	41,1	25,1	9,8
Diesel	1052	1092	1098	1131	1114	1068	1000	927	773	40,7	46,9	41,7
Kerosin	333	347	350	353	367	353	334	309	292	12,9	15,5	15,7
Biokraftstoffe/ H2	81	132	148	185	225	268	325	387	505	3,1	9,5	27,2
Strom	58	59	60	64	72	76	82	91	104	2,2	3,0	5,6
Fossile Kraftstoffe	2447	2428	2346	2236	2075	1909	1712	1513	1248	94,6	87,5	67,2
Biokraftstoffe	81	132	148	185	225	268	301	300	300	3,1	9,5	16,2
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	24	87	205	0,0	0,0	11,0
Strom/Elektromobilität	0	0	0	1	8	11	16	25	39	0,0	0,3	2,1
Strom/Übrige	58	59	60	62	64	65	66	65	64	2,2	2,7	3,5
Kraftstoffe = Gas - Strom	2528	2560	2494	2421	2300	2177	2037	1900	1753	97,8	97,0	94,4
Straße	2204	2223	2155	2082	1958	1853	1739	1635	1518	85,2	82,5	81,8
Bahn + Schiff	49	49	49	49	48	48	46	46	46	1,9	2,0	2,5
Flugzeug	333	347	350	353	367	353	334	309	292	12,9	15,5	15,7
Anteil (Biokraftstoffe+H2)/ Kraftstoffe gesamt, %	3,2	5,2	5,9	7,6	9,8	12,3	16,0	20,4	28,8			
Anteil (Biokraftstoffe+H2)/ Kraftstoffe Straße, %	3,7	5,9	6,9	8,9	11,5	14,5	18,7	23,7	33,3			

Aktuell/LE-09-LE; 31.7.09

7.3 Anhang 3

**Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario
(Berechnungsmodell ARES)**

Folgende Seiten:

Tabelle 12: Stromerzeugung (tatsächliche Jahresmengen) der EE bis 2020 im aktualisierten Leitszenario; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG- Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen (Ist nach AGEE)**)											Szenario: ARES-LEIT09										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2000-2008 nach AGEE Stat (Juni 2009)																					
Wasserkraft	24936	23383	23824	20350	21000	21524	19875	21248	21324	21541	21905	22183	22579	22985	23275	23567	23834	24068	24193	24317	24445
1 - > 1 MW	22280	20870	21260	18200	18900	19242	17640	18928	18972	19157	19490	19731	20082	20434	20654	20876	21079	21239	21295	21353	21416
2 - < 1 MW	2656	2513	2564	2150	2100	2282	2235	2321	2352	2384	2416	2452	2497	2551	2621	2691	2755	2829	2897	2964	3029
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40400	44959	48132	51316	54407	57467	61061	65346	70171	75566	82028	88743	96274
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40370	44836	47746	50376	52572	54279	55998	57877	59734	61471	63479	64876	66095
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	123	386	940	1835	3188	5063	7469	10437	14095	18549	23867	30179
Fotovoltaik	64	116	188	313	557	1282	2220	3075	4000	5459	7038	8685	10227	11655	12898	14068	15242	16411	17579	18817	20058
5 - Dächer, Fassaden	62	114	184	301	518	1190	2085	2871	3705	5067	6526	8045	9463	10781	11913	12956	13992	15026	16025	17059	18085
6 - Freiflächen	2	2	4	12	39	92	135	204	295	392	512	640	764	874	985	1112	1251	1384	1554	1758	1974
Biomasse, gesamt	4130	5044	6020	8236	9357	13528	18404	22796	27003	28917	32097	34692	36962	39010	40915	42741	44450	46136	47780	49355	50656
- davon Biogas + Bio flüssig	1744	2223	2795	3607	3297	5848	8179	9690	11407	12269	13503	14720	15960	17232	18497	19735	20946	22119	23231	24253	25054
7 -- Deponie-, Klärgas	1339	1447	1554	1736	1854	1928	2014	2067	2088	2124	2169	2219	2271	2303	2288	2254	2214	2170	2090	1992	1893
8 -- Biogase	400	751	1191	1721	1043	2780	4850	6139	7825	8589	9692	10755	11828	12954	14126	15297	16499	17701	18881	19982	20881
9 -- flüssige Brennstoffe	5	25	50	150	400	1140	1315	1484	1494	1556	1642	1746	1861	1975	2083	2233	2247	2260	2279	2279	2279
- davon Bio Feststoffe	536	962	1280	2467	3760	4641	6526	8506	10945	11924	13644	14932	15871	16558	17108	17607	18104	18617	19149	19702	20202
10 -- Altholz (KW+HKW)	509	914	1184	2240	3366	3918	4566	5360	5452	5510	5580	5644	5657	5641	5652	5651	5650	5639	5627	5633	5634
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	27	48	96	227	394	723	1960	3146	5493	6413	8024	9173	9999	10594	11003	11337	11624	11887	12128	12334	12506
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	39	115	214	323	453	618	831	1090	1393	1734	2063
13 - davon biogener Abfall	1850	1859	1945	2162	2300	3039	3700	4600	4650	4725	4950	5040	5130	5220	5310	5400	5400	5400	5400	5400	5400
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	20	42	92	156	234	330	444	576	769	973	1254	1568	1927
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	333	1167	2667
Gesamt	36680	39052	45818	47758	56424	63563	71210	86833	92747	100917	109264	117032	124409	131447	138593	146298	154466	163153	173167	183966	196027
Eigene Näherung:																					
Wasser (+Gase) im EEG ***)	5366	5968	6459	5754	7084	8007	7612	8409	8824	9041	9405	9683	10079	10485	10775	11067	11334	11568	11693	11817	11945
Biomasse im EEG (VDN)	754	1432	2424	3425	5241	7366	10901	15524	24302	26025	28887	31223	33265	35109	36824	38467	40005	41522	43002	44419	45591
Strom im EEG	13734	18025	24857	28351	38391	43884	51443	66721	77546	85525	93554	101063	108213	115046	122002	129524	137521	146040	155556	165364	175795
Bruttostromerzeug. LEIT09	573	583	583	601	609	614	630	631	633	630	625	618	611	605	598	591	585	579	572	566	560
Anteil Gesamt an Bruttoerzeug., %	6,4	6,7	7,9	7,9	9,3	10,4	11,3	13,8	14,7	16,0	17,5	18,9	20,3	21,7	23,2	24,8	26,4	28,2	30,3	32,5	35,0
) Ertrag ab 2009: Mittelwert des Jahres n = (Ertrag Jahr n-1 + 2*Ertrag Jahr n)/3 EEG-Strom aus Biomasse ab 2007 0,90 von gesamt *) einschließlich Deponie- und Klärgasanlagen, die bis 1.8.2004 installiert wurden; ohne Grubengas (ca. 120 GWh/a); ab 2008 pauschaler Abzug von obiger Zeile "W: 12500 GWh/a ****) IST-Daten nach VDN 04/08; jeweils 120 GWh/a Grubengas abgezogen																					

LEIT/AR09-A; 22.7.2009

Tabelle 13: Installierte Leistungen der EE bis 2020 im aktualisierten Leitszenario; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												Szenario: ARES-LEIT09									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2000 -2008 nach AGEE Stat (Juni 2009)																					
Wasserkraft	4572	4604	4626	4643	4658	4681	4700	4717	4734	4771	4828	4866	4905	4946	4984	5021	5053	5074	5089	5100	5112
1 - > 1 MW	4060	4090	4109	4124	4134	4150	4161	4171	4181	4210	4260	4289	4319	4348	4373	4397	4417	4429	4436	4439	4443
2 - < 1 MW	512	514	517	519	524	531	539	546	554	561	568	576	586	598	611	624	635	645	653	661	669
Wind	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20622	22247	23894	25490	26921	28178	29283	30244	31491	32926	34455	36101	38175	39857	41938
3 - Onshore	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20622	22247	23882	25440	26771	27828	28633	29144	29791	30476	31105	31651	32425	32607	32938
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	50	150	350	650	1100	1700	2450	3350	4450	5750	7250	9000
Photovoltaik	100	178	258	408	1018	1881	2781	3811	5311	7011	8910	10809	12507	14004	15300	16596	17888	19176	20467	21804	23162
5 - Dächer, Fassaden	98	174	253	384	947	1749	2586	3545	4934	6506	8260	10009	11569	12953	14122	15269	16404	17546	18625	19733	20846
6 - Freiflächen	2,0	3,6	5,2	24,5	71,3	132	195	267	377	505	650	800	938	1050	1178	1328	1485	1630	1842	2071	2316
Biomasse, gesamt	1091	1216	1359	1672	2031	2612	3167	3958	4455	4914	5345	5686	5990	6268	6532	6788	7022	7252	7477	7692	7856
- davon Biogas + Bio flüssig	431	496	575	687	873	1110	1314	1547	1753	1927	2090	2254	2422	2594	2763	2928	3090	3246	3392	3525	3620
7 -- Deponie-, Klärgas	174	188	202	225	241	250	262	268	271	278	284	290	297	300	296	291	286	280	267	254	242
8 -- Biogase	256	305	367	441	579	707	877	1081	1283	1438	1584	1726	1871	2026	2185	2342	2505	2666	2823	2966	3075
9 -- flüssige Brennstoffe *)	0,7	3,3	6,7	20,0	53,3	152	175	198	199	212	222	238	253	268	282	295	299	300	302	305	303
- davon Bio Feststoffe	198	255	298	445	583	742	997	1261	1540	1805	2018	2171	2286	2369	2441	2510	2582	2656	2735	2817	2886
10 -- Altholz (KW+HKW)	188	242	275	404	522	627	698	795	767	834	824	819	812	804	802	800	701	796	794	794	793
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	10	13	22	41	61	116	299	466	773	971	1185	1331	1435	1510	1562	1606	1442	1678	1711	1738	1760
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0	-0	-0	-0	-0	9	22	38	55	77	104	439	182	231	285	334
13 - davon biogener Abfall	463	465	486	541	575	760	856	1150	1163	1181	1238	1260	1283	1305	1328	1350	1350	1350	1350	1350	1350
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	1	5	11	19	30	44	61	81	104	130	160	195	239	294
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	300	650
Gesamt	11878	14754	18209	21333	24338	27605	31270	34734	38399	42196	46023	49568	52728	55523	58387	61436	64547	67762	71503	74992	79012

LEIT/AR09-A; 22.7.2009

Tabelle 14: Strom- und Nutzwärmeerzeugung erneuerbarer Energien (im Unterschied zu Tabelle 12 sind hier die potentiellen Stromerträge mit der am Jahresende installierten Leistungen berechnet; sie sind also höher als diejenigen in Tabelle 12)

Strom- und Nutzwärmeerzeugung (GWh/a)											ARES-LEIT09	
potentielle Jahreserträge mit der am Jahresende installierten Leistung !!												
	STROM							WÄRME			Strom gesamt	Wärme gesamt
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Biomasse Strom	Biogene Abfälle Strom *)	Biomasse Wärme **)	Kollek- toren	Geotherm. Wärme		
2000	24935	9477	79	0	0	2280	1850	54718	1277	1354	38621	57349
2001	23382	13571	143	0	0	3185	1859	56980	1629	1410	42139	60019
2002	23824	18546	209	0	0	4075	1945	59605	1852	1477	48599	62933
2003	20356	22790	333	0	0	5992	2162	63409	2136	1557	51634	67102
2004	21002	26110	836	0	0	8382	2300	70071	2431	1679	58630	74180
2005	21521	29490	1556	0	0	11296	3039	76954	2805	1850	66901	81610
2006	20045	34026	2315	0	0	14704	3700	84993	3357	2074	74791	90423
2007	21248	39933	3207	2	0	18396	4600	93514	3730	2395	87387	99639
2008	21324	42963	4486	19	0	22003	4650	102189	4405	2870	95445	109463
2009	21541	45956	5945	53	0	25287	4725	110489	5142	3549	103507	119180
2010	21905	49219	7584	112	0	28077	4950	117132	6004	4394	111848	127530
2011	22183	52365	9235	178	0	30439	5040	122099	6936	5429	119440	134464
2012	22579	55428	10724	262	0	32528	5130	126026	8053	6632	126650	140711
2013	22985	58486	12121	364	0	34421	5220	129270	9361	7927	133597	146558
2014	23275	62348	13287	484	0	36197	5310	132278	10855	9373	140901	152506
2015	23567	66844	14459	622	0	37914	5400	135150	12535	10942	148806	158627
2016	23834	71834	15634	843	0	39618	5400	137940	14297	12684	157163	164921
2017	24068	77432	16799	1038	0	41294	5400	140697	16159	14494	166031	171349
2018	24193	84326	17970	1363	500	42923	5400	143441	18137	16608	176674	178186
2019	24317	90952	19240	1671	1500	44471	5400	146086	20109	18774	187550	184968
2020	24445	98935	20468	2056	3250	45649	5400	148127	22103	21161	200202	191390
2030	24732	163386	25874	6956	40735	49998	5400	156793	47863	45115	317082	249771
2040	24898	208999	28589	16219	91500	50963	5400	159092	73521	68014	426568	300627
2050	24934	228249	32499	37100	123250	51277	5400	159776	99041	97625	502710	356442

LEIT/AR09-A; 22.7.2009

Tabelle 15: Energiebereitstellung erneuerbarer Energien im Wärmebereich und EE-Endenergie nach Verwendungsarten

PJ/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Therm. Kollektoren	10	15	22	45	80	126	172	265	357
-- davon Nahwärme	0,1	0,3	1	4	13	35	57	121	184
-- davon Einzelanlagen	10	14	21	41	66	91	115	144	173
Geothermie (einschl. WP)	7	9	16	39	76	119	162	245	351
-- davon Nahwärme	0,5	0,7	2	10	31	64	97	175	281
-- davon Einzelanlagen (WP)	6	9	14	30	46	56	66	70	71
Biogene Festbrennstoffe	261	319	382	425	450	464	477	484	487
Biogene gasf.(+flüss.) Brennstoffe	16	32	40	62	83	85	87	88	88
Biowärme (End) gesamt	277	351	422	487	533	549	564	573	575
-- davon KWK - Wärme	55	95	129	170	204	214	224	229	230
-- davon übrige Nahwärme	37	55	66	78	86	90	93	95	96
-- davon Einzelanlagen	185	200	227	238	243	245	248	249	249
EE-Wärme (End) gesamt	294	375	459	571	689	794	899	1082	1283
--davon gesamt Nahwärme	93	152	197	262	334	402	470	619	790
-- davon Einzelanlagen	201	223	262	309	355	392	429	463	493
zusätzlich für Gesamtszenario (PJ/a):									
gesamte Biomasse-Nahwärme	92	151	195	248	290	303	317	324	326
gesamte Bio-Wärme+Bio-Strom	326	448	537	640	716	740	764	776	779
gesamte Bio- Endenergie	407	580	685	825	941	1008	1064	1076	1079

LEIT/AR09-A: 22.7.2009

Endenergie EE-Strom, TWh/a (tatsächl. Menge; vgl. Blatt C)	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	ARES-LEIT09	
								2040	2050
- Wasserkraft	21,5	21,3	21,1	22,6	23,5	23,7	23,9	24,1	24,1
- Windenergie	27,2	40,4	47,7	64,6	94,5	122,1	149,7	177,7	172,2
- Fotovoltaik	1,3	4,0	7,0	14,1	20,1	23,0	25,9	26,6	27,5
- Biomasse*)	13,5	27,0	32,1	42,7	50,7	53,0	55,4	56,4	56,7
- Erdwärme	0,0	0,0	0,1	0,6	1,9	4,4	7,0	16,2	37,1
- Stromimport	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	20,8	39,1	82,1	99,1
Endenergie EE-Strom, ges. TWh/a	63,6	92,7	108,0	144,6	193,2	247,0	300,9	383,0	416,7
Endenergie Strom, PJ/a	228,8	333,9	388,7	520,5	695,7	889,3	1083,3	1379,0	1500,0
Endenergie Wärme, PJ/a	293,8	375,0	459,1	571,1	689,0	794,1	899,2	1082,3	1283,2
Endenergie Kraftstoffe, PJ/a	81,4	132,1	148,0	185,0	225,0	268,0	325,2	386,7	505,2
Gesamte EE-Endenergie, PJ/a	604,0	841,0	995,8	1276,6	1609,7	1951,4	2307,7	2847,9	3288,4

2005 und 2008 Erzeugung = Endenergie.

*) einschl. biogenem Abfall

Geringe Unterschiede bei Strom zwischen END(ARES) und END(SZENAR) wegen anderer Definitionen

LEIT/AR09-A: 22.7.2009

Tabelle 16: Einsatz biogener Kraftstoffe und von regenerativ erzeugtem Wasserstoff

Biogene Kraftstoffe und Wasserstoff	ARES-LEIT09								
	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Stromeinsatz (GWh/a)	0	0	0	0	0	0	10000	33000	75000
davon Wind	0	0	0	0	0	0	10000	25000	50000
davon PV	0	0	0	0	0	0	0	2000	5000
davon Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
davon REG -Import	0	0	0	0	0	0	0	6000	20000
Wasserstoff (GWh/a)	0	0	0	0	0	0	7000	24090	57000
davon Wind	0	0	0	0	0	0	7000	18250	38000
davon PV	0	0	0	0	0	0	0	1460	3800
davon Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
davon REG -Import	0	0	0	0	0	0	0	4380	15200
Verluste (GWh/a)	0	0	0	0	0	0	3000	8910	18000
Stromeinsatz (PJ/a)	0	0	0	0	0	0	36	119	270
Wasserstoff (PJ/a)	0	0	0	0	0	0	25	87	205
Verluste (PJ/a)	0	0	0	0	0	0	11	32	65
Biokraftstoffe (PJ/a)	81	132	148	185	225	268	300	300	300
"Primärenergie" dafür (PJ/a)	118	191	211	264	321	383	429	429	429
"Verluste" (PJ/a)	37	59	63	79	96	115	129	129	129
EE-Kraftstoffe ges. (PJ/a)	81	132	148	185	225	268	325	387	505
EE-Verluste ges.(PJ/a)	37	59	63	79	96	115	139	161	193

LEIT/AR09-A; 22.7.2009

**Tabelle 17: Mittelwerte der Stromgestehungskosten der Einzeltechnologien;
oben: Neuanlagen im jeweiligen Jahr, unten: jeweiliger Anlagenbestand: (Kapitalzins 6%/a)**

Mittlere Stromkosten der jeweiligen neuen Anlagen (EUR/kWh)								ARES-LEIT09	
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Feste Biomasse	Biogase	Mittel- wert	Mittelwert ohne PV
2000	0,047	0,094	0,735			0,100	0,105	0,105	0,097
2001	0,047	0,092	0,690			0,100	0,105	0,102	0,094
2002	0,047	0,091	0,649			0,100	0,114	0,099	0,093
2003	0,056	0,089	0,606			0,100	0,120	0,100	0,093
2004	0,057	0,088	0,568	0,000		0,100	0,127	0,108	0,093
2005	0,059	0,087	0,535	0,706		0,100	0,130	0,113	0,092
2006	0,066	0,087	0,502	0,703		0,100	0,129	0,117	0,093
2007	0,065	0,086	0,462	0,471		0,101	0,128	0,113	0,091
2008	0,066	0,086	0,426	0,390		0,104	0,127	0,117	0,093
2009	0,063	0,087	0,390	0,284		0,103	0,124	0,119	0,093
2010	0,062	0,091	0,354	0,211		0,105	0,123	0,121	0,096
2011	0,065	0,096	0,319	0,192		0,106	0,121	0,123	0,099
2012	0,067	0,099	0,289	0,172		0,107	0,119	0,122	0,100
2013	0,068	0,101	0,258	0,160		0,107	0,118	0,120	0,101
2014	0,070	0,097	0,235	0,148		0,106	0,117	0,116	0,099
2015	0,071	0,093	0,212	0,135		0,106	0,115	0,111	0,096
2016	0,071	0,088	0,189	0,107		0,106	0,113	0,105	0,093
2017	0,071	0,084	0,172	0,097		0,107	0,111	0,100	0,090
2018	0,071	0,078	0,155	0,075	0,087	0,106	0,108	0,094	0,086
2019	0,071	0,074	0,143	0,068	0,084	0,103	0,106	0,090	0,082
2020	0,070	0,071	0,137	0,060	0,082	0,099	0,103	0,086	0,078
2030	0,071	0,061	0,106	0,049	0,072	0,092	0,097	0,071	0,068
2040	0,069	0,054	0,097	0,050	0,064	0,082	0,090	0,063	0,060
2050	0,067	0,050	0,092	0,051	0,061	0,070	0,083	0,058	0,056

LEIT/AR09-A; 22.7.2009

Mittlere Stromkosten des Anlagenbestands (EUR/kWh)								ARES-LEIT09	
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Feste Biomasse	Biogase/ Klär gas	Mittel- wert	Mittelwert ohne PV
2000	0,028	0,100	0,867			0,129	0,110	0,053	0,051
2001	0,031	0,098	0,783			0,125	0,107	0,060	0,058
2002	0,030	0,096	0,737			0,122	0,111	0,065	0,062
2003	0,036	0,095	0,685			0,116	0,116	0,073	0,069
2004	0,035	0,094	0,613			0,113	0,122	0,079	0,072
2005	0,035	0,093	0,575	0,000		0,110	0,127	0,086	0,074
2006	0,038	0,093	0,549	0,000		0,108	0,128	0,093	0,078
2007	0,037	0,092	0,521	0,354		0,107	0,128	0,095	0,079
2008	0,037	0,092	0,492	0,378		0,106	0,127	0,100	0,080
2009	0,038	0,091	0,466	0,286		0,106	0,126	0,104	0,081
2010	0,038	0,091	0,441	0,217		0,106	0,124	0,106	0,082
2011	0,037	0,091	0,418	0,203		0,106	0,123	0,109	0,083
2012	0,037	0,091	0,399	0,187		0,106	0,121	0,110	0,083
2013	0,037	0,092	0,380	0,178		0,106	0,119	0,111	0,084
2014	0,037	0,092	0,367	0,169		0,106	0,118	0,111	0,084
2015	0,038	0,092	0,353	0,160		0,106	0,117	0,111	0,085
2016	0,038	0,092	0,340	0,133		0,106	0,115	0,110	0,085
2017	0,039	0,090	0,328	0,125		0,106	0,113	0,109	0,084
2018	0,039	0,088	0,316	0,102		0,106	0,110	0,107	0,083
2019	0,040	0,086	0,303	0,094		0,106	0,108	0,104	0,081
2020	0,040	0,082	0,292	0,086	0,084	0,106	0,105	0,102	0,080
2030	0,047	0,067	0,157	0,072	0,073	0,098	0,101	0,078	0,071
2040	0,055	0,057	0,100	0,061	0,065	0,090	0,096	0,065	0,063
2050	0,062	0,052	0,093	0,060	0,062	0,080	0,089	0,061	0,059

LEIT/AR09-A; 22.7.2009

Tabelle 18: Jährliche Investitionen in Erneuerbare Energien im Strom- und Wärmebereich ; aktualisiertes Leitszenario

Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR)											ARES-LEIT09		
Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen													
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren	Biomasse Wärme	Biogas/ Biomasse KWK **)	Geotherm. Wärme++)	Geotherm. Strom	Nahwärme- netze	Gesamt Strom	Gesamt Wärme ohne Nahwärme !	Gesamt- Investition
2000	+) 110	2171	252	0	514	+) 500	+) 480	+) 60	0	102	3013	1074	4087
2001	112	3380	445	0	731	653	439	87	0	207	4376	1471	5847
2002	93	4045	432	0	432	917	478	103	0	243	5047	1452	6499
2003	84	3279	765	0	564	1057	839	117	0	519	4966	1739	6704
2004	81	2467	2928	0	573	1566	1226	164	0	683	6702	2303	9005
2005	105	2180	3927	0	714	1875	1503	224	0	796	7715	2813	10528
2006	100	2633	3870	0	1041	2299	1489	284	0	1091	8092	3624	11716
2007	98	1984	4124	0	692	2436	1616	389	7	1181	7829	3517	11346
2008	101	2020	5550	0	1196	2518	1502	537	54	1225	9226	4251	13477
2009	146	2005	5780	0	1293	2678	1318	681	78	1181	9327	4651	13978
2010	193	1954	5890	0	1452	2651	1170	794	100	1071	9306	4897	14203
2011	208	2010	5320	0	1585	2446	1054	890	132	893	8725	4921	13645
2012	220	2154	4335	0	1728	2336	988	955	161	795	7859	5019	12878
2013	233	2408	3450	0	1918	2337	962	1002	187	735	7239	5257	12497
2014	229	2841	2730	0	2072	2427	954	1040	210	747	6963	5539	12502
2015	233	3330	2470	0	2190	2546	952	1048	230	769	7215	5784	12999
2016	233	3765	2210	0	2196	2501	952	1038	247	804	7407	5735	13142
2017	217	4347	2015	0	2182	2448	935	1053	273	808	7786	5683	13470
2018	213	4851	1820	370	2148	2398	914	1054	305	857	8473	5600	14073
2019	213	5352	1755	720	2046	2331	855	1062	370	918	9265	5438	14704
2020	226	5890	1750	1230	1990	2150	664	1068	446	927	10206	5208	15414
2030	252	4620	1400	2310	2270	1551	1251	900	560	1093	10394	4721	15115
2040	269	3775	1551	2800	3050	1993	872	1103	1074	1359	10340	6145	16485
2050	277	4555	1575	3720	3916	1470	1164	1020	2606	1448	13897	6406	20303
D 09 - 20	214	3409	3294	193	1900	2437	977	974	228	875	8314	5311	13625
Kum 09-20	2563	40906	39525	2320	22799	29249	11719	11684	2738	10505	99771	63732	163503
D 21 - 50	266	4317	1509	2943	3079	1671	1096	1008	1413	1300	11544	5757	17301
Kum 21-50	7978	129498	45260	88300	92359	50139	32876	30225	42400	39008	346312	172723	519034
+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch 2001(F.Staiß)													
++) einschließlich Geothermie-WP													
**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas +Dep.gasanlagen													

LEIT/AR09-A; 22.7.2009

„Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen ...“

Grundgesetz, Artikel 20 a

BESTELLUNG VON PUBLIKATIONEN:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Postfach 30 03 61
53183 Bonn
Tel.: 0228 99 305 - 33 55
Fax: 0228 99 305 - 33 56
E-Mail: bmu@broschuerenversand.de
Internet: www.bmu.de

Titelabbildungen: Getty Images (M. Dunning), Enercon/Block Design,
Visum (K. Sawabe), Zefa, Getty Images (C. Coleman)

Diese Publikation ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum
Verkauf bestimmt. Gedruckt auf Recyclingpapier aus 100 % Altpapier.