



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Leitstudie 2007

„Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“

**Aktualisierung und Neubewertung
bis zu den Jahren 2020 und 2030
mit Ausblick bis 2050**

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

Februar 2007

**Dr. Joachim Nitsch
Stuttgart**

**in Zusammenarbeit mit der
Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“
des DLR – Instituts für Technische Thermodynamik**

IMPRESSUM

Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Referat KI III 1 (Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der
Erneuerbaren Energien)
Internet: www.erneuerbare-energien.de • www.bmu.de

Redaktion: Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Dipl.-Ing. Uwe Büsgen
BMU – KI III 1

Fachliche Erarbeitung: Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart
in Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und Technik
bewertung“ des DLR – Institut für Technische Thermodynamik

Stand: Februar 2007

Vorbemerkung

Das hier vorgestellte **LEITSZENARIO 2006** ist ein zielorientiertes Szenario, welches darlegt, wie die Zielsetzung der Bundesregierung, die Klimagasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken, grundsätzlich umgesetzt werden kann. Über die verschiedenen Zwischenziele hinaus ist dieses langfristige Ziel (in allen Industriestaaten) zu erfüllen, wenn die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre den kritischen Wert von ca. 450 ppm (entsprechend einer mittleren globalen Temperaturerhöhung von ca. 2 °C gegenüber der Periode 1980-99) nicht überschreiten soll. Diese Zielsetzung soll ohne Nutzung der Kernenergie erreicht werden. Bereits in früheren Untersuchungen für das BMU und das UBA [UBA 2000; BMU 2004; BMU 2005] wurden Vorläufer dieses Leitszenarios erarbeitet.

Als wesentliche Gestaltungselemente wurden die aufeinander abgestimmte Teilstrategien „Erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)“ „Erhöhte Umwandlungseffizienz durch deutlichen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und effizientere Kraftwerke“ und „Einstieg in die substantielle Nutzung erneuerbarer Energien (EE)“ identifiziert und in gegenseitiger Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt. Es konnte gezeigt werden, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung geben wird, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen.

Die Periode bis 2010 entscheidet darüber, ob überhaupt rechtzeitig das „Fenster“ für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird. Für den zweiten Zeitabschnitt bis etwa 2020 hat sich gezeigt, dass selbst unter günstigen Rahmenbedingungen der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung von EE noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente bedarf. Während dieses Zeitabschnitts wird sich entscheiden, ob die stimulierte Ausbaudynamik der EE zu selbsttragenden Märkten führt und längerfristig stabil bleibt und ob sich die zu einem weiteren Ausbau der EE erforderlichen Exportmärkte erfolgreich etabliert haben. Gelingt dies, so kann nach 2020 der weitere Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der in den Szenarien dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend weitergeführt werden.

Die demografischen und ökonomischen Kenngrößen des Szenarios sind im Wesentlichen identisch mit denjenigen der energiewirtschaftlichen Referenzprognose des Energiereports IV [EWI/Prognos 2005]. Die dort vorgestellte Prognose, hier als REF 2005 bezeichnet, wird in vorliegendem Bericht als Bezugs- und Vergleichsbasis benutzt. Das Leitszenario basiert auf den aktuellsten derzeit verfügbaren energiewirtschaftlichen Ausgangsdaten (im Allgemeinen ist dies der Status Ende 2005) hat aber auch bereits einige während seiner Erstellung (Mai 2006 bis Dezember 2006) erkennbare Entwicklungen (u. a. zur Energiepreisentwicklung) aufgegriffen. Wegen der derzeit großen Dynamik im Energiebereich, insbesondere beim Ausbau erneuerbarer Energien, ist beabsichtigt, bis zum Jahresende 2007 das Leitszenario auf der Basis der energiewirtschaftlichen Eckdaten des Jahres 2006 und ggf. unter Berücksichtigung der Ergebnisse anderer einschlägiger Untersuchungen fortzuschreiben.

Dr. Joachim Nitsch

Stuttgart, 15. Februar 2007

Inhaltsverzeichnis

1. Bisherige Entwicklung erneuerbarer Energien	8
1.1 Endenergie- und Primärentwicklung.....	8
1.2 Bruttostromerzeugung und installierte Leistung	10
1.3 Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung.....	12
2. Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien im Rahmen der Energieversorgung Deutschlands	14
2.1 Ausgangsbedingungen für die Szenarienaktualisierung	14
2.2 Eckdaten und wesentliche Annahmen für das Leitszenario	15
2.3 Die wesentlichen Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2006.	20
2.4 Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2020.....	30
2.5 Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050.....	33
2.6 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050	37
2.7 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050.....	40
3. Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien	44
3.1 Investitionsvolumen der Ausbaustrategie	44
3.2 Energiegestehungskosten erneuerbarer Energien.....	45
3.3 Ableitung zukünftiger Energiepreispfade	49
3.4 Zukünftige Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke	58
3.5 Zukünftige Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung	62
3.6 Entwicklung der Differenzkosten	64
4 Szenariovarianten	72
4.1 Variante mit Reduktion der CO ₂ -Emissionen um 40% gegenüber 1990	72
5 Literatur	77
6 Anhang	79
Anhang 1: Entwicklung erneuerbarer Energien seit 1975.....	79
Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im LEITSZENARIO 2006	82
Anhang 3: Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2006	89
Anhang 4: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke	97

Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1.1: Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2005 (Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen).	8
Abbildung 1.2: Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2005 (Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen).....	9
Abbildung 1.3: Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Endenergie- und Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode). Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.....	10
Abbildung 1.4: Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien 1975 bis 2005. Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.	10
Abbildung 1.5: Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990 Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.	11
Abbildung 1.6: Aufteilung der EE-Stromerzeugung auf die Beiträge des aus dem StrEG und dem Vergütungsbereich des EEG erzeugten Stroms und der Strommenge außerhalb dieses Bereichs.	12
Abbildung 2.1: Energetische Potenziale der Nutzung biogener Reststoffe nach [BMU 2004]; BASIS 2000 = derzeitiges Potenzial ohne ökologische Restriktionen, NP 2000 und NP 2050 = derzeitiges und zukünftiges Potenzial unter Beachtung ökologischer Restriktionen.....	17
Abbildung 2.2: Inländische Biomassepotenziale in Abhängigkeit der Verwendungsart (Abszisse als Brennstoff ; Ordinate als Kraftstoff) und unterschiedlichen Nutzungsschwerpunkten. Eingetragen sind zusätzlich drei Ausbaupfade (Leitszenario 2006, REF 2005 und REF 2006). Quellen für Potenziale [BMU 2004; UBA 2006]	18
Abbildung 2.3: Endenergieverbrauch im LEITSZENARIO 2006 nach Herkunft der Endenergie und zusätzliche Effizienzgewinn bei der Endenergie gegenüber REF 2005.....	22
Abbildung 2.4: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen bis zum Jahr 2050.	23
Abbildung 2.5: Verwendung der eingesetzten Biomassen (Reststoffe, Energiepflanzen) nach Nutzungsarten und eingesetzte Primärenergie im LEITSZENARIO 2006.	24
Abbildung 2.6: Struktur des Endenergieverbrauchs, nichtenergetischer Verbrauch und Umwandlungsverluste in LEITSZENARIO 2006; zusätzlich sind die gegenüber REF 2005 erzielten Effizienzsteigerungen eingetragen.	25
Abbildung 2.7: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2006 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode).	26
Abbildung 2.8: CO ₂ -Emissionen ab 1990 (temperaturbereinigt), in REF 2005 und LEITSZENARIO 2006, sowie Gesamtbeitrag der EE ab 2005 (ausgehend von REF 2005 mit „eingefrorenem“ EE-Beitrag) und Beitrag zusätzlicher Effizienz ab 2005 zur CO ₂ -Minderung.....	28
Abbildung 2.9: Durch erneuerbare Energien vermiedene CO ₂ -Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft) und im LEITSZENARIO 2006, (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen).....	28
Abbildung 2.10: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und des Beitrags der EE zur Primärenergiebedarfsdeckung in drei Referenzentwicklung und im LEITSZENARIO 2006.	29
Abbildung 2.11: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2020 im LEITSZENARIO 2006 unter EEG-Bedingungen und Vergleich mit dem Ausbau in verschiedenen Referenzentwicklungen	31
Abbildung 2.12: Jährlicher Umsatz an elektrischer EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) im LEITSZENARIO 2006 nach Technologien bis zum Jahr 2020.....	33
Abbildung 2.13: Struktur der Bruttostromerzeugung in LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten; (in 2040 und 2050 werden 22 bzw. 60 TWh/a Strom zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt).	34
Abbildung 2.14: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ einschließlich dezentraler KWK-Anlagen und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030.	35
Abbildung 2.15: Struktur der Kraftwerksbruttogleistung im LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten.....	36
Abbildung 2.16: Energieeinsatz zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2006 nach Energieträgern.	38
Abbildung 2.17: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs in LEITSZENARIO 2006 und Vergleich mit der Referenzentwicklung REF 2005.	39

Abbildung 2.18: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im LEIT- SZENARIO 2006 nach Technologien bis zum Jahr 2020, (Kollektoren mit 0,7 kW/m ² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke).	40
Abbildung 2.19: Energieeinsatz im Verkehr im Szenario LEITSZENARIO 2006 nach Kraftstoffarten (in Anlehnung an die „Effizienzvariante“ in UBA 2006)	41
Abbildung 2.20: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im LEITSZENARIO 2006 und Vergleich mit den Referenzentwicklungen REF 2005 und REF 2006.	42
Abbildung 3.1: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2006 für den Strom- und Wärmesektor nach Technologien und Vergleich mit der entsprechenden Investitionssumme des Szenarios REF 2005 (gestrichelte rote Linie).	44
Abbildung 3.2: Historische Reduktion der Energiegestehungskosten von drei EE-Technologien (Windkraft, Fotovoltaik, Kollektoren) zwischen 1985 und 2005 (Reale Kosten, Geldwert 2002, realer Zinssatz 6%/a; gilt für alle weiteren Kostenangaben)	46
Abbildung 3.3: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im LEITSZENARIO 2006, (Geldwert 2002; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien)	47
Abbildung 3.4: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik).	48
Abbildung 3.5: Kostenentwicklung von Kollektoren, Erdwärme, Biomasseeinzelheizungen und Biomasse-Heizwerken (jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien)	49
Abbildung 3.6: Nominaler und realer (Preisbasis 2000) Verlauf des Rohölpreises seit 1970; (Mittelwert 2006 mit Monaten Jan. bis Nov. gebildet).	50
Abbildung 3.7: Gegenüberstellung der drei Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises (\$ ₂₀₀₀ /bbl) einschließlich der Ölpreisvariante (REF 2006) nach EWI/Prognos 2006.	56
Abbildung 3.8: Grenzüberganzpreise für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (ohne CO ₂ -Aufschlag). Für Steinkohle sind nur die Pfade A und C eingetragen	56
Abbildung 3.9: Grenzüberganzpreise für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (mit CO ₂ -Aufschlag). Für Steinkohle sind nur die Pfade A und C eingetragen.	57
Abbildung 3.10: Preisentwicklung der Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle für fossile Kraftwerke in den Preispfaden B und C einschließlich der jeweiligen CO ₂ -Aufschläge. Für Braunkohle ist auch der Preispfad A eingetragen.	57
Abbildung 3.11: Zukünftige Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung der Preispfade A bis C.	59
Abbildung 3.12: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO ₂ -Preisentwicklung entsprechend Preispfad B.	60
Abbildung 3.13: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO ₂ -Preisentwicklung entsprechend Preispfad C.	61
Abbildung 3.14: Stromgestehungskosten alter (bis 2000 installierter) Kraftwerke und neuer fossiler Kraftwerke im Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2006 in Abhängigkeit der Brennstoffpreissteigerungen	62
Abbildung 3.15: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2006 (Preispfad C) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und dem Mix aus den verbleibenden fossilen Kraftwerken (ALT + NEU).	63
Abbildung 3.16: Wie Abbildung 3.15, mit zusätzlicher Darstellung der Energiepreispfade A und B.	64
Abbildung 3.17: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich (auf Kostenbasis, Geldwert 2002; Preispfad C) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung mit und ohne Fotovoltaik.	65
Abbildung 3.18: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung in Abhängigkeit unterschiedlicher Preispfade für fossile Brennstoffe und CO ₂ -Preise.	67
Abbildung 3.19: wie Abbildung 3.18, jedoch ohne Fotovoltaik	67
Abbildung 3.20: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich (auf Kostenbasis, Geldwert 2002; Preispfad C) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung.	68
Abbildung 3.21: Gesamte Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung in Abhängigkeit unterschiedlicher Preispfade für fossile Brennstoffe und CO ₂ -Preise	69
Abbildung 3.22: Gesamtwirtschaftliche Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren beim Preissteigerungen entsprechend dem Preispfad C.	70
Abbildung 4.1: CO ₂ -Reduktionspfade des LEITSZENARIOS 2006 und der Variante LEIT-VAR im Vergleich zum Reduktionspfad der Referenzentwicklung	75

Tabellenverzeichnis:

Tabelle 2-1: Die wesentlichsten demografischen und ökonomischen Eckdaten der Szenarien	16
Tabelle 2-2: Eckdaten des LEITSZENARIO 2006, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien.	20
Tabelle 2-3: Eckdaten des Szenarios REFERENZ 2005, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien (bis 2030 im wesentlichen in Anlehnung an die Energiewirtschaftliche Referenzprognose aus [EWI/Prognos 2005]).	21
Tabelle 2-4: Gesamter Primärenergieverbrauch und EE-Primärenergieverbrauch nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode (PJ/a) und entsprechende Anteile (%).	27
Tabelle 2-5: Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie bei planmäßigem Abbau und Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario LEITSZENARIO 2006.	34
Tabelle 2-6: Struktur des im LEITSZENARIO 2006 erforderlichen Zubaus neuer Kraftwerke ab 2001 (kumulierte Leistungen)	36
Tabelle 3-1: Importpreise und Verbraucherpreise - Entwicklung 1995 bis 2005	51
Tabelle 3-2: Preispfad A „Niedriges Niveau“ : Reale und nominale Importpreise ohne und mit CO ₂ - Aufschlag.	52
Tabelle 3-3: Wirkung der CO ₂ – Aufschläge in den drei Preispfaden	53
Tabelle 3-4: Preispfad B „Mäßiger Anstieg“: Reale und nominale Importpreise ohne und mit CO ₂ - Aufschlag.	54
Tabelle 3-5: Preispfad C „Deutlicher Anstieg“ : Reale und nominale Importpreise ohne und mit CO ₂ - Aufschlag.	55
Tabelle 3-6: Brennstoffpreise für Kraftwerke für die drei Preispfade.	58
Tabelle 3-7: Differenzkosten des Ausbaus von EE im Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereich gemäß LEITZSZENARIO 2006 bei anlegbaren Preisen nach Preispfad C (in Mio. €/a).....	71
Tabelle 4-1: Veränderungen wesentlicher Eckdaten im Jahr 2020 gegenüber LEITSZENARIO 2006 zur Erreichung des Reduktionsziels 2020 von – 40% der CO ₂ -Emissionen des Jahres 1990 und Vergleich mit den Daten des Jahres 2005.	73

1. Bisherige Entwicklung erneuerbarer Energien

1.1 Endenergie- und Primärentwicklung

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 betrug ihr Beitrag in diesem Zeitraum um 2% des Gesamtverbrauchs. Erst ab diesem Zeitpunkt 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. Rückblickend sank der relative Beitrag der EE in der Zeit zwischen der 1. Ölpreiskrise und 1990 sogar wegen des damals deutlichen Wachstums der Energienachfrage.

Ab 1990 ist, beginnend mit der Windenergie, gefolgt von den stromerzeugenden Biomastechnologien und nach 2000 auch merklich von den, die solare Strahlung nutzenden Technologien Fotovoltaik und Kollektoren, ein deutliches Wachstum in produzierter Energie und entsprechend der installierten Leistung eingetreten. Abbildung 1.1. zeigt den absoluten Beitrag der EE im Zeitraum 1975 bis 2005, dargestellt als Endenergie¹ (Strom, Wärme und Kraftstoffe) im Überblick, (Zahlenwerte tabellarisch im Anhang). Ihr Beitrag beläuft sich derzeit auf 167 TWh/a, was 6,6% des gesamten Endenergieverbrauchs entspricht. Nach Energiearten getrennt dominiert im Jahr 2005 nach wie vor der Wärmebereich mit 81 TWh/a, gefolgt von der rasch aufholenden Stromerzeugung mit knapp 64 TWh/a und der Kraftstoffbereitstellung mit 22 TWh/a.

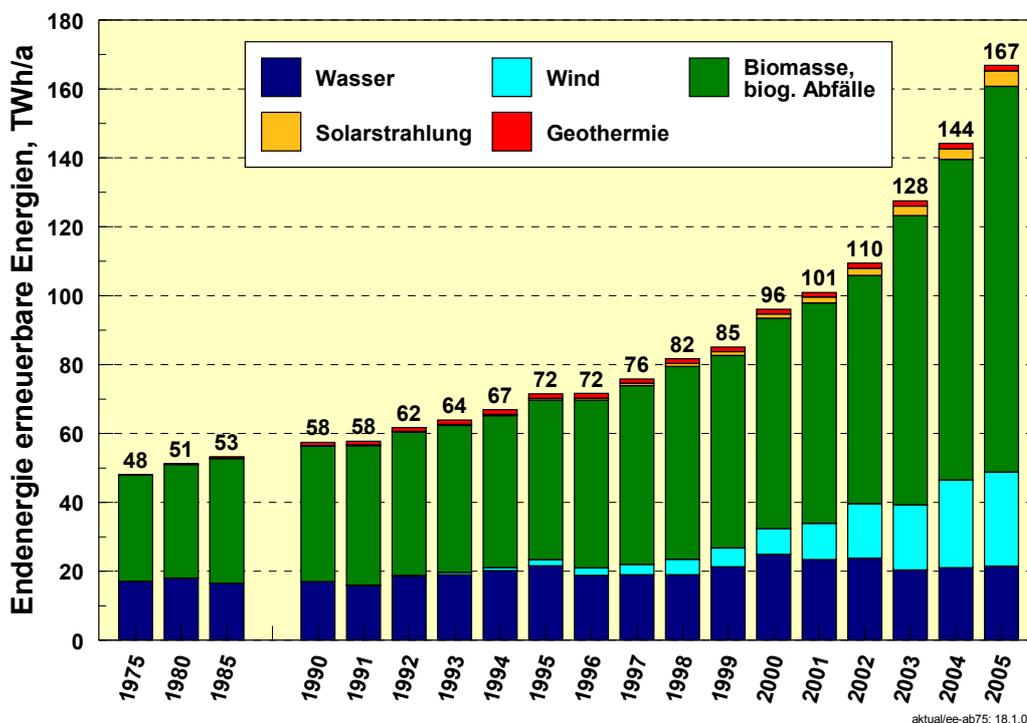
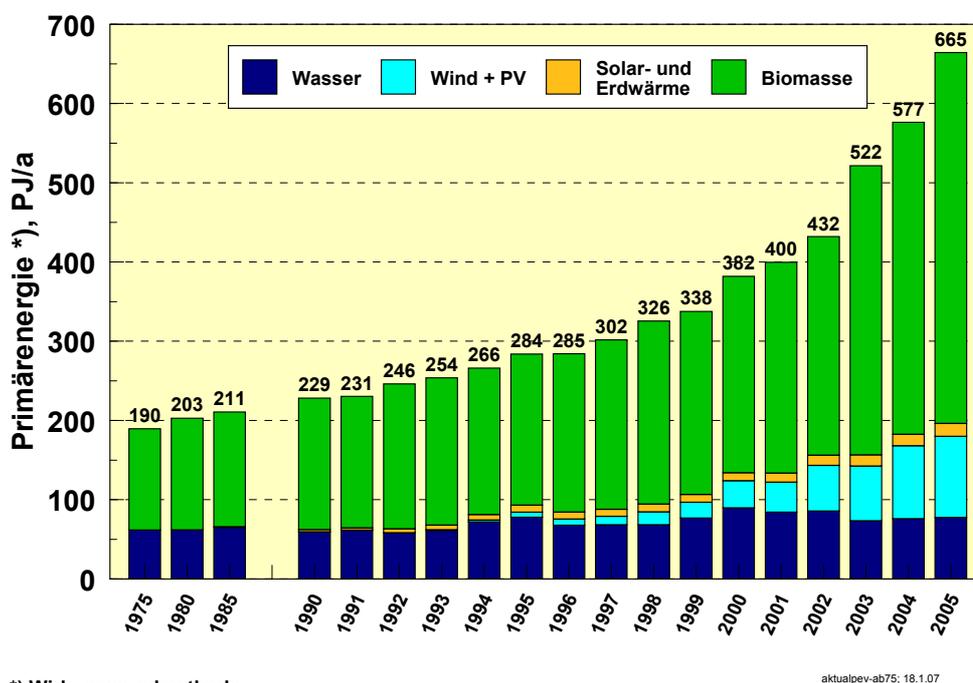


Abbildung 1.1: Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2005 (Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen).

¹ die Darstellung als Endenergie ist anschaulicher als diejenige der Primärenergie, da bei letzterer der Beitrag des Stroms im Vergleich zum Beitrag fossiler Primärenergie wegen der international verbindlichen Wirkungsgradmethode (nichtthermischer EE- Strom = Primärenergie) unterschätzt wird.

Den größten Beitrag liefert nach wie vor, bedingt durch den hohen Sockel der 70iger und 80iger Jahre, die Biomasse (feste Biomasse, Bio-, Deponie- und Klärgas, biogener Anteil des Mülls). Insbesondere im Kraftstoffbereich ist hier in den letzten Jahren ein starkes Wachstum zu verzeichnen. Das rasanteste Wachstum hatte allerdings die Windenergie, die um 2003/2004 die Wasserkraft übertraf. In jüngster Zeit zeigen auch die Techniken, die die größte Energiequelle – die Solarstrahlung nutzen – ein sehr dynamisches Wachstum. Das mittlere Wachstum der EE insgesamt belief sich im Zeitraum 2000 – 2005 auf 13%/a.

In Abbildung 1.2 ist der Beitrag der EE zur Primärenergiebedarfsdeckung dargestellt. Berechnet ist er nach der Wirkungsgradmethode. Mit derzeit 665 PJ/a beläuft sich ihr Anteil auf 4,7%. Nimmt man als Berechnungsgrundlage die Substitutionsmethode beläuft sich die Primärenergiemenge der EE im Jahr 2005 auf 1.045 PJ/a. Der Anteil der EE im Jahr 2005 am dann auch höheren gesamten Primärenergiebedarf von 14.618 PJ/a steigt auf 7,1%.



*) Wirkungsgradmethode

aktualpev-ab75; 18.1.07

Abbildung 1.2: Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2005 (Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen).

Die Anteile der EE an einzelnen Bereichen der Energieversorgung sind im zeitlichen Verlauf ab 1990 in Abbildung 1.3 dargestellt. Wasserkraft trägt, mit schwankenden Beiträgen rund 4% zum Strombedarf bei. Mittels Windenergie und Biomasse ist aber inzwischen (2005) ein Gesamtanteil von 10,4% an der Stromerzeugung erreicht worden. Der Anteil am gesamten Endenergiebedarf ist von 1990 mit 2,2% bis 2005 auf 6,6% gestiegen. Parallel läuft der Anteil am Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode) mit 1,5 % im Jahr 1990 und 4,7 % im Jahr 2005.²

² Inzwischen liegen vorläufigen Schätzungen für das Jahr 2006 vor [BEE 2007], die darauf hinweisen, dass das gegenwärtige Wachstum unvermindert anhält.

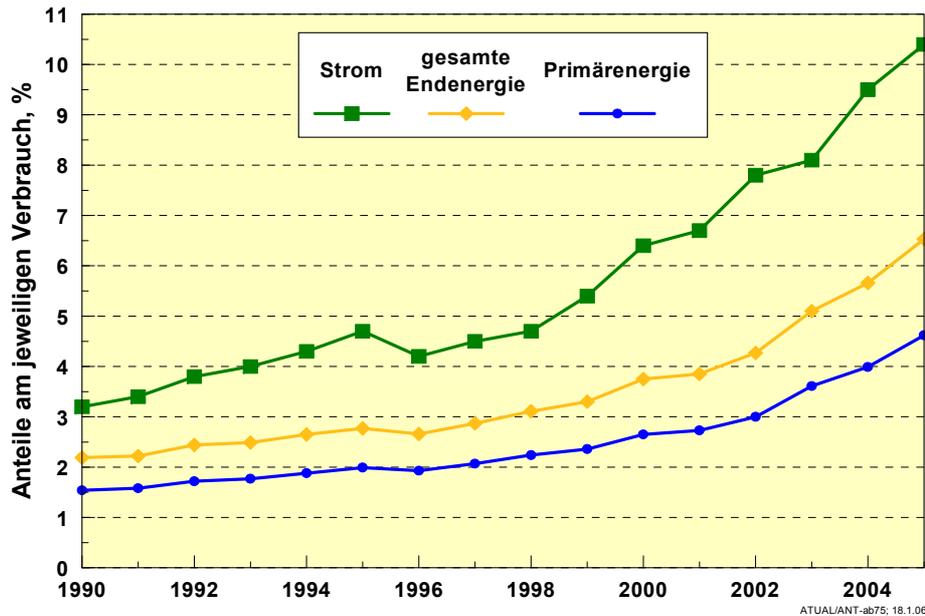


Abbildung 1.3: Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Endenergie- und Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode). Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.

1.2 Bruttostromerzeugung und installierte Leistung

Wegen der hohen Potenziale der CO₂-Vermeidung (im Jahr 2005 vermieden EE im Strombereich rund 58 Mio. t CO₂/a, gegenüber EE im Wärme- und Kraftstoffbereich rund 25 Mio. tCO₂/a), aber auch wegen der sehr erfolgreichen Markteinführung „neuer“ erneuerbarer Energien mittels des EEG ist der Stromsektor von besonderer Bedeutung für die Energieversorgung. Ein substantielles Wachstum begann hier um das Jahr 1993, erstmals überschritten erneuerbare Energien die Marke von 20 TWh/a und „befreiten“ sich so aus den begrenzten Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in Deutschland.

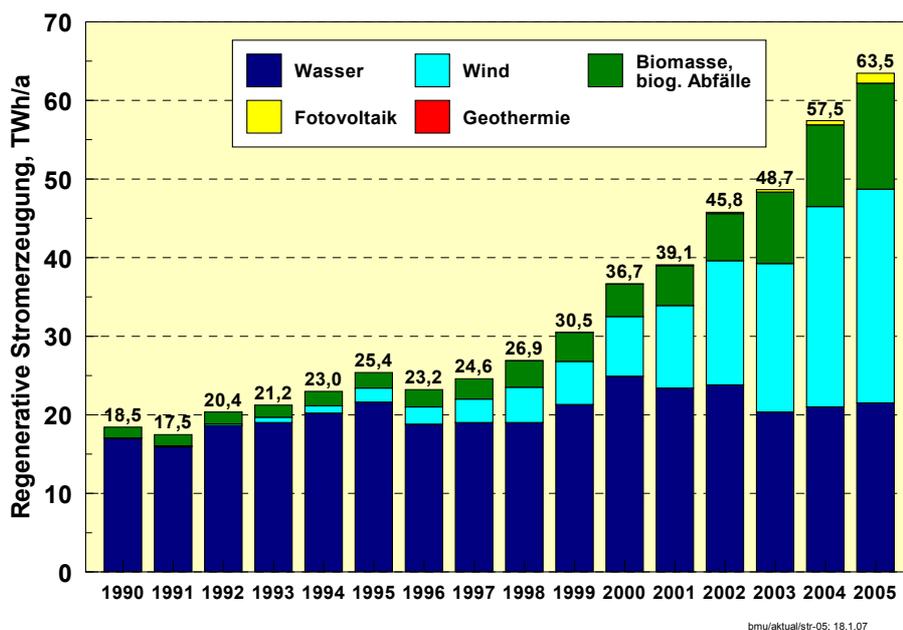


Abbildung 1.4: Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien 1975 bis 2005. Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.

Seit diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE an der Strombereitstellung um über das Dreifache gewachsen (Abbildung 1.4) und belief sich Ende 2005 auf insgesamt 63,5 TWh/a (Wasser 21,5; Wind 27,2; Biomasse gesamt 13,5; Fotovoltaik 1,3 TWh/a; sowie Geothermie 0,2 GWh/a). Das Wachstum hat sich dabei stetig beschleunigt und weist insbesondere nach 2000 hohe Wachstumsraten auf (Durchschnitt Jahrzehnt 1990 – 2000: 6,9%/a; Durchschnitt 2000 – 2005: 10,9%/a). Entsprechend wuchs die installierte Leistung (Abbildung 1.5) von rund 5.000 MW (nahezu ausschließlich Wasserkraft) in 1990 auf 27.500 MW im Jahr 2005. Mit 18.430 MW dominiert die Windenergie. Die mittlere Ausnutzung aller Anlagen sank – bedingt durch den Zuwachs von Windenergie und Fotovoltaik – von rund 3.500 h/a (1990) auf 2.250 h/a (2005).

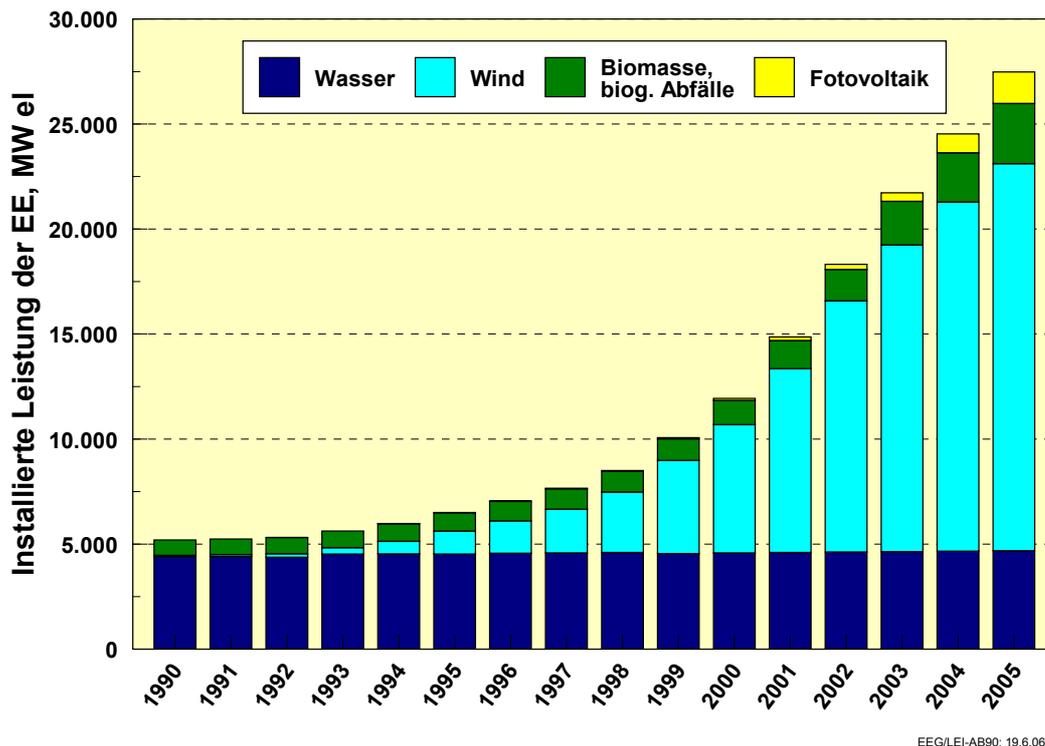


Abbildung 1.5: Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990
 Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.

Das nach 1990 einsetzende deutliche Wachstum der Stromerzeugung ist ausschließlich dem EEG und seinem Vorläuferinstrument, dem Stromeinspeisungsgesetz, das 1991 in Kraft trat, zu verdanken. Die durch diese Instrumente induzierte Strommenge zeigt, im Vergleich zur gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Abbildung 1.6. Im Vergütungsbe- reich des EEG sind Strom aus Windkraft und Fotovoltaik zu 100% enthalten. Bei Biomasse sind die Stromerzeugung aus biogenem Abfall, aus Großanlagen > 20 MW_{el} und ein geringer Teil des belasteten Altholzes nicht enthalten, bei der Wasserkraft ist der überwiegende Teil der „alten“ Wasserkraft > 5 MW_{el} nicht enthalten (nur Leistungserhöhung bei Erneuerung und ggf. Neubau werden im EEG berücksichtigt). Rund 35% der derzeit aus Wasserkraft erzeug- ten Strommenge werden mittels des EEG gefördert. Der Gesamtanteil der EEG- Strommengen an der Gesamterzeugung von EE-Strom stieg von 37% im Jahr 2000 auf 72% im Jahr 2005. Der absolute Beitrag der nicht im Geltungsbereich des EEG erzeugten Strommenge liegt, in Abhängigkeit der jeweils verfügbaren Wassermenge, zwischen 18 und 22 TWh/a.

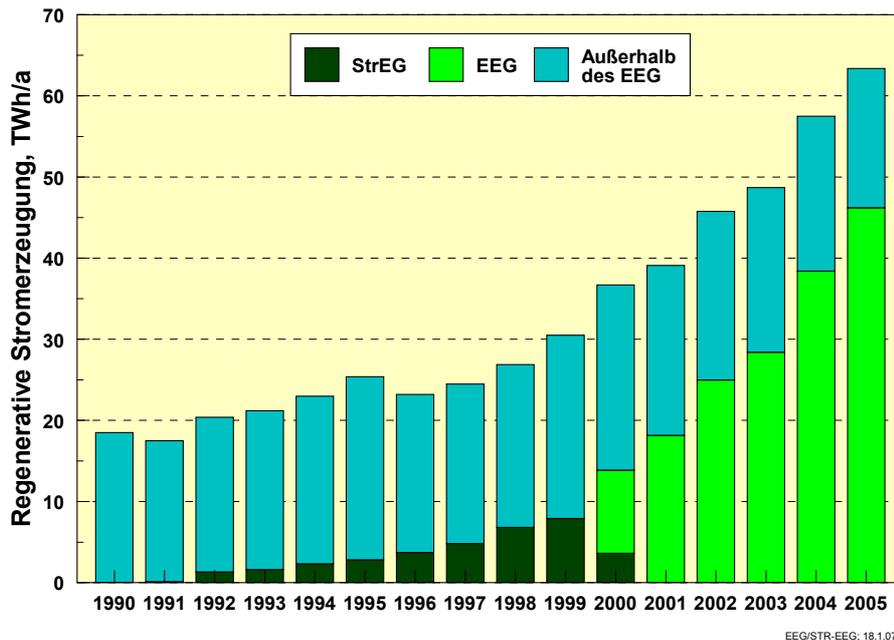


Abbildung 1.6: Aufteilung der EE-Stromerzeugung auf die Beiträge des aus dem StrEG und dem Vergütungsbereich des EEG erzeugten Stroms und der Strommenge außerhalb dieses Bereichs.

1.3 Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung

Infolge der traditionell umfangreichen Nutzung der Biomasse dominiert trotz des großen Wachstums der erneuerbaren Energien im Strombereich in absoluten Energiemengen noch der Wärmesektor. Im Jahr 2005 stammten 291 PJ/a (80,8 TWh/a) der Wärmebereitstellung aus diesen Energien (Abbildung 1.7), wobei mit 94% eindeutig die Biomasse dominiert. Mit dieser Menge werden derzeit 6,3% des gesamten Wärmebedarfs gedeckt. 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 unverkennbar. Gegenüber dem früheren Sockelbetrag hat sich der Wert zwischen 1990 und 2005 etwa verdoppelt. Die Wärmebereitstellung mittels Kollektoren und Erdwärme (Wärmepumpen und hydrothermale Nutzung) ist dagegen noch relativ gering, weist aber in den letzten Jahren ebenfalls merkliche Wachstumstendenzen auf. Generell sind aber die Wachstumstendenzen vor dem Hintergrund der angestrebten Klimaschutzziele und des dazu erforderlichen Beitrags der erneuerbaren Energien insgesamt noch unzureichend. Neben dem noch fehlenden „Regenerativem Wärmegesetz“ sind dafür auch die zahlreichen strukturellen Hemmnisse in Verbindung mit der meist großen Anzahl erforderlicher Akteure im Wärmebereich (insbesondere für die Raumheizung und dort vor allem bei Nahwärmeversorgungen) verantwortlich.

Den Effekt einer wirkungsvollen energiepolitischen Maßnahme – hier die bisherige Steuerbefreiung biogener Kraftstoffe – macht Abbildung 1.8 sichtbar. Von vor 2000 bedeutungslosen Beiträgen ist der Anteil biogener Kraftstoffe bis zum Jahr 2005 rasant gestiegen und liegt derzeit mit 81 PJ/a bei 3,2% des gesamten Kraftstoffbedarfs. Das auf EU-Ebene angestrebte Zwischenziel von 5,75% Anteil im Jahr 2010 dürfte vor dem Hintergrund der derzeit bestehenden Fördermaßnahmen (Steuerreduktionen für Reinkraftstoffe; Beimischungspflicht) sicher erreicht, sehr wahrscheinlich sogar überschritten werden.

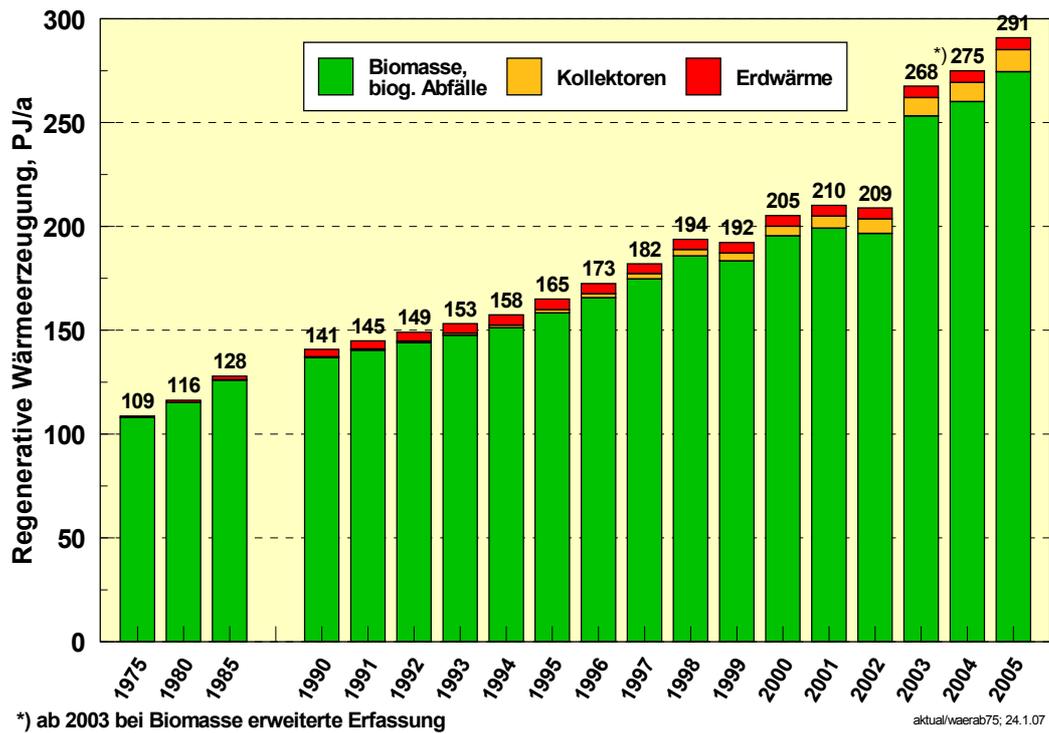


Abbildung 1.7 : Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2005. Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühere Daten teilweise eigene Abschätzungen.

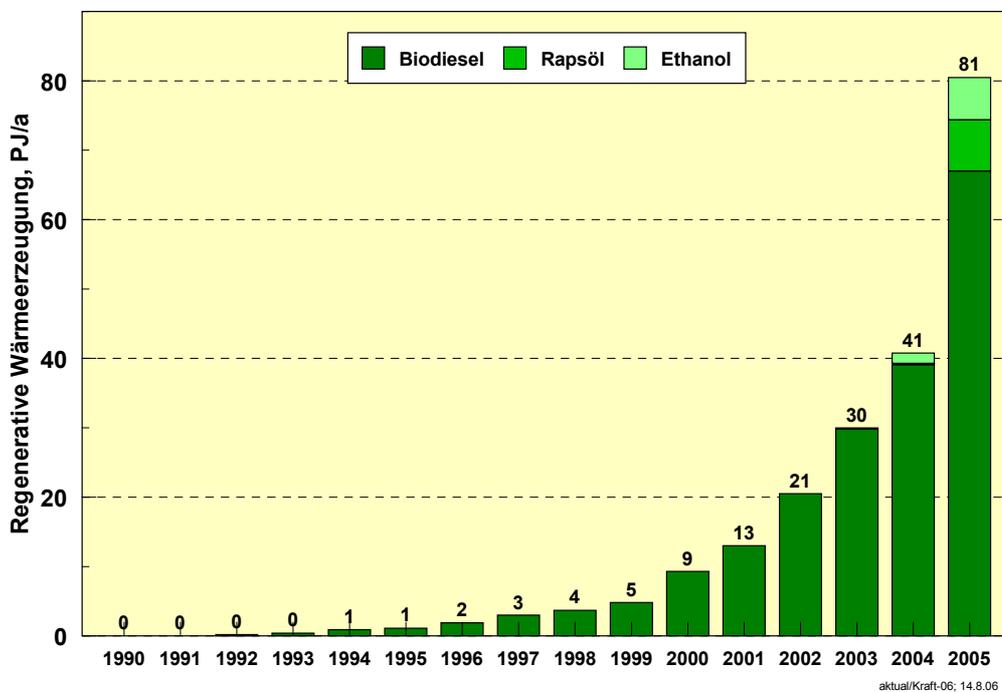


Abbildung 1.8 : Erzeugung von Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien 1975 bis 2005. Quellen: Daten der AGEE (bis 5/06), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzung.

2. Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien im Rahmen der Energieversorgung Deutschlands

2.1 Ausgangsbedingungen für die Szenarienaktualisierung

In den Szenarien der Untersuchung „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ [BMU 2004] wurde dargestellt, wie die Zielsetzung der Bundesregierung, die Klimagasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken, grundsätzlich umgesetzt werden kann. Als wesentliche Gestaltungselemente wurden die aufeinander abgestimmte Teilstrategien „Erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)“ „Erhöhte Umwandlungseffizienz durch deutlichen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und effizientere Kraftwerke“ und „Einstieg in die substantielle Nutzung erneuerbarer Energien (EE)“ identifiziert. Es konnte gezeigt werden, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung geben wird, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. So entscheidet z.B. die Periode bis 2010 - im Bereich der EE z.B. charakterisiert durch das „Verdopplungsziel 2010“ - darüber, ob überhaupt rechtzeitig das „Fenster“ für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird.

Für den zweiten Zeitabschnitt bis etwa 2020 hat sich gezeigt, dass selbst unter günstigen Rahmenbedingungen der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung von EE bis zum Zeitpunkt 2015 - 2020 noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente bedarf. Denn erst in diesem Zeitabschnitt dürfte sich entscheiden, ob die stimulierte Ausbaudynamik der EE zu selbsttragenden Märkten führt und längerfristig stabil bleibt und ob sich die zu einem weiteren Ausbau der EE erforderlichen Exportmärkte erfolgreich etabliert haben. Nur dann kann nach 2020 der weitere Ausbau entsprechend der in den Ausbauszenarien dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend durchgeführt werden, was zu einem rund 50%igen Anteil der EE im Jahr 2050 führen kann. Spätestens bis 2020 müssen sich auch deutliche Erfolge bei der effizienteren Energienutzung und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung einstellen, wenn das für 2050 angestrebte Klimaschutzziel volkswirtschaftlich möglichst effizient erreicht werden soll, d.h. sich eine optimale „Arbeitsteilung“ zwischen Effizienzstrategien und EE- Strategien einstellen soll.

In einer weiteren Untersuchung „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2020“ [BMU 2005] ist das wichtige Zwischenziel 2020 für den Strombereich eingehend analysiert worden. Es zeigt sich, dass unter EEG-Bedingungen – d.h. unter Beibehaltung der seit etwa 2000 entstandenen Wachstumsdynamik – EE bis 2020 einen Anteil von rund 27% an der Stromerzeugung erreichen können. Vor dem Hintergrund der anstehenden Erneuerung des deutschen Kraftwerkparks, bei dem bis 2020 sowohl altersbedingt bis zu 40 GW fossile Kraftwerksleistung als auch in Folge des bestehenden Konsensbeschlusses der Abgang der Kernenergieleistung zu ersetzen ist, kommt es jetzt darauf an, herauszuarbeiten, wie das durch den bevorstehenden Kraftwerksersatz entstehende Zeitfenster zielgerichtet zum Einstieg in eine Strategie des wirkungsvollen Ausbaus von EE genutzt werden kann.

Die bis 2050 ermittelte Ausbaustrategie in [BMU 2004] basiert hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Daten im Wesentlichen auf dem Jahr 2000. Zwischenzeitlich sind beträchtliche Veränderungen sowohl im energiewirtschaftlichen Umfeld als auch beim Ausbau der EE eingetreten. Bereits die „Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030“ im Energiereport IV [EWI/Prognos 2005] kommt in Hinblick auf wahrscheinliche Trendentwicklungen zu deutlich anderen Ergebnissen als die von der Enquete-Kommission im Jahr 2002 vorgestellte Referenzentwicklung, die bisher als Vergleichsbasis für die „Ausbaustrategie 2050“ diente. Aber auch in dieser relativ aktuellen Studie – die im wesentlichen auf Daten des Jahres 2002 aufbaut - sind die jüngsten Energiepreisanstiege und der rasante Anstieg des Beitrags der EE im Strom- und Kraftstoffbereich in den letzten Jahren nicht berücksichtigt. Da der Verlauf zukünftiger Energiepreise sich sehr stark auf die Differenzkosten

des EE-Ausbaus auswirkt - schnelle Preisanstiege können zu einer früheren Wirtschaftlichkeit einiger EE- Technologien führen und damit zu höheren Marktanteilen – sind auf aktuellen Daten aufbauende Vorgaben hier besonders wichtig. Insbesondere die derzeitigen Energiepreisanstiege konventioneller Energieträger und aktuelle Erkenntnisse zu weiteren kurz- bis mittelfristig möglichen Energiepreisveränderungen sind daher dem Entwurf aktueller Ausbauszenarien zugrunde zu legen (vgl. Abschnitt: „Energiepreispfade“). Aus diesem Grunde ist auch der o. g. energiewirtschaftlichen Referenzprognose inzwischen eine Variante mit höheren Ölpreisen (60 \$₂₀₀₀/bbl im Jahr 2030) hinzugefügt worden, die bestätigt, dass bei Eintreffen dieser Entwicklung mit weiteren Effizienzerfolgen, also insgesamt geringerem Primärenergiebedarf und einem höheren Anteil von EE bis 2030 zu rechnen ist [EWI/Prognos 2006].

2.2 Eckdaten und wesentliche Annahmen für das Leitszenario

Die in [BMU 2004] und [BMU 2005] ermittelten Szenarien „NaturschutzPlus I und II“ wurden vor diesem Hintergrund durchgehend aktualisiert.³ Als Basis für alle Ausgangsdaten dient das Jahr 2005. Sowohl die Effizienzpotenziale im Strom- Wärme- und Verkehrssektor als auch das Teilssegment „Kraft-Wärme-Kopplung“ wurden unter Verwendung möglichst aktueller Daten neu bewertet. Die wichtigsten Anpassungen in diesen Bereichen beziehen sich einerseits auf den kurzfristig zu erwartenden Stromverbrauch, andererseits auf die derzeit tatsächlich in KWK erzeugte Strom- und Wärmemenge und ihre kurzfristigen Ausbauperspektiven. Die Bruttostromerzeugung ist, ausgehend von 612 TWh/a in 2005 (in 2000 noch 571 TWh/a) deutlich höher anzunehmen als noch in [BMU 2004]. Der aus fossilen Energieträgern bereitgestellte KWK-Strom stagniert seit rund 10 Jahren bei rund 50 – 53 TWh/a. In jüngerer Zeit ist aber, vor dem Hintergrund steigender Strompreise und dem Handel mit CO₂-Zertifikaten, wieder ein leichter Anstieg festzustellen. Für 2005 wird von einem Wert von 52 TWh/a für fossil erzeugten KWK-Strom (einschließlich Strom aus der Abfallverwertung) ausgegangen. Hinzu kommt KWK-Strom aus Biomasse. Es wird der gesamte aus Biomasse erzeugte Strom (in 2005 sind dies 11 TWh/a ohne biogenen Abfall) der Kategorie „KWK-Strom“ zugeordnet, obwohl ein Teil der Holzkraftwerke ohne Wärmenutzung betrieben wird (schätzungsweise sind nur etwa 50% tatsächlicher KWK-Strom). Auch die im Kraftwerksbereich bis etwa 2015 vorgesehenen Kraftwerksneuerrichtungen sind entsprechend den bekannten Planungen der Energieversorger berücksichtigt (VDEW 2006).

Vor dem Hintergrund der jüngsten dynamischen Entwicklung der EE und den gestiegenen Energiepreisen wurde auf der Basis der so angepassten Ausgangsdaten der zukünftige Ausbau der EE in allen drei Sektoren (Strom, Wärme, Kraftstoffe) neu ermittelt. Der Wärmesektor wurde dazu im Berechnungsmodell ARES neu konzipiert. Sowohl im Kollektor- als im Geothermiebereich wurde die Anzahl der berücksichtigten Technologien erhöht. Beim Biomassebereich (feste Biomasse, Biogas, Klär- und Deponiegas) wurde eine Neuabstimmung mit den teilweise gegenüber [BMU 2004] erheblich veränderten Ausgangsdaten vorgenommen. Dies geschah in Wechselwirkung mit den Eckdaten, die für die Untersuchungen zum EE-Wärmegesetz erarbeitet wurden. Eingeflossen sind auch Überlegungen des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE) und anderer [BEE 2006] zur zukünftig möglichen Wachstumsdynamik der EE.

Als Vergleichs- und Bezugsbasis wird nach wie vor die Energiewirtschaftliche Referenzprognose im Energiereport IV [EWI/Prognos 2005] benutzt. Das dortige Szenario wurde bis 2050 fortgeschrieben und wird hier als **REF 2005** bezeichnet. Die für REF 2005 und

³ Ein im Bereich der EE teilaktualisiertes Szenario „NATPLUS 2005“ wurde bereits für die Untersuchung „Wirkungen des Ausbaus der EE auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels“ (Abschlussbericht August 2006; [BMU 2006b]) eingesetzt.

LEITSZENARIO 2006 benutzten demografischen und ökonomischen Eckdaten (Tabelle 2-1) aus [EWI/Prognos 2005] wurden lediglich hinsichtlich der Entwicklung der Verkehrsleistung modifiziert. Dazu wurden Überlegungen aus [UBA 2006] verwendet. Weiterhin wurde die hier benutzte Referenzentwicklung ausgehend vom Jahr 2005 bestimmt. Damit ergeben sich für die nahe Zukunft (Stützjahr 2010) einige Abweichungen zu den Daten im Energiereport IV.

Tabelle 2-1: Die wesentlichsten demografischen und ökonomischen Eckdaten der Szenarien

	2000	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio)	82,21	82,41	82,41	82,41	81,39	79,42	77,30	75,12
Erwerbstätige (Mio)	38,75	38,67	38,76	38,92	38,95	37,50	37,00	35,80
Haushalte (Mio)	38,15	38,76	39,15	39,67	40,02	39,72	39,20	38,50
Wohnungen (Mio)	37,06	37,27	37,60	38,20	39,80	40,85	39,50	38,50
Wohnfläche (Mio m ²)	3.281	3.347	3.450	3.615	4.010	4.406	4.560	4.510
Beheizte Nutzfläche (Mio m ²)	1.458	1.465	1.485	1.514	1.539	1.500	1.480	1.432
BIP (Mrd.EUR, 2000)	2.030	2.050	2.110	2.306	2.691	3.050	3.355	3.600
Anzahl PKW (Mio)	42,84	44,52	44,83	46,96	50,60	51,90	52,38	52,09
Personenverkehr (Mrd. Pkm)	1.169	1.186	1.220	1.285	1.433	1.511	1.560	1.536
Güterverkehr (Mrd. tkm)	490	496	535	607	748	843	918	980
Spezifische Werte								
Pers./Haushalt	2,15	2,13	2,11	2,08	2,03	2,00	1,97	1,95
Wohnfl./Kopf (m ²)	39,9	40,6	41,9	43,9	49,3	55,5	59,0	60,0
Wohnfl./Wohn. (m ²)	88,5	89,8	91,8	94,6	100,7	107,9	115,4	117,1
PKW/Haushalt	1,12	1,15	1,15	1,18	1,26	1,31	1,34	1,35
Nutzfl./Beschäft. (m ²)	37,6	37,9	38,3	38,9	39,5	40,0	40,0	40,0
BIP/Kopf (EUR, 2000)	24.692	24.875	25.603	27.982	33.062	38.403	43.402	47.923
Pers. verkehr/Kopf (Pkm)	14.219	14.391	14.804	15.593	17.606	19.025	20.181	20.447
Güterverkehr/Kopf. (tkm)	5.960	6.018	6.492	7.366	9.190	10.614	11.876	13.046
Index (2000 = 100)								
Bevölkerung	100,0	100,2	100,2	100,2	99,0	96,6	94,0	91,4
Beschäftigte	100,0	99,8	100,0	100,4	100,5	96,8	95,5	92,4
Haushalte	100,0	101,6	102,6	104,0	104,9	104,1	102,8	100,9
Wohnungen	100,0	100,6	101,5	103,1	107,4	110,2	106,6	103,9
Wohnfläche	100,0	102,0	105,2	110,2	122,2	134,3	139,0	137,5
Beheizte Nutzfläche	100,0	100,5	101,9	103,8	105,6	102,9	101,5	98,2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	100,0	101,0	103,9	113,6	132,6	150,2	165,3	177,3
Anzahl PKW	100,0	103,9	104,6	109,6	118,1	121,1	122,3	121,6
Personenverkehr	100,0	101,5	104,4	109,9	122,6	129,3	133,4	131,4
Güterverkehr	100,0	101,2	109,2	123,9	152,7	172,0	187,3	200,0
BIP-Wachstum %/a		0,49	0,96	1,78	1,54	1,25	0,95	0,70
UBA/Eckdat; 30.11.05								
Bis 2030: Eckdaten nach [EWI/Prognos 2005], eigene Fortschreibung bis 2050. Anzahl PKW und Verkehrsleistung nach [UBA 2006].								

Außerdem wurden die in [UBA 2006] gegenüber [BMU 2004] modifizierten Potenziale der Biomassenutzung übernommen. Dabei bleiben die in [BMU 2004] detailliert ermittelten Potenziale der Reststoffnutzung unter den dort genannten ökologischen Restriktionen (= NP 2000 und NP 2050 in Abbildung 2.1) unverändert. Wesentlicher Eckwert ist das langfristige Potenzial NP 2050 mit 725 PJ/a. Für den Anbau von Energiepflanzen wurde zum einen von einem erweiterten Flächenpotenzial im Zeitraum bis 2020 ausgegangen (wegen der faktisch heute schon vorhandenen Nutzung von landwirtschaftlicher Nutzfläche für Raps zur Erzeugung von Biodiesel und für Mais zur Vergärung in Biogasanlagen in der Größe von 1,2 bis 1,4 Mio. ha). Diese Flächen kommen, tendenziell wieder abnehmend, zu den in [BMU 2004]

als unter ökologischen Kriterien als „geeignet“ für den Anbau von Energiepflanzen bezeichneten Flächen hinzu.⁴

Zum anderen sind dies modifizierte bzw. im Zeitverlauf steigende Ausbeuten bei der Bereitstellung von Biokraftstoffen. So steigen die spezifischen Energieerträge einer BTL-Erzeugung aus Holz von Kurzumtriebsplantagen von rund 80 GJ Kraftstoff/ha um das Jahr 2010 auf rund 140 GJ/ha in 2050. Ähnliche Werte erreicht die Ethanolherstellung aus Zuckerrüben, während die aus Weizen längerfristig nur 100 GJ/ha erreicht. Auch die Ausbeuten bei der Bereitstellung von Biodiesel lassen sich noch von derzeit rund 60 GJ/ha auf ca. 100 GJ/ha steigern. Dabei wurde auch als eine Variante die stärkere Verlagerung der Biomasse-nutzung auf die Biogasbereitstellung mittels nachwachsender Rohstoffe (Nawaro) berücksichtigt. Die Ausbeute an Biogas aus dem Anbau von Nawaro wird mit 200 GJ/ha um 2010 und steigend auf 290 GJ/ha um 2050 angenommen [UBA 2006].

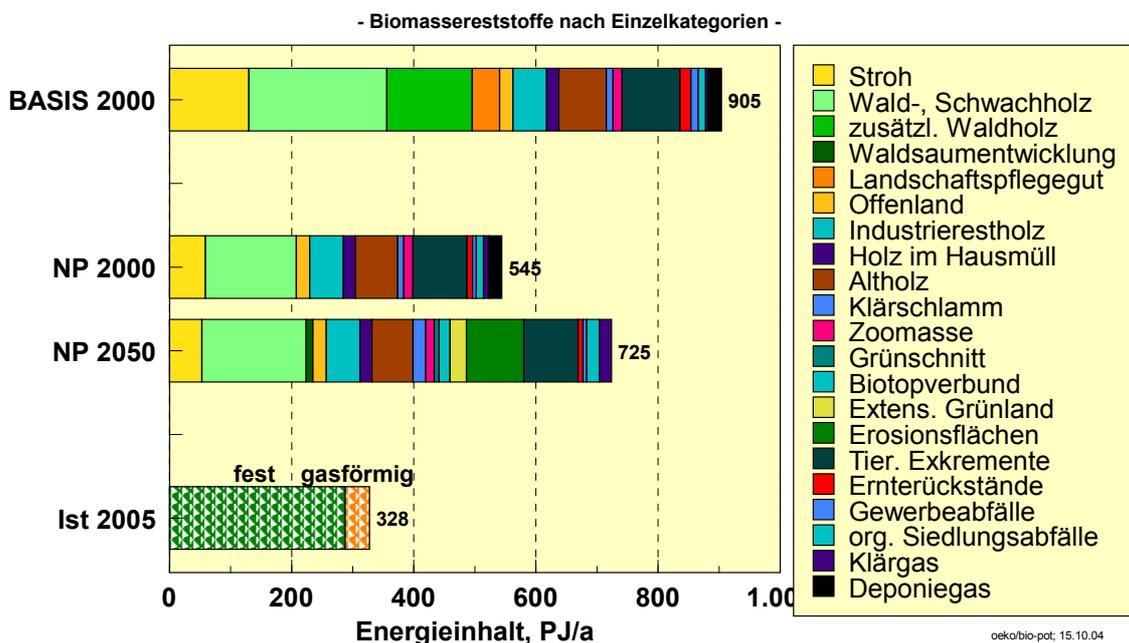


Abbildung 2.1: Energetische Potenziale der Nutzung biogener Reststoffe nach [BMU 2004]; BASIS 2000 = derzeitiges Potenzial ohne ökologische Restriktionen, NP 2000 und NP 2050 = derzeitiges und zukünftiges Potenzial unter Beachtung ökologischer Restriktionen.

Diese modifizierten Gesamtpotenziale der inländischen Biomassenutzung sind zusammen mit den später erläuterten Ausbauszenarien in Abbildung 2.2 dargestellt. Als Heizwert beträgt das gesamte Biomassepotenzial 1.500 PJ/a, wenn Energiepflanzen als feste Brennstoffe stationär verwertet werden und Biogas nur aus Reststoffen erzeugt wird (Abszisse der Grafik in Abbildung 2.2). Werden Energiepflanzen vorrangig zur Biogaserzeugung eingesetzt und die erzeugten Energiemengen ausschließlich stationär genutzt, steigt das Gesamtpotenzial steigt auf ca. 1.700 PJ/a. Wird im anderen Extremfall Biomasse ausschließlich zur Kraftstoffbereitstellung genutzt (Ordinate) liegt es je nach Kraftstoffart zwischen knapp 1.000 PJ/a (Schwerpunkt BTL-Erzeugung) und 1.300 PJ/a (Schwerpunkt Biogaserzeugung). Gegenüber

⁴ die verfügbare Anbaufläche für Energiepflanzen in D lauten nach [UBA 2006] in 1000 ha: 2004 = 800; 2010 = 1.220; 2020 = 1.500; 2030 = 2.400; 2040 = 3.500 und 2050 = 4.550. Es werden bis 2010 über [BMU2004] hinausgehende Werte von 1 Mio. ha „zugelassen“, die zwischen 2020 bis 2050 wieder sinken und sich in 2050 noch auf 0,4 Mio. ha belaufen.

dem in [BMU 2004] ermittelten Gesamtpotenzial unter Beibehaltung der ökologischen Restriktionen liegt das inländische Potenzial der Biomassenutzung damit um rund 20% höher, aber immer noch unter dem dort ohne diese Restriktionen ermittelten gesamten Basispotenzial von knapp 2.000 PJ/a. Die Werte sind somit deutlich niedriger als das in [BEE 2006] ermittelte Potenzial in Höhe von 3.300 PJ/a. Dort sind u. a. sehr hohe Potenzialwerte für die Strohnutzung und hohe Ertragssteigerungen im Energiepflanzenanbau (50% bis 2050) angenommen worden.

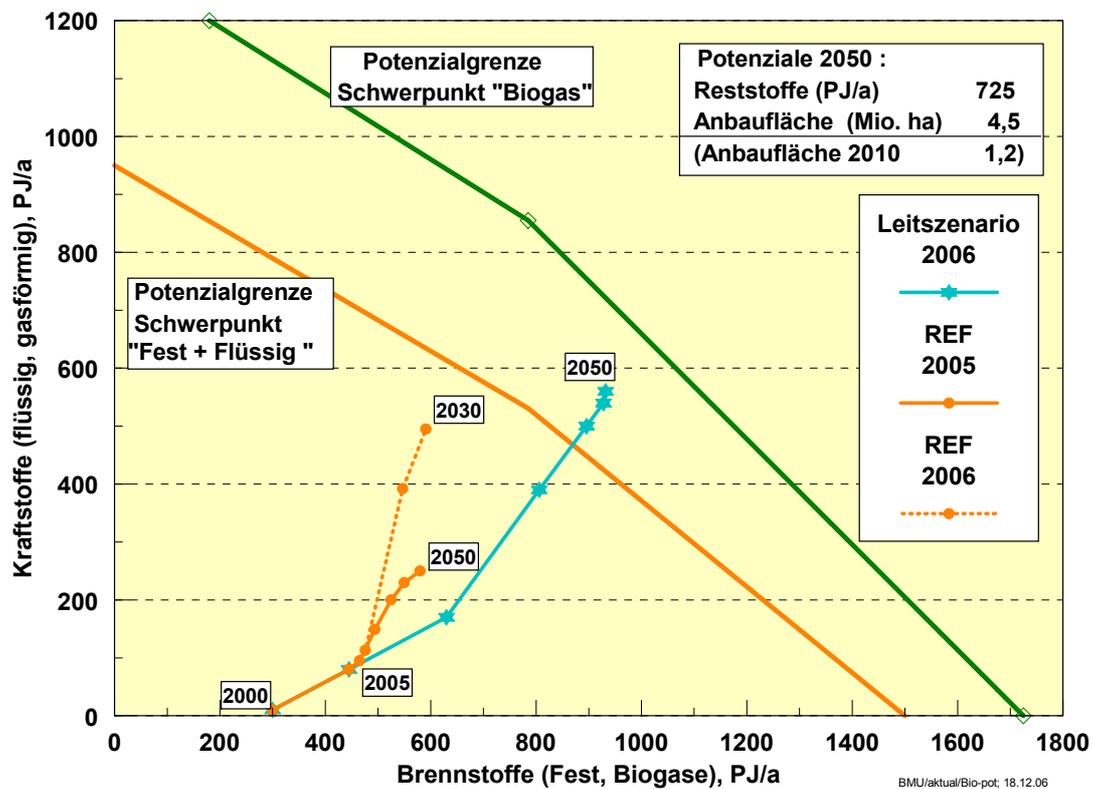


Abbildung 2.2: Inländische Biomassepotenziale in Abhängigkeit der Verwendungsart (Abszisse als Brennstoff ; Ordinate als Kraftstoff) und unterschiedlichen Nutzungsschwerpunkten. Eingetragen sind zusätzlich drei Ausbaupfade (Leitszenario 2006, REF 2005 und REF 2006). Quellen für Potenziale [BMU 2004; UBA 2006]

Vor diesem Hintergrund wird im folgenden ein Szenario vorgestellt, dass das Klimaschutzziel 2050 durch eine volkswirtschaftlich optimale und strukturell aufeinander abgestimmte Mobilisierung der drei Teilsegmente „Effizientere Umwandlung (KWK)“, „Effizientere Nutzung von Energie (EFF)“ und weiteren, stetigen „Ausbau erneuerbarer Energien (EE)“ erreicht. Es wird als „**Leitszenario 2006**“ bezeichnet und setzt eine Reihe von Szenarien fort, die seit etwa 1995 evolutionär entwickelt und verfeinert wurden. Neben den in [BMU 2004] benutzten sind dies die in [UBA 2000] und in [Altner u.a.1995] beschriebenen Zukunftsentwürfe der deutschen Energieversorgung.

Speziell für die EE beschreibt das Szenario ihren **mindestens** anzustrebenden weiteren Ausbau, wenn die im Entstehen begriffenen Inlandsmärkte stabilisiert und ausreichende Chancen für den Aufbau von Exportmärkten sichergestellt werden sollen. In früheren und laufenden Untersuchungen [BMU 2004; BMU 2006b] hat sich gezeigt, dass die bisher angeößene Wachstumsdynamik der EE in absehbarer Zeit noch in dem jetzigen Umfang beibehalten bzw. in einigen Bereichen (Wärme) noch gesteigert werden muss, wenn die Umwelt- und Energiepolitik in diesem Bereich zum abschließenden Erfolg, d.h. zu einer Konkurrenzfähigkeit der EE ohne weitere Förderinstrumente, führen soll. Die von der Bundesregierung

gesetzten Ausbauziele werden dann sicher erreicht und in einigen Bereichen übertroffen. Die dazu erforderlichen Instrumente bleiben in dem jetzigen Ausmaß wirksam bzw. noch fehlende werden kurzfristig etabliert. Im Einzelnen wird für die weitere Unterstützung der EE von folgenden Prämissen ausgegangen:

- Das EEG wird weiter entwickelt und ggf. in einigen Punkten angepasst (u. a. aktives Nachsteuern bei der Vergütung für Fotovoltaik, Anpassungen bei Bonuszahlungen für feste Biomasse und Biogas);
- Die aktuellen Regelungen für die Förderung von Biokraftstoffen (Steuerbefreiung bzw. Beimischungspflicht) werden beibehalten und ggf. weiterentwickelt;
- Es wird ein wirksames Förderinstrument für EE-Wärme etabliert, welches in ausreichendem Maße die großen strukturellen Unterschiede (Klein-, Großanlagen) berücksichtigt und eine Verknüpfung mit der strukturellen Förderung von Wärmenetzen ermöglicht.
- Für die sich abzeichnende intensive Nutzung von Bioenergien, speziell von Energiepflanzen, ist eine ökologisch verträgliche Nutzung sicherzustellen. Das gilt insbesondere für international gehandelte Bioenergien (z.B. durch Zertifizierung)

Die deutsche Energiepolitik bietet derzeit kein einheitliches Bild, insbesondere sind auch Bestrebungen ersichtlich, andere Energieversorgungsoptionen (wieder) stärker in den Mittelpunkt zu rücken (u. a. Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke, eine wichtigere Rolle für Kohle einschließlich der späteren Rückhaltung von CO₂). Zudem sind derzeit (noch) keine überzeugenden Anstrengungen zur Mobilisierung der technisch-strukturell vorhandenen Effizienzoptionen sichtbar. Einen wichtigen Schritt in diese Richtung hat der 2. Energiegipfel der Bundesregierung am 9.10. 2006 getan, der der beschleunigten Steigerung der Energieproduktivität („Verdopplung“ bis 2020 gegenüber 1990) hohe Priorität eingeräumt hat. Bis Mitte 2007 soll dazu ein wirksames Konzept ausgearbeitet werden.⁵ Das LEITSZENARIO 2006 geht hinsichtlich des zukünftigen Energieverbrauchs in den einzelnen Sektoren im wesentlichen von einer erfolgreichen Umsetzung dieser Absichtserklärung aus. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass dazu noch eine ganze Reihe von Instrumenten und Maßnahmen wieder aktiviert bzw. neu etabliert werden müssen. Insgesamt stellt das Szenario eine solide und ausgewogene Ausgangsbasis für die weitere energiepolitische Argumentation in einem vielfältigen und teilweise widersprüchlichen Umfeld dar.

Das LEITSZENARIO 2006 und das Szenario REF 2005 dienen auch als Grundlage für die Entwicklung weiterer Szenarien bzw. Szenariovarianten. Für die Referenzentwicklung wurde jüngst eine „Ölpreisvariante“ zu obiger Referenzvariante vorgestellt [EWI/Prognos 2006], die stärker als REF 2005 auf mehr Effizienz und höhere Beiträge von EE setzt (allerdings auch von Kohle auf Kosten des gegenüber REF 2005 teureren Erdgases). Sie wird im Folgenden teilweise zu Vergleichszwecken herangezogen und hier als **REF 2006** bezeichnet.

Auch das LEITSZENARIO 2006 stellt lediglich einen möglichen Umstrukturierungspfad dar. Prinzipiell sind bei entsprechend wirksameren energiepolitischen Rahmenbedingungen und/oder sich weiter beschleunigenden geopolitischen Entwicklungen (z.B. weiter deutlich steigender Ölpreis; spürbare Verknappung von Rohöl und Erdgas in den nächsten 10-15 Jahren; sich beschleunigende Klimaveränderungen) auch weitergehende und raschere Umstrukturierung möglich. Auch haben Diskussionen mit Verbänden und Firmenvertretern der EE-Branche gezeigt, dass es zweckmäßig sein kann, verschiedene Ausbauvarianten der EE darzustellen, um deren prinzipielle Potenziale für einen nachhaltigen Klimaschutz und eine wirksame Ressourcenschonung und der damit verknüpften volkswirtschaftlichen Wirkungen deutlicher herausarbeiten zu können. Derartige Varianten werden später noch vorgestellt.

⁵ vgl. dazu auch Überlegungen bzw. Arbeitspapiere der Deutschen Energie-Agentur (dena) und des UBA.

2.3 Die wesentlichen Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2006.

Einen Überblick über die wesentlichen Ergebnisse des LEITSZENARIO 2006 und des Szenarios REF 2005 geben Tabelle 2-2 und Tabelle 2-3, wobei insbesondere die Kenndaten der EE dargestellt sind. Die deutliche Wirkung der Effizienzstrategie im LEITSZENARIO 2006

Tabelle 2-2: Eckdaten des LEITSZENARIO 2006, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien.

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14402	14238	13492	11903	10425	9057	7899
Primärenergie EE, PJ/a*)	382	665	1134	1874	2614	3300	3829
Anteil EE an PEV; %	2,7	4,7	8,4	15,7	25,1	36,4	48,5
Endenergie, PJ/a	9234	9118	8735	7968	7299	6567	5773
Endenergie EE, PJ/a	346	601	850	1439	2072	2686	3156
Anteil EE an EEV; %	3,8	6,6	9,7	18,1	28,4	40,9	54,7
Strom Endenergie, PJ/a	1779	1829	1799	1746	1699	1629	1573
Strom-End EE, PJ/a/a	132	229	299	512	795	1087	1250
Anteil EE, %	7,4	12,5	16,6	29,3	46,8	66,7	79,4
Wärme Endenergie, PJ/a **)	4663	4643	4412	3854	3395	2918	2482
Wärme-End EE, PJ/a	205	291	381	537	769	1001	1182
Anteil EE, %	4,4	6,3	8,6	13,9	22,6	34,3	47,6
Kraftst. Endenergie, PJ/a***)	2792	2646	2524	2368	2205	2020	1718
Kraftstoffe EE, PJ/a	9	81	170	390	508	598	724
Anteil EE, %	0,3	3,2	6,9	16,8	23,5	30,1	42,2
Bruttostromerzeug., TWh/a	571	612	595	570	551	546	564
EE-Erzeugung, TWh/a	36,7	63,5	92	156	249	352	434
Anteil EE, %	6,0	10,4	15,5	27,3	45,2	64,5	77,0
Primärenergie, PJ/a	14402	14238	13492	11903	10425	9057	7899
Erneuerbare Energien	382	665	1134	1874	2614	3300	3829
Mineralöl	5497	5128	4721	3966	3373	2717	2011
Steinkohlen, Sonst.,	2060	1832	1631	1366	940	537	257
Braunkohle	1550	1595	1466	1221	764	278	46
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3063	3240	3176	3138	2734	2225	1756
Kernenergie	1850	1778	1364	338	0	0	0
Fossile Energien, gesamt	12169	11795	10994	9691	7811	5757	4070
Energieproduktivität (1990 = 100)	126	129	151	199	258	326	402
Energiebedingte CO₂-Emissionen, Mio. t/a	840	816	748	639	486	324	201
Durch EE vermiedene CO₂-Emissionen, Mio. t/a****)	43	86	117	181	253	324	370

*) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; Substitutionsmethode siehe Tabelle 2-4

**) nur Brennstoffe, d.h. ohne Strominsatz zur Wärmebereitstellung,

***) Endenergie Verkehr abzüglich Strominsatz für mobile Zwecke, einschl. Mineralöl für stationäre Krafterzeugung

****) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen (Emissionsfaktoren sinkend von 0,922 kg CO₂/kWh_{el} in 2005 auf 0,750 kg CO₂/kWh_{el} in 2020 und 0,560 kg CO₂/kWh_{el} in 2050).

Tabelle 2-3: Eckdaten des Szenarios REFERENZ 2005, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien (bis 2030 im wesentlichen in Anlehnung an die Energiewirtschaftliche Referenzprognose aus [EWI/Prognos 2005]).

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14402	14238	14121	13012	12091	11203	10383
Primärenergie EE, PJ/a *)	382	665	879	1093	1300	1504	1648
Anteil EE an PEV; %	2,7	4,7	6,2	8,4	10,8	13,4	15,9
Endenergie, PJ/a	9234	9118	9187	8800	8403	7860	7309
Endenergie EE, PJ/a	346	601	693	886	1063	1251	1385
Anteil EE an EEV; %	3,8	6,6	7,5	10,1	12,7	15,9	19,0
Strom Endenergie, PJ/a	1779	1829	1854	1886	1858	1814	1782
Strom-End EE, PJ/a/a	132	229	253	360	466	564	633
Anteil EE, %	7,4	12,5	13,6	19,1	25,1	31,1	35,5
Wärme Endenergie, PJ/a **)	4663	4643	4715	4312	3989	3703	3431
Wärme-End EE, PJ/a	205	291	345	377	408	438	462
Anteil EE, %	4,4	6,3	7,3	8,7	10,2	11,8	13,5
Kraftst. Endenergie, PJ/a***)	2792	2646	2618	2602	2556	2343	2096
Kraftstoffe EE, PJ/a	9	81	95	149	189	249	290
Anteil EE, %	0,3	3,2	3,7	5,9	7,6	11,0	14,1
Bruttostromerzeug., TWh/a	571	612	612	591	581	574	569
EE-Erzeugung, TWh/a	36,7	63,5	80	112	145	174	197
Anteil EE, %	6,0	10,4	12,8	18,0	24,4	30,3	34,7
Primärenergie, PJ/a	14402	14238	14121	13012	12091	11203	10383
Erneuerbare Energien	382	665	879	1093	1300	1504	1648
Mineralöl	5497	5128	5126	4879	4572	4099	3758
Steinkohlen, Sonst.,	2060	1832	1813	1579	957	622	431
Braunkohle	1550	1595	1571	1528	1468	1332	1110
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3063	3240	3368	3605	3794	3646	3436
Kernenergie	1850	1778	1364	327	0	0	0
Fossile Energien, gesamt	12169	11795	11878	11591	10791	9699	8735
Energieproduktivität (1990 = 100)	126	129	143	182	222	264	306
Energiebedingte CO₂-Emissionen, Mio. t/a	840	816	818	775	704	620	546
Durch EE vermiedene CO₂-Emissionen, Mio. t/a ****)	43	86	95	114	133	151	159

*) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; Substitutionsmethode siehe Tabelle 2-4

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

***) Endenergie Verkehr abzüglich Stromeinsatz für mobile Zwecke

****) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen (Emissionsfaktoren sinkend von 0,922 kg CO₂/kWh_{el} in 2005 auf 0,750 kg CO₂/kWh_{el} in 2020 und 0,560 kg CO₂/kWh_{el} in 2050).

erleichtert es, mit 28% Anteil am Endenergieverbrauch relativ hohe Beiträge der EE bereits bis 2030, mit 55% Anteil erst recht bis 2050 zu erreichen. Der im Szenario REF 2005 in 2050 knapp halb so hohe absolute Betrag der EE führt dagegen nur zu einem Endenergieanteil in 2050 von 19%. Die Intensität der Effizienzstrategie zeigt sich an der Steigerung der Energieproduktivität (= BIP/PEV), die im LEITSZENARIO 2006 bis 2020 auf das Doppelte und bis

2050 auf das Vierfache des Wertes von 1990 steigt. In Kombination mit dem EE-Ausbau erreichen so im LEITSZENARIO 2006 die CO₂-Emissionen im Jahr 2050 mit 201 Mio. t/a die angestrebte 80%-Minderung gegenüber 1990. In REF 2005 bleiben sie dagegen mit 546 Mio. t/a auf einem für einen wirksamen Klimaschutz unzulässig hohem Niveau.

Weitere Zahlenangaben zu den beiden Szenarien sind im Anhang zusammengestellt. Die folgenden Abbildung 2.3, Abbildung 2.4 und Abbildung 2.6 veranschaulichen die Struktur des LEITSZENARIOS 2006 weiter. Die Nachfrage nach Endenergie verringert sich bis 2050 gegenüber 2005 um 37%. Von den insgesamt reduzierten 3.345 PJ/a stammen 46% (1.535 PJ/a) aus zusätzlichen Effizienzmaßnahmen beim Endnutzer gegenüber der Referenzentwicklung (weiße Felder in Abbildung 2.3). Den größten Beitrag (715 PJ/a) liefern die Privaten Haushalte insbesondere aufgrund der unterstellten umfassenden Altbauanierung bis zum Jahr 2050. Es folgen der Verkehrssektor mit 320 PJ/a, der Sektor Handel, Dienstleistungen, Gewerbe mit 290 PJ/a und die Industrie mit 210 PJ/a.

Die Herkunft der Endenergie nach den einzelnen Energiequellen in Abbildung 2.3 zeigt deren eigentliche Bedeutung für den Verbraucher. Nach dieser Darstellung stellen erneuerbare Energien im Jahr 2005 bereits mehr Endenergie (600 PJ/a als Strom, Brenn- und Kraftstoffe) bereit als die Kernenergie (490 PJ/a Strom). Zwischen 2030 und 2040 übertreffen sie den Beitrag des Mineralöls und im Jahr 2050 mit 55% den Beitrag aller fossilen Energien. Bis etwa 2020 ist der Beitrag zusätzlicher Effizienzgewinne (ab 2005) ähnlich groß wie der zusätzliche Beitrag der EE ab 2005, danach wächst jedoch der zusätzliche Beitrag der EE deutlicher und liegt im Jahr 2050 bereits um 60% über den bis dahin erreichten zusätzlichen Effizienzgewinnen.

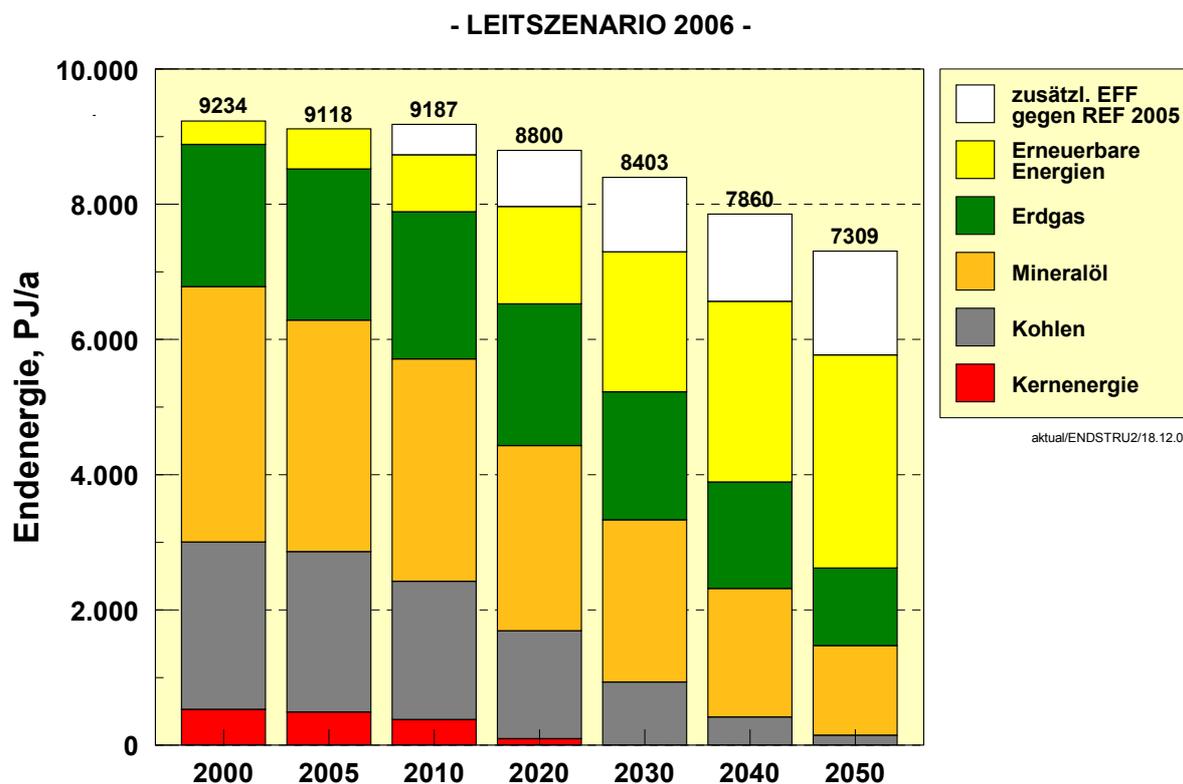


Abbildung 2.3: Endenergieverbrauch im LEITSZENARIO 2006 nach Herkunft der Endenergie und zusätzliche Effizienzgewinn bei der Endenergie gegenüber REF 2005.

Abbildung 2.4 zeigt, dass das LEITSZENARIO 2006 die sich seit Anfang des Jahrhunderts abzeichnenden deutlichen Wachstumstendenzen der EE mit Augenmaß weiterführt (vgl. auch Abbildung 1.1). Bis 2020 steigt ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2005 auf das 2,4-fache, bis 2030 auf das 3,5-fache. Im Jahr 2050 wird mit rund 3.150 PJ/a gut die fünffache Energiemenge im Vergleich zu 2005 aus EE bereitgestellt. Im Vergleich dazu werden im Szenario REF 2005 dann erst 1.400 PJ/a bereitgestellt, also lediglich so viel wie im LEITSZENARIO 2006 bereits im Jahr 2020. Der dominierende Beitrag der Biomasse (2005 = 68%, einschl. biogener Abfälle im Müll) bleibt auf absehbare Zeit noch bestehen. Im Jahr 2030 sind es noch 52%. Danach sind aber die Potenziale weitgehend ausgeschöpft (nur ihr Beitrag im Kraftstoffbereich wächst noch), sodass ihr relativer Beitrag im Jahr 2050 auf 38% sinkt. Die Windenergie steigert ihren Beitrag stetig und erreicht in 2030 mit 415 PJ/a Endenergie ihren höchsten relativen Anteil von 20%. Langfristig übernimmt die Solarstrahlung (Fotovoltaik, Kollektoren, Solarstrom aus europäischem Verbund) die Wachstumsdynamik. Während ihr relativer Beitrag derzeit mit 2% noch sehr gering ist und auch bis 2030 „nur“ auf knapp 14% wächst, übertrifft er im Jahr 2050 mit 24% den Beitrag der Windenergie. Letzterer beträgt dann bei einem absoluten Beitrag von 710 PJ/a noch 23%. Blickt man perspektivisch in die zweite Hälfte des Jahrhunderts und geht von weiter wachsenden Anteilen der EE aus, wird nach 2050 die Solarstrahlung, unterstützt durch die Geothermie, im wesentlichen das weitere Wachstum der EE tragen.

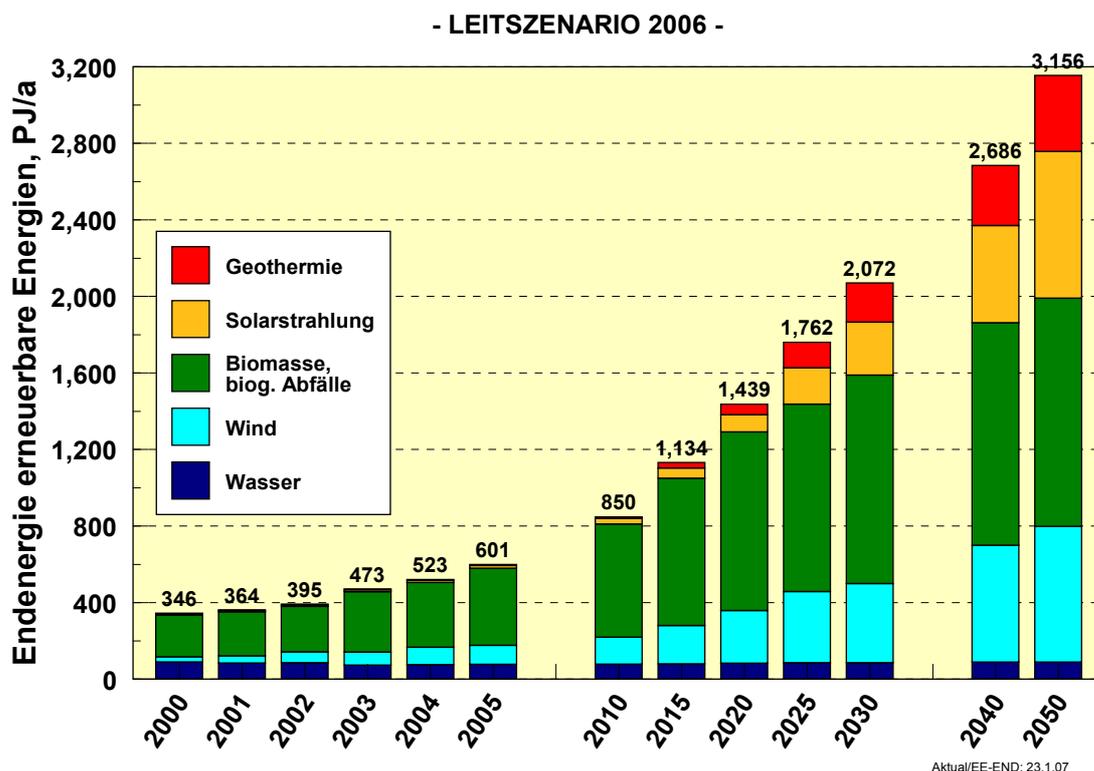


Abbildung 2.4: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen bis zum Jahr 2050.

Von Interesse ist auch der Einsatz der Biomasse nach Nutzungsarten (Abbildung 2.5). Der gesamte Anteil der Biomasse an der jeweiligen Endenergienachfrage des LEITSZENARIOS 2006 steigt kontinuierlich von derzeit 4,4% auf knapp 12% im Jahr 2020 und auf 21% im Jahr 2050. Biomassen sind demnach ein wesentlicher Bestandteil der zukünftigen Energiebedarfsdeckung. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg dominiert ihre Nutzung im stationären Bereich, jedoch holt der Kraftstoffsektor stetig auf. Während derzeit 17% der Endenergie aus Biomasse als Kraftstoffe genutzt werden, sind es im Jahr 2050 mit dann 560

PJ/a Kraftstoffen 47%. Zu diesem Zeitpunkt werden insgesamt 1.200 PJ/a Endenergie aus Biomasse bereitgestellt und dazu rund 1.630 PJ/a an Rohbiomasse eingesetzt. Der mittlere Nutzungsgrad über alle Herstellungsverfahren (Strom, Nutzwärme, Kraftstoffe) liegt somit im 2050 bei 74%, womit unterstellt wird, dass zu diesem Zeitpunkt die Herstellung biogener Kraftstoffe mit hoher Effizienz erfolgt. Derzeit liegt der mittlere Nutzungsgrad aufgrund der vorwiegend stationären Nutzung bei 83%.

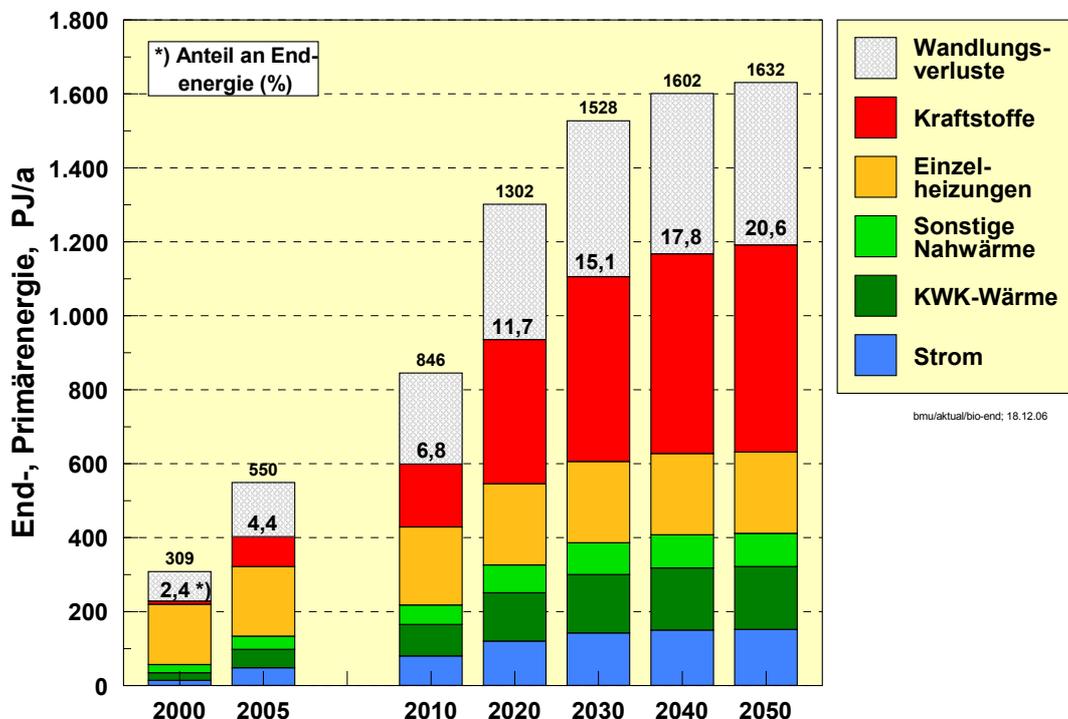


Abbildung 2.5: Verwendung der eingesetzten Biomassen (Reststoffe, Energiepflanzen) nach Nutzungsarten und eingesetzte Primärenergie im LEITSZENARIO 2006.

Bilanzseitig reicht das für das Inland ermittelte Biomassepotential bei der in Abbildung 2.5 dargestellten Nutzungscharakteristik aus, um obige Endenergiebeiträge im Jahr 2050 zu decken. Aus ökologischer und strukturpolitischer Sicht wäre das auch die ideale Vorgehensweise. Tatsächlich wird sich jedoch, wie das bereits heute der Fall ist, auch ein Handel mit Bioenergie etablieren. Soll jedoch die Nachhaltigkeit der Nutzung erneuerbarer Energien gewährleistet sein, sind an einen derartigen Handel strenge Maßstäbe hinsichtlich Anbaus, Herstellungsverfahren und Entsorgung von Abfällen zu stellen. Letztlich sollten nur zertifizierte Bioenergieprodukte gehandelt werden. Am ehesten bzw. frühesten ist dies noch innerhalb der EU zu erwarten. In [UBA 2006] wurde das um das Jahr 2020 vermutlich für Handelszwecke zur Verfügung stehende Biokraftstoffpotenzial innerhalb der EU-25 auf rund 940 PJ/a geschätzt. Dabei stammen die größten Beiträge aus Frankreich, Polen und Ungarn. Da aber auch andere EU-Staaten bei ähnlicher Entwicklung auf diese Mengen zurückgreifen, wurde angenommen, dass Deutschland maximal über ein Fünftel dieser Menge, also rund 180 PJ/a, verfügen kann. Rein rechnerisch könnten also rund 30% der in 2050 benötigten Biokraftstoffmenge aus anderen EU-Ländern importiert werden. Damit würden deutsche Potenziale entsprechend geringer ausgeschöpft. Eine andere Möglichkeit wäre, auf die im LEITSZENARIO 2006 für 2050 angenommene Wasserstoffbereitstellung aus EE-Strom (165 PJ/a) zu verzichten. Unter Marktbedingungen würde dies entsprechend der dann vorliegenden Gestehungskosten der beiden Optionen entschieden.

Betrachtet man das gesamte Energieversorgungssystem (Abbildung 2.6), so zeigen sich auch beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich. Die heute hohen Umwand-

lungs- (und Verteilungs-) -verluste (mit 4.100 PJ/a rund 28% des Primärenergieverbrauchs), die zu 80% auf die Stromerzeugung zurückzuführen sind, reduzieren sich deutlich. Bereits im Referenzfall sinkt der Anteil der Kondensationskraftwerke an der Stromerzeugung von derzeit 82% (fossil und nuklear) bis 2050 auf noch 50%. Verantwortlich dafür ist eine ungefähre Verdopplung des Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung und eine Verdreifachung des Beitrags erneuerbarer Energien bei im Wesentlichen gleich bleibendem Stromverbrauch. Diese Entwicklung trägt, neben den Trendverbesserungen der Energienutzung beim Endverbraucher, zu dem merklichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes bereits im Referenzfall bei (Zahlenwerte an den Balken der Abbildung). Im Jahr 2050 liegt der Primärenergieverbrauch in REF 2005 mit 10.383 PJ/a um 27% unter dem temperaturbereinigten Wert des Jahres 2005.

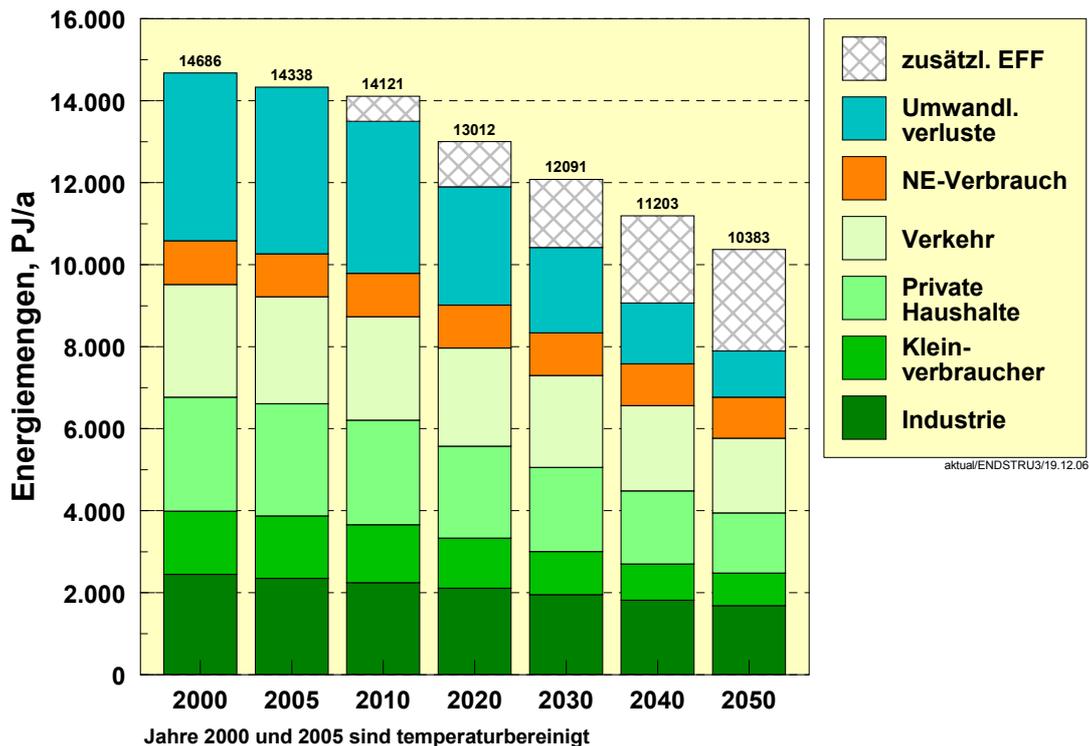


Abbildung 2.6: Struktur des Endenergieverbrauchs, nichtenergetischer Verbrauch und Umwandlungsverluste in LEITSZENARIO 2006; zusätzlich sind die gegenüber REF 2005 erzielten Effizienzsteigerungen eingetragen.

Der gegenüber REF 2005 wesentlich deutlichere Rückgang der Kondensationsstromerzeugung bis 2050 auf knapp 4% der gesamten Bruttostromerzeugung (mit noch 15 GW Leistung), führt im LEITSZENARIO 2006 zu einem weiteren Rückgang der Umwandlungsverluste, die zu den Effizienzgewinnen im Nutzungsbereich (vgl. Abbildung 2.3) hinzukommen. Insgesamt summieren sich die zusätzlich zu REF 2005 mobilisierten Effizienzpotenziale primärenergieeitig auf 2.500 PJ/a im Jahr 2050. Die verbleibenden Umwandlungsverluste (mit 1.130 PJ/a noch ein Viertel des Wertes von 2005) setzen sich neben denjenigen der Stromerzeugung und einer Restgröße aus der Bereitstellung fossiler Endenergie aus den Verlusten der Biomassenutzung und der elektrolytischen Wasserstoffbereitstellung (200 PJ/a in 2050) zusammen.

Der gesamte Primärenergieeinsatz in LEITSZENARIO 2006 sinkt mit 45% gegenüber 2005 dementsprechend stärker als der Endenergieverbrauch und beläuft sich in 2050 noch auf 7.900 PJ/a. Schließlich zeigt Abbildung 2.7 die Struktur des gesamten Primärenergieverbrauchs des LEITSZENARIOS 2006. Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt von 4,6% in 2005 auf rund 15,7% in 2020, 25% in 2030 und 48% in 2050. In der Darstellung

nach der Wirkungsgradmethode erreicht die Biomasse einen relativen Anteil von 43% am gesamten Beitrag der EE (vgl. Endenergie in Abbildung 2.4). Das entspricht einem ähnlichen Beitrag wie die in 2050 verbleibenden jeweiligen Beiträge von Mineralöl und Erdgas.

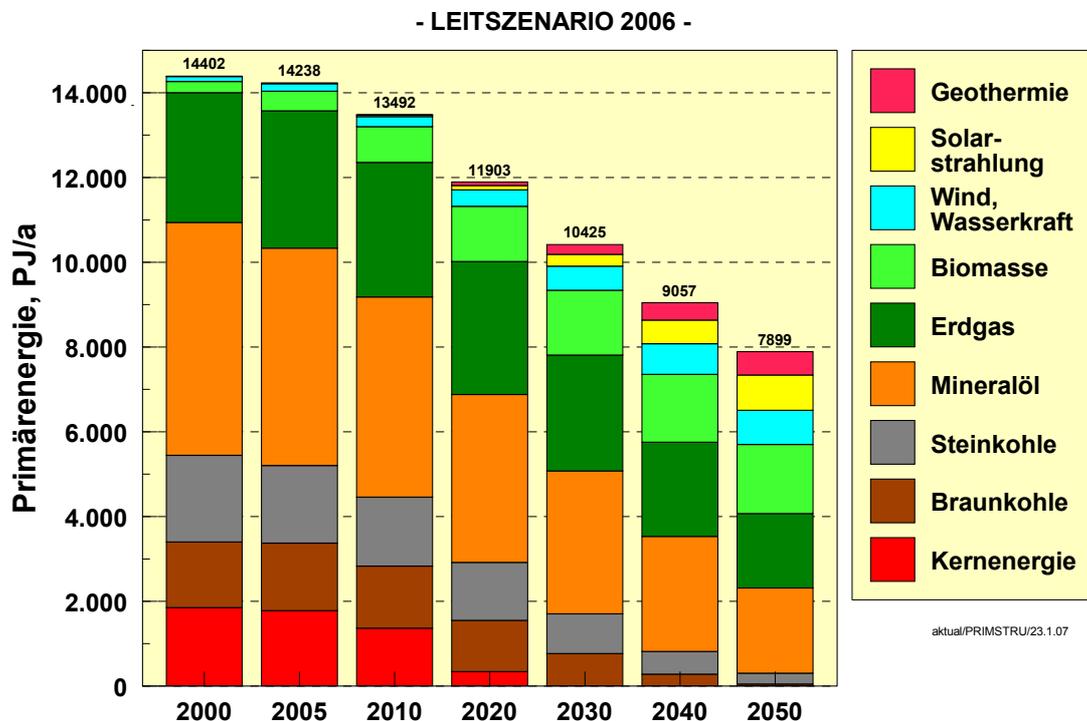


Abbildung 2.7: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2006 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode).

Zur Vervollständigung der Strukturbeschreibung werden in Tabelle 2-4 die methodischen Differenzen der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode bei der Ermittlung des Primärenergiebedarfs dargestellt. Während in der Wirkungsgradmethode die mittels EE „nichtthermisch“ erzeugte Elektrizität (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik; hier auch EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerke) als Primärenergie definiert wird, geschieht die Darstellung des Primärenergieeinsatzes aller EE in der Substitutionsmethode auf der Basis der Ersatzes „thermisch“ erzeugten Stroms aus fossiler Primärenergie. Der damit ermittelte Primärenergieaufwand für die Stromerzeugung aus obigen EE ist ein fiktiver Wert, der dem anstelle der regenerativen „Primärenergie“ einzusetzenden fossilen Primärenergiebedarf für die gleiche Strommenge entspricht.

Unterstellt wird ein mittlerer „Substitutionswirkungsgrad“, der von 38% in 2005 auf 48% in 2050 steigt. Mittels der Substitutionsmethode kann – entsprechend der Bewertung des Strom aus Kernenergie (Substitutionswirkungsgrad 33%) - ein direkter Vergleich mit dem Teil des fossilen Primärenergieeinsatzes angestellt werden, der zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Das sind derzeit immerhin 37% der gesamten Primärenergie. Am so ermittelten Gesamtpri-märenergieverbrauch belief sich der Beitrag der EE im Jahr 2005 bereits auf 7,1%. Da der Beitrag des „nichtthermisch“ erzeugten Stroms aus EE in dem Szenario deutlich wächst, vergrößert sich dieser Unterschied in den nächsten Jahrzehnten. Im Jahr 2020 läge dann der EE-Anteil bei 19,7% (Wirkungsgradmethode: 15,7%) und im Jahr 2050 bei 56% (48%). Mit steigendem Anteil des Stroms aus „nichtthermischen“ EE verringert sich allerdings auch die Sinnhaftigkeit der Darstellung mittels der Substitutionsmethode.

Tabelle 2-4: Gesamter Primärenergieverbrauch und EE-Primärenergieverbrauch nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode (PJ/a) und entsprechende Anteile (%).

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
EE-Primärenergie *)						
- Wirkungsgradmethode	665	1.134	1.874	2.614	3.300	3.829
- Substitutionsmethode	1.045	1.498	2.462	3.485	4.470	5.216
Gesamter PEV						
- Wirkungsgradmethode	14.238	13.492	11.903	10.425	9.057	7.899
- Substitutionsmethode	14.618	13.856	12.491	11.296	10.227	9.286
Anteil EE an gesamt						
- Wirkungsgradmethode	4,7	8,4	15,7	25,1	36,4	48,5
- Substitutionsmethode	7,1	10,8	19,7	30,8	43,7	56,2

*) einschließlich der realen Verluste der Biomassenutzung (Primärenergie = eingesetzter Heizwert); Geothermiestrom mit äquivalentem Kraftwerkwirkungsgrad des fossilen Mixes berechnet;

Im LEITSZENARIO 2006 werden bis 2050 gegenüber 2005 insgesamt 615 Mio. t CO₂/a vermieden (Abbildung 2.8). Ersichtlich ist, dass beide Strategieelemente - Effizienzsteigerung und weiterer EE-Ausbau – eng zusammenwirken und es von der Wirksamkeit beider abhängt, ob rechtzeitig und dauerhaft eine nachhaltige Energieversorgung geschaffen werden kann. Bereits durch die in REF 2005 ermittelte Reduzierung der Energienachfrage werden bis 2050 gegenüber 2005 rund 200 Mio. t CO₂ vermieden (vgl. Linie REF 2005 mit EE „eingefroren“), wobei hierin auch die durch den Kernenergieausstieg zusätzlich zu kompensierende CO₂-Menge enthalten ist. Eine gegenüber REF 2005 zusätzliche Effizienzsteigerung vermag eine weitere Minderung um 140 Mio. t CO₂/a bis 2050 zu erbringen. Die EE vermeiden im Zeitraum bis 2050 zusätzlich 284 Mio. t CO₂/a gegenüber dem Status 2005. In REF 2005 allein werden davon bereits 75 Mio. t CO₂/a erbracht.

Zusammen mit den bereits derzeit vermiedenen Emissionen durch EE in Höhe von 86 Mio. t CO₂/a erhält man so für das Jahr 2050 einen Reduktionsbeitrag der EE von 370 Mio. t CO₂/a, Abbildung 2.9). Den weitaus größten Beitrag stellt der Stromsektor mit einer Vermeidung von 245 Mio. t CO₂/a bis 2050⁶, gefolgt vom Wärmesektor mit 71 Mio. t CO₂/a und dem Kraftstoffsektor mit 54 Mio. t CO₂/a. Vergleicht man die sektoralen Wirkungen der Strategieelemente, so dominiert im Wärmesektor die Effizienzstrategie mit gegenüber REF 2005 zusätzlich vermiedenen 80 Mio. t/a bis 2050, während im Kraftstoffbereich der Beitrag der EE überwiegt.

Das LEITSZENARIO 2006 erreicht bis 2020 gegenüber 1990 eine rund 35%-ige Minderung der CO₂-Emissionen. Die Gründe für nicht weitergehende Minderungen sind im wesentlichen in der zwischen 2000 und 2005 nicht eingetretenen Energieverbrauchsminderung (bei Strom sogar noch Zuwachs; praktisch kein KWK-Zubau) zu suchen. Ausgehend vom aktuellen Zustand 2005 müssten dazu entsprechend schnellere Effizienzerfolge bis 2020 angesetzt werden. Während sich im LEITSZENARIO 2006 der Endenergieverbrauch bis 2020 um 13% vermindert, wäre für eine 40%ige CO₂-Minderung bis 2020 gegenüber 1990 eine Reduzierung der Endenergienachfrage um rund 20% erforderlich. Ein Teil der zusätzlich angestrebten Minderung kann auch durch ein rascheres Wachstum der EE erbracht werden (siehe dazu Kapitel 4).

⁶ In dieser Zusammenstellung ist angenommen, dass EE im Zeitraum des Kernenergieausstiegs ausschließlich fossilen Strom substituieren, die derzeit durch Kernenergie vermiedenen CO₂-Mengen also vollständig mit den übrigen strukturellen Veränderungen (KWK-Ausbau, Veränderung des Kraftwerkmixes), dem Rückgang der Energienachfrage in REF 2005 und der zusätzlichen Effizienz verrechnet werden. Andere Zurechnungen, z.B. eine proportionale Aufteilung sind ebenfalls möglich.

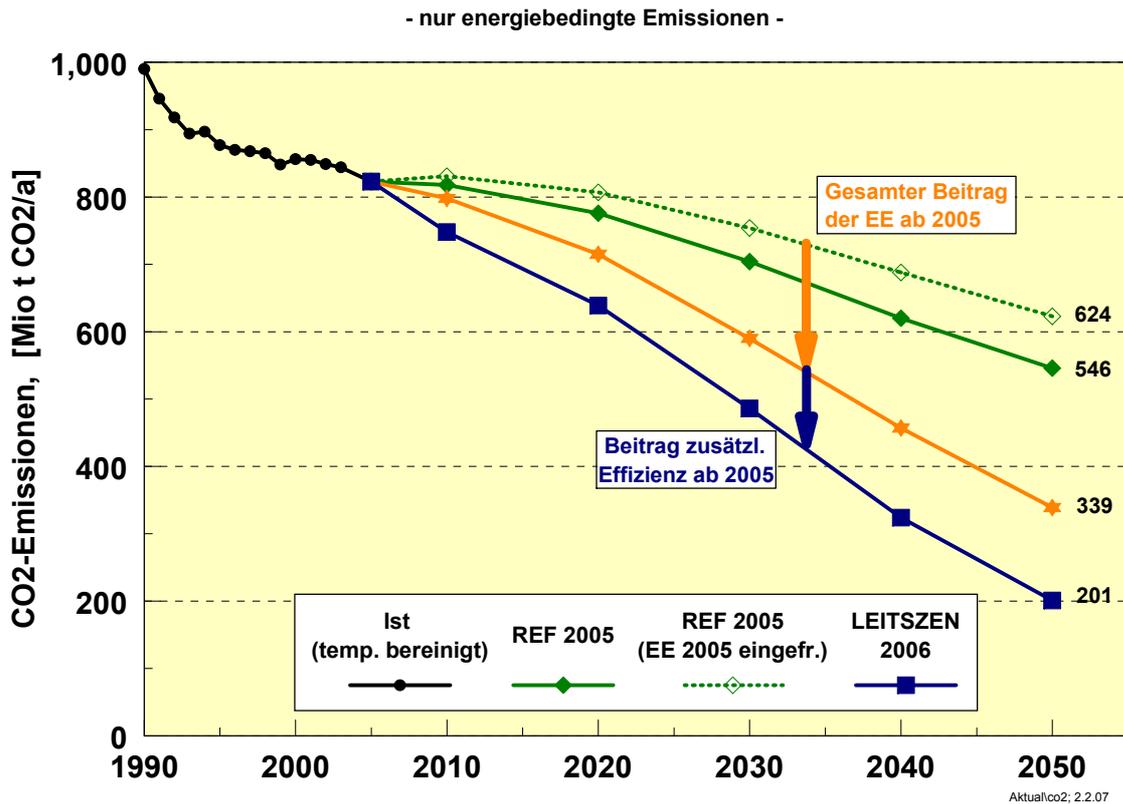


Abbildung 2.8: CO₂-Emissionen ab 1990 (temperaturbereinigt), in REF 2005 und LEITSZENENARIO 2006, sowie Gesamtbeitrag der EE ab 2005 (ausgehend von REF 2005 mit „eingefrorenem“ EE-Beitrag) und Beitrag zusätzlicher Effizienz ab 2005 zur CO₂-Minderung.

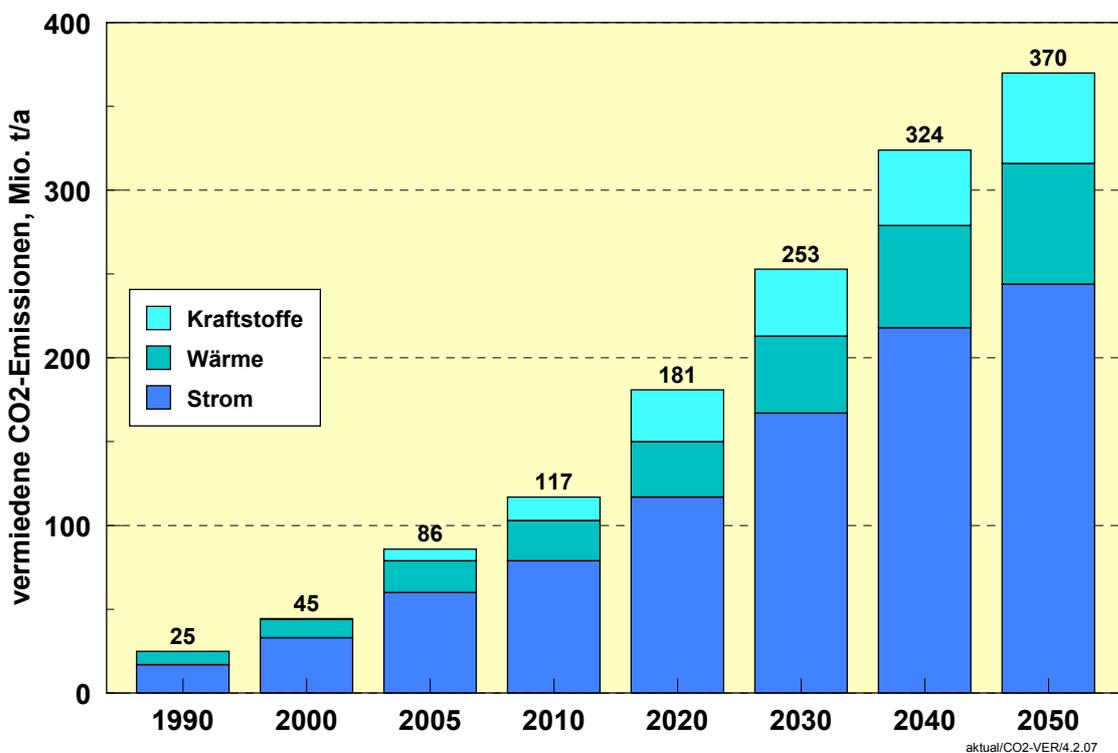


Abbildung 2.9: Durch erneuerbare Energien vermiedene CO₂-Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft) und im LEITSZENENARIO 2006, (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen).

Das Zusammenwirken von Effizienz- und EE-Ausbaustrategien führt, neben der deutliche Reduktion von CO₂-Emissionen, parallel zu einer deutlichen Verringerung des importierten Anteil der Primärenergien und damit zu einer erhöhten Versorgungssicherheit in der deutschen Energieversorgung. Gegenwärtig beträgt die importierte Primärenergiemenge rund 10.500 PJ/a (2004), die Importquote liegt bei 74,5% [BMWi 2006]. Importiert werden 60% der Steinkohle, 96% des Mineralöls und 83% des Erdgases. Bereits bis 2030 verringert sich der Absolutbetrag auf rund 6.900 PJ/a (Importquote 2030 = 67%), wobei dann Mineralöl und Erdgas zu 100% und Kohle zu 80% importiert werden. Bis 2050 sinkt er mit 4.000 PJ/a auf 40% des heutigen Wertes (Importquote 2050 = 50%). Der in 2050 „importierte“ Beitrag der EE aus einem europäischen Stromverbund (ggf. auch in Verbindung mit Nordafrika) in Höhe von 860 PJ/a ist dagegen gering und kann als eine eher erwünschte, da politisch stabilisierende Kooperation angesehen werden [Trans-CSP 2006].

Abbildung 2.10 stellt das LEITSZENARIO 2006 den relevanten „Energieprognosen“ (bzw. Referenzszenarien) der letzten fünf Jahre gegenüber. Es sind dies das Referenzszenario der Enquete-Kommission (REF 2002) und die beiden Referenzprognosen REF 2005 und REF 2006 von EWI/Prognos. Es lässt sich erfreulicherweise eine stetige Annäherung an den durch das LEITSZENARIO 2006 empfohlenen Entwicklungspfad feststellen. Da letzteres als zielorientiertes Szenario die notwendige Umstrukturierungen darstellt, die erforderlich ist, um die von der Bundesregierung gesetzten Klimaschutzziele zeitgerecht zu erreichen, kann daran auch der energie- und umweltpolitische „Fortschritt“ abgelesen werden, der sich in den letzten Jahren eingestellt hat.

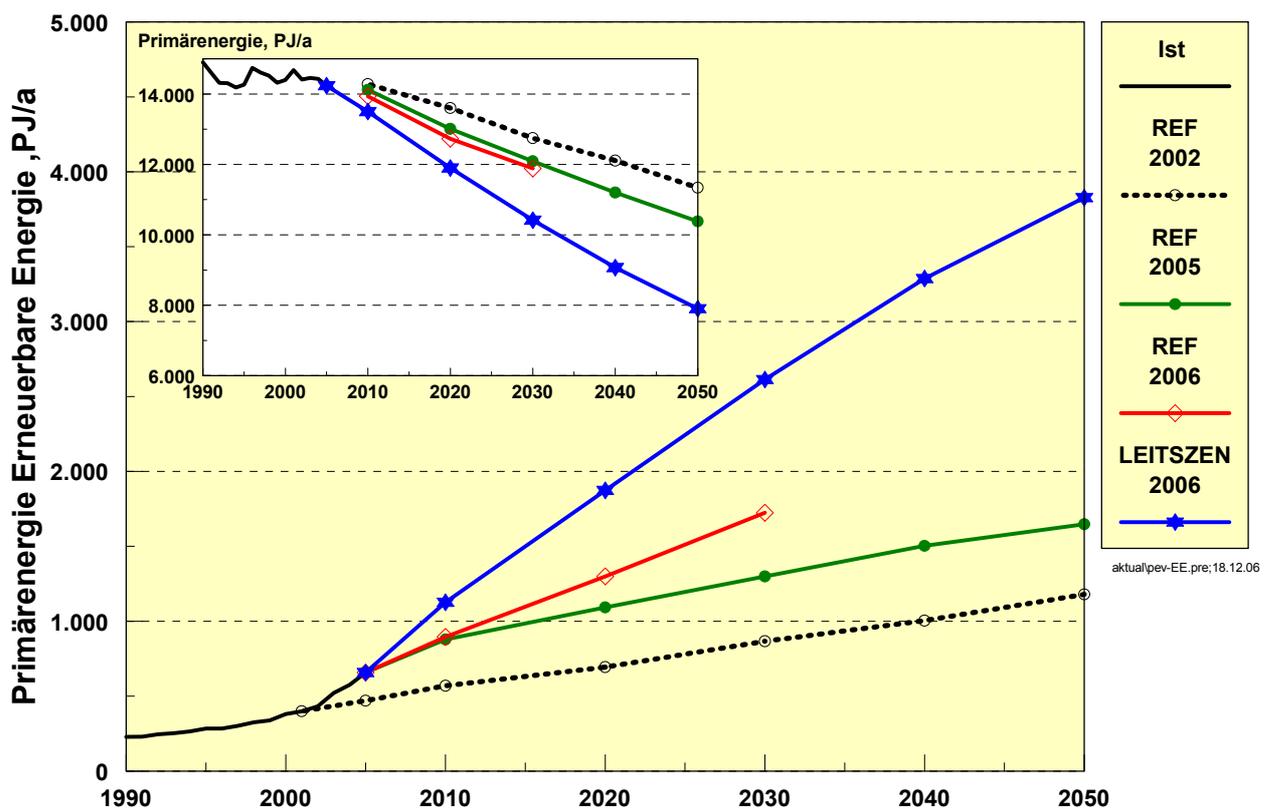


Abbildung 2.10: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und des Beitrags der EE zur Primärenergiebedarfsdeckung in drei Referenzentwicklung und im LEITSZENARIO 2006.

Bei der angenommenen Reduzierung des Primärenergieverbrauchs (links oben in Abbildung 2.10) ist allerdings der „Fortschritt“ (= Differenz REF 2006 – REF 2005) trotz des deutlich höheren Ölpreises in REF 2006 relativ gering. Deutlicher fällt er beim zukünftig angenommenen Ausbau der EE aus. Lag bereits ihr Beitrag in REF 2005 gegenüber REF 2002 deutlich höher, so steigt ihr Beitrag in REF 2006 mit 1.800 PJ/a in 2030 (Wirkungsgradmethode) nochmals um 30% gegenüber REF 2005 und erreicht zu diesem Zeitpunkt damit einen Anteil von 15,4% (in 2020 = 11%). Die Differenz zum „notwendigen“ Ausbau in LEITSZENARIO 2006 beträgt dann in 2030 „nur“ noch 800 PJ/a. Der Unterschied im Zuwachs zwischen REF 2005 und REF 2006 entsteht durch ein sehr starkes zusätzliches Wachstum von Biokraftstoffen und eine geringe weitere Zunahme der EE im Wärmesektor.

Weitere detaillierte Angaben zur Struktur des LEITSZENARIOS 2006 und zum Ausbau der EE können den Tabellen im Anhang entnommen werden. Das in diesem und anderen Szenarien ermittelte Mengengerüst ist die Grundlage für die Ermittlung der jährlich zu tätigen Investitionen und der daraus resultierenden Kapital-, Brennstoff (Biomasse)- und Betriebskosten der EE. In Kopplung mit den in Kapitel 3 vorgestellten Preispfaden lassen sich mittels der anlegbaren Preise für die diversen Endenergieträger daraus die Gesamt-Differenzkosten des Ausbaus von EE gegenüber einer Bereitstellung der entsprechenden Energiemengen aus konventionellen Primärenergien ermitteln und entsprechende energiepolitische Schlussfolgerungen ableiten.

2.4 Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2020

Für die energiepolitische Diskussion ist die Stromerzeugung aus EE bis zum Jahr 2020 wegen der bisherigen Erfolge und der derzeit hohen Wachstumsdynamik von besonderem Interesse. Unter Berücksichtigung dieser Ausbaudynamik und unter der Annahme, dass das EEG mit einer entsprechenden Kostendegression der Vergütungssätze in diesem Zeitraum erhalten bleibt, kann sich der in Abbildung 2.11 dargestellte Zubau einstellen. Von 63,5 TWh/a im Jahr 2005 kann der Beitrag der EE unter Fortschreibung jetziger Wachstumsraten bis 2010 auf 92 TWh/a und bis 2020 auf 156 TWh/a steigen. Damit liegt das LEITSZENARIO 2006 geringfügig über dem im Jahr 2005 in [BMU 2005] ermittelten Ausbau auf 151 TWh/a.

Aus Abbildung 2.11 wird deutlich, dass die etwa ab 1999 entstandene Wachstumsdynamik sich stetig fortsetzt bis etwa zum Jahr 2015. In diesem Zeitraum nimmt die Stromproduktion aus EE jährlich um durchschnittlich 6 TWh/a zu. Weil beginnend zu diesem Zeitpunkt die EE-Technologien schrittweise aus der Förderung durch das EEG entlassen werden können und bis dahin auch ihre gesamtwirtschaftlichen Vorteile hinreichend deutlich sein werden, beschleunigt sich danach der jährliche Zuwachs und beläuft sich im Jahr 2020 auf jährlich 8,5 TWh/a. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung im Szenario LEITSZENARIO 2006 in 2020 (570 TWh/a) entspricht der Beitrag der EE zur Bruttostromerzeugung **27,3%**, bezogen auf die Erzeugung des Jahres 2005 von 612 TWh/a sind es **25,5%**. Damit steht, wie schon in [BMU 2005] nachgewiesen, außer Frage, dass das Ziel der Bundesregierung, bis zu diesem Zeitpunkt einen Anteil der EE von mindestens 20% Anteil an der Bruttostromerzeugung bereitzustellen, nur dann gefährdet wäre, wenn das EEG grundsätzlich in Frage gestellt werden sollte. Dies ist aber aus heutiger Sicht nicht zu erwarten; es würde nämlich ein Infragestellen der bisher angestoßenen Wachstumsdynamik bedeuten. Bereits in der Referenzentwicklung REF 2005 wird zu diesem Zeitpunkt von einer Erzeugung von 106 TWh/a (ohne Strom aus Pumpspeichern und nichtbiogenem Anteil bei Abfällen) ausgegangen, was 17,8% der in diesem Szenario angenommenen Bruttoerzeugung entspricht. In REF 2006 [EWI/Prognos 2006] steigt dieser (absolut unveränderte) Beitrag wegen der dort geringeren Bruttostromerzeugung auf **18,1%**.

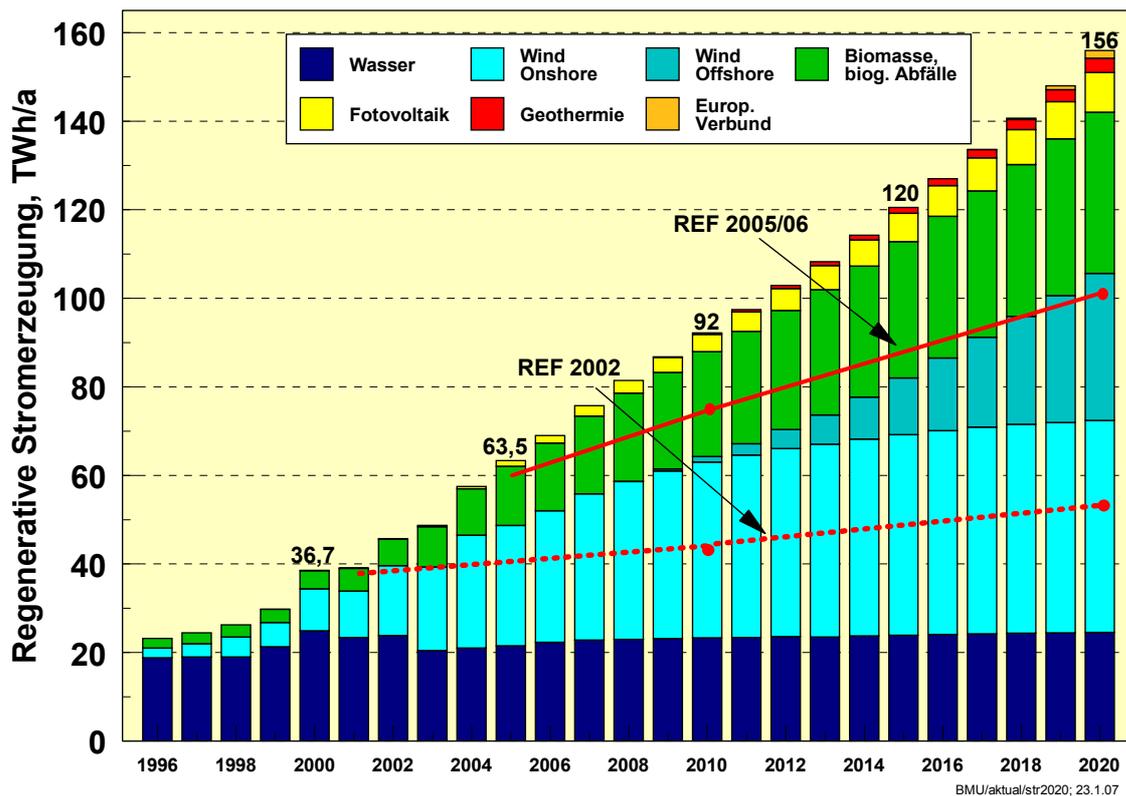


Abbildung 2.11: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2020 im LEITSZENARIO 2006 unter EEG- Bedingungen und Vergleich mit dem Ausbau in verschiedenen Referenzentwicklungen

Da Wind und Biomasse die größten Beiträge liefern, sind die Annahmen für ihren weiteren Ausbau von besonderem Einfluss auf diesen EE-Ausbau. Hierzu wurden die derzeitige energie- und industriepolitische Situation und die aktuellsten Marktumsätze (2006) berücksichtigt, die Erwartungen der Verbände und Branchenvertreter ausgewertet und verschiedene Iterationen des Szenarios mit dem Auftraggeber intensiv diskutiert. Der Einstieg in die Off-shore-Nutzung verzögert sich gegenüber früheren Annahmen. Es wird davon ausgegangen, dass der in 2008 geplante erste Offshore-Park [STZ 2006] mit 60 MW Leistung pünktlich in Betrieb geht und auch danach die weiteren Installationen relativ zügig ablaufen. Mit einem Leistungsausbau auf 1.000 MW kann bis 2011 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen. Bis zum Jahr 2015 erhöht sich diese Leistung bereits auf 4.250 MW, im Jahr 2020 beträgt sie 10.000 MW. Bis 2030 wird von einem weiteren stabilen Wachstum auf dann gut 21.000 MW ausgegangen. Diese Annahmen decken sich in etwa mit den aktuellen Vorstellungen der Windbranche [BWE 2006]. Verschiedene frühere Studien [u. a. dena 2005] gingen zwar von höheren Zubauwerten aus; aus aktueller Sicht erscheint dem Autor aber die im LEITSZENARIO 2006 angenommene Zubaurate als realistisch. Voraussetzung für diese Ausbaudynamik ist eine erfolgreiche Demonstration der ersten Off-shore-Windparks und eine Vergütungsregelung für die Off-shore-Windenergie, die diesen Einstieg und den nachfolgenden stetigen Ausbau attraktiv genug für die potenziellen Investoren machen. Die beabsichtigte Verabschiedung eines Gesetzes zur Beschleunigung der Infrastrukturplanung für den Netzausbau ist dazu ein wichtiger Schritt.

Für die Nutzung der Windenergie an Land wird, ausgehend vom aktuellen Zubau im Jahr 2006 in Höhe von 2.200 MW, von einem weiteren Neubau auf den derzeit ausgewiesenen, aber noch nicht genutzten Flächen als auch von einem Einstieg in das „Repowering“ ab etwa 2010 ausgegangen. In dieser Kombination führt dies zu einer installierten Leistung von 25.500 MW in 2010 und von 27.300 MW in 2020. Damit Repowering in einem nennenswerten Ausmaß stattfinden kann, sind die in einigen Bundesländern bestehenden Höhen- und

Abstandsbegrenzungen für die Errichtung großer Windanlagen angemessener zu gestalten bzw. aufzuheben. Auch sehr restriktive Genehmigungsprozeduren für Neuanlagen, z.B. in Baden-Württemberg, müssen überdacht werden. Infolge der stetigen Steigerung der Einheitsleistung und der Nabenhöhe nimmt die mittlere Auslastung der Anlagen zu. Für 2020 wird von einem Mittelwert von 1.760 h/a für Anlagen an Land und von 3.550 h/a für Off-shore - Anlagen ausgegangen. Insgesamt sind somit bei der Windenergie im Jahr 2020 rund 37.000 MW Windleistung installiert, die dann rund 82 TWh/a (näherungsweise tatsächliche Jahreserzeugung, entsprechend 14,4% der gesamten Bruttostromerzeugung) produzieren können.

Die Stromerzeugung aus Biomasse verdreifacht sich bis 2020 etwa gegenüber 2005 auf insgesamt 36 TWh/a (einschl. biogener Abfälle), was dann 6,2% der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht. Am stärksten wächst die Stromerzeugung aus Biogas und zwar von derzeit knapp 3 TWh/a auf 16 TWh/a (ohne Klär- und Deponiegas), aus fester Biomasse werden 14,7 TWh/a erzeugt. Nach 2020 nähert man sich dann den oben definierten Potenzialgrenzen, sodass der weitere Ausbau der Biomassenutzung bis gegen 2030 nahezu abgeschlossen ist.

Die jährlich installierte PV-Leistung hat in 2005 einen Rekordwert von 860 MW_p/a erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass auch das weitere Wachstum dazu dient, mittelfristig einen ausreichenden großen Inlandsmarkt aufzubauen, der es deutschen Unternehmen ermöglicht, sich erfolgreich auf den internationalen Märkten zu behaupten. Eine dynamische Ausweitung des globalen Marktes ist für die Fotovoltaik von entscheidender Bedeutung, wenn die für einige Zeit noch erforderlichen zweistelligen Wachstumsraten aufrechterhalten werden sollen [PV 2005]. Die im Szenario unterstellte zukünftige inländischen Ausbauaktivität geht von leicht zurückgehenden jährlichen Zubaumengen aus, die aber in jedem Fall gewährleisten, dass sich der Inlandsmarkt weiterhin dynamisch entwickelt und die weitere Kostendegression zügig voranschreitet. Im LEITSZENARIO 2006 wird bis 2020 eine kumulierte Leistung von 10.000 MW erreicht. Damit halten sich die resultierenden Differenzkosten, die vom EEG aufzubringen sind, bei der unterstellten Kostendegression in vertretbaren Grenzen. Die jetzige Vergütungsregelung des EEG ist darauf zu überprüfen, ob dieser leicht gedrosselte, aber stabile Wachstumspfad gewährleistet ist. Bis 2030 steigt die installierte Leistung weiter auf knapp 14.000 MW_p.

Die Referenzentwicklung REF 2005 (die mit derjenigen der Variante REF 2006 hinsichtlich der EE-Strombereitstellung identisch ist), läuft bis 2010 mit einer nur leicht abgeschwächten Dynamik gegenüber dem LEITSZENARIO 2006 und erreicht bis 2010 knapp 80 TWh/a Stromproduktion. Danach werden die Wachstumsunterschiede jedoch deutlich. Im Jahr 2020 beträgt der Beitrag der EE in REF 2005 lediglich 106 TWh/a, also nur 68% des Wertes des LEITSZENARIOS 2006. Die Hauptgründe für die Unterschiede sind ein deutlich geringerer Ausbau im Bereich der Biomasse und im Bereich der On-shore-Nutzung der Windenergie sowie eine weitgehende Stagnation des Ausbaus der Fotovoltaik,

Der Verlauf der jährlich Umsätze an Anlagenleistung (Neubau und Ersatzbedarf) für den Stromsektor in Abbildung 2.12 macht deutlich, warum das LEITSZENARIO 2006 die notwendige **Mindestentwicklung für EE** in den nächsten Jahren darstellen muss, wenn die angestoßene Ausbaudynamik im Inland nicht beeinträchtigt werden soll. Der in diesem Szenario resultierende Rückgang des Zubaus von Windkraftanlagen auf rund 1.100 MW/a in 2010 kann durch das Wachstum in anderen Bereichen nicht kompensiert werden. Damit sinkt der gesamte Umsatz an Anlagenleistung im Strombereich von derzeit rund 3.200 MW/a bis zum Zeitraum 2010 auf ca. 2.100 MW/a, um dann wieder deutlich zu steigen. Eine gegenüber dem LEITSZENARIO 2006 gebremste Entwicklung, wie sie z.B. in REF 2005 dargestellt ist, würde zu einem extrem unausgewogenen Verhältnis von Inland- und Exportmärkten führen mit der Gefahr einer Abwanderung von Firmen in dynamischere Regionen. Es wäre fraglich, ob unter derart gedrosselten Wachstumsbedingungen überhaupt eine weitere

Marktentwicklung im Inland stabil bleiben könnte. Nach 2010 steigt der Umsatz im LEITSZENARIO 2006 wieder wegen des zunehmenden Ersatzbedarfs (speziell im Bereich der Windenergie) und des deutlichen Wachstums im Off-shore-Bereich deutlich. Im Jahr 2020 wird ein Wert von 4.800 MW/a erreicht. Die kumulierte Leistung aller EE steigt von derzeit 27,5 GW auf 40 GW in 2010 und auf 60 GW in 2020.

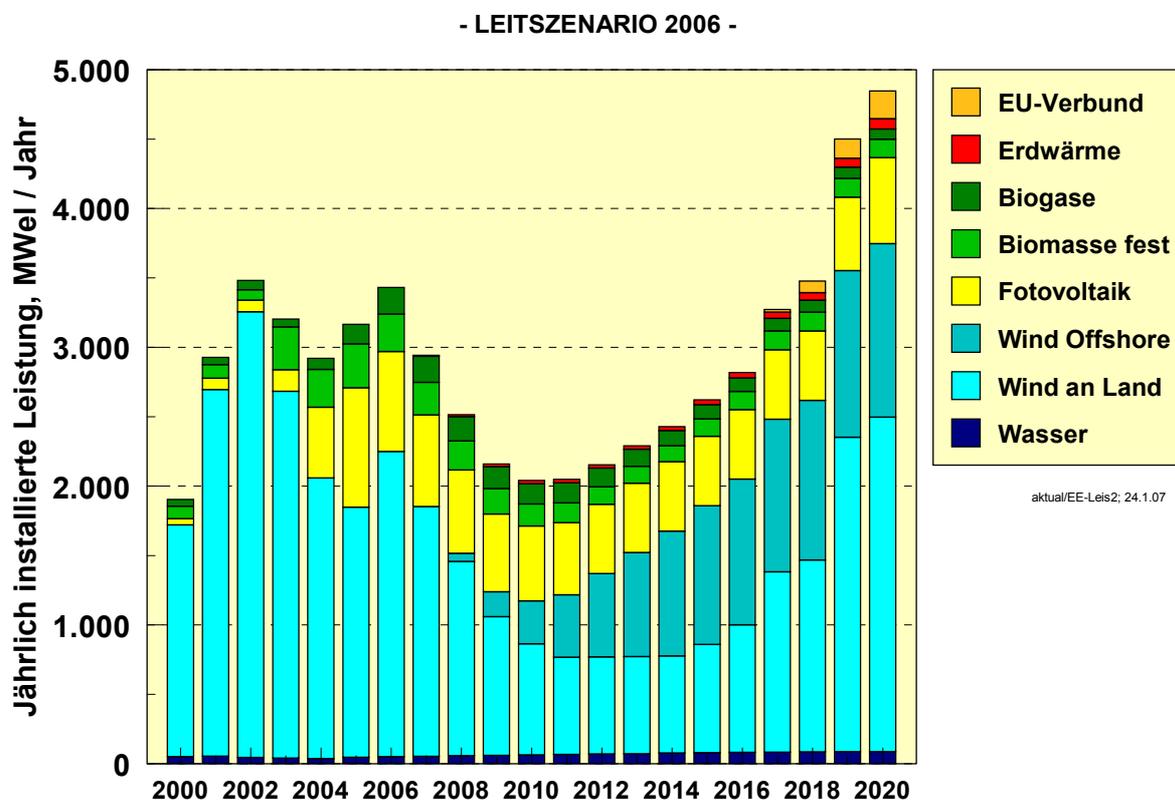


Abbildung 2.12: Jährlicher Umsatz an elektrischer EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) im LEIT-SZENARIO 2006 nach Technologien bis zum Jahr 2020

2.5 Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050

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 sich das LEITSZENARIO 2006 umsetzen lässt. Doch auch im Jahr 2020 dominiert noch die Kondensationsstromerzeugung mit 60% (2005 = 82%), fossile Brennstoffe stellen noch 67% des Stroms bereit. 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, (Abbildung 2.13).

Im Jahr 2030 beträgt der Kondensationsstromanteil noch 39%, derjenige der fossilen KWK 16%, im Jahr 2050 lauten die entsprechenden Werte 5% und 18%, die erneuerbaren Energien dominieren die Stromversorgung mit 77% Anteil an der Bruttostromerzeugung. Aus Gründen der Kostenoptimierung, aber auch um mit EE Regelungs- und Reserveaufgaben übernehmen zu können, stammen von den dann bereitgestellten 434 TWh/a Strom aus EE nahezu die Hälfte (48%) aus regelbaren (Biomasse, Geothermie, Solarthermische Kraftwer-

ke) oder bedingt regelbaren (Wasserkraftwerke) Energiequellen. Auch der Off-shore-Anteil der Windenergie zeigt eine günstige Erzeugungscharakteristik, welche die Sicherung der Stromversorgung unterstützen kann.

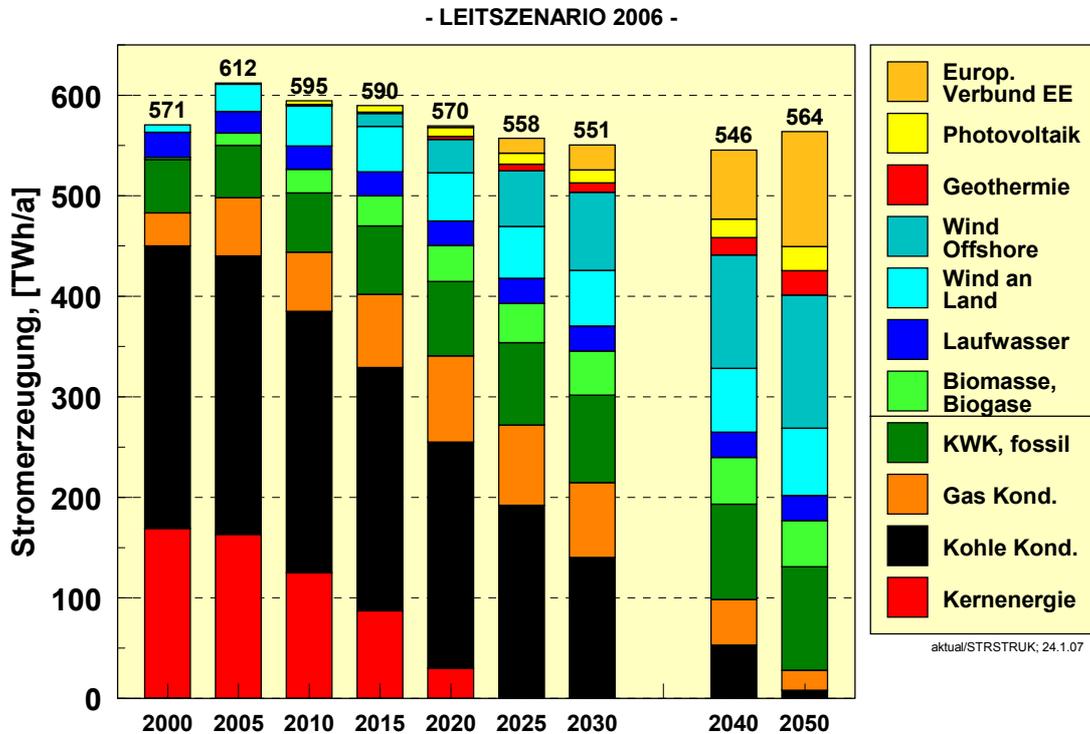


Abbildung 2.13: Struktur der Bruttostromerzeugung in LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten; (in 2040 und 2050 werden 22 bzw. 60 TWh/a Strom zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt).

Die Wirkung dieser Umstrukturierung zeigt sich in einer deutlichen Minderung der Umwandlungsverluste der Stromerzeugung. Gehen derzeit rund 3.250 PJ/a Brennstoffe bei der Stromerzeugung verloren, so sind es im Jahr 2020 noch 1.940 PJ/a und im Jahr 2050 sogar nur noch 245 PJ/a. Entsprechend sinken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 315 Mio. t/a auf 265 Mio. t/a im Jahr 2020 und auf 43 Mio. t/a im Jahr 2050. Daran sind, neben dem Zuwachs der EE, besonders in der Phase des schnellen Ausstiegs aus der Kernenergie auch das Wachstum der KWK, der Rückgang der Stromnachfrage, effizientere neue Kondensationskraftwerke und die Veränderung des fossilen Brennstoffmixes zugunsten des Erdgases beteiligt. Wie sich dabei Rückbau der Kernenergie und Zuwachs der EE beeinflussen zeigt Tabelle 2-5. Bis 2015 übertrifft der Zuwachs des EE-Stroms den Rückgang des Kernenergiestroms, danach kann er mit dem sich beschleunigenden Abbau nicht mehr vollständig mithalten. Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke wird diese Differenz jedoch bis 2026 kompensiert, 2030 werden bereits 42 TWh/a mehr Strom erzeugt.

Tabelle 2-5: Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie bei planmäßigem Abbau und Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario LEITSZENARIO 2006.

	Status 2000	Rückgang bzw. Zuwachs ab 2000 in TWh/a					
		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kernenergie	169,6	-7	-45	-80	-140	-170	-170
Erneuerbare Energien	36,7	+27	+55	+82	+119	+160	+212
Differenz		+20	+10	+2	-21	-10	+42

Die Intensität des notwendigen Strukturwandels in der Stromerzeugung wird im Wesentlichen Ausmaß durch den notwendigen Ersatzbedarf fossiler Kraftwerke vorgegeben. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und das durch das EEG angestoßene dynamische Wachstum der EE unterstützen diesen Wandel. Von den bis zum Jahr 2000 errichteten Kraftwerken sind bis 2020 insgesamt 60 GW zu ersetzen (Abbildung 2.14), und zwar ca. 35 GW fossile Kraftwerke (davon ca. 8 GW KWK-Anlagen), 8 GW Anlagen zur Nutzung von EE und 18 GW Kernkraftwerke, wenn für Großkraftwerke von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen wird. Bis 2030 sind es insgesamt bereits 90 GW, also 75% der Kraftwerkskapazität des Jahres 2000.

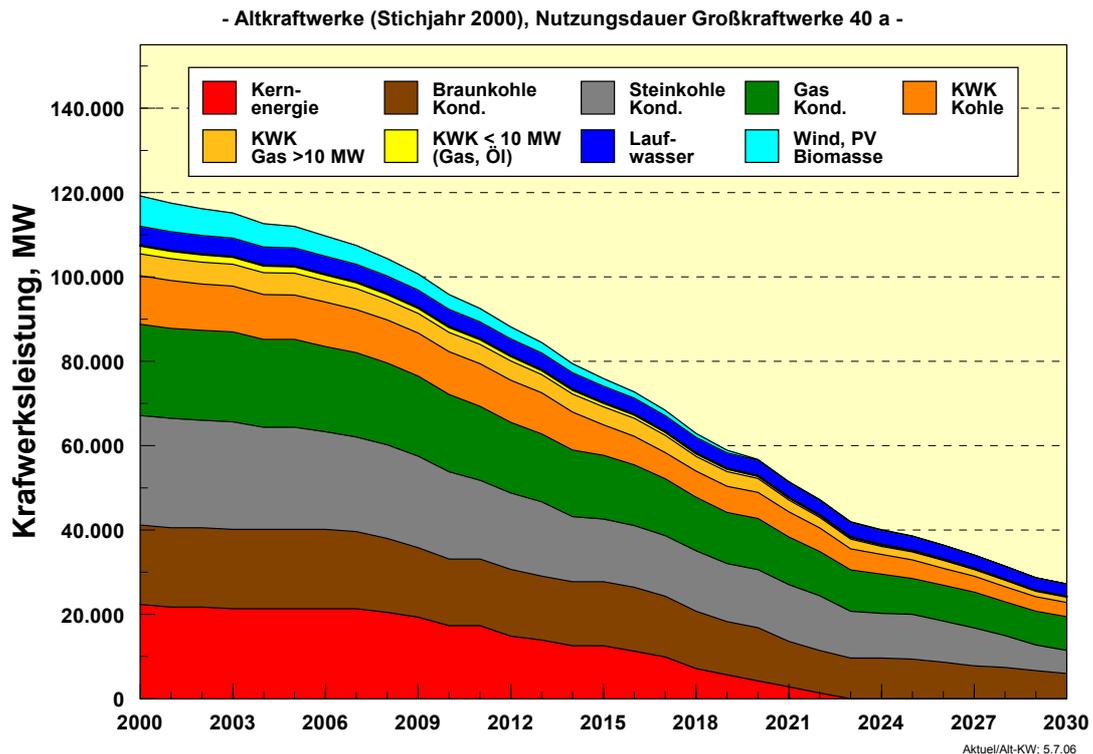


Abbildung 2.14: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ einschließlich dezentraler KWK-Anlagen und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030.

In der Gesamtbilanz aus zu ersetzenden Kraftwerken und Neuzubau ergibt sich der in Abbildung 2.15 dargestellte Umbau der Kraftwerksstruktur. Von derzeit 131 GW installierter Leistung (ohne Pumpspeicher), von denen 27 GW Anlagen zur Nutzung von EE sind, steigt die Leistung auf 155 GW in 2020 und 173 GW im Jahr 2050. Verantwortlich dafür ist in erster Linie der EE-Zubau, der zwischen 2005 und 2050 netto über 100 GW beträgt. Die Leistung aller fossil gefeuerten Kraftwerke geht in diesem Zeitraum von derzeit 83 GW (davon 18 GW in KWK) auf 43 GW (davon 29 GW in KWK) zurück. Infolge dieser Verschiebung sinkt die mittlere Auslastung aller Kraftwerke von derzeit 4.660 h/a auf 3.675 h/a in 2020 und auf 3.260 h/a in 2050.

Wegen des notwendigen Ersatzbedarfs und der Kompensation der Kernkraftwerksleistung bleibt trotz deutlichen Zubaus der EE noch ein beträchtlicher Spielraum für den Neubau moderner fossiler Kraftwerke. Der im Szenario LEITSZENARIO 2006 „notwendige“ Zubau neuer Kraftwerke in Tabelle 2-6 zeigt dies deutlich.

- LEITSZENARIO 2006 -

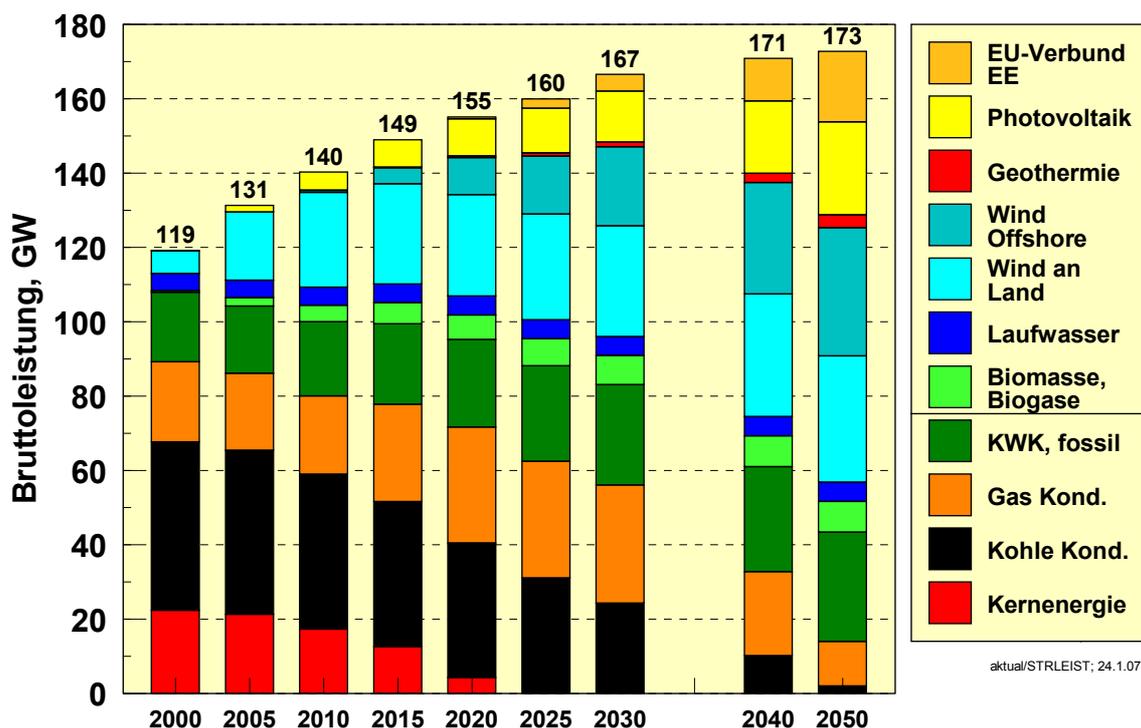


Abbildung 2.15: Struktur der Kraftwerksbruttoleistung im LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten.

Tabelle 2-6: Struktur des im LEITSZENARIO 2006 erforderlichen Zubaus neuer Kraftwerke ab 2001 (kumulierte Leistungen)

Leistung in GW	2010	2015	2020	2025	2030
Stein- und Braunkohle, Abfall, KW + HKW	6,5	13,3	15,6	18,4	21,1
Gas, KW +HKW	4,2	13,2	22,7	29,0	31,2
Fossile Großkraftwerke, ges.	10,7	26,5	38,3	47,4	52,3
- davon als HKW	2,6	6,6	9,4	13,3	15,7
--- davon HKW Kohle	1,3	4,3	5,7	7,3	8,4
Dezentrale BHKW, fossil	1,8	3,0	4,1	5,3	6,4
Erneuerbare Energien	32,2	43,4	56,0	68,3	80,6
- davon Windenergie	22,9	29,8	37,3	44,1	51,0
--- davon Wind Off-shore	0,55	4,25	10,0	15,6	23,0
- davon Biomasse, Biogas	3,9	5,1	6,4	7,1	8,0
- davon Fotovoltaik	4,7	7,4	10,0	11,8	13,7
Leistungszubau insgesamt	44,7	72,9	98,4	121,0	139,3

KW = Kondensations-Kraftwerke; HKW = Heizkraftwerke; BHKW = Blockheizkraftwerke (< 10 MW_e)

Bis 2020 können rund 38 GW an neuen fossilen Großkraftwerken zugebaut werden, ohne dass der in diesem Szenario ermittelte Klimaschutzpfad gefährdet wird. Die derzeit bis 2015 geplanten (bzw. zwischen 2001 und 2006 bereits gebauten) größeren Kraftwerke mit zusammen ca. 30 GW Leistung [VDEW 2006] sind also mit diesem Szenario weitgehend kompatibel, sofern dabei die in der Tabelle genannte KWK-Leistung von insgesamt 9,6 GW (da-

von 3 GW als BHKW) installiert und die Aufteilung auf die Energieträger eingehalten wird (Erdgas 16,2 GW einschließlich 3 GW BHKW, Kohle 13,3 GW). Diese Aufteilung berücksichtigt auch, dass wegen des steigenden Anteils von EE im konventionellen Teil der Stromversorgung ein erhöhter Regelbedarf entsteht, der vorzugsweise mit Gaskraftwerken (vorwiegend GuD-Anlagen) abgedeckt wird [Brischke 2005]. Bei sehr hohen Anteilen an EE (ab etwa 2040) verschwindet die herkömmliche Grundlaststromerzeugung weitgehend, die verbleibenden fossilen Kraftwerke stellen dann ausschließlich die zu einer sicheren Stromversorgung erforderliche Leistung zur Verfügung. Eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung des in Tabelle 2-6 ermittelten Umbaus ist auch, dass der Abbau der Kernkraftwerksleistung planmäßig erfolgt. Andernfalls ergeben sich Konflikte mit den Zubauplänen für fossile Kraftwerke, wenn gleichzeitig am Ausbau der EE bzw. am Bestand des EEG festgehalten werden soll.

2.6 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050

Im Wärmemarkt werden 35% der Endenergie umgesetzt und 39% der energiebedingten CO₂-Emissionen erzeugt. Zu 55% wird er durch die Raumheizung bestimmt, knapp 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 EFF, KWK und EE ist daher für einen erfolgreichen Klimaschutz von herausragender Bedeutung. Im Verhältnis zu der großen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion meist gewidmet wird, findet der Wärmemarkt viel zu selten die ihm zustehende Bedeutung.

Dabei sind Umsetzungsstrategien hier wesentlich schwieriger zu konzipieren und in Gang zu setzen, da der Wärmemarkt ein sehr unübersichtliche Struktur besitzt und hier Millionen von Akteuren, nämlich praktisch jeder Gebäudebesitzer, Investitionsentscheidungen treffen, bei denen Energieeffizienz oder Art des Energieträgers meist nicht im Vordergrund stehen. Vielfach – insbesondere im Bereich des Wohnungsbaus – spielt auch die ökonomische Optimierung der Heizungsanlage nicht die Hauptrolle, sondern strukturelle Vorgaben (vorhanden Netze, private Vorlieben oder Empfehlungen von Architekten u. ä.) sind für die Wahl des Wärmeerzeugers maßgebend. Entsprechend schwierig ist auch die Konzipierung und Auswahl eines effektiven Förderinstruments für die Ausweitung der KWK oder der EE. Erstere wird gegenwärtig noch stromseitig mittels des KWK-Gesetzes gefördert; für letztere besteht die bisherige Förderung aus einem Marktanreizprogramm für die entsprechenden Technologien. Es hat sich jedoch gezeigt, dass dieses zu wenig Wachstum induziert, um die für eine effektive Klimaschutzstrategie notwendige Dynamik in Gang zu setzen. Überlegungen zur Schaffung eines wirkungsvolleren Instruments – eines „regenerativen Wärmegesetzes“ – werden seit einiger Zeit angestellt [Nast u. a. 2006], seine konkrete Ausgestaltung ist derzeit in Gang.

Noch eindeutiger als im Strombereich ist bei der Wärme eine enge Verzahnung einer wesentlich effizienteren Energienutzung (einschließlich der verstärkten Nutzung von KWK-Wärme) mit dem verstärkten Ausbau der EE erforderlich. Die Effizienzpotenziale sind hier ungleich größer und wesentlich ökonomischer erschließbar als der ausschließliche Ausbau der EE. Dementsprechend kann die Wärmenachfrage (auch bei noch wachsendem Wohn- und Nutzflächenbedarf) deutlich sinken, wenn insbesondere innerhalb der nächsten Jahrzehnte eine umfassende energetische Altbausanierung unterstellt wird. Im LEITSZENARIO 2006 sinkt sie bis 2050 mit 2.900 PJ/a auf 55% des heutigen Wertes, (Abbildung 2.16). Den größten Beitrag mit einer Reduktion auf 46% liefert dazu die Raumwärme.

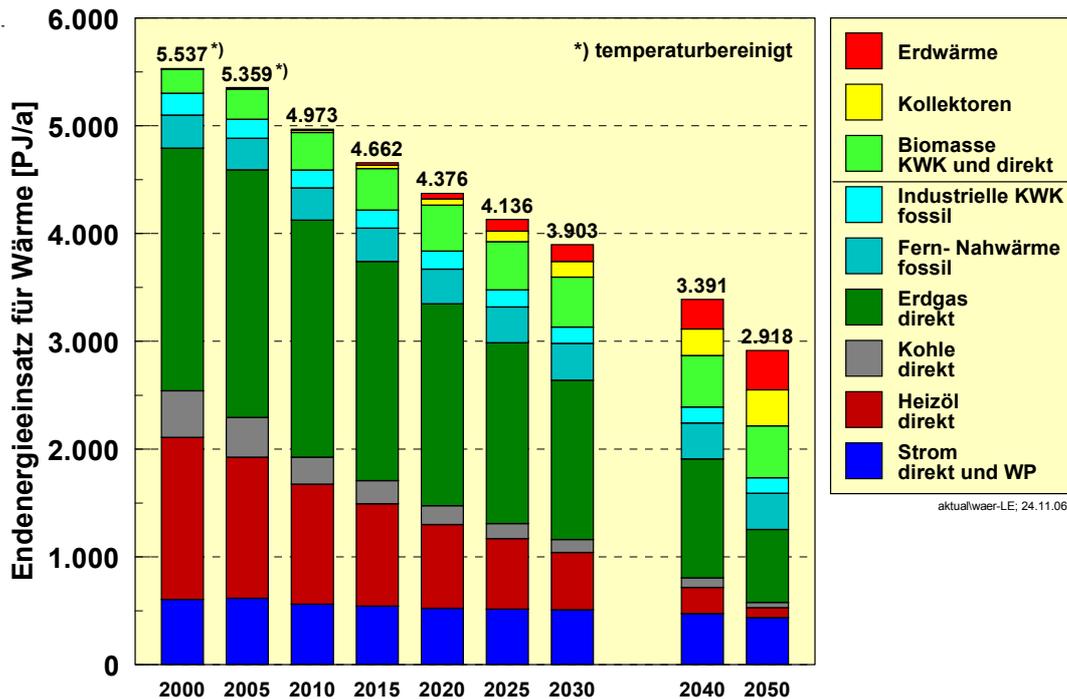


Abbildung 2.16: Energieeinsatz zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2006 nach Energieträgern.

Wegen der großen Potenziale ermöglicht allein die Effizienzstrategie eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2005 und 2050 durch zusätzliche Effizienzaktivitäten gegenüber REF 2005 vermiedenen 140 Mio. tCO₂/a stammen 80 Mio. tCO₂/a, also 58% aus der Minderung des Energieeinsatzes zur Wärmeerzeugung. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieses Minderungspotenziale ist daher eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor kaum zu erreichen. Parallel und abgestimmt zu dieser Entwicklung sollte ein verstärkter Ausbau der EE im Wärmesektor stattfinden. Das bisherige Wachstum (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)⁷ reicht dazu nicht aus. Im LEIT- SZENARIO 2006 wird daher von der baldigen Etablierung eines Förderinstrumentes ausgegangen, das über die Wirkungen des bisherigen Marktanzreizprogramms deutlich hinausgeht. Auch die Unterstützung durch das KWK-Gesetz und das CO₂-Minderungsprogramm ist nicht wirksam genug. Nur auf der Basis eines wirksamen Instruments sind die in Abbildung 2.17 abgebildeten Zubauwerte realistisch zu erreichen. Insbesondere sollte das Instrument wirksame Anreize für die verstärkte Errichtung von Nahwärmernetzen bieten, die sowohl einer ökonomisch günstigeren Nutzung der EE als auch der Ausbreitung von KWK-Wärme zugute kommen.

Durch diese kombinierte Strategie gelingt es, Heizöl bis 2050 praktisch vollständig aus dem Wärmemarkt zu verdrängen. Auch der direkte Einsatz von Erdgas zu Heizungszwecken verringert sich deutlich auf 30% der heutigen Menge, es wird dann vorwiegend in KWK-Anlagen genutzt. Der Beitrag der gesamten KWK-Wärme steigt von derzeit 760 PJ/a (Fern- und Nahwärme, industrielle KWK; einschließlich Biomasse) noch auf knapp 1.000 PJ/a, wobei die Biomasse die stärksten Zuwächse verzeichnet. Wegen des deutlichen Rückgangs des gesamten Wärmebedarfs steigt der relative Anteil von KWK-Wärme deutlich von derzeit 14,5% (einschl. Biomasse) auf 34% im Jahr 2050, (Abbildung 2.16).

⁷ Ein Teil des Zuwachses zwischen hat zudem rein statistische Gründe; er stammt von einer erweiterten Erfassung der Biomasse ab 2003 gegenüber früheren Erhebungen [BMU 2006a]

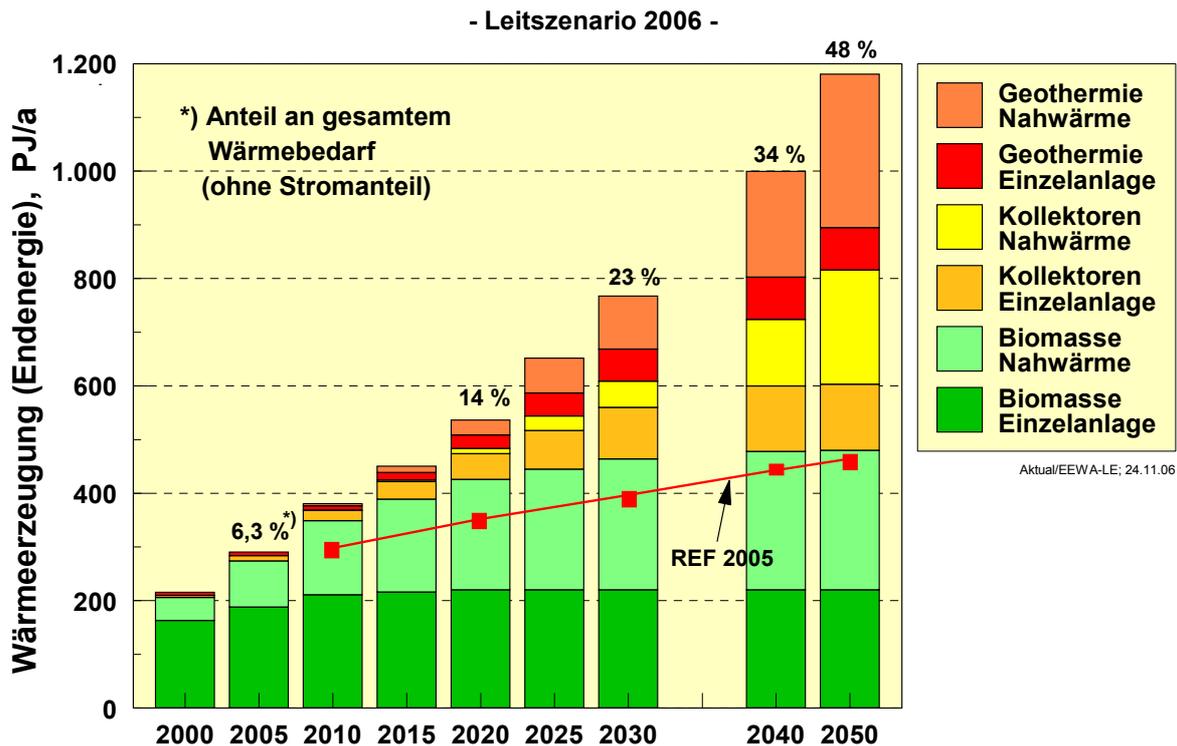


Abbildung 2.17: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs in LEITSZENARIO 2006 und Vergleich mit der Referenzentwicklung REF 2005.

In absoluten Werten steigt der Beitrag der EE zur Wärmeversorgung bis 2020 um 75% auf 540 PJ/a, der relative Anteil (bezogen auf den Wärmebedarf ohne Stromanteil) steigt jedoch von 6,3% in 2005 auf 14%, (Abbildung 2.17). Der Beitrag der Nahwärme verdreifacht sich in diesem Zeitraum. Kann dieses Wachstum verstetigt werden, so decken EE in 2030 bereits mit 770 PJ/a ca. 23% des (verringerten) Wärmebedarfs und im Jahr 2050 kommen sie mit 1.180 PJ/a nahe an die 50% Marke. Ausgehend von einem derzeitigen Anteil von knapp 80% reduziert sich der Anteil von Einzelversorgungen bis 2020 bereits auf 55%. Ab 2030 dominieren die Nahwärmever sorgungen, sie erreichen in 2050 einen Anteil von 64%. Der noch notwendige energiepolitische Handlungsbedarf im Wärmesektor wird durch den Vergleich der Ausbauraten mit denjenigen von REF 2005 (rote Linie in Abbildung 2.17) verdeutlicht. Dort wird der Ausbau der EE vorsichtiger eingeschätzt. Auch in der aktuellen Variante REF 2006 unterscheiden sich die Zubauwerte bis 2030 nur gering mit weiteren 70 PJ/a gegenüber REF 2005 [EWI/Prognos 2006].

Um obigen Zubau zu erreichen, sind die in Abbildung 2.18 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 4.000 MW_{th}/a und besteht zu rund zwei Dritteln aus Biomasse-Einzelheizungen (enthalten sind hierin auch reine Heizwerke). Der Umsatz an Biomasse- und Biogasanlagen wird nach dem rasanten Anstieg der letzten fünf Jahre zukünftig etwa konstant auf dem erreichten Niveau bleiben. Ein deutliches Wachstum ist für Kollektor- und Geothermieanlagen zu erwarten. Bis 2020 steigt der Umsatz auf insgesamt rund 10.000 MW_{th}/a. 60% des Marktes in 2050 bestehen dann aus Kollektoranlagen mit einem schon merklichen Anteil von Nahwärmeeinrichtungen. Der Kollektormarkt wächst demnach im LEITSZENARIO 2006 bis 2020 auf 4.500 MW_{th}/a und beträgt dann das Siebenfache des heutigen Volumens. Relativ noch rasanter wächst der Markt für Anlagen zur Nutzung der Geothermie (Wärmepumpen und hydrothermale Anla-

gen)⁸; sein Volumen beträgt im Jahr 2020 mit knapp 1.000 MW_{th}/a gut das Fünzfache des heutigen Umsatzes. Nach 2020 steigt das Marktvolumen weiter, da der Markt weiter wächst und zusätzlich ein erheblicher Ersatzbedarf entsteht. Im Jahr 2050 des LEITSZENARIO 2006 werden rund 18.000 MW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen umgesetzt, also das gut Vierfache des heutigen Wertes.

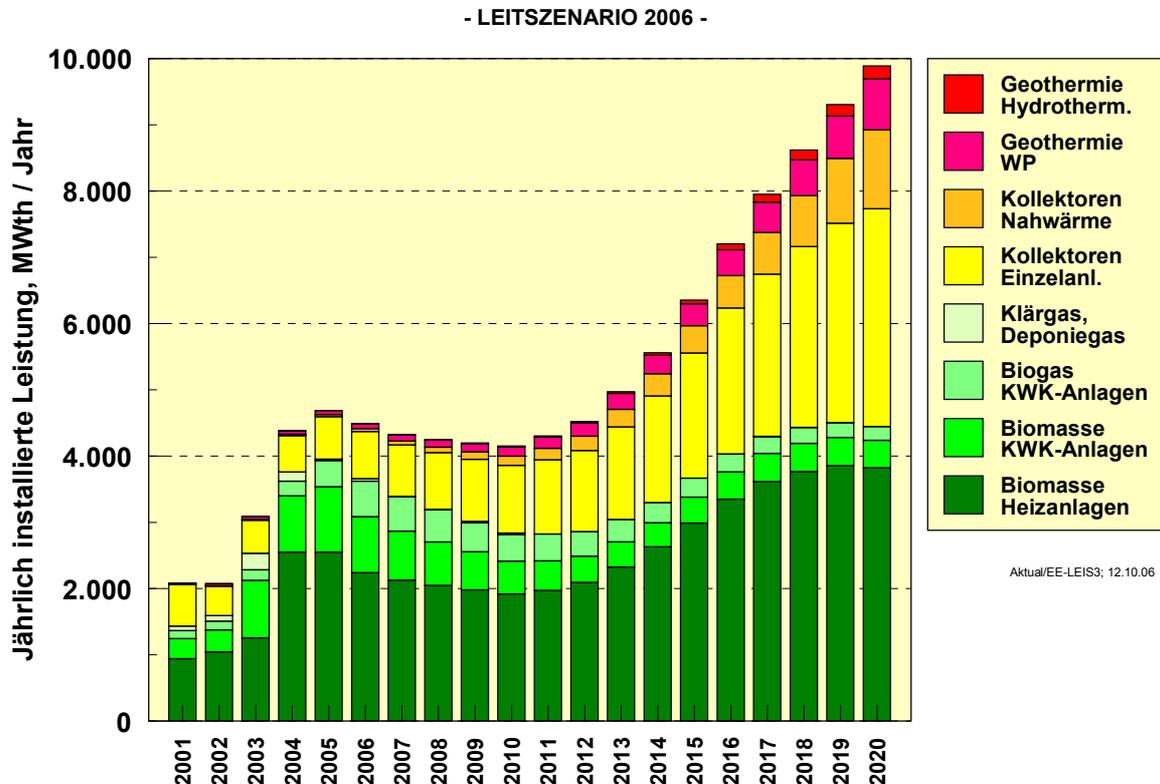


Abbildung 2.18: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im LEITSZENARIO 2006 nach Technologien bis zum Jahr 2020, (Kollektoren mit 0,7 kW/m² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke).

Vergleicht man Abbildung 2.18 mit der entsprechenden Abbildung für den Stromsektor (Abbildung 2.12), so erkennt man, dass der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung im Gegensatz zum Anlagenmarkt im Strombereich sein eigentliches Wachstum noch vor sich hat. Die Einleitung und Aufrechterhaltung dieses Wachstums wird jedoch erst sichergestellt, wenn das entsprechende Förderinstrumentarium wirksam wird.

2.7 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050

Der Kraftstoffverbrauch ist im Jahrzehnt 1990 – 2000 deutlich gestiegen und zeigte danach erste Sättigungstendenzen. Seit dem deutlichen Anstieg der Kraftstoffpreise ist ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Wegen des erwarteten weiteren Anstiegs der Verkehrsleistungen, der insbesondere im Güterverkehr und im Luftverkehr deutlich ausfällt, werden trendmäßige Effizienzverbesserungen weitgehend kompensiert [UBA 2006]. Weiter behindert wird ein Rückgang des Kraftstoffverbrauchs durch den Trend zu immer größeren Fahrzeugen im Individualverkehr und zu höherem Komfort und aufwändiger Sicherheitstechnik mit ihrem

⁸ Hinzu kommt noch die Abwärmenutzung aus Hot-Dry-Rock-Anlagen zur Stromerzeugung, die in obiger Abbildung nicht enthalten sind.

wachsenden Energiebedarf. Dementsprechend fällt der erwartete Verbrauchsrückgang relativ gering aus, obwohl in Szenarien teilweise bedeutende spezifische Verbrauchsverringerungen unterstellt werden. Erst längerfristig findet, gekoppelt mit dem erwarteten Bevölkerungsrückgang ab etwa 2030 eine deutlichere Verringerung des Kraftstoffverbrauchs statt. So sinkt der Kraftstoffverbrauch in REF 2005 bis 2030 lediglich um 3%. Erst in der Fortschreibung bis 2050 sinkt er deutlicher um 18% gegenüber 2005. Auch im LEITSZENARIO 2006, das von denselben Verkehrsleistungen ausgeht, wirkten sich diese verbrauchssteigernden Tendenzen, wenn auch in abgeschwächter Form aus. In Anlehnung an die Effizienzvariante in [UBA 2006] wird durch eine raschere Einführung effizienterer Fahrzeuge bis 2030 ein 14%igen Rückgang des Kraftstoffverbrauchs erreicht, der sich bis 2050 auf 30% steigert, Abbildung 2.19).

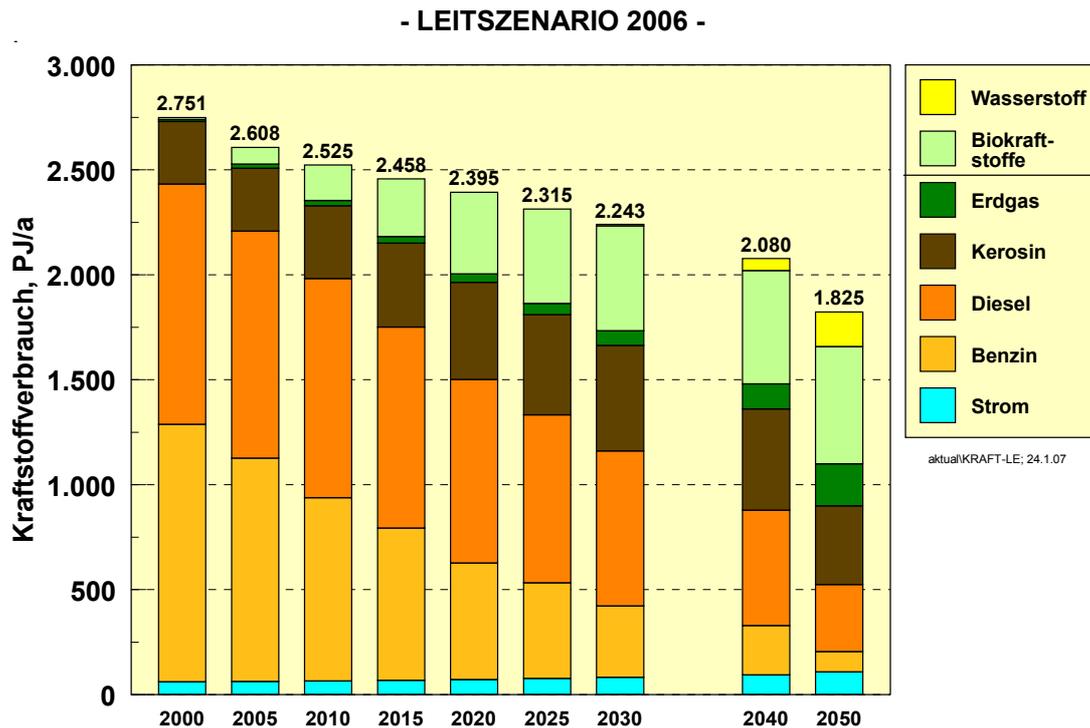


Abbildung 2.19: Energieeinsatz im Verkehr im Szenario LEITSZENARIO 2006 nach Kraftstoffarten (in Anlehnung an die „Effizienzvariante“ in UBA 2006)

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 - zu rechtfertigen. Das LEITSZENARIO 2006 berücksichtigt jedoch auch die Wirkung des bestehenden Förderinstrumentariums und des stark gestiegenen Ölpreises, welche ein starkes Wachstum von Biokraftstoffen bewirken. Damit orientiert es sich für den Zeitpunkt 2020 an der in der Ölpreisvariante [EWI/Prognos 2006] vorgenommenen Einschätzung zur Höhe der Biokraftstoffentwicklung. Kurz- bis mittelfristig setzen sich die deutliche Wachstumsdynamik der letzten Jahre fort (vgl. Abbildung 1.8), so dass im Jahr 2010 biogene Kraftstoffe 6,9% des Kraftstoffbedarfs decken, das EU-Ziel von 5,75% also übertroffen wird. Bis 2020 wird mit einem Anteil von 16,8% auch das von der Bundesregierung angestrebte Ziel von mindestens 12,5% deutlich überschritten. Danach verlangsamt sich der Zuwachs der biogenen Kraftstoffe; der Anteil wächst bis 2030 auf 23% des gesamten Kraftstoffbedarfs.

Die Effizienzsteigerungen im Verkehr setzen sich auch nach 2030 noch fort. Da ab diesem Zeitpunkt auch kostengünstige EE-(Überschuss-) Elektrizität bereitstehen wird, kann dann auch mit der Bereitstellung konkurrenzfähigen Wasserstoffs aus der Wasserelektrolyse gerechnet werden. Ab 2050 wird „solarer“ Wasserstoff auch mengenmäßig relevant. Dahinter steht die Überlegung, dass bei weiterer Steigerung des Anteils der EE am Gesamtenergiebedarf deutlich über 50% hinaus, die Wasserstoffherstellung das günstige Speicher- und Ausgleichsverfahren für große Energiemengen („erneuerbare“ Elektrizität) darstellen dürfte. Das rechtfertigt seine allmähliche Markteinführung etwa ab dem Jahr 2030 [UBA 2006]. In Kombination mit dem weiter wachsenden Beitrag biogener Kraftstoffe steigt der Beitrag der EE im Kraftstoffsektor so auf 30% im Jahr 2040 und auf 42% im Jahr 2050. Im Zusammenwirken mit den Effizienzmaßnahmen beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung mit rund 1.000 PJ/a im Jahr 2050 noch 40% des Verbrauchs von 2005. Der Verkehrssektor wäre damit aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl befreit.

Die Vorstellungen über den zukünftigen Beitrag biogener Kraftstoffe sind derzeit einem raschen Wandel ausgesetzt. Dies zeigt eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der beiden Referenzprognosen REF 2005 und REF 2006 (Abbildung 2.20). Ging REF 2005, vor dem Hintergrund eines sehr niedrigen Energiepreinsniveaus, noch von einer relativ geringen Zunahme aus, die in 2010 auch unter dem EU-Ziel lag und bis 2030 lediglich auf einen Anteil von 8% kam, so nimmt die Ölpreisvariante REF 2006 einen sehr raschen Anstieg bis 2020 an. Dagegen fällt die Verringerung des Kraftstoffverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen deutlich geringer aus als im LEITSZENARIO 2006. Dass diese Strategie längerfristig auf Grenzen stößt, zeigt sich in dem Anteil der biogenen Kraftstoffe in 2030 am Gesamtverbrauch. Bei gleicher Absolutmenge im Jahr 2030 ist der Anteil in REF 2006 mit 20% bereits merklich geringer als im LEITSZENARIO mit 23,5%.

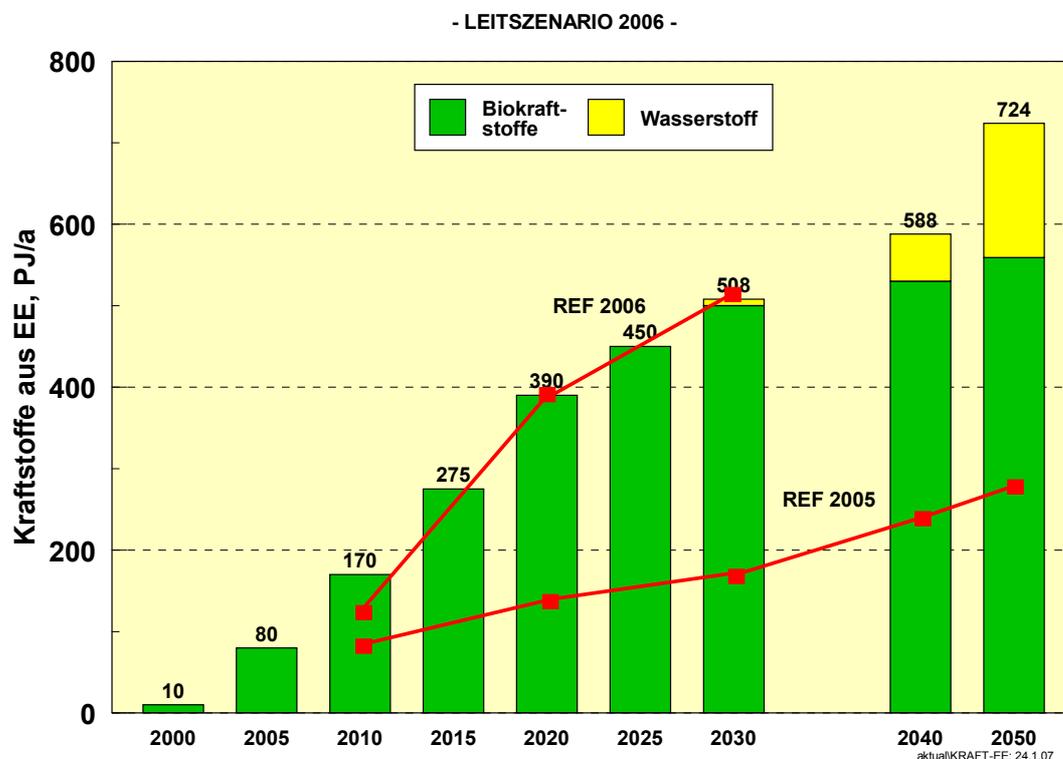


Abbildung 2.20: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im LEITSZENARIO 2006 und Vergleich mit den Referenzentwicklungen REF 2005 und REF 2006.

Wie in Abschnitt 2.3 bereits dargelegt wird ein Teil der benötigten biogenen Kraftstoffe importiert werden (bis ca. 30 % aus anderen EU-Ländern). Trotzdem ist der Anteil so bemessen, dass er aus Potenzialsicht auch im Inland bereitgestellt werden könnte. Diese Potenziale sind unter Beachtung einer ganzen Reihe wesentlicher Naturschutzkriterien ermittelt worden [BMU 2004]. Damit wird auch im vorliegenden LEITSZENARIO 2006 indirekt zum Ausdruck gebracht, dass die EU insgesamt zukünftig eine Energiepolitik verfolgen sollte, die auch – und gerade - an die Nutzung biogener Ressourcen strenge Kriterien einer nachhaltigen Bewirtschaftung der erforderlichen landwirtschaftlichen Flächen anlegt. Um mittelfristig trotzdem einen hohen Anteil von EE im Verkehrssektor zu erreichen, sollte daher gerade hier auf die Durchsetzung hoher Effizienzstandards für zukünftige Fahrzeuge großer Wert gelegt werden.

3. Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien

3.1 Investitionsvolumen der Ausbaustrategie

Die jährlich zu installierenden Leistungen (Abbildung 2.12, Abbildung 2.18) bestimmen in Kombination mit 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 Strom- und Wärmesektor sind die jährlichen Investitionsvolumina in Abbildung 3.1 zusammengestellt. In den letzten Jahren ist das Investitionsvolumen beträchtlich gewachsen und belief sich im Jahr 2005 für alle EE auf 10,4 Mrd. €/a⁹, wovon 7,8 Mrd. €/a auf den Stromsektor und 2,6 Mrd. €/a auf den Wärmesektor entfallen. Fügt man die Aufwendungen für Nahwärmenetze hinzu, so kommt man auf insgesamt 11,2 Mrd./a. Das Investitionsvolumen der EE hat sich innerhalb von fünf Jahre gut verdoppelt. Dieser Anstieg war bis 2003 insbesondere von der Windkraft verursacht worden, der weitere Anstieg bis 2005 ist auf den starken Ausbau der Biomasse und der Fotovoltaik zurückzuführen.

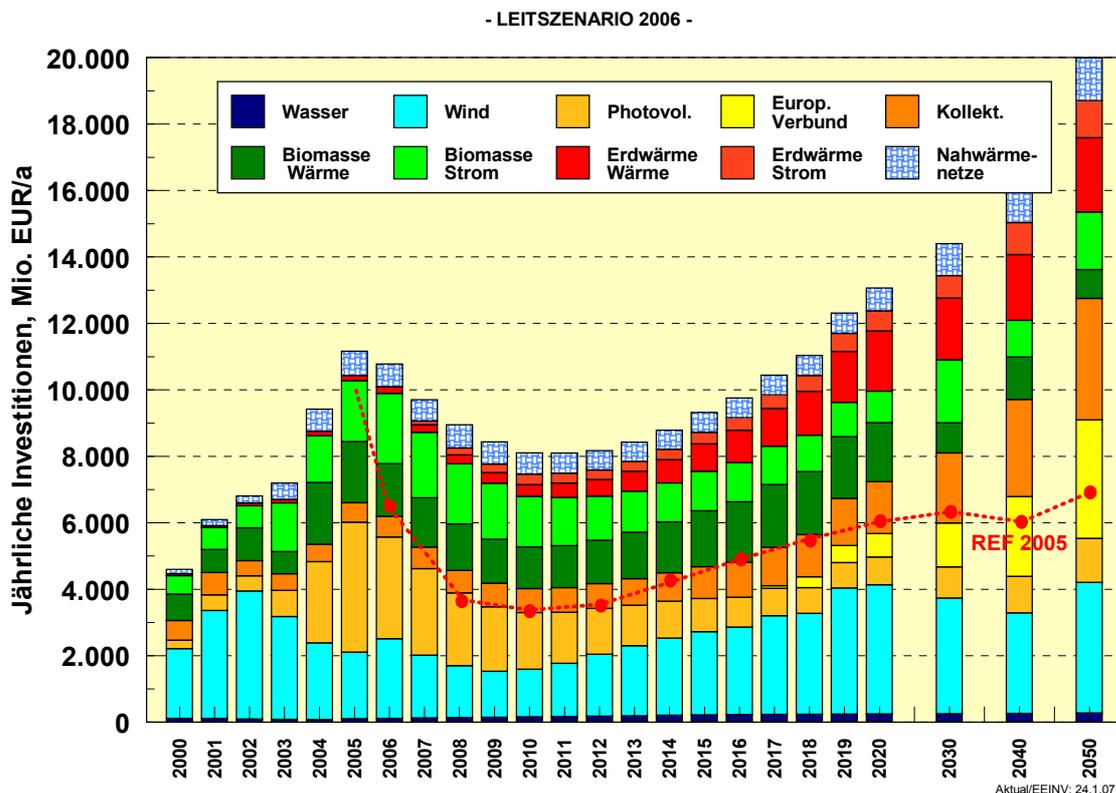


Abbildung 3.1: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2006 für den Strom- und Wärmesektor nach Technologien und Vergleich mit der entsprechenden Investitionssumme des Szenarios REF 2005 (gestrichelte rote Linie).

In den nächsten Jahren wird dieses inländische Investitionsvolumen infolge des Rückgangs des Zubaus an Windenergie eine leicht fallende Tendenz aufweisen. Es erreicht im Jahr 2011 ein Minimum von 8,2 Mrd. €/a, danach steigt es wieder deutlich infolge des stark wachsenden Ersatz- und Modernisierungsbedarfs. Im Jahr 2020 beträgt der Wert bereits 13,3

⁹ Der Wert unterscheidet sich aus Abgrenzungsgründen geringfügig von den Angaben der AGEE (2005: 10,1 Mrd. €/a)

Mrd. €/a. Mit dem weiter wachsenden Beitrag der EE an der Energieversorgung steigt auch das Investitionsvolumen stetig bis auf rund 20 Mrd. €/a im Jahr 2050. Für diesen längerfristigen Anstieg sind diejenigen Technologien verantwortlich, die derzeit noch kaum wirksam sind, also Kollektoren, Geothermie und der deutsche Anteil am Aufbau eines europäischen Stromverbunds für eine optimale EE-Stromversorgung. Die Investitionen in die Windenergie (einschließlich Off-shore-Nutzung) werden längerfristig etwa wieder den Umfang der Jahre 2002 und 2003 erreichen, also bei 4 Mrd. €/a liegen.

Die Darstellung macht nochmals deutlich, dass eine Entwicklung gemäß dem LEITSZENARIO 2006 das Minimum des zukünftig erforderlichen Ausbaus sein sollte, damit die jungen EE-Märkte die Möglichkeit zu ihrer weiteren Stabilisierung aufrechterhalten können und damit auch gleichzeitig ihre Chancen für den Aufbau von Exportmärkten sich weiter erhöhen. Eine Drosselung des Ausbaus der letzten Jahre, wie er z.B. im Szenario REF 2005 angenommen wurde, würde zu einem dramatischen Einbruch des Investitionsvolumens auf unter 4 Mrd. €/a führen, es würde auch langfristig kaum über 6 Mrd. €/a steigen. Mit einem derartigen Umsatz, der keine Aussicht auf ein weiteres Wachstum erkennen lässt, lassen sich kaum stabile Märkte aufrechterhalten.

3.2 Energiegestehungskosten erneuerbarer Energien

Ein wesentlicher Grund der staatlichen Förderung erneuerbarer Energien resultiert aus der Erkenntnis, dass neue Technologien meist beträchtliche Kostensenkungspotenziale besitzen. Diese können jedoch nicht ausschließlich durch F+E-Anstrengungen mobilisiert werden. Vielmehr gilt es ein dynamisches Marktwachstum zu stimulieren, damit die produktionsseitigen Lerneffekte unter realen Bedingungen, also durch ein ausreichend hohes Mengenwachstum, mobilisiert werden können. Da im Allgemeinen die anlegbaren Marktpreise die zukünftig niedrigen Gestehungskosten in der Gegenwart nicht honorieren, müssen politische Instrumente und Rahmenbedingungen zunächst dieses erforderliche Mengenwachstum der Technologien in Gang setzen. Die dazu aufzuwendenden „Vorleistungen“ der Volkswirtschaft tragen die Nutzer dieser Technologien, die dann auch später in den Genuss der niedrigeren Kosten und anderer Vorteile dieser Technologien kommen. Das EEG ist ein Beispiel für ein derartiges Instrument, das sich im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als äußerst erfolgreich erwiesen hat.

Im Berechnungsmodell ARES (Ausbau regenerativer Energiesysteme) werden dies technologiespezifischen Lerneffekte durch Lernkurven abgebildet, wobei die entsprechenden Lernfaktoren aus der (früheren) Entwicklung anderer Technologien, aber auch aus der teilweise schon über mehr als ein Jahrzehnt erfolgten Entwicklung der erneuerbaren Energien selbst abgeleitet werden (Beispiel in Abbildung 3.2). Die Kosten der Stromerzeugung aus Wind- und Fotovoltaikanlagen konnten so zwischen 1985 und 2005 auf rund ein Drittel gesenkt werden. Die Wärmegestehungskosten aus Kollektoren sanken „nur“ um etwa den Faktor Zwei, da hier bisher kein ähnlich wirksames Instrument wie das EEG das Marktwachstums stimuliert hat. Der Verlauf der Stromgestehungskosten der Windenergie zeigt auch, dass die Lernkurven nach einer rasanten Marktentwicklung allmählich abflachen, da ein Großteil der mobilisierbaren Kostendegressionen dann ausgeschöpft ist. Die Abbildung dieser dynamischen Entwicklung ist ein wesentlicher Bestandteil der Szenariengestaltung, da nur so realistische Erkenntnisse über die entsprechenden Vorleistungen, insbesondere aber auch über den „späteren“ ökonomischen Gewinn des Einsatzes der EE-Technologien gewonnen werden können.

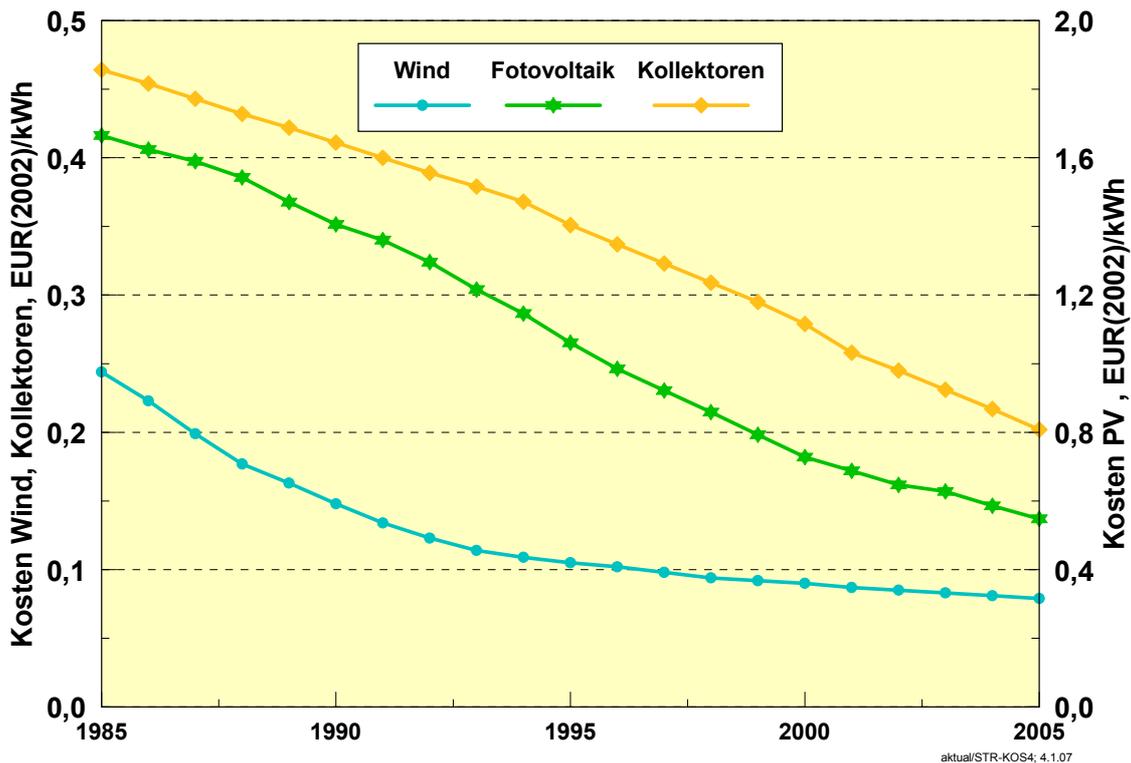


Abbildung 3.2: Historische Reduktion der Energiegestehungskosten von drei EE-Technologien (Windkraft, Fotovoltaik, Kollektoren) zwischen 1985 und 2005 (Reale Kosten, Geldwert 2002, realer Zinssatz 6%/a; gilt für alle weiteren Kostenangaben)

Der Ausbau gemäß dem LEITSZENARIO 2006 führt zu weiteren Kostensenkungen für die meisten EE-Technologien, insbesondere bei denjenigen, die noch am Beginn ihrer energie-wirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen. Für den Strombereich ist die entsprechende Entwicklung in Abbildung 3.3 dargestellt. Deutliche weitere Kostendegressionen zeigen die Fotovoltaik, die (Off-shore-) Windenergie und die Geothermie. Bei letzterer, wie auch bei den Technologien der Nutzung von Biomasse, die Strom und Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitstellen, werden die Stromgestehungskosten zusätzlich durch steigende Wärmegutschriften (entsprechend den in Abschnitt 3.3. erläuterten Energiepreispfaden) reduziert.¹⁰ Für die Biomasse ist zusätzlich die Kostenentwicklung der Brennstoffe von Bedeutung, die generell eine steigende Tendenz haben wird.

Für alle Technologien stellen sich längerfristig Gestehungskosten zwischen 4 und 6 cts/kWh_{el} ein. Lediglich die Fotovoltaik wird in mitteleuropäischen Breiten dann noch um 10 cts/kWh liegen. Eine Ausnahme stellt auch die Wasserkraft dar, bei der die Stromgestehungskosten neuer bzw. modernisierter Anlagen in Zukunft leicht steigen werden. Der Mittelwert der Kosten der im LEITSZENARIO 2006 installierten Neuanlagen lag in 2005 bei 10 cts/kWh (ohne Fotovoltaik bei 8,1 cts/kWh). Er wird kurzfristig bis etwa 2010 eine steigende Tendenz haben, wegen des derzeit deutlichen Wachstums der Fotovoltaik und von Biogasanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Wind-Offshore-Anlagen. Bis 2030 sinkt er dann kontinuierlich auf 6,1 cts/kWh bis 2030 und weiter bis 2050 auf 5,4 cts/kWh.

¹⁰ Die Kosten der Stromerzeugung aus geothermischen Quellen (HDR) würden wegen des geringen Wirkungsgrads der Stromerzeugung (10%) ohne Wärmegutschrift für Nahwärme auch längerfristig nicht unter 12 – 14 cts/kWh sinken. Eine Einbindung dieser Technik in Nahwärmnetze unter Nutzung eines Teils der Abwärme ist also unerlässlich. Generell sind die Kosten der geothermischen Stromerzeugung noch relativ unsicher.

- LEITSZENARIO 2006; Neuanlagen -

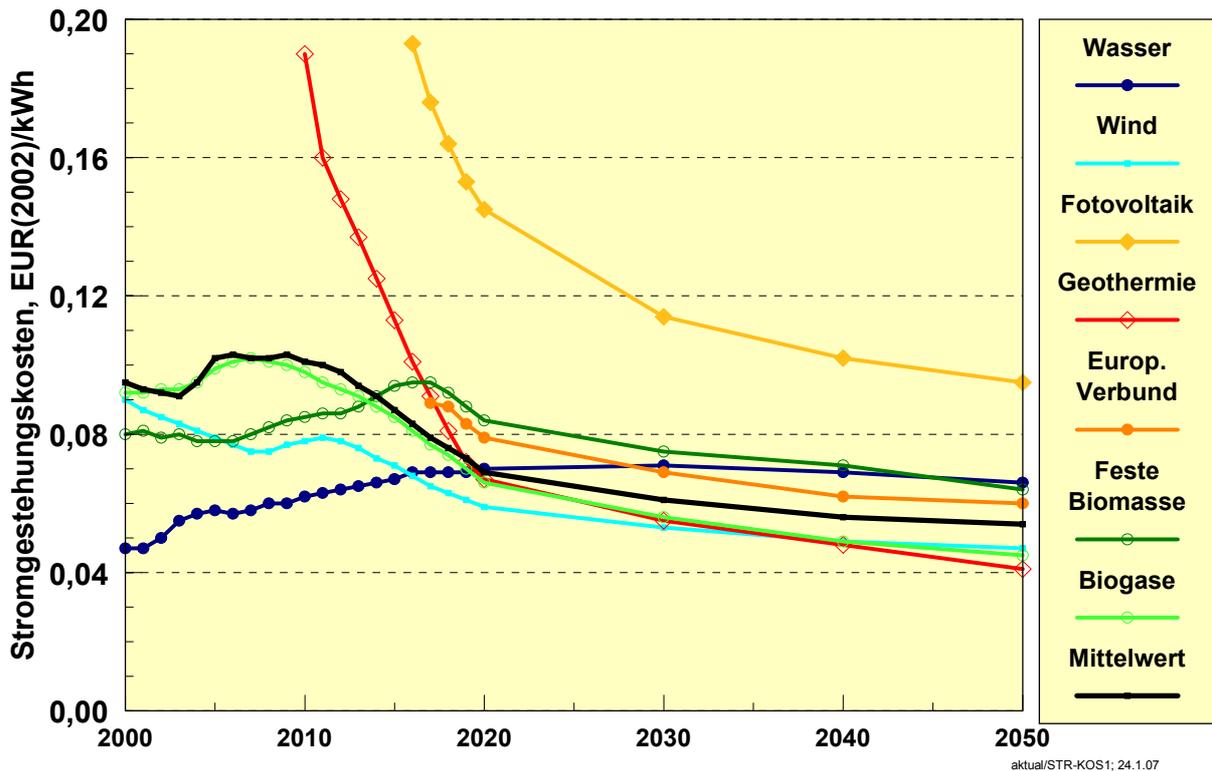


Abbildung 3.3: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im LEITSZENARIO 2006, (Geldwert 2002; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien)

Von entscheidender Bedeutung ist, dass diese Kostenentwicklung sehr stabil und langfristig kalkulierbar ist, da sie lediglich durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber so gut wie nicht durch sich verknappende Ressourcen oder geopolitisch kritische Entwicklungen beeinflusst wird. Unberechenbare Preissprünge, wie sie bei einer rohstoffbasierten Energieversorgung auftreten können, wenn sich Verknappungstendenzen bemerkbar machen, treten hierbei nicht auf. Dies ist für die erfolgreiche Entwicklung von Volkswirtschaften, insbesondere wenn sie sich, wie in Schwellen- und Entwicklungsländern noch in der Aufbauphase befinden, von nicht zu überschätzender Bedeutung. Aus energiepolitischer Sicht wesentlich ist auch, dass der Großteil der Kostensenkungen bis etwa 2020 erfolgt sein wird (Mittelwert der Gestehungskosten dann 6,9 cts/kWh, ohne Fotovoltaik 6,4 cts/kWh). Dies wird auch etwa der Zeitpunkt sein, nach dem eine zusätzliche Förderung der EE nicht mehr erforderlich sein wird.

In Abbildung 3.3 ist die Kostenentwicklung der jeweiligen Neuanlagen des betreffenden Jahres dargestellt worden. Von Interesse sind auch die Kosten des Gesamtbestands an Anlagen in einem bestimmten Jahr (Abbildung 3. 4). Für den Mittelwert des EE-Mixes sind in diese Kosten der Kostenkurve der Neuanlagen gegenübergestellt worden. Der große Anteil älterer größerer Wasserkraftanlagen mit günstigen Stromgestehungskosten um 3 cts/kWh führte noch um 2000 zu Kosten des EE-Gesamtbestands um 5 cts/kWh. Inzwischen liegt dieser Wert wegen des Hinzutretens teurerer EE-Neuanlagen bei rund 8 cts/kWh und steigt bis 2010 noch auf rund 9 cts/kWh. Nach 2016 werden die jeweiligen Neuanlagen kostengünstiger als der Gesamtbestand des betreffenden Jahres. Der Gesamtbestand folgt also danach der weiteren Kostensenkung der Neuanlagen. Mit geringer werdenden Lernfaktoren gleichen sich die beiden Kurven immer mehr an (Mix Neuanlagen in 2050 bei 5,4 cts/kWh; Mix Gesamtbestand bei 5,5 cts/kWh).

- LEITSZENARIO 2006 -

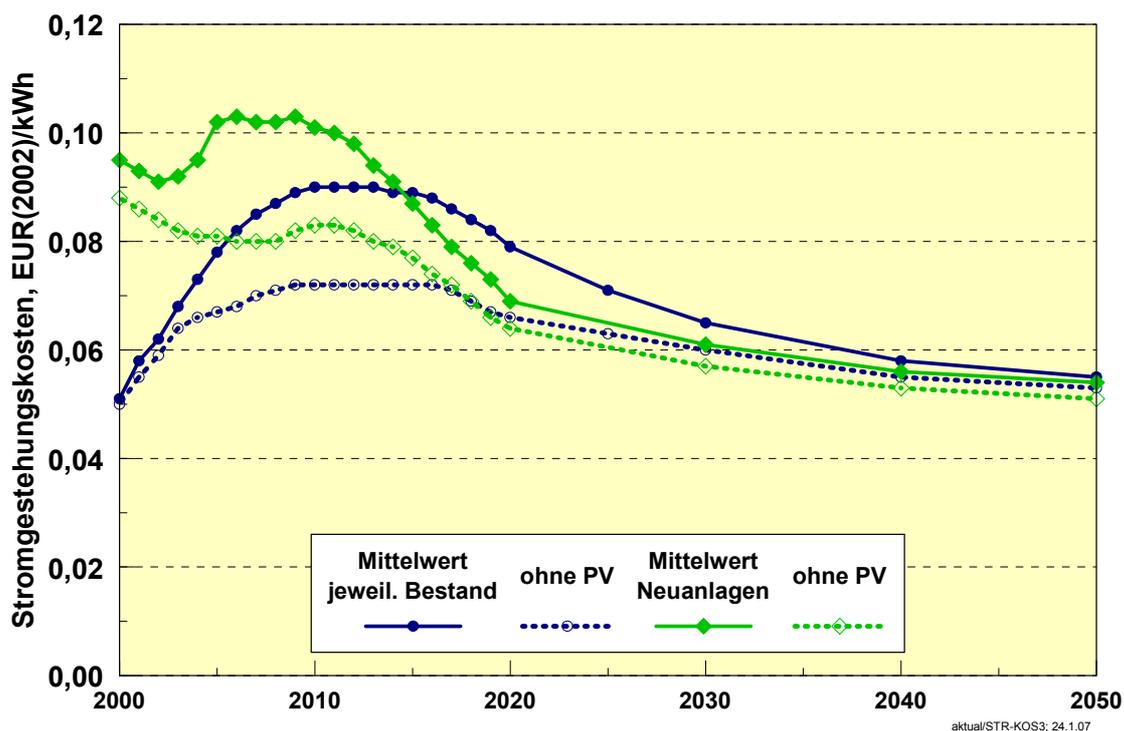


Abbildung 3. 4: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik).

Der Einfluss der noch relativ teuren Fotovoltaik auf die beiden Kostenverläufe wird durch die gestrichelten Kurven in Abbildung 3.4 sichtbar. Er ist mit rund 1,8 cts/kWh Kostenunterschied beim Mittelwert des Bestands und mit 2,3 cts/kWh beim Mittelwert der Neuanlagen in der Phase des starken Wachstums der Fotovoltaik nicht unerheblich. Mit zunehmender Kostenreduktion der Fotovoltaik verringert sich aber die Kostendifferenz deutlich und beträgt in 2030 nur noch 0,5 cts/kWh und in 2050 noch 0,3 cts/kWh. Ersichtlich ist, dass beim mittelfristigen Ausbau der Fotovoltaik sehr sorgfältig zwischen industrie- und exportpolitischen Gesichtspunkten (Aufbau industrieller Exportfähigkeit; Unterstützung der Mobilisierung weiterer Kostensenkungspotenziale) und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten (möglichst günstige Stromkosten des EE-Mixes) abgewogen werden muss.

Für die reine Wärmeerzeugung aus EE sind die Kostenentwicklungen in Abbildung 3.5 dargestellt. Die heute noch relativ kostspielige Wärme aus Kollektoren kann noch deutlich kostengünstiger werden, wenn zukünftig insbesondere größere Anlagen in Kombination mit Nahwärmenetzen und saisonalen Speichern in größerem Umfang Marktchancen erhalten. Auch Geothermiewärme, insbesondere hydrothermale Anlagen können noch kostengünstiger werden. Biomasseheizungen besitzen kaum Kostensenkungspotenziale. Weitere Fortschritte in der Technologie dürften weitgehend durch tendenziell steigende Brennstoffkosten kompensiert werden. Heizwerke sind einschließlich Netzverteilung etwas kostengünstiger als Einzelheizungen. Das langfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung aus EE liegt zwischen 7 und 9 cts/kWh_{th}

- LEITSZENARIO 2006 -

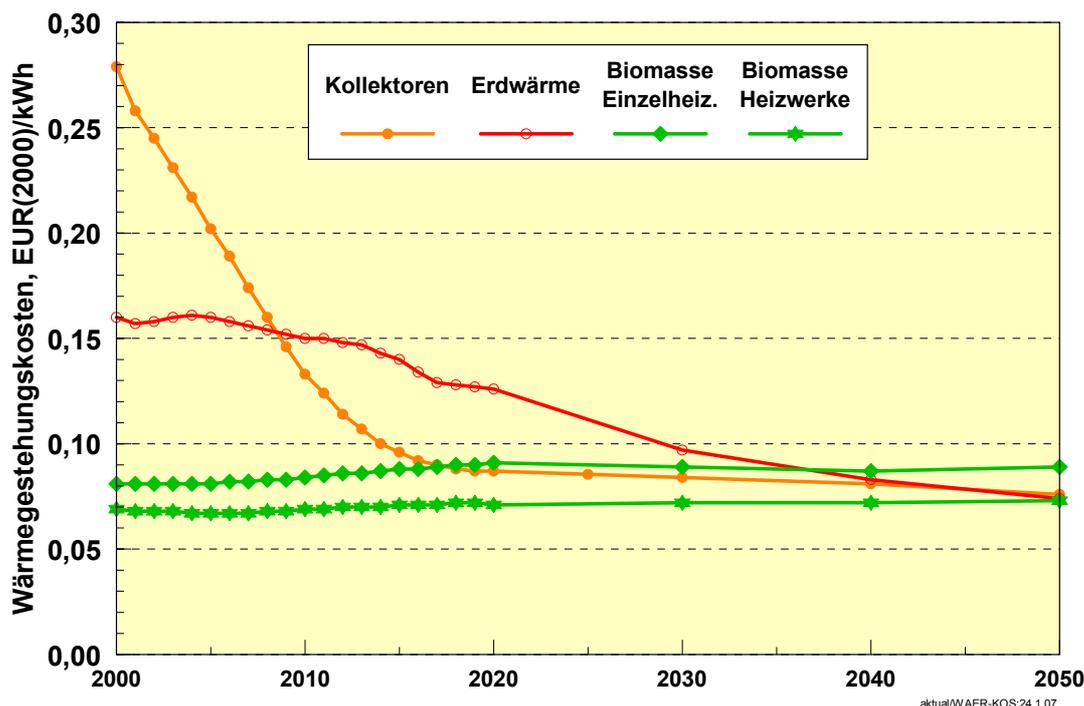


Abbildung 3.5: Kostenentwicklung von Kollektoren, Erdwärme, Biomasseeinzelheizungen und Biomasse-Heizwerken (jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien).

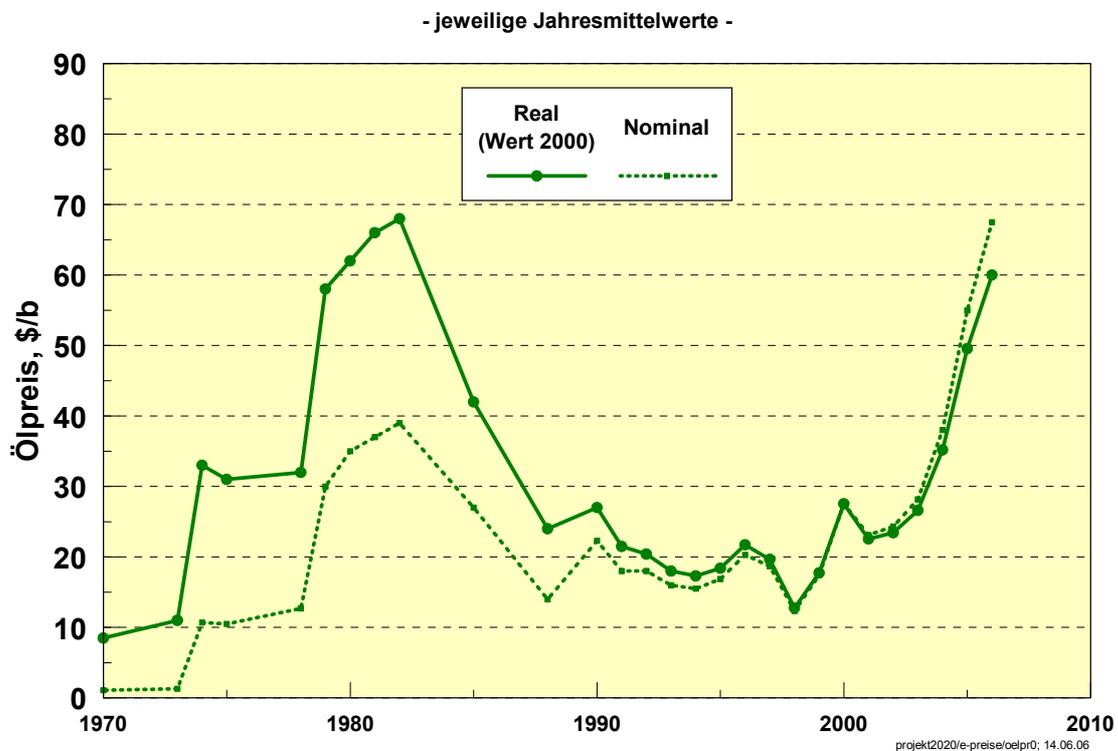
3.3 Ableitung zukünftiger Energiepreispfade

Über die ökonomischen Auswirkungen und längerfristigen Vorteile der Einführung von EE entscheidet wesentlich auch das zukünftige Kostenniveau der herkömmlichen Energieversorgung. In der Vergangenheit ist überwiegend von relativ niedrigen zukünftigen Energiepreissteigerungen fossiler Energien ausgegangen worden. Dies ist aber angesichts der starken Anstiege der letzten Jahre und der Unsicherheit der zukünftigen Versorgungssituation nicht mehr gerechtfertigt. Daher wird im Folgenden von einem relativ breiter Fächer zukünftiger Energiepreispfade ausgegangen. Das noch vor einigen Jahren übliche niedrige Niveau wird für Vergleichszwecke ebenfalls berücksichtigt. Ebenfalls werden mittel- bis langfristig stetig steigende CO₂-Preise unterstellt.

Die zeitliche Entwicklung des Ölpreises (Abbildung 3.6; Tabelle 3-1) zeigt, dass eine längere Phase sehr niedriger Preise seit etwa 2002 durch einen rasanten Anstieg in den letzten Jahren abgelöst wurde. Während der Rohölpreis zwischen 1990 und 2000 unter 20 \$/b lag, stieg er bis zum August 2006 auf Werte von 78 \$/b. Damit liegt der nominale Ölpreis deutlich über den bisherigen Spitzenwerten in den 80iger Jahren und erreichte sogar in realen Preisen mit 68 \$₂₀₀₀/b nahezu den bisherigen Spitzenwert des Jahres 1982. Der bis Nov. 2006 gebildete Jahresmittelwert 2006 lag bei 60 \$₂₀₀₀/bbl.

Zahlreiche Energiestudien der letzten Jahre (u. a. [EWI/Prognos 2005] und [BMU 2004]) haben für ihre Analysen zukünftige Preispfade unterstellt, die im Wesentlichen auf dieses langjährig niedrige Preisniveau aufgebaut haben. Diese Preispfade gingen deshalb für die mittelfristige Zukunft von relativ geringen Energiepreisanstiegen aus. Auch wenn auf mittlere Sicht ein gewisser Rückgang des Ölpreises nicht völlig auszuschließen ist – die Situation Ende der 80iger Jahre legt dies nahe – so ist die heutige Situation auf dem Energiemarkt doch deutlich

anders einzuschätzen. Während seinerzeit eine durch die OPEC-Staaten induzierte „künstliche“ Verknappung der Ölförderung den Ölpreis ansteigen ließ, muss heute von einer echten Verknappungssituation ausgegangen werden.



Quellen: Massarat 2002; BWA 2005; Tecson 2006;

Abbildung 3.6: Nominaler und realer (Preisbasis 2000) Verlauf des Rohölpreises seit 1970; (Mittelwert 2006 mit Monaten Jan. bis Nov. gebildet).

Steigender weltweiter Nachfrage, insbesondere der asiatischen Länder, steht eine zunehmende Verknappung des Angebots gegenüber. Verschärft wird die Situation durch eine akute Knappheit bei Rohölverarbeitungskapazitäten. Weiterhin wird das Maximum der weltweiten Ölförderung von zahlreichen Experten in den nächsten 10 – 15 Jahren erwartet. Hinzu kommen die regional sehr einseitige Ressourcensituation und die damit verknüpften wachsende Einflussmöglichkeiten weniger Staaten auf den Weltölmarkt. Bereits die heutige Situation führt zu weiteren „Risikoaufschlägen“ auf den Ölpreis. Krisensituationen, wie der jüngste Konflikt im Libanon, verstärken diesen Effekt. Zumindest ein Verharren auf dem derzeitigen Preisniveau, eher jedoch ein weiterer Anstieg des Ölpreises, und in seinem Gefolge der anderen Energieträger, sind sehr viel wahrscheinlichere Entwicklungen als ein Wiederholung der Entwicklung der 80iger Jahre.

Die im Folgenden vorgestellten Energiepreispfade berücksichtigen diese Rahmenbedingungen. Es werden drei Preispfade definiert:

- Preisfad A „Niedriges Niveau“
- Preisfad B: „Mäßiger Anstieg“
- Preisfad C: „Deutlicher Anstieg“

Tabelle 3-1: Importpreise und Verbraucherpreise - Entwicklung 1995 bis 2005

Preise 1995 - 2005											
nach BMWi 2005; aktuelle Statistiken											
Importpreise für Primärenergieträger (ohne Abgaben u. Steuern)											
REAL 2000	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Rohöl fob in \$2000/b	18,41	21,73	19,66	12,76	17,74	27,55	22,54	23,45	26,61	35,19	49,55
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,34	2,91	3,11	2,10	2,95	5,43	4,76	4,44	4,36	5,41	7,39
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	98,0	122,0	130,1	88,0	123,4	227,3	199,2	185,9	182,4	226,5	309,5
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,00	2,11	2,54	1,99	1,62	2,88	3,73	3,15	3,28	3,15	3,88
Erdgas Importpreis in cts ₂₀₀₀ /kWh	0,72	0,76	0,91	0,72	0,58	1,04	1,34	1,13	1,18	1,14	1,40
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	1,43	1,30	1,48	1,31	1,18	1,42	1,80	1,48	1,30	1,76	1,87
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	41,9	38,2	43,3	38,4	34,5	41,6	52,7	43,3	38,1	51,5	54,8
NOMINAL											
Rohöl fob in \$/b	16,88	20,29	18,68	12,34	17,45	27,55	23,10	24,32	28,18	38,00	55,00
Rohöl Importpreis in €/GJ	2,27	2,84	3,05	2,08	2,93	5,43	4,82	4,57	4,54	5,71	7,90
Rohöl Importpreis in €/t	94,9	119,0	127,7	86,9	122,7	227,3	201,8	191,3	190,1	239,1	330,8
Erdgas Importpreis in €/GJ	1,94	2,06	2,49	1,97	1,61	2,88	3,78	3,24	3,42	3,33	4,15
Erdgas Importpreis in cts/kWh	0,70	0,74	0,90	0,71	0,58	1,04	1,36	1,17	1,23	1,20	1,49
Steinkohle Importpreis in €/GJ	1,39	1,27	1,45	1,30	1,17	1,42	1,82	1,52	1,36	1,85	2,00
Steinkohle Importpreis in €/t	40,6	37,2	42,5	38,0	34,3	41,6	53,3	44,5	39,7	54,3	58,6
NOMINAL/REAL für \$	0,917	0,934	0,950	0,967	0,983	1,000	1,025	1,037	1,059	1,080	1,110
NOMINAL/REAL für EURO	0,969	0,975	0,981	0,988	0,994	1,000	1,013	1,029	1,042	1,056	1,069
Preisentwicklung der Endenergieträger nach Verbrauchergruppen											
NOMINAL, nach BMWi/EWI	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Großhandelspreise (ohne MWSt., mit Steuern)											
Heizöl leicht in €/t	205,1	235,0	237,0	207,0	250,0	381,5	359,4	328,4	333,0	454,0	496,9
Heizöl schwer in €/t	106,8	117,6	118,8	100,0	117,9	188,9	168,6	184,4	187,3	253,0	267,2
Erdgas (Industrie) in cts/kWh	1,20	1,25	1,37	1,29	1,22	1,71	2,14	1,90	2,25	2,27	2,35
Steinkohle (Industrie), €/t	41,60	38,00	43,00	39,00	35,00	42,66	54,20	46,30	38,50	55,00	66,26
Haushalte (mit MWSt.)											
Heizöl leicht in cts/l	21,94	25,92	26,57	22,10	26,52	40,82	38,45	35,14	36,20	46,44	56,6
Erdgas in cts/kWh	3,11	3,03	3,18	3,20	3,08	3,66	4,57	4,27	4,88	5,32	5,50
Benzin €/l	0,77	0,80	0,83	0,79	0,84	0,99	1,00	1,03	1,07	1,25	1,39
Diesel €/l	0,58	0,62	0,64	0,59	0,64	0,80	0,82	0,84	0,89	1,10	1,23
REAL 2000											
Großhandelspreise (ohne MWSt., mit Steuern)											
Heizöl leicht in € ₂₀₀₀ /t	211,7	241,0	241,5	209,6	251,6	381,5	354,8	319,1	319,6	430,1	465,0
Heizöl schwer in € ₂₀₀₀ /t	110,2	120,6	121,1	101,3	118,6	188,9	166,4	179,2	179,8	239,7	250,0
Erdgas (Industrie) in cts ₂₀₀₀ /kWh	1,24	1,28	1,40	1,31	1,23	1,71	2,11	1,85	2,16	2,15	2,20
Steinkohle (Industrie), € ₂₀₀₀ /t	42,93	38,97	43,81	39,49	35,22	42,66	53,50	45,00	36,95	52,11	62,00
Haushalte (mit MWSt.)											
Heizöl leicht in cts ₂₀₀₀ /l	22,64	26,58	27,07	22,38	26,69	40,82	37,96	34,15	34,74	44,00	53,00
Erdgas in cts ₂₀₀₀ /kWh	3,21	3,11	3,24	3,24	3,10	3,66	4,51	4,15	4,68	5,04	5,15
Benzin € ₂₀₀₀ /l	0,79	0,82	0,85	0,80	0,85	0,99	0,99	1,00	1,03	1,18	1,30
Diesel € ₂₀₀₀ /l	0,60	0,64	0,65	0,60	0,64	0,80	0,81	0,82	0,85	1,04	1,15

Der Preispfad A „Niedriges Niveau“ (Tabelle 3-2) ist aus [EWI/Prognos 2005] abgeleitet und wurde bis 2050 fortgeschrieben. Ursprüngliche Ausgangsbasis war das Jahr 2002. Bis 2010 gehen die Energiepreise deshalb gegenüber dem derzeitigen Niveau zurück (bei Öl besonders deutlich). Auch mittelfristig steigen sie relativ gering. Im Jahr 2030 ist das Energiepreisniveau deshalb kaum höher als heute, bei Öl sogar niedriger. So liegt der Ölpreis im Jahr 2030 bei 37 \$₂₀₀₀/b und erreicht erst in 2050 etwa wieder das Niveau des Jahres 2005 mit 50 \$₂₀₀₀/b.

Tabelle 3-2: Preispfad A „Niedriges Niveau“ : Reale und nominale Importpreise ohne und mit CO₂-Aufschlag.

Preisfad A: Niedrigniveau											
nach EWI/Prognos 2005; Werte 2040, 2050 extrapoliert; Werte 2010 angepasst											
Entwicklung der Importpreise für Primärenergieträger (ohne Abgaben u. Steuern; ohne CO ₂ -Aufschlag)											
(Vergangenheitswerte 1995, 2000, 2001 und 2002 nach BMWi)											
	1995	2000	2001	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050	Verhät. 2050/05
REAL 2000											
Rohöl fob in \$2000/b	18,41	27,55	22,54	23,45	49,55	30,0	32,0	37,0	43,0	50,0	1,01
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,34	5,43	4,76	4,44	7,39	5,3	5,62	6,45	7,58	8,85	1,20
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	98,0	227,3	199,2	185,9	309,5	221,9	235,3	270,0	317,4	370,5	
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,00	2,88	3,73	3,15	3,84	3,45	3,55	3,98	4,68	5,50	1,43
Erdgas Importpreis in cts ₂₀₀₀ /kWh	0,72	1,04	1,34	1,13	1,38	1,24	1,28	1,43	1,68	1,98	
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	1,43	1,42	1,80	1,48	1,87	1,62	1,64	1,71	1,85	2,10	1,12
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	41,9	41,6	52,7	43,3	54,8	47,5	48,1	50,0	54,2	61,5	
Braunkohle (KW), € ₂₀₀₀ /GJ		0,95	0,96	0,97	0,98	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,92
NOMINAL											
Rohöl fob in \$/b	16,88	27,55	23,10	24,32	55,00	36,42	45,98	63,01	86,00	112,50	2,05
Rohöl Importpreis in €/GJ	2,27	5,43	4,82	4,57	7,90	6,02	7,58	10,35	14,02	18,14	2,30
Rohöl Importpreis in €/t	94,9	227,3	201,8	191,3	330,8	251,9	317,4	433,2	587,1	759,6	
Erdgas Importpreis in €/GJ	1,94	2,88	3,78	3,24	4,10	3,92	4,79	6,38	8,66	11,28	2,75
Erdgas Importpreis in cts/kWh	0,70	1,04	1,36	1,17	1,48	1,41	1,72	2,30	3,12	4,06	
Steinkohle Importpreis in €/GJ	1,39	1,42	1,82	1,52	2,00	1,84	2,21	2,73	3,42	4,31	2,15
Steinkohle Importpreis in €/t	40,6	41,6	53,3	44,5	58,6	53,9	64,8	80,2	100,3	126,2	
NOMINAL/REAL für \$	0,917	1,000	1,025	1,037	1,110	1,214	1,437	1,703	2,000	2,250	
NOMINAL/REAL für EURO (nach EWI/Prognos 2005)	0,969	1,000	1,013	1,029	1,069	1,135	1,349	1,604	1,850	2,050	
CO₂ - Aufschläge €/t					0	5,0	10,0	15,0	20,0	22,5	
Steinkohle, €/GJ						0,460	0,920	1,380	1,840	2,070	
Erdgas, €/GJ						0,281	0,562	0,843	1,124	1,265	
Braunkohle, €/GJ						0,556	1,112	1,668	2,224	2,502	
Mineralöl, €/GJ						0,373	0,745	1,118	1,490	1,676	
Grenzübergangspreise einschl. CO₂-Aufschlag											
REAL 2000					2005	2010	2020	2030	2040	2050	
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					7,39	5,67	6,37	7,57	9,07	10,53	1,42
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					3,84	3,73	4,11	4,82	5,80	6,76	1,76
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					1,87	2,08	2,56	3,09	3,69	4,17	2,23
Braunkohle (KW), € ₂₀₀₀ /GJ					0,98	1,46	2,01	2,57	3,12	3,40	3,47

Die zukünftige Kostenbelastung durch CO₂-Zertifikate wird in Form von Aufschlägen auf die fossilen Energieträger umgelegt. Nach [EWI/Prognos 2005] sind dies ebenfalls nur moderate Aufschläge von 5 €/t (2010); 10 €/t (2020) und 15 €/t (2030). Diese Werte werden mit 20 €/t für 2040 und 22,5 €/t für 2050 fortgeschrieben. Vor allem dieser CO₂-Aufschlag führt längerfristig zu leichteren Preisanstiegen. Die Wirkung der jeweiligen CO₂-Aufschläge in diesem und den weiteren Preispfaden zeigt Tabelle 3-3. Die Umlage der CO₂-Aufschläge auf alle Energiepreise entspricht einer vollständigen Auktionierung der Zertifikate, d. h. es wird davon ausgegangen, dass sich nach 2012 Klimaschutzmassnahmen in einem für alle Energieverbraucher wirksamen und fairen Zertifikatshandel niederschlagen.

Tabelle 3-3: Wirkung der CO₂ – Aufschläge in den drei Preispfaden

Wirkung von CO ₂ - Aufschlägen				2010	2020	2030	2040	2050
				CO ₂ -Faktoren				
CO₂ - Aufschläge €/t (Pfad A)	t CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /kWh		5,0	10,0	15,0	20,0	22,5
Steinkohle, €/GJ	0,0920	0,331		0,460	0,920	1,380	1,840	2,070
Erdgas, €/GJ	0,0562	0,202		0,281	0,562	0,843	1,124	1,265
Braunkohle, €/GJ	0,1112	0,400		0,556	1,112	1,668	2,224	2,502
Mineralöl, €/GJ	0,0745	0,268		0,373	0,745	1,118	1,490	1,676
				7,5	15,0	22,5	30,0	35,0
CO₂ - Aufschläge €/t (Pfad B)	t CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /kWh						
Steinkohle, €/GJ	0,0920	0,331		0,690	1,380	2,070	2,760	3,220
Erdgas, €/GJ	0,0562	0,202		0,422	0,843	1,265	1,686	1,967
Braunkohle, €/GJ	0,1112	0,400		0,834	1,668	2,502	3,336	3,892
Mineralöl, €/GJ	0,0745	0,268		0,559	1,118	1,676	2,235	2,608
Differenz Pfad B - Pfad A				2,5	5,0	7,5	10,0	12,5
Steinkohle, €/GJ				0,230	0,460	0,690	0,920	1,150
Erdgas, €/GJ				0,141	0,281	0,422	0,562	0,703
Braunkohle, €/GJ				0,278	0,556	0,834	1,112	1,390
Mineralöl, €/GJ				0,186	0,373	0,559	0,745	0,931
				10,0	20,0	30,0	40,0	50,0
CO₂ - Aufschläge €/t (Pfad C)	t CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /kWh						
Steinkohle, €/GJ	0,0920	0,331		0,920	1,840	2,760	3,680	4,600
Erdgas, €/GJ	0,0562	0,202		0,562	1,124	1,686	2,248	2,810
Braunkohle, €/GJ	0,1112	0,400		1,112	2,224	3,336	4,448	5,560
Mineralöl, €/GJ	0,0745	0,268		0,745	1,490	2,235	2,980	3,725
Differenz Pfad C - Pfad A				5,0	10,0	15,0	20,0	27,5
Steinkohle, €/GJ				0,460	0,920	1,380	1,840	2,530
Erdgas, €/GJ				0,281	0,562	0,843	1,124	1,546
Braunkohle, €/GJ				0,556	1,112	1,668	2,224	3,058
Mineralöl, €/GJ				0,373	0,745	1,118	1,490	2,049

Der **Preispfad B: „Mäßiger Anstieg“** (Tabelle 3-4) baut auf der bereits in [BMU 2004] benutzten „oberen“ Variante auf, geht aber vom Energiepreisniveau der Jahre 2004/2005 aus. Die Preise steigen, ausgehend von diesem Niveau, in eher mäßigem Ausmaß. So liegt der Ölpreis im Jahr 2020 bei 60 \$₂₀₀₀/b (nominal ca. 85 \$/b) und steigt bis 2050 lediglich auf 72 \$₂₀₀₀/b. Dieser Preispfad wird als **Untergrenze** des zukünftig wahrscheinlichen Anstiegs angesehen. Der zukünftige CO₂-Aufschlag wird höher angesetzt als in Preispfad A, hält sich aber mit 7,5 €/t CO₂ (2010), 15 €/t (2020), 22,5 €/t (2030), 30 €/t (2040) und 35 €/t (2050) ebenfalls im unteren Bereich der längerfristig diskutierten Zertifikatspreise.

Die in der „Ölpreisvariante“ [EWI/Prognos 2006] angenommen Preisentwicklung, die zur Erstellung der Referenzprognose REF 2006 benutzt wurde, nähert sich mit 60 \$₂₀₀₀/b in 2030 diesem Preispfad bereits deutlich an.

Der **Preispfad C: „Deutlicher Anstieg“** (Tabelle 3-5) geht von einem weiteren deutlichen Preisanstieg aus, der sich erst längerfristig allmählich abflacht. Er kann als **Obergrenze** des zukünftig zu erwartenden Anstiegs bezeichnet werden und ist mit den Hochpreispfaden aktueller Untersuchungen [EIA 2006; laufendes Vorhaben DIW, Öko-Institut, KFA Jülich für das UBA) vergleichbar. Der Ölpreis liegt hier im Jahr 2020 bei 75 \$₂₀₀₀/b (nominal ca. 105 \$/b) und steigt bis 2050 auf 100 \$₂₀₀₀/b. Auch der CO₂-Aufschlag wird noch angehoben und zwar auf 10 €/t CO₂ (2010), 20 €/t (2020), 30 €/t (2030), 40 €/t (2040) und 50 €/t (2050).

Mit den Preispfaden B und C soll für die vorliegende Untersuchung der Korridor zukünftig zu erwartender Energiepreise eingegrenzt werden. Der Preispfad A tritt „nachrichtlich“ hinzu. Durch den mit ihm dargestellten Extremfall zukünftig real nahezu konstanter Energiepreise auf niedrigem Niveau kann die Wirkung sich zukünftig deutlich verändernder Energiepreise besonders gut veranschaulicht werden.

Tabelle 3-4: Preisfad B „Mäßiger Anstieg“: Reale und nominale Importpreise ohne und mit CO₂-Aufschlag.

Preisfad B: Mäßiger Anstieg											
eigene Berechnungen in Anlehnung an BMU 2004											
Entwicklung der Importpreise für Primärenergieträger (ohne Abgaben u. Steuern; ohne CO ₂ -Aufschlag)											
(Vergangenheitswerte 1995, 2000, 2001 und 2002 nach BMWi)											
REAL 2000	1995	2000	2001	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050	Verhält. 2050/05
Rohöl fob in \$2000/b	18,41	27,55	22,54	23,45	49,55	53,0	60,0	64,8	68,0	72,0	1,45
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,34	5,43	4,76	4,44	7,39	8,2	9,7	10,7	11,5	12,3	1,66
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	98,0	227,3	199,2	185,9	309,5	343,3	406,1	448,0	481,5	515,0	
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,00	2,88	3,73	3,15	3,84	4,5	5,20	6,15	7,15	8,20	2,14
Erdgas Importpreis in cts ₂₀₀₀ /kWh	0,72	1,04	1,34	1,13	1,38	1,62	1,87	2,21	2,57	2,95	
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	1,43	1,42	1,80	1,48	1,87	2,02	2,12	2,31	2,52	2,78	1,49
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	41,9	41,6	52,7	43,3	54,8	59,2	62,1	67,7	73,9	81,5	
Braunkohle, € ₂₀₀₀ /GJ		0,95	0,96	0,97	0,98	1,03	1,10	1,16	1,21	1,25	1,28
NOMINAL											
Rohöl fob in \$/b	16,88	27,55	23,10	24,32	55,00	64,34	86,22	110,35	136,00	162,00	2,95
Rohöl Importpreis in €/GJ	2,27	5,43	4,82	4,57	7,90	9,31	13,09	17,16	21,28	25,22	3,19
Rohöl Importpreis in €/t	94,9	227,3	201,8	191,3	330,8	389,7	547,9	718,6	890,7	1055,7	
Erdgas Importpreis in €/GJ	1,94	2,88	3,78	3,24	4,10	5,11	7,01	9,86	13,23	16,81	4,10
Erdgas Importpreis in cts/kWh	0,70	1,04	1,36	1,17	1,48	1,84	2,53	3,55	4,76	6,05	
Steinkohle Importpreis in €/GJ	1,39	1,42	1,82	1,52	2,00	2,29	2,86	3,71	4,66	5,70	2,85
Steinkohle Importpreis in €/t	40,6	41,6	53,3	44,5	58,6	67,2	83,8	108,6	136,6	167,0	
NOMINAL/REAL für \$	0,917	1,000	1,025	1,037	1,110	1,214	1,437	1,703	2,000	2,250	
NOMINAL/REAL für EURO	0,969	1,000	1,013	1,029	1,069	1,135	1,349	1,604	1,850	2,050	
CO₂ - Aufschläge €/t					0	7,5	15,0	22,5	30,0	35,0	
Steinkohle, €/GJ						0,690	1,380	2,070	2,760	3,220	
Erdgas, €/GJ						0,422	0,843	1,265	1,686	1,967	
Braunkohle, €/GJ						0,834	1,668	2,502	3,336	3,892	
Mineralöl, €/GJ						0,559	1,118	1,676	2,235	2,608	
Grenzübergangspreise einschl. CO₂-Aufschlag											
REAL 2000					2005	2010	2020	2030	2040	2050	
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					7,39	8,76	10,82	12,38	13,74	14,91	2,02
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					3,84	4,92	6,04	7,41	8,84	10,17	2,65
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					1,87	2,71	3,50	4,38	5,28	6,00	3,21
Braunkohle (KW), € ₂₀₀₀ /GJ					0,98	1,86	2,77	3,66	4,55	5,14	5,25

Am Beispiel der Entwicklung des Rohölpreises (jeweilige Jahresmittelwerte) werden in Abbildung 3.7 die drei Energiepreispfade gegenübergestellt. Ebenfalls ist die Ölpreisvariante [EWI/Prognos 2006] eingetragen. Ersichtlich ist, dass die drei Pfade offensichtlich die gesamte derzeit diskutierte Bandbreite zukünftiger Energiepreisentwicklungen abdecken. Damit kann dargestellt werden, in welchem Ausmaß diese Annahmen in die Beurteilung einer Ausbastrategie für erneuerbare Energien (und Effizienzsteigerungen) eingehen. Der Autor betont jedoch, dass er dem Preisfad A nur noch ein „historisches“ Interesse zubilligt, an dem demonstriert werden kann, wie stark eine unterschätzte dynamische Entwicklung von wesentlichen Parametern zu Fehlschlüssen in der Beurteilung einer erst in der mittelfristigen Zukunft wirksam werdenden Ausbastrategie führen kann. Erfreulicherweise beschleunigen sich in letzter Zeit jedoch die Anpassungsprozesse in den so genannten Referenzentwicklungen, wie am Beispiel der Ölpreisvariante 2006 ersichtlich ist. Dadurch wird eine realistischere Beurteilung des ökonomischen Nutzens energietechnischer Zukunftsoptionen erleichtert.

Tabelle 3-5: Preispfad C „Deutlicher Anstieg“ : Reale und nominale Importpreise ohne und mit CO₂-Aufschlag.

Preispfad C: Deutlicher Anstieg											
eigene Berechnungen in Anlehnung an BMU 2004											
Entwicklung der Importpreise für Primärenergieträger (ohne Abgaben u. Steuern; ohne CO₂-Aufschlag)											
(Vergangenheitswerte 1995,2000, 2001 und 2002 nach BMWi)											
REAL 2000	1995	2000	2001	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050	Verhält. 2050/05
Rohöl fob in \$2000/b	18,41	27,55	22,54	23,45	49,55	62,0	75,0	85,0	93,0	100,0	2,02
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,34	5,43	4,76	4,44	7,39	9,7	12,3	14,0	15,5	16,9	2,29
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	98,0	227,3	199,2	185,9	309,5	406,1	515,0	586,2	649,0	707,6	
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	2,00	2,88	3,73	3,15	3,84	5,3	6,70	8,10	9,60	11,00	2,87
Erdgas Importpreis in cts ₂₀₀₀ /kWh	0,72	1,04	1,34	1,13	1,38	1,91	2,41	2,92	3,46	3,96	
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ	1,43	1,42	1,80	1,48	1,87	2,20	2,45	2,70	2,95	3,20	1,71
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /t	41,9	41,6	52,7	43,3	54,8	64,5	71,8	79,1	86,5	93,8	
Braunkohle, € ₂₀₀₀ /GJ		0,95	0,96	0,97	0,98	1,04	1,14	1,21	1,27	1,32	1,35
NOMINAL											
Rohöl fob in \$/b	16,88	27,55	23,10	24,32	55,00	75,27	107,78	144,76	186,00	225,00	4,09
Rohöl Importpreis in €/GJ	2,27	5,43	4,82	4,57	7,90	11,01	16,59	22,46	28,68	34,65	4,39
Rohöl Importpreis in €/t	94,9	227,3	201,8	191,3	330,8	460,9	694,7	940,2	1200,6	1450,5	
Erdgas Importpreis in €/GJ	1,94	2,88	3,78	3,24	4,10	6,02	9,04	12,99	17,76	22,55	5,50
Erdgas Importpreis in cts/kWh	0,70	1,04	1,36	1,17	1,48	2,17	3,25	4,68	6,39	8,12	
Steinkohle Importpreis in €/GJ	1,39	1,42	1,82	1,52	2,00	2,50	3,31	4,33	5,46	6,56	3,28
Steinkohle Importpreis in €/t	40,6	41,6	53,3	44,5	58,6	73,2	96,9	126,9	159,9	192,3	
NOMINAL/REAL für \$	0,917	1,000	1,025	1,037	1,110	1,214	1,437	1,703	2,000	2,250	
NOMINAL/REAL für EURO	0,969	1,000	1,013	1,029	1,069	1,135	1,349	1,604	1,850	2,050	
CO₂ - Aufschläge €/t					0	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	
Steinkohle, €/GJ						0,920	1,840	2,760	3,680	4,600	
Erdgas, €/GJ						0,562	1,124	1,686	2,248	2,810	
Braunkohle, €/GJ						1,112	2,224	3,336	4,448	5,560	
Heizöl S, €/GJ						0,745	1,490	2,235	2,980	3,725	
Grenzübergangspreise einschl. CO₂-Aufschlag											
REAL 2000					2005	2010	2020	2030	2040	2050	
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					7,39	10,45	13,79	16,24	18,48	20,63	2,79
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					3,84	5,86	7,82	9,79	11,85	13,81	3,60
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₀ /GJ					1,87	3,12	4,29	5,46	6,63	7,80	4,17
Braunkohle (KW), € ₂₀₀₀ /GJ					0,98	2,15	3,36	4,55	5,72	6,88	7,02

Die aus den jeweiligen Preispfaden resultierenden Grenzübergangspreise für Mineralöl, Erdgas und Steinkohle **ohne** CO₂-Aufschlag sind in Abbildung 3.8 zusammengestellt. Diejenigen **mit** den entsprechenden CO₂-Aufschlägen zeigt Abbildung 3.9. Während bei den Preisanstiegen von Öl und Erdgas der Preisanstieg infolge Nachfragesteigerung und Ressourcenverknappung stärker als der über den CO₂-Aufschlag wirksam werdende Klimaschutz wirkt, resultiert der Preisanstieg bei Steinkohle überwiegend aus letzterer Komponente.

In Tabelle 3-6 und in Abbildung 3.10 sind die für die Kraftwerke aus den Preispfaden resultierenden Brennstoffpreise zusammengefasst. Diese stellen die Basis für die Ermittlung der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke dar. Sie haben damit auch unmittelbar Rückwirkung auf die anlegbaren Stromkosten und die vom EEG hervorgerufenen Differenzkosten. Auch hier wird deutlich, dass die Annahme bestimmter Klimaschutzmaßnahmen, ausgedrückt durch die genannten CO₂-Aufschläge, von enormem Einfluss insbesondere auf die Preisentwicklung der Kohlepreise sein wird. Vor allem ist Braunkohle betroffen, deren Brennstoffpreise ansonsten kaum steigen würden. Derart hohe Kohlepreise sind u. a. auch eine Voraussetzung dafür, dass CO₂-arme Kraftwerke mit CCS –Technologie überhaupt Marktchancen haben, sofern sich die Technologie der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid als machbar erweist.

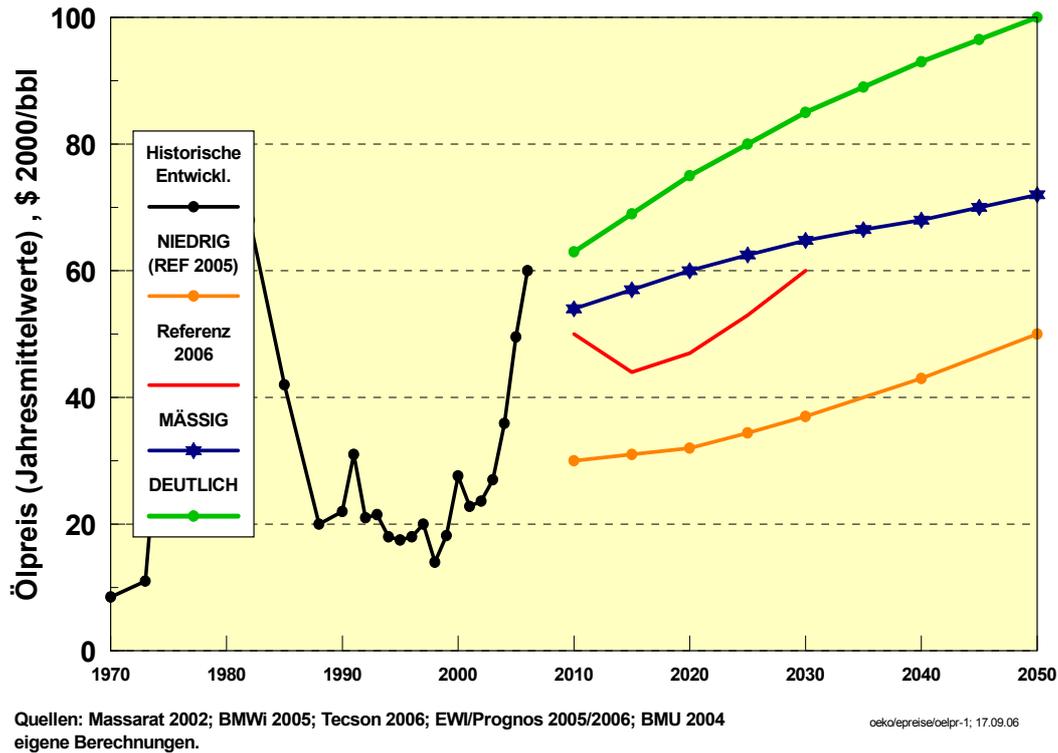


Abbildung 3.7: Gegenüberstellung der drei Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises (\$₂₀₀₀/bbl) einschließlich der Ölpreisvariante (REF 2006) nach EW/Prognos 2006.

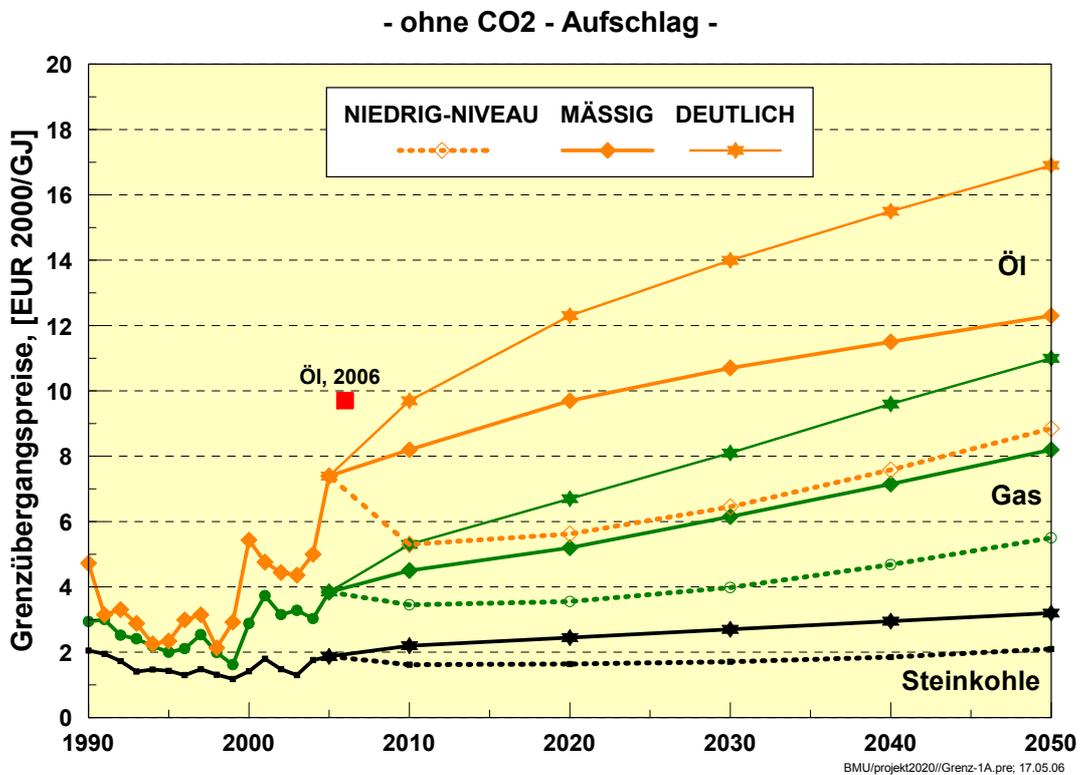


Abbildung 3.8: Grenzübergangpreise für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (ohne CO₂-Aufschlag). Für Steinkohle sind nur die Pfade A und C eingetragen

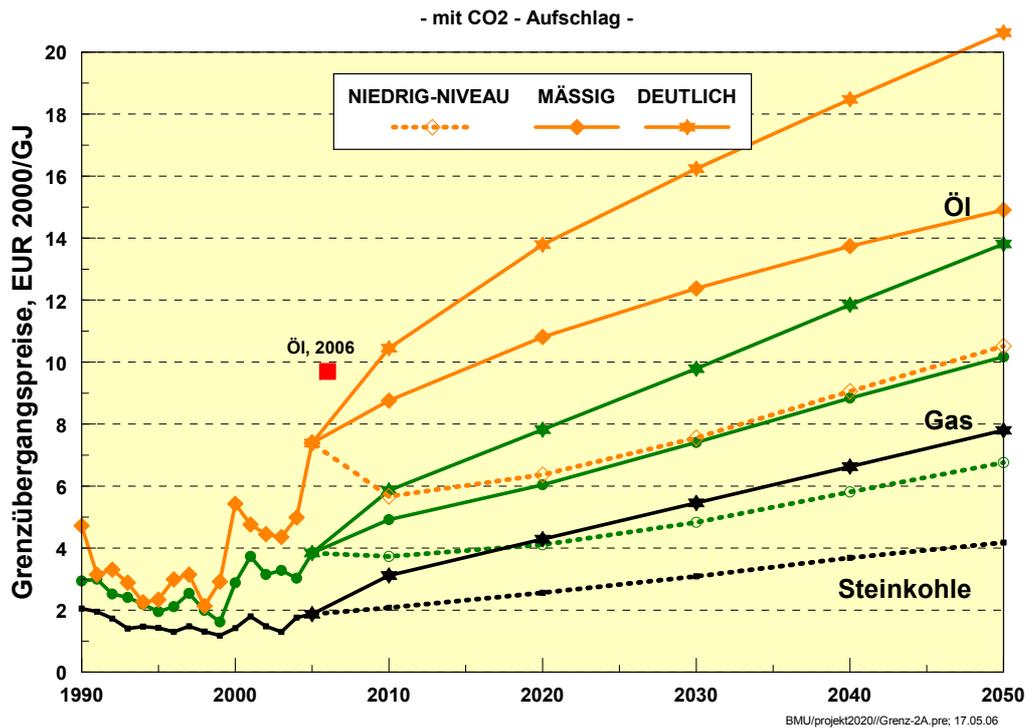


Abbildung 3.9: Grenzübergangspreise für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (mit CO₂-Aufschlag). Für Steinkohle sind nur die Pfade A und C eingetragen.

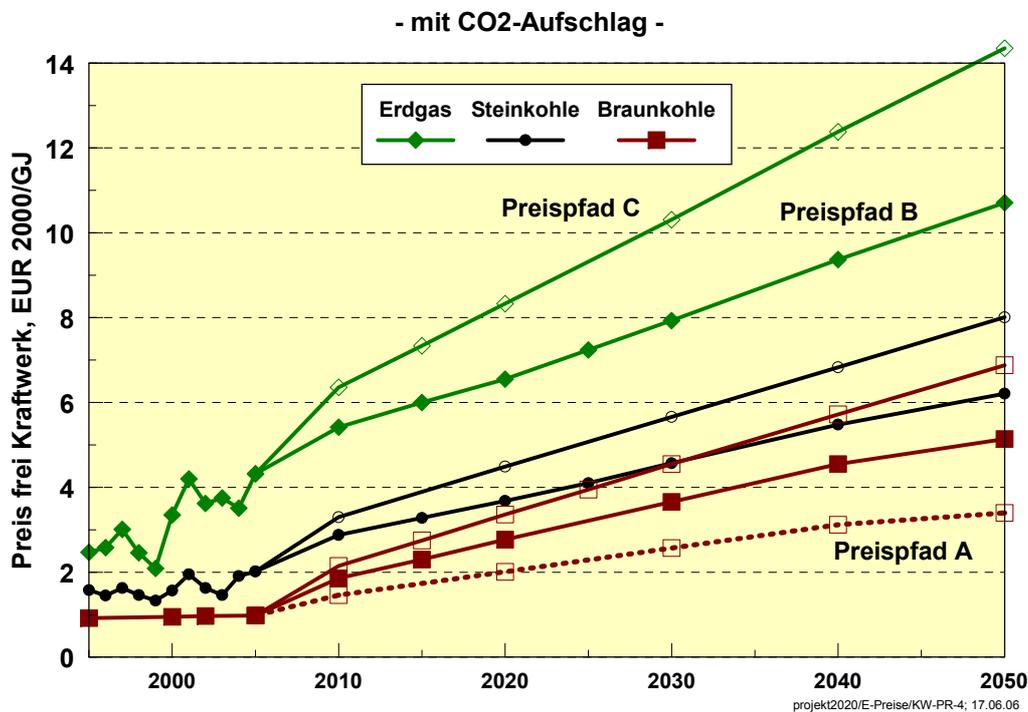


Abbildung 3.10: Preisentwicklung der Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle für fossile Kraftwerke in den Preispfaden B und C einschließlich der jeweiligen CO₂-Aufschläge. Für Braunkohle ist auch der Preispfad A eingetragen.

Tabelle 3-6: Brennstoffpreise für Kraftwerke für die drei Preispfade.

Brennstoffpreise frei Kraftwerke (Version 5/2006); reale Preise, (Preisbasis 2000)								LEITZENARIO 2006			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Preispfad A: NIEDRIG-NIVEAU											
zusätzl. CO2-Aufschlag Erdgas		EUR/t	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	17,5	20,0	21,3	22,5
ct/kWh th	1,21	1,55	1,53	1,60	1,66	1,78	1,91	2,08	2,26	2,43	2,61
EUR/GJ	3,36	4,31	4,25	4,43	4,61	4,96	5,30	5,79	6,28	6,76	7,24
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	6,6	9,5	12,2	14,2	15,9	17,0	17,9	17,7	17,5
Steinkohle											
EUR/t	46,0	59,2	65,4	72,7	80,0	87,4	94,8	103,8	112,8	119,9	126,9
ct/kWh th	0,56	0,73	0,80	0,89	0,98	1,07	1,16	1,27	1,38	1,47	1,56
EUR/GJ	1,57	2,02	2,23	2,48	2,73	2,98	3,23	3,54	3,85	4,09	4,33
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	20,6	27,8	33,7	38,6	42,7	45,5	47,8	47,8	47,8
Braunkohle											
ct/kWh th	0,34	0,35	0,52	0,62	0,72	0,82	0,92	1,02	1,12	1,17	1,22
EUR/GJ	0,95	0,98	1,45	1,72	2,00	2,28	2,56	2,84	3,11	3,25	3,39
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	38,3	48,5	55,6	61,0	65,2	68,5	71,5	72,7	73,8
Preispfad B: Mäßiger Anstieg											
zusätzl. CO2-Aufschlag Erdgas		EUR/t	7,5	11,25	15,0	18,75	22,5	26,25	30,0	32,50	35,0
ct/kWh th	1,21	1,55	1,95	2,16	2,36	2,61	2,86	3,12	3,37	3,61	3,85
EUR/GJ	3,36	4,31	5,42	5,99	6,56	7,26	7,95	8,66	9,37	10,04	10,70
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	7,8	10,6	12,9	14,5	15,9	17,0	18,0	18,2	18,4
Steinkohle											
EUR/t	46,0	59,2	84,4	96,2	107,9	120,9	133,9	147,3	160,6	171,3	182,0
ct/kWh th	0,56	0,73	1,04	1,18	1,32	1,48	1,64	1,81	1,97	2,10	2,23
EUR/GJ	1,57	2,02	2,88	3,28	3,68	4,12	4,57	5,02	5,48	5,84	6,21
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	24,0	31,6	37,5	41,9	45,3	48,0	50,4	51,1	51,9
Braunkohle											
ct/kWh th	0,34	0,35	0,67	0,84	1,00	1,16	1,32	1,48	1,64	1,75	1,85
EUR/GJ	0,95	0,98	1,86	2,32	2,78	3,22	3,67	4,11	4,56	4,85	5,14
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	44,8	53,9	60,0	64,7	68,2	71,0	73,2	74,5	75,7
Preispfad C: Deutlicher Anstieg											
zusätzl. CO2-Aufschlag Erdgas		EUR/t	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0
ct/kWh th	1,21	1,55	2,29	2,65	3,00	3,36	3,71	4,09	4,46	4,82	5,17
EUR/GJ	3,36	4,31	6,37	7,35	8,34	9,33	10,31	11,36	12,40	13,39	14,37
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	8,8	11,2	13,5	14,9	16,4	17,2	18,1	18,8	19,6
Steinkohle											
EUR/t	46,0	59,2	97,0	114,5	132,0	149,1	166,2	183,3	200,4	217,6	234,7
ct/kWh th	0,56	0,73	1,19	1,41	1,62	1,83	2,04	2,25	2,46	2,67	2,88
EUR/GJ	1,57	2,02	3,31	3,91	4,50	5,09	5,67	6,26	6,84	7,42	8,01
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	27,8	35,3	40,9	45,2	48,7	51,4	53,8	55,8	57,4
Braunkohle											
ct/kWh th	0,34	0,35	0,77	0,99	1,21	1,43	1,64	1,85	2,06	2,27	2,48
EUR/GJ	0,95	0,98	2,14	2,75	3,36	3,96	4,56	5,14	5,73	6,31	6,89
Anteil CO2-Auf (%)	0,0	0,0	52,0	60,7	68,2	70,2	73,2	75,7	77,6	79,1	80,7
Umrechnungen: 1 GJ = 277,8 kWh; 1 EUR/GJ = 0,36 ct/kWh; 1 ct/kWh = 2,78 EUR/GJ 1 t SKE = 29,31 GJ											

BR-PREIS; 26.10.06

3.4 Zukünftige Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke

Für zukünftige Großkraftwerke (Kondensationskraftwerke) auf der Basis von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas werden die zukünftigen Stromgestehungskosten dargestellt. Die ökonomischen Eckdaten sind ein (realer) Zinssatz von 6%/a, eine Abschreibungsdauer von 25a und eine Auslastung von 7.000 h/a. Bei den Kostenangaben handelt es sich um die jeweiligen realen Stromkosten (Geldwert 2002; frei Kraftwerk) im ersten Betriebsjahr (bei annuitätisch ermittelten Kapitalkosten und real konstanten Betriebskosten). Betrachtet werden (Bandbreite jeweils 2005 – 2050; weitere Angaben im Anhang):

- Braunkohle-Dampfkraftwerk (Investition: 1.200 – 1.050 €/kW; Wirkungsgrad: 44 – 47,5%),
- Steinkohle-Dampfkraftwerk (Investition: 1.030 – 900 €/kW; Wirkungsgrad: 46 – 52%),
- Steinkohle IGCC-Kraftwerk (Investition: 1.600 (2010) – 1.200 €/kW; Wirkungsgrad: 48 – 54%),
- Erdgas- GuD-Kraftwerk (Investition: 465 – 400 €/kW; Wirkungsgrad: 58 – 62%),

Einen ersten Überblick über die gesamte zukünftige Kostenbandbreite zeigt Abbildung 3.11. Während im Preispfad A: „Niedrig-Niveau“ die Stromgestehungskosten auch längerfristig nur relativ gering auf knapp 5 cts/kWh steigen würden, sind bei den Preispfaden B und C deutlich stärkere Anstiege zu verzeichnen. Stein- und Braunkohlestrom kostet etwa im Preispfad C bereits im Jahr 2030 5,5 bis 6 cts/kWh, Strom aus Erdgas 7 cts/kWh. Unter diesen Bedingungen ist also zu diesem Zeitpunkt fossiler Strom um 2 bis 3 cts/kWh teurer als unter den in früheren Studien angenommenen niedrigen Brennstoffpreissteigerungen des Preispfads A. Auch nach 2030 verläuft der Anstieg kontinuierlich weiter, ein Ende der durch Ressourcenverknappung fossiler Brennstoffe (Erdgas) und den notwendigen Klimaschutz (Kohle) bewirkten Preisanstiege ist nicht absehbar.

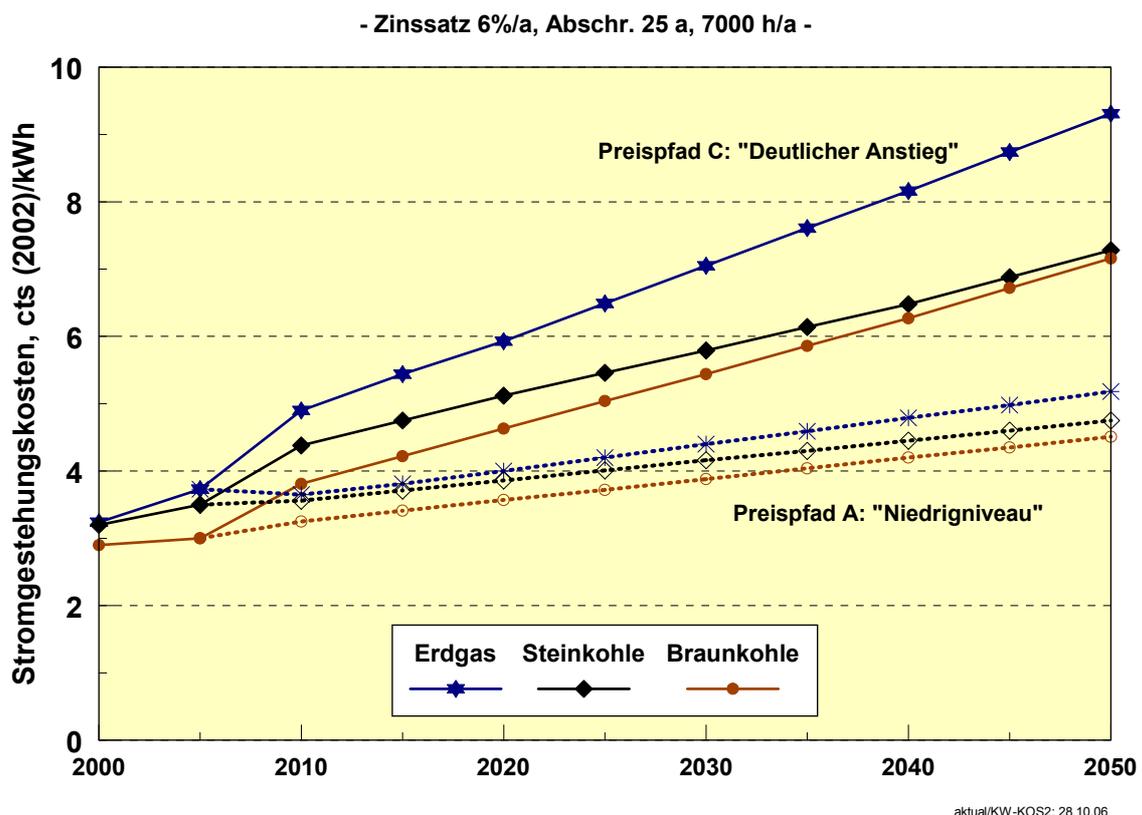


Abbildung 3.11: Zukünftige Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung der Preispfade A bis C.

Über die Struktur der Stromgestehungskosten der Kraftwerke in den Preispfaden B und C geben 3.12 und Abbildung 3.13 Auskunft. Es wird ersichtlich, dass für Preisanstiege beim Kohlestrom im Wesentlichen die Wirkungen von Klimaschutzmaßnahmen (hier also die Einbeziehung von CO₂-Preisen) verantwortlich sein werden, während für Strom aus Erdgas die Preisanstiege des Brennstoffs selbst die maßgebende Rolle spielen werden. Ohne wirksame Klimaschutzmaßnahmen würde Strom aus Braunkohle bei ca. 3 cts/kWh verharren und Strom aus Steinkohle auch langfristig kaum über 4 cts/kWh steigen. Bei letzteren werden die geringen Brennstoffpreisanstiege durch weitere technische Fortschritte und einer weiteren Verringerung der Investitionskosten weitgehend kompensiert. Erst die Einbeziehung von CO₂-Preisen (Preisfad B bis 2050 auf 35 €/t und in Preisfad C auf 50 €/t steigend) zwingt die Kraftwerksbetreiber einen Teil der „externer“ Kosten der fossilen Stromerzeugung in ihr betriebswirtschaftliche Kalkül einzubeziehen¹¹. Kohlestrom „kostet“ damit im Preisfad B rund 5 cts/kWh in 2030 und rund 6 cts/kWh in 2050. Im – aus Sicht des Autors „realistischeren“ - Preisfad C lauten die entsprechenden Werte für 2030 rund 5,5 cts/kWh und für 2050 rund 7,2 cts/kWh. Der Preisanstieg für Strom aus Erdgas-GuD-Kraftwerken verläuft noch steiler, der Anteil der durch Klimaschutzmaßnahmen bewirkten Kostensteigerungen bleibt jedoch relativ gering. Im Preisfad B kosten Strom aus Erdgas im Jahr 2050 bereits 7,2 cts/kWh und im Preisfad C sogar 9,3 cts/kWh.

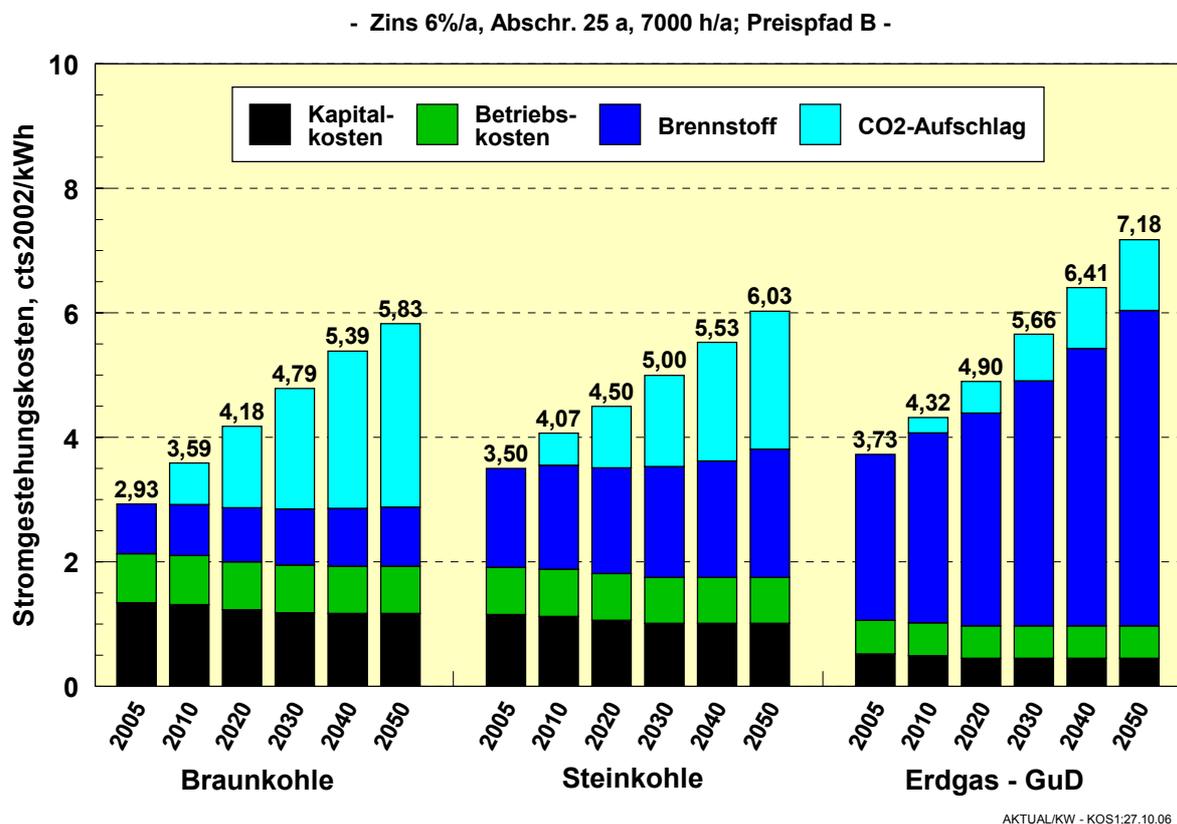


Abbildung 3.12: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung entsprechend Preisfad B.

¹¹ In [Krewitt 2006] sind repräsentative externe Kosten des Treibhauseffekts durch Verbrennung fossiler Brennstoffe von rund 70 Mio. €/t ermittelt worden (Bandbreite zwischen 15 und 280 €/t CO₂ aus einer Vielzahl von Untersuchungen). Vor diesem Hintergrund sind die in den Preispfaden B und C angenommenen CO₂-Preise relativ zurückhaltend.

- Zins 6%/a, Abschr. 25 a, 7000 h/a; Preispfad C -

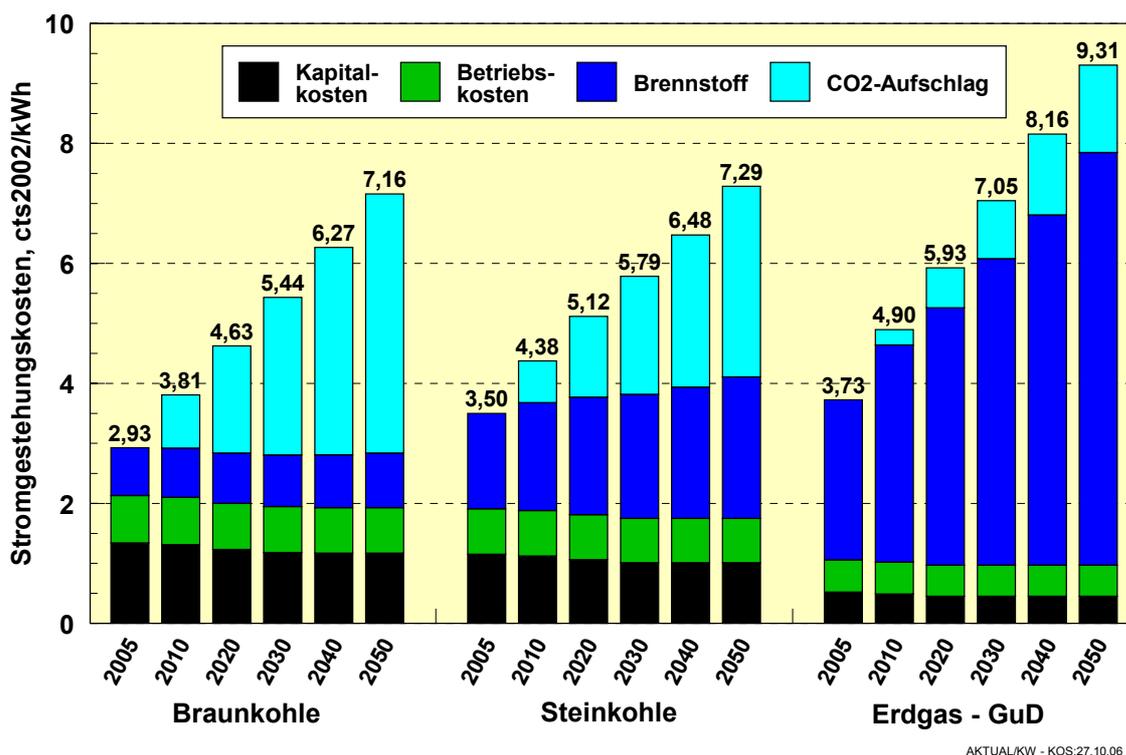


Abbildung 3. 13: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung entsprechend Preispfad C.

Obige Darstellungen beziehen sich auf eine Auslastung der Kraftwerke von 7.000 h/a. Wegen der relativ hohen Investitionskosten von Kohlekraftwerken steigen deren Stromgestehungskosten bei sinkender Auslastung deutlich. Bei 4.000 h/a sind sie rund 1 cts/kWh höher als bei einer Auslastung von 7.000 h/a. Bei Erdgas-Kraftwerken verläuft diese Abhängigkeit wegen ihrer geringen Investitionskosten wesentlich flacher. Bei einer Auslastung unter etwa 5.000 h/a sind sie derzeit kostengünstiger als Kohlekraftwerke. Sie werden daher heute vorwiegend in der unteren Mittellast eingesetzt. Zukünftig verschiebt sich diese Grenze zu geringeren Auslastungen wegen des deutlichen Preisanstiegs von Erdgas. Wegen der hohen Flexibilität dieser Kraftwerke und dem relativ geringen Fixkostenanteil werden sie zukünftig in Verknüpfung mit einer Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien – wie sie das LEITSZENARIO 2006 darstellt - bevorzugt eingesetzt werden, um in Verbindung mit anderen Lastmanagementmaßnahmen eine jederzeit gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten.

Die Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten des gesamten fossilen Kraftwerksmixes im LEITSZENARIO 2006 hängt – neben der Abhängigkeit von Brennstoff- und CO₂-Preisen - von der Struktur dieses Mixes (vgl. Kapitel 2.4 und 2.5) und der sich einstellenden Auslastung der fossilen Kraftwerke in Verknüpfung mit dem Stromangebot aus erneuerbaren Energien ab. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien verringert sich deren Auslastung, da fossile Kraftwerke immer stärker an das EE-Stromangebot angepasst werden müssen. Besonders deutlich macht sich dies nach dem Jahr 2030 bemerkbar, wo EE auf Anteile über 50% an der Bruttostromerzeugung steigen. Während die mittlere Auslastung aller fossilen Kraftwerke im Jahr 2005 bei 4.660 h/a lag (einschließlich KWK-Anlagen), sinkt sie im LEITSZENARIO 2006 bis 2030 auf 3.640 h/a und im Jahr 2050 auf 3.000 h/a.

Die entsprechende Stromkostenentwicklung für alle drei Preispfade ist für den Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2006 in Abbildung 3.14 dargestellt, wobei nach alten (in unterschiedlichem Ausmaß bereits abgeschriebenen Kraftwerken) und neuen (ab 2000) gebauten Kraftwerken unterschieden wird.

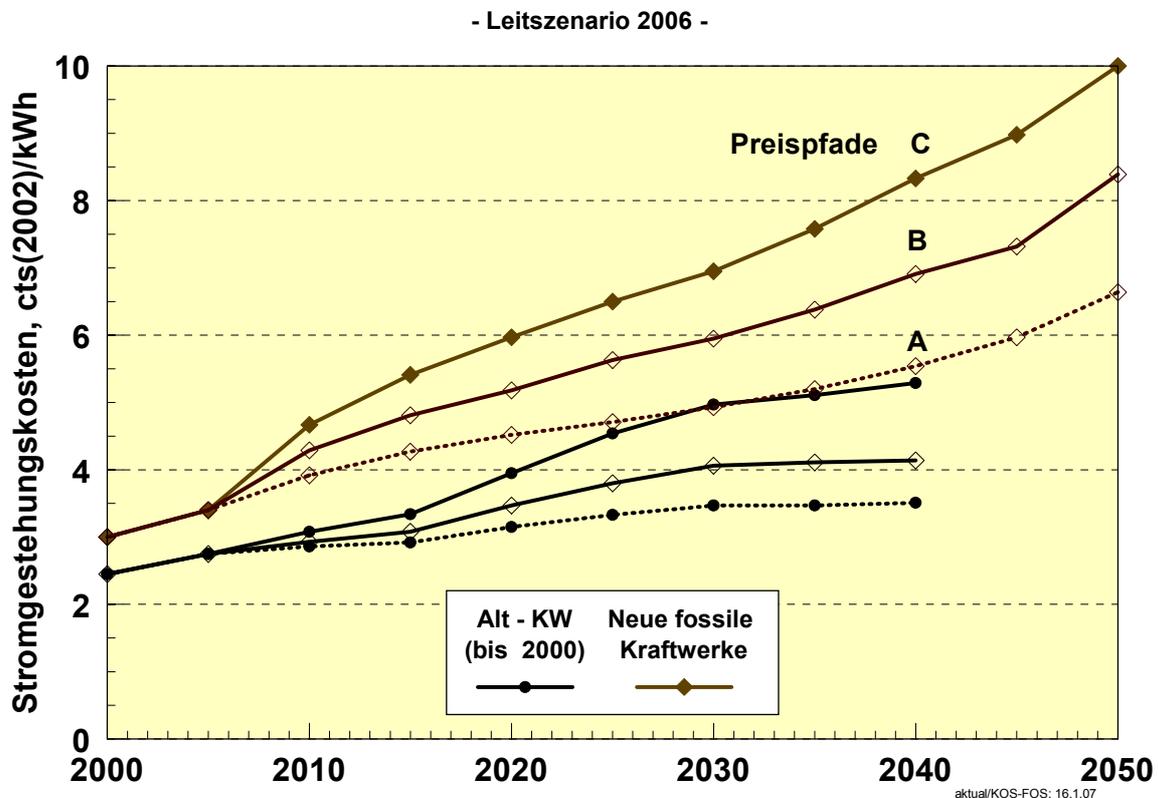


Abbildung 3.14: Stromgestehungskosten alter (bis 2000 installierter) Kraftwerke und neuer fossiler Kraftwerke im Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2006 in Abhängigkeit der Brennstoffpreissteigerungen

Neue fossile Kraftwerke werden im LEITSZENARIO 2006 um das Jahr 2020 im Mittel Strom zwischen 5 und 6 cts/kWh bereitstellen (Preispfade B und C). Im Jahr 2030 werden sie zwischen 6 und 7 cts/kWh liegen und bis 2050 kontinuierlich auf 8,5 bis 10 cts/kWh steigen. In einer vorwiegend sich auf fossile Kraftwerke abstützende Stromversorgung (Szenario REF 2005) sind die mittleren Stromkosten fossiler Kraftwerke zu diesen Zeitpunkten niedriger, da deren mittlere Auslastung in etwa den heutigen Werten entsprechen würde (vgl. Abbildung 3.12 und Abbildung 3.13). Die Stromerzeugung des Referenzszenarios verfehlt allerdings die Klimaschutzziele und trägt nicht zur Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten bei.

3.5 Zukünftige Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung

Aus den für erneuerbare Energien und fossile Kraftwerke ermittelten zukünftigen Stromgestehungskosten lassen sich die Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksmixes des LEITSZENARIOS 2006 ableiten. Während der Kostenverlauf der EE nur von technologischen Parametern und den unterstellten Lernkurven (und damit angenommenen Marktvolumina) abhängt, werden die zukünftigen Stromkosten fossiler Kraftwerke stark durch die Brennstoffpreisentwicklung und die Intensität der Klimapolitik (CO₂-Preise) bestimmt werden. Die Gesamtkosten für Strom im LEITSZENARIO 2006 werden daher in Abhängigkeit der in

Abschnitt 3.3 vorgestellten Preispfade dargestellt. Für den Preispfad C ist die zukünftige Stromkostenentwicklung aus Abbildung 3.15 ersichtlich. Dabei wird die Mittelspannungsebene als Vergleichsbasis gewählt, da ein Teil der Kraftwerke (dezentrale KWK, Teile der EE) dort einspeisen. Für alle auf der Hochspannungsebene einspeisenden Kraftwerke werden die Kosten für Transport auf der Hochspannungsebene und für die Umspannung mit 1,2 cts/kWh angenommen.

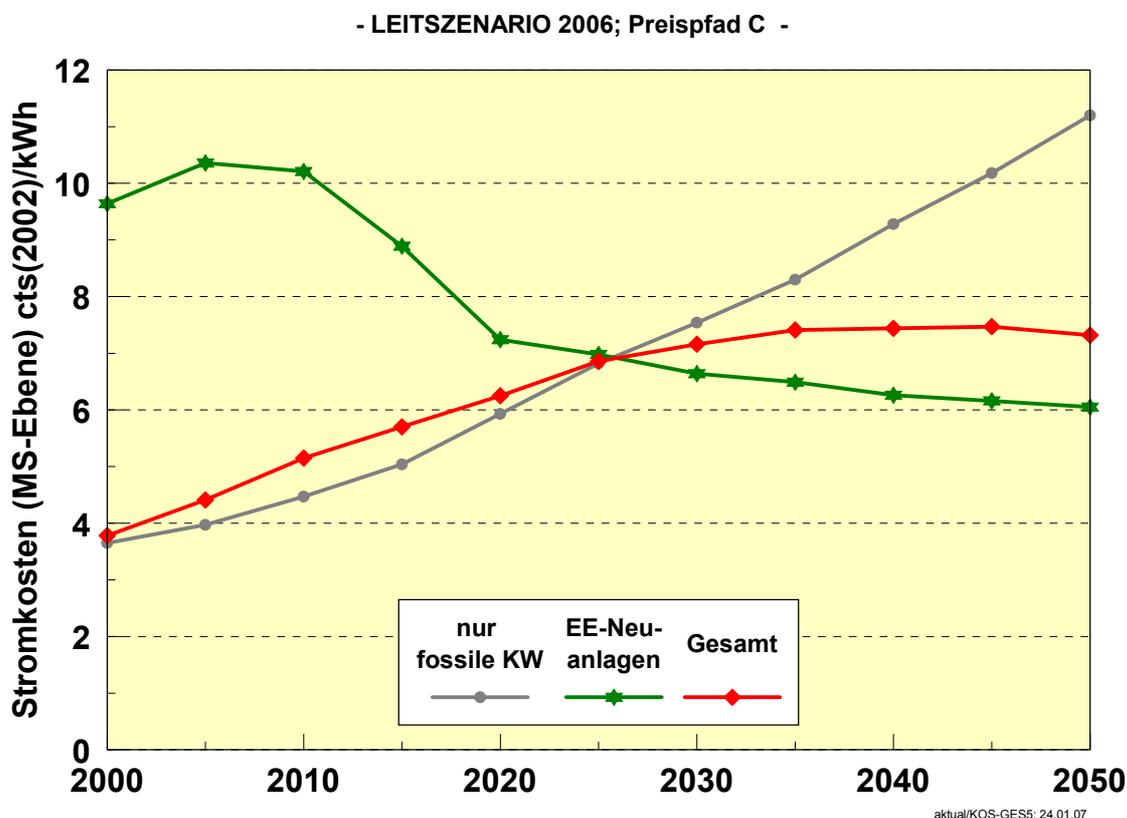


Abbildung 3.15: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2006 (Preispfad C) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und dem Mix aus den verbleibenden fossilen Kraftwerken (ALT + NEU).

Wegen des weiteren Zubaus von EE-Leistung liegen die mittleren Stromgestehungskosten zunächst über denjenigen der fossilen Strombereitstellung allein. Die Differenz beträgt maximal 0,68 cts/kWh und tritt um 2010 ein. Danach sinkt sie kontinuierlich. Nach 2025 wird der im LEITSZENARIO 2006 angenommene EE-Mix (ohne den hier angenommenen Fotovoltaikzubau bereits um 2020) kostengünstiger als die fossile Strombereitstellung. Während die Kosten der letzteren stetig weiter steigen, bewirkt der weitere Ausbau der EE eine Stabilisierung des Stromkostenniveaus bei rund 7,4 cts/kWh mit einer Tendenz zu langfristig weiterer (geringerer) Reduktion. Gleichzeitig entsteht eine zunehmend versorgungssichere und klimaverträgliche Stromversorgung. Die Darstellung in Abbildung 3.15 zeigt beispielhaft, dass eine mindestens drei Jahrzehnte umfassende Entwicklung zu beschreiben ist – eben das LEITSZENARIO 2006 – und diese durch entsprechende energiepolitische Rahmenbedingungen in Gang zu halten und über mehrere Legislaturperioden abzusichern ist, damit der volle Nutzen einer derartigen Strategie korrekt bewertet werden kann.

Auch wenn von zukünftig steigenden Energie- und CO₂-Preisen ausgegangen werden kann, ist doch die Höhe dieses Preisanstiegs ungewiss und teilweise auch umstritten. Die Auswirkungen unterschiedlicher Preisanstiege auf die Stromkostenentwicklung sind aus Abbildung 3.16 ersichtlich. An der grundsätzlichen Aussage einer längerfristig volkswirtschaftlich vor-

teilhaften Stromversorgung auf der Basis von EE ändert sich nichts, jedoch verschieben sich naturgemäß bei geringeren Energie- und CO₂-Preisanstiegen die Zeitpunkte, zu denen der Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2006 kostengünstiger wird als die alleinige fossile Stromversorgung. Für den Preispfad B tritt der Schnittpunkt um 2030 ein, die maximale Differenz liegt mit 0,71 cts/kWh in 2015 geringfügig höher als für Preispfad C, das langfristige Strompreisniveau liegt bei 7,0 cts/kWh. Selbst für den sehr unwahrscheinlichen Fall eines näherungsweise konstanten Energiepreisniveaus (Preispfad A) tritt der Schnittpunkt lediglich ein Jahrzehnt später ein als im oberen Preispfad C, die maximale Differenz der Gesamtkosten zum fossilen Mix erreicht 0,75 cts/kWh. Absehbar niedrige Energie- (und CO₂-) Preise ändern also nichts an der Notwendigkeit eines Umbaus der Energieversorgung entsprechend dem LEITSZENARIO 2006, sie würden aber wegen des langen Zeithorizonts bis zum Eintreffen des volkswirtschaftlichen Nutzens die politische und gesellschaftliche Durchsetzung des Umgestaltungsprozesses erschweren.

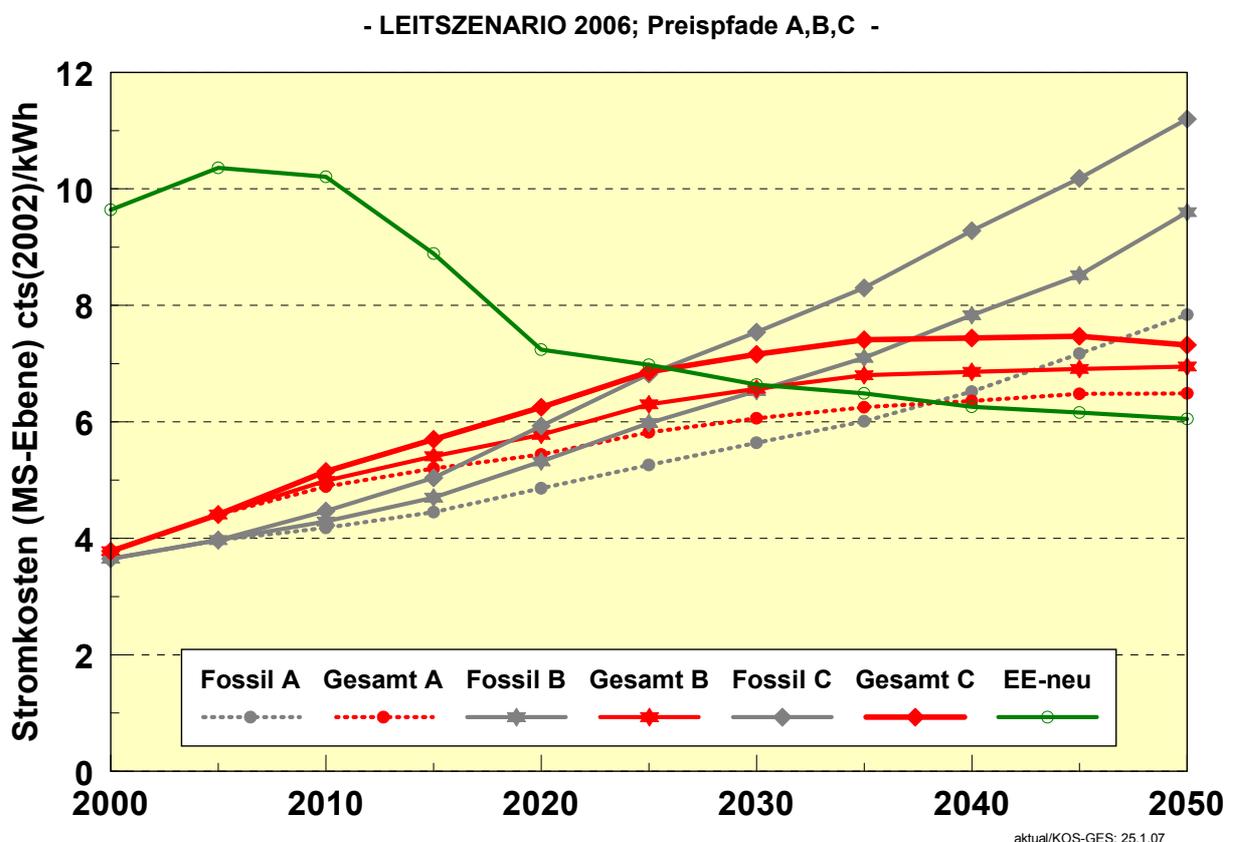


Abbildung 3.16: Wie Abbildung 3.15, mit zusätzlicher Darstellung der Energiepreispfade A und B.

3.6 Entwicklung der Differenzkosten

Wie in Abschnitt 3.5 gezeigt, bewirkt der Ausbau erneuerbarer Energien derzeit und noch in den nächsten Jahren Differenzkosten gegenüber den anlegbaren Strompreisen. Diese werden im Folgenden, differenziert nach Technologien dargestellt. Die Differenzkostenermittlung erfolgt hier auf Kostenbasis, d.h. Stromgestehungskosten der EE werden mit den Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerksmixes verglichen. Diese Differenzkosten bewegen sich im Strombereich zwar in derselben Größenordnung wie diejenigen des EEG, unter-

scheiden sich aber im Einzelnen, da die Vergütungssätze des EEG im allg. über den reinen Stromgestehungskosten der EE-Anlagen liegen. 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 somit bereits heute „negative“ Differenzkosten im Vergleich zu anlegbaren Strompreisen, die als Gewinne bei den Betreibern verbleiben.

Die so ermittelten Differenzkosten können auch als gesamtwirtschaftliche Differenzkosten bezeichnet werden. In Abbildung 3.17 ist der Verlauf dieser Differenzkosten für die stromerzeugenden EE-Technologien für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad C dargestellt.

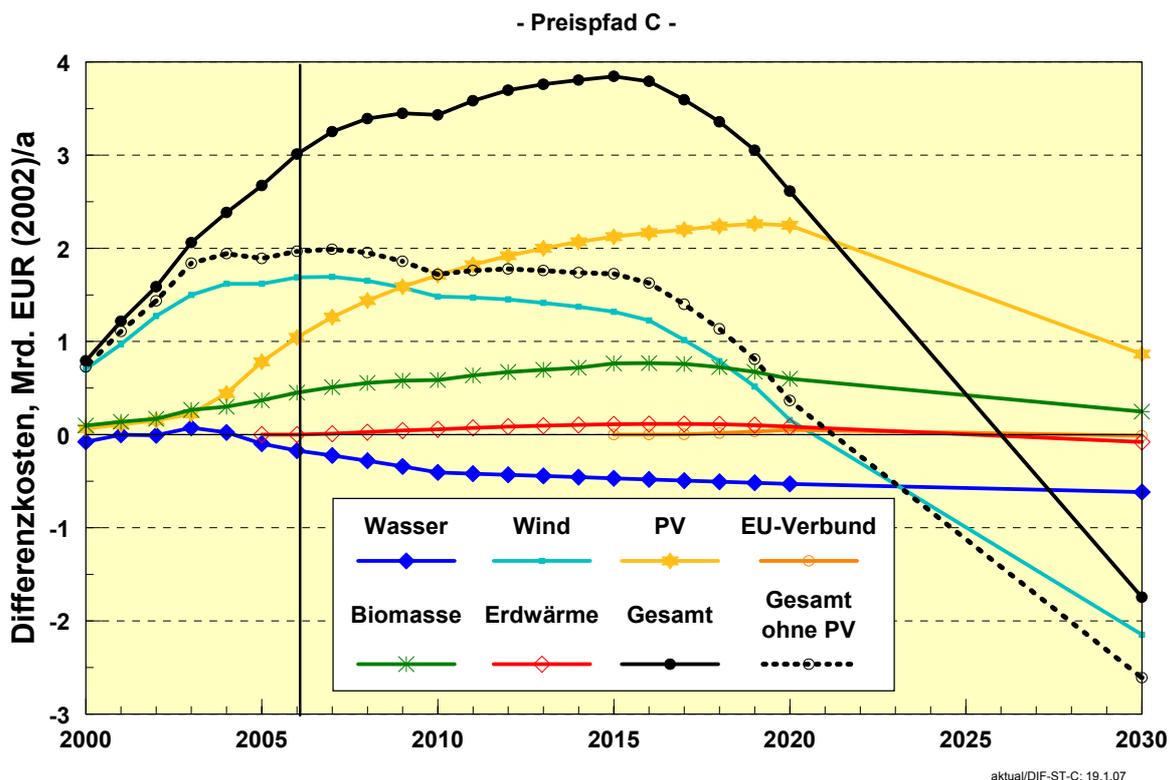


Abbildung 3.17: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich (auf Kostenbasis, Geldwert 2002; Preispfad C) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung mit und ohne Fotovoltaik.

Derzeit (2006) liegen die Summe gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der EE im Strombereich bei 3 Mrd. €/a (schwarze Kurve). Noch dominiert die Windenergie mit rund 1,7 Mrd. €/a. Ihre Differenzkosten haben damit aber den Höchstwert erreicht, sie sinken zukünftig und überschreiten um 2020 die Nulllinie. Einschließlich des Ausbaus der Off-shore-Windenergie stellt dann Windenergie rund 85 TWh/a – das Dreifache der heutigen Menge – mit gesamtwirtschaftlichen Durchschnittskosten von 6 cts/kWh (Hochspannungsebene) bereit. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Biomasse, derzeit rund 0,5 Mrd. €/a steigen und erreichen ein Maximum um 2017 mit rund 0,8 Mrd. €/a. Der Rückgang erfolgt nur langsam infolge steigender Wärmevergütungen für KWK-Anlagen und (geringfügiger) Kostendegressionen bei den Anlagen. Steigende Biomassepreise bremsen diesen Rückgang. Wasserkraft hat in der Gesamtbilanz wachsende „negative“ Differenzkosten, da die teurere Modernisierung und der geringfügige Zubau neuer Anlagen nur wenig gegenüber den erwirtschaftetem Nutzen der bestehenden Wasserkraft ins Gewicht fallen. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Geothermie sind gering und bleiben unter 0,15 Mrd. €/a. Da im LEITSZENARIO 2006 der EE-Stromimport aus dem europäischen Ausland erst nach 2015 auftritt, sind dessen (rechnerische) Differenzkosten mit maximal 0,05 Mrd. €/a vernachlässigbar. Insgesamt über-

schreiten die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der EE-Stromerzeugung ohne Berücksichtigung der Fotovoltaik im Energiepreispfad C (gestrichelte schwarze Linie in Abbildung 3.17) nicht die Marke von 2 Mrd. €/a (entsprechend einer Umlage von maximal 0,4 cts/kWh) und werden im Jahr 2021 bereits negativ. Ab diesem Zeitpunkt bewirken diese EE-Technologien mit einem Beitrag von dann 165 TWh/a eine Stabilisierung der Stromgestehungskosten.

Von erheblicher Bedeutung sind dagegen die Differenzkosten der Fotovoltaik. Das derzeitige starke Wachstum hat bereits in 2006 zu gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten von ca. 1 Mrd. €/a geführt. Trotz erheblicher weiterer Kostendegressionen werden sie in dem hier angenommenen Ausbaupfad (kumulierte Leistung in 2020 von 10 GW_p) bis 2020 auf insgesamt 2,25 Mrd. €/a steigen und ab etwa 2010 die verbleibenden Differenzkosten aller anderer EE-Technologien übertreffen. Bis 2030 sinken sie dann jedoch – bei weiterem Ausbau im Inland auf dann 14 GW_p – unter die Marke von 1 Mrd. €/a. Dabei wird PV-Strom, wie alle anderen dezentralen EE-Technologien mit herkömmlichem Strom auf der Mittelspannungsebene verglichen, der im Preispfad C im Jahr 2020 mit 7,2 cts/kWh bewertet wird.¹²

Die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten einschließlich Fotovoltaik erreichen im Jahr 2015 ihren Maximalwert von 3,8 Mrd. €/a (entsprechend einer Umlage von 0,8 cts/kWh). Danach streben sie zügig dem Wert Null zu, den sie 2026 erreichen. Wind und Wasserkraft kompensieren zu diesem Zeitpunkt die noch positiven Differenzkosten der Fotovoltaik, so dass im Preispfad C ab diesem Zeitpunkt der gesamtwirtschaftliche Nutzen der Gesamtheit aller EE wirksam wird (vgl. auch Abb. 3.15).

Wird von zukünftig geringeren Energie- und CO₂-Preisanstiegen ausgegangen, verschiebt sich insbesondere der Zeitpunkt der vollen gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der EE-Stromerzeugung und nicht so sehr die Gesamthöhe der Differenzkosten (Abbildung 3.18 einschließlich Fotovoltaik, Abbildung 3.19 ohne Fotovoltaik). Für den Preispfad B wird für alle EE das Maximum von 4,3 Mrd. €/a im Jahr 2016 erreicht, die Nulllinie aber erst um 2035 durchschritten. Für die Differenzkosten ohne Fotovoltaik lauten die entsprechenden Werte: Maximum 2,1 Mrd. €/a in 2016 und Durchschreiten der Nulllinie ebenfalls um 2035. Selbst im Extremfall real etwa konstanter Energiepreise und relativ geringer Preise für CO₂-Zertifikate (Preispfad A) würden sich die Differenzkosten im Strombereich lediglich auf etwa 4,6 Mrd. €/a erhöhen (ohne PV auf 2,4 Mrd. €/a), der Durchgang durch die Nulllinie läge dann aber erst nach dem Jahr 2040.

Der Niedrig-Preisvariante kann aus gesamtwirtschaftlicher Sicht aber auch der Idealfall der weitgehenden Einbeziehung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung gegenübergestellt werden. Nimmt man den in [Krewitt 2006] vorgeschlagenen Mittelwert von 70 €/t CO₂ als repräsentativen Indikator zur Ermittlung der tatsächlichen Stromgestehungskosten der fossilen Stromerzeugung, so erhält man einen anzulegenden Strompreis von etwa 10 cts/kWh. Gegenüber diesen „Vollkosten“ fossiler Strombereitstellung „erwirtschaftet“ die EE-Stromerzeugung (unter Einbeziehung der vorhandenen Wasserkraft) bereits derzeit „negative“ Differenzkosten von 1 Mrd. €/a, bzw. vermeidet Schadenskosten in dieser Größenordnung. Diese steigen bis 2020 auf 4 Mrd. €/a. Die über das EEG geförderten EE-Technologien verursachen derzeit Differenzkosten von lediglich 0,4 Mrd. €/a (einschl. Fotovoltaik), die bereits in 2012 die Nulllinie unterschreiten. Dieses Ergebnis bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des energiepolitischen Förderinstruments EEG.

¹² Wird gegen Haushaltsstrom gerechnet (derzeit 16 cts/kWh, ohne MwSt.; Anstieg gemäß Preispfad C), so erreichen die Differenzkosten im Jahr 2012 lediglich 1,1 Mrd. €/a sinken bis 2020 auf 0,55 Mrd. €/a und erreichen in 2023 die Nulllinie.

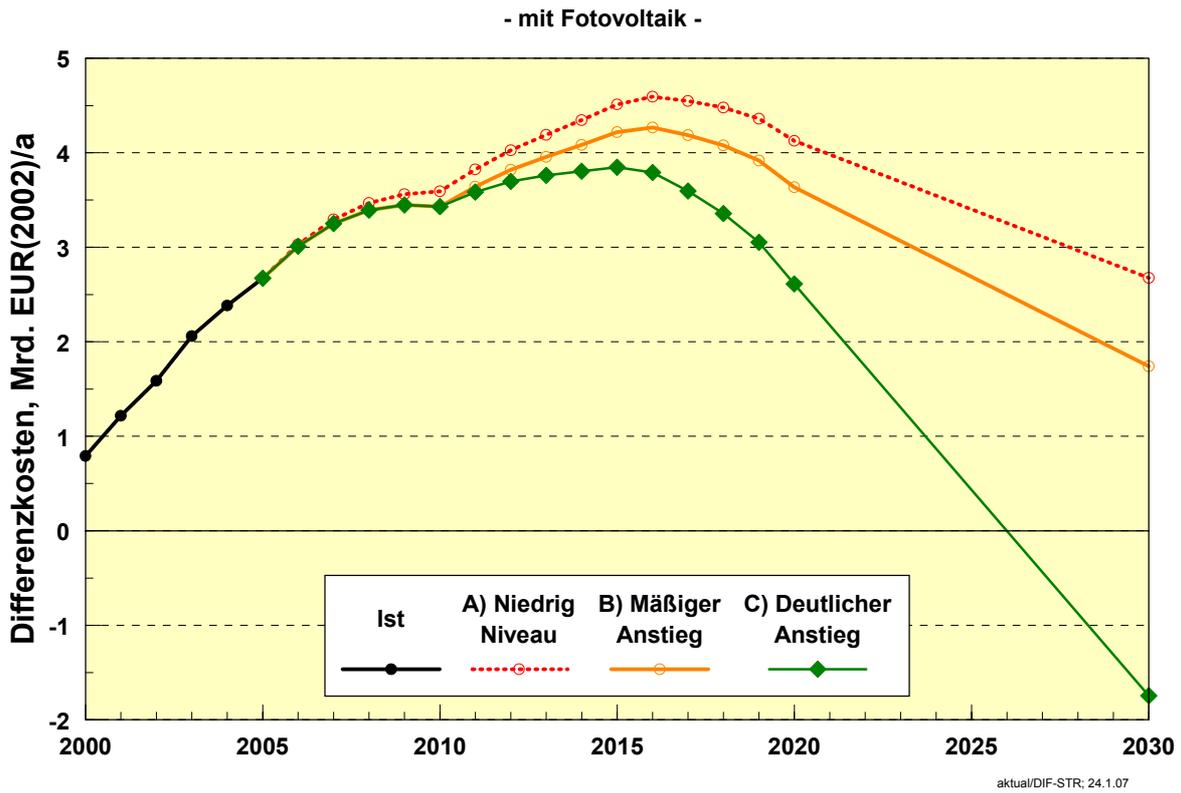


Abbildung 3.18: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung in Abhängigkeit unterschiedlicher Preisfade für fossile Brennstoffe und CO₂-Preise.

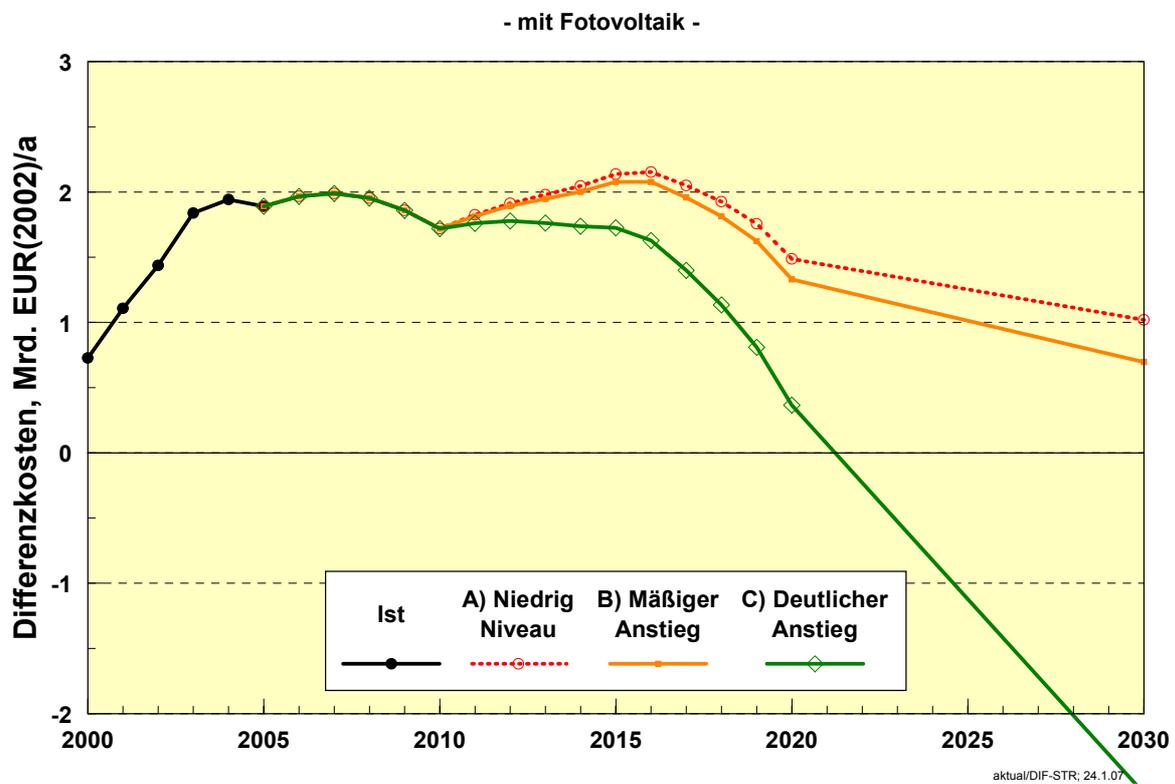


Abbildung 3.19: wie Abbildung 3.18, jedoch ohne Fotovoltaik

Die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der Wärmebereitstellung aus EE belaufen sich derzeit auf insgesamt 1,1 Mrd. €/a (Abbildung 3.20). Bezogen auf die gesamte Endenergiemenge für Wärme entspricht dies lediglich 0,085 cts/kWh_{th}. Eine Umlage dieser „Mehrkosten“, die derzeit überwiegend vom Marktanreizprogramm 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. Trotz weiteren Wachstums verharren ihre Differenzkosten unter 0,5 Mrd. €/a und werden bereits gegen 2015 zu Null. Kollektoren, die nur 3% der aus Biomasse bereitgestellten Wärme erzeugen, bewirken derzeit vergleichbare Differenzkosten. Zukünftig kompensieren die sinkenden Differenzkosten der Biomasse weitgehend die noch steigenden Differenzkosten von Kollektoren und Erdwärme, so dass die gesamten Differenzkosten zunächst konstant bleiben, um dann nach 2015 deutlich zu sinken, wenn man den Preispfad C als Vergleichsbasis nimmt. Nach 2022 sinken die Differenzkosten unter die Nulllinie, diejenigen von Kollektoren und Erdwärme nähern sich jedoch erst gegen 2030 dem Wert Null. Bis zu diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE zur Wärmeversorgung gegenüber heute auf das 2,6-fache gestiegen und deckt dann rund 23% des gesamten Wärmebedarfs.

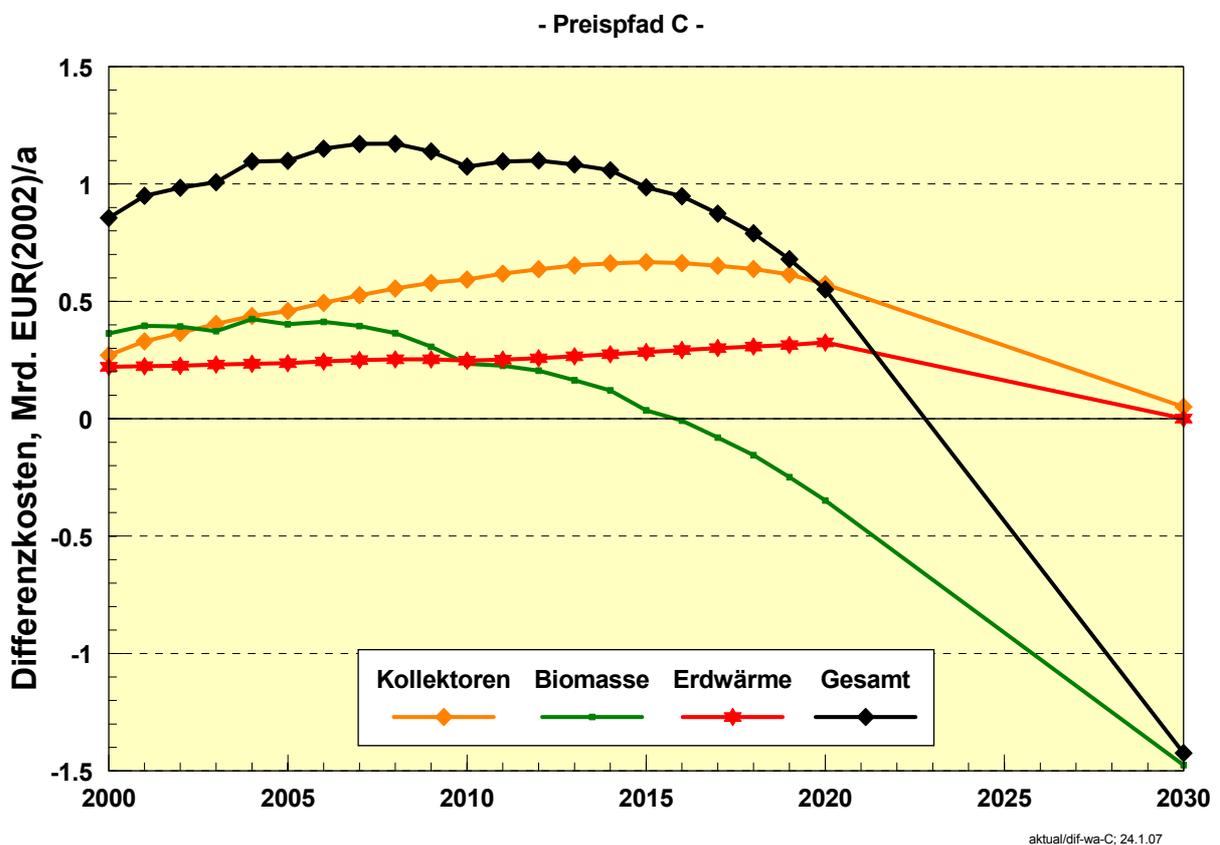


Abbildung 3.20: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich (auf Kostenbasis, Geldwert 2002; Preispfad C) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung.

Auf einen anderen Verlauf der zukünftigen Energie- und CO₂-Preise reagiert der Wärmesektor empfindlicher als der Stromsektor. Bei weniger stark steigenden Preisen (Preispfad B) wirken sich nun auch die Kostenunterschiede bei der Wärmebereitstellung aus Biomasse merklich aus. Bei diesem Preispfad steigen die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung auf rund 1,7 Mrd. €/a um dann aber wieder stetig zurückzugehen. Kurz nach 2030 gehen sie gegen Null (Abbildung 3.21). Bei kurzfristig wieder sinkenden und danach im wesentlichen (real) konstant bleibenden Preisen und bei der Annahme relativ ge-

ringer CO₂-Preise, wie sie noch bis vor kurzer Zeit zur Bewertung von EE-Ausbaustrategien benutzt wurden und die hier durch den Preispfad A dargestellt sind, würden sie bis 2020 auf 3 Mrd. €/a steigen und auch danach längerfristig auf diesem hohen Niveau bleiben. Ein Ausbau von EE im Wärmesektor wäre in diesem Extremfall – wie auch in den anderen Sektoren – einzelwirtschaftlich nur sehr schwer zu erreichen.

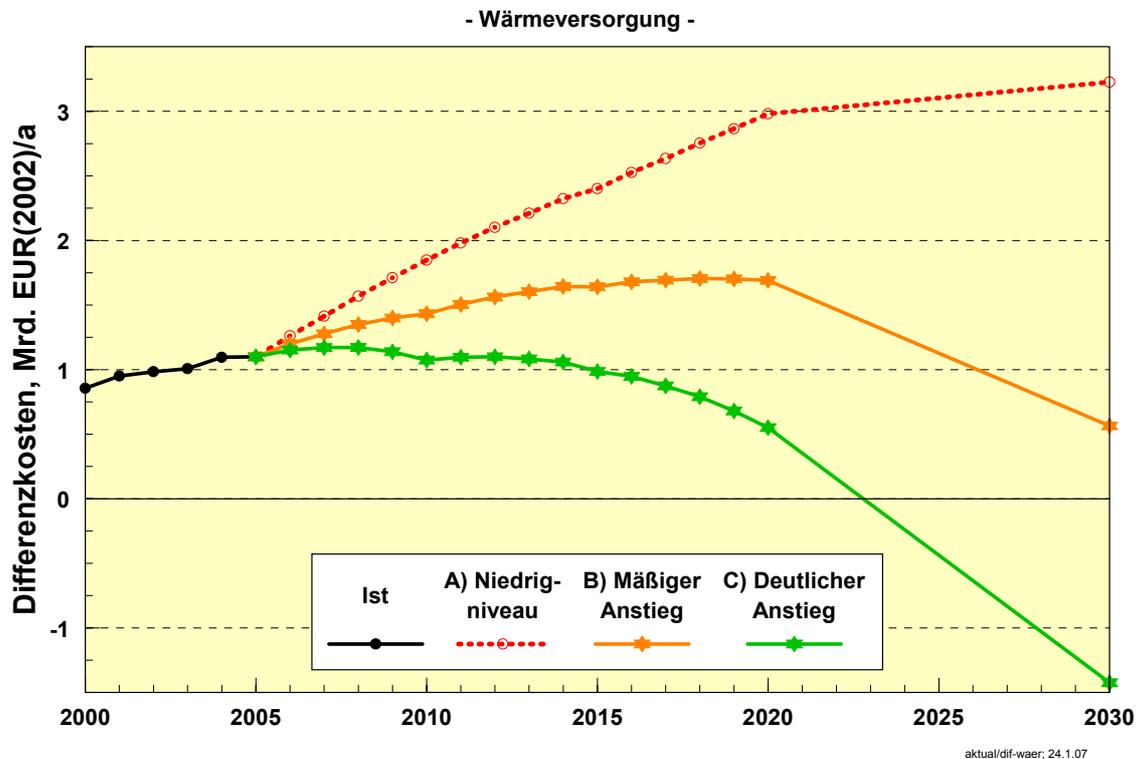


Abbildung 3.21: Gesamte Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung in Abhängigkeit unterschiedlicher Preispfade für fossile Brennstoffe und CO₂-Preise

Auch im Kraftstoffsektor sind die resultierenden Differenzkosten vergleichsweise gering. Sie belaufen sich für 2005 auf 0,7 Mrd. €/a, wenn Biokraftstoffe mit den Kraftstoffpreisen frei Tankstelle ohne Steuern verglichen werden. Das derzeit rasante Wachstum führt hier jedoch zu einem Anstieg auf maximal 2 Mrd. €/a im Jahr 2015, danach sinken auch diese Differenzkosten stetig gegen Null. Insgesamt summieren sich die Differenzkosten aller Verbrauchssektoren auf derzeit 4,5 Mrd. €/a, (Abbildung 3.22; Tabelle 3-7). Sie steigen beim Vergleich mit dem Preispfad C noch auf ein Maximum von 6,75 Mrd. €/a im Jahr 2015 insbesondere wegen des gegenwärtig starken Wachstums der Fotovoltaik und der Biokraftstoffe.

Um das Jahr 2025 entstehen bei Eintreffen des Preispfads C keine Differenzkosten mehr. Erneuerbare Energien decken dann 23% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden damit bereits 220 Mio. t CO₂/a. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten bedeuten, das EE nach diesem Zeitpunkt das Energiepreisniveau stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads ansonsten stetig weiter steigen würde.

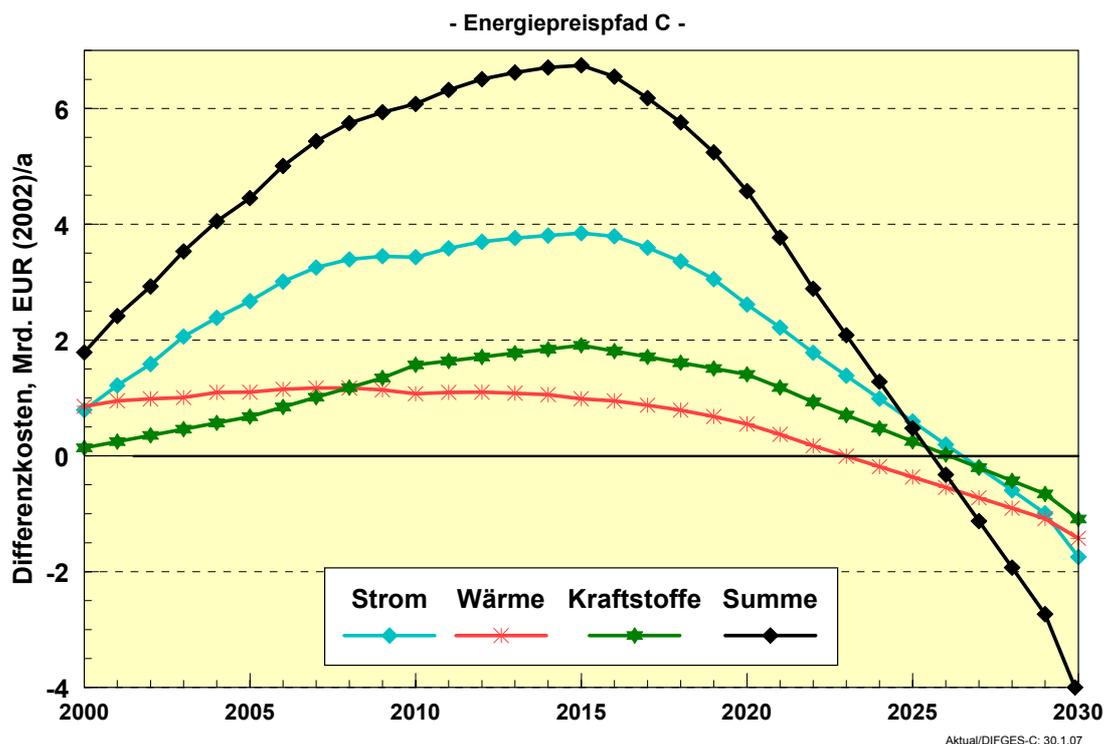


Abbildung 3.22: Gesamtwirtschaftliche Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren beim Preissteigerungen entsprechend dem Preisfad C.

Anhand der kumulierten Werte der Differenzkosten kann die nach 2025 wirksam werdende Kostendämpfung des EE-Ausbaus quantifiziert werden (Tabelle 3-7). Bis 2025 wachsen die Differenzkosten auf rund 117 Mrd. €. Bereits knapp vor 2040 sind diese – gemessen an den anlegbaren Preisen des Preispfads C – zusätzlich aufgewandten Mittel zur Unterstützung des EE-Ausbaus durch die anfallenden „negativen“ Differenzkosten wieder kompensiert. Bis 2040 können bereits 21 Mrd. € weniger im Vergleich zu einer auf fossilen Energien beruhenden Energieversorgung ausgegeben werden, bis 2050 summiert sich dieser Wert bereits auf rund 330 Mrd. €.

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 weiterhin niedrige Energiepreise zu hoffen – wie es derzeit teilweise noch in wichtigen energiewirtschaftlichen Untersuchungen geschieht [u. a. IEA 2006] und wie es hier durch den Energiepreispfad A symbolisiert wird – kann fatale Folgen für den aus Klimaschutzgründen notwendigen deutlichen Ausbau erneuerbarer Energien haben. Die Erwartung merklicher Energiepreisanstiege verknüpft mit wirksamen monetären Wirkungen der Klimaschutzpolitik, wie sie im Preisfad C und in abgeschwächter Form im Preisfad B zum Ausdruck kommen, sind dagegen angemessene Reaktionen auf die sichtbaren Probleme der gegenwärtigen Energieversorgung.

Tabelle 3-7: Differenzkosten des Ausbaus von EE im Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereich gemäß LEITZSZENARIO 2006 bei anlegbaren Preisen nach Preisfad C (in Mio. €/a)

LEITZSZENARIO 06 - Preisfad C					
(Mio. EUR/a; in EUR 2002)					
	Strom	Wärme	Kraftstoffe	Gesamt	Kumuliert ab 2001
2000	792	856	139	1787	
2001	1217	950	247	2414	2414
2002	1587	984	355	2926	5340
2003	2061	1008	463	3531	8871
2004	2384	1096	570	4051	12922
2005	2673	1099	678	4451	17373
2006	3011	1151	845	5007	22380
2007	3252	1171	1012	5435	27815
2008	3393	1172	1179	5744	33559
2009	3448	1139	1346	5933	39492
2010	3431	1074	1573	6078	45570
2011	3584	1096	1640	6320	51890
2012	3697	1100	1707	6505	58394
2013	3761	1083	1775	6619	65013
2014	3805	1059	1842	6706	71719
2015	3846	986	1910	6743	78462
2016	3792	948	1809	6549	85011
2017	3595	874	1709	6177	91188
2018	3358	790	1609	5757	96945
2019	3053	680	1509	5242	102187
2020	2613	551	1408	4572	106760
2021	2217	371	1181	3769	110529
2022	1781	174	932	2886	113416
2023	1385	-6	705	2084	115499
2024	989	-185	478	1281	116780
2025	592	-365	251	478	117259
2026	196	-544	24	-324	116934
2027	-200	-724	-204	-1127	115807
2028	-596	-903	-431	-1930	113877
2029	-992	-1083	-658	-2733	111144
2030	-1745	-1424	-1089	-4258	106886
2040	-10743	-5555	-4991	-21289	-21128
2050	-21334	-10206	-9801	-41341	-334278

AKTUAL/Diff-Kost; 29.1.07

4 Szenariovarianten

4.1 Variante mit Reduktion der CO₂-Emissionen um 40% gegenüber 1990

Der aus dem LEITSZENARIO 2006 abgeleitete CO₂-Reduktionspfad erreicht im Jahr 2050 die langfristig angestrebte Reduktion um 80% der im Jahr 1990 ausgestoßenen CO₂-Emissionen. Vor dem Hintergrund der bereits eingetretenen Klimaveränderungen und eines sich möglicherweise sogar beschleunigenden Klimawandels [IPCC 2007] ist die Einhaltung dieses Zielwerts für die notwendige Reduktion der CO₂-Emissionen der Industriestaaten notwendiger denn je. In der energiepolitischen Diskussion werden vielfach Zwischenziele genannt, u. a. wird für 2020 eine Reduktion der CO₂-Emissionen um rund 40% gegenüber 1990 angestrebt. Im LEITSZENARIO 2006 wird dagegen „nur“ eine Reduktion um 35,5% erreicht. Diese im Vergleich zu den früheren NatPlus-Szenarien [BMU 2004] geringere Reduktion resultiert aus der Tatsache, dass sich außer der EE-Stromerzeugung alle anderen wesentlichen Zielgrößen im Zeitraum 2000 bis 2005 langsamer als in den NatPlus-Szenarien empfohlen entwickelt haben. Dies gilt insbesondere für die Zielgröße „Zukünftiger Stromverbrauch“. Während die Bruttostromerzeugung im Jahr 2000 bei 571 TWh/a lag und in den NatPlus-Szenarien bis 2020 von einer möglichen Reduktion auf 495 TWh/a ausgegangen wurde, stieg die Bruttostromerzeugung stattdessen bis 2005 auf 612 TWh/a. Für das Jahr 2020 wird im LEITSZENARIO 2006 jetzt eine Bruttostromerzeugung von 570 TWh/a, also ein beträchtlich höherer Wert, angenommen. Auch ist der Ausbau der KWK deutlich hinter den Erwartungen zurückgeblieben.

Die für ein rechtzeitiges Einschwenken auf eine nachhaltige Energieversorgung erforderlichen Strukturveränderungen haben bisher nicht in dem erforderlichen Ausmaß stattgefunden. Damit kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass das bereits vor 2000 formulierte Reduktionsziel für 2020 jetzt ohne zusätzliche, den Reduktionsprozess beschleunigende Maßnahmen erreicht werden kann. In einer Szenariovariante wird im folgenden beschrieben, welche Aktivitäten aus heutiger Sicht zusätzlich zu den im LEITSZENARIO 2006 ergriffenen strukturellen Veränderungen ergriffen werden müssen, um obigen Zeitverlust aufzuholen. Dabei wird nach wie vor davon ausgegangen, dass der Rückbau der Kernenergie entsprechend dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung unverändert stattfindet. Tabelle 4-1 fasst die wesentlichen Veränderungen, die Szenario LEIT-VAR ergriffen wurden zusammen.

Theoretisch könnte die notwendige weitere Reduktion der CO₂-Emissionen um weitere 40 Mio. t/a im Jahr 2020 mit einer einzigen Annahme, nämlich einer Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 entsprechend dem früheren NATPLUS-Szenario von 495 TWh/a erreicht werden. Das ist jedoch angesichts der derzeitigen Verbrauchshöhe und der innerhalb der nächsten 13 Jahre mobilisierbaren Einsparpotenziale völlig unrealistisch. Auch wäre dieser Rückgang mit den derzeit geplanten Zubaukapazitäten im fossilen und im EE-Bereich nicht kompatibel. An diesem fiktiven Beispiel zeigt sich aber sehr deutlich, dass Versäumnisse auf der Effizienzseite naturgemäß Planungen für höhere Erzeugungskapazitäten hervorrufen bzw. abzubauen Kapazitäten, wie die Kernkraftwerksleistung, zementieren. Daraus entstehen dann rasch Vermutungen, dass z. B. die Kernenergie „unverzichtbar“ sei. Diese Versäumnisse bei der effizienteren Nutzung von Strom ausschließlich durch einen verstärkten Ausbau der EE wettmachen zu wollen, wäre aber eine verfehlt, da volkswirtschaftlich zu teure Strategie. Vielmehr würde das bereits bestehende Ungleichgewicht in der Wachstumsdynamik der „Effizienzsäule“ und der „EE-Säule“ noch verstärkt und damit die Schaffung einer stabilen und erschwinglichen nachhaltigen Energieversorgung generell gefährdet.

Tabelle 4-1: Veränderungen wesentlicher Eckdaten im Jahr 2020 gegenüber LEITSZENARIO 2006 zur Erreichung des Reduktionsziels 2020 von – 40% der CO₂-Emissionen des Jahres 1990 und Vergleich mit den Daten des Jahres 2005.

Bezeichnung	2005	LEITSZEN. 2020	LEIT-VAR 2020	Veränderung, %
Energiebedingt. CO₂-Emiss. Mio. t/a	823*)	639	599	-6,3
Minderungsbeitrag EFF ab 2005		87	115	+ 32,2
Minderungsbeitrag EE ab 2005		97	109	+ 12,4
NUTZUNGSEFFIZIENZ				
Endenergie Strom, PJ/a	1.829	1.746	1.724	- 1,3
Endenergie Raumwärme, PJ/a	2.994*)	2.358	2.275	- 3,6
Endenergie Wärme gesamt, PJ/a	4.643*)	3.854	3.704	- 3,9
Endenergie gesamt, PJ/a	9.219*)	7.968	7.785	- 2,3
UMWANDLUNGSEFFIZIENZ				
Stromerzeugung aus KWK, TWh/a	63	109	116	+ 1,1
Anteil an Bruttoerzeugung, %	10,3	19,1	20,6	
Bruttostromerzeug, gesamt TWh/a	612	570	562	- 2,5
Primärenergie gesamt, PJ/a	14.238	11.903	11.585	- 2,7
Energieproduktivität (1990 = 100)	128	199	204	
ERNEUERBARE ENERGIEN				
Windenergie, TWh/a (GW)	27,2 (18,4)	81 (37,3)	92 (42,2)	+ 13,5
- Land	27,2 (18,4)	48 (27,3)	52 (30,0)	+ 8,3
- Off-shore	0	33 (10,0)	40 (12,2)	+ 21,2
Biomasse Strom, TWh/a	13,5	36,5	38,5	+ 5,5
EE-Strom gesamt, TWh/a	63,5	156	169	+ 8,3
Anteil EE-Strom an Bruttoerzeugung %	10,4	27,3	30,0	
Kollektoren, PJ/a	10	58	66	+ 13,7
Erdwärme, PJ/a	7	53	56	+ 5,7
Biomasse Wärme, PJ/a	274	426	445	+ 4,4
EE-Wärme gesamt, PJ/a	291	537	566	+ 5,4
Anteil EE-Wärme an Wärme End. %	6,3	13,9	15,3	
EE- Primärenergie, PJ/a	665	1.874	1.964	+ 4,8
Anteil EE, %	4,7	15,7	17,0	

*) temperaturbereinigt

Wegen des notwendigen „Nachholbedarfs“ bei der Verbesserung der Energienutzung sollte also bei der Ableitung einer Szenariovariante, die das „40%-Ziel“ zeitgerecht erreicht, nach wie vor der Schwerpunkt auf die Teilstrategie „Effizienzsteigerung“ gelegt werden. Parallel kann aber die bereits bestehende Dynamik im Bereich des EE-Ausbaus genutzt werden, um – ausgehend von der gegenwärtigen Situation – das Ziel mit größerer Sicherheit zu erreichen und die strukturellen Veränderungen im Effizienzbereich im realistisch umsetzbaren Bereich zu halten. Aus Tabelle 4-1 ersichtlich ist, das vorgeschlagen wird, 70% des zusätzlich notwendigen Reduktionsvolumens bis 2020 in Höhe von 40 Mio. t CO₂/a durch gesteigerte Nutzungseffizienz zu erbringen, die EE wirken mit 30% unterstützend bei. Alle zusätzlichen Aktivitäten liegen im Bereich relativ geringer Steigerungen der sowie einzuleitenden Maßnahmen für die angestrebte Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020. Es sind keine unüberwindlichen Schranken zu erkennen, falls diese Maßnahmen rechtzeitig und wirkungsvoll eingeleitet werden.

Die Endenergienachfrage kann um weitere 2,7% auf 7.785 PJ/a verringert werden durch eine zusätzliche Verringerung des Raumwärmebedarfs um 80 PJ/a, des Prozesswärmebedarfs um 70 PJ/a und des Strombedarfs um 22 PJ/a. Die Bruttostromerzeugung beträgt dann 562 TWh/a, was eine rund 8%ige Reduktion gegenüber dem Jahr 2005 erfordert. Auf eine weitere Verminderung des Endenergieverbrauchs im Verkehr wurde verzichtet, da das Leitszenario hier schon strenge Vorgaben hinsichtlich der Entwicklung der spezifischen Kraftstoffverbräuche macht. Weitergehende Verbrauchsminderungen sind möglich, wenn generell zu kleineren Fahrzeugen übergegangen wird (Down-Sizing), bzw. durch übergreifende Maßnahmen das Verkehrsaufkommen weniger stark wächst oder der Verkehrsträgermix deutlich verschoben wird [UBA 006]. Auch der Ausbau der KWK kann beschleunigt werden und führt mit einer Ausweitung auf 116 TWh/a zu einem Anteil von 20,6% im Jahr 2020. Die Effizienzseite bewirkt in dieser Kombination eine Verminderung der CO₂-Emissionen um weitere 28 Mio. t/a. Der gesamte Minderungsbeitrag der Effizienzstrategie zwischen 2005 und 2020 steigt von ursprünglichen 87 Mio. t/a auf 115 Mio. t/a, ist also um 32% höher als im LEITSZENARIO 2006

Ein beschleunigter EE-Ausbau zur Unterstützung der Effizienzstrategie kann vor allem noch bei der Windenergie erfolgen. Dazu sind bei Standorten auf dem Festland die Maßnahmen zum ohnehin anzustrebenden Repowering von Windkraftanlagen nach 2010 zu beschleunigen. Für die Off-shorenutzung wird unter der Annahme eines erfolgreichen Einstiegs von einem verstärkten Zubau nach 2015 ausgegangen. In der Summe führt dies zu einer Installation von weiteren 5 GW Windkraft gegenüber dem Leitszenario auf insgesamt 42 GW. Bei der Biomasse werden strom- und wärmeseitig die Potenziale etwas rascher erschlossen. Der unterstellte raschere Ausbau von Kollektor- und Erdwärmeeinrichtungen ist dann möglich, wenn das diskutierte „EE-Wärmegesetz“ relativ kurzfristig in Kraft tritt und sich als wirksam erweist. Die vorgeschlagenen Aktivitäten bewirken dann im Jahr 2020 einen 30%-igen Anteil von EE-Strom an der Bruttostromerzeugung (2,3 Prozentpunkte mehr als im LEITSZENARIO 2006) und einen Anteil von 15,3% an der Wärmeversorgung (1,4 Prozentpunkte mehr).

Der zusätzliche CO₂- Minderungsbeitrag der EE beträgt 12 Mio. t CO₂/a. Insgesamt tragen die EE damit mit 109 Mio. t/a zur CO₂-Minderung zwischen 2005 und 2020 bei (Gesamtwert einschließlich Wert 2005 ist 192 Mio. t/a), was einer Steigerung um gut 12% entspricht. In der Szenariovariante LEIT-VAR liegt damit der Minderungsbeitrag der Effizienzstrategie im Jahr 2020 leicht über demjenigen der erneuerbaren Energien. Der beschleunigte EE-Ausbau in LEIT-VAR verursacht nur geringe zusätzliche Differenzkosten, da er in einer Phase bereits deutlich reduzierter Gestehungskosten verläuft. So steigt das Maximum im Jahr 2015 von 6.743 Mio. €/a im LEITSZENARIO 2006 (Preispfad C) lediglich um 1% auf 6.885 Mio. €/a. Der Schnittpunkt mit der Nulllinie (Differenzkosten = Null) verändert sich praktisch nicht. Der Unterschied in den Differenzkosten liegt in der Schwankungsbreite einer geringfügig geänderten Zusammensetzung des EE-Mixes. Würde z.B. die Fotovoltaik bis 2020 statt auf 10 GW nur auf 8,8 GW ausgebaut und der fehlende Strombeitrag von 1,1 TWh/a durch zusätzli-

che Windkraft ersetzt, sind rechnerisch die Differenzkosten des EE-Ausbaus in der Szenariovariante LEIT-VAR mit denjenigen des LEITSZENARIOS 2006 identisch. Diese geringfügige Veränderung der Differenzkosten zeigt, dass ein Ausbau erneuerbarer Energien der über denjenigen des Leitszenarios hinausgeht nach Durchlaufen des größten Teils der möglichen Kostendegressionen nicht mehr durch zu hohe Differenzkosten belastet sein wird

In Abbildung 4.1 lassen sich die CO₂-Reduktionspfade der beiden Szenarien vergleichen. Er-sichtlich ist, dass im LEITSZENARIO 2006 zwischen 2010 und 2020 die CO₂-Verringerung langsamer abläuft infolge des in dieser Phase deutlichen Rückbaus der Kernenergie. Diese Verlangsamung wird durch die zusätzlichen Maßnahmen in LEIT-VAR kompensiert, zwi-schen 2005 und 2040 verläuft der Rückgang der CO₂-Emissionen praktisch linear. Für die langfristigen Wirkungen auf die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre sind die geringfügigen Unterschiede in den beschriebenen Reduktionspfaden praktisch vernachlässigbar. Jeder Pfad, der die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020 um > 30% gegenüber 1990 reduziert, kann aus der Sicht des Klimaschutzes als großer Erfolg bezeichnet werden. Da zu einer der-artigen Wirkung alle Teilstrategien in beträchtlichem Maße beitragen müssen, kann davon ausgegangen werden, dass die dadurch erzeugte Dynamik anhält und die weitere noch er-forderliche CO₂-Reduktion stabilisiert.

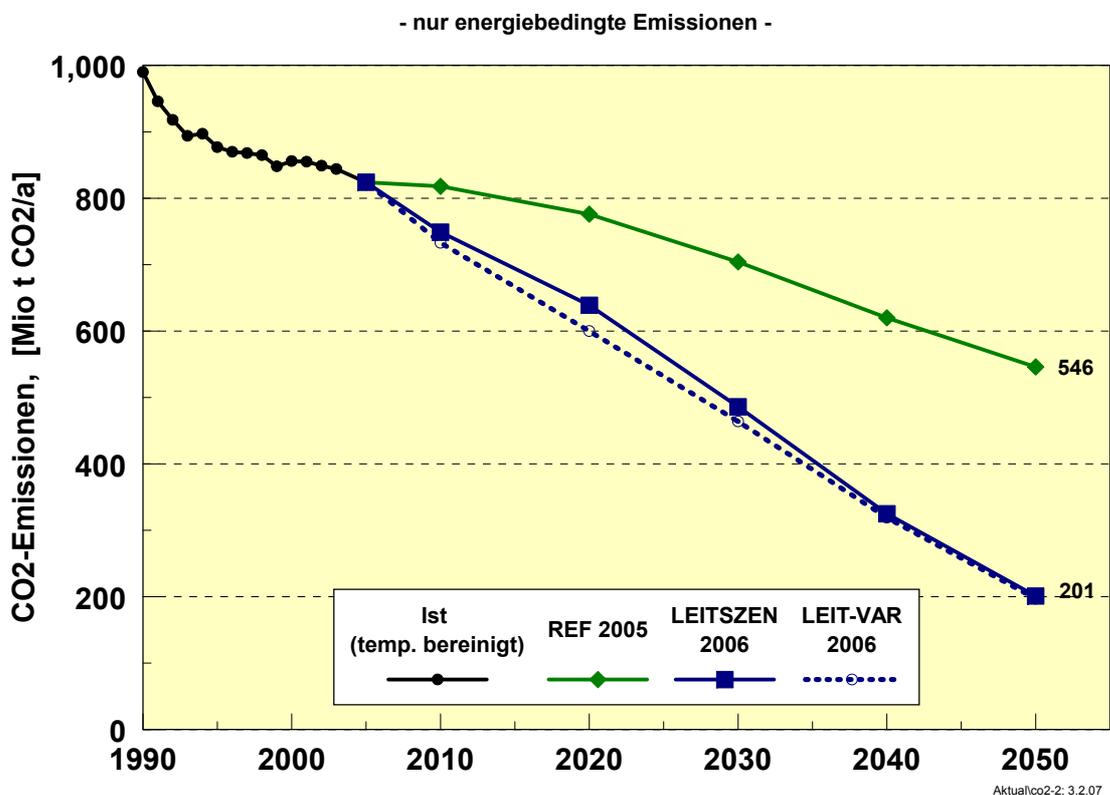


Abbildung 4.1: CO₂-Reduktionspfade des LEITSZENARIOS 2006 und der Variante LEIT-VAR im Vergleich zum Reduktionspfad der Referenzentwicklung

Mit dem Szenario LEIT-VAR kann gezeigt werden, dass eine Beschleunigung notwendiger Klimaschutzmaßnahmen durch verstärkte Effizienz und EE-Ausbau möglich ist, wenn die entsprechenden Maßnahmen rechtzeitig und konsequent eingeleitet werden. Falls aus energiepolitischer Sicht die verbindliche Setzung sehr ehrgeiziger CO₂-Reduktionsziele für den mittelfristigen Zeitraum um 2020 erforderlich ist, kann dies also durchaus mit dem Ziel eines Verzichts auf die Nutzung der problematischen Kernenergie vereinbart werden. Allerdings ist

dazu die Mobilisierung der entsprechenden Potenziale in allen Nutzungs- und Wandlungsbereichen (Nutzungseffizienz, KWK-Ausbau, EE-Ausbau) auf sehr konsequente Weise erforderlich. Ein weiterer Zeitverlust beim Einleiten der Handlungsoptionen verengt den Handlungskorridor bis 2020 stark und kann dazu führen, dass angestrebte Klimaschutzziele innerhalb dieses Zeitraums unerfüllbar werden.

5 Literatur

Altner u.a. 1995: G. Altner, H-P.Dürr, G.Michelsen, J. Nitsch: „Zukünftige Energiepolitik – Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen. Studie im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur. Economica-Verlag, Bonn 1995.

BEE 2006: „Entwicklungspotenziale der Erneuerbaren Energien bis 2050.“ Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Juli 2006.

BEE 2007: Jahr der Rekorde – Erneuerbare Energien in 2006. BEE-Pressekonferenz, 4.Jan. 2007.

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, April 2004.

BMU 2005: J. Nitsch, F. Staiss, B. Wenzel, M. Fishedick : „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare – Energien –Gesetz“. DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, WI Wuppertal, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin Dezember 2005

BMU 2006a: „Entwicklung der Erneuerbaren 2005 – Aktueller Sachstand.“ Hrsg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin März 2006.

BMU 2006b: F. Staiss, J. Nitsch, D. Edler, C.Lutz u.a.: „Wirkungen des Ausbaus der EE auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels“. Im Auftrag des BMU, Entwurfsfassung Juni 2006 (Abschlußbericht August 2006)

BMWi 2006: Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Mai 2006.

Brischke 2005: L. Brischke: „Modell einer zukünftigen Stromversorgung Deutschlands mit hohen Beiträgen regenerativer Energien auf der Basis eines Mehrknoten-Netzes.“ Dissertation Universität Stuttgart 2005, VDI-Fortschrittsberichte, Reihe 6, Nr. 530.

BWE 2006: „Rückenwind – Koalition unterstützt Netzausbau und Offshore-Windenergie“. www.wind-energie.de/aktuelles/article/rueckenwind.3.11.06

Dena 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Dt. Energieagentur GmbH (dena), Konsortium DEW / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz / VE Transmission, Köln 2005.

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

EWI/Prognos 2006: „Auswirkungen höherer Energiepreise auf Energieangebot- und nachfrage. Ölpreisvariante der energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030.“ Untersuchung im Auftrag des BM für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, August 2006.

IEA 2006: International Energy Agency: „World Energy Outlook 2006“, Paris 2006.

IPCC 2007: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers; IPCC Secretariat, Geneva, February 2007; www.ipcc.ch.

Krewitt 2006: W.Krewitt, B. Schlmann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern.“ Gutachten für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, DLR Stuttgart, ISI Karlsruhe, März 2006

Nast u.a.. 2006: M. Nast, V. Bürger, S. Klinski, U. Leprich, M. Ragwitz: Materialien zum Konsultationspapier zur Entwicklung eines Instruments zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt. Im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Mai 2006.

PV 2005: W. Krewitt, M. Nast, J. Nitsch: "Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik. DLR-STB Stuttgart, Juni 2005.

STZ 2006: OFF-Shore Windpark wird 2008 gebaut. Stuttgarter Zeitung, 4. Oktober 2006.

Trans-CSP 2006: F. Trieb, C. Schillings u.a: Trans-Mediterranean Interconnection for Central Solar Power. Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Berlin, April 2006.

UBA 2000: J. Nitsch, M. Fishedick, F. Staiß u.a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Forschungsbericht 298 97 340, UBA-FB 99-126 im Auftrag des UBA, Berlin 2000.

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

VDEW 2006: „Stromwirtschaft investiert in Versorgungssicherheit.“ Kraftwerksprojekte 2006 www.strom.de/wysstr/stromwys.nst, 6. Oktober 2006.

6 Anhang

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 [MWe]
	[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	1158	64	100	0	0	36679	11944
2001	23383	4604	10509	8755	5065	1337	116	178	0	0	39073	14874
2002	23824	4626	15859	11965	5962	1492	188	258	0	0	45833	18341
2003	20350	4643	18856	14609	9132	2079	333	408	0	0	48671	21739
2004	21000	4658	25509	16629	10463	2338	557	909	0,2	0,16	57529	24534
2005	21524	4681	27229	18431	13534	2645	1282	1774	0,2	0,16	63569	27531

Tabelle 2: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien

	Biomasse	Solarthermie		Geothermie		Summe	Biodiesel	Rapsöl	Bio- ethanol	Summe
	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	70346	2465	5478	3835	1532	74343	8267	52	0	8319
2004	72259	2573	6235	4365	1558	76390	10850	52	424	11326
2005	76317	2960	7197	5038	1601	80878	18600	2047	1936	22583

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

Quellen: Daten der AGEE (bis 12/06; teilweise unveröffentlicht), BMU 2006, BMWi 2006; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.

Tabelle 3a: Primärenergiestruktur und Endenergie 1975 – 1994 (1975 bis 1989 alte und neue Bundesländer) mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2

	1975	1980	1985	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Energieträger										
Mineralöl	5500	6058	5113	5296	5013	5217	5525	5612	5731	5681
Steinkohlen	2300	2393	2511	2362	2306	2306	2330	2196	2139	2140
Braunkohlen	3500	3391	3686	3537	3525	3202	2507	2176	1983	1861
Naturgase 1)	1119	2185	2040	2164	2239	2258	2386	2355	2504	2559
Kernenergie	400	606	1450	1698	1743	1665	1609	1733	1675	1650
EE 1 2)	62	65	59	59	55	61	58	68	71	76
EE 2 3)	128	138	152	160	165	168	173	178	183	190
Sonstige 4)	30	30	32	28	30	25	25	20	20	20
Importsaldo Strom	30	26	40	7	4	3	-2	-19	3	8
Primärenergie, ges.	13069	14892	15083	15311	15080	14905	14610	14319	14309	14185
PEV EE 1 + 2	190	203	211	219	220	229	230	246	254	266
Anteile in %										
Mineralöl	42,1	40,7	33,9	34,6	33,2	35,0	37,8	39,2	40,1	40,0
Steinkohlen	17,6	16,1	16,6	15,4	15,3	15,5	15,9	15,3	14,9	15,1
Braunkohlen	26,8	22,8	24,4	23,1	23,4	21,5	17,2	15,2	13,9	13,1
Naturgase 1)	8,6	14,7	13,5	14,1	14,8	15,1	16,3	16,4	17,5	18,0
Kernenergie	3,1	4,1	9,6	11,1	11,6	11,2	11,0	12,1	11,7	11,6
EE 1 2)	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
EE 2 3)	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3
Sonstige 4)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Importsaldo Strom	0,2	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	-0,0	-0,1	0,0	0,1
Anteil PEV EE 1 + 2	1,45	1,36	1,40	1,43	1,46	1,54	1,58	1,72	1,77	1,88
Verwendung										
Primärenergie	13069	14892	15083	15311	15080	14905	14610	14319	14309	14185
Umwandlungssektor	4000	4200	4400	4539	4480	4475	4353	4281	4188	4111
NE-Verbrauch	800	850	900	944	998	958	891	911	887	964
Endenergie	8269	9842	9783	9828	9602	9472	9366	9127	9234	9110
Endenergie EE	173	185	191	205	206	207	208	223	230	241
Endenergie:										
- Verarb. Gewerbe				3227	3254	2977	2694	2560	2432	2463
- Haushalte				2513	2263	2367	2516	2436	2618	2558
- Kleinverbraucher				1829	1747	1749	1728	1609	1588	1535
-Verkehr				2259	2338	2379	2428	2522	2596	2554
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
NE-Verbrauch	6,1	5,7	6,0	6,2	6,6	6,4	6,1	6,4	6,2	6,8
Endenergie	63,3	66,1	64,9	64,2	63,7	63,5	64,1	63,7	64,5	64,2
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
Anteile an Endenergie:										
- Verarb. Gewerbe				32,8	33,9	31,4	28,8	28,0	26,3	27,0
- Haushalte				25,6	23,6	25,0	26,9	26,7	28,4	28,1
- Kleinverbraucher				18,6	18,2	18,5	18,4	17,6	17,2	16,8
-Verkehr				23,0	24,3	25,1	25,9	27,6	28,1	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), Geother

4) Sonstige: Müllverbrennung (nicht biogen), Kokereigase, Gichtgas

Quellen: BMWi-Energiedaten 2006 (Stand Mai 2006) ; EE-Daten siehe Tab. 1 und Tab. 2.

Tabelle 3b: Primärenergiestruktur und Endenergie 1995 – 2005 mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2.

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
5689	5808	5753	5775	5599	5499	5577	5381	5280	5214	5128	Energieträger
2060	2090	2065	2059	1967	2021	1949	1912	2013	1928	1838	Mineralöl
1734	1688	1595	1514	1473	1550	1633	1664	1639	1647	1595	Steinkohlen
2788	3115	3023	3055	3057	3063	3227	3190	3206	3236	3240	Braunkohlen
1682	1764	1859	1764	1855	1851	1868	1798	1802	1823	1778	Naturgase 1)
84	76	79	85	97	117	122	144	142	169	180	Kernenergie
200	210	223	241	242	264	278	289	380	407	485	EE 1 2)
15	15	25	30	30	25	30	35	23	32	30	EE 2 3)
17	-19	-9	-2	4	11	-5	2	-29	-26	-36	Sonstige 4)
											Importsaldo Strom
14269	14746	14614	14521	14324	14401	14679	14414	14457	14430	14238	Primärenergie, ges.
284	285	303	326	339	381	400	432	523	576	665	PEV EE 1 + 2
39,9	39,4	39,4	39,8	39,1	38,2	38,0	37,3	36,5	36,1	36,0	Anteile in %
14,4	14,2	14,1	14,2	13,7	14,0	13,3	13,3	13,9	13,4	12,9	Mineralöl
12,2	11,4	10,9	10,4	10,3	10,8	11,1	11,5	11,3	11,4	11,2	Steinkohlen
19,5	21,1	20,7	21,0	21,3	21,3	22,0	22,1	22,2	22,4	22,8	Braunkohlen
11,8	12,0	12,7	12,1	13,0	12,9	12,7	12,5	12,5	12,6	12,5	Naturgase 1)
0,6	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	1,0	1,0	1,2	1,3	Kernenergie
1,4	1,4	1,5	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,6	2,8	3,4	EE 1 2)
0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	EE 2 3)
0,1	-0,1	-0,1	-0,0	0,0	0,1	-0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	Sonstige 4)
											Importsaldo Strom
1,99	1,94	2,07	2,25	2,36	2,65	2,73	3,00	3,61	3,99	4,67	PEV EE 1 + 2
14269	14746	14614	14521	14324	14401	14679	14414	14457	14430	14238	Verwendung
3984	4107	4067	4017	3989	4099	4192	4157	4183	4129	4070	Primärenergie
963	953	1012	1046	1035	1068	1031	1029	1008	1064	1050	(einschl. Stat.Diff.)
9322	9686	9535	9458	9300	9234	9456	9228	9266	9237	9118	NE-Verbrauch
											Endenergie
258	258	273	294	307	347	364	394	473	523	601	Endenergie EE
2474	2424	2440	2397	2384	2421	2365	2322	2348	2387	2340	Endenergie:
2655	2890	2854	2782	2612	2584	2822	2690	2792	2712	2670	- Verarb. Gewerbe
1579	1747	1598	1588	1523	1478	1571	1544	1531	1502	1500	- Haushalte
2614	2625	2643	2691	2781	2751	2698	2672	2595	2636	2608	- Kleinverbraucher
											-Verkehr
27,9	27,9	27,8	27,7	27,8	28,5	28,6	28,8	28,9	28,6	28,6	Anteile an PEV (in %)
6,7	6,5	6,9	7,2	7,2	7,4	7,0	7,1	7,0	7,4	7,4	(einschl. Stat.Diff.)
65,3	65,7	65,2	65,1	64,9	64,1	64,4	64,0	64,1	64,0	64,0	NE-Verbrauch
											Endenergie
2,77	2,66	2,87	3,11	3,30	3,75	3,85	4,27	5,10	5,66	6,59	Anteile an END (in %)
											Endenergie EE
26,5	25,0	25,6	25,3	25,6	26,2	25,0	25,2	25,3	25,8	25,7	Anteile an Endenergie:
28,5	29,8	29,9	29,4	28,1	28,0	29,8	29,2	30,1	29,4	29,3	- Verarb. Gewerbe
16,9	18,0	16,8	16,8	16,4	16,0	16,6	16,7	16,5	16,3	16,5	- Haushalte
28,0	27,1	27,7	28,5	29,9	29,8	28,5	29,0	28,0	28,5	28,6	- Kleinverbraucher
											-Verkehr

Bilanzen/EE-Stat; 31.1.07

Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im LEITSZENARIO 2006

Tabelle 4: Gesamte Bruttostromerzeugung

Gesamte Bruttostromerzeugung 1995 bis 2050 (TWh/a)								
Leitszenario 2006								
Jahr	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Kond. Kraftwerke	453,3	483,5	498,6	444,0	341,5	214,8	98,2	26,9
-Steinkohle/Übr. feste B.	136,2	141,2	131,1	122,0	104,8	67,2	28,4	3,8
-Braunkohle	135,1	139,8	146,0	138,0	120,0	73,0	24,5	4,0
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	27,9	32,9	58,5	59,0	85,7	74,6	45,3	19,1
- Kernenergie	154,1	169,6	163,0	125,0	31,0	0,0	0,0	0,0
Öffentliche, große KWK	25,5	26,5	27,5	30,5	34,0	38,0	38,0	38,0
- HKW, Braunkohlen	7,5	8,5	9,0	10,0	10,0	9,0	5,5	1,0
- HKW, Steinkohle	10,0	10,0	10,5	11,0	12,0	13,0	13,0	12,0
- HKW Müll (einschl. biogen. Abfälle)	3,5	3,7	4,2	4,4	4,8	5,2	5,4	5,5
- HKW, Erdgas, Öl	4,5	4,3	3,8	5,1	7,2	10,8	14,1	19,5
Dezentrale KWK (Nahwärme+Objekte):	2,0	3,0	7,0	14,0	26,0	39,0	47,0	53,0
- BHKW, Erdgas, Öl	1,8	2,2	2,3	4,7	8,1	16,0	22,3	27,8
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,2	0,8	4,7	9,3	17,9	23,0	24,7	25,2
Industrielle KWK	28,0	25,0	28,5	38,0	49,0	54,0	57,0	59,0
- HKW, Kohlen	11,7	8,0	5,8	5,8	5,8	5,2	4,9	4,5
- HKW, Erdgas, Öl	10	9,5	9,7	11,0	13,5	15,8	16,0	17,0
- BHKW, Erdgas, Öl	6,0	6,0	6,3	9,0	13,6	14,6	17,1	18,5
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,3	1,5	6,7	12,2	16,1	18,4	19,0	19,0
REG (ohne Biomasse)	23,4	32,6	50,0	68,5	119,5	205,2	305,9	387,1
- Laufwasser(+ Zulauf Speicher)	21,6	24,9	21,5	23,2	24,5	24,9	24,9	24,9
- Wind (Onshore und Offshore)	1,8	7,6	27,2	41,0	81,1	133,2	176,4	199,5
- Photovoltaik	0,0	0,1	1,3	3,9	8,9	12,8	18,5	24,1
- Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,4	3,2	9,4	17,3	24,2
- Import SOT				0,0	0,9	16,3	48,8	84,5
- Import andere REG				0,0	0,9	8,7	20,0	30,0
Gesamt Erzeugung	532,2	570,6	612,0	595	570	551	546	564
-Steinkohle/Sonst. feste B.*)	159,7	161,1	149,5	141	125	88	49	23
-Braunkohle	142,6	148,3	155,0	148	130	82	30	5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	50,2	54,9	81,0	89	128	132	115	102
- Summe fossil	352,5	364,3	385,5	378	383	302	194	130
-nuklear	154,1	169,6	163,0	125	31	0	0	0
-REG gesamt **)	25,7	36,7	63,5	92	156	249	352	434
-- fluktuier. (nur PV/Wind)	1,8	7,7	28,5	45	90	146	195	224
REG-Anteil, gesamt	0,05	0,06	0,104	0,155	0,273	0,452	0,645	0,770
Flukt. Durchdring.	0,00	0,01	0,05	0,08	0,16	0,26	0,36	0,40
REG-Strom für Wasserstoff (in obigem REG enthalten)				0	0	3	22	60
-Wind (einschl. Offshore)						3	16	40
-Photovoltaik						0	0	5
-Geothermie						0	0	0
-Import SOT						0	6	15
REG ohne Strom für Wasserst. Gesamt ohne Strom für H2	25,7	36,7	63,5	92	156	246	330	374
				595	570	548	524	504

*) einschl. gesamter Abfall (nicht biogen und biogen)

**) einschl. Biomasse + biogener Anteil aus Abfall (50%)

Aktuell/LEIT-06; 20.1.07

Tabelle 5: Installierte Bruttokraftwerksleistung

Installierte Bruttoleistung; öffentlich (+Bahn) + Industrie +Privat (GW) Leitszenario 2006								
Jahr	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Kond. Kraftwerke	92,2	89,3	86,2	79,9	71,6	56,0	32,8	14,0
-Steinkohle/Übr. feste B.	25,4	26,5	24,4	22,6	19,8	14,0	6,6	1,3
-Braunkohle	21,2	18,8	19,8	18,9	16,4	10,3	3,6	0,7
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	23,2	21,6	20,7	21,1	31,2	31,8	22,6	12,0
- Kernenergie	22,4	22,4	21,3	17,3	4,3	0,0	0,0	0,0
Öffentliche HKW	9,7	9,7	10,0	11,0	11,8	13,2	13,0	12,6
- HKW Braunkohle	2,9	3,0	3,2	3,6	3,6	3,3	2,1	0,4
- HKW (Steinkohle, Müll gesamt)	5,0	5,1	5,2	5,5	5,9	6,4	6,5	6,1
- HKW (Erdgas +Öl)	1,8	1,6	1,6	2,0	2,3	3,4	4,4	6,1
Nahwärme + Objekte	0,5	0,7	1,6	2,9	5,3	7,8	9,3	10,4
- BHKW(Gas;Öl)	0,4	0,5	0,6	1,1	1,7	3,3	4,5	5,5
- BHKW.(Biomasse)	0,0	0,2	0,9	1,9	3,6	4,5	4,8	4,9
Industrielle KWK	9,5	8,8	8,7	10,8	13,1	13,9	14,3	14,7
- HKW (Steinkohle)	4,6	3,4	2,4	2,4	2,4	2,1	1,9	1,7
- HKW (Erdgas, Öl)	3,4	3,6	3,6	4,0	4,7	5,4	5,3	5,7
- BHKW(Erdgas, Öl)	1,5	1,5	1,5	2,1	3,0	3,1	3,6	3,8
- BHKW (Biomasse)	0,1	0,3	1,2	2,3	3,0	3,4	3,5	3,5
Regenerativ (ohne Biomasse)	5,6	10,8	24,9	35,8	53,3	75,6	101,6	121,1
-Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	4,5	4,6	4,7	4,9	5,1	5,1	5,2	5,2
-Wind	1,1	6,1	18,4	26,0	37,3	51,0	63,0	68,5
-Photovoltaik	0,0	0,1	1,8	4,9	10,0	13,7	19,5	25,0
-Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	2,5	3,5
-Import SOT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,7	7,5	13,0
-Import andere REG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,7	4,0	6,0
Gesamt Erzeugung *)	117,4	119,3	131,3	140,4	155,1	166,6	171,0	172,8
-Steinkohle/Übr. feste B.; Müll**	35,0	35,0	32,0	30,5	28,1	22,5	15,0	9,2
-Braunkohle	24,0	21,8	23,0	22,5	20,0	13,6	5,7	1,1
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	30,3	28,8	28,0	30,2	42,9	46,9	40,4	33,0
- Summe fossil (einschl. Müll)	89,3	85,6	83,0	83,1	91,0	83,1	61,2	43,3
-nuklear	22,4	22,4	21,3	17,3	4,3	0,0	0,0	0,0
-regenerativ (einschl. Biomasse)	5,7	11,3	27,0	39,9	59,9	83,5	109,9	129,5
-- fluktuier. (PV/Wind)	1,1	6,2	20,2	30,9	47,3	64,7	82,4	93,5
KWK- Erzeugung, gesamt	19,7	19,2	20,3	24,7	30,2	34,9	36,6	37,7
- HKW öffentlich	9,7	9,7	10,0	11,0	11,8	13,2	13,0	12,6
- HKW Industrie	8,0	7,0	6,0	6,4	7,1	7,4	7,2	7,4
- BHKW (Nahwärme+Objekte)	0,5	0,7	1,6	2,9	5,3	7,8	9,3	10,4
- BHKW (Industrie)	1,5	1,8	2,7	4,4	6,0	6,5	7,1	7,3
- dezentrale KWK gesamt	2,0	2,5	4,3	7,3	11,3	14,3	16,4	17,7
Anteil an Gesamt KWK (%)	10,2	12,9	21,0	29,4	37,4	41,1	44,7	46,9
*) ohne Pumpspeicherleistung; 2005 = 4,7 GW; **) einschl. Mischfeuerung								

Aktual/LEIT-06; 20.1.07

Tabelle 6: Stromseitige Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung

Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung; Stromseitig Leitszenario 2006								
Jahr	1995	2000	2005 Ist **)	2010	2020	2030	2040	2050
a) Öffentl. HKW = "Fernwärme"								
- Strom (TWh/a)	25,5	26,5	27,5	30,5	34,0	38,0	38,0	38,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	55,0	55,0	55,0	56,5	56,7	54,3	51,4	51,4
- Stromkennzahl	0,464	0,482	0,500	0,540	0,600	0,700	0,740	0,740
Aufteilung Strom:								
Große HKW Braunkohle	7,5	8,5	9,0	10,0	10,0	9,0	5,5	1,0
Große HKW Steinkohle	10,0	10,0	10,5	11,0	12,0	13,0	13,0	12,0
Große HKW (Müll + biog. Abfälle)	3,5	3,7	4,2	4,4	4,8	5,2	5,4	5,5
Große HKW (Erdgas + Öl)	4,5	4,3	3,8	5,1	7,2	10,8	14,1	19,5
b) "Nahwärme" bzw. BHKW von 10 kWel bis 10 MWel								
- Strom (TWh/a)	2,0	3,0	6,8	11,0	17,0	24,0	29,0	32,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	4,0	6,0	10,4	15,3	20,5	25,3	26,9	25,6
- Stromkennzahl	0,500	0,500	0,654	0,720	0,830	0,950	1,080	1,250
Aufteilung Strom:								
BHKW, Gas+Öl *)	1,8	2,2	2,3	3,7	4,5	8,5	12,8	15,5
BHKW, Biomasse, -gas *)	0,2	0,8	4,5	7,3	12,5	15,5	16,2	16,5
c) "Objektversorgung" < 10 kWel								
- Strom (TWh/a)	0	0	0,6	3,0	9,0	15,0	18,0	21,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	0	0	1,3	7,1	19,6	30,0	30,0	31,8
- Stromkennzahl			0,480	0,420	0,460	0,500	0,600	0,660
Aufteilung Strom:								
BHKW, Gas + Öl *)	0	0	0,4	1,0	3,6	7,5	9,5	12,3
BHKW, Biomasse, -gas *)	0	0	0,2	2,0	5,4	7,5	8,5	8,7
d) "Industrielle" KWK								
- Strom (TWh/a)	28,0	25,0	28,5	38,0	49,0	54,0	57,0	59,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	69,0	60,0	64,0	67,9	70,0	63,3	61,6	59,0
- Stromkennzahl	0,41	0,42	0,45	0,56	0,70	0,85	0,93	1,00
Aufteilung Strom:								
HKW, Steinkohle	11,7	8,0	5,8	5,8	5,8	5,2	4,9	4,5
HKW, Erdgas + Öl	10,0	9,5	9,7	11,0	13,5	15,8	16,0	17,0
BHKW, Erdgas *)	6,0	6,0	6,3	9,0	13,6	14,6	17,1	18,5
BHKW, Biomasse *)	0,3	1,5	6,7	12,2	16,1	18,4	19,0	19,0
Gesamte KWK:								
- Strom (TWh/a)	55,5	54,5	63,4	82,5	109,0	131,0	142,0	150,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	128,0	121,0	130,7	146,8	166,7	172,9	169,8	167,8
- Stromkennzahl	0,434	0,450	0,485	0,562	0,654	0,758	0,836	0,894
- Ges. Nutzungsgrad	0,820	0,830	0,835	0,845	0,860	0,880	0,890	0,900
- "Nutzungsgrad" Wärme	0,572	0,572	0,562	0,541	0,520	0,501	0,485	0,475
Strom aus:								
-Steinkohle	21,7	18,0	16,3	16,8	17,8	18,2	17,9	16,5
-Braunkohle	7,5	8,5	9,0	10,0	10,0	9,0	5,5	1,0
-Heizöl	5,0	3,0	2,0	3,0	3,5	3,5	3,0	2,0
-Erdgas, andere foss. Gase	17,3	19,0	20,5	26,8	38,9	53,7	66,5	80,8
-Müll (ohne biogene Abfälle***)	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6	2,7	2,8
-Biomasse (einschl. biogen. Abfälle)	2,3	4,1	13,5	23,7	36,4	44,0	46,4	47,0
Beachte: KWK-Strom einschließlich vollständiger Stromerzeugung aus Biomasse (teilw eise ohne Wärmenutzung) Biomassedaten nach AGEE; in 2005 rund 13,4 TWh/a Strom und 2,3 GW								
*) Motoren, (Mikro-)Gasturbinen, Brennstoffzellen, bei Biomasse auch Dampfturbinen								
) tatsächliche Erzeugung, nicht temperaturbereinigt *) Anteil 50%								

Aktual/LEIT-06; 20.1.07

Tabelle 7: Brennstoffeinsatz und CO2-Emissionen der Stromerzeugung (einschließlich KWK entsprechend Tabelle 6).

Brennstoffeinsatz (PJ/a) für Stromerzeugung und CO2-Emissionen Leitszenario 2006								
Jahr	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoff für Kond. Kraftwerke (PJ/a)	4642	4872	4919	4245	3003	1784	788	211
- Steinkohle/übr. feste B.	1325	1338	1210	1098	920	576	238	31
- Braunkohle	1370	1379	1402	1274	1054	641	215	35
- Heizöl	39	57	57	46	50	48	60	69
- Erdgas/übr. Gase	226	248	473	463	642	518	275	76
- Kernenergie	1681	1850	1778	1364	338	0	0	0
mittlerer Wirk. grad	0,352	0,357	0,365	0,377	0,409	0,434	0,448	0,459
KWK-Strom (PJ/a)								
'Stromkennziffer	0,434	0,450	0,485	0,562	0,654	0,758	0,836	0,894
'Ges. Nutzungsgrad	0,820	0,830	0,835	0,845	0,860	0,880	0,890	0,900
'Nutzungsgrad Strom	0,248	0,258	0,273	0,304	0,340	0,379	0,405	0,425
Nutzungsgrad Wärme	0,572	0,572	0,562	0,541	0,520	0,501	0,485	0,475
Ges. KWK-Strom	200	196	228	297	392	472	511	540
Ges. KWK-Wärme	461	436	470	528	600	622	611	604
Gesamter Brennstoff für KWK	806	761	837	977	1154	1243	1261	1271
Gesamter Brennstoff für KWK-Strom (PJ/a); Var.1 *)	236	228	264	351	456	536	574	600
- Steinkohle/übr. feste B./Müll	95	78	70	81	85	85	83	77
- Braunkohle	33	37	39	43	42	37	22	4
- Heizöl	22	13	9	13	15	14	12	8
- Erdgas/übr. Gase	76	83	88	114	163	220	269	323
- Biomasse	10	18	58	101	152	180	188	188
"KWK-Nutzungsgrad Strom"	0,847	0,859	0,864	0,845	0,860	0,880	0,890	0,900
(1) Brennstoff für Kond.+KWK, ges.	5447	5633	5756	5221	4158	3027	2049	1482
Gesamter Strom + KWK-Wärme	2292	2372	2494	2424	2222	1867	1476	1241
Umw andlungsverluste	3155	3261	3262	2798	1935	1160	574	241
- Anteil an ges. Brennstoff (%)	58	58	57	54	47	38	28	16
Ges. Brennstoff für Strom*)	4878	5100	5184	4596	3460	2320	1363	811
-Steinkohle/Übr. feste B.	1420	1416	1281	1179	1005	661	321	108
-Braunkohle	1403	1416	1440	1316	1096	678	237	39
-Heizöl	61	70	65	59	64	63	72	77
-Erdgas	302	331	561	577	805	738	544	399
-Kernenergie	1681	1850	1778	1364	338	0	0	0
- Biomasse	10	18	58	101	152	180	188	188
- Summe Fossil	3187	3232	3347	3131	2969	2140	1175	623
Variante 1:								
CO2 für Strom (Mio t/a)	309	313	315	293	265	183	92	43
-Steinkohle/Übr. feste B.	132	132	119	110	93	61	30	10
-Braunkohle	156	157	160	146	122	75	26	4
-Heizöl	5	5	5	4	5	5	5	6
-Erdgas	17	19	31	32	45	41	30	22
CO2 (2000 = 100)	98	99	100	93	84	58	29	13
CO2/Bruttostrom (kg/kWh el)	0,5812	0,5478	0,5152	0,4916	0,4648	0,3317	0,1687	0,0754
CO2/ fossiler Strom (kg/kWh el)	0,8777	0,8581	0,8179	0,7742	0,6915	0,6055	0,4754	0,3271
CO2/Fossile Br. (Mio t/PJ th)	0,0971	0,0967	0,0942	0,0934	0,0892	0,0854	0,0784	0,0682
*) Brennstoffbedarf für getrennte Wärmeerzeugung abgezogen (Nutzungsgrad der Wärme bei getrennter Erzeugung = Gesamtnutzungsgrad KWK)								

Aktual/LEIT-06; 20.1.07

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

Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Verbrauchssektoren und Nutzungsarten 1995; 2000; 2005; Szenario bis 2050 Leitzszenario 2006									
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2000 = 100	9322	9234	9118	9219	8735	7968	7299	6567	5773
	102	101	100	101,1	95,8	87,4	80,1	72,0	63,3
nach Energieträgern:									
Elektrizität	1648	1779	1829	1829	1799	1746	1699	1629	1573
Kollektorw ärme	1	4	10	10	20	58	145	246	336
Geothermie - Wärme	1	6	7	7	12	53	159	276	365
Biomassew ärme (KWK, Heizw. und Einzelheizungen; Öff.+Ind.)	70	195	274	280	349	426	465	479	481
REG-Wasserstoff für Wärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahw ärme *)	279	285	285	293	299	321	343	333	336
Industrielle KWK, fossil	246	203	176	176	166	169	150	148	144
Gase; direkte Wärmeerzeugung	2060	2135	2255	2298	2200	1874	1480	1103	677
Kohlen; direkte Wärmeerz.	550	425	367	370	252	175	120	90	50
Heizöl; direkte Wärmeerz.	1763	1395	1269	1309	1114	777	533	243	93
Erdgas als Kraftstoff **)	10	15	20	20	25	40	70	120	200
Benzin, Diesel, Kerosin	2553	2666	2445	2445	2265	1893	1582	1268	793
REG-Kraftstoffe (H2 + Bio)	1	9	81	81	170	390	508	598	724
Mineralöl für stationäre Kraft	140	117	100	100	64	45	44	34	0
Gesamte Wärme ohne Strom	4970	4648	4643	4744	4411	3854	3395	2918	2482
Wärme aus Strom (von Tab. 4b)	570	605	615	615	561	522	508	473	436
Gesamte Wärme	5540	5253	5258	5359	4972	4376	3903	3391	2918
Strom für K/L stationär (Tab 4b)	1178	1113	1152	1152	1174	1152	1109	1062	1030
Strom für Verkehr (Tab.4b)	50	61	62	62	65	72	83	94	108
nach Verbrauchssektoren:									
Industrie	2474	2421	2340	2347	2244	2105	1951	1814	1681
Kleinverbraucher	1579	1478	1500	1524	1413	1224	1051	887	796
Private Haushalte	2655	2584	2670	2740	2553	2244	2054	1786	1471
Verkehr	2614	2751	2608	2608	2525	2395	2243	2080	1825
nach Nutzeneigarten:									
Raumheizung	3000	2841	2893	2994	2760	2358	2068	1712	1365
Warmwasser	470	465	485	485	452	408	370	342	325
Prozessw ärme	2071	1947	1880	1880	1760	1610	1465	1337	1228
Kraft/Licht stationär	1178	1230	1252	1252	1238	1197	1153	1096	1030
Kraft, mobil (einschl. Strom)	2603	2751	2608	2608	2525	2395	2243	2080	1825
Anteile der Sektoren (%)									
Industrie	26,5	26,2	25,7	25,5	25,7	26,4	26,7	27,6	29,1
Priv. Haushalte	16,9	16,0	16,5	16,5	16,2	15,4	14,4	13,5	13,8
Kleinverbraucher	28,5	28,0	29,3	29,7	29,2	28,2	28,1	27,2	25,5
Verkehr	28,0	29,8	28,6	28,3	28,9	30,1	30,7	31,7	31,6
Anteile der Nutzungsart (%)									
Raumheizung	32,2	30,8	31,7	32,5	31,6	29,6	28,3	26,1	23,6
Warmwasser	5,0	5,0	5,3	5,3	5,2	5,1	5,1	5,2	5,6
Prozessw ärme	22,2	21,1	20,6	20,4	20,1	20,2	20,1	20,4	21,3
Kraft/Licht stationär	12,6	13,3	13,7	13,6	14,2	15,0	15,8	16,7	17,8
Kraft, mobil (einschl. Strom)	27,9	29,8	28,6	28,3	28,9	30,1	30,7	31,7	31,6
*) KWK (einschl. Objektversorgung) mit Spitzenkesselanteil, sowie Heizwerke									
**) ggf. einschließl. Erdgas für H2-Reformierung ab 2030									

Aktual/LEIT-06; 20.1.07

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

Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050									
Leitszenario 2006									
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2000 = 100	9322 102	9234 101	9118 100	9219 101,1	8735 95,8	7968 87,4	7299 80,1	6567 72,0	5773 63,3
nach Energieträgern									
Elektrizität	1648	1779	1829	1829	1799	1746	1699	1629	1573
Kollektorwärme	1	4	10	10	20	58	145	246	336
Geothermie	1	6	7	7	12	53	159	276	365
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	70	195	274	280	349	426	465	479	481
REG-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	279	285	285	293	299	321	343	333	336
Industrielle KWK, fossil	246	203	176	176	166	169	150	148	144
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2070	2150	2275	2318	2225	1914	1550	1223	877
Steinkohlen	550	425	367	370	252	175	120	90	50
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4456	4178	3814	3854	3443	2715	2160	1545	886
REG-Kraftstoffe (H ₂ + Bio)	1	9	81	81	170	390	508	598	724
REG-Strom, (Endenergie), ges.	92	132	229	229	299	512	795	1087	1250
- Anteil an gesamt (%)	5,6	7,4	12,5	12,5	16,6	29,3	46,8	66,7	79,4
REG-Wärme, gesamt	72	205	291	297	381	537	769	1001	1182
- Anteil an gesamt (%)	1,4	4,4	6,3	6,3	8,6	13,9	22,6	34,3	47,6
REG-Kraftstoffe	1	9	81	81	170	390	508	598	724
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,3	3,2	3,2	6,9	16,8	23,5	30,1	42,2
REG-Gesamt	165	346	601	607	850	1439	2072	2686	3156
Anteil an Endenergie (%)	1,8	3,7	6,6	6,6	9,7	18,1	28,4	40,9	54,7
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3155	3261	3262	3262	2798	1935	1160	574	241
Umwandlungsverl. Übrige *)	831	840	808	808	899	950	927	896	886
- Anteil an PEV (%)	27,9	28,5	28,6	28,4	27,4	24,2	20,0	16,2	14,3
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	963	1068	1050	1050	1060	1050	1040	1020	1000
- Anteil an PEV (%)	6,7	7,4	7,4	7,3	7,9	8,8	10,0	11,3	12,7
Primärenergie 2000 = 100	14271 100	14402 101	14238 100	14340 100,7	13492 94,8	11903 83,6	10425 73,2	9057 63,6	7899 55,5
Mineralöl	5690	5497	5128	5176	4721	3966	3373	2717	2011
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2075	2046	1868	1876	1658	1378	940	538	257
Braunkohlen	1734	1550	1595	1595	1466	1221	765	278	46
Naturgase 1)	2789	3063	3240	3285	3176	3138	2734	2225	1756
Fossile Primärenergie	12288	12156	11831	11932	11020	9702	7811	5757	4070
Kernenergie	1681	1850	1778	1778	1364	338	0	0	0
REG - Inland und Import 2)	284	382	665	665	1134	1874	2614	3300	3829
Importsaldo Nicht-REG-Strom	17	14	-36	-36	-26	-11	0	0	0
Anteil REG an PEV (%) , (Wirkungsgradmethode)	2,0	2,7	4,7	4,6	8,4	15,7	25,1	36,4	48,5
CO₂-Emissionen (Mio t/a)	878	840	816	823	748	639	486	324	201
1990 = 100 (990 Mio.t/a; ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mio. t, 2005 = 30 Mio. t))	88,7	84,9	82,4	83,1	75,6	64,5	49,1	32,7	20,3
CO₂-Intens.fossil (Mio t/PJ)	0,0775	0,0758	0,0757	0,0756	0,0751	0,0738	0,0717	0,0683	0,0654
CO₂-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0660	0,0630	0,0619	0,0619	0,0602	0,0589	0,0518	0,0403	0,0291
*) einschließlich Verluste der Biokraftstoff- und H ₂ -Erzeugung									
1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogas)									
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import ! enthält Brutto- Erzeugung von Biokraftstoffen und REG-H ₂ (von ARES übernommen)									

Aktual/LEIT-06; 20.1.07

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

Endenergieverbrauch (PJ/a) und CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a) 1995; 2000; 2005; Szenario bis 2050 Leitszenario 2006									
	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie (ohne NE)	13308	13334	13188	13290	12432	10853	9385	8037	6899
Gesamte Endenergie	9322	9234	9118	9219	8735	7968	7299	6567	5773
Elektrizität	1648	1779	1829	1829	1799	1746	1699	1629	1573
Kraftstoffe *)	2704	2807	2646	2646	2524	2368	2205	2020	1717
Wärme (ohne Strom)	4970	4648	4643	4744	4411	3854	3395	2918	2482
Gesamte CO₂ - Emissionen	878	840	816	823	748	639	486	324	201
für Stromerzeugung (Tab. 2b)**)	309	313	315	315	293	265	183	92	43
für Kraftstoffe	195	202	184	184	169	142	121	100	68
für Wärmeerzeugung	374	325	317	323	287	232	182	131	90
CO₂ - Intensitäten									
primärenergetisch (t/GJ)	0,066	0,063	0,062	0,062	0,060	0,059	0,052	0,040	0,029
endenergetisch (t/GJ)	0,094	0,091	0,090	0,089	0,086	0,080	0,067	0,049	0,035
Strom(Endenergie), (t/GJ)	0,188	0,176	0,172	0,172	0,163	0,152	0,108	0,057	0,027
(kg/kWh)	0,676	0,633	0,621	0,621	0,585	0,546	0,387	0,204	0,097
Kraftstoffe (t/GJ)	0,072	0,072	0,070	0,070	0,067	0,060	0,055	0,050	0,040
Wärmeerzeugung (t/GJ)	0,075	0,070	0,068	0,068	0,065	0,060	0,054	0,045	0,036
nachrichtlich (Tab 2b; Var 1) bei Bezug auf Bruttostromerzg.:									
Strom, gesamt (kg/kWh)	0,581	0,548	0,515	0,492	0,492	0,465	0,332	0,169	0,075
nur fossiler Strom (kg/kWh)	0,878	0,858	0,818	0,774	0,774	0,691	0,605	0,475	0,327
Aufteilung der ab 2005 vermiedenen CO₂-Emissionen auf EFF und EE (in Mio t CO₂/a)									
Kraftstoffe nur EFF				184	176	166	154	139	115
EFF ab 2005				0	8	18	31	45	69
EE ab 2005				0	7	24	33	39	47
EE einschließlich 2005				7	14	31	40	45	54
Wärme nur EFF				323	292	247	211	173	143
EFF ab 2005				0	31	76	113	150	180
EE ab 2005				0	5	15	29	43	53
EE einschließlich 2005				18	23	32	46	60	71
Strom nur EFF +MIX - Kernenergie				315	314	323	291	248	227
EFF + Mix - Kernenergie ab 2005				0	2	-8	24	67	88
EE ab 2005 (nur foss. Substitution) !!				0	21	58	108	156	185
EE einschließlich 2005				59	80	117	167	215	243
Gesamtminderung (ohne EE)				823	782	736	655	561	485
EFF ab 2005				0	41	87	167	262	338
EE ab 2005				0	34	97	170	237	285
EE einschließlich 2005				83	117	180	253	320	368
Gesamtminderung ab 2005				0	75	184	337	499	622
Gesamt minderung ab 1990 (987 Mio. t CO ₂ /a)				164	239	348	501	663	786
*) einschl. Mineralölanteil für direkte stationäre Krafterzeugung (2000 = 117 PJ/a)									
**) bei Gutschrift für Wärmeerzeugung aus KWK entsprechend Wärmeerzeugung in Heizkessel									

A ktual/LEI/T-06; 20.107

**Anhang 3: Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien im
LEITSZENARIO 2006**

Tabelle 11: Stromerzeugung der EE im LEITSZENARIO 2006 bis 2020; Aufschlüsselung in Anlehnung an EEG- Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen **)						Szenario: ARES-LEIT06															
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2000 - 2005: AGEE Stat (Januar 2007)																					
Wasserkraft	24936	23383	23824	20350	21000	21523	22229	22726	22878	23048	23235	23383	23491	23610	23747	23900	24054	24196	24322	24434	24529
1 - > 1 MW	22280	20870	21260	18200	18900	19228	19849	20312	20430	20562	20709	20821	20895	20980	21079	21193	21306	21407	21494	21565	21619
2 - < 1 MW	2656	2513	2564	2150	2100	2295	2380	2414	2449	2486	2526	2562	2595	2630	2668	2707	2748	2788	2829	2869	2910
Wind	7550	10509	15859	18856	25509	27229	29752	32965	35763	38371	40999	43785	46835	50162	53918	58119	62474	66966	71570	76264	81142
3 - Onshore	7550	10509	15859	18856	25509	27229	29752	32965	35664	37876	39695	41227	42521	43550	44461	45343	46064	46687	47184	47549	47901
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	99	495	1304	2558	4314	6612	9457	12776	16410	20279	24386	28716	33241
Photovoltaik	64	116	188	333	557	1282	1784	2367	2897	3401	3912	4428	4937	5435	5932	6446	6952	7435	7922	8424	8967
5 - Dächer, Fassaden	62	114	184	321	520	1195	1659	2201	2695	3163	3638	4118	4591	5040	5487	5946	6395	6840	7268	7708	8182
6 - Freiflächen	2	2	4	12	37	87	125	166	203	238	274	310	346	395	445	500	556	595	654	716	785
Biomasse, gesamt	2277	3207	4111	6690	8903	11387	13170	15467	17726	19595	21473	23161	24679	26054	27308	28498	29673	30820	31931	32994	34000
- davon Biogas + Bio flüssig	1742	2236	2817	3971	4940	5986	6952	8313	9576	10573	11705	12752	13713	14594	15393	16130	16830	17492	18114	18692	19223
7 -- Deponie-, Klärgas	1361	1559	1811	2573	2992	3046	3117	3153	3153	3174	3217	3204	3138	3071	3004	2938	2871	2804	2738	2666	2589
8 -- Biogase	376	662	985	1321	1868	2540	3404	4661	5862	6797	7845	8872	9876	10805	11654	12443	13185	13883	14543	15166	15750
9 -- flüssige Brennstoffe	5	15	20	77	80	400	431	499	561	602	643	675	699	718	735	750	774	805	833	860	884
- davon Bio Feststoffe	536	970	1294	2719	3964	5401	6217	7154	8149	9022	9769	10410	10967	11460	11915	12368	12842	13328	13817	14302	14777
10 -- Altholz (KW+HKW)	509	922	1197	2461	3508	4559	4789	5039	5154	5136	5164	5227	5253	5258	5276	5282	5284	5282	5286	5286	5282
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	27	49	97	258	455	842	1428	2094	2917	3707	4296	4738	5124	5455	5708	5923	6110	6273	6404	6518	6619
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	-0	-0	-0	-0	0	0	21	78	178	308	445	590	748	931	1163	1448	1774	2128	2498	2876
13 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	1	22	86	195	370	567	742	924	1123	1351	1613	1911	2261	2681	3171
14 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	319	903	1800
Gesamt I*)	34827	37215	43982	46229	55970	61421	66935	73547	79350	84610	89988	95324	100683	106185	112028	118314	124766	131378	138325	145700	153608
Biogener Abfall; Mitverbrenn.	1850	1859	1945	2162	2116	2140	2146	2146	2161	2175	2204	2233	2262	2291	2320	2335	2349	2364	2378	2393	2407
Gesamt II	36677	39074	45927	48391	58086	63561	69081	75693	81511	86785	92192	97557	102945	108476	114348	120649	127115	133741	140703	148093	156015
Biomasse gesamt	4127	5066	6056	8852	11019	13527	15316	17613	19886	21770	23677	25394	26941	28345	29628	30833	32022	33184	34309	35387	36407
Eigene Näherung (ohne Kostenbetrachtung)																					
Wasser im EEG (**)	5366	5968	6459	5754	7084	7591	7829	8326	8478	8648	8835	8983	9091	9210	9347	9500	9654	9796	9922	10034	10129
Biomasse im EEG (VDN)	780	1472	2442	3469	5241	6993	11853	13921	15953	17635	19326	20845	22211	23449	24577	25648	26705	27738	28738	29695	30600
Strom im EEG	13760	18065	24948	28412	38391	43095	51218	57600	63178	68250	73441	78608	83815	89180	94897	101065	107399	113845	120413	127098	134009
EEG laut VDN-Prognose 09/06	13734	18025	24850	28376	38391	45327	45956	57605	63399	69408	75804	82804	89251								
Bruttostromverbr. LEITSZEN 06	571	575	588	596	602	612	609	605	602	598	595	594	593	592	591	590	586	582	578	574	570
Anteil Ges. II an Bruttostrom, %	6,4	6,8	7,8	8,1	9,6	10,4	11,4	12,5	13,5	14,5	15,5	16,4	17,4	18,3	19,3	20,4	21,7	23,0	24,3	25,8	27,4
Bruttostromverbrauch REF 05	571	575	588	596	602	612	612	612	612	612	612	610	608	605	603	601	599	597	595	593	591
Anteil Ges. II an Bruttostrom, %	6,4	6,8	7,8	8,1	9,6	10,4	11,3	12,4	13,3	14,2	15,1	16,0	16,9	17,9	19,0	20,1	21,2	22,4	23,6	25,0	26,4
*) ohne biogener Anteil aus Müll/Mitverbrenn.																					
**) Ertrag ab 2005: Mittelwert des Jahres n = (Ertrag Jahr n + Ertrag Jahr n-1)/2																					
***) einschließlich Deponie- und Klärgasanlagen, die bis 1.8.2004 installiert wurden; ohne Grubengas (ca. 120 GWh/a); ab 2006 pauschaler Abzug von obiger Zeile "Wasserkraft" von: 14400 GWh/a																					
****) jeweils 120 GWh/a Grubengas abgezogen																					

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Tabelle 12: Installierte Leistungen der EE im LEITZENARIO 2006 bis 2020; Aufschlüsselung in Anlehnung an EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												Szenario: ARES-LEIT06									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2000 -2004 nach "AGEE Stat" (Dez. 2005); 2005: AGEE Stat (März 2006)																					
Wasserkraft	4572	4604	4626	4643	4658	4681	4708	4738	4772	4809	4850	4872	4896	4922	4954	4987	5019	5047	5072	5094	5113
1 - > 1 MW	4060	4090	4109	4124	4134	4150	4169	4192	4218	4246	4278	4292	4309	4327	4350	4374	4396	4416	4432	4445	4454
2 - < 1 MW	512	514	517	519	524	531	539	546	555	563	572	579	587	595	604	613	622	631	640	649	659
Wind	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20648	22438	23858	24996	26037	27044	28049	29010	30157	31322	32421	33567	34774	36023	37315
3 - Onshore	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20648	22438	23798	24756	25487	26044	26449	26660	26907	27072	27121	27167	27224	27273	27315
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	60	240	550	1000	1600	2350	3250	4250	5300	6400	7550	8750	10000
Photovoltaik	100	178	258	408	914	1774	2494	3153	3753	4333	4892	5431	5949	6446	6942	7438	7930	8418	8909	9426	10004
5 - Dächer, Fassaden	98	174	253	384	850	1650	2319	2933	3490	4029	4550	5051	5532	5962	6421	6843	7296	7745	8152	8625	9104
6 - Freiflächen	2,0	3,6	5,2	24,5	64,0	124	175	221	263	303	342	380	416	483	521	595	634	673	757	801	900
Biomasse, gesamt	587	738	886	1297	1653	2060	2500	2893	3252	3582	3878	4146	4387	4608	4810	5012	5212	5407	5595	5776	5946
- davon Biogas + Bio flüssig	389	470	566	750	908	1086	1330	1552	1759	1954	2134	2299	2450	2587	2710	2825	2934	3036	3131	3219	3298
7 -- Deponie-, Klärgas	209	240	279	396	460	469	485	485	492	498	498	488	478	467	457	447	437	426	416	404	392
8 -- Biogase	179	228	284	342	436	555	776	986	1185	1366	1534	1705	1863	2008	2138	2262	2376	2484	2585	2680	2768
9 -- flüssige Brennstoffe *)	0,8	2,3	3,1	11,8	12,3	62	69	81	89	96	102	106	109	112	114	117	122	126	130	134	138
- davon Bio Feststoffe	198	268	320	547	745	975	1170	1341	1493	1629	1744	1847	1937	2021	2100	2187	2277	2371	2464	2557	2648
10 -- Altholz (KW+HKW)	188	255	296	495	659	823	901	941	939	918	911	915	913	910	910	909	864	906	905	904	903
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	10	13	24	52	86	152	269	391	531	662	758	829	891	945	984	1019	1000	1076	1097	1115	1131
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	0	0	8	23	48	75	103	133	166	206	259	413	389	462	537	613
13 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,5	8	23	43	68	93	118	145	175	210	250	295	350	415	490
14 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	105	245	445
Gesamt I (ohne biog. Abfall)	11373	14276	17735	20957	23856	26946	30350	33230	35659	37763	39726	41586	43399	45131	47038	48970	50832	52754	54806	56980	59314
Biogener Abfall	570	575	575	585	585	585	572	572	576	580	588	595	603	611	619	623	626	630	634	638	642
Gesamt II	11943	14851	18310	21542	24441	27531	30922	33803	36235	38343	40314	42181	44002	45742	47656	49593	51458	53384	55440	57618	59956
Biomasse gesamt	1157	1313	1461	1882	2238	2645	3072	3465	3829	4162	4466	4741	4990	5219	5429	5635	5838	6037	6230	6414	6588

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Tabelle 13: Strom- und Nutzwärmeerzeugung erneuerbarer Energien (potentielle Erträge mit installierten Leistungen am Jahresende)

Strom- und Nutzwärmeerzeugung (GWh/a); potentielle Erträge mit der am Jahresende install. Leistung												ARES-LEIT06	
	STROM							WÄRME			Strom gesamt	Wärme gesamt	
	Wasser	Wind	Photovolt. Strom	Geotherm. Strom	Strom- import	Biomasse Strom	Biogene Abfälle Strom	Biomasse Wärme	Kollek- toren	Geotherm. Wärme			
2000	24890	9477	80	0	0	2277	1850	57000	965	1468	38575	59432	
2001	23508	13571	143	0	0	3207	1859	58714	1255	1486	42288	61455	
2002	23980	18427	209	0	0	4111	1945	60740	1465	1516	48672	63721	
2003	20892	22206	335	0	0	6690	2162	64508	1712	1557	52285	67776	
2004	21241	25278	758	0	0	8903	2116	70096	2000	1607	58297	73704	
2005	21804	28015	1478	0	0	11387	2140	76026	2345	1670	64825	80041	
2006	22654	31488	2089	2	0	14061	2146	81202	2732	1752	72440	85687	
2007	22797	34442	2645	42	0	16435	2146	85815	3168	1912	78507	90896	
2008	22960	37084	3150	129	0	18605	2161	89966	3664	2162	84088	95792	
2009	23137	39658	3651	261	0	20585	2175	93652	4224	2504	89467	100380	
2010	23333	42339	4172	479	0	22362	2204	96886	4843	2999	94889	104728	
2011	23433	45230	4685	654	0	23961	2233	99877	5378	3466	100196	108721	
2012	23548	48439	5188	829	0	25397	2262	102556	5961	3971	105664	112488	
2013	23672	51885	5682	1018	0	26711	2291	105062	6622	4548	111259	116232	
2014	23821	55952	6183	1228	0	27905	2320	107346	7383	5218	117408	119947	
2015	23979	60287	6710	1473	0	29091	2335	109548	8268	6028	123875	123844	
2016	24129	64662	7193	1753	0	30254	2349	111587	9280	7012	130340	127878	
2017	24262	69270	7677	2068	100	31387	2364	113466	10417	8185	137127	132069	
2018	24383	73870	8167	2453	537	32476	2378	115209	11694	9621	144263	136523	
2019	24486	78659	8680	2908	1269	33513	2393	116820	13106	11338	151908	141264	
2020	24572	83625	9254	3433	2330	34488	2407	118310	14601	13381	160108	146293	
2030	24860	133225	12798	9383	24935	41435	2465	129142	37799	41500	249101	208440	
2040	24930	176393	18519	17304	68750	43741	2610	132934	64815	72702	352247	270451	
2050	24932	199459	24125	24150	114500	44161	2726	133524	89511	97368	434053	320403	

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Tabelle 14: Energiebereitstellung erneuerbarer Energien im Wärmebereich

PJ/a	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Therm. Kollektoren	4	10	20	58	145	246	336
-- davon Nahw ärme	0,0	0,2	1	10	49	124	213
-- davon Einzelanlagen	4	10	19	48	96	122	123
Geothermie (einschl. WP)	6	7	12	53	159	276	365
-- davon Nahw ärme	0,3	0,5	4	28	99	197	286
-- davon Einzelanlagen (WP)	6	7	8	25	60	79	79
Biogene Festbrennstoffe	202	261	318	372	399	409	410
Biogene gasf. Brennstoffe	3	13	30	54	66	69	71
Biowärme (End) gesamt	205	274	349	426	465	479	481
-- davon KWK - Wärme	21	50	85	131	158	168	170
-- davon übrige Nahw ärme	22	36	53	75	86	90	90
-- davon Einzelanlagen	163	188	211	220	220	220	220
REG-Wärme (End) gesamt	216	291	381	537	769	1000	1181
--davon gesamte Nahw ärme	43	87	143	244	393	579	759
-- davon Einzelanlagen	173	204	238	293	376	420	422
Zusätzlich für Gesamtszenario:							
-- Gesamte Biomasse-Nahw ärme	43	86	138	206	245	258	261

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Tabelle 15: Einsatz biogener Kraftstoffe und von regenerativ erzeugtem Wasserstoff

Biogene Kraftstoffe und Wasserstoff	ARES-LEIT06						
	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Stromeinsatz (GWh/a)	0	0	0	0	3000	22000	60000
davon Wind	0	0	0	0	3000	16000	40000
davon PV	0	0	0	0	0	0	5000
davon Geothermie	0	0	0	0	0	0	0
davon REG -Import	0	0	0	0	0	6000	15000
Wasserstoff (GWh/a)	0	0	0	0	2100	16060	45600
davon Wind	0	0	0	0	2100	11680	30400
davon PV	0	0	0	0	0	0	3800
davon Geothermie	0	0	0	0	0	0	0
davon REG -Import	0	0	0	0	0	4380	11400
Verluste (GWh/a)	0	0	0	0	900	5940	14400
Stromeinsatz (PJ/a)	0	0	0	0	11	79	216
Wasserstoff (PJ/a)	0	0	0	0	8	58	164
Verluste (PJ/a)	0	0	0	0	3	21	52
Biokraftstoffe (PJ/a)	9	81	170	390	500	540	560
"Primärenergie" dafür (PJ/a)	12	104	218	497	633	675	700
"Verluste" (PJ/a)	3	23	48	107	133	135	140
REG-Kraftstoffe ges, (PJ/a)	9	81	170	390	508	598	724
REG-Verluste ges.(PJ/a)	3	23	48	107	136	156	192

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

**Tabelle 16: 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-LEIT06								
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Feste Biomasse	Biogase	Mittel- wert
2000	0,047	0,090	0,728			0,080	0,093	0,095
2001	0,047	0,087	0,688			0,081	0,092	0,093
2002	0,047	0,085	0,647			0,079	0,095	0,091
2003	0,055	0,083	0,604			0,079	0,093	0,089
2004	0,057	0,081	0,563	0,000		0,078	0,095	0,095
2005	0,058	0,079	0,531	0,692		0,078	0,099	0,102
2006	0,057	0,077	0,493	0,479		0,078	0,101	0,103
2007	0,058	0,075	0,458	0,306		0,080	0,102	0,102
2008	0,060	0,074	0,423	0,261		0,082	0,101	0,102
2009	0,060	0,077	0,386	0,222		0,084	0,100	0,103
2010	0,062	0,078	0,348	0,171		0,085	0,098	0,101
2011	0,063	0,079	0,321	0,160		0,086	0,095	0,100
2012	0,064	0,078	0,295	0,148		0,086	0,093	0,098
2013	0,065	0,076	0,270	0,137		0,085	0,091	0,094
2014	0,066	0,074	0,243	0,125		0,091	0,088	0,091
2015	0,067	0,071	0,215	0,113		0,094	0,085	0,087
2016	0,069	0,068	0,193	0,101	0,000	0,095	0,081	0,083
2017	0,069	0,065	0,176	0,091	0,089	0,095	0,077	0,079
2018	0,069	0,063	0,164	0,081	0,088	0,092	0,074	0,076
2019	0,069	0,061	0,153	0,072	0,083	0,088	0,070	0,073
2020	0,070	0,059	0,142	0,064	0,079	0,084	0,066	0,069
2030	0,071	0,053	0,114	0,055	0,069	0,075	0,056	0,061
2040	0,069	0,049	0,102	0,048	0,062	0,071	0,049	0,056
2050	0,066	0,047	0,096	0,041	0,060	0,064	0,045	0,054

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Mittlere Stromkosten des Anlagenbestands (EUR/kWh) ARES-LEIT06								
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Feste Biomasse	Biogase/ Klärgas	Mittel- wert
2000	0,028	0,098	0,858			0,094	0,094	0,051
2001	0,030	0,095	0,800			0,091	0,093	0,058
2002	0,030	0,092	0,761			0,090	0,094	0,062
2003	0,035	0,091	0,706			0,086	0,093	0,068
2004	0,035	0,090	0,626			0,084	0,094	0,073
2005	0,035	0,089	0,578	0,000		0,083	0,097	0,078
2006	0,034	0,087	0,551	0,304		0,082	0,099	0,082
2007	0,034	0,086	0,531	0,301		0,082	0,101	0,085
2008	0,035	0,085	0,513	0,263		0,082	0,101	0,087
2009	0,035	0,085	0,494	0,229		0,082	0,101	0,089
2010	0,036	0,084	0,472	0,181		0,082	0,099	0,090
2011	0,035	0,084	0,452	0,173		0,083	0,097	0,090
2012	0,035	0,083	0,434	0,166		0,083	0,095	0,090
2013	0,036	0,082	0,417	0,159		0,083	0,093	0,090
2014	0,036	0,081	0,400	0,151		0,083	0,090	0,089
2015	0,037	0,080	0,382	0,142		0,084	0,088	0,089
2016	0,037	0,079	0,368	0,134		0,084	0,084	0,088
2017	0,038	0,076	0,354	0,125		0,085	0,081	0,086
2018	0,038	0,074	0,341	0,115	0,088	0,085	0,077	0,084
2019	0,039	0,071	0,329	0,106	0,085	0,085	0,073	0,082
2020	0,040	0,067	0,315	0,097	0,082	0,085	0,070	0,079
2030	0,047	0,058	0,150	0,074	0,070	0,080	0,062	0,065
2040	0,054	0,051	0,107	0,053	0,063	0,075	0,056	0,058
2050	0,061	0,048	0,098	0,042	0,061	0,069	0,050	0,055

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Tabelle 17: Jährliche Investitionen in Erneuerbare Energien im Strom- und Wärmebereich

Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR) Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen											ARES-LEIT06		
	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	2104	252	0	560	+) 800	+) 550	+) 60	0	136	3016	1420	4436
2001	112	3248	473	0	674	694	665	57	0	192	4498	1425	5923
2002	93	3852	459	0	460	987	669	83	0	216	5073	1530	6603
2003	84	3093	791	0	499	673	1467	109	0	496	5434	1281	6715
2004	81	2305	2448	0	529	1857	1410	134	0	673	6244	2521	8765
2005	105	2000	3913	0	590	1844	1833	159	0	732	7850	2593	10444
2006	116	2398	3060	0	630	1587	2116	198	4	694	7694	2414	10108
2007	125	1890	2607	0	652	1486	1966	236	112	644	6700	2374	9074
2008	138	1563	2190	0	681	1397	1813	273	203	706	5906	2351	8257
2009	147	1386	1943	0	708	1325	1685	323	260	672	5421	2356	7776
2010	161	1435	1708	0	719	1256	1525	359	313	645	5140	2335	7475
2011	171	1603	1539	0	740	1266	1452	433	300	615	5064	2438	7502
2012	182	1866	1378	0	747	1303	1333	505	288	587	5047	2556	7603
2013	191	2107	1225	0	799	1397	1238	602	297	587	5057	2798	7856
2014	208	2325	1113	0	858	1534	1173	702	315	576	5133	3094	8227
2015	217	2502	1000	0	958	1687	1189	828	350	602	5258	3472	8730
2016	230	2635	900	0	1054	1826	1180	974	380	598	5325	3854	9179
2017	233	2972	825	76	1161	1893	1153	1139	410	597	5668	4193	9861
2018	240	3035	775	327	1273	1900	1098	1321	479	605	5953	4493	10447
2019	243	3795	769	518	1419	1859	1031	1539	546	614	6901	4816	11717
2020	247	3891	837	710	1558	1781	946	1814	608	696	7238	5152	12391
2030	252	3486	935	1320	2112	908	1895	1860	680	972	8569	4880	13449
2040	264	3030	1100	2400	2923	1281	1107	1981	960	1287	8860	6185	15045
2050	275	3929	1330	3565	3656	869	1732	2240	1120	1286	11951	6765	18716
D 01 - 10	116	2317	1959	0	614	1311	1515	193	89	567	5996	2118	8114
Kum 01-10	1160	23170	19592	0	6143	13105	15148	1931	891	5670	59961	21179	81140
D 11 - 50	248	3275	1039	1505	2175	1290	1380	1713	725	964	8172	5178	13350
Kum 11-50	9933	130988	41545	60206	86982	51589	55198	68538	29009	38575	326877	207109	533986

+) 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

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Tabelle 18: Gesamtwirtschaftliche Differenzkosten der Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (Preisfad C)

Tab. 15: Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands integriert											ARES-LEIT06 Preisfad C: "Deutlicher Anstieg"		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren *)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Geotherm. Wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt	
2000	-77	705	65	0	271	98	364	0	221	792	856	1648	
2001	-1	971	109	0	330	138	396	0	224	1217	950	2167	
2002	-7	1274	151	0	366	170	393	0	226	1587	984	2571	
2003	74	1500	222	0	404	266	373	0	231	2061	1008	3069	
2004	23	1620	441	0	438	300	425	-0	234	2384	1096	3480	
2005	-97	1620	782	0	459	368	403	-0	237	2673	1099	3772	
2006	-172	1688	1044	0	494	451	413	0	244	3011	1151	4162	
2007	-224	1694	1262	0	526	510	395	10	250	3252	1171	4422	
2008	-280	1652	1439	0	555	555	365	27	253	3393	1172	4565	
2009	-341	1577	1589	0	579	579	307	44	253	3448	1139	4587	
2010	-406	1482	1711	0	593	587	234	57	248	3431	1074	4505	
2011	-419	1472	1823	0	618	635	226	72	252	3584	1096	4680	
2012	-431	1452	1919	0	637	672	205	85	258	3697	1100	4797	
2013	-444	1414	1999	0	653	696	164	95	266	3761	1083	4844	
2014	-456	1373	2067	0	662	718	121	104	275	3805	1059	4864	
2015	-469	1319	2121	0	667	765	36	111	284	3846	986	4833	
2016	-481	1227	2163	0	663	768	-8	115	293	3792	948	4740	
2017	-493	1016	2195	3	652	758	-80	115	301	3595	874	4468	
2018	-505	789	2223	16	638	724	-155	111	308	3358	790	4148	
2019	-517	517	2244	33	615	674	-249	102	314	3053	680	3734	
2020	-529	158	2246	52	573	600	-348	85	325	2613	551	3164	
2030	-616	-2148	864	-12	51	246	-1475	-79	1	-1745	-1424	-3169	
2040	-894	-7551	215	-1359	-773	-418	-3054	-736	-1729	-10743	-5555	-16299	
2050	-1390	-12153	-342	-4469	-2030	-1278	-4229	-1702	-3946	-21334	-10206	-31540	
Summen:													
2001-2005	-7	6984	1704	0	1996	1241	1990	-0	1152	9922	5137	15060	
2006-2020	-6168	18829	28045	104	9125	9692	1625	1135	4125	51638	14875	66512	
2021-2030	-5727	-9951	15552	200	3121	4231	-9115	33	1630	4337	-4364	-27	
2031-2040	-7554	-48498	5395	-6853	-3608	-862	-22646	-4072	-8641	-62444	-34895	-97339	
2041-2050	-11424	-98521	-635	-29137	-14013	-8482	-36417	-12187	-28377	-160385	-78808	-239193	
Gesamt:													
2001-2050	-30880	-131157	50061	-35686	-3378	5820	-64564	-15091	-30112	-156932	-98055	-254986	

*) einschließlich Nahw-ärmenetze

Arbeit/AR-LEIT-06; 20.1.2007

Anhang 4: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke

Tabelle 19: Preisfad C für Brennstoffe und CO₂-Preise

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh										
Preisfad C: Deutlicher Anstieg										
Zinssatz: 6 %/a										
Abschr. 25 a										
Zeitpunkt Inbetriebnahme										
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
h/a 7000										
- Erdgas-KW, GuD	3,73	4,90	5,44	5,93	6,49	7,05	7,61	8,16	8,74	9,31
- SK-KW, Dampf	3,50	4,38	4,75	5,12	5,46	5,79	6,14	6,48	6,88	7,28
- SK- IGCC	-	5,16	5,30	5,53	5,82	6,11	6,41	6,71	7,10	7,49
- Braunkohle - Dampf	2,93	3,81	4,22	4,63	5,04	5,44	5,86	6,27	6,72	7,16
h/a 5000										
- Erdgas-KW, GuD	3,99	5,15	5,68	6,16	6,72	7,28	7,84	8,39	8,97	9,54
- SK-KW, Dampf	4,09	4,96	5,31	5,67	5,99	6,31	6,66	7,00	7,41	7,81
- SK- IGCC	-	6,06	6,09	6,15	6,42	6,69	7,05	7,40	7,73	8,05
- Braunkohle - Dampf	3,60	4,44	4,83	5,24	5,65	6,06	6,46	6,85	7,29	7,73
h/a 3000										
- Erdgas-KW, GuD	4,61	5,72	6,23	6,76	7,30	7,84	8,39	8,93	9,52	10,10
- SK-KW, Dampf	5,47	6,30	6,62	6,84	7,13	7,42	7,82	8,22	8,57	8,92
- SK- IGCC	-	8,14	7,93	7,85	8,08	8,30	8,65	8,99	9,31	9,63
- Braunkohle - Dampf	5,09	5,95	6,26	6,71	7,09	7,47	7,83	8,18	8,66	9,14
Invest. kosten (EUR/kW)										
- Erdgas-KW, GuD	465	435	415	400	400	400	400	400	400	400
- SK-KW, Dampf	1030	1000	975	950	925	900	900	900	900	900
- SK- IGCC	-	1600	1400	1300	1250	1225	1200	1200	1200	1200
- Braunkohle - Dampf	1200	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050
Wirkungsgrade (%)										
- Erdgas-KW, GuD	58,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0
- SK-KW, Dampf	46,0	47,5	48,5	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0
- SK- IGCC	-	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0
- Braunkohle - Dampf	44,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5
CO₂-Emissionen (g/kWh el)										
- Erdgas-KW, GuD	348	342	339	337	334	331	328	326	326	326
- SK-KW, Dampf	717	695	680	673	667	653	647	635	635	635
- SK- IGCC	-	688	673	660	647	635	623	611	611	611
- Braunkohle - Dampf	909	889	879	870	870	860	851	842	842	842
Emissionsfaktoren (g/kWh th):										
Braunkohle		400								
Steinkohle		330								
Erdgas		202								

KW-KostI; 24.1.07

Tabelle20: Preisfad B für Brennstoffe und CO₂-Preise

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh										
Preisfad B: Mäßiger Anstieg										
Zinssatz: 6 %/a										
Abschr. 25 a										
Zeitpunkt Inbetriebnahme										
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
h/a 7000										
- Erdgas-KW, GuD	3,73	4,32	4,62	4,90	5,28	5,66	6,04	6,41	6,80	7,18
- SK-KW, Dampf	3,50	4,07	4,28	4,50	4,75	4,99	5,26	5,53	5,78	6,03
- SK- IGCC	-	4,85	4,83	4,93	5,14	5,35	5,58	5,81	6,05	6,29
- Braunkohle - Dampf	2,93	3,59	3,89	4,18	4,49	4,79	5,09	5,39	5,61	5,83
h/a 5000										
- Erdgas-KW, GuD	3,99	4,57	4,86	5,13	5,51	5,89	6,27	6,64	7,03	7,41
- SK-KW, Dampf	4,09	4,64	4,84	5,05	5,29	5,52	5,79	6,06	6,31	6,56
- SK- IGCC	-	5,74	5,62	5,67	5,86	6,04	6,27	6,49	6,73	6,97
- Braunkohle - Dampf	3,60	4,22	4,50	4,77	5,07	5,37	5,67	5,96	6,18	6,40
h/a 3000										
- Erdgas-KW, GuD	4,61	5,15	5,41	5,67	6,05	6,42	6,80	7,17	7,56	7,94
- SK-KW, Dampf	5,47	5,98	6,15	6,33	6,53	6,73	7,00	7,27	7,52	7,77
- SK- IGCC	-	7,83	7,46	7,38	7,53	7,67	7,88	8,09	8,33	8,57
- Braunkohle - Dampf	5,09	5,70	5,93	6,16	6,44	6,71	7,00	7,29	7,52	7,74
Invest. kosten (EUR/kW)										
- Erdgas-KW, GuD	465	435	415	400	400	400	400	400	400	400
- SK-KW, Dampf	1030	1000	975	950	925	900	900	900	900	900
- SK- IGCC	-	1600	1400	1300	1250	1225	1200	1200	1200	1200
- Braunkohle - Dampf	1200	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050
Wirkungsgrade (%)										
- Erdgas-KW, GuD	58,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0
- SK-KW, Dampf	46,0	47,5	48,5	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0
- SK- IGCC	-	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0
- Braunkohle - Dampf	44,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5
CO₂-Emissionen (g/kWh el)										
- Erdgas-KW, GuD	348	342	339	337	334	331	328	326	326	326
- SK-KW, Dampf	717	695	680	673	667	653	647	635	635	635
- SK- IGCC	-	688	673	660	647	635	623	611	611	611
- Braunkohle - Dampf	909	889	879	870	870	860	851	842	842	842
Emissionsfaktoren (g/kWh th):										
Braunkohle	400									
Steinkohle	330									
Erdgas	202									

KW-Kost1; 24.1.07

Tabelle 21: Preisfad A für Brennstoffe und CO₂-Preise

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh										
Preisfad A: Niedrig-Niveau										
Zinssatz: 6 %/a Abschr. 25 a										
Zeitpunkt Inbetriebnahme										
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
h/a 7000										
- Erdgas-KW, GuD	3,73	3,61	3,81	4,00	4,20	4,40	4,59	4,79	4,98	5,18
- SK-KW, Dampf	3,50	3,56	3,71	3,86	4,01	4,16	4,30	4,45	4,60	4,75
- SK- IGCC	-	4,35	4,44	4,53	4,61	4,70	4,79	4,88	4,96	5,05
- Braunkohle - Dampf	2,93	3,25	3,41	3,57	3,72	3,88	4,04	4,20	4,35	4,51
h/a 5000										
- Erdgas-KW, GuD	3,99	3,86	4,05	4,25	4,44	4,64	4,83	5,02	5,22	5,41
- SK-KW, Dampf	4,09	4,13	4,27	4,42	4,56	4,70	4,84	4,99	5,13	5,27
- SK- IGCC	-	5,24	5,30	5,36	5,42	5,49	5,55	5,61	5,67	5,73
- Braunkohle - Dampf	3,60	3,89	4,04	4,19	4,34	4,49	4,63	4,78	4,93	5,08
h/a 3000										
- Erdgas-KW, GuD	4,61	4,43	4,62	4,81	5,00	5,19	5,37	5,56	5,75	5,94
- SK-KW, Dampf	5,47	5,47	5,60	5,73	5,85	5,98	6,11	6,24	6,36	6,49
- SK- IGCC	-	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33
- Braunkohle - Dampf	5,09	5,37	5,50	5,63	5,76	5,89	6,02	6,15	6,28	6,41
Invest. kosten (EUR/kW)										
- Erdgas-KW, GuD	465	435	415	400	400	400	400	400	400	400
- SK-KW, Dampf	1030	1000	975	950	925	900	900	900	900	900
- SK- IGCC	-	1600	1400	1300	1250	1225	1200	1200	1200	1200
- Braunkohle - Dampf	1200	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050
Wirkungsgrade (%)										
- Erdgas-KW, GuD	58,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0
- SK-KW, Dampf	46,0	47,5	48,5	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0
- SK- IGCC	-	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0
- Braunkohle - Dampf	44,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5
CO₂-Emissionen (g/kWh el)										
- Erdgas-KW, GuD	348	342	339	337	334	331	328	326	326	326
- SK-KW, Dampf	717	695	680	673	667	653	647	635	635	635
- SK- IGCC	-	688	673	660	647	635	623	611	611	611
- Braunkohle - Dampf	909	889	879	870	870	860	851	842	842	842
Emissionsfaktoren (g/kWh th):										
Braunkohle	400									
Steinkohle	330									
Erdgas	202									

KW-Kost1; 24.1.07