

CLIMATE CHANGE

01/2014

Kosten- und Modell- vergleich langfristiger Klimaschutzpfade (bis 2050)

Endbericht

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungskennzahl 3708 49 104
UBA-FB 001871

Kosten- und Modellvergleich langfristiger Klimaschutzpfade (bis 2050)

Endbericht

von

Stefan Lechtenböhrer (WI)

Brigitte Knopf (PIK)

Nico Bauer (PIK)

Antoine Durand (WI)

Thomas Hanke (WI)

Hans-Jochen Luhmann (WI)

Sascha Samadi (WI)

Eva Schmid (PIK)

Clemens Schneider (WI)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

UMWELTBUNDESAMT

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/kosten-modellvergleich-langfristiger> verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

ISSN 1862-4359

Durchführung der Studie: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V.

Abschlussdatum: November 2011

Herausgeber: Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
E-Mail: info@umweltbundesamt.de
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>
<http://fuer-mensch-und-umwelt.de/>

Redaktion: Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Diana Nissler
Wuppertal Institut, Forschungsgruppe 1
„Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“
Stefan Lechtenböhmer, Sascha Samadi

Dessau-Roßlau, Februar 2014

Inhaltsverzeichnis

I. Kurzfassung	XII
II. Executive Summary	XIX
1 Einführung	1
1.1 Fragestellungen und Vorgehensweise	1
1.1.1 Hintergrund und Motivation	1
1.1.2 Fragestellungen	2
1.1.3 Methodische Vorgehensweise	3
1.2 Einordnung und Struktur des Berichts	6
2 Definition des anzustrebenden Emissionspfads und der dazu analysierten Szenarien	7
2.1 Ableitung eines Emissionspfads	7
2.2 Sozio-ökonomische Rahmendaten	13
2.3 Definition der Kernszenarien und der Szenariovarianten	19
2.3.1 Kernszenarien und Szenariovarianten der Nachfrageseite	21
2.3.2 Kernszenarien und Szenariovarianten der Angebotsseite	22
3 Szenario Strukturkonservativ	24
3.1 Nachfrageseite	24
3.1.1 Übersicht über zentrale Annahmen und Ergebnisse	24
3.1.2 Sektor Verkehr	27
3.1.3 Private Haushalte	36
3.1.4 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	39
3.1.5 Industrie	41
3.2 Vergleich der Entwicklung der Endenergie in den DEESY- und REMIND-D-Szenarien	46
3.3 Angebotsseite (REMIND-D)	51
4 Szenario Strukturwandel	53
4.1 Nachfrageseite (DEESY)	53
4.1.1 Übersicht über zentrale Annahmen und Ergebnisse	53
4.1.2 Sektor Verkehr	55
4.1.3 Private Haushalte	62
4.1.4 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	65

4.1.5	Industrie	67
4.2	Vergleich der Entwicklung der Endenergienachfrage in den DEESY- und REMIND-D-Szenarien	72
4.3	Angebotsseite (REMIND-D)	76
5	Ergebnis: Kriteriengestützter Vergleich der Kernszenarien	79
5.1	Vergleich ökologischer und sozioökonomischer Parameter	79
5.2	Vertiefender Vergleich von wirtschaftlichen Parametern	82
5.2.1	Konsum und BIP (makroökonomischer Vergleich)	84
5.2.2	Aufwendungen für das Energiesystem	87
5.2.3	Schattenpreis von CO ₂	95
6	Sensitivitätsanalysen	97
6.1	Detailanalyse der Varianten und Sensitivitäten	98
6.1.1	Ausnutzung der technischen Lebensdauer bestehender Kohlekraftwerke (SK_Mod_kons)	98
6.1.2	Verfehlung der Effizienzziele (SW_ModEff)	99
6.1.3	Myopiebedingt verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien (myo)	101
6.1.4	Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke (LZV)	102
6.1.5	Variation der Potenziale erneuerbarer Energien (EE_hoch, EE_niedrig)	104
6.1.6	Variation des Zeitpunkts der Verfügbarkeit der CCS-Technologie (CCS2025)	107
6.1.7	Variation der Preise fossiler Energieträger (fossil_hoch)	108
6.2	Vergleich der Sensitivitäten im Hinblick auf wirtschaftliche Parameter	109
6.3	Kriteriengestützter Vergleich der Varianten und Sensitivitäten	114
6.4	Einordnung der Kernszenarien in den internationalen Kontext	120
6.4.1	CO ₂ -Schattenpreise im internationalen Vergleich	120
6.4.2	BIP- und Konsumminderungen der Kernszenarien gegenüber dem BAU im Vergleich	122
6.4.3	Bewertung der Szenarien im internationalen Kontext	125
7	Auswertung und Schlussfolgerungen	127
7.1	Zentrale Ergebnisse des Vergleichs der Kernszenarien	128
7.2	Robustheit zentraler Ergebnisse des Vergleichs der Kernszenarien	131
7.3	Ambitionierte Emissionsminderungen in Deutschland vs. Emissionsminderungen im Ausland	138
7.3.1	Zusätzliche Emissionsminderungen durch den Import von Endenergieträgern aus erneuerbaren Quellen	139
7.3.2	Nutzung zusätzlicher nachfrageseitiger Energieeffizienzpotenziale	140

7.3.3	Emissionsminderung über einen globalen Emissionshandel _____	141
7.3.4	Zusammenfassung zum optimalen Ausmaß der Erbringung von Klimaschutzleistungen im Ausland _____	141
7.4	Gesamtergebnis und zentrale Schlussfolgerungen _____	144
8	Referenzen _____	148
9	Anhänge _____	152

Abbildungen

Abbildung 1: Struktur des Modells REMIND-D und Input des Modells DEESY _____	4
Abbildung 2: Kopplung der Modelle REMIND und DEESY _____	5
Abbildung 3: Beispiele für Pro-Kopf-Emissionsverläufe von CO ₂ aus fossilen Quellen für drei Ländergruppen nach dem Budgetansatz des WBGU ohne Emissionshandel. _____	8
Abbildung 4: Beispiele für Pro-Kopf-Emissionsverläufe von CO ₂ aus fossilen Quellen für drei Ländergruppen nach dem Budgetansatz des WBGU mit Emissionshandel. _____	10
Abbildung 5: Langfristige Emissionsminderungsziele der Bundesregierung (Energiekonzept 2010) _____	11
Abbildung 6: Kumulierte energiebedingte CO ₂ Emissionen (2010-2050) für verschiedene Studien und Ziel der Bundesregierung (BR) (geschätzt).____	12
Abbildung 7: Entwicklung der Einwohnerzahl in Deutschland in verschiedenen Szenarien (in Mio.) _____	13
Abbildung 8: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Szenarien (in Mrd. €2000) _____	14
Abbildung 9: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Szenarien (in Prozent) _____	15
Abbildung 10: Entwicklung des Importpreises für Rohöl in verschiedenen Szenarien (in US\$2008/barrel) _____	16
Abbildung 11: Entwicklung des Importpreises für Erdgas in verschiedenen Szenarien (in €-cent2008/kWh) _____	17
Abbildung 12: Entwicklung des Importpreises für Steinkohle in verschiedenen Szenarien (in €2008/Tonne) _____	18
Abbildung 13: Direkte CO ₂ -Emissionen der Nachfragesektoren und in der Variante NT (DEESY) _____	27
Abbildung 14: Pkw-Bestände im Szenario ModEff und in der Szenario-Variante ModEff_NT _____	29
Abbildung 15: Entwicklung der Ausstattungsraten von Pkw und den Personenkilometern pro Einwohner und Jahr (DEESY) _____	30
Abbildung 16: Personenverkehrsleistung im Szenario ModEff _____	31
Abbildung 17: Güterverkehrsleistungen im Szenario ModEff nach Verkehrsträgern _	35
Abbildung 18: Endenergiebedarf des Verkehrs im Szenario ModEff _____	35
Abbildung 19: Endenergiebedarf der Haushalte im Szenario ModEff _____	39
Abbildung 20: Endenergiebedarf von GHD im Szenario ModEff _____	41

Abbildung 21: Strombedarf von GHD im Szenario ModEff nach Anwendungen _____	41
Abbildung 22: Brennstoffintensität in der Industrie im Szenario ModEff _____	44
Abbildung 23: Stromintensität in der Industrie im Szenario ModEff _____	45
Abbildung 24: Endenergiebedarf der Industrie im Szenario ModEff _____	46
Abbildung 25: Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Sektoren _____	47
Abbildung 26: Entwicklung des Strombedarfs nach Sektoren _____	48
Abbildung 27: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Haushalte und GHD ____	49
Abbildung 28: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien im Sektor Industrie _____	50
Abbildung 29: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor _____	51
Abbildung 30: Primärenergiemix im strukturkonservativen Szenario SK_ModEff. ____	52
Abbildung 31: Stromproduktion im strukturkonservativen Szenario SK_ModEff. ____	52
Abbildung 32: Direkte (energiebedingte) CO ₂ -Emissionen der Sektoren (ohne Umwandlungssektor) in den Szenarien HiEff und Öko-Watt _____	55
Abbildung 33: Pkw-Bestände im Szenario HiEff _____	57
Abbildung 34: Verkehrsleistungen im Güterverkehr (Szenario HiEff) _____	59
Abbildung 35: Endenergiebedarf des Verkehrs in den Szenarien HiEff und Öko-Watt	61
Abbildung 36: Endenergiebedarf des MIV im Szenario HiEff und der Szenariovariante Öko-Watt _____	62
Abbildung 37: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden _____	64
Abbildung 38: Endenergiebedarf der Haushalte im Szenario HiEff _____	65
Abbildung 39: Endenergiebedarf des Sektors GHD (HiEff und Öko-Watt) _____	67
Abbildung 40: Stromnachfrage des Sektors GHD im Szenario HiEff _____	67
Abbildung 41: Brennstoffintensität in der Industrie (HiEff) _____	70
Abbildung 42: Stromintensität in der Industrie (HiEff) _____	71
Abbildung 43: Endenergiebedarf der Industrie im Szenario HiEff und der Variante Öko-Watt _____	72
Abbildung 44: Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Sektoren _____	73
Abbildung 45: Entwicklung der Stromnachfrage nach Sektoren _____	74
Abbildung 46: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Haushalte und GHD ____	74

Abbildung 47: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien im Sektor Industrie _____	75
Abbildung 48: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor _____	76
Abbildung 49: Primärenergiemix im Strukturwandel-Szenario SW_HiEff. _____	77
Abbildung 50: Stromproduktion im Strukturwandel-Szenario SW_HiEff. _____	77
Abbildung 51: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes und des Konsums in den Kernszenarien _____	85
Abbildung 52: Konsumverluste (jeweils links) und BIP-Verluste (rechts) gegenüber dem jeweiligen BAU Szenario für den Zeitraum 2005-2050. Diskontrate 3%, reine Zeitpräferenzrate 1%. _____	86
Abbildung 53: Prozent der Investitionsaufwendungen pro Zeitschritt, die in den Stromsektor fließen. _____	90
Abbildung 54: Investitionen in den Stromsektor (geordnet nach Technologien) _____	90
Abbildung 55: Spezifische Stromgestehungskosten. _____	91
Abbildung 56: Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung. _____	92
Abbildung 57: Barwert der jährlichen Energiesystemaufwendungen über den Betrachtungszeitraum 2005-2050. _____	93
Abbildung 58: Zeitliche Entwicklung der Kosten im Energiesystem. a) Gesamt-Energiesystemaufwendungen (mit Investitionen in Energieeffizienz), b) Investitionen (SW mit Investitionen in Energieeffizienz) c) Brennstoffkosten d) Unterhalt- und Wartungskosten des angebotsseitigen Energiesystems pro Zeitschritt. _____	94
Abbildung 59: Schattenpreis von CO ₂ für die Kernszenarien. _____	96
Abbildung 60: Einfluss einer verpflichtenden Nutzung der bestehenden Kohlekraftwerke bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer bei gleichzeitiger Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. _____	99
Abbildung 61: Einfluss der Annahmen einer verpflichtenden Nutzung bestehender Kohlekraftwerke und gleichzeitiger Laufzeitverlängerung auf a) die Stromgestehungskosten und b) die Grenzkosten der Stromerzeugung. _____	99
Abbildung 62: Primärenergiemix für die beiden Strukturwandel Szenarien im Vergleich. _____	100
Abbildung 63: Stromproduktion für die beiden Strukturwandel Szenarien im Vergleich. _____	100
Abbildung 64: Einfluss der Annahme einer geringeren Energieeffizienz auf a) die Stromgestehungskosten und b) die Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung. _____	101

Abbildung 65: Einfluss eines myopischen (verlangsamten) Investitionsverhaltens bezüglich der Erneuerbaren Energien auf die Stromproduktion. _____	102
Abbildung 66: Einfluss der Laufzeitverlängerung auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten. _____	103
Abbildung 67: Einfluss der Laufzeitverlängerung auf die Grenzkosten der Stromerzeugung. _____	103
Abbildung 68: Einfluss der Laufzeitverlängerung auf die Stromproduktion. _____	104
Abbildung 69: Stromerzeugung nach Energieträgern bei Variation des Potentials der Erneuerbaren Energien. _____	106
Abbildung 70: Einfluss der Annahmen über das Potenzial der Erneuerbaren Energien auf a) die Stromgestehungskosten und b) die Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung. _____	107
Abbildung 71: Stromproduktion in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der CCS Technologie. _____	108
Abbildung 72: Einfluss eines hohen Preispfades für fossile Energieträger auf die Stromerzeugungsstruktur. _____	109
Abbildung 73: BIP- und Konsumverluste (Vermeidungskosten) gegenüber dem jeweiligen BAU Pfad für die Sensitivitäten zum Szenario SK_ModEff, geordnet nach Höhe der Konsumverluste. Das Kernszenario SK_ModEff ist hervorgehoben. _____	110
Abbildung 74: BIP- und Konsumverluste (Vermeidungskosten) gegenüber dem jeweiligen BAU Pfad für die Sensitivitäten zum Szenario SW_HiEff, geordnet nach Höhe der Konsumverluste. _____	111
Abbildung 75: Barwert der Energiesystemaufwendungen für die Sensitivitäten zu dem SK_ModEff Szenario über den Betrachtungszeitraum 2005-2050. Als Zinssatz dient der REMIND-D interne Zinssatz von 3%. U&W: Unterhalts- und Wartungskosten. _____	112
Abbildung 76: Barwert der Energiesystemaufwendungen für die Sensitivitäten zu dem SW_HiEff Szenario über den Betrachtungszeitraum 2005-2050. _____	112
Abbildung 77: Durchschnittliche Stromgestehungskosten für die Sensitivitäten zum SK_ModEff bzw. zum SW_HiEff Szenario. _____	113
Abbildung 78: Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung für die Sensitivitäten zum SK_ModEff und zum SW_HiEff Szenario. _____	113
Abbildung 79: Globaler CO ₂ Preis in verschiedenen Modellen. Links: Modellvergleich RECIPE (Edenhofer et al. 2009), rechts: Modellvergleich ADAM (Edenhofer et al. 2010). _____	121
Abbildung 80: Schattenpreis von CO ₂ im Jahr 2030 in Abhängigkeit des CO ₂ Budgets (in Mrd. t) für den Zeitraum 2010 bis 2050 für das SW_HiEff und SK_ModEff Szenario. _____	122

Abbildung 81: Konsumminderungen gegenüber BAU in Prozent in Abhängigkeit des CO₂ Budgets (in Mrd. t) für den Zeitraum 2010 bis 2050 für das SW_HiEff und SK_ModEff Szenario. _____ 123

Abbildung 82: BIP-Minderungen gegenüber BAU in Prozent in Abhängigkeit des CO₂ Budgets (in Mrd. t) für den Zeitraum 2010 bis 2050 für das SW_HiEff und SK_ModEff Szenario. _____ 124

Tabellen

Tabelle 1: _Kernszenarien, Übersicht über zentrale Grundannahmen _____	20
Tabelle 2: wirtschaftliche Rahmendaten im Szenario ModEff _____	25
Tabelle 3: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Szenario ModEff und der Variante ModEff_NT _____	25
Tabelle 4: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Personenverkehr für das Szenario ModEff und die Variante ModEff_NT__	28
Tabelle 5: Effizienzentwicklung Pkw im Szenario ModEff _____	29
Tabelle 6: Effizienzentwicklung MIV in der Szenariovariante ModEff_NT _____	31
Tabelle 7: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Güterverkehr für das Szenario ModEff und die Variante ModEff_NT _____	32
Tabelle 8: Übersicht zur Effizienz im Güterverkehr (ModEff) _____	33
Tabelle 9: Übersicht zur Auslastung von schweren Nutzfahrzeugen (ModEff) _____	34
Tabelle 10: Bestände an Lkw und Sattelzügen im Szenario ModEff _____	34
Tabelle 11: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor private Haushalte für das Szenario ModEff und die Variante ModEff_NT _____	36
Tabelle 12: Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasser im Szenario ModEff _____	37
Tabelle 13: Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasser in der Szenariovariante ModEff_NT _____	37
Tabelle 14: Entwicklung der Ausstattung privater Haushalte mit elektrischen Anwendungen im Szenario ModEff _____	38
Tabelle 15: Entwicklung des Strombedarfs für Haushaltsgeräte _____	38
Tabelle 16: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor GHD für das Szenario ModEff _____	40
Tabelle 17: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Industrie für das Szenario ModEff _____	42
Tabelle 18: Bruttowertschöpfung der Industrie im Szenario ModEff _____	43
Tabelle 19: Vergleich der Endenergieintensitäten im Szenario ModEff gegenüber dem Basisjahr _____	43
Tabelle 20: wirtschaftliche Rahmendaten im Szenario HiEff _____	53
Tabelle 21: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Szenario HiEff und der Variante HiEff_ÖkoWatt _____	54
Tabelle 22: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Personenverkehr für das Szenario HiEff und die Variante HiEff_ÖkoWatt_	56

Tabelle 23: Effizienzentwicklung MIV im Szenario HiEff _____	57
Tabelle 24: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Güterverkehr für das Szenario HiEff und die Variante HiEff_ÖkoWatt ____	58
Tabelle 25: Bestände an SNF (Lkw, Anhänger und Sattelzüge) im Szenario HiEff __	60
Tabelle 26: Übersicht zur Effizienz im Straßengüterverkehr (HiEff) _____	60
Tabelle 27: Effizienzentwicklung der Verkehrsträger im Szenario HiEff _____	61
Tabelle 28: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor private Haushalte für das Szenario HiEff und die Variante HiEff_ÖkoWatt _____	63
Tabelle 29: Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasser im Szenario HiEff _____	64
Tabelle 30: Entwicklung des Strombedarfs für Haushaltsgeräte im Szenario HiEff __	64
Tabelle 31: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor GHD für das Szenario HiEff _____	66
Tabelle 32: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Industrie für das Szenario HiEff und die Szenariovariante HiEff_ÖkoWatt _____	68
Tabelle 33: Bruttowertschöpfung der Industrie im Szenario HiEff _____	69
Tabelle 34: Vergleich der Endenergieintensitäten im Szenario HiEff gegenüber dem Basisjahr _____	69
Tabelle 35: Mehrinvestitionen im Szenario HiEff gegenüber dem Szenario ModEff (Mio. EUR ₂₀₀₀ jeweils für den gesamten Zehnjahreszeitraum) _____	89
Tabelle 36: Definition der Sensitivitäten und Varianten für das Modell REMIND-D __	97
Tabelle 37: Potenziale der regenerativen Stromerzeugung (ohne Biomasse) in den Kernszenarien und in den Varianten mit niedrigem bzw. hohem Potenzial. 105	

I. Kurzfassung

Hintergrund und Zielsetzung des Forschungsprojektes

Die EU und viele weitere Staaten verfolgen das Ziel, den Anstieg der mittleren globalen Erdtemperatur gegenüber der vorindustriellen Zeit auf unter 2 °C zu begrenzen. Eine entsprechende Vereinbarung wurde 2010 auf der Klimakonferenz in Cancún (Mexiko) unterzeichnet. Die Verwirklichung dieses Ziels erfordert verschiedenen, im vierten Sachstandsbericht des IPCC aufgegriffen Studien zufolge¹, dass die Industrieländer ihre Treibhausgasemissionen bis 2020 um 25 bis 40 % und bis 2050 um mindestens 80 bis 95 % verringern (jeweils gegenüber 1990).

Da der größte Teil der Treibhausgasemissionen in Industrieländern durch die Nutzung von fossilen Energieträgern verursacht wird, steht außer Frage, dass das Energiesystem global sowie innerhalb von Deutschland bis Mitte des Jahrhunderts deutlich umgestaltet werden muss. Keine Einigkeit herrscht allerdings innerhalb von Wissenschaft, Gesellschaft und Politik in Bezug auf die Frage, wie ein zukünftiges, klimaschonendes Energiesystem im Detail aussehen sollte.

Zielsetzung des Forschungsprojektes war es, Klimaschutzszenarien für Deutschland zu entwickeln, die hinsichtlich ihres klimapolitischen Ziels, d.h. ihres langfristigen Emissionsminderungsbeitrags, im Wesentlichen gleich sind, die aber zum Teil auf unterschiedliche Optionen zur Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen setzen. Diese Klimaschutzszenarien wurden hinsichtlich sozioökonomischer und ökologischer Kriterien evaluiert und miteinander verglichen.

Methodik

Das Forschungsprojekt folgt dem Ansatz der Hybridmodellierung, wie er zunehmend bei der Entwicklung von Werkzeugen zur Unterstützung der klimapolitischen Entscheidungsfindung eingesetzt wird. Im Rahmen des Projekts wurde ein gekoppeltes Makroökonomie- und Energiesystemmodell (REMIND-D) mit einem Bottom-up Energienachfrage- und Energieangebotsmodell (DEESY) kombiniert. Dieser Modellierungsansatz soll die methodischen Unterschiede zwischen Top-down und Bottom-up-Modellen überbrücken und ist vor allem deshalb von Bedeutung, weil er die endogene Abbildung von Investitionsentscheidungen und damit die konsistente Beschreibung von Kapazitäts- und Technologieentwicklung ermöglicht. Darüberhinaus ermöglicht ein iterativer Ansatz, der REMIND-D mit dem Energienachfragemodell DEESY koppelt, die Einbeziehung der auf der Energienachfrageseite vorhandenen Optionen zur Energieeffizienzsteigerung. Dies erlaubt die Abbildung der gesamten Wertschöpfungskette von Energienachfrage und -angebot. Dabei ermittelt das REMIND-Modell Szenariopfade die den gesellschaftlichen Nutzen (als Funktion des Konsums) innerhalb der vorgegebenen Rahmenbedingungen, d.h. innerhalb des nationalen Emissionsbudgets und der verfügbaren Technologieoptionen, über den gesamten Zeitraum bis 2050 optimieren.

¹ IPCC (2007), S. 776.

Die Kopplung zwischen makroökonomischem System und Energieangebotsseite erfolgt direkt in REMIND-D. Eine schematische Darstellung der Kopplung der beiden Modelle liefert die folgende Abbildung.

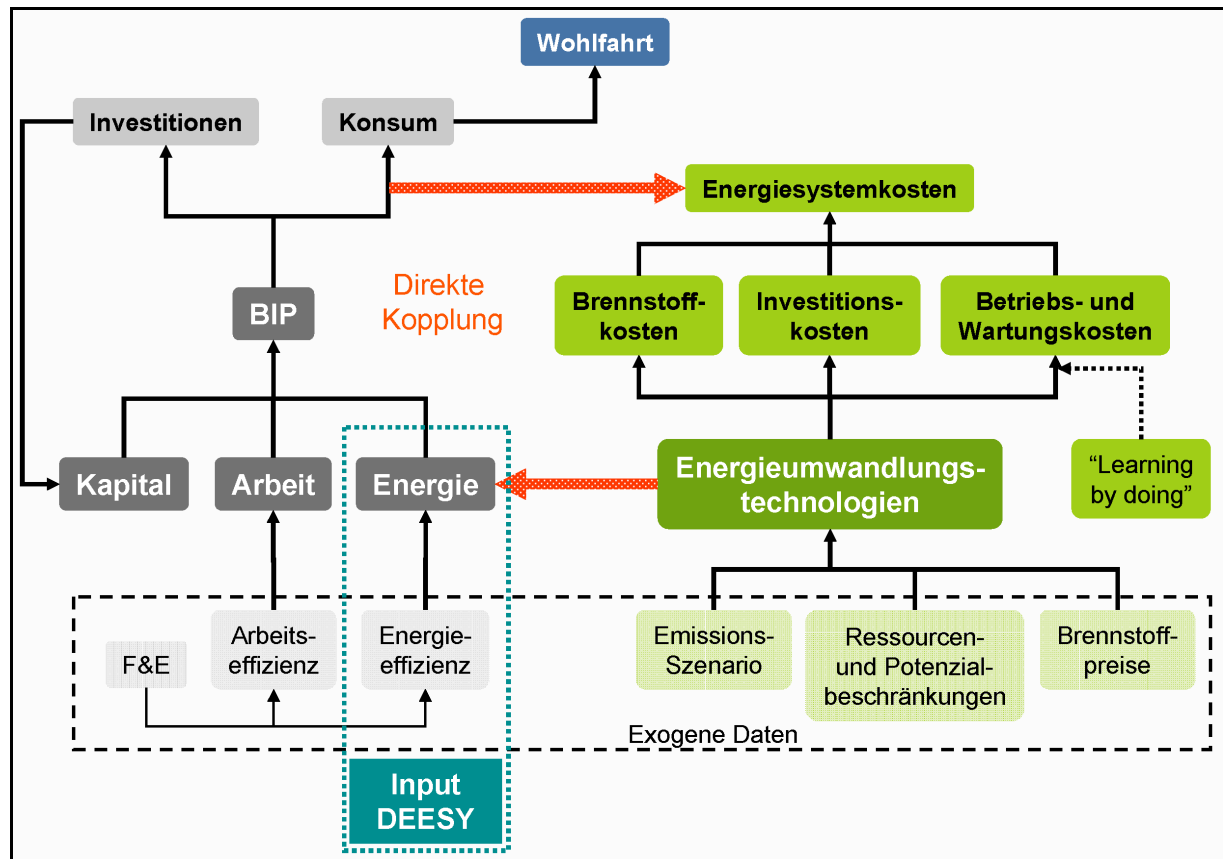


Abbildung I: Struktur des Modells REMIND-D und Input des Modells DEESY

Erstellte Szenarien

Die in diesem Forschungsprojekt erstellten Entwicklungspfade des deutschen Energiesystems bilden unterschiedliche Szenarien ab, wie sie von verschiedenen Stakeholdern in Deutschland vorgetragen worden sind. Zentrales Unterscheidungsmerkmal dieser Szenarien ist ihre Verortung zwischen den Polen Strukturwandel und Strukturkonstanz. D.h. in zwei Kernszenarien werden betrachtet:

- ein Strukturwandel des deutschen Energiesystems hin zu einer durch erneuerbare Energien und deutlich erhöhte Energieeffizienz auf der Nachfrageseite geprägten Struktur (Szenario SW_HiEff), sowie
- ein strukturkonservativer Pfad, der im Stromsystem durch die Einführung von CCS-Kraftwerken in gewissem Maße weiterhin auf fossile Großtechniken setzt und auf der Nachfrageseite eine nur moderate Beschleunigung der Effizienzsteigerungen vorsieht (Szenario SK_ModEff).

Zusätzlich zu diesen beiden Kernszenarien wurden 4 Varianten berechnet und 6 Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die folgende Abbildung zeigt die wesentlichen Annahmen der

beiden Kernszenarien sowie die Abweichungen in den verschiedenen Sensitivitäten und Varianten von den Kernszenarien.

Szenario	Strukturkonservativ	Strukturwandel
Leitstrategien	<ul style="list-style-type: none"> Nachfrageseitig nur moderat verstärkte Energieeffizienzpolitik, Angebotsseitig Favorisierung von Großtechniken wie z.B. CCS 	<ul style="list-style-type: none"> Nachfrageseitig stark intensivier- te Energieeffizienzpolitik Verzicht auf angebotsseitige Großtechnologien (CCS, Kern- energieausbau)
Bezeichnung REMIND	SK_ModEff	SW_HiEff
Bezeichnung DEESY	ModEff	HiEff
durchschnittliche jähr- liche BIP- Wachstumsrate	1,08% (endogen, also Ergebnis)	1,12% (endogen, also Ergebnis)
Strategien		
Klimaschutzziel	12,500 Mrd. t Emissionsbudget 2010 - 2050 (entspricht 85% Minderung in 2050 ggü. 1990; Klimaschutzziel des Ener- giekonzepts 2010: 17,8 - 18,6 Mrd. t bei 80 - 95% Minderung) (kein Import von Emissionsminderungsrechten)	
Energieeffizienz	moderate Beschleunigung	starke Forcierung
Erneuerbare Ener- gien	Ausbau gemäß REMIND-Modell maximales inländisches REG-Potential begrenzt gemäß UBA-Naturschutz-Plus; kein REG-Stromimport	
Kernenergie	Ausstieg bis 2022	
CCS	verfügbar ab 2020	keine Nutzung
Stromimporte	Ausgeglichener Stromsaldo	
Sensitivitäten und Varianten	kons: Verlängerung der Kernkraft- werkslaufzeiten um 15 Jahre und Betrieb der Kohlekraftwerke mind. 45 Jahre	SW_ModEff: Energieeffizienzent- wicklung wie in SK-ModEff
	NT: verstärkte Nutzung nichttechni- scher Optionen der Nachfragesen- kung	Ökowatt: Verstärkte Nutzung strombasierter Technologien zur Energiebedarfsminderung
	myo: langsamerer Ausbau erneuerbarer Energien	
	LZV: Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 15 Jahre	
	EE_hoch: Höheres Potenzial erneuerbarer Energien	
	EE_niedrig: geringeres Potenzial erneuerbarer Energien	
	Fossil_hoch: Hohe Weltmarktpreise für fossile Energieträger	
	CCS2025: CCS steht erst ab 2025 zur Verfügung	—

Ergebnisse der Modellierung

In beiden Kernszenarien wird das deutsche Energiesystem maßgeblich umgebaut, wobei vor allem ein rascher Umstieg auf erneuerbare Energien erfolgt. Entsprechend können in beiden Szenarien die Importe fossiler Energieträger auf 43% (SW_HiEff) bzw. 45% (SK_ModEff) im Jahr 2050 verringert werden. Die Inanspruchnahme endlicher fossiler Ressourcen über den gesamten Zeitraum von 2010 bis 2050 fällt im Strukturwandelszenario um ca. 17% niedriger aus, da weniger als halb so viel Kohle eingesetzt wird als im strukturkonservativen Szenario. Dies macht sich auch in der Menge des gespeicherten CO₂ bemerkbar, die im strukturkonservativen Szenario bei gut 5 Mrd. t CO₂ liegt. Damit werden in diesem Szenario fast 30% der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen abgetrennt und geologisch gespeichert. Im Strukturwandelszenario dagegen wird annahmegemäß in Deutschland auf diese Technologie verzichtet.

Trotz der prinzipiell unterschiedlichen strategischen Grundausrichtungen beider Kernszenarien fallen im Ergebnis mehrere **Gemeinsamkeiten** auf, die zugleich auf robuste Ergebnisse in Hinblick auf eine anspruchsvolle Klimaschutzentwicklung in Deutschland hinweisen:

- Beide Kernszenarien zeigen, dass die Energieeffizienz gegenüber den historischen Verbesserungsraten substantiell weiter gesteigert werden muss, um die Klimaziele erreichen zu können.
- In beiden Szenarien wird die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen sehr rasch und so weit wie aufgrund der angenommenen Potenzialbegrenzung möglich ausgebaut. Bereits 2030 ergibt sich so in den Szenarien ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 92% bzw. 68% (für SW_HiEff bzw. SK_ModEff), wobei 66% (SW_HiEff) bzw. 73% (SK_ModEff) der erneuerbaren Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen, also aus fluktuierenden Quellen², stammen.
- Ebenfalls ergibt sich aus wirtschaftlichen Gründen in beiden Szenarien ein schneller Ausstieg aus der konventionellen fossilen Stromerzeugung ohne Kohlenstoffabscheidung. Im Modell kommt es dabei zu „Stranded Investments“ – um die vorgegebenen Emissionsminderungen möglichst kostengünstig zu erreichen, werden fossile befeuerte Kraftwerke vor Ende ihrer technischen Lebensdauer außer Betrieb genommen.
- Beide Szenarien zeigen zudem, dass vor allem kurzfristig die Investitionen in den Umbau des Energiesystems deutlich gesteigert werden müssen. Dabei wird in beiden Szenarien deutlich, dass es sich dabei um Zukunfts-Investitionen handelt, die nicht nur das Erreichen der CO₂-Minderungsziele möglich machen, sondern sich auch später wegen geringerer Brennstoffkosten und Investitionsaufwendungen auszahlen.
- In beiden Szenarien errechnet das REMIND-Modell bei rein territorialen Emissionsminderungen aufgrund des sehr ambitionierten Klimaschutzziels, das in diesen Szenarien

² Zu beachten ist, dass in den Modellierungen keine Fluktuationen der erneuerbaren Stromerzeugung berücksichtigt werden. D.h. die Aussagen zu einer derart raschen Realisierung eines derart hohen Anteils fluktuierender Energien sind mit einer wichtigen Einschränkung versehen und müssten durch entsprechende vertiefte Analysen bestätigt werden.

narien Emissionen von nur 12,5 Mrd. t CO₂ im Zeitraum 2010 bis 2050 zulässt, relativ hohe Opportunitätskosten (d.h. BIP- und Konsumminderungen) durch Klimaschutz.

Ein Ergebnis des Modelles ist es, dass dieser Effekt ab einem bestimmten Ambitionsniveau stark nicht-linear ansteigt, wenn ein Emissionsbudget von ca. 15 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum von 2010 bis 2050 unterschritten werden soll. Die Bundesregierung sieht ein deutlich größeres Emissionsbudget, von rd. 18 Mrd. t für den Zeitraum bis 2050, vor. Bei diesem Minderungsziel liegen die BIP- und Konsumminderungen nach REMIND-D bei rd. 1,1 % (BIP) bzw. 0,5 % (Konsum) und damit in Größenordnungen, wie sie auch in globalen Modellen für anspruchsvolle Klimaschutzenszenarien ermittelt werden. Diesen BIP- und Konsumminderungen steht aber, ein ökonomischer Nutzen durch die Vermeidung von Schäden des Klimawandels und anderen externen Effekten gegenüber, der im Modell nicht berücksichtigt ist.

Die BIP- und Konsumminderungen könnten zudem geringer ausfallen, wenn Energieeffizienzpotenziale größer sind als im REMIND-Modell angenommen, oder wenn höhere inländische bzw. Importpotenziale erneuerbarer Energien bereitstehen, als angenommen wurde.

- Ein starker nicht-linearer Anstieg wie bei den BIP- und Konsumverlusten zeigt sich auch für die hieraus abgeleiteten Schattenpreise für CO₂. Allerdings weisen diese bereits bei Emissionsbudgets geringerer Ambition, d.h. von weniger als 20 bis 24 Mrd. t CO₂, ein höheres Niveau auf, als dies in globalen Szenarien zur Realisierung des 2-Grad-Ziels errechnet wird.

In Bezug auf ihre **Robustheit** weisen die Kernszenarien ebenfalls Gemeinsamkeiten, aber auch Unterschiede auf. Entscheidend für die Erreichbarkeit der vorgegebenen Klimaschutzziele ist die Verfügbarkeit bzw. Realisierbarkeit folgender zentraler Strategieelemente:

- In beiden Kernszenarien stellt der rasche Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen ein kritisches Element dar. Würde der Ausbau der erneuerbaren Energien gegenüber den Annahmen in den Kernszenarien verspätet vorgenommen, so würde – zur Einhaltung des Emissionsreduktionsziels – eine Beschleunigung des Ausstiegs aus der konventionellen Kohlestromerzeugung und ein paralleler Ausbau der Stromerzeugung mit Erdgas erzwungen. Es handelt sich bei einem verzögerten Ausbau erneuerbarer Energien also um eine Gefährdung der Realisierbarkeit des Klimaschutzes aufgrund einer „locked-in“ Situation. Gleichzeitig hat eine Sensitivitätsanalyse gezeigt, dass die Annahme eines höheren inländischen Potenzials erneuerbarer Energien oder alternativ des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland deutlich positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen hätte.
- Ein ähnliches "locked-in"-Risiko gilt – ausschließlich im strukturkonservativen Szenario (SK_ModEff) – für die inzwischen wahrscheinlicher gewordene Verzögerung der breiten Verfügbarkeit (und Akzeptanz) der CCS-Technologie bis ca. 2025. Diese Verzögerung würde nicht nur deutliche wirtschaftliche Nachteile bewirken sondern ebenfalls einen rascheren Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung und einen langfristigen partiellen Umstieg auf Erdgas bedingen. Dabei könnte insbesondere der dann klima-

politisch notwendige rasche Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung den Interessen der Kraftwerksbetreiber entgegenstehen.

- Das Strukturwandelszenario (SW_HiEff) hängt dagegen entscheidend davon ab, dass die anspruchsvollen Energieeffizienzziele und die damit verbundenen nachfrageseitigen Investitionen in entsprechende Technologien realisiert werden können. Ein Zurückfallen der Effizienzsteigerung auf das – gegenüber dem historischen Trend – ebenfalls schon erhöhte Effizienzniveau des SK_ModEff-Szenarios würde im SW_HiEff-Szenario deutliche negative wirtschaftliche Auswirkungen nach sich ziehen. Allerdings besteht hier im Vergleich der Ergebnisse der beiden verwendeten Modelle auch die Möglichkeit, dass die Energieeffizienz noch stärker gesteigert werden könnte, als in den Kernszenarien angenommen wurde. Außerdem könnte eine Verringerung des Energiebedarfs auch durch nicht-technische Energiesparmaßnahmen (Verhaltensänderungen) erreicht werden, wie die nachfrageseitige Szenariovariante NT zeigt.
- Als kritisch für die Realisierung der Klimaschutzszenarien kann außerdem der in beiden Kernszenarien erforderliche zügige Ausstieg aus der konventionellen Kohlestromerzeugung angesehen werden. Dieses Risiko würde sich bei einer Verlangsamung des Ausbautempos der erneuerbaren Energien in beiden Szenarien weiter verschärfen. Der im SK_ModEff-Szenario vorgesehene Umstieg von konventioneller Kohlestromerzeugung auf Kraftwerke mit CCS-Technologie könnte den potenziellen Konflikt zwar mindern. Schwachpunkt dieser Strategie ist aber die schon absehbare Verzögerung der Verfügbarkeit der CCS-Technologie sowie ggf. Akzeptanzprobleme. Die Variante SK_Mod_kons des strukturkonservativen Szenarios hat gezeigt, dass Kohlekraftwerke mit CCS aufgrund ihrer noch immer signifikanten nicht-vermeidbaren CO₂-Emissionen nicht mehr zugebaut würden, wenn eine 40-jährige Betriebsgarantie für bis 2005 errichtete Kohlekraftwerke angenommen werden würde. In diesem Fall werden im Modell ab 2030 Erdgas-CCS-Kraftwerke massiv ausgebaut.

Es zeigt sich insgesamt, dass das Erreichen sehr anspruchsvoller Klimaschutzziele auf dem deutschen Territorium, die – am Emissionsbudget gemessen – noch einmal deutlich über das von der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 aufgestellte Ziel hinausgehen, technisch und wirtschaftlich möglich, aber als sehr ambitioniert anzusehen ist.

Ökonomisch könnte eine rein inländische Emissionsminderung, wie sie in dieser Studie betrachtet wurde – nach den Ergebnissen des REMIND-Modells – mit relativ hohen negativen Effekten auf BIP und Konsum verbunden sein. Diese könnten sich aber ggf. über die Erschließung zusätzlicher nachfrageseitiger Effizienzpotenziale (wie sie hier anhand der nachfrageseitigen Modellierung des DEESY-Modells gezeigt wurden) sowie ein integriertes europäisches Stromnetz bzw. Nutzung von ausländischen Potenzialen erneuerbarer Energien und ggf. den Aufbau eines über das jetzige EU-System deutlich herausgehenden internationalen Emissionshandelssystems verringern lassen.

Das heißt, dass vor allem

- eine rasch intensivierte Investition in die Steigerung der Energieeffizienz und
- ein weiterer schneller Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung,

- ggf. einschließlich der Nutzung von Potenzialen regenerativer Energieerzeugung in den Nachbarländern bzw. im Ausland, sofern diese nachhaltig zur Verfügung stehen, unabhängig von den Grundausrichtungen der Klimaschutzszenarien zentrale und robuste Strategien zum Erreichen der Emissionsminderungsziele darstellen.

Das Erbringen von Emissionsminderungen im Ausland, z.B. über einen internationalen Emissionshandel, zusammen mit den dafür erforderlichen auch institutionellen Rahmenbedingungen, stellt eine weitere wichtige Strategieoption dar. Der Emissionshandel stellt eine Möglichkeit dar, Einbußen beim BIP- und Konsum-Wachstum zu mildern, wenn Emissionsminderungen im Ausland günstiger zu realisieren sind als im Inland. Dies kommt vor allem dann zum Tragen, wenn der Ausbau der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen oder die erforderliche Effizienzsteigerung sich als nicht in erforderlichem Umfang realisierbar erweisen.

II. Executive Summary

Background and objectives of the research project

Based on findings from climate science, the European Union and many other countries are aiming to limit the increase of the global mean surface temperature relative to pre-industrial levels to no more than 2 °C. This target has also been agreed upon internationally during the UN climate conference in Cancún (Mexico) in 2010. According to various studies referenced in the Fourth Assessment Report of the IPCC³, realising this target requires industrialised countries to reduce their greenhouse gas emissions relative to 1990 by 25 to 40% by 2020 and by 80 to 95% by 2050.

The use of fossil energy sources is responsible for the largest share of greenhouse gas emissions in industrialised countries. Consequently there is general agreement that the global as well as the German energy system will have to be transformed significantly until the middle of the century. However, there is no consensus among science, society and political parties on how exactly a future climate-friendly energy system will or should look like.

Against this background it was the objective of this research project to develop a set of climate mitigation scenarios for Germany which all achieve identical long-term emission reductions, but which use different sets of measures to reduce energy-related CO₂ emissions. The respective scenarios were subsequently evaluated and compared with one another using key socio-economic as well as ecological.

Methodology

The research project uses a hybrid modelling approach, which is increasingly being used as a tool to support climate policy making. Within this project a coupled macroeconomic growth and energy system model (REMIND-D) has been combined with a bottom-up energy demand and energy supply model (DEESY). Hybrid models have the potential to overcome the methodological shortcomings of separate top-down and bottom-up models. They are able to endogenously reflect investment decisions and thus enable the consistent modelling of capacity and technology development. Furthermore, the iterative approach, which combines REMIND-D with the energy demand side of the DEESY model, allows fully taking into account the energy efficiency potential available on the energy demand side. Generally the REMIND model identifies scenario pathways that maximise society's welfare (as a function of consumption) in the period until 2050, taking into account various constraints. Key constraints are the domestic emission reduction target as well as limitations in regard to technological options available.

The coupling between the macroeconomic system and the energy supply side takes place directly in REMIND-D. A schematic overview of the coupling is shown in the following figure.

³ IPCC (2007), p. 776.

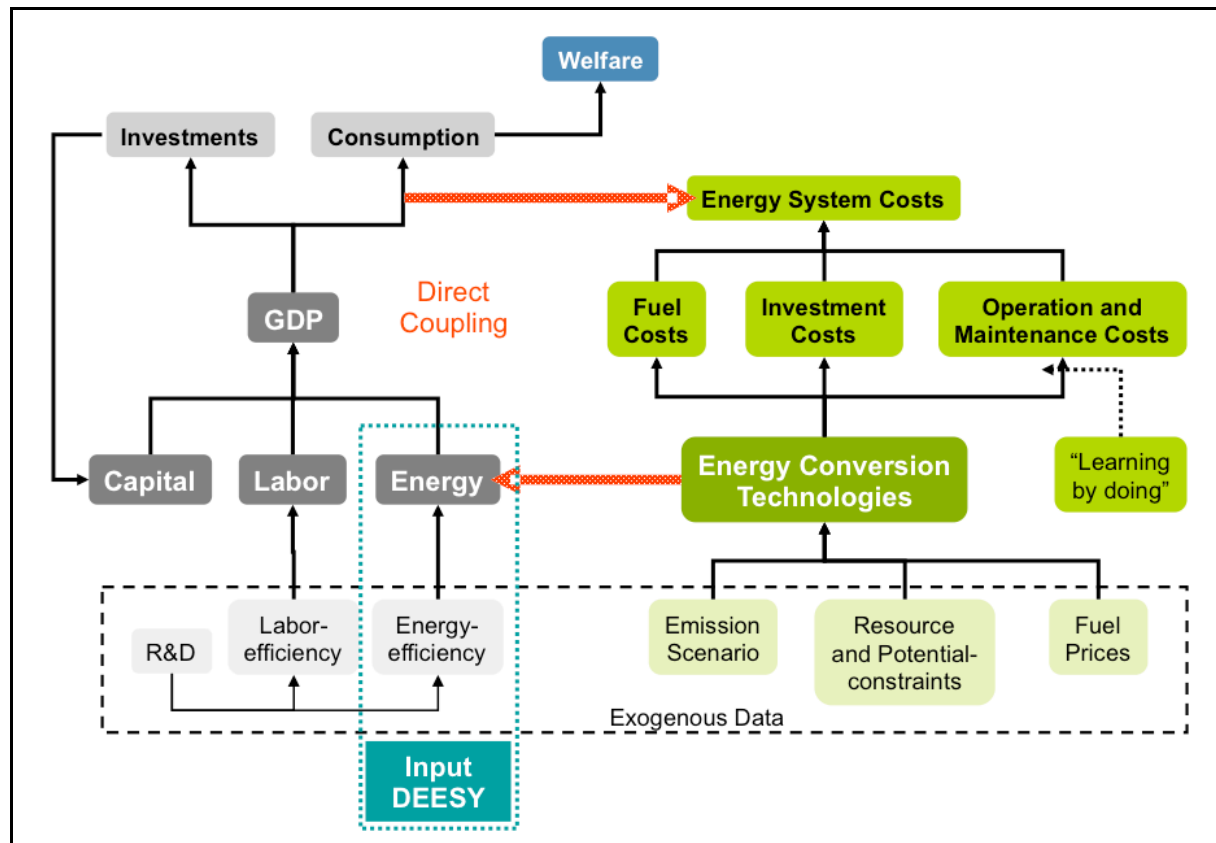


Figure II: REMIND-D model structure and input by the DEESY model

Scenarios developed

The different pathways of the German energy system, which were developed in the context of this research project, represent a range of the different scenarios endorsed by various organisations and stakeholders in Germany. This range is mainly being defined by the polarity of the terms “structural change” and “structural conservatism”. Thus, the two Core Scenarios have been defined as follows:

- a) Significant structural change (“Strukturwandel”) is going to take place within the German energy system. It will thus change towards a system increasingly dominated by renewable energy sources and characterised by highly efficient final energy demand (scenario SW_HiEff).
- b) A structurally conservative pathway (“strukturkonservativ”) will dominate future development. In this scenario the future energy system still relies to a significant extent on large-scale fossil coal and natural gas fired power plants which use carbon capture and storage technology (CCS) to reduce related CO₂ emissions. Consequently, on the demand side, efficiency improvements only modestly accelerate compared to the past (scenario SK_ModEff).

In addition to these two Core Scenarios four variants and six sensitivity analysis cases have been conducted. The following table shows the main assumptions of the two Core Scenarios as well as the modifications of the assumptions in the various variants and sensitivity analysis cases.

Scenario	Structural Conservatism	Structural Change
Key strategies	<ul style="list-style-type: none"> • Only moderate amplification of policies to improve final energy efficiency • On the supply side large-scale technologies like CCS are favoured 	<ul style="list-style-type: none"> • Considerably intensified energy efficiency policies • Large-scale supply technologies are renounced (no extension of nuclear reactor's lifetimes, no CCS)
REMIND denomination	SK_ModEff	SW_HiEff
DEESY denomination	ModEff	HiEff
Average annual GDP growth rate	1,08% (endogenously modelled)	1,12% (endogenously modelled)
Strategies		
Emission reduction target	Emission budget 2010 – 2050: 12.5 gigatons t of CO ₂ (leads to an 85% reduction in 2050 over 1990; emission reduction target of German energy concept 2010: 17.8 – 18.6 gigatons t of CO ₂ with an 80 - 95% reduction) (CO ₂ is assumed to be reduced domestically, i.e. no imports of emission reduction units are assumed)	
Energy efficiency	Moderate acceleration	Strong acceleration
Renewable energies	Deployment according to REMIND model; maximum domestic potential based on UBA potential estimate „Naturschutz-Plus“; no imports of electricity from renewable sources assumed	
Nuclear power	Phased out by 2022	
CCS	Available from 2020 on	No use
Net electricity imports	Balance of exports and imports assumed	
Variants and sensitivity cases	kons: Extension of lifetime of nuclear reactors by 15 years and lifetime of existing coal power plants is guaranteed to be at least 45 years	SW_ModEff: Moderate energy efficiency improvement (as in Core Scenario SK_ModEff)
	NT: Increased utilisation of non-technical options to reduce energy demand	Ökowatt: Increased use of electricity-based technologies to achieve reductions in (primary) energy demand and GHG emissions
	myo: Renewable energy deployment delayed vs. Core Scenarios	
	LZV: Lifetime extension of nuclear power plants' by 15 years	
	EE_hoch: Higher potential of renewable energy sources assumed	
	EE_niedrig: Lower potential of renewable energy sources assumed	
	Fossil_hoch: High world prices assumed for fossil fuels	
	CCS2025: commercial availability of CCS availability delayed to 2025	—

Results

In both Core Scenarios the German energy system will be significantly remodelled. This will lead to a quick shift towards renewable energy sources in both scenarios. As a result energy import dependency is going to decline until 2050 to 43% (SW_HiEff) and 45% (SK_ModEff) respectively. In the “Structural Change” scenario fossil resource use will be about 17% lower (including more than 50% less coal) over the entire timespan of the scenarios until 2050 as compared to the “Structural Conservatism” scenario. This difference is also reflected in the amount of sequestered CO₂, which amounts to roughly 5 gigatons in the “Structural Conservatism” scenario, or almost 30% of all energy-related CO₂ produced in that scenario. In contrast, in the “Structural Change” scenario no CO₂ will be sequestered, as it is assumed that CCS technology is not deployed in this scenario.

Despite the different mitigation strategies in the two Core Scenarios the scenario results show a number of **similarities**. These similarities indicate robust elements in regard to ambitious climate mitigation pathways in Germany:

- Both Core Scenarios indicate that a substantial acceleration of energy efficiency improvements over past trends is needed in order to achieve the long-term mitigation targets.
- In both scenarios electricity generation from renewable energy sources will increase very quickly. By 2030 the share of renewable energies in electricity generation already reaches 92% in the SW_HiEff scenario and 68% in the SK_ModEff scenario. Out of these, 66% (SW_HiEff) or 73% (SK_ModEff) will be generated from fluctuating sources (wind onshore, wind offshore and solar PV).⁴
- At the same time in both scenarios a quick phase out of conventional (i.e. non-CCS) fossil power generation can be observed. The model finds that the related „stranded investments“ in the form of fossil power plants being decommissioned before the end of their technical lifetime are needed in order to achieve a least-cost emission reduction pathway.
- Both Core Scenarios show that the short-term investments into the conversion of the energy system need to be substantially increased. Both scenarios, however, demonstrate that such investments pay off in the future as they not only enable meeting the CO₂ reduction targets but also lead to lower fuel costs and investment needs in the long-term.
- In both scenarios the ambitious domestic emission reduction target – limiting cumulated national CO₂ emissions between 2010 and 2050 to 12.5 gigatons, without any imports of emission rights or renewable electricity – leads to comparatively high opportunity costs according the REMIND model. These opportunity costs are reflected

⁴ It should be noted that the fluctuating nature of these renewable sources is not taken into account in the modelling. Therefore this finding about an extremely quick deployment of renewable energy technologies in the electricity sector should be interpreted with caution until confirmed by further, more detailed analysis.

in a lower GDP and in lower consumption levels compared to business-as-usual scenarios.

- Model sensitivity analysis has shown that reductions in GDP and consumption growth increase in a strongly non-linear way once the CO₂ emission budget for the period 2010 until 2050 is less than 15 gigatons. The emission reduction pathway described by the German federal government in its energy concept of 2010 indicates a higher emission budget of roughly 18 gigatons for this period. Allowing for such an emission budget would result in significantly smaller effects on GDP (a reduction of about 1.1%) and on consumption (a reduction of about 0.5%). Such figures would be in line with those obtained from various global studies for ambitious climate mitigation pathways. It should be noted that the economic advantages of avoided climate change damages are not evaluated and therefore not reflected in the figures on GDP reductions and consumption reductions.

Furthermore, GDP and consumption losses could turn out to be lower than estimated if additional energy efficiency potentials beyond those reflected in the REMIND model could be realised or if there were a higher potential to use renewable energy sources. The latter could either be the case if domestic renewable potentials were exploited more aggressively than assumed or if imports of renewable energy were to be allowed.

- A similarly pronounced non-linear increase as with the GDP and consumption losses can also be seen for the marginal shadow price of CO₂. However, the shadow price for CO₂ already reaches higher levels than in global mitigation scenarios which realise the 2 °C target when emission budgets of less than 20 to 24 gigatons are assumed for Germany.

Concerning their **robustness**, the Core Scenarios also exhibit similarities, but some important differences as well. Risks to the realisation of the mitigation scenarios are mostly related to the availability and implementation of their main technologies and strategy elements:

- A critical element in both Core Scenarios is the continuous and swift deployment of renewable energy technologies. A delay of renewable energy deployment compared to the Core Scenarios would (in order to still realise the long-term emission reduction target) require an even faster phase out of the existing conventional coal plants and a simultaneous deployment of additional natural gas power plants. Such a strategy would likely be in conflict with the economic interests of coal power plant operators and could thus cause significant opposition, calling into doubt the realisation of such a pathway. So delaying the deployment of renewable energy technologies would put the realisation of ambitious climate mitigation at risk due to the current system's "lock-in" situation. At the same time sensitivity analysis has shown that higher domestic renewable potentials or alternatively the import of renewables-based electricity from abroad would have significant positive economic consequences.
- In the scenario „Structural Conservatism“ a similar risk of lock-in is posed by a delayed availability and deployment of CCS technology. Such a delay could be caused

by technological problems but also by a lack of public acceptance. From today's perspective a delay from 2020 to at least 2025 as modelled in the sensitivity analysis already seems to be very likely. Such a delay would not only lead to higher mitigation costs in the "Structural Conservatism" scenario, but it would also require a faster phase out of conventional coal power plants as well as a more significant use of natural gas in the electricity sector in the long term. Especially the short-term effects of such a strategy could call into question the political feasibility of such a pathway.

- On the other hand the „Structural Change“ scenario (SW_HiEff) as the other Core Scenario critically depends on realising ambitious energy efficiency improvements. This in turn would require a rapid and major expansion of demand-side investments into appropriate energy-efficient technologies. Realising only the moderate efficiency improvements of the "Structural Conservatism" scenario would lead to significant economic disadvantages within the "Structural Change" scenario. However, looking at the energy efficiency potential identified by the DEESY model indicates that even somewhat higher efficiency improvements than assumed in the "Structural Change" scenario could be possible. Furthermore, energy demand reductions could also be realised through (non-technical) behavioural changes, as the scenario variant "NT" shows for the energy demand side.
- Finally, the quick phase out of conventional coal fired power generation evident in both Core Scenarios can also be regarded as a critical element for realising the scenarios. The effects of a delayed phase out would be aggravated if the deployment of renewables could not be realised as quickly as intended in the Core Scenarios. In principle the transition from conventional coal power plants to power plants equipped with CCS technology – as foreseen in the SK_ModEff scenario - could mitigate this potential conflict. However, the weakness of such a strategy is the possible (and by now rather likely) delay of CCS technology and a possible lack of public acceptance. A scenario variant to the SK_ModEff scenario (SK_Mod_kons) has shown that due to the still relevant emissions that cannot be captured by CCS technology, no coal fired CCS power plants would be built if coal power plants existing by 2005 were granted an operation time of at least 40 years. Instead, natural gas CCS power plants would be built in significant numbers from 2030 on, according to the model results.

All in all, the analysis has shown that reaching very stringent domestic CO₂ reduction targets that are (based on cumulative emissions) significantly more stringent than those expressed by the German government, can technically and economically be realised domestically, although it is an ambitious endeavour from today's perspective.

Within this research project only emission reduction strategies have been analysed which lead to emission reductions *within* Germany. The REMIND model indicates that such a strategy could be associated with relatively high GDP and consumption losses. However, these negative effects could be overcome or at least limited by unlocking further demand-side efficiency potentials (which the DEESY model indicates are principally available) as well as by taking advantage of renewable energy sources from abroad. Concerning electricity the latter would require investments into a much more integrated European power grid. Cost reduc-

tions could also potentially be realised by establishing an international emission trading system, which would go beyond the current EU trading system.

Summarizing, the following strategies can be regarded as pivotal and robust to reach ambitious CO₂ reductions, independent of differences in other key elements of the pathway:

- An immediate expansion of investments into energy efficiency improvements.
- A further swift deployment of renewable energy technologies.
- If required and if available in a sustainable and economic manner, renewable energy potential from abroad should also be tapped.

Conducting emission reductions abroad (e.g. by the means of an international emission trading system) constitutes an additional important strategy element, provided the required institutional framework is in place. Emission trading could reduce negative effects on GDP and consumption growth, provided cheaper emission reduction potentials exist abroad. This strategy element is especially important in case the deployment of renewable energy technologies and/or the efficiency improvements cannot be realised to the extent required.

1 Einführung

1.1 Fragestellungen und Vorgehensweise

1.1.1 Hintergrund und Motivation

In der Klimaschutzpolitik standen bisher vor allem kurz- und mittelfristige Emissionsminderungsziele im Vordergrund. Das ist Spiegelbild dessen, dass in den internationalen Verhandlungen zum Klimaschutzregime auf EU-Ebene und in der nationalen Klimapolitik bisher vor allem die Verpflichtungsperioden des Kyoto-Protokolls (2008 bis 2012) und seines auszuhandelnden Nachfolgeabkommens (2013 bis 2020) im Vordergrund standen.

Erfolgsmaßstab für die Klimapolitik jedoch ist das langfristige Ziel, den menschengemachten Klimawandel zu stoppen, und das auf einem Niveau, so dass eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird. So wurde es 1992 in Art. 2 der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen festgeschrieben. Das gelingt nur, wenn die Emissionen alsbald und deutlich zurückgefahren werden – mit dem klaren Ziel, bis zur Mitte dieses Jahrhunderts in den Industrieländern nur noch einen Bruchteil der heutigen Treibhausgasemissionen zu verursachen.

Im Jahr 1996 leitete der Umweltministerrat der Europäischen Gemeinschaften aus dem zweiten Sachstandsbericht des IPCC die Auffassung ab, „dass die globalen Durchschnittstemperaturen nicht um mehr als zwei Grad gegenüber den Temperaturen in der Zeit vor der Industrialisierung steigen dürfen“⁵. Seither ist dieses Zwei-Grad-Ziel zu einem breiten politischen Konsens geworden, der neben der Europäischen Union auch von den G8 mitgetragen wird und Ende 2009 Eingang in die Schlusserklärung zur Kopenhagener Vertragsstaatenkonferenz der UN-Rahmenkonvention zum Klimawandel gefunden hat.

Gemäß dem Grundsatz gemeinsamer aber differenzierter Verantwortung der internationalen Staatengemeinschaft übersetzt die EU dieses Zwei-Grad-Ziel⁶ in die Leitlinie, dass Industrieländer ihre Emissionen bis 2020 um 25 bis 40% und bis 2050 um 80 bis 95%, jeweils gegenüber 1990, verringern müssen. In ihrer im März 2011 veröffentlichten „Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050“ schlägt die Europäische Kommission vor, dass die EU bis 2050 eine entsprechende Reduktion um 80% territorial („domestically“) anstreben sollte.⁷ Die Bundesregierung verfolgt nach ihrem im Oktober 2010 beschlossenen Energiekonzept ebenfalls das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um „mindestens 80%“ gegenüber 1990 zu reduzieren, wobei weder aus dem Energiekonzept noch aus anderen Quellen hervorgeht, ob diese Reduktion ausschließlich territorial erfolgen soll oder der Erwerb von Emissionsrechten aus dem Ausland mit eingeplant ist.⁸

⁵ PRES/96/188, Pressemitteilung der Europäischen Gemeinschaften vom 26. Juni 1996 anlässlich der 1939. Tagung des Umweltrates am 25. und 26. JUNI 1996 in Luxemburg

⁶ In Anlehnung an den vierten Sachstandsbericht des IPCC (2007), S. 776.

⁷ Darüber hinausgehende Emissionsreduktionen könnte die EU über die Finanzierung von „offsetting“-Maßnahmen im Ausland erreichen.

⁸ Der Zuschnitt der Betrachtung auf Emissionen vom Territorium Deutschlands aus ist Stand der Diskussion in Deutschland und wurde hier übernommen, auch wenn seitens der Europäischen Umweltagentur (EEA) inzwischen ein anderer Zuschnitt verfolgt wird. Die Emissionen derjenigen Sektoren, die dem ETS unterfallen,

Wenn in der nationalen Klimaschutzdiskussion dieses Langfristziel nur eine untergeordnete Rolle spielt, so wird bei der Suche nach dem sozioökonomisch und ökologisch besten Klimaschutzpfad nur ein relativ kurzer Zeitraum, häufig der Zeitraum bis 2020 betrachtet. Es besteht dieser Perspektive wegen die Gefahr, dass ein Pfad eingeschlagen wird, der bis 2020 vorteilhaft erscheint, es aber nicht wirklich ist, da er bis zum Jahr 2050 zu höheren sozioökonomischen Kosten führt als ein von Anfang an mit Blick auf das Langfristziel gewählter Pfad (sog. ‚Myopie-Phänomen‘).

1.1.2 Fragestellungen

Bei der Umsetzung der Minderung von Treibhausgasemissionen auf Modellebene wird terminologisch unterschieden zwischen

- Emissionspfaden (auch Klimaschutzpfade genannt) die in der politischen Diskussion in der Regel als Treibhausgas- oder CO₂-Emissionsminderungsziele in Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 ausgedrückt werden, und
- (Klimaschutz-)Szenarien für die Beschreibung der Umsetzung dieser Emissionspfade in sektorale und technologische Bedingungen andererseits.

Ein Emissionspfad (mit einem Emissionsminderungsziel) kann somit durch unterschiedliche Szenarien ‚ausgefüllt‘ bzw. konkretisiert werden.

Damit ergibt sich die Notwendigkeit der Wahl zwischen verschiedenen möglichen Umsetzungen d.h. zwischen verschiedenen Szenarien. Ziel ist es, vor diesem Hintergrund Erkenntnisse und Hinweise zu generieren, welche möglichen Entwicklungen (Szenarien) des deutschen Energiesystems denkbar sind und welche dieser Szenarien langfristig sozioökonomisch und ökologisch vorteilhafte Klimaschutzpfade darstellen können. Kriterien der Beurteilung sind somit nicht allein Kosten im ökonomischen Verständnis, sondern auch nichtmonetäre Kriterien unter Einbezug von Gesellschaft und Ökologie.

Ausgangspunkt der politischen Diskussionen wie auch der hier dargestellten Analysen ist ein Klimaschutzpfad, der sich mit den gegenwärtig seitens der europäischen sowie deutschen Politik formulierten langfristigen Emissionsreduktionszielen deckt (vgl. Kapitel 2.1). Bis 2050 wird in den Szenarien eine Reduktion der territorialen CO₂-Emissionen um rund 85% gegenüber 1990 modelliert.

Die zu untersuchenden möglichen Entwicklungspfade, die diesen Klimaschutzpfad ausfüllen, sollten möglichst die Bandbreite unterschiedlicher Szenarien abbilden, wie sie von unterschiedlichen Strömungen und Stakeholdern in Deutschland vorgetragen worden sind. Die Kernbegrifflichkeit, auf die diese Spannweite abgebildet wurde, ist die Polarität von Strukturwandel und Strukturkonstanz. D.h. es sollten betrachtet werden, sowohl

sind von den nationalen Regierungen weder beeinflussbar noch werden sie ihnen zugerechnet. Konsequenterweise unterscheidet die EEA den (einen) ETS- und die (vielen, je nationalen) non-ETS-Sektoren (EEA 2010, S. 7). Nur für letztere Sektoren prüft die EEA noch den Stand der Einhaltung der ‚Kyoto-Verpflichtungen‘, also der Verpflichtungen von der Ebene der UNFCCC.

- ein Strukturwandel des deutschen Energiesystems hin zu einer durch erneuerbare Energien und deutlich erhöhte Energieeffizienz auf der Nachfrageseite geprägten Struktur (Szenario SW_HiEff), als auch
- ein eher strukturkonservativer Pfad, der im Stromsystem durch die Einführung von CCS-Kraftwerken in gewissem Maße weiterhin auf fossile Großtechniken setzt und auf der Nachfrageseite nur moderate Effizienzsteigerungen vorsieht (Szenario SK_ModEff).

Dazu wurden im Rahmen dieses Forschungsprojekts verschiedene vorliegende langfristige Klimaschutzszenarien für Deutschland analysiert und im hier vorliegenden Bericht auf zwei Kernszenarien konzentriert. Zusätzlich wurden mehrere Varianten berechnet und Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um weitere Erkenntnisse in Bezug auf die Fragestellungen zu gewinnen und so beispielsweise die langfristig höheren Kosten eines zunächst langsameren Ausbaus erneuerbarer Energien oder das Potenzial von nichttechnischen Optionen (z.B. Verhaltens- bzw. Lebensstiländerungen) zur Reduktion des Endenergiebedarfs zu bestimmen.

1.1.3 Methodische Vorgehensweise

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden vom Wuppertal Institut und vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) verschiedene Klimaschutzszenarien für Deutschland, die in ihrem langfristigen Emissionsminderungsbeitrag im Wesentlichen gleich sind, im Hinblick auf ihre ökologischen und sozioökonomischen Auswirkungen analysiert und verglichen. Für Analyse und Vergleich wurde das gekoppelte detaillierte makroökonomische Wachstums- und Energiesystemmodell REMIND-D des Potsdam-Instituts mit dem technisch differenzierteren Energiesystemmodell DEESY des Wuppertal Instituts kombiniert, mit dem die Energienachfrage in Deutschland modelliert wurde. Die iterativ ermittelten Ergebnisse in Form von unterschiedlich umgesetzten Kernszenarien sowie zahlreichen Sensitivitätsanalysen wurden anhand ausgewählter Kriterien anschließend miteinander verglichen.

Die im Rahmen des hier dargestellten Forschungsprojekts durchgeführte Analyse langfristiger Klimaschutzpfade wurde vom Konsortium WI/PIK arbeitsteilig durchgeführt, wie in der folgenden Abbildung dargestellt ist. Im Rahmen des Vorhabens hat das PIK eine Deutschland-Version seines REMIND-Modells erstellt (REMIND-D). Die detaillierte Beschreibung ist im Anhang B zu finden. Die Kombination mit dem bottom-up orientierten Simulationsmodell der Energienachfrageseite für Deutschland (DEESY) wurde durch das Wuppertal Institut abgedeckt. Im Rahmen eines iterativen Prozesses wurden dann die eigentlichen Klimaschutzpfade modelliert und in Bezug auf ihre (über den Klimaschutz hinausgehenden) ökologischen und sozioökonomischen Konsequenzen verglichen.

Die Modellphilosophie beruht im Wesentlichen auf der Kombination von makroökonomischen Wachstumsmodell und bottom-up Energienachfrage- und Energieangebotsmodell. Das Projekt folgt damit dem international als State-of-the-Art anerkannten Ansatz der Hybridmodellierung (cf. Hourcade et al., 2006), der zunehmend bei der Entwicklung von Werkzeugen zur Unterstützung der klimapolitischen Entscheidungsfindung eingesetzt wird. Hybridmodelle überbrücken die methodischen Unterschiede zwischen Top-down und Bottom-up-Modellen und sind vor allem deshalb von Bedeutung, weil sie die endogene Abbildung von Investiti-

entscheidungen und damit die konsistente Beschreibung von Kapazitäts- und Technologieentwicklung ermöglichen.

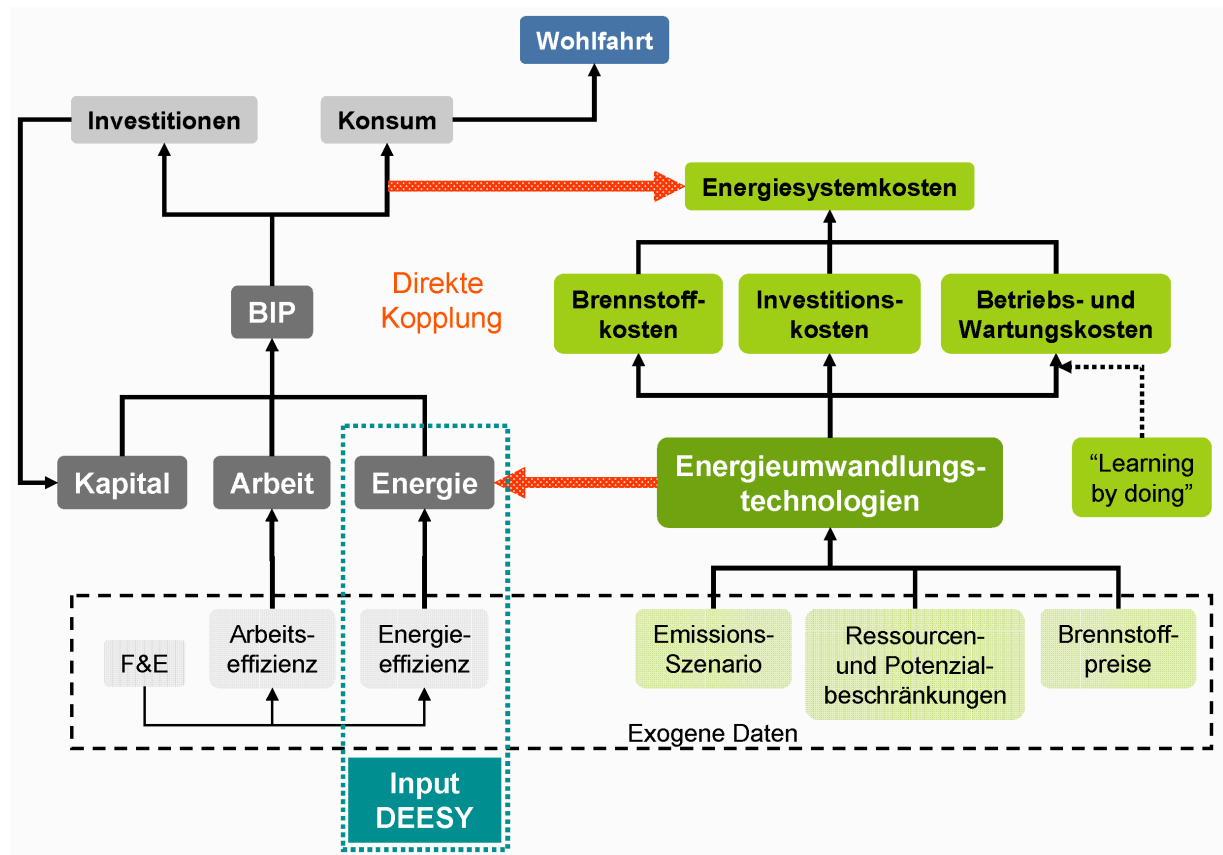


Abbildung 1: Struktur des Modells REMIND-D und Input des Modells DEESY

Die Kopplung zwischen makroökonomischem System und Energieangebotsseite erfolgt direkt in REMIND-D, Details siehe Anhang B.1.2. und B.1.3. Darüberhinaus ermöglicht ein iterativer Ansatz, der REMIND-D mit dem Energienachfragemodell DEESY koppelt, die Einbeziehung der auf der Energienachfrageseite vorhandenen Optionen zur Energieeffizienzsteigerung. Dies erlaubt eine weitere Detaillierung und Qualifizierung aller Ergebnisse aus den Szenarioanalysen.

Die iterative Kombination von REMIND und DEESY erfolgt auf drei Ebenen (siehe Abbildung 2):

- Zum einen wird in REMIND die Steigerungsrate der Endenergieeffizienz in der Produktionsfunktion⁹ exogen vorgegeben. Die Parameter für die Steigerungsrate dieser Effizienz werden für diese Zwecke für die verschiedenen Endenergien aus den jeweiligen Szenarioberechnungen von DEESY übernommen.
- Zweitens werden im Rahmen des Strukturwandel-Szenarios mit hoher Energieeffizienz aus DEESY die Zusatzinvestitionen, die für eine im Vergleich zum strukturkonservativen Szenario mit moderater Effizienzsteigerung erhöhte Energieeffizienz nötig sind, an das Modell REMIND übergeben. In REMIND werden diese Zusatzinvestitionen, die für das Energiesystem getätigt werden müssen, gemeinsam mit den angebotsseitigen Investitionen in Betracht gezogen (detaillierte Darstellung siehe Abschnitt 5.2.).
- Drittens führt die erhöhte Energieeffizienz in REMIND endogen zu einer Änderung (Erhöhung) des BIP. Der daraus resultierende modifizierte BIP-Pfad, wird dann wiederum in DEESY für eine erneute Berechnung exogen vorgegeben.

Diese Iterationsschritte werden im Prozess der Szenarioerstellung durchgeführt, es findet aber keine direkte Kopplung der beiden Modelle statt.

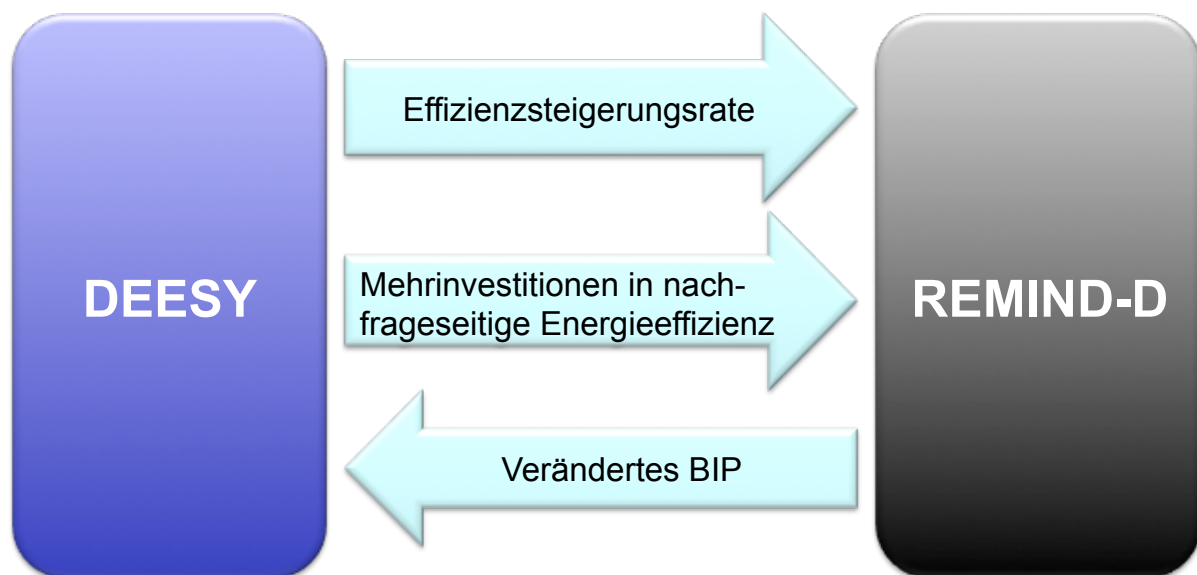


Abbildung 2: Kopplung der Modelle REMIND und DEESY

⁹ In der makroökonomischen Produktionsfunktion (siehe schematischer Aufbau von REMIND-D im Anhang) müssen die Energieeinheiten, die vom Energiesystem bereitgestellt werden, in monetären Einheiten ausgedrückt werden. Diese sogenannte Faktorproduktivität (des Produktionsfaktors Energie) ändert sich aufgrund von technischem Fortschritt über die Zeit und lässt sich innerhalb des Modells als Steigerung der Endenergieeffizienz verstehen. Daher wird in dem Modell die Steigerungsrate dieser Effizienz (der Faktorproduktivität) exogen - auf der Basis der DEESY-Ergebnisse für die Endenergie - vorgegeben.

Weiterhin findet – soweit möglich – eine Abstimmung bezüglich der Energieträgernachfrage z.B. beim Strombedarf statt. Da die Energieträgernachfrage aber bei REMIND endogen bestimmt wird, ist eine vollständige Übereinstimmung zwischen beiden Modellen an dieser Stelle nicht ohne weiteres zu erreichen.

Wesentliche Projektanforderungen können in diesem Modellrahmen erfüllt werden:

- Langfristanalyse
- Flexible Berücksichtigung von Randbedingungen, die sich im globalen Kontext ergeben
- Detaillierung der genutzten technologischen Optionen ausgewählter Klimaschutzpfade
- Ermittlung der volkswirtschaftlichen Kosten von Minderungsszenarien
- Quantifizierung ökologischer und sozioökonomischer Bewertungskriterien.

1.2 Einordnung und Struktur des Berichts

Entsprechend der Fragestellung wird im Folgenden als Grundlage der Analyse zunächst ein ambitionierter Klimaschutzpfad für Deutschland skizziert, der sich an dem politischen Bestreben einer möglichst sicheren globalen Einhaltung des 2°C-Ziels orientiert. Für Deutschland interessiert in diesem Zusammenhang primär, welcher Anteil der globalen Emissionsminderungsleistungen durch Deutschland zu erbringen wäre. In Kapitel 2 werden entsprechende Überlegungen diskutiert und mit dem aktuell verkündeten langfristigen Emissionsminderungsziel der Bundesregierung abgeglichen.

Auf der Basis eines so bestimmten Emissionsbudgets werden in den Kapiteln 3 und 4 jeweils die beiden Kernszenarien „Strukturkonservativ“ (SK_ModEff) und „Strukturwandel“ (SW_HiEff) dargestellt.¹⁰

In Kapitel 5 werden zentrale Ergebnisse der beiden Kernszenarien gegenübergestellt und diese vor allem in Bezug auf ausgewählte sozioökonomische und ökologische Kriterien und insbesondere auf ihre Auswirkungen auf wirtschaftliche Indikatoren vergleichend dargestellt.

Ergänzend dazu wird in Kapitel 6 eine Reihe von Varianten und Sensitivitäten zu den beiden Kernszenarien vorgestellt und diskutiert.

In Kapitel 7 erfolgt schließlich eine vergleichende Bewertung der Vorteilhaftigkeit der beiden Kernszenarien in Bezug auf zentrale Kriterien sowie unter Berücksichtigung ihrer Robustheit. Außerdem wird die Fragestellung diskutiert, welche mögliche ökonomische Relevanz eine rein nationale Erbringung der ambitionierten Emissionsminderungsziele der hier betrachteten Szenarien haben könnte und inwieweit ein Import von Minderungsleistungen aus dem Ausland eine vorteilhafte Option sein kann.

¹⁰ Umfangreiche Dokumentationen der beiden verwendeten Modelle und der Ergebnisse der Szenario- und Variantenrechnungen finden sich im Anhang.

2 Definition des anzustrebenden Emissionspfads und der dazu analysierten Szenarien

Gemäß der eingangs genannten Fragestellung, verschiedene denkbare langfristige Klimaschutzpfade in Bezug auf ihre sozioökonomischen Wirkungen zu vergleichen wird im Folgenden zunächst in Abschnitt 2.1 der von allen Szenarien zu erreichende Emissionspfad für Deutschland bestimmt. Dieser leitet sich aus dem globalen Ziel ab, die Erderwärmung nicht über 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau ansteigen zu lassen.

In Abschnitt 2.2 werden einheitliche sozioökonomische Eckdaten, festgelegt, die den nachfolgenden Szenarioanalysen für Deutschland zugrunde liegen.

Auf dieser Basis werden schließlich in Abschnitt 2.3 die Grundannahmen der im Folgenden entwickelten beiden Kernszenarien für Deutschland festgelegt.

2.1 Ableitung eines Emissionspfads

Vor der Erarbeitung der Szenarien muss festgelegt werden, welche Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen in den Szenarien erreicht werden soll.¹¹ Alle Szenarien sollen dabei einen identischen Beitrag zum Klimaschutz leisten, da das Ziel des Forschungsprojektes eine vergleichende Bewertung unterschiedlicher Klimaschutzstrategien innerhalb des Energiesystems ist.

Einen möglichen Anknüpfungspunkt für die Festlegung eines Klimaschutzziels stellt das sogenannte „Zwei-Grad-Ziel“ dar. Neben der EU¹² haben sich auch die Bundesregierung sowie der Deutsche Bundestag¹³ für dieses konkrete globale Ziel der Begrenzung der durch den Menschen verursachten Temperaturerhöhung ausgesprochen. Demnach gilt es, einen Anstieg der mittleren globalen Erdtemperatur gegenüber vorindustrieller Zeit um mehr als zwei Grad Celsius zu verhindern. Der wesentliche Grund für die Festlegung dieser Temperaturerhöhung als obere Grenze liegt in klimawissenschaftlichen Erkenntnissen, denen zufolge eine Überschreitung dieser Temperatur die Wahrscheinlichkeit der Überschreitung von Kipppunkten im Erdsystem und damit das Eintreten von irreversiblen Änderungen in den globalen Ökosystemen deutlich erhöhen würde (Lenton 2008). Insofern stellt das Zwei-Grad-Ziel eine mögliche Konkretisierung des Ziels der 1992 von den Vereinten Nationen verabschiedeten Klimarahmenkonvention dar, „eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems“ zu verhindern.¹⁴

¹¹ Das Klimaschutzniveau kann in dem Energiesystem-Ökonomiemodell REMIND-D als Randbedingung für die Entwicklung der CO₂ bedingten Emissionen aus dem Energiesystems vorgegeben werden. Angestrebte Klimaschutzziele können in REMIND-D in Form maximal zulässiger CO₂-Emissionen formuliert werden. Das Modell erstellt dann im Rahmen dieser Randbedingungen sowie auf Grundlage anderer exogener Vorgaben eine Entwicklung des Energiesystems, die mit maximaler gesellschaftlicher Wohlfahrt (im Sinne von REMIND, vgl. Anhang) kompatibel ist."

¹² Vgl. u.a. European Commission (2007).

¹³ Vgl. Entschließung des Bundestags 16/3293 am 9. November 2006 (<http://dipbt.bundestag.de/dip21/btp/16/16063.pdf>) sowie aktueller Koalitionsvertrag.

¹⁴ Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Artikel 2.

Auf Grundlage aktueller klimawissenschaftlicher Erkenntnisse bzw. unter Rückgriff auf Klimamodelle lässt sich näherungsweise ermitteln, wie viele Treibhausgasemissionen weltweit in Zukunft noch ausgestoßen werden können, ohne die Zwei-Grad-Grenze zu überschreiten. Dabei entscheiden die kumulierten Emissionen, ob der bis zu einem bestimmten Zeitpunkt realisierte Emissionspfad mit dem Zwei-Grad-Ziel kompatibel ist, da der genaue Zeitverlauf der Emissionen aufgrund des langsamen natürlichen Abbaus der Treibhausgasemissionen keine wesentliche Rolle spielt. So kommen Meinshausen et al. (2009) zu dem Schluss, dass die kumulierten anthropogenen CO₂-Emissionen weltweit zwischen 2000 und 2050 maximal rund 1.160 Gigatonnen Kohlendioxid (GtCO₂) betragen dürfen, um mit einer Wahrscheinlichkeit von 67% das Zwei-Grad-Ziel einhalten zu können.¹⁵

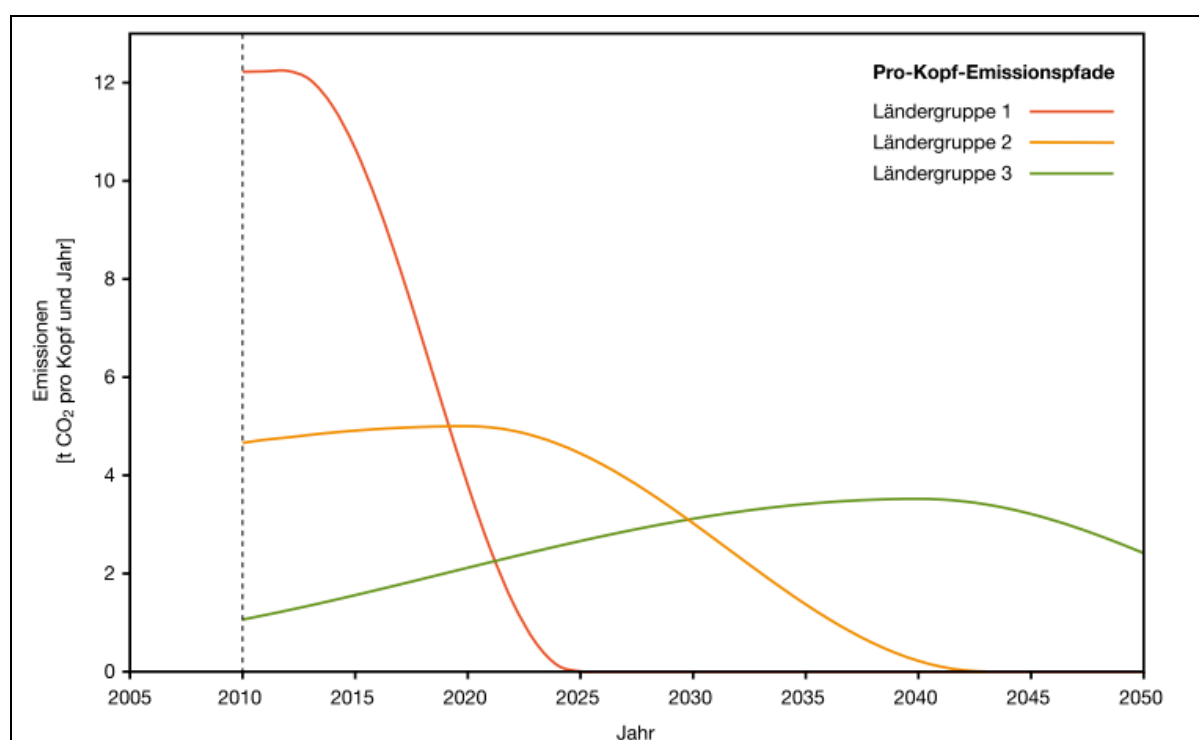


Abbildung 3: Beispiele für Pro-Kopf-Emissionsverläufe von CO₂ aus fossilen Quellen für drei Ländergruppen nach dem Budgetansatz des WBGU ohne Emissionshandel. In der Ländergruppe 1 sind Länder (v. a. Industrieländer) mit (geschätzten) energiebedingten CO₂-Emissionen von mehr als 5,4 Tonnen pro Kopf zusammengefasst. Ländergruppe 2 stellt Länder mit Emissionen von 2,7 bis 5,4 Tonnen CO₂ pro Kopf dar und Ländergruppe 3 umfasst Länder (v. a. Entwicklungsländer) mit Emissionen von weniger als 2,7 Tonnen CO₂ pro Kopf. Quelle: WBGU (2009).

Der WBGU leitet aus diesen Erkenntnissen auf Grundlage der globalen CO₂-Emissionen zwischen 2000 und 2009 sowie mit Hilfe von Annahmen über die zwischen 2010 und 2050 entstehenden nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen ein bis 2050 verbleibendes globales Budget für energiebedingte (fossile) CO₂-Emissionen in Höhe von ungefähr 750 GtCO₂ ab.

¹⁵ Für diesen Zweck haben die Autoren Annahmen über die zukünftigen Emissionen anderer Treibhausgase getroffen.

Der WBGU hat in seinem Sondergutachten des Jahres 2009 vorgeschlagen, dieses noch verbleibende globale Budget energiebedingter CO₂-Emissionen auf die verschiedenen Länder im Verhältnis ihrer derzeitigen Bevölkerungszahl aufzuteilen. Für Deutschland würde dies bedeuten, dass bei der Beibehaltung des gegenwärtigen Emissionsniveaus in rund zehn Jahren das zugewiesene Budget verbraucht wäre. In einem ähnlichen Zeitraum hätten auch andere Industrieländer ihre jeweiligen Emissionsbudgets verbraucht.¹⁶ Ohne die Möglichkeit des Emissionshandels müssten die Industrieländer folglich ihre Emissionen in den kommenden Jahren radikal verringern und – mit sehr hohen jährlichen Emissionsminderungsraten – in zehn bis zwanzig Jahren auf Null zurückführen (vgl. Abbildung 3).

Da ein solch schneller und drastischer Rückgang der CO₂-Emissionen in den Industrieländern als unrealistisch angesehen werden kann und außerdem der Handel zwischen Ländern mit Emissionsrechten prinzipiell ein bestimmtes Klimaschutzniveau zu deutlich geringeren Kosten zu erreichen vermag, schlägt der WBGU vor, einen internationalen Emissionshandel zuzulassen. Bei Rückgriff auf dieses Instrument ist zu erwarten, dass die Industrieländer in den kommenden vierzig Jahren von den Schwellenländern und insbesondere von den Entwicklungsländern einen Teil derer Emissionsrechte erwerben, um einen gemäßigeren Emissionsreduktionspfad einschlagen zu können (vgl. Abbildung 4).

Die territorialen (d. h. innerhalb eines Landes entstehenden) Emissionen können dann von der eigentlichen Zuteilung abweichen, da sich die tatsächlichen territorialen Emissionen als Folge des Austauschs von Emissionsrechten zwischen verschiedenen Ländern ergeben würden. Ein solcher Austausch hängt von vielfältigen zukünftigen technischen und ökonomischen Entwicklungen ab.

Es lassen sich folglich aus dem „Zwei-Grad-Ziel“ bzw. einem daraus abgeleiteten globalen Emissionsbudget keine eindeutigen Aussagen zur notwendigen Emissionsreduktion innerhalb Deutschlands ableiten.¹⁷ Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieses Forschungsvorhabens beschlossen, sich für die Festlegung des Klimaschutzziels der Szenarien an Zielen der Bundesregierung zur Reduktion der CO₂- bzw. der Treibhausgasemissionen zu orientieren, die diese auf Grundlage nationaler oder internationaler Erklärungen verfolgt.

So heißt es im Koalitionsvertrag der an der Bundesregierung beteiligten Parteien vom Herbst 2009: „International ist vereinbart, dass die Industriestaaten ihre Treibhausgas-Emissionen bis 2050 um mindestens 80% reduzieren. Wir werden für Deutschland einen konkreten Entwicklungspfad festlegen und bekräftigen unser Ziel, die Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um 40% gegenüber 1990 zu senken.“ Der Verweis auf internationale Vereinbarungen mag auf den G8-Gipfel in L’Aquila (Italien) zurückgehen, in deren Abschlusserklärung es heißt: „[W]e also support a goal of developed countries reducing emissions of greenhouse gases in aggregate by 80% or more by 2050 compared to 1990 or more recent years.“¹⁸ Ende Okto-

¹⁶ Die USA hätten bereits 2016 ihr gesamtes Emissionsbudget bis 2050 verbraucht.

¹⁷ Ohne Frage können aber bestimmte sehr niedrige Emissionsreduktionen beispielsweise bis 2050 innerhalb Deutschlands als inkompatibel mit dem Zwei-Grad-Ziel angesehen werden, sofern angenommen wird, dass andere Industrieländern (nur) in ähnlichem Umfang ihre Emissionen reduzieren. Wo genau jedoch dieses „Mindestmaß“ an inländischer Emissionsreduktion liegt, ist abhängig von zahlreichen Annahmen über mögliche Emissionsreduktionen (inkl. möglicher „negativer“ Emissionen z.B. durch Biomasse-CCS) im Ausland.

¹⁸ Abschlusserklärung „Responsible Leadership for a Sustainable Future“ des G8-Gipfels 2009 in L’Aquila, Italien, http://www.g8italia2009.it/static/G8_Allegato/G8_Declaration_08_07_09_final,0.pdf

ber 2009 formulierte der Rat der Europäischen Union: „Der Europäische Rat fordert alle Parteien auf, sich das 2 °C-Ziel zu eigen zu machen und sich darauf zu einigen, dass bis 2050 die weltweiten Emissionen gegenüber dem Niveau von 1990 um mindestens 50% reduziert werden und die Industrieländer im Rahmen dieser Reduzierung ihre Emissionen um insgesamt mindestens 80 bis 95% gegenüber dem Niveau von 1990 senken [...]“¹⁹

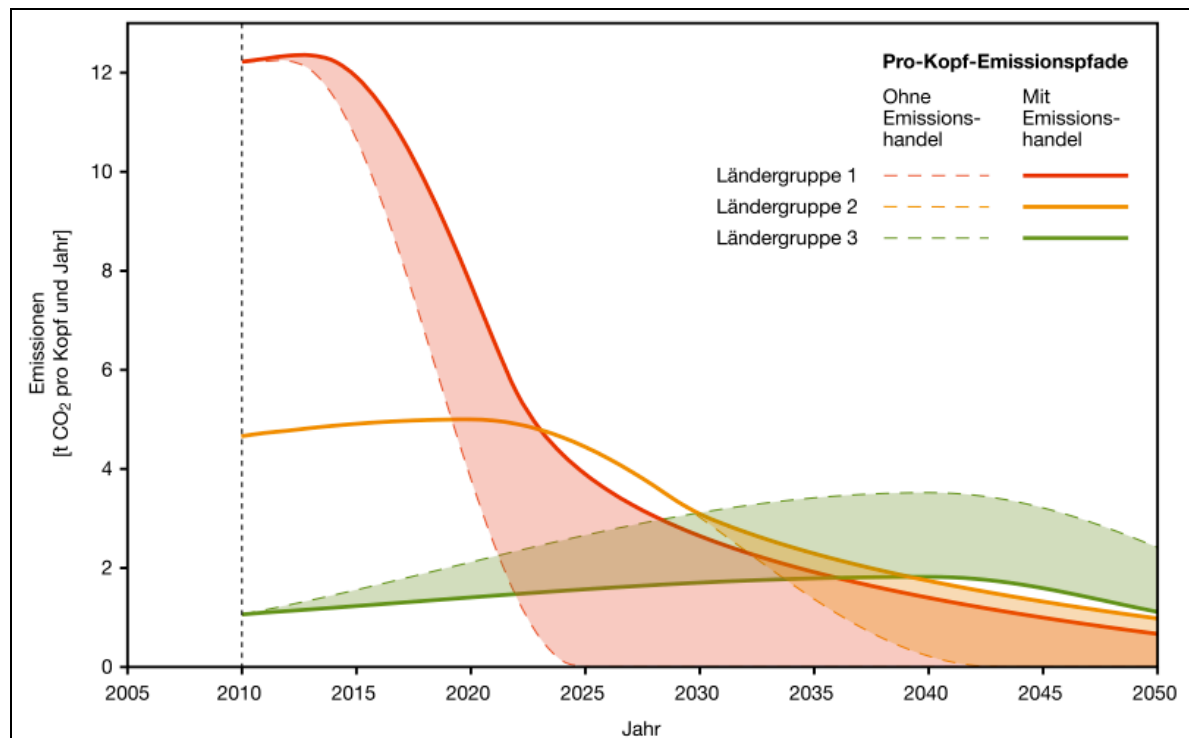


Abbildung 4: Beispiele für Pro-Kopf-Emissionsverläufe von CO₂ aus fossilen Quellen für drei Ländergruppen nach dem Budgetansatz des WBGU mit Emissionshandel. Für eine Erläuterung der Ländergruppen siehe Abbildung 3. Die gestrichelten Linien geben mögliche Emissionspfade ohne Emissionshandel wieder, während die durchgestrichenen Linien Emissionspfade unter Rückgriff auf den Emissionshandel darstellen können. Die transparente Fläche zwischen den jeweiligen Linien stellt den Ankauf oder Verkauf von Emissionsrechten da. Quelle: WBGU (2009).

Die deutsche Bundesregierung hat also in verschiedenen Zusammenhängen erklärt, dass die Industrieländer ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 gegenüber 1990 um mindestens 80% verringern sollten. Mittlerweile hat die Bundesregierung dieses quantitative Ziel auch für Deutschland formuliert. In ihrem im September 2010 veröffentlichten Energiekonzept konkretisiert sie die Formulierung im Koalitionsvertrag wie folgt: „Dies bedeutet folgenden Entwicklungspfad bei der Minderung der Treibhausgasemission bis 2050: minus 55% bis 2030, minus 70% bis 2040, minus 80% bis 95% bis 2050.“²⁰ Aus dieser Formulierung ist nicht eindeutig zu entnehmen, ob der Rückgang der Treibhausgasemissionen rein territorial erreicht wer-

¹⁹ Tagung des Europäischen Rates, 29./30. Oktober 2009 – Schlussfolgerungen des Vorsitzes, http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/de/ec/110896.pdf

²⁰ Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf

den soll, oder ob auch ein Ankauf von Emissionsrechten aus dem Ausland zur Zielerreichung beitragen soll.

Allerdings hat die Bundesregierung (bzw. die zuständigen Ministerien) den Forschungsinstituten, die als eine Grundlage für das Energiekonzept Energieszenarien für Deutschland bis 2050 erarbeitet haben, für die sogenannten „Zielszenarien“ unter anderem die Vorgabe gemacht, eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 85% zu erreichen. Die verschiedenen Zielszenarien erreichen eine Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um 85 bis 86%, ohne dabei auf den (hypothetischen) Ankauf von Emissionsrechten aus dem Ausland zurückzugreifen. Dies deutet darauf hin, dass die Bundesregierung eine Reduktion der Emissionen in dieser Größenordnung nach dem Territorialprinzip erreichen möchte.

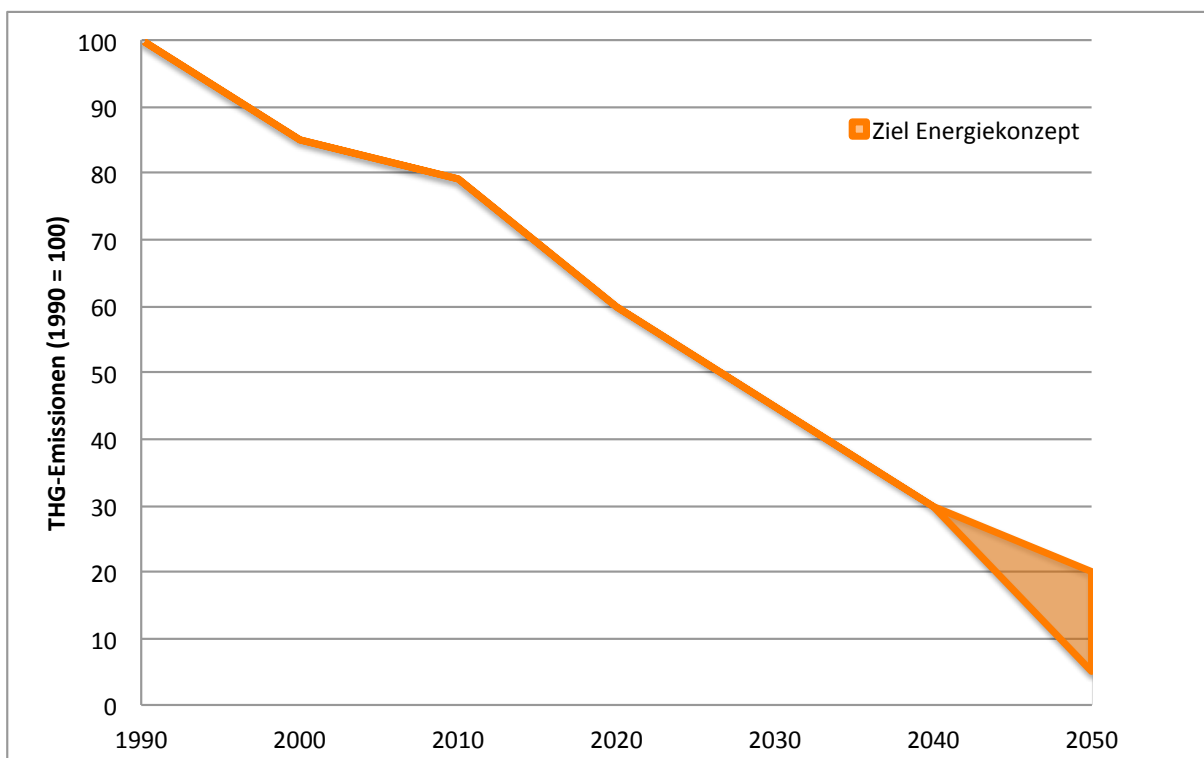


Abbildung 5: Langfristige Emissionsminderungsziele der Bundesregierung (Energiekonzept 2010)

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes haben sich die Auftragnehmer in Absprache mit dem Auftraggeber darauf geeinigt, in den Szenarien eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen von 85% gegenüber 1990 zu verfolgen und dieses Ziel allein durch Emissionsminderungen auf territorialer Ebene zu erreichen²¹. Dies scheint sich mit den Absichten der deutschen Politik zu decken und würde bis 2050 etwa zu einem Pro-Kopf-Emissionsniveau führen, das in etwa dem gerade noch mit dem Zwei-Grad-Ziel kompatiblen durchschnittlichen globalen Pro-Kopf-Niveau entspräche.²² Ein deutlich höheres Emissionsniveau in Deutschland würde folglich voraussetzen, dass andere Länder ein entsprechend

²¹ Importe von Biomasse werden dabei - je nach Szenario bzw. Variante zugelassen.

²² Nach WBGU (2009) müssen die durchschnittlichen Pro-Kopf-Emissionen von energiebedingtem CO₂ wahrscheinlich global bis 2050 auf rund eine Tonne reduziert werden – bezogen auf die gegenwärtige Bevölkerungszahl. Um eine Tonne pro Kopf zu erreichen, müssten die Emissionen in Deutschland gegenüber 1990 um etwa 90% reduziert werden.

niedrigeres Pro-Kopf-Emissionsniveau erreichen. Einige globale Modellstudien nehmen dies an, sie setzen allerdings auf Energieträger und Technologien (z.B. Biomasse-CCS), deren tatsächlicher Einsatz (in dem geplanten Maße) aus heutiger Sicht als nicht sicher gilt.

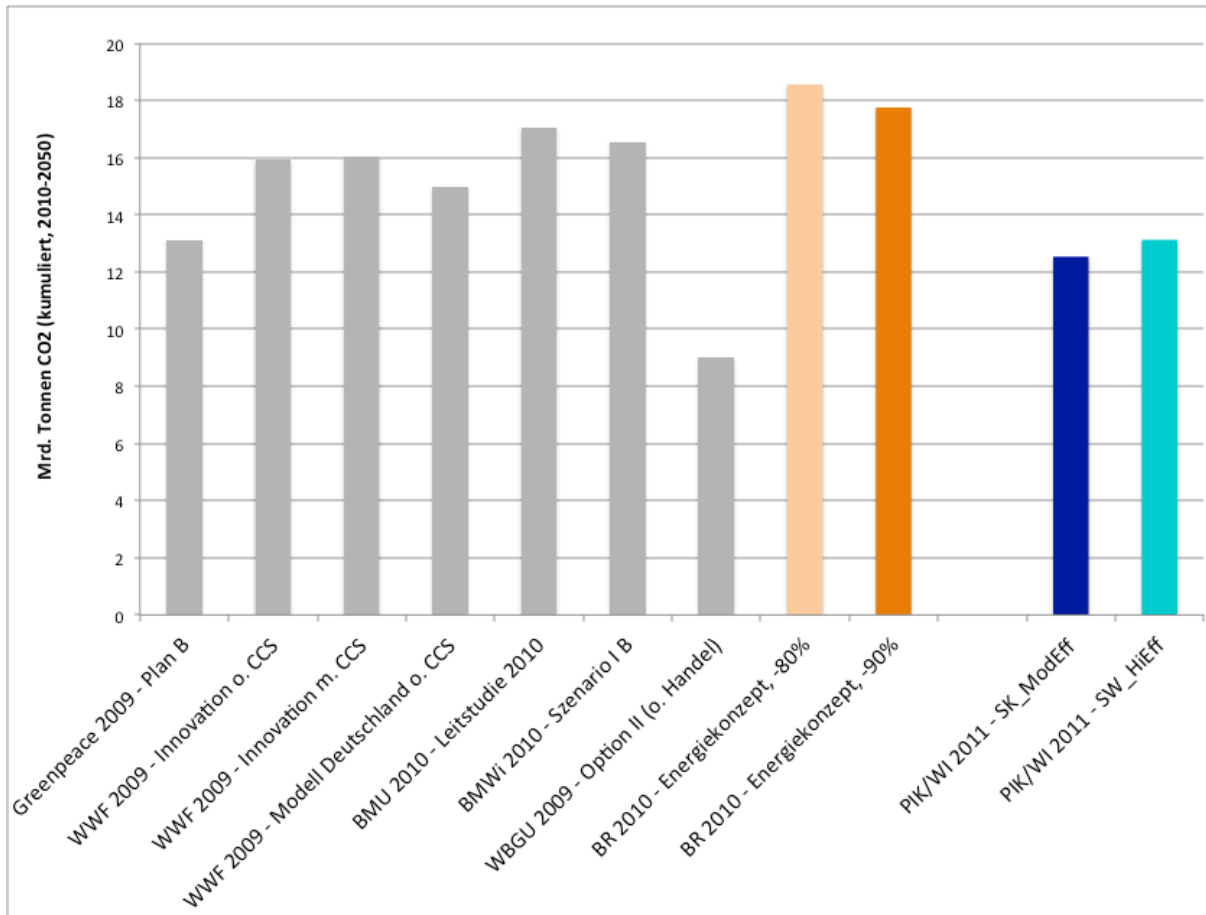


Abbildung 6: Kumulierte energiebedingte CO₂ Emissionen (2010-2050) für verschiedene Studien und Ziel der Bundesregierung (BR) (geschätzt).

Für die vorliegende Studie wurde die von der Bundesregierung im Energiekonzept angestrebte Emissionsminderung mit dem REMIND-D-Modell dahingehend modelliert, dass für den gesamten Modellierungszeitraum des Modells bis 2100²³ ein Gesamt-CO₂-Budget von ca. 18 GtCO₂ vorgegeben wird. Dieses Budget ist so gewählt, dass im Jahr 2050 eine Emissionsminderung von ca. 85% gegenüber dem Niveau von 1990 erreicht wird. Zwischen 2010 und 2050 werden in den beiden hier im Folgenden näher analysierten Szenarien 12,4 GtCO₂ (im Szenario SK_ModEff) bzw. 12,6 GtCO₂ (im Szenario SW_HiEff) emittiert. Die leichten Unterschiede zwischen den beiden Szenarien entstehen, da REMIND-D intertemporal optimiert. D.h. je nach Annahmen, z.B. über die Technologieverfügbarkeit, unterscheiden sich auch die Emissionsminderungspfade und damit die kumulierten Emissionen bis 2050 voneinander. Eine Szenariovariante der Kernszenarien (SK_Mod_kons; siehe Kapitel 2.3) nimmt

²³ In dieser Studie werden die Szenarien nur bis zum Jahr 2050 ausgewertet. Durch den langfristigen Zeithorizont ist aber sichergestellt, dass das Szenario auch bis weit über 2050 hinaus Gültigkeit besitzt, z.B. was die Technologien oder das CCS Speicherpotential angeht, was bei anderen Studien nicht immer sichergestellt ist.

so modellendogen bei gleichem Minderungsziel in 2050 ein Emissionsbudget von 14,7 GtCO₂ in Anspruch.

In Abbildung 6 werden die für die hier untersuchten Szenarien mit REMIND-D ermittelten Emissionsbudgets mit denen anderer Studien und als Referenz mit dem Budget, das für Deutschland nach dem WBGU Ansatz zur Verfügung stünde, verglichen. Ebenso ist das sich aus den Beschlüssen der Bundesregierung zum Energiekonzept 2010 ergebende Emissionsvolumen von energiebedingtem CO₂ angegeben. Im Vergleich zeigt sich, dass die hier näher analysierten Klimaschutzszenarien über den Zeitraum 2010 bis 2050 deutlich weniger CO₂ emittieren, als die meisten anderen vorliegenden Szenarioanalysen annehmen und vor allem auch deutlich unterhalb des - linearen - Zielkorridors der Bundesregierung liegen²⁴. Dieser deutlich andere Emissionspfad bzw. das deutlich niedrigere CO₂ Budget der hier analysierten Kernszenarien muss bei der Interpretation der Ergebnisse, vor allem in Bezug auf wirtschaftliche Indikatoren, beachtet werden.

2.2 Sozio-ökonomische Rahmendaten

Die Daten zur wirtschaftlichen Entwicklung (Bruttoinlandsprodukt) wurden in Anlehnung an andere aktuelle Szenarien abgeleitet. Die sonstige Entwicklung der Rahmendaten wurde weitgehend aus dem Referenzszenario der Studie „Modell Deutschland“ des WWF (2009) abgeleitet (s. auch Anhang).

Bevölkerungsentwicklung

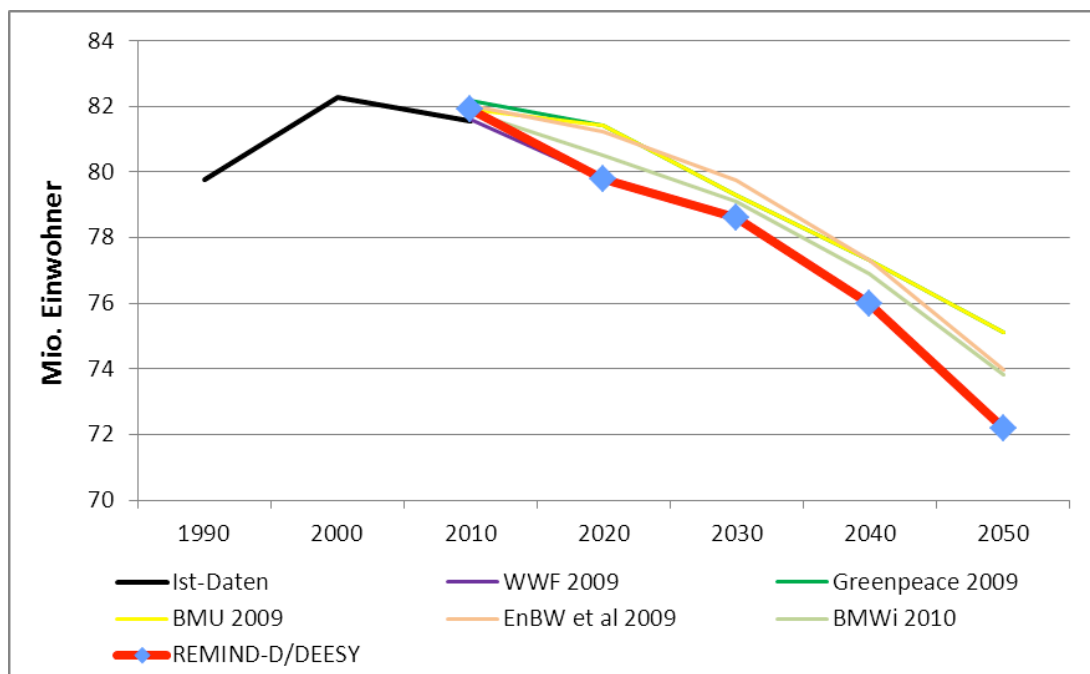


Abbildung 7: Entwicklung der Einwohnerzahl in Deutschland in verschiedenen Szenarien (in Mio.)

²⁴ Das Gesamtemissionsvolumen liegt aber trotzdem immer noch höher als diejenige Menge an Emissionsrechten, die Deutschland nach der WBGU Option noch zustehen würde.

Für beide in diesem Projekt verwendeten Modelle (REMIND-D sowie DEESY) wurden die in der WWF-Studie (WWF 2009) von Prognos unterstellte Bevölkerungsentwicklung übernommen.²⁵ Da die Bevölkerungsentwicklung in beiden Modellen eine rein exogene Größe darstellt, die nicht modellendogen verändert wird, ist sie in beiden Modellen und in allen Projekt-szenarien²⁶ identisch (vgl. Abbildung 7).

Gegenüber den anderen Vergleichsszenarien (d. h. den Vergleichsszenarien außer denen in WWF 2009) wird damit ein etwas stärkerer Rückgang der Einwohnerzahl angenommen. Im Jahr 2050 liegt die Zahl mit 72 Mio. Einwohnern um zwei bis drei Millionen Einwohner unter den anderen hier verglichenen Szenarien.

Wirtschaftswachstum

Grundsätzlich wird in dieser Studie ein gegenüber den Vergleichsszenarien mittlerer Anstieg des Bruttoinlandsproduktes angenommen (vgl. Abbildung 8). Der BIP-Anstieg in den Szenarien in BMU (2009) und vor allem in EnBW et al. (2009) ist deutlich stärker als in den Projekt-szenarien. Allerdings liegen die Projekt-szenarien hier wiederum höher als die Szenarien in BMWi (2010) und insbesondere in WWF (2009)²⁷.

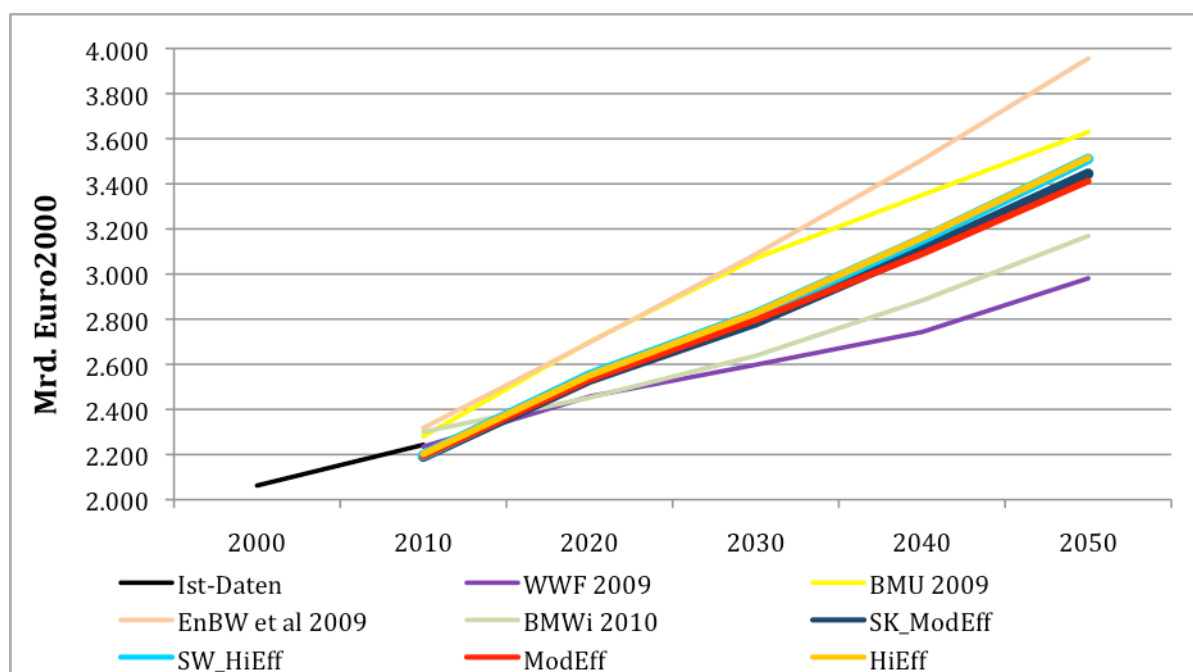


Abbildung 8: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Szenarien (in Mrd. €2000)

²⁵ Die in WWF 2009 angenommene Bevölkerungsentwicklung beruht dabei im Wesentlichen auf der 11. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes, die von Prognos aber etwas verändert wird (vgl. WWF 2009).

²⁶ Als „Projektszenarien“ werden hier und in der Folge alle Szenarien bezeichnet, die im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelt wurden.

²⁷ Das BIP Wachstum erfolgt in REMIND-D endogen und ist somit ein Ergebnis und nicht eine Annahme bei der Modellierung. Über bestimmte Annahmen, z.B. das Wachstum der Arbeitsproduktivität, kann aber die Wachstumsrate des BIP verändert werden. Hier wurde die Wachstumsrate für SK_ModEff so angepasst, dass sie in etwa den exogenen Vorgaben entspricht.

Innerhalb der verglichenen Projektszenarien ist der BIP-Anstieg im Szenario SW_HiEff höher als im Szenario SK_ModEff. Der Grund liegt in den optimistischeren Annahmen zur Endenergieeffizienz im SW_HiEff-Szenario, die sich direkt auf den Produktionsfaktor Energie auswirken und damit ein höheres BIP ermöglichen (siehe Modellbeschreibung). Im DEESY-Modell finden solche Wechselwirkungen zwischen Energiesystem und Ökonomie nicht statt. Die Entwicklung des BIP (bzw. auf tieferer Ebene die Entwicklung der verschiedenen Wirtschaftssektoren) ist hier eine exogene Größe. Der BIP-Verlauf im DEESY-Szenario ModEff entspricht daher der zu Projektbeginn zugrunde gelegten wirtschaftlichen Entwicklung. Diese Entwicklung stellt sich in REMIND-D in etwa auch im Szenario SK_ModEff ein. Als Folge der durch REMIND-D im Szenario SW_HiEff veränderten BIP-Entwicklung wurde in einer Iterationsschleife für das DEESY-Szenario HiEff ein etwas höheres Wirtschaftswachstum angenommen, das näher an der Entwicklung des Szenarios SW_HiEff liegt.

Abbildung 8 zeigt die aus der BIP-Entwicklung resultierenden durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten verschiedener Projekt- und Vergleichsszenarien gegenüber der historischen Entwicklung dieser Rate in Deutschland. In allen Projektszenarien findet – als Folge der zu Projektbeginn getroffenen Annahme zum zukünftigen Wirtschaftswachstum – während des Betrachtungszeitraums nahezu eine Stabilisierung bei ca. 1% statt. Die Abbildung verdeutlicht zudem, dass sich die Kernszenarien (sowohl im REMIND-D- als auch im DEESY-Modell) bezüglich des angenommenen Wirtschaftswachstums nicht wesentlich voneinander unterscheiden.

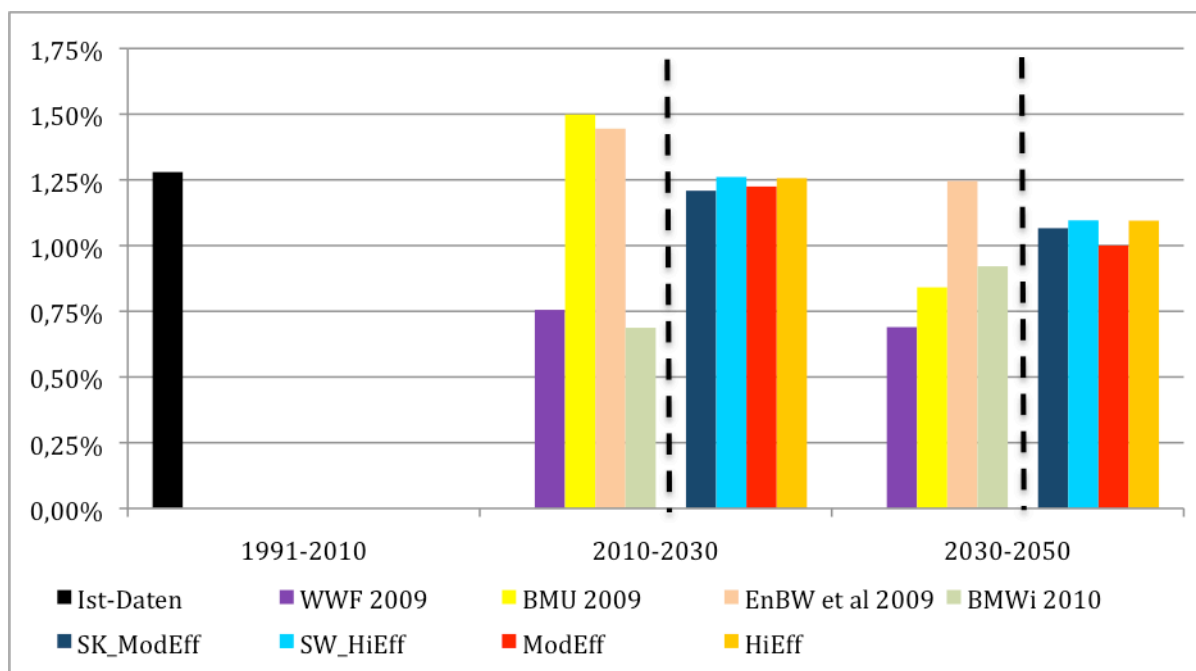


Abbildung 9: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Szenarien (in Prozent)

Importpreise fossiler Energieträger

Die folgenden drei Abbildungen zeigen die in REMIND-D angenommenen Entwicklungen der Importpreise für Erdöl (Abbildung 10), Erdgas (

Abbildung 11) und Steinkohle (Abbildung 12). In beiden Kernszenarien wurden dabei die gleichen Preisentwicklungen angenommen, da unterstellt wurde, dass die Entwicklung des Energiesystems in Deutschland keinen signifikanten Einfluss auf die Weltmarktpreise für fossile Energieträger hat. Die Preisentwicklung ist also in REMIND-D und in DEESY eine exogene Größe.

Für die Ölpreisentwicklung wurde der Preispfad B („mäßiger“ Preisanstieg) aus der Leitstudie (BMU 2009) übernommen. Der angenommene Rohölpreis in REMIND-D befindet sich damit etwa in einem mittleren Bereich, verglichen mit den Annahmen zur Preisentwicklung anderer Szenarien. Der Preispfad A („deutlicher“ Preisanstieg) der entsprechenden Studie bzw. der Vorgängerstudie²⁸ liegt demgegenüber natürlich höher (vgl. Abbildung 10).

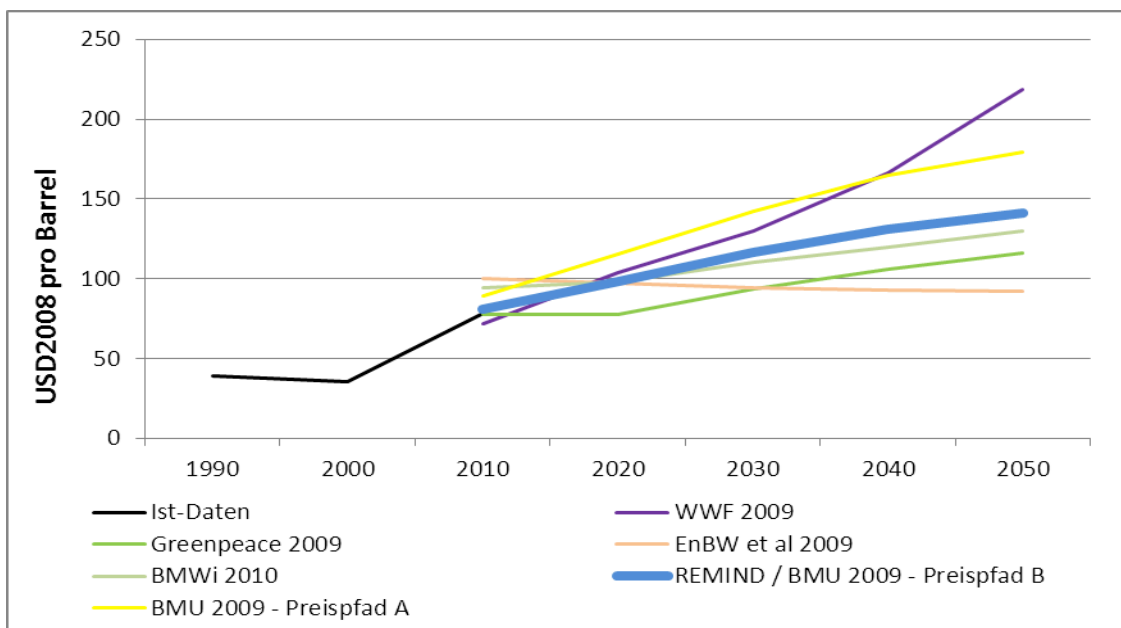


Abbildung 10: Entwicklung des Importpreises für Rohöl in verschiedenen Szenarien (in US\$2008/barrel)

²⁸ In der Leitstudie 2009 (BMU 2009) wurden die gleichen Preispfade für fossile Energieträger angenommen wie in der Leitstudie 2008 (BMU 2008b).

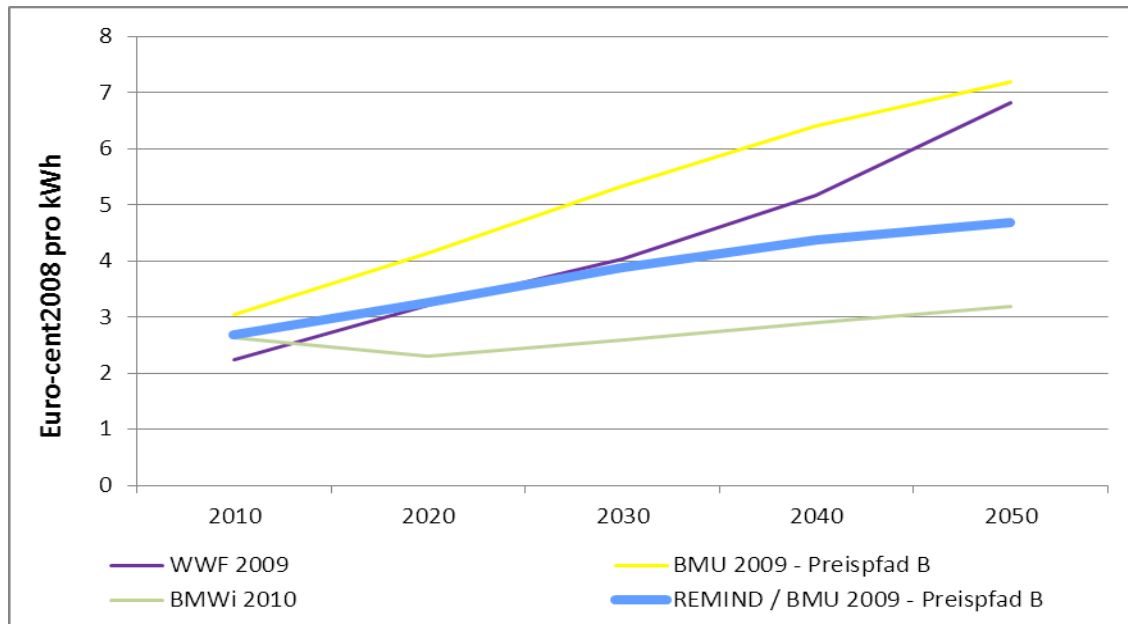


Abbildung 11: Entwicklung des Importpreises für Erdgas in verschiedenen Szenarien (in €-cent2008/kWh)

In den Vergleichsszenarien der WWF-Studie (2009) wird das Preisniveau des Preispfades B insbesondere nach 2030 deutlich übertroffen. Ab 2030 zeichnet sich beim hier angenommenen Pfad B eine Abflachung ab, die unter der Annahme einer erfolgreichen globalen Klimapolitik auch als plausibel gelten kann. 2050 beträgt der Preis beim Preispfad B rund 140 \$. Im WWF-Szenario liegt der Preis bei knapp 220 \$, während er in den drei anderen verglichenen Studien, die entsprechende Angaben machen, mit 90 bis 130 \$ niedriger liegt als hier angenommen.

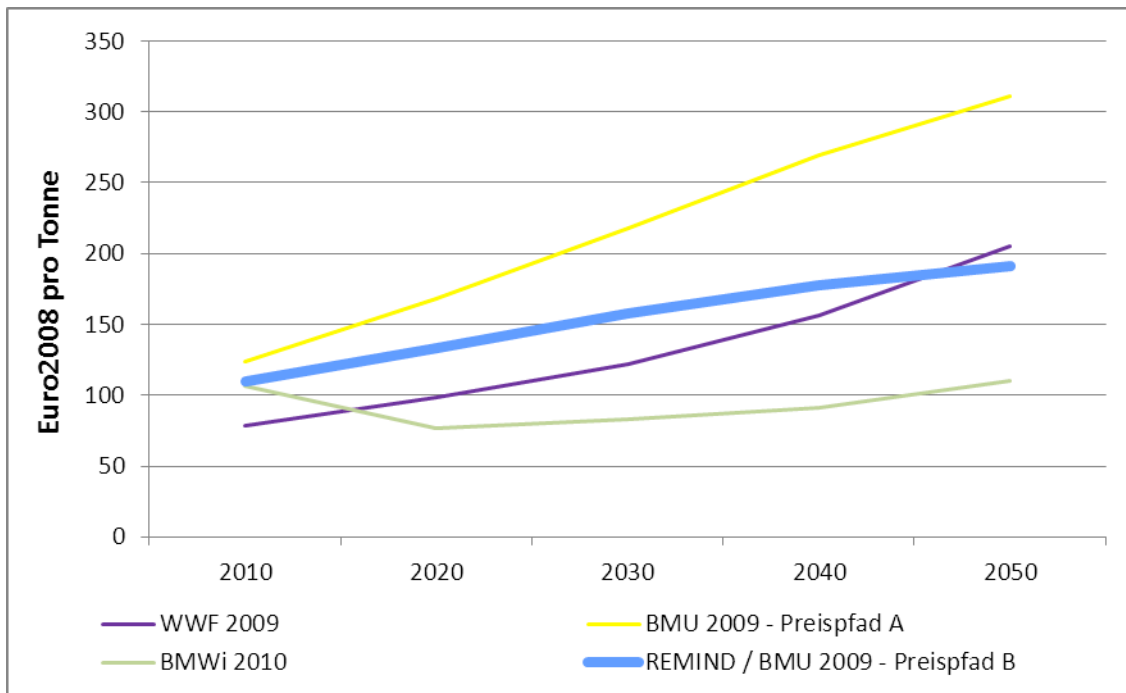


Abbildung 12: Entwicklung des Importpreises für Steinkohle in verschiedenen Szenarien (in €2008/Tonne)

Auch bei den Importpreisen für Erdgas und Steinkohle wurde auf die Preisentwicklung „mäßig“ der Leitstudie (BMU 2009) zurückgegriffen. Und auch hier sind dadurch im Vergleich zu anderen Szenarien mittelhohe Anstiege unterstellt. Wie beim Erdöl verringert sich auch bei diesen Energieträgern gegen Ende des Betrachtungszeitraums der Preisanstieg deutlich. Bei beiden Energieträgern ist natürlich der Preisanstieg im Leitszenario für den hier abgebildeten Preispfad „deutlicher Anstieg“ (Preispfad A) höher (BMU 2008b und 2009), gleiches gilt für die Annahmen in der WWF-Studie (2009). Demgegenüber werden in der Szenariostudie für die Bundesregierung (BMWi 2010) sehr moderate Preisanstiege (und zwischenzeitlich sogar Preisrückgänge) der Energieträger Erdgas und Steinkohle angenommen.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Energiepreise beim Preispfad B und damit in den REMIND-D-Szenarien im Vergleich zu den Annahmen in anderen aktuellen Energieszenariostudien im mittleren Bereich liegen. Der Einfluss eines veränderten Preispfades auf die Szenarioergebnisse wird in Kapitel 6 detailliert untersucht²⁹.

²⁹ Dabei zeigt sich, dass sich die Szenarioergebnisse aufgrund des weitgehenden Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Energieträger kaum verändern, wenn höhere oder niedrigere Preise fossiler Energieträger angenommen werden.

2.3 Definition der Kernszenarien und der Szenariovarianten

Entsprechend der in der Fragestellung aufgemachten Polarität zwischen einer energiewirtschaftlich eher strukturkonservativen Klimaschutzstrategie und einer eher auf einen Strukturwandel ausgelegten Strategie werden im Folgenden zunächst **zwei Kernszenarien** erstellt und analysiert:

- Das Szenario Strukturkonservativ gibt ein energiewirtschaftlich vergleichsweise strukturkonservatives Szenario wieder (durch die in diesem Szenario hohe Relevanz der CCS-Technologie in der Stromerzeugung), das moderate nachfrageseitige Effizienzsteigerungen aufweist. Dieses Szenario wurde in den Simulationen mit REMIND als SK_ModEff und in den nachfrageseitigen Simulationen mit DEESY als ModEff bezeichnet.
- Abweichend dazu ist das Szenario Strukturwandel geprägt von hoher nachfrageseitiger Effizienzsteigerung sowie einem weitgehenden Umstieg auf erneuerbare Stromerzeugung (bezeichnet als SW_HiEff bzw. HiEff).

Vorgabe bei den Szenariorechnungen ist, entsprechend dem in Abschnitt 2.1 abgeleiteten Emissionsminderungspfad, ein Minderungsziel von 85% rein territorial, d.h. zunächst ohne Stromimport oder Emissionshandel, zu erreichen. Im REMIND-Modell wird dies über die Vorgabe eines Gesamtbudgets von 18 Gt CO₂ zwischen 2010 und 2100 erreicht³⁰. Daraus folgt modellendogen eine Emissionsreduktion um 85% in 2050 gegenüber 1990 in beiden Kernszenarien. Das Budget, das bis 2050 beansprucht wird liegt in den Kernszenarien bei rd. 12.5 Mrd. t und damit deutlich niedriger, als das Budget, das sich aus dem Klimaschutzziel des Energiekonzepts der Bundesregierung ableiten lässt und ebenfalls niedriger als das Budget von vielen anderen vorliegenden Klimaschutzszenarien für Deutschland (siehe Abschnitt 2.1).

Zur näheren Analyse der beiden Kernszenarien wurden **zusätzliche Szenariovarianten und Sensitivitäten** modelliert, anhand derer Ergebnisse die Robustheit der Kernszenarien diskutiert werden wird.

- Dabei werden als Varianten unterschiedliche Strategien (also andere Verhaltensweisen oder eine andere Energiepolitik) bezeichnet.
- Sensitivitätsrechnungen bilden dagegen Unsicherheiten ab, die nicht (unmittelbar) durch gesellschaftliche Akteure beeinflusst werden können.

³⁰ Die Modellierungen mit REMIND-D simulieren den Zeitraum von 2005 bis 2050. Daher werden im Folgenden alle Vergleiche auf diesen Zeitraum bezogen.

Szenario	Strukturkonservativ	Strukturwandel
Leitstrategien	<ul style="list-style-type: none"> Nachfrageseitig nur moderat verstärkte Energieeffizienzpolitik, Angebotsseitig Favorisierung von Großtechniken wie z.B. CCS 	<ul style="list-style-type: none"> Nachfrageseitig stark intensivier- te Energieeffizienzpolitik Verzicht auf angebotsseitige Großtechnologien (CCS, Kern- energieausbau)
Bezeichnung REMIND	SK_ModEff	SW_HiEff
Bezeichnung DEESY	ModEff	HiEff
durchschnittliche jähr- liche BIP- Wachstumsrate	1,08% (endogenes Ergebnis)	1,12% (endogenes Ergebnis)
Strategien		
Klimaschutzziel	12,500 Mrd. t Emissionsbudget 2010 - 2050 (entspricht 85% Minderung in 2050 ggü. 1990; Klimaschutzziel des Ener- giekonzepts 2010: 17,8 - 18,6 Mrd. t bei 80 - 95% Minderung) (kein Import von Emissionsminderungsrechten)	
Energieeffizienz	moderate Beschleunigung	starke Forcierung
Erneuerbare Ener- gien	Ausbau gemäß REMIND-Modell	
Kernenergie	Ausstieg bis 2022	
CCS	verfügbar ab 2020	keine Nutzung
Stromimporte	Ausgeglichenes Stromsaldo	
Sensitivitäten und Varianten	kons: Verlängerung der Kernkraft- werkslaufzeiten um 15 Jahre und Betrieb der Kohlekraftwerke mind. 45 Jahre	SW_ModEff: Energieeffizienzent- wicklung wie in SK-ModEff
	NT: verstärkte Nutzung nichttechni- scher Optionen der Nachfragesen- kung	Ökowatt: Verstärkte Nutzung strombasierter Technologien zur Energiebedarfsminderung
	myo: langsamerer Ausbau erneuerbarer Energien	
	LZV: Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 15 Jahre	
	EE_hoch: Höheres Potenzial erneuerbarer Energien	
	EE_niedrig: geringeres Potenzial erneuerbarer Energien	
	Fossil_hoch: Hohe Weltmarktpreise für fossile Energieträger	
	CCS2025: CCS steht erst ab 2025 zur Verfügung	—

Tabelle 1: Kernszenarien, Übersicht über zentrale Grundannahmen

2.3.1 Kernszenarien und Szenariovarianten der Nachfrageseite

Die Endenergienachfrage wird im Rahmen dieses Projektes mit zwei Modellansätzen simuliert:

- Im Energiesystems Simulationsmodell DEESY wird die Nachfrage nach Endenergieträgern bestimmt. Den Kernszenarien „Strukturkonservativ“ bzw. „Strukturwandel“ entsprechen dabei das Szenario „Moderate Effizienz“ (ModEff) und das Szenario „Hoch-effizienz“ (HiEff). Die Versorgung von Bevölkerung und Wirtschaft mit Energiedienstleistungen ist in beiden Szenarien nahezu identisch. Sie unterscheiden sich in der Bereitstellung über den Einsatz von Technologien und Energieträgern.
 - Im Szenario *ModEff* wird ein moderater Effizienzfortschritt für alle Energietechnologien angenommen.
 - Im Szenario *HiEff* werden nur noch sehr effiziente bzw. die effizientesten verfügbaren Technologien eingesetzt. Im Güterverkehr wird durch einen Anstieg des Marktanteils der Bahn außerdem die Systemeffizienz verbessert.
- Parallel wird die Endenergienachfrage auch mit dem Modell REMIND-D als Teil der integrierten Optimierung berechnet. Hier werden zwei verschiedene Entwicklungen der Anwendungseffizienz (definiert als Nutzenergie pro Einheit Endenergie) angenommen, die dem Modell exogen vorgegeben werden. Daraus resultiert endogen eine unterschiedliche Steigerung der Energieeffizienz (definiert als Endenergie pro Einheit BIP):
 - Eine moderate Entwicklung der Anwendungseffizienz wurde im Kontext des Szenarios „Strukturkonservativ“ angenommen.
 - Eine starke Erhöhung der Anwendungseffizienz wurde im Kontext des Szenarios „Strukturwandel“ angenommen.

Die Nutzung beider Modelle erlaubt eine genauere Analyse der zentralen Strategie der Endenergieeffizienz, einmal technisch bzw. bottom-up und einmal anhand ökonomischer Elastizitäten.

Aufgrund der Verschiedenheit der Modellansätze weichen die Nachfrageentwicklungen beider Szenarien trotz mehrerer Iterationsschritte zwischen den Modellen voneinander ab. Für die angebotsseitigen Modellierungen wurden in den weiteren Schritten die Ergebnisse des REMIND-Modells weiter genutzt. Die Bestimmung der Differenzinvestitionen zwischen hoher und niedriger Energieeffizienz dagegen erfolgt – aufgrund der höheren technologischen Auflösung – auf der Basis des DEESY-Modells. Die sich hierdurch ergebende Inkonsistenz ist bei der späteren Interpretation der Ergebnisse zu beachten.

Vor diesem Hintergrund wurden mit DEESY zusätzlich zwei **nachfrageseitige Szenariovarianten** berechnet, deren Ergebnisse in Kapitel 3 bzw. 4 zusammen mit den DEESY-Ergebnissen zu den Kernszenarien der Nachfrageseite dargestellt werden.

- Die Variante NT berücksichtigt zusätzlich zum strukturkonservativen Szenario mit moderater Effizienzsteigerung (Modeff) die Umsetzung nichttechnischer Klimaschutzoptionen.

- Als Ergänzung zum nachfrageseitigen Strukturwandelszenario mit hoher Effizienzsteigerung (HiEff) wurde die Variante „Öko-Watt“ betrachtet, die einen besonderen Schwerpunkt auf den Ausbau der Stromnutzung als Effizienz- und Dekarbonisierungsstrategie legt. Hier findet ab 2020 ein stärkerer Wechsel zu Stromanwendungen statt (z.B. mehr Elektromobilität, mehr Wärmepumpen). Mit diesem Szenario wird untersucht, welche strombasierten Technologien auf der Nachfrageseite zum Einsatz kommen könnten, sofern der Endenergieanteil von Strom deutlich erhöht werden soll. Eine solche Strategie kann unter Gesichtspunkten des Klimaschutzes sinnvoll sein, sofern aufgrund eines hohen Anteils erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung die Nutzung von Strom zukünftig nur noch sehr geringe THG-Emissionen verursacht.

2.3.2 Kernszenarien und Szenariovarianten der Angebotsseite

Mit dem hybriden Energiesystem-Ökonomiemodell REMIND-D wird die Angebotsseite analysiert. Die mit DEESY erstellten Nachfrageszenarien ModEff und HiEff werden dabei so weit wie möglich (vgl. Abschnitt 2.3.1) mit den beiden Kernszenarien rekonstruiert.

- Im strukturkonservativen Szenario (**SK**) steht ab 2020 die Kohlenstoffabscheidetechnologie (CCS) zur Verfügung. Es wird ein Speicherpotential von 10 GtCO₂ bis 2100 angenommen (ggf. einschließlich Export von CO₂). Nachfrageseitig wird von einer moderaten Energieeffizienzsteigerung ausgegangen.
- Als Deckung eines nachfrageseitigen Szenarios mit einer hohen Energieeffizienz wird ein Strukturwandelszenario (**SW**) analysiert. Der Strukturwandel wird in diesem Fall abgebildet, indem keine Verfügbarkeit von CCS angenommen wird.

Im Kapitel 6 werden drei **angebotsseitige Szenariovarianten**, ein strukturkonservatives Szenario mit konservativer Ausrichtung sowie die Varianten "Verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien", und "Strukturwandel mit nur moderater Effizienzsteigerung" betrachtet:

- Bei der Variante strukturkonservatives Szenario mit konservativer Ausrichtung wird abweichend zum strukturkonservativen Kernszenario SK_ModEff angenommen, dass die Kernkraftwerkslaufzeiten um durchschnittlich 15 Jahre verlängert werden und die existierenden Kohlekraftwerke bis zum Ende ihrer jeweiligen technischen Lebensdauer genutzt werden (SK_Mod_kons)
- Die Variante „Verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien“ betrachtet für beide Kernszenarien den sog. Myopie-Fall näher. D.h. kurzfristig sind die recht hohen Investitionen in den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die mit einem solchen Ausbau notwendigerweise einhergehenden Infrastrukturprojekte (Netz- und Speicherausbau) nicht gesellschaftlich konsensfähig. Stattdessen findet der zur Erfüllung des Emissionsreduktionsziels notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien erst verzögert statt (SW_myo, SK_myo).
- Bei der Variante "Strukturwandel mit nur moderater Effizienzsteigerung" wird abweichend zum Kernszenario SW_HiEff angenommen, dass die das strukturwandelszenario prägenden zusätzlichen nachfrageseitigen Effizienzsteigerungen nicht realisiert werden (können) (SW_ModEff).

Dann werden die – ausschließlich angebotsseitigen – Sensitivitäten dargestellt und deren wesentliche Abweichungen von den Kernszenarien diskutiert, d. h.

- größeres bzw. kleineres erschließbares Potenzial erneuerbarer Energien, (EE_hoch bzw. EE_niedrig)
- spätere Marktverfügbarkeit der Kohlenstoffabscheidetechnologie (nur für das Szenario Strukturkonservativ, SK_CCS2025) sowie
- höhere bzw. niedrigere fossile Preise (Fossil_hoch).

Schließlich wurden für jedes Kernszenario Variationen des Klimaschutzziels simuliert und ebenfalls in Kapitel 6 dokumentiert.

3 Szenario Strukturkonservativ

Das Szenario Strukturkonservativ wird im Folgenden nachfrageseitig und angebotsseitig beschrieben, und zwar hinsichtlich der Annahmen und Ergebnisse. Für die Modellierung der Endenergienachfrage wird in Abschnitt 3.1 Bezug auf das WI-Energiemodell DEESY genommen und die Ergebnisse hernach (Abschnitt 3.2) den zwar iterativ an DEESY angepassten, aber dennoch abweichenden Ergebnissen von REMIND-D zur Endenergienachfrage gegenübergestellt. Die Ergebnisse für die Energieangebotsseite (Abschnitt 3.3) entstammen dem PIK-Modell REMIND-D.

Aufgrund der abweichenden Ergebnisse zur Endenergienachfrage wurde keine einheitliche Szenariobenennungen für die DEESY- und REMIND-D-Modell-Läufe gewählt. Die DEESY-Modell-Läufe heißen „ModEff“ bzw. „ModEff_NT“, der REMIND-D-Lauf „SK_ModEff“.

3.1 Nachfrageseite

Mit dem Energiesystemsmodellsimulationenmodell DEESY wurde die Energienachfrageseite für das strukturkonservative Szenario sektorweise modelliert. Sie wird im Folgenden mit dem Szenario „Moderate Effizienz“ (ModEff) dargestellt. Zusätzlich dazu wurde eine Szenariovariante „Nicht-technische Maßnahmen“ (ModEff_NT) gerechnet (s. hierzu auch im Anhang). Diese bildet kein eigenständiges Szenario, sondern hier wurden nur in einzelnen Teilbereichen abweichende Annahmen getroffen.

Die zentralen Annahmen werden im Folgenden kurz dargestellt, bevor die Annahmen und Modellergebnisse für die einzelnen Sektoren detailliert vorgestellt werden.

3.1.1 Übersicht über zentrale Annahmen und Ergebnisse

Die Daten zur wirtschaftlichen Entwicklung (Bruttoinlandsprodukt) wurden für das Szenario ModEff vom BMU-Leitszenario (BMU 2009) abgeleitet. Die sonstige Entwicklung der Rahmendaten wurde weitgehend aus dem Referenzszenario der Studie „Modell Deutschland“ des WWF (WWF 2009) abgeleitet und gelten für alle Szenarien (s. auch Anhang).

Die wirtschaftliche Entwicklung im Szenario ModEff (wie auch in der Variante ModEff_NT) entspricht im Niveau in etwa dem des Leitszenarios, strukturell aber dem Referenzszenario des WWF (2009). Die zentralen Annahmen für das Szenario ModEff und seine Variante ModEff_NT sind in der folgenden Tabelle 3 überblicksartig dargestellt.

	2005	2020	2025	2030	2040	2050
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. € ₂₀₀₀)	2.125	2.532	2.661	2.797	3.089	3.412
Wachstum des BIP p.a.		1,4%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Bruttowertschöpfung der Industrie (Mrd. € ₂₀₀₀) ^{*)}	430	538	558	579	624	666
Beschäftigte in der Industrie (1.000 Beschäftigte)	6.216	5.240	5.087	4.690	4.457	4.163
Beschäftigte im Sektor GHD (1.000 Beschäftigte)	32.634	33.792	32.887	31.982	30.235	29.329

*) Abgrenzung der Energiebilanz, d.h. Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau/Gewinnung von Steinen und Erden, ohne Umwandlungssektor

Tabelle 2: wirtschaftliche Rahmendaten im Szenario ModEff

	Basisszenario ModEff	Variante ModEff_NT
Annahmen:		
Wirtschaftliche Entwicklung	BIP-Niveau entsprechend Leitszenario, Wirtschafts-Struktur gemäß Referenzszenario des WWF (2009)	
Politische Maßnahmen	weiterhin aktive Rolle der Politik zur Steigerung der Energieeffizienz, ohne die Ambition, alle volkswirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen im Bereich der Endenergieeffizienz zu erschießen	wie ModEff, aber zusätzliche Maßnahmen zur Senkung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen - Umzugsbörse - aktive Raumordnungspolitik - Tempolimit auf Autobahnen
Bedarfsentwicklung	abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009)	
Technische Effizienz	abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009)	
Modell-Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> - steigende Energieeffizienz, insbesondere bei Haushaltsgeräten, Kfz und gewerblich genutzten Gebäuden - direkte CO₂-Emissionen der Nachfragesektoren sinken auf 220 Mio. Tonnen / Jahr in 2050. ➔ Dadurch kann das Klimaschutzziel selbst dann nicht erreicht werden, wenn der Umwandlungssektor vollständig CO₂-neutral wäre 	<ul style="list-style-type: none"> - gegenüber ModEff sinkt die Nachfrage nach Energiedienstleistungen in den Bereichen Wohnen und Verkehr - zusätzliche Energieeffizienzsteigerung im Bereich Pkw-Verkehr - direkte CO₂-Emissionen der Nachfragesektoren sinken auf 190 Tonnen / Jahr in 2050. ➔ Dadurch kann, <i>bei vollständiger CO₂-Neutralität des Umwandlungssektors</i>, maximal eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen um 80% gegenüber 1990 erreicht werden.

Tabelle 3: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Szenario ModEff und der Variante ModEff_NT

Quelle: eigene Zusammenstellung.

Die Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen und der technischen Energieeffizienz in den Sektoren wurde aus dem Referenzszenario des WWF (2009) abgeleitet. Somit spiegelt ModEff eine weiterhin aktive Politik zur Steigerung der Energieeffizienz wider. Gleichwohl fehlt die Ambition, alle volkswirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen im Bereich der Endenergieeffizienz zu erschließen. Die Ergebnisse des Szenarios ModEff zeigen, dass die gut erschließbaren Energieeffizienzpotentiale rasch ausgeschöpft werden. Dadurch steigt die Energieeffizienz insbesondere in den Bereichen der Haushaltsgeräte, der Fahrzeuge und der gewerblich genutzten Gebäude. Die direkten CO₂-Emissionen der Endenergienachfragesektoren sinken unter den hier getroffenen Annahmen nur bis auf etwa 220 Mio. Tonnen (s. Abbildung 13), das entspräche einem Niveau von 23% gemessen an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 1990 von etwa 950 Mio. Tonnen. Das bedeutet, dass das Klimaschutzziel (von minus 80 bis minus 95%) selbst dann nicht erreicht würde, wenn der Umwandlungssektor vollständig CO₂-neutral wäre. Aus diesem Grund wurde die Szenariovariante „NT“ zusätzlich berücksichtigt.

Hier entwickelt sich die Durchdringung des Bestandes an energieverbrauchenden Anwendungen mit effizienteren Neugeräten wie im Basisszenario ModEff. Die Politik bemüht sich, mit nicht-technischen Maßnahmen die Nachfrage nach Energiedienstleistungen zu senken. Die Maßnahmen sind nicht im Kontext einer Suffizienz-Strategie zu verstehen, sondern sind BIP-neutral (s. Anhang). Betroffen durch diese Maßnahmen sind die Nachfragekomplexe Haushalte und Verkehr durch die folgenden Strategien:

- **Umzugsbörsen:** Die Umzugsbörsen bewirken, dass Haushalte nach einer Änderung ihrer Lebenssituation angepasste Wohnungen beziehen. Insbesondere Paare werden bewegt, nach Auszug der Kinder in kleinere (Stadt-)Wohnungen umzuziehen.
- Eine **aktive Raumordnungspolitik** setzt Anreize für eine stärkere Zentralisierung des Wohnens.
- **Tempolimit:** Auf Autobahnen wird ein generelles Tempolimit eingeführt: 2020 sind noch 120 km/h zugelassen, bis 2030 wird das Limit schrittweise auf 80 km/h gesenkt.

In den Nachfragesektoren GHD und Industrie entfalten diese Maßnahmen keine Wirkungen, deshalb unterscheiden sich die Szenario-Annahmen und -Ergebnisse hier nicht vom Basisszenario ModEff. ModEff_NT wird aus diesem Grund in der Darstellung jener Sektoren nicht berücksichtigt.

Im Ergebnis sinken die direkten Emissionen der Nachfragesektoren in der Szenariovariante ModEff bis auf 220 Mio. Tonnen und in der Variante ModEff_NT bis auf etwa 200 Mio. Tonnen. Dies entspricht einer Minderung um 53% bzw. 57% gegenüber 2005 (s. Abbildung 13). Falls der Umwandlungssektor 2050 komplett ohne CO₂-Emissionen auskäme, würden die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen um 77% bzw. 79% gegenüber 1990 sinken.

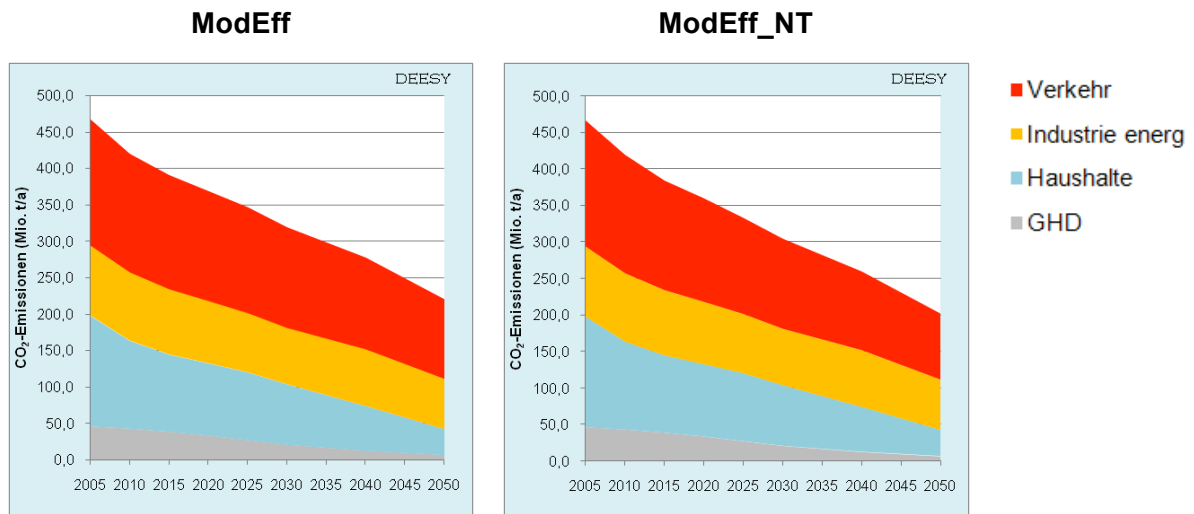


Abbildung 13: Direkte CO₂-Emissionen der Nachfragesektoren und in der Variante NT (DEESY)

Quelle: DEESY Modellergebnis.

3.1.2 Sektor Verkehr

Personenverkehr

Auch für den Personenverkehr sollen hier die zentralen Annahmen und Modellergebnisse aufgeführt werden. Sie sind in der folgenden Tabelle 4 dargestellt.

	Basisszenario ModEff	Variante ModEff_NT
Annahmen:		
Politische Maßnahmen	- Ausbau Infrastruktur (alle Verkehrsträger)	- wie ModEff, aber zusätzliche Maßnahmen zur Senkung der Personenverkehrsleistung: - aktive Raumordnungspolitik - Tempolimit auf Autobahnen
Bedarfsentwicklung	- steigender Verkehrsaufwand pro Person; abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009) - Verkehrsleistung steigt von etwa 1.200 (2005) auf 1.400 Mrd. Pkm pro Jahr (2050)	- Personenverkehrsaufwand gegenüber ModEff niedriger (ca. 1.200 Mrd. Pkm pro Jahr in 2050) - Anteil des Pkw-Verkehrs auf innerstädtischen Straßen nimmt gegenüber ModEff zu
Modal Split	- stabil; abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009)	- ÖV gewinnt Anteile
Energieeffizienz	- moderate Steigerung, abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009)	
Fahrzeugstruktur (Antriebe/Energieträger)	- abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009): zunehmender Anteil von Dieselfahrzeugen, alternative Antriebe nach 2020 (s. Abbildung 14) - im Straßenverkehr flüssige Kraftstoffe zu 25% aus Biomasse (2050)	- „Vielfahrer“-Typen mit Diesel-, LPG- oder CNG Antrieb sowie Plug-in-Hybrid-Pkw verlieren gegenüber ModEff Anteile innerhalb der Pkw-Flotte. - Elektro-Pkw diffundieren schneller in den Markt.
Modell-Ergebnisse	- auf hohem Niveau stagnierende Gesamtverkehrsleistung (ohne Flugverkehr) bei sinkenden Bevölkerungszahlen	- gegenüber ModEff niedrigerer spezifischer Energiebedarf bei Pkw durch Tempolimit auf Autobahnen - teilweise höherer spezifischer Energiebedarf durch steigende Anteile des Stadtverkehrs bei Pkw mit Verbrennungsmotoren → CO ₂ -Emissionen und Energiebedarf gegenüber ModEff geringer

Tabelle 4: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Personenverkehr für das Szenario ModEff und die Variante ModEff_NT

Quelle: eigene Zusammenstellung.

Im Szenario ModEff nimmt die Ausstattungsrate mit Pkw kontinuierlich zu, die Jahreslaufleistungen pro Fahrzeug nehmen aber ab. Der Rückgang der Pkw-Bestandszahlen ab 2040 (s. Abbildung 14) ist auf den Bevölkerungsrückgang zurückzuführen. In der Pkw-Flotte gewinnt der Diesel-Antrieb an Gewicht, alternative Antriebe bleiben bis 2030 in der Nische. Erst danach gewinnen die so genannten Plug-in-Hybride (PHEV)³¹ und reine Batteriefahrzeuge an Bedeutung (vgl. Abbildung 14).

³¹ Plug-in-hybrid vehicles (PHEV) sind Fahrzeuge, die im reinen Batteriebetrieb fahren können und deren Batterie am Netz aufladbar ist. Sie verfügen zusätzlich entweder über einen parallelen (konventionellen) Antriebsstrang mit Verbrennungsmotor oder über einen verbrennungsmotorisch betriebenen Generator, der die Batterie während einer Fahrt aufladen kann.

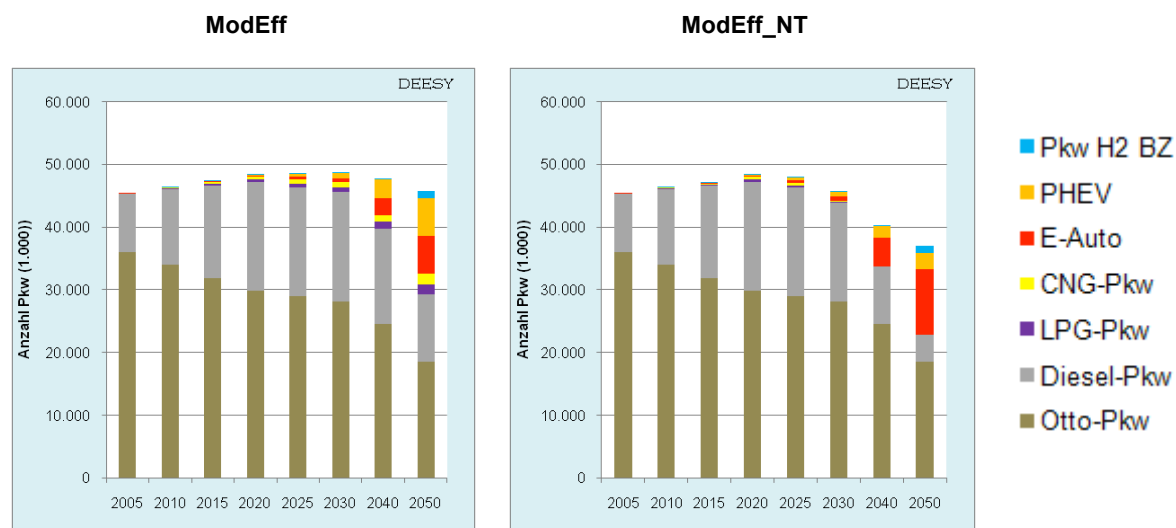


Abbildung 14: Pkw-Bestände im Szenario ModEff und in der Szenario-Variante ModEff_NT

Quelle: ModEff: abgeleitet aus WWF (2009), ModEff_NT: eigene Annahmen

Die Effizienz der Pkw-Flotte im Szenario ModEff entwickelt sich gemäß der folgenden Tabelle 5. Demnach gibt es vor allem bei Otto-Pkw Effizienzsteigerungen. Diesel- und Gasantriebe bleiben wie bisher eher den größeren und schwereren Pkw vorbehalten. Aufgrund von steigenden Kraftstoffpreisen und einer leichten Verschärfung von Verbrauchsstandards durch die Politik kaufen Haushalte und Betriebe zwar nicht kleinere Fahrzeuge, aber solche, die motortechnisch, aerodynamisch und materialtechnisch weiter optimiert sind. Es werden dabei aber nicht durchgängig die effizientesten Technologien, die am Markt erhältlich sind, gekauft, sondern vor allem auch solche, die bereits länger am Markt verfügbar und damit in der Anschaffung günstiger sind. Aus demselben Grund setzen sich Batteriefahrzeuge und Plug-in-Hybrid-Pkw nur langsam am Markt durch.

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	MJ / Fahrzeug-km							
Otto-Pkw	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0	1,8	1,6	1,4
Diesel-Pkw	2,4	2,3	2,1	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6
LPG-Pkw	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7
CNG-Pkw	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7
reine Elektro-Pkw	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
Plug-in-Hybride	-	2,4	1,8	1,5	1,2	1,1	1,0	0,9
Pkw mit Brennstoffzelle (H ₂)	-	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,4	1,3

Tabelle 5: Effizienzentwicklung Pkw im Szenario ModEff

Quelle: abgeleitet aus WWF (2009)

In der Szenariovariante ModEff_NT wirken sowohl das Tempolimit³², vor allem aber die aktive Raumordnungspolitik in Richtung einer Veränderung der Siedlungsstruktur, und zwar hin zu einer Zentralisierung des Wohnens. Dadurch liegt die Ausstattungsrate der Haushalte mit Pkw gegenüber dem Basisszenario niedriger, die Verkehrsleistungen im Öffentlichen Verkehr dagegen höher (vgl. Abbildung 15).

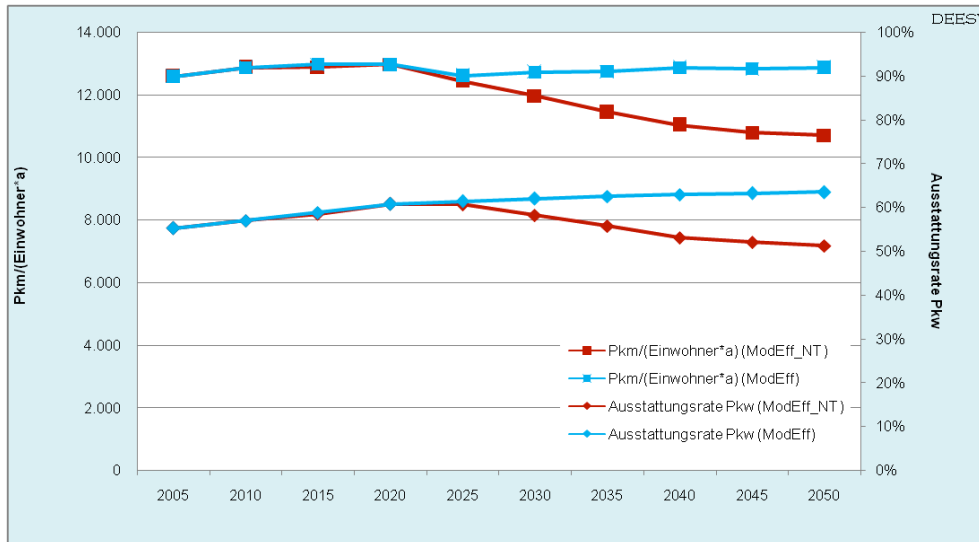


Abbildung 15: Entwicklung der Ausstattungsraten von Pkw und den Personenkilometern pro Einwohner und Jahr (DEESY)

Quelle: ModEff: abgeleitet aus WWF (2009), ModEff_NT: eigene Annahmen

Die Pkw-Flotte in der Szenario-Variante ModEff_NT enthält weniger „Vielfahrer-Pkw“ mit Diesel-, LPG- oder CNG-Antrieb als die der Basisvariante ModEff (vgl. Abbildung 14).

Durch die beiden NT-Strategien Tempolimit und Raumordnungspolitik steigt qua Annahme auch der Anteil der Innerortsstraßen an den Pkw-Fahrleistungen an³³, was sich erhöhend auf den spezifischen Energiebedarf der Pkw auswirkt, wohingegen auf den Autobahnen selbst durch das Tempolimit der spezifische Energiebedarf relativ stark sinkt. Die Gesamtwirkung ist aus Tabelle 6 (in Vergleich zu Tabelle 5) abzulesen.³⁴

³² Durch das Tempolimit steigen die Raumwiderstände an.

³³ Diese Annahme kann damit begründet werden, dass durch die Zentralisierung des Wohnens vor allem Überlandfahrten entfallen.

³⁴ Die Effekte wurden anhand von Geschwindigkeitsverteilungen aus CE Delft (2010) und den Copert-Formeln aus EMEP/EEA (2010) für Pkw mit Benzin- und Dieselantrieb errechnet.

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	MJ / Fahrzeug-km							
Otto-Pkw	2,7	2,5	2,3	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2
Diesel-Pkw	2,4	2,3	2,1	1,7	1,6	1,4	1,4	1,3
LPG-Pkw	2,8	2,6	2,4	2,1	2,0	1,8	-	-
CNG-Pkw	2,8	2,6	2,4	2,1	1,9	1,8	-	-
reine Elektro-Pkw	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
Plug-in-Hybride	-	2,4	1,8	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8
Pkw mit Brennstoffzelle (H ₂)	-	2,0	1,8	1,8	1,6	1,4	1,4	1,3

Tabelle 6: Effizienzentwicklung MIV in der Szenariovariante ModEff_NT

Quelle: eigene Annahmen (s. auch Fußnote 34).

Hinsichtlich der gesamten Verkehrsleistung werden in der Szenariovariante ModEff_NT deutliche Rückgänge in der Verkehrsleistung erreicht. Während der Modal Split (bezogen auf die Verkehrsleistung) im Szenario ModEff stabil bleibt, sind in NT deutliche Verschiebungen in der Verkehrsmittelwahl zu Lasten des motorisierten Individualverkehrs sichtbar; die Dominanz des MIV bleibt aber bestehen.

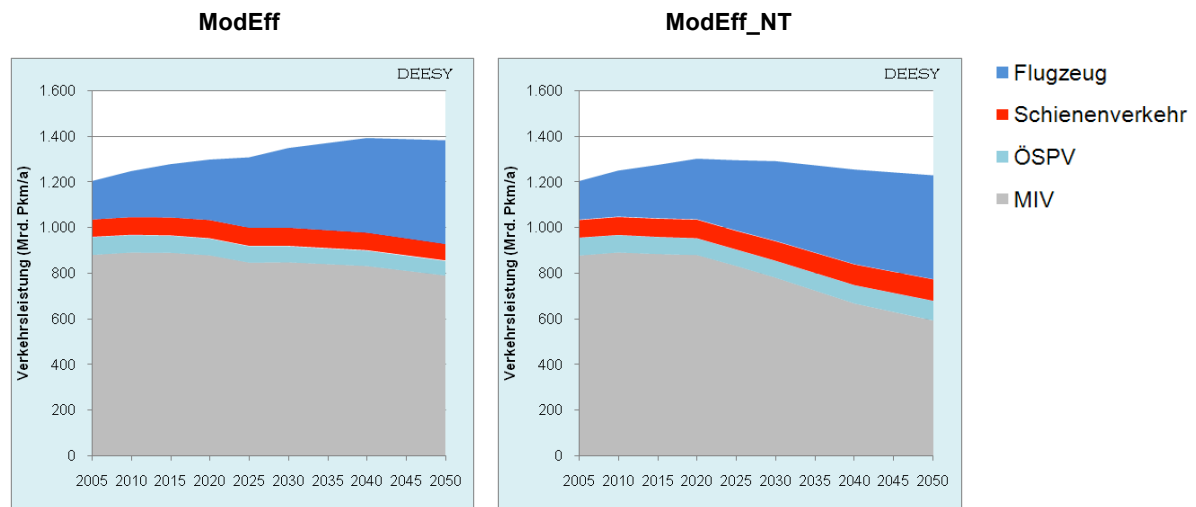


Abbildung 16: Personenverkehrsleistung im Szenario ModEff

Güterverkehr

Für den Güterverkehr wird im Folgenden nur die Basisversion des Szenario ModEff besprochen, da die Abweichungen hiervon in der Variante ModEff_NT (durch die Maßnahme Tempolimit) marginal sind.

	Basisszenario ModEff	Variante ModEff_NT
Annahmen:		
Politische Maßnahmen	- Ausbau Infrastruktur (alle Verkehrsträger)	
Bedarfsentwicklung	- steigende Nachfrage nach Verkehrsleistungen; Intensitäten abgeleitet aus Progtans (2007) ³⁵ : dabei wurden die Intensitäten getrennt für die Relationen „deutscher Binnenverkehr“, „Versand ins Ausland“, „Empfang aus dem Ausland“ und „Transit“ ermittelt und auf die entsprechenden Aktivitätsparameter (BIP, Export, Import, Außenhandel der Anrainerstaaten Deutschlands) bezogen. ³⁶ Alle vier Intensitätskennziffern sind im Szenario langfristig rückgängig. Durch die steigende wirtschaftliche Aktivität werden diese Rückgänge jedoch überkompensiert.	
Modal Split	- stabil; abgeleitet aus Referenzszenario des WWF(2009)	
Energieeffizienz	- moderate Steigerung, abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009), s. Tabelle 8	
Fahrzeugstruktur (Gefäßgrößen/Antriebe/Energieträger)	- eigene Annahmen	
Modell-Ergebnisse	- Steigerung der Verkehrsleistung um ein Drittel	- durch Tempolimit auf Autobahnen etwas niedrigerer Energiebedarf der leichten Nutzfahrzeuge als in ModEff

Tabelle 7: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Güterverkehr für das Szenario ModEff und die Variante ModEff_NT

Es wurde angenommen, dass sich der Güterverkehr gemäß der in Progtans (2007) angegebenen Intensitäten entwickelt. Die tonnenkilometrische inländische Verkehrsleistung wurde getrennt nach Binnenverkehr, Ziel-/Quellverkehr und Transitverkehr errechnet. Als Treibergrößen fungierten dabei der inländische Verbrauch (BIP abzüglich Exporte, zuzüglich Importe) für den Binnenverkehr, die Im- und Exporte für den Ziel-/Quellverkehr und das Außenhandelsvolumen der Anrainerstaaten für den Transitverkehr.

Der Modal Split der Landverkehrsträger bleibt stabil, die Verkehrswege werden parallel zu den Steigerungen im Güterverkehr ausgebaut.

³⁵ S. dort insbesondere S. 123 ff.

³⁶ S. auch Modellbeschreibung DEESY im Anhang.

Auch im Güterverkehr gibt es maßgebliche Effizienzsteigerungen, die nicht nur durch eine verbesserte Fahrzeugeffizienz, sondern auch durch andere Gefäßgrößen und eine bessere Auslastung erreicht werden (s. Tabelle 9). Auch hier werden nicht konsequent die effizientesten Technologien beschafft, die am Markt verfügbar sind. Die Verbesserungen in der Fahrzeugeffizienz werden mittelfristig erreicht, ab 2020 sind die Verbesserungen hauptsächlich auf organisatorische Maßnahmen (stärkere Bündelung in größeren Fahrzeugen und verbesserte Auslastung) zurückzuführen.

GÜTERVERKEHR (MJ/tkm)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Straßengüterverkehr								
Diesel	1,76	1,80	1,85	1,74	1,71	1,57	1,36	1,19
Bahn								
Diesel	0,41	0,39	0,37	0,35	0,33	0,31	0,31	0,31
Strom	0,14	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Binnenschifffahrt								
Diesel	0,17	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13

Tabelle 8: Übersicht zur Effizienz im Güterverkehr (ModEff)

Quelle: eigene Berechnungen (Straßengüterverkehr); WWF (2009)

Die spezifischeren Annahmen für den Straßengüterverkehr sind in der folgenden Tabelle 9 dargestellt: Der Anteil der Fahrleistungen von Fahrzeugen mit größeren Nutzlasten, vor allem der Sattelzüge, steigt, nicht zuletzt auch durch die Zunahme des Ziel-/Quell- und des Transitverkehrs. Hybridisierung setzt sich zunehmend bei den kleineren, im Verteilverkehr eingesetzten, Fahrzeugen durch (bis 12t zulässiges Gesamtgewicht), wodurch deren Fahrzeug-Effizienz sich verhältnismäßig besser entwickelt.

		2005	2020	2030	2040	2050
<7,5t zGG						
Auslastung	%	60%	60%	60%	60%	60%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	22.500				
<12t zGG						
Auslastung	%	38%	40%	50%	50%	50%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	32.500				
18t zGG						
Auslastung	%	43%	50%	50%	50%	50%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	48.000				
Lastzug 40t zGG						
Auslastung	%	42%	45%	55%	55%	55%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	48.000				
Sattelzug						
Auslastung	%	47%	55%	60%	65%	65%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	120.000				

Tabelle 9: Übersicht zur Auslastung von schweren Nutzfahrzeugen (ModEff)

Quelle: 2005: KBA, eigene Berechnungen; 2020-2050: eigene Annahmen.
zGG: zulässiges Gesamtgewicht

Die Bestandszahlen deutscher Unternehmen von schweren Nutzfahrzeuge (SNF) und leichten Nutzfahrzeugen (LNF) steigen bis 2050 weiter an. Bei den schweren Nutzfahrzeugen werden Lastzüge mehr und mehr durch Sattelzüge ersetzt.

	2005	2020	2025	2030	2040	2050
	1.000 Kfz					
Lkw, davon:	3.098	3.825	3.855	4.114	4.354	4.548
LNF	1.942	2.331	2.411	2.643	2.940	3.209
Lkw<7,5t	762	952	923	947	874	784
Lkw<12t	51	209	206	214	248	275
Lkw 18t Solo	72	59	58	59	55	49
Lkw mit Anhänger 40t zGG	144	124	107	99	89	78
Sattelzug 40t zGG	127	149	151	152	148	153

Tabelle 10: Bestände an Lkw und Sattelzügen im Szenario ModEff

Quelle: 2005: KBA, eigene Berechnungen; 2020-2050: DEESY-Modellergebnisse.

Der Güterverkehr nimmt stärker zu als bei WWF (2009), da sich das (gegenüber dieser Quelle) erhöhte Wirtschaftswachstum auch in einer stärkeren Nachfrage nach Gütertransportleistungen niederschlägt. Die Güterverkehrsleistungen sind in Abbildung 17 dargestellt. Durch die ab 2020 weniger stark zunehmende Wirtschaftsleistung flacht auch die Zunahme der Transportleistungen etwas ab.

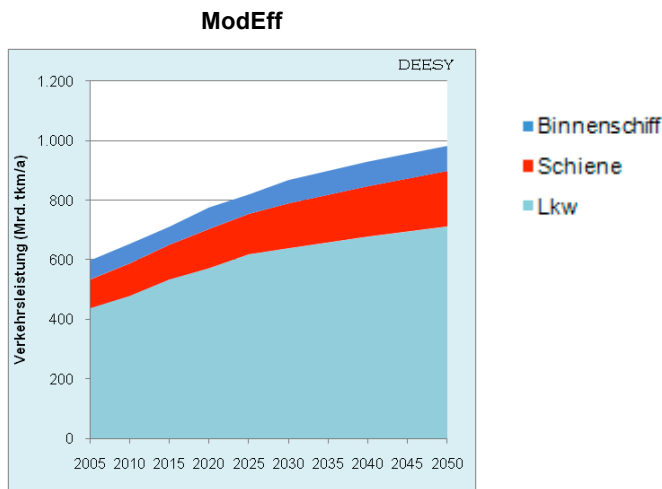


Abbildung 17: Güterverkehrsleistungen im Szenario ModEff nach Verkehrsträgern

Endenergiebedarf des Verkehrs

Eine verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor erfolgt annahmegemäß nicht konsequent, weshalb auch 2050 noch ein hoher Anteil der Kraftstoffe durch fossile Energieträger bereitgestellt wird.

Der resultierende Energiebedarf im Verkehr ist in der folgenden Abbildung 18 dargestellt: Vor allem der fossile Dieselbedarf wird im Szenario ModEff kaum verringert. Hinzu kommt noch ein steigender Bedarf an Kerosin für die internationale Luftfahrt. Die Bedeutung von Strom bleibt dagegen gering.

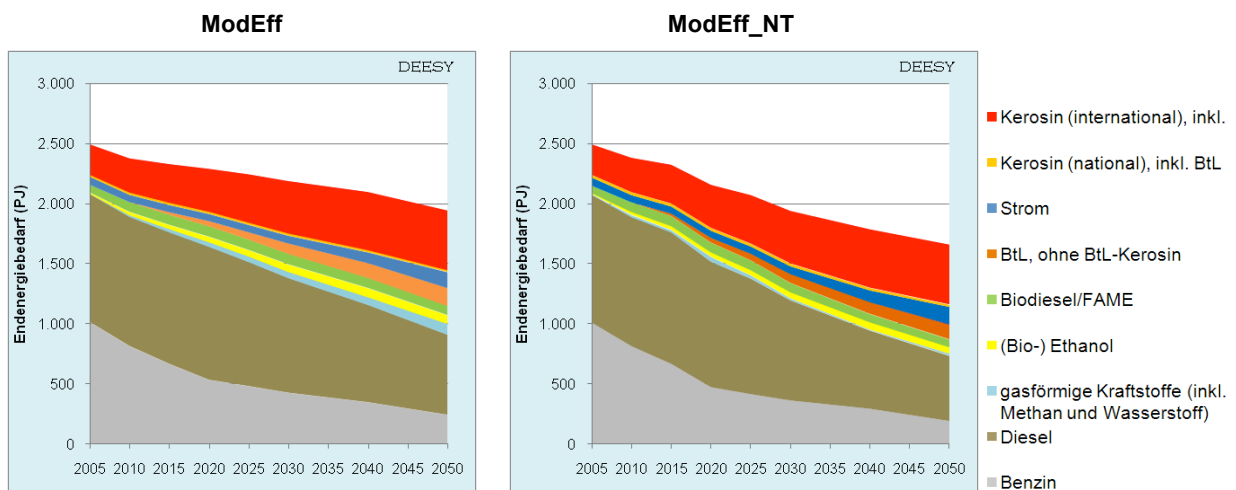


Abbildung 18: Endenergiebedarf des Verkehrs im Szenario ModEff

3.1.3 Private Haushalte

Endenergiebedarf und CO₂-Emissionen der privaten Haushalte sind heute in hohem Maße durch den Heizenergiebedarf und die Warmwasserbereitung bestimmt. In der folgenden Beschreibung der Annahmen und Ergebnisse des strukturkonservativen Szenarios wird neben dem Basisszenario wiederum – sofern relevant – auch die Variante ModEff_NT berücksichtigt. Eine Übersicht enthält die folgende Tabelle 11:

	Basisszenario ModEff	Variante ModEff_NT
Annahmen:		
Politische Maßnahmen	- leichte und kontinuierliche Verschärfung von energetischen Standards für Neubauten	- Umzugsbörse und veränderte Raumordnungspolitik
Bedarfsentwicklung	- steigender Bedarf an Pro-Kopf-Wohnfläche gemäß langjährigen Trends (abgeleitet aus IKARUS); von 39 m ² /Einwohner (2005) bis auf 56 m ² /Einwohner (2050) - steigende Ausstattungsraten der Haushalte mit Haushaltsgeräten (abgeleitet aus dem WWF-Referenzszenario)	- entgegen des Trends schwächer steigender Bedarf an Pro-Kopf-Wohnfläche ; bis auf 47 m ² /Einwohner (2050) - Ausstattungsraten der Haushalte mit Haushaltsgeräten wie ModEff
Energieeffizienz	- moderate Steigerung, abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009)	
Energieträgerstruktur	- im Bereich der Raumwärme relativ stabil: Verdopplung des Anteils von Biomasse an der Bedarfsdeckung gegenüber 2005, Fernwärme gewinnt leicht Anteile, Öl und Gas verlieren; der Anteil der Bedarfsdeckung durch Strom bleibt stabil (eigene Annahmen)	
Modell-Ergebnisse	- Der Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser sinkt bis 2050 gegenüber 2005 um 46%. - Der Strombedarf für Haushaltsgeräte (und Heizung) sinkt bis 2050 um knapp 50%. - Die direkten CO ₂ -Emissionen der Haushalte sinken bis 2050 um 76%.	- Durch den im Vergleich zu ModEff geringeren Flächenbedarf wird nach 2005 weniger neu gebaut als in ModEff. Kumuliert bis 2050 bedeutet dies einen um 40% niedrigeren Zubau an Wohnungsflächen. - Der Nutzenergiebedarf für Raumwärme ist um 7% geringer als in ModEff. - Die direkten CO ₂ -Emissionen der Haushalte sinken um 77%.

Tabelle 11: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor private Haushalte für das Szenario ModEff und die Variante ModEff_NT

Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser

Im Szenario ModEff werden 42% der derzeit bestehenden Wohngebäude über den Betrachtungszeitraum saniert, dies entspricht einer jährlichen Sanierungsrate von 0,9%. allerdings wird dabei nur ein (über die Zeit steigender) Teil auf Passivhausstandard saniert. Weitere 30% des Gebäudebestands von 2005 werden zwischen 2005 und 2050 abgerissen und durch Neubauten ersetzt. Die energetischen Standards für Neubauten werden kontinuierlich bis 2050 moderat angehoben. Dadurch sinkt der Nutzenergiebedarf für Raumwärme (s. Tabelle 12).

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	PJ							
Raumwärme	1.506	1.500	1.478	1.445	1.389	1.325	1.079	699
Warmwasser	495	478	473	468	441	415	401	381

Tabelle 12: Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasser im Szenario ModEff

Sanierungsrate und Abrissraten sind in der Variante „Nicht-technische Maßnahmen“ gegenüber dem DEESY-Basisszenario ModEff bezogen auf den Gebäudebestand von 2005 identisch. Insofern unterscheidet sich der Altbaubestand nicht. Allerdings ist die Neubautätigkeit aufgrund des niedrigeren Pro-Kopf-Flächenbedarfs geringer, so dass der Gesamtwohnflächenbestand 2050 niedriger ist. Im Ergebnis wird zwischen 2005 und 2050 40% weniger zugebaut und der Wohnflächenbestand liegt 2050 um 13% unter dem des Basisszenarios. Der Nutzenergiebedarf liegt insgesamt aber um nur 7% niedriger (s. Tabelle 12 und Tabelle 13), da die Zubauten im Mittel effizienter sind als die sanierten Altbauten. Der Energiebedarf für Warmwasser entspricht dem Szenario ModEff.

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	PJ							
Raumwärme	1.506	1.500	1.457	1.407	1.338	1.264	1.014	651
Warmwasser	495	478	473	468	441	415	401	381

Tabelle 13: Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasser in der Szenariovariante ModEff_NT

Strombedarf für Haushaltsgeräte

Für den Strombedarf der Haushaltsgeräte (ohne Heizung) unterscheiden sich die Annahmen zwischen dem Basisszenario und der Variante NT nicht, weshalb letztere nicht dargestellt wird. Die Ausstattungsrate der Haushalte mit den einzelnen Gerätetypen entspricht dem WWF-Referenzszenario, Tabelle 14 zeigt die Entwicklung des Gerätebestandes bis 2050 auf: Vor allem der Bestand an Geräten der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) steigt, während der Bestand der klassischen Haushaltsgeräte, die heute relativ energieintensiv betrieben werden, relativ stabil bleibt.

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	Mio. Stück							
Waschmaschinen	34	34	33	33	31	29	22	15
Trockner	15	16	16	17	16	16	13	10
Waschtrockner	3	4	5	6	9	11	19	24
Bügeleisen	38	39	40	40	40	40	40	38
Beleuchtung	39	40	40	40	41	41	41	39
Herde	38	39	39	39	40	39	39	37
Dunstabzugshauben	23	24	26	27	27	28	28	28
Mikrowellengeräte	25	28	31	34	36	38	39	39
Spülmaschinen	23	26	28	30	32	33	33	33
Kühlgeräte	31	30	29	29	28	27	22	18
Kühl-Gefrier-Kombinationen	13	14	15	16	16	17	21	22
Gefriergeräte	26	27	28	29	29	30	31	31
Toaster	35	36	37	38	39	39	40	38
Kaffeemaschinen	37	38	39	40	40	41	41	39
Haartrockner	32	33	33	34	35	35	36	36
Staubsauger	39	39	40	40	40	40	40	38
Desktop-Computer	41	60	79	99	105	111	118	118
DVD/HDD Player/Rekorder	35	37	39	41	42	43	45	43
Fernseher	58	60	61	63	64	65	67	66
HiFi-Anlagen	39	40	40	40	41	41	41	39

Tabelle 14: Entwicklung der Ausstattung privater Haushalte mit elektrischen Anwendungen im Szenario ModEff

Quelle: WWF 2009, eigene Berechnungen und Darstellung.

Der Strombedarf für Haushaltsgeräte ist in der folgenden Tabelle 15 dargestellt; er sinkt in erster Linie aufgrund einer steigenden Geräteeffizienz aber auch aufgrund des Bevölkerungsrückgangs bis 2050 um etwa die Hälfte.

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	PJ							
Strom für Haushaltsgeräte	519	476	390	382	351	330	299	240

Tabelle 15: Entwicklung des Strombedarfs für Haushaltsgeräte

Gesamter Endenergiebedarf der privaten Haushalte

Der gesamte Endenergiebedarf des Sektors Haushalte sinkt im Szenario ModEff um 53% (bzw. um 55% in ModEff_NT), aber es bleibt noch ein beträchtlicher Sockel an fossilen

Energieträgern bei der Wärmeversorgung, da der Ölbedarf zwar um 88% (89%), der Erdgasbedarf aber nur um 65% (67%) gegenüber 2005 zurückgeht.

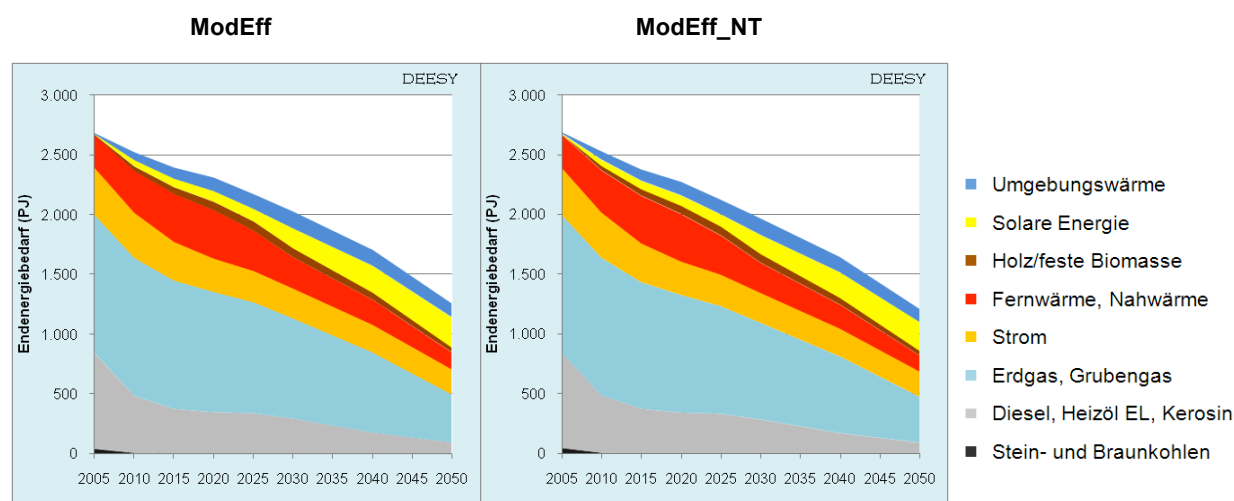


Abbildung 19: Endenergiebedarf der Haushalte im Szenario ModEff

3.1.4 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) wird die Endenergienachfrage in DEESY über die Anzahl der Erwerbstätigen in verschiedenen Branchen und über deren Energiebedarf für bestimmte Zwecke ermittelt. Die Beschäftigtenzahlen wurden dem Referenzszenario des WWF (2009) entnommen. In den Wirtschaftszweigen Landwirtschaft, Bau und Handel wurden im DEESY nicht die Erwerbstätigen als Treibergröße für die Nachfrage nach Energiedienstleistungen verwendet, sondern die Bruttowertschöpfung. Dahinter steht die Annahme, dass im Falle der Land- und Bauwirtschaft die höhere Arbeitsproduktivität mit einer stärkeren (energiebedürftigen) Mechanisierung und Automatisierung erkauft werden muss. Im Handel sind weniger die Beschäftigten für den Energiebedarf maßgeblich als Verkaufs- und Lagerflächen sowie der Kühlungsbedarf. Diese Größen sind umsatzabhängig.

Basisszenario ModEff	
Annahmen:	
wirtschaftlichen Aktivität und Struktureffekte	- Sektorstruktur, d.h. die Entwicklung der Erwerbstätigen nach Branche, ist aus dem Referenzszenario des WWF (2009) abgeleitet: Landwirtschaft, Gesundheitssektor und vor allem der Handel nehmen an Bedeutung für die Beschäftigung zu, während die Bedeutung der Öffentlichen Verwaltung zurückgeht.
Politische Maßnahmen	- leichte und kontinuierliche Verschärfung von energetischen Standards für Neubauten, analog zum Sektor Haushalte
Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen	- Nachfrage nach Energiedienstleistungen pro Beschäftigtem (nach Branche) bleibt über den Zeitraum 2005-2050 – mit Ausnahme von IKT – konstant
Energieeffizienz	- Durchsanierung des Gebäudebestandes unter Hebung aller wirtschaftlichen Energieeffizienzpotentiale - Durchsetzung effizienter Beleuchtung - weitgehende Umstellung der Wärmeerzeugung auf Strom- und (in geringerem Maße) auf Erdgas-Wärmepumpen
Energieträgerstruktur	- weitgehende Umstellung der Energieträgerbasis auf Strom und erneuerbare Energien
Modell-Ergebnisse	- der spezifische Nutzenergiebedarf im Gebäudebereich sinkt um 76% - jährliche Stromnachfrage sinkt bis 2020 um 16% gegenüber 2005 und steigt von 2025 bis 2050 um 35% - jährlicher Erdgasbedarf steigt bis 2015 noch von etwa 370 (2005) bis auf ca. 430 PJ an, danach Rückgang des Bedarfs bis auf ca. 70 PJ (2050) - kontinuierlicher Rückgang des jährlichen Ölbedarfs von ca. 350 PJ (2005) bis auf ca. 50 PJ (2050) - Rückgang der direkten jährlichen CO ₂ -Emissionen um 86% (2050 gegenüber 2005)

Tabelle 16: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor GHD für das Szenario ModEff

Das erhöhte Niveau an wirtschaftlicher Tätigkeit im Szenario ModeEff gegenüber dem Referenzszenario aus WWF (2009) ist qua Annahme nicht mit einer höheren Beschäftigung, sondern mit höherer Arbeitsproduktivität in GHD verbunden, da das Erwerbspersonenpotential in den Szenarien der WWF-Studie bereits sehr weit ausgeschöpft ist. Wenn die Erwerbstätigen die Treibergröße sind und nicht die Bruttowertschöpfung, so reagiert die Nachfrage nach Energiedienstleistungen ceteris paribus also nicht auf eine abweichende Bruttowertschöpfung. In den Sektoren Landwirtschaft, Bau und Handel, wo die Bruttowertschöpfung als Treibergröße fungiert, reagiert die Energienachfrage im DEESY auf die wirtschaftliche Entwicklung, in dem die sie ceteris paribus steigt, wenn ein höheres Niveau an Bruttowertschöpfung als exogene Größe in das Modell eingeht.

Im Bereich der GHD-Gebäude wird die Sanierung weit ambitionierter verfolgt als im Bereich der Wohngebäude, da hier alle wirtschaftlichen Potentiale erschlossen werden. Der spezifische Nutzenergiebedarf für Raumwärme sinkt bis 2050 gegenüber 2005 um 76%. Dadurch gelingt hier auch die Verdrängung fossiler Energieträger weit besser als im Bereich der Haushalte, allerdings teilweise auch zum Preis einer erhöhten Stromnachfrage. Im Ergebnis sinkt der Endenergieeinsatz bis 2030, um dann auf diesem Niveau zu verharren. Der Rückgang des Einsatzes von Öl, Gas und Fernwärme wird durch die vermehrte Stromnachfrage und den Einsatz Erneuerbarer Energieträger, worunter auch Umgebungswärme bilanziert ist, kompensiert.

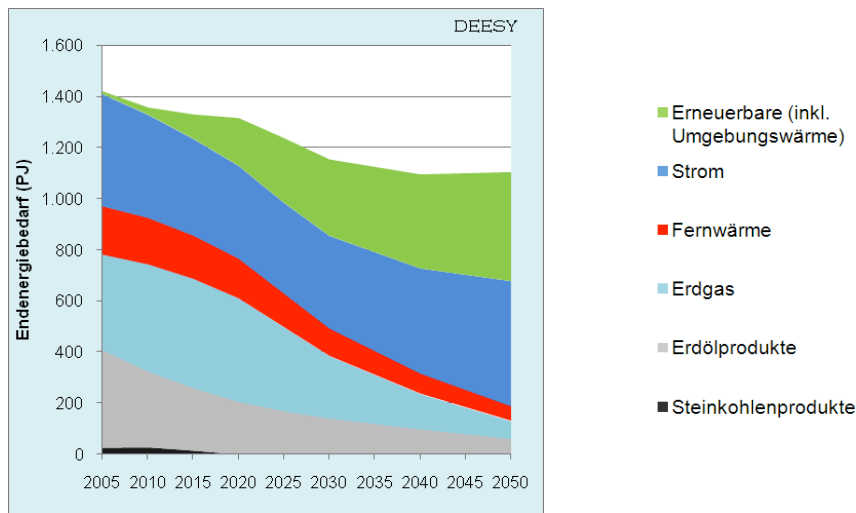


Abbildung 20: Endenergiebedarf von GHD im Szenario ModEff

Zu den weiteren Haupttreibern der zukünftigen Stromnachfrage von GHD im Szenario Mod-Eff gehören die Anwendungsbereiche Klimatisierung (aufgrund der Klimaerwärmung), Wärmeerzeugung (Stromwärmepumpen) und die Informations- und Kommunikationstechnologie. Hier fallen in GHD neben dem Verbrauch für Bürogeräte auch der Betrieb der Infrastruktur (Server) und die Netzzugänge verstärkt zu Buche (vgl. auch Fraunhofer IZM/Fraunhofer ISI 2009). Neben der Klimaerwärmung ist auch die gegenüber dem Szenario HiEff relativ ineffiziente Informations- und Kommunikationstechnologie (Wärmeabgabe) für den erhöhten Klimatisierungsbedarf verantwortlich.

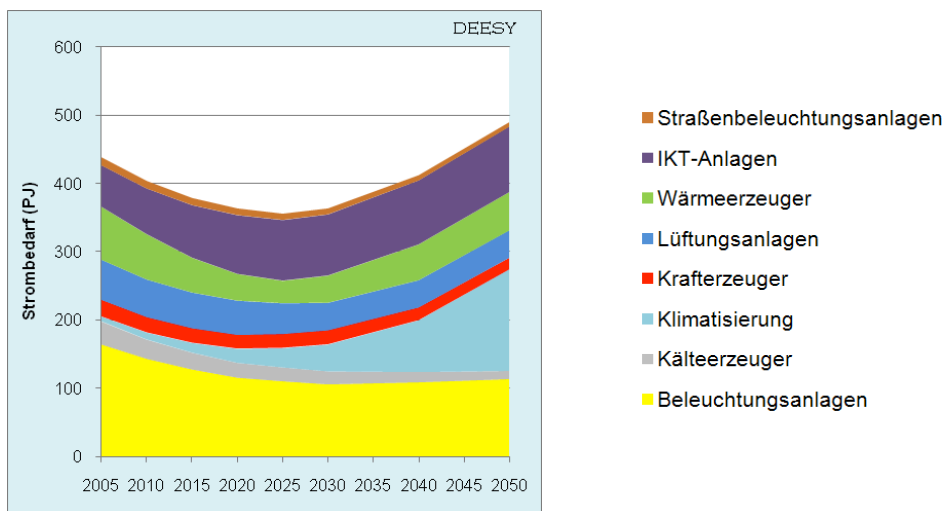


Abbildung 21: Strombedarf von GHD im Szenario ModEff nach Anwendungen

3.1.5 Industrie

Für die Industrie im Szenario ModEff wurden die im Innovationsszenario des WWF (2009) ermittelten Endenergieintensitäten verwendet und auf die im Szenario ModEff ermittelte Industrieproduktion bezogen.

Eine Übersicht der Annahmen für die Entwicklung des Sektors Industrie findet sich in Tabelle 17. Für die Industrie wurde für die Szenariovariante ModEff_NT keine abweichenden Annahmen gegenüber ModEff getroffen, d.h. es wurden keine Rückwirkungen der gesellschaftlichen Umorganisation auf die Industrieproduktion in Deutschland angenommen. Insofern wird ModEff_NT im Folgenden nicht gesondert aufgeführt.

	Basisszenario ModEff
Annahmen:	
Wirtschaftliche Aktivität	- Zwischen 2005 und 2050 Steigerung der realen Produktion um 55%, damit gegenüber heute rückläufiger Anteil der Industrieproduktion am BIP (Anteil am BIP aus WWF-Referenzszenario abgeleitet), s. im einzelnen auch Tabelle 18
Struktur	- Strukturwandel zugunsten weniger energieintensiver Produktion (aus WWF 2009 abgeleitet)
Politische Maßnahmen	- Weiterführung des Emissionshandelssystems
Entwicklung der Energieintensität	- Endenergieintensität (nach Branche) aus Referenzszenario WWF (2009) abgeleitet
Energieträgerstruktur	- Die Bedeutung von Strom und Erdgas steigt im Energieträger-Mix, die von Kohle und Öl nimmt ab.
Modell-Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> - jährliche Stromnachfrage bleibt bis 2025 gegenüber 2005 in etwa konstant, danach steigt sie bis 2040 leicht an, um dann wieder auf das Niveau von 2030 zu sinken. - jährlicher Brennstoffbedarf geht kontinuierlich zurück und liegt 2050 20% unter dem Niveau von 2005 - Rückgang der direkten jährlichen CO₂-Emissionen um 28% (2050 gegenüber 2005)

Tabelle 17: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Industrie für das Szenario ModEff

Die Industriestruktur im Szenario ModEff wurde aus dem Referenzszenario der Studie „Modell Deutschland“ abgeleitet und auf die vorgegebene Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes angepasst (s. Tabelle 18). Somit wurde die Strukturverschiebung (auch im Referenzszenario) zugunsten der weniger energieintensiven Industrien übernommen. Die aggregierte Darstellung in Tabelle 18 verdeckt den Strukturwandel innerhalb der dort aufgeführten Subsektoren: Die jeweils sehr energieintensiven Bereiche „Metallerzeugung“ und „Grundstoffchemie“ verlieren gegenüber der „Metallbearbeitung“ bzw. der „sonstigen chemischen Industrie“ an Bedeutung.

	2005	2020	2025	2030	2040	2050
Eisen und Stahl	47,3	59,0	60,7	62,4	67,3	70,7
NE-Metalle	8,3	9,2	9,3	9,5	10,2	10,2
Chemie	43,7	50,5	51,5	52,5	56,6	59,3
Mineralstoffe	13,2	14,6	14,7	14,7	15,9	15,7
Nahrung & Genuss	37,3	38,1	38,6	39,0	42,1	42,4
Papier und Druck	10,4	11,4	11,4	11,4	12,2	12,3
Maschinenbau und Fahrzeugbau	132,0	174,8	183,3	192,2	207,2	227,0
andere Industrie	138,1	180,1	188,5	197,3	212,7	228,9
Industrie gesamt	430,3	537,7	558,0	579,1	624,3	666,5

Tabelle 18: Bruttowertschöpfung der Industrie im Szenario ModEff

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von WWF (2009).

Für die Industrie wurden die Energieintensitäten (in PJ Endenergie bezogen auf die Bruttowertschöpfung) aus WWF (2009) verwendet und auf die gegenüber dem Referenzszenario der Studie „Modell Deutschland“ veränderten Bruttowertschöpfungen angewendet. Diese Endenergieintensitäten enthalten implizit technische und/oder organisatorische Verbesserungen.

Die relativen Rückgänge der Endenergieintensitäten von 2050 gegenüber 2005 sind im Einzelnen der folgenden Tabelle 19 zu entnehmen.

	Entwicklung 2050 gegenüber 2005	
	Brennstoffintensität	Stromintensität
Eisen und Stahl	-52%	-43%
Nicht-Eisen Metalle	-36%	-22%
Chemische Industrie	-48%	-33%
Nicht-metallische Rohstoffe	-32%	-16%
Papier und Zellstoff	-16%	-16%
Maschinen- und Fahrzeugbau	-42%	-28%
Nahrungsmittel	-34%	-13%
Sonstige Industriezweige	-45%	-25%

Tabelle 19: Vergleich der Endenergieintensitäten im Szenario ModEff gegenüber dem Basisjahr

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von WWF (2009).

Auffällig sind hierbei die relativ hohen Minderungsraten im Bereich Eisen und Stahl und Chemie, die nicht nur durch Effizienzverbesserungen, sondern auch durch den Strukturwandel innerhalb dieser Bereiche verursacht sind. Die Bedeutung der Rohstahlerzeugung und der Grundstoffchemie als besonders energieintensive Zweige geht innerhalb dieser Branchen zurück. Bei der Rohstahlerzeugung sinkt die Brennstoffintensität beispielsweise bis

2050 nur um 21%, in der Metallbearbeitung um 32%. Durch den Strukturwandel mit sinkender Bedeutung der Stahlerzeugung sinkt die Intensität für den Zweig „Eisen und Stahl“ insgesamt um 52%.

Die Entwicklung der Brennstoff- und Stromintensitäten ist in Abbildung 22 und Abbildung 23 und dargestellt.

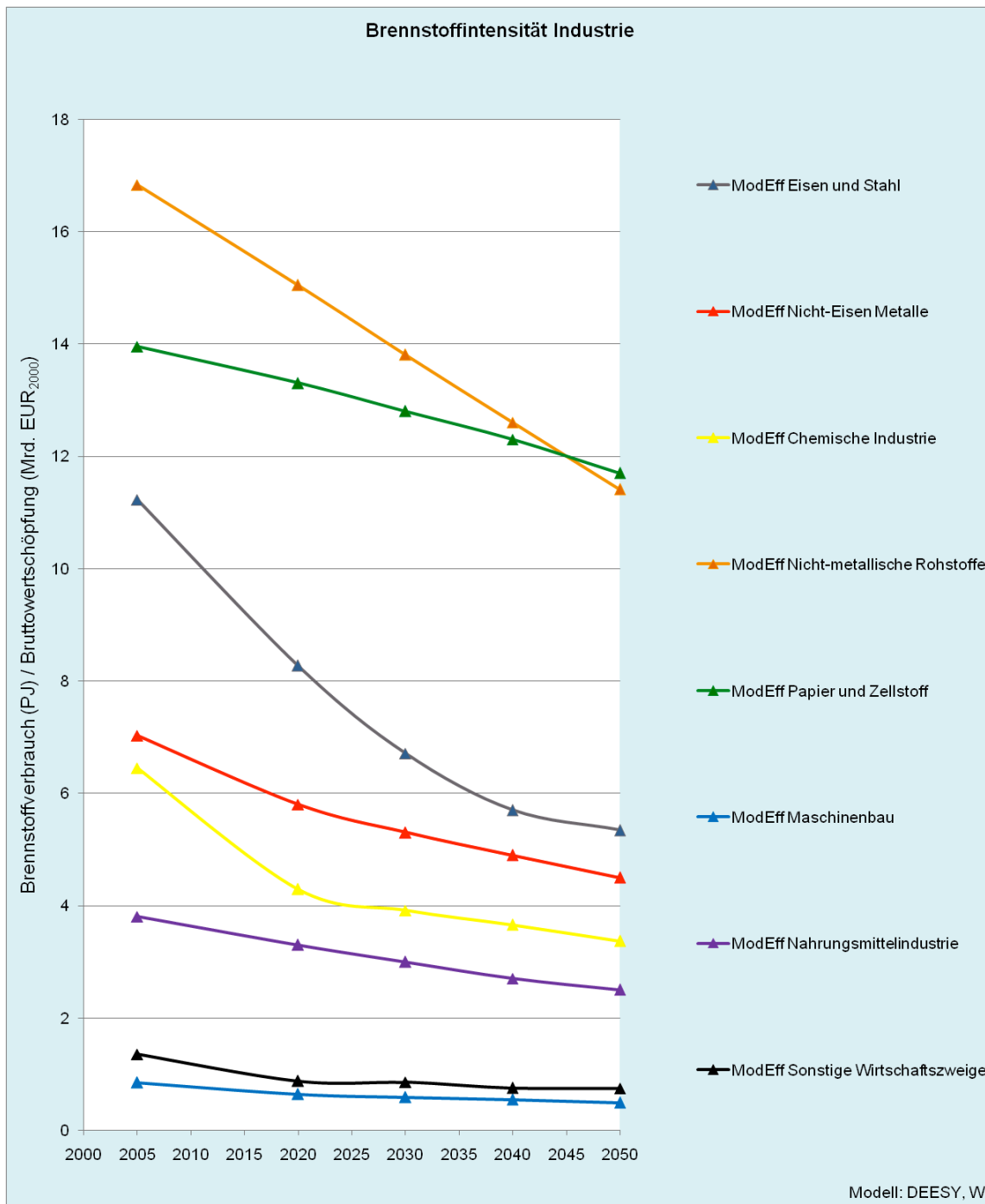


Abbildung 22: Brennstoffintensität in der Industrie im Szenario ModEff

Quelle: WWF (2009), eigene Berechnungen und Darstellung.

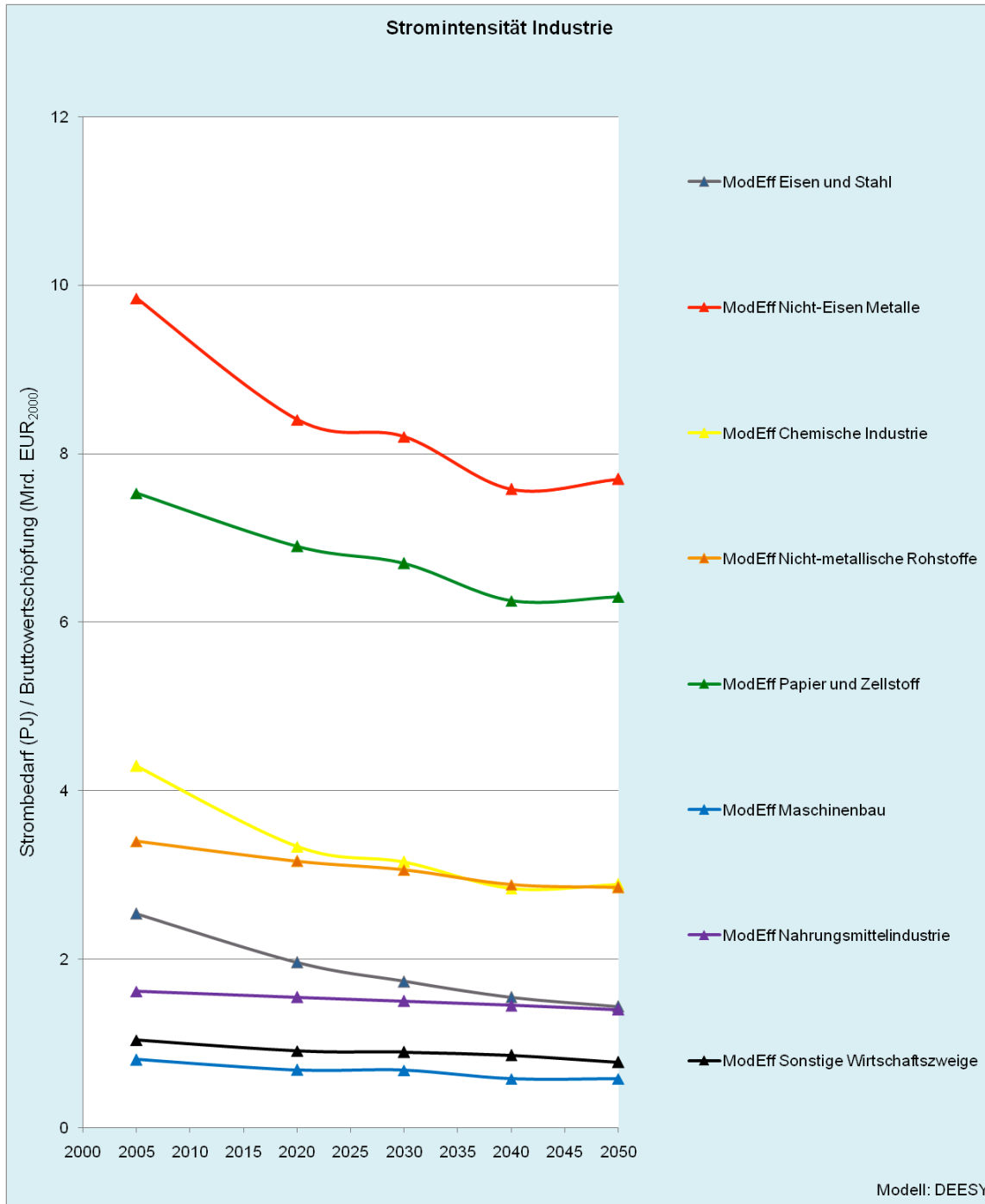


Abbildung 23: Stromintensität in der Industrie im Szenario ModEff

Quelle: WWF (2009), eigene Berechnungen und Darstellung.

Die Effizienzverbesserungen in der Industrie im Szenario ModEff werden durch Produktionssteigerungen annähernd kompensiert, so dass der Endenergiebedarf der Industrie bis 2050 insgesamt nur um 13% sinkt. Nur die Verwendung von Kohlen geht deutlich zurück.

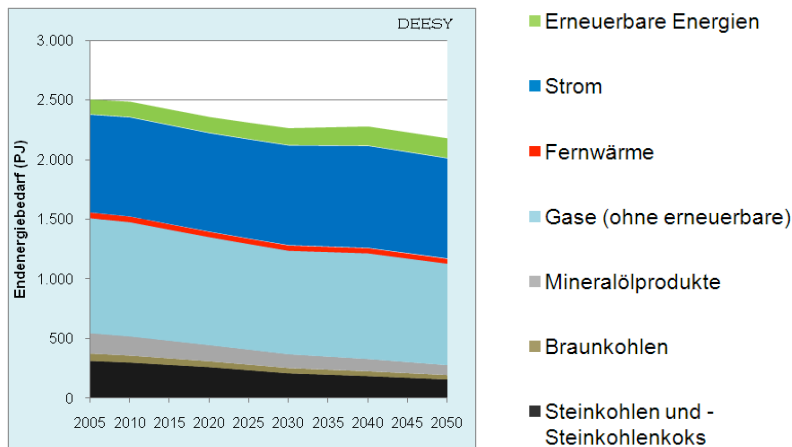


Abbildung 24: Endenergiebedarf der Industrie im Szenario ModEff

3.2 Vergleich der Entwicklung der Endenergie in den DEESY- und REMIND-D-Szenarien

Innerhalb des Forschungsprojekts wurden unter Verwendung des Nachfragemodells DEESY zwei Kernszenarien zur möglichen Entwicklung der Nachfrageseite des Energiesystems entwickelt (HiEff und ModEff), die sich in Hinblick auf die zukünftigen Energieeffizienzfortschritte unterscheiden. Sie bieten einen hohen technischen Detailgrad und dienen dem Energiesystemmodell REMIND-D als Orientierung für die Entwicklung der Energienachfrage. Für das Kernszenario SK_ModEff wurde das oben diskutierte moderate Nachfrageszenario ModEff als Grundlage genommen. In der REMIND-Modellstruktur ist die Nachfrageseite jedoch nicht unabhängig von der Angebotsseite (s. Modellbeschreibung im Anhang). Vielmehr gibt es Interdependenzen zwischen Energieangebot und Energienachfrage. Da sich die Energienachfrage in REMIND-D in Abhängigkeit von der Energieangebotsseite modellendogen verändert, kann das Modell nur schrittweise eine bestimmte – sich den Ergebnissen des DEESY-Szenarios annähernde – Entwicklung der Energienachfrage nachbilden.

Aus diesem Grund sind trotz mehrerer Iterationsschleifen³⁷ die Entwicklungen auf der Energienachfrageseite im REMIND-D-Szenario SK_ModEff nicht völlig identisch mit denen im DEESY-Szenario ModEff. Die wesentlichen nachfrageseitigen Unterschiede der Szenarien mit moderatem Effizienzfortschritt werden im Folgenden diskutiert. Dadurch soll zum einen klar werden, inwieweit das durch das REMIND-D-Kernszenario SK_ModEff beschriebene Angebotssystem eine gegenüber dem DEESY-Szenario ModEff etwas andere Nachfragestruktur deckt. Zum anderen zeigen die Differenzen grundsätzlich Unterschiede in den beiden Modelle in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage auf, die v. a. auf die Unterschiede in der grundsätzlichen Methodik der Modelle zurückzuführen sind.

³⁷ Iteriert wurde in erster Linie mit dem Ziel, bei der gesamten Endenergienachfrage ähnliche Ergebnisse zwischen den REMIND-D-Szenarien und dem jeweils zugrunde gelegten DEESY-Nachfrageszenario zu erreichen. Dies wurde v. a. über eine Anpassung der (REMIND-D exogen vorgegebenen) jährlichen technischen Effizienzsteigerung erreicht. Zusätzlich gab es verschiedene Iterationsschleifen, um die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes, die sich endogen aus REMIND-D ergibt, in den jeweils kombinierten Szenarien anzugleichen.

Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sektoren Verkehr, Industrie sowie Haushalte und Gewerbe. Dabei zeigt sich, dass zwischen 2005 und 2050 in beiden Szenarien ein deutlicher Rückgang der gesamten Endenergienachfrage erfolgt (-32% in ModEff und -38% in SK_ModEff). REMIND-D hält jedoch eine deutlich schnellere Reduktion der Endenergienachfrage für möglich bzw. für optimal als das technologieorientierte DEESY-Modell. Als wesentlicher Grund für den schnelleren und stärkeren Rückgang der Endenergienachfrage im REMIND-D-Szenario kann die in diesem Modell als Randbedingung vorgegebene Anforderung der Emissionsreduktion angesehen werden. Diese Anforderung gibt es im Nachfragemodell DEESY nicht. Die Unterschiede in der Endenergienachfrage können folglich so interpretiert werden, dass in REMIND-D zur Verwirklichung von ambitioniertem inländischem Klimaschutz das Niveau der bereitgestellten Energiedienstleistungen eingeschränkt werden muss. Größere Unterschiede gibt es außerdem bei der Entwicklung der Endenergienachfrage innerhalb der einzelnen Sektoren: Während im REMIND-D-Szenario Nachfragerückgänge in starkem Maße innerhalb der Industrie erfolgen, kommt der (sowohl absolut als auch relativ) größte Rückgang im DEESY-Szenario in den Sektoren Haushalte und GHD zustande.

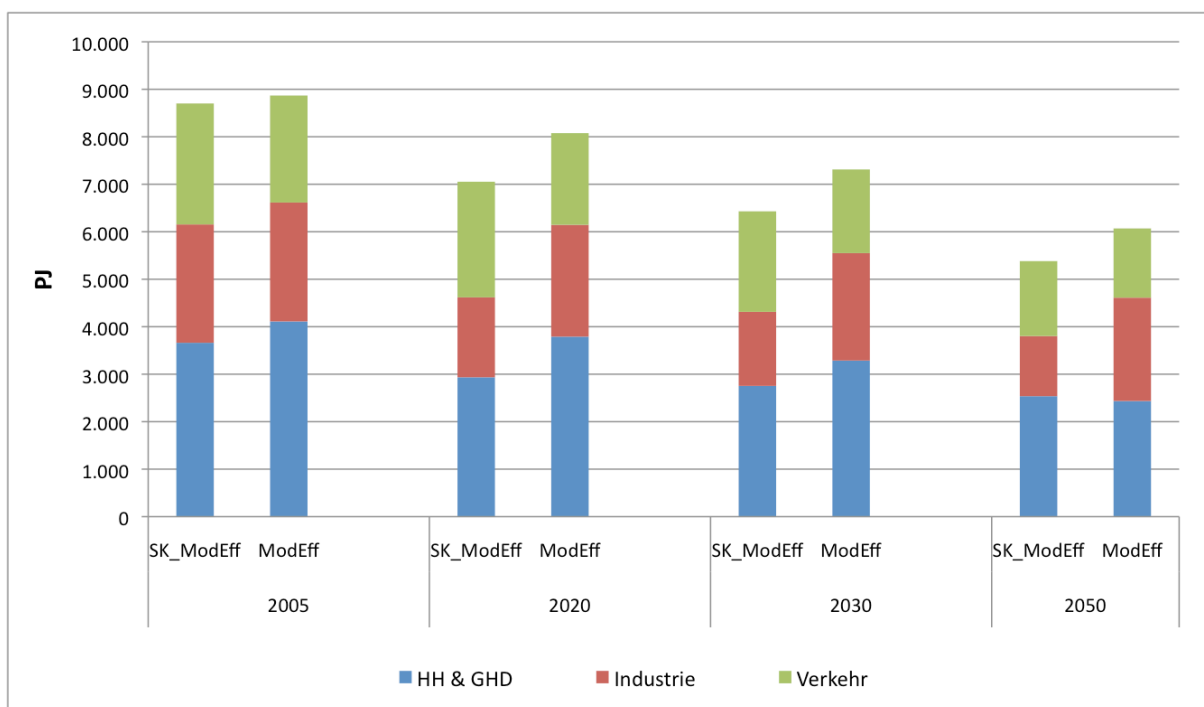


Abbildung 25: Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Sektoren

Abbildung 25 zeigt einen relevanten Unterschied beider Energiemodelle bezüglich der zukünftigen Nachfrageentwicklung: die Entwicklung der Stromnachfrage. Der Bedarf an Strom geht im ModEff-Szenario bereits zwischen 2005 und 2020 um 12% zurück und bleibt danach nahezu konstant. Im REMIND-D-Szenario SK_ModEff geht der Strombedarf zwar auch zunächst (bis 2020) etwas zurück, steigt dann aber bis 2030 an, da über die CCS Technologie hier verstärkt CO₂-armer Strom zur Verfügung steht, und bleibt in der Folge bis 2050 auf einem ähnlichen Niveau, das vergleichbar ist mit dem Niveau im Basisjahr 2005.

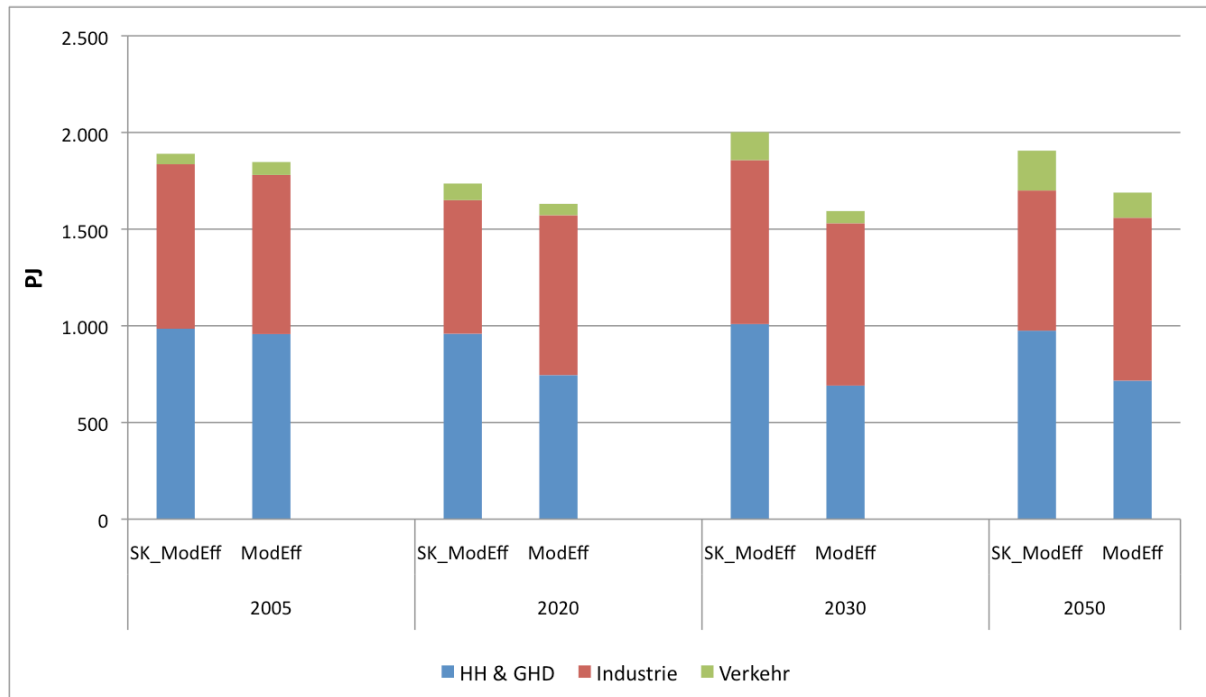


Abbildung 26: Entwicklung des Strombedarfs nach Sektoren

Wie Abbildung 26 zeigt, sind die unterschiedlichen Entwicklungen zwischen den beiden Modellen in Bezug auf den Strombedarf im Wesentlichen auf die Sektoren Haushalte und GHD zurückzuführen. Hier reichen im DEESY-Modell die – im Vergleich zu den technisch/wirtschaftlichen Potenzialen und dem Szenario HiEff – moderaten Effizienzsteigerungen elektrischer Geräte aus, um trotz eines gewissen Mehrbedarfs an entsprechenden Geräten einen deutlichen Rückgang der Stromnachfrage zu erreichen. Im den REMIND-D-Szenario kommt es hingegen zu einem Anstieg der Stromnachfrage in diesen Sektoren.

Obwohl REMIND-D ähnliche Verbesserungen bei der Energieeffizienz von Geräten annimmt wie DEESY, kommt es hier also nicht zu einem Rückgang des Strombedarfs. Dieser Unterschied ist auf die grundsätzlich unterschiedliche Methodik der Modelle zurückzuführen: Hinter dem technologisch differenzierten DEESY-Modell steckt die Annahme, dass die heutige Gerätestruktur im Wesentlichen auch in den nächsten vierzig Jahren beibehalten wird bzw. sich absehbare Trends steigender Sättigungsraten weiter fortsetzen und Verbesserungen der Energieeffizienz daher zu einem Rückgang der Stromnachfrage führen. Das REMIND-Modell leitet hingegen die zukünftige Stromnachfrage aus einer wohlfahrtsgenerierenden Konsumfunktion ab. Bei steigender Effizienz kann die Wohlfahrt durch konstanten oder sogar steigenden Stromkonsum weiter erhöht werden. Spezifische Technologien auf der Nachfrageseite werden dabei durch REMIND-D nicht modelliert. Implizit nimmt das Modell aber an, dass die Stromnachfrage trotz steigender Effizienz aufgrund eines Rebound-Effektes (d.h. z.B. einer deutlich höheren Anzahl elektrischer Geräte (beispielsweise *pro Zimmer* ein Fernsehgerät) und/oder durch die zukünftige Entwicklung und Nachfrage völlig neuartiger Geräte) steigt.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Entwicklungen der gesamten Endenergie, des Strombedarfs sowie der direkten Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Haushalte und GHD (Abbildung 27) sowie im Sektor Industrie (Abbildung 28).

In den Sektoren Haushalte und GHD zeigt sich neben der in der Tendenz ähnlichen Entwicklung der gesamten Endenergienachfrage die bereits erwähnte gegensätzliche Entwicklung der Stromnachfrage zwischen dem REMIND-D-Szenario SK_ModEff auf der einen Seite und dem DEESY-Szenario ModEff auf der anderen Seite (s. Abbildung 27). Die Abbildung zeigt außerdem, dass in den Modellen eine unterschiedliche Entwicklung der direkt genutzten erneuerbaren Energien angenommen wird. In ModEff steigt insbesondere die Nutzung der Umgebungswärme, aber auch die Nutzung der Solarthermie und der Biomasse an. Im Szenario SK_ModEff steigt zwar ebenfalls die Nutzung der Umgebungswärme und der Solarthermie kontinuierlich an, gleichzeitig wird aber bereits kurzfristig der Biomasseeinsatz deutlich reduziert, da das REMIND-D-Modell in dem Szenario, bei dem CCS zur Verfügung steht, die Biomasse bevorzugt zur Herstellung von Kraftstoffen und zur Stromerzeugung nutzt.

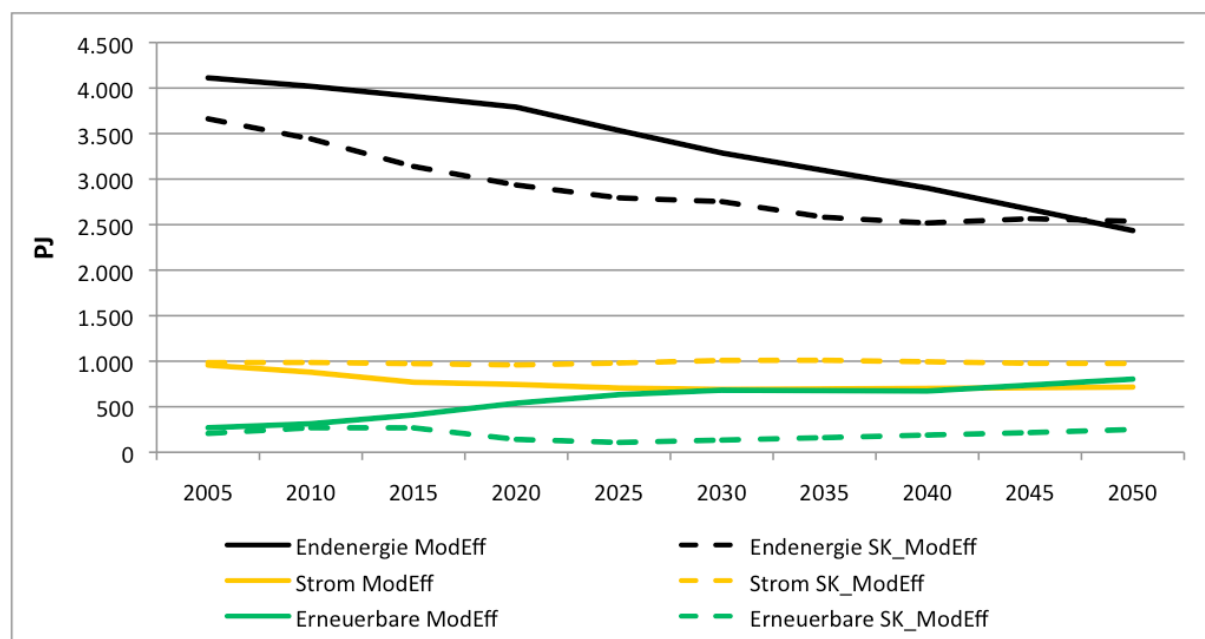


Abbildung 27: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Haushalte und GHD

Abbildung 28 verdeutlicht noch einmal die bereits erwähnte Differenz zwischen den Szenarien in Bezug auf die Entwicklung des Endenergiebedarfs in der Industrie. Während sowohl das Szenario SK_ModEff als auch ModEff einen etwa konstanten industriellen Strombedarf sehen, kann die industrielle Nutzung von Brennstoffen³⁸ (entspricht der Differenz des gesamten Endenergiebedarfs und der Stromnachfrage) im Szenario SK_ModEff zwischen 2005 und 2050 massiv um 67% reduziert werden. Der direkte Einsatz von erneuerbaren Energieträgern spielt in keinem der beiden Szenarien eine bedeutende Rolle. Wie auch in den Sek-

³⁸ Inkl. Fernwärme.

toren Haushalte und GHD reduziert REMIND-D den Biomasseeinsatz in der Industrie, um das begrenzte Biomassepotenzial in anderen Bereichen mit CCS zu nutzen.

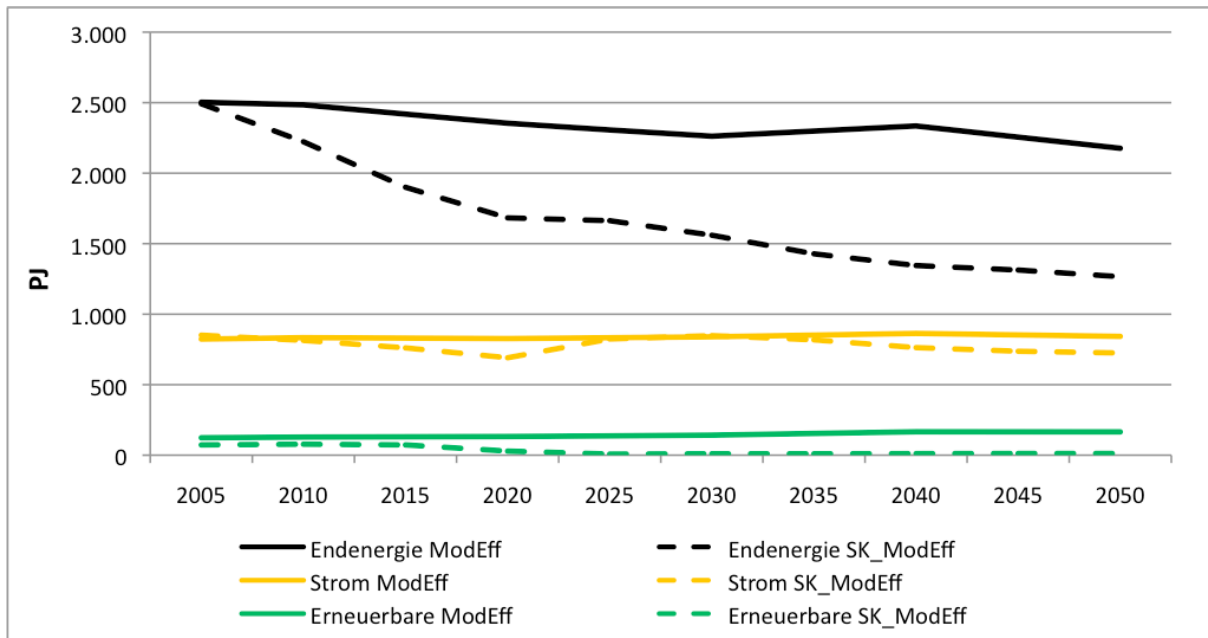


Abbildung 28: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien im Sektor Industrie

Abbildung 29 vergleicht den Endenergieverbrauch, der für den Verkehrssektor in den beiden Szenarien ermittelt wurde. In Bezug auf den gesamten Endenergiebedarf wird deutlich, dass sowohl das REMIND-D-Szenario SK_ModEff, als auch das DEESY-Szenario ModEff einen abnehmenden Bedarf an Endenergie im Verkehrssektor sehen.³⁹ Der relative Rückgang zwischen 2005 und 2050 ist dabei in ModEff und SK_ModEff mit 35 bzw. 38% sehr ähnlich. Im Zeitverlauf zeigt sich außerdem, dass der Endenergiebedarf im Verkehrssektor im REMIND-D-Szenario zunächst (bis 2015) relativ stabil bleibt, während der Bedarf im Szenario ModEff bereits zu Beginn der Betrachtungsperiode zurückgeht.

Der Strombedarf im Verkehrssektor spielt gegenwärtig eine untergeordnete Rolle und lag 2005 zwischen 2 und 3%. In beiden Szenarien steigt die absolute Nutzung von Strom in diesem Sektor bis 2050 deutlich an, im Szenario SK_ModEff etwas stärker als im Szenario ModEff. Aufgrund des insgesamt rückläufigen Endenergiebedarfs erhöht sich der Stromanteil bis 2050 auf 9 (ModEff) bzw. 13% (SK_ModEff). Größere Unterschiede zwischen den Szenarien gibt es bei den Biokraftstoffen. REMIND-D setzt auf einen schnellen Ausbau der Biokraftstoffnutzung, die zwischen 2005 und 2050 von rund 100 PJ auf rund 650 PJ ansteigt. Der Biokraftstoffanteil am gesamten Endenergiebedarf im Verkehr liegt dann im Szenario SK_ModEff bei rund 40%. REMIND-D setzt damit einen Großteil der Biomasse im Verkehrssektor ein, wobei nach 2020 auch verstärkt CCS-Technologie bei der Biokraftstoffherstellung

³⁹ In REMIND-D stehen für die Dekarbonisierung im Verkehrsbereich nur relativ wenig technische Möglichkeiten und Substitutionsmöglichkeiten für Öl/Benzin als Treibstoff zur Verfügung. Als letzte und damit teuerste Möglichkeit bleibt in diesem Sektor dann nur die Reduktion der Nachfrage.

zum Einsatz kommt, um „negative Emissionen“⁴⁰ zu erzeugen. Im DEESY-Szenario ModEff hingegen steigt die Biomassenutzung moderater an und erreicht 2050 etwas über 300 PJ. Wie bei der Endenergienachfrage im Allgemeinen, orientiert sich die Biokraftstoffnutzung in ModEff am Szenario „Referenz“ der WWF-Studie (WWF 2009).

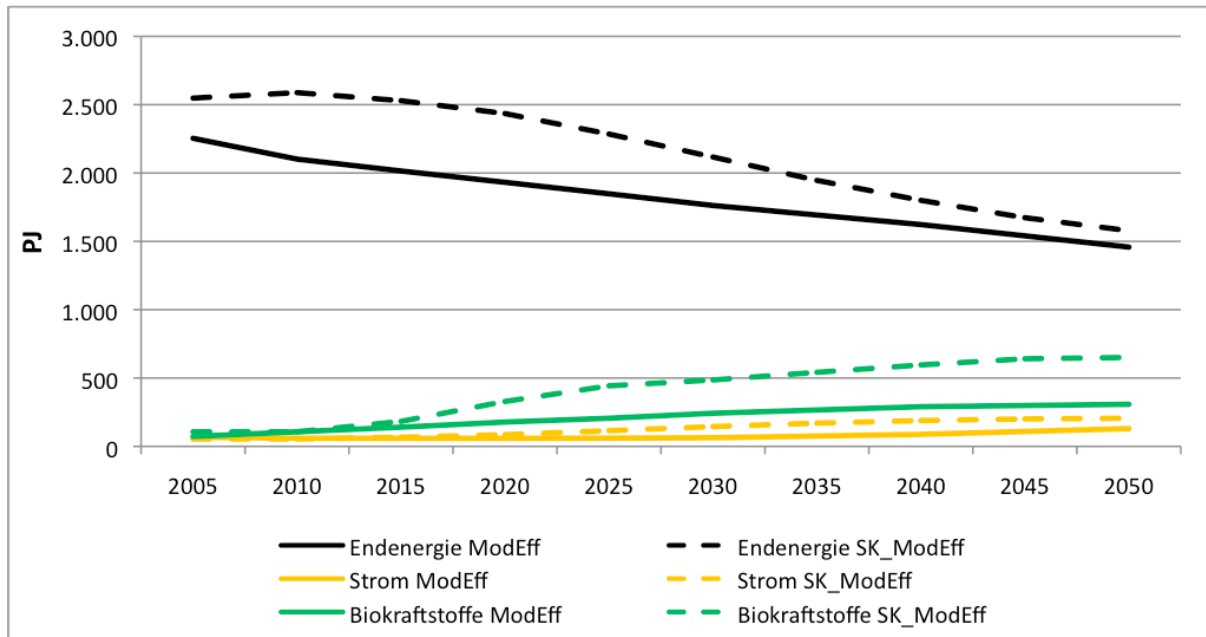


Abbildung 29: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor

3.3 Angebotsseite (REMIND-D)

Das Endenergie-Szenario mit der Annahme einer moderaten Endenergieeffizienz wird auf der Angebotsseite mit einer strukturkonservativen Energieversorgungsstruktur abgebildet. In dem Szenario wird die Technik der Kohlendioxid-Abscheidung (CCS) eingesetzt, sobald sie zur Verfügung steht, was im Modell ab 2020 der Fall ist⁴¹. Bis 2050 werden unter Rückgriff auf diese Technologie etwa 5 Gt CO₂ im Szenario SK_ModEff abgeschieden und gespeichert, wofür ggf. auch Speicher außerhalb Deutschlands genutzt werden. Da bei dem Szenario SK_ModEff Kohlekraftwerke ohne CCS frühzeitig abgeschaltet werden können und dafür neue mit CCS Technologie gebaut werden kommt CCS hier verstärkt zum Einsatz. Die jährliche Injektionsrate steigert sich von ca. 110 Mt CO₂ im Jahr 2020 auf 150 Mt CO₂ im Jahr 2050. Es wird bei dem Szenario in CCS-Kraftwerke mit Stein- und Braunkohle investiert (mit Oxyfuel-Verfahren)⁴², neue Kohlekraftwerke ohne CCS werden nicht zugebaut.

⁴⁰ Die Nutzung von Biomasse mit CCS kann es erlauben, der Atmosphäre CO₂ zu entziehen und somit „negative Emissionen“ zu erzeugen. Das setzt allerdings voraus, dass die Biomasse CO₂-arm angebaut wird und nicht durch Düngungseffekte oder indirekte Landnutzung im Endeffekt mehr CO₂ verbraucht als eingespart wird.

⁴¹ In der Grafik wird zwischen 2015 und 2020 im Energiemix interpoliert, so dass hier der Eindruck entsteht, CCS stünde schon 2015 zur Verfügung. Dies ist aber nicht der Fall.

⁴² Eine ähnliche Strategie wäre ein CCS-Retrofitting, welches in dem Modell als eigene Option aufgrund mangelnder Datenlage nicht zur Verfügung steht.

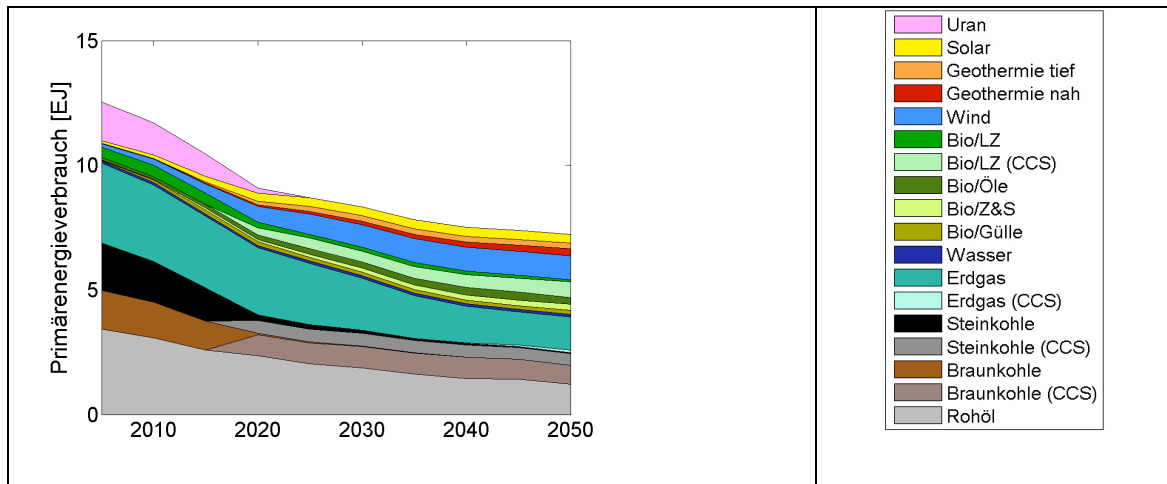


Abbildung 30: Primärenergiegemix im strukturkonservativen Szenario SK_ModEff.

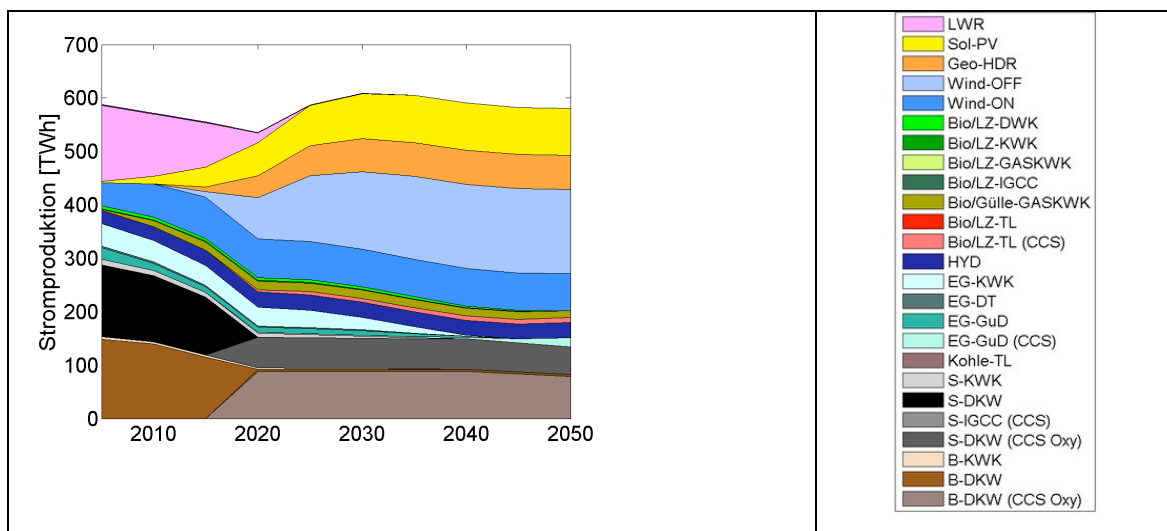


Abbildung 31: Stromproduktion im strukturkonservativen Szenario SK_ModEff.

In dem Szenario ist ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien zu verzeichnen. Besonders Offshore-Windparks werden zur tragenden Säule der Stromproduktion (Abbildung 31). Geothermie und Photovoltaik werden ebenfalls bis zu ihrer jeweiligen Potentialgrenze ausgebaut. Um eine CO₂-Emissionsreduktion von etwa 85% bis 2050 (gegenüber 1990) zu erreichen, reichen die strukturkonservativen Optionen (Energieerzeugung durch fossile Energieträger in Verbindung mit CCS) nicht aus, ergänzend ist ein früh beginnender und schneller Ausbau von Erneuerbaren nötig, der im Stromsektor besonders ausgeprägt ist. Dies impliziert den zeitnahen und verstärkten Ausbau von Netzen und, insbesondere im Falle eines Scheiterns der europäischen Netzintegration, die Entwicklung und den Einsatz von Speichertechnologien.

4 Szenario Strukturwandel

Analog zu Kapitel 3 wird im Folgenden das Szenario „Strukturwandel“ für die Nachfrage- (Abschnitt 4.1 und 4.2) und Angebotsseite (4.3) beschrieben. In Abschnitt 4.1 werden zunächst die Annahmen und Ergebnisse der Modellierung mit dem Modell DEESY für das DEESY-Szenario HiEff (und die Variante HiEff_ÖkoWatt) dargestellt und dann in Abschnitt 4.2 den Ergebnissen von REMIND-D gegenübergestellt. Abschnitt 4.3 beschreibt die Ergebnisse für die Angebotsseite im REMIND-D Szenario HW_HiEff.

4.1 Nachfrageseite (DEESY)

Analog der Darstellung in Kapitel 3 wird im Folgenden das DEESY-Szenario Hocheffizienz (HiEff) mit einer weiteren Variante ÖkoWatt (HiEff_ÖkoWatt) dargestellt. Für die Variante ÖkoWatt gelten nur in Einzelfällen abweichende Annahmen, die Darstellung der entsprechenden Annahmen und Ergebnisse ist auf diese Fälle beschränkt.

Die zentralen Annahmen und Ergebnisse werden wiederum zunächst in folgendem Abschnitt im Überblick dargestellt und danach sektorweise im Detail.

4.1.1 Übersicht über zentrale Annahmen und Ergebnisse

Die wirtschaftlichen Rahmendaten für das Szenario HiEff sind in der folgenden Tabelle 20 wiedergegeben.

	2005	2020	2025	2030	2040	2050
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. € ₂₀₀₀)	2.125	2.537	2.662	2.801	3.106	3.463
BIP-Wachstum p.a.		1,5%	1,0%	1,0%	1,0%	1,1%
Bruttowertschöpfung der Industrie (Mrd. € ₂₀₀₀ *)	430	532	548	567	608	650
Beschäftigte in der Industrie (1.000 Beschäftigte)	6.216	4.875	4.628	4.133	3.709	3.265
Beschäftigte im Sektor GHD (1.000 Beschäftigte)	32.634	34.163	33.355	32.546	30.947	30.150

*) Abgrenzung der Energiebilanz, d.h. Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau/Gewinnung von Steinen und Erden, ohne Umwandlungssektor

Tabelle 20: wirtschaftliche Rahmendaten im Szenario HiEff

Die ökonomischen Rahmendaten unterscheiden sich von ModEff in den Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung, die hinsichtlich des Niveaus aus dem REMIND-Szenario SW_HiEff und hinsichtlich der Struktur aus dem Szenario „Innovation“ (WWF 2009) abgeleitet worden sind.

Das Szenario HiEff gibt eine ambitionierte Entwicklung der Endenergieeffizienz wieder. Die Effizienzannahmen wurden hierfür, soweit dort dokumentiert, dem Szenario „Innovation“ des WWF (2009) entlehnt. Angenommen wird eine konsequente Erschließung von Effizienzpotentialen in allen Nachfragesektoren, die gegenüber dem Szenario ModEff mit höheren Investitionen verbunden ist (vgl. Abschnitt 5.2.2). Dies betrifft vor allem die Bereiche Wohnge-

bäude, Haushaltsgeräte und den motorisierten Straßenverkehr. Beim Energieträgereinsatz kommt es, auch durch die Effizienzstrategie bedingt, zu einem schnelleren Umstieg auf kohlenstoffärmere Energieträger wie Strom und Erdgas.

Die Szenario-Variante HiEff_ÖkoWatt zeigt einen alternativen Entwicklungspfad auf, in dem ein forcierter Umstieg auf Stromanwendungen stattfindet. „ÖkoWatt“ ist keine Policy-Szenario-Variante, sondern soll aufzeigen, mit welchen Technologien wie schnell und in welchem Ausmaß ein solcher Umstieg realisierbar wäre. Betroffen sind davon alle Sektoren, aber in unterschiedlich starkem Ausmaß. HiEff_ÖkoWatt wird deshalb im Folgenden nur dort dargestellt, wo deutliche Abweichungen zum Szenario HiEff zu erkennen sind.

	Basisszenario HiEff	Variante HiEff_ÖkoWatt
Annahmen:		
Wirtschaftliche Entwicklung	BIP-Niveau entsprechend REMIND-Szenario „SW_HiEff“ (1,5% höheres BIP-Niveau in 2050 gegenüber ModEff), Wirtschafts-Struktur gemäß Szenario „Innovation“ des WWF (2009): geringere Bedeutung der Industrie gegenüber ModEff (s. auch Tabelle 20 und Tabelle 33)	
Politische Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Verminderung von Emissionsrechten im Emissionshandel - Schnelle Verschärfung von Effizienzstandards für Gebäude und Geräte - Forcierter Einsatz von Biokraftstoffen im Straßengüterverkehr - Förderung von Elektromobilität - Ertüchtigung des Schienennetzes 	
Bedarfsentwicklung	abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009)	
Technische Effizienz	abgeleitet aus Referenzszenario des WWF (2009)	
Energieträgerstruktur	Im Vergleich zu ModEff schnellerer und umfangreicherer Shift zu Erdgas und Strom zu Lasten von Kohle und Mineralölprodukten	Gegenüber HiEff erhöhter Anteil von Stromanwendungen im Bereich der Industrie, bei Raumwärme und im Verkehr, vor allem zu Lasten von Erdgas
Modell-Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> - Gegenüber ModEff höhere Energieeffizienz, insbesondere im Bereich der Raumwärme im Wohnbereich, bei Haushaltsgeräten, in der Industrie und bei Kfz. - Direkte CO₂-Emissionen sinken bis 2050 auf knapp 100 Mio. Tonnen pro Jahr ➔ Gegenüber 1990 bedeutet das eine Minderung um 90% 	<ul style="list-style-type: none"> - Gegenüber HiEff liegt der Strombedarf 2050 um 30% höher, die direkten CO₂-Emissionen um ca. 25% niedriger, bei etwa 75 Mio. Tonnen pro Jahr

Tabelle 21: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Szenario HiEff und der Variante HiEff_ÖkoWatt

Im Ergebnis sinken die direkten energiebedingten CO₂-Emissionen aller Sektoren im Szenario HiEff bis 2050 gegenüber 2005 um 78% (90% gegenüber 1990), wobei sie in den Haushalten um 93%, in GHD um 83%, im Verkehr um 73% und in der Industrie um 60% zurückgehen.

Durch den Energieträgerwechsel hin zu Strom sinken die direkten Emissionen der Nachfragesektoren im Szenario ÖkoWatt weiter bis auf 17% des Niveaus von 2005, also um 83% (gegenüber 1990 um 92%), wobei in der Industrie die stärkste zusätzliche Reduktion zu verzeichnen ist (Abbildung 32). Dafür liegt der Strombedarf 2050 um 31% höher als im Szenario HiEff.

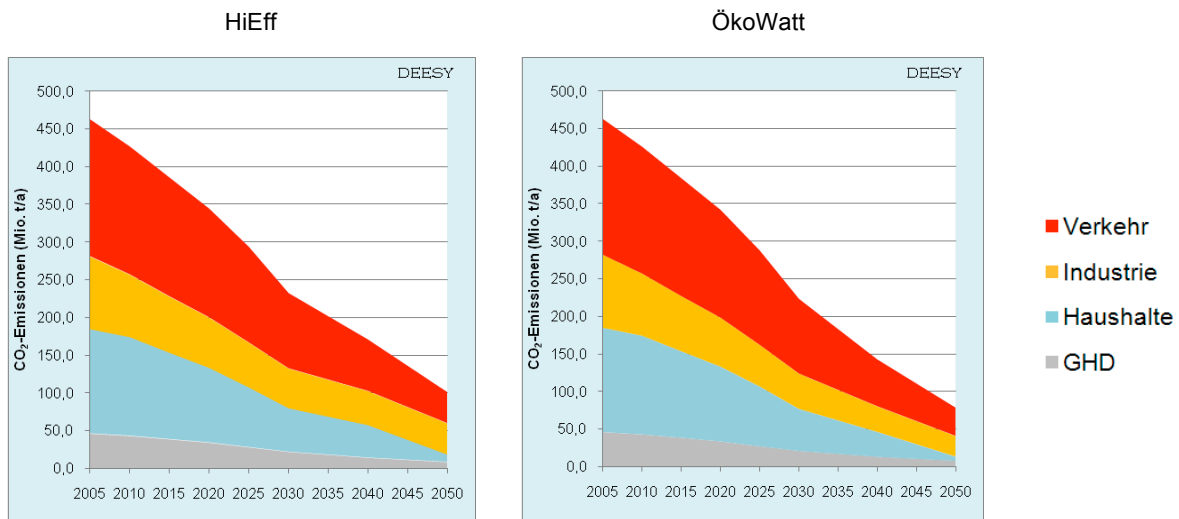


Abbildung 32: Direkte (energiebedingte) CO₂-Emissionen der Sektoren (ohne Umwandlungssektor) in den Szenarien HiEff und Öko-Watt

4.1.2 Sektor Verkehr

Personenverkehr

Die Organisation des (Personen-)Verkehrssystems unterscheidet sich im Basisszenario HiEff wie auch in dessen Variante ÖkoWatt kaum vom Basisszenario ModEff. Die Entwicklung der Nachfrage nach Verkehrsleistungen ist mit der Entwicklung im Szenario ModEff vergleichbar.

	Basisszenario HiEff	Variante HiEff_ÖkoWatt
Annahmen:		
Politische Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Ausbau Infrastruktur (alle Verkehrsträger) - Verschärfung von Flottenverbrauchslimits 	
Bedarfsentwicklung	<ul style="list-style-type: none"> - steigender Verkehrsaufwand pro Person; abgeleitet aus Szenario „Innovation“ des WWF (2009) 	
Modal Split	<ul style="list-style-type: none"> - stabil (Anteil MIV im Personenlandverkehr bleibt bei 85%); abgeleitet aus Szenario „Innovation“ des WWF (2009) 	
Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Steigerung gegenüber ModEff, abgeleitet aus Szenario „Innovation“ des WWF (2009) 	
Fahrzeugstruktur (Antriebe/Energieträger)	<ul style="list-style-type: none"> - abgeleitet aus Szenario „Innovation“ des WWF (2009): höherer Anteil von Benzin-Pkw und von Elektromobilen als in ModEff - im Straßenverkehr flüssige Kraftstoffe zu 100% aus Biomasse (2050) 	<ul style="list-style-type: none"> - frühe Diffusion von Plug-in-Hybrid-Pkw im Vielfahrer-Segment - Diffusion reiner Elektro-Pkw wie in HiEff
Modell-Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> - auf hohem Niveau stagnierende Gesamtverkehrsleistung (ohne Flugverkehr) bei sinkenden Bevölkerungszahlen - CO₂-Emissionen des MIV sinken bis 2050 gegenüber 2005 um 64% 	<ul style="list-style-type: none"> - Geringere direkte Emissionen als in HiEff: CO₂-Emissionen des MIV sinken bis 2050 gegenüber 2005 um 72% - Gegenüber HiEff auch geringerer Bedarf an Biokraftstoffen

Tabelle 22: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Personenverkehr für das Szenario HiEff und die Variante HiEff_ÖkoWatt

Die Ausstattungsrates der Haushalte mit Pkw entwickelt sich in HiEff wie im Szenario ModEff. Die Annahmen zur Entwicklung der Fahrzeugeffizienz im Markt unterscheiden sich zwischen HiEff und ÖkoWatt nicht, wohl aber unterscheiden sich beide gleichermaßen in ihren Annahmen vom Szenario ModEff, denn die im Szenario HiEff beschafften Fahrzeuge sind relativ nah an der jeweils effizientesten am Markt erhältlichen Technologie. Außerdem gibt es einen Shift zu (im Mittel kleineren) Pkw mit Ottomotor. Diese kleineren Fahrzeuge werden zudem sparsamer eingesetzt, die mittlere Jahresfahrleistung über alle Pkw liegt also niedriger als im Szenario ModEff. In der Szenario-Variante ÖkoWatt setzen nach 2030 Vielfahrer-Haushalte vermehrt Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV) ein (vgl. Abbildung 33). Im Jahr 2050 werden in dieser Szenariovariante nur noch reine Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybride (PHEV) gekauft. Es wird angenommen, dass sich die Mobilitätsmuster durch die Verwendung dieser Fahrzeuge kaum ändern, sondern dass sie die konventionellen Fahrzeuge in deren Funktion ersetzen. Daher werden auch nicht mehr reine Elektroautos gekauft als im Szenario HiEff, sondern PHEV.

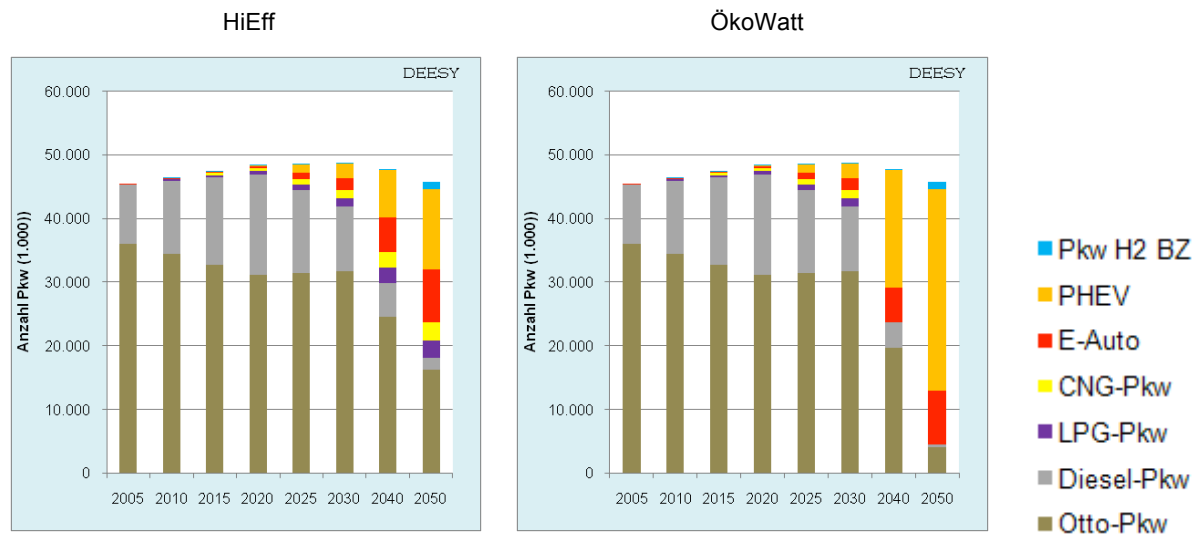


Abbildung 33: Pkw-Bestände im Szenario HiEff

Quelle: HiEff: WWF (2009); HiEff_ÖkoWatt: eigene Annahmen; eigene Darstellung.

Die Effizienzentwicklung für die verschiedenen Antriebssysteme ist in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt. Die größten Fortschritte sind hier auch dank einer konsequenten Hybridisierung bei den benzinbetriebenen Pkw zu verzeichnen.

	2005	2020	2025	2030	2040	2050
	MJ/km					
Benzin-Pkw	2,66	1,99	1,71	1,44	1,20	1,02
Diesel-Pkw	2,45	1,94	1,84	1,73	1,58	1,55
LPG-Pkw	2,81	2,16	1,96	1,75	1,56	1,43
CNG-Pkw	2,80	2,15	1,95	1,75	1,60	1,45
reine Elektro-Pkw	0,74	0,59	0,56	0,52	0,50	0,50
Plug-in-Hybride	1,06	0,85	0,78	0,72	0,67	0,64
Pkw mit Brennstoffzelle (H ₂)	2,16	1,68	1,56	1,44	1,44	1,32

Tabelle 23: Effizienzentwicklung MIV im Szenario HiEff

Im Personenverkehr sind die Ergebnisse zur Verkehrsleistung im Szenario HiEff (und der Variante HiEff_ÖkoWatt) denen von ModEff sehr ähnlich, einzig die MIV-Fahrleistungen liegen ein klein wenig niedriger. Abweichungen gibt es in der Technik- und Energieträgerstruktur und daraus folgend auch im Energiebedarf und den CO₂-Emissionen (s.u.).

Güterverkehr

Zwar unterscheidet sich der Bedarf nach Transportleistungen im Szenario HiEff nicht von ModEff, aber im Güterverkehr greifen im Szenario HiEff stärkere organisatorische Änderun-

gen mit einer Verschiebung hin zu den Verkehrsträgern Schiene und Binnenwasserstraße⁴³. Die Szenario-Variante HiEff_ÖkoWatt hingegen unterscheidet sich hinsichtlich des Güterverkehrs nicht von HiEff; sie wird deshalb im Folgenden nicht dargestellt. Die Basisannahmen sind in der folgenden Tabelle 24 wiedergegeben.

	Basisszenario HiEff	Variante HiEff_ÖkoWatt
Annahmen:		
Politische Maßnahmen	- Ausbau Infrastruktur (alle Verkehrsträger) - Verschärfung von Flottenverbrauchslimits	
Bedarfsentwicklung	- wie ModEff	
Modal Split	- Modal Shift zu Schiene und Binnenwasserstraße; abgeleitet aus Szenario „Innovation“ des WWF (2009)	
Energieeffizienz	- starke Steigerung, abgeleitet aus Szenario „Innovation“ des WWF (2009); eigene Annahmen	
Fahrzeugstruktur (Gefäßgrößen/Antriebe/Energieträger)	- gegenüber ModEff im Mittel kleinere Lkw - im Straßenverkehr flüssige Kraftstoffe zu 100% aus Biomasse (2050)	
Modell-Ergebnisse	- Verkehrsleistung ähnlich ModEff - Die Endenergienachfrage des Güterverkehrs liegt 5% unter dem Niveau in ModEff (9% unter dem Niveau von 2005) - Der gesamte flüssige Kraftstoffbedarf wird durch Biokraftstoffe gedeckt	

Tabelle 24: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Güterverkehr für das Szenario HiEff und die Variante HiEff_ÖkoWatt

Der auch im Szenario HiEff stark zunehmende Güterverkehr wird 2050 überwiegend auf der Straße abgewickelt (s.o.), allerdings verliert der Lkw hier Anteile an die Bahn und das Binnenschiff (s. Abbildung 34).

⁴³ Der Modal Shift weg vom Lkw ist vergleichsweise moderat. Hier wurde aber aus Konsistenzgründen nicht von den Annahmen des Szenarios „Innovation“ in WWF (2009) abgewichen.

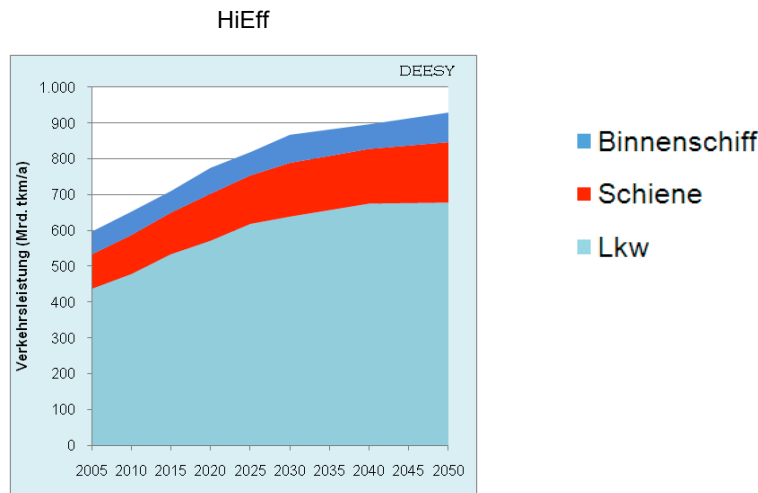


Abbildung 34: Verkehrsleistungen im Güterverkehr (Szenario HiEff)

Die Verkehrsleistung liegt im Szenario HiEff etwas höher als im Szenario ModEff, was auf die Zunahme von intermodalem Verkehr zurückzuführen ist. Bei gleicher Versandrelation ist Transportweite eines Gutes höher, wenn dieses zunächst mit einem Lkw zu einem Bahnhof befördert werden muss als wenn es „point to point“ mit dem Lkw transportiert wird.

Allerdings täuscht die Zunahme der Verkehrsleistung darüber hinweg, dass die Lkw-Fahrten insgesamt stärker gebündelt sind. Die Zunahme der Verkehrsleistung wird also nur teilweise auch in eine Zunahme von Fahrzeug-km umgesetzt. Gegenüber dem Szenario ModEff liegt die Zahl der betriebenen Lkw im Szenario HiEff niedriger und teilt sich auch anders auf die unterschiedlichen Gefäßgrößen auf: Die Zahl der Verteilfahrzeuge (7,5 und 12 Tonner) steigt, weil die Zubringer- und Verteilverkehre zu und von den Bahnhöfen zunehmen, während der Lkw auf den langen Strecken gegenüber der Bahn verliert, was sich in der Zahl der zugelassenen Lastzüge und Sattelzüge ausdrückt. Der Verteilverkehr selbst wird aber stark gebündelt, so dass die leichten Nutzfahrzeuge (LNF) weniger stark im Bestand zunehmen als im Szenario ModEff.

	2005	2020	2025	2030	2040	2050
	1.000 Kfz					
Lkw, davon	3.098	3.741	3.952	4.182	4.460	4.396
LNF	1.942	2.280	2.409	2.552	2.739	2.721
Lkw<7,5t	762	932	1.001	1.077	1.128	1.080
Lkw<12t	51	204	231	252	319	350
Lkw 18t Solo	72	58	61	65	66	62
Lkw mit Anhänger 40t zGG	144	121	107	95	83	66
Sattelzug 40t zGG	127	146	143	140	125	118

Tabelle 25: Bestände an SNF (Lkw, Anhänger und Sattelzüge) im Szenario HiEff

Eine Übersicht über Einsatz, Auslastung und Energiebedarf der Lkw zeigt Tabelle 26. Die Auslastungen der einzelnen Lkw-Typen sind dabei im selben Maße optimiert wie im Szenario ModEff, aber die Verteilung der Verkehrsleistungen auf die unterschiedlichen Gefäßgrößen weicht ab (s. auch oben), so dass der Ladefaktor im Straßenverkehr (Tonnenkilometer pro Fahrzeug-km) insgesamt ungünstiger ist.

		2005	2020	2030	2040	2050
<7,5t						
Auslastung	%	60%	60%	60%	60%	60%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	22.500				
<12t						
Auslastung	%	38%	40%	50%	50%	50%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	32500				
18t						
Auslastung	%	43%	50%	50%	50%	50%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	48.000				
Lastzug 40t zGG						
Auslastung	%	42%	45%	55%	55%	55%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	48.000				
Sattelzug						
Auslastung	%	47%	55%	60%	65%	65%
Jahresfahrleistung/Lkw	km/(Fahrzeug*a)	120.000				

Tabelle 26: Übersicht zur Effizienz im Straßengüterverkehr (HiEff)

Die Effizienzentwicklung der unterschiedlichen Verkehrsträger im Szenario HiEff ist in der folgenden Tabelle 27 wiedergegeben. Ein Teil der (technischen) Effizienzgewinne des Lkw gegenüber dem Szenario ModEff wird durch die insgesamt ungünstigere Auslastung des Lkw kompensiert (im Mittel kleinere Fahrzeuge). Die Systemeffizienz liegt gleichwohl deutlich höher.

GÜTERVERKEHR (MJ/tkm)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Straßengüterverkehr								
Diesel	1,76	1,84	1,74	1,63	1,55	1,48	1,24	1,10
Bahn								
Diesel	0,41	0,39	0,37	0,35	0,33	0,31	0,31	0,31
Strom	0,14	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Binnenschifffahrt								
Diesel	0,17	0,16	0,15	0,15	0,14	0,13	0,12	0,12

Tabelle 27: Effizienzentwicklung der Verkehrsträger im Szenario HiEff

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von WWF (2009).

Endenergiebedarf des Verkehrs

Insgesamt gelingt es, den Endenergiebedarf des Verkehrs um 30% (bzw. 35% in der Variante ÖkoWatt) zu senken. Nur aufgrund des Luftverkehrs verbleibt im Jahr 2050 ein Restbedarf an fossilen Treibstoffen.

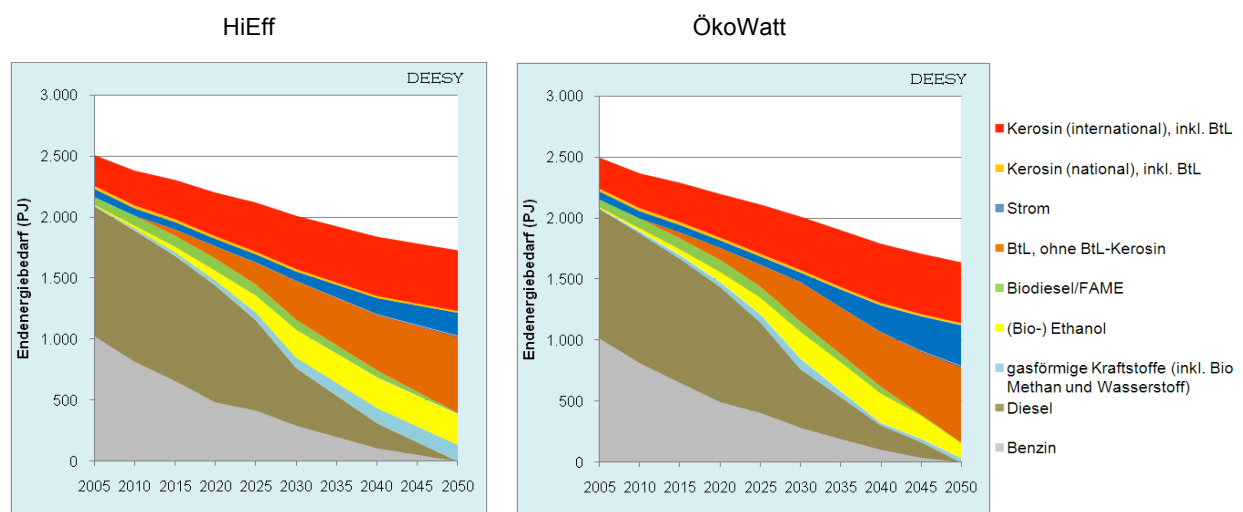


Abbildung 35: Endenergiebedarf des Verkehrs in den Szenarien HiEff und Öko-Watt

Für den motorisierten Individualverkehr sind in der folgenden Abbildung die Abweichungen in der Endenergienachfrage zwischen HiEff und Öko-Watt wiedergegeben. Durch die Nutzung von PHEV in ÖkoWatt statt konventionellen Antrieben entsteht zusätzliche Stromnachfrage, flüssige und gasförmige Kraftstoffe werden dagegen verdrängt. (Abbildung 36) Hiermit geht insbesondere die Nachfrage nach Biokraftstoffen zurück: Die Nachfrage nach flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen liegt im Szenario Öko-Watt um 200 PJ niedriger als in HiEff. Dies entspricht in etwa 20% der Nachfrage nach Biokraftstoffen des gesamten Verkehrssektors im Szenario HiEff.

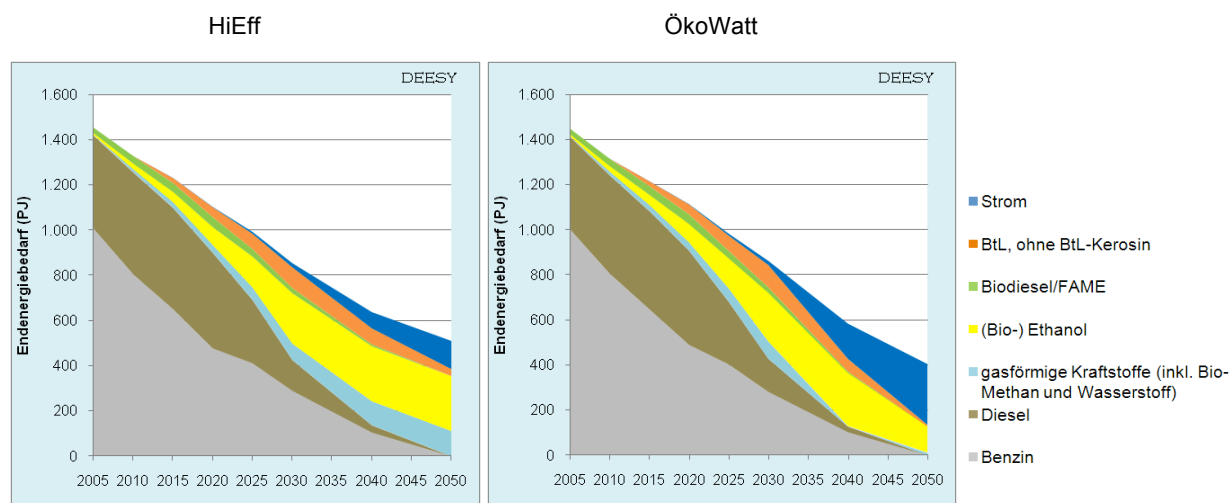


Abbildung 36: Endenergiebedarf des MIV im Szenario HiEff und der Szenariovariante Öko-Watt

4.1.3 Private Haushalte

Die privaten Haushalte tragen in hohem Maße zur höheren Energieeffizienz im Szenario HiEff bei, indem sie in Zukunft in sehr viel energieeffizienteren Gebäuden leben und energieeffiziente Haushaltsgeräte beschaffen und nutzen. Eine Übersicht über Annahmen und Ergebnisse enthält die folgende Tabelle 28.

	Basisszenario HiEff	Variante HiEff_ÖkoWatt
Annahmen:		
Politische Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Verschärfung von Mindeststandards bei Sanierungen und Neubauten: als Mindeststandard bei Neubauten gilt KfW70 ab 2035 und KfW 55 ab 2045. - Fortgesetzte Förder-Maßnahmen zur Steigerung der Sanierungsquote 	
Bedarfsentwicklung	<ul style="list-style-type: none"> - Wie ModEff 	
Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Abgeleitet aus dem Innovationsszenario des WWF (2009) mit stark steigender Stromeffizienz bei Haushaltsgeräten; eigene Annahmen zum Bereich Wohngebäude mit gegenüber ModEff erhöhter Sanierungsrate und höherem Anteil energetisch günstiger Sanierungen und Neubauten 	
Energieträgerstruktur	<ul style="list-style-type: none"> - Abgeleitet aus dem Innovationsszenario des WWF (2009): Anteil von Solarheizungen an der Bedarfsdeckung steigt bis 2050 auf 25%, elektrische Wärmepumpen erreichen einen Anteil von 23%. Der Anteil der Biomasse liegt höher als in ModEff (bei insgesamt deutlich niedrigerem Raumwärmebedarf), Öl wird bedeutungslos, der Erdgas-Anteil geht auf 14% zurück. 	<ul style="list-style-type: none"> - stärkere Verwendung von Stromwärmepumpen als in HiEff (Anteil von 41% zu Lasten von Biomasse und Erdgas in 2050)
Modell-Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> - Senkung des Endenergiebedarfs um 64% gegenüber 2005 - Senkung der direkten CO₂-Emissionen gegenüber 2005 um 93% 	<ul style="list-style-type: none"> - Senkung des Endenergiebedarfs um 63% gegenüber 2005 - Senkung der direkten CO₂-Emissionen gegenüber 2005 um 96%

Tabelle 28: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor private Haushalte für das Szenario HiEff und die Variante HiEff_ÖkoWatt

Wohngebäude

Die jährliche Sanierungsrate steigt im Szenario HiEff schnell auf 2,3% an und nimmt erst zum Ende des Betrachtungszeitraumes ab, sobald der heutige Wohnungsbestand durchsaniiert ist. Als Mindeststandard ist KfW55 festgelegt, bei den Sanierungen (wie auch im Neubau) setzt sich der Passivhausstandard sehr schnell durch. Der Raumwärmebedarf sinkt in der Folge auf ein Viertel des Ausgangswertes, obwohl die beheizte Fläche bis 2050 um 20% zunimmt. Infolge des Bevölkerungsrückgangs sinkt auch der Warmwasserbedarf analog zu ModEff (Tabelle 29).

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	PJ							
Raumwärme	1.506	1.447	1.344	1.232	1.106	974	670	387
Warmwasser	495	478	473	468	441	415	401	381

Tabelle 29: Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasser im Szenario HiEff

Bei den Heizungen wird schnell von Erdöl- und Erdgas-Niedertemperatur-Kesseln auf Brennwert-Kessel umgestellt. Ab 2020 kommen vermehrt Strom-Wärmepumpen zum Einsatz, v.a. in der Variante Öko-Watt, was sich in der vermehrten Nutzung von Umgebungswärme ausdrückt, weniger aber im Strombedarf, da parallel die Nachtspeicherheizungen aus dem Bestand verschwinden. (Abbildung 37)

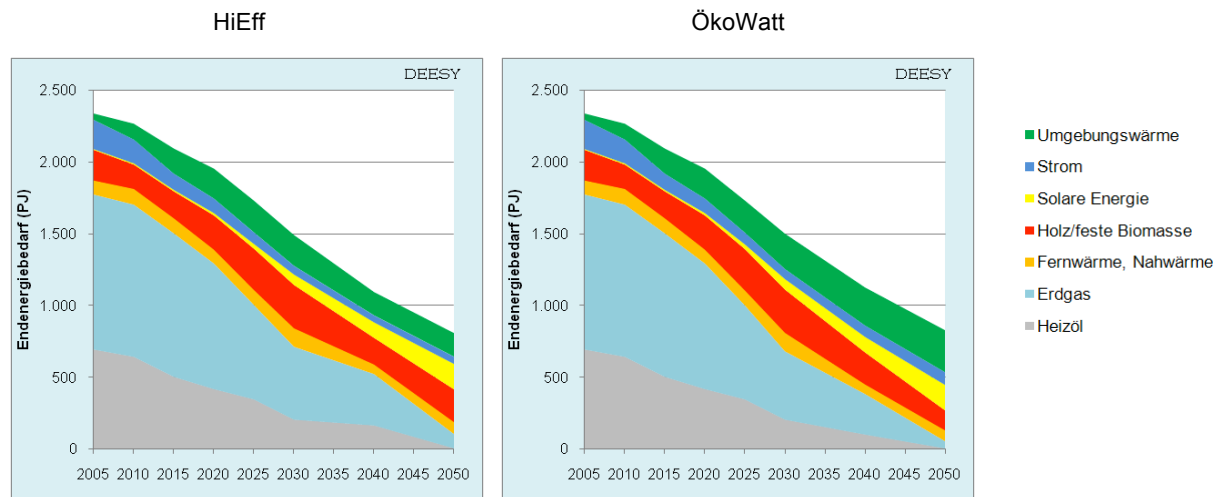


Abbildung 37: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden

Haushaltsgeräte

Der Haushaltsgerätebestand entwickelt sich wie im Szenario ModEff (s. Tabelle 14), d.h. es wird kein Komfortverzicht angenommen. Allerdings werden hier sehr effiziente Geräte angeschafft, so dass der Strombedarf zwischen 2005 und 2050 um knapp 60% sinkt. (Tabelle 30)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	PJ							
Strom für Haushaltsgeräte	519	471	388	366	325	282	243	215

Tabelle 30: Entwicklung des Strombedarfs für Haushaltsgeräte im Szenario HiEff

Endenergiebedarf und CO₂-Emissionen

Der gesamte Endenergiebedarf der Haushalte sinkt um 63% (HiEff) bzw. 62% (Öko-Watt), wobei der etwas höhere Endenergiebedarf in der Szenariovariante Öko-Watt der stärkeren Nutzung der bilanzierten Umgebungswärme zuzuschreiben ist.

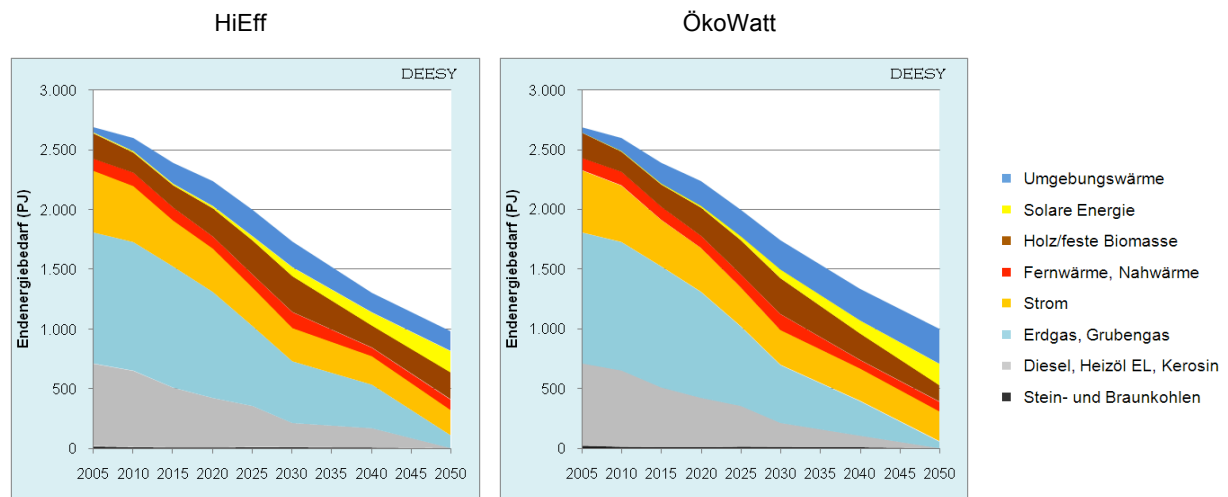


Abbildung 38: Endenergiebedarf der Haushalte im Szenario HiEff

4.1.4 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Das Szenario HiEff zeichnet sich im Sektor GHD gegenüber dem Szenario ModEff durch eine abweichende Wirtschaftsstruktur aus: Die Beschäftigung in GHD ist insgesamt höher, wovon vor allem die Bereiche Bau, Verkehr/Nachrichtenübermittlung sowie die sonstigen privaten Dienstleistungen profitieren. Die spezifische Nachfrage nach Energiedienstleistungen unterscheidet sich dagegen nicht von ModEff. (vgl. auch Tabelle 31) Dadurch liegt der Bedarf nach Energiedienstleistungen in diesem Sektor höher als in ModEff.

Der Endenergiebedarf wird aber durch Energieeffizienz gedämpft: Hier spielen die Dämmung der Gebäudehüllen, aber auch die konsequente Beschaffung von energieeffizienten Geräten, v.a. in den Bereichen Beleuchtung, Kühlung, IKT und Klimatisierung die entscheidende Rolle.

Aufgrund der ohnehin schon hohen Stromaffinität des Sektors im Szenario HiEff ist der Unterschied durch den zusätzlichen Einsatz von Stromwärmepumpen in der Raumheizung im Szenario Öko-Watt nur sehr klein und wird im Folgenden nicht dargestellt. Einen Überblick über Annahmen und Ergebnisse enthält die folgende Tabelle 31.

	Basisszenario HiEff	Szenariovariante HiEff_ÖkoWatt
Annahmen:		
wirtschaftliche Aktivität und Struktureffekte	- Sektorstruktur, d.h. die Entwicklung der Erwerbstätigen nach Branche, ist aus dem Szenario „Innovation“ des WWF (2009) abgeleitet, d.h. gegenüber ModEff gewinnt der Sektor GHD an Bedeutung	
Politische Maßnahmen	- Schnelle Verschärfung von energetischen Standards für Neubauten und Sanierungen, analog zum Sektor Haushalte und Fördermaßnahmen	
Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen	- analog ModEff	
Energieeffizienz	- schnellere Durchsanierung des Gebäudebestandes: der spezifische Raumwärmebedarf (in kWh/m ²) sinkt bis 2020 um 16%, bis 2030 um 41% und bis 2050 um 82% gegenüber 2005. - im Bereich der Stromanwendungen schnellere und umfangreichere Hebung der Energieeffizienzpotentiale als in ModEff	
Energieträgerstruktur	- weitgehende Umstellung der Energieträgerbasis auf Strom und erneuerbare Energien	- gegenüber HiEff verstärkter Einsatz von Stromwärmepumpen zuungunsten von Gaswärmepumpen
Modell-Ergebnisse	- jährlicher Endenergiebedarf sinkt kontinuierlich bis 2050 um 38% gegenüber 2005, wobei: <ul style="list-style-type: none"> - Strombedarf: -38% (HiEff_ÖkoWatt: -37%) - Erdgasbedarf: -83% (HiEff_ÖkoWatt: -84%) - Ölerzeugnisse: -81% - Rückgang der direkten jährlichen CO ₂ -Emissionen um 83% (2050 gegenüber 2005)	

Tabelle 31: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor GHD für das Szenario HiEff

Der jährliche Endenergiebedarf des Sektors GHD sinkt bis 2050 um 38% gegenüber 2005. Am stärksten sind die Rückgänge beim Erdgas und Erdölerzeugnissen, während der Strombedarf ab 2030 weniger stark zurückgeht (s. Abbildung 39). Bei den direkt eingesetzten erneuerbaren Energien steigt insbesondere die Bedeutung der Umgebungswärme.

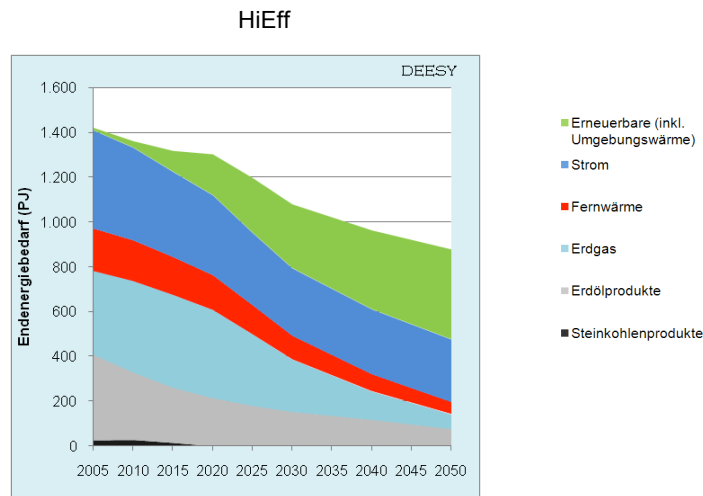


Abbildung 39: Endenergiebedarf des Sektors GHD (HiEff und Öko-Watt)

In der Betrachtung des Strombedarfs nach Anwendungen werden die Auswirkungen der höheren Energieeffizienz gegenüber ModEff deutlich. Vor allem in den Bereichen Beleuchtung und IKT wird 2050 deutlich weniger Strom verbraucht. Entscheidend für das Gesamtergebnis ist aber der geringere Klimatisierungsbedarf im Szenario HiEff durch verbesserte Gebäudehüllen und intelligente Gebäudekühlsysteme. Nur hierdurch gelingt es, den Jahresstrombedarf auch nach 2030 weiter zu senken.

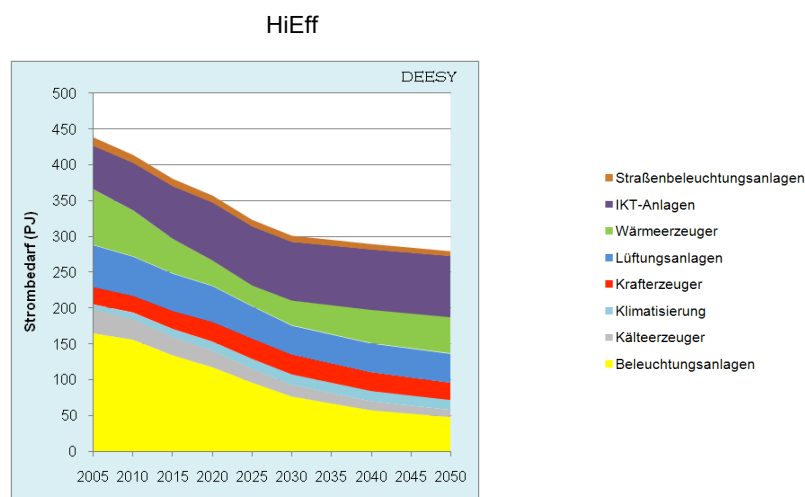


Abbildung 40: Stromnachfrage des Sektors GHD im Szenario HiEff

4.1.5 Industrie

Die Endenergieintensitäten der Industriebranchen im Szenario HiEff wurden, analog der Vorgehensweise im Szenario ModEff, der Studie von WWF (2009) entnommen, hier dem Szenario „Innovation“. Tabelle 32 führt die zentralen Annahmen und Ergebnisse des Szenarios HiEff mit seiner Variante HiEff_ÖkoWatt auf.

	Basisszenario HiEff	Szenariovariante HiEff_ÖkoWatt
Annahmen:		
Wirtschaftliche Aktivität	- Steigerung der realen Produktion um 53%, damit gegenüber ModEff Verlust an BIP-Anteilen (Anteil am BIP aus WWF-Innovationsszenario abgeleitet)	
Struktur	- Strukturwandel zugunsten weniger energieintensiver Produktion und zugunsten von Industrien, die vom ökologischen Umbau besonders profitieren (aus WWF-Innovationsszenario abgeleitet)	
Politische Maßnahmen	- Gegenüber ModEff stärkerer Einsatz von ordnungsrechtlichen Maßnahmen	
Entwicklung der Energieintensität	- Endenergieintensität (nach Branche) aus Innovationsszenario des WWF (2009) abgeleitet: schnellere und umfangreichere Hebung von Energieeffizienzpotenzialen	
Energieträgerstruktur	- Die Bedeutung von Strom und Erdgas steigt im Energieträger-Mix, die von Kohle und Öl nimmt ab.	- Strom gewinnt in der Industrie an zusätzlicher Bedeutung und verdrängt Erdgas
Modell-Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> - jährliche Stromnachfrage geht bis 2030 relativ kontinuierlich zurück, danach schwächt sich der Rückgang ab; 2050 liegt der Strombedarf bei 63% des Ausgangsniveaus in 2005 - jährlicher Brennstoffbedarf geht bis 2030 kontinuierlich um etwa 2% pro Jahr zurück und liegt 2050 53% unter dem Niveau von 2005 - Rückgang der direkten jährlichen CO₂-Emissionen um 59% (2050 gegenüber 2005) 	<ul style="list-style-type: none"> - Erdgasbedarf liegt 2050 gegenüber HiEff um 50% niedriger bei 245 PJ (-71% gegenüber 2005) - Strombedarf liegt 2050 bei 713 PJ (ca. 200 TWh) und damit um knapp 40% höher als in HiEff, allerdings immer noch niedriger als im Szenario ModEff - Rückgang der direkten jährlichen CO₂-Emissionen um 73% (2050 gegenüber 2005)

Tabelle 32: Übersicht über Annahmen und Modellergebnisse im Sektor Industrie für das Szenario HiEff und die Szenariovariante HiEff_ÖkoWatt

Die Industrieproduktion liegt insgesamt niedriger als im Szenario ModEff, wobei die Wirtschaftszweige unterschiedlich stark betroffen sind. Energieintensive Industriezweige wie die Metallindustrie (hier insbesondere die Stahlerzeugung) und die chemische Industrie (hier insbesondere die Grundstoffchemie) verlieren gegenüber ModEff an Bedeutung, ebenso der Fahrzeugbau (s. auch Tabelle 33 im Vergleich zu Tabelle 18).

	2005	2020	2025	2030	2040	2050
Eisen und Stahl	47,3	58,3	60,1	61,0	64,9	68,6
NE-Metalle	8,3	7,7	9,2	6,8	6,1	5,1
Chemie	43,7	49,6	50,8	50,8	53,4	56,4
Mineralstoffe	13,2	15,2	14,5	15,6	16,6	17,8
Nahrung & Genuss	37,3	37,9	38,1	38,8	40,3	42,4
Papier und Druck	10,4	11,4	11,1	11,4	11,9	12,4
Maschinen- und Fahrzeugbau	132,0	170,6	182,4	184,5	200,4	214,1
andere Industrie	138,1	183,8	186,9	203,3	224,7	243,3
Industrie gesamt	430,3	534,4	553,3	572,1	618,1	660,1

Tabelle 33: Bruttowertschöpfung der Industrie im Szenario HiEff

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von WWF (2009)

Die relativen Rückgänge der Endenergieintensitäten von 2050 gegenüber 2005 sind im Einzelnen der folgenden Tabelle 34 zu entnehmen, der Verlauf kann in Abbildung 41 und Abbildung 42 verfolgt werden.

	Entwicklung 2050 gegenüber 2005	
	Brennstoffintensität	Stromintensität
Eisen und Stahl	-77%	-68%
Nicht-Eisen Metalle	-60%	-40%
Chemische Industrie	-72%	-63%
Nicht-metallische Rohstoffe	-55%	-41%
Papier und Zellstoff	-41%	-39%
Maschinen- und Fahrzeugbau	-65%	-52%
Nahrungsmittel	-58%	-44%
Sonstige Industriezweige	-62%	-49%

Tabelle 34: Vergleich der Endenergieintensitäten im Szenario HiEff gegenüber dem Basisjahr

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von WWF (2009).

Es wird für alle Branchen von einem raschen Effizienzzuwachs bis 2020 ausgegangen, der teilweise bis 2030 anhält sich aber spätestens dann abschwächt (s. Abbildung 41 und Abbildung 42).

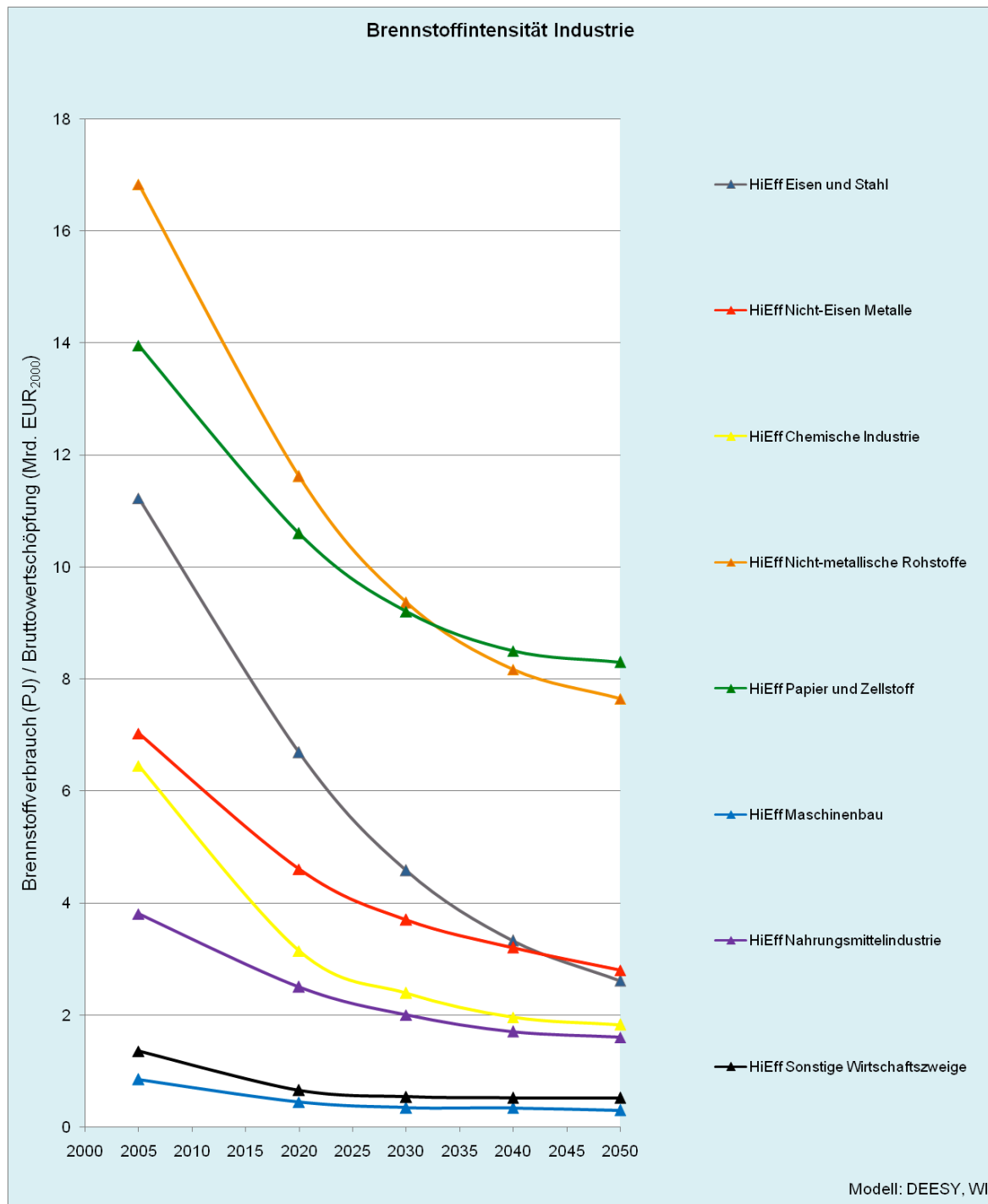


Abbildung 41: Brennstoffintensität in der Industrie (HiEff)

Quelle: WWF (2009), eigene Berechnungen und Darstellung.

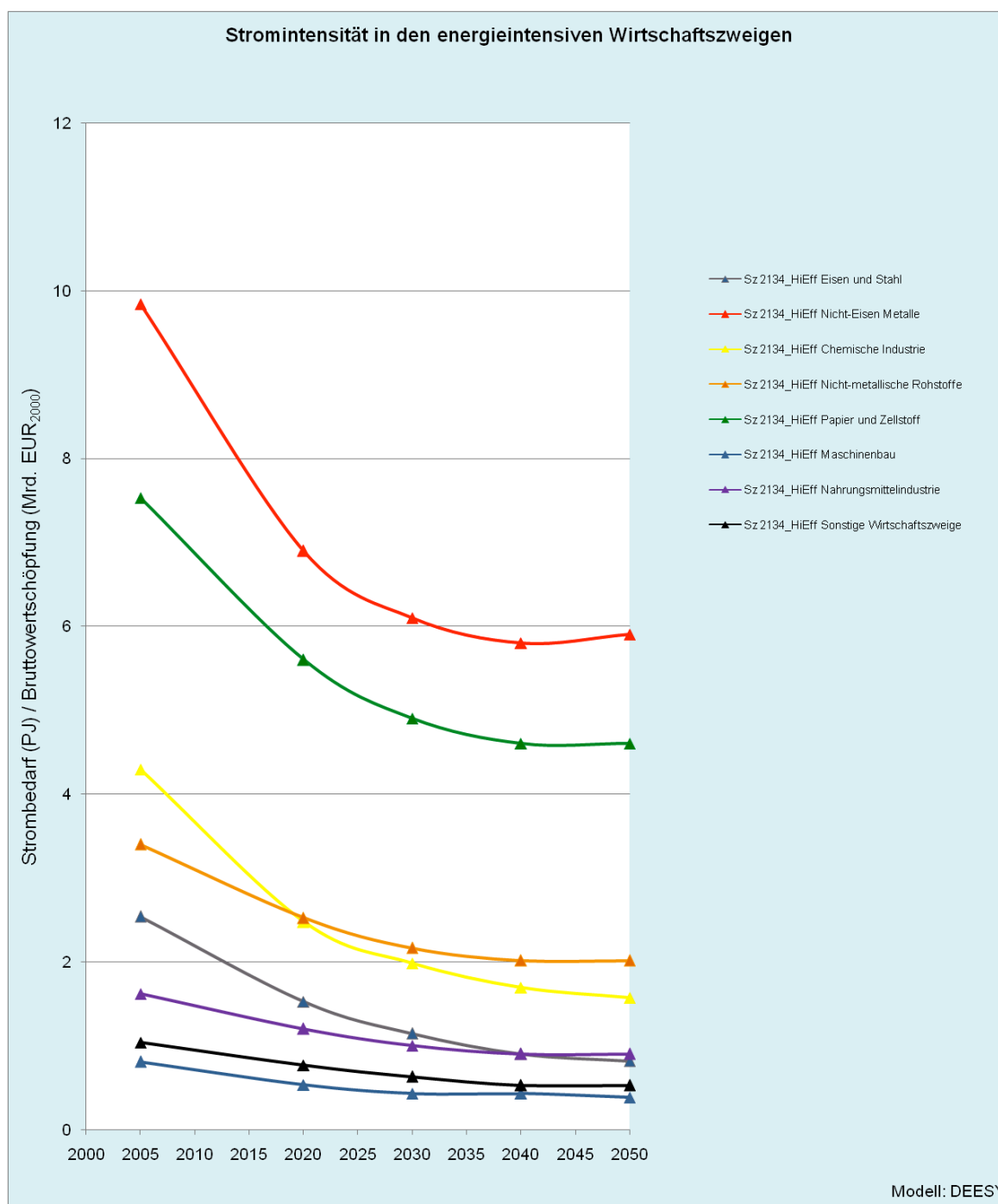


Abbildung 42: Stromintensität in der Industrie (HiEff)

Quelle: WWF (2009), eigene Berechnungen und Darstellung.

Der Endenergiebedarf der Industrie sinkt um 48% (HiEff) bzw. 51% (ÖkoWatt). Die Energieversorgung wird dabei auf Gas und Strom sowie einen kleinen Anteil Biomasse umgestellt (s. Abbildung 43). Gegenüber dem Szenario HiEff wird in der Variante ÖkoWatt nach 2015 zusätzlich Erdgas durch Strom substituiert. Aufgrund der höheren Endenergieeffizienz bei Strom geht dadurch auch der Endenergiebedarf insgesamt zurück. Der Anteil der in HiEff_ÖkoWatt gegenüber HiEff substituierten Menge an Erdgas steigt bis 2050 auf 50%

(245 PJ), der zusätzliche Strombedarf in der Variante ÖkoWatt beträgt knapp 200 PJ (56 TWh).

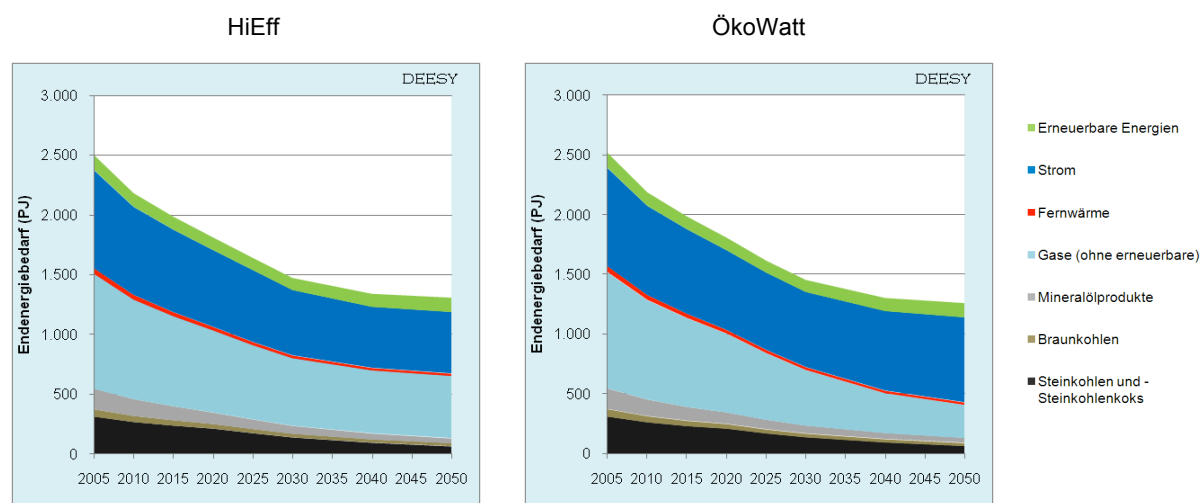


Abbildung 43: Endenergiebedarf der Industrie im Szenario HiEff und der Variante Öko-Watt

4.2 Vergleich der Entwicklung der Endenergienachfrage in den DEESY- und REMIND-D-Szenarien

Wie im vorangegangenen Kapitel (dort für die strukturkonservativen Szenarien mit *moderater* Effizienz) werden an dieser Stelle die wesentlichen nachfrageseitigen Entwicklungen in den REMIND-D- und DEESY-Strukturwandelszenarien miteinander verglichen. Abbildung 44 zeigt die Entwicklung der gesamten Endenergienachfrage nach Sektoren in den „Hocheffizienz“-Szenarien HiEff und SW_HiEff. Die Endenergienachfrage geht in beiden Szenarien kontinuierlich zurück, wenn auch – über den gesamten Zeitraum betrachtet – etwas stärker im DEESY-Szenario HiEff. Insgesamt beträgt der Rückgang zwischen 2005 und 2050 46% (SW_HiEff) bzw. 50% (HiEff). Unterschiede gibt es insbesondere im Hinblick auf die jeweilige Entwicklung in den einzelnen Sektoren: Wie bereits bei den Szenarien mit moderater Effizienz zeigt sich, dass REMIND-D deutlich stärkere Nachfragerückgänge in der Industrie realisiert. In den anderen Sektoren reduziert sich der Energiebedarf hingegen im DEESY-Szenario stärker.

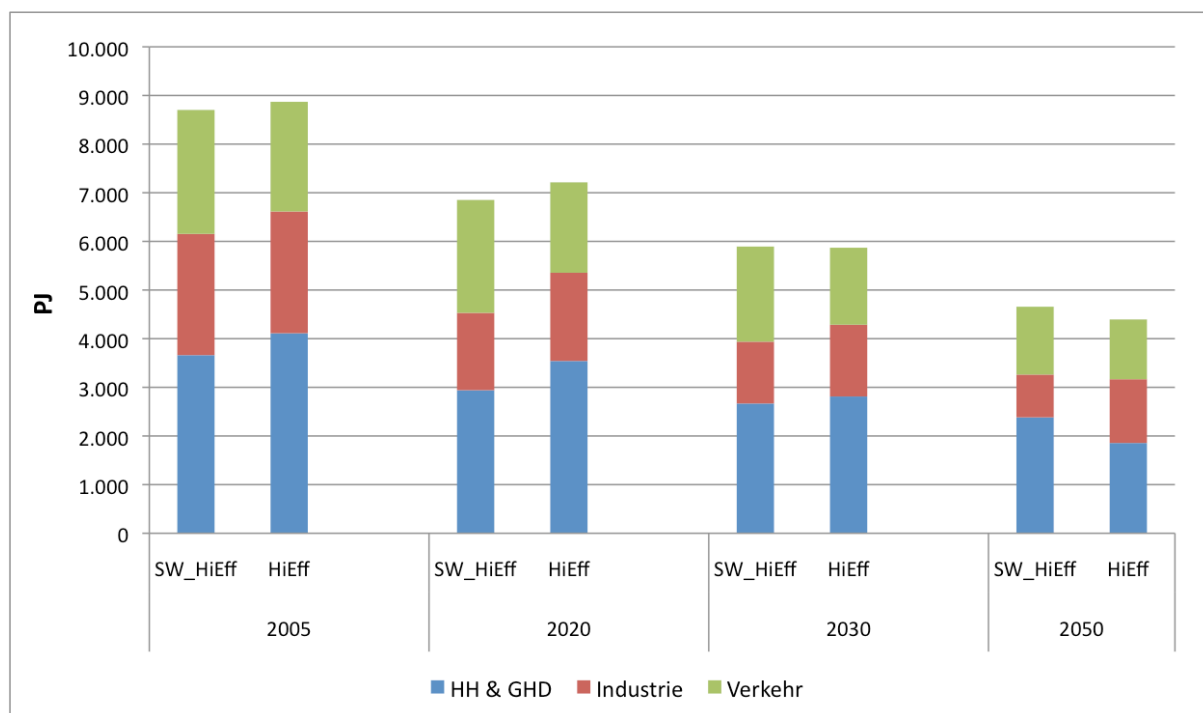


Abbildung 44: Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Sektoren

Abbildung 45 verdeutlicht, dass REMIND-D auch in den Szenarien mit *hoher* Effizienz in den Sektoren Haushalte und GHD stärker auf Strom setzt als das DEESY-Modell.⁴⁴ Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung der Stromnachfrage in diesen beiden Sektoren ist auch der gesamte Strombedarf im Szenario SW_HiEff in 2050 höher (um 16%) als im Szenario HiEff.⁴⁵

⁴⁴ Die Gründe für die unterschiedlichen Entwicklungen des zukünftigen Strombedarfs wurden bereits im vorangegangenen Kapitel diskutiert: In REMIND-D kann bei steigender Effizienz die Wohlfahrt durch konstanten oder sogar steigenden Stromkonsum weiter erhöht werden. Dies kann als Rebound-Effekt interpretiert werden. Im Modell DEESY dagegen würde dies eine deutliche Steigerung der Ausstattung mit elektrischen Geräten und Anlagen bedeuten, die so nicht angenommen wird.

⁴⁵ Aufgrund dieser nicht unerheblichen Abweichung der nachfrageseitigen Entwicklung in beiden Modellen wurde im Laufe des Projektes entschieden, mit dem DEESY-Modell ein zusätzliches Szenario zu entwickeln, in dem – analog zu SW_HiEff – trotz hoher Effizienzsteigerungen ein nur sehr leicht rückgängiger Strombedarf auftritt. In diesem als „ÖkoWatt“ bezeichneten Szenario werden gegenüber HiEff insbesondere Elektroautos stärker genutzt, elektrische Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung in Haushalten und GHD-Sektor konsequenter ausgebaut und verschiedene industrielle Anwendungen nach und nach von Brennstoffen auf Strom umgestellt. Das ÖkoWatt-Szenario wird in Kapitel 4.1 näher vorgestellt.

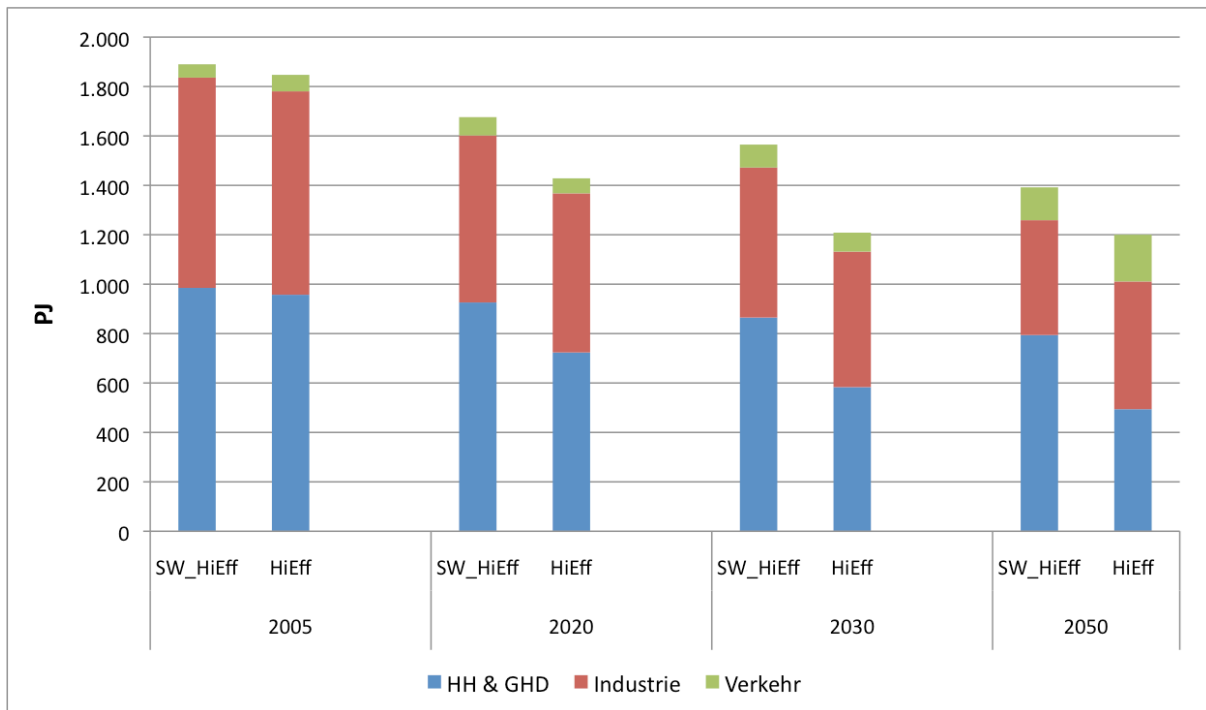


Abbildung 45: Entwicklung der Stromnachfrage nach Sektoren

Die folgenden beiden Abbildungen werfen einen detaillierteren Blick auf die Entwicklung der Endenergienachfrage in den Szenarien mit hoher Energieeffizienz.

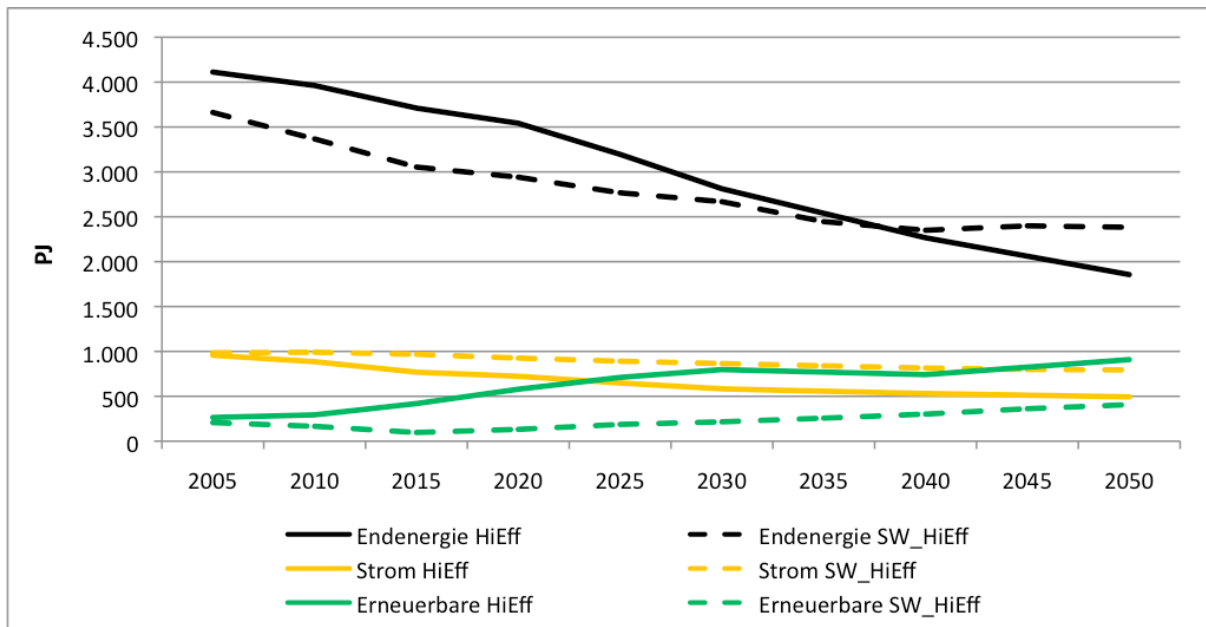


Abbildung 46: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Haushalte und GHD

Abbildung 46 zeigt für beide Modelle einen deutlichen Rückgang der gesamten Endenergienachfrage in den Sektoren Haushalte und GHD, der allerdings im DEESY-Szenario HiEff etwas ausgeprägter ist. Insbesondere die Stromnachfrage geht in diesen Sektoren in HiEff deutlich zurück. Wie auch in den Szenarien mit moderater Effizienzsteigerung wird die direk-

te Nutzung der erneuerbaren Energien in diesen Sektoren im DEESY-Szenario deutlich (um rund 240%) ausgeweitet, während sie im REMIND-D-Szenario zunächst sogar zurück geht und erst ab 2020 ansteigt.

In Abbildung 47 werden die Szenarien im Hinblick auf die Endenergienachfrage im Sektor Industrie verglichen. Wie bereits erwähnt bzw. auch aus Abbildung 45 ersichtlich, nimmt der Endenergiebedarf der Industrie im REMIND-D-Szenario SW_HiEff deutlich ab, zwischen 2005 und 2050 um 65%. Der Rückgang ist im DEESY-Szenario HiEff moderater. Der Strombedarf entwickelt sich in beiden Szenarien hingegen nahezu identisch. Der direkte Einsatz erneuerbarer Energien im Industriesektor spielt in keinem der Szenarien eine bedeutende Rolle.

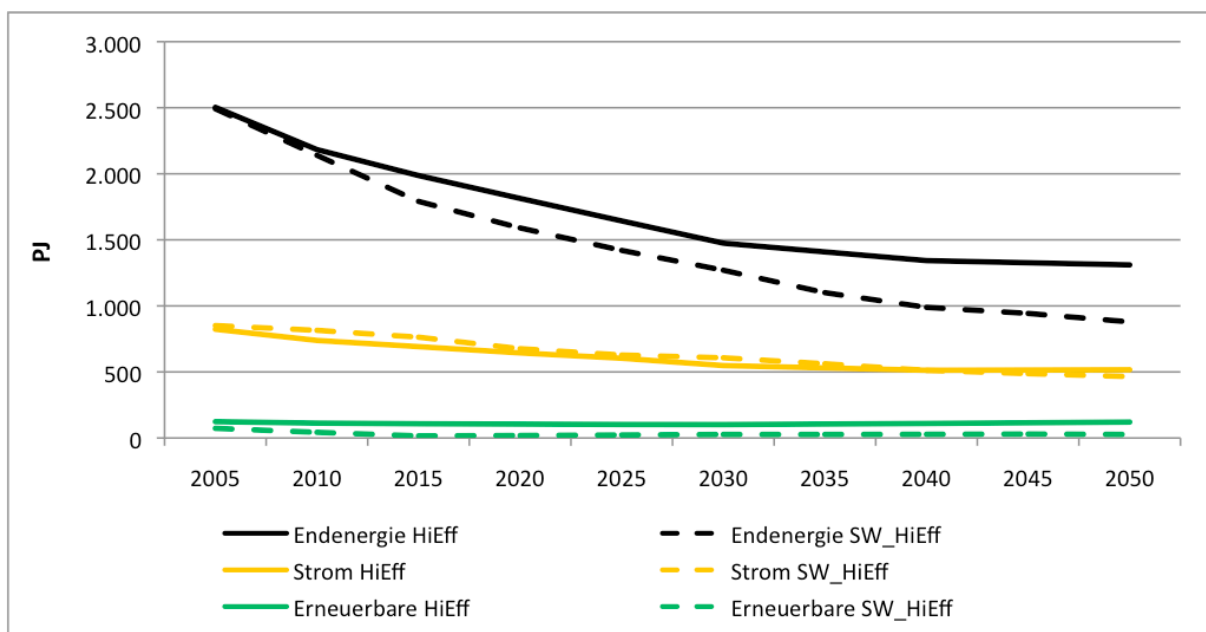


Abbildung 47: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der (direkten) Nutzung erneuerbarer Energien im Sektor Industrie

Abbildung 48 zeigt die Entwicklung der Endenergienachfrage in den Szenarien im Sektor Verkehr. In beiden Szenarien geht die gesamte Endenergienachfrage zwischen 2005 und 2050 deutlich zurück, und zwar in beiden Fällen um 45%. Strom gewinnt in beiden Szenarien kontinuierlich an Bedeutung, jedoch in unterschiedlichem Ausmaß. Zwischen 2005 und 2050 steigt der Anteil von Strom am gesamten Endenergiebedarf im Verkehrssektor im REMIND-D-Szenario SW_HiEff von knapp 3% auf 10%, während er im DEESY-Szenario HiEff bis auf 15% ansteigt.

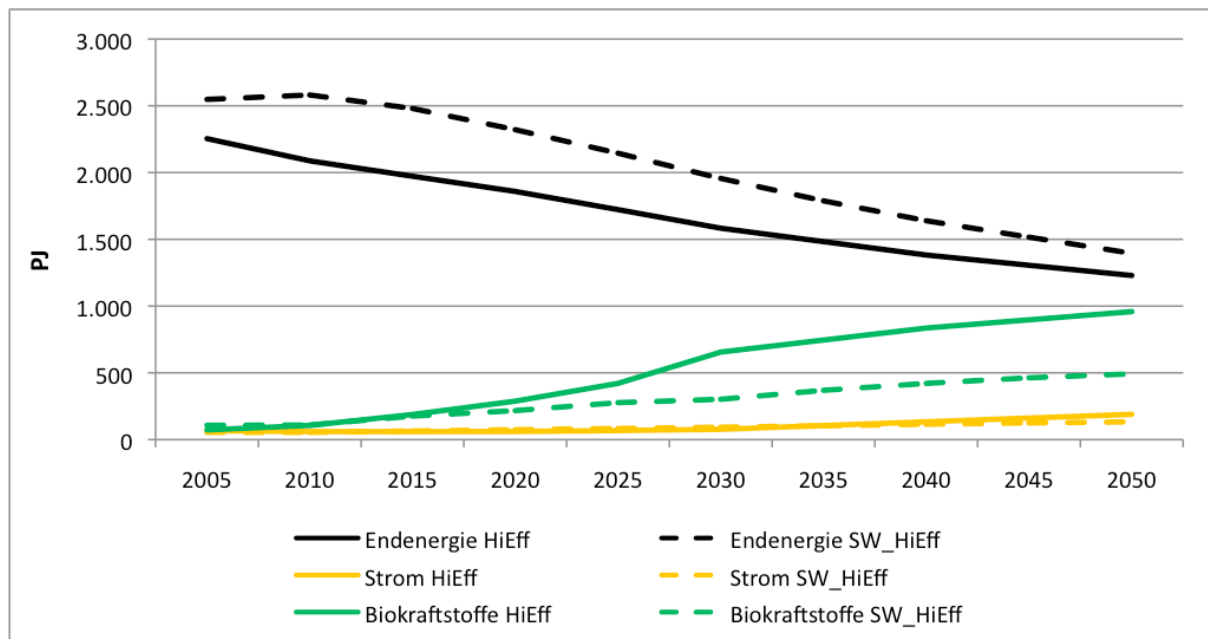


Abbildung 48: Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs sowie der Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor

Die Nutzung von Biokraftstoffen wird beiden Szenarien bis Mitte des Jahrhunderts deutlich ausgeweitet, im DEESY-Szenario jedoch stärker als im REMIND-D-Szenario SW_HiEff. In SW_HiEff steigt der absolute Beitrag der Biokraftstoffe von rund 100 PJ auf knapp 500 PJ, der relative Beitrag steigt von 4% auf 35%. Die noch stärkere Nutzung von Biokraftstoffen in den DEESY-Szenarien – hier liegt die Nutzung im Jahr 2050 bei rund 750 PJ bzw. bei 68% des Endenergiebedarfs im Verkehr - ist darauf zurückzuführen, dass nahezu das gesamte Biomassepotenzial im Verkehrssektor eingesetzt wird, da, in Anlehnung an das Innovations-szenario von WWF (2009) die Auffassung vertreten wird, dass die Biomasse hier – anders als insbesondere im Stromsektor – unverzichtbar ist, um sehr weitgehende Emissionsreduktionen bis 2050 erreichen zu können. In REMIND-D dagegen wird, da im Szenario SW_HiEff kein CCS zur Verfügung steht, die Biomasse vor allem für die Wärmeproduktion in KWK Anlagen eingesetzt.

4.3 Angebotsseite (REMIND-D)

Das Szenario mit der Annahme einer hohen Endenergieeffizienz (HiEff bzw. Öko-Watt) wird auf der Angebotsseite mit dem Strukturwandel Szenario SW_HiEff komplettiert. Dabei unterscheidet sich die Vorgabe der exogenen Effizienzsteigerungsraten der nachfrageseitigen Endenergien im Kontext der Produktionsfunktion vom Szenario Strukturkonservativ (siehe Modellbeschreibung, Anhang B.1.2).

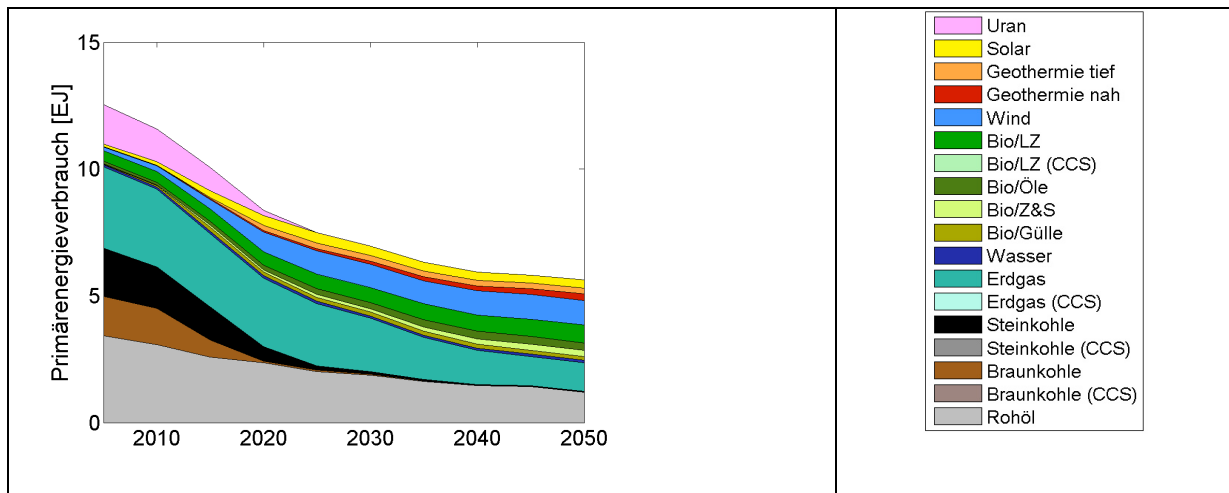


Abbildung 49: Primärenergiemix im Strukturwandel-Szenario SW_HiEff.

Da im Strukturwandel-Szenario CCS nicht zur Verfügung steht, wird von der Option Gebrauch gemacht, anfangs bestehende Kohlekraftwerke nicht bis zum Ende ihrer technischen Lebenszeit zu nutzen. Dabei wird schon in 2020, weit vor Ende der Lebensdauer, ein nahezu kompletter Ausstieg aus der Kohle vollzogen (siehe Abbildung 49). Die frühzeitige Abschaltung der Kohlekraftwerke erfolgt aufgrund des sich im Modell einstellenden hohen CO₂ Preises, der einen Weiterbetrieb unrentabel macht.

Die höhere Endenergie-Effizienz führt nicht zu einem niedrigeren Primärenergieeinsatz oder zu einer Reduktion der Stromproduktion, sondern weil die Energie effektiver genutzt werden kann, wird diese zusätzlich zur Verfügung stehende Energie auch zur Optimierung der Zielfunktion "Wohlstand" genutzt. D.h. es entsteht auf der Ebene der Produktionsfunktion ein Rebound Effekt. Aufgrund der höheren Energieeffizienz kann so ein höheres BIP und ein höherer Konsum erreicht werden (siehe auch Diskussion in Kapitel 5.2.1.).

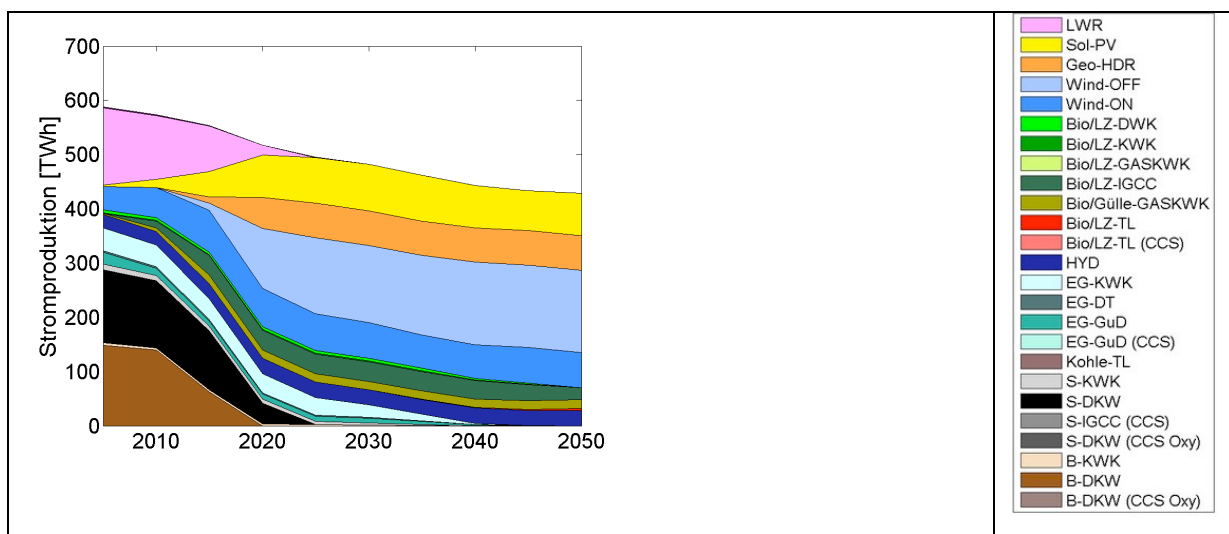


Abbildung 50: Stromproduktion im Strukturwandel-Szenario SW_HiEff.

Bei der Stromproduktion (siehe Abbildung 50) wird deutlich, dass die erneuerbaren Energien noch schneller als im SK_ModEff Szenario ausgebaut werden müssen. Biomasse wird hier – im Gegensatz zu den strukturkonservativen Szenarien – für die Wärmeversorgung über

KWK Anlagen genutzt. Insgesamt erreichen die Erneuerbaren Energien schon in 2020 einen Anteil von etwa 85% an der Stromversorgung. Technisch stellt sich allerdings die Frage, ob ein solches Szenario bis 2020 zu realisieren wäre und ob das Stromnetz zu dem Zeitpunkt schon so weit ausgebaut wäre, einen hohen Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren von Wind und Sonne von ca. 54% aufzunehmen. In dem Modell werden zwar Zusatzkosten für einen schnellen Ausbau einer Technologie angenommen (sogenannte „adjustment costs“). Diese werden aber in Kauf genommen, da das ambitionierte Klimaschutzziel zu einem hohen CO₂ Grenzpreis führt.

5 Ergebnis: Kriteriengestützter Vergleich der Kernszenarien

Aufbauend auf den Ergebnissen der Modellentwicklung und Szenarioanalyse der Kernszenarien, die in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt wurden, erfolgt an dieser Stelle eine kriteriengestützte Gegenüberstellung der beiden Kernszenarien anhand ausgewählter ökologischer und sozioökonomischer Kriterien. Dabei gibt Abschnitt 5.1 zunächst einen tabellarischen Überblick über die Vergleichsparameter. Im Abschnitt 5.2 werden die Kernszenarien dann in Hinblick auf wirtschaftliche Parameter näher analysiert und verglichen.

5.1 Vergleich ökologischer und sozioökonomischer Parameter

Die folgende Liste gibt eine Übersicht über die ökologischen und sozioökonomischen Parameter, für die die Szenarien quantitativ bzw. qualitativ verglichen werden. Die Angaben zum BIP, Konsum und Energiesystem werden dann im folgenden Abschnitt näher diskutiert⁴⁶.

- **Quantitative (sozio-) ökonomische Kriterien**
- **Bruttoinlandsprodukt (BIP)**
 - durchschnittliche jährliche BIP-Wachstumsrate
 - Änderung der durchschnittlichen jährlichen BIP-Wachstumsrate gegenüber jeweiligem BAU-Szenario
- **Konsumausgaben**
 - durchschnittliche jährliche Konsum-Wachstumsrate
 - Änderung der durchschnittlichen jährlichen Konsum-Wachstumsrate gegenüber jeweiligem BAU-Szenario
- **Externe Kosten (nur CO₂)**
 - Eingesparte CO₂-Kosten gegenüber BAU bei CO₂-Preis von 20, 70, 280 €/t CO₂
- **Energiesystem**
 - Energiesystem-Aufwendungen
 - *davon Investitionen*
 - Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Jahr 2025 / im Jahr 2050
- **Energieimporte**
 - Importquote der Primärenergieversorgung im Jahr 2025 / im Jahr 2050
 - Aufwendungen für Brennstoffimporte
- **Qualitative (sozio-) ökonomische Kriterien**
 - Arbeitsplatzeffekte
 - Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich Erneuerbare Energien
 - Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich Abscheidung und Sequestrierung von CO₂ (CCS)
 - Ausw. auf Innovation u. Wettbewerb im Bereich energieeffizienter Technologien
- **Ökologische Kriterien**
 - Inanspruchnahme endlicher fossiler Ressourcen
 - davon Erdöl
 - davon Kohle
 - davon Erdgas
 - Menge radioaktiver Abfälle
 - einzulagerndes CO₂
 - Luftschadstoffe

⁴⁶ Zu jedem definierten Klimaschutzszenario wird jeweils ein Referenz-Szenario (business-as-usual Pfad, BAU) berechnet, das dieselben Spezifika wie das jeweilige Szenario aufweist (z.B. in Bezug auf die Effizienz, die Kohlenutzung), aber nur ein kontrafaktisches Szenario mit einem minimalen Klimaschutzziel von 35% Emissionsreduktion in 2050 gegenüber 1990 darstellt. Auch CCS steht in keinem der BAU Szenarien zur Verfügung. Die Referenzszenarien dienen ausschließlich zur Berechnung der Differenzeffekte, z.B. von BIP und Konsum.

		Strukturkonservativ (SK)	Strukturwandel (SW)
Quantitative (sozio-) ökonomische Kriterien*	Einheit	SK_ModEff	SW_HiEff
Bruttoinlandsprodukt (BIP)			
durchschnittliche jährliche BIP-Wachstumsrate	Prozent	1,08%	1,12%
Änderung der durchschnittlichen jährlichen BIP-Wachstumsrate gegenüber jeweiligem BAU-Szenario	Prozentpunkte	-0,13	-0,24
Konsumausgaben			
durchschnittliche jährliche Konsum-Wachstumsrate	Prozent	1,08	1,16
Änderung der durchschnittlichen jährlichen Konsum-Wachstumsrate gegenüber jeweiligem BAU-Szenario	Prozentpunkte	-0,08	-0,22
Externe Kosten (nur CO₂)			
Eingesparte soziale Kosten von CO ₂ -Emissionen gegenüber BAU bei CO ₂ -Preisen ⁴⁷ von 20, 70, 280 €/t CO ₂	Mrd. € (kumuliert, diskontiert)	123 / 429 / 1.717	155 / 541 / 2.164
Energiesystem			
Energiesystem-Aufwendungen	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	2.563	2.605
<i>davon Investitionen (inkl. nachfrageseitige Differenzinvestitionen im Szenario SW_HiEff)</i>	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	492	652
Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Jahr 2025	€/cent/kWh	4,7	4,7
Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Jahr 2050	€/cent/kWh	5,0	4,4
Energieimporte			
Importquote der Primärenergieversorgung im Jahr 2025	Prozent	60	63
Importquote der Primärenergieversorgung im Jahr 2050	Prozent	45	43
Aufwendungen für Brennstoffimporte	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	1.223	1.176

* Wenn nicht anders vermerkt, bezieht sich die Bewertung stets auf den Betrachtungszeitraum 2005 bis 2050.

⁴⁷ Die hier angegebenen Kosten sind die sozialen Kosten (Schäden), die durch CO₂-Emissionen entstehen. Sie sind nicht zu verwechseln mit den in REMIND-D endogen modellierten CO₂-Schattenpreisen. Die Werte entsprechen den Empfehlungen der „Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten (UBA 2007)“.

	Strukturkonservativ (SK)	Strukturwandel (SW)
Qualitative (sozio-) ökonomische Kriterien	SK_ModEff	SW_HiEff
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich Erneuerbare Energien	schneller und ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien bietet gute Voraussetzungen für Kostensenkungen und technologisches Lernen bei inländischen Herstellern	Wie bei SK_ModEff
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich Abscheidung und Sequestrierung von CO ₂ (CCS)	Frühzeitiger und starker Einsatz von CCS-Technologie (bei Kohlekraftwerken) könnte die Technologie schnell weiterentwickeln und billiger machen und deutschen Unternehmen in einem möglicherweise (auch wegen möglichem globalen CO ₂ -Handel) großen Weltmarkt bedeutende Anteile sichern	CCS-Technologie wird nicht genutzt, entsprechend sind Technologieinnovationen von deutschen Unternehmen oder Forschungseinrichtungen im Bereich CCS unwahrscheinlich
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich energieeffizienter Technologien	Energieeffizienz verbessert sich nur moderat, d. h. besonders energieeffiziente Geräte werden nicht zur Marktreife entwickelt oder können sich am Markt nicht/nur langsam durchsetzen. Von der erwarteten steigenden Bedeutung energieeffizienter Geräte auf dem Weltmarkt können deutsche Unternehmen möglicherweise nicht (in vollem Umfang) profitieren.	Die Energieeffizienz wird deutlich erhöht; angemessene Politikinstrumente setzen Anreize für die Entwicklung innovativer energieeffizienter Geräte, mit denen deutsche Unternehmen voraussichtlich auch auf dem Weltmarkt deutliche Wettbewerbsvorteile erzielen können.

		Strukturkonservativ (SK)	Strukturwandel (SW)
Ökologische Kriterien	Einheit	SK_ModEff	SW_HiEff
Inanspruchnahme endlicher fossiler Ressourcen	EJ (kumuliert)	285	237
<i>davon Erdöl</i>	EJ (kumuliert)	96	96
<i>davon Kohle</i>	EJ (kumuliert)	86	41
<i>davon Erdgas</i>	EJ (kumuliert)	103	99
Menge radioaktiver Abfälle*	t	4.099	4.099
einzulagerndes CO ₂	Mio. t CO ₂ (kumuliert)	5.037	0
Luftschadstoffe ⁴⁸	qualitativ	Es ist von einer gegenüber den SW-Szenarien höheren Freisetzung von Luftschadstoffen auszugehen, da in den SK-Szenarien rund 15 bis 20% mehr fossile Energieträger und insbesondere deutlich mehr Kohle verbrannt werden als in den SW-Szenarien.	Es ist von einer gegenüber den SK-Szenarien niedrigeren Freisetzung von Luftschadstoffen auszugehen, da in den SW-Szenarien rund 14 bis 17% weniger fossile Energieträger und insbesondere deutlich weniger Kohle verbrannt werden als in den SK-Szenarien.

* Annahme: 1 kWh aus Kernkraftwerken verursacht radioaktiven Abfall in Höhe von 0,0027 g (Quelle: UBA (2007)).

5.2 Vertiefender Vergleich von wirtschaftlichen Parametern

Die zwei Kernszenarien werden im Folgenden auf ökonomische Implikationen hin verglichen. Hierfür werden sie im Sinne eines Multikriterien-Vergleichs im Hinblick auf insgesamt drei zentrale wirtschaftliche Parameter verglichen.⁴⁹ Die Parameter der in den Szenarien betrachteten Transformationen sind:

- BIP und Konsum. Als Konsum wird derjenige Teil des Einkommens bezeichnet, der nicht für das Energiesystem oder den makroökonomischen Kapitalstock aufgewendet wird. Das Konsumeinkommen wird hier als Wohlfahrtsmaß verstanden und steht für

⁴⁸ Bei der Bewertung der Luftschadstoffe kann auf eine Berücksichtigung der Biomasse (bei deren Nutzung ebenfalls Luftschadstoffe entstehen) verzichtet werden, da Biomasse in allen Szenarien im Wesentlichen in identischem Umfang (entsprechend der angenommenen heimischen Potenzialgrenze) genutzt wird.

⁴⁹ Diese drei Parameter lassen sich nicht auf einen einzigen, z.B. einen Parameter „Kosten“, projizieren. Das ist kompatibel mit der Position des IPCC SAR, WGIII, zum Kostenbegriff. Vgl. die Unterscheidungen in: http://www.ipcc.ch/ipccreports/sar/wg_III/ipcc_sar_wg_III_full_report.pdf auf S. 269 ff. Dort werden vier Kostenbegriffe mit unterschiedlicher Bedeutung unterschieden (financial; economic; macro-economic und welfare).

individuellen Konsum als auch für Staatskonsum, wie Bildung, Sozialausgaben o.ä., zur Verfügung.⁵⁰

- Aufwendungen (pro Zeitschritt) für das Energiesystem,
- Kosten der Stromerzeugung.

Ergänzend wird der Verlauf der von REMIND ausgewiesenen Grenzoportunitätskosten der Stromerzeugung und des Schattenpreises von CO₂ verglichen.

Methodische Aspekte der Bestimmung der Wirkungen auf wirtschaftliche Parameter

Um die Effekte von Klimaschutzstrategien in Hinblick auf wirtschaftliche Parameter zu bewerten, werden die entsprechenden BAU-Szenarien als wichtige Referenzgrößen bei der Interpretation der Parameter BIP und Konsum berücksichtigt. Nur durch den Vergleich mit einem kontrafaktischen, d.h. einem eigentlich unrealistischen, business-as-usual Fall können die Effekte von Klimaschutz beziffert werden. Dieses Vorgehen entspricht dem Stand der Forschung, so wie er z.B. im IPCC Szenarienprozess für den AR5 explizit thematisiert wird (siehe Kriegler et al. 2010).

Bei dem im Rahmen dieses Projektes verwendeten und weiterentwickelten Modell REMIND handelt es sich um ein endogenes Wachstumsmodell neoklassischer Art, das aufgrund von Lernkurveneffekten der erneuerbaren Energien hochgradig nicht-linear ist. Das Modell maximiert die gesamtgesellschaftliche Nutzen- bzw. Wohlfahrtsfunktion intertemporal, d.h. über den gesamten Optimierungszeitraum. Dabei hängt die Wohlfahrtsfunktion (die Nutzenfunktion) vom Pro-Kopf-Konsum ab (siehe Modellbeschreibung im Anhang). Da die erste Ableitung der Nutzenfunktion das selbe Vorzeichen aufweist wie der Konsum, ergibt sich, dass durch jede Einschränkung relativ zum BAU-Fall – z.B. durch Klimaschutzpolitik, d.h. im Falle der hier betrachteten Szenarien über die Vorgabe eines CO₂ Budgets – Minderungen des Konsums gegenüber dem BAU-Fall entstehen. Die Konsum- und BIP-Minderungen werden je als Opportunitätskosten des vermiedenen Klimawandels interpretiert und werden deshalb als Indikator für Vermeidungskosten verstanden. Sie sind als Opportunitätskosten von den in Kapitel 5.2.2 eingeführten Kosten im Energiesystem zu unterscheiden, die reale Aufwendungen beziffern.

Im Idealfall sind modelltechnisch schon im BAU-Fall alle positiven Effekte auf die Wohlfahrt endogen vorhanden, die durch Klimapolitik induziert werden können, wie z.B. technologischer Wandel. Die Stärke des Modells REMIND besteht darin, dass viele dieser Effekte tatsächlich endogen vorhanden sind, wie z.B. Effizienzsteigerung, Steigerung der Arbeitsproduktivität, technologischer Wandel.

Das Modell wird im Kosten-Effektivitätsmodus betrieben, d.h. es wird diejenige Strategie gewählt, welche das vorgegebene Klimaschutzziel wohlfahrtsoptimierend einhält. Es wird also keine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Somit werden weder der Effekt von vermiedenen Klimaschäden, d.h. von vermiedenen Aufwendungen zur Schadensbehebung oder -vermeidung im BIP, noch andere positive Nebeneffekte der Klimaschutzstrategien (z.B. positive Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit, geringere Importabhängigkeit) mit in die Optimierung einbezogen.

⁵⁰ Konsum, auch wenn er Staatskonsum beinhaltet, kann nicht als alleiniges Maß für Wohlfahrt oder *human well-being* herhalten, was eine Einschränkung der Modellergebnisse darstellt. So lassen sich individuelle Zufriedenheit und Wohlergehen sicher nicht ausschließlich auf den Faktor Konsum zurückführen. Neuere Forschungen (z.B. Pickett und Wilkinson, 2009) zeigen, dass die Zufriedenheit in Gesellschaften, sofern ein gewisser Grundbedarf an Konsum und Wohlfahrt gedeckt ist, vor allem von der Gleichheit innerhalb der Gesellschaft abhängt. Die Frage der Gleichverteilung oder Ungleichverteilung kann mit dem Modell REMIND allerdings nicht beantwortet werden, da es nicht mehrere repräsentative Haushalte abbildet, sondern nur einen. In REMIND hängt die Wohlfahrt stattdessen vereinfachend logarithmisch vom Pro-Kopf-Konsum ab (siehe Modellbeschreibung im Anhang B.1.2), d.h. es wird angenommen, dass die Wohlfahrt mit steigendem Konsum ebenfalls anwächst, allerdings mit abnehmendem Grenznutzen. Der Konsum wird hier daher als Indikator für die Modell-Zielgröße „Nutzen“ genommen.

Dadurch, dass auch für den BAU-Fall eine Optimalität angenommen wird, können die BIP- und Konsumminderungen, die durch zusätzlichen Klimaschutz induziert werden, explizit beziffert und als Effekte des Klimaschutzes ausgewiesen werden. Dies ist nicht der Fall bei neo-keynesianischen Modellen, in denen für den BAU-Fall Ineffizienzen als bestehend angenommen werden, die dann im Klimaschutzfall überwunden werden können. Unklar bleibt in diesen Modellansätzen aber, ob die im BAU bestehenden Ineffizienzen nicht durch andere Maßnahmen als den Klimaschutz viel wirksamer hätten überwunden werden können. So ist es auch zu verstehen, dass andere Studien (z.B. Prognos, EWI, GWS 2010), die ein neo-keynesianisches Modell verwenden, zu Gewinnen durch Klimaschutz kommen können. Diese Gewinne würden aber teilweise auch entstehen, wenn nicht Klimaschutz sondern z.B. effektive Arbeitsmarktpolitik betrieben werden würde.

Dies bedeutet, dass in den hier vorgenommenen Untersuchungen aufgrund der Wahl des ökonomischen Grundansatzes allein methodisch bedingt stets volkswirtschaftliche Minderungen bzw. Verluste durch die Klimaschutzstrategien entstehen. Dies bedeutet aber explizit nicht, dass der Verzicht auf Klimaschutzpolitik bzw. das Verfolgen eines BAU-Pfades ökonomisch vorteilhafter wären als ein Klimaschutzpfad. Der Vergleich der Kosten dient dazu, nach der normativen Setzung des Zieles (hier des 2°C Zieles bzw. des Zieles einer 85%igen Emissionsminderung) den ökonomisch vorteilhaftesten Pfad zu identifizieren. Das Modell arbeitet also im „cost-effectiveness“ und nicht im „cost-benefit“ Modus. Aus dem Vergleich der Kosten in den unterschiedlichen Klimaschutzpfaden untereinander lässt sich auf deren relative ökonomische Vorteilhaftigkeit schließen.

Schließlich wird an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die untersuchten Kernszenarien hinsichtlich der Emissionsminderung ein ambitionierteres Ziel verfolgen als es die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept 2010 vorsieht. Das liegt technisch daran, dass im Modell über einen längeren Zeitraum als bis 2050 optimiert wird und in der Folge in den meisten Szenarien bis 2050 ein deutlich geringeres Emissionsbudget in Anspruch genommen wird als das, welches dem Ziel der Bundesregierung entspricht.

5.2.1 Konsum und BIP (makroökonomischer Vergleich)

Im REMIND-Modell werden als makroökonomische Aggregate das seitens der statistischen Behörden ausgewiesene BIP und die Konsumausgaben (im Folgenden kurz: Konsum) simuliert (siehe Anhang B.1.2). Der Konsum ergibt sich aus dem BIP nach Abzug der Aufwendungen für das Energiesystem und der Investitionen in den makroökonomischen Kapitalstock (siehe Modellbeschreibung) und beinhaltet Staatskonsum und individuellen Konsum.

Um die beiden Kernszenarien adäquat miteinander vergleichen zu können, werden zwei Darstellungen herangezogen:

- Zunächst werden die **absoluten Entwicklungen von BIP und Konsum** in den beiden Kernszenarien gegenübergestellt (siehe Abbildung 51). Da sich die Wirtschaftsentwicklung im REMIND-D Modell endogen ergibt, sind hier entsprechende wirtschaftliche Effekte der Klimaschutzstrategien mitreflektiert.
- Da für die beiden Szenarien nicht alle exogenen Annahmen gleich sind (sie unterscheiden sich v.a. in der Annahme über die exogene Endenergieeffizienzsteigerung) haben sie unterschiedliche BAU-Pfade für BIP und Konsum. Sie lassen sich daher methodisch nur eingeschränkt miteinander vergleichen. Aus diesem Grund werden als zweite Vergleichsgröße in Abbildung 52 die **BIP- und Konsumänderungen** der Szenarien **gegenüber** den jeweils zugehörigen **BAU-Entwicklungen** gezeigt.

Absolute Entwicklungen von BIP und Konsum

In beiden Szenarien entwickeln sich BIP und Konsum relativ ähnlich (siehe Abbildung 51). Unter den Kernszenarien weist SW_HiEff das höhere BIP in 2050 auf, was zeigt, dass die Annahme einer exogenen Endenergieeffizienzsteigerung (im Szenario SW_HiEff) einen größeren positiven Einfluss auf das BIP hat als die Annahme der Verfügbarkeit der CCS-Technologie (im Szenario SK_Mod). In Bezug auf den Konsum zeigt sich der Vorteil des SW_HiEff-Szenarios gegenüber dem Szenario SK_ModEff mit moderater Endenergieeffizienzsteigerung noch deutlicher.

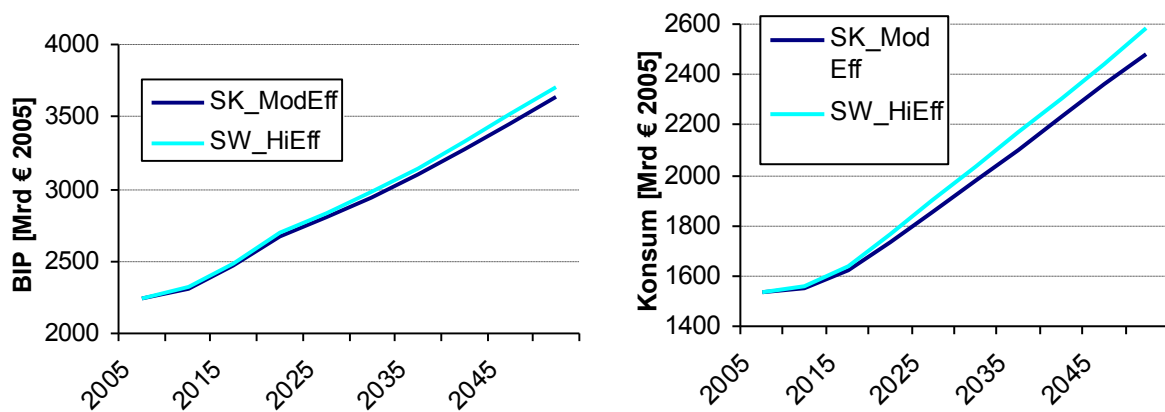


Abbildung 51: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes und des Konsums in den Kernszenarien

BIP- und Konsumänderungen gegenüber dem jeweiligen BAU

Abbildung 52 zeigt die Änderungen für BIP und Konsum gegenüber der jeweiligen BAU-Szenarien über den Zeitraum von 45 Jahren (bis 2050) als gewichteten Summenwert. Diese Minderungen werden im REMIND-D-Modell als Indikator für Vermeidungskosten und deshalb als Verluste verstanden⁵¹.

Die Minderungen sind für jedes Kernszenario gegenüber dem jeweiligen BAU-Szenario berechnet, das sich von dem Klimaschutzszenario nur darin unterscheidet, dass bei letzterem ein anderes CO₂ Budget vorgegeben wird und CCS in keinem der BAU-Szenarien zur Verfügung steht⁵². Die Differenzierung des Referenzfalls ist notwendig, weil, wie erwähnt, schon im BAU-Fall modelltechnisch alle positiven Nebeneffekte, die durch Klimapolitik induziert werden können, endogen vorhanden sind (siehe Kasten). Um entsprechend den – dann modellbedingt ökonomisch negativen – Effekt des Klimaschutzes zu separieren, wird jeder Klimaschutzfall mit dem jeweiligen BAU-Szenario verglichen. D.h. hier interessiert im Vergleich

⁵¹ Als Diskontrate ist 3% angesetzt. Dies entspricht in etwa dem (im Zeitablauf nicht konstanten) Wert, der sich endogen in REMIND ergibt.

⁵² Das bedeutet, dass das SK_ModEff Szenario mit einem BAU-Szenario verglichen wird, das ebenfalls moderate Energieeffizienzsteigerung annimmt und SW_HiEff mit einem BAU-Szenario, das ebenfalls hohe Energieeffizienz annimmt.

der Kernszenarien vornehmlich, inwieweit sich die wirtschaftlichen Effekte zwischen den Kernszenarien unterscheiden.

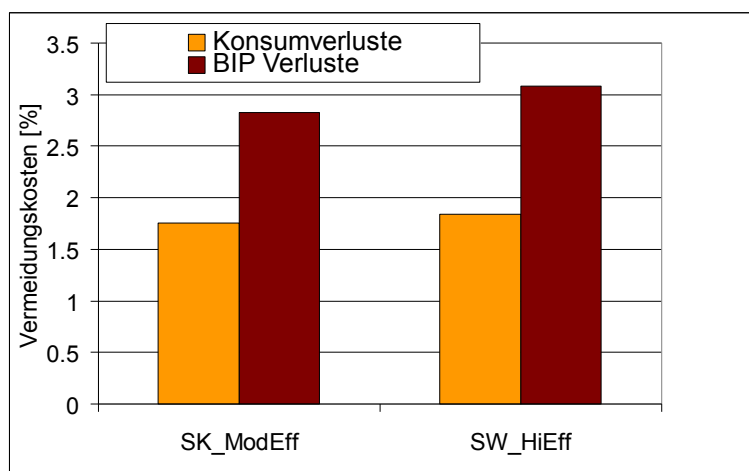


Abbildung 52: Konsumverluste (jeweils links) und BIP-Verluste (rechts) gegenüber dem jeweiligen BAU Szenario für den Zeitraum 2005-2050. Diskontrate 3%, reine Zeitpräferenzrate 1%.

Das BIP sinkt in beiden Klimaschutzszenarien unter das Niveau des jeweiligen BAU-Szenarios, denn im Klimaschutzfall sind die CO₂-Emissionen beschränkt. Deshalb muss in den nächsten Jahrzehnten stark in emissionsarme Technologien investiert werden. Daraus ergeben sich zunächst höhere Faktorpreisen für Endenergieträger und Energiedienstleistungen. Komplementär wird die Nachfrage nach emissionsintensiven Endenergieträgern und Energiedienstleistungen substituiert oder einfach reduziert, wenn eine Substitution durch emissionsarme Alternativen nicht mehr möglich ist. In manchen Fällen stößt das Modell auch auf Potenzialgrenzen, z.B. bei der erneuerbaren Stromproduktion oder bei der Steigerung der Energieeffizienz, und ist bei der Endenergieträgerbereitstellung limitiert. Wenn relativ gesehen im Klimaschutzfall auf diese Weise weniger Endenergieträger und Energiedienstleistungen in die Produktionsfunktion eingehen als im BAU, ist das sich daraus ergebende BIP auch geringer.

In den Kernszenarien belaufen sich die kumulierten BIP-Verluste auf rund 3%, verglichen mit den jeweiligen BAU-Szenarien, die Konsumverluste liegen bei unter 2% und damit deutlich niedriger (siehe Abbildung 52). Dies ist zunächst kontraintuitiv, da die Kernszenarien einen gesamtwirtschaftlichen Investitionsvorgang darstellen. Der Effekt ist im Modell dadurch zu erklären, dass die Brennstoffkostensparnisse (Gegenwartswert) wesentlich höher sind als die zusätzlichen Investitionsaufwendungen. Daher ist der Einfluss der CO₂-Emissionsbeschränkung auf den Konsum über den gesamten Zeitraum gesehen weniger stark als der Einfluss auf das BIP.

Beim Vergleich der Kernszenarien untereinander ergibt sich ein der absoluten Entwicklung entgegengesetztes Ergebnis. Die BIP-Minderungen gegenüber dem jeweiligen BAU liegen im SK_Mod-Szenario bei ca. 2,8%. Im SW_HiEff-Szenario liegen sie mit etwa 3,1% leicht höher. Die entsprechenden Konsumminderungen ggü. dem BAU liegen bei 1,7 respektive 1,8%, d.h. sie unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur leicht.

Gesamtbewertung

Insgesamt zeigt sich also, dass die beiden Kernszenarien in Bezug auf die gesamtwirtschaftlichen Indikatoren BIP und Konsum sehr ähnlich abschneiden. Das SW_HiEff-Szenario weist – aufgrund der durch die Energieeffizienzpolitik bewirkten höheren ökonomischen Effizienz – insgesamt eine leicht positivere Entwicklung von BIP und Konsum auf als das Szenario SK_Mod. Vergleicht man die Szenarien allerdings mit ihrem BAU – da die ökonomische Effizienzsteigerung auch ohne Klimaschutz erzielt werden könnte – schneidet das SK_Mod-Szenario geringfügig besser ab als das SW_HiEff-Szenario. D.h. es stellt einen leicht preisgünstigeren Zusatzinvestitionspfad dar, wobei sich beim Konsum bereits zeigt, dass ein Großteil seines Vorteils – durch die im SW_HiEff-Szenario geringeren Brennstoffaufwendungen – wieder kompensiert wird.

5.2.2 Aufwendungen für das Energiesystem

Das Energiesystem besteht im hier verfolgten Projekt aus zwei Komponenten:

- Zum einen aus dem angebotsseitigen Energiesystem, in dessen Komponenten, d.h. vor allem Kraftwerke sowie CCS-Anlagen und z.T. Infrastrukturen, investiert wird und für dessen Betrieb weitere Kosten entstehen. Bei den Infrastrukturaufwendungen werden nur Leitungen und Transport für CCS berücksichtigt, aber nicht der Netzausbau, Speichertechnologien oder Verkehrsinfrastruktur.
- Zum anderen besteht es auf der Nachfrageseite aus den Energieanwendungstechnologien. Dabei werden ökonomisch nur die Zusatz-Investitionen in die erhöhte Energieeffizienz im Strukturwandelszenario SW_HiEff berücksichtigt, die zu zusätzlichen Energieeinsparungen führen und dadurch ggf. Leistungen des angebotsseitigen Energiesystems substituieren.

In REMIND-D werden auf der **Angebotsseite** aus dem BIP-Aufkommen in jedem Zeitschritt

- die Investitionen in den makro-ökonomischen Kapitalstock I_{Makro} (ohne das Energiesystem),
- der Konsum und
- die Aufwendungen A_{ESM} für das Energiesystem bestritten (siehe schematischer Aufbau von REMIND-D in der Modellbeschreibung im Anhang). Die Bereitstellung von Energieeffizienz in REMIND-D erfolgt exogen. Die Gesamtaufwendungen A_{ESM} für das Energiesystem setzen sich aus den Investitionsaufwendungen ins Energiesystem I_{in} , den Kosten für Wartung und Unterhalt K_{uw} , und den Brennstoffkosten K_{bsk} zusammen:

$$A_{\text{ESM}} = \underbrace{I_{\text{in}} + K_{\text{uw}} + K_{\text{bsk}}}_{\text{REMIND}} + \underbrace{I_{\text{Eff_hoch}}}_{\text{DEESY}}$$

Hinzukommen die Investitionsaufwendungen in erhöhte **Energieeffizienz** $I_{\text{Eff_hoch}}$ für das Szenario SW_HiEff, die aus DEESY bereitgestellt werden. Diese bilden die Differenz-

Investitionen ab, die die zusätzliche Energieeffizienzsteigerung im Szenario mit hoher Energieeffizienz (HiEff) gegenüber dem Szenario mit moderater Energieeffizienz (ModEff) getätigt werden müssen⁵³. Dabei ist zu beachten, dass die Grundinvestitionen, die für die Erreichung der in allen Kernszenarien angenommen moderaten Effizienzsteigerung getätigt werden müssen, nicht weiter beziffert werden.

Die Zusammenarbeit der beiden hier verwendeten Modelle, mit ihren komplementären Schwerpunkten, angebots- und nachfrageseitig, findet hier darin ihren Ausdruck, dass die im DEESY-Modell ermittelten nachfrageseitigen Aufwendungen für erhöhte Energieeffizienz $I_{\text{Eff_hoch}}$ (siehe Tabelle 35) als Investitionsaufwendungen in das im REMIND-Modell berechnete Gesamtsystem integriert wurden.

5.2.2.1 Differenzinvestitionen der Nachfrageseite

Zur Bestimmung der Investitionen in Technologien der Energienachfrageseite wurde ein Gerätebestandsmodell eingesetzt, das für einzelne Energietechnologien den Bestand (Anzahl der Geräte), den spezifischen Energiebedarf pro Gerät und Jahr sowie die Investitionen pro Gerät und Jahr abbildet. Um die Investitionen zu berechnen war es notwendig, die Zusammensetzung des Bestandes zu modellieren. Dafür wurde eine Technologiematrix angelegt, die die technologische Entwicklung im Laufe der Zeit darstellt. Die Zusammensetzung des Gerätebestandes wurde für jedes Jahr neu bestimmt, indem Geräte, die ihre technische Lebensdauer erreicht haben, durch neue, am Markt befindliche Geräte ersetzt werden. Das Bestandsmodell hält also nach, wie viele Technologieeinheiten welcher Generation (i) wann angeschafft worden sind bzw. werden. Zudem ist in der Technologiematrix festgehalten, wie hoch der Kaufpreis jeder Generation in Abhängigkeit von der Dauer ist, die sie bereits auf dem Markt ist. Somit lässt sich jährlich berechnen, wie hoch die Gesamtinvestitionen sind.

Die Gesamtinvestitionen I für eine bestimmte Technologie (tech), also z.B. Kühlschränke, im Jahr j betragen:

$$I_{\text{tech},j} = \sum_i P_{\text{tech},i,j} \cdot m_{\text{tech},i,j}$$

Dabei bezeichnet P den Preis, i die Gerätegeneration (Effizienzklasse) und m das Marktvolumen. Die Effizienzstrategie im Szenario HiEff drückt sich im Modell dadurch aus, dass jeweils mehr Geräte der jüngeren Geräte-Generationen gekauft werden, die teurer sind als die länger auf dem Markt befindlichen. Eine detailliertere Beschreibung des Bestandsmodells ist im Anhang zu finden.

Die Investitionen auf der Energienachfrageseite wurden somit bottom-up bestimmt. Eine Ausnahme bilden die Investitionen im Sektor Industrie, wo die Investitionen top-down anhand der Daten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung bestimmt wurden. Für den Sektor GHD

⁵³ Die hier verwendeten Differenzinvestitionen für das Szenario Hocheffizienz entsprechen dabei genau genommen den zusätzlichen Investitionen in das nachfrageseitige Energiesystem im DEESY-Szenario HiEff gegenüber dem Szenario ModEff (s.o.). Hierbei ist zu beachten, dass die Endenergieeinsparung im Szenario HiEff des DEESY-Modells höher ist, als die im SW_HiEff-Szenario des REMIND-Modells. Die angegebenen Zusatzinvestitionen stellen daher eine Abschätzung der Obergrenze benötigter nachfrageseitiger Investitionen dar.

wurden die Gebäude und Heizungen bei der Bestimmung der Investitionen nicht berücksichtigt. Dies ist insofern nicht so sehr ergebnisrelevant, da bereits im Szenario mit moderater Effizienz dort sehr umfangreiche Effizienzpotentiale erschlossen werden.

In Tabelle 35 werden die Differenzinvestitionen im DEESY-Szenario HiEff gegenüber dem DEESY-Szenario ModEff dargestellt, d.h. die zusätzlichen Investitionen die im Zeitverlauf getätigt werden müssen, um im Szenario HiEff effizientere Geräte zu beschaffen.

	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Industrie	22.323	11.087	1.158	2.791
GHD	5.903	20.572	37.545	57.555
Haushalte	48.094	68.814	44.294	30.926
Verkehr	-9.403	1.560	28.993	73.047
Gesamt	66.916	102.032	111.989	164.319

Tabelle 35: Mehrinvestitionen im Szenario HiEff gegenüber dem Szenario ModEff (Mio. EUR₂₀₀₀ jeweils für den gesamten Zehnjahreszeitraum)

Die Mehrinvestitionen in Energieeffizienz steigen insgesamt im Zeitverlauf an. Im Zeitraum zwischen 2040 und 2050 werden im Szenario HiEff gegenüber dem Szenario ModEff zusätzlich 164 Mrd. EUR₂₀₀₀ bzw. pro Jahr 16,4 Mrd. EUR₂₀₀₀ in effizientere energienutzende Geräte, Anlagen und Gebäude investiert. Die steigende Tendenz findet sich auch in den Entwicklungen der Sektoren GHD und Verkehr wieder. Gegenläufig ist die Entwicklung im Sektor Industrie, wo der Großteil des zusätzlichen Investitionsvolumens bis 2030 aufzubringen ist. Auch die Haushalte bringen bis 2030 den Großteil ihrer Mehrinvestitionen auf, anders als bei der Industrie bleiben die jährlichen Mehrinvestitionen aber bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes auf einem vergleichbaren Niveau wie zu Beginn.

5.2.2.2 Investitionen in die Stromerzeugung

Die jährlichen Investitionsaufwendungen in das Energiesystem bestehen – in einem Land wie Deutschland, das nur eine geringe Menge fossiler Energien selbst gewinnt – zu einem großen Teil aus Investitionen in den Stromsektor. Investitionen in Netzinfrastruktur sind in REMIND nicht in die Betrachtung einbezogen, mit Ausnahme der Investitionen in die CCS-Infrastruktur. Abbildung 53 zeigt den prozentualen Anteil der so definierten Investitionsaufwendungen im Stromsektor an den Gesamtinvestitionen für jeden Zeitschritt. Für beide Kernszenarien liegt der Anteil in allen Jahren des Betrachtungszeitraums bei über 50%. Da in beiden Szenarien insbesondere die anfangs bestehenden Kohlekraftwerkskapazitäten relativ schnell abgestellt werden, steigt der Anteil der Investitionen in den Stromsektor rasch auf bis zu 80-90% an. Einen weiteren relevanten Anteil an den Investitionsflüssen nehmen die Verteilungstechnologien ein. Hier schlägt vor allem der Ausbau der Fernwärme zu Buche.

In Abbildung 53 ist der zeitliche Verlauf der Investitionsaufwendungen I_{in} zum Aufbau der Kapazitäten im Stromsektor nach Technologien dargestellt. In beiden Szenarien zeigt sich ein sehr ähnliches Investitionsmuster.

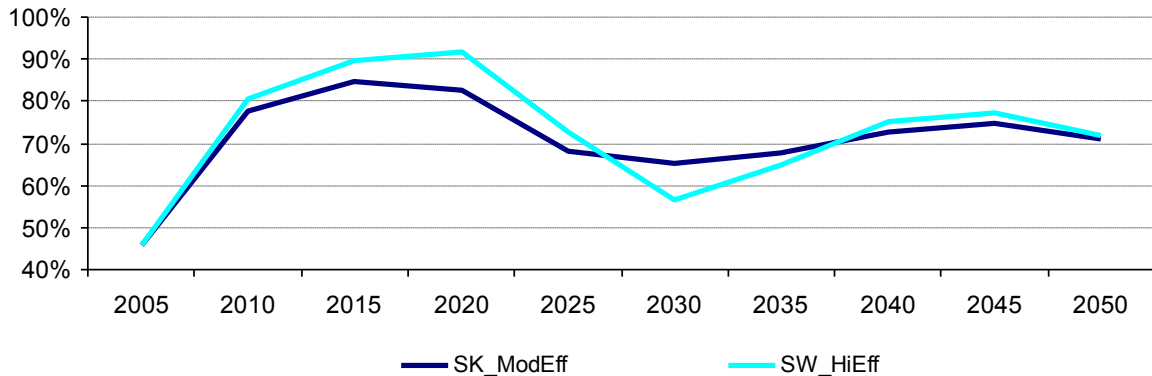


Abbildung 53: Prozent der Investitionsaufwendungen pro Zeitschritt, die in den Stromsektor fließen.

In Abbildung 54 ist der zeitliche Verlauf der Investitionsaufwendungen I_{in} zum Aufbau der Kapazitäten im Stromsektor nach Technologien aufgelistet. Die beiden Szenarien zeigen ein sehr ähnliches Investitionsmuster: es dominieren die Investitionen in Photovoltaik (PV). Der Höhepunkt der Investition wird in 2020 erreicht, bedingt auch durch den schnellen und forcierten Ausbau der onshore-Windtechnologie. Die Investitionen in offshore-Wind werden bei dem SW_HiEff Szenario leicht nach vorne gezogen. Da bei dem SW_HiEff-Szenario die Biomasse, anders als bei dem SK_ModEff-Szenario, im Stromsektor zum Einsatz kommt, wird bei SW_HiEff frühzeitig in Bio-Gas-KWK investiert. In keinem der Szenarien finden dagegen Neuinvestitionen in konventionelle Kraftwerke (ohne CCS) statt. Im Szenario SK_ModEff wird aber in Braun- und Steinkohle mit CCS-Oxyfuel investiert.

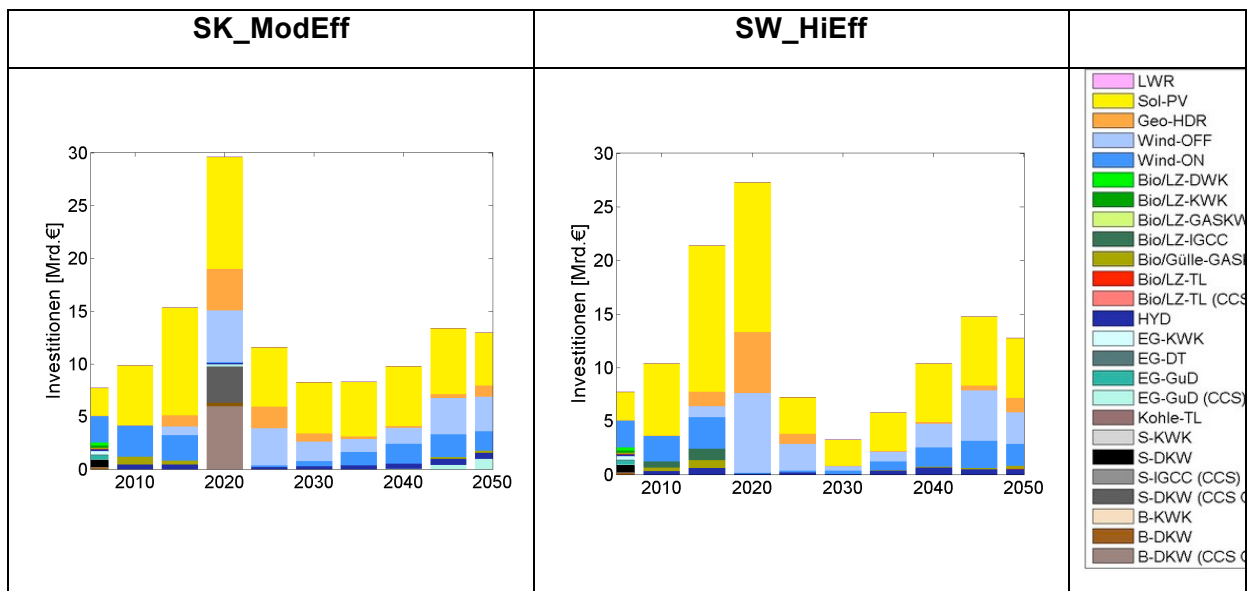


Abbildung 54: Investitionen in den Stromsektor (geordnet nach Technologien)

5.2.2.3 Kosten der Stromerzeugung

Zu den Kosten für die Stromerzeugung lassen sich aus REMIND zwei verschiedene Indikatoren extrahieren, die jeweils unterschiedliche Sichtweisen illustrieren:

- Zum einen die *Stromgestehungskosten*, d.h. die Produktionskosten einer Einheit Strom (ohne Berücksichtigung des CO₂-Aufpreises, z.B. über CO₂-Zertifikate oder Steuern⁵⁴), und
- zum anderen die *Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung*, die spiegelbildlich ausdrücken, welches höhere Konsumeinkommen der repräsentative Haushalt durch eine zusätzliche Einheit Strom erzielen würde. Hier sind die Knappheitseffekte durch das CO₂ Budget und weitere Knappheiten, wie sie z.B. durch die begrenzten Potentiale für die erneuerbaren Energien bestehen, mit berücksichtigt.

Stromgestehungskosten

In die Stromgestehungskosten gehen die Investitionsaufwendungen periodisiert, also als Annuität⁵⁵, ein, außerdem die Kosten für Betrieb und Wartung der Kraftwerke und die Brennstoffkosten. Kapitalkosten für in 2005 bereits bestehende Kapazitäten sind nicht berücksichtigt, da sie pauschal als „sunk cost“ aufgefasst werden. Dadurch sind besonders in den ersten Jahren lediglich die variablen Unterhaltungs- und Wartungskosten sowie die anfallenden Brennstoffkosten die kostenbildenden Größen. Die laufenden Betriebskosten enthalten die Kosten für den Bezug fossiler Energieträger und Biomasse und die laufenden und variablen Unterhaltskosten. Nicht berücksichtigt ist hier hingegen der CO₂-Aufpreis (z.B. über Emissionszertifikate oder Steuern).

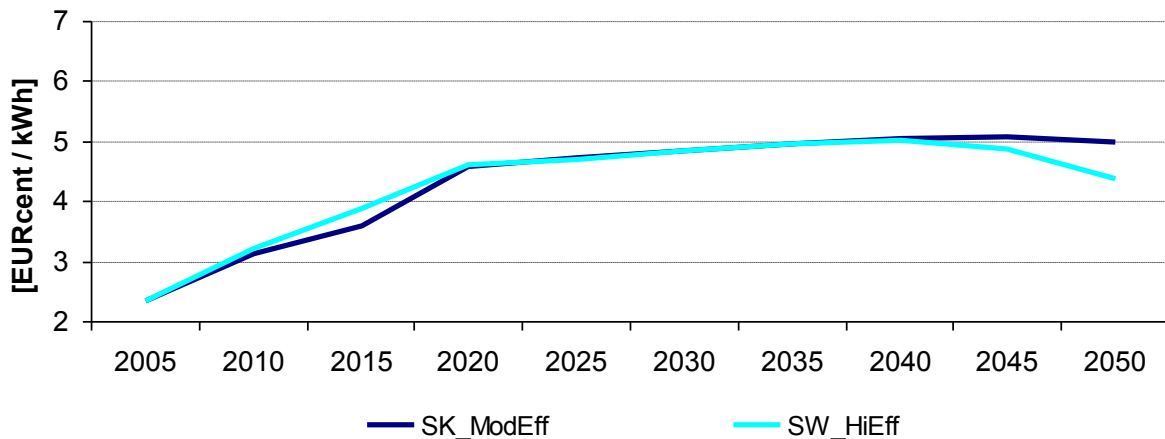


Abbildung 55: Spezifische Stromgestehungskosten.

Abbildung 55 zeigt die Entwicklung der spezifischen Stromgestehungskosten. Aufgrund der geringeren Brennstoffmengen, die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums anfallen, sinken

⁵⁴ Diese gehören allerdings sachlich zu den Kosten der Stromerzeugung.

⁵⁵ Über die technische Lebenszeit gerechnet. Als Zinssatz dient der endogene Zinssatz von REMIND-D von (zeitlich konstant) 3%, der sich bei einer Zeitpräferenzrate von 1% einstellt.

sie im SW_HiEff Szenario ab dem Jahr 2040 wieder, während sie sich im SK_ModEff Szenario stabilisieren.

Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung

Ganz anders als die Stromerzeugungskosten sieht der Verlauf der modellendogenen Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung⁵⁶ aus (Abbildung 56), die den Knappheiten durch die Begrenzung der CO₂-Emissionen und des begrenzten Potentials der erneuerbaren Energien Rechnung tragen. Der Anstieg der Grenzkosten der Stromerzeugung bis 2020 ist den steigenden Stromgestehungskosten und insbesondere den stark ansteigenden Investitionsausgaben für emissionsarme Erzeugungskapazitäten geschuldet. Ab 2030 ist er jedoch den begrenzten Potenzialen CO₂-armer Stromerzeugung, d.h. vor allem den begrenzten Potenzialen der erneuerbaren Stromerzeugung zuzuschreiben⁵⁷.

Die Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung steigen vor allem für das Strukturwandel-Szenario bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf über 20 ct/kWh. Auch beim SK_ModEff-Szenario ist ein Anstieg zu beobachten. Dieser wirkt sich allerdings nicht so drastisch aus, da hier der Knappheitseffekt des CO₂-Budgets durch die Verfügbarkeit von emissionsarmen CCS-Technologien aufgefangen werden kann und ebenso der Knappheitseffekt durch die Potentiale der Erneuerbaren nicht so stark greift, da fossile Kraftwerke mit CCS hier eine Alternative bieten.

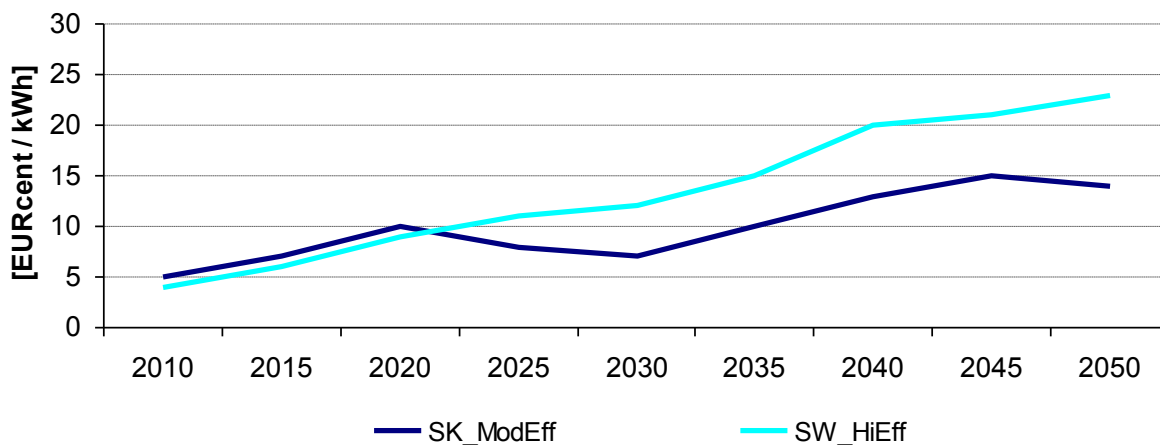


Abbildung 56: Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung.

Die Knappheitsrente, das heißt die Differenz zwischen den Grenzkosten der Stromerzeugung und den durchschnittlichen Erzeugungskosten, steigt insbesondere für die Strukturwandelsszenarien stetig an. Der dominante Treiber sind hier die in dieser Studie fix gesetzten Potenzialbeschränkungen bei erneuerbaren Energien, die gemäß der Annahme umweltver-

⁵⁶ Der Begriff Grenzopportunitätskosten bezeichnet den modellendogenen Schattenpreis des Stroms, d.h. den marginalen Nutzen einer zusätzlichen Einheit an Strom ausgedrückt in Geldeinheiten. Wenn Strom in REMIND ein gehandeltes Gut wäre, würde der Marktpreis diesen Grenzkosten entsprechen.

⁵⁷ In der Variante mit höheren Potenzialen erneuerbarer Stromerzeugung (siehe Kapitel 6) bleibt dieser Anstieg aus.

träglich in Deutschland bestehender Potenziale der Erneuerbaren voll ausgeschöpft werden. Sie sind der limitierende Faktor für die kumulierte Stromproduktion (siehe auch Sensitivitätsanalysen in Kapitel 6). Die aufgrund der Emissionsbegrenzung und der im Szenario voll ausgeschöpften Potenziale der zur Verfügung stehenden CO₂-freien Stromerzeugungstechnologien nicht verfügbare zusätzliche Stromproduktion wirkt sich in REMIND mindernd auf das BIP und den Konsum aus.

5.2.2.4 Gesamtaufwendungen für das Energiesystem

Die Aufwendungen für das Energiesystem für die zwei Kernszenarien sind in Abbildung 57 als Barwerte illustriert, ihr zeitlich differenzierter Verlauf ist in Abbildung 58 zu sehen.

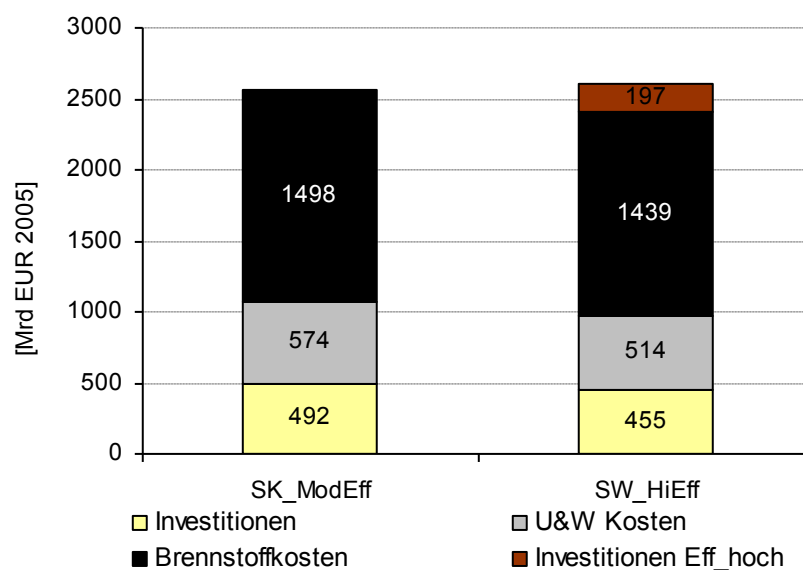


Abbildung 57: Barwert der jährlichen Energiesystemaufwendungen über den Betrachtungszeitraum 2005-2050. Als Zinssatz dient der REMIND-D interne Zinssatz von 3%. U&W: Unterhalts- und Wartungskosten. Die „Investitionen“ beinhalten allein die angebotsseitigen Aufwendungen, die Investitionen in Energieeffizienz (Investitionen Eff_hoch) beziffern allein die Differenzinvestitionen, die zusätzlich getätigt werden müssen um hohe Energieeffizienz zu erreichen.

Die jeweils höchsten Barwerte weist das SK_ModEff Szenario auf. Generell gilt: Die Brennstoffkosten im strukturkonservativen Szenario sind etwa 4% höher als die im Strukturwandelszenario, ebenso die Unterhalt- und Wartungskosten; die Unterschiede zwischen den Szenarien sind aber gering. Interessant sind aber vor allem die unterschiedlichen Verläufe und Aufteilungen der Energiesystemaufwendungen im Zeitverlauf (siehe Abbildung 58a-d). Der Unterschied zwischen dem SW_HiEff und dem SW_ModEff-Szenario ergibt sich hier zu Beginn fast alleine durch die zusätzlichen Investitionen in Energieeffizienz. Dabei zeigt sich eine grundsätzliche und sehr relevante Ähnlichkeit der Kernszenarien: Insbesondere in den nächsten Jahren steigen die benötigten Investitionen aufgrund des Umbaus des Energiesystems deutlich an, um dann in etwa 10 bis 15 Jahren signifikant zurück zu gehen.

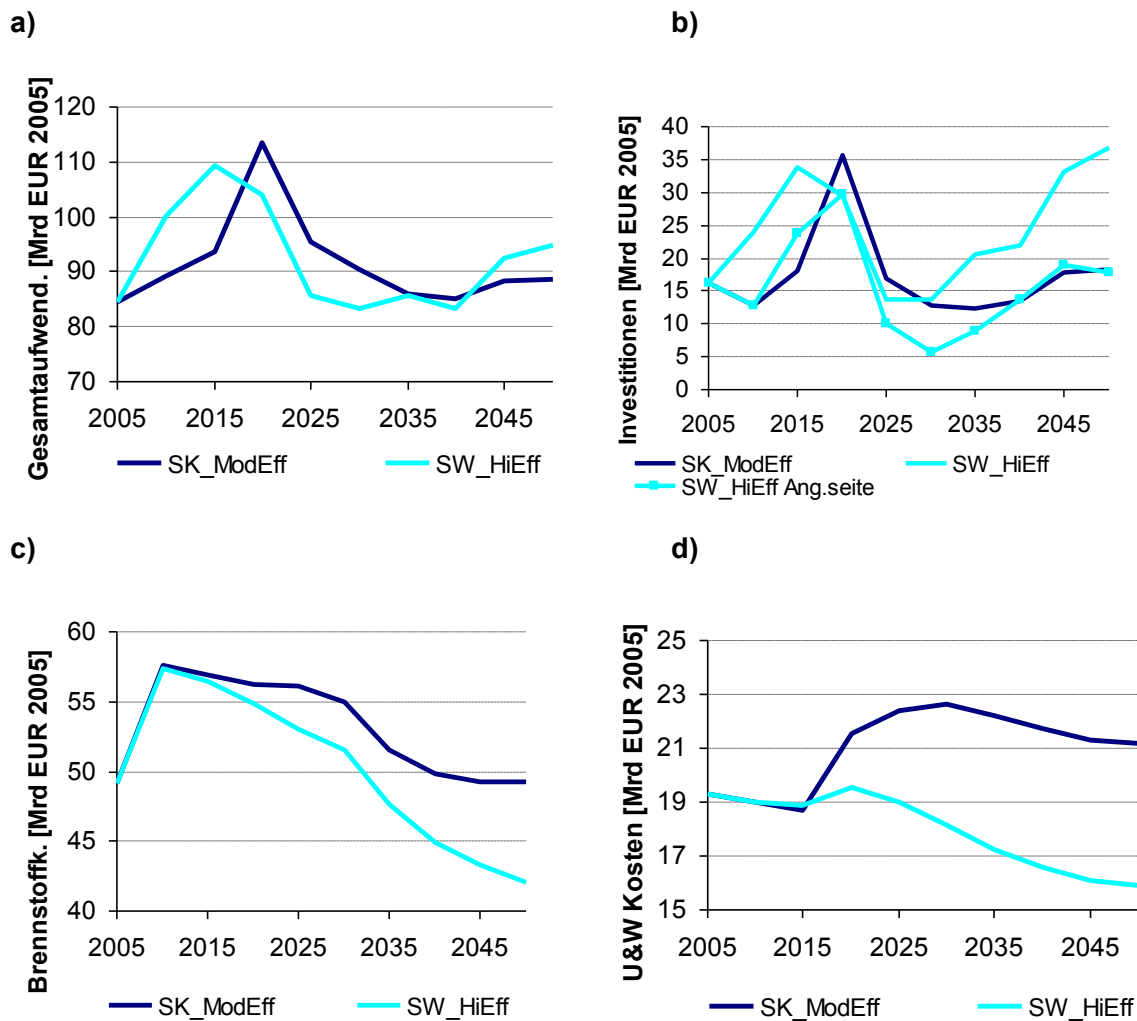


Abbildung 58: Zeitliche Entwicklung der Kosten im Energiesystem. a) Gesamt-Energiesystemaufwendungen (mit Investitionen in Energieeffizienz), b) Investitionen (SW mit Investitionen in Energieeffizienz) c) Brennstoffkosten d) Unterhalt- und Wartungskosten des angebotsseitigen Energiesystems pro Zeitschritt.

Dabei wird deutlich, dass die Investitionen im Strukturwandelszenario insgesamt noch etwas früher getätigt werden, als im strukturkonservativen Szenario. Dafür liegen sie zwischen 2020 und 2035 deutlich niedriger.

Es zeigt sich, dass die Aufwendungen für 2005 mit etwa 85 Mrd. EUR/a ganz gut die Aufwendungen treffen, die in der erstmaligen Energiewertbilanz, die für Deutschland erstellt wurde, ermittelt wurden (75 Mrd. EUR für 1999, EWI/Prognos (2005)). Der Anstieg der Aufwendungen in beiden Kernszenarien ist Ausdruck einer Strategie, durch einen frühen Investitionsschub der Klimaschutz-Herausforderung prospektiv zu begegnen.

Dieses unterschiedliche Verhalten in der nahen Zukunft spiegelt sich mit umgekehrtem Vorzeichen in der mittleren und fernen Zukunft. Hier fahren mittelfristig die beiden Kernszenarien ihre anfangs hohen Aufwendungen zurück, doch in unterschiedlicher Weise zwischen dem SK_ModEff-Szenario einerseits und dem SW_HiEff-Szenario andererseits. Im Strukturwandelszenario müssen gegen Mitte des Jahrhunderts nur noch geringe Aufwendungen für den Brennstoffverbrauch erbracht werden. Das SK_ModEff-Szenario hingegen vermag diese

positiven Effekte aus hohen Anfangsinvestitionen nicht einzufahren, da die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern mit ihren dann hohen Preisen immer noch groß ist.

In beiden Szenarien werden die Erzeugungskapazitäten für Kohlestrom sehr zeitnah ersetzt, was zu einem starken Anstieg der Investitionsaufwendungen führt, die in 2020 ihren Höhepunkt erreichen (siehe Abbildung 58b). In den folgenden 10 Jahren fallen die Investitionsaufwendungen stark ab, um dann kontinuierlich aber gemäßigt wieder zu steigen.

Die Entwicklung der Brennstoffkosten (siehe Abbildung 58c) beginnt mit einem Anstieg in beiden Szenarien – dieser kommt aufgrund des exogen recht stark ansteigenden Gaspreises zustande. Ab dann ist jedoch ein kontinuierlicher Rückgang der Kosten bis 2050 zu beobachten. Wegen des rapiden Zubaus von Kapazitäten der erneuerbaren Energien, ist im Szenario SW_HiEff dieser Rückgang stärker ausgeprägt. Im strukturkonservativen Szenario stagnieren die Ausgaben ab ca. 2040, sobald Gas mit CCS im Stromsektor verwendet wird.

Die jährlichen Unterhalt- und Wartungskosten steigen im Szenario SK_ModEff ab 2015 beständig an, bis sie ab 2030 wieder sinken. Im Szenario SW_HiEff gibt es nur einen kurzfristigen und geringeren Anstieg bis 2017 und dann einen kontinuierlichen Rückgang der Kosten zu verzeichnen (Abbildung 58d).

5.2.3 Schattenpreis von CO₂

Als weiterer ökonomischer Indikator wird in diesem Abschnitt der CO₂-(Grenz)-Schattenpreis in den Kernszenarien betrachtet. Dieser stellt die marginalen Opportunitätskosten der CO₂-Vermeidung im jeweiligen Szenario dar. D.h. er beziffert den zusätzlichen (marginalen) Nutzen in Euro, der sich in einem Szenario ergäbe, wenn der Volkswirtschaft eine Einheit mehr CO₂ zur Verfügung stünde.

Im REMIND-Modell lassen sich Emissionsbeschränkungen auf zwei verschiedene Weisen umsetzen. Entweder wird dem Modell eine Beschränkung der Emissionsmenge, d.h. ein Budget, vorgegeben, oder es wird exogen eine CO₂-Steuer eingeführt, deren Aufkommen an den repräsentativen Haushalt zurücktransferiert wird. Beide Ansätze sind ökonomisch äquivalent. Wird der Ansatz über die Beschränkung des CO₂ Budgets gewählt, so wird im REMIND-Modell endogen der Schattenpreis von CO₂ generiert. Dieser enthält gegenüber den BIP- und Konsumverlusten aus Abbildung 52 eine zusätzliche Information. Der CO₂ Preis induziert im REMIND-Modell in Abhängigkeit von seiner Höhe das Ausmaß des (modellendogenen) technischen Fortschritts auf der Angebotsseite des Energiesystems. Die Höhe des CO₂-Schattenpreises ist kein Maß für die Kosten sondern stellt ein Maß für den benötigten technischen Wandel dar.

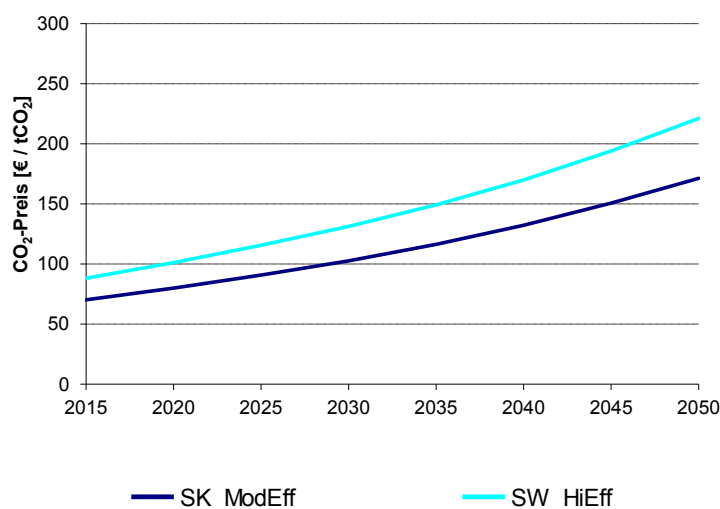


Abbildung 59: Schattenpreis von CO₂ für die Kernszenarien.

Der Schattenpreis von CO₂ in den beiden Kernszenarien ist in Abbildung 59 gezeigt. Er liegt im REMIND-Modell im Jahr 2015 bei 70 bzw. 88 €/tCO₂ (für SK_ModEff bzw. SW_HiEff) und steigt in beiden Szenarien bis 2050 auf über 150 €/tCO₂ an. Die Schattenpreise von CO₂ liegen im Szenario SW_HiEff über denen des Szenarios SK_ModEff. Diese Werte liegen weit oberhalb dessen, was CO₂-Emissionsrechte zur Zeit im Rahmen des europäischen Emissionshandels kosten.

Für die beiden Kernszenarien liegen die CO₂-Schattenpreise verglichen mit den für eine globale Erreichung des 2°C Zieles ermittelten Werten in globalen Modellen, wie z.B. REMIND-R (Edenhofer et al., 2010) in der üblichen Bandbreite. Dieser Punkt wird in Kapitel 6.4 vertieft, wo der Schattenpreis bei rein nationaler Erbringung der Klimaschutzziele mit dem globalen Niveau, das sich theoretisch bei einem weltweiten Emissionshandelssystem bzw. Steuersystem einstellen würde, verglichen wird und auch in Relation zu anderen Klimaschutzziele gesetzt wird.

6 Sensitivitätsanalysen

Die oben dargestellten beiden Kernszenarien Strukturkonservativ (SK_ModEff bzw. ModEff) und Strukturwandel (SW_HiEff bzw. HiEff) stellen zwei verschiedene Grundrichtungen dar, in die sich das deutsche Energiesystem vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 entwickeln könnte.

Um die Robustheit der anhand der Kernszenarien abgeleiteten Aussagen in Bezug auf ihre entscheidenden Annahmen zu testen, werden im Folgenden verschiedene zusätzliche Szenarien exploriert. Diese teilen sich auf in Sensitivitäten und Varianten (siehe Tabelle 36) und die Variation des Klimaschutzzieles. Die Sensitivitäten beziehen sich beim Szenario *myo* auf das Investitionsverhalten bezüglich der erneuerbaren Energien, beim Szenario *LZV* auf einen möglichen Einfluss einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke, bei den Szenarien *EE_hoch* und *EE_niedrig* auf die Annahme bezüglich des Potenzials der erneuerbaren Energien, beim Szenario *Fossil_hoch* auf eine gegenüber dem Kernszenario forcierte Preisentwicklung der fossilen Energieträger und im Szenario *CCS2025* den Zeitpunkt der CCS-Verfügbarkeit.

Name der Sensitivität / Variante	Beschreibung
SK_Mod_kons	Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeiten um 15 Jahre und Betrieb der Kohlekraftwerke mind. 45 Jahre
SW_ModEff	Lediglich moderate Energieeffizienzentwicklung (wie in SK_ModEff)
myo	Myopiebedingt verzögerter Ausbau der Erneuerbaren Energien: es wird bis 2035 nur soviel in erneuerbare Energien (ohne Biomasse) investiert wie im BAU Szenario.
LZV	Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke um 15 Jahre.
EE_hoch	Höhere Potenziale erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung (ohne Biomasse).
EE_niedrig	Niedrigere Potenziale erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung (ohne Biomasse).
Fossil_hoch	Die Preise der fossilen Energieträger werden deutlich höher als in den Kernszenarien angesetzt: statt eines Preispfades analog der Annahme „mäßiger Anstieg“ der Leitstudie (BMU 2008b) wird der Preispfad „deutlicher Anstieg“ gewählt.
CCS2025 (nur zum Szenario SK_ModEff)	Die CCS Technologie steht erst 2025 zur Verfügung

Tabelle 36: Definition der Sensitivitäten und Varianten für das Modell REMIND-D

Da sich im Verlauf der Szenarioanalyse gezeigt hat, dass das REMIND-Modell relativ hohe BIP- und Konsumverluste der Klimaschutzszenarien gegenüber der (hypothetischen) BAU-Entwicklung erwartet, kann vermutet werden, dass es sich damit möglicherweise in einem Grenzbereich befindet. Daher werden in einer weiteren Analyse die Modellgrenzen ausgetestet. Hierbei wird eine Variation des Klimaschutzziels zwischen 60 und 85% Emissionsreduktion gegenüber 1990 betrachtet.

Die Sensitivitäten werden für die zwei Kernszenarien SK_ModEff und SW_HiEff im Detail analysiert.

- Im Folgenden (Abschnitt 6.1) werden zunächst detaillierte Analysen einzelner Sensitivitäten bezüglich des Energieverbrauches und des Energiemixes durchgeführt.
- Der multikriterielle Vergleich der zentralen wirtschaftlichen Parameter aller Sensitivitäten im Überblick ergänzt den Vergleich in Abschnitt 6.2.
- Auch sozioökonomische und ökologische Vergleichskriterien, wie z.B. die Menge radioaktiver Abfälle, eingelagertes CO₂ oder die Höhe der Energieimporte, werden in Abschnitt 6.3 für alle Sensitivitäten tabellarisch dargestellt.
- In Kapitel 6.4 wird schließlich auf die Variation des Klimaschutzzieles eingegangen.

6.1 Detailanalyse der Varianten und Sensitivitäten

6.1.1 Ausnutzung der technischen Lebensdauer bestehender Kohlekraftwerke (SK_Mod_kons)

In diesem Szenario muss die technische Lebensdauer der Kohlekraftwerke (Gesamtlebensdauer von 45 Jahren) ausgeschöpft werden, d.h. sie dürfen nicht früher abgeschaltet werden, auch wenn der CO₂ Preis dies aus ökonomischen Gründen eigentlich nahelegen würde. Diese Annahme spiegelt die Möglichkeit wieder, dass es den Kohlekraftwerksbetreibern gelingt, "stranded investments" zu vermeiden. Weiterhin wird eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 15 Jahre angenommen. Dieses Szenario bildet damit einen strukturkonservativen Pfad der Energiewende ab.

Bei diesem Szenario (siehe Abbildung 60) laufen zwar die Kohlekraftwerke nach und nach aus, aber ab 2030 werden neue Kohlekraftwerke mit CCS zugebaut. Der Effekt der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ist ein verzögerter Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Für dieses Szenario sind die Stromgestehungskosten niedriger, da in 2020 nicht der Bedarf nach einem Investitionsschub (wie bei SK_ModEff) besteht und nur wenig neue Kraftwerke gebaut werden. Die Grenzkosten der Stromerzeugung, die die CO₂ Knappheit abbilden, liegen dagegen über denen des SK_ModEff-Szenarios, weil durch den längeren Betrieb der bestehenden Kohlekraftwerke schon ein großer Teil des CO₂-Budgets aufgebraucht ist.

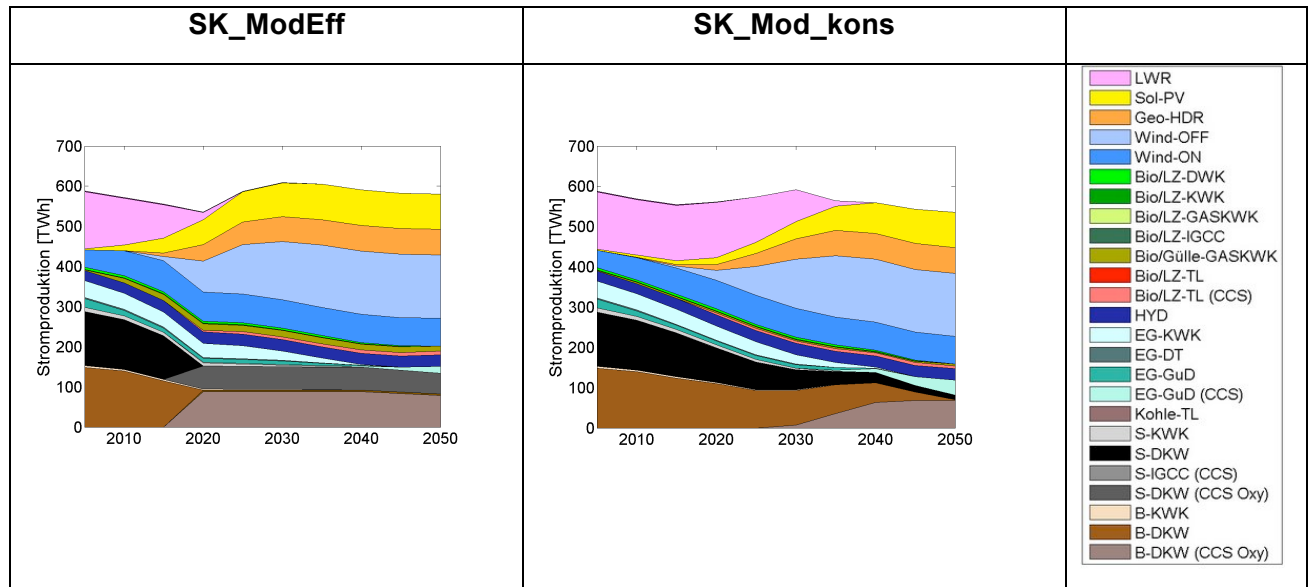


Abbildung 60: Einfluss einer verpflichtenden Nutzung der bestehenden Kohlekraftwerke bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer bei gleichzeitiger Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke.

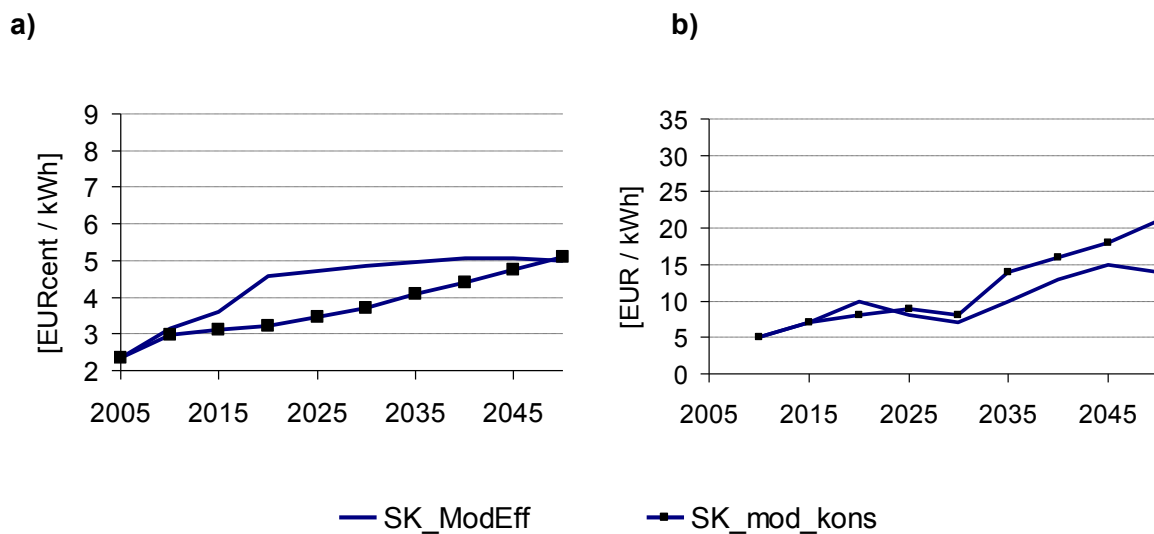


Abbildung 61: Einfluss der Annahmen einer verpflichtenden Nutzung bestehender Kohlekraftwerke und gleichzeitiger Laufzeitverlängerung auf a) die Stromgestehungskosten und b) die Grenzkosten der Stromerzeugung.

6.1.2 Verfehlung der Effizienzziele (SW_ModEff)

In dieser Sensitivität wird die Auswirkung einer geringeren Energieeffizienz im Strukturwandelszenario untersucht (SW_ModEff). Die höhere Endenergie-Effizienz im SW_HiEff Szenario führt gegenüber SW_ModEff nicht zu einem niedrigeren Primärenergieeinsatz oder zu einer Reduktion der Stromproduktion (Abbildung 49 und Abbildung 50), sondern weil die Energie effektiver genutzt werden kann, wird diese zusätzlich zur Verfügung stehende Ener-

gie auch genutzt (Rebound Effekt). Der Unterschied zwischen hoher und niedriger Endenergie-Effizienz kommt bei dem ambitionierten Klimaschutzziel energetisch nicht zum tragen, im Primärenergiemix sind praktisch keine Unterschiede auszumachen. Aufgrund der höheren Energieeffizienz kann aber ein höheres BIP und höherer Konsum erreicht werden – sowohl im BAU als auch im Klimaschutzenszenario. Bei der Stromproduktion (siehe Abbildung 50) wird deutlich, dass die erneuerbaren Energien im Falle von geringerer Energieeffizienz noch schneller ausgebaut werden müssen.

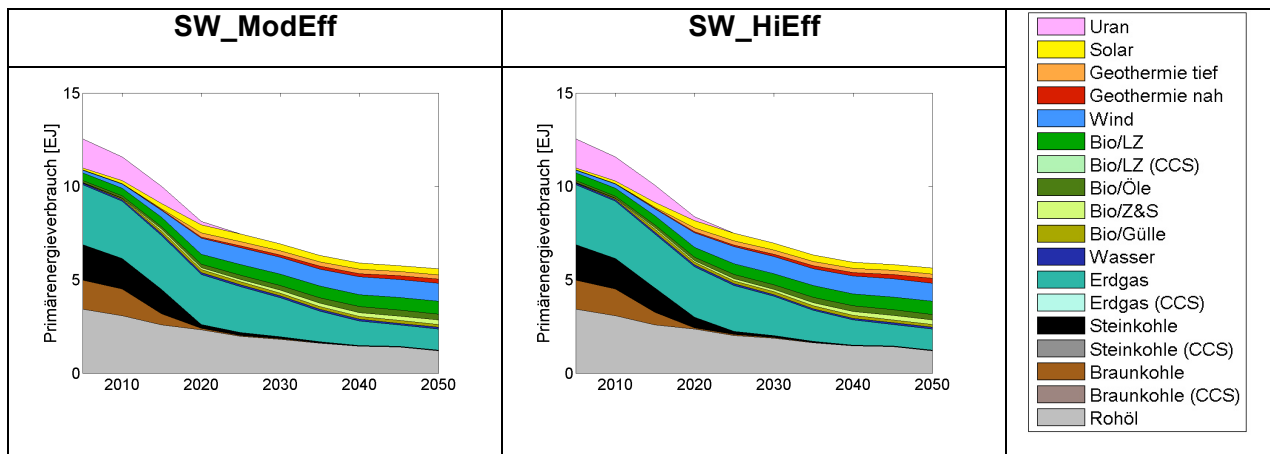


Abbildung 62: Primärenergiemix für die beiden Strukturwandel Szenarien im Vergleich.

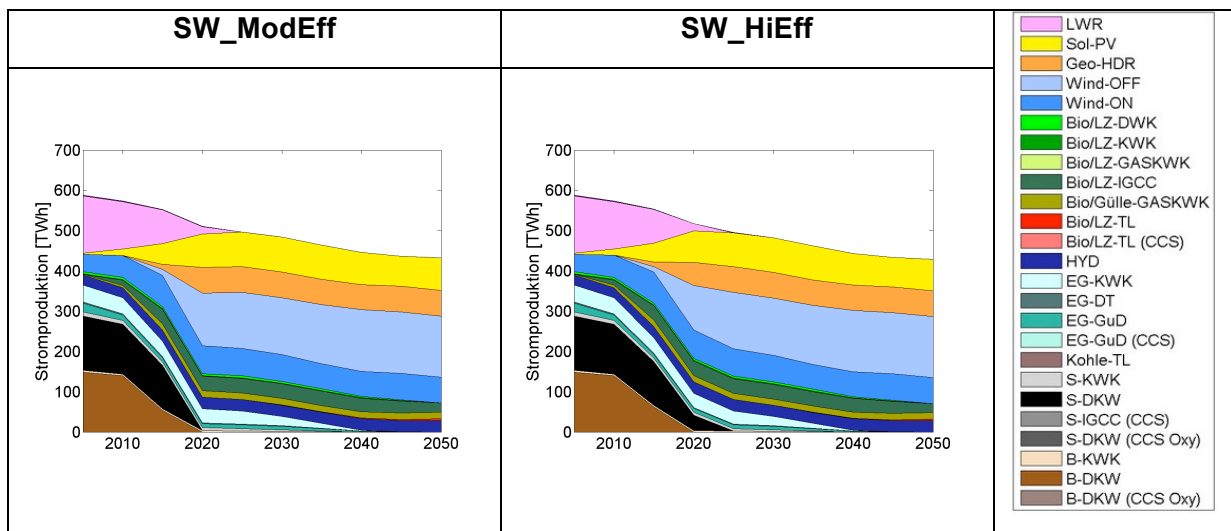


Abbildung 63: Stromproduktion für die beiden Strukturwandel Szenarien im Vergleich.

Die Stromgestehungskosten liegen in beiden Szenarien gleichauf (siehe Abbildung 64, links), da der Strommix praktisch der gleiche ist. Die Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung liegen bei geringerer Energieeffizienz dagegen höher, da hier die Knappheit bei den Vermeidungsoptionen noch stärker zu Buche schlägt.

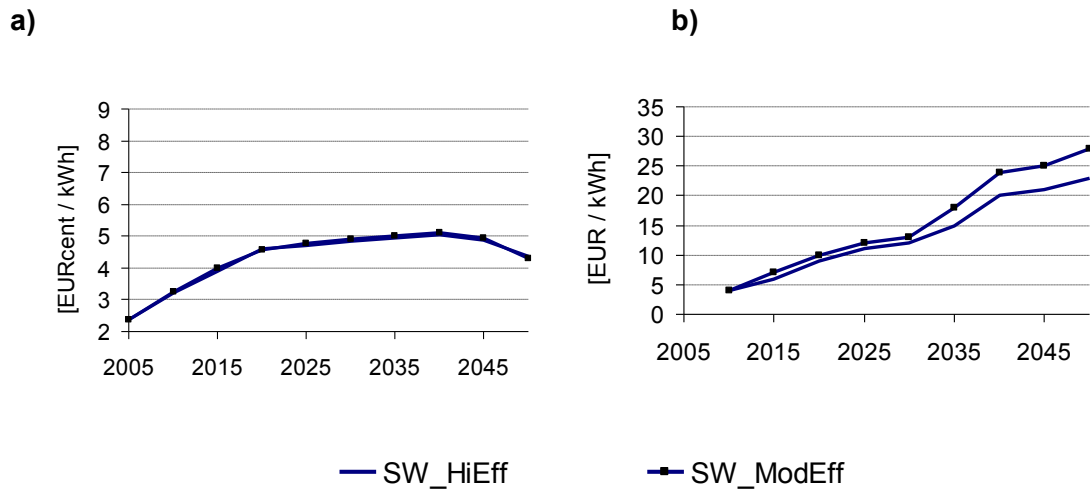


Abbildung 64: Einfluss der Annahme einer geringeren Energieeffizienz auf a) die Stromgestehungskosten und b) die Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung.

6.1.3 Myopiebedingt verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien (myo)

In diesem Szenario soll analysiert werden, was ein Ausbau der erneuerbaren Energien mit geringerer Geschwindigkeit für Auswirkungen auf die Kernszenarien hätte. In der Sensitivitätsanalyse wird dieselbe Ausbaugeschwindigkeit wie im „business-as-usual“-Fall ohne Klimaschutz angenommen.

Der verlangsamte Ausbau der erneuerbaren Energien wirkt sich in beiden Kernszenarien deutlich auf die Stromproduktion aus. Gegenüber dem SK_ModEff Szenario wird zunächst die Ausweitung der Stromerzeugung verlangsamt. Der Ausstieg aus der konventionellen Braunkohlenutzung erfolgt etwas schneller, dafür wird Steinkohle etwas stärker genutzt. Insbesondere aber wird die Stromerzeugung aus Erdgas kurzfristig stark gesteigert, da die Erneuerbaren nicht in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten⁵⁸.

Längerfristig ergibt sich im Szenario SK_ModEff_myo eine leicht höhere Stromerzeugung aus Kohle mit CCS als im Kernszenario, wobei der Anteil von Steinkohle aufgrund der niedrigeren Emissionen höher ist. Die Stromerzeugung aus Erdgas wird nach und nach durch erneuerbare Energien ersetzt, die mit Ausnahme der Photovoltaik bis 2050 etwa den selben Ausbaustand wie im Kernszenario erreichen.

Im Vergleich zum SW_HiEff Szenario wird ebenfalls schneller aus der Braunkohle ausgestiegen und dafür noch etwas länger Steinkohle zur Stromerzeugung genutzt. Stattdessen erfolgt ein Großteil der Stromerzeugung auf Erdgasbasis, die längerfristig durch erneuerbare Energien ersetzt wird, wobei Onshore-Wind und Photovoltaik bis 2050 u.a. aufgrund verrin-

⁵⁸ Unter Versorgungssicherheit wird hier verstanden, dass der Stromverbrauch zwischen zwei Stützjahren nicht zu stark zurückgehen darf. Lässt man den Aspekt der Versorgungssicherheit außer betracht und gestattet dem REMIND-Modell ohne weitere Randbedingung aus der Kohle auszusteigen, so gibt es einen enormen Einbruch im Stromverbrauch. Der Aufbau von Gaskraftwerkskapazitäten ist also alleine durch die dem Modell zusätzlich vorgegebene Randbedingung der Einhaltung der Versorgungssicherheit "erzungen".

gerter Lernraten und damit höherer Kosten in der Variante SW_HiEff_myo nicht den Ausbaustand des Kernszenarios erreichen.

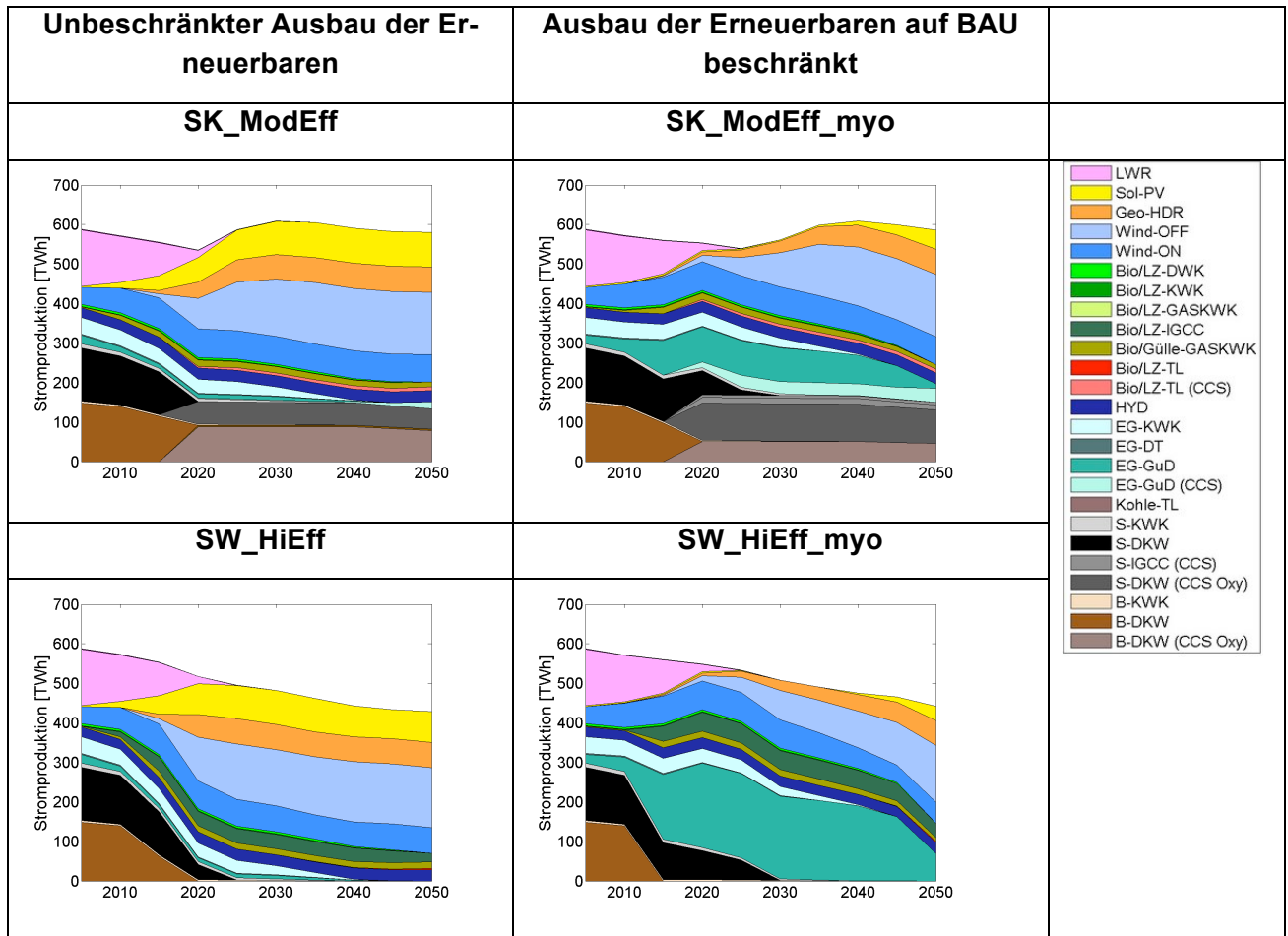


Abbildung 65: Einfluss eines myopischen (verlangsamten) Investitionsverhaltens bezüglich der Erneuerbaren Energien auf die Stromproduktion.

6.1.4 Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke (LZV)

Unterschiede zwischen der Variante mit und ohne LZV⁵⁹ sind eher gering und ergeben sich bei den Stromgestehungskosten (Abbildung 66) bis 2035 und bei den Grenzkosten der Stromerzeugung vor allem kurzfristig in 2025 (ohne CCS) bzw. in 2030 (mit CCS), siehe Abbildung 67. Die kurzfristige Senkung der Stromgestehungskosten ist darauf zurückzuführen, dass zunächst weniger in erneuerbare Energien investiert wird. Dies muss dann auf längere Sicht nachgeholt werden, was die Stromgestehungskosten vor allem im SK_ModEff_LZV Szenario gegen Ende des Betrachtungszeitraums dann gegenüber dem SK_ModEff Szenario wieder ansteigen lässt.

⁵⁹ Zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes (Ende März 2011) herrscht ein widersprüchlicher Stand, was die Verlängerung der Laufzeiten angeht. Das Szenario LZV bildet die im Oktober 2010 vom Bundestag beschlossene Laufzeitverlängerung um durchschnittlich 12 Jahre ab. Da in REMIND nur in 5-Jahresschritten gerechnet werden kann, wird hier der höhere Wert von 15 Jahren veranschlagt.

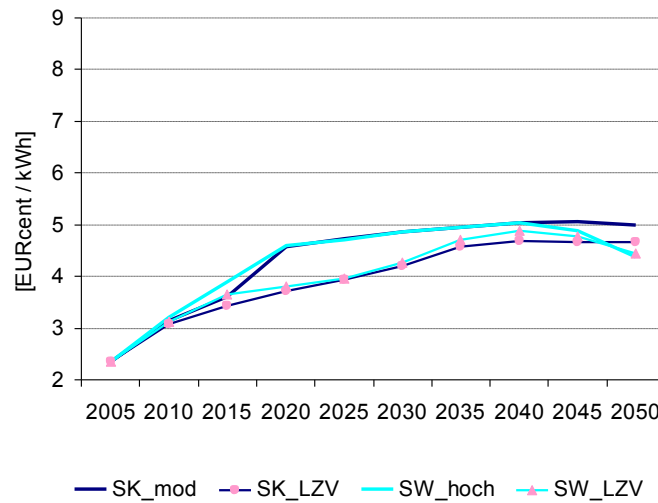


Abbildung 66: Einfluss der Laufzeitverlängerung auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten.

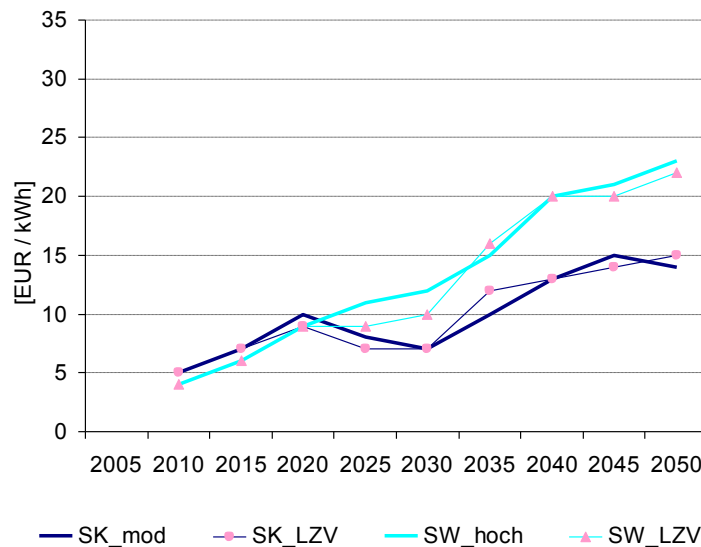


Abbildung 67: Einfluss der Laufzeitverlängerung auf die Grenzkosten der Stromerzeugung.

Generell hat die LZV nur geringe Auswirkungen auf die Strategie bei der Stromproduktion (siehe Abbildung 68), was daran liegt, dass eine Verlängerung von 15 Jahren nur einen sehr geringen Beitrag zur Stromproduktion liefern kann. Die längere Laufzeit der Atomkraftwerke hemmt allerdings die Geschwindigkeit des Ausbaus der Erneuerbaren (Abbildung 68): die Potenzialgrenze der Erneuerbaren wird mit LZV erst im Jahr 2035 statt in 2020 erreicht.

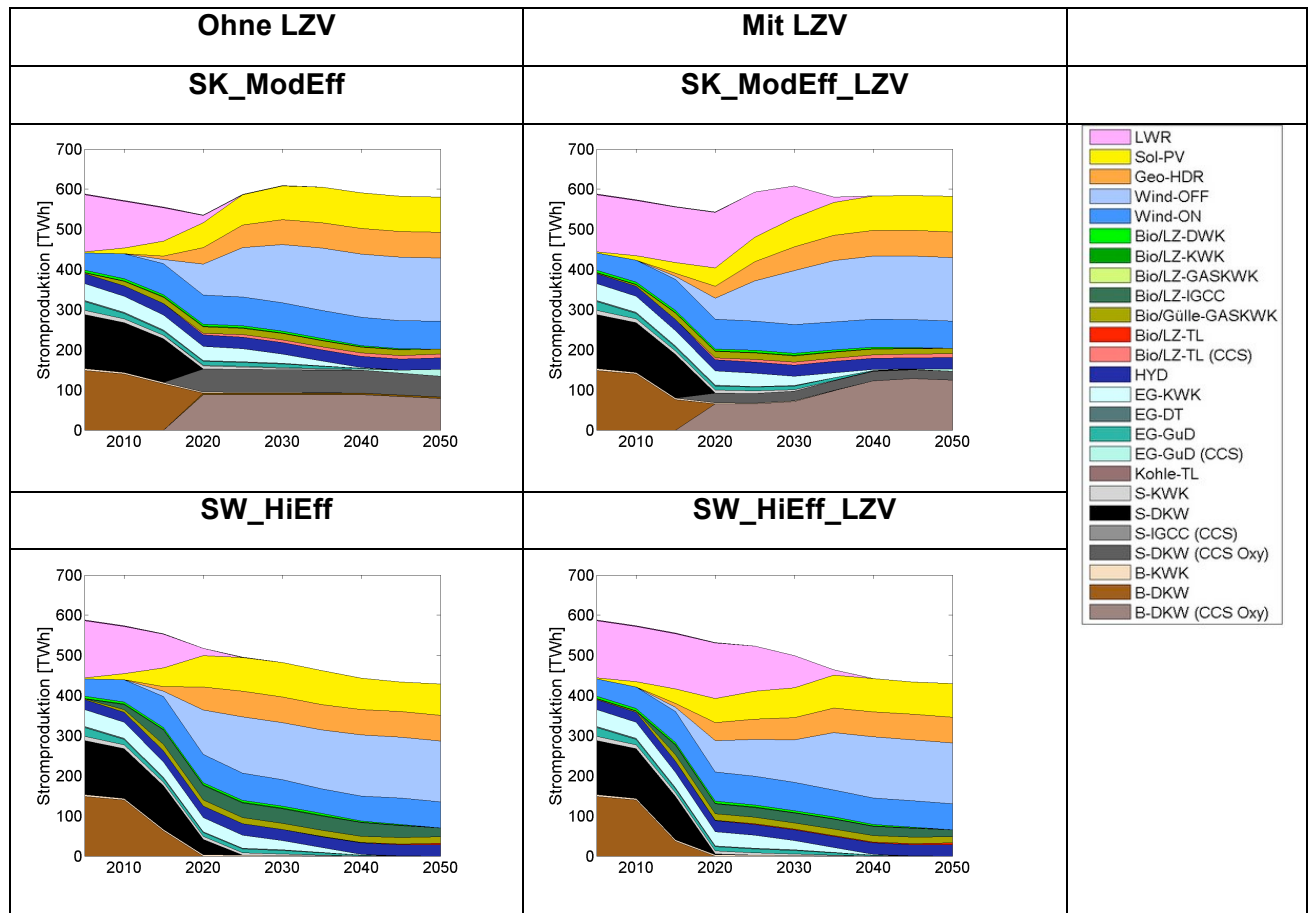


Abbildung 68: Einfluss der Laufzeitverlängerung auf die Stromproduktion.

6.1.5 Variation der Potenziale erneuerbarer Energien (EE_hoch, EE_niedrig)

Um die Sensitivität der Ergebnisse auf die Annahmen über das Potenzial der erneuerbaren Energien zu testen, werden zwei Varianten mit jeweils relativ hohem bzw. niedrigem Potenzial gerechnet, wobei sich hier auf die Variation der Potenziale der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung beschränkt wird (ohne Biomasse). Für die Abschätzungen wird auf aktuelle Studien zurückgegriffen und hier jeweils der niedrigste bzw. höchste Wert verwendet.

- Dabei handelt es sich bei der Variante mit niedrigen regenerativen Stromerzeugungspotentialen um die Studie BMWi (2010), Szenario IIB, (für onshore Wind und Geothermie/Hot-Dry-Rock), um WWF (2009) (für offshore Wind) und um EnWB et al. (2009) (für Photovoltaik).
- Für die Variante mit hohen regenerativen Stromerzeugungspotentialen wird auf UBA (2010) (für onshore Wind und Photovoltaik) und auf SRU (2010) (für offshore Wind) zurückgegriffen. Für Geothermie / Hot-Dry-Rock wurde ein Mittelwert aus Paschen et al. (2003) und BMU (2008a) verwendet. Die genauen Zahlen sind in Tabelle 37 zu finden.

Bei diesen Zahlen handelt es sich nicht um technische Potentialgrenzen, die das verfügbare Minimum bzw. Maximum für Deutschland darstellen, sondern es sind Szenarien, die die Sensitivität gegenüber der Annahme bezüglich des realisierbaren Potentials der Erneuerbaren illustrieren sollen und in diesem Sinne nur einen gewissen Anhaltspunkt für die Bandbreite der möglichen Potenziale darstellen.

Stromerzeugungspotenzial [TWh/a]	Wind Onshore	Wind Offshore	Solar/PV	Geothermie (HDR)
Standard (Kernszenarien)	90	180	100	64
Niedriges Potenzial (EE_niedrig)	60	85	17	8
Hohes Potenzial (EE_hoch)	180	317	240	128

Tabelle 37: Potenziale der regenerativen Stromerzeugung (ohne Biomasse) in den Kernszenarien und in den Varianten mit niedrigem bzw. hohem Potenzial.

Aus Abbildung 69 wird deutlich, dass die Höhe des angenommenen Potenzials der Erneuerbaren Energien enormen Einfluss auf die Entwicklung der Stromerzeugung hat. Da REMIND bei 85% Emissionsminderung keine weiteren technischen Optionen zur Verfügung stehen, wird jede Möglichkeit, mehr CO₂-freien Strom zu produzieren, vollständig ausgeschöpft, um so eine höhere Wertschöpfung und höheren Wohlstand zu generieren⁶⁰.

Je geringer das Potenzial der erneuerbaren Energien angenommen wird, desto mehr Gas (mit CCS, sofern vorhanden) wird eingesetzt. Dies zeigt sich schon in den Analysen mit myopischem Investitionsverhalten in Bezug auf die Erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 6.1.3): Gas wird hier vor allem im Szenario SW_HiEff, in dem CCS nicht zur Verfügung steht, als Rückfall-Option genutzt.

Umgekehrt werden bei einem höheren Potenzial für die erneuerbaren Energien diese Potenziale auch vollständig ausgenutzt. In den Varianten zum SK_ModEff Szenario wird wesentlich mehr auf Braunkohle+CCS gesetzt als auf Erdgas+CCS, wenn ein hohes Potenzial für die Erneuerbaren angenommen wird. Der Grund ist der geringere Preis von Braunkohle als Primärenergieträger, der dann zum Tragen kommen kann, wenn durch den verstärkten Einsatz der erneuerbaren Energien die CO₂-Schattenpreise sinken.

⁶⁰ Hierbei muss kritisch angemerkt werden, dass das Bottom-up Modell DEESY keine das Wirtschaftswachstum begrenzende Knappheit von Strom identifiziert.

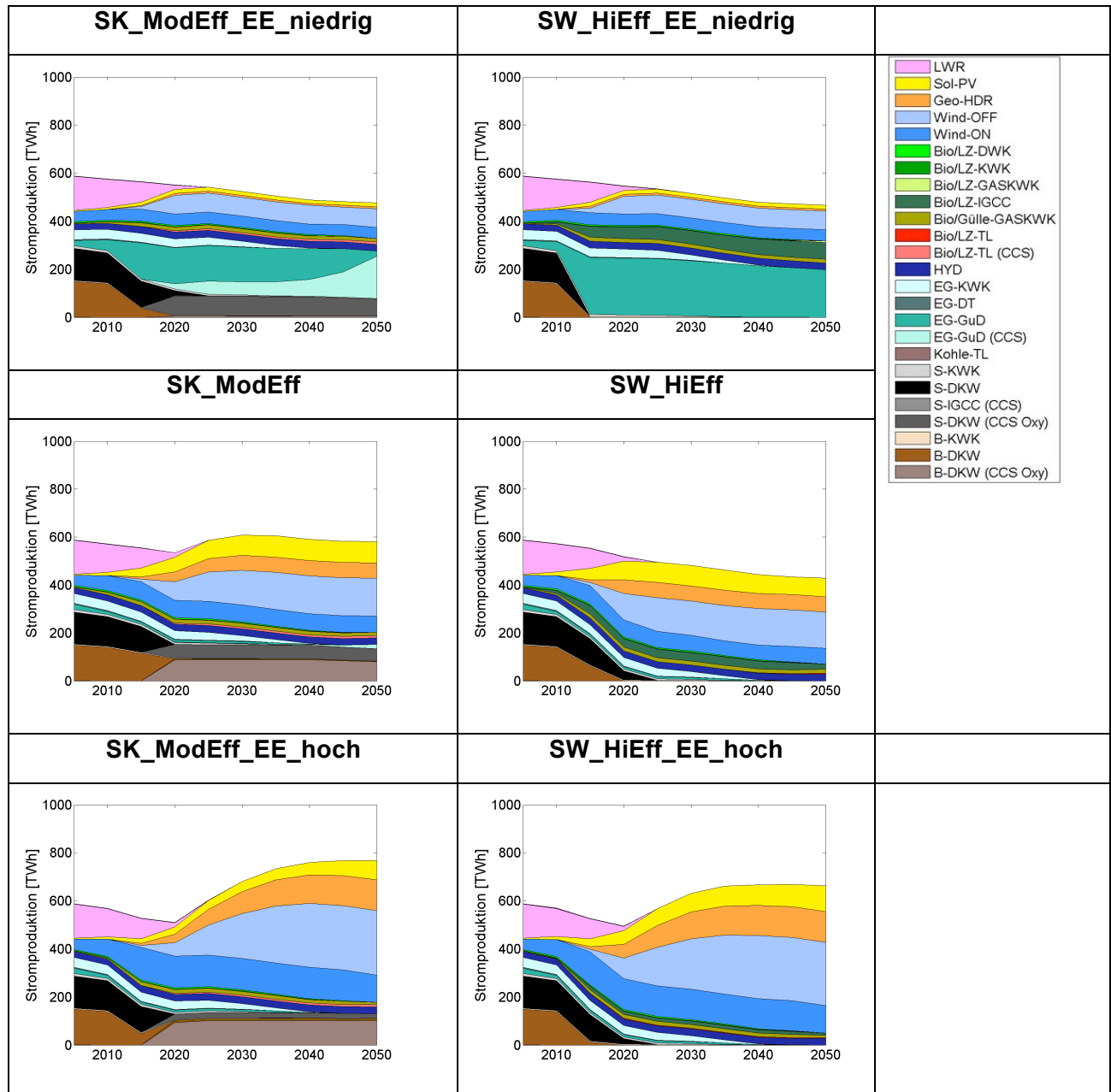


Abbildung 69: Stromerzeugung nach Energieträgern bei Variation des Potenzials der Erneuerbaren Energien.

Bei den Stromerzeugungskosten und den Grenzopportunitätsstromkosten ist in Abbildung 70 zu sehen, dass der Einfluss des Potenzials der Erneuerbaren auf diese Größen sehr bedeutsam ist.

Bei niedrigen Potenzialen erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung steigen die Stromerzeugungskosten in beiden Kernszenarien deutlich an, wobei hier der Einfluss im SK_ModEff-Szenario höher ist als im Strukturwandelszenario. Auch die Grenzopportunitätskosten der Stromerzeugung liegen deutlich höher wobei hier das Szenario SW_HiEff den größeren Effekt zeigt.

Bei der entgegengesetzten Annahme eines sehr hohen Potenzials erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung ergeben sich niedrigere Stromerzeugungskosten und Grenzoportunitätskosten. Allerdings ist in diesem Fall der Unterschied zwischen der Annahme über die Verfügbarkeit von CCS (SK_ModEff) und der einer erhöhten Energieeffizienz (SW_HiEff) nur noch sehr gering.

Die Variation des Potenzials kann im Prinzip auch verstanden werden als Möglichkeit, Strom aus dem Ausland zu importieren. Dies würde zwar ein anderes Investitionsverhalten bedeuten (es würde nicht mehr inländisch investiert, sondern es würden Kosten entstehen, die ans Ausland gezahlt werden müssten), die Stromerzeugungsstrategie würde aber ähnlich bleiben.

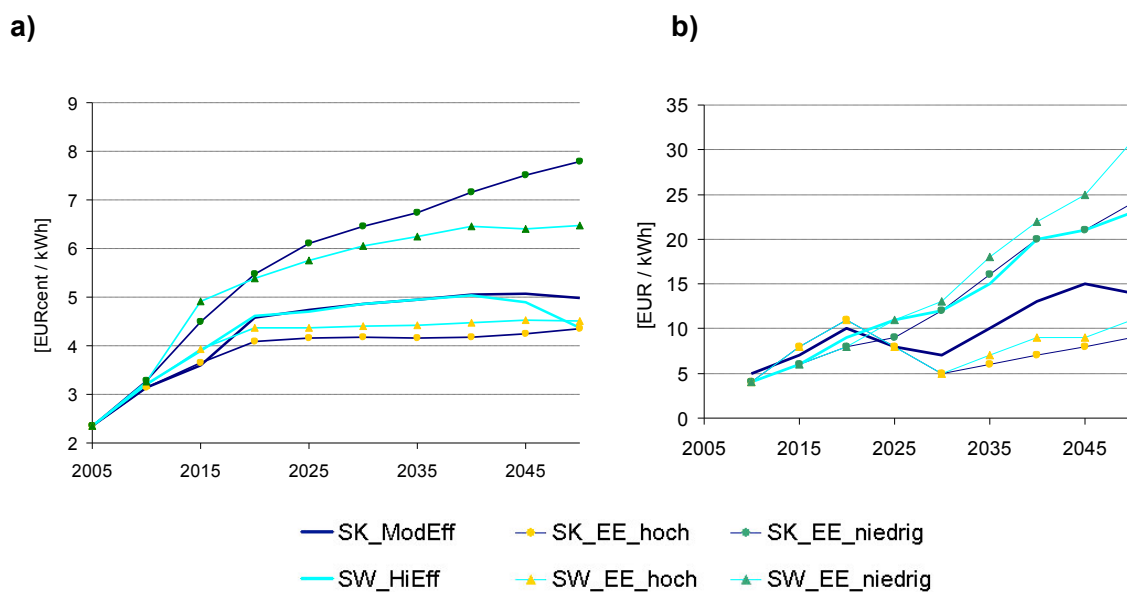


Abbildung 70: Einfluss der Annahmen über das Potenzial der Erneuerbaren Energien auf a) die Stromgestehungskosten und b) die Grenzoportunitätskosten der Stromerzeugung.

6.1.6 Variation des Zeitpunkts der Verfügbarkeit der CCS-Technologie (CCS2025)

Die CCS Technologie befindet sich zurzeit noch im Erprobungsstadium. Für welchen Zeitpunkt eine großtechnische Verfügbarkeit angenommen werden kann, ist unklar. Im Standardfall SK_ModEff steht die Technologie ab 2020 zur Verfügung. Bei diesem Szenario wird der Fall analysiert, dass CCS erst ab 2025 zur Verfügung steht. In diesem Fall erfolgt zunächst ein kompletter Ausstieg aus der Kohleverstromung und die Kapazitäten für CCS werden erst später, bzw. sobald CCS zur Verfügung steht, aufgebaut. Dann wird vor allem die braunkohlebasierte Stromerzeugung mit CCS stark ausgebaut, so dass sich ab 2040 eine höhere Braunkohlenförderung als heute ergibt.

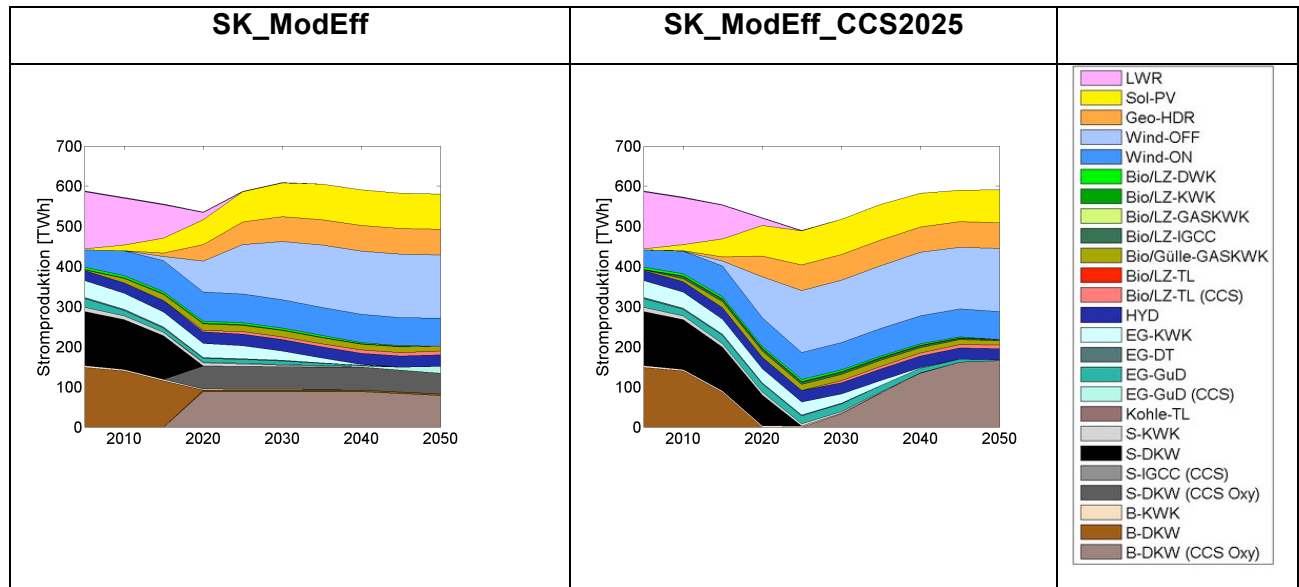


Abbildung 71: Stromproduktion in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der CCS Technologie.

Auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten hat die spätere Verfügbarkeit von CCS keinen Einfluss, auf die Stromgrenzopportunitätskosten wirkt sich die Stromknappheit in 2025 nur kurzfristig preissteigernd aus (siehe Kapitel 6.2).

6.1.7 Variation der Preise fossiler Energieträger (fossil_hoch)

Um zu untersuchen, ob Klimaschutz eine Strategie gegen steigende Öl- und Kohlepreise sein kann, wird ein Szenario mit erhöhten Preisen für die fossilen Energieträger untersucht. Statt des Preispfades „mäßiger Anstieg“ aus der Leitstudie 2008 (BMU 2008b) wie im Standardfall, wird hier der Preispfad „deutlicher Anstieg“ gewählt. Ein Einfluss auf die Struktur der Stromerzeugung ist nur beim SK_ModEff Szenario sichtbar (siehe Abbildung 72), hier wird etwas weniger Gas eingesetzt und im SK_Fossil_hoch Szenario sinkt der Stromverbrauch leicht. Beim SW_HiEff Szenario hingegen ändert sich die Struktur der Stromerzeugung nicht, da ohne CCS-Verfügbarkeit ohnehin kaum mehr fossile Energieträger genutzt werden und ab 2040 der Stromsektor komplett auf Erneuerbare Energien umgestellt ist.

Der Grund, warum sich der Einfluss eines höheren Preispfades generell kaum bemerkbar macht, liegt darin begründet, dass in beiden Klimaschutzfällen, aber besonders, wenn kein CCS genutzt wird, bereits relativ schnell aus der Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern ausgestiegen wird. Hierdurch kann also eine weitgehende Abkopplung der Stromerzeugung von Weltmarktpreisentwicklungen für fossile Energieträger erreicht werden.

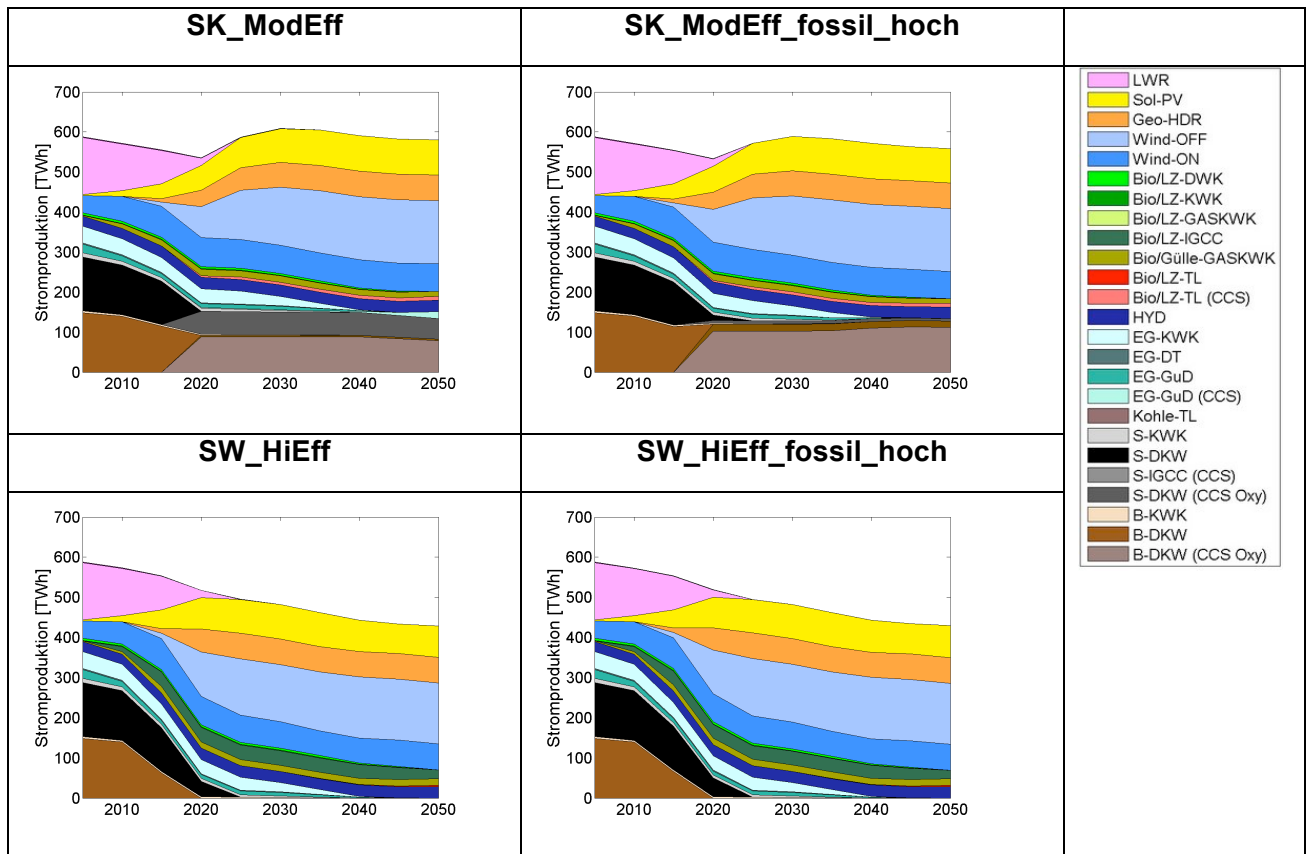


Abbildung 72: Einfluss eines hohen Preispfades für fossile Energieträger auf die Stromerzeugungsstruktur.

6.2 Vergleich der Sensitivitäten im Hinblick auf wirtschaftliche Parameter

Im Folgenden wird eine Gesamtübersicht über alle Sensitivitätsuntersuchungen jeweils für die von SK_ModEff abgeleiteten Szenarien und die von SW_HiEff abgeleiteten Szenarien hinsichtlich der verschiedenen wirtschaftlichen Indikatoren gegeben. Da auf den Vergleich zwischen den Kernszenarien SK_ModEff und SW_HiEff in Bezug auf diese Indikatoren bereits in Kapitel 5 eingegangen wurde, wird hier der Fokus auf den Vergleich der Sensitivitäten untereinander gelegt.

Abbildung 73 und Abbildung 74 zeigen die Konsum- und BIP-Minderungen gegenüber dem jeweiligen BAU-Fall für die verschiedenen Sensitivitäten⁶¹. Die Einflüsse der verschiedenen Sensitivitäten in Bezug auf Konsum und BIP zeigen für beide Kernszenarien (SK_ModEff und SW_HiEff) eine ähnliche Reihenfolge.

- So sind die Vermeidungskosten bei Annahme einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke, bei Annahmen höherer fossiler Preise und vor allem bei Annahme eines höheren Potenzials der erneuerbaren Energien generell niedriger als im jeweiligen Kernszenario.

⁶¹ Für jede Sensitivität wird hier ein entsprechender BAU Fall gerechnet und die Vermeidungskosten gegenüber dem jeweiligen BAU Szenario berechnet.

- Die Annahmen eines niedrigen Potenzials der erneuerbaren Energien dagegen führt hingegen vor allem im SW_HiEff Szenario zu erheblich höheren Konsum- und BIP-Verlusten. Der Unterschied macht hier mehr als eine Verdoppelung aus.

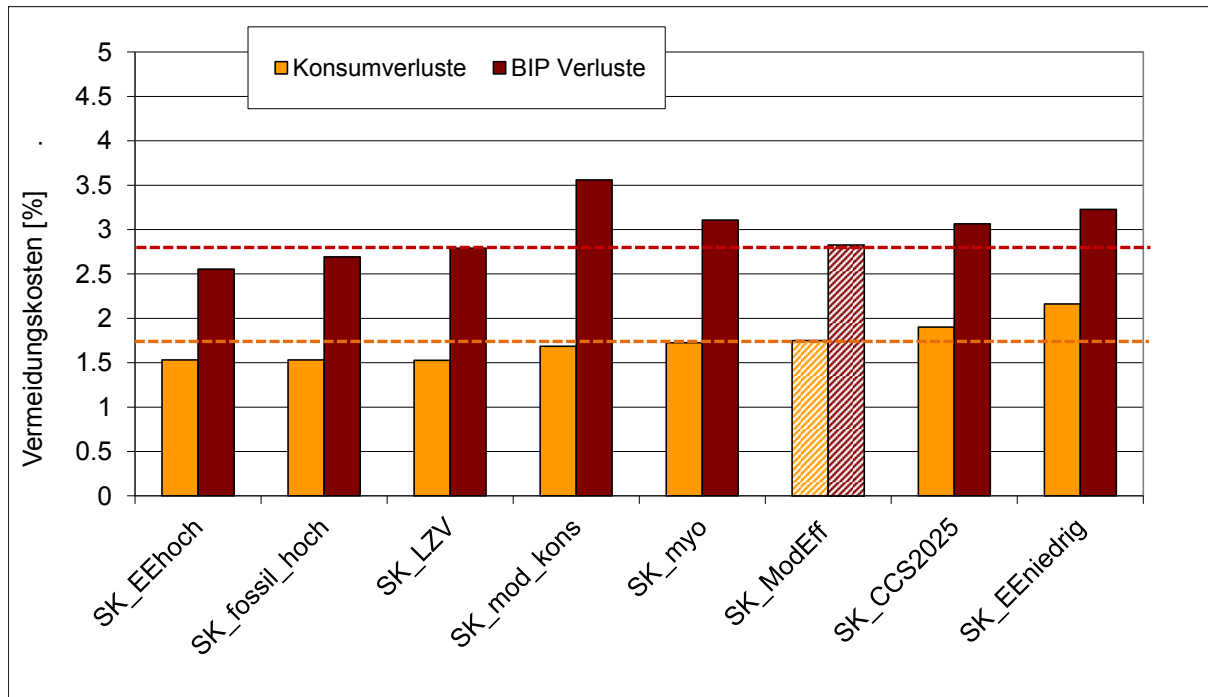


Abbildung 73: BIP- und Konsumverluste (Vermeidungskosten) gegenüber dem jeweiligen BAU Pfad für die Sensitivitäten zum Szenario SK_ModEff, geordnet nach Höhe der Konsumverluste. Das Kernszenario SK_ModEff ist hervorgehoben.

Im Falle des myopisch verlangsamten Investitionsverhaltens der erneuerbaren Energien fällt die Bewertung je nach Szenario etwas unterschiedlich aus, allerdings liegen hier die BIP Verluste sowohl bei SK_myo als auch bei SW_myo natürlich höher als im jeweiligen Kernszenario. Dass die Auswirkungen recht klein sind, liegt daran, dass auch schon im BAU Fall die erneuerbaren Energien stark ausgebaut werden und somit Investitionen in ähnlicher Höhe getätigt werden müssen und der Unterschied zum Klimaschutzfall nicht so stark ins Gewicht fällt. Weiterhin bedeutet der myopische Ausbau, dass zunächst weniger ins Energiesystem investiert werden muss und somit mehr für den Konsum zur Verfügung steht. Da aber weniger Energie produziert wird, kommt es gleichzeitig zu BIP Verlusten. Langfristig wirkt sich die myopische Strategie allerdings negativ auf den Konsum aus, was bei der Sensitivität zu SW_HiEff auch schon im Betrachtungszeitraum deutlicher erkennbar ist.

Generell zeigt sich, dass die Größenordnung der Konsum- und BIP-Verluste relativ robust gegenüber den bei den Sensitivitäten getroffenen Annahmen ist. Ohne Einbeziehung des EE_niedrig Szenarios, das aus Modellsicht vor allem für die SW-Variante auch nicht mehr sinnvoll erscheint, da es hier zu sehr hohen Schattenpreisen für CO₂ kommt, liegen die Konsumverluste für die Sensitivitäten zu beiden Kernszenarien gegenüber den jeweiligen BAU-Pfaden im Bereich von 1,5 – 2,0%. Die BIP-Verluste liegen dagegen wesentlich höher (zwischen 2,5 und 3,6%, was im Jahr 2050 einer Wachstumsverzögerung von etwa 4-5 Jahren entspricht), da diese auch die Investitionen mit abbilden, die zur Transformation des Energiesystems getätigt werden müssen. Hervorzuheben ist, dass das SK_Mod_kons Szenario,

bei dem die Kohlekraftwerke nicht frühzeitig abgestellt werden dürfen, bei etwa gleichen Konsumverlusten die höchsten BIP Verluste aufweist. Ein frühzeitiger Ausstieg aus der Kohle kann also zur Verringerung der BIP-Verluste beitragen, da dadurch die Erneuerbaren Energien schneller ausgebaut werden.

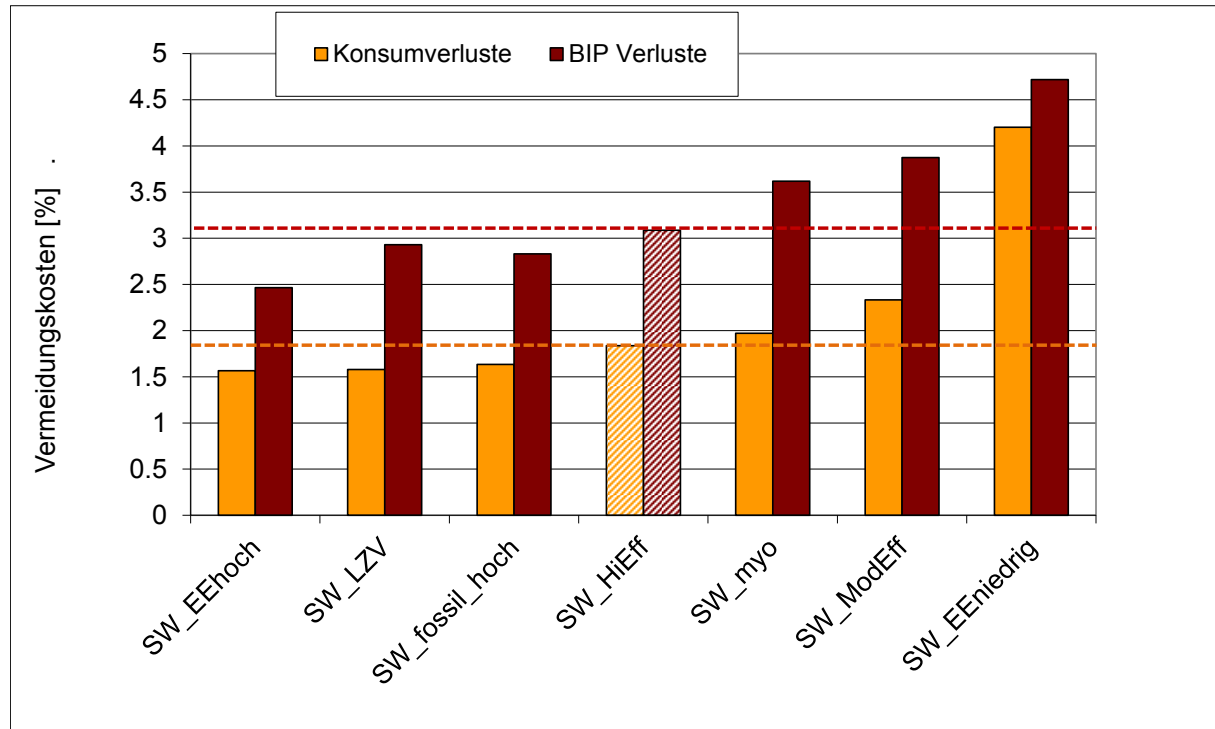


Abbildung 74: BIP- und Konsumverluste (Vermeidungskosten) gegenüber dem jeweiligen BAU Pfad für die Sensitivitäten zum Szenario SW_HiEff, geordnet nach Höhe der Konsumverluste. Das Kernszenario SW_HiEff ist hervorgehoben.

Die angebotsseitigen Aufwendungen für das Energiesystem sind in Abbildung 75 und Abbildung 76 dargestellt. Die Sensitivitätsannahmen führen hier zu eher geringen Effekten. Alleine bei den Szenarien EE_hoch bzw. EE_niedrig und Fossil_hoch lassen sich unterschiedliche Auswirkungen deutlich erkennen. So wird bei EE_hoch wesentlich mehr investiert, in diesem Fall in Windkraft- und Solaranlagen. Beim EE_niedrig Szenario hingegen schlagen höhere Brennstoffkosten zu Buche, da hier verstärkt auf Gas gesetzt wird (siehe Kapitel 6.1.5). Trivialer Weise erhöhen sich die Brennstoffkosten in der Variante Fossil_hoch. Im SK_Mod_kons Szenario ist der niedrigste Gesamtwert zu verzeichnen, was an den geringen und erst später anfallenden Investitionen liegt, die in diesem Szenario getätigt werden.

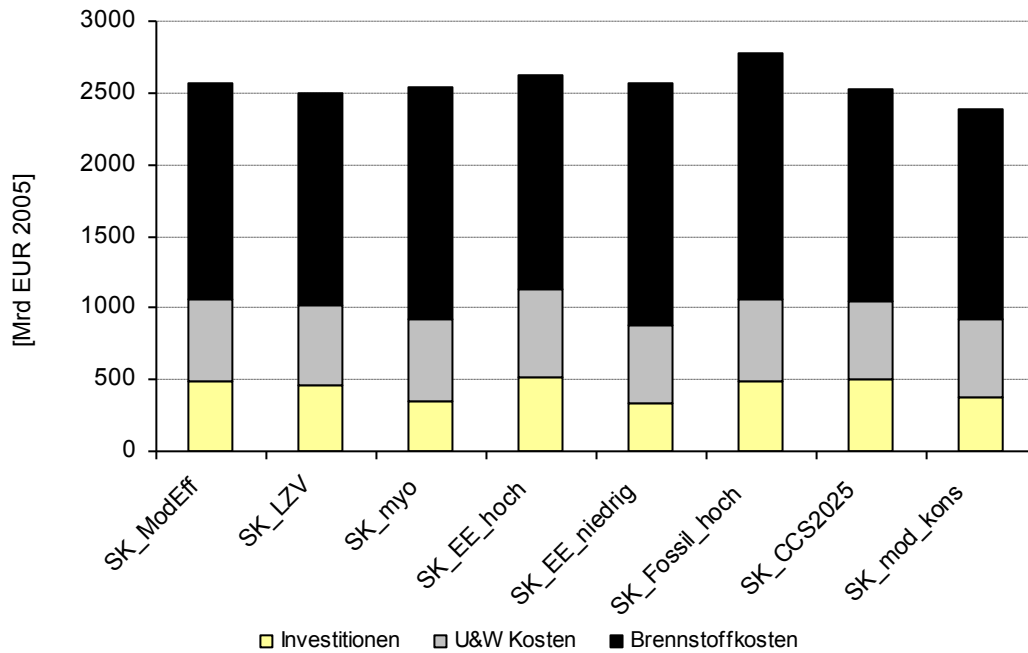


Abbildung 75: Barwert der Energiesystemaufwendungen für die Sensitivitäten zu dem SK_ModEff Szenario über den Betrachtungszeitraum 2005-2050. Als Zinssatz dient der REMIND-D interne Zinssatz von 3%. U&W: Unterhalts- und Wartungskosten.

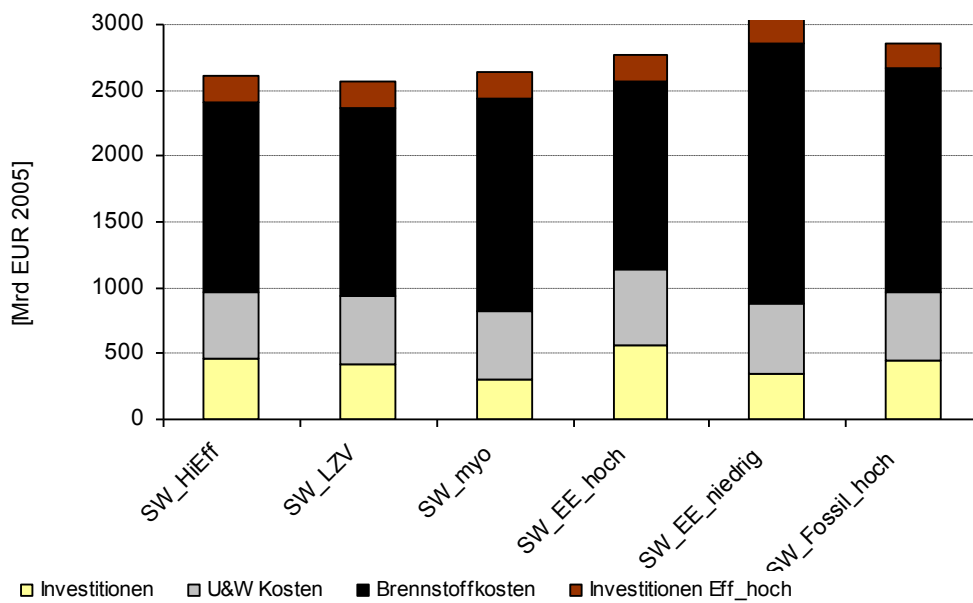


Abbildung 76: Barwert der Energiesystemaufwendungen für die Sensitivitäten zu dem SW_HI Eff Szenario über den Betrachtungszeitraum 2005-2050. Als Zinssatz dient der REMIND-D interne Zinssatz von 3%. U&W: Unterhalts- und Wartungskosten.

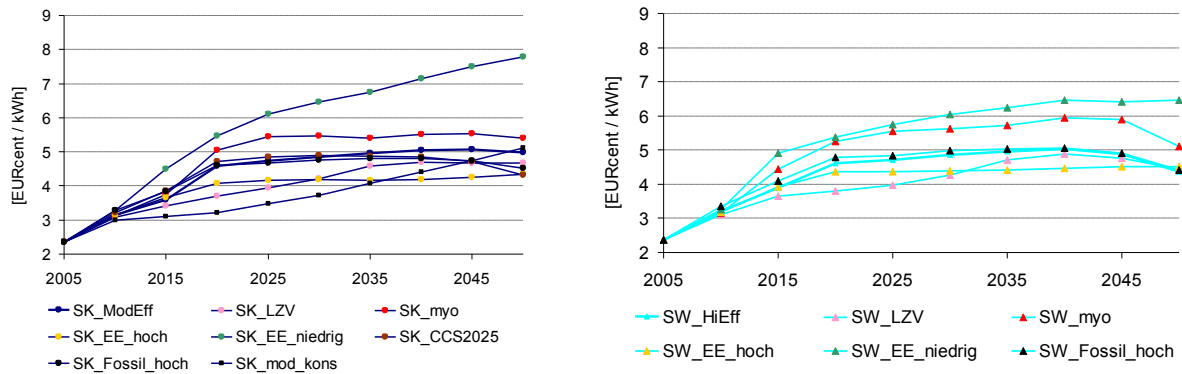


Abbildung 77: Durchschnittliche Stromgestehungskosten für die Sensitivitäten zum SK_ModEff bzw. zum SW_HiEff Szenario.

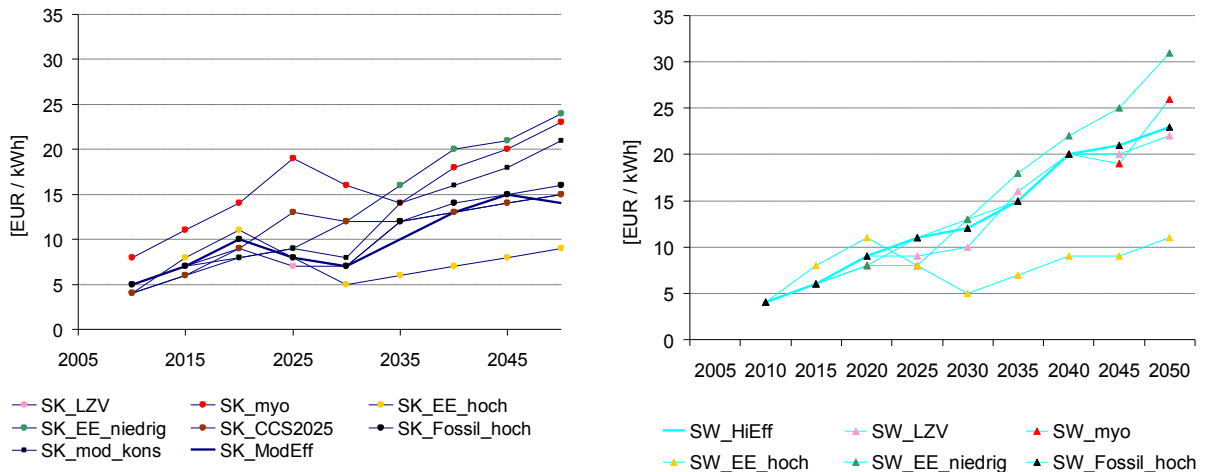


Abbildung 78: Grenzoportunitätskosten der Stromerzeugung für die Sensitivitäten zum SK_ModEff und zum SW_HiEff Szenario.

Die Stromgestehungskosten und die Grenzoportunitätskosten der Stromerzeugung sind in Abbildung 77 und Abbildung 78 zu sehen. Im zeitlichen Verlauf fallen die Effekte teilweise etwas differenzierter aus, es ergibt sich aber eine ähnliche Reihung der Sensitivitäten bezüglich der Höhe der Kosten wie es bei den BIP- und Konsumverlusten in Abbildung 73 und Abbildung 74 zu sehen ist. Besonders prägnant ist die Tatsache, dass für fast alle Zeitpunkte die Preispfade für EE_hoch und EE_niedrig die jeweils niedrigsten bzw. höchsten Kosten darstellen. Bei den SK Szenarien ergeben sich vor allem für ein myopisches Investitionsverhalten und bei späterer Verfügbarkeit von CCS zwischen 2020 und 2035 signifikant höhere Grenzoportunitätskosten für Strom, die sich aber bei den durchschnittlichen Stromgestehungskosten nicht so stark bemerkbar machen.

6.3 Kriteriengestützter Vergleich der Varianten und Sensitivitäten

Im Folgenden wird analog zum Vergleich der Kernszenarien in Kapitel 5 ein übersichtsartiger quantitativer Szenariovergleich durchgeführt. Zunächst werden dazu die Varianten und Sensitivitäten zum strukturkonservativen Szenario, danach die zum Strukturwandelszenario dargestellt. Vor allem im Bereich der soziökonomischen Auswirkungen wird die quantitative Analyse zusätzlich durch qualitative Analysen und Aussagen ergänzt und flankiert.

Quantitative (sozio-) ökonomische Kriterien*	Einheit	SK_ModEff	SK_mod_kons	SK_ModEff_LZV	SK_ModEff_myo	SK_ModEff_EEhoch	SK_ModEff_EEniedrig	SK_ModEff_CCS2025	SK_ModEff_Fossilhoch
Bruttoinlandsprodukt (BIP)									
durchschnittliche jährliche BIP-Wachstumsrate	Prozent	1,08	1,0	1,08	1,06	1,11	1,04	1,07	1,07
Konsumausgaben									
durchschnittliche jährliche Konsum-Wachstumsrate	Prozent	1,08	1,02	1,08	1,05	1,09	1,03	1,07	1,07
Energiesystem									
Energiesystem-Aufwendungen	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	2.563	2.381	2.501	2.537	2.620	2.565	2.519	2.783
<i>davon Investitionen</i>	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	492	378	454	354	520	341	498	488
Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Jahr 2025	€cent/kWh	4,7	3,5	3,9	5,4	4,2	6,1	4,8	4,7
Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Jahr 2050	€cent/kWh	5,0	5,1	4,7	5,4	4,3	7,8	4,3	4,5
Energieimporte									
Importquote der Primärenergieversorgung im Jahr 2025	Prozent	60	68	67	74	57	77	63	56
Importquote der Primärenergieversorgung im Jahr 2050	Prozent	45	39	40	51	36	66	35	38
Aufwendungen für Brennstoffimporte	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	1.223	1.167	1.204	1.345	1.215	1.405	1.202	1.446

*Wenn nicht anders vermerkt, bezieht sich die Bewertung stets auf den Betrachtungszeitraum 2005 bis 2050.

Qualitative (sozio-) ökonomische Kriterien	SK_Mod_Eff	SK_mod_kons	SK_ModEff_LZV	SK_ModEff_myo	SK_ModEff_EEhoch	SK_ModEff_EEniedrig	SK_ModEff_CCS2025	SK_ModEff_Fossilhoch
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich Erneuerbare Energien	s. o.	Wettbewerbssituation deutscher Unternehmen aufgrund des späteren Ausbaus im Inland negativ beeinflusst	Wettbewerbssituation deutscher Unternehmen aufgrund des späteren Ausbaus im Inland negativ beeinflusst	Wettbewerbssituation deutscher Unternehmen aufgrund des späteren Ausbaus im Inland negativ beeinflusst	Falls zusätzliches Potenzial im Inland vorliegt und erschlossen wird, ist mit zusätzlichen Wachstums- und Innovationsimpulsen für inländische Hersteller zu rechnen	Geringerer Ausbau der Erneuerbaren geht einher mit niedrigerem Potenzial für technologische Innovationen und schlechteren Chancen deutscher Unternehmen auf dem Weltmarkt	Ausbau der erneuerbaren Energien würde gegenüber SK_ModEff noch leicht beschleunigt werden, was die Wettbewerbssituation deutscher Unternehmen weiter verbessern könnte.	Keine signifikanten Änderungen zu erwarten, da der Ausbau der Erneuerbaren in ähnlicher Weise erfolgt wie im Kernszenario SK_ModEff
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich Abscheidung und Sequestrierung von CO ₂ (CCS)	s. o.	CCS-Ausbau findet verzögert und in geringerem Umfang statt, könnte Wettbewerbssituation deutscher Hersteller negativ beeinflussen	CCS-Ausbau wird etwas verzögert, könnte Wettbewerbssituation deutscher Hersteller negativ beeinflussen	CCS-Ausbau wird noch weiter forciert, könnte Innovationskraft und Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen weiter verbessern	CCS-Ausbau erfolgt in ähnlicher Weise, daher ist mit keinen bedeutenden Effekten zu rechnen	CCS-Ausbau erfolgt in ähnlicher Weise, daher ist mit keinen bedeutenden Effekten zu rechnen	Bei früherer Nutzung in anderen Ländern, könnten inländische Unternehmen gegenüber SK_ModEff Wettbewerbsnachteile erleiden	Leicht negative Folgen zu erwarten, da CCS-Technologie etwas weniger stark genutzt wird
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich energieeffizienter Technologien	s. o.	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff

Ökologische Kriterien	Einheit	SK_Mod Eff	SK_Mod _kons	SK_Mod Eff_LZV	SK_Mod Eff_myo	SK_Mod Eff_EEhoch	SK_Mod Eff_EE niedrig	SK_Mod Eff_CCS 2025	SK_Mod Eff_Fossil_hoch
Inanspruchnahme endlicher fossiler Ressourcen	EJ (kumuliert)	285	274	276	309	281	301	268	279
<i>davon Erdöl</i>	EJ (kumuliert)	96	89	97	93	99	91	96	96
<i>davon Kohle</i>	EJ (kumuliert)	86	85	76	93	79	65	68	82
<i>davon Erdgas</i>	EJ (kumuliert)	103	100	102	123	102	145	104	101
Menge radioaktiver Abfälle*	t	4.099	9.504	9.504	4.099	4.099	4.099	4.099	4.099
einzulagerndes CO ₂	Mio. t CO ₂ (kumuliert)	5.037	2.246	4.301	5.476	4.726	3.673	2.915	4.742
Luftschadstoffe	qualitativ	s. o.	Etwas niedrigerer Ausstoß von Luftschadstoffen zu erwarten aufgrund etwas geringerer Nutzung fossiler Energieträger	Etwas niedrigerer Ausstoß von Luftschadstoffen zu erwarten aufgrund geringerer Kohlenutzung	Höherer Ausstoß von Luftschadstoffen zu erwarten, da mehr fossile Energieträger, insbesondere auch mehr Kohle genutzt werden.	Kaum Änderungen gegenüber Kernszenario SK_ModEff zu erwarten.	Änderung gegenüber Kernszenario SK_ModEff möglich, Richtung aber unklar: Zwar werden mehr fossile Energieträger genutzt, allerdings v. a. mehr (relativ sauberes) Erdgas – und weniger Kohl	Etwas niedrigerer Ausstoß zu erwarten aufgrund niedrigerer Kohlenutzung	Kaum Änderungen gegenüber SK_ModEff zu erwarten.

*Annahme: 1 kWh aus Kernkraftwerken verursacht radioaktiven Abfall in Höhe von 0,0027 g (Quelle: UBA (2007)).

Quantitative (sozio-) ökonomische Kriterien*	Einheit	SW_HIEff	SW_ModEff	SW_HIEff_LZV	SW_HIEff_myo	SW_HIEff_EEhoch	SW_HIEff_EEniedrig	SW_HIEff_Fossilhoch
Bruttoinlandsprodukt (BIP)								
durchschnittliche jährliche BIP-Wachstumsrate	Prozent	1,12	1,02	1,13	1,08	1,17	0,92	1,12
Konsumausgaben								
durchschnittliche jährliche Konsum-Wachstumsrate	Prozent	1,16	1,04	1,16	1,11	1,19	0,95	1,15
Energiesystem								
Energiesystem-Aufwendungen	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	2.605	2.411	2.570	2.641	2.767	3.057	2.860
<i>davon Investitionen</i>	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	652	461	617	498	753	537	650
Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Jahr 2025	€cent/kWh	4,7	4,8	4,0	5,5	4,4	5,8	4,8
Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Jahr 2050	€cent/kWh	4,4	4,3	4,4	5,1	4,5	6,5	4,4
Energieimporte								
Importquote der Primärenergieversorgung im Jahr 2025	Prozent	63	63	71	78	59	74	63
Importquote der Primärenergieversorgung im Jahr 2050	Prozent	43	44	44	44	35	45	43
Aufwendungen für Brennstoffimporte	Mrd. € ₂₀₀₅ (kumuliert, diskontiert)	1.176	1.165	1.174	1.336	1.179	1.299	1.174

*Wenn nicht anders vermerkt, bezieht sich die Bewertung stets auf den Betrachtungszeitraum 2005 bis 2050.

Qualitative (sozio-) ökonomische Kriterien	SW_HiEff_f	SW_ModEff	SW_HiEff_LZV	SW_HiEff_myo	SW_HiEff_EEhoch	SW_HiEff_EE niedrig	SW_HiEff_Fossilhoch
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich Erneuerbare Energien	s. o.	Keine signifikanten Änderungen zu erwarten, da der Ausbau der Erneuerbaren in ähnlicher Weise erfolgt wie im Kernszenario SW_HiEff	Wettbewerbsituation deutscher Unternehmen aufgrund des späteren Ausbaus im Inland negativ beeinflusst	Wettbewerbsituation deutscher Unternehmen aufgrund des späteren Ausbaus im Inland negativ beeinflusst	Sofern das zusätzliche Potenzial erneuerbarer Energien insbesondere inländisch vorliegt und erschlossen wird, ist mit zusätzlichen Wachstums- und Innovationsimpulsen für inländische Hersteller zu rechnen	Geringeres Potenzial und damit einhergehender geringerer Ausbau der Erneuerbaren gehen einher mit niedrigerem Potenzial für technologische Innovationen und schlechteren Chancen deutscher Unternehmen auf dem Weltmarkt	Keine signifikanten Änderungen zu erwarten, da der Ausbau der Erneuerbaren in ähnlicher Weise erfolgt wie im Kernszenario SW_HiEff
Auswirkungen auf Innovation und Wettbewerb im Bereich energieeffizienter Technologien	s. o.	Deutlich negative Auswirkungen gegenüber SW_HiEff, da (hoch-) effiziente Technologien über den gesamten Betrachtungszeitraum in deutlich geringerem Umfang genutzt werden	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff	Keine Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff

Ökologische Kriterien	Einheit	SW_HiEff f	SW_Mod Eff	SW_HiEff _LZV	SW_HiEff _myo	SW_HiEff _EEhoch	SW_HiEff _Eenied- rig	SW_HiEff _Fossil- hoch
Inanspruchnahme endlicher fossiler Ressourcen	EJ (kumuliert)	237	233	235	269	235	258	237
<i>davon Erdöl</i>	EJ (kumuliert)	96	95	96	91	97	82	96
<i>davon Kohle</i>	EJ (kumuliert)	41	39	39	42	39	31	42
<i>davon Erdgas</i>	EJ (kumuliert)	99	99	100	137	99	144	99
Menge radioaktiver Abfälle*	t	4.099	4.099	9.504	4.099	4.099	4.099	4.099
einzulagerndes CO ₂	Mio. t CO ₂ (kumuliert)	0	0	0	0	0	0	0
Luftschadstoffe	qualitativ	s. o.	Kaum Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff zu erwarten.	Kaum Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff zu erwarten.	Höherer Ausstoß von Luftschadstoffen zu erwarten, da mehr fossile Energieträger eingesetzt werden, wenn auch der Mehrverbrauch in Form des relativ sauberen Erdgases anfällt.	Kaum Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff zu erwarten.	Änderung gegenüber Kernszenario SK_ModEff möglich, Richtung aber unklar: Zwar werden mehr fossile Energieträger genutzt, allerdings v. a. mehr (relativ sauberes) Erdgas, wohingegen deutlich weniger Kohle genutzt wird	Kaum Änderungen gegenüber Kernszenario SW_HiEff zu erwarten.

*Annahme: 1 kWh aus Kernkraftwerken verursacht radioaktiven Abfall in Höhe von 0,0027 g (Quelle: UBA (2007)).

6.4 Einordnung der Kernszenarien in den internationalen Kontext

Nachdem die beiden Kernszenarien in Kapitel 5 in Hinblick auf zentrale wirtschaftliche Parameter miteinander verglichen wurden, werden diese Ergebnisse hier in den internationalen Kontext eingebettet. Dabei ist die Frage leitend, ob die in den Kernszenarien für Deutschland skizzierten sehr ambitionierten Klimaschutzpfade nicht nur im Vergleich untereinander, sondern auch im Kontext einer internationalen Klimaschutzstrategie ökonomisch sinnvoll und konkurrenzfähig sein könnten⁶².

- Hierzu wird zunächst der CO₂-Schattenpreis, wie er sich im REMIND-D-Modell für Deutschland ergibt (siehe Kapitel 5.2.3), mit den Ergebnissen globaler Modellierungen verglichen.
- Zweitens werden die Wirkungen der Kernszenarien bzw. der durch sie repräsentierten Klimaschutzstrategien auf Konsum und BIP in Deutschland mit den Auswirkungen ähnlicher Strategien auf globaler Ebene verglichen⁶³. Zusätzlich wird in diesem Kapitel das Klimaschutzziel variiert um zu untersuchen, wie sich die wirtschaftlichen Auswirkungen in Abhängigkeit der CO₂ Budget-Restriktion verhalten.

6.4.1 CO₂-Schattenpreise im internationalen Vergleich

Ein Indikator für die ökonomische Wirkung der Klimaschutzzszenarien ist der sich ergebende Schattenpreis für CO₂ (vgl. Abschnitt 5.2.3 und Abbildung 59). Wenn der CO₂-Schattenpreis in Deutschland weit über dem Wert liegt, der global zu erwarten ist, dann wäre eine Erbringung von Emissionsminderungsleistungen im Ausland ökonomisch sinnvoller. Deshalb wird der hier mit REMIND-D berechnete CO₂-Schattenpreis ins Verhältnis gesetzt zu einem CO₂-Schattenpreis, der sich global einstellen würde, wenn international ambitionierte Klimaschutzziele verfolgt werden.

In zwei Modellvergleichen mit globalen Energie-System-Ökonomie Modellen für ein Klimaschutzziel von 2°C (Edenhofer et al. 2009 und Edenhofer et al. 2010, siehe Abbildung 79) ergab sich für das Jahr 2030 ein CO₂-Schattenpreis zwischen 30 und 325 \$/tCO₂ (also zwischen 24 und 260 €/tCO₂). Die Werte, die in den globalen Modellen errechnet wurden, spannen also den Rahmen auf für die Werte, wie sie hier für eine sehr ambitionierte rein nationale Emissionsminderungsstrategie mit dem Ziel einer Emissionsminderung um 85% bzw. einem Budget von rd. 12,5 Mrd. t. CO₂ bis 2050 ermittelt wurden. Dass der inländische CO₂-Schattenpreis innerhalb der Bandbreite liegt, die sich bei einem globalen Emissionshandel einstellt, könnte bedeuteten, dass Deutschland die ambitionierte Minderung von 85% auch

⁶² Wie oben erläutert sind in diesen Berechnungen keine positiven Effekte durch Klimaschutz, z.B. vermiedene Gesundheitsprobleme durch weniger Luftverschmutzung durch Kohlekraftwerke, mit in Betracht gezogen worden. Auch werden die Schäden durch Klimawandel, z.B. durch Stürme oder andere Extremereignisse, bei den Kosten nicht gegengerechnet. Die Analyse vergleicht alleine die negativen ökonomischen Wirkungen von Klimaschutz gegenüber der jeweiligen Business-as-usual Entwicklung.

⁶³ Ein direkter Vergleich der Konsum- und BIP-Minderungen aus REMIND-D mit den globalen Zahlen lässt sich nicht ziehen. Zum einen weisen nicht alle globalen Modelle Konsumverluste aus (z.B. nicht die reinen Energiesystemmodelle), zum anderen lässt sich das Minderungsziel nicht direkt übertragen, da nicht eindeutig ist, wie eine weltweite Minderung entsprechend des 2°C-Ziels auf Deutschland heruntergebrochen würde (siehe auch Kapitel 2.1). Eine Analyse der BIP-Minderungen in Abhängigkeit des Emissionsbudgets ist in Knopf et al. (2011) zu finden, die ebenfalls einen nichtlinearen Anstieg der Kosten vom Klimaschutzziel aufweist.

autark bewältigen könnte, ohne auf Emissionsminderungen im Ausland über einen internationalen Emissionshandel zurückgreifen zu müssen – bzw. dass dieser Import ggf. nicht kostengünstiger sein würde, als die inländische Erbringung. Allerdings ist die Bandbreite der Ergebnisse der internationalen Modelle sehr hoch und die CO₂-Schattenpreise liegen in den meisten hier zum Vergleich herangezogenen Weltmodellen niedriger als die entsprechenden Preise in den REMIND-D-Szenarien. Es ist insofern nicht auszuschließen, dass eine Einbindung Deutschlands in einen internationalen Emissionshandel ökonomisch vorteilhaft sein könnte.

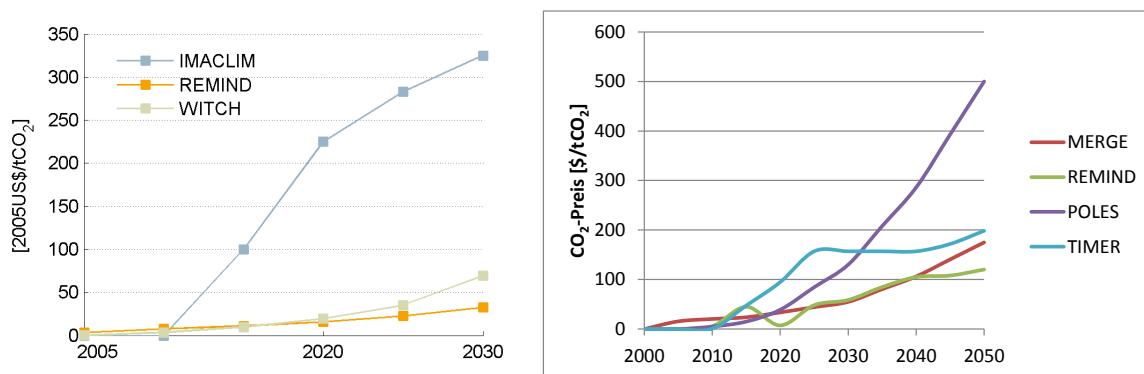


Abbildung 79: Globaler CO₂ Preis in verschiedenen Modellen. Links: Modellvergleich RECIPE (Edenhofer et al. 2009), rechts: Modellvergleich ADAM (Edenhofer et al. 2010).

Um die Abhängigkeit des sich für Deutschland ergebenden CO₂-Schattenpreises von dem in Deutschland verfolgten Klimaschutzziel zu untersuchen und in Relation zum globalen Preisniveau zu setzen, ist in Abbildung 80 der CO₂ Preis im Jahr 2030 in Abhängigkeit von der bis 2050 angestrebten CO₂ Reduktion (gemessen als Emissionsbudget für den Zeitraum 2010 bis 2050) aufgetragen. Der graue Balken zeigt die aus Abbildung 79 resultierende Preisspannbreite, die sich aus den globalen Modellen für das Jahr 2030 aus ergibt.

Bis zu einer Untergrenze des in Deutschland zur Verfügung stehenden Emissionsbudgets von etwa 9 Mrd. t (SK_ModEff) bzw. 12 Mrd. t (SK_HiEff) liegt der Schattenpreis für CO₂ für Deutschland im Rahmen der globalen Werte, die von den globalen „Integrated Assessment“-Modellen berechnet werden. Unterhalb eines Emissionsbudgets von etwa 13 Mrd. t. ist aber ein starker Anstieg der CO₂ Schattenpreise zu verzeichnen, weil ab diesem Punkt die inländischen Potentiale der erneuerbaren Energien annahmegemäß komplett ausgeschöpft sind. Auch bestehen bei REMIND auf der Nachfrageseite keine weiteren technischen Möglichkeiten und Flexibilitäten, obwohl DEESY hier noch weitere Optionen aufweist. D.h. unter Annahme größerer Potentiale erneuerbarer Energieerzeugung oder größerer Energieeffizienzpotentiale könnte dieser Punkt auch erst bei geringeren Emissionsbudgets erreicht werden. Wird dagegen das CO₂-Emissionsbudget des Energiekonzepts der Bundesregierung in Höhe von rd. 18 Mrd. t zugrunde gelegt, lägen die Schattenpreise für CO₂ unterhalb der im globalen Rahmen erwarteten Preise.

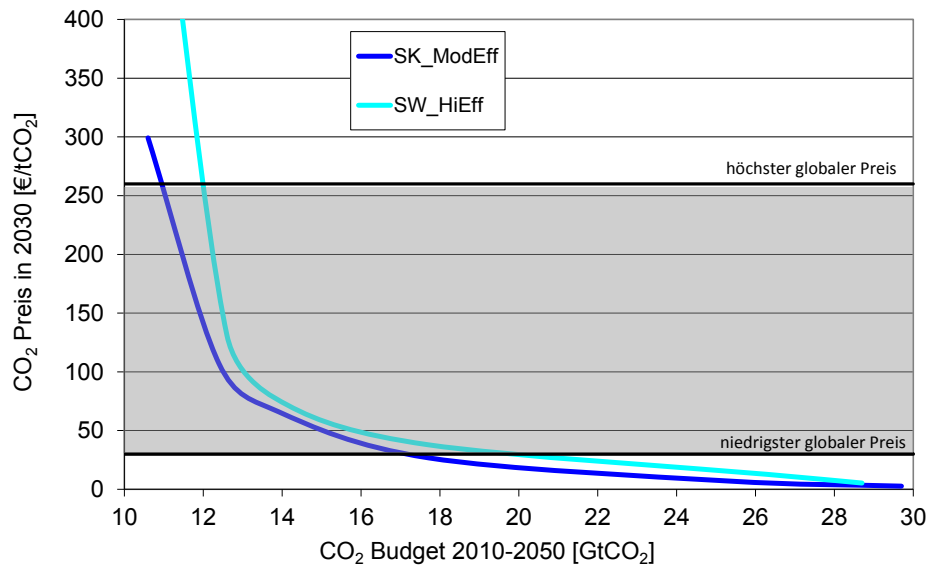


Abbildung 80: Schattenpreis von CO₂ im Jahr 2030 in Abhängigkeit des CO₂ Budgets (in Mrd. t) für den Zeitraum 2010 bis 2050 für das SW_HiEff und SK_ModEff Szenario. In grau ist die Bandbreite der CO₂ Preise für das Jahr 2030 aus den globalen Modellen gezeigt.

6.4.2 BIP- und Konsumminderungen der Kernszenarien gegenüber dem BAU im Vergleich

Die mit dem REMIND-Modell berechneten Minderungen des BIPs bzw. des Konsums in den Klimaschutzszenarien gegenüber dem BAU (siehe Kapitel 5.2.1) sind im internationalen Vergleich als eher hoch anzusehen. Nach gleicher Methode ermittelte und deshalb vergleichbare Werte für BIP-Minderungen, die für globalen Klimaschutz sonst angegeben werden, liegen bei 1% (Stern 2007) oder 1 bis 2,5% (Edenhofer et al., 2010), wobei in beiden Fällen allerdings der gesamte Zeitraum bis 2100 betrachtet wird, während in dieser Studie nur der Zeitraum bis 2050 betrachtet wird und die Verluste bis 2100 noch wesentlich höher liegen würden. In Edenhofer et al. (2010) liegen die BIP-Verluste für Europa etwa auf dem Niveau der globalen Vermeidungskosten, wobei allerdings die Emissionsreduktionen in Europa auch nur 60-70% gegenüber 1990 betragen. Die übrigen Emissionsminderungen werden in anderen Weltregionen erbracht und über den Emissionshandel "importiert". In Edenhofer et al. (2009) werden ebenfalls zu erwartende Konsumminderungen gegenüber einem BAU-Szenario angegeben. Hier liegen die Zahlen für Europa für drei untersuchte Modelle bei maximal 0,8% für ein ambitioniertes Klimaschutzszenario (Fig 2-4. in Edenhofer et al. 2009) im Vergleich zu rund 1,7% für die hier vorliegenden Szenarien (siehe Kapitel 5.2.1).

Die hier gezeigten Vermeidungskosten für rein nationalen Klimaschutz übersteigen also die vergleichbaren Konsum- bzw. BIP-Minderungen für die Region Europa in den globalen Modellen. Allerdings ist hierbei zu beachten, dass das Ambitionsniveau gemessen an dem in den Klimaschutzpfaden genutzten CO₂-Emissionsbudget deutlich höher liegt als in zahlreichen anderen Studien (vgl. Kapitel 2.1) und wahrscheinlich auch deutlich höher, als in den hier zum Vergleich für Europa herangezogenen Pfaden.

Um den Einfluss des Ambitionsniveaus auf die durch die Klimaschutzstrategien gegenüber dem hypothetischen BAU-Fall modellierten Konsum- und BIP-Minderungen identifizieren zu können, werden in Abbildung 81 und Abbildung 82 die entsprechenden Werte in Abhängigkeit des in den Klimaschutzstrategien zur Verfügung stehenden Emissionsbudgets für energiebedingtes CO₂ dargestellt.

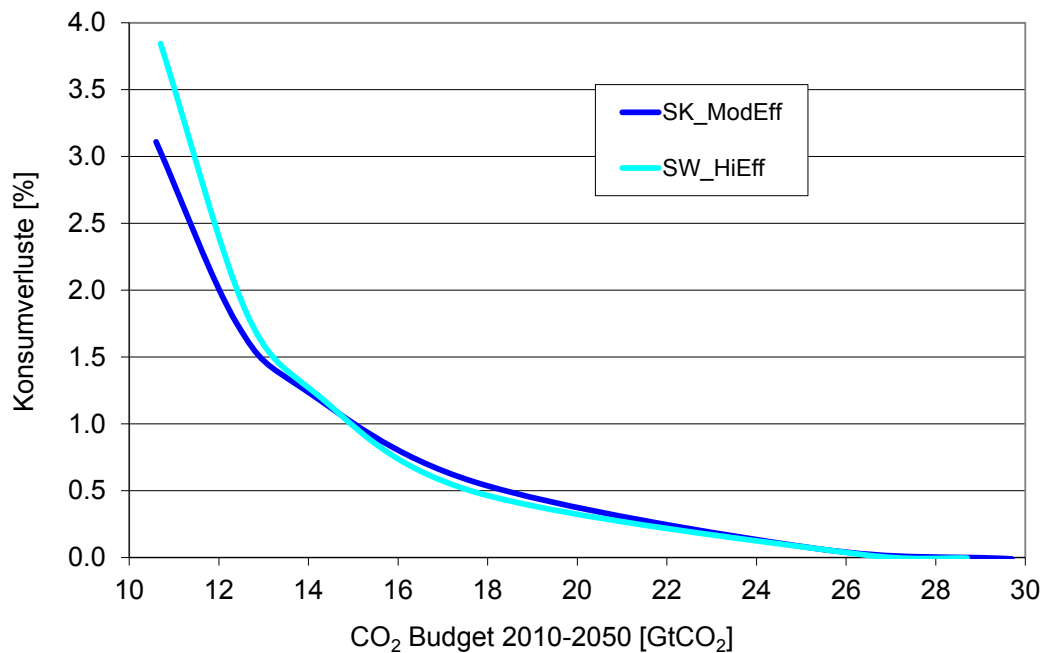


Abbildung 81: Konsumminderungen gegenüber BAU in Prozent in Abhängigkeit des CO₂ Budgets (in Mrd. t) für den Zeitraum 2010 bis 2050 für das SW_HiEff und SK_ModEff Szenario.

Hier ist für beide Kernszenarien SK_ModEff und SW_HiEff ein gleichermaßen stark ausgeprägter nicht-linearer Anstieg der Vermeidungskosten in Abhängigkeit des Klimaschutzzieles zu sehen. Bis zu einem gesamten Emissionsbudget für den Zeitraum 2010 bis 2050 von rd. 15 Mrd. t bleiben die Konsumverluste unter 1%, danach steigen sie in beiden Szenarien und unterhalb eines Budgets von ca. 12,7 Mrd. t vor allem für das Szenario SW_HiEff stärker an.

Für Emissionsbudgets von mehr als 15 Mrd. t liegen die Konsumverluste für das Szenario SW_HiEff unter denen von SK_ModEff, das bedeutet, dass in diesem Bereich der Effekt einer erhöhten Energieeffizienz wichtiger ist als die CCS Option. Das ändert sich, wenn man zu noch geringeren Emissionsbudgets übergeht: hier wird die CCS Option wichtiger, da im Falle von SW_HiEff die Effizienzpotentiale und die Potentiale der Erneuerbaren Energien ausgeschöpft sind, während im Szenario SK_ModEff mit CCS noch die Option Kohle+CCS (oder Gas+CCS) zur Verfügung steht⁶⁴.

⁶⁴ Hierzu ist es allerdings interessant zu beachten, dass das HiEff-Szenario des DEESY-Modells bei einem (nahezu) identischen BIP einen niedrigeren Endenergie- und vor allem Strombedarf aufweist und damit tendenziell niedrigere CO₂-Emissionen verbunden wären. Dies deutet darauf hin, dass der starke Anstieg der Konsumverluste möglicherweise auch erst bei noch kleineren Emissionsbudgets als 13 Mrd. t eintreten könnte.

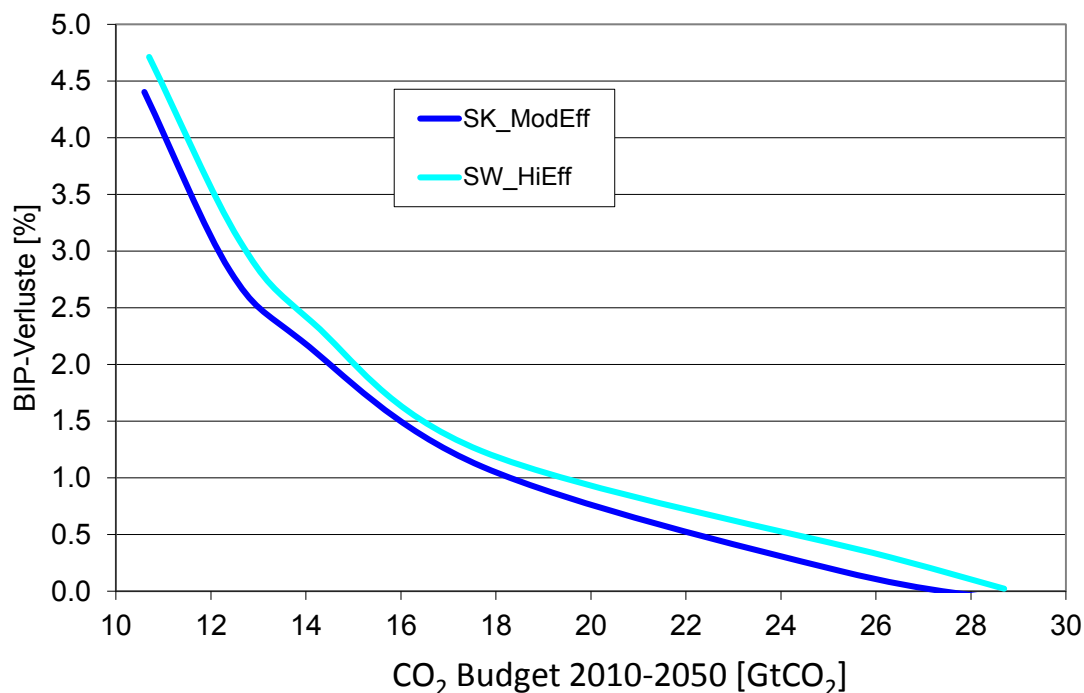


Abbildung 82: BIP-Minderungen gegenüber BAU in Prozent in Abhängigkeit des CO₂ Budgets (in Mrd. t) für den Zeitraum 2010 bis 2050 für das SW_HiEff und SK_ModEff Szenario.

Wie oben dargestellt, liegen die globalen Werte für die BIP-Verluste für den Zeitraum bis 2100 bei 1% (Stern 2007) oder 1 bis 2,5% (Edenhofer et al., 2010) und die europäischen Werte oft noch unter den globalen Zahlen. Für die Konsumverluste liegen die Werte z.B. in Edenhofer et al. (2009) bei unter 0,8%, was für Deutschland nach diesen Ergebnissen einem Klimaschutzpfad mit einem Emissionsbudget von rund 15 bis 16 Mrd. t über den Zeitraum 2010 bis 2050 entspräche (siehe Abbildung 81). Würden hier weitere Energieeffizienzpotenziale (wie im Szenario HiEff des DEESY-Modells ermittelt, siehe Abschnitt 4.1) oder größere Potenziale erneuerbarer Energien (siehe Abschnitt 6.1.5) berücksichtigt, dann würden die Auswirkungen auf Konsum und BIP noch geringer ausfallen.

Dieses Ergebnis zeigt, dass das in den hier untersuchten Kernszenarien zugrunde gelegte Ambitionsniveau einer rein inländischen Emissionsminderung von 85% (und einem Budget energiebedingter CO₂-Emissionen von rd. 12,5 Mrd. t, das sich modellendogen aus dem Ziel einer 85%igen CO₂-Emissionsminderung bis 2050 ergibt) in einen Bereich reicht, in dem die negativen ökonomischen Auswirkungen – aufgrund tatsächlicher oder modellbedingter Potenzialgrenzen – stark anzusteigen beginnen. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass sowohl das Energiekonzept 2010 der Bundesregierung als auch zahlreiche vorliegende Klimaschutzszenarien gemessen am Emissionsbudget für den Zeitraum 2010 bis 2050 ein weniger ambitioniertes Ziel verfolgen, nämlich ein Budget in Höhe von rd. 15 bis 19 Mrd. t (siehe Abbildung 6). Das höhere Emissionsniveau gemäß dieser Ziele würde klar in einem Bereich liegen, in dem die Konsumminderungen etwa bei 0,5% und die BIP-Minderungen bei etwa 1% und damit im Rahmen der auch international erwarteten ökonomischen Wirkungen lägen.

6.4.3 Bewertung der Szenarien im internationalen Kontext

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich die Schattenpreise für CO₂ in etwa auf dem Niveau der internationalen Modelle bewegen, während der steile Anstieg der BIP- und Konsumverluste gegenüber dem BAU in Abhängigkeit des CO₂ Budgets ein Indiz dafür, dass rein territoriale Emissionsminderungen ökonomisch suboptimal sein könnten. Dabei sind aber folgende Einschränkungen in Betracht zu ziehen:

- In den untersuchten Szenarien wird eine rein nationale Emissionsminderung unterstellt: Sie wird ausschließlich in Deutschland erbracht, ohne Beitrag aus dem Import erneuerbarer Energien oder über ein Emissionshandelssystem.
- Weiterhin sind z.B. die Potentiale der Erneuerbaren der begrenzende Faktor und werden bis zur Mitte des Jahrhunderts vollständig genutzt, wobei in den Kernszenarien eine eher konservative Annahme zum Potenzialvolumen zugrunde gelegt wird (siehe Abbildung 50). Darüber hinaus wird kein Stromimport aus anderen Ländern zugelassen.
- Ebenso sind die Energieeffizienzpotentiale im REMIND-Modell begrenzt. Im Vergleich zwischen den Szenarien SW_HiEff des REMIND-Modells und HiEff des DEESY-Modells zeigt sich, dass die Potenziale für Energieeffizienz zumindest nach der Analyse des DEESY-Modells noch deutlich höher wären und so weitere kosteneffizientere Emissionsminderungsoptionen im Inland bestünden.

Das REMIND-D-Modell hat aufgrund dieser Einschränkungen an dieser Stelle keine Möglichkeit mehr, flexibel zu reagieren oder auf andere Strategien zurückzugreifen. Diese Szenarien stellen somit den restriktivsten Fall einer Klimaschutzpolitik mit eng begrenzten Minderungspotenzialen und damit eine obere Abschätzung der Kosten dar. Weiterhin wird in den Szenarien nicht betrachtet, welchen positiven ökonomischen Effekt – sowohl international aber auch national – eine Vorreiterrolle Deutschlands beim Klimaschutz spielen könnte. Die genannten Restriktionen deuten aber andererseits auch den Ausweg an: Die Erweiterung der rein deutschen Perspektive um die globale oder wenigstens eine europäische Dimension bei der Emissionsreduktion als auch bei der Nutzung der erneuerbaren Energien.

Es wird in den voranstehenden Überlegungen deutlich, dass „die letzte Meile“ der Emissionsreduktion relativ teuer werden kann. Der überproportional steile Anstieg ab einer Unterschreitung eines Emissionsbudgets von ca. 14 Mrd. t bei den Konsumverlusten bzw. unterhalb von rund 12,7 Mrd. t bei den Schattenpreisen für CO₂ wird vor allem durch die mangelnden Möglichkeiten der Dekarbonisierung im Transportsektor bestimmt. Vor allem im Frachtverkehr stehen dem Modell – entsprechend der gegenwärtig abzusehenden Technologieoptionen – nur wenige Möglichkeiten zur Verfügung. Bei den LKW lässt sich der Dieselkraftstoff zwar durch (ebenfalls begrenzten) Biokraftstoff ersetzen, aber technisch gibt es noch keine Möglichkeit für Hybrid-LKWs. Da trotzdem ein gewisser Sockel an Gütertransport erbracht werden muss⁶⁵, führt zusätzliche Emissionsminderung dann zu BIP- und Konsumverlusten.

⁶⁵ Ohne weitere Randbedingung würde in REMIND der LKW Verkehr fast vollständig eingestellt werden. Da fast alle Studien übereinstimmend von einem Anstieg des Güterverkehrs ausgehen, scheint aber ein Auswuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung 125

Es kommt deshalb darauf an, den Emissionsminderungsspielraum rechtzeitig zu erweitern.

- Dies kann einerseits über internationale Kooperation geschehen, z.B. den Emissionshandel oder andere Formen des Rechteimports,
- oder durch die Erweiterung der rein nationalen auf eine europäische Perspektive, z.B. bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Netzausbau. So zeigen die Ergebnisse der Szenarien aus Kapitel 6.1.5, dass bei einem höheren Potential für die Erneuerbaren (EE_hoch) die CO₂-Schattenpreise im Jahr 2030 um fast ein Viertel gesenkt werden können.
- Insbesondere aber gibt es noch erhebliche Effizienzpotentiale auf der Nachfrageseite zu heben, die das Modell DEESY aufzeigt, die aber in REMIND nicht abgebildet werden.

stieg aus dem LKW-Verkehr unrealistisch. Dies wird in REMIND dadurch abgebildet, dass eine Untergrenze für LKW-Frachttransport implementiert wird, der der Anfangskapazität im Jahr 2005 entspricht.

7 Auswertung und Schlussfolgerungen

Die hier vorgestellten Analysen und Szenarien basieren auf Modellen und sind deshalb nur so gut, wie es die Modelle selber sind bzw. so gut, wie die Annahmen sind, die innerhalb der Modelle getroffen wurden. Kritische Abhängigkeiten der Ergebnisse von den Annahmen sind somit Bestandteil einer jeden Analyse. Zur Einordnung der Ergebnisse werden deshalb an dieser Stelle noch einmal die zentralen Annahmen der beiden hier in Kombination eingesetzten Modelle genannt.

Das für die Modellierung der Energieangebotsseite verwendete Modell REMIND ist ein Optimierungsmodell, das als zentrale Zielgröße die Wohlfahrt optimiert, die hier über den Konsum angenähert wird. Das REMIND-Modell trifft Investitionsentscheidungen auf der Basis der Verfügbarkeit und der Kosten von Technologien und Ressourcen, um so eine gesamtgesellschaftliche Produktionsfunktion, deren Output das Konsumeinkommen ist, zu optimieren.

Diese Analyse wird kombiniert mit der detaillierten energiewirtschaftlich/technischen Bottom-up Modellierung der Energienachfrageseite im DEESY-Modell. Im DEESY-Modell bestimmen exogene Annahmen über technische Parameter und Marktanteile die Ergebnisse. Es eignet sich daher dazu, Potenziale und Kosten nachfrageseitiger Strategien differenziert zu analysieren, führt aber keine interne Optimierung der Strategie durch.

Im Folgenden werden die Klimaschuttszenarien, die mit den Modellen REMIND-D und DEESY für die vorliegende Studie modelliert wurden, zusammenfassend dargestellt und in Bezug auf die Ausgangsfragestellungen interpretiert.

Die Interpretation konzentriert sich auf die beiden Kern-Klimaschutzszenarien „Strukturkonservativ“ (SK) und „Strukturwandel“ (SW), denn sie geben die beiden unterschiedlichen Denkrichtungen an, die auch den verschiedenen Varianten und Sensitivitäten zugrunde liegen. Beide Szenarien weisen einen weitgehend identischen Emissionspfad auf. Dieser ist durch ein Emissionsbudget an energiebedingtem CO₂ in Höhe von rd. 12,5 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum 2010 bis 2050 charakterisiert⁶⁶, wobei ein Gesamtbudget für den Zeitraum bis 2100 vorgegeben wird. Damit sind beide hier untersuchten Klimaschuttszenarien deutlich ambitionierter als das derzeitige Ziel der Bundesregierung, die in ihrem Energiekonzept – im Sinne einer weitgehend linearen Minderung vom heutigen Emissionsniveau auf einen Wert von -85 bis -95% gegenüber 1990 – Gesamtemissionen für diesen Zeitraum in Höhe von rd. 18 Mrd. t anstrebt.

- Das Szenario Strukturkonservativ gibt vor diesem Hintergrund ein Szenario mit moderater nachfrageseitiger Effizienzsteigerung wieder, in dem die Intention leitend ist, energiewirtschaftlich gewachsene Strukturen weitgehend beizubehalten, zu ,konser-

⁶⁶ Aufgrund der langen Verweildauer von CO₂ in der Atmosphäre ist der genaue Zeitpunkt von CO₂-Emissionen in den nächsten 40 Jahren weniger relevant. Entscheidend für die Wirkung auf die globale Erwärmung ist dagegen die insgesamt emittierte Menge an CO₂. Das Emissionsbudget für den Zeitraum 2010 bis 2050 ist daher ein deutlich präziseres Maß für die Klimarelevanz eines Szenarios als der üblicherweise verwendete Zielwert für 2050, da dieser mit ganz unterschiedlichen Kurvenverläufen bis 2050 verbunden sein kann.

vieren' (bezeichnet als SK_ModEff in REMIND-D und als ModEff in den nachfrageseitigen Simulationen mit DEESY).

- Im Gegensatz dazu ist das Szenario Strukturwandel geprägt von einer hohen Steigerung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite sowie einem weitgehenden Umstieg auf Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen (bezeichnet als SW_HiEff bzw. HiEff).

Zur näheren Analyse dieser beiden Kernszenarien wurden zusätzliche Szenariovarianten und Sensitivitäten modelliert, anhand derer Ergebnisse auch die Robustheit der zentralen Ergebnisse der Kernszenarien diskutiert wird.

- Die Varianten SK_Mod_kons sowie SW_ModEff sind jeweils Varianten der beiden Kernszenarien.
- Hinzu kommen die angebotsseitigen Sensitivitätsanalysen (Myopie, LZV, CCS2025, Reg_hoch; Reg_niedrig; hohe fossile Energiepreise), die mit Ausnahme der Variante CCS2025 jeweils für beide Kernszenarien berechnet wurden.
- Außerdem wurden zwei nachfrageseitige Sensitivitäten (Öko-Watt, zum HiEff-Szenario sowie NT zum ModEff-Szenario) modelliert, deren Ergebnisse bereits in Kapitel 3 bzw. Kapitel 4 dargestellt wurden.
- Schließlich wurde für beide Kernszenarien die Auswirkung einer Variation des Klimaschutzziels auf wirtschaftliche Indikatoren simuliert. Diese Ergebnisse werden im Folgenden in Bezug auf eine mögliche Erbringung von Klimaschutzleistungen im Ausland diskutiert.

7.1 Zentrale Ergebnisse des Vergleichs der Kernszenarien

In Bezug auf zentrale energiewirtschaftliche und ökologische Parameter überwiegen die Gemeinsamkeiten zwischen den Kernszenarien. In beiden Szenarien wird das deutsche Energiesystem maßgeblich umgebaut, wobei vor allem ein rascher Umstieg auf erneuerbare Energien erfolgt. Entsprechend können in beiden Szenarien die Energieimporte auf 43% (SW_HiEff) bzw. 45% (SK_ModEff) im Jahr 2050 verringert werden. Die Inanspruchnahme endlicher fossiler Ressourcen fällt dabei im Strukturwandelszenario über den gesamten Zeitraum um ca. 17% niedriger aus, da weniger als halb so viel Kohle eingesetzt wird wie im strukturkonservativen Szenario. Dies macht sich auch in der Menge des gespeicherten CO₂ bemerkbar, die im strukturkonservativen Szenario bei gut 5 Mrd. t CO₂ liegt. Damit werden in diesem Szenario fast 30% der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen abgetrennt und geologisch gespeichert. Im Strukturwandelszenario dagegen wird als exogene Annahme in Deutschland auf diese Technologie verzichtet.

Als zentrale ökonomische Parameter zum Vergleich der Kernszenarien werden hier erstens das BIP und die Konsumausgaben sowie die Schattenpreise für CO₂ zweitens die Aufwendungen für das Energiesystem und drittens die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten herangezogen.

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Parameter **BIP und Konsum** unterscheiden sich die beiden Kernszenarien Strukturwandel (SW_HiEff) und Strukturkonservativ (SK_ModEff) kaum:

- Während Wirtschaftswachstum und Konsumzuwächse im SW_HiEff-Szenario leicht höher ausfallen als im SK_ModEff-Szenario – d.h. das SW_HiEff-Szenario aufgrund der höheren Energieeffizienz insgesamt im Jahr 2050 eine um knapp 2% höhere Wirtschaftsleistung aufweist –, sind die jeweiligen Einbußen gegenüber der zugehörigen BAU-Entwicklung im SW_HiEff-Szenario etwas höher als im SK_ModEff-Szenario. Dies liegt an der zusätzlichen Verfügbarkeit von CCS im Fall des SK_ModEff Szenarios, das eine größere Flexibilität bei der CO₂-armen Stromerzeugung ermöglicht. Die Konsum- bzw. BIP-Minderungen⁶⁷ liegen im Szenario SW_HiEff bei 1,8% bzw. 3,1%, im Szenario SK_ModEff liegen die entsprechenden Zahlen bei 1,7 bzw. 2,8%. Letzter Effekt wird auch durch die Schattenpreise für CO₂⁶⁸ illustriert. Diese verzweieinhalbfachen sich in beiden Kernszenarien zwischen 2015 und 2050, wobei das Szenario SW_HiEff um etwa 25% höhere Schattenpreise aufweist als das Szenario SK_ModEff (siehe Abschnitt 5.2.3).
- Insgesamt sind die Differenzen zwischen den beiden Kernszenarien vor allem in Bezug auf das Konsumniveau im Vergleich zum Gesamtniveau von BIP und Konsum bzw. zu den Veränderungen über einen 40-Jahreszeitraum eher gering.

Die Szenarien unterscheiden sich ebenfalls kaum in der Summe der **Aufwendungen für das Energiesystem**. Im Detail gibt es hier jedoch deutliche und relevante Unterschiede vor allem bei Art und Höhe sowie beim zeitlichen Verlauf der Investitionen:

- Nahezu gleich ist die (diskontierte) Summe der Energiesystemaufwendungen: Insgesamt liegen sie über den hier betrachteten Zeitraum bis 2050 im Szenario SW_HiEff um etwa 1,5% über denen des Szenario SK_ModEff. Das Szenario SW_HiEff weist zwar geringere (diskontierte) Investitionen in das angebotsseitige Energiesystem sowie geringere (diskontierte) Brennstoffkosten auf als das SK_ModEff-Szenario, diese Differenz aber wird durch die zusätzlichen Investitionen in nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen überkompensiert⁶⁹.
- Die leicht höheren Gesamtaufwendungen für das Energiesystem im Szenario SW_HiEff können aber als Gegenwert einer zusätzlichen Leistung des Szenario SW_HiEff gedeutet werden. Denn das SW_HiEff-Szenario ist deutlich weniger anfällig gegenüber Brennstoffpreisschwankungen auf den Weltmärkten, wie sich aus der Sensitivität Fossil_hoch ergibt. Im Falle der dort angenommenen höheren Weltmarkt-Energiepreise weisen beide Kernszenarien nahezu gleiche Energiesystemaufwen-

⁶⁷ Die Konsum- bzw. BIP-Minderungen (hier interpretiert als Vermeidungskosten) sind jeweils definiert als Barwert der Minderungen gegenüber dem jeweiligen BAU Szenario, angegeben in Prozent. Sie werden über den gesamten Zeitraum (d.h. bis 2050) summiert und dabei mit 3% diskontiert.

⁶⁸ Die Schattenpreise für CO₂ beziffern den Grenznutzen, ausgedrückt in Geldeinheiten, der durch eine Einheit weniger CO₂-Vermeidung entstehen würde.

⁶⁹ Im Vergleich der Energieeffizienzinvestitionen mit den angebotsseitigen Investitionen ist zu beachten, dass es sich bei ersteren lediglich um die Zusatzinvestitionen in höhere Effizienzsteigerung (im Gegensatz zu den *Gesamt*investitionen in das angebotsseitige Energiesystem) handelt. Diese zusätzlichen Investitionen wurden mit dem DEESY-Modell ermittelt. Dabei wurde aber eine anspruchsvollere Effizienzsteigerung (Rückgang der Endenergieintensität um 2,6%/a im HiEff-Szenario gegenüber 1,9% im ModEff-Szenario als Standardfall) zugrunde gelegt, als sie im hier dargestellten (mit dem REMIND-Modell modellierten) SW_HiEff-Szenario angenommen wird (2,5%/a ggü. 2,1%). D.h. die hier berücksichtigten Mehrinvestitionen sollten eher eine Überschätzung als eine Unterschätzung der Aufwendungen repräsentieren.

dungen auf. D.h. sollten die Preise fossiler Energieträger stärker als in der Szenario-Sensitivität Fossil_hoch steigen, dann weist das Szenario SW_HiEff geringere Gesamtaufwendungen in das Energiesystem auf, als das Szenario SK_ModEff.

- Das Szenario SW_HiEff weist insgesamt deutlich, d.h. um ein Drittel, höhere Investitionen in das Energiesystem auf als das Szenario SK_ModEff, die bei leicht niedrigeren Investitionen in die Angebotsseite vor allem aus den Zusatzinvestitionen in gesteigerte Endenergieeffizienz resultieren. Diese werden aber über entsprechende Einsparungen in den Energieträgerkosten über den Szenariozeitraum kompensiert – ob nahezu bzw. vollständig, variiert je nach Preiserwartung.
- Zu betonen ist der zeitliche Verlauf der Investitionen und Energiesystemaufwendungen. Beide Szenarien weisen einen hohen Finanzmittelbedarf zu Anfang auf – die Umgestaltung des Energiesystems in eine nachhaltige Form ist eben eine „Investition“ im wörtlichen Sinne. Dieser Bedarf fällt im Szenario SW_HiEff deutlich höher und früher an als im Szenario SK_ModEff. Bis ca. 2020 fallen im Szenario SW_HiEff deutlich größere Energiesystemaufwendungen an als im Szenario SK_ModEff. Danach machen sich diese Anfangs-Investitionen „bezahlt“ d.h. die jährlichen Gesamtenergieaufwendungen liegen in der Folgezeit bis ca. 2030 im Szenario SW_HiEff durchgängig um ca. 10% unterhalb denen des SK_ModEff-Szenarios. Ab 2040 erfolgt ein neuer nachfrageseitiger Investitionszyklus, durch den die Aufwendungen im SW_HiEff-Szenario wieder leicht oberhalb denen des SK_ModEff-Szenarios liegen.

Die spezifischen **Erzeugungskosten für Strom** als bedeutendem Endenergieträger stellen sich in beiden Kernszenarien relativ ähnlich ein. Erst sehr langfristig, ab etwa 2050, beginnen sie im Szenario SW niedriger zu liegen als im SK-Szenario.

- Bis ca. 2020 steigen die Stromerzeugungskosten⁷⁰ in beiden Szenarien von rd. 2,5 ct/kWh auf 4,5 bis 5 ct/kWh deutlich an. Danach stagnieren sie bis etwa 2045 auf diesem Niveau. Hintergrund für diese Entwicklung ist der in beiden Szenarien massive Schub von Investitionen in eine CO₂-arme Stromerzeugungsstruktur, der vor allem durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sowie im Szenario SK_ModEff zusätzlich durch den Zubau neuer Kohlekraftwerke mit CCS dominiert wird.
- Ab 2045 kommt es zu einer leichten Differenzierung. Während die Stromerzeugungskosten im Szenario SK_ModEff – in Folge der Kapital- und Brennstoffkosten des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung in Kohle- bzw. Gaskraftwerken mit CCS – kontinuierlich bei 5 ct/kWh liegen, sinken sie im SW_HiEff-Szenario auf etwas mehr als 4 ct/kWh. Dieses Sinken ist Ergebnis der (energieeffizienzbedingt) stagnierenden Stromnachfrage, deswegen entfallen Investitionen für den Ausbau von Anlagen auf der Erzeugungsseite.

⁷⁰ Zu beachten ist, dass bei der Analyse der durchschnittlichen Stromgestehungskosten die CO₂-Kosten aus modelltechnischen Gründen nicht mit betrachtet wurden. Allerdings spielen sie mit zunehmender Dekarbonisierung der Stromerzeugung bereits ab 2020 nur noch eine geringe Rolle.

Insgesamt fällt auf, dass sich die durch die Kernszenarien skizzierten beiden Klimaschutzpfade „Strukturwandel“ bzw. „Strukturkonservativ“, die sich bezüglich der Verfügbarkeit von CCS und der Energieeffizienz unterscheiden, hinsichtlich der wirtschaftlichen Parameter BIP und Konsum relativ ähnlich darstellen. Unterschiede ergeben sich vor allem aus unterschiedlichen Strategien des Umbaus des Energiesystems und damit in der zeitlichen Struktur der beiden herangezogenen wirtschaftlichen Parameter: Im Szenario SW_HiEff muss aufgrund der Zusatzinvestitionen in Energieeffizienz deutlich früher deutlich mehr investiert werden als im Szenario SK_ModEff. Als Ausgleich ergeben sich von 2020 bis 2030 Energiesystemkosten- und ab 2045 Stromerzeugungskostenvorteile für das Szenario SW_HiEff.

7.2 Robustheit zentraler Ergebnisse des Vergleichs der Kernszenarien

Zusätzlich zur Beurteilung der Szenarien in energiesystemarer und wirtschaftlicher Perspektive ist ein Urteil über die Robustheit der abgeleiteten Vor- und Nachteile der mit den Szenarien verfolgten zentralen Strategien (wie z.B. Steigerung der Energieeffizienz, Ausbau der erneuerbaren Energien oder der CCS-Technologie) von Bedeutung. Dazu gehört eine Einschätzung, inwieweit eine Strategie auf bestimmte technologische oder gesellschaftliche Entwicklungen angewiesen ist, deren Eintreten aber unsicher ist. Um diese Frage zu klären, wurden verschiedene Varianten und Sensitivitäten durchgespielt:

- Beide Kernszenarien setzen in ähnlichem Maße auf einen **raschen Ausbau des Angebots von Endenergieträgern aus erneuerbaren Quellen** in Deutschland. D.h. die technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Realisierbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien stellt eine „kritische“ Strategie im Sinne der Robustheit dar, und das für beide Szenarien.

Um die Robustheit der Kernszenarien in Bezug auf diese Strategie näher beurteilen zu können, wurden zwei Sensitivitäten entwickelt:

In der ersten, der „Myopie“-Sensitivität, wurde davon ausgegangen, dass der **Ausbau der erneuerbaren Energien** aufgrund verzögerter politischer Entscheidungen im Vergleich zu den Kernszenarien deutlich **verlangsamt** erfolgt (**A**); bis 2035 erfolgt der Ausbau analog zum BAU-Szenario, erst danach wird eine Beschleunigung zugelassen, die dann nicht für alle Technologien dieselbe Kostendegression erreicht, wie in den Kernszenarien.

Die zweite Sensitivitätsanalyse spielt den Fall durch, dass die in Deutschland vorhandenen „technischen“ **Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien deutlich geringer** sein sollten (**B**) als in den Kernszenarien angenommen wurde (bzw., was äquivalent ist, dass die potentielle Zuführung eines Angebots von Endenergieträgern aus erneuerbaren Quellen, die im (EU-)Ausland hergestellt werden, infrastrukturbedingt erheblich beschränkt ist/bleibt).

- Das Szenario SW_HiEff ist zudem geprägt durch eine ambitionierte **Energieeffizienzstrategie (C)**, durch die es gelingt, die im SK_ModEff-Szenario gegenüber den historischen Verringerungen der gesamtwirtschaftlichen Endenergieintensität in Höhe von ca. 1,6% pro Jahr (1991-2009) bereits mit 2,1% pro Jahr günstigere Entwicklung noch weiter auf 2,5% pro Jahr (bzw. in der DEESY-Rechnung auf 2,6% pro Jahr) zu verstärken.

Für das Szenario SW_HiEff können die Auswirkungen einer ggf. weniger günstigen Entwicklung der Energieeffizienz (bei ansonsten gleichbleibender Strategie) aus der Szenariovariante SW_mod abgeleitet werden.

- Im Szenario SK_ModEff ist der Neubau fossiler, vor allem kohlebefuehrter Kraftwerke in Verbindung mit der **CCS-Technologie (D)** die zweite zentrale Strategie zur Emissionsminderung. Die Realisierbarkeit dieses Szenarios hängt davon ab, ob es gelingt, die CCS-Technologie sehr rasch in großem Maßstab wirtschaftlich zur Verfügung zu stellen und die erforderliche gesellschaftliche Akzeptanz zu erreichen.

In einer Sensitivitätsanalyse wurde untersucht, welche Auswirkungen eine geringfügig verzögerte Markteinführung dieser Technik, erst ab 2025⁷¹, auf das SK_ModEff-Szenario hat.

- Eine weitere kritische Größe, die für das SK_ModEff-Szenario näher untersucht wurde, ist ein rascher **Ausstieg aus der Nutzung existierender** bzw. in den kommenden Jahren neu in Betrieb gehender **Stein- und Braunkohlekraftwerke (E)**. Konventionelle Kohlekraftwerke werden in beiden Kernszenarien rasch außer Betrieb genommen, da die Stilllegung von bestehenden Kraftwerken eine kostengünstige Emissionsminderungsstrategie darstellt.

In der Szenariovariante SK_Mod_kons wurde abweichend vom SK_ModEff-Szenario untersucht, welche Auswirkungen ein – z.B. aufgrund des hohen ökonomischen Interesses seitens der Kraftwerkseigentümer herbeigeführter – Weiterbetrieb der anfangs bestehenden Kohlekraftwerke hätte.

A) Auswirkungen eines verlangsamten Ausbaus des Energieträgerangebots aus erneuerbaren Quellen auf beide Kernszenarien

Myopisches Verhalten in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, also dessen Verlangsamung bis zum Jahr 2035, würde die beiden Kernszenarien in unterschiedlicher Weise beeinflussen:

- Im SK_ModEff-Szenario würde sich zunächst der Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung verlangsamen, da die erneuerbaren Energien nicht so schnell als Ersatz zur Verfügung stehen. Der Umstieg auf die CCS-Technologie würde in diesem Fall etwas langsamer als im Kernszenario erfolgen, allerdings würde insgesamt ein etwas höherer Sockel fossiler Stromerzeugung mit CCS entstehen. Dabei würde es aber, wegen des (fixen) CO₂-Budgets, zu einer Verschiebung des Mixes fossiler Primärenergieträger in der Stromerzeugung kommen. In neuen CCS-Kraftwerken würde weniger Braunkohle, stattdessen deutlich mehr Steinkohle und vor allem Erdgas zur Verstromung eingesetzt. Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen würde sich nicht nur der Ausbau der Photovoltaik verzögern, sondern es würde vor allem (aufgrund verminderter Innovations- und Kostendegressionseffekte) die Erzeugungskapazität, die bis zum Szenariohorizont 2050 zugebaut wird, deutlich geringer sein als im Kernszenario SK_ModEff.

⁷¹ Aus derzeitiger Sicht erscheint eine breite Einführung der CCS-Technologie bereits zwischen 2020 und 2025 als zeitlich ambitioniert. Insofern ist die Variante als realistischer einzuschätzen als das Kernszenario.

- Im SW_HiEff-Szenario dagegen würde es zu einer erheblichen Beschleunigung, d.h. nahezu zu einem Sofortausstieg aus der Kohlestromerzeugung, kommen. Konventionelle Erdgas-Kraftwerke würden die Stromerzeugung aus Kohle ersetzen, bis zu einem Gipfel ca. im Jahre 2045, wo sie etwa 45% der Stromerzeugung bereitstellen. Bei den erneuerbaren Energien würden sowohl Wind (on-shore) als auch Photovoltaik und Biomasse nicht nur langsamer sondern auch in insgesamt schwächerem Maße als im Kernszenario zugebaut.
- In Bezug auf die wirtschaftlichen Parameter würde die spätere Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien im SK_ModEff-Szenario zu einer leicht höheren BIP-Minderung bei nahezu unverändertem Konsum führen. Im SW_HiEff-Szenario wären die Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Parameter ausgeprägter: Hier würden sich auch leicht negative Effekte auf den Konsum einstellen und der BIP-Verlust würde um 0,5 Prozentpunkte steigen.
- Bei den Energiesystemkosten würde sich – in beiden Szenarien – vor allem die verminderte PV-Leistung in Form geringerer Investitionsaufwendungen ausdrücken, wobei allerdings die Brennstoffkosten (für Kohle im SK_ModEff bzw. für Erdgas im SW_HiEff-Szenario) diesen Effekt kompensieren würden.
- Die Stromgestehungskosten dieser Myopie-Variante würden im SK_ModEff-Szenario nur leicht beeinflusst und zwischen 2020 und 2035 um ca. 0,5 ct. bzw. ca. 10% über denen des SK_ModEff-Szenarios liegen. Im SW_HiEff-Szenario dagegen würden die Stromerzeugungskosten aufgrund der höheren Brennstoffkosten für Erdgas zwischen 2015 und 2045 um 0,5 bis 1 ct/kWh, d.h. im Mittel um ca. 15% über den (niedrigeren) Stromerzeugungskosten des SW_HiEff-Szenarios liegen.

Insgesamt würde die **verspätete Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien** in beiden Szenarien – so wie sie hier simuliert wurden – für SK_ModEff **nur leichte negative ökonomische Auswirkungen haben, während diese bei SW_HiEff stärker ausfallen**. Deutlich steigen würde aber in beiden Kernszenarien die Importabhängigkeit. Die Auswirkungen wären im SW_HiEff-Szenario etwas stärker als im SK_ModEff-Szenario.

B) Auswirkungen niedrigerer Potenziale des Ausbaus des Energieträgerangebots aus erneuerbaren Quellen auf beide Kernszenarien

Ein insgesamt um 60% bzw. 264 TWh pro Jahr geringeres Potenzial erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung würde, aufgrund höherer Kosten, in beiden Szenarien zu höheren Einsparungen von Strom (u.a. durch Verzicht auf entsprechende ökonomische Aktivitäten) sowie von weiteren Endenergieträgern führen. Es würde sich in beiden Kernszenarien ein langsamerer Wandel der Energieträgerstruktur ergeben, wobei in beiden Szenarien bis 2020 aus der konventionellen Kohleverstromung ausgestiegen würde. Im SK_ModEff-Szenario würde ein gutes Drittel davon durch (vor allem Stein-)Kohle-CCS ersetzt werden.

In Bezug auf die wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Parameter hätten die verringerten Potenziale erneuerbarer Energien die stärksten Effekte unter allen vorgenommenen Sensitivitätsrechnungen (vor allem durch „erzwungenes Energiesparen“⁷²):

- In der SK_ModEff-Szenariosensitivität mit niedrigem Potenzial erneuerbarer Energien steigen die über den gesamten Zeitraum anfallenden, diskontierten BIP-Minderungen um ca. 20% bzw. 1/2%-Punkt, während es zu Verlusten des Einkommens für Konsumzwecke in Höhe von ca. 0,4%-Punkten gegenüber dem SK_ModEff-Szenario käme. Noch deutlicher wären die Effekte im SW_HiEff-Szenario mit einer BIP-Minderung von 1,1%-Punkten und Konsumverlusten in Höhe von rd. 2,4%-Punkten.
- Verringerten Investitionen in das Energiesystem ständen in beiden Szenarien höhere Brennstoffkosten gegenüber, die im SW_HiEff-Szenario insgesamt zu einem Anstieg der angebotsseitigen Energiesystemaufwendungen führen würden.
- In Bezug auf die Stromerzeugungskosten dagegen sind die Auswirkungen im SK_ModEff-Szenario größer. Hier ergibt sich ein kontinuierlich ansteigender Aufschlag, der bis 2050 eine Höhe von fast 3 ct/kWh bzw. mehr als 50% erreicht. Im Szenario SW_HiEff beträgt der Anstieg der Stromerzeugungskosten dagegen „nur“ ca. 1,5 ct/kWh.

Ein Fortfall von mehr als der Hälfte des Potenzials erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung hätte bedeutende Auswirkungen auf beide Kernszenarien. Primär verursacht durch eine Verknappung von technischen CO₂-armen Energieversorgungsoptionen käme es zu deutlichen Minderungen bei BIP und Konsumeinkommen, die im SW_HiEff-Szenario etwa doppelt so stark (BIP) ausfallen würden wie im SK_ModEff-Szenario, da CCS in diesem Szenario eine zusätzliche emissionsarme Stromerzeugungsoption darstellt.

Bei der Interpretation dieses Modelleffekts ist allerdings zu beachten, dass das DEESY-Modell sowohl für das Strukturkonservativ-Szenario mit moderater Effizienzsteigerung als auch für das Strukturwandel-Szenario mit hoher Effizienzsteigerung im Vergleich zum REMIND-Modell deutlich höhere (und investitionsseitig in den wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Parametern bereits berücksichtigte) Stromeinsparungen in Höhe von bis zu 110 TWh bzw. 10 bis 23% als realistisch ausweist. D.h. rund 40% der entfallenen regenerativen Stromerzeugung würden nach der Analyse des DEESY-Modells in beiden Szenarien, ModEff und HiEff durch die höhere Stromeffizienz kompensiert. Damit wären die – ohne den Verlust von Wirtschaftsleistung realisierbaren – Energieeinsparungen geeignet, um einen größeren Teil der negativen Effekte auf BIP und Konsum zu vermeiden. Hinzu kämen mögliche nicht-technische Emissionsminderungsoptionen, die sich ggf. mit dem SW_HiEff-Szenario kombinieren ließen. Allerdings ist in DEESY nur ein sehr schwacher Rebound Effekt berücksichtigt,

⁷² In REMIND bleibt als letzte Möglichkeit – wenn alle technischen Potenziale auf der Angebotsseite ausgeschöpft sind – nur noch die Möglichkeit, den Verbrauch zu senken und damit Konsumverluste in Kauf zu nehmen, was hier als „erzwungenes Energiesparen bezeichnet wird“. In diesem Punkt weichen die Ergebnisse der Modelle REMIND und DEESY z.T. voneinander ab (s.u.), in DEESY gibt es wesentlich größere Effizienzpotenziale auf der Nachfrageseite, die in REMIND nicht abgebildet sind.

der dagegen in REMIND von großer Bedeutung ist, wie das Szenario mit erhöhtem Potenzial für die erneuerbaren Energien zeigt.

Generell führt die Sensitivität mit verringertem Potenzial erneuerbarer Energien zu den ungünstigsten Effekten auf die wirtschaftlichen Parameter aller in dieser Studie untersuchten Sensitivitäten und Varianten. Dies zeigt deutlich die enorme Bedeutung der erneuerbaren Energien für das Erreichen von ambitionierten Klimaschutzziele. Dieses Ergebnis gilt auch umgekehrt, für die Sensitivität mit höheren Potenzialen erneuerbarer Energieträger, die dann die günstigsten wirtschaftlichen Ergebnisse in beiden Szenarien ermöglicht (vgl. Abschnitt 6.2).

C) Auswirkungen niedrigerer Energieeffizienz-Potenziale auf das SW_HiEff-Szenario

Im SW_HiEff-Szenario stellt eine anspruchsvolle Energieeffizienzstrategie ein wesentliches Strategieelement dar. Deshalb stellt sich die Frage nach ihrer Realisierbarkeit bzw. die nach den Konsequenzen, wenn sich eine derartige Steigerung der Energieeffizienz als unrealistisch erweisen sollte.

Die Szenariovariante SW_ModEff gibt die Effekte für den Fall wieder, dass der Rückgang der Endenergieintensität nicht wie im Strukturwandelszenario (SW_HiEff) angenommen auf 2,5% pro Jahr sondern nur auf die im SK_ModEff-Szenario angenommenen 2,1% pro Jahr ansteige.

Im Energiesystem sind kaum Effekte aufgrund dieser Veränderung feststellbar, da bei 85% Emissionsminderung dem Modell technisch keine alternativen Möglichkeiten mehr zur Verfügung stehen. Im REMIND-Modell kommt es daher zu sehr ähnlichen Endenergieverbräuchen. Energieeinsparungen aufgrund gesteigerter Energieeffizienz werden ersetzt durch den Verzicht auf Wirtschaftsleistung. Hierdurch kommt es zu einer etwas deutlicheren Minderung des BIP um 0,7%-Punkte sowie des Konsumeinkommens um ca. 0,5%-Punkte gegenüber dem SW_HiEff-Szenario. Dies sind im Sensitivitätenvergleich die zweithöchsten aller Effekte. Bei den Aufwendungen für das Energiesystem ergeben sich dagegen Verringerungen durch den Verzicht auf die zusätzlichen Energieeffizienzinvestitionen – das erklärt die Differenz im Rückgang von BIP und Konsumeinkommen –, während die Stromerzeugungskosten denen des SW_HiEff-Szenarios entsprechen.

Diese Ergebnisse werden allerdings durch die Simulationsrechnungen des DEESY-Modells relativiert. Gemäß DEESY, dem nachfrageseitigen bottom-up Energiesystem-Modell, wären noch stärkere Rückgänge der Endenergieintensität in Höhe von 2,6% pro Jahr technisch/ökonomisch darstellbar. Entsprechend kann in Bezug auf die Endenergieeffizienz geschlossen werden, dass das im SW_HiEff-Szenario (das mit REMIND modelliert wurde) angenommene Energieeffizienzsteigerungspotenzial vorhanden sein sollte bzw. sogar noch übertroffen werden könnte. Zusätzlich wäre es auch hier denkbar, einen Teil der möglicherweise nicht realisierbaren „technischen“ Energieeffizienzsteigerungen durch nichttechnische Maßnahmen zu ersetzen.

D) Auswirkungen einer späteren Verfügbarkeit von CCS auf das SK_ModEff-Szenario

Im SK_ModEff-Szenario ist die Nutzung von CCS in der Stromerzeugung eine wichtige Strategie. Allerdings ist bereits jetzt anzunehmen, dass die Technik nicht in der im Szenario angenommenen Geschwindigkeit zugebaut werden kann. Daher wurde als Sensitivität berechnet, welche Auswirkungen sich ergäben, wenn die CCS-Technologie erst im Jahr 2025 in breitem Maße zur Verfügung stünde.

Im Stromsektor bliebe die Notwendigkeit bestehen, trotz der noch nicht vorhandenen CCS-Technologie relativ zeitnah, d.h. bis ca. 2025, aus der konventionellen Kohlenstromerzeugung auszusteigen. Die Steinkohle wird allerdings etwas länger genutzt als im Kernszenario, bei dem CCS schon ab 2020 zur Verfügung steht. Ab ca. 2025 würden dann neue Kapazitäten mit CCS bereitgestellt. Mit dieser Option ergeben sich zwei Effekte: Zum einen werden die erneuerbaren Energien schneller ausgebaut. Zum anderen kommt es zu einer Veränderung im fossilen Brennstoffmix der Stromerzeugung. Steinkohle-CCS spielt in diesem Fall ab 2025 nur eine nachrangige Rolle in der fossilen Stromerzeugung, statt dessen werden – aufgrund des dann niedrigeren CO₂-Budgets nach 2025 – Braunkohle-CCS und ab 2035 in steigendem Maße Erdgas-CCS bevorzugt.

Bezogen auf die wirtschaftlichen Parameter würde die um fünf Jahre verspätete breite Verfügbarkeit der CCS-Technologie über den gesamten Szenariozeitraum zu diskontierten BIP- und Konsumminderungen von ca. 0,3%-Punkten gegenüber dem SK_ModEff-Szenario führen. Im Vergleich mit seiner Ursache, die lediglich eine nicht allzu deutliche *Verschiebung* der Verfügbarkeit darstellt, ist dieser Effekt als sehr deutlich zu beurteilen.

Dagegen ergeben sich aus der späteren Verfügbarkeit von CCS nur leichte Auswirkungen auf die Energiesystemaufwendungen, die Investitionen liegen vor allem aufgrund des Wechsels von Steinkohle zu Braunkohle leicht höher, was aber zu geringeren Brennstoffkosten führt, die diesen Effekt kompensieren. Entsprechend sind auch kaum nennenswerte Auswirkungen auf die Stromerzeugungskosten sichtbar.

Insgesamt führt die Verzögerung der Verfügbarkeit der CCS-Technologie zu kurzfristig sehr deutlichen, und auch auf den Gesamtzeitraum nicht vernachlässigbaren gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen, während sich die Strategie im Energiesystem deutlich ändert. Es stellt sich hier die Frage, ob nicht eine verzögerte Verfügbarkeit, d.h. statt im Jahr 2020 erst im Jahr 2025, als wahrscheinlicher anzunehmen ist. Dies würde dann, wie oben beschrieben, trotz der notwendigen CO₂-Emissionsminderungen zu einer Verlängerung der Laufzeiten konventioneller Kohlekraftwerke führen. Die möglichen Effekte einer solchen Entwicklung werden im Rahmen der nächsten Sensitivität besprochen.

E) Auswirkungen einer 40jährigen Betriebsgarantie für im Jahre 2005 bestehende konventionelle fossile Kraftwerke auf das SK_ModEff-Szenario

Im SK_ModEff-Szenario zeigt sich wie im SW_HiEff-Szenario, dass die vorzeitige Stilllegung (Nichtnutzung) der konventionellen Kohlekraftwerke im Modell eine gesamtwirtschaftlich sehr kostengünstige Emissionsminderungsoption darstellt. Deshalb kommt es im SK_ModEff-Szenario bis 2020 zu einer Stilllegung aller bestehenden Kohlekraftwerke und einem (teil-

weisen) Ersatz durch Kohlekraftwerke mit CCS bzw. einer Nachrüstung eines Teils der Kraftwerke mit CCS.

Gesetzt den Fall, dass – ggf. begünstigt durch einen verzögerten Ausbau der erneuerbaren Energien oder eine verspätete Verfügbarkeit der CCS-Technologie oder weil es sich als politisch nicht durchsetzbar erweist – die Durchsetzung des Ausstiegs aus der Kohlestromerzeugung ohne CCS nicht bis 2020 gelingen sollte, sondern diese Kraftwerke bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiterbetrieben würden, würde dies Auswirkungen auf die Strategie des SK_ModEff-Szenarios haben. Dies zeigt die Szenariovariante SK_Mod_kons.

Die konventionelle Kohlestromerzeugung würde in diesem Fall bei langsam sinkender Produktion bis ca. 2050 weiter betrieben werden. Kohlekraftwerke mit CCS würden aufgrund ihrer noch immer signifikanten nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen nicht mehr zugebaut werden, statt dessen kommt es ab 2030 zu einem massiven Ausbau der fossilen Stromerzeugung durch steigende Anteile von Erdgas-CCS Kraftwerken, die bis 2050 die wichtigste Stromerzeugungstechnologie werden.

In wirtschaftlicher Hinsicht verursacht der Verzicht auf den vorzeitigen Ausstieg aus der konventionellen Kohleverstromung eine signifikante Verminderung des BIP gegenüber dem SK_ModEff-Szenario um etwa 0,7%-Punkte bei etwa gleich bleibendem Konsum.

Die Energiesystemaufwendungen fallen – insbesondere im investiven Bereich – geringer aus als im SK_ModEff-Szenario. Insbesondere bis ca. 2025 weist die Variante deutlich geringere Energiesystemaufwendungen auf, als das SK_ModEff-Szenario, weil hier die kurzfristigen Investitionen in den Umbau des Energiesystems deutlich geringer ausfallen. Ab 2025 kehrt sich dies allerdings um, dann weist die Variante ohne sofortigen Ausstieg aus der konventionellen Kohlestromerzeugung die höchsten Energiesystemaufwendungen auf. Diese Trendumkehr ist auch bei den Stromerzeugungskosten zu sehen. Diese steigen zunächst nur langsam an. Nach 2040 weist die Variante dann allerdings höhere Stromerzeugungskosten als die Kernszenarien SK_ModEff und SW_HiEff auf.

F) Auswirkungen der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Kernszenarien

In den entsprechenden Sensitivitätsanalysen wurde vereinfachend angenommen, dass alle bestehenden Kernkraftwerke 15 Jahre länger betrieben werden, als dies gemäß dem Atomausstiegsgesetz (AtG-Novelle) von 2002 vorgesehen war und dass sie in dieser Zeit voll ausgelastet werden⁷³.

Die Ergebnisse zeigen nur geringe Effekte der Laufzeitverlängerung⁷⁴. So kommt es zu einer leichten Beschleunigung des Ausstiegs aus der konventionellen Kohlestromerzeugung und zu einer Verzögerung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung. Die Investitionen in

⁷³ Vorgesehene Differenzierungen der Kraftwerke nach Alter sowie zu erwartende Effekte, z.B. durch den steigenden Anteil regenerativer Stromerzeugung die zu einer geringeren Auslastung und daher effektiv womöglich längeren faktischen Betriebszeit einzelner Kraftwerke führen können, wurden hier aus modelltechnischen Gründen nicht abgebildet.

⁷⁴ Die Modellierung berücksichtigt allerdings keine Auswirkungen der Laufzeitverlängerung auf die Lastkurve bzw. mögliche Inkompatibilitäten mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien.

das Energiesystem sind etwas niedriger als in den Kernszenarien, was dazu führt, dass die Stromerzeugungskosten bis ca. 2030 leicht unter denen der Kernszenarien liegen.

Bezogen auf die wirtschaftlichen Parameter ergeben sich – in dieser eingeschränkten Betrachtungsweise – leichte Vorteile in Höhe von ca. 0,1-0,2%-Punkten des BIP bzw. des Konsums⁷⁵, die als sehr gering anzusehen sind, verglichen mit dem Risiko eines Unfalls in einem Kernkraftwerk oder einer anderen kerntechnischen Anlage.

7.3 Ambitionierte Emissionsminderungen in Deutschland vs. Emissionsminderungen im Ausland

Die Ergebnisse der Kernszenarien zeigen, dass im Modell die Strategie einer ausschließlich inländischen („territorialen“) Vermeidung von THG-Emissionen zum Erreichen sehr anspruchsvoller Klimaschutzziele⁷⁶ im Vergleich zu einer – hypothetischen – BAU-Entwicklung ohne Klimaschutz zu deutlichen Minderungen von BIP bzw. Konsum in einer Größenordnung von 3 bzw. knapp 2% und damit zu einer Verzögerung des Wachstums von etwa 5 Jahren bis zum Jahr 2050 führen kann⁷⁷. Diese BIP- bzw. Konsumminderungen liegen insgesamt etwas höher, als sie im globalen Maßstab für ähnlich ambitionierte weltweite Emissionsminderungsstrategien ermittelt wurden (siehe Edenhofer et al. 2010, Knopf et al. 2011, den Elzen 2008). Allerdings handelt es sich bei den hier modellierten Klimaschutzzielen um solche, die deutlich ambitionierter sind als die der Bundesregierung.

Die Variation des SW_HiEff-Szenarios mit modifizierten Klimaschutzzielen zeigt, dass die BIP- und Konsumminderungen ab einem CO₂-Emissionsbudget oberhalb von – je nach Szenario – ca. 13 bis 14 Mrd. t bis 2050 im Rahmen der weltweiten Effekte liegen, die die globale Modellvariante REMIND-R und andere Modelle für die Einhaltung des 2-Grad-Ziels berechnen. Erst bei höheren Emissionsminderungszielen, d.h. bei einem geringeren verfügbaren Emissionsbudget für das deutsche Territorium, steigen die negativen Effekte auf BIP und Konsum – in der REMIND-D-Modellierung – überproportional an. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich auch für die hieraus abgeleiteten Schattenpreise für CO₂.

Für die wirtschaftlichen Indikatoren (BIP, Konsum, CO₂-Schattenpreis) ist in der Modellrechnung ab einer bestimmten CO₂-Minderung ein überproportional starker Anstieg zu verzeichnen. Würden größere Erzeugungspotenziale regenerativer Energie oder größere kostengünstige – ohne Verzicht auf ökonomische Aktivitäten realisierbare – Energieeinsparpotenziale angenommen und in das Modell integriert, so würde sich der Punkt, ab dem die BIP- und Konsumminderungen sowie der CO₂-Schattenpreis stark nicht-linear anwachsen, verschieben. Um dies zu erreichen, stehen drei wesentliche Möglichkeiten, zur Verfügung:

⁷⁵ Dabei sind definitionsgemäß weder Nachrüstkosten der Kernkraftwerke noch etwaige externe Kosten durch Unfälle oder die Endlagerungen berücksichtigt worden, die sich ggf. (deutlich) negativ auf BIP und Wohlfahrt auswirken würden.

⁷⁶ Das hier vorgegebene Emissionsbudget bis 2100 führt zu 85% Emissionsminderung in 2050. Modellendogen wird für den Zeitraum 2010-2050 ein Emissionsbudget an energiebedingtem CO₂ in Höhe von rd. 12,5 Mrd. t CO₂ in Anspruch genommen. Dies ist deutlich ambitionierter als das derzeitige Ziel der Bundesregierung, die Gesamtemissionen für diesen Zeitraum in Höhe von rd. 18 Mrd. t (bei 80-95% Emissionsminderung) anstrebt.

⁷⁷ Hierbei ist aber nicht berücksichtigt, dass diesen Minderungen auch Gewinne entgegenstehen – u.a. durch die Vermeidung möglicherweise immenser Klimaschäden.

- Eine Option wäre der Import erneuerbarer Energien – insbesondere regenerativen Stroms. Hierdurch würde die Bezugsbasis für CO₂-arme Energie erhöht. Diese Möglichkeit wurde implizit im Rahmen der Sensitivität „Hohe Potenziale erneuerbare Energien“ mit abgebildet und näher analysiert.
- Außerdem besteht die Möglichkeit, weitere – im REMIND-Modell nicht enthaltene – Energieeffizienzpotenziale zu erschließen. Hierfür dienen die nachfrageseitigen Ergebnisse des DEESY-Modells als Hinweis. Dieses Modell hält im nachfrageseitigen HiEff-Szenario zusätzliche kosteneffiziente Stromeinsparpotenziale von bis zu 23% gegenüber dem SW_HiEff-Szenario für realisierbar.
- Eine dritte naheliegende Strategie setzt darauf, einen Teil der Emissionsminderungen nicht auf deutschem Territorium zu erbringen sondern dazu kostengünstigere Minderungsoptionen im Ausland zu nutzen – sofern diese dort bestehen⁷⁸ - und über den Kauf entsprechender Emissionszertifikate angerechnet werden. So könnten die Gesamtkosten bzw. negativen Wohlfandeffekte der Emissionsreduktion über die Einführung eines globalen, oder wenigstens sektoral übergreifenden europäischen Emissionshandels im Rahmen gehalten bzw. gesenkt werden. Die dafür in Kauf genommenen Transferzahlungen könnten sich über ein dann mögliches größeres wirtschaftliches Wachstum im Inland rentieren.

Diese drei Möglichkeiten werden im Folgenden im Detail analysiert.

7.3.1 Zusätzliche Emissionsminderungen durch den Import von Endenergieträgern aus erneuerbaren Quellen

Die angenommenen, aus Gründen des Naturschutzes eher restriktiv abgeschätzten Potenziale zur Nutzung heimischer erneuerbarer Energien stellen eine wichtige modellseitige Begrenzung in den simulierten Klimaschutzszenarien dar. Im Rahmen einer der Sensitivitätsanalysen (siehe Abschnitt 6.1.5) wurde der Fall analysiert, dass etwa doppelt so hohe Mengen an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen im deutschen Stromsystem zur Verfügung stehen, wie in den Kernszenarien (ursprünglich) angenommen wurde. Dies könnte entweder durch eine verbesserte Nutzung inländischer Standorte und inländischer Potenziale bzw. durch eine andere Gewichtung konkurrierender (Flächen-)Nutzungen erfolgen oder durch einen Import von Energieträgern aus erneuerbaren Quellen, und hier vor allem von Strom.

Die höhere Verfügbarkeit erneuerbarer und damit CO₂-freier Endenergieträger hat vor allem einen Effekt: Die erneuerbare Stromerzeugung wird bis zur erhöhten Potenzialgrenze ausgebaut. Hierdurch kommt es zum einen zu einem höheren Energie- und vor allem Stromeinsatz, was innerhalb des REMIND-Modells auch eine höhere Wirtschaftsleistung ermöglicht.

⁷⁸ Der Vergleich mit globalen Modellen (z.B. REMIND-R; Edenhofer et al. 2010) zeigt, dass die inländischen Minderungsoptionen im Bereich der Bandbreiten internationaler Grenzkosten der Emissionsminderung liegen. Dabei ist zusätzlich darauf hinzuweisen, dass ein Großteil dieser internationalen Potenziale langfristig vor allem Biomassenutzung mit integrierter Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) erbracht werden - einer gegenwärtig großtechnisch noch nicht verfügbaren Technologie. Auch wird je nach Szenario auf einen weltweit starken Ausbau der Kernenergie und den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt.

In den wirtschaftlichen Parametern wirkt sich die Verfügbarkeit zusätzlicher erneuerbarer Endenergiemengen deutlich positiv aus: Gegenüber dem SK_ModEff-Szenario verringern sich die BIP-Minderungen und die Konsumminderungen um je ca. 0,2%-Punkte. Im SW_HiEff-Szenario sind die Auswirkungen auf das BIP mit 0,7%-Punkten deutlich stärker, die auf den Konsum liegen bei 0,3%-Punkten. Dies entspräche bereits ca. einem Viertel der ökonomischen Auswirkungen, die sich aus dem geringeren Emissionsbudget der hier berechneten Klimaschutzszenarien gegenüber dem Minderungsziel des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung ergäben.

Bei den Energiesystemaufwendungen kommt es, entsprechend dem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, in beiden Szenarien zunächst zu erhöhten Investitionsaufwendungen. Langfristig zahlen sich diese Investitionen aber aus: So sinken die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten dauerhaft, da weniger Brennstoff- sowie Unterhalts- und Wartungskosten anfallen. Die Stromerzeugungskosten liegen im SK_ModEff-Szenario mit höherem Potenzial für die erneuerbaren Energien um knapp 1 ct/kWh, d.h. um bis zu 20%, unter denen des Kernszenarios. Im SW_HiEff-Szenario treten ebenfalls deutlich stromkostensenkende Effekte auf, ihr Ausmaß ist – bei insgesamt niedrigerem Kostenniveau – allerdings geringer.

7.3.2 Nutzung zusätzlicher nachfrageseitiger Energieeffizienzpotenziale

Wenn Energie effizienter genutzt werden kann, d.h. Wirtschaftswachstum und Konsumeinkommen mit geringerem Energieeinsatz dargestellt werden können, ergeben sich in den Szenarien zusätzliche Freiheitsgrade für territorialen Klimaschutz. Wie bereits dargestellt, wurde die Entwicklung der Nachfrageseite des Energiesystems mit zwei unterschiedlichen Modellen iterierend, d.h. nicht unabhängig voneinander, analysiert. Dabei ergaben sich vor allem in der Einschätzung der insgesamt bestehenden Energieeffizienzpotenziale deutliche Differenzen zwischen beiden Modellen.

In den Kernszenarien wurden gesamtwirtschaftliche Verringerungen der Energieintensität nach Maßgabe des REMIND-D-Modells verwendet, z.B. um 2,5% pro Jahr im REMIND SW_HiEff-Szenario. Demgegenüber hält das DEESY-Modell jährliche Verringerungen der Energieintensität im HiEff-Szenario von 2,6% pro Jahr für realisierbar. Dabei unterschieden sich beide Szenarien vor allem in der Höhe des Stromeinsatzes, die im DEESY-Modell um rd. 15 bis 23% niedriger liegt als im REMIND-Modell. Die Investitionsvolumina für diese zusätzliche Energieeffizienz im HiEff-Szenario berücksichtigen diese höheren Einsparungen, ohne dass sie in den energiesystemaren Ergebnissen vollständig gespiegelt werden. Diese Inkonsistenz muss bei der Bewertung in Bezug auf die energiesystemaren und wirtschaftlichen Parameter berücksichtigt werden.

Allein im Bereich der Stromnachfrage⁷⁹ liegt die Einsparung im DEESY-Modell gegenüber dem REMIND-Modell im SW_HiEff-Szenario bis 2050 bei gut 53 TWh/a, die entweder für zusätzliche Wirtschaftsleistung genutzt werden können oder aber nicht erzeugt werden müssen.

⁷⁹ Die in REMIND-D ein endogenes Ergebnis ist.

7.3.3 Emissionsminderung über einen globalen Emissionshandel

Der Vergleich mit der globalen Variante von REMIND (REMIND-R, Leimbach et al. 2010) zeigt, dass der CO₂-Schattenpreis auf globaler Ebene niedriger liegt, als der hier mit REMIND-D berechnete Wert (siehe Edenhofer et al. 2010, Knopf et al. 2011). Im Vergleich mit anderen globalen Integrated Assessment Modellen liegt er dagegen in einer ähnlichen Spannbreite, siehe Abbildung 80. Je nach Modell-Annahme über die Verfügbarkeit von Technologien könnten also zumindest ab einem gewissen Punkt günstigere Vermeidungspotentiale im Ausland bestehen. Allerdings wird hierbei vorausgesetzt, dass es einerseits einen funktionierenden internationalen Emissionshandel gibt und zum anderen im Ausland auch noch wesentliche Überschuss-Potenziale zur Emissionsvermeidung vorhanden sind, z.B. über die Nutzung von erneuerbaren Energien oder auch von nachhaltig produzierter Biomasse. Letzteres könnte vor allem in Verbindung mit CCS attraktiv werden, wenn diese Technologie zur Verfügung stünde.

7.3.4 Zusammenfassung zum optimalen Ausmaß der Erbringung von Klimaschutzleistungen im Ausland

Die Frage, inwieweit die in den Klimaschutzzielen der Bundesregierung festgelegten, aber hinsichtlich des Anteils ihrer territorialen Erbringung unbestimmt gebliebenen Emissionsminderungen (bzw. unter Einbeziehung von physischen Importen Endenergieträger aus erneuerbaren Quellen, was hier inländischer Erbringung gleichgestellt wird) auf deutschem Territorium erbracht werden sollen, ist neben der Grundstrategie der Szenarioausrichtung eine wichtige strategische Frage. Sie ergibt sich auch daraus, dass in REMIND-D eine allein territoriale Erbringung der Klimaschutzziele ab einer bestimmten Schwelle – die deutlich jenseits des gegenwärtigen Ambitionsniveaus der Emissionsminderungsziele des Energiekonzepts der Bundesregierung liegt – zu überproportional steigenden ökonomischen Lasten führen kann.

Die Frage, ob im Rahmen sehr ambitionierter Klimaschutzstrategien, wie sie hier modelliert wurden, Emissionsminderungsrechte importiert werden sollen, sollte im Kontext der gesamten Importbilanz der Kernszenarien gesehen werden. Diese setzt sich zusammen aus den (konventionellen) Importen überwiegend fossiler Energieträger, aus den künftig steigenden Importen erneuerbarer Energieträger, zum einen Biomasse in fester, flüssiger und zukünftig gasförmiger Form sowie ggf. verstärkt elektrischer Strom aus erneuerbaren Energiequellen (und möglicherweise auch der virtuelle Import von erneuerbaren Energien im Rahmen der Erneuerbaren-Richtlinie der EU) und schließlich aus dem Import von Emissionsminderungsrechten. Alle diese Importe haben makroökonomische Auswirkungen. Zudem haben sie auch Auswirkungen auf das Energiesystem und seine Stabilität in Hinblick auf Importbegrenzungen und Preisausschläge etc. Wie der optimale Importmix genau aussieht, ist eine offene Frage.

Zweifelsfrei kann es sinnvoll sein, deutsche Emissionsminderungsverpflichtungen teilweise und temporär im Ausland zu erbringen. Das gilt insbesondere dann, wenn dort überschüssige Emissionsminderungspotenziale bestehen und deren Realisierung und Import für Deutschland ökonomisch günstiger wäre als die Erschließung zusätzlicher Potenziale im Inland. Inwiefern solche Potenziale bei einem globalen Emissionspfad, der mit dem 2°C Ziel

kompatibel ist, in Zeiträumen nahe 2050 aber im Ausland (noch) vorhanden und verfügbar wären, ist offen.

Als Kriterium für die Klärung dieser Fragestellung können, wie gesagt, in erster Näherung die mit der jeweiligen Klimaschutzstrategie verbundenen BIP- und Konsumminderungen gegenüber einer (hypothetischen) BAU-Entwicklung ohne Klimaschutz dienen. Diese liegen weltweit für ein ambitioniertes Klimaschutzziel⁸⁰ nach Ergebnissen des globalen Modells REMIND-R sowie weiterer weltweiter Studien, bei ca. 1 bis 2,5%-Punkten bis 2100 – ohne die Berücksichtigung der Kosten des Klimawandels bei Nichtrealisierung der Klimaschutzszenarien (Stern 2007). Daraus kann geschlossen werden, dass aus der Perspektive von REMIND Klimaschutzziele für Deutschland, die zu deutlich höheren – hypothetischen – Konsum- bzw. BIP-Minderungen in Höhe von 1,7 bis 3% führen könnten, ungünstig sind und deshalb eine Erbringung von Klimaschutzleistungen im Ausland, bzw. der Kauf von Emissionsrechten in einem internationalen Handelssystem, vorteilhaft sein könnte⁸¹.

In den hier mit dem Modell REMIND berechneten Kernszenarien liegt dieser Punkt, ab dem eine Erbringung von Klimaschutzleistungen im Ausland aus Sicht der betrachteten gesamtwirtschaftlichen Parameter günstig sein könnte, etwa bei einer CO₂-Emissionsminderung in Deutschland unterhalb eines noch verfügbaren Emissionsbudgets für energiebedingtes CO₂ von rd. 14 bis 16 Mrd. t, wenn auf mit globalen Ergebnissen vergleichbare Minderungen von Konsum und BIP abgestellt wird. Wird dagegen ein den globalen Szenarien vergleichbarer Schattenpreis für CO₂ als Maß gewählt, so wäre es frühestens bei einem Budget unterhalb von 18 Mrd. t CO₂ vorteilhafter, Klimaschutzleistungen im Ausland zu erbringen. Weiterhin steigen ab einem Emissionsbudget von ca. 14 bis 15 Mrd. t CO₂ im Modell die negativen ökonomischen Effekte bei vollständig inländischer Minderung überproportional an.

Werden allerdings weitere Sensitivitätsanalysen, die zu höheren Potenzialen der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien sowie die zu möglichen physischen Importen von Endenergieträgern aus erneuerbaren Quellen (z.B. Windenergie aus dem Nordseeraum, Solarenergie aus dem Mittelmeerraum), mit in Betracht gezogen, so stellen sich auch deutlich höhere Emissionsminderungen im Inland als ökonomisch tragfähig und vor allem deshalb als sinnvoll dar, weil sie auf Dauer angelegt sind. Zudem hätten die genannten Strategien ggf. weitere Co-Benefits, z.B. durch Diversifizierungseffekte im Bereich der Versorgungssicherheit und Importunabhängigkeit.

Insgesamt kann also die Frage des optimalen Mixes der Erbringung von Klimaschutzleistungen im Ausland an dieser Stelle nicht vollständig beantwortet werden:

- Abgesehen von der hier nicht analysierten Frage, ob, wann und zu welchen Kosten solche Minderungspotenziale im Ausland verfügbar wären, legen die Ergebnisse der mit REMIND-D berechneten Kernszenarien nahe, dass es aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll sein könnte, nicht ausschließlich einen rein autarken Ansatz zu verfolgen und in gewissem Umfang Emissionsminderungen aus dem Ausland einzukaufen.

⁸⁰ In diesem Fall ein CO₂ Konzentrationspfad von 400ppm CO₂eq, der mit ca. 75% Wahrscheinlichkeit das 2°C Ziel einhält.

⁸¹ Sofern entsprechende Minderungspotenziale im Ausland vorhanden sind.

- Der nötige bzw. volkswirtschaftlich günstigere Zukauf von Emissionsleistungen würde jedoch geringer ausfallen, wenn es – z.B. auch aus energiepolitischen Gründen – gelänge, die vom DEESY-Modell identifizierten weiteren Energieeffizienzpotenziale zu realisieren oder
- es gelänge größere Potenziale an Energieträgern aus erneuerbaren Quellen z.B. auch durch direkten Import aus den Nachbarländern oder dem Mittelmeerraum zu erschließen.

Strategisch sollte daher – vorbehaltlich vertiefter Analysen – ein Schwerpunkt auf den Ausbau der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien (auch im Ausland) gelegt werden, da diese Strategien „no-regret“ Optionen darstellen, die gegenüber einem Einkauf von Emissionsminderungsrechten energie- und gesamtwirtschaftlich vorteilhafter wären. Die Erbringung im Ausland, zusammen mit den dafür erforderlichen institutionellen Rahmenbedingungen sollte aber ein weiteres wichtiges Strategieelement darstellen für den Fall, dass die no-regret Optionen nicht entsprechend realisierbar sind.

7.4 Gesamtergebnis und zentrale Schlussfolgerungen

Die beiden hier auf der Basis bestehender energie- und klimapolitischer Vorstellungen entworfenen alternativen **Kernszenarien „Strukturwandel“ und „Strukturkonservativ“ stellen zwei grundsätzlich unterschiedliche Klimaschutz-Pfade dar**. Beide sind zur Erreichung der mit dem in Cancún beschlossenen globalen „weniger als 2°C“-Ziel für Deutschland verbundenen ambitionierten Klimaschutzziel vereinbar, setzen sich aber – bezogen auf das Emissionsbudget – im Vergleich zu den im Energiekonzept 2010 beschlossenen Langfristzielen der Bundesregierung ein deutlich ambitionierteres Emissionsminderungsziel.

Die zentralen Unterschiede zwischen den beiden alternativen Kernszenarien liegen im Bereich der Energieeffizienzentwicklung, die im Szenario SW_HiEff als höher möglich angenommen wird als im Szenario SK_ModEff⁸² sowie im Bereich der Nutzung der CCS-Technologie, die im SK_ModEff-Szenario eine wichtige Option zur Verringerung der Treibhausgasemissionen der fossilen Stromerzeugung darstellt und die im SW_HiEff-Szenario nicht genutzt wird bzw. nicht zur Verfügung steht.

Trotz dieser prinzipiell unterschiedlichen strategischen Grundausrichtungen beider Kernszenarien fallen im Ergebnis zahlreiche Gemeinsamkeiten auf, die zugleich auf **robuste Ergebnisse** in Hinblick auf eine anspruchsvolle Klimaschutzentwicklung in Deutschland hinweisen:

- Beide Kernszenarien gehen – wenn auch in unterschiedlichem Maße – davon aus, dass die **Energieeffizienz** gegenüber den historisch feststellbaren Verbesserungsraten **substanziell weiter gesteigert** wird.
- Fast gleich setzen beide voraus, dass die **erneuerbare Energieerzeugung sehr rasch und massiv ausgebaut** wird. Bereits 2030 wird ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 92% bzw. 68% (für SW_HiEff bzw. SK_ModEff) erreicht⁸³.
- Ebenfalls ergibt sich aus wirtschaftlichen Gründen in beiden Szenarien ein **schneller Ausstieg aus der konventionellen fossilen Stromerzeugung ohne Kohlenstoffabscheidung**. Die entsprechenden „Stranded Investments“ bei den derzeit in Nutzung befindlichen Kraftwerken werden dabei akzeptiert.
- Beide Szenarien zeigen zudem an, dass vor allem **kurzfristig die Investitionen in den Umbau des Energiesystems deutlich gesteigert** werden müssen. Dabei wird in beiden Szenarien deutlich, dass es sich dabei um **Zukunfts-Investitionen** handelt, die sich nicht nur in der Ermöglichung der CO₂-Minderungsziele sondern auch in später geringeren Energiesystemaufwendungen auszahlen.

⁸² Dabei ist zu beachten, dass das nachfrageseitige DEESY-Modell für das SW_HiEff-Szenario eine deutlich höhere Energieeffizienzentwicklung annimmt, als das REMIND-Modell, aus dem die angebotsseitigen und wirtschaftlichen Parameter abgeleitet wurden.

⁸³ Allerdings werden in den Modellierungen keine Fluktuationen der erneuerbaren Stromerzeugung berücksichtigt. D.h. die Aussagen zu einer derart raschen Realisierung eines derart hohen Anteils regenerativer Energien sind mit einer wichtigen Einschränkung versehen und müssten durch entsprechende vertiefte Analysen bestätigt werden.

- In beiden Szenarien entstehen bei rein territorialen Emissionsminderungen, die es ermöglichen, ein Emissionsbudget von 12,5 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum 2010 bis 2050 einzuhalten – in der Betrachtung des REMIND-Modells – relativ hohe Opportunitätskosten (d.h. BIP- und Konsumminderungen) durch Klimaschutz. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Kosten unterhalb eines Budgets von ca. 15 Mrd. t CO₂ stark nicht-linear ansteigen. Bei den Minderungszielen der Bundesregierung, die noch ein Emissionsbudget von rd. 18 Mrd. t zulassen, würden die BIP- und Konsumminderungen im Rahmen bleiben, hier läge der Schattenpreis für CO₂ am unteren Ende der Werte aus den globalen Modellen. Die BIP- und Konsumminderungen könnten allerdings deutlich geringer ausfallen, wenn die Einschätzungen des DEESY-Modells zu den bestehenden Energieeffizienzpotenzialen stimmen, oder wenn höhere inländische bzw. Importpotenziale erneuerbarer Energien angenommen werden.
- In Hinsicht auf die hier analysierten wirtschaftlichen Parameter zeigen sich zwischen den beiden Kernszenarien keine signifikanten Unterschiede. Das SW_HiEff-Szenario erfordert kurzfristig noch höhere und – aufgrund der Charakteristik der Effizienzinvestitionen – breitere Investitionsanstrengungen als das SK_ModEff-Szenario, weist dafür aber langfristig noch vorteilhaftere Effekte z.B. in Bezug auf die Sicherheit vor deutlichen Energiepreiserhöhungen oder Versorgungsengpässen auf. Dies gilt umso mehr, je stärker die Energieeffizienzstrategie erfolgreich realisiert werden kann.

In Bezug auf ihre **Robustheit** weisen die Kernszenarien ebenfalls Gemeinsamkeiten, aber auch Unterschiede auf. **Gefährdungen der Ziele der Klimaschutzzszenarien** ergeben sich vor allem in Bezug auf die Verfügbarkeit bzw. Realisierbarkeit ihrer zentralen Strategieelemente:

- In beiden Kernszenarien stellt der weitere **rasche Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung** ein kritisches Element dar. Problematisch sind dabei weniger die möglichen negativen wirtschaftlichen Auswirkungen einer Zielverfehlung, als vielmehr die Tatsache, dass eine Verspätung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den Szenarien eine Beschleunigung des Ausstiegs aus der konventionellen Kohlestromerzeugung und einen parallelen Ausbau der Stromerzeugung mit Erdgas erfordert. Eine solche Strategie könnte aber den ökonomischen Interessen der Kohlekraftwerksbetreiber zuwiderlaufen und an dieser Stelle auf verstärkten Widerstand stoßen, was die Realisierbarkeit der Szenarien beeinträchtigen könnte⁸⁴. Es handelt sich hier um eine Gefährdung der Realisierbarkeit aufgrund einer „locked-in“ Situation.
- Ein ähnliches Risiko gilt – nur im SK_ModEff-Szenario – für die inzwischen wahrscheinlicher gewordene **Verzögerung der breiten Verfügbarkeit (und Akzeptanz) der CCS-Technologie** auf das Zeitfenster bis 2025. Diese Verzögerung würde nicht nur im Bezug zur Ursache relativ deutliche wirtschaftliche Nachteile bewirken son-

⁸⁴ Der Verzögerungseffekt ist möglicherweise in Bezug auf die Realisierbarkeit der Szenarien als signifikanter als ein insgesamt deutlich niedrigeres Potenzial für erneuerbare Energien zu beurteilen, da sich letzterer Effekt erst später auswirken würde und z.B. durch den Import erneuerbarer Energien oder ggf. durch zusätzliche Energieeffizienzpotenziale kompensiert werden könnte.

dem ebenfalls einen rascheren Ausstieg aus der Kohlenstromerzeugung und einen langfristigen partiellen Umstieg auf Erdgas bedingen. Dabei könnten insbesondere die kurzfristigen Effekte die politische Realisierbarkeit des Szenarios in Frage stellen.

- Das SW_HiEff-Szenario hängt dagegen kritisch davon ab, ob die anspruchsvollen Energieeffizienzziele und die damit verbundene rasche Expansion nachfrageseitiger Investitionen in entsprechende Technologien erreicht werden können. Ein **Zurückfallen der Effizienzsteigerung** auf das – gegenüber dem historischen Trend – ebenfalls schon erhöhte Effizienzniveau des SK_ModEff-Szenarios würde im SW_HiEff-Szenario deutliche negative wirtschaftliche Auswirkungen nach sich ziehen. Allerdings besteht hier im Vergleich der Modellergebnisse auch die Möglichkeit, dass die Energieeffizienz noch stärker gesteigert werden könnte, als in den Kernszenarien angenommen wurde⁸⁵. Außerdem könnte eine Verringerung des Energiebedarfs auch durch nicht-technische Verhaltensänderungen erreicht werden, wie nachfrageseitige Szenariovariante NT zeigt.
- Als kritisch für die Realisierung der Klimaschutzszenarien kann außerdem der in beiden Kernszenarien erforderliche **zügige Ausstieg aus der konventionellen Kohlestromerzeugung** angesehen werden, der sich ggf. gesellschaftlich so rasch nicht durchsetzen lässt. Dieses Risiko würde durch eine Verlangsamung des Ausbautempos der erneuerbaren Energien in beiden Szenarien weiter verschärft. Der im SK_ModEff-Szenario vorgesehene Umstieg von konventioneller Kohlestromerzeugung auf Kraftwerke mit CCS-Technologie könnte den potenziellen Konflikt zwar mindern, Schwachpunkt dieser Strategie sind aber die schon absehbare Verzögerung der Verfügbarkeit der CCS-Technologie sowie ggf. Akzeptanzprobleme.

Es zeigt sich insgesamt, dass die **Erreichung anspruchsvoller Klimaschutzziele, die deutlich über das von der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 aufgestellte Ziel hinausgehen**, technisch und wirtschaftlich auf dem deutschen Territorium zwar **möglich** wäre, **aber** als sehr **ambitioniert** anzusehen ist.

Ökonomisch könnte eine vollständig territoriale Emissionsminderung⁸⁶, wie sie in dieser Studie betrachtet wurde, – nach den Ergebnissen des REMIND-Modells – mit relativ hohen negativen Effekten auf BIP und Konsum verbunden sein, die sich wohl nur über die zusätzliche Erschließung von nachfrageseitigen Effizienzpotenzialen (wie sie hier anhand der nachfrageseitigen Modellierung des DEESY-Modells gezeigt wurden) sowie ein integriertes europäisches Stromnetz bzw. Nutzung von ausländischen erneuerbaren Potenzialen und ggf. den Aufbau eines über das jetzige EU-System deutlich herausgehenden internationalen Emissionshandelssystems in Grenzen halten bzw. überwinden lassen.

⁸⁵ Da im DEESY-Modell mit 2,6% pro Jahr eine noch stärkere Verringerung der Energieintensität simuliert wurde, als sie im SW_HiEff-Szenario (2,5%) angenommen wurde. D.h. technisch-wirtschaftlich gesehen wäre das Risiko eines Ausfalls der Effizienzstrategie von vorneherein als geringer einzustufen.

⁸⁶ Die bisherigen politischen Zielsetzungen lassen es offen, ob größere Emissionsminderungsleistungen im Ausland eingekauft werden sollen.

Das heißt, dass vor allem

- eine **rasch intensivierte Investition in die Steigerung der Energieeffizienz** und
- ein **weiterer schneller Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung**,
- ggf. **einschließlich der Nutzung von Potenzialen in den Nachbarländern** bzw. im europäischen Ausland, sofern diese zur Verfügung stehen,

unabhängig von den Grundausrichtungen der Klimaschutzszenarien **zentrale und robuste Strategien** darstellen.

Die Erbringung von Emissionsminderungen im Ausland, z.B. über einen internationalen Emissionshandel, zusammen mit den dafür erforderlichen auch institutionellen Rahmenbedingungen, sollte ein ergänzendes Strategieelement darstellen. Dies ist vor allem entscheidend für den Fall, dass der Ausbau der Erneuerbaren oder die erforderliche Effizienzsteigerung nicht in erforderlichem Umfang realisierbar sind.

8 Referenzen

- AG Energiebilanzen (2009). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>.
- Aretz, A., Hirschl, B. (2007). Biomassenpotenziale in Deutschland - Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden, Dendrom-Diskussionspapier Nr.1.
- Bauer, N. (2005). Carbon Capture and Sequestration - An Option to Buy Time? Ph.D. thesis, Faculty of Economic and Social Sciences, University Potsdam, Germany. <http://opus.kobv.de/ubp/volltexte/2006/654/pdf/bauer.pdf>.
- Bauer, N., Edenhofer, O., Haller, M., Klein, D., Lorenz, A., Luderer, G., Ludig, S., Lüken, M., Pietzcker, R. (2010). Technologies, Policies and Economics of Global Reductions of Energy Related CO₂ Emissions – An Analysis with ReMIND (2010), submitted.
- Bauer, N., Edenhofer, O., Kypreos, S. (2008). Linking Energy System and Macroeconomic Growth Models. *Journal of Computational Management Science* 5, pp. 95-117.
- BMU (2008a). Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2008b). Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008. Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2009). Leitszenario 2009 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf.
- BMWi (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszzenarien_2010.pdf.
- Brown, D., Gassner, M., Fuchino, T., Marechal, F. (2009). Thermo-economic analysis for the optimal conceptual design of biomass gasification energy conversion systems. *Applied Thermal Engineering*, Vol. 29, pp. 2137 – 2152.
- Bundesregierung (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, "Energiekonzept der Bundesregierung", http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf.
- Chen, C., Rubin, E. S. (2009). CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost. In *Energy Policy*, Vol. 37, pp. 915 – 42.
- DEBRIV (2009). Braunkohle in Deutschland 2009. Profil eines Industriezweiges. Broschüre. Bundesverband Braunkohle. http://braunkohle.de/tools/download.php?filedata=1240416079.pdf&filename=Debriv_IZB_20090421.pdf&mimetype=application/pdf.
- Edenhofer, O., Carraro, C., Hourcade, J. C., Neuhoff, K., Luderer, G., Flachsland, C., Jakob, M., Popp, A., Steckel, J., Stropschein, J., Bauer, N., Brunner, S., Leimbach, M., Lotze-Campen, H., Bosetti, V., Cian, E. de, Tavoni, M., Sassi, O., Waisman, H., Crassous-Doerfler, R., Monjon, S., Dröge, S., Essen, H. van, Río, P. del, Türk, A. (2009). RECIPE - The Economics of Decarbonization. Synthesis Report. Verfügbar unter www.pik-potsdam.de/recipe.
- Edenhofer, O., Knopf, B., Barker, T., Baumstark, L., Bellevrat, E., Chateau, B., Criqui, P., Isaac, M., Kitous, A., Kypreos, S., Leimbach, M., Lessmann, K., Magné, B., Scricciu, S., Turton, H., van Vuuren, D. P. (2010). The economics of low stabilization: model comparison of mitigation strategies and costs. *The Energy Journal*, Volume 31 (Special Issue 1). The Economics of Low Stabilization, 2010.
- EEA (2010). EEA Report No 7/2010 – Tracking progress towards Kyoto and 2020 targets in Europe, Kopenhagen.

- Elzen, den M., Lucas, P., van Vuuren, D. (2008). Regional abatement action and costs under allocation schemes for emission allowances for achieving low CO₂-equivalent concentrations. *Climatic Change* 90, 243-268.
- EnBW et al. (2009). Energiezukunft 2050, Teil II – Szenarien, http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht_Energiezukunft_2050_Teil_II.pdf.
- European Commission (2007). Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius – The way ahead for 2020 and beyond. COM(2007) 2 final. Brüssel.
- EWI / Prognos (2005). Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.), München.
- Fraunhofer ISI (2009). Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006. Projektnummer 45/05. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Karlsruhe.
- Greenpeace (2009). Klimaschutz: Plan B 2050 – Energiekonzept für Deutschland, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lang.pdf.
- Gül, T. (2008). An Energy-Economic Scenario Analysis of Alternative Fuels for Transport. PhD thesis. Royal Institute of Technology (KTH). Stockholm, Sweden.
- Gül, T., Kypreos, S., Barreto, L. (2007). Hydrogen and biofuels—A modeling analysis of competing energy carriers for Western Europe. Proceedings of the World Energy Congress “Energy Future in an Interdependent World”, Rome, Italy, 11-15 November 2007. http://energyeconomics.web.psi.ch/Publications/Conferences/2007-11-13_Rome_Guel_Kypreos_Barreto.pdf.
- Hamelinck, C. (2004). Outlook for advanced biofuels. Ph.D. thesis, University of Utrecht, The Netherlands. <http://www.chem.uu.nl/nws/www/publica/Publicaties2004/e2004-25.pdf>.
- Herbener, R. et al. (2008). Technikkostenschätzung für die CO₂-Emissionsminderung bei Pkw - Emissionsminderungspotenziale und ihre Kosten. Dessau: Umweltbundesamt.
- Höller, S. (2010). http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/bild-des-monats_01-2010.pdf.
- Hourcade, J.-C. (2006): Hybrid Modeling: new Answers to old Challenges – introduction to the Special issue of The Energy Journal. The Energy Journal Special Issue #2, pp. 1 – 12.
- IEA (2007a). International Energy Agency (IEA), Energy Balances of OECD Countries, IEA, Paris.
- IPCC (2006). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
- IPCC (2007). Climate Change 2007 - Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the IPCC.
- ltp/bvu (2007). Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen 2025. Studie im Auftrag des BMVBS (FE-Nr. 96.0857/2005). München/Freiburg.
- Iwasaki, W. (2003). A consideration of the economic efficiency of hydrogen production from biomass. *Int. Jour. of Hydrogen Energy* 28, 939-944.
- Junginger, M., Lako, P., Lensink, S., Sark, W., Weiss, M. (2008). Technological learning in the energy sector. Scientific Assessment and Policy Analysis for Climate Change WAB 500102 017. University of Utrecht, ECN. <http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/500102017.pdf>.
- Klimantos, P., Koukouzas, N., Katsiadakis, A., Kakaras, E. (2009). Air-blown biomass gasification combined cycles: System analysis and economic assessment. In *Energy*, Vol. 34, pp. 708 – 714.
- Knopf, B., Edenhofer, O., Barker, T., Bauer, N., Baumstark, L., Chateau, B., Criqui, P., Held, A., Isaac, M., Jakob, M., Jochem, E., Kitous, A., Kypreos, S., Leimbach, M., Magné, B., Mima, S.,

- Schade, W., Scricciu, S., Turton, H., Vuuren, D. van (2009). The economics of low stabilisation: implications for technological change and policy. In Hulme, M., Neufeldt, H. (Eds) Making climate change work for us - ADAM synthesis book, Cambridge University Press.
- Knopf, B., Luderer, G., Edenhofer, O. (2011). Exploring the feasibility of low stabilization targets. Wiley Interdisciplinary Reviews of Climate Change, DOI: 10.1002/wcc.124.
- Konstantin, P. (2009). Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin, Springer.
- Krey, V. (2006). Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. PhD thesis, Ruhr-Universität Bochum.
- Kriegler, E., O'Neill, B. C., Hallegatte, S., Kram, T., Moss, R. H., Lempert, R., Wilbanks, T. J. (2010). Socio-economic Scenario Development for Climate Change Analysis, CIRED Working paper DT n°23. <http://www.centre-cired.fr/spip.php?article1181&lang=en>.
- LDS NRW (2008). Energiebilanz und CO₂-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2006. <https://webshop.it.nrw.de/webshop/gratis/E449%20200600.pdf>.
- Leimbach, M., Bauer, N., Baumstark, L., Edenhofer, O. (2009). Mitigation costs in a globalized world: climate policy analysis with REMIND-R, Environmental Modeling and Assessment. doi:10.1007/s10666-009-9204-8.
- Lenton, T. M. (2008). Tipping elements in the Earth's climate system. PNAS, Vol. 105, pp. 1786 – 1793.
- Meinshausen, M. et al. (2009). Greenhouse gas emission targets for limiting global warming to 2C, Nature 2009, 458 (7242): 1158.
- MIT Massachusetts Institute of Technology (2007). The Future of Coal. An Interdisciplinary MIT Study. http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf.
- Moll, R. (2009). Analysis of Emission Reduction Potentials in the Transport Sector with the global hybrid Model REMIND. Diplomarbeit, Technische Universität Berlin.
- Neij, L (2003). Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment. Final report. Lund University, Sweden, Environmental and Energy Systems Studies Lund University Gerdagatan 13 SE-223 63 Lund Sweden.
- Nitsch J, et al. (2004). Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Tech. rep. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: BMU, DLR, ifeu, Wuppertal Institut.
- Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R. (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht. Arbeitsbericht Nr.84, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin.
- Pickett, K., Wilkinson, R. (2009). Gleichheit ist Glück: Warum gerechte Gesellschaften für alle besser sind.
- Pietzcker, R., Manger, S., Bauer, N., Luderer, G., Bruckner, T. (2009). The Role of Concentrating Solar Power and Photovoltaics for Climate Protection. Paper presented at the 10th IAEE European Conference, Vienna, Austria. http://www.aee.at/2009IAEE/uploads/presentations_iaee09/Pr_516_Pietzcker_Robert.pdf.
- Prograns AG (2007). Abschätzung der langfristigen Entwicklung des Güterverkehrs in Deutschland bis 2050. Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Basel.
- Ragettli, M. (2007). Cost outlook for the production of biofuels. Diplomarbeit, ETH Zürich. http://energyeconomics.web.psi.ch/Publications/Dissertations/Ragettli_biofuels.pdf.
- Rouveirolles, P et al. (2008). TANK-to-WHEELS Report, Version 3. Technical Report, EUCAR, CONCAWE and JRC/IES. <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>.

- Rubin, E. S., Chen, C., Rao A. B. (2007). Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage. In *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 4444 – 54.
- Schallaböck, K. O. et al. (2006). Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Wuppertal Spezial ; 34).
- Schiffer, H.-W. (2008). Energiemarkt Deutschland. Köln, TÜV Media.
- Schulz, T. (2007). Intermediate Steps towards the 2000-Watt Society in Switzerland: An Energy-Economic Scenario Analysis. ETH Thesis No. 17314, Zürich, Switzerland. <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/eserv/eth:29899/eth-29899-01.pdf>.
- SRU (2010). 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträgliche, sicher, bezahlbar. Sachverständigenrat für Umweltfragen Stellungnahme Nr. 15, Mai 2010, Berlin.
- Stern, N. (2007). The Economics of Climate Change, *The Stern Review*.
- Strogies, M., Kniffke, K. (2009). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2009. Nationaler Inventarbericht Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2007. Umweltbundesamt. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/treibhausgasinventar2009_de.pdf.
- Takeshita, T., Yamaij, K. (2008). Important roles of Fischer–Tropsch synfuels in the global energy future. *Energy Policy* 36 (2008), pp. 2773–2784.
- Thomas, S. et al. (2006). Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Studie im Auftrag der E.ON AG. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- UBA (2007). Potenziale und Erfordernisse der Stromkennzeichnung. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3252.pdf>.
- UBA (2010). Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>.
- Uddin, S., Barreto, L. (2007). Biomass-fired cogeneration systems with CO₂ capture and storage. *Renewable Energy*, Vol. 32, pp. 1006 – 1019.
- UN (2008). Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations (UN) Secretariat, World Population Prospects: The 2008 Revision, <http://esa.un.org/unpp>.
- VIZ (2007). Verkehr in Zahlen 2007/2008. Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung. DVV Medio Group GmbH / Deutscher Verkehrs-Verlag, Hamburg, Deutschland.
- WBGU (2009). Kassensturz für den Weltklimavertrag – Der Budgetansatz, http://www.wbgu.de/fileadmin/templates/dateien/veroeffentlichungen/sondergutachten/sn2009/wbgu_sn2009.pdf.
- WWF (2009). Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/pdf_neu/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf.

9 Anhänge

Anhang

A	VERGLEICH DER KERNSZENARIEN MIT WEITEREN VERÖFFENTLICHTEN ENERGIESZENARIEN FÜR DEUTSCHLAND	A-2
A.1	Sozio-ökonomische Rahmendaten	A-3
A.1.1	Bevölkerungsentwicklung	A-3
A.1.2	Wirtschaftswachstum	A-3
A.1.3	Importpreise fossiler Energieträger	A-5
A.2	Endenergienachfrage	A-8
A.2.1	Entwicklung der Gesamtendenergienachfrage	A-8
A.2.2	Entwicklung der Endenergienachfrage nach Sektoren	A-9
A.2.3	Entwicklung der Stromnachfrage	A-11
A.2.4	Verkehrsleistung und Modal Split als wichtige Bestimmungsgrößen des Endenergiebedarfs im Verkehr	A-12
A.3	Primärenergieversorgung	A-16
A.4	Stromsektor	A-20
A.5	CO₂-Emissionen	A-23
B	AUSFÜHRLICHE MODELLBESCHREIBUNG	B-25
B.1	REMIND-D	B-25
B.1.1	Aufbau des REMIND-D Modells	B-26
B.1.2	Makroökonomiemodul	B-27
B.1.3	Energiesystemmodul	B-30
B.2	DEESY	B-48
B.2.1	Allgemeiner Aufbau des Modells	B-49
B.2.2	Submodell Industrie	B-60
B.2.3	Submodell Verkehr	B-62
B.2.4	Submodell GHD	B-73
B.2.5	Submodell Gebäudemodell HEAT	B-80
B.2.6	Submodell Strombedarf privater Haushalte	B-86
B.2.7	Geräte-Bestandsmodell	B-88
B.2.8	Struktur des Modells	B-89
C	TABELLARISCHE ÜBERSICHT ÜBER ALLE SZENARIEN	C-93

A Vergleich der Kernszenarien mit weiteren veröffentlichten Energieszenarien für Deutschland

In diesem Anhang werden die zwei Kernszenarien der Angebotsseite (SK_ModEff und SW_HiEff) sowie – sofern die Energienachfrageseite diskutiert wird – auch die zwei mit dem DEESY-Modell erstellten spiegelbildlichen Szenarien ModEff und HiEff mit Energieszenarien aus verschiedenen anderen Studien verglichen. Dadurch werden zum einen noch einmal wesentliche Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Szenarien SK_ModEff und SW_HiEff hervorgehoben. Zum anderen werden bestehende Differenzen zwischen der Energienachfragestruktur der (mit REMIND-D erstellten) Kernszenarien und der entsprechenden Struktur der mit dem Modell DEESY erstellten reinen Nachfrageszenarien deutlich. Insbesondere soll der Vergleich in diesem Abschnitt aber eine Gegenüberstellung der hier erarbeiteten Szenarien (im Folgenden „Projektszenarien“ genannt) mit bereits veröffentlichten Energieszenarien für Deutschland (im Folgenden „Vergleichsszenarien“ genannt) ermöglichen. Auf diese Weise können relevante Abweichungen der Projektszenarien von den Vergleichsszenarien identifiziert und diskutiert werden.

Als Vergleichsszenarien werden aktuelle Klimaschutzszenarien¹ aus den folgenden Studien entnommen:

- BMU 2009 (Szenario: „Leitszenario“)
- BMWi 2010 (Szenario: „Szenario II B“)
- EnBW u. a. (Szenario: „Szenario 3“)
- Greenpeace 2009 (Szenario: „Plan B“)
- WWF 2009 (Szenarien: „Referenz ohne CCS“, „Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“)

Bei der Betrachtung des Stromsektors werden außerdem Szenarien aus drei weiteren Studien in den Vergleich aufgenommen:

- FVEE 2010 (Szenario: „100%-EE“)
- SRU 2010 (Szenarien: „Szenario 1a“ und „Szenario 2.2b“)
- UBA 2010 (Szenario: „Regionenverbund“)

Diese drei Studien untersuchen nur die mögliche Entwicklung des Stromsektors.² Ihre Szenarien realisieren alle eine komplett auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung bis 2050.

¹ Das einzige verglichene Szenario, das nicht den Anspruch hat, einen ambitionierten Klimaschutzpfad im Energiesystem abzubilden ist das Referenzszenario der WWF-Studie (WWF 2009). Es wird in den folgenden Vergleich aufgenommen, um den Klimaschutzszenarien eine denkbare Referenzentwicklung entgegenzustellen.

² Die FVEE-Studie (FVEE 2010) behandelt zwar auch den Wärme- und Kraftstoffsektor, wichtige Größen des gesamten Energiesystems (wie z. B. Primärenergieversorgung) werden allerdings nicht thematisiert. Aus diesem Grund wird das Szenario dieser Studie nur bei der Diskussion der Entwicklung des Stromsektors in den Vergleich aufgenommen.

A.1 Sozio-ökonomische Rahmendaten

Die Daten zur wirtschaftlichen Entwicklung (Bruttoinlandsprodukt) wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber in Anlehnung an andere aktuelle Szenarien abgeleitet. Die sonstige Entwicklung der Rahmendaten wurde weitgehend aus dem Referenzszenario der Studie „Modell Deutschland“ des WWF (2009) abgeleitet.

A.1.1 Bevölkerungsentwicklung

Für beide in diesem Projekt verwendeten Modelle (REMIND-D sowie DEESY) wurden die in der WWF-Studie (WWF 2009) von Prognos unterstellte Bevölkerungsentwicklung übernommen.³ Da die Bevölkerungsentwicklung in beiden Modellen eine rein exogene Größe darstellt, die nicht modellendogen verändert wird, ist sie in beiden Modellen und in allen Projektszenarien identisch (vgl. Abbildung 1).

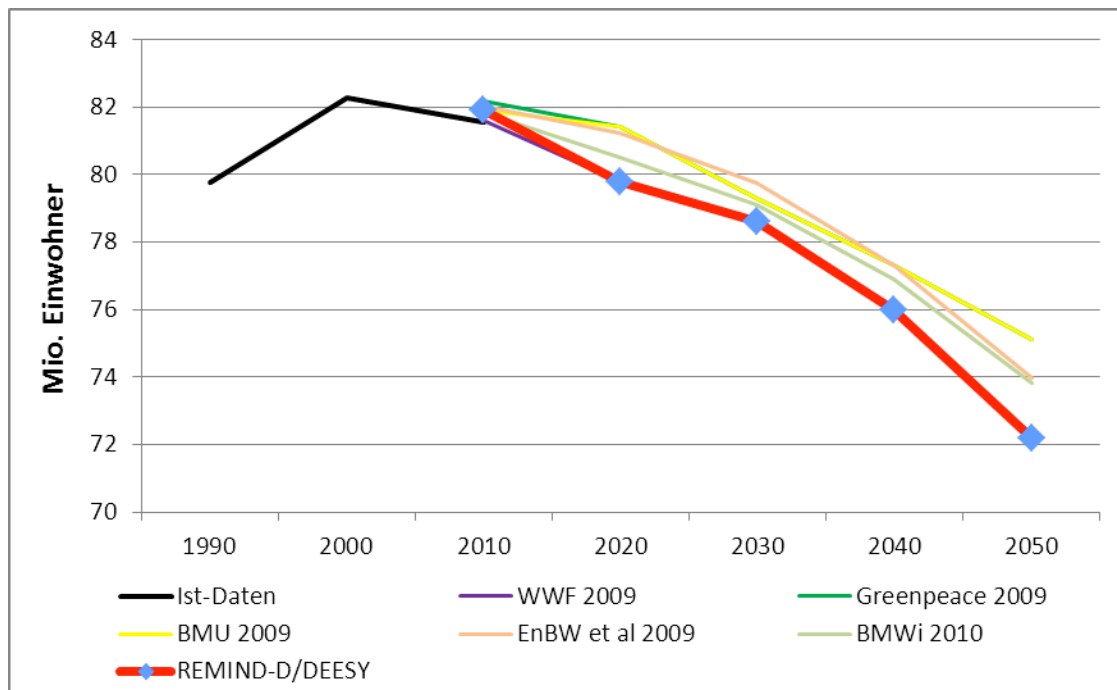


Abbildung 1: Entwicklung der Einwohnerzahl in Deutschland in verschiedenen Szenarien (in Mio.)

Gegenüber den anderen Vergleichsszenarien (d. h. den Vergleichsszenarien außer denen in WWF 2009) wird damit ein etwas deutlicherer Rückgang der Einwohnerzahl angenommen. Im Jahr 2050 liegt die Zahl mit 72 Mio. Einwohnern um zwei bis drei Millionen Einwohner unter den anderen hier verglichenen Szenarien.

A.1.2 Wirtschaftswachstum

Grundsätzlich wird in dieser Studie ein gegenüber den Vergleichsszenarien mittlerer Anstieg des Bruttoinlandsproduktes angenommen (vgl. Abbildung 2). Der BIP-Anstieg in den Szenarien in BMU (2009) und vor allem in EnBW u. a. (2009) ist deutlich stärker als

³ Die in WWF 2009 angenommene Bevölkerungsentwicklung beruht dabei im Wesentlichen auf der 11. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes, die von Prognos aber etwas verändert wird (vgl. WWF 2009).

in den Projektscenarien. Allerdings liegen die Projektscenarien hier wiederum höher als die Szenarien in BMWi (2010) und insbesondere in WWF (2009).

Innerhalb der verglichenen Projektscenarien ist der BIP-Anstieg im Szenario SW_HiEff höher als im Szenario SK_ModEff. Der Grund liegt in den optimistischeren Annahmen zur Endenergieeffizienz im SW_HiEff-Szenario, die sich direkt auf den Produktionsfaktor Energie auswirken und damit ein höheres BIP ermöglichen (siehe Modellbeschreibung). Im DEESY-Modell finden solche Wechselwirkungen zwischen Energiesystem und Ökonomie nicht statt. Die Entwicklung des BIP (bzw. auf tieferer Ebene die Entwicklung der verschiedenen Wirtschaftssektoren) ist hier eine exogene Größe. Der BIP-Verlauf im DEESY-Szenario ModEff entspricht daher der zu Projektbeginn zugrunde gelegten wirtschaftlichen Entwicklung. Diese Entwicklung stellt sich in REMIND-D in etwa auch im Szenario SK_ModEff ein. Als Folge der durch REMIND-D im Szenario SW_HiEff veränderten BIP-Entwicklung wurde in einer Iterationsschleife für das DEESY-Szenario HiEff ein etwas höheres Wirtschaftswachstum angenommen, das näher an der Entwicklung des Szenarios SW_HiEff liegt.

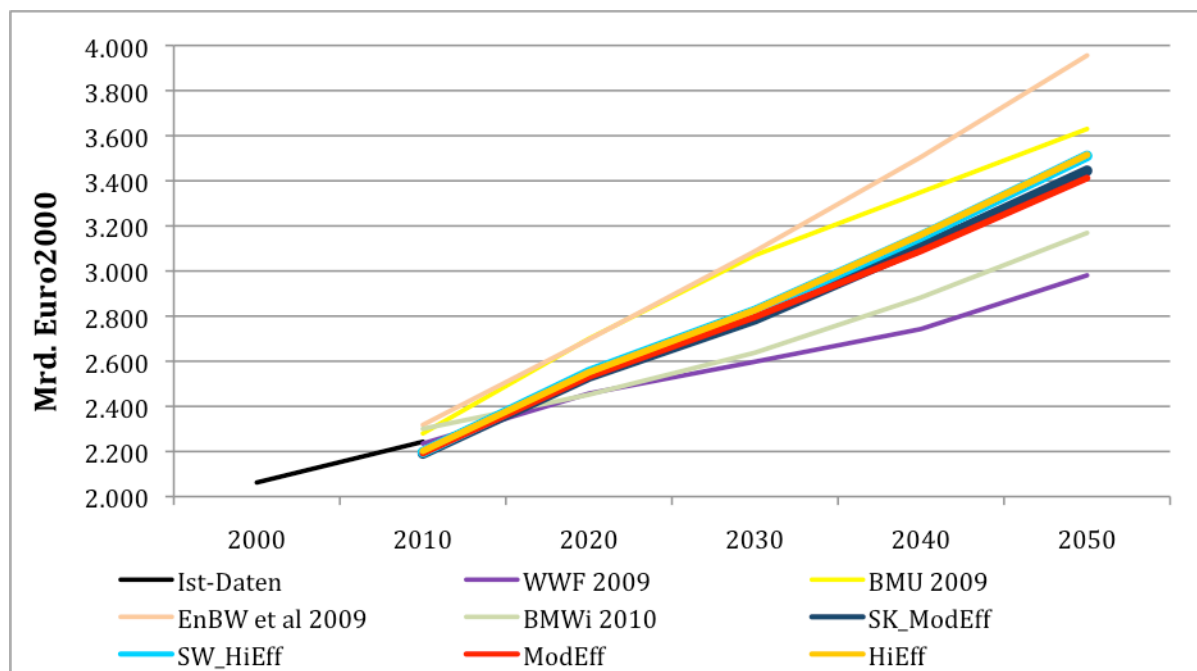


Abbildung 2: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Szenarien (in Mrd. €2000)

Abbildung 3 zeigt die aus der BIP-Entwicklung resultierenden durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten verschiedener Projekt- und Vergleichsszenarien gegenüber der historischen Entwicklung dieser Rate in Deutschland. In allen Projektscenarien findet – als Folge der zu Projektbeginn getroffenen Annahme zum zukünftigen Wirtschaftswachstum – während des Betrachtungszeitraums nahezu eine Stabilisierung bei ca. 1 % statt. Die Abbildung verdeutlicht zudem, dass sich die Kernszenarien (sowohl im REMIND-D- als auch im DEESY-Modell) bezüglich des angenommenen Wirtschaftswachstums nicht wesentlich voneinander unterscheiden.

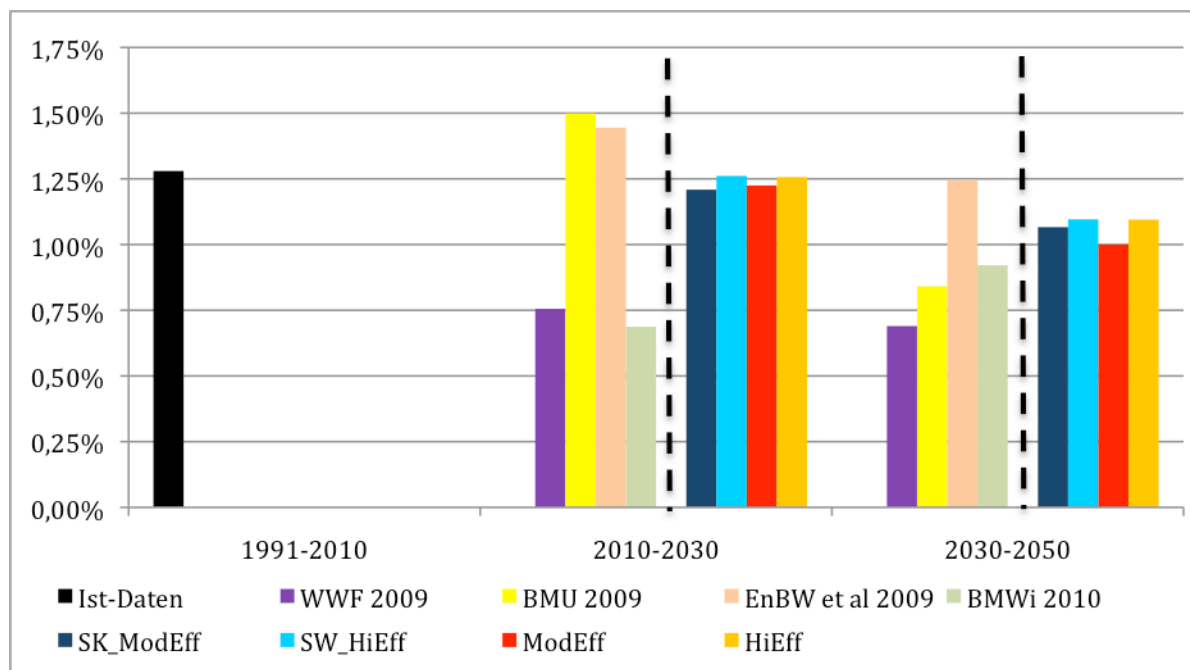


Abbildung 3: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsproduktes in verschiedenen Szenarien (in Prozent)

A.1.3 Importpreise fossiler Energieträger

Die folgenden drei Abbildungen zeigen die in REMIND-D angenommenen Entwicklungen der Importpreise für Erdöl (Abbildung 4), Erdgas (Abbildung 5) und Steinkohle (Abbildung 6). In beiden Kernszenarien wurden dabei die gleichen Preisentwicklungen angenommen, da unterstellt wurde, dass die Entwicklung des Energiesystems in Deutschland keinen signifikanten Einfluss auf die Weltmarktpreise für fossile Energieträger hat. Die Preisentwicklung ist also in REMIND-D und in DEESY eine exogene Größe.

Der angenommene Rohölpreis in REMIND-D befindet sich etwa in einem mittleren Bereich der Annahmen zur Preisentwicklung anderer Szenarien. Wie mit dem Auftraggeber besprochen, wurde für die Ölpreisentwicklung der Preispfad „mäßig“ aus der Leitstudie (BMU 2009) übernommen. Der Preispfad „deutlicher Anstieg“ (Preispfad A) der entsprechenden Studie bzw. der Vorgängerstudie⁴ liegt demgegenüber natürlich höher (vgl. Abbildung 4). In den Vergleichsszenarien der WWF-Studie (2009) wird das Preisniveau von REMIND insbesondere nach 2030 deutlich übertroffen. Ab 2030 zeichnet sich bei REMIND eine Abflachung ab, die unter der Annahme einer erfolgreichen globalen Klimapolitik auch als plausibel gelten kann. 2050 beträgt der Preis in den REMIND-Szenarien rund 140 \$. Im WWF-Szenario liegt der Preis bei knapp 220 \$, während er in den drei anderen verglichenen Studien, die entsprechende Angaben machen, mit 90 bis 130 \$ niedriger liegt als in den REMIND-Szenarien.

⁴ In der Leitstudie 2009 (BMU 2009) wurden die gleichen Preispfade für fossile Energieträger angenommen wie in der Leitstudie 2008 (BMU 2008).

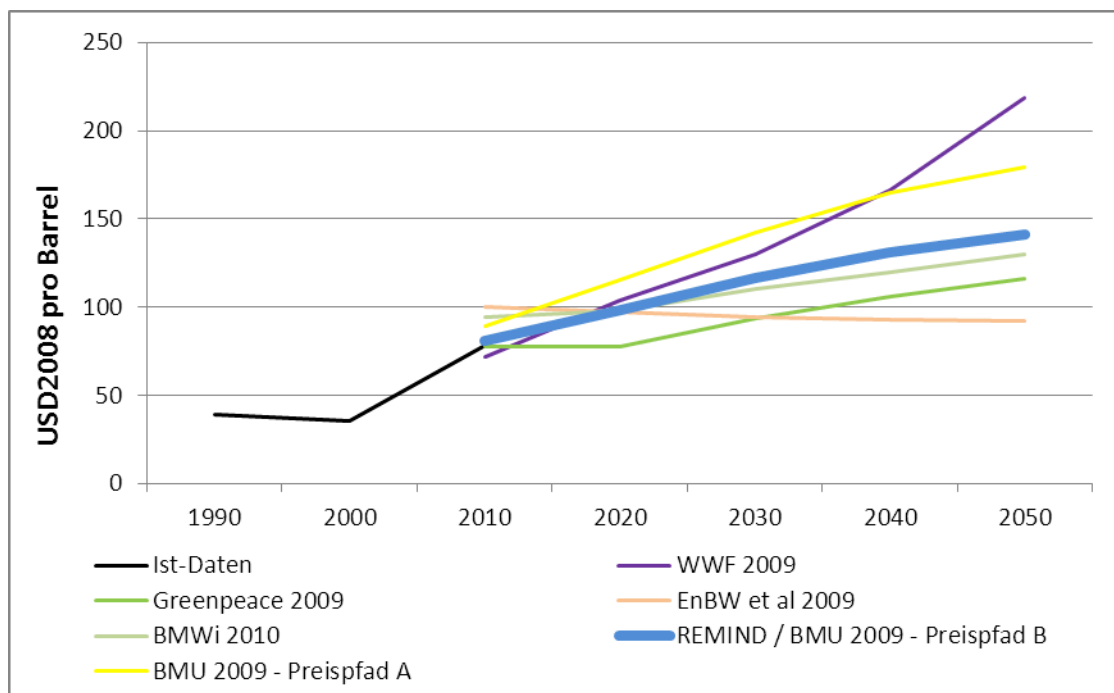


Abbildung 4: Entwicklung des Importpreises für Rohöl in verschiedenen Szenarien (in US\$2008/barrel)

Auch bei den Importpreisen für Erdgas und Steinkohle wurde auf die Preisentwicklung „mäßig“ der Leitstudie (BMU 2009) zurückgegriffen. Und auch hier sind dadurch in REMIND-D im Vergleich zu anderen Szenarien mittelhohe Anstiege unterstellt. Wie beim Erdöl verringert sich auch bei diesen Energieträgern gegen Ende des Betrachtungszeitraums der Preisanstieg deutlich. Bei beiden Energieträgern ist natürlich der Preisanstieg im Leitszenario für den hier abgebildeten Preispfad „deutlicher Anstieg“ (Preispfad A) höher (BMU 2008 und 2009), gleiches gilt für die Annahmen in der WWF-Studie (2009). Demgegenüber werden in der Szenariostudie für die Bundesregierung (BMWi 2010) sehr moderate Preisanstiege (und zwischenzeitlich sogar Preisrückgänge) der Energieträger Erdgas und Steinkohle angenommen.

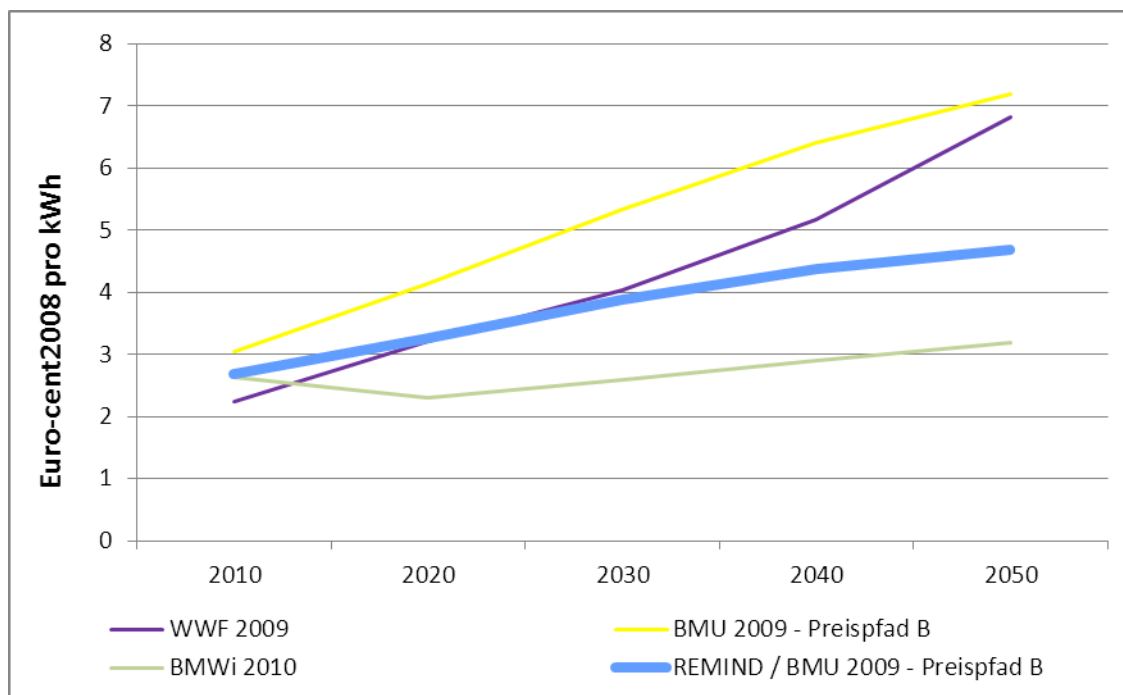


Abbildung 5: Entwicklung des Importpreises für Erdgas in verschiedenen Szenarien (in €-cent2008/kWh)

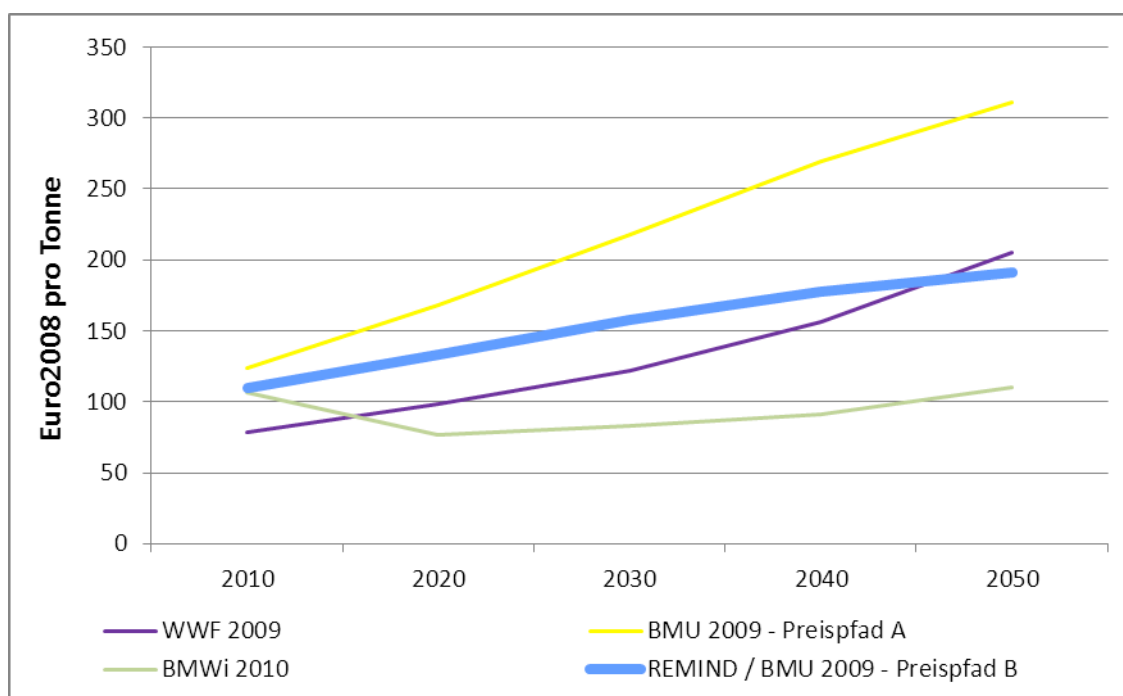


Abbildung 6: Entwicklung des Importpreises für Steinkohle in verschiedenen Szenarien (in €2008/Tonne)

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Energiepreise in den REMIND-D-Szenarien im Vergleich zu den Annahmen in anderen aktuellen Energieszenariostudien im mittleren Bereich liegen. Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass sich die Szenarioergebnisse aufgrund der hohen Klimaschutzambition (und der damit in jedem Fall verbundenen Notwendigkeit, aus der Nutzung fossiler Energieträger weitgehend auszusteigen) kaum verändern, wenn höhere oder niedrigere Preise fossiler Energieträger angenommen werden. Es ändern sich im Einzelfall allerdings die

volkswirtschaftlichen Auswirkungen aufgrund der unterschiedlichen Energieimportkosten in verschiedenen Szenarien.

A.2 Endenergienachfrage

A.2.1 Entwicklung der Gesamtendenergienachfrage

Die Endenergienachfrage geht in den zwei REMIND-D-Kernszenarien bis 2050 deutlich zurück, wie Abbildung 7 zeigt, und liegt dann mit -38 bis -46 % (gegenüber 2005) im mittleren bis oberen Bereich der Vergleichsszenarien. Dabei fällt auf, dass die Endenergienachfrage in den REMIND-D-Szenarien zunächst (bis etwa 2020) deutlich zurück geht und sich der Rückgang anschließend, insbesondere aber nach 2040 abschwächt. In anderen Szenarien ist der Rückgang im Laufe des Betrachtungszeitraums gleichmäßiger.

Die Entwicklung der Endenergienachfrage verläuft im Kernszenario SW_HiEff ähnlich wie im korrespondierenden DEESY-Szenario HiEff. Demgegenüber gibt es im Zeitverlauf eine deutlichere Abweichung zwischen dem DEESY-Szenario ModEff und dem Szenario SK_ModEff. In dem strukturkonservativen REMIND-D-Szenario mit moderater Effizienzsteigerung geht die Endenergienachfrage stärker und insbesondere früher zurück als in ModEff, da im erstgenannten Szenario das ambitionierte Klimaschutzziel erreicht werden muss und somit trotz ähnlicher Annahmen zur (moderaten) Erhöhung der Endenergieeffizienz nur ein geringerer Endenergiebedarf gedeckt werden kann.

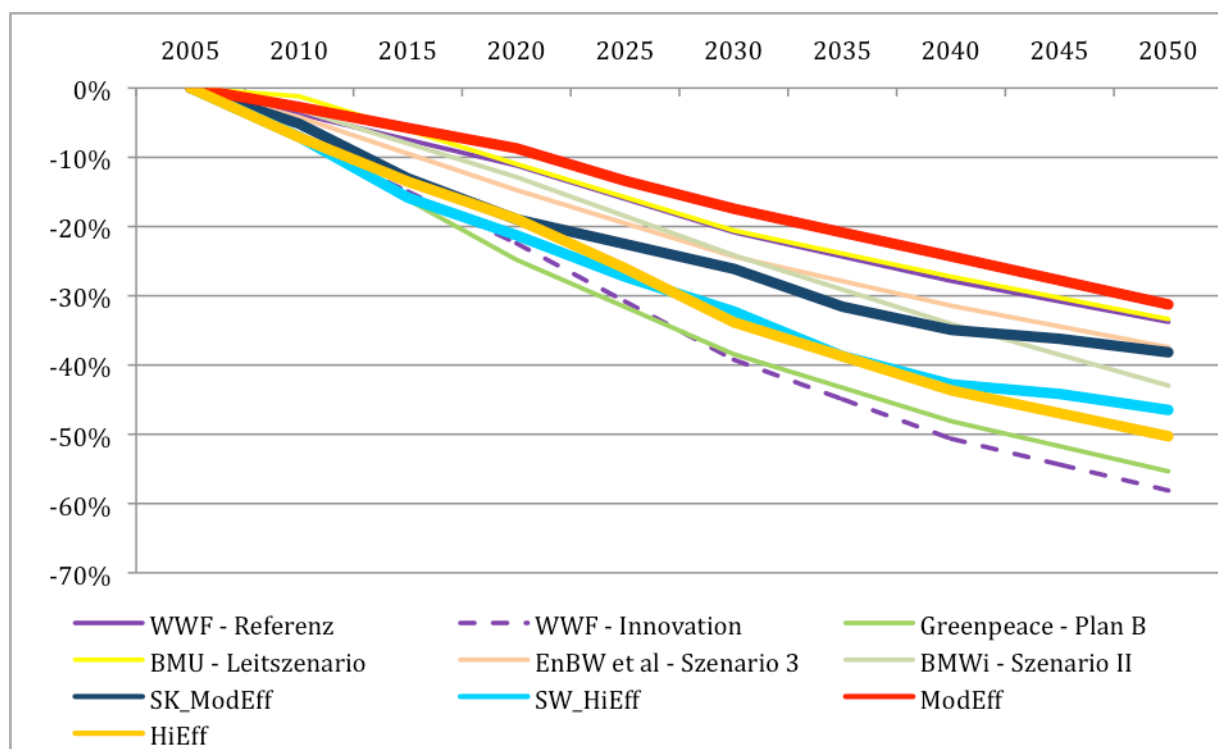


Abbildung 7: Änderung der Endenergienachfrage in verschiedenen Szenarien (in Prozent gegenüber 2005)

Die durchschnittliche Verringerung der Endenergieintensität (Endenergie/BIP) pro Jahr beträgt in den REMIND-D-Szenarien 2,2 % (SK_ModEff) bzw. 2,5 % (SW_HiEff) und liegt damit innerhalb der Spanne der Vergleichsszenarien (vgl. Abbildung 8). Der Vergleich

mit der in den vergangenen rund 20 Jahren beobachteten Verringerung der Endenergieintensität verdeutlicht zudem, dass in beiden Szenarien die Endenergieintensität deutlich stärker fallen muss als im historischen Durchschnitt der letzten 20 Jahre. Die anspruchsvollen Anforderungen des Klimaschutzes lassen sich nur auf diese Weise realisieren.

Dem Szenario HiEff des reinen Nachfragemodells DEESY zufolge sind Reduktionen der Endenergieintensität von jährlich durchschnittlich 2,7 % möglich. Die wesentlichen Annahmen zur Entwicklung der Endenergie sind dabei den Szenarien „Innovation“ (WWF 2009) entnommen, womit sich auch die Übereinstimmung der durchschnittlichen jährlichen Änderungsrate der Endenergieintensität im HiEff-Szenario und in den Innovationsszenarien erklärt.

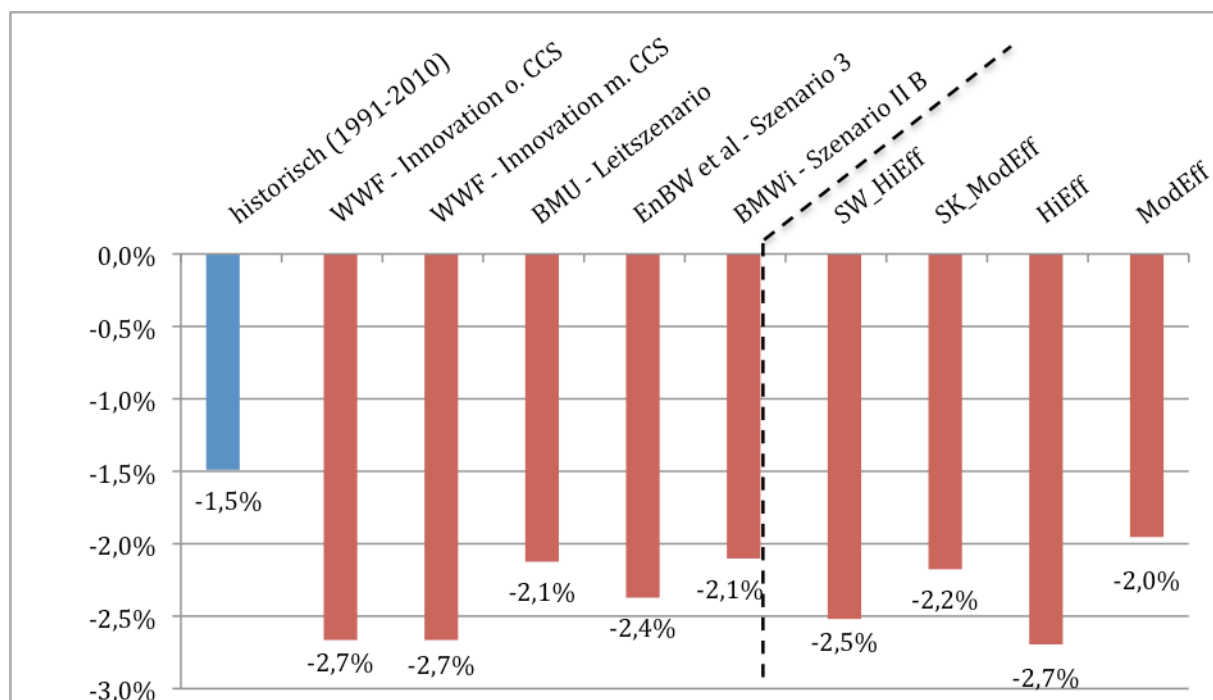


Abbildung 8: Durchschnittliche jährliche Änderungsrate der Endenergieintensität von 2010 bis 2050 in verschiedenen Szenarien (in Prozent)

A.2.2 Entwicklung der Endenergienachfrage nach Sektoren

In Abbildung 9 wird die Änderung der Endenergienachfrage in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bis 2050 gegenüber 2005 betrachtet.⁵ Da in REMIND-D beide Sektoren zusammen erfasst werden, findet sich für die Kernszenarien der Angebotsseite jeweils nur ein Balken bei der zusammengefassten Betrachtung der beiden Sektoren (schwarze Balken). Der Rückgang des Endenergiebedarfs in beiden Sektoren zusammen beträgt zwischen 31 % (SK_ModEff) und 35 % (SW_HiEff) und ist damit niedriger als in allen Vergleichsszenarien, in denen Rückgänge von etwa 40 bis etwa 70 % beschrieben werden.

⁵ Dabei ist zu beachten, dass die Abgrenzung der einzelnen Sektoren bei der Bilanzierung der Endenergie je nach Modell unterschiedlich sein kann. Der Vergleich zwischen DEESY- und REMIND-D-Szenarien sowie den Vergleichsszenarien in den folgenden zwei Abbildungen ist daher nur eingeschränkt möglich.

Noch geringer sind die Rückgänge im DEESY-Szenario ModEff im GHD-Sektor. Wie die Ergebnisse des Szenarios HiEff zeigen, sieht DEESY aber grundsätzlich ein deutliches Reduktionspotenzial von knapp 65 % im Sektor Haushalte und von nahezu 40 % im GHD-Sektor.

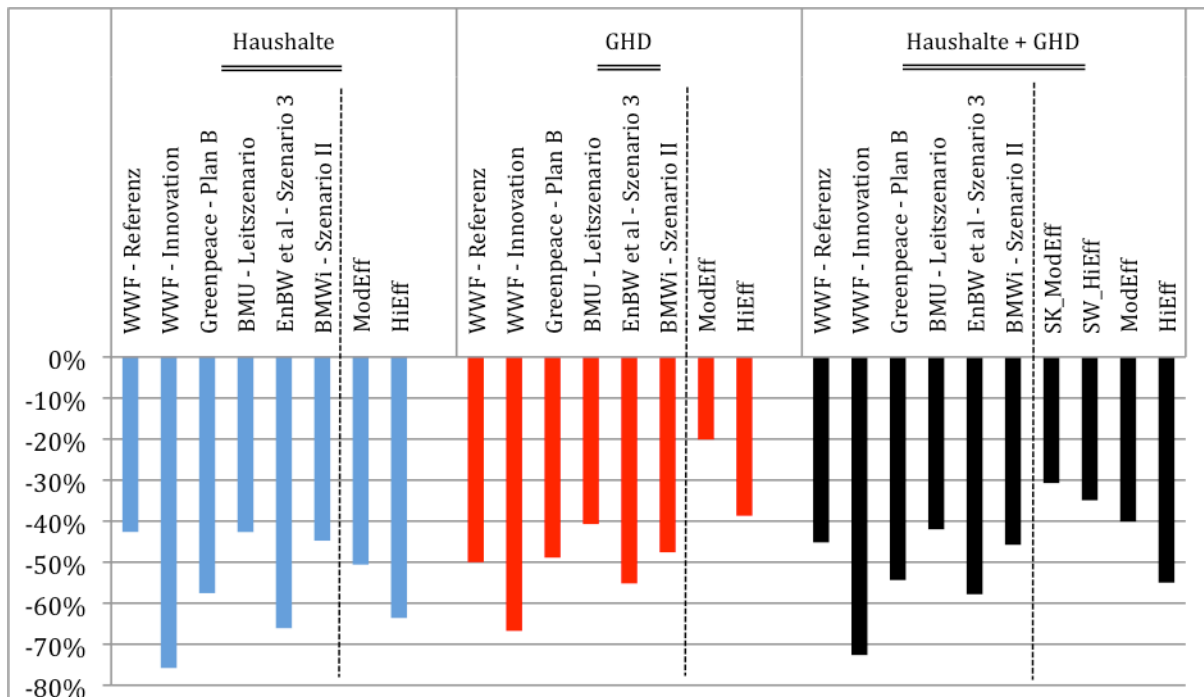


Abbildung 9: Änderung der Endenergienachfrage in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in verschiedenen Szenarien (in 2050 gegenüber 2005 in Prozent)

Abbildung 10 zeigt analog die Änderung der Endenergienachfrage in den Sektoren Industrie und Verkehr. Auffällig ist hier die hohe Verringerung der Endenergienachfrage in der Industrie in den REMIND-D-Szenarien. Insbesondere das SW_HiEff-Szenario, mit einem Rückgang von 65 %, nimmt in diesem Sektor einen deutlich stärkeren Rückgang an als die Vergleichsszenarien, in denen zumeist der Industriesektor als derjenige Sektor gesehen wird, in dem die Rückgänge der Endenergienachfrage bis 2050 am geringsten sein werden, bzw. in dem (nach EnBW u. a. 2009) sogar ein Zuwachs der Endenergienachfrage erfolgen könnte.

Im Verkehrssektor findet in den REMIND-D-Szenarien ein Rückgang der Endenergie von 38 % (SK_ModEff) bzw. 45 % (SW_HiEff) statt, der damit im mittleren Bereich der (im Verkehrssektor weit auseinander liegenden) Vergleichsszenarien liegt.

Im Verkehrssektor werden im HiEff-Szenario des Bottom-up Energiemodells DEESY ähnlich hohe Rückgänge realisiert wie im SW_HiEff-Szenario von REMIND-D, während der Rückgang im Industriesektor niedriger ausfällt.

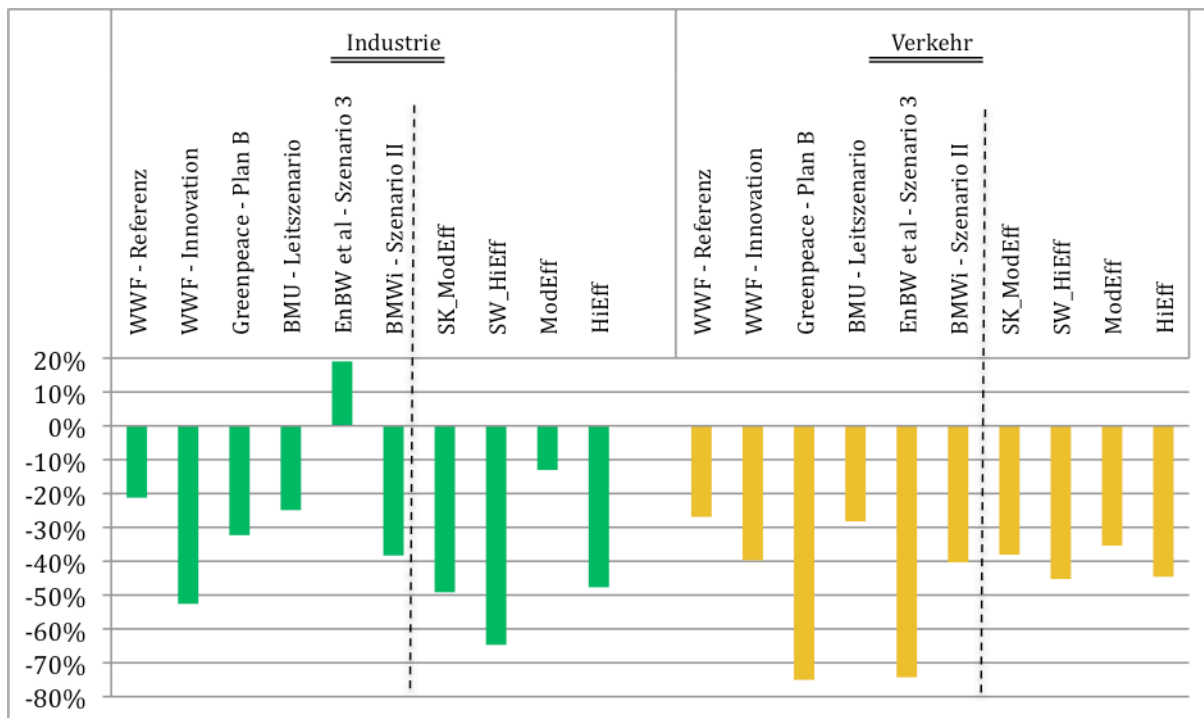


Abbildung 10: Änderung der Endenergienachfrage in den Sektoren Industrie und Verkehr in verschiedenen Szenarien (in 2050 gegenüber 2005 in Prozent)

A.2.3 Entwicklung der Stromnachfrage

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Strom. Bei den Szenarien mit moderater Effizienz (SK_ModEff und ModEff) liegt die Stromnachfrage im DEESY-Szenario niedriger als in dem entsprechenden REMIND-D-Szenario, obwohl in letzterem der Endenergiebedarf insgesamt niedriger ist (vgl. Abbildung 7). REMIND-D setzt bei der Endenergie also stärker auf Strom als DEESY. Bei den Szenarien mit hoher Effizienz (SW_HiEff und HiEff) sieht es ähnlich aus, hier ist der Rückgang der Stromnachfrage im DEESY-Modell deutlich stärker, auch wenn gegen Ende des Betrachtungszeitraums eine leichte Annäherung stattfindet.

Um die sich im REMIND-D-Modell ergebende höhere Stromnachfrage technisch detailliert im Bottom-up-Modell DEESY „nachfahren“ und technologiescharf erklären zu können, wurde eine Variante „ÖkoWatt“ erstellt (basierend auf „HiEff“), in der stärker auf die Substitution anderer Energieträger mit Strom gesetzt wird. Hier kommt es gegenüber HiEff zu einer stärkeren Verbreitung von Wärmepumpen und Elektroautos sowie in der Industrie zu einer verstärkten Nutzung von Strom anstelle von Brennstoffen für Produktionsprozesse. In diesem ÖkoWatt-Szenario liegt der Strombedarf zwar zunächst immer noch niedriger als im REMIND-Szenario SW_HiEff, aber in den letzten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums steigt die Stromnachfrage im ÖkoWatt-Szenario deutlich und liegt in 2050 sogar etwas höher als im Szenario HiEff. Der Anstieg der Stromnachfrage ab 2030 erklärt sich durch die zugrundeliegende Annahme, dass neue Stromanwendungen dann unter anderem aufgrund fallender Kosten besonders dynamisch Marktanteile gewinnen können.

Gegenüber den Vergleichsszenarien liegen die Projektszenarien SW_HiEff, ModEff und ÖkoWatt etwa in einem mittleren Bereich in Bezug auf die Höhe der Stromnachfrage.

Die Szenarien SK_ModEff (sehr hoch) sowie HiEff (sehr niedrig) liegen hingegen an den äußeren Rändern.

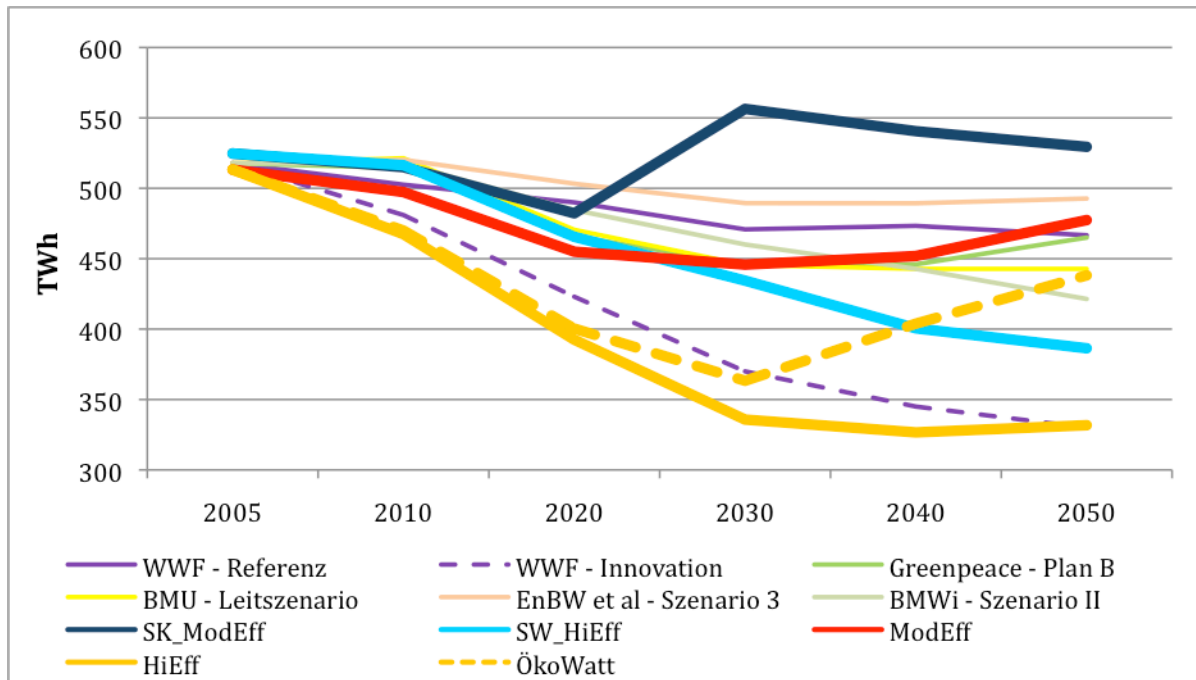


Abbildung 11: Entwicklung der Stromnachfrage in verschiedenen Szenarien (in TWh/a)

A.2.4 Verkehrsleistung und Modal Split als wichtige Bestimmungsgrößen des Endenergiebedarfs im Verkehr

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Personenverkehrsleistung⁶ in verschiedenen Projekt- und Vergleichsszenarien. In den meisten Szenarien wird bis 2050 ein leichter Rückgang der Verkehrsleistung von gegenwärtig knapp 1.100 Mrd. Personenkilometern auf 900 bis 1.050 Mrd. Personenkilometern erwartet. Mit Ausnahme des Szenarios SW_HiEff nehmen auch die REMIND-D- und DEESY-Szenarien einen entsprechenden moderaten Rückgang an.

Im Szenario SW_HiEff kommt es hingegen zu einer deutlichen Reduktion des Personenverkehrs um etwas über 30 % bis 2050 (gegenüber 2005). Dieser Rückgang erklärt sich durch einen Mangel an CO₂-armen Optionen im Verkehrsbereich im Szenario SW_HiEff: Das Potenzial für Biokraftstoffe wird durch die Potenzialgrenzen bei der Biomasse und ihre energetische Nutzung in anderen Sektoren limitiert. Während es dieses Limit auch in den anderen REMIND-D-Szenarien gibt, muss im SW_HiEff-Szenario im Gegensatz zu den strukturkonservativen Szenarien auch auf CO₂-armen Strom aus CCS-Kraftwerken verzichtet werden. Dadurch wird der Spielraum für klimaschonenden Verkehr eingeschränkt und konventioneller, auf Erdöl basierender Verkehr ist aufgrund hoher CO₂-Emissionskosten sehr teuer. In dieser Situation reduziert REMIND-D die Verkehrsnachfrage trotz der damit einhergehenden Wohlfahrtsverlusten. Das einzige Vergleichsszenario, in dem ähnlich deutliche Rückgänge des Personenverkehrs realisiert werden wie im Szenario SW_HiEff, ist Szenario 3 (EnBW u. a. 2009). Hier wird explizit

⁶ Da die jeweilige Abgrenzung des Deutschland zugewiesenen Flugverkehrs in den verschiedenen Studien, wie auch in den beiden Modellen DEESY und REMIND-D, unterschiedlich ist, lassen sich die verschiedenen Szenarien im Hinblick auf den Flugverkehr nicht gut vergleichen. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt nur der land- (bzw. auch wasser-)basierte Verkehr betrachtet.

angenommen, dass die Bevölkerung aus Gründen des Umwelt- bzw. Klimaschutzes ihre Verkehrsleistung einschränkt.

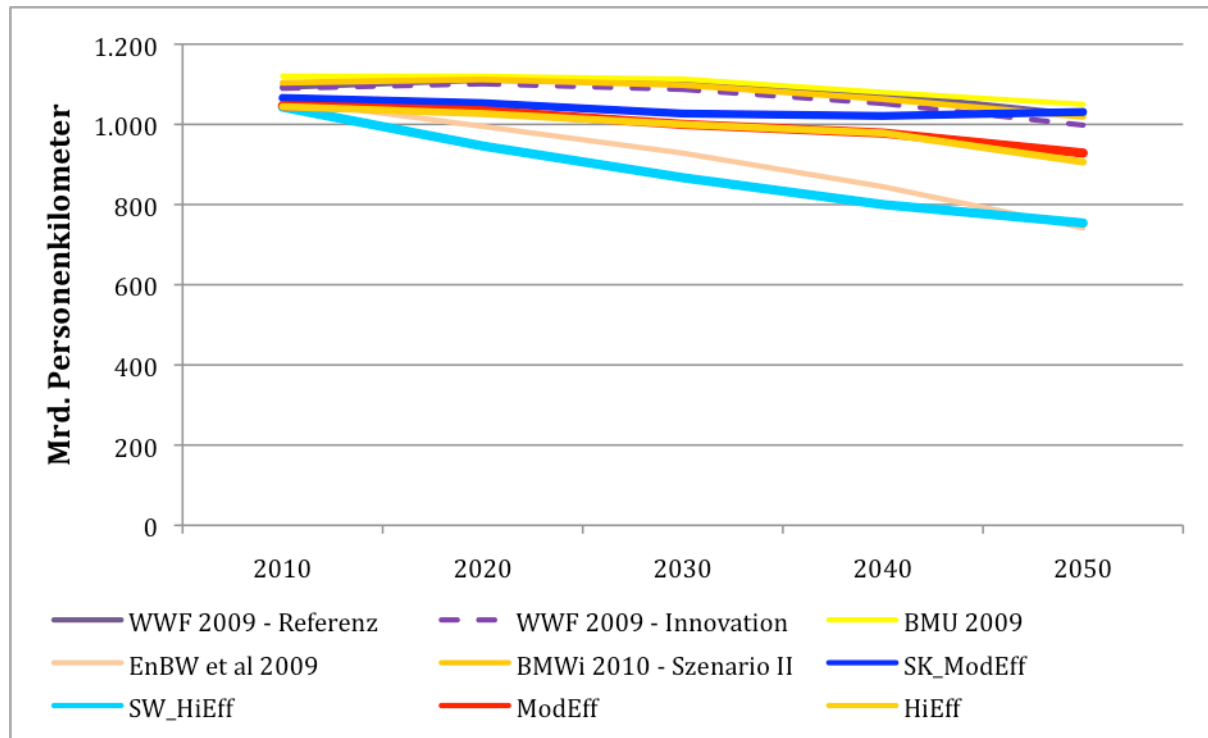


Abbildung 12: Entwicklung der Personenverkehrsleistung in verschiedenen Szenarien (in Mrd. Personenkilometern, ohne Luftverkehr)

Wie Abbildung 13 zeigt, verändern sich in den meisten der betrachteten Projekt- und Vergleichsszenarien die Anteile der verschiedenen Verkehrsträger im Personenverkehr in den nächsten vier Jahrzehnten kaum. Der motorisierte Individualverkehr wird demnach weiterhin einen Anteil von rund 85 % halten. Erneut bilden das Projektszenario SW_HiEff sowie das Vergleichsszenario Szenario 3 (EnBW u. a. 2009) die Ausnahmen. Im Szenario SW_HiEff steigt aufgrund der begrenzten CO₂-armen Optionen im motorisierten Individualverkehr in Verbindung mit der fehlenden CCS-Option im Stromsystem der Anteil der energieeffizienteren öffentlichen Verkehrsmittel (Eisenbahn und Öffentlicher Straßenpersonenverkehr) bis 2050 auf 20 %. Im Szenario 3 wird wegen des angenommenen deutlich erhöhten Umweltbewusstseins in der Gesellschaft ein ausgeprägter „Modal Shift“ angenommen, der bis 2050 zu einem Anteil öffentlicher Verkehrsmittel von 30 % führt.

Im DEESY-Szenario HiEff wird keine Verschiebung des Modal Split unterstellt, da es sich um ein rein technisches Effizienzzenario handeln soll, das keine Verhaltensänderungen unterstellt, somit auch nicht die Menschen beispielsweise zum Umstieg vom Auto in die Bahn „überredet“.

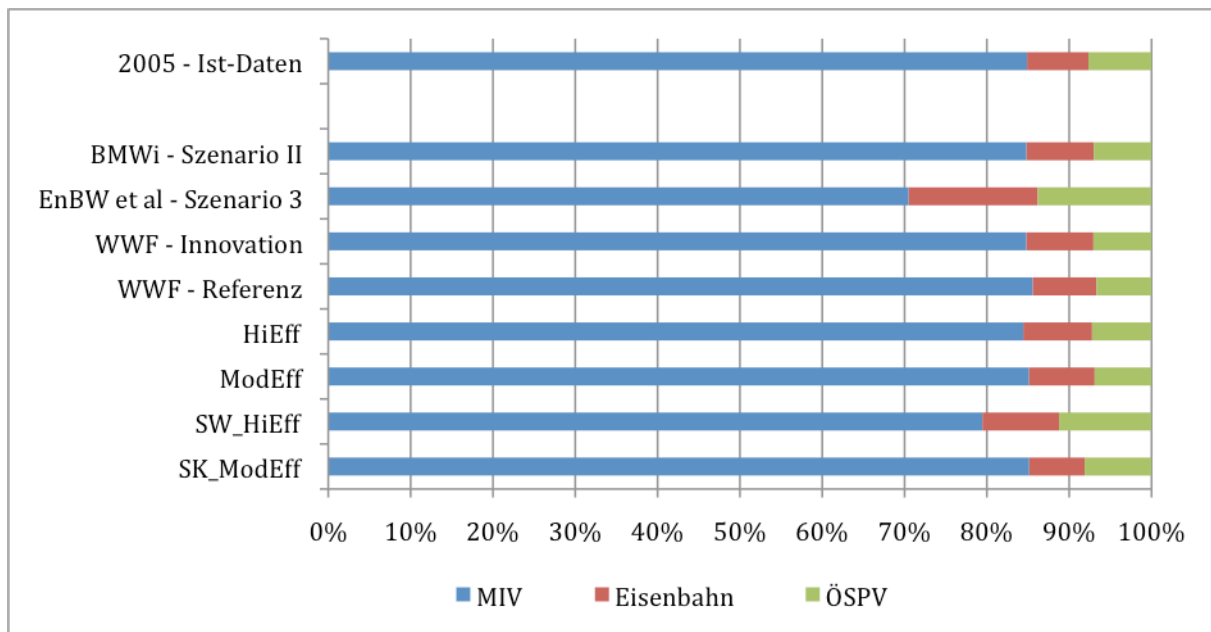


Abbildung 13: Aufteilung der Personenverkehrsleistung auf unterschiedliche Verkehrsträger („Modal Split“) im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien (in Prozent, ohne Luftverkehr)

Im Güterverkehr erwarten alle Vergleichsszenarien sowie die beiden DEESY-Szenarien einen kontinuierlichen Anstieg der Verkehrsleistung zwischen 2005 und 2050 um bis zu 90 %, der sich aber zumeist im Laufe des Betrachtungszeitraums verlangsamt (s. Abbildung 14). Bei den drei betrachteten REMIND-D-Szenarien kommt es hingegen nach 2025 zu einem Rückgang der Güterverkehrsleistung. Im Szenario SW_HiEff liegt die Güterverkehrsleistung im Jahr 2050 sogar leicht unter dem Wert des Jahres 2005. REMIND-D hält also eine Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Güterverkehrsvolumen für möglich und nutzt diese Option, um den Endenergieverbrauch im Güterverkehr, der besonders schwierig CO₂-arm bereitgestellt werden kann, zu reduzieren.

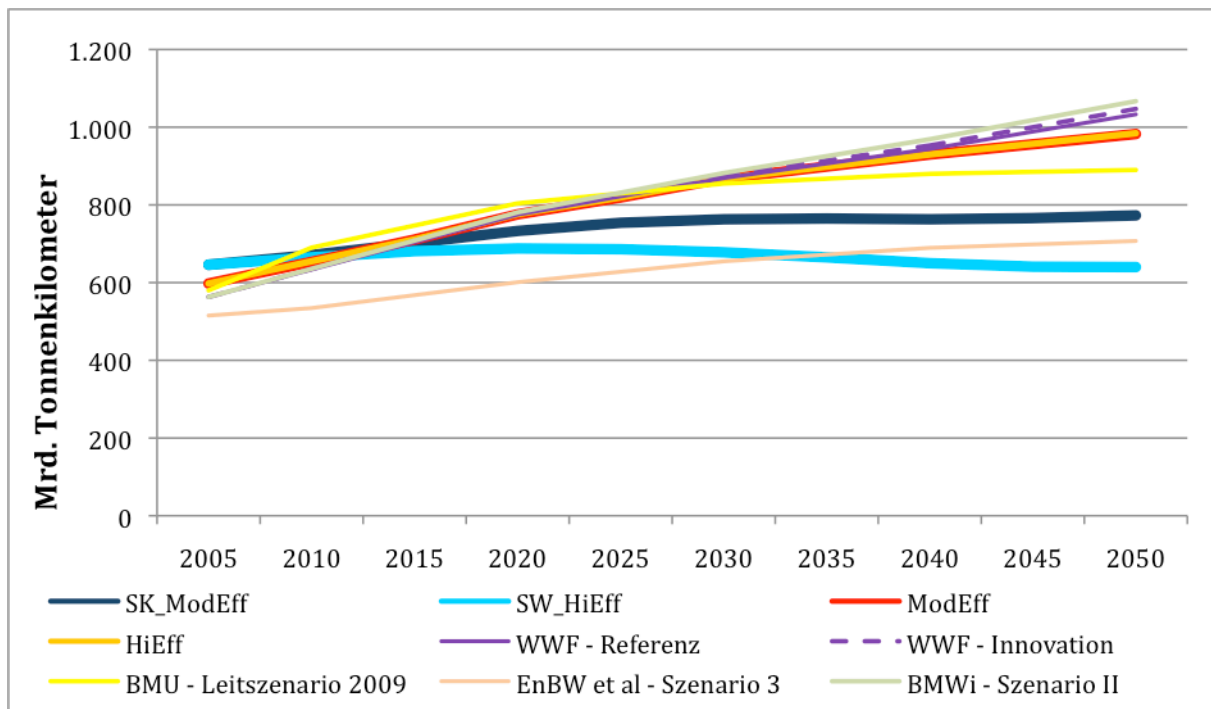


Abbildung 14: Entwicklung der Güterverkehrsleistung in verschiedenen Szenarien (in Mrd. Tonnenkilometern, ohne Luftverkehr)

Die Entwicklung in den Szenarien in Bezug auf die Aufteilung der Verkehrsleistung auf unterschiedliche Verkehrsträger ist im Güterverkehr (s. Abbildung 15) heterogener als im Personenverkehr. Während der Modal Split im Referenzszenario von WWF (2009) sowie in den Projektszenarien ModEff und SW_HiEff im Jahr 2050 nahezu unverändert gegenüber 2005 ist, verliert der Straßengüterverkehr im strukturkonservativen Projektszenario SK_ModEff sowie im DEESY-Szenario HiEff sieben (HiEff) bis zwölf (SK_ModEff) Prozentpunkte an die Eisenbahn.⁷ Im Szenario SK_ModEff ist aufgrund der CCS-Technologie mehr CO₂-armer Strom verfügbar als im SW_HiEff-Szenario, weshalb in den strukturkonservativen Szenarien auf eine Ausweitung des Güterbahnverkehrs gesetzt wird.

Im Gegensatz zum Personenverkehr erfordert eine Änderung des Modal Split im Güterverkehr keine Verhaltensänderungen der Menschen im Alltag, daher wird im HiEff-Szenario aus Effizienzgründen verstärkt auf die Eisenbahn gesetzt.

⁷ Auch der Anteil der Schifffahrt geht in diesen drei Szenarien leicht zurück.

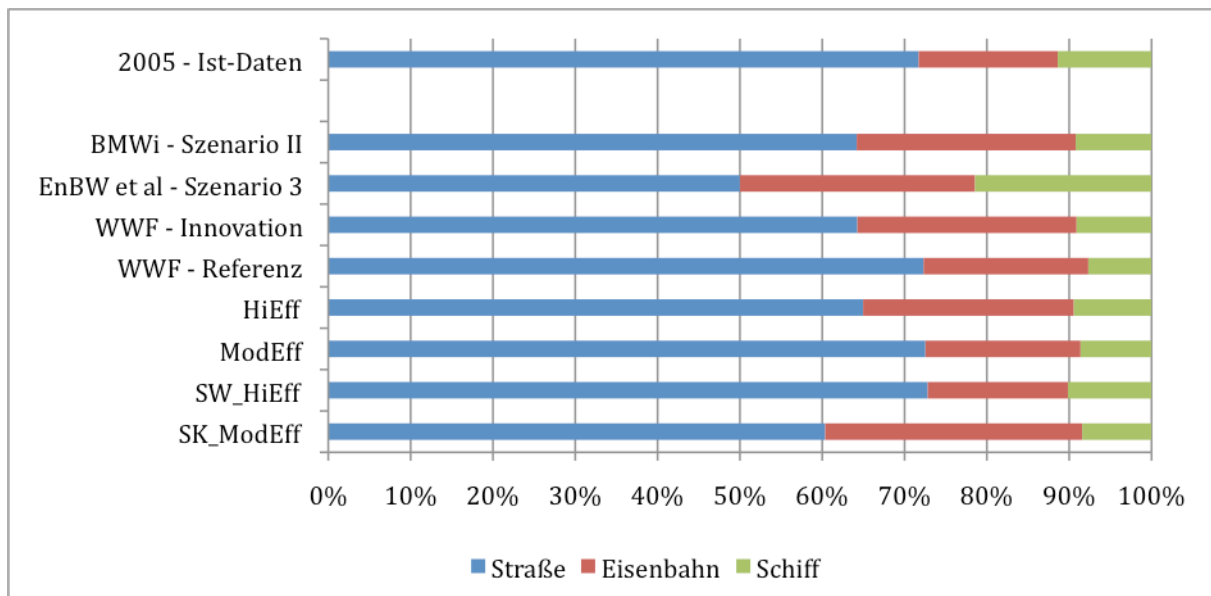


Abbildung 15: Aufteilung der Güterverkehrsleistung auf unterschiedliche Verkehrsträger („Modal Split“) im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien (in Prozent, ohne Luftverkehr)

A.3 Primärenergieversorgung

Abbildung 16 zeigt die Primärenergieversorgung in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2020. Der Primärenergieverbrauch geht im SW_HiEff-Szenario bis 2020 stärker zurück als in allen anderen Szenarien (sowohl Vergleichs- als auch Projektszenarien). Der Beitrag der Kernenergie ist im Jahr 2020 in diesem Szenario, wie auch im Szenario SK_mod, wegen des unterstellten Kernenergieausstiegs nur noch sehr klein. Auffällig ist außerdem der sehr schnelle Ausstieg aus der Kohle im SW_HiEff-Szenario, der bereits bis 2020 weit vorangeschritten ist. Demgegenüber findet in diesem Szenario gegenüber der tatsächlichen Primärenergieversorgung im Jahr 2009 mehr als eine Verdopplung des absoluten Beitrags der erneuerbaren Energien statt, von knapp 1.200 PJ auf rund 2.500 PJ.

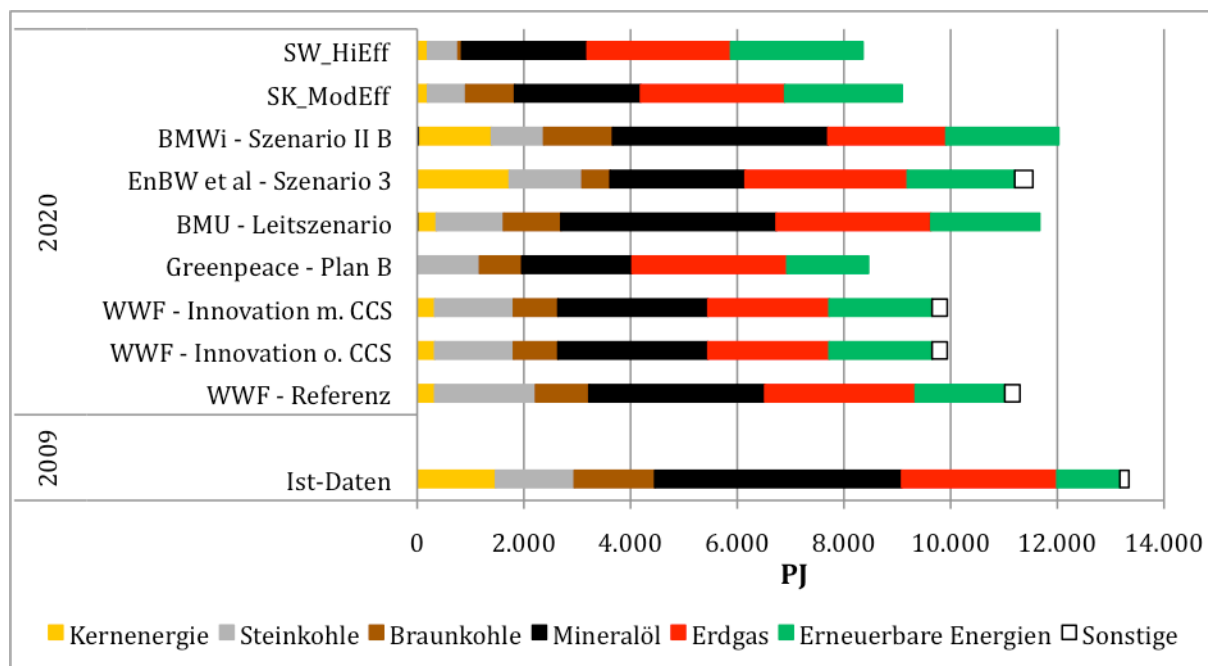


Abbildung 16: Primärenergieversorgung im Jahr 2020 in verschiedenen Szenarien (in PJ/a)⁸

Im Jahr 2050 setzt das Szenario SW_HiEff im Primärenergieverbrauch zu 58 % auf erneuerbare Energien. Darüber hinaus wird noch Erdöl (fast ausschließlich im Verkehr) und Erdgas genutzt. Kohle wird nicht mehr genutzt. Das Szenarien SK_ModEff verwendet bei gleichem Klimaschutzziel mehr Primärenergie und immer noch etwas Stein- und Braunkohle. Die CCS-Technologie, die in diesen Szenarien zur Verfügung steht und in Verbindung mit Kraftwerken angewandt wird, ermöglicht gegenüber dem Szenario SW_HiEff eine stärkere Nutzung fossiler Energieträger.

⁸ „Sonstige“ umfasst nicht-erneuerbaren Abfall sowie importieren Strom.

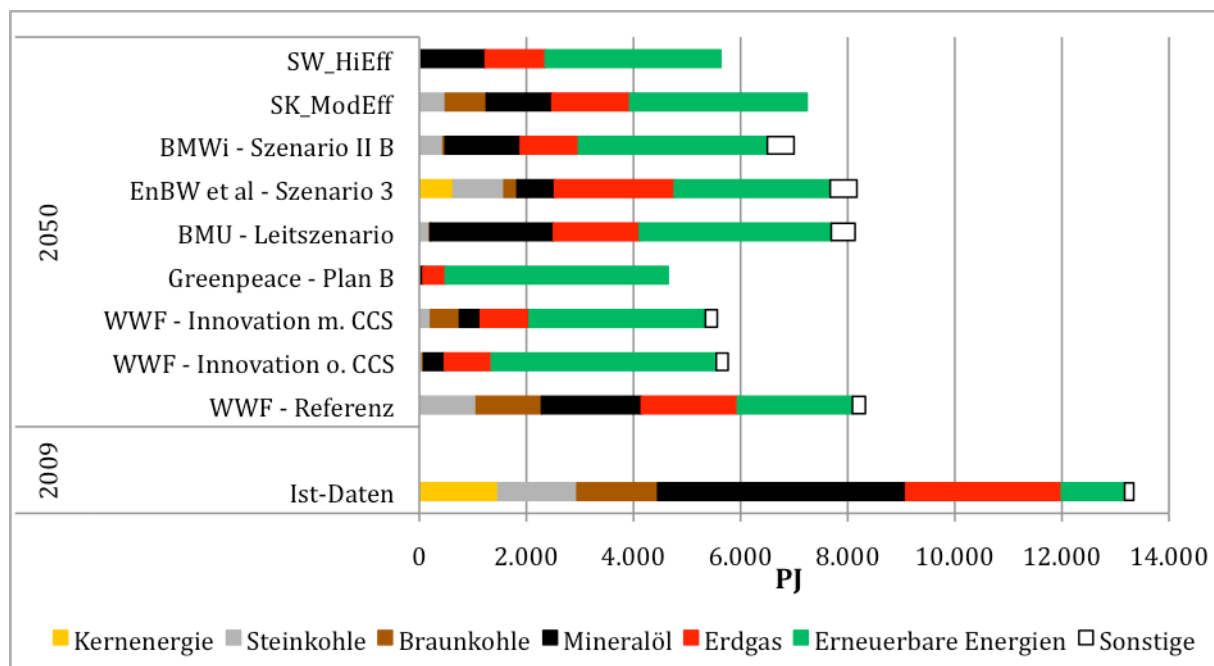


Abbildung 17: Primärenergieversorgung im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien (in PJ/a)⁹

Abbildung 18 wirft einen Blick auf die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Primärenergieversorgung. Auch diese Abbildung verdeutlicht, dass der Energiesystem-Wandel insbesondere im Szenario SW_HiEff, aber auch im Szenario SK_ModEff zu Beginn des Betrachtungszeitraums sehr stark forciert wird. Der Anteil der erneuerbaren Energien wird in diesen Szenarien zwischen 2005 und 2020 von 7 % auf 24 % (SK_ModEff) bzw. sogar 30 % (SW_HiEff) erhöht. In den folgenden 30 Jahren steigt der Anteil weiter kontinuierlich an (allerdings weniger stark) und erreicht 46 % (SK_ModEff) bzw. 58 % (SW_HiEff) im Jahr 2050.

Am Ende des Betrachtungszeitraums liegen die Anteile etwa im mittleren Bereich der anderen hier verglichenen Klimaschutzszenarien, die sich im Jahr 2050 mit Anteilen von etwa 35 % (EnBW u. a. 2009) bis 90 % (Greenpeace 2009) stark unterscheiden.

⁹ „Sonstige“ umfasst nicht-erneuerbaren Abfall sowie importierten Strom und Wasserstoff.

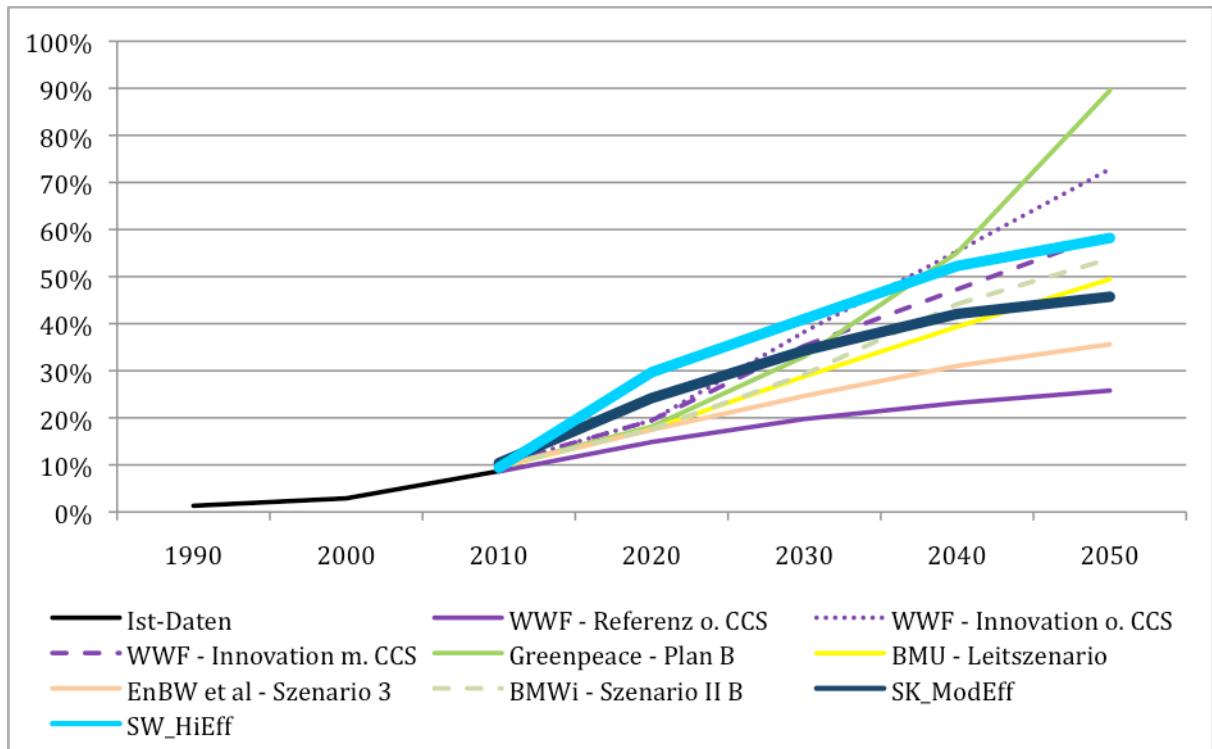


Abbildung 18: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Primärenergieversorgung in verschiedenen Szenarien (in Prozent)

A.4 Stromsektor

Abbildung 19 zeigt die Stromerzeugung nach Energieträgern sowie den Stromimportsaldo im Jahr 2020. Besonders auffällig ist der radikale Wandel des Stromsystems bereits im Jahr 2020 im Szenario SW_HiEff. Hier decken die erneuerbaren Energien 2020 bereits 78 % der Stromerzeugung. Erdgas- und Steinkohlekraftwerke decken den Großteil des Rests, während Kernenergie und Braunkohle nahezu keine Rolle mehr spielen. Im Szenario SK_ModEff fällt im Vergleich zu den anderen Szenarien neben dem ebenfalls relativ schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien (der allerdings nicht ganz so zügig erfolgt wie im Szenario SW_HiEff) insbesondere die signifikante Nutzung von CCS-Technologie auf. Sowohl die Braunkohle- als auch die Steinkohlestromerzeugung erfolgt bereits 2020 nahezu vollständig in neu errichteten bzw. entsprechend nachgerüsteten CCS-Kraftwerken.

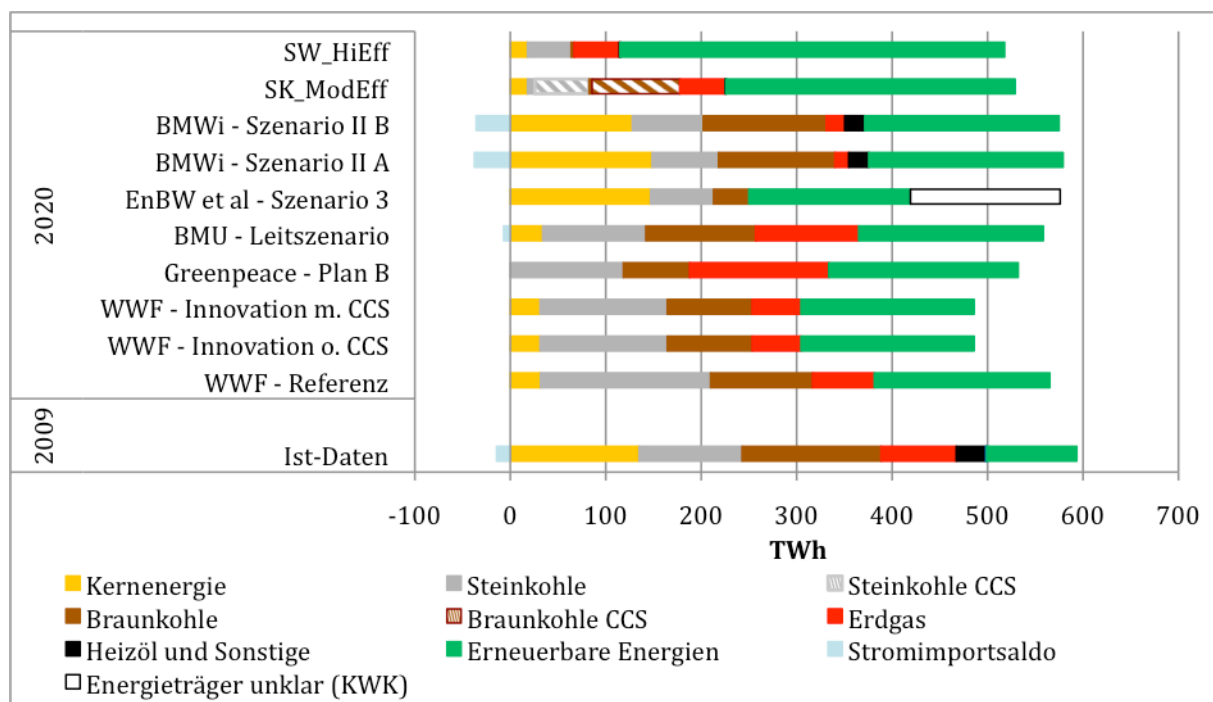


Abbildung 19: Stromerzeugung nach Energieträgern in 2020 in verschiedenen Szenarien (in TWh/a)

Der Blick auf die Stromerzeugung im Jahr 2050 (s. Abbildung 20) zeigt, dass Mitte des Jahrhunderts im Szenario SW_HiEff der Strom in Deutschland zu 100 % aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Aufgrund des Kernenergieausstiegs und der angenommenen Nicht-Verfügbarkeit von CCS stehen keine anderen Optionen für klimaschonende Stromerzeugung zur Verfügung.

Im Szenario SK_ModEff werden im Jahr 2050 noch rund 135 TWh in Kohlekraftwerken erzeugt. Dabei handelt es sich ausschließlich um Kohlekraftwerke mit CCS-Technologie. Der restliche Strom wird überwiegend aus erneuerbaren Energien gewonnen. Allerdings spielt im Gegensatz zu allen anderen verglichenen Szenarien im Szenario SK_ModEff zusätzlich noch der Einsatz von CCS-Technologie in Kombination mit Erdgaskraftwerken eine gewisse Rolle.

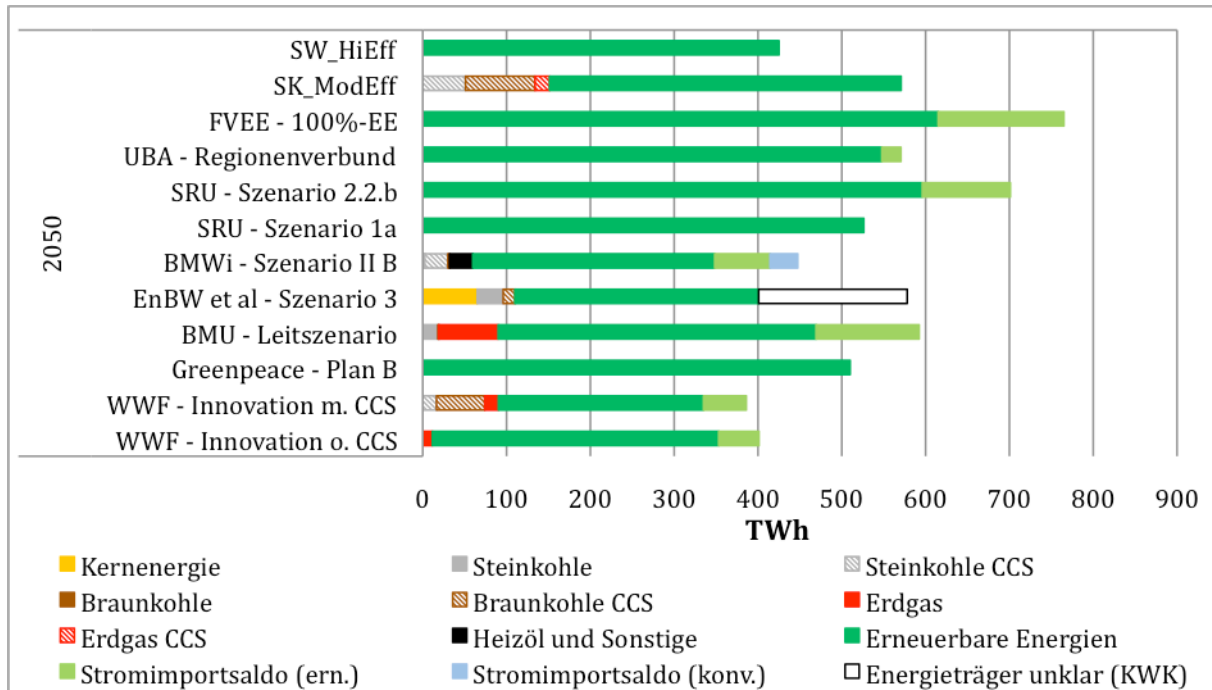


Abbildung 20: Stromerzeugung nach Energieträgern in 2050 in verschiedenen Szenarien (in TWh/a)

Abbildung 21 vergleicht die Stromerzeugung aus inländischen erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2050. In den REMIND-Szenarien werden die angenommenen Potenziale der erneuerbaren Energien nahezu vollständig ausgenutzt. Im strukturkonservativen Szenario wird allerdings im Jahr 2050 relativ wenig Biomasse im Strombereich genutzt, sondern verstärkt in anderen Bereichen (insbesondere für die Biokraftstoff- und Biogasherstellung in Verbindung mit CCS zum Generieren von negativen Emissionen). Aufgrund der geringeren Optionen für eine CO₂-arme Stromerzeugung im SW_HiEff Szenario (da CCS nicht zur Verfügung steht), findet hier auch längerfristig in hohem Maße eine Verstromung der Biomasse statt.

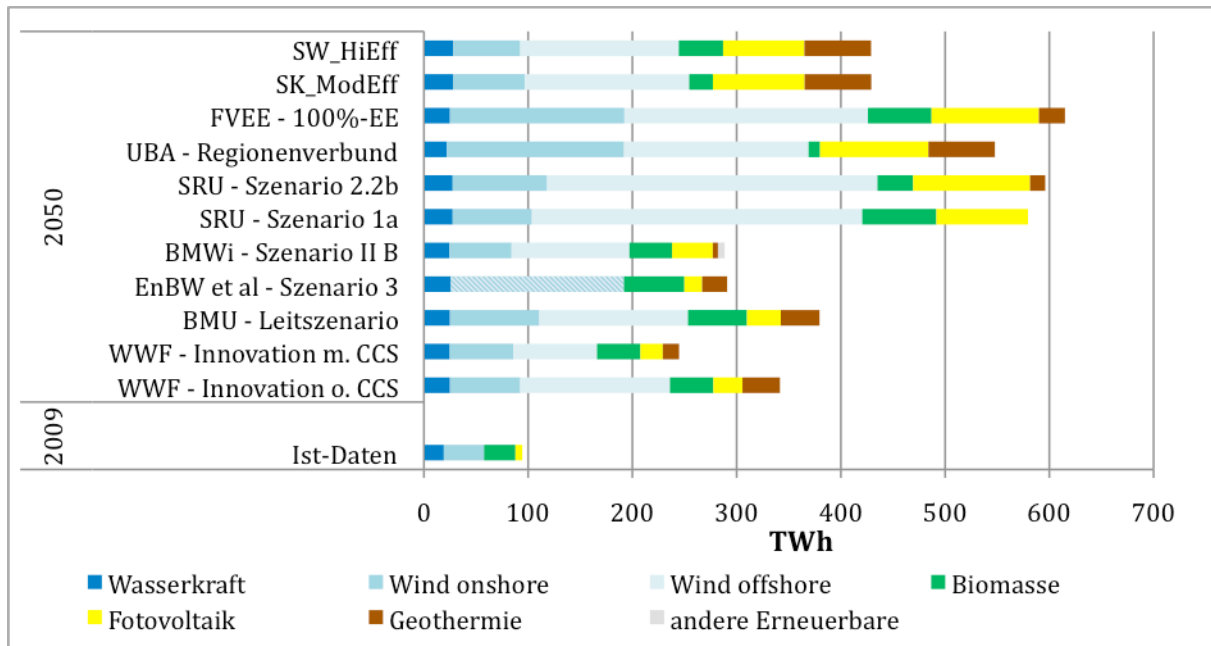


Abbildung 21: Bruttostromerzeugung aus heimischen erneuerbaren Energieträgern in 2050 in verschiedenen Szenarien (in TWh/a)

Im Stromsektor fällt der extrem schnelle Umbau hin zu erneuerbaren Energien im SW_HiEff-Szenario besonders deutlich auf. Bereits im Jahr 2020 ist ein Anteil von knapp 80 % erreicht, der danach bis 2040 auf nahezu 100 % (99 %) erhöht wird (s. Abbildung 22). Im Szenario SK_ModEff steigt der Anteil bis 2020 auf 57 %, bis 2030 auf 68 % und bis Mitte des Jahrhunderts auf 73,2 %. Der nach 2030 kaum mehr steigende Anteil der erneuerbaren Energien erklärt sich dadurch, dass diese im REMIND-Modell relativ schnell an ihre Potenzialgrenzen stoßen. Außerdem findet in beiden Szenarien nach 2030 eine Verringerung der Biomassenutzung im Stromsystem statt, um diesen erneuerbaren Energieträger verstärkt im Verkehrs- und Wärmesektor zu nutzen.

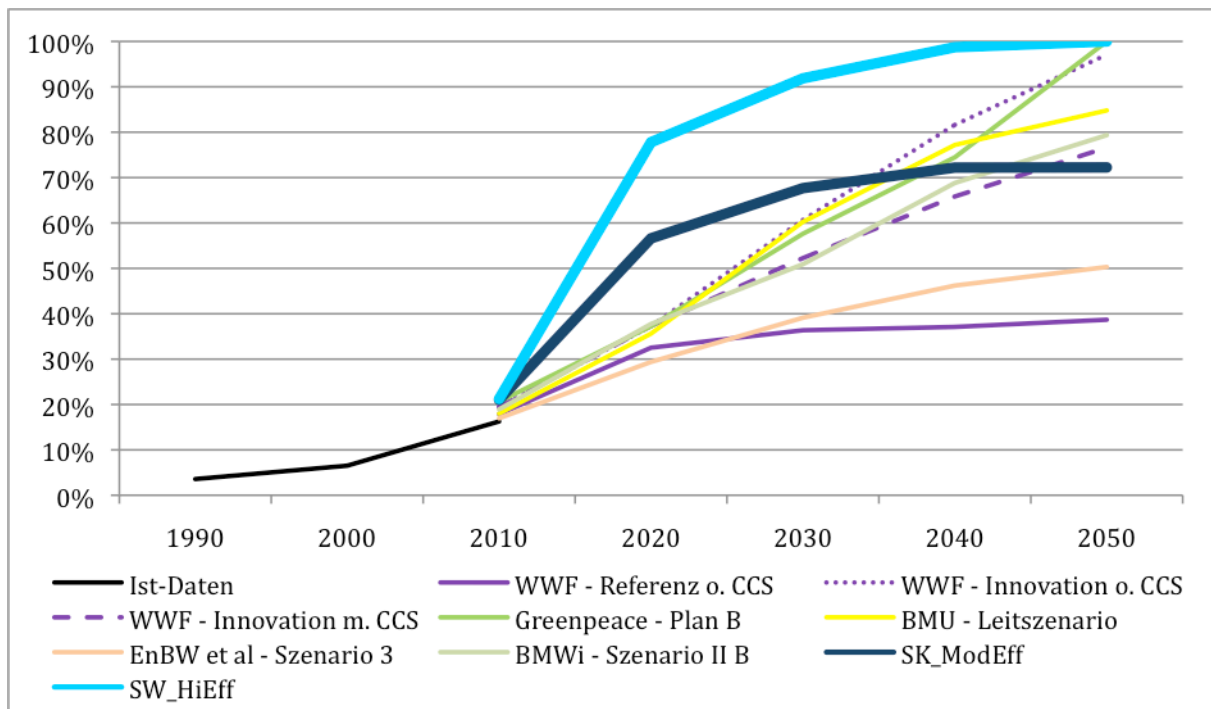


Abbildung 22: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der inländischen Stromerzeugung in verschiedenen Szenarien (in Prozent)

A.5 CO₂-Emissionen

Bei der Betrachtung der CO₂-Emissionsentwicklung (s. Abbildung 23) fällt zum einen auf, dass die REMIND-Szenarien im Jahr 2010 bei den CO₂-Emissionen deutlich niedriger liegen als die anderen Szenarien (und als der Ist-Wert für das Jahr 2009). Dies erklärt sich in erster Linie dadurch, dass das Modell auf 2005 kalibriert ist und somit bis 2010 bereits weitgehende Klimaschutzmaßnahmen durchführt. Weiterhin sind in dem Modell bestimmte Emissionen aus der Industrie nicht berücksichtigt, so dass auch für 2005 ein niedrigerer Wert besteht.

In beiden Szenarien haben die CO₂-Emissionen einen fast identischen Verlauf. Sie gehen zunächst (bis 2020) sehr stark zurück, um danach moderater abzunehmen. Die in den Szenarien bis Mitte des Jahrhunderts realisierten CO₂-Reduktionen von rund 86 % gegenüber 1990 liegen im Rahmen der Reduktionen anderer Klimaschutzszenarien.¹⁰

¹⁰ Da den REMIND-Szenarien als Klimaschutzziel ein identisches Emissionsbudget für den Zeitraum bis 2100 vorgegeben wird, lassen sich Abweichungen im Verlauf der Reduktionen, im Niveau von 2050 sowie in den gesamten Emissionen bis 2050 erklären.

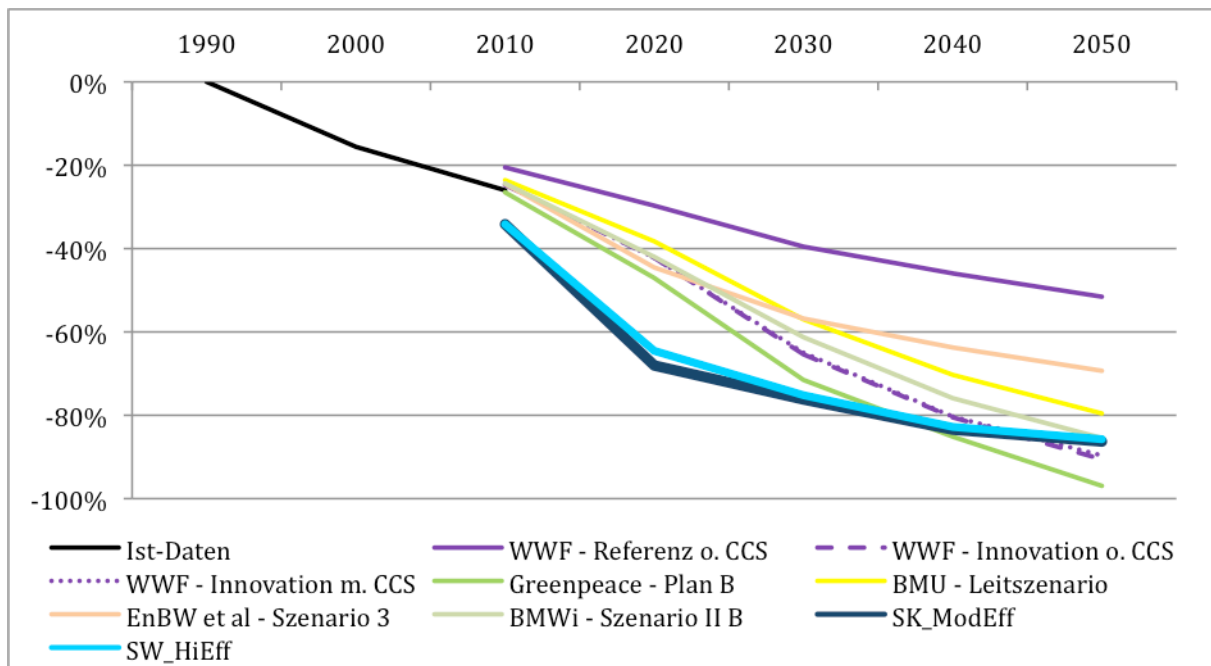


Abbildung 23: Änderung der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 in verschiedenen Szenarien (in Prozent)

Referenzen (A)

Siehe Literaturverzeichnis des Hauptteils.

B Ausführliche Modellbeschreibung

B.1 REMIND-D



REMIND-D

Eva Schmid, Brigitte Knopf, Nico Bauer (PIK)

Stand: 19. April 2011

B.1.1 Aufbau des REMIND-D Modells

REMIND (Refined Model of long-term Investment Decisions) ist ein gekoppeltes Energie-Ökonomie-Klima Modell. REMIND-Deutschland (REMIND-D) baut auf den Grundgleichungen des globalen Modells REMIND-G (Bauer et al. 2010), sowie des strukturell eng verwandten regionalisierten Modells REMIND-R (Leimbach et al., 2009) auf. Weitere Modellbeschreibungen sind in den genannten Referenzen, sowie in Bauer et al. (2008) und auf der REMIND Website¹¹ zu finden. REMIND ist ein sogenanntes Hybridmodell, welches ein top-down ökonomisches Wachstumsmodell mit einem detaillierten bottom-up Energiesystemmodell direkt koppelt (siehe Abbildung 24). Für REMIND-D wird auf das in den globalen Modellen elementare Klimamodul verzichtet, da nationale Emissionen keinen Rückschluss auf globale Klimaveränderungen zulassen. Stattdessen ist ein nationales Emissionsbudget implementiert, inspiriert durch Meinshausen (2009) und WBGU (2009). Um die Energiesystemstrukturen von Deutschland differenzierter repräsentieren zu können, wurden ausgehend von den globalen Modellen einige strukturelle Veränderungen sowohl im Makroökonomie- als auch im Energiesystemmodell durchgeführt. Im Folgenden werden beide Module im Detail erläutert.

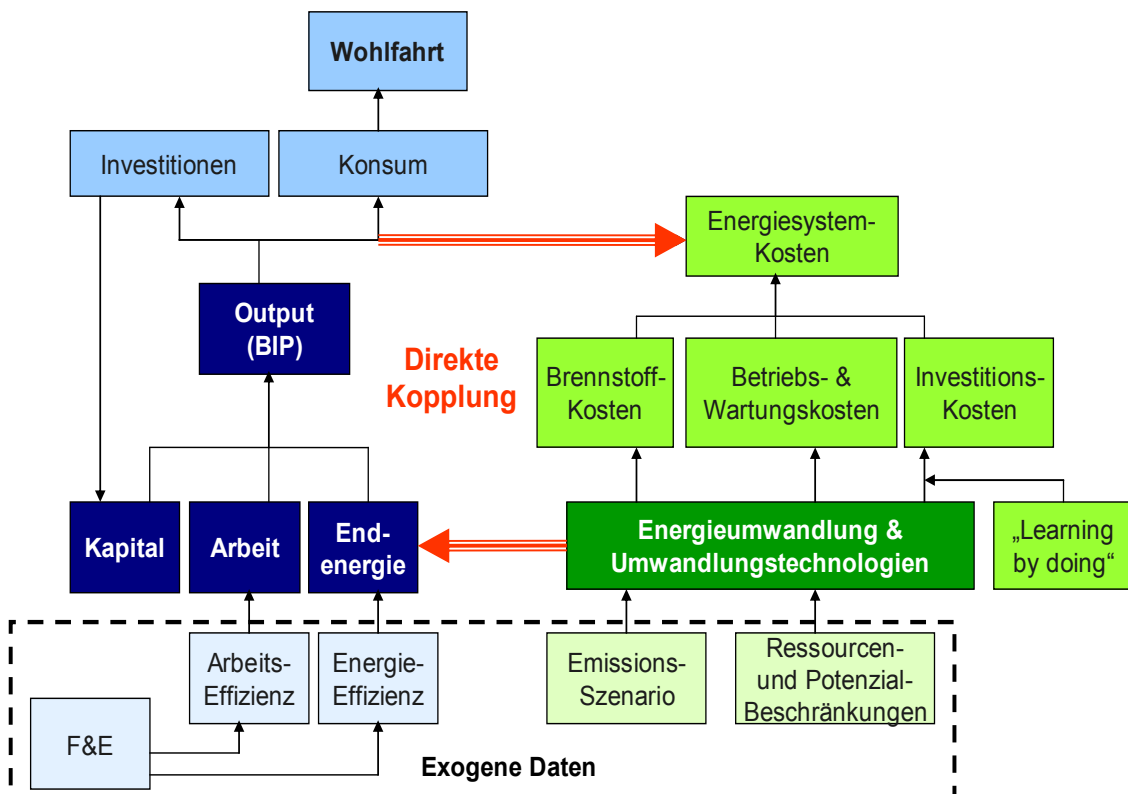


Abbildung 24: Schematischer Aufbau von REMIND-D. Das Makroökonomiemodul, hier in blau, und das Energiesystemmodell, hier in grün, wird in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

¹¹ <http://www.pik-potsdam.de/research/research-domains/sustainable-solutions/remind-code-1>

B.1.2 Makroökonomiemodul

Das Makroökonomiemodul von REMIND-D simuliert die Dynamik in Deutschland über den Zeithorizont von 2005 bis 2100. Die Zeitschrittweite beträgt 5 Jahre. Ausgewertet wird für allerdings nur den Zeithorizont bis 2050. Der Grund für den längeren Optimierungszeitraum im Vergleich zum Auswertungszeitraum ist, dass wie in solchen Modellen üblich, gegen Ende Randeffekte auftreten (sogenannter „burn-out“), die nicht mit die Auswertung einfließen sollen. Deutschlands Makroökonomie ist modelliert als ein repräsentativer Haushalt mit einer vom Pro-Kopf-Konsum abhängigen Nutzenfunktion,

$$U = \sum_t e^{-\rho t} L_t \log\left(\frac{C_t}{L_t}\right),$$

wobei L_t und C_t die Bevölkerung und den Konsum im Zeitpunkt t bezeichnen. Ziel des Modells ist die intertemporale Maximierung des Nutzens U . Die Berechnung der Nutzenfunktion ist abhängig von der Diskontierung. Wir nehmen für dieses Projekt eine Zeitpräferenzrate ρ von 1 % an. Aufgrund des logarithmischen Zusammenhangs zwischen Pro-Kopf Konsum und Nutzen ist die Elastizität des Grenzkonsums 1. Dies, in Übereinstimmung mit der Ramsey-Gleichung, resultiert in einem endogenen höheren Zinssatz von ca. 3%, der abhängig von der endogenen Wirtschaftswachstumsrate im jeweiligen Zeitschritt ist.

Bei der Anwendung für klimapolitische Fragestellungen wird REMIND-D im Kosten-Effektivitäts-Modus gerechnet, d.h. klimapolitische Zielstellungen (z.B. eine Emissionsobergrenze oder ein Emissionsbudget) werden in Form einer zusätzlichen Nebenbedingung in das Modell integriert, Klimaschäden werden nicht betrachtet. Die intertemporale Optimierung des Modells resultiert dann in einer Lösung, die das Klimaziel erfüllt und gleichzeitig den intertemporalen Nutzen maximiert. Da eine zusätzliche Nebenbedingung eine Restriktion für die Optimierung bedeutet, werden in diesem Modellaufbau Szenarien mit Klimaschutz immer zu Mehrkosten gegenüber Szenarien ohne Klimaschutz führen. Volkswirtschaftliche Gewinne die durch Klimaschutzmaßnahmen erzielt werden können, sind nicht Analysegegenstand des Modells REMIND-D.

Zentraler Bestandteil des Makroökonomiemoduls ist die Produktionsfunktion, welche den makroökonomischen Output bzw. das Bruttoinlandsprodukt (BIP) bestimmt. Die makroökonomische Produktionsfunktion ist eine „Constant Elasticity of Substitution“ (CES)-Funktion der Produktionsfaktoren Arbeit, Kapital und Energie. Zur Berechnung der Energie befindet sich darunter ein Baum von weiteren ineinander geschachtelten CES-Produktionsfunktionen (siehe Abbildung 25). Die farbliche Darstellung der Pfeile zeigt an, wie groß die Substitutionselastizitäten (d. h. die Austauschbarkeit) zwischen den einzelnen Produktionsfaktoren der jeweiligen Ebenen sind. Grün bedeutet hier eine relativ hohe Austauschbarkeit, rot eine niedrige. So kann z. B. bei der Wärmeversorgung der Haushalte relativ einfach zwischen Heizöl und Erdgas gewechselt werden, während die Energie für Industrieanwendungen nicht einfach mit Energiedienstleistungen aus dem Transportsektor ersetzt werden kann. Allgemein gilt, dass sich die Austauschbarkeit mit wachsender Verästelung erhöht.

Das produzierte BIP muss die Investitionen in den Kapitalstock und alle Aufwendungen im Energiesystem decken. Der Restbetrag stellt den Konsum dar, im Sinne von freiem Kapital, welches nicht für Investitionen oder Kosten aufgewendet werden muss. Die Tatsache, dass aus dem BIP die Energiesystemaufwendungen gedeckt werden müssen stellt den monetären Teil der direkten Kopplung der beiden Module Makroökonomie und Energiesystem dar. In REMIND-D werden momentan keine endogenen Forschungs-

und Entwicklungsinvestitionen betrachtet. Stattdessen werden exogene Effizienzveränderungen der einzelnen Produktionsfaktoren in der untersten Produktionsfunktionsebene, sowie für Kapital und Arbeit vorgegeben. Für alle anderen Ebenen errechnet das Modell die Effizienzveränderungen endogen.

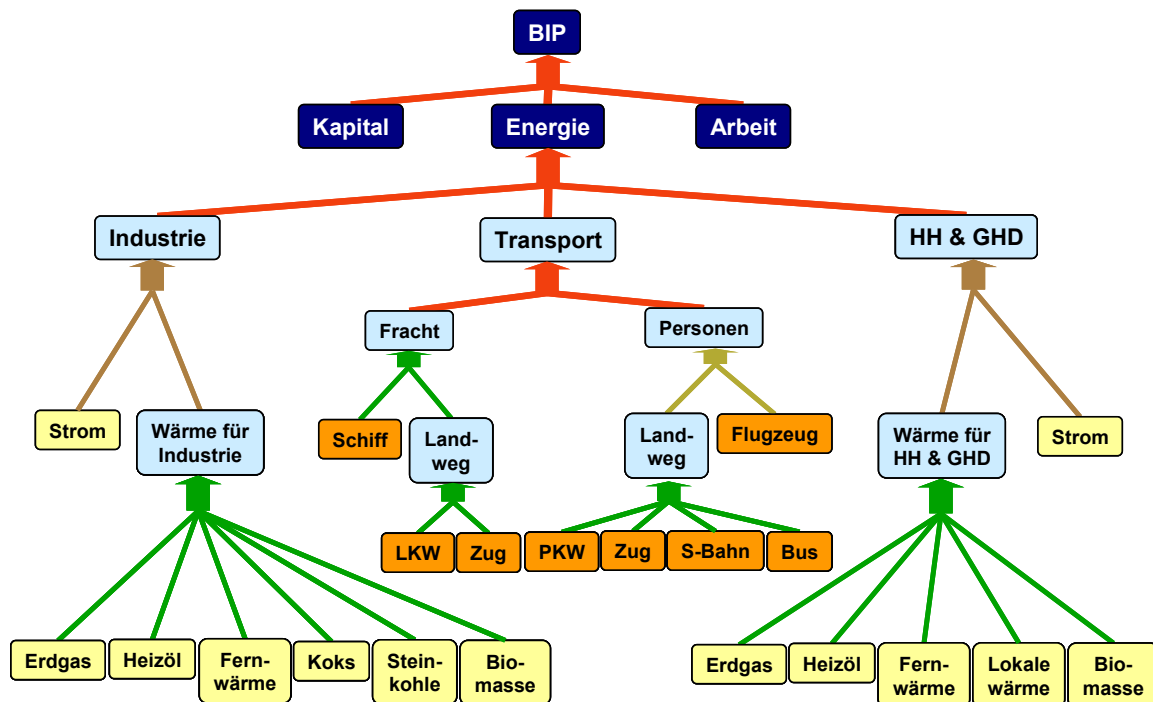


Abbildung 25: Schematische Darstellung des Makroökonomiemoduls. Abgebildet sind die ineinander geschachtelten CES Produktionsfunktionen. Rote Pfeile bedeuten, dass die einzelnen Produktionsfaktoren eher schwierig zu substituieren sind, je grüner die Pfeile, desto leichter ist die Substituierbarkeit. Die Substitutionselastizität in Zahlen beträgt 0,5 für die roten Pfeile, 0,9 für die braunen Pfeile, 1,5 für den olivfarbenen Pfeil und 2 für die grünen Pfeile. In gelb und orange markiert ist die unterste Ebene der Produktionsfunktion, die Endenergienachfrage für Industrie und HH&GHD (gelb) und die Energieservicenachfrage im Verkehrssektor (orange). HH: Haushalte, GHD: Gewerbe/Handel/Dienstleistung.

Der produktseitige Teil der direkten Kopplung von Makroökonomie- und Energiesystemmodul, findet über die Nachfrage der im Energiesystem produzierten Endenergien bzw. der Energieservices statt, welche in Abbildung 25 und Abbildung 28 in gelb bzw. orange markiert sind. Für die stationären Sektoren Industrie und Haushalte & Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen (HH&GUD) ist die Endenergienachfrage in Energieeinheiten modelliert. Der Transportsektor ist dagegen in Energieserviceeinheiten (Personen-km bzw. Tonnen-km) abgebildet, Der Grund für diese Unterscheidung ist, dass im Transportsektor Energieservices als zurückgelegte Kilometer klar zu definieren sind, während bei den anderen Sektoren die Definition wesentlich unklarer ist. Daher beschränkt sich das Modell in den anderen Sektoren auf die Endenergienachfrage. So sind Transporttechnologien explizit im Energiesystem abgebildet, dagegen aber keine expliziten Endverbraucher-Technologien wie z. B. Kühlschränke.

Zur Kalibrierung des Makroökonomiemoduls muss das Modell mit Informationen über das BIP und die Faktoren Kapital, Energie und Arbeit mit Realdaten versorgt werden. Im Kalibrierungsjahr 2005 betrug das BIP in Deutschland 2242 Mrd. €2005 und der Kapitalstock 10,279 Mrd. €2005 (Destatis, 2009). Für den Produktionsfaktor Arbeit

wird die Population als Proxy genutzt, hier wird die Bevölkerungsentwicklung des WWF Szenarios (Kirchner und Matthes, 2009) genutzt. Da der Produktionsfaktor Energie weitere Unterfaktoren hat muss hier nur die Endenergie- bzw. Energieservicenachfrage im Kalibrierungsjahr angegeben werden. Für die Endenergienachfrage werden die jüngsten Daten von 2007 genutzt. Verglichen mit Abbildung 25 wird die unterste Ebene der Produktionsfunktion mit Zahlen belegt. Abbildung 26 zeigt die kalibrierte Endenergienachfrage der Sektoren HH&GUD und Industrie in PJ. Abbildung 27 illustriert die Energieservicenachfrage des Fracht- und Passagiertransportsektors in 10⁹ Tonnen- bzw. Personenkilometern für das Jahr 2007.

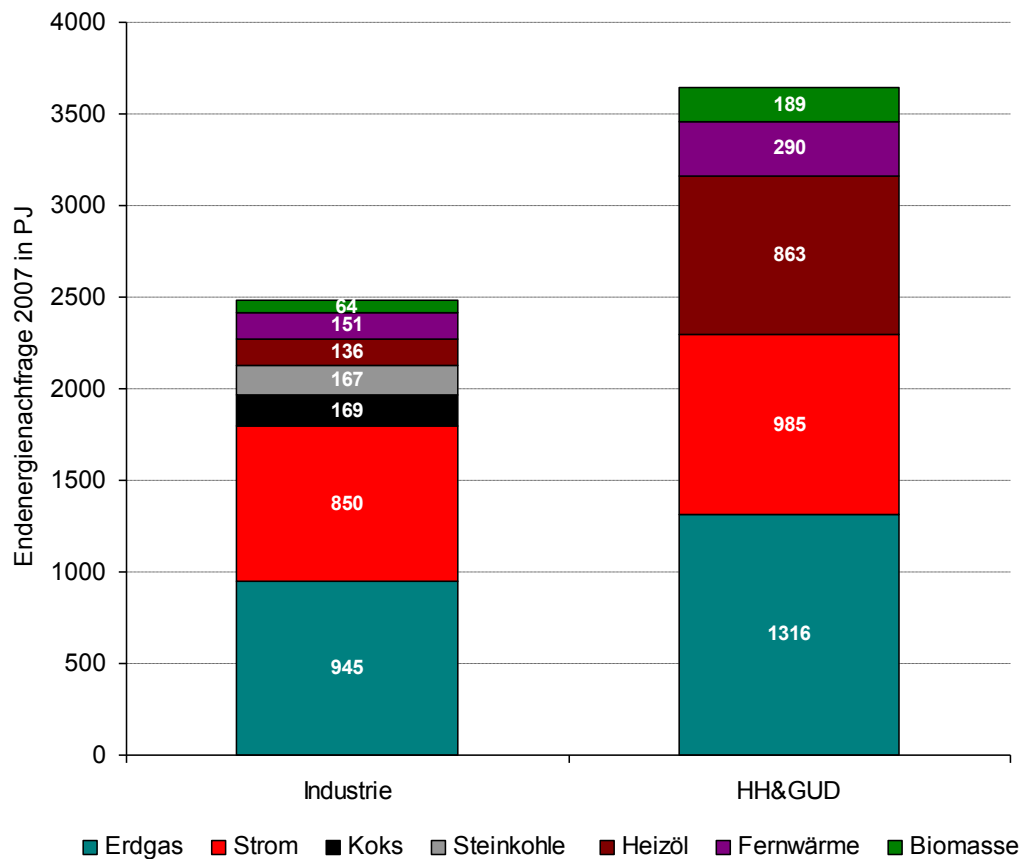


Abbildung 26. Endenergienachfrage der Sektoren HH&GUD und Industrie 2007 in PJ. Quelle: AG Energiebilanzen (2008).

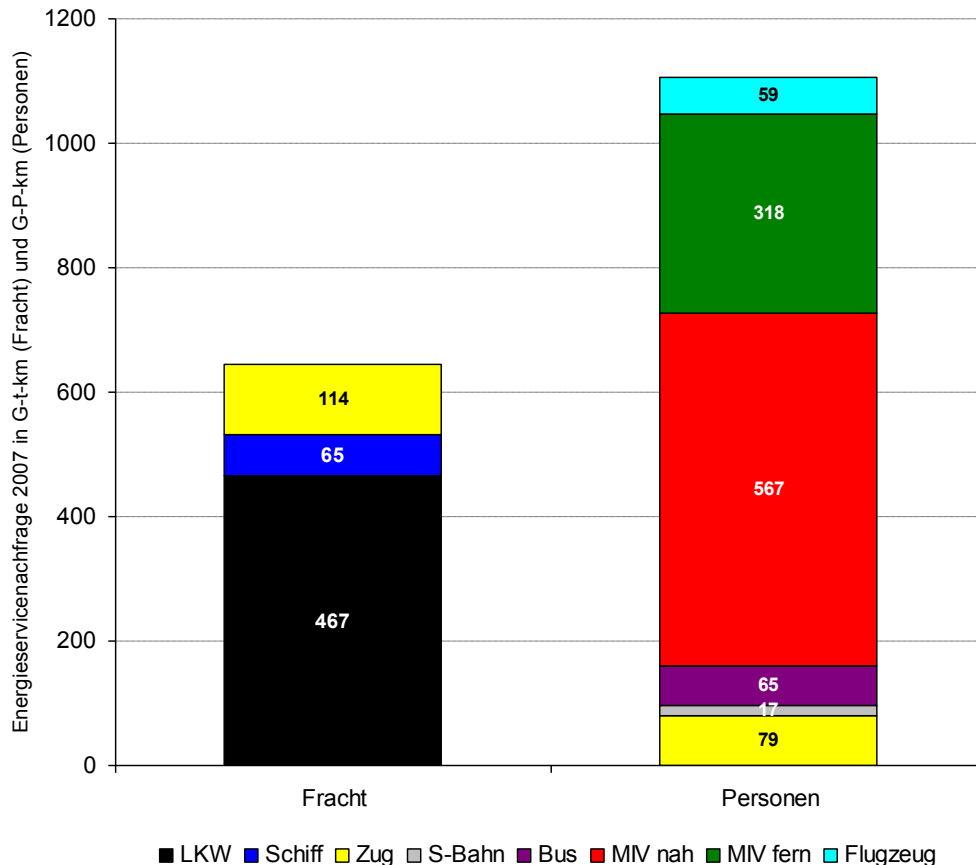


Abbildung 27. Energieservicenachfrage des Personen- und Frachtverkehrs in Deutschland 2007: Quellen: VIZ (2007), UBA (2009), Kirchner und Matthes (2009). Einheit beim Frachtverkehr sind 10^9 Tonnen-km, beim Passagierverkehr 10^9 Personen-km

Die Produktionsfunktion hat nun ausgehend von dem Zustand im Kalibrierungsjahr in jedem Zeitschritt die Möglichkeit das Faktoreinsatzverhältnis zu verschieben. Vom Energiesystem werden einerseits die physischen Mengen der Endenergie und Energieservices übergeben, andererseits aber auch deren relativen Preise. Steigen die Produktionskosten für einen Endenergieträger über Zeit oder ist er besonders emissionsintensiv, so hat die Produktionsfunktion die Möglichkeit diesen Endenergieträger mit anderen auf der gleichen Ebene zu substituieren. Auf diesem Wege wird die Entwicklung der Nachfrage von Endenergie und Energieservices endogen gestaltet und kann auf Signale aus dem Energiesystem reagieren. Die Wirkungsweise des Energiesystemmoduls wird im folgenden Kapitel betrachtet.

B.1.3 Energiesystemmodul

Das bottom-up Energiesystemmodul (ESM) von REMIND-D beinhaltet detaillierte technische und ökonomische Aspekte der Energietransformation auf verschiedenen Ebenen von Primärenergieträgern über Sekundärenergieträgern bis hin zu Endenergieträgern, beziehungsweise im Verkehrssektor zur Energieservices. Abbildung 28 veranschaulicht die Struktur des ESMs. Auf der untersten Ebene sind die Primärenergieträger (PE), welche mittels Energietransformationstechnologien (PE→SE) in Sekundärenergieträger (SE) umgewandelt werden. Ein Beispiel hierfür wäre die Transformation der Primärenergie ‚Sonne‘ zur Sekundärenergie ‚Strom‘ mittels der

Energietransformationstechnologie ‚Photovoltaik‘. Innerhalb der Ebene der Sekundärenergien gibt es weitere Energietransformationstechnologien (SE→SE), um Prozesse abzubilden bei denen Sekundärenergieträger in andere Sekundärenergieträger umgewandelt werden, wie es zum Beispiel bei der Elektrolyse der Fall ist. Weiterhin gibt es Verteilungstechnologien, welche die Infrastruktur für die Verteilung und die dabei entstehenden Energieverluste, die sich aus statistischen Daten ergeben, abbilden. Da im Verkehrssektor eine zusätzliche Umwandlung stattfindet, welche Kraftstoffe in Energieservices umwandelt – Fahrzeuge bzw. Transporttechnologien – wird die Verteilung der Kraftstoffe der Sekundärenergieebene zugerechnet. Hierunter fallen z. B. Tankstellennetze. Um die Endenergeträgernachfrage der Industrie und der HH&GUDs abzudecken, ist diese Zwischenstufe nicht erforderlich. Hier gibt es direkte Verteilungstechnologien, wie z.B. das Erdgas-, Fernwärme- oder Stromnetz.

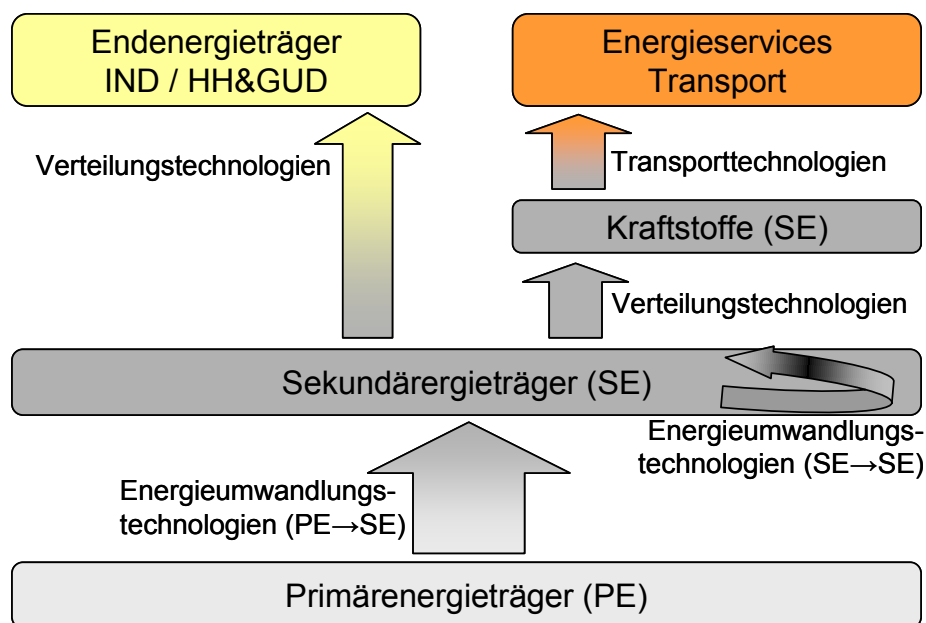


Abbildung 28. Schematische Darstellung des Energiesystems von REMIND-D.

Die verschiedenen Ebenen der Primär-, Sekundär- und Endenergie bzw. Energieservices sind über Bilanzgleichungen miteinander verbunden. Die Bilanzgleichungen beachten techno-ökonomische Charakteristiken aller Technologien wie Umwandlungsverluste, Kapazitätsfaktoren und den prozentualen Anteil einer Technologie an der Produktion des jeweiligen Produkts. Mit Hilfe dieser Informationen kann der Primärenergieverbrauch im Kalibrierungsjahr, und auch aller anderen Jahren, vom Endenergieverbrauch abgeleitet werden. Wird der Primärenergieverbrauch nun mit Emissionsfaktoren behaftet, so können für jedes Jahr die energiebedingten CO₂-Emissionen von Deutschland berechnet werden. In den Folgenden Paragraphen werden die einzelnen Bestandteile und Besonderheiten des Energiesystems in größerem Detail erläutert.

B.1.3.1 Primärenergieträger

Dem ESM stehen alle Primärenergieträger zur Verfügung, die heute und in der absehbaren Zukunft für energetische Zwecke genutzt werden können. Diese sind in drei Gruppen klassifizierbar: Erneuerbare Energien, Biomasse und fossile Energieträger. Die entscheidende Unterschiede liegen in der CO₂ Intensität und ob eine vermehrte Nutzung

zu höheren Brennstoffpreisen führt. Biomasse verursacht zwar keine CO₂-Emissionen¹², jedoch führt eine vermehrte Nutzung zu Preisanstiegen auf Grund von ökologischen bzw. politischen Potenzialgrenzen. Die Verfügbarkeit von emissionsfreien Erneuerbare Energien ist auf ein technisches Potenzial begrenzt. Fossile Energieträger emittieren CO₂ und Prognosen über deren Preise sind ausnahmslos steigend.

Erneuerbare heimische Primärenergieträger in REMIND-D sind Solarenergie, Onshore- und Offshore Windenergie, tiefe und oberflächennahe Geothermie und Wasserkraft. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über heimische technische Potenziale verschiedener vielzitiert Studien für Deutschland und die in REMIND-D implementierten Potenziale.

	BMU (2008a)			UBA (2010)			DLR (2010)	Nitsch (2004)	REMIND-D	
	TWh/a	GW	%	TWh/a	GW	%	TWh/a	TWh/a	TWh/a	%
Solar-el.	105	115	0.10	248	275	0.10	112	105	105	0.10
Solar-th.	300			-			-	78	100	
Wind-on	68	35	0.22	180	60	0.34	90	60	90	0.22
Wind-off	135	35	0.44	180	45	0.46	317	85	180	0.44
Geo-el.	150	25	0.65	50	6.4	0.89	223	290	64	0.89
Geo-th.	330			-			-	330	100	
Wasser	25	5.2	0.55	24	5.2	0.53	28	24/28	28	0.55

Tabelle 1. Überblick über die technischen Potenzialabschätzungen der erneuerbaren Energiequellen von verschiedenen Studien in TWh pro Jahr, falls vorhanden mit den angenommenen installierten Kapazitäten in GW und jährlichen Kapazitätsfaktoren in %. Die in Remind-D angenommenen Potenziale basieren außerdem auf BMU (2008b) Szenario E-3, Expertenschätzungen UBA und TAB (2003)

Man sieht auf einen Blick, dass sich die Abschätzungen teils stark unterscheiden. Gründe hierfür sind in den unterschiedlichen Annahmen zu finden, welche den Potenzialabschätzungsmethoden zugrunde liegen. Diese Annahmen sind mitunter sehr komplex und schwer zu bestimmen, z.B. die aggregierte Größe der Region in welcher eine erneuerbare Technologie genutzt werden kann, die räumliche Konzentration der Anlagen und die Verteilung der Windgeschwindigkeiten oder der Solarstrahlung. Für REMIND-D wird, wie in der rechten Kolonne von Tabelle 1 illustriert, ein Kompromiss der verschiedenen Potenziale angenommen, welcher außerdem mit Expertenaussagen und anderen Quellen untermauert wurde. Im Modell sind die Potenziale zusätzlich in verschiedene Güteklassen bezüglich der Jahresvollaststunden unterschieden, was aufgrund der Optimierung zu einer graduellen Ausdehnung der Nutzung erneuerbarer Energieträger führt. Die unterliegende Annahme, dass die Gebiete mit den besten Gegebenheiten zuerst genutzt werden ist sinnvoll.

Die Biomasse nimmt unter den erneuerbaren Energieträgern eine Sonderstellung ein, da ihre Nutzung zu Brennstoffkosten führt, die mit der Nutzungsintensität ansteigen. Das entspricht einer Biomasseangebotskurve, die aber nur bis zu einem maximal möglichen Potenzial definiert ist. Da der Biomassertrag in Konkurrenz zur

¹² Prinzipiell führt die Nutzung der fossilen Energieträger und der Biomasse zu weiteren Emissionen (CH₄, SO_x, NO_x, etc.) führt, die im Modell zur Zeit nicht berücksichtigt werden.

Nahrungsmittelproduktion steht, ist das Potenzial auch von politischen Entscheidungen bestimmt, welche Einfluss darauf haben wie viel Land für Nahrungsmittelproduktion und wie viel Land für die Produktion von Bioenergiepflanzen verwendet werden soll. Tabelle 2 zeigt die heimischen Biomassepotenziale für 2005 und 2050, welche relativ konservativ sind. Es wird angenommen, dass die Produktionsmöglichkeiten beim Anbau von Energiepflanzen zur Gewinnung von Biomasse bis 2050 linear steigen und dann das langfristige Potenzial erreicht ist. Das Potenzial für Gülle ist schon erreicht, da ein großtechnischer Ausbau der Viehzucht in Deutschland unwahrscheinlich ist.

	Bio/LC (Lignoellulose)	Bio/Z&S (Zucker/ Stärke)	Bio/Öl (Öl)	Bio/Gülle (Gülle)
Potenzial [PJ/a]	450/700	40/250	60/200	150

Tabelle 2. Biomassenpotenziale in Remind-D. Quelle: Nitsch (2004) S. 160-161, Variante Naturschutz Plus, Szenario B. Für Zucker/Stärke und Öle gibt der erste Wert jeweils das Potenzial in 2005 an und wird dann linear bis zum zweiten Wert im Jahr 2050 gesteigert. Es wird angenommen, dass lignocelluloseartige Biomasse nur aus Altholz gewonnen wird. Die Ackerflächen für den Anbau von Energiebiomasse wird höchstens vervierfacht im Vergleich zu 2005.

Neben der Nutzung der heimischen erneuerbaren Primärenergieträger gibt für das Modell die Möglichkeit Primärenergieträger zu importieren. Eine besondere Rolle spielt hier ölige Biomasse, bei der der Preis mit der Importmenge steigt. Erschöpfbare fossile Endenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Uran) werden zu exogen vorgegebenen Preisen importiert, basierend auf der Annahme dass Deutschland als Preisnehmer agiert. Diese Annahme ist jedoch plausibel, da im globalen Vergleich die in Deutschland genutzten fossilen Energieträger eine relativ kleine Menge ausmachen. Obwohl Steinkohle und Erdgas auch in Deutschland extrahiert werden, ist diese Tatsache in REMIND-D vernachlässigt. Der Grund für Erdgas ist, dass die heimisch erzeugte im Vergleich zum importierten Menge sehr gering ist. Der Steinkohleabbau ist nur wegen hoher Subventionszahlungen wirtschaftlich rentabel. Da diese Zahlungen aber bis 2018 aufhören werden, ist davon auszugehen, dass der deutsche Steinkohleabbau in der nächsten Dekade zum Erliegen kommt. Abbildung 29 zeigt die Preispfade, welche für REMIND-D angenommen werden. Standard in den Modellrechnungen ist der mäßige Preispfad B.

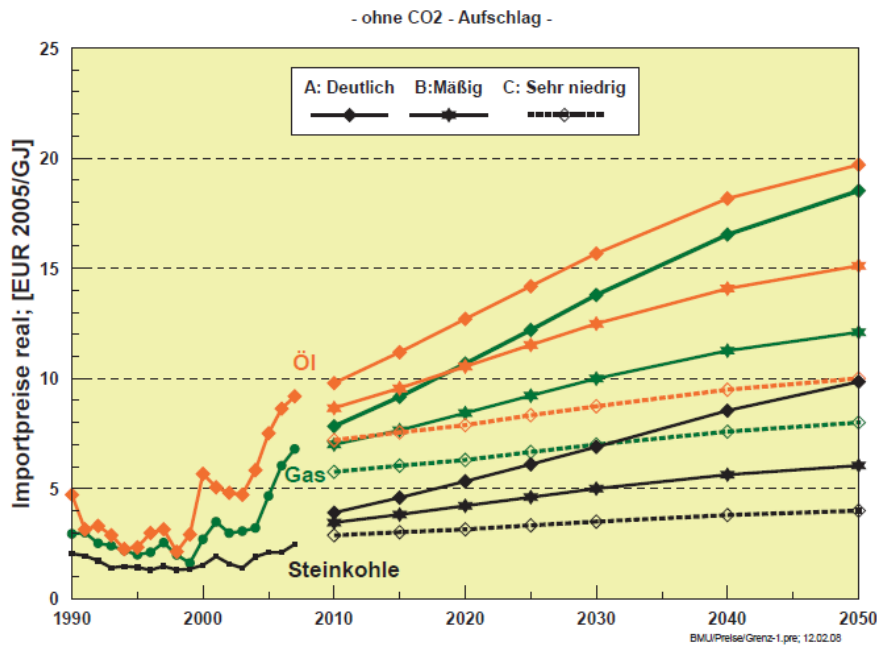


Abbildung 29: Importpreispfade von Rohöl, Gas und Steinkohle. Übernommen von BMU (2008b, Seite 53). Der in REMIND-D implementierte Preispfad ist der mittlere B: mäßig. Für die Jahre nach 2050 wird ein lineares Wachstum von 2% pro 5 Jahre angenommen.

Für Braunkohle ist wegen der ausschließlich inländischen Förderung und des inländischen Verbrauches ein anderer Modellierungsansatz gewählt, mittels eine Extraktionskostenkurve. Hier steigen die Nutzungskosten mit zunehmender kumulativer Extraktion, wobei eine Obergrenze von 6,1 Gt für die extrahierbare Braunkohle vorgegeben wird, welche der extrahierbaren Braunkohle in schon erschlossenen Tagebauten entspricht (DEBRIV, 2009).

Bei den erschöpfbaren Primärenergieträgern führt die Nutzung fossiler Energieträger zu CO₂-Emissionen, wobei die Anwendung von Abscheidungstechniken (CCS) zu einer starken Minderung beitragen kann. Umwandlungstechnologien, die Biomasse verwenden, können ebenfalls um CO₂-Abscheidung ergänzt werden, sofern sie zur Erzeugung von Treibstoffen oder Wasserstoff verwendet werden. Die Emissionen werden über Emissionsfaktoren (Strogies und Kniffke ,2009) bezogen auf den Primärenergieverbrauch ermittelt.

B.1.3.2 Energietransformationstechnologien

Prinzipiell müssen für die Umwandlung von einem Energieträger in einen in der Transformationskette höher stehenden Energieträger folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- 1. Es müssen ausreichend Kapazitäten zur Energieumwandlung bereitstehen.**
Sämtliche Technologien werden im Modell durch Kapazitätsbestände berücksichtigt. Jede Umwandlungstechnologie startet mit einem altersabhängigen Kapitalbestand, der gerade ausreicht, um den statistisch gegebenen Input-Output-Verhältnissen Genüge zu tun. Für die fossilen Stromerzeugungstechnologien ist berücksichtigt, dass ältere Kraftwerksgenerationen eine geringere Umwandlungseffizienz und damit höhere spezifische CO₂-Emissionen haben. Die Altersstruktur der Kraftwerke ist aus UBA (2008) entnommen, die Altersstruktur der erneuerbaren Technologien aus BMU (2008a). Kapazitäten können durch Investitionen aufgebaut werden und sind im in dem Zeitschritt, in dem die Investitionen aufgewendet werden bereits nutzbar. Die zugrunde liegenden spezifischen Investitionskosten sind sogenannte Turnkey-Kosten. Da es keine Beschränkungen auf die Änderungsrate der Investitionen gibt, ergibt sich durch die Möglichkeit in verschiedene Kapitalstöcke zu investieren eine hohe Flexibilität für die technische Entwicklung. Allerdings entstehen bei exzessiven Ausbauraten im Vergleich zum letzten Zeitschritt sogenannte Anpassungskosten, die sich an der relativen Änderung der Ausbauraten orientieren um Trägheiten und Knappheiten der realen Welt im Modell abzubilden. Weiterhin erlaubt das Modell im Normalfall keine ungenutzten Kapazitäten. Eine Ausnahme bilden hier die in 2005 bereits bestehenden Braunkohle- und Steinkohledampfkraftwerke. Optional hat das Modell die Möglichkeit diese ab 2015 als Klimaschutzmassnahme stillzulegen.
- 2. Es müssen finanzielle Mittel für Unterhaltung und Betrieb aufgewendet werden.**
Für jede Technologie müssen fixe und variable Unterhaltungs- und Betriebskosten aufgewendet werden. Die variablen orientieren sich an der Produktionsleistung.
- 3. Es müssen ausreichend Primärenergieträger zur Verfügung stehen.**
Deren Bereitstellung ist mit Brennstoffkosten bzw. bei erneuerbaren Energien mit Potenzialbeschränkungen verbunden.

Die finanziellen Aufwendungen für Primärenergieträger, Investitionen und Unterhaltung und Betrieb müssen in jedem Zeitschritt aus dem generierten BIP gedeckt werden (siehe Abbildung 24), d.h. jede Erhöhung der Energiesystemkosten führt zu Einschränkungen im Konsum, die entsprechend der Nutzenfunktion zu Wohlfahrtsreduktionen führen.

Das Energiesystemmodul beinhaltet eine große Anzahl von Energietransformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern, welche in Tabelle 3 und Tabelle 4 aufgeführt sind. In den einzelnen Feldern sind die entsprechenden Technologien genannt, die im Modell zur Verfügung stehen. Steht die gleiche Technologie in mehreren Feldern handelt es sich um eine Technologie, die ihrem Wesen nach Kuppelprodukte herstellt (z. B. Strom und Wärme). Allerdings sind in der Tabelle wegen der Übersichtlichkeit nur die wichtigsten Kuppelprodukte berücksichtigt. Steinkohle, Braunkohle und Biomasse stellen sich als relativ flexible Energieträger in REMIND-D dar, da mit ihnen fast alle Arten von Sekundärenergieträgern produziert werden können. Der Sekundärenergieträger Strom ist ein Sonderfall, da er bei zahlreichen anderen Umwandlungsprozessen ebenfalls verwendet wird. Zumeist muss er – wie bei Wärmepumpen – in Kombination mit einem anderen Primärenergieträger verwendet werden. Er kann aber auch alleine für die Herstellung von Wasserstoff genutzt werden.

SEKUNDÄR-ENERGIE-TRÄGER	PRIMÄRENERGIETRÄGER																																				
	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Rohöl	Uran																																
Strom	S-DKW S- DKW 50+ S-DKW (CCS) S-IGCC(CCS) S-KWK	B-DKW B- DKW 50+ B-DKW (CCS) B-IGCC(CCS) B-KWK	EG-DT EG-GuD EG-GuD(CCS) EG-KWK		LWR																																
Wasserstoff	S-H2 S-H2(CCS)	B-H2 B-H2(CCS)	EG-DR EG-DR(CCS)																																		
Gas	S-GAS	B-GAS	EG-TR																																		
Fernwärme	S-HW S-KWK	B-HW B-KWK	EG-HW EG-KWK																																		
Raffinat				ATMDES																																	
Mitteldestillat	S-TL S-TL(CCS)	B-TL B-TL(CCS)		ATMDES																																	
Benzin				ATMDES																																	
Heizöl (schwer)				ATMDES																																	
Koks	S-KOK																																				
<p>Abkürzungen (alphabetisch):</p> <table> <tr> <td>ATMDES:</td> <td>Atmosphärische Destillation</td> <td>HW:</td> <td>Heizwerk</td> </tr> <tr> <td>CCS:</td> <td>Carbon Capture and Sequestration</td> <td>IGCC:</td> <td>Integrierte Kohlevergasung mit Gas- und Dampfturbine</td> </tr> <tr> <td>DKW:</td> <td>Dampfkraftwerk</td> <td>KOK:</td> <td>Verkokung</td> </tr> <tr> <td>DR:</td> <td>Dampfreformierung</td> <td>KWK:</td> <td>Kraft-Wärme-Kopplung</td> </tr> <tr> <td>DT:</td> <td>Dampfturbine</td> <td>LWR:</td> <td>Leichtwasserreaktor</td> </tr> <tr> <td>GAS:</td> <td>Vergasung (zur Einspeisung ins Netz)</td> <td>TL:</td> <td>Verflüssigung</td> </tr> <tr> <td>GuD:</td> <td>Gas- und Dampfturbinenkraftwerk</td> <td>TR:</td> <td>Transformation</td> </tr> <tr> <td>H2:</td> <td>Wasserstofferzeugung</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						ATMDES:	Atmosphärische Destillation	HW:	Heizwerk	CCS:	Carbon Capture and Sequestration	IGCC:	Integrierte Kohlevergasung mit Gas- und Dampfturbine	DKW:	Dampfkraftwerk	KOK:	Verkokung	DR:	Dampfreformierung	KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung	DT:	Dampfturbine	LWR:	Leichtwasserreaktor	GAS:	Vergasung (zur Einspeisung ins Netz)	TL:	Verflüssigung	GuD:	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	TR:	Transformation	H2:	Wasserstofferzeugung		
ATMDES:	Atmosphärische Destillation	HW:	Heizwerk																																		
CCS:	Carbon Capture and Sequestration	IGCC:	Integrierte Kohlevergasung mit Gas- und Dampfturbine																																		
DKW:	Dampfkraftwerk	KOK:	Verkokung																																		
DR:	Dampfreformierung	KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung																																		
DT:	Dampfturbine	LWR:	Leichtwasserreaktor																																		
GAS:	Vergasung (zur Einspeisung ins Netz)	TL:	Verflüssigung																																		
GuD:	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	TR:	Transformation																																		
H2:	Wasserstofferzeugung																																				

Tabelle 3. In REMIND-D erfasste Energietransformationstechnologien von Primär- in Sekundärenergieträger auf Basis von erschöpfbaren und importierten Rohstoffen

SEKUNDÄR-ENERGIE-TRÄGER	PRIMÄRENERGIETRÄGER					
	Solar Wind Wasser	Geo- thermi e	Biomasse Lignocellulose	Gülle	Zucker & Stärke	Öl
Strom	Solar-PV* Wind-OFF* Wind-ON* HYD	Geo-HDR	Bio/LC-DKW Bio/LC-KWK Bio/LC-GASKWK Bio/LC-IGCC Bio/LC-IGCC(CCS)	Bio/Guel - GASKWK		
Wasserstoff			Bio/LC-H2 Bio/LC-H2(CCS)			
Gas			Bio/LC-GAS	Bio/Guel -GAS		
Fernwärme			Bio/LC-KWK Bio/LC-GASKWK Bio/LC-HW	Bio/Guel - GASKWK		
Lokale Wärme	Sol-TH	Geo-WP				
Mitteldestillate			Bio/LC-TL Bio/LC-TL(CCS)			
Benzin			Bio/LC-ETN		Bio/ZS -ETN	
Diesel						Bio/Öl -DIE
Biomasse/LC			Bio/LC-TR			
Abkürzungen (alphabetisch): CCS: Carbon Capture and Sequestration KWK: Kraft-Wärme-Kopplung DIE: Dieselgewinnung OFF: Offshore Windturbine DKW: Dampfkraftwerk ON: Onshore Windturbine ETN: Ethanolgewinnung PV: Fotovoltaik GAS: Vergasung (zur Einspeisung ins Netz) TH: Solarthermie GASKWK: Vergasung und anschließend KWK TL: Verflüssigung H2: Hot-Dry-Rock TR: Transformation HDR: Heizwerk HYD: Wasserkraft HW: Integrierte Kohlevergasung mit WP: Wärmepumpe IGCC: Gas- und Dampfturbine * Lerntechnologien						

Tabelle 4. In REMIND-D erfasste Energietransformationstechnologien von Primär- in Sekundärenergieträger auf Basis von Erneuerbaren Energien und Biomasse.

Die Erneuerbaren Energien (bis auf Biomasse) sind insbesondere für die Stromproduktion geeignet, aber weniger für die Produktion von anderen Sekundärenergieträgern. Die atmosphärischen Destillation ist immer der erste

Arbeitsschritt in einer Raffinerie und wird hier explizit als Technologie abgebildet, das Hauptprodukt ist Raffinat, die Kuppelprodukte Mitteldestillat, Benzin und Heizöl (schwer). Die Technologie „Transformation“ (TR) stellt im eigentlichen Sinne keine Umwandlungstechnologie dar, da sowohl Erdgas als auch Biomasse in der Form verbraucht werden, in der sie als Primärenergie vorliegen. Sie wird aber aus Gründen der Modellierung als Technologie abgebildet, welche ohne Umwandlungsverluste und zu sehr geringen Kapitalkosten agiert. Die dezentrale Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien wird als „Lokale Wärme“ bei den Sekundärenergieträgern repräsentiert. Hier erfolgt die „Verteilung“ ebenfalls ohne Umwandlungsverluste und ohne Kapitalkosten. Die Tabellendarstellung legt den Bezug zu den Energiebilanzgleichungen nahe. Für jeden Primärenergieträger gilt, dass sein Verbrauch der Summe der Inputs aller Technologien in der Spalte entspricht. In diesen Bilanzgleichungen kommt zum Ausdruck wie diese Inputs unter den alternativen Technologien zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern aufgeteilt werden. Analog ist die Erzeugung von Sekundärenergie die Summe aller Outputs der Technologien in der entsprechenden Spalte. Wegen der Umwandlungsverluste ist die Summe aller erzeugten Sekundärenergieträger immer kleiner als die Summe aller verbrauchten Primärenergieträger. Die Energietransformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträgern sind in Tabelle 5 aufgelistet, wobei es sich abgesehen von der Elektrolyse und der Dieselölturbine ausschließlich um Raffinerietechnologien handelt. Raffinat und Mitteldestillat können in der atmosphärischen Destillation nachgeschalteten Prozessen flexibel in verschiedene Kraftstoffe verarbeitet werden. Somit hat das Modell die Möglichkeit, die Zusammensetzung des Raffinerieparkes und damit den Produktmix an Kraftstoffen der Nachfrage anzupassen.

SEKUNDÄR-ENERGIETRÄGER	SEKUNDÄRENERGIETRÄGER			
	Raffinat	Mitteldestillat	Strom	Heizöl (schwer)
Benzin	Raf-Ben			
Heizöl (schwer)	Raf-SÖl			
Mitteldestillat	Raf-Mitteld			
Kerosin		Mitteld-Ker		
Diesel		Mitteld-Die		
Heizöl		Mitteld-HÖl		
Wasserstoff			Elektrolyse	
Strom				Dieselturbine

Tabelle 5. In REMIND-D erfasste Energietransformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträger.

B.1.3.3 Techno-ökonomische Parametrisierung

Die Transformation des Energiesystems zu ambitionierten Klimaschutzpfaden zeichnet sich dadurch aus, dass sie typischerweise mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien, speziell Solar- und Windenergie, einhergeht. Die techno-ökonomischen Parameter für die Elektrizitätserzeugung von erneuerbaren Energien sind in Tabelle 6 gegeben. Windturbinen (W-ON / W-OFF) und Solare Fotovoltaik (Sol-PV) unterliegen dem Lernkurveneffekt. „Lernende“ Technologien zeichnen sich dadurch aus, dass ihre

Investitionskosten mit jeder Verdopplung der kumulierten Kapazitäten um einen bestimmten Prozentsatz (die Lernrate) sinken. Allerdings muss für ein nationales Modell wie REMIND-D bei diesem Ansatz unbedingt zwischen den verschiedenen Komponenten der spezifischen Investitionskosten unterschieden werden, nämlich der lokalen und der globalen Komponente. Unter der globalen Komponente wird hier die Anlage selbst verstanden, z.B. bei W-OFF die Turbine oder bei Sol-PV die Solarpaneele. Diese werden auf dem Weltmarkt gehandelt und Reduktionen in diesem Teil der spezifischen Investitionskosten sind durch einen globalen Kapazitätsanstieg begründet. Unter der lokalen Komponente wird hier der Teil der Investitionskosten verstanden, der am Installationsort entsteht, z.B. der Bau des Fundamentes für Windturbinen, die Installation und der Netzanschluss der Anlagen, sowie Planungskosten. Diese lokale Komponente der spezifischen Investitionskosten ist relativ unabhängig von der Kapazitätsentwicklung auf dem Weltmarkt und kann nur durch Zubau von Kapazitäten in Deutschland mit der einhergehenden Erfahrung der ausführenden Firmen reduziert werden. Daher unterliegt in REMIND-D nur die lokale Komponente dem Lernkosteneffekt, die globale Komponente wird dem Modell exogen vorgegeben. Für die Abschätzung der Entwicklung der globalen Komponente sind Ergebnisse des globalen Modells REMIND-R genutzt worden. Der Lernkurveneffekt ist so implementiert, dass nur ein Teil der Investitionskosten reduziert werden kann; dazu müssen noch die Sockelkosten gezahlt werden, die unausweichlich sind. Bezüglich der Unterhaltungs- und Betriebskosten wird für die Erneuerbaren angenommen, dass nur fixe Kosten entstehen.

	Technische Lebenszeit Jahre	Spezifische Investitionskosten (in 2005) €2005/kW	Sockelkosten €2005/kW	Lernrate %	Kumulierte installierte Kapazität 2007 MW	Unterhaltungs- und Betriebskosten (Fix) €2005/kW
Sol-PV	25	1600+2400	420+500	20	3811	40
W-OFF	25	1500+1000	580+610	25	0,001	125
W-ON	35	350+830	280+560	12	22247	22

Tabelle 6. Techno-ökonomische Parameter für die drei Lerntechnologien Sol-PV, W-OFF und W-ON. Die erste Zahl der Spezifischen Investitions- und Sockelkosten bezieht sich auf die lokale Komponente, die zweite Zahl auf die globale Komponente. Das Modell sieht als Investitionskosten in jedem Jahr die Summe beider Zahlen. Quellen: Neij (2003), Nitsch et al. (2004), Junginger et al. (2008), Junginger et al. (2010), Konstantin (2009), Schiffer (2008), Ecofys (2009), eigene Berechnungen.

Das Fluktuieren der Erneuerbaren Energiequellen Wind und Solar benötigt Speicherkapazitäten um die stabile Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten (siehe Pietzcker et al., 2009). In REMIND-D ist dieser Bedarf berücksichtigt. Es wird zwischen täglicher, wöchentlicher und saisonaler Zeitskala unterschieden. Je größer der Marktanteil der Erneuerbaren ist, desto mehr Speicherkapazität wird benötigt. Details der Implementierung sind in Pietzcker et al. (2009) beschrieben.

Die techno-ökonomischen Parameter für die auf erneuerbaren Energien und Biomasse Ressourcen basierenden Transformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern sind in Tabelle 7, die auf erschöpfbaren und importierten basierenden in Tabelle 8 gegeben.

	TLZ	Spezifische Investitions-	Unterhaltungs- und Betriebskosten	und	Wirkungsgrad	Volllaststunden
--	------------	----------------------------------	--	------------	---------------------	------------------------

	Jahre	kosten		%	p.a.	
		€2005/kW	Fix €2005/kW			Variabel €2005/MW h
Bio/LC-DKW	40	2200	110	6,20	27 _{el}	7000
Bio/LC-KWK	40	3700 (el)	130	3,80	14 _{el} / 42 _{th}	6000
Bio/LC-GASKWK	40	4000 (el)	140	2,77	38 _{el} / 50 _{th}	7000
Bio/LC-IGCC	40	1500	60	2,90	42 _{el}	7000
Bio/LC-IGCC(CCS)	40	2060	83	4,64	31 _{el}	7000
Bio/LC-H2	45	1130	12	0,97	61	7800
Bio/LC-H2(CCS)	45	1370	14	0,97	55	7800
Bio/LC-GAS	40	2820	141	1,34	55	7450
Bio/LC-HW	40	450	12	1,20	85 _{th}	5000
Bio/LC-TL	45	2010	81	0,97	40	7970
Bio/LC-TL(CCS)	45	2420	91	0,97	41	7970
Bio/LC-ETN	45	1920	125	8,93	36	7920
Bio/Guel-GASKWK	40	2700 (el)	135	1,70	38 _{el} / 76 _{th}	7000
Bio/Guel-GAS	40	2420	121	1,11	60	7450
Bio/Z&S-ETN	45	400	45	3,58	55	7920
Bio/Öl-DIE	45	100	5	0,47	93	7020
HYD	80	5000	100	-	-	~4000
Geo-HDR	35	4430	177	-	-	~7600
Sol-TH	25	1130	45	-	-	~800
Geo-WP	35	1610	64	-	-	~4500

Tabelle 7. Techno-ökonomische Parameter der Transformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern für Biomasse und Erneuerbare Energien. Die Abkürzungen sind in Tabelle 4 erklärt. TLZ steht für Technische Lebenszeit. Bei KWK Anlagen steht das Kürzel (el) für das Hauptprodukt, auf das sich die Angaben beziehen. Die Auffangrate beträgt bei CCS 90%. Zahlen basierend auf Iwasaki (2003), Hamelinck (2004), Bauer (2005), MIT (2007), Ragetli, (2007), Rubin et al. (2007), Schulz (2007), Uddin and Barreto (2007), Takeshita and Yaaij (2008); Gül et al. (2008), Brown et al. (2009), Chen and Rubin (2009), Klimantos et al. (2009), Krey (2006), Nitsch et al. (2004).

	TLZ Jahre	Spezifische Investitions- kosten €2005/kW	Unterhaltungs- und Betriebskosten		Wirkungs- grad %	Vollst- stunden p.a.
			Fix €2005/kW	Variabel €2005/MW h		
S-DKW	45	1100	22	6,85	44	6830
S-DKW-50+	40	1800	36	7,99	50	6830
S-DKW(CCS)	45	1800	29	11,41	38	6830
S-DKW(CCS Oxy)	40	1900	34	13,70	41	6830
S-IGCC(CCS)	40	2000	44	13,70	42	6830
S-KWK	40	430 (th)	9	4,57	62 _{th} / 24 _{el}	5000
S-H2	50	1020	31	0,42	59	7000
S-H2(CCS)	50	1150	35	0,49	57	7000
S-GAS	50	730	22	0,38	60	4800

S-HW	45	350	11	2,76	93	4290
S-TL	50	800	40	0,38	40	7450
S-TL(CCS)	50	840	46	0,38	40	7450
S-KOK	40	240	12	0,38	80	5250
B-DKW	45	1300	22	9,13	43	7000
B-DKW-50+	40	1600	27	7,99	48	7000
B-DKW(CCS)	45	2100	29	14,84	35	7000
B-DKW(CCS Oxy)	40	2200	35	17,12	39	7000
B-IGCC(CCS)	40	2300	46	17,12	40	7000
B-KWK	40	530 (th)	11	5,14	57 _{th} / 18 _{el}	5700
B-H2	50	1020	31	0,42	59	7000
B-H2(CCS)	50	1150	35	0,49	57	7000
B-GAS	50	730	22	0,38	58	7000
B-HW	50	400	12	2,76	91	6750
B-TL	50	800	40	0,38	38	7450
B-TL(CCS)	50	840	46	0,38	38	7450
EG-DT	30	300	9	1,84	32	1750
EG-GuD	35	500	30	0,53	55	1750
EG-GuD(CCS)	35	850	34	1,87	51	1750
EG-KWK	35	380 (th)	22,8	0,34	50 _{th} / 30 _{el}	5000
EG-HW	45	240	7,23	1,84	95 _{th}	3420
ATMDES	30	37	3,7	0,10	97	7890
LWR	40	2410	72,3	2,80	~33	6220

Tabelle 8. Techno-ökonomische Parameter der Transformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern für erschöpfbare und importierte Primärenergieträger. Die Abkürzungen sind in Tabelle 4 erklärt. TLZ steht für Technische Lebenszeit. Bei KWK Anlagen steht das Kürzel (th) für das Hauptprodukt, auf das sich die Angaben beziehen. Eine thermale Effizienz von ~33% ist für Leichtwasserreaktoren angenommen. Zahlen basierend auf Iwasaki (2003), Hamelinck (2004), Bauer (2005), MIT (2007), Ragetti, (2007), Rubin et al. (2007), Schulz (2007), Uddin and Barreto (2007), Takeshita and Yaaj (2008); Gül et al. (2008), Brown et al. (2009), Chen and Rubin (2009), Klimantos et al. (2009), Krey (2006), Hake et al. (2009), BMWi (2010), Ecofys (2010).

Die Vollaststunden sind entweder aus der Literatur oder für Anlagen die 2007 im Elektrizitäts- und Fernwärmemix präsent waren empirisch erhoben. Die Daten über Erzeugung und Installierte Kapazität wurden vom Statistischen Bundesamt zur Verfügung gestellt. Emissionen aus fossiler Verbrennung können über die Entwicklung der CCS Technologie gemindert werden. In REMIND-D stehen eine Reihe von CCS Technologien, sowohl für die Nutzung mit Kohle oder Gas, als auch für die Nutzung mit Biomasse zur Verfügung. Die Auffangraten betragen 95% für Oxyfuel-Technologien, 70% für die Braun- und Steinkohleverflüssigung, 50% für die Biomasseverflüssigung und 90% für alle anderen CCS-Technologien. Das Modell berücksichtigt, dass abgeschiedenes CO₂ transportiert und vor der Injektion komprimiert werden muss. Es wird jedoch keine Leckage aus den Deponien berücksichtigt. Tabelle 9 illustriert die techno-ökonomischen Parameter der Transformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträgern, wobei es hier keine Möglichkeiten für CCS Technologien gibt. Es ist wichtig zu erwähnen, dass das Modell keinerlei exogene Beschränkungen enthält, die für Energieträger oder Technologien maximale Wachstumsraten oder maximale (oder minimale) Anteile am Energiemix vorgeben. Derartige Einschränkungen des Lösungsraumes sind in der Energiesystemmodellierung durchaus häufig anzutreffen.

Aus Sicht des Modells kann jede Beschränkung durch Innovation und Investition überwunden werden.

	TLZ	Spezifische Investitionskosten	Unterhaltungs- und Betriebskosten		Wirkungsgrad
	Jahre	€2005/kW	Fix €2005/kW	Variabel €2005/MWh	%
Raf-Ben	10	163	15	0,52	100
Raf-SÖl	10	43	4	0,11	100
Raf-Mitteld	10	140	13	0,46	100
Mitteld-Ker	10	25	0,25	0,95	100
Mitteld-Die	10	17	0,17	0,95	100
Mitteld-HÖl	10	8	0,08	0,95	100
Elektrolyse	20	250	13	0,25	62
Dieselturbine	40	334	10	0,95	18

Tabelle 9. Techno-ökonomische Parameter der Transformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträgern. TLZ steht für Technische Lebenszeit. Die restlichen Abkürzungen sind in Tabelle 5 beschrieben. Quellen wie Tabelle 8.

B.1.3.4 Transportsektor

Beim Transportsektor konnte auf die Vorarbeiten zum globalen Transportsektor zurückgegriffen werden (Moll, 2009). Anhand von Tabelle 10 ist erkennbar, dass speziell die Technologiewahl im Motorisierten Individualverkehr (MIV) für das Modell relativ flexibel gestaltbar ist. Alle noch nicht gängigen Transporttechnologien sind als Lerntechnologien klassifiziert. Besonders ist hierbei, dass die Batterietechnologie als Cluster-Learning-Technologie abgebildet ist. Das bedeutet, dass der Kapazitätszubau einer jeden Hybridtechnologie einen Beitrag dazu leistet, dass die Investitionskosten für Autobatterien sinken.

Transport- technologien	Kraftstoffe (Sekundärenergien)																																					
	Benzin	Diesel	Erdgas	H2	Strom	Kerosin																																
Fracht (F)	Wasser	F-SCH																																				
	Schiene	F-ZUGD			F-ZUGE																																	
	Straße	F-LKW																																				
Personen (P)	Flugzeug					P-FLUG																																
	Schiene	P-ZUGD			P-ZUGE																																	
	Straße	P-BUS P-BUSHY																																				
	MIV nah	P-BEN P-BENHY P-BENPHY			P-E																																	
	MIV fern		P-DIE P-DIEHY P-DIEPHY	P-EGHY	P-H2HY																																	
Abkürzungen (alphabetisch)																																						
<table> <tr> <td>BEN:</td> <td>Benzin-Auto</td> <td>E:</td> <td>Elektro-Auto</td> </tr> <tr> <td>BENHY:</td> <td>Benzin-Hybrid-Auto</td> <td>EGHY:</td> <td>Erdgas-Hybrid-Auto</td> </tr> <tr> <td>BENPHY:</td> <td>Benzin-Plugin-Hybrid-Auto</td> <td>FLUG:</td> <td>Flugzeug</td> </tr> <tr> <td>BUS:</td> <td>Kraftomnibus</td> <td>H2HY:</td> <td>Wasserstoff-Hybrid-Auto</td> </tr> <tr> <td>BUSHY:</td> <td>Kraftombubus-Hybrid</td> <td>LKW:</td> <td>Lastkraftwagen</td> </tr> <tr> <td>DIE:</td> <td>Diesel-Auto</td> <td>ZUGD:</td> <td>Diesel-Zug</td> </tr> <tr> <td>DIEHY:</td> <td>Diesel-Hybrid-Auto</td> <td>ZUGE:</td> <td>Elektrotraktion-Zug</td> </tr> <tr> <td>DIEPHY:</td> <td>Diesel-Plugin-Hybrid-Auto</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>							BEN:	Benzin-Auto	E:	Elektro-Auto	BENHY:	Benzin-Hybrid-Auto	EGHY:	Erdgas-Hybrid-Auto	BENPHY:	Benzin-Plugin-Hybrid-Auto	FLUG:	Flugzeug	BUS:	Kraftomnibus	H2HY:	Wasserstoff-Hybrid-Auto	BUSHY:	Kraftombubus-Hybrid	LKW:	Lastkraftwagen	DIE:	Diesel-Auto	ZUGD:	Diesel-Zug	DIEHY:	Diesel-Hybrid-Auto	ZUGE:	Elektrotraktion-Zug	DIEPHY:	Diesel-Plugin-Hybrid-Auto		
BEN:	Benzin-Auto	E:	Elektro-Auto																																			
BENHY:	Benzin-Hybrid-Auto	EGHY:	Erdgas-Hybrid-Auto																																			
BENPHY:	Benzin-Plugin-Hybrid-Auto	FLUG:	Flugzeug																																			
BUS:	Kraftomnibus	H2HY:	Wasserstoff-Hybrid-Auto																																			
BUSHY:	Kraftombubus-Hybrid	LKW:	Lastkraftwagen																																			
DIE:	Diesel-Auto	ZUGD:	Diesel-Zug																																			
DIEHY:	Diesel-Hybrid-Auto	ZUGE:	Elektrotraktion-Zug																																			
DIEPHY:	Diesel-Plugin-Hybrid-Auto																																					

Tabelle 10. Übersicht über die Transporttechnologien in REMIND-D.

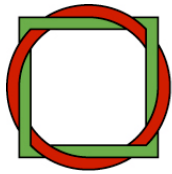
Referenzen (B.1)

- AG Energiebilanzen (2009). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>.
- Aretz, A., Hirschl, B. (2007). Biomassenpotenziale in Deutschland - Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden, Dendrom-Diskussionspapier Nr.1.
- Bauer, N. (2005). Carbon Capture and Sequestration - An Option to Buy Time? Ph.D. thesis, Faculty of Economic and Social Sciences, University Potsdam, Germany. <http://opus.kobv.de/ubp/volltexte/2006/654/pdf/bauer.pdf>.
- Bauer, N., Edenhofer, O., Kypreos, S. (2008). Linking Energy System and Macroeconomic Growth Models. Journal of Computational Management Science 5, 95-117.
- Bauer, N., Edenhofer, O., Haller, M., Klein, D., Lorenz, A., Luderer, G., Ludig, S., Lüken, M., Pietzcker, R. (2010). Technologies, Policies and Economics of Global Reductions of Energy Related CO₂ Emissions – An Analysis with ReMIND, submitted.
- BMU (2008a). Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2008b). Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008. Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2009). Daten zum Verkehr Ausgabe 2009. Broschüre, Umweltbundesamt.
- BMW (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszzenarien_2010.pdf.
- Brown, D., Gassner, M., Fuchino, T., Marechal, F. (2009). Thermo-economic analysis for the optimal conceptual design of biomass gasification energy conversion systems. Applied Thermal Engineering, Vol. 29, pp. 2137 – 2152.
- Chen, C., Rubin, E. S. (2009). CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost. In Energy Policy, Vol. 37, pp. 915 – 42.
- DEBRIV (2009). Braunkohle in Deutschland 2009. Profil eines Industriezweiges. Broschüre. Bundesverband Braunkohle. http://braunkohle.de/tools/download.php?filedata=1240416079.pdf&filename=Debriv_IZB_20090421.pdf&mimetype=application/pdf.
- Ecofys (2010). Learning rates of low-carbon technologies. Project Report.
- Gül, T. (2008). An Energy-Economic Scenario Analysis of Alternative Fuels for Transport. PhD thesis. Royal Institute of Technology (KTH). Stockholm, Sweden.
- Gül, T., Kypreos, S., Barreto, L. (2007). Hydrogen and biofuels—A modeling analysis of competing energy carriers for Western Europe. Proceedings of the World Energy Congress “Energy Future in an Interdependent World”, Rome, Italy, 11-15 November 2007. http://energyeconomics.web.psi.ch/Publications/Conferences/2007-11-13_Rome_Guel_Kypreos_Barreto.pdf
- Hake J. F., Hansen P., Heckler R., Linÿen J., Markewitz P., Martinsen D., et al. (2009). Projektionsrechnungen bis 2050 für das Energiesystem von Deutschland im Rahmen des VDI-Projektes "Future Climate Engineering Solutions". STE-Research Reports 03/2009.
- Hamelinck, C. (2004). Outlook for advanced biofuels. Ph.D. thesis, University of Utrecht, The Netherlands. <http://www.chem.uu.nl/nws/www/publica/Publicaties2004/e2004-25.pdf>.
- Herbener, R. et al. (2008). Technikkostenschätzung für die CO₂-Emissionsminderung bei Pkw - Emissionsminderungspotenziale und ihre Kosten. Dessau: Umweltbundesamt.
- Iwasaki, W. (2003). A consideration of the economic efficiency of hydrogen production from biomass. Int. Jour. of Hydrogen Energy 28, 939-944.

- Junginger, M., Faaij, A., Turkenburg, W. C. (2004). Cost Reduction Prospects for Offshore Wind Farms. *Wind Engineering* Vol. 28, pp. 97-118.
- Junginger, M., Lako, P., Lensink, S., Sark, W., Weiss, M. (2008). Technological learning in the energy sector. Scientific Assessment and Policy Analysis for Climate Change WAB 500102 017. University of Utrecht, ECN. <http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/500102017.pdf>.
- Kirchner, A., Matthes, F. (2009). Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/pdf_neu/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf.
- Klimantos, P., Koukouzas, N., Katsiadakis, A., Kakaras, E. (2009). Air-blown biomass gasification combined cycles: System analysis and economic assessment. In *Energy*, Vol. 34, pp. 708 – 714.
- Konstantin, P. (2009). *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Berlin, Springer.
- Krey, V. (2006). Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. PhD thesis, Ruhr-Universität Bochum.
- MIT - Massachusetts Institute of Technology (2007). The Future of Coal. An Interdisciplinary MIT Study. http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf.
- Leimbach, M., Bauer, N., Baumstark, L., Edenhofer, O. (2009). Mitigation costs in a globalized world: climate policy analysis with REMIND-R, Environmental Modeling and Assessment. doi:10.1007/s10666-009-9204-8.
- Moll, R. (2009). Analysis of Emission Reduction Potentials in the Transport Sector with the global hybrid Model REMIND. Diplomarbeit, Technische Universität Berlin.
- Neij, L. (2003). Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment. Final report. Lund University, Sweden, Environmental and Energy Systems Studies Lund University Gerdagatan 13 SE-223 63 Lund Sweden.
- Nitsch J, et al. (2004). Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Tech. rep. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: BMU, DLR, ifeu, Wuppertal Institut.
- Pietzcker, R., Manger, S., Bauer, N., Luderer, G., Bruckner, T. (2009). The Role of Concentrating Solar Power and Photovoltaics for Climate Protection. Paper presented at the 10th IAEE European Conference, Vienna, Austria. http://www.aee.at/2009IAEE/uploads/presentations_iaee09/Pr_516_Pietzcker_Robert.pdf.
- Ragettli, M. (2007). Cost outlook for the production of biofuels. Diplomarbeit, ETH Zürich. http://energyeconomics.web.psi.ch/Publications/Dissertations/Ragettli_biofuels.pdf.
- Rouveirolles, P et al. (2008). TANK-to-WHEELS Report, Version 3. Technical Report, EUCAR, CONCAWE and JRC/IES. <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>.
- Rubin, E. S., Chen, C., Rao, A. B. (2007). Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage. In *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 4444 – 54.
- Schallaböck, K. O. et al. (2006). Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Wuppertal Spezial ; 34).
- Schiffer, H.-W. (2008). *Energiemarkt Deutschland*. Köln, TÜV Media.
- Strogies, M., Kniffke, K. (2009). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2009. Nationaler Inventarbericht Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2007. Umweltbundesamt. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/treibhausgasinventar2009_de.pdf.
- Schulz, T. (2007). Intermediate Steps towards the 2000-Watt Society in Switzerland: An Energy-Economic Scenario Analysis. ETH Thesis No. 17314, Zürich, Switzerland. <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/eserv/eth:29899/eth-29899-01.pdf>.

- Takeshita, T. , Yamaij, K. (2008). Important roles of Fischer–Tropsch synfuels in the global energy future. *Energy Policy* 36 (2008), pp. 2773–2784.
- Thomas, S. et al. (2006). Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Studie im Auftrag der E.ON AG. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- UBA (2008). In Betrieb befindliche Kraftwerke in Deutschland (Stand 31. Mai 2008). http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf.
- UBA (2009). Daten zum Verkehr Ausgabe 2009. Broschüre, Umweltbundesamt.
- UBA (2010). Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>.
- Uddin, S., Barreto, L. (2007). Biomass-fired cogeneration systems with CO₂ capture and storage. *Renewable Energy*, Vol. 32, pp. 1006 – 1019.
- UN (2008). Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations (UN) Secretariat, World Population Prospects: The 2008 Revision. <http://esa.un.org/unpp>.
- VIZ (2007). Verkehr in Zahlen 2007/2008. Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung. DVV Medio Group GmbH / Deutscher Verkehrs-Verlag, Hamburg, Deutschland.

B.2 DEESY



Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

DEESY

- **Deutsches Energie- und Emissionsszenario-System**

Clemens Schneider, Antoine Durand, Thomas Hanke, Stefan Lechtenböhmer, Ole Soukup, Björn Tschache (WI)

Stand: 12. Juni 2011

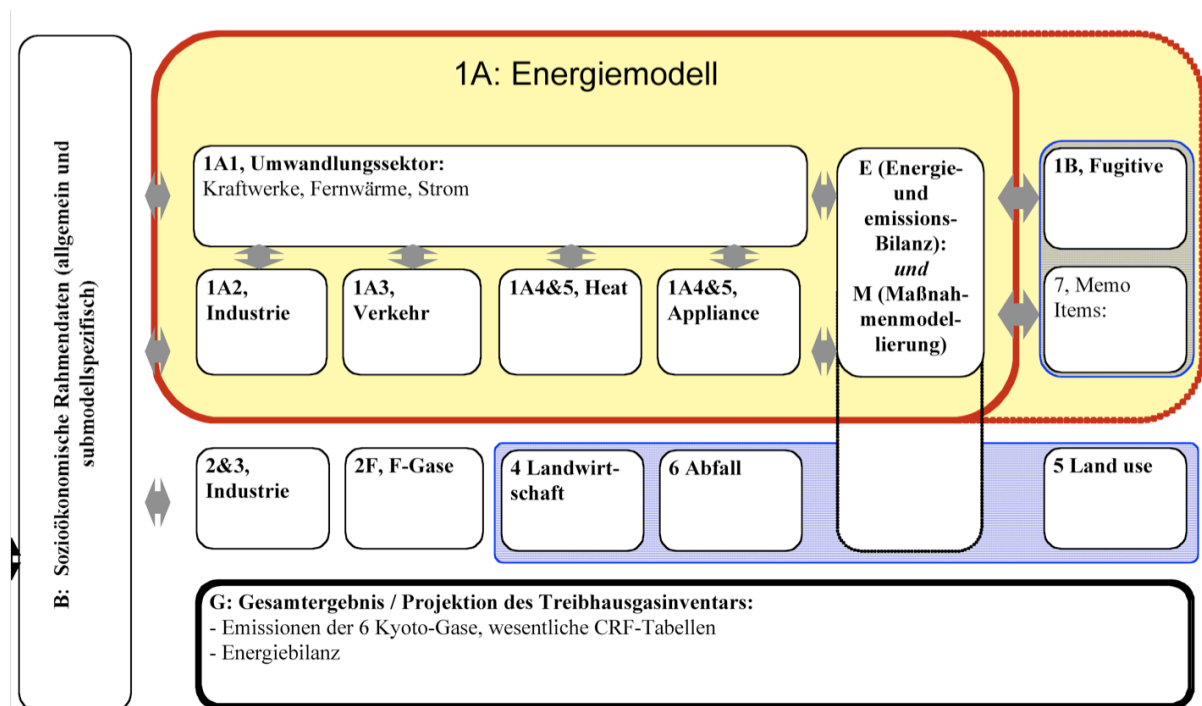
B.2.1 Allgemeiner Aufbau des Modells

Die nachfolgende Abbildung gibt einen ersten Überblick über die realisierte Modellstruktur. Das Modell ermöglicht eine Bilanzierung gemäß der Sektoren der IPCC-Nomenklatur (IPCC 2006).

Die einzelnen Sektoren werden jeweils durch DEESY-Submodelle abgebildet. Jedes Submodell stellt für sich genommen ein eigenständiges Szenariomodell des jeweiligen Emissionsbereichs dar und ist in der Lage, in sich konsistente, auf einer detaillierten Darstellung des relevanten Sektors sowie auf gemeinsamen Rahmendaten beruhende Projektionen für diesen zu modellieren.

Die einzelnen Submodelle werden über ein klar definiertes System von Schnittstellen miteinander verknüpft und synchronisiert. Aufgrund der Übereinstimmung der Submodelle mit einzelnen Sektoren können dabei die Interaktionen zwischen den Submodellen auf ein Mindestmaß beschränkt werden.

Abbildung 30: Sektoraler Aufbau des DEESY (IPCC-Struktur)



Quelle: eigene Abbildung

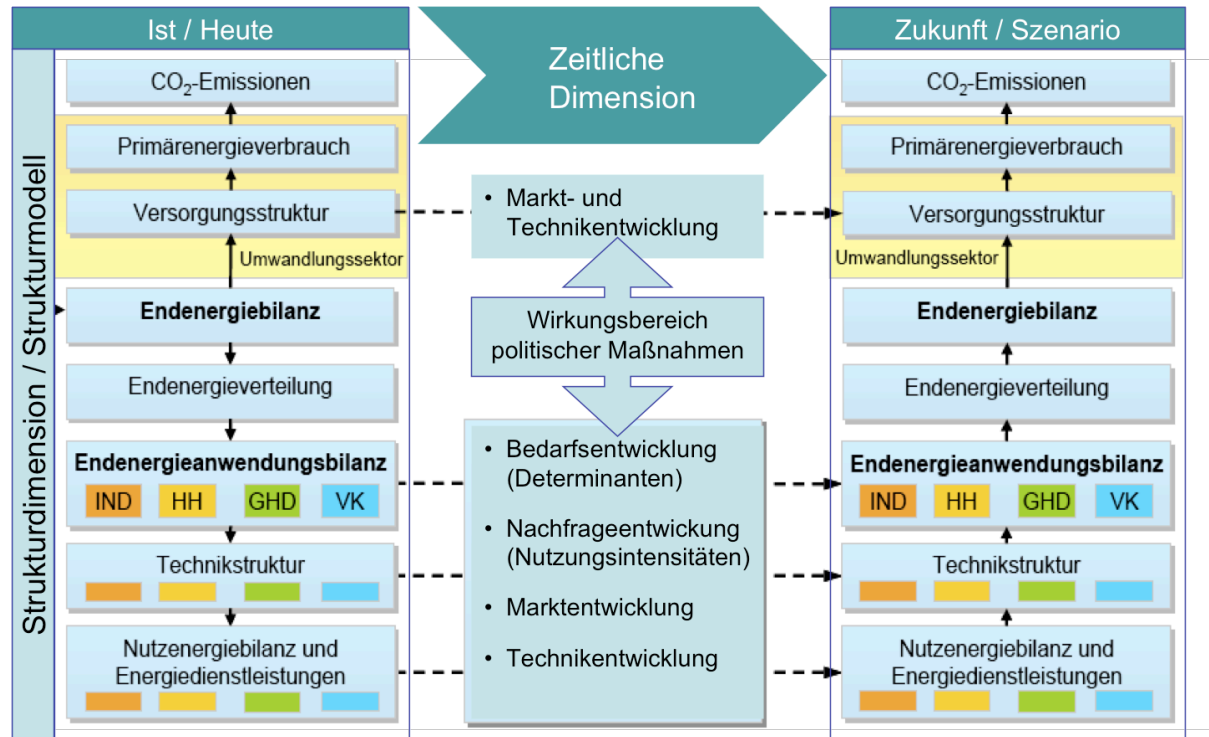
Die in Abbildung 30 blau unterlegten Sektoren sind nicht im DEESY enthalten, da Sie nicht Teil des Vorhabens sind; eine nachträgliche entsprechende Erweiterung des Modells ist jedoch möglich.

B.2.1.1 Übersicht über die Arbeitsweise des Modells

Die prinzipielle Arbeitsweise der Szenarienerstellung im DEESY als einem technischen Energiesystem-Simulationsmodell zeigt die folgende Abbildung auf. In der Horizontalen sind dort die drei Ebenen Detailbilanz (links; für das Basisjahr), Parameter-Zeitreihen (Mitte) und Szenario-Daten (rechts; für die Stützjahre innerhalb des Zeithorizonts) unterschieden.

Dabei wird zunächst gemäß der linken Spalte das Ist-System in Form eines differenzierten Referenz-Energiesystems (RES) abgebildet, wobei vor allem die jeweiligen Energiedienstleistungs- bzw. Energieflüsse, die entsprechenden energieumwandelnden Prozesse sowie die Marktanteile von Energieträgern und Prozessen dargestellt werden. Differenzierte Erläuterungen der Modellierung des Energiesystems für die einzelnen Subsektoren finden sich in den folgenden Abschnitten.

Abbildung 31: Modellschema technischer Energiesystemmodelle



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von FFE (2009)

In der Betrachtung der zeitlichen Dimension werden die unabhängigen Variablen des Referenzenergiesystems dynamisiert. D.h. es wird ihre zu erwartende zeitliche Entwicklung betrachtet und modelliert. Dazu werden sowohl Submodelle, als auch Literaturlauswertungen oder eigene Abschätzungen z.B. über die Auswirkungen bestimmter politischer Maßnahmen herangezogen. Über unterschiedliche – in sich konsistente – Annahmensets ergeben sich so unterschiedliche Zukunftspfade, die im Modell vor allem als alternative Zeitreihen der unabhängigen Variablen abgelegt werden.

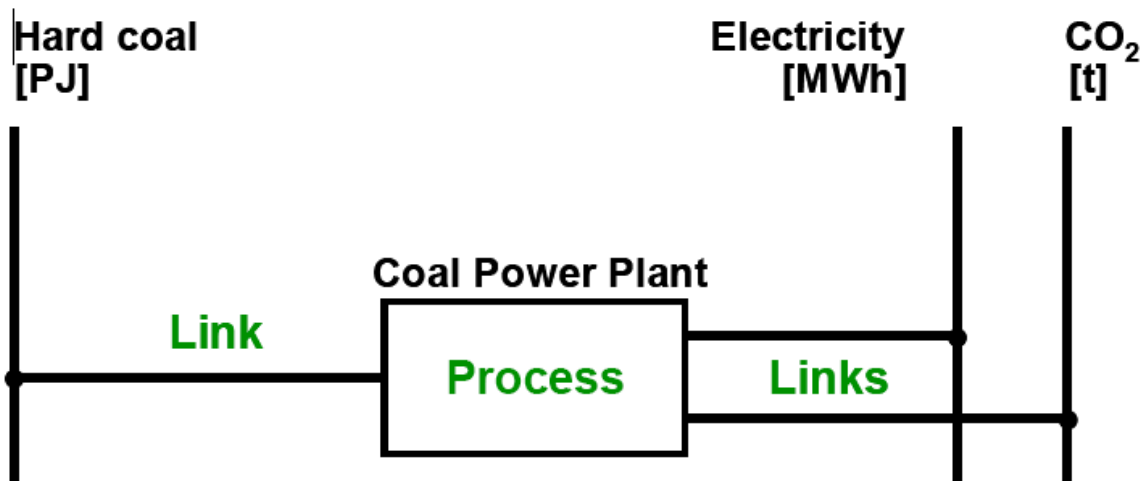
Aus den unterschiedlichen Annahmen der unabhängigen Variablen sowie der vorgegebenen RES-Struktur ergibt sich im dritten Schritt das rechts angedeutete Energiesystem in einem Szenario zu einem bestimmten Zeitpunkt. Hier können dann auch abgeleitete Größen wie Energieeinsatz, Investitionen, Kosten oder Treibhausgasemissionen eines Szenarios für einen bestimmten Zeitpunkt ermittelt werden.

Das Modell DEESY wurde mit der Software Mesap/PlaNet erstellt, wobei das Energienachfrage und -angebots-Simulations-Modul PlaNet ein Teilmodul der Energie- und Umwelt-Planungssoftware Mesap¹³ ist. PlaNet nutzt das bereits erwähnte Referenzenergiesystem als strukturierendes Prinzip: „Commodities“ (Güter) werden

¹³ Modular Energy System Analysis and Planning

dabei durch vertikale Linien dargestellt, „Prozesse“ werden als Kästen dargestellt und transformieren eine oder mehrere Commodities in eine oder mehrere andere Commodities. Prozesse und Commodities werden durch horizontale Linien („Flüsse“) verbunden. Eine beispielhafte Darstellung ist in Abbildung 32 wiedergegeben.

Abbildung 32: Beispielhafte Abbildung eines einfachen Referenzenergiesystems



Quelle: Seven2one.

Commodities werden auf einen oder (mit für jedes Stützjahr festzulegenden Marktanteilen) auf mehrere verschiedene Flüsse verteilt. Jeder Fluss fließt in einen Prozess. In einem Prozess können aus einem oder mehreren Flüssen neue Flüsse berechnet werden, die wiederum mit anderen Flüssen aufaddiert werden können. Die Summe wird in einer weiteren commodity geführt und kann wiederum auf Flüsse verteilt werden etc. Die mathematischen Operationen, die innerhalb der Prozesse ablaufen, werden gesondert in einem Handbuch dokumentiert, so dass das Modell auch unabhängig von der Verfügbarkeit der Software Mesap/PlaNet nachvollzogen werden kann.

B.2.1.2 DEESY-„Ebene Null“: Rahmendaten, Übergabedaten und aggregierte Gesamtergebnisse

B.2.1.2.1 Übersicht

Auf der „Ebene Null“ des Referenzenergiesystems finden sich die im folgenden (Kapitel B.2.2 bis B.2.6) detailliert dargestellten Submodelle des DEESY als so genannte „Container“ wieder. Diese Container enthalten wiederum Güter, Flüsse und Prozesse. (s. Abbildung 33)

Es handelt sich dabei um die Submodelle

- Haushalte
- Industrie (energiebedingte Emissionen)
- Verkehr
- Umwandlung (der Umwandlungssektor ist mit mehreren Einzelcontainern auf der Ebene 0 vertreten)

Die oberste Ebene der Hierarchie im System dient der zentralen Haltung von Rahmendaten, die mehrfach in Submodelle eingehen, wie etwa die Bevölkerung oder die Bruttowertschöpfung.

Außerdem wird hier die Nachfrage nach Energieträgern aus den Nachfragesektoren aggregiert, bevor sie an die Angebotsseite weitergegeben werden.

Schließlich dient sie auch der Ausweisung von Gesamtergebnissen für den Endenergiebedarf und die CO₂-Emissionen sowie der anderen im Modell berücksichtigten Treibhausgase.

REMIND-D-SZENARIEN

C.1	SZENARIO SK_2025	C-95
C.2	SZENARIO SK_KONS	C-102
C.3	SZENARIO SK_LZV	C-109
C.4	SZENARIO SK_MOD	C-116
C.5	SZENARIO SK_MYO.....	C-123
C.6	SZENARIO SK_PREISHOCH	C-130
C.7	SZENARIO SK_REGHOCH	C-137
C.8	SZENARIO SK_REGNIEDRIG.....	C-144
C.9	SZENARIO SW_HOCH	C-151
C.10	SZENARIO SW_LZV	C-158
C.11	SZENARIO SW_MOD	C-165
C.12	SZENARIO SW_MYO	C-172
C.13	SZENARIO SW_PREISHOCH.....	C-179
C.14	SZENARIO SW_REGHOCH.....	C-186
C.15	SZENARIO SW_REGNIEDRIG	C-193

DEESY-SZENARIEN

C.16	HIGHEFF	C-200
C.17	MODEFF.....	C-203
C.18	HIGHEFFÖKOWATT	C-206
C.19	MODEFF_NT.....	C-209

C.1 Szenario SK_2025

Tabelle C.1: Energieangebot

SK_2025											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	888	67	46	338	795	1.242	1.492	1.527	-5,9	7,8	0,0
Erneuerbare Energien	856	1.145	1.596	2.350	2.770	2.879	2.977	3.078	3.154	3.235	5,0	0,6	3,0
Wasserkraft	87	93	101	101	101	101	101	101	101	101	0,6	0,0	0,3
Biomasse	497	654	794	892	981	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,2	0,9	2,2
Lignuzellulose	404	475	450	525	545	600	625	650	675	700	1,6	0,8	1,2
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,9	0,6	3,0
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,6	2,4	5,8
Gülle	20	76	150	150	150	150	150	150	150	150	8,4	0,0	4,6
Wind	155	229	371	733	972	971	969	972	951	969	7,6	0,0	4,2
Solar	105	148	259	386	405	373	360	339	310	326	5,2	-0,7	2,5
Geothermie tief	0	1	38	184	230	230	228	227	230	230	24,3	0,0	12,8
Geothermie oberflächennah	11	19	33	52	80	120	165	213	262	308	10,0	4,8	7,7
GESAMT	2.405	2.575	2.484	2.417	2.816	3.216	3.773	4.320	4.645	4.761	1,2	2,0	1,5
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.321	935	165	113	69	52	42	37	-10,7	-5,4	-8,4
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.417	2.120	1.883	1.595	1.421	1.386	1.185	-2,4	-2,3	-2,3
Erdgas	3.208	3.077	2.945	2.752	2.520	2.154	1.760	1.492	1.313	1.271	-1,6	-2,6	-2,0
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,0	-100,0	-100,0
Biomasse	50	21	36	50	60	59	71	75	65	84	0,7	1,8	1,2
GESAMT	10.131	9.086	7.805	6.351	4.865	4.209	3.495	3.039	2.806	2.578	-3,5	-2,4	-3,0
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	2.210	1.002	211	451	864	1.293	1.533	1.564	-7,8	6,4	-1,7
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.417	2.120	1.883	1.595	1.421	1.386	1.185	-2,4	-2,3	-2,3
Erdgas	3.208	3.077	2.945	2.752	2.520	2.154	1.760	1.492	1.313	1.271	-1,6	-2,6	-2,0
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,0	-100,0	-100,0
Erneuerbare Energien	907	1.166	1.632	2.399	2.830	2.938	3.048	3.153	3.219	3.319	4,8	0,6	2,9
GESAMT	12.535	11.662	10.289	8.768	7.681	7.425	7.267	7.359	7.451	7.339	-2,1	-0,1	-1,2
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	21	11	3	6	12	18	21	21			
Rohöl	27	26	25	28	28	25	22	19	19	16			
Erdgas	26	26	29	31	33	29	24	20	18	17			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	10	16	27	37	40	42	43	43	45			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.2: Energieeinsatz um Umwandlungsbereich

SK_2025											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.108	2.465	1.442	728	1.004	1.390	1.743	1.935	1.898	-4,7	3,2	-1,2
Braunkohle	1.482	1.366	829	15	10	314	784	1.240	1.491	1.527	-6,0	8,2	0,1
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	755	26	17	7	3	1	0	-16,1	-100,0	-100,0
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,2	-100,0	-100,0
Erdgas	360	311	327	307	288	238	159	78	43	12	-1,6	-13,9	-7,3
Biomasse	83	146	171	171	170	204	212	195	170	129	3,7	-2,3	1,0
Geothermie tief	0	1	38	184	230	230	228	227	230	230	24,3	0,0	12,8
Fernwärmeerzeugung	573	582	602	560	506	392	265	152	101	69	-1,5	-8,3	-4,6
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-4,0	-100,0	-100,0
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,7	-100,0	-100,0
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,2	-18,8	-10,0
Biomasse	43	80	129	129	129	127	123	110	90	65	4,4	-3,3	0,9
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.079	1.698	1.593	1.399	1.524	1.414	1.363	1.451	1.402	-1,8	-0,4	-1,2
Rohöl	2.430	2.079	1.698	1.593	1.399	1.251	1.029	944	981	872	-2,6	-1,8	-2,3
Biomasse	0	0	0	0	0	272	385	419	470	530	25,1	3,4	15,0
davon mit CCS	0	0	0	0	0	272	385	419	470	530	25,1	3,4	15,0
Bereitstellung Benzin	924	936	921	855	806	744	679	609	533	473	-0,9	-2,2	-1,5
Rohöl	904	916	834	768	673	587	499	406	306	223	-1,7	-4,7	-3,1
Biomasse	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,6	2,4	5,8
Bereitstellung Diesel	1.268	1.291	1.272	1.227	1.134	1.035	953	904	888	882	-0,8	-0,8	-0,8
Mitteldestillat	1.164	1.188	1.129	1.048	920	799	682	607	576	597	-1,5	-1,4	-1,5
Biomasse	104	104	143	180	213	236	271	298	312	284	3,3	0,9	2,3
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	58	56	48	44	67	71	99	90	-2,9	3,6	0,0
Rohöl	92	71	58	56	48	44	67	71	99	90	-2,9	3,6	0,0
Bereitstellung Heizöl	935	561	256	256	215	341	316	350	472	401	-4,0	0,8	-1,9
Mitteldestillat	935	561	256	256	215	341	316	350	472	401	-4,0	0,8	-1,9
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,3	-3,3	-2,2
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,3	-3,3	-2,2
Bereitstellung Feststoffe	685	595	429	463	460	192	91	100	94	102	-5,0	-3,1	-4,1
Kohle	387	270	129	88	64	47	41	40	38	37	-8,1	-1,2	-5,1
Biomasse	298	325	300	375	396	145	50	60	56	65	-2,8	-3,9	-3,3
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.495	1.399	1.299	1.311	-1,5	-1,4	-1,4
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.490	1.382	1.262	1.256	-1,5	-1,6	-1,5
Biomasse	0	0	0	0	0	1	5	17	37	55	0,0	22,2	9,3

Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	1	1	1	4	8	0,0	11,0	4,7
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	4	8	-100,0	11,0	4,7
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	4	8	-100,0	11,0	4,7

Tabelle C.3: Endenergienachfrage

SK_2025											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.858	1.798	1.689	1.586	1.692	1.823	1.917	1.941	1.938	-0,4	0,7	0,1
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.344	1.253	1.155	1.159	-1,5	-1,4	-1,5
Heizöl	3.495	3.140	2.748	2.614	2.381	2.308	2.120	2.001	2.017	1.831	-1,6	-1,2	-1,4
Fernwärme	442	460	490	458	416	329	230	142	100	74	-1,2	-7,2	-3,9
Steinkohle & Koks	336	229	104	72	53	39	35	35	32	32	-8,3	-1,0	-5,1
Lokale Wärme & Biomasse	280	308	295	372	406	211	159	201	233	276	-1,1	1,4	0,0
GESAMT	8.702	8.197	7.515	7.147	6.611	6.132	5.712	5.549	5.478	5.310	-1,4	-0,7	-1,1
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.212	1.897	1.738	1.543	1.437	1.340	1.317	1.298	1.248	-2,2	-0,7	-1,5
Strom	851	823	782	707	617	688	738	765	758	743	-0,8	0,4	-0,3
Erdgas	945	867	780	727	653	545	444	410	375	361	-2,2	-2,0	-2,1
Schweres & leichtes Heizöl	137	83	45	46	45	65	67	70	103	89	-2,9	1,6	-1,0
Fernwärme	151	139	127	111	98	71	46	27	19	13	-3,0	-8,1	-5,3
Steinkohle & Koks	336	229	104	72	53	39	35	35	32	32	-8,3	-1,0	-5,1
Biomasse	73	70	60	74	78	28	9	10	9	9	-3,8	-5,5	-4,5
Haushalt & GHD	3.662	3.396	3.089	2.992	2.820	2.618	2.453	2.448	2.517	2.495	-1,3	-0,2	-0,8
Strom	985	981	949	899	866	877	928	972	988	995	-0,5	0,6	0,0
Erdgas	1.316	1.330	1.286	1.192	1.092	983	876	819	758	776	-1,2	-1,2	-1,2
Leichtes Heizöl	864	526	256	256	215	319	316	350	468	401	-3,9	1,2	-1,7
Fernwärme	290	321	363	348	319	258	184	115	81	61	-0,5	-7,0	-3,4
Lokale Wärme	21	26	35	47	64	85	115	149	183	216	5,8	4,8	5,3
Biomasse	186	211	200	250	264	97	35	42	39	47	-2,6	-3,6	-3,0
Transport	2.548	2.589	2.529	2.417	2.248	2.076	1.918	1.784	1.664	1.567	-0,8	-1,4	-1,1
Erdgas	0	5	14	22	24	24	24	23	22	21	13,6	-0,7	7,0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	-100,0	7,2	3,1
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,3	-3,3	-2,2
Diesel	1.260	1.284	1.262	1.215	1.119	1.019	934	884	867	862	-0,8	-0,8	-0,8
davon Biodiesel	96	96	133	167	198	347	432	473	510	512	5,3	2,0	3,8
Benzin	911	924	879	814	744	672	597	517	431	361	-1,2	-3,1	-2,0
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	87	100	112	126	138	8,6	2,3	5,8
Strom	54	54	68	83	102	128	157	181	195	201	3,5	2,3	3,0

Tabelle C.4: Stromversorgung

SK_2025											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,0	-100,0	-100,0
Braunkohle	152.828	143.512	90.113	3.196	2.159	34.662	85.212	134.360	161.521	165.393	-5,8	8,1	0,2
davon mit CCS	0	0	0	0	0	33.254	84.597	134.360	161.521	165.393	51,7	8,4	30,6
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	84.485	6.207	4.074	1.660	689	239	0	-13,3	-100,0	-100,0
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,0	-100,0	-100,0
Erdgas	66.930	58.724	61.363	58.012	54.493	43.793	29.207	13.489	7.179	1.961	-1,7	-14,4	-7,5
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	416	-100,0	35,2	14,3
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,5	-100,0	-100,0
Erneuerbare Energien	79.346	118.286	200.344	356.254	426.138	430.212	431.121	425.956	411.954	413.516	7,0	-0,2	3,7
Biomasse	8.667	19.688	27.504	27.504	27.475	31.992	32.938	30.879	27.243	22.544	5,4	-1,7	2,1
davon mit CCS	0	0	0	0	0	4.951	6.999	7.616	8.544	9.631	40,5	3,4	22,6
Wasserkraft	24.269	25.895	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,6	0,0	0,3
Wind Onshore	43.022	57.052	76.791	70.925	67.206	68.112	68.493	69.798	70.180	69.362	1,9	0,1	1,1
Wind Offshore	5	134	12.524	102.068	154.314	155.355	156.860	157.702	153.278	157.912	51,2	0,1	25,9
Solar-PV	3.362	15.186	44.847	76.521	85.143	87.703	88.397	84.083	77.797	81.330	13,9	-0,4	7,3
Geothermie tief	21	331	10.678	51.235	64.000	64.000	63.432	63.110	64.000	64.000	37,8	0,0	19,5
GESAMT	588.325	572.761	553.908	520.851	489.245	517.793	554.225	582.110	589.437	590.502	-0,5	0,7	0,0
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,0	-100,0	-100,0
Wasserkraft	5.037	5.375	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,6	0,0	0,3
Wind Onshore	21.353	33.836	47.828	47.828	47.828	47.828	47.302	47.828	47.828	47.277	3,3	-0,1	1,8
Wind Offshore	1	36	3.234	28.687	46.600	46.551	46.600	46.600	45.006	46.600	53,7	0,0	27,0
Solar-PV	3.457	15.963	49.424	92.969	107.930	111.504	111.504	104.634	95.187	99.282	14,9	-0,6	7,7
Geothermie	3	43	1.330	6.554	8.261	8.261	8.187	8.143	8.261	8.261	37,3	0,0	19,2
Fossile Kraftwerke	79.773	71.942	67.712	59.664	51.465	46.935	41.823	37.201	32.536	26.569	-2,1	-2,8	-2,4
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,8	-100,0	-100,0
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	27.257	28.091	30.082	28.438	25.450	-2,3	-0,3	-1,4
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	24.156	26.060	24.714	23.366	19.549	13.699	7.120	4.098	1.119	-1,5	-13,3	-6,9
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,5	-100,0	-100,0
Biomasse	1.275	2.848	3.963	3.963	3.959	3.895	3.735	3.346	2.686	1.843	4,6	-3,7	0,8
GESAMT	133.703	148.808	192.801	248.438	271.902	270.833	265.010	253.611	237.363	235.691	2,9	-0,7	1,3

Tabelle C.5: Indikatoren

SK_2025											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.311	2.474	2.664	2.787	2.926	3.084	3.263	3.443	3.619	1,07	1,07	1,07
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.533	1.550	1.622	1.733	1.854	1.974	2.091	2.224	2.351	2.479	1,02	1,14	1,07
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	668	691	709	722	734	744	749	758	773	0,51	0,26	0,40
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	137	160	177	190	203	213	217	227	242	2,30	0,88	1,67
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.066	1.039	1.020	1.006	999	1.001	1.006	1.023	1.020	-0,41	0,10	-0,18
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	86	94	96	96	97	92	81	75	73	0,82	-1,41	-0,18
Bus (Nahverkehr)	66	66	67	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	840	807	792	780	778	789	811	839	844	-0,51	0,41	-0,11
Landbasierter Personenverkehr	1.047	1.010	986	971	958	957	963	974	995	999	-0,36	0,21	-0,10
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4,2	3,3	2,8	2,5	2,4	2,3	2,2	2	-3,17	-1,11	-2,26
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	142	127	110	97	95	94	97	101	102	-1,89	0,37	-0,89
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6995	6830	6527	6178	6527	7081	7562	7842	8049	-0,36	1,05	0,27
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	712	578	426	317	260	208	178	163	142	-4,31	-2,98	-3,72
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,65	0,51	0,37	0,29	0,24	0,19	0,17	0,15	0,14			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,055	0,049	0,042	0,038	0,032	0,027	0,023	0,021	0,018	-2,52	-2,65	-2,58
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,9	6,2	4,7	3,6	3	2,5	2,2	2,1	1,9	-4,34	-2,26	-3,42
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333,3	279,1	202,9	139,3	103,5	80	62,7	52,4	44,4	37,4	-5,55	-3,73	-4,74
Importabhängigkeit	81	78	76	72	63	57	48	41	38	35			
(Nuklearenergie inländisch)	69	67	67	70	63	57	48	41	38	35			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	198	240	304	363	394	424	443	462	493	3,21	1,13	2,28
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	111	134	170	203	220	237	248	258	276			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	11	12,2	12,2	11,9	8,9	5,7	3,2	2,2	1,8			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	19,5	35	67,1	85,8	82,7	77,7	73,4	70,4	71,2			

Tabelle C.6: Energiesystemaufwendungen

SK_2025											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	71	79	90	102	115	131	149	169	192	34,16	2,60	19,08
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	12.896	21.820	28.382	14.665	11.594	15.997	18.833	21.060	19.700	-1,32	2,69	0,44
Stromerzeugung	7.373	10.486	19.558	25.917	11.349	5.777	9.383	12.939	15.117	14.188	-0,97	4,60	1,47
davon Fossil	1.373	184	464	0	0	2.280	3.521	3.412	1.863	308	2,05	-9,53	-3,27
davon Erneuerbar	6.000	10.302	19.094	25.917	11.349	3.496	5.863	9.527	13.254	13.880	-2,14	7,14	1,88
Speicher	0	138	229	792	807	130	211	366	289	430	21,48	6,18	14,43
CCS-Kette	0	0	0	0	0	398	483	446	276	96	27,06	-6,87	10,67
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	0,00	-100,00
Lokale Wärme	635	96	164	244	354	506	653	721	770	836	-0,91	2,54	0,61
Wasserstoff	0	0	0	0	0	3	0	0	19	25	18,35	11,83	15,41
Gas	175	0	0	0	0	12	62	189	303	295	-10,28	17,55	1,17
Kraftstoffe	1.457	646	1.092	610	910	2.485	1.531	574	971	639	2,16	-6,57	-1,82
Verteilungstechnologien	5.940	1.328	634	530	1.079	2.283	3.615	3.568	3.246	3.154	-3,75	1,63	-1,40
O&M Kosten	19.282	18.996	18.802	19.211	19.158	19.700	20.584	21.451	21.749	21.820	0,09	0,51	0,28
Stromerzeugung	7.476	7.497	7.848	8.790	9.268	9.797	10.633	11.332	11.400	11.271	1,09	0,70	0,92
davon Fossil	5.987	5.248	4.097	1.901	951	1.594	2.575	3.497	3.912	3.822	-5,16	4,47	-0,99
davon Erneuerbar	1.489	2.250	3.751	6.889	8.316	8.204	8.058	7.835	7.488	7.450	7,06	-0,48	3,64
Speicher	0	14	34	108	171	160	150	141	130	135	22,50	-0,86	11,51
CCS-Kette	0	0	0	0	0	87	192	287	342	356	19,54	7,31	13,94
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	218	240	270	297	318	412	540	672	802	1,86	4,73	3,13
Wasserstoff	0	0	0	0	0	1	1	1	11	25	18,66	15,27	17,14
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.176	1.029	988	965	1.012	-1,48	-0,75	-1,16
Kraftstoffe	1.915	1.694	1.521	1.439	1.348	1.723	1.779	1.785	1.893	1.915	-0,42	0,53	0,00
Verteilungstechnologien	7.095	7.079	6.847	6.464	6.152	6.056	6.187	6.297	6.295	6.271	-0,63	0,17	-0,27
Brennstoffkosten	49.124	57.712	57.084	57.502	54.477	52.613	49.005	47.120	46.071	44.887	0,27	-0,79	-0,20
Stromerzeugung	5.412	6.916	6.423	4.659	1.653	1.986	2.191	2.256	2.186	1.735	-3,93	-0,67	-2,50
davon Fossil	5.165	6.566	6.072	4.308	1.303	1.649	1.874	1.994	2.001	1.682	-4,46	0,10	-2,46
davon Erneuerbar	247	350	351	351	350	337	316	262	185	52	1,26	-8,88	-3,38
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	2	1	1	9	20	8,45	13,65	10,73
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.838	15.567	14.738	15.198	1,56	-0,62	0,58
Kraftstoffe	27.689	28.098	27.605	29.053	29.217	29.517	28.697	28.378	28.673	27.517	0,26	-0,35	-0,01
Sonstige	1.507	1.691	1.192	1.247	1.217	573	338	368	352	376	-3,79	-2,09	-3,04
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,2	3,9	4,7	4,8	4,9	4,9	4,8	4,7	4,3	2,97	-0,62	1,36

Tabelle C.7: CO2-Emissionen

SK_2025	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	291	215	90	20	17	14	12	11	9
Braunkohle	167	154	93	2	1	2	5	7	8	9
Steinkohle	130	118	102	71	2	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	17	18	17	16	13	9	4	2	1
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	327	301	268	222	182	162	148	129
Erdgas	140	137	129	120	110	96	83	77	70	70
Kohle	36	25	12	8	6	4	4	4	4	3
Heizöl	69	41	19	19	16	25	23	26	35	29
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	16
Diesel	86	87	83	77	68	37	20	12	6	2
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	225	165	102	64	54	44	39	38	35
Strom	141	127	92	37	8	7	6	5	4	3
Erdgas	59	54	48	45	41	34	28	25	23	22
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	4	4	3	5	5	5	8	7
Fernwärme	13	11	9	7	6	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	4	4	4	3
Haushalt & GHD	339	303	239	165	114	108	92	84	87	81
Strom	169	156	115	49	11	9	7	6	6	5
Erdgas	82	83	80	74	68	61	54	50	46	47
Leichtes Heizöl	63	39	19	19	16	23	23	26	34	29
Fernwärme	25	25	25	23	20	14	7	2	1	0
Transport	184	186	175	160	139	100	74	57	41	29
Erdgas	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	83	77	68	37	20	12	6	2
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	16
Strom	9	8	8	4	1	1	1	1	1	1

C.2 Szenario SK_kons

Tabelle C.8: Energieangebot

SK_kons											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	1.239	1.079	882	870	983	1.020	805	648	-2,28	-1,46	-1,92
Erneuerbare Energien	856	1.095	1.242	1.650	2.102	2.511	2.904	3.131	3.302	3.360	4,40	1,47	3,09
Wasserkraft	87	91	97	100	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	646	682	892	1.011	1.060	1.155	1.226	1.299	1.292	3,08	0,99	2,15
Lignuzellulose	404	475	363	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	133	180	203	227	242	7,87	3,04	5,70
Gülle	20	68	124	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	220	285	393	594	813	949	972	972	972	6,85	0,90	4,16
Solar	105	114	123	138	157	175	235	304	346	360	2,06	3,67	2,78
Geothermie tief	0	1	14	51	116	182	227	230	230	230	23,14	1,18	12,85
Geothermie oberflächennah	11	22	42	76	124	180	238	299	354	405	11,83	4,14	8,34
GESAMT	2.405	2.526	2.481	2.729	2.984	3.381	3.887	4.151	4.107	4.008	1,37	0,85	1,14
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.318	1.011	794	551	330	248	167	115	-4,83	-7,54	-6,04
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.208	1.794	1.639	1.383	1.245	1.222	1.096	-2,91	-1,99	-2,50
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.662	1.262	1.179	1.282	-1,70	-2,42	-2,02
Nuklearenergie	1.547	1.502	1.502	1.502	1.228	867	152	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Biomasse	50	30	16	61	78	73	91	96	86	104	1,53	1,79	1,64
GESAMT	10.131	9.306	8.306	7.469	6.349	5.222	3.618	2.851	2.654	2.598	-2,62	-3,43	-2,98
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	2.557	2.090	1.676	1.421	1.312	1.267	972	764	-3,48	-3,06	-3,29
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.208	1.794	1.639	1.383	1.245	1.222	1.096	-2,91	-1,99	-2,50
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.662	1.262	1.179	1.282	-1,70	-2,42	-2,02
Nuklearenergie	1.547	1.502	1.502	1.502	1.228	867	152	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.126	1.258	1.711	2.181	2.584	2.995	3.228	3.388	3.464	4,28	1,48	3,02
GESAMT	12.535	11.831	10.787	10.198	9.333	8.602	7.505	7.002	6.761	6.606	-1,49	-1,31	-1,41
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	24	20	18	17	17	18	14	12			
Rohöl	27	26	24	22	19	19	18	18	18	17			
Erdgas	26	26	27	26	26	24	22	18	17	19			
Nuklearenergie	12	13	14	15	13	10	2	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	10	12	17	23	30	40	46	50	52			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.9: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SK_kons											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.030	2.642	2.289	1.980	1.795	1.717	1.656	1.417	1.290	-2,45	-1,64	-2,09
Braunkohle	1.482	1.366	1.180	1.027	846	846	971	1.018	805	648	-2,22	-1,32	-1,82
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	835	660	461	276	210	136	88	-4,30	-7,95	-5,94
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	115	83	146	255	-2,84	1,90	-0,76
Biomasse	83	87	87	123	131	130	128	115	100	68	1,81	-3,19	-0,44
Geothermie tief	0	1	14	51	116	182	227	230	230	230	23,14	1,18	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	553	523	481	427	313	187	78	48	34	-2,39	-10,51	-6,08
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	50	50	50	50	48	45	36	36	30	0,44	-2,32	-0,80
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.081	1.697	1.647	1.415	1.357	1.211	1.192	1.224	1.185	-2,30	-0,68	-1,58
Rohöl	2.430	2.081	1.697	1.386	1.095	1.014	846	802	840	810	-3,44	-1,12	-2,41
Biomasse	0	0	0	261	320	342	366	390	383	375	26,29	0,46	14,08
davon mit CCS	0	0	0	261	320	342	366	390	383	375	26,29	0,46	14,08
Bereitstellung Benzin	924	934	919	853	804	731	677	607	531	452	-0,93	-2,37	-1,58
Rohöl	904	914	832	766	671	599	497	404	304	210	-1,63	-5,11	-3,19
Biomasse	20	20	87	87	133	133	180	203	227	242	7,87	3,04	5,70
Bereitstellung Diesel	1.268	1.292	1.243	1.157	1.064	965	898	855	847	841	-1,09	-0,69	-0,91
Mitteldestillat	1.164	1.179	1.120	966	833	715	607	535	514	536	-1,93	-1,43	-1,71
Biomasse	104	113	123	191	231	250	291	319	333	304	3,57	0,98	2,41
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	62	56	29	26	41	38	77	75	-4,93	5,44	-0,45
Rohöl	92	71	62	56	29	26	41	38	77	75	-4,93	5,44	-0,45
Bereitstellung Heizöl	935	572	264	253	149	222	199	267	354	328	-5,59	1,97	-2,30
Mitteldestillat	935	572	264	253	149	222	199	267	354	328	-5,59	1,97	-2,30
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	639	384	122	79	66	64	72	69	71	-8,93	0,37	-4,91
Kohle	387	270	126	85	59	41	34	29	28	27	-8,59	-2,07	-5,75
Biomasse	298	369	258	37	20	25	30	43	41	44	-9,44	2,87	-4,16
Bereitstellung Gas	2.512	2.485	2.409	2.283	2.092	1.851	1.565	1.281	1.148	1.134	-1,21	-2,42	-1,75
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.147	1.025	1.023	-1,49	-2,58	-1,98
Biomasse	0	39	98	126	126	127	129	134	123	111	21,38	-0,67	11,03

Wasserstoffherzeugung	0	0	0	85	85	85	85	91	149	228	19,45	5,06	12,82
Biomasse	0	0	0	84	84	84	84	91	149	228	19,39	5,12	12,82
davon mit CCS	0	0	0	84	84	84	84	91	149	228	19,39	5,12	12,82

Tabelle C.10: Endenergienachfrage

SK_kons											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.844	1.795	1.821	1.868	1.936	1.847	1.834	1.775	1.743	0,10	-0,52	-0,18
Erdgas	2.261	2.222	2.130	2.005	1.833	1.616	1.358	1.101	985	977	-1,33	-2,48	-1,85
Heizöl	3.495	3.149	2.730	2.538	2.223	2.098	1.919	1.832	1.832	1.684	-2,02	-1,09	-1,61
Fernwärme	442	428	405	373	331	243	146	62	42	36	-2,36	-9,11	-5,42
Steinkohle & Koks	336	229	101	68	48	34	29	25	24	23	-8,76	-1,94	-5,79
Lokale Wärme & Biomasse	280	348	265	96	112	150	194	250	294	343	-2,47	4,22	0,45
GESAMT	8.702	8.220	7.426	6.949	6.461	6.124	5.538	5.149	5.024	4.910	-1,40	-1,10	-1,26
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.214	1.863	1.748	1.611	1.505	1.310	1.216	1.191	1.179	-2,00	-1,21	-1,65
Strom	851	802	745	761	778	816	735	733	694	669	-0,17	-0,99	-0,53
Erdgas	945	878	793	714	618	519	428	343	310	295	-2,37	-2,79	-2,55
Schweres & leichtes Heizöl	137	88	49	47	26	38	40	51	77	75	-5,00	3,46	-1,33
Fernwärme	151	136	119	104	91	48	28	12	8	6	-4,48	-9,87	-6,92
Steinkohle & Koks	336	229	101	68	48	34	29	25	24	23	-8,76	-1,94	-5,79
Biomasse	73	82	56	7	3	5	5	7	7	7	-10,17	1,70	-5,08
Haushalt & GHD	3.662	3.416	3.050	2.831	2.644	2.589	2.355	2.199	2.215	2.222	-1,38	-0,76	-1,10
Strom	985	989	979	966	974	984	961	937	914	905	0,00	-0,42	-0,19
Erdgas	1.316	1.336	1.312	1.254	1.173	1.056	888	718	636	646	-0,88	-2,43	-1,57
Leichtes Heizöl	864	532	264	253	149	209	199	255	354	328	-5,52	2,28	-2,13
Fernwärme	290	292	286	269	240	196	118	51	34	30	-1,55	-8,96	-4,92
Lokale Wärme	21	28	42	64	94	128	167	209	248	283	7,50	4,05	5,95
Biomasse	186	238	167	25	14	17	21	30	29	31	-9,13	3,05	-3,90
Transport	2.548	2.590	2.513	2.370	2.206	2.030	1.873	1.734	1.618	1.510	-0,90	-1,47	-1,16
Erdgas	0	8	24	38	42	42	41	40	39	37	16,13	-0,63	8,35
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	1	4	11	22	-100,00	16,71	7,11
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.284	1.234	1.144	1.048	948	877	832	824	820	-1,13	-0,72	-0,95
davon Biodiesel	96	105	115	300	365	393	441	479	489	459	5,80	0,78	3,54
Benzin	911	921	877	811	742	670	595	515	428	343	-1,22	-3,29	-2,15
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	73	100	112	126	134	7,86	3,08	5,71
Strom	54	54	71	93	116	137	151	163	168	169	3,79	1,06	2,57

Tabelle C.11: Stromversorgung

SK_kons											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	137.648	137.648	137.648	112.526	79.479	13.942	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	127.412	113.230	95.089	94.733	107.991	112.476	88.736	70.488	-1,89	-1,47	-1,71
davon mit CCS	0	0	0	0	0	6.969	35.473	63.262	67.886	67.886	42,47	12,05	28,05
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	93.002	74.997	53.745	33.113	25.422	16.533	10.751	-3,90	-7,73	-5,62
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	385	655	655	655	-100,00	38,30	15,50
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	21.525	13.262	21.898	37.967	-2,75	0,65	-1,25
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	2.491	9.523	21.898	37.967	-100,00	69,42	26,41
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	96.761	120.178	164.311	241.206	324.234	381.318	400.942	408.682	409.330	5,79	1,17	3,71
Biomasse	8.667	9.843	9.843	14.584	15.624	15.590	15.407	14.056	13.543	11.631	2,38	-1,45	0,66
davon mit CCS	0	0	0	4.741	5.820	6.220	6.647	7.088	6.970	6.824	41,82	0,46	21,67
Wasserkraft	24.269	25.409	26.821	27.735	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	54.989	65.572	70.654	71.818	71.679	69.556	69.202	68.760	68.509	2,06	-0,23	1,04
Wind Offshore	5	134	4.194	25.172	71.854	121.975	151.977	156.934	156.361	156.034	49,79	1,24	25,86
Solar-PV	3.362	6.054	9.935	16.622	27.583	42.604	60.007	75.839	84.988	87.981	10,69	3,69	7,52
Geothermie tief	21	331	3.812	14.286	32.148	50.605	63.018	64.000	64.000	64.000	36,55	1,18	19,51
GESAMT	588.325	569.112	554.239	560.935	573.666	591.863	564.563	559.191	542.820	535.361	0,02	-0,50	-0,21
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	22.131	22.131	22.131	18.092	12.779	2.242	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.274	5.567	5.783	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	30.603	38.167	43.003	45.986	47.828	47.828	47.828	47.828	47.828	3,28	0,00	1,81
Wind Offshore	1	36	1.073	6.540	19.431	34.517	44.770	46.600	46.600	46.600	51,89	1,51	26,98
Solar-PV	3.457	6.281	10.370	17.516	29.515	46.593	69.080	90.994	105.797	111.504	10,96	4,46	8,02
Geothermie	3	43	475	1.782	4.057	6.470	8.129	8.261	8.261	8.261	35,94	1,23	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	53.506	45.350	37.224	30.485	27.023	27.672	33.302	-3,00	-0,56	-1,92
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	23.506	21.138	20.032	15.173	11.632	-2,88	-3,46	-3,13
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	9.314	6.990	12.499	21.671	-2,89	2,36	-0,59
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.443	1.443	1.443	1.437	1.373	1.284	1.020	955	686	0,30	-3,41	-1,37
GESAMT	133.703	136.004	140.780	151.704	169.727	192.643	209.677	227.585	242.972	254.040	1,47	1,39	1,44

Tabelle C.12: Indikatoren

SK_kons											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.305	2.463	2.659	2.786	2.920	3.061	3.216	3.381	3.549	1,06	0,98	1,03
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.545	1.564	1.640	1.749	1.862	1.978	2.086	2.208	2.322	2.437	0,99	1,05	1,02
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	671	701	722	729	724	714	699	692	700	0,46	-0,17	0,18
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	140	170	191	198	193	183	168	161	169	2,09	-0,66	0,86
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.053	1.023	1.020	1.006	985	962	948	956	947	-0,46	-0,20	-0,34
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	91	111	119	115	101	86	71	68	68	0,99	-1,96	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	69	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	18	20	21	21	18	17	17	17	17	0,23	-0,29	0,00
MIV	885	822	771	766	758	759	756	763	778	776	-0,61	0,11	-0,29
Landbasierter Personenverkehr	1.047	996	970	971	959	943	924	916	928	926	-0,42	-0,09	-0,27
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5,1	4,4	3,8	3,4	2,9	2,5	2,2	2	1,9	-2,60	-2,09	-2,37
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	145	133	128	118	110	97	92	91	92	-1,31	-0,89	-1,12
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6950	6834	6970	7171	7453	7220	7267	7234	7324	0,17	-0,09	0,06
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	614	508	419	355	274	207	155	118	-3,11	-5,36	-4,12
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,67	0,56	0,47	0,39	0,32	0,24	0,18	0,14	0,11			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,056	0,052	0,046	0,042	0,037	0,032	0,026	0,020	0,016	-1,93	-4,08	-2,89
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	8,1	6,9	5,8	4,9	4	3,1	2,4	1,8	1,5	-3,23	-4,79	-3,93
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	287,3	227,7	174,4	139,1	107,8	78,5	56,2	40,4	29,7	-4,41	-6,24	-5,23
Importabhängigkeit	81	79	77	73	68	61	48	41	39	39			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	66	63	59	55	51	46	41	39	39			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	195	228	261	298	340	408	459	500	537	2,60	2,32	2,47
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	109	128	146	167	190	228	257	280	300			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,2	10	9,2	8,1	5,7	3,4	1,2	0,8	0,9			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	15,9	20,5	28,4	41,3	54,3	67,3	71,8	75,7	77,4			

Tabelle C.13: Energiesystemaufwendungen

SK_kons											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	5	123	140	158	178	201	227	258	292	36,50	2,52	20,19
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	7.083	7.733	12.521	15.332	17.998	19.396	16.562	15.529	16.481	0,43	-0,44	0,04
Stromerzeugung	7.373	3.987	4.540	6.926	10.792	13.615	15.343	12.809	11.046	11.474	2,48	-0,85	0,99
davon Fossil	1.373	0	0	0	0	478	2.233	2.641	1.582	1.648	-4,13	6,39	0,41
davon Erneuerbar	6.000	3.987	4.540	6.926	10.792	13.137	13.110	10.168	9.465	9.825	3,18	-1,44	1,10
Speicher	0	122	73	131	338	514	528	340	355	380	28,36	-1,50	14,11
CCS-Kette	0	0	0	171	25	73	266	279	126	133	18,70	3,07	11,48
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	126	251	421	605	746	855	934	954	1.022	0,65	1,58	1,06
Wasserstoff	0	0	0	472	0	0	0	34	336	458	-100,00	35,84	23,08
Gas	175	419	636	293	1	12	42	123	94	200	-10,28	15,28	0,29
Kraftstoffe	1.457	652	1.069	2.392	1.278	564	883	460	564	167	-3,73	-5,89	-4,69
Verteilungstechnologien	5.940	1.523	1.120	1.717	2.268	2.470	1.452	1.558	2.011	2.610	-3,45	0,28	-1,81
O&M Kosten	19.282	18.948	18.599	19.266	19.667	20.294	20.248	20.338	20.300	20.495	0,20	0,05	0,14
Stromerzeugung	7.476	7.279	7.223	7.615	8.268	9.210	9.590	9.992	9.994	10.030	0,84	0,43	0,66
davon Fossil	5.987	5.525	5.100	4.673	3.870	3.204	2.431	2.548	2.460	2.532	-2,47	-1,17	-1,89
davon Erneuerbar	1.489	1.753	2.123	2.942	4.398	6.006	7.159	7.444	7.533	7.498	5,74	1,12	3,66
Speicher	0	12	18	29	57	98	135	146	152	153	20,11	2,28	11,83
CCS-Kette	0	0	0	37	43	58	115	174	198	220	17,61	6,92	12,73
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	224	264	329	406	475	607	775	934	1.084	3,51	4,21	3,82
Wasserstoff	0	0	0	248	248	248	248	266	437	672	45,80	5,10	26,06
Gas	1.709	1.776	1.853	1.826	1.697	1.535	1.345	1.162	1.048	1.013	-0,43	-2,06	-1,16
Kraftstoffe	1.915	1.698	1.514	1.754	1.705	1.670	1.635	1.651	1.661	1.604	-0,55	-0,20	-0,39
Verteilungstechnologien	7.095	7.121	6.999	6.825	6.735	6.644	6.377	6.101	5.842	5.696	-0,26	-0,77	-0,49
Brennstoffkosten	49.124	57.786	56.275	56.671	55.194	52.311	48.345	44.861	43.707	45.288	0,25	-0,72	-0,18
Stromerzeugung	5.412	6.697	6.208	5.439	4.792	4.062	3.249	3.166	3.417	4.280	-1,14	0,26	-0,52
davon Fossil	5.165	6.450	5.961	5.192	4.547	3.829	3.031	2.998	3.305	4.279	-1,19	0,56	-0,42
davon Erneuerbar	247	247	247	247	246	233	217	168	112	0	-0,22	-26,76	-13,03
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	551	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	197	197	197	197	211	346	532	31,75	5,09	19,16
Gas	11.706	16.930	17.681	18.187	18.127	17.222	15.264	12.920	11.976	12.384	1,56	-1,64	0,13
Kraftstoffe	27.689	28.287	27.216	28.046	27.442	27.249	27.442	27.749	27.593	27.786	-0,06	0,10	0,01
Sonstige	1.507	1.794	1.082	445	318	266	253	265	260	265	-6,70	-0,02	-3,79
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,0	3,1	3,2	3,5	3,7	4,1	4,4	4,7	5,1	1,83	1,61	1,73

Tabelle C.14: CO2-Emissionen

SK_kons	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	250	208	170	141	106	73	37	15
Braunkohle	167	154	133	116	95	88	74	52	24	6
Steinkohle	130	118	102	78	62	43	26	19	12	8
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	6	1	1	1
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	-7	-7	-7	-7	-7	-12	-19
Biomasse	0	0	0	-7	-7	-7	-7	-7	-12	-19
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	382	326	275	231	203	165	139	127	118
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	64	57	57
Kohle	36	25	12	8	6	4	3	3	3	3
Heizöl	69	42	19	19	11	16	15	20	26	24
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	30	22	15
Diesel	86	87	82	51	36	26	16	9	8	10
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	223	177	149	122	100	75	56	41	31
Strom	141	124	102	86	70	59	41	29	14	6
Erdgas	59	54	48	43	37	31	25	20	18	17
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	2	3	3	4	6	6
Fernwärme	13	11	10	9	7	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	3	3	3	3
Haushalt & GHD	339	304	261	228	190	166	131	101	83	70
Strom	169	158	139	112	90	73	56	38	19	8
Erdgas	82	82	80	75	70	63	52	42	37	38
Leichtes Heizöl	63	39	19	19	11	15	15	19	26	24
Fernwärme	25	25	24	22	19	15	8	2	1	0
Transport	184	186	177	133	110	92	71	53	34	19
Erdgas	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Wasserstoff	0	0	0	-7	-7	-7	-7	-7	-12	-19
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	82	51	36	26	16	9	8	10
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	30	22	15
Strom	9	8	9	10	10	10	8	6	3	1

C.3 Szenario SK_Izv

Tabelle C.15: Energieangebot

SK_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	789	670	649	689	917	1.135	1.181	1.150	-3,19	2,59	-0,66
Erneuerbare Energien	856	1.075	1.507	1.943	2.392	2.698	2.923	3.073	3.188	3.223	4,70	0,89	2,99
Wasserkraft	87	91	101	101	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	613	799	892	1.011	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,17	0,91	2,16
Lignuzellulose	404	475	455	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Gülle	20	35	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	217	353	524	722	870	948	972	972	966	7,14	0,52	4,15
Solar	105	132	190	257	290	300	328	348	353	358	4,29	0,89	2,76
Geothermie tief	0	1	27	106	171	211	226	228	230	230	23,87	0,43	12,85
Geothermie oberflächennah	11	21	37	63	96	133	165	198	233	267	10,48	3,55	7,34
GESAMT	2.405	2.506	2.295	2.613	3.042	3.387	3.840	4.209	4.369	4.373	1,38	1,29	1,34
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.323	424	374	324	282	266	245	230	-6,83	-1,70	-4,58
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.380	2.072	1.921	1.652	1.479	1.444	1.243	-2,29	-2,15	-2,23
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.730	1.483	1.340	1.376	-1,70	-2,07	-1,86
Nuklearenergie	1.547	1.502	1.502	1.502	1.228	867	152	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Biomasse	50	21	38	46	56	55	67	69	60	79	0,38	1,83	1,02
GESAMT	10.131	9.296	8.333	7.038	6.185	5.257	3.883	3.297	3.089	2.929	-2,59	-2,88	-2,72
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	2.111	1.094	1.024	1.012	1.199	1.401	1.425	1.380	-4,78	1,56	-2,01
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.380	2.072	1.921	1.652	1.479	1.444	1.243	-2,29	-2,15	-2,23
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.730	1.483	1.340	1.376	-1,70	-2,07	-1,86
Nuklearenergie	1.547	1.502	1.502	1.502	1.228	867	152	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.096	1.545	1.988	2.448	2.753	2.989	3.143	3.248	3.302	4,54	0,91	2,91
GESAMT	12.535	11.801	10.628	9.651	9.227	8.644	7.722	7.506	7.458	7.301	-1,48	-0,84	-1,19
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	20	11	11	12	16	19	19	19			
Rohöl	27	26	24	25	22	22	21	20	19	17			
Erdgas	26	26	27	28	27	24	22	20	18	19			
Nuklearenergie	12	13	14	16	13	10	2	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	9	15	21	27	32	39	42	44	45			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.16: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SK_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.031	2.244	1.379	1.425	1.454	1.621	1.753	1.766	1.729	-3,27	0,87	-1,45
Braunkohle	1.482	1.366	729	619	614	664	906	1.134	1.180	1.150	-3,16	2,78	-0,56
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	241	235	226	216	212	200	188	-6,99	-0,92	-4,34
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	10	45	-2,84	-6,57	-4,52
Biomasse	83	88	126	161	178	176	174	160	146	116	3,05	-2,06	0,75
Geothermie tief	0	1	27	106	171	211	226	228	230	230	23,87	0,43	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	555	602	560	506	392	266	153	110	83	-1,51	-7,47	-4,20
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	53	129	129	129	127	124	111	98	80	4,43	-2,28	1,39
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.078	1.694	1.801	1.720	1.677	1.496	1.442	1.518	1.464	-1,47	-0,68	-1,12
Rohöl	2.430	2.078	1.694	1.552	1.349	1.287	1.081	993	1.027	917	-2,51	-1,68	-2,14
Biomasse	0	0	0	249	371	390	415	449	491	547	26,95	1,71	15,04
davon mit CCS	0	0	0	249	371	390	415	449	491	547	26,95	1,71	15,04
Bereitstellung Benzin	924	936	921	856	807	745	680	610	534	480	-0,86	-2,17	-1,44
Rohöl	904	916	834	769	674	588	500	407	307	230	-1,71	-4,58	-3,00
Biomasse	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.291	1.282	1.266	1.194	1.099	998	934	910	901	-0,57	-0,99	-0,76
Mitteldestillat	1.164	1.187	1.136	1.090	985	867	732	642	603	622	-1,17	-1,65	-1,38
Biomasse	104	104	145	176	209	232	267	292	307	279	3,26	0,93	2,22
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	62	58	49	47	71	78	111	97	-2,65	3,69	0,12
Rohöl	92	71	62	58	49	47	71	78	111	97	-2,65	3,69	0,12
Bereitstellung Heizöl	935	561	245	289	273	364	333	379	502	429	-3,70	0,82	-1,72
Mitteldestillat	935	561	245	289	273	364	333	379	502	429	-3,70	0,82	-1,72
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	639	481	226	111	103	105	112	109	116	-7,30	0,60	-3,87
Kohle	387	270	131	91	64	48	46	45	42	42	-8,01	-0,67	-4,82
Biomasse	298	369	350	135	47	55	59	67	67	74	-6,54	1,49	-3,05
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.524	1.447	1.346	1.360	-1,49	-1,18	-1,35
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.521	1.432	1.322	1.328	-1,49	-1,30	-1,41
Biomasse	0	0	0	0	0	1	3	15	24	32	0,00	18,92	8,01

Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	-100,00	5,65	2,47
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	-100,00	5,65	2,47
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	-100,00	5,65	2,47

Tabelle C.17: Endenergienachfrage

SK_Izlv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.861	1.805	1.762	1.941	2.003	1.912	1.921	1.926	1.912	0,23	-0,23	0,03
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.370	1.296	1.202	1.212	-1,49	-1,23	-1,38
Heizöl	3.495	3.140	2.751	2.690	2.502	2.398	2.187	2.067	2.080	1.893	-1,50	-1,18	-1,35
Fernwärme	442	431	490	458	416	329	232	144	109	89	-1,17	-6,33	-3,50
Steinkohle & Koks	336	229	105	74	53	40	40	39	36	36	-8,16	-0,53	-4,84
Lokale Wärme & Biomasse	280	347	341	172	116	143	166	196	220	252	-2,65	2,87	-0,23
GESAMT	8.702	8.209	7.572	7.098	6.798	6.465	5.907	5.663	5.574	5.393	-1,18	-0,90	-1,06
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.193	1.896	1.699	1.679	1.571	1.387	1.343	1.326	1.272	-1,83	-1,05	-1,48
Strom	851	817	759	708	840	856	754	751	747	726	0,02	-0,82	-0,35
Erdgas	945	871	783	723	636	531	466	437	400	387	-2,28	-1,57	-1,96
Schweres & leichtes Heizöl	137	86	48	54	46	66	70	78	111	97	-2,88	1,94	-0,76
Fernwärme	151	111	127	110	97	68	47	27	21	16	-3,14	-6,98	-4,87
Steinkohle & Koks	336	229	105	74	53	40	40	39	36	36	-8,16	-0,53	-4,84
Biomasse	73	78	74	29	8	10	11	11	11	11	-7,64	0,48	-4,12
Haushalt & GHD	3.662	3.432	3.151	2.961	2.819	2.759	2.565	2.518	2.575	2.544	-1,13	-0,40	-0,81
Strom	985	990	979	967	985	1.001	988	979	975	976	0,06	-0,13	-0,02
Erdgas	1.316	1.330	1.296	1.219	1.133	1.021	905	859	802	825	-1,01	-1,06	-1,03
Leichtes Heizöl	864	524	245	285	273	343	333	379	501	429	-3,63	1,12	-1,54
Fernwärme	290	320	364	348	319	261	185	116	88	74	-0,42	-6,11	-2,99
Lokale Wärme	21	27	38	55	75	95	115	139	163	187	6,22	3,44	4,98
Biomasse	186	241	229	88	33	37	40	46	46	53	-6,26	1,81	-2,75
Transport	2.548	2.584	2.525	2.439	2.300	2.135	1.954	1.802	1.672	1.578	-0,70	-1,50	-1,06
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100,00	0,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.284	1.272	1.254	1.179	1.083	980	914	888	881	-0,60	-1,03	-0,79
davon Biodiesel	96	96	135	280	367	398	442	482	515	516	5,85	1,31	3,81
Benzin	911	924	879	814	745	672	597	518	431	367	-1,21	-2,98	-2,00
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	87	100	112	126	138	8,62	2,33	5,78
Strom	54	54	67	87	116	146	170	191	205	210	4,06	1,83	3,06

Tabelle C.18: Stromversorgung

SK_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	137.648	137.648	137.648	112.526	79.479	13.942	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	79.483	68.552	67.515	72.649	98.418	122.831	127.823	124.556	-2,93	2,73	-0,45
davon mit CCS	0	0	0	65.356	65.356	71.241	97.803	122.831	127.823	124.556	56,35	2,83	29,79
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	31.417	30.023	27.890	25.476	24.505	22.864	21.435	-6,39	-1,31	-4,16
davon mit CCS	0	0	0	23.816	23.816	23.816	23.816	23.816	22.625	21.435	49,65	-0,53	24,81
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	1.483	6.588	-2,75	-7,79	-5,02
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	1.483	6.588	-100,00	55,22	21,58
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	101.196	170.213	252.613	331.881	387.850	416.140	424.000	423.430	419.382	6,55	0,39	3,77
Biomasse	8.667	10.218	22.347	26.873	29.047	28.968	28.784	26.980	25.317	22.570	4,95	-1,24	2,15
davon mit CCS	0	0	0	4.526	6.740	7.094	7.539	8.153	8.929	9.948	42,57	1,70	22,70
Wasserkraft	24.269	25.204	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	54.280	77.115	74.277	72.788	71.477	69.468	69.824	69.855	68.628	2,05	-0,20	1,04
Wind Offshore	5	134	7.819	51.812	100.607	135.282	152.898	157.736	157.775	157.701	50,41	0,77	25,89
Solar-PV	3.362	11.029	27.428	46.663	60.571	72.719	81.648	86.144	87.413	88.431	13,08	0,98	7,54
Geothermie tief	21	331	7.504	29.513	47.606	58.498	62.882	63.469	64.000	64.000	37,34	0,45	19,51
GESAMT	588.325	573.547	556.344	542.759	592.713	608.414	580.575	583.228	584.530	581.907	0,13	-0,22	-0,02
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	22.131	22.131	22.131	18.092	12.779	2.242	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.277	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	32.125	47.828	47.828	47.828	47.828	47.382	47.828	47.828	46.773	3,28	-0,11	1,76
Wind Offshore	1	36	2.013	13.801	27.870	38.660	44.890	46.600	46.600	46.600	52,58	0,94	26,98
Solar-PV	3.457	11.539	29.379	51.636	69.539	85.727	99.560	106.657	108.875	110.804	13,70	1,29	8,01
Geothermie	3	43	933	3.719	6.073	7.522	8.111	8.190	8.261	8.261	36,76	0,47	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	66.317	58.162	49.881	41.386	33.477	27.788	26.519	-1,86	-3,11	-2,42
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	46.771	40.596	36.163	33.461	31.922	26.941	22.759	-1,19	-2,29	-1,68
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	847	3.760	-2,89	-6,22	-4,39
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.496	3.227	3.227	3.221	3.158	3.065	2.713	2.356	1.801	3,69	-2,77	0,77
GESAMT	133.703	142.840	172.924	214.518	236.644	251.414	252.495	251.324	247.567	246.617	2,56	-0,10	1,37

Tabelle C.19: Indikatoren

SK_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.310	2.475	2.672	2.805	2.944	3.100	3.278	3.458	3.637	1,10	1,06	1,08
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.538	1.557	1.632	1.742	1.864	1.985	2.101	2.235	2.362	2.489	1,02	1,14	1,08
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	671	703	735	753	760	763	764	767	775	0,65	0,10	0,41
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	140	172	203	222	229	232	233	236	244	2,79	0,32	1,69
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.065	1.052	1.057	1.047	1.024	1.018	1.022	1.037	1.034	-0,31	0,05	-0,15
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	85	99	115	118	108	96	82	74	68	1,26	-2,29	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	18	20	21	18	17	17	17	17	0,23	-0,29	0,00
MIV	885	842	817	807	796	790	802	825	854	863	-0,45	0,44	-0,06
Landbasierter Personenverkehr	1.047	1.009	999	1.007	1.000	981	980	990	1.010	1.013	-0,26	0,16	-0,07
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5,1	4,3	3,6	3,3	2,9	2,5	2,3	2,2	2	-2,60	-1,84	-2,26
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	144	131	121	117	110	100	99	101	101	-1,29	-0,42	-0,90
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	7004	6860	6745	7400	7653	7415	7569	7771	7925	0,28	0,18	0,23
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	563	344	295	257	211	181	167	149	-4,35	-2,69	-3,62
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,64	0,46	0,32	0,28	0,24	0,2	0,18	0,16	0,14			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,054	0,043	0,033	0,030	0,027	0,025	0,023	0,021	0,020	-3,10	-1,61	-2,44
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,8	5,6	4	3,5	3	2,5	2,3	2,1	2	-4,34	-2,01	-3,31
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	275,8	183,3	119,6	98,4	79,5	63,4	53,2	45,8	39,4	-5,57	-3,45	-4,63
Importabhängigkeit	81	79	78	73	67	61	50	44	41	40			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	66	64	57	54	51	48	44	41	40			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	196	233	277	304	341	401	437	464	498	2,61	1,92	2,30
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	109	130	155	170	190	224	244	259	279			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,2	12,2	11,8	10	7,6	5,5	3,2	2,5	2,2			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	16,5	29,4	45,7	55,5	63,5	71,6	73	73	73,3			

Tabelle C.20: Energiesystemaufwendungen

SK_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	16	69	78	89	100	113	129	147	167	33,40	2,59	18,70
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	9.906	16.402	25.139	17.266	15.233	15.715	15.329	16.313	17.602	-0,24	0,73	0,19
Stromerzeugung	7.373	7.077	13.464	19.585	11.973	11.011	11.867	11.333	11.306	12.331	1,62	0,57	1,15
davon Fossil	1.373	0	0	5.928	0	404	1.821	1.716	718	522	-4,78	1,29	-2,13
davon Erneuerbar	6.000	7.077	13.464	13.657	11.973	10.608	10.045	9.617	10.588	11.809	2,31	0,54	1,52
Speicher	0	122	175	302	412	448	444	338	316	356	27,66	-1,15	13,95
CCS-Kette	0	0	0	819	52	79	257	250	87	103	19,08	1,34	10,84
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	111	204	316	429	478	489	522	591	685	-1,12	1,81	0,17
Wasserstoff	0	0	0	1	0	0	0	0	2	12	-100,00	13,18	13,49
Gas	175	0	0	0	1	12	47	194	188	192	-10,28	15,05	0,20
Kraftstoffe	1.457	646	1.091	2.407	1.795	681	892	599	956	706	-3,00	0,18	-1,60
Verteilungstechnologien	5.940	1.697	1.319	1.702	2.557	2.507	1.660	2.047	2.802	3.170	-3,39	1,18	-1,39
O&M Kosten	19.282	19.019	18.976	21.046	21.903	22.133	21.598	21.631	21.518	21.398	0,55	-0,17	0,23
Stromerzeugung	7.476	7.459	7.831	9.725	10.652	11.200	11.129	11.349	11.230	11.022	1,63	-0,08	0,87
davon Fossil	5.987	5.525	4.662	5.018	4.484	3.985	3.364	3.512	3.484	3.418	-1,62	-0,76	-1,24
davon Erneuerbar	1.489	1.933	3.169	4.707	6.168	7.215	7.764	7.837	7.747	7.604	6,51	0,26	3,69
Speicher	0	12	27	54	86	116	140	144	142	141	20,94	0,99	11,63
CCS-Kette	0	0	0	178	190	202	253	303	315	316	23,66	2,26	13,65
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	221	251	296	337	353	413	500	593	687	2,29	3,39	2,77
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	11,87	16,84	14,05
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.338	1.176	1.044	1.016	969	996	-1,48	-0,83	-1,19
Kraftstoffe	1.915	1.694	1.520	1.837	1.948	1.946	1.862	1.866	1.957	1.974	0,06	0,07	0,07
Verteilungstechnologien	7.095	7.132	7.025	6.865	6.838	6.777	6.553	6.371	6.266	6.218	-0,18	-0,43	-0,29
Brennstoffkosten	49.124	57.596	56.616	54.947	54.884	53.744	50.432	48.569	47.838	47.403	0,36	-0,63	-0,08
Stromerzeugung	5.412	6.697	5.758	2.525	2.601	2.708	2.687	2.574	2.575	2.837	-2,73	0,23	-1,42
davon Fossil	5.165	6.450	5.510	2.277	2.354	2.473	2.468	2.405	2.462	2.836	-2,90	0,69	-1,32
davon Erneuerbar	247	247	248	248	247	234	219	169	113	1	-0,20	-23,18	-11,16
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6	4,76	11,82	7,84
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	16.165	16.126	15.445	16.070	1,56	-0,35	0,71
Kraftstoffe	27.689	28.098	27.673	29.178	29.434	30.132	29.257	28.908	29.301	28.025	0,34	-0,36	0,03
Sonstige	1.507	1.794	1.313	700	406	369	384	410	401	424	-5,48	0,70	-2,78
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,6	4,7	4,7	4,7	2,34	0,52	1,53

Tabelle C.21: CO2-Emissionen

SK_Izv	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	200	23	21	17	13	9	8	8
Braunkohle	167	154	82	5	5	4	5	6	7	6
Steinkohle	130	118	102	4	3	3	2	1	1	1
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	326	288	247	221	186	167	154	139
Erdgas	140	137	129	120	110	96	85	80	74	74
Kohle	36	25	12	9	6	5	4	4	4	4
Heizöl	69	41	18	21	20	27	24	28	37	32
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	17
Diesel	86	87	83	61	43	33	21	12	6	3
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	222	157	75	64	53	45	41	40	38
Strom	141	125	83	9	9	7	5	3	3	3
Erdgas	59	54	49	45	39	33	29	27	25	24
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	5	4	5	5	6	8	7
Fernwärme	13	9	9	7	6	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	9	6	5	4	4	4	4
Haushalt & GHD	339	305	233	133	121	111	95	88	91	86
Strom	169	157	110	13	11	9	7	5	4	4
Erdgas	82	83	80	76	70	63	56	53	49	50
Leichtes Heizöl	63	38	18	21	20	25	24	28	37	32
Fernwärme	25	27	25	23	20	14	7	2	1	0
Transport	184	186	174	139	113	95	74	56	40	29
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	83	61	43	33	21	12	6	3
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	17
Strom	9	8	7	1	1	1	1	1	1	1

C.4 Szenario SK_mod

Tabelle C.22 Energieangebot

SK_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	1.160	916	895	880	863	851	807	764	-2,23	-0,70	-1,56
Erneuerbare Energien	856	1.194	1.560	2.152	2.586	2.806	2.968	3.092	3.197	3.229	4,86	0,70	2,99
Wasserkraft	87	95	101	101	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	683	800	892	1.011	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,17	0,91	2,16
Lignuzellulose	404	475	456	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Gülle	20	105	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	252	362	627	817	909	953	972	972	968	7,33	0,31	4,15
Solar	105	142	227	322	356	351	360	360	355	357	4,95	0,08	2,76
Geothermie tief	0	1	33	147	204	224	227	228	230	230	24,17	0,13	12,85
Geothermie oberflächennah	11	21	37	63	98	137	172	206	240	274	10,61	3,53	7,41
GESAMT	2.405	2.625	2.719	3.068	3.481	3.686	3.831	3.943	4.004	3.994	1,72	0,40	1,13
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.323	714	664	613	569	554	519	489	-4,42	-1,12	-2,97
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.362	2.036	1.884	1.622	1.450	1.417	1.226	-2,36	-2,13	-2,26
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.700	2.468	2.103	1.731	1.502	1.389	1.451	-1,67	-1,84	-1,75
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	21	38	46	57	56	67	71	61	80	0,45	1,80	1,05
GESAMT	10.131	9.068	7.743	6.019	5.224	4.655	3.989	3.576	3.385	3.246	-3,06	-1,79	-2,50
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	2.482	1.630	1.559	1.493	1.432	1.405	1.327	1.254	-3,29	-0,87	-2,22
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.362	2.036	1.884	1.622	1.450	1.417	1.226	-2,36	-2,13	-2,26
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.700	2.468	2.103	1.731	1.502	1.389	1.451	-1,67	-1,84	-1,75
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.215	1.598	2.198	2.643	2.861	3.035	3.163	3.258	3.310	4,70	0,73	2,92
GESAMT	12.535	11.692	10.463	9.087	8.705	8.341	7.821	7.519	7.390	7.240	-1,62	-0,71	-1,21
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	24	18	18	18	18	19	18	17			
Rohöl	27	26	25	26	23	23	21	19	19	17			
Erdgas	26	26	28	30	28	25	22	20	19	20			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	10	15	24	30	34	39	42	44	46			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.23 Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SK_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.055	2.621	1.967	2.005	1.960	1.868	1.775	1.708	1.677	-2,10	-0,78	-1,52
Braunkohle	1.482	1.366	1.101	864	860	856	852	849	807	764	-2,17	-0,57	-1,46
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	530	525	516	505	501	475	449	-3,87	-0,69	-2,47
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	255	236	187	110	38	50	117	-2,59	-2,32	-2,47
Biomasse	83	111	126	162	178	177	173	159	147	116	3,08	-2,09	0,75
Geothermie tief	0	1	33	147	204	224	227	228	230	230	24,17	0,13	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	602	602	560	506	392	264	151	112	85	-1,51	-7,36	-4,15
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	100	129	129	129	127	121	109	101	81	4,43	-2,22	1,42
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.078	1.694	1.786	1.686	1.641	1.468	1.418	1.490	1.442	-1,56	-0,64	-1,15
Rohöl	2.430	2.078	1.694	1.535	1.314	1.250	1.054	967	1.001	901	-2,62	-1,62	-2,18
Biomasse	0	0	0	252	372	391	415	450	489	541	26,97	1,64	15,01
davon mit CCS	0	0	0	252	372	391	415	450	489	541	26,97	1,64	15,01
Bereitstellung Benzin	924	936	921	856	806	745	679	610	533	479	-0,86	-2,18	-1,45
Rohöl	904	916	834	769	673	588	499	407	306	229	-1,71	-4,61	-3,01
Biomasse	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.291	1.275	1.248	1.163	1.065	973	918	898	890	-0,70	-0,89	-0,78
Mitteldestillat	1.164	1.187	1.130	1.071	954	832	706	625	590	610	-1,33	-1,54	-1,43
Biomasse	104	104	145	176	210	233	267	294	308	280	3,28	0,92	2,23
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	63	59	49	46	69	76	109	96	-2,73	3,75	0,09
Rohöl	92	71	63	59	49	46	69	76	109	96	-2,73	3,75	0,09
Bereitstellung Heizöl	935	561	251	292	270	362	330	370	488	422	-3,72	0,77	-1,75
Mitteldestillat	935	561	251	292	270	362	330	370	488	422	-3,72	0,77	-1,75
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	639	480	223	110	102	103	108	111	122	-7,33	0,90	-3,76
Kohle	387	270	130	91	64	48	44	44	42	41	-8,01	-0,79	-4,87
Biomasse	298	369	350	132	46	54	59	64	69	81	-6,60	2,05	-2,85
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.517	1.450	1.351	1.360	-1,49	-1,18	-1,35
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.510	1.432	1.331	1.330	-1,49	-1,29	-1,40
Biomasse	0	0	0	0	0	1	7	18	20	30	0,00	18,54	7,85
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	-100,00	5,65	2,47

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	-100,00	5,65	2,47
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	-100,00	5,65	2,47

Tabelle C.24 Endenergienachfrage

SK_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.854	1.801	1.736	1.920	2.003	1.998	1.946	1.916	1.906	0,23	-0,25	0,02
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.363	1.298	1.208	1.212	-1,49	-1,23	-1,38
Heizöl	3.495	3.140	2.750	2.674	2.468	2.362	2.157	2.040	2.052	1.873	-1,56	-1,15	-1,38
Fernwärme	442	482	490	458	416	329	229	141	112	91	-1,17	-6,22	-3,45
Steinkohle & Koks	336	229	105	74	53	40	37	38	36	35	-8,16	-0,67	-4,90
Lokale Wärme & Biomasse	280	347	341	169	116	144	171	199	228	263	-2,62	3,06	-0,14
GESAMT	8.702	8.253	7.568	7.053	6.742	6.430	5.955	5.663	5.551	5.381	-1,20	-0,89	-1,06
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.223	1.900	1.683	1.663	1.560	1.428	1.345	1.313	1.266	-1,86	-1,04	-1,49
Strom	851	814	761	691	824	848	818	763	737	725	-0,01	-0,78	-0,36
Erdgas	945	871	780	718	631	528	449	431	398	382	-2,30	-1,61	-1,99
Schweres & leichtes Heizöl	137	85	49	55	46	66	68	76	109	96	-2,88	1,89	-0,79
Fernwärme	151	146	132	116	102	68	45	27	22	16	-3,14	-6,98	-4,87
Steinkohle & Koks	336	229	105	74	53	40	37	38	36	35	-8,16	-0,67	-4,90
Biomasse	73	78	73	29	8	10	10	11	12	12	-7,64	0,92	-3,93
Haushalt & GHD	3.662	3.442	3.139	2.935	2.794	2.753	2.581	2.518	2.565	2.537	-1,13	-0,41	-0,81
Strom	985	986	973	959	980	1.009	1.010	994	977	975	0,10	-0,17	-0,02
Erdgas	1.316	1.327	1.289	1.208	1.121	1.007	897	850	794	814	-1,06	-1,06	-1,06
Leichtes Heizöl	864	524	251	286	270	341	330	370	487	422	-3,65	1,07	-1,58
Fernwärme	290	335	359	342	314	261	184	114	90	75	-0,42	-6,04	-2,96
Lokale Wärme	21	27	38	55	76	98	120	144	168	192	6,36	3,42	5,04
Biomasse	186	242	230	86	32	36	41	45	48	58	-6,36	2,41	-2,56
Transport	2.548	2.588	2.529	2.435	2.285	2.117	1.946	1.800	1.673	1.578	-0,74	-1,46	-1,06
Erdgas	0	4	10	16	18	17	17	17	16	16	12,00	-0,30	6,36
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100,00	0,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.284	1.265	1.235	1.149	1.049	955	898	877	870	-0,73	-0,93	-0,82
davon Biodiesel	96	96	135	281	369	399	442	484	515	513	5,86	1,26	3,79
Benzin	911	924	879	814	745	672	597	518	431	366	-1,21	-2,99	-2,01
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	87	100	112	126	138	8,62	2,33	5,78
Strom	54	54	67	86	115	145	170	189	201	206	4,03	1,77	3,02

Tabelle C.25 Stromversorgung

SK_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	119.006	95.299	94.262	93.511	92.719	92.103	87.498	82.893	-1,95	-0,60	-1,35
davon mit CCS	0	0	0	92.103	92.103	92.103	92.103	92.103	87.498	82.893	57,97	-0,53	28,62
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	64.368	62.974	60.841	58.426	57.456	54.168	51.090	-3,42	-0,87	-2,29
davon mit CCS	0	0	0	56.767	56.767	56.767	56.767	56.767	53.928	51.090	54,94	-0,53	27,24
Erdgas	66.930	55.660	50.574	49.023	45.581	35.151	20.789	6.479	7.371	17.352	-2,54	-3,47	-2,96
davon mit CCS	0	0	0	1.800	1.800	1.800	1.755	2.740	7.371	17.352	34,96	12,00	24,22
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	120.166	183.499	302.957	376.793	411.747	426.033	426.614	424.041	419.437	6,81	0,09	3,77
Biomasse	8.667	17.641	22.347	26.922	29.068	28.987	28.412	26.645	25.705	22.693	4,95	-1,22	2,16
davon mit CCS	0	0	0	4.575	6.760	7.113	7.538	8.188	8.884	9.826	42,59	1,63	22,66
Wasserkraft	24.269	26.313	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	62.218	76.948	72.663	71.540	71.051	69.772	69.997	69.785	68.867	2,03	-0,16	1,05
Wind Offshore	5	134	10.249	77.148	122.640	144.175	155.039	157.957	157.685	157.639	50,80	0,45	25,88
Solar-PV	3.362	13.529	36.778	62.074	75.726	84.500	89.215	88.984	87.750	88.064	13,77	0,21	7,53
Geothermie tief	21	331	9.177	40.725	56.579	62.147	63.133	63.218	64.000	64.000	37,67	0,15	19,51
GESAMT	588.325	571.577	555.167	535.127	586.618	608.465	605.532	590.840	581.961	580.598	0,13	-0,23	-0,03
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.461	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	35.441	47.828	47.828	47.828	47.828	47.238	47.828	47.828	47.015	3,28	-0,09	1,77
Wind Offshore	1	36	2.642	21.093	34.758	41.623	45.396	46.600	46.600	46.600	53,03	0,57	26,98
Solar-PV	3.457	14.188	40.019	72.262	90.327	103.449	111.504	111.504	109.863	110.307	14,56	0,32	8,00
Geothermie	3	43	1.141	5.170	7.264	8.012	8.144	8.156	8.261	8.261	37,11	0,15	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	75.984	67.829	58.708	46.397	35.479	29.975	31.059	-1,22	-3,13	-2,07
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	55.410	49.235	43.962	37.470	32.360	25.768	21.155	-0,41	-3,59	-1,84
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	19.584	18.279	14.616	8.894	3.119	4.207	9.904	-2,61	-1,93	-2,31
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	2.556	3.227	3.227	3.221	3.158	3.012	2.660	2.418	1.836	3,69	-2,68	0,81
GESAMT	133.703	146.683	175.721	234.337	257.086	268.637	267.550	258.086	250.804	250.937	2,83	-0,34	1,41

Tabelle C.26: Indikatoren

SK_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.312	2.476	2.672	2.799	2.940	3.099	3.276	3.456	3.634	1,09	1,07	1,08
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.534	1.551	1.625	1.732	1.856	1.980	2.099	2.233	2.359	2.485	1,03	1,14	1,08
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	671	702	733	754	763	765	763	766	773	0,67	0,07	0,40
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	139	171	202	222	231	234	232	235	241	2,83	0,21	1,66
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.066	1.050	1.053	1.044	1.027	1.020	1.021	1.035	1.031	-0,30	0,02	-0,16
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	85	98	114	119	111	97	82	74	68	1,37	-2,42	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	66	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	20	21	19	17	17	17	17	0,45	-0,55	0,00
MIV	885	842	817	804	792	789	803	825	851	860	-0,46	0,43	-0,06
Landbasierter Personenverkehr	1.047	1.010	998	1.003	997	984	983	989	1.007	1.010	-0,25	0,13	-0,08
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5,1	4,2	3,4	3,1	2,8	2,5	2,3	2,1	2	-2,73	-1,67	-2,26
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	143	129	114	110	106	101	99	100	100	-1,43	-0,28	-0,92
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6980	6845	6649	7323	7653	7738	7669	7737	7909	0,28	0,16	0,23
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	605	345	296	257	210	179	166	148	-4,35	-2,72	-3,63
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,66	0,48	0,32	0,28	0,23	0,2	0,17	0,16	0,14			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,056	0,045	0,035	0,032	0,028	0,025	0,023	0,021	0,020	-2,98	-1,77	-2,44
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	8	5,9	4	3,5	3	2,5	2,3	2,1	2	-4,34	-2,01	-3,31
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	284,7	191,9	120	98,6	79,3	62,7	52,6	45,4	39	-5,58	-3,49	-4,65
Importabhängigkeit	81	78	74	66	60	56	51	48	46	45			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	65	64	60	56	51	48	46	45			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	198	237	294	322	352	396	436	468	502	2,75	1,78	2,32
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	111	132	164	180	197	222	244	262	281			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	11,6	12,2	12	10,1	7,6	5,2	3,1	2,6	2,3			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	19,9	31,9	55,9	63,9	67,4	70,3	72,5	73,5	73,5			

Tabelle C.27: Energiesystemaufwendungen

SK_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	11	70	80	91	103	116	132	151	171	33,53	2,59	18,77
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	12.686	18.121	35.694	16.950	12.688	12.239	13.498	17.871	18.234	-0,96	1,83	0,27
Stromerzeugung	7.373	9.875	15.346	29.556	11.577	8.278	8.287	9.791	13.360	12.953	0,46	2,26	1,26
davon Fossil	1.373	0	0	9.961	0	0	0	105	478	1.034	-100,00	41,49	-0,63
davon Erneuerbar	6.000	9.875	15.346	19.595	11.577	8.278	8.287	9.685	12.883	11.919	1,30	1,84	1,54
Speicher	0	157	175	519	458	352	352	395	328	369	26,44	0,23	14,03
CCS-Kette	0	0	0	1.270	52	40	43	52	7	127	15,91	5,93	11,36
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	111	204	319	444	511	527	533	587	688	-0,87	1,50	0,18
Wasserstoff	0	0	0	1	0	0	0	0	1	13	-100,00	13,55	13,65
Gas	175	0	0	0	1	12	84	197	104	210	-10,28	15,58	0,41
Kraftstoffe	1.457	646	1.090	2.414	1.770	668	880	603	919	669	-3,07	0,01	-1,71
Verteilungstechnologien	5.940	1.643	1.156	1.612	2.597	2.816	2.007	1.886	2.487	3.159	-2,94	0,58	-1,39
O&M Kosten	19.282	19.001	18.711	21.537	22.376	22.607	22.213	21.735	21.312	21.209	0,64	-0,32	0,21
Stromerzeugung	7.476	7.454	7.605	10.159	11.067	11.567	11.611	11.382	11.062	10.886	1,76	-0,30	0,84
davon Fossil	5.987	5.191	4.161	4.392	3.970	3.866	3.691	3.517	3.310	3.291	-1,73	-0,80	-1,32
davon Erneuerbar	1.489	2.263	3.444	5.767	7.097	7.702	7.920	7.865	7.752	7.594	6,79	-0,07	3,69
Speicher	0	16	31	78	111	128	139	143	142	141	21,43	0,46	11,62
CCS-Kette	0	0	0	276	288	289	292	295	289	288	25,45	-0,02	13,41
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	221	251	296	341	363	430	520	611	706	2,40	3,38	2,84
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	1	8	12,50	16,22	14,14
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.338	1.176	1.048	1.027	962	990	-1,48	-0,86	-1,21
Kraftstoffe	1.915	1.694	1.519	1.831	1.928	1.924	1.844	1.852	1.936	1.952	0,02	0,07	0,04
Verteilungstechnologien	7.095	7.114	6.984	6.807	6.790	6.796	6.646	6.433	6.261	6.200	-0,17	-0,46	-0,30
Brennstoffkosten	49.124	57.583	56.947	56.269	56.128	55.004	51.536	49.785	49.286	49.308	0,45	-0,55	0,01
Stromerzeugung	5.412	6.684	6.094	4.017	4.218	4.415	4.292	4.128	4.269	4.905	-0,81	0,53	-0,22
davon Fossil	5.165	6.437	5.847	3.769	3.972	4.181	4.074	3.959	4.156	4.904	-0,84	0,80	-0,12
davon Erneuerbar	247	247	248	248	247	234	219	169	113	1	-0,20	-23,12	-11,13
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	551	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6	5,02	11,67	7,92
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	16.054	16.127	15.550	16.097	1,56	-0,34	0,71
Kraftstoffe	27.689	28.098	27.666	29.015	29.063	29.688	28.881	28.579	28.947	27.823	0,28	-0,32	0,01
Sonstige	1.507	1.794	1.314	693	403	365	369	399	405	436	-5,52	0,89	-2,72
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,1	3,6	4,6	4,7	4,9	5,0	5,0	5,1	5,0	2,93	0,13	1,68

Tabelle C.28: CO2-Emissionen

SK_mod	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	241	26	24	20	14	9	7	7
Braunkohle	167	154	124	7	6	6	5	5	5	5
Steinkohle	130	118	102	5	5	4	3	3	2	2
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	13	10	6	1	0	1
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	326	286	245	218	183	165	152	137
Erdgas	140	137	129	120	110	96	84	80	74	74
Kohle	36	25	12	9	6	4	4	4	4	4
Heizöl	69	41	18	21	20	27	24	27	36	31
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	17
Diesel	86	87	83	59	41	31	19	11	5	2
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	224	175	76	65	54	44	40	39	37
Strom	141	125	100	10	10	8	6	3	3	3
Erdgas	59	54	48	45	39	33	28	27	24	23
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	5	4	5	5	6	8	7
Fernwärme	13	11	9	8	6	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	9	6	4	4	4	4	4
Haushalt & GHD	339	303	256	134	121	112	94	86	89	85
Strom	169	157	132	15	12	10	7	5	4	4
Erdgas	82	82	80	75	70	62	55	52	49	50
Leichtes Heizöl	63	39	18	21	20	25	24	27	36	31
Fernwärme	25	25	25	23	20	14	8	2	1	0
Transport	184	186	176	138	112	93	73	55	40	29
Erdgas	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	83	59	41	31	19	11	5	2
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	17
Strom	9	8	9	1	1	1	1	1	1	1

C.5 Szenario SK_my0

Tabelle C.29: Energieangebot

SK_my0											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	993	537	517	501	485	472	448	423	-4,41	-0,84	-2,84
Erneuerbare Energien	856	1.078	1.302	1.507	1.769	2.021	2.363	2.645	2.879	3.100	3,50	2,16	2,90
Wasserkraft	87	90	98	100	100	100	100	101	100	101	0,56	0,05	0,33
Biomasse	497	625	782	899	1.011	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,17	0,91	2,16
Lignuzellulose	404	475	438	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	94	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Gülle	20	47	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	244	296	364	494	664	841	914	924	972	5,99	1,92	4,16
Solar	105	105	100	91	67	20	13	38	93	186	-6,42	11,80	1,28
Geothermie tief	0	1	10	32	66	109	162	199	219	230	20,64	3,80	12,85
Geothermie oberflächennah	11	13	16	22	31	44	92	167	245	311	5,70	10,27	7,71
GESAMT	2.405	2.509	2.296	2.044	2.285	2.522	2.848	3.117	3.327	3.524	0,19	1,69	0,85
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.320	1.796	1.300	1.127	1.081	1.063	1.004	950	-2,07	-0,85	-1,53
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.266	1.917	1.779	1.520	1.351	1.323	1.153	-2,59	-2,15	-2,39
Erdgas	3.208	3.181	3.352	3.263	3.138	2.762	2.307	2.013	1.736	1.494	-0,60	-3,03	-1,68
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	22	34	51	65	62	76	79	70	89	0,86	1,82	1,29
GESAMT	10.131	9.191	8.210	7.573	6.420	5.730	4.984	4.506	4.132	3.687	-2,25	-2,18	-2,22
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	2.314	2.333	1.817	1.628	1.566	1.535	1.452	1.374	-2,96	-0,84	-2,02
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.266	1.917	1.779	1.520	1.351	1.323	1.153	-2,59	-2,15	-2,39
Erdgas	3.208	3.181	3.352	3.263	3.138	2.762	2.307	2.013	1.736	1.494	-0,60	-3,03	-1,68
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.100	1.337	1.558	1.834	2.083	2.440	2.724	2.949	3.189	3,38	2,15	2,83
GESAMT	12.535	11.699	10.505	9.617	8.706	8.252	7.832	7.623	7.459	7.210	-1,66	-0,67	-1,22
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	22	24	21	20	20	20	19	19			
Rohöl	27	26	25	24	22	22	19	18	18	16			
Erdgas	26	27	32	34	36	33	29	26	23	21			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	9	13	16	21	25	31	36	40	44			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.30: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SK_myo											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.158	2.904	3.125	2.798	2.644	2.586	2.500	2.304	1.990	-0,93	-1,41	-1,14
Braunkohle	1.482	1.366	934	486	481	477	473	470	447	423	-4,43	-0,60	-2,75
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	1.617	1.163	1.032	1.022	1.018	967	917	-1,17	-0,59	-0,91
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	415	734	818	906	846	754	652	529	311	3,48	-4,88	-0,32
Biomasse	83	92	126	164	179	178	174	160	142	109	3,10	-2,42	0,61
Geothermie tief	0	1	10	32	66	109	162	199	219	230	20,64	3,80	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	563	602	560	506	392	266	153	105	77	-1,51	-7,82	-4,36
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	61	129	129	129	127	123	111	94	73	4,43	-2,73	1,18
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.079	1.696	1.715	1.577	1.554	1.373	1.334	1.404	1.361	-1,77	-0,66	-1,28
Rohöl	2.430	2.079	1.696	1.446	1.201	1.152	963	884	922	846	-2,94	-1,53	-2,32
Biomasse	0	0	0	269	375	402	410	451	481	515	27,11	1,25	14,88
davon mit CCS	0	0	0	269	375	402	410	451	481	515	27,11	1,25	14,88
Bereitstellung Benzin	924	936	921	858	806	744	679	609	533	471	-0,86	-2,26	-1,49
Rohöl	904	916	834	764	673	587	499	406	306	221	-1,71	-4,77	-3,08
Biomasse	20	20	87	94	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.292	1.264	1.204	1.111	1.012	937	892	880	874	-0,90	-0,73	-0,82
Mitteldestillat	1.164	1.188	1.123	1.023	892	773	661	590	564	585	-1,62	-1,38	-1,52
Biomasse	104	105	141	181	218	239	276	302	317	289	3,38	0,95	2,30
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	61	56	42	40	58	61	95	87	-3,28	3,96	-0,12
Rohöl	92	71	61	56	42	40	58	61	95	87	-3,28	3,96	-0,12
Bereitstellung Heizöl	935	561	260	260	221	329	283	322	432	379	-4,09	0,71	-1,99
Mitteldestillat	935	561	260	260	221	329	283	322	432	379	-4,09	0,71	-1,99
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	639	460	199	105	88	103	100	103	137	-7,88	2,24	-3,51
Kohle	387	270	128	87	63	46	39	36	34	33	-8,17	-1,65	-5,32
Biomasse	298	369	332	112	42	42	64	64	69	104	-7,54	4,64	-2,31
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.445	1.344	1.230	1.223	-1,49	-1,70	-1,59
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.441	1.329	1.199	1.180	-1,49	-1,88	-1,67
Biomasse	0	0	0	0	0	1	4	15	31	42	0,00	20,55	8,66
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	-100,00	11,61	5,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	-100,00	11,61	5,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	-100,00	11,61	5,00

Tabelle C.31: Endenergienachfrage

SK_myo											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.857	1.823	1.805	1.764	1.851	1.986	2.019	1.979	1.926	-0,08	0,20	0,04
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.299	1.203	1.095	1.084	-1,49	-1,78	-1,62
Heizöl	3.495	3.141	2.747	2.595	2.359	2.268	2.062	1.950	1.963	1.796	-1,71	-1,16	-1,47
Fernwärme	442	439	490	458	416	329	231	143	104	82	-1,17	-6,71	-3,67
Steinkohle & Koks	336	229	103	71	51	38	33	31	29	29	-8,35	-1,34	-5,30
Lokale Wärme & Biomasse	280	342	311	123	66	68	120	173	232	312	-5,50	7,92	0,24
GESAMT	8.702	8.210	7.554	6.993	6.425	6.107	5.731	5.520	5.407	5.229	-1,41	-0,77	-1,13
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.195	1.893	1.711	1.530	1.454	1.379	1.328	1.287	1.222	-2,13	-0,87	-1,57
Strom	851	813	777	762	711	755	818	815	777	740	-0,48	-0,10	-0,31
Erdgas	945	868	772	703	627	526	415	381	351	338	-2,32	-2,19	-2,26
Schweres & leichtes Heizöl	137	86	47	46	39	60	57	64	94	86	-3,25	1,82	-1,03
Fernwärme	151	118	124	108	95	68	44	27	20	14	-3,14	-7,60	-5,15
Steinkohle & Koks	336	229	103	71	51	38	33	31	29	29	-8,35	-1,34	-5,30
Biomasse	73	81	70	21	7	8	11	11	11	15	-8,46	3,19	-3,46
Haushalt & GHD	3.662	3.424	3.135	2.878	2.658	2.589	2.440	2.415	2.462	2.452	-1,38	-0,27	-0,89
Strom	985	991	977	952	942	960	1.004	1.020	1.008	991	-0,10	0,16	0,01
Erdgas	1.316	1.328	1.292	1.213	1.115	1.000	858	797	719	722	-1,09	-1,62	-1,33
Leichtes Heizöl	864	524	260	260	221	308	283	319	432	379	-4,04	1,04	-1,81
Fernwärme	290	321	366	351	322	261	187	116	84	68	-0,42	-6,50	-3,17
Lokale Wärme	21	22	23	26	30	32	64	117	171	218	1,70	10,07	5,34
Biomasse	186	239	217	76	29	28	45	45	48	74	-7,29	4,98	-2,03
Transport	2.548	2.591	2.526	2.403	2.236	2.064	1.912	1.777	1.658	1.555	-0,84	-1,41	-1,09
Erdgas	0	6	16	25	27	27	26	26	25	24	14,09	-0,59	7,32
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	-100,00	8,38	3,64
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.285	1.255	1.191	1.095	995	918	871	858	854	-0,94	-0,76	-0,86
davon Biodiesel	96	97	132	295	379	410	448	492	519	509	5,98	1,09	3,78
Benzin	911	924	879	814	744	672	597	517	431	358	-1,21	-3,10	-2,05
davon Bioethanol	11	11	48	52	74	87	100	112	126	138	8,62	2,33	5,78
Strom	54	54	70	90	111	136	164	184	194	195	3,76	1,82	2,89

Tabelle C.32: Stromversorgung

SK_my											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	101.273	54.159	53.122	52.371	51.578	50.963	48.415	45.867	-4,19	-0,66	-2,64
davon mit CCS	0	0	0	50.963	50.963	50.963	50.963	50.963	48.415	45.867	54,27	-0,53	26,94
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	183.599	134.804	119.508	117.094	116.123	110.072	104.231	-0,78	-0,68	-0,73
davon mit CCS	0	0	0	115.434	115.434	115.434	115.434	115.434	109.833	104.231	59,40	-0,51	29,27
Erdgas	66.930	75.690	128.951	140.542	152.809	140.420	123.771	104.736	83.802	46.874	3,01	-5,34	-0,79
davon mit CCS	0	0	0	14.942	31.153	31.153	30.779	30.000	30.201	35.205	51,27	0,61	26,19
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	100.875	128.219	151.037	191.202	241.313	298.099	329.275	348.037	379.719	4,55	2,29	3,54
Biomasse	8.667	11.460	22.347	27.245	29.140	29.190	28.646	26.964	24.453	20.966	4,98	-1,64	1,98
davon mit CCS	0	0	0	4.898	6.823	7.306	7.453	8.189	8.750	9.359	42,74	1,25	22,53
Wasserkraft	24.269	25.027	27.280	27.690	27.690	27.690	27.904	27.936	27.758	28.000	0,53	0,06	0,32
Wind Onshore	43.022	60.274	69.222	72.535	72.977	72.934	71.020	68.056	64.352	69.857	2,13	-0,22	1,08
Wind Offshore	5	134	2.981	15.906	46.290	86.378	129.363	148.809	154.516	157.778	47,74	3,06	25,89
Solar-PV	3.362	3.650	3.701	3.750	3.466	2.084	3.708	10.412	24.965	48.476	-1,89	17,04	6,11
Geothermie tief	21	331	2.688	8.809	18.462	30.344	44.911	55.287	60.743	64.000	33,78	3,80	19,51
GESAMT	588.325	572.317	560.531	553.140	539.008	561.021	598.021	609.286	599.076	586.050	-0,19	0,22	-0,01
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.195	5.668	5.770	5.770	5.770	5.831	5.840	5.803	5.859	0,54	0,08	0,34
Wind Onshore	21.353	34.116	40.831	44.210	46.349	47.828	47.343	45.677	43.630	47.828	3,28	0,00	1,81
Wind Offshore	1	36	763	4.110	12.247	23.683	36.778	43.126	45.367	46.600	49,62	3,44	26,98
Solar-PV	3.457	3.774	3.827	3.878	3.584	2.149	3.833	10.858	26.552	53.668	-1,88	17,46	6,28
Geothermie	3	43	335	1.095	2.309	3.825	5.719	7.092	7.823	8.261	33,11	3,93	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	81.625	106.289	130.936	131.748	121.509	107.892	94.277	76.205	50.403	1,70	-4,30	-1,02
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	58.126	51.951	46.678	40.186	35.076	28.373	23.648	-0,17	-3,34	-1,59
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	33.840	64.637	71.821	79.483	74.701	67.673	59.201	47.832	26.755	3,96	-5,00	-0,12
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.674	3.227	3.227	3.223	3.159	3.058	2.705	2.258	1.656	3,70	-3,18	0,58
GESAMT	133.703	145.228	174.391	196.140	205.230	207.923	210.454	209.575	207.638	214.275	1,78	0,15	1,05

Tabelle C.33: Indikatoren

SK_myo											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.308	2.471	2.667	2.789	2.928	3.085	3.259	3.434	3.608	1,07	1,05	1,06
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.540	1.559	1.634	1.739	1.855	1.972	2.087	2.219	2.343	2.468	0,99	1,13	1,05
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	671	699	720	734	746	752	749	748	754	0,58	0,05	0,34
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	139	168	189	203	215	221	218	216	222	2,53	0,16	1,47
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.064	1.040	1.026	1.010	1.008	1.004	1.002	1.011	1.004	-0,37	-0,02	-0,21
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	88	105	109	108	107	98	82	71	69	1,22	-2,17	-0,30
Bus (Nahverkehr)	66	67	69	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	18	19	19	18	18	17	17	17	17	0,23	-0,29	0,00
MIV	885	835	794	783	772	775	786	806	831	832	-0,53	0,36	-0,14
Landbasierter Personenverkehr	1.047	1.008	987	976	963	965	966	970	984	983	-0,33	0,09	-0,14
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5,1	4,3	3,6	3,1	2,8	2,5	2,3	2,2	2	-2,73	-1,67	-2,26
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	143	130	121	110	105	101	100	101	100	-1,47	-0,25	-0,93
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6989	6911	6870	6721	7047	7642	7912	7970	7991	-0,05	0,63	0,25
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	718	613	418	326	276	225	191	170	140	-4,08	-3,34	-3,75
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,76	0,67	0,52	0,37	0,3	0,25	0,21	0,18	0,16	0,13			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,057	0,049	0,039	0,035	0,030	0,027	0,024	0,021	0,018	-2,67	-2,61	-2,64
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	8,1	6,4	4,7	3,8	3,2	2,7	2,4	2,1	1,8	-4,09	-2,84	-3,54
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	334,6	288,2	208,6	139,6	107,9	85,5	67,5	55,4	45,1	35,7	-5,31	-4,27	-4,85
Importabhängigkeit	81	79	78	79	74	69	64	59	55	51			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	68	70	77	74	69	64	59	55	51			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	197	235	277	320	355	394	428	460	500	2,78	1,73	2,31
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	110	132	155	179	198	220	239	257	280			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,5	12,1	11,6	11	8,2	5,4	3,1	2,3	2			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	16,5	21,7	26,4	34,7	42,5	49,5	54	58,5	65,8			

Tabelle C.34: Energiesystemaufwendungen

SK_my											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	81	105	119	135	152	172	195	223	253	34,85	2,58	19,41
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	7.223	9.310	20.019	9.676	9.496	13.386	12.591	14.206	18.578	-2,11	3,41	0,31
Stromerzeugung	7.373	4.565	6.907	14.787	5.920	5.711	7.935	7.681	9.250	13.789	-1,02	4,51	1,40
davon Fossil	1.373	1.204	3.507	12.057	1.657	0	0	0	100	667	-100,00	38,43	-1,59
davon Erneuerbar	6.000	3.361	3.400	2.730	4.263	5.711	7.935	7.681	9.150	13.121	-0,20	4,25	1,75
Speicher	0	141	62	83	205	328	397	303	248	404	26,08	1,03	14,26
CCS-Kette	0	0	0	1.358	93	45	39	52	0	112	16,48	4,61	11,05
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	22	37	74	121	158	661	1.027	1.068	977	-5,42	9,56	0,96
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	52	0	-100,00	-100,00	-100,00
Gas	175	0	0	0	0	12	31	187	251	220	-10,28	15,85	0,51
Kraftstoffe	1.457	647	1.088	2.488	1.646	673	764	596	866	494	-3,04	-1,53	-2,37
Verteilungstechnologien	5.940	1.595	1.086	1.229	1.644	2.569	3.485	2.728	2.376	2.527	-3,30	-0,08	-1,88
O&M Kosten	19.282	18.909	18.777	20.600	20.606	20.984	21.704	22.100	21.870	21.472	0,34	0,12	0,24
Stromerzeugung	7.476	7.365	7.730	9.441	9.813	10.558	11.500	11.886	11.603	11.155	1,39	0,28	0,89
davon Fossil	5.987	5.562	5.453	6.743	6.348	6.118	5.899	5.631	4.995	4.081	0,09	-2,00	-0,85
davon Erneuerbar	1.489	1.802	2.277	2.698	3.465	4.440	5.602	6.255	6.608	7.074	4,47	2,36	3,52
Speicher	0	14	18	24	40	65	94	107	113	129	18,17	3,48	11,40
CCS-Kette	0	0	0	295	316	318	319	322	314	307	25,92	-0,18	13,57
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	203	200	196	177	129	226	419	626	810	-1,74	9,61	3,15
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	28	28	8,94	29,00	17,44
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.176	991	947	905	924	-1,48	-1,20	-1,36
Kraftstoffe	1.915	1.694	1.519	1.812	1.864	1.881	1.781	1.802	1.876	1.873	-0,07	-0,02	-0,05
Verteilungstechnologien	7.095	7.130	6.992	6.746	6.546	6.496	6.589	6.537	6.364	6.207	-0,35	-0,23	-0,30
Brennstoffkosten	49.124	58.443	60.225	64.447	63.936	62.777	59.251	57.265	54.935	51.909	0,99	-0,95	0,12
Stromerzeugung	5.412	7.529	9.541	12.969	12.961	13.198	13.511	13.577	12.381	9.733	3,63	-1,51	1,31
davon Fossil	5.165	7.282	9.293	12.722	12.714	12.964	13.293	13.408	12.267	9.732	3,75	-1,42	1,42
davon Erneuerbar	247	247	248	248	247	234	219	169	113	1	-0,20	-23,52	-11,33
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	1	1	0	0	22	22	3,82	20,72	11,01
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.321	14.959	14.008	14.281	1,56	-0,93	0,44
Kraftstoffe	27.689	28.113	27.574	28.304	28.145	28.719	28.123	27.822	28.052	27.388	0,15	-0,24	-0,02
Sonstige	1.507	1.794	1.263	630	386	325	356	355	359	444	-5,95	1,57	-2,68
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,1	3,8	5,1	5,4	5,5	5,4	5,5	5,5	5,4	3,42	-0,06	1,85

Tabelle C.35: CO2-Emissionen

SK_myo	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	297	249	108	63	47	41	35	27	13
Braunkohle	167	154	105	4	4	3	3	3	3	2
Steinkohle	130	118	102	62	19	7	6	6	5	5
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	23	41	40	40	37	32	26	19	5
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	326	278	236	209	173	152	139	125
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	74	67	66
Kohle	36	25	12	8	6	4	4	3	3	3
Heizöl	69	41	19	19	16	24	21	24	32	28
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	16
Diesel	86	87	82	54	36	25	16	8	4	3
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	225	177	108	79	64	52	46	42	35
Strom	141	128	104	45	25	19	17	14	11	5
Erdgas	59	54	48	44	39	33	26	23	21	21
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	4	4	3	4	4	5	7	6
Fernwärme	13	10	9	7	6	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	4	3	3	3
Haushalt & GHD	339	308	260	175	140	124	102	93	90	79
Strom	169	161	136	58	34	25	21	18	14	7
Erdgas	82	82	80	75	69	62	53	49	44	44
Leichtes Heizöl	63	38	19	19	16	23	21	23	32	28
Fernwärme	25	26	25	23	20	14	8	2	1	0
Transport	184	187	176	137	110	90	73	56	40	29
Erdgas	0	0	1	2	2	2	2	2	2	1
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	82	54	36	25	16	8	4	3
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	16
Strom	9	8	9	5	4	3	3	3	3	1

C.6 Szenario SK_preishoch

Tabelle C.36: Energieangebot

SK_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	1.144	1.168	1.147	1.132	1.124	1.168	1.186	1.175	-1,24	0,19	-0,61
Erneuerbare Energien	856	1.194	1.566	2.194	2.629	2.829	2.978	3.092	3.185	3.209	4,90	0,63	2,98
Wasserkraft	87	95	101	101	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	683	800	894	1.011	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,17	0,91	2,16
Lignuzellulose	404	475	456	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	89	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Gülle	20	105	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	252	364	651	843	924	960	972	972	962	7,40	0,20	4,14
Solar	105	142	230	332	363	355	360	359	345	349	4,99	-0,09	2,71
Geothermie tief	0	1	34	155	213	229	230	229	230	230	24,28	0,02	12,85
Geothermie oberflächennah	11	20	37	63	97	137	172	206	237	266	10,61	3,37	7,34
GESAMT	2.405	2.624	2.709	3.362	3.776	3.961	4.102	4.260	4.370	4.384	2,02	0,51	1,34
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.323	394	225	174	133	119	105	98	-9,12	-2,83	-6,37
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.360	2.039	1.883	1.635	1.462	1.429	1.241	-2,37	-2,06	-2,23
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.658	1.398	1.239	1.242	-1,70	-2,57	-2,09
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	21	38	47	58	57	68	72	63	82	0,53	1,83	1,11
GESAMT	10.131	9.068	7.744	5.686	4.778	4.205	3.493	3.052	2.837	2.663	-3,46	-2,26	-2,93
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	2.466	1.562	1.372	1.306	1.257	1.287	1.291	1.272	-3,81	-0,13	-2,19
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.360	2.039	1.883	1.635	1.462	1.429	1.241	-2,37	-2,06	-2,23
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.658	1.398	1.239	1.242	-1,70	-2,57	-2,09
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.214	1.604	2.242	2.687	2.886	3.046	3.164	3.247	3.291	4,74	0,66	2,91
GESAMT	12.535	11.692	10.453	9.048	8.553	8.166	7.595	7.312	7.207	7.046	-1,70	-0,73	-1,27
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	24	17	16	16	17	18	18	18			
Rohöl	27	26	25	26	24	23	22	20	20	18			
Erdgas	26	26	28	30	29	26	22	19	17	18			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	10	15	25	31	35	40	43	45	47			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.37: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SK_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.055	2.606	1.895	1.815	1.766	1.681	1.635	1.615	1.576	-2,51	-0,57	-1,65
Braunkohle	1.482	1.366	1.085	1.116	1.111	1.107	1.113	1.166	1.185	1.175	-1,16	0,30	-0,51
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	212	86	77	67	63	58	54	-10,92	-1,76	-6,96
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	0	4	-2,84	-17,22	-9,52
Biomasse	83	111	126	161	178	176	173	158	142	113	3,05	-2,19	0,69
Geothermie tief	0	1	34	155	213	229	230	229	230	230	24,28	0,02	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	602	602	560	506	392	264	151	103	77	-1,51	-7,82	-4,36
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	99	129	129	129	127	121	109	91	74	4,43	-2,66	1,21
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.078	1.695	1.782	1.690	1.641	1.477	1.422	1.497	1.458	-1,56	-0,59	-1,13
Rohöl	2.430	2.078	1.695	1.535	1.320	1.252	1.065	978	1.011	916	-2,62	-1,55	-2,14
Biomasse	0	0	0	248	370	389	412	444	486	542	26,94	1,67	15,02
davon mit CCS	0	0	0	248	370	389	412	444	486	542	26,94	1,67	15,02
Bereitstellung Benzin	924	936	921	856	806	745	679	610	533	477	-0,86	-2,20	-1,46
Rohöl	904	916	834	768	673	588	499	407	306	227	-1,71	-4,65	-3,02
Biomasse	20	20	87	89	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.291	1.282	1.261	1.182	1.083	986	927	904	896	-0,63	-0,94	-0,77
Mitteldestillat	1.164	1.187	1.136	1.084	971	849	718	632	595	614	-1,25	-1,61	-1,41
Biomasse	104	104	145	177	211	234	268	295	310	282	3,30	0,94	2,24
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	61	58	46	43	70	78	112	98	-3,00	4,20	0,14
Rohöl	92	71	61	58	46	43	70	78	112	98	-3,00	4,20	0,14
Bereitstellung Heizöl	935	561	246	277	258	346	329	371	492	433	-3,90	1,13	-1,70
Mitteldestillat	935	561	246	277	258	346	329	371	492	433	-3,90	1,13	-1,70
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	639	480	228	112	105	109	119	118	124	-7,23	0,84	-3,73
Kohle	387	270	130	91	64	48	46	48	45	44	-8,01	-0,43	-4,72
Biomasse	298	369	350	137	48	57	63	71	73	80	-6,40	1,71	-2,88
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.456	1.366	1.267	1.276	-1,49	-1,50	-1,49
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.449	1.347	1.231	1.234	-1,49	-1,66	-1,57
Biomasse	0	0	0	0	0	1	7	18	35	42	0,00	20,55	8,66
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-100,00	3,53	1,55

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-100,00	3,53	1,55
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-100,00	3,53	1,55

Tabelle C.38: Endenergienachfrage

SK_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.854	1.801	1.730	1.868	1.934	1.923	1.883	1.856	1.835	0,09	-0,26	-0,06
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.307	1.222	1.126	1.132	-1,49	-1,57	-1,53
Heizöl	3.495	3.140	2.751	2.672	2.471	2.361	2.170	2.051	2.065	1.890	-1,56	-1,11	-1,36
Fernwärme	442	481	490	458	416	329	229	141	101	83	-1,17	-6,65	-3,65
Steinkohle & Koks	336	229	105	74	53	40	39	41	38	37	-8,16	-0,39	-4,78
Lokale Wärme & Biomasse	280	347	341	173	117	146	174	206	229	256	-2,57	2,85	-0,20
GESAMT	8.702	8.253	7.568	7.048	6.695	6.363	5.843	5.544	5.416	5.234	-1,24	-0,97	-1,12
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.223	1.902	1.687	1.641	1.527	1.383	1.300	1.269	1.218	-1,94	-1,12	-1,58
Strom	851	814	763	692	792	810	780	736	712	693	-0,20	-0,78	-0,46
Erdgas	945	870	782	725	644	535	438	406	376	364	-2,25	-1,91	-2,10
Schweres & leichtes Heizöl	137	86	47	51	43	63	69	78	111	98	-3,06	2,23	-0,74
Fernwärme	151	146	131	115	101	68	46	28	20	14	-3,14	-7,60	-5,15
Steinkohle & Koks	336	229	105	74	53	40	39	41	38	37	-8,16	-0,39	-4,78
Biomasse	73	78	73	29	8	11	11	12	12	12	-7,29	0,44	-3,93
Haushalt & GHD	3.662	3.446	3.141	2.929	2.770	2.720	2.521	2.454	2.486	2.453	-1,18	-0,52	-0,89
Strom	985	986	971	952	963	981	976	961	946	939	-0,02	-0,22	-0,11
Erdgas	1.316	1.332	1.297	1.216	1.125	1.017	869	816	750	768	-1,03	-1,39	-1,19
Leichtes Heizöl	864	524	246	275	258	325	329	371	492	433	-3,84	1,44	-1,52
Fernwärme	290	335	359	343	315	261	183	114	82	68	-0,42	-6,50	-3,17
Lokale Wärme	21	27	38	55	76	97	120	144	166	186	6,31	3,31	4,97
Biomasse	186	242	230	89	34	38	43	50	51	58	-6,16	2,14	-2,56
Transport	2.548	2.585	2.525	2.433	2.284	2.116	1.940	1.790	1.660	1.563	-0,74	-1,50	-1,08
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100,00	0,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.284	1.272	1.249	1.167	1.067	968	906	883	876	-0,66	-0,98	-0,80
davon Biodiesel	96	97	135	281	369	400	442	482	515	516	5,87	1,28	3,81
Benzin	911	924	879	814	744	672	597	517	431	365	-1,21	-3,01	-2,01
davon Bioethanol	11	11	48	49	74	87	100	112	126	138	8,62	2,33	5,78
Strom	54	54	68	86	114	143	168	187	198	202	3,97	1,74	2,98

Tabelle C.39: Stromversorgung

SK_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	117.313	122.869	121.833	121.081	121.256	126.761	128.791	127.649	-0,93	0,26	-0,40
davon mit CCS	0	0	0	119.674	119.674	119.674	120.640	126.761	128.791	127.649	59,63	0,32	29,86
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	27.151	13.032	10.899	8.485	7.514	6.723	6.143	-9,84	-2,83	-6,79
davon mit CCS	0	0	0	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.484	6.143	42,35	-0,53	21,39
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	0	638	-2,75	-17,95	-9,82
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	638	-100,00	38,12	15,43
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	120.186	185.046	312.677	386.085	416.037	426.809	425.451	419.085	414.064	6,85	-0,02	3,74
Biomasse	8.667	17.612	22.347	26.853	29.033	28.943	28.357	26.532	24.114	21.500	4,94	-1,48	2,04
davon mit CCS	0	0	0	4.505	6.725	7.069	7.481	8.074	8.831	9.851	42,55	1,67	22,67
Wasserkraft	24.269	26.300	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	62.111	76.916	72.306	70.887	70.437	69.286	69.559	69.360	67.333	1,99	-0,23	1,00
Wind Offshore	5	134	10.742	82.766	128.456	147.048	155.814	157.395	157.139	157.022	50,92	0,33	25,87
Solar-PV	3.362	13.698	37.592	64.307	77.159	84.947	88.881	88.451	85.303	86.060	13,79	0,07	7,47
Geothermie tief	21	331	9.449	42.951	59.275	63.730	63.953	63.588	64.000	64.000	37,81	0,02	19,51
GESAMT	588.325	571.597	555.021	533.331	571.703	588.539	583.091	571.539	563.430	558.344	0,00	-0,26	-0,12
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.459	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	35.368	47.828	47.828	47.828	47.828	47.293	47.828	47.828	46.029	3,28	-0,19	1,72
Wind Offshore	1	36	2.770	22.748	36.730	42.784	45.895	46.600	46.600	46.600	53,20	0,43	26,98
Solar-PV	3.457	14.369	40.959	75.338	92.828	104.584	111.504	111.122	106.695	107.659	14,61	0,14	7,94
Geothermie	3	43	1.176	5.462	7.626	8.225	8.255	8.206	8.261	8.261	37,25	0,02	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	71.581	63.426	54.305	42.158	31.551	24.717	21.327	-1,53	-4,57	-2,89
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	52.035	45.860	40.587	34.233	29.996	24.717	20.963	-0,73	-3,25	-1,86
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	0	364	-2,89	-16,56	-9,22
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	2.551	3.227	3.227	3.221	3.158	3.013	2.660	2.198	1.662	3,69	-3,16	0,59
GESAMT	133.703	146.784	176.824	234.957	257.518	266.743	263.977	253.826	242.158	237.397	2,80	-0,58	1,28

Tabelle C.40: Indikatoren

SK_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.313	2.478	2.671	2.796	2.935	3.091	3.266	3.444	3.619	1,08	1,05	1,07
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.529	1.545	1.617	1.723	1.845	1.968	2.086	2.218	2.343	2.469	1,01	1,14	1,07
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	670	700	728	746	752	752	747	746	750	0,61	-0,01	0,33
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	139	169	197	214	221	221	216	214	218	2,65	-0,07	1,43
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.065	1.048	1.045	1.033	1.015	1.008	1.008	1.020	1.018	-0,34	0,01	-0,18
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	85	99	111	114	106	93	78	71	68	1,18	-2,20	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	19	20	18	17	17	17	17	0,23	-0,29	0,00
MIV	885	842	814	800	787	783	795	815	840	847	-0,49	0,39	-0,10
Landbasierter Personenverkehr	1.047	1.009	995	996	986	972	970	975	993	997	-0,30	0,13	-0,11
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5,1	4,2	3,4	3,1	2,8	2,5	2,2	2,1	1,9	-2,73	-1,92	-2,37
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	143	129	113	108	104	98	96	97	98	-1,51	-0,31	-0,98
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6980	6844	6627	7135	7400	7449	7416	7487	7600	0,14	0,13	0,14
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	603	357	296	257	207	176	162	144	-4,35	-2,85	-3,69
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,66	0,48	0,33	0,28	0,23	0,19	0,17	0,15	0,14			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,056	0,046	0,036	0,032	0,028	0,025	0,023	0,021	0,020	-2,92	-1,81	-2,43
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	8	5,9	4,1	3,5	3	2,5	2,2	2,1	1,9	-4,34	-2,26	-3,42
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	284,1	193,7	122,2	98,8	79,1	62,1	51,8	44,5	38,3	-5,59	-3,56	-4,69
Importabhängigkeit	81	78	74	63	56	52	46	42	39	38			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	65	61	56	52	46	42	39	38			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	198	237	295	327	359	407	447	478	514	2,83	1,80	2,37
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	111	133	165	183	201	228	250	267	287			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	11,5	12,2	12	10,3	7,8	5,4	3,2	2,4	2,1			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	19,9	32,2	57,9	67,2	70,5	73,2	74,7	75	75,5			

Tabelle C.41: Energiesystemaufwendungen

SK_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,9	4,6	5,3	6,1	6,9	7,7	8,5	9,2	9,9	4,87	1,80	3,49
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	9,8	11,2	12,7	14,2	15,7	16,9	18,2	18,9	19,7	2,99	1,15	2,17
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	7,8	9,2	10,7	12,2	13,8	15,2	16,5	17,5	18,5	4,44	1,49	3,11
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	8	68	78	88	100	113	128	146	166	33,38	2,59	18,69
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	12.720	18.408	35.446	16.664	11.740	11.678	13.780	17.885	17.433	-1,27	2,00	0,17
Stromerzeugung	7.373	9.944	15.710	29.569	11.547	7.595	7.900	10.085	13.153	12.395	0,12	2,48	1,16
davon Fossil	1.373	0	0	8.674	0	0	66	420	550	397	-100,00	34,88	-2,72
davon Erneuerbar	6.000	9.944	15.710	20.895	11.547	7.595	7.833	9.665	12.604	11.998	0,95	2,31	1,55
Speicher	0	157	179	572	495	342	348	394	329	382	26,29	0,55	14,13
CCS-Kette	0	0	0	1.154	52	37	48	97	66	137	15,53	6,77	11,55
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	109	202	317	442	513	532	528	554	611	-0,85	0,88	-0,08
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	-100,00	12,05	12,99
Gas	175	0	0	0	1	12	67	190	266	177	-10,28	14,58	0,02
Kraftstoffe	1.457	647	1.092	2.387	1.789	661	886	576	953	698	-3,11	0,27	-1,62
Verteilungstechnologien	5.940	1.610	1.074	1.439	2.289	2.562	1.835	1.856	2.493	2.972	-3,31	0,75	-1,53
O&M Kosten	19.282	19.003	18.721	21.422	22.140	22.213	21.696	21.265	20.907	20.676	0,57	-0,36	0,16
Stromerzeugung	7.476	7.456	7.622	10.103	10.940	11.340	11.333	11.173	10.872	10.605	1,68	-0,33	0,78
davon Fossil	5.987	5.191	4.145	4.127	3.618	3.513	3.361	3.304	3.190	3.088	-2,11	-0,64	-1,46
davon Erneuerbar	1.489	2.265	3.477	5.976	7.322	7.827	7.972	7.869	7.682	7.517	6,86	-0,20	3,66
Speicher	0	16	31	84	119	135	144	146	144	142	21,67	0,28	11,65
CCS-Kette	0	0	0	251	262	264	268	282	290	293	24,99	0,52	13,45
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	220	251	295	340	362	431	519	604	684	2,39	3,22	2,76
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6,65	22,11	13,26
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.338	1.176	1.006	969	938	960	-1,48	-1,01	-1,27
Kraftstoffe	1.915	1.694	1.520	1.826	1.929	1.922	1.847	1.849	1.938	1.964	0,01	0,11	0,06
Verteilungstechnologien	7.095	7.114	6.976	6.773	6.699	6.650	6.462	6.241	6.072	5.983	-0,26	-0,53	-0,38
Brennstoffkosten	49.124	64.576	66.558	66.654	67.442	67.261	62.720	60.470	59.594	59.227	1,26	-0,63	0,42
Stromerzeugung	5.412	7.337	7.025	3.203	2.652	2.736	2.425	1.986	1.833	1.801	-2,69	-2,07	-2,42
davon Fossil	5.165	7.090	6.778	2.955	2.406	2.501	2.206	1.817	1.720	1.800	-2,86	-1,63	-2,32
davon Erneuerbar	247	247	248	248	247	234	219	169	113	1	-0,20	-23,52	-11,33
Fernwärme	2.893	4.602	5.108	5.496	5.698	4.562	2.764	811	172	63	1,84	-19,29	-8,16
Wasserstoff	0	0	0	1	1	1	1	1	1	4	4,56	10,46	7,14
Gas	11.706	19.156	21.192	23.018	23.984	23.772	21.959	22.272	21.586	22.859	2,87	-0,20	1,50
Kraftstoffe	27.689	31.565	31.897	34.132	34.603	35.727	35.072	34.825	35.422	33.882	1,02	-0,26	0,45
Sonstige	1.507	1.915	1.414	804	504	463	500	577	580	618	-4,61	1,45	-1,96
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,3	3,8	4,6	4,7	4,8	4,8	4,8	4,7	4,5	2,86	-0,28	1,45

Tabelle C.42: CO2-Emissionen

SK_preishoch	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	240	38	24	20	14	9	8	8
Braunkohle	167	154	122	9	8	8	7	7	8	7
Steinkohle	130	118	102	14	3	2	1	1	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	326	286	245	218	182	162	148	134
Erdgas	140	137	129	120	110	96	81	75	69	69
Kohle	36	25	12	9	6	5	4	5	4	4
Heizöl	69	41	18	20	19	25	24	27	36	32
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	17
Diesel	86	87	83	60	42	32	21	12	6	3
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	224	174	80	66	54	44	39	38	36
Strom	141	125	100	15	10	8	6	3	3	3
Erdgas	59	54	49	45	40	33	27	25	23	22
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	4	4	3	5	5	6	8	7
Fernwärme	13	11	9	8	6	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	9	6	5	4	5	4	4
Haushalt & GHD	339	303	254	139	121	111	93	84	87	83
Strom	169	157	131	21	12	10	7	5	4	4
Erdgas	82	83	81	75	70	63	54	50	46	47
Leichtes Heizöl	63	38	18	20	19	24	24	27	36	32
Fernwärme	25	25	25	23	20	14	8	2	1	0
Transport	184	186	176	139	112	94	73	55	40	29
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	83	60	42	32	21	12	6	3
Benzin	66	67	61	56	49	43	37	30	22	17
Strom	9	8	9	2	1	1	1	1	1	1

C.7 Szenario SK_reghoch

Tabelle C.43: Energieangebot

SK_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	530	1.014	1.075	1.060	1.043	1.031	1.017	1.017	-1,50	-0,21	-0,93
Erneuerbare Energien	856	1.152	1.817	2.238	2.793	3.249	3.659	3.977	4.165	4.217	5,48	1,31	3,61
Wasserkraft	87	91	101	101	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	618	820	892	1.011	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,17	0,91	2,16
Lignuzellulose	404	475	476	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Gülle	20	40	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	298	676	869	1.156	1.427	1.646	1.781	1.778	1.691	9,29	0,85	5,45
Solar	105	125	158	190	194	171	177	199	241	318	1,97	3,15	2,49
Geothermie tief	0	1	29	130	238	326	390	428	451	461	26,05	1,75	14,60
Geothermie oberflächennah	11	19	33	57	94	141	191	243	296	346	10,74	4,59	7,96
GESAMT	2.405	2.582	2.347	3.252	3.868	4.309	4.702	5.008	5.182	5.233	2,36	0,98	1,74
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.326	412	362	310	267	250	230	216	-6,99	-1,79	-4,72
Rohöl	3.426	3.066	2.599	2.470	2.161	1.992	1.699	1.523	1.479	1.281	-2,15	-2,18	-2,16
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.746	1.488	1.343	1.341	-1,70	-2,20	-1,92
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	21	39	42	51	51	62	64	55	74	0,08	1,88	0,88
GESAMT	10.131	9.068	7.756	5.810	5.029	4.444	3.773	3.325	3.107	2.912	-3,24	-2,09	-2,73
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	1.856	1.427	1.436	1.370	1.310	1.281	1.247	1.233	-3,62	-0,53	-2,26
Rohöl	3.426	3.066	2.599	2.470	2.161	1.992	1.699	1.523	1.479	1.281	-2,15	-2,18	-2,16
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.746	1.488	1.343	1.341	-1,70	-2,20	-1,92
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.172	1.856	2.280	2.844	3.301	3.721	4.041	4.220	4.291	5,30	1,32	3,51
GESAMT	12.535	11.650	10.102	9.062	8.897	8.753	8.475	8.333	8.289	8.145	-1,43	-0,36	-0,95
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	18	16	16	16	15	15	15	15			
Rohöl	27	26	26	27	24	23	20	18	18	16			
Erdgas	26	26	29	30	28	24	21	18	16	16			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	10	18	25	32	38	44	48	51	53			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.44: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SK_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.033	1.988	1.728	1.901	1.924	1.895	1.833	1.796	1.760	-2,18	-0,44	-1,41
Braunkohle	1.482	1.366	471	963	1.039	1.036	1.032	1.030	1.016	1.017	-1,42	-0,09	-0,83
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	226	220	211	201	197	185	175	-7,25	-0,93	-4,49
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	0	0	-2,84	-100,00	-100,00
Biomasse	83	90	126	158	177	176	174	160	144	108	3,05	-2,41	0,59
Geothermie tief	0	1	29	130	238	326	390	428	451	461	26,05	1,75	14,60
Fernwärmeerzeugung	573	559	602	560	506	392	266	153	106	65	-1,51	-8,59	-4,72
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	56	129	129	129	127	124	111	95	62	4,43	-3,52	0,82
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.078	1.699	1.850	1.778	1.716	1.529	1.476	1.543	1.491	-1,38	-0,70	-1,08
Rohöl	2.430	2.078	1.699	1.622	1.414	1.330	1.116	1.027	1.050	941	-2,38	-1,72	-2,09
Biomasse	0	0	0	228	364	386	413	449	493	550	26,90	1,79	15,05
davon mit CCS	0	0	0	228	364	386	413	449	493	550	26,90	1,79	15,05
Bereitstellung Benzin	924	936	921	871	822	760	695	625	548	497	-0,78	-2,10	-1,37
Rohöl	904	916	834	784	689	603	515	422	321	247	-1,61	-4,36	-2,84
Biomasse	20	20	87	87	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.291	1.281	1.269	1.205	1.121	1.020	951	922	913	-0,49	-1,02	-0,73
Mitteldestillat	1.164	1.187	1.135	1.097	1.002	893	758	664	621	638	-1,05	-1,67	-1,33
Biomasse	104	104	146	172	204	228	262	287	302	274	3,19	0,92	2,18
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	66	64	58	58	67	74	108	92	-1,83	2,33	0,00
Rohöl	92	71	66	64	58	58	67	74	108	92	-1,83	2,33	0,00
Bereitstellung Heizöl	935	561	251	342	318	379	340	390	507	438	-3,55	0,73	-1,67
Mitteldestillat	935	561	251	342	318	379	340	390	507	438	-3,55	0,73	-1,67
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	639	504	254	121	109	106	111	107	114	-7,09	0,22	-3,91
Kohle	387	270	134	95	66	50	46	45	42	42	-7,86	-0,87	-4,82
Biomasse	298	369	370	159	55	59	60	66	65	72	-6,27	1,00	-3,11
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.541	1.451	1.365	1.398	-1,49	-1,05	-1,29
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.537	1.437	1.335	1.337	-1,49	-1,26	-1,39
Biomasse	0	0	0	0	0	1	4	15	30	60	0,00	22,72	9,53
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100,00	0,00	0,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100,00	0,00	0,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100,00	0,00	0,00

Tabelle C.45: Endenergienachfrage

SK_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.846	1.705	1.651	1.974	2.249	2.436	2.523	2.549	2.542	0,70	0,61	0,66
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.385	1.300	1.217	1.234	-1,49	-1,14	-1,34
Heizöl	3.495	3.140	2.759	2.767	2.584	2.463	2.228	2.107	2.110	1.926	-1,39	-1,22	-1,32
Fernwärme	442	434	490	458	416	329	231	143	105	70	-1,17	-7,45	-4,01
Steinkohle & Koks	336	229	108	78	55	42	39	38	36	36	-7,98	-0,77	-4,84
Lokale Wärme & Biomasse	280	346	356	189	121	152	186	227	263	304	-2,41	3,53	0,18
GESAMT	8.702	8.197	7.499	7.083	6.919	6.787	6.505	6.339	6.280	6.113	-0,99	-0,52	-0,78
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.202	1.852	1.682	1.716	1.696	1.648	1.620	1.598	1.536	-1,53	-0,49	-1,07
Strom	851	819	688	650	852	982	1.042	1.051	1.039	1.010	0,57	0,14	0,38
Erdgas	945	877	796	740	646	526	446	421	386	378	-2,32	-1,64	-2,02
Schweres & leichtes Heizöl	137	83	52	66	55	69	67	74	107	92	-2,71	1,45	-0,88
Fernwärme	151	114	129	113	99	66	44	25	19	12	-3,26	-8,17	-5,47
Steinkohle & Koks	336	229	108	78	55	42	39	38	36	36	-7,98	-0,77	-4,84
Biomasse	73	80	79	36	9	11	10	10	10	10	-7,29	-0,48	-4,32
Haushalt & GHD	3.662	3.410	3.125	2.948	2.877	2.908	2.843	2.854	2.949	2.937	-0,92	0,05	-0,49
Strom	985	972	953	918	1.007	1.111	1.200	1.250	1.272	1.290	0,48	0,75	0,60
Erdgas	1.316	1.325	1.283	1.202	1.124	1.026	940	879	831	856	-0,99	-0,90	-0,95
Leichtes Heizöl	864	527	251	330	318	368	340	390	507	438	-3,36	0,87	-1,50
Fernwärme	290	320	362	345	317	263	188	118	86	59	-0,39	-7,20	-3,48
Lokale Wärme	21	26	35	51	73	100	134	170	207	242	6,44	4,52	5,58
Biomasse	186	240	241	102	38	40	42	47	46	52	-5,96	1,32	-2,79
Transport	2.548	2.584	2.522	2.454	2.326	2.182	2.015	1.865	1.733	1.640	-0,62	-1,42	-0,97
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100,00	0,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.284	1.271	1.257	1.191	1.105	1.002	931	901	893	-0,52	-1,06	-0,76
davon Biodiesel	96	96	135	267	360	393	437	477	511	512	5,80	1,33	3,79
Benzin	911	924	879	830	760	688	613	533	446	385	-1,12	-2,86	-1,90
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	87	100	112	126	138	8,62	2,33	5,78
Strom	54	54	65	83	115	155	194	222	238	243	4,31	2,27	3,40

Tabelle C.46: Stromversorgung

SK_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	51.945	106.078	113.857	113.106	112.314	111.787	110.304	110.391	-1,20	-0,12	-0,72
davon mit CCS	0	0	0	102.882	111.698	111.698	111.698	111.787	110.304	110.391	59,19	-0,06	29,44
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	29.701	28.307	26.174	23.759	22.789	21.234	19.890	-6,62	-1,36	-4,32
davon mit CCS	0	0	0	22.100	22.100	22.100	22.100	22.100	20.995	19.890	49,20	-0,53	24,60
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	0	0	-2,75	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	117.594	222.746	304.109	409.403	500.304	570.836	613.205	627.444	627.982	7,64	1,14	4,70
Biomasse	8.667	10.738	22.347	26.488	28.916	28.897	28.732	26.964	24.799	19.831	4,93	-1,86	1,86
davon mit CCS	0	0	0	4.141	6.608	7.023	7.513	8.162	8.961	10.000	42,52	1,78	22,71
Wasserkraft	24.269	25.220	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	72.105	137.120	132.261	131.746	130.838	128.940	129.644	127.865	112.100	4,55	-0,77	2,15
Wind Offshore	5	133	7.866	55.559	124.321	187.199	237.737	265.708	267.899	268.686	52,38	1,82	27,38
Solar-PV	3.362	9.067	19.265	29.872	36.901	41.944	46.644	52.279	62.638	81.365	10,62	3,37	7,34
Geothermie tief	21	331	8.149	36.070	66.128	90.449	108.296	118.772	125.205	128.000	39,76	1,75	21,37
GESAMT	588.325	569.006	527.354	510.157	602.205	680.059	733.482	759.681	767.943	768.263	0,58	0,61	0,59
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.281	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	45.826	96.620	97.077	97.077	96.791	95.813	97.077	95.000	81.056	6,23	-0,88	3,01
Wind Offshore	1	36	2.077	15.217	35.370	54.979	71.717	81.616	82.271	82.271	54,74	2,04	28,60
Solar-PV	3.457	9.448	20.417	32.234	39.951	45.445	50.635	57.018	69.756	94.425	10,85	3,72	7,63
Geothermie	3	43	1.013	4.509	8.350	11.521	13.881	15.282	16.146	16.522	39,12	1,82	21,10
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	71.421	64.524	55.403	43.118	31.650	24.202	20.512	-1,45	-4,85	-2,97
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	51.875	46.957	41.685	35.193	30.095	24.202	20.512	-0,62	-3,48	-1,91
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	0	0	-2,89	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.571	3.227	3.227	3.221	3.158	3.062	2.709	2.277	1.403	3,69	-3,98	0,21
GESAMT	133.703	151.163	204.218	232.458	254.352	273.156	284.085	291.211	295.511	302.048	2,90	0,50	1,83

Tabelle C.47: Indikatoren

SK_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.311	2.477	2.675	2.815	2.960	3.128	3.314	3.501	3.686	1,12	1,10	1,11
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.535	1.553	1.626	1.735	1.859	1.982	2.104	2.243	2.374	2.504	1,03	1,18	1,09
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	669	702	743	782	813	831	837	837	837	0,92	0,15	0,58
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	138	171	212	251	282	300	306	306	306	3,65	0,41	2,20
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.061	1.055	1.067	1.081	1.079	1.083	1.095	1.117	1.122	-0,10	0,20	0,03
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	79	91	111	130	137	132	121	113	108	2,23	-1,18	0,70
Bus (Nahverkehr)	66	66	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	19	22	23	21	20	18	17	1,22	-1,50	0,00
MIV	885	843	828	821	817	811	828	857	894	911	-0,35	0,58	0,06
Landbasierter Personenverkehr	1.047	1.005	1.002	1.017	1.033	1.036	1.046	1.063	1.090	1.101	-0,04	0,30	0,11
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4,1	3,4	3,2	3	2,7	2,5	2,4	2,2	-2,47	-1,54	-2,05
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	142	125	114	112	111	110	110	112	113	-1,24	0,07	-0,66
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6949	6502	6341	7521	8565	9395	9892	10246	10507	0,73	1,03	0,86
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	535	354	305	265	217	185	170	152	-4,24	-2,74	-3,57
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,63	0,45	0,33	0,29	0,24	0,2	0,18	0,16	0,15			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,054	0,044	0,036	0,032	0,028	0,024	0,021	0,019	0,018	-3,05	-2,12	-2,64
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,6	5,5	4,1	3,6	3,1	2,6	2,3	2,2	2	-4,22	-2,17	-3,31
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	269,6	179,5	123,2	101,3	81,3	64,2	53,5	46	39,6	-5,48	-3,53	-4,62
Importabhängigkeit	81	78	77	64	57	51	45	40	38	36			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	68	62	57	51	45	40	38	36			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	198	245	295	316	338	369	398	422	453	2,58	1,47	2,08
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	111	137	165	177	189	206	222	236	253			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,4	12,8	12,6	9,8	6,8	4,4	2,5	1,8	1,3			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	19,5	41	58,8	67,6	73,4	77,8	81	82,3	82,8			

Tabelle C.48: Energiesystemaufwendungen

SK_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	20	58	67	76	85	97	110	126	143	32,55	2,63	18,30
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	11.345	20.460	25.982	19.496	18.796	18.828	18.121	20.646	25.552	0,60	1,55	1,02
Stromerzeugung	7.373	8.865	17.364	19.895	12.695	11.680	11.799	12.038	14.436	19.148	1,86	2,50	2,14
davon Fossil	1.373	0	0	8.428	605	0	0	6	251	389	-100,00	34,74	-2,76
davon Erneuerbar	6.000	8.865	17.364	11.466	12.090	11.680	11.799	12.032	14.185	18.760	2,70	2,40	2,57
Speicher	0	199	551	416	601	744	789	724	577	495	30,28	-2,01	14,79
CCS-Kette	0	0	0	1.110	133	38	43	48	32	136	15,60	6,66	11,54
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	92	173	295	464	616	722	787	852	910	-0,12	1,97	0,80
Wasserstoff	0	0	0	1	0	0	0	0	1	5	-100,00	8,23	11,26
Gas	175	0	0	0	1	12	54	191	247	432	-10,28	19,82	2,03
Kraftstoffe	1.457	646	1.095	2.308	1.896	738	903	647	952	758	-2,68	0,13	-1,44
Verteilungstechnologien	5.940	1.290	1.104	1.946	3.653	4.952	4.457	3.644	3.482	3.621	-0,72	-1,55	-1,09
O&M Kosten	19.282	18.906	18.730	21.022	23.012	24.892	26.263	27.081	27.251	27.286	1,03	0,46	0,77
Stromerzeugung	7.476	7.430	7.685	9.677	11.465	13.159	14.424	15.088	15.061	14.819	2,29	0,60	1,53
davon Fossil	5.987	5.191	3.548	3.941	3.718	3.614	3.440	3.246	3.039	2.937	-2,00	-1,03	-1,57
davon Erneuerbar	1.489	2.240	4.136	5.736	7.746	9.545	10.985	11.842	12.022	11.882	7,71	1,10	4,72
Speicher	0	20	71	103	149	196	239	266	264	253	23,51	1,28	13,09
CCS-Kette	0	0	0	242	270	273	275	279	278	282	25,15	0,18	13,36
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	217	241	281	330	374	480	621	768	910	2,52	4,55	3,42
Wasserstoff	0	0	0	1	1	1	1	0	1	3	13,74	10,04	12,08
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.338	1.176	1.056	1.020	993	1.082	-1,48	-0,42	-1,01
Kraftstoffe	1.915	1.694	1.523	1.849	1.981	1.971	1.886	1.892	1.978	1.999	0,11	0,07	0,10
Verteilungstechnologien	7.095	7.042	6.885	6.773	6.963	7.378	7.697	7.833	7.863	7.901	0,16	0,34	0,24
Brennstoffkosten	49.124	57.582	56.512	56.000	55.998	54.711	51.000	48.747	47.893	46.951	0,43	-0,76	-0,10
Stromerzeugung	5.412	6.683	5.464	2.725	2.880	2.949	2.724	2.386	2.213	2.083	-2,40	-1,72	-2,10
davon Fossil	5.165	6.437	5.216	2.478	2.633	2.715	2.505	2.216	2.099	2.082	-2,54	-1,32	-2,00
davon Erneuerbar	247	247	248	248	247	234	219	169	113	1	-0,20	-24,15	-11,66
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	551	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	1	1	1	1	1	1	3	5,54	6,65	6,03
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	16.338	16.176	15.598	16.182	1,56	-0,31	0,72
Kraftstoffe	27.689	28.098	27.767	29.960	30.240	30.839	29.613	29.230	29.573	28.223	0,43	-0,44	0,04
Sonstige	1.507	1.794	1.372	771	435	387	385	404	395	418	-5,30	0,39	-2,81
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,1	3,6	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3	2,31	0,20	1,37

Tabelle C.49: CO2-Emissionen

SK_reghoch	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	170	26	24	19	14	9	7	7
Braunkohle	167	154	53	8	7	7	7	6	6	6
Steinkohle	130	118	102	4	3	3	2	1	1	1
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstofferzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	327	295	253	225	191	171	158	142
Erdgas	140	137	129	120	110	96	86	80	75	75
Kohle	36	25	13	9	6	5	4	4	4	4
Heizöl	69	41	18	25	23	28	25	29	37	32
Benzin	66	67	61	57	50	44	38	31	24	18
Diesel	86	87	83	63	45	35	23	14	7	4
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	224	143	78	67	54	44	40	39	36
Strom	141	127	68	10	10	8	6	4	3	3
Erdgas	59	54	49	46	40	33	28	26	24	23
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	6	4	5	5	5	8	7
Fernwärme	13	10	9	7	6	4	2	0	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	13	9	6	5	4	4	4	4
Haushalt & GHD	339	303	220	136	125	115	98	89	92	88
Strom	169	155	97	15	12	10	7	4	4	4
Erdgas	82	82	80	75	70	64	58	54	51	52
Leichtes Heizöl	63	39	18	24	23	27	25	29	37	32
Fernwärme	25	27	25	23	20	14	8	2	1	0
Transport	184	186	173	142	116	98	77	58	42	31
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	83	63	45	35	23	14	7	4
Benzin	66	67	61	57	50	44	38	31	24	18
Strom	9	8	6	1	1	1	1	1	1	1

C.8 Szenario SK_regniedrig

Tabelle C.50: Energieangebot

SK_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	437	112	92	77	60	47	44	41	-11,31	-3,10	-7,75
Erneuerbare Energien	856	1.048	1.305	1.739	1.869	1.937	2.030	2.121	2.211	2.268	3,32	0,79	2,19
Wasserkraft	87	92	101	101	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	636	769	899	1.011	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,17	0,91	2,16
Lignuzellulose	404	475	425	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	94	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Gülle	20	58	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	179	242	506	508	505	507	498	483	508	4,84	0,03	2,67
Solar	105	119	137	136	115	74	59	55	58	61	-1,39	-0,96	-1,20
Geothermie tief	0	1	16	29	29	29	29	28	29	29	14,42	0,00	7,77
Geothermie oberflächennah	11	21	40	69	106	144	179	212	242	270	10,84	3,19	7,37
GESAMT	2.405	2.478	1.743	1.852	1.961	2.013	2.089	2.168	2.255	2.309	-0,71	0,69	-0,09
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.320	1.123	886	835	790	773	727	685	-3,23	-0,99	-2,24
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.235	1.861	1.721	1.472	1.304	1.279	1.131	-2,72	-2,08	-2,43
Erdgas	3.208	3.258	3.722	3.677	3.668	3.284	2.839	2.620	2.511	2.502	0,09	-1,35	-0,55
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	22	30	53	69	65	81	85	74	93	1,05	1,81	1,39
GESAMT	10.131	9.268	8.575	7.286	6.484	5.906	5.183	4.782	4.590	4.412	-2,14	-1,45	-1,83
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	1.757	1.236	978	912	850	820	771	726	-5,18	-1,13	-3,40
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.235	1.861	1.721	1.472	1.304	1.279	1.131	-2,72	-2,08	-2,43
Erdgas	3.208	3.258	3.722	3.677	3.668	3.284	2.839	2.620	2.511	2.502	0,09	-1,35	-0,55
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.069	1.336	1.793	1.937	2.002	2.111	2.206	2.285	2.361	3,22	0,83	2,15
GESAMT	12.535	11.746	10.318	9.138	8.444	7.919	7.273	6.950	6.846	6.721	-1,82	-0,82	-1,38
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	17	14	12	12	12	12	11	11			
Rohöl	27	26	25	24	22	22	20	19	19	17			
Erdgas	26	28	36	40	43	41	39	38	37	37			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	9	13	20	23	25	29	32	33	35			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.51: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SK_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.238	2.724	2.441	2.454	2.370	2.276	2.219	2.204	2.159	-1,36	-0,47	-0,96
Braunkohle	1.482	1.366	378	61	56	52	49	46	43	41	-12,54	-1,18	-7,66
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	945	750	741	731	727	689	652	-2,47	-0,64	-1,66
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	492	1.105	1.232	1.436	1.368	1.292	1.257	1.294	1.316	5,49	-0,19	2,92
Biomasse	83	96	126	166	179	177	175	161	149	121	3,08	-1,88	0,84
Geothermie tief	0	1	16	29	29	29	29	28	29	29	14,42	0,00	7,77
Fernwärmeerzeugung	573	570	602	560	506	392	266	152	115	94	-1,51	-6,89	-3,94
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	68	129	129	129	127	123	110	104	90	4,43	-1,71	1,65
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.079	1.695	1.695	1.532	1.497	1.337	1.297	1.371	1.367	-1,92	-0,45	-1,27
Rohöl	2.430	2.079	1.695	1.415	1.151	1.099	916	843	878	822	-3,12	-1,44	-2,38
Biomasse	0	0	0	280	381	398	421	454	493	545	27,06	1,58	15,03
davon mit CCS	0	0	0	280	381	398	421	454	493	545	27,06	1,58	15,03
Bereitstellung Benzin	924	935	920	858	805	744	678	609	533	467	-0,86	-2,30	-1,50
Rohöl	904	915	833	764	672	587	498	406	306	217	-1,71	-4,85	-3,12
Biomasse	20	20	87	94	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.293	1.259	1.180	1.087	988	918	872	863	858	-0,99	-0,70	-0,86
Mitteldestillat	1.164	1.188	1.122	997	865	746	636	564	542	565	-1,76	-1,38	-1,59
Biomasse	104	105	137	183	222	242	281	308	321	293	3,44	0,96	2,33
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	63	57	37	35	57	55	95	93	-3,79	5,01	0,02
Rohöl	92	71	63	57	37	35	57	55	95	93	-3,79	5,01	0,02
Bereitstellung Heizöl	935	561	260	260	201	302	266	310	415	390	-4,42	1,29	-1,92
Mitteldestillat	935	561	260	260	201	302	266	310	415	390	-4,42	1,29	-1,92
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	639	447	186	97	91	91	98	98	104	-7,76	0,67	-4,10
Kohle	387	270	127	86	61	44	39	38	35	34	-8,33	-1,28	-5,26
Biomasse	298	369	320	100	36	47	52	60	63	70	-7,12	2,01	-3,17
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.440	1.346	1.225	1.198	-1,49	-1,81	-1,63
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.330	1.209	1.183	-1,49	-1,87	-1,66
Biomasse	0	0	0	0	0	1	4	16	16	16	0,00	14,87	6,36
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	2	9	-100,00	11,61	5,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	2	9	-100,00	11,61	5,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	2	9	-100,00	11,61	5,00

Tabelle C.52: Endenergienachfrage

SK_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.867	1.833	1.790	1.763	1.709	1.653	1.599	1.577	1.555	-0,40	-0,47	-0,43
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.295	1.205	1.096	1.072	-1,49	-1,83	-1,64
Heizöl	3.495	3.141	2.743	2.571	2.309	2.212	2.025	1.911	1.928	1.793	-1,81	-1,04	-1,47
Fernwärme	442	447	490	458	416	329	231	143	115	101	-1,17	-5,73	-3,23
Steinkohle & Koks	336	229	102	70	50	37	33	32	30	29	-8,45	-1,21	-5,30
Lokale Wärme & Biomasse	280	348	317	145	112	143	171	201	225	254	-2,65	2,91	-0,22
GESAMT	8.702	8.233	7.566	6.976	6.419	5.982	5.406	5.090	4.971	4.804	-1,49	-1,09	-1,31
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.209	1.898	1.697	1.535	1.394	1.226	1.141	1.115	1.070	-2,30	-1,31	-1,86
Strom	851	819	783	751	731	694	654	613	598	579	-0,81	-0,90	-0,85
Erdgas	945	869	772	701	619	530	426	394	360	341	-2,29	-2,18	-2,24
Schweres & leichtes Heizöl	137	85	49	47	34	55	57	64	95	92	-3,58	2,61	-0,88
Fernwärme	151	126	125	108	95	69	46	28	23	18	-3,08	-6,50	-4,62
Steinkohle & Koks	336	229	102	70	50	37	33	32	30	29	-8,45	-1,21	-5,30
Biomasse	73	81	67	20	6	9	9	10	11	11	-8,03	1,01	-4,12
Haushalt & GHD	3.662	3.432	3.142	2.892	2.664	2.549	2.300	2.208	2.232	2.210	-1,44	-0,71	-1,12
Strom	985	994	980	949	923	890	856	827	809	801	-0,40	-0,53	-0,46
Erdgas	1.316	1.326	1.287	1.207	1.113	985	832	775	702	698	-1,15	-1,71	-1,40
Leichtes Heizöl	864	524	260	260	201	280	266	301	415	390	-4,41	1,67	-1,75
Fernwärme	290	321	365	350	321	260	184	114	92	82	-0,44	-5,61	-2,77
Lokale Wärme	21	28	40	59	81	103	126	149	170	189	6,57	3,08	5,00
Biomasse	186	239	209	66	25	32	36	42	44	50	-6,80	2,26	-2,88
Transport	2.548	2.592	2.526	2.387	2.220	2.039	1.881	1.741	1.624	1.523	-0,89	-1,45	-1,14
Erdgas	0	7	21	33	37	37	37	36	35	33	15,54	-0,57	8,08
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	-100,00	8,38	3,64
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.285	1.250	1.167	1.071	971	898	851	840	838	-1,04	-0,73	-0,90
davon Biodiesel	96	97	128	302	384	411	458	499	529	527	5,99	1,25	3,86
Benzin	911	923	878	813	744	671	596	517	430	354	-1,22	-3,15	-2,08
davon Bioethanol	11	11	48	52	74	87	100	112	126	138	8,62	2,33	5,78
Strom	54	54	70	90	109	125	143	159	170	175	3,41	1,70	2,65

Tabelle C.53: Stromversorgung

SK_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	42.079	8.134	7.098	6.346	5.554	4.939	4.692	4.445	-11,95	-1,76	-7,56
davon mit CCS	0	0	0	4.939	4.939	4.939	4.939	4.939	4.692	4.445	40,52	-0,53	20,52
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	110.231	88.772	86.639	84.224	83.253	78.676	74.308	-2,05	-0,76	-1,48
davon mit CCS	0	0	0	82.565	82.565	82.565	82.565	82.565	78.437	74.308	57,28	-0,53	28,31
Erdgas	66.930	88.333	190.473	208.315	237.642	224.020	209.459	200.323	202.364	196.848	4,95	-0,64	2,43
davon mit CCS	0	0	0	21.193	54.779	55.085	58.338	69.628	104.687	175.403	54,75	5,96	30,78
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	91.348	129.712	200.166	200.820	199.405	198.045	192.323	187.555	191.144	3,75	-0,21	1,97
Biomasse	8.667	12.636	22.347	27.445	29.235	29.110	28.781	26.967	26.194	24.184	4,97	-0,92	2,31
davon mit CCS	0	0	0	5.098	6.918	7.226	7.647	8.250	8.958	9.909	42,68	1,59	22,69
Wasserkraft	24.269	25.472	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	45.398	50.300	47.448	47.331	47.146	46.669	44.612	46.822	46.471	0,37	-0,07	0,17
Wind Offshore	5	135	10.963	78.326	78.593	77.838	78.237	78.098	71.939	77.873	47,13	0,00	23,93
Solar-PV	3.362	7.377	13.797	16.045	16.579	16.537	16.069	15.033	15.558	16.525	6,58	0,00	3,60
Geothermie tief	21	331	4.306	8.000	8.000	8.000	7.935	7.863	8.000	8.000	26,83	0,00	14,12
GESAMT	588.325	575.432	564.352	550.850	541.497	523.739	504.956	489.089	482.245	476.654	-0,46	-0,47	-0,47
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.334	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	25.137	28.356	28.356	28.356	28.356	28.196	26.972	28.356	28.356	1,14	0,00	0,63
Wind Offshore	1	36	2.798	21.831	21.946	21.764	21.946	21.946	20.002	21.946	49,11	0,04	24,87
Solar-PV	3.457	8.161	14.972	18.188	18.996	18.953	18.339	17.006	17.532	18.996	7,04	0,01	3,86
Geothermie	3	43	545	1.033	1.033	1.033	1.024	1.014	1.033	1.033	26,32	0,00	13,86
Fossile Kraftwerke	79.773	88.841	141.405	158.241	168.790	157.848	145.423	137.458	133.043	125.715	2,77	-1,13	1,02
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	46.748	40.573	35.300	28.808	23.698	17.539	13.358	-1,28	-4,74	-2,84
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	41.056	99.752	110.504	127.903	122.418	116.582	113.760	115.505	112.356	6,03	-0,43	3,11
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.841	3.227	3.227	3.223	3.159	3.050	2.697	2.477	2.037	3,70	-2,17	1,05
GESAMT	133.703	148.158	210.613	239.649	248.203	236.972	223.837	212.952	208.302	203.942	2,32	-0,75	0,94

Tabelle C.54: Indikatoren

SK_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.310	2.471	2.662	2.781	2.915	3.059	3.224	3.395	3.564	1,05	1,01	1,04
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.536	1.554	1.626	1.733	1.851	1.969	2.079	2.203	2.320	2.440	1,00	1,08	1,03
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	670	696	712	712	705	696	683	676	680	0,35	-0,18	0,11
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	139	165	180	181	174	164	152	145	149	1,67	-0,77	0,58
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.064	1.034	1.017	992	976	959	955	969	965	-0,50	-0,06	-0,30
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	89	105	107	97	85	74	68	68	68	0,29	-1,11	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	68	72	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	18	20	20	18	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	833	784	776	764	766	765	772	791	794	-0,58	0,18	-0,24
Landbasierter Personenverkehr	1.047	1.008	981	968	944	933	921	923	941	944	-0,46	0,06	-0,23
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5,1	4,2	3,4	3	2,7	2,4	2,2	2	1,9	-2,88	-1,74	-2,37
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	143	127	115	107	101	94	92	92	93	-1,63	-0,40	-1,08
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	7027	6959	6839	6751	6573	6436	6329	6390	6467	-0,33	-0,08	-0,22
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	722	570	396	327	288	237	204	181	141	-3,92	-3,51	-3,74
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,76	0,65	0,49	0,36	0,31	0,26	0,22	0,19	0,16	0,13			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,055	0,047	0,040	0,036	0,033	0,030	0,028	0,024	0,019	-2,35	-2,64	-2,48
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,9	6	4,5	3,9	3,3	2,9	2,5	2,2	1,8	-3,98	-2,99	-3,54
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	335,5	279,9	195,6	135,9	110,7	90,1	72	59,6	47,4	36,6	-5,12	-4,40	-4,80
Importabhängigkeit	81	79	83	80	77	75	71	69	67	66			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	68	74	78	77	75	71	69	67	66			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	197	240	291	329	368	421	464	496	530	2,93	1,84	2,44
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	110	134	163	184	206	235	259	277	296			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,6	12	11,7	10,9	8,8	6,3	3,8	3,2	3,1			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	14,7	21,8	35,5	36,4	37,4	38,7	39,1	39	41			

Tabelle C.55: Energiesystemaufwendungen

SK_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	91	102	116	131	148	166	189	214	243	35,49	2,53	19,70
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	8.882	15.421	19.683	8.026	4.141	6.446	8.655	13.480	16.478	-5,30	7,15	0,04
Stromerzeugung	7.373	6.108	12.866	14.575	4.452	1.817	3.585	5.592	9.337	11.806	-5,45	9,81	1,05
davon Fossil	1.373	1.964	6.446	7.529	3.432	31	387	1.294	3.723	7.485	-14,04	31,51	3,84
davon Erneuerbar	6.000	4.144	6.420	7.046	1.020	1.786	3.198	4.298	5.614	4.321	-4,73	4,52	-0,73
Speicher	0	87	60	358	52	67	111	129	63	201	18,35	5,61	12,51
CCS-Kette	0	0	0	776	141	28	42	70	114	289	14,19	12,46	13,42
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	122	229	354	468	509	535	524	549	614	-0,88	0,94	-0,07
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	11	36	-100,00	19,70	16,35
Gas	175	0	0	0	0	12	36	189	81	96	-10,28	11,12	-1,33
Kraftstoffe	1.457	647	1.084	2.550	1.589	583	869	527	915	626	-3,59	0,36	-1,86
Verteilungstechnologien	5.940	1.665	1.067	1.069	1.282	1.111	1.220	1.583	2.345	2.765	-6,49	4,66	-1,68
O&M Kosten	19.282	19.101	19.589	20.969	20.673	19.833	18.948	18.440	18.180	18.283	0,11	-0,41	-0,12
Stromerzeugung	7.476	7.527	8.483	9.830	9.936	9.711	9.492	9.325	9.193	9.250	1,05	-0,24	0,47
davon Fossil	5.987	5.797	6.054	6.080	6.255	6.092	5.925	5.887	5.889	5.885	0,07	-0,17	-0,04
davon Erneuerbar	1.489	1.729	2.428	3.750	3.682	3.619	3.567	3.438	3.304	3.365	3,62	-0,36	1,83
Speicher	0	9	13	47	46	46	47	46	43	47	16,54	0,14	8,94
CCS-Kette	0	0	0	169	200	201	206	216	235	280	23,64	1,65	13,34
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	223	259	310	360	382	450	537	619	694	2,61	3,04	2,80
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	6	25	5,70	33,31	17,18
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.176	990	949	867	849	-1,48	-1,61	-1,54
Kraftstoffe	1.915	1.695	1.517	1.811	1.842	1.841	1.771	1.783	1.868	1.909	-0,16	0,18	-0,01
Verteilungstechnologien	7.095	7.145	7.002	6.718	6.442	6.115	5.792	5.505	5.307	5.195	-0,59	-0,81	-0,69
Brennstoffkosten	49.124	58.975	62.359	64.435	66.031	65.573	62.716	61.856	61.598	62.208	1,16	-0,26	0,53
Stromerzeugung	5.412	8.063	11.818	13.197	15.519	16.538	17.256	18.328	19.291	19.913	4,57	0,93	2,94
davon Fossil	5.165	7.816	11.570	12.949	15.273	16.304	17.037	18.158	19.178	19.912	4,71	1,00	3,04
davon Erneuerbar	247	247	248	248	247	234	219	169	113	1	-0,20	-22,73	-10,93
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	5	20	3,20	21,03	10,78
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.263	14.976	14.124	14.311	1,56	-0,92	0,45
Kraftstoffe	27.689	28.111	27.479	28.097	27.703	28.167	27.929	27.649	27.715	27.556	0,07	-0,11	-0,01
Sonstige	1.507	1.794	1.231	597	365	331	328	352	349	366	-5,88	0,50	-3,10
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,3	4,9	5,4	5,8	6,1	6,2	6,5	6,4	6,5	3,84	0,33	2,27

Tabelle C.56: CO2-Emissionen

SK_regniedrig	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	301	207	88	69	64	57	50	40	17
Braunkohle	167	154	43	2	1	1	1	0	0	0
Steinkohle	130	118	102	24	6	5	4	4	3	3
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	27	62	61	61	57	52	46	37	14
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	326	275	233	206	169	150	135	122
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	74	68	66
Kohle	36	25	12	8	6	4	4	4	3	3
Heizöl	69	41	19	19	15	22	20	23	30	29
Benzin	66	67	61	56	49	43	36	30	22	16
Diesel	86	87	82	51	34	24	14	6	1	-1
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	227	160	99	81	70	58	52	48	37
Strom	141	130	87	36	28	25	22	19	15	6
Erdgas	59	54	48	44	38	33	26	24	22	21
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	3	4	4	5	7	7
Fernwärme	13	10	9	7	6	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	4	4	3	3
Haushalt & GHD	339	310	237	165	141	130	109	99	95	81
Strom	169	163	112	48	37	34	30	27	21	9
Erdgas	82	82	80	75	69	61	52	48	43	43
Leichtes Heizöl	63	39	19	19	15	21	20	22	30	29
Fernwärme	25	26	25	23	20	14	7	2	1	0
Transport	184	187	175	134	108	91	72	56	41	27
Erdgas	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	82	51	34	24	14	6	1	-1
Benzin	66	67	61	56	49	43	36	30	22	16
Strom	9	8	8	4	4	4	5	5	4	2

C.9 Szenario SW_hoch

Tabelle C.57: Energieangebot

SW_hoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	663	67	46	31	14	2	1	0	-14,48	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	856	1.069	1.666	2.428	2.741	2.789	2.905	3.022	3.136	3.186	4,84	0,67	2,96
Wasserkraft	87	92	101	101	101	97	97	101	101	101	0,44	0,20	0,33
Biomasse	497	585	844	892	1.011	1.058	1.155	1.226	1.299	1.292	3,07	1,00	2,15
Lignuzellulose	404	423	500	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	133	180	203	227	242	7,87	3,04	5,70
Gülle	20	59	150	150	150	149	150	150	150	150	8,36	0,03	4,58
Wind	155	221	374	774	905	908	913	948	972	968	7,33	0,32	4,15
Solar	105	149	267	393	399	366	350	324	301	324	5,12	-0,61	2,54
Geothermie tief	0	1	41	204	230	230	227	226	230	230	24,30	0,00	12,85
Geothermie oberflächennah	11	21	39	64	95	130	163	197	233	270	10,38	3,72	7,37
GESAMT	2.405	2.499	2.329	2.495	2.787	2.820	2.919	3.024	3.137	3.186	0,64	0,61	0,63
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.321	569	164	112	67	55	45	40	-10,70	-5,02	-8,22
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.355	2.016	1.873	1.623	1.451	1.419	1.194	-2,39	-2,23	-2,32
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.327	1.138	1.119	-1,70	-3,08	-2,31
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	22	30	52	64	63	76	81	70	90	0,93	1,80	1,31
GESAMT	10.131	9.069	7.734	5.861	4.699	4.139	3.411	2.915	2.672	2.443	-3,52	-2,60	-3,11
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	1.984	636	210	143	82	57	46	40	-11,95	-6,17	-9,43
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.355	2.016	1.873	1.623	1.451	1.419	1.194	-2,39	-2,23	-2,32
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.327	1.138	1.119	-1,70	-3,08	-2,31
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.091	1.696	2.480	2.805	2.852	2.981	3.103	3.207	3.276	4,69	0,70	2,89
GESAMT	12.535	11.568	10.063	8.356	7.486	6.958	6.330	5.938	5.809	5.629	-2,33	-1,05	-1,76
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	27	20	8	3	2	1	1	1	1			
Rohöl	27	27	26	28	27	27	26	24	24	21			
Erdgas	26	26	29	32	33	30	26	22	20	20			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	9	17	30	37	41	47	52	55	58			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.58: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SW_hoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.148	2.442	1.296	929	863	760	648	587	506	-5,26	-2,63	-4,10
Braunkohle	1.482	1.366	604	15	10	7	3	0	0	0	-19,28	-100,00	-100,00
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	390	26	17	7	3	1	0	-16,14	-100,00	-100,00
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	0	0	-2,84	-100,00	-100,00
Biomasse	83	204	436	436	436	433	425	400	356	275	6,83	-2,24	2,70
Geothermie tief	0	1	41	204	230	230	227	226	230	230	24,30	0,00	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	571	602	560	506	392	268	162	125	103	-1,51	-6,46	-3,74
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	69	129	129	129	127	126	120	113	100	4,43	-1,19	1,89
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.085	1.700	1.533	1.314	1.255	1.101	1.048	1.120	1.101	-2,61	-0,65	-1,74
Rohöl	2.430	2.085	1.700	1.533	1.311	1.241	1.075	990	1.030	911	-2,65	-1,53	-2,16
Biomasse	0	0	0	0	3	14	26	58	90	190	11,13	13,93	12,37
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Bereitstellung Benzin	924	929	914	849	800	727	673	603	527	449	-0,95	-2,38	-1,59
Rohöl	904	909	827	762	667	595	493	400	300	207	-1,66	-5,14	-3,22
Biomasse	20	20	87	87	133	133	180	203	227	242	7,87	3,04	5,70
Bereitstellung Diesel	1.268	1.289	1.230	1.143	1.049	951	877	826	811	797	-1,14	-0,88	-1,03
Mitteldestillat	1.164	1.183	1.093	960	833	711	601	522	494	507	-1,95	-1,68	-1,83
Biomasse	104	105	137	182	217	240	276	304	317	290	3,40	0,95	2,31
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	63	60	39	37	56	61	88	76	-3,58	3,66	-0,42
Rohöl	92	71	63	60	39	37	56	61	88	76	-3,58	3,66	-0,42
Bereitstellung Heizöl	935	572	294	284	216	299	275	312	426	370	-4,46	1,07	-2,04
Mitteldestillat	935	572	294	284	216	299	275	312	426	370	-4,46	1,07	-2,04
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	479	214	198	220	221	237	266	307	325	-4,42	1,95	-1,64
Kohle	387	270	129	88	63	46	40	44	41	40	-8,17	-0,70	-4,92
Biomasse	298	209	85	110	157	175	197	222	266	285	-2,11	2,47	-0,10
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.276	1.130	1.116	-1,49	-2,15	-1,79
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.276	1.130	1.116	-1,49	-2,15	-1,79
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00

Tabelle C.59: Endenergienachfrage

SW_hoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.859	1.795	1.676	1.603	1.564	1.505	1.442	1.412	1.391	-0,75	-0,58	-0,68
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.551	1.292	1.149	1.017	1.004	-1,50	-2,15	-1,79
Heizöl	3.495	3.141	2.743	2.554	2.282	2.167	1.985	1.868	1.876	1.681	-1,89	-1,26	-1,61
Fernwärme	442	448	490	458	416	329	234	153	125	111	-1,17	-5,29	-3,02
Steinkohle & Koks	336	229	104	71	51	38	34	38	35	34	-8,35	-0,55	-4,96
Lokale Wärme & Biomasse	280	209	113	151	209	243	284	329	392	434	-0,57	2,94	0,98
GESAMT	8.702	8.088	7.325	6.852	6.331	5.894	5.334	4.979	4.858	4.657	-1,55	-1,17	-1,38
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.140	1.791	1.590	1.420	1.270	1.100	989	943	879	-2,66	-1,82	-2,29
Strom	851	815	763	676	628	607	562	512	487	465	-1,34	-1,32	-1,33
Erdgas	945	844	737	668	589	481	379	324	281	259	-2,67	-3,05	-2,84
Schweres & leichtes Heizöl	137	83	50	50	36	53	55	61	88	76	-3,73	1,82	-1,30
Fernwärme	151	126	122	105	92	65	43	27	22	17	-3,32	-6,49	-4,74
Steinkohle & Koks	336	229	104	71	51	38	34	38	35	34	-8,35	-0,55	-4,96
Biomasse	73	43	16	19	23	27	27	28	30	27	-3,90	0,00	-2,19
Haushalt & GHD	3.662	3.367	3.054	2.941	2.767	2.668	2.446	2.350	2.399	2.383	-1,26	-0,56	-0,95
Strom	985	991	968	926	891	865	840	815	799	794	-0,52	-0,43	-0,48
Erdgas	1.316	1.351	1.326	1.247	1.149	1.040	883	795	708	718	-0,94	-1,84	-1,34
Leichtes Heizöl	864	537	294	284	216	281	275	312	426	370	-4,39	1,39	-1,87
Fernwärme	290	322	368	353	324	264	191	126	104	94	-0,38	-5,03	-2,47
Lokale Wärme	21	28	39	56	74	92	114	138	163	189	6,09	3,67	5,00
Biomasse	186	138	58	76	113	124	143	164	199	218	-1,61	2,86	0,35
Transport	2.548	2.581	2.480	2.321	2.145	1.956	1.788	1.639	1.516	1.395	-1,05	-1,68	-1,33
Erdgas	0	6	17	27	31	30	30	29	29	27	14,57	-0,53	7,60
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.281	1.220	1.130	1.034	934	857	805	789	777	-1,19	-0,92	-1,07
davon Biodiesel	96	98	128	169	203	229	269	309	337	358	3,54	2,26	2,97
Benzin	911	917	872	807	738	666	591	511	425	340	-1,25	-3,31	-2,17
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	73	100	112	126	134	7,86	3,08	5,71
Strom	54	54	64	74	83	93	103	115	125	133	2,20	1,80	2,02

Tabelle C.60: Stromversorgung

SW_hoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	66.122	3.196	2.159	1.408	615	0	0	0	-17,10	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	45.663	6.207	4.074	1.660	689	239	0	-13,32	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	0	0	-2,75	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	121.788	234.759	402.827	442.571	442.546	440.100	437.370	431.638	425.062	7,12	-0,20	3,80
Biomasse	8.667	25.372	58.428	58.428	58.459	58.245	57.573	55.118	50.589	42.484	7,92	-1,57	3,60
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	24.269	25.454	28.000	28.000	28.000	27.016	26.978	28.000	28.000	28.000	0,43	0,18	0,32
Wind Onshore	43.022	55.077	76.730	70.319	68.132	66.420	61.689	61.404	65.525	64.545	1,75	-0,14	0,91
Wind Offshore	5	134	13.358	111.399	140.070	141.750	146.846	152.718	152.044	151.790	50,70	0,34	25,78
Solar-PV	3.362	15.420	46.718	77.985	83.971	85.463	84.529	78.532	73.325	78.161	13,82	-0,45	7,24
Geothermie tief	21	331	11.525	56.695	64.000	63.931	63.030	62.795	64.000	64.000	37,83	0,01	19,51
GESAMT	588.325	573.199	553.543	517.813	495.026	481.761	461.980	442.996	433.723	428.981	-0,80	-0,58	-0,70
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.330	5.859	5.859	5.859	5.654	5.647	5.859	5.859	5.859	0,46	0,18	0,34
Wind Onshore	21.353	32.682	47.828	47.828	47.828	46.899	43.936	44.204	47.828	47.043	3,20	0,02	1,77
Wind Offshore	1	36	3.451	31.627	41.361	42.199	44.371	46.600	46.600	46.600	53,11	0,50	26,98
Solar-PV	3.457	16.329	51.636	95.373	105.607	108.756	107.895	99.603	91.545	98.484	14,79	-0,49	7,73
Geothermie	3	43	1.436	7.280	8.261	8.252	8.135	8.102	8.261	8.261	37,27	0,01	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	53.506	45.350	36.230	23.945	12.464	5.390	1.849	-3,11	-13,82	-8,03
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	22.512	16.020	10.909	5.390	1.849	-3,04	-11,75	-7,01
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	0	0	-2,89	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	3.659	8.376	8.376	8.371	8.308	8.171	7.720	6.973	5.503	7,79	-2,04	3,30
GESAMT	133.703	147.037	193.591	252.763	262.637	256.298	242.100	224.552	212.456	213.599	2,64	-0,91	1,05

Tabelle C.61: Indikatoren

SW_hoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.318	2.489	2.691	2.827	2.978	3.144	3.327	3.515	3.704	1,14	1,10	1,12
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.538	1.560	1.640	1.763	1.901	2.038	2.167	2.309	2.444	2.583	1,13	1,19	1,16
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	665	681	688	686	678	665	650	641	640	0,19	-0,29	-0,02
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	134	149	157	155	146	133	118	110	109	0,96	-1,45	-0,12
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.043	982	946	907	867	828	800	777	754	-0,97	-0,70	-0,85
Flugzeug	59	56	53	51	50	45	40	35	30	23	-1,08	-3,30	-2,07
Zug	79	81	85	84	78	71	68	68	68	68	-0,43	-0,22	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	66	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	824	761	729	697	669	637	615	597	580	-1,11	-0,71	-0,93
Landbasierter Personenverkehr	1.047	987	929	895	857	822	787	765	747	730	-0,96	-0,59	-0,80
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4	3,1	2,6	2,3	2	1,8	1,7	1,5	-3,50	-2,11	-2,88
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	141	124	105	95	89	82	78	78	78	-2,14	-0,64	-1,47
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	7000	6825	6489	6251	6128	5971	5815	5830	5890	-0,61	-0,20	-0,43
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	549	383	305	268	219	186	172	154	-4,19	-2,73	-3,55
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,63	0,47	0,35	0,29	0,24	0,2	0,18	0,16	0,15			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,055	0,046	0,041	0,038	0,035	0,032	0,030	0,028	0,026	-2,11	-1,53	-1,85
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,7	5,7	4,3	3,6	3,1	2,6	2,4	2,2	2	-4,22	-2,17	-3,31
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	271,8	187,3	127,9	101,4	81,7	64,3	53,7	46,3	39	-5,47	-3,63	-4,65
Importabhängigkeit	81	78	77	70	63	60	54	49	46	43			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	68	68	63	60	54	49	46	43			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	200	247	322	378	428	497	560	605	658	3,55	2,17	2,94
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	112	138	180	211	239	278	313	338	368			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,7	12,2	12,3	11,8	9,5	6,9	4,5	3,9	3,7			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	20,1	41,2	76,5	88,1	90,6	94,1	98	99,3	100			

Tabelle C.62: Energiesystemaufwendungen

SW_hoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	7	88	101	116	131	149	170	194	221	34,85	2,64	19,45
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	12.869	23.836	29.765	9.985	5.794	8.979	13.773	19.083	17.721	-4,02	5,75	0,20
Stromerzeugung	7.373	10.388	21.385	27.243	7.254	3.267	5.825	10.373	14.751	12.767	-3,20	7,05	1,23
davon Fossil	1.373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	6.000	10.388	21.385	27.243	7.254	3.267	5.825	10.373	14.751	12.767	-2,40	7,05	1,69
Speicher	0	130	246	886	508	234	376	530	399	486	24,39	3,73	14,74
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	122	214	307	394	455	504	538	618	732	-1,32	2,41	0,32
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,73	4,69	0,50
Gas	175	0	0	0	0	0	0	54	74	99	-100,00	25,84	-1,26
Kraftstoffe	1.457	646	1.081	568	903	553	821	526	791	787	-3,80	1,78	-1,36
Verteilungstechnologien	5.940	1.514	880	663	842	1.167	1.343	1.578	2.276	2.666	-6,30	4,22	-1,76
O&M Kosten	19.282	18.999	18.892	19.543	18.974	18.126	17.245	16.564	16.117	15.897	-0,25	-0,65	-0,43
Stromerzeugung	7.476	7.465	7.873	9.056	9.073	8.873	8.622	8.352	8.068	7.841	0,69	-0,62	0,11
davon Fossil	5.987	5.191	3.678	1.435	752	648	474	278	127	44	-8,51	-12,54	-10,32
davon Erneuerbar	1.489	2.274	4.195	7.621	8.320	8.225	8.148	8.074	7.941	7.797	7,07	-0,27	3,75
Speicher	0	13	35	118	151	152	157	165	167	169	22,27	0,51	12,07
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	223	256	298	333	344	406	497	594	696	2,18	3,59	2,80
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,64	7,18	4,06
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.173	977	868	769	759	-1,49	-2,15	-1,79
Kraftstoffe	1.915	1.697	1.518	1.399	1.294	1.243	1.186	1.175	1.240	1.275	-1,71	0,12	-0,90
Verteilungstechnologien	7.095	7.132	6.944	6.587	6.249	5.952	5.665	5.390	5.194	5.077	-0,70	-0,79	-0,74
Brennstoffkosten	49.124	57.393	56.432	54.852	52.978	51.498	47.692	44.914	43.353	42.073	0,19	-1,01	-0,34
Stromerzeugung	5.412	6.935	6.318	3.188	1.675	1.668	1.367	930	712	456	-4,60	-6,28	-5,35
davon Fossil	5.165	6.437	5.349	2.220	708	713	440	89	0	0	-7,62	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	247	499	968	968	967	955	927	841	712	456	5,57	-3,63	1,37
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,81	-3,41	0,00
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.263	14.370	13.200	13.501	1,56	-1,21	0,32
Kraftstoffe	27.689	28.121	27.473	28.493	28.205	28.656	28.447	28.296	28.468	27.169	0,14	-0,27	-0,04
Sonstige	1.507	1.420	689	628	654	639	675	767	860	906	-3,38	1,77	-1,12
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,2	3,9	4,6	4,7	4,9	5,0	5,0	4,9	4,4	2,93	-0,52	1,38

Tabelle C.63: CO2-Emissionen

SW_hoch	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	185	52	16	12	6	1	0	0
Braunkohle	167	154	68	2	1	1	0	0	0	0
Steinkohle	130	118	102	37	2	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	382	327	297	261	235	198	176	164	148
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	71	63	62
Kohle	36	25	12	8	6	4	4	4	4	4
Heizöl	69	42	22	21	16	22	20	23	31	27
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Diesel	86	87	80	71	61	52	43	36	33	31
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	221	148	82	57	46	35	30	28	25
Strom	141	125	78	21	6	5	2	0	0	0
Erdgas	59	52	46	41	37	30	24	20	17	16
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	3	4	4	4	6	6
Fernwärme	13	10	8	7	6	4	2	0	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	4	4	4	4
Haushalt & GHD	339	306	231	151	117	107	86	75	76	72
Strom	169	157	102	29	9	7	4	1	0	0
Erdgas	82	84	82	77	71	65	55	49	44	45
Leichtes Heizöl	63	39	22	21	16	21	20	23	31	27
Fernwärme	25	26	25	23	20	15	8	2	1	0
Transport	184	186	171	151	132	115	97	81	68	56
Erdgas	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	80	71	61	52	43	36	33	31
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Strom	9	8	6	2	1	1	0	0	0	0

C.10 Szenario SW_Izv

Tabelle C.64: Energieangebot

SW_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	420	67	46	31	14	2	1	0	-14,48	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	856	971	1.606	2.168	2.404	2.547	2.892	3.053	3.154	3.193	4,46	1,14	2,97
Wasserkraft	87	90	101	101	97	95	101	101	101	101	0,35	0,31	0,33
Biomasse	497	505	844	892	1.011	1.058	1.155	1.226	1.299	1.295	3,07	1,02	2,15
Lignuzellulose	404	377	500	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	133	180	203	227	245	7,87	3,10	5,73
Gülle	20	26	150	150	150	149	150	150	150	150	8,36	0,03	4,58
Wind	155	214	363	633	686	753	922	971	970	965	6,53	1,25	4,15
Solar	105	139	224	317	330	313	337	342	335	349	4,47	0,55	2,71
Geothermie tief	0	1	35	161	183	199	220	225	230	230	23,58	0,73	12,85
Geothermie oberflächennah	11	21	39	65	96	129	157	187	219	253	10,35	3,43	7,22
GESAMT	2.405	2.402	2.026	2.235	2.450	2.578	2.906	3.054	3.155	3.193	0,28	1,08	0,63
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.321	236	164	113	71	59	48	43	-10,67	-4,72	-8,07
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.348	2.014	1.878	1.631	1.459	1.427	1.209	-2,38	-2,18	-2,29
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.362	1.183	1.161	-1,70	-2,90	-2,23
Nuklearenergie	1.547	1.502	1.502	1.502	1.228	867	152	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Biomasse	50	21	31	50	61	60	73	77	67	86	0,73	1,82	1,21
GESAMT	10.131	9.296	8.324	6.822	5.922	5.009	3.572	2.957	2.724	2.499	-2,78	-3,42	-3,06
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	1.742	303	210	144	86	60	48	43	-11,93	-5,86	-9,28
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.348	2.014	1.878	1.631	1.459	1.427	1.209	-2,38	-2,18	-2,29
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.362	1.183	1.161	-1,70	-2,90	-2,23
Nuklearenergie	1.547	1.502	1.502	1.502	1.228	867	152	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	992	1.637	2.218	2.465	2.607	2.965	3.130	3.221	3.280	4,31	1,15	2,90
GESAMT	12.535	11.698	10.351	9.057	8.372	7.587	6.478	6.011	5.878	5.692	-1,99	-1,43	-1,74
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	26	17	3	3	2	1	1	1	1			
Rohöl	27	26	25	26	24	25	25	24	24	21			
Erdgas	26	26	28	30	29	28	25	23	20	20			
Nuklearenergie	12	13	15	17	15	11	2	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	8	16	24	29	34	46	52	55	58			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.65: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SW_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.029	2.095	827	794	745	671	569	528	464	-5,82	-2,34	-4,29
Braunkohle	1.482	1.366	361	15	10	7	3	0	0	0	-19,28	-100,00	-100,00
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	56	26	17	7	3	1	0	-16,14	-100,00	-100,00
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	0	0	-2,84	-100,00	-100,00
Biomasse	83	86	337	344	348	347	343	322	296	233	5,89	-1,97	2,32
Geothermie tief	0	1	35	161	183	199	220	225	230	230	23,58	0,73	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	549	602	560	506	392	268	162	125	105	-1,51	-6,37	-3,70
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	46	129	129	129	127	126	120	113	102	4,43	-1,09	1,94
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.085	1.699	1.571	1.378	1.333	1.174	1.115	1.173	1.140	-2,37	-0,78	-1,67
Rohöl	2.430	2.085	1.699	1.526	1.307	1.246	1.077	992	1.034	924	-2,64	-1,48	-2,13
Biomasse	0	0	0	45	72	87	97	123	139	216	19,56	4,65	12,69
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Bereitstellung Benzin	924	930	915	849	800	727	673	604	528	451	-0,95	-2,36	-1,58
Rohöl	904	910	828	762	667	595	493	401	301	205	-1,66	-5,19	-3,24
Biomasse	20	20	87	87	133	133	180	203	227	245	7,87	3,10	5,73
Bereitstellung Diesel	1.268	1.288	1.236	1.158	1.064	966	887	834	816	802	-1,08	-0,93	-1,01
Mitteldestillat	1.164	1.185	1.097	978	850	729	614	534	502	515	-1,85	-1,72	-1,80
Biomasse	104	104	138	180	214	237	273	300	314	286	3,35	0,94	2,27
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	64	60	40	38	61	66	92	80	-3,47	3,79	-0,31
Rohöl	92	71	64	60	40	38	61	66	92	80	-3,47	3,79	-0,31
Bereitstellung Heizöl	935	570	289	280	226	319	297	333	445	387	-4,21	0,97	-1,94
Mitteldestillat	935	570	289	280	226	319	297	333	445	387	-4,21	0,97	-1,94
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	540	313	245	239	235	253	283	320	342	-4,19	1,89	-1,53
Kohle	387	270	129	89	63	47	44	48	44	43	-8,09	-0,44	-4,77
Biomasse	298	270	184	156	176	188	209	235	276	299	-1,83	2,35	0,01
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.311	1.175	1.157	-1,49	-1,97	-1,71
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.311	1.175	1.157	-1,49	-1,97	-1,71
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00

Tabelle C.66: Endenergienachfrage

SW_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.861	1.801	1.722	1.699	1.623	1.513	1.437	1.412	1.393	-0,61	-0,76	-0,67
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.551	1.292	1.180	1.057	1.041	-1,50	-1,97	-1,71
Heizöl	3.495	3.140	2.744	2.566	2.309	2.205	2.023	1.902	1.903	1.707	-1,83	-1,27	-1,58
Fernwärme	442	424	490	458	416	329	234	153	125	113	-1,17	-5,20	-2,99
Steinkohle & Koks	336	229	104	72	52	39	38	41	37	37	-8,25	-0,26	-4,78
Lokale Wärme & Biomasse	280	262	198	191	227	254	290	334	391	434	-0,39	2,71	0,98
GESAMT	8.702	8.117	7.417	6.951	6.472	6.002	5.389	5.046	4.927	4.725	-1,47	-1,19	-1,35
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.136	1.809	1.618	1.476	1.304	1.111	1.005	962	896	-2,56	-1,86	-2,25
Strom	851	811	754	693	683	634	558	505	487	464	-1,17	-1,55	-1,34
Erdgas	945	850	744	669	586	481	383	336	293	270	-2,67	-2,85	-2,75
Schweres & leichtes Heizöl	137	83	50	50	37	56	60	66	91	80	-3,52	1,80	-1,19
Fernwärme	151	103	123	106	93	65	44	27	22	17	-3,32	-6,49	-4,74
Steinkohle & Koks	336	229	104	72	52	39	38	41	37	37	-8,25	-0,26	-4,78
Biomasse	73	60	35	27	25	29	29	29	32	28	-3,63	-0,18	-2,11
Haushalt & GHD	3.662	3.400	3.123	2.996	2.834	2.725	2.479	2.394	2.443	2.427	-1,18	-0,58	-0,91
Strom	985	996	983	953	929	894	850	815	797	794	-0,39	-0,59	-0,48
Erdgas	1.316	1.347	1.321	1.247	1.155	1.042	881	816	738	745	-0,93	-1,66	-1,26
Leichtes Heizöl	864	535	289	280	226	300	297	333	445	387	-4,14	1,28	-1,77
Fernwärme	290	321	367	352	323	264	190	126	104	95	-0,38	-4,98	-2,45
Lokale Wärme	21	28	39	56	75	92	110	131	153	177	6,09	3,33	4,85
Biomasse	186	173	124	108	127	133	151	173	206	229	-1,33	2,75	0,46
Transport	2.548	2.580	2.485	2.336	2.162	1.973	1.800	1.648	1.522	1.401	-1,02	-1,70	-1,32
Erdgas	0	5	15	25	29	28	28	27	27	26	14,26	-0,37	7,51
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.281	1.226	1.145	1.049	949	868	813	794	782	-1,13	-0,96	-1,05
davon Biodiesel	96	96	129	188	232	261	298	336	356	367	4,08	1,72	3,02
Benzin	911	918	873	807	738	666	591	512	425	340	-1,25	-3,31	-2,17
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	73	100	112	126	136	7,86	3,16	5,75
Strom	54	54	64	76	87	96	106	117	128	135	2,33	1,72	2,06

Tabelle C.67: Stromversorgung

SW_lzv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	137.648	137.648	137.648	112.526	79.479	13.942	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	40.273	3.196	2.159	1.408	615	0	0	0	-17,10	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	10.107	6.207	4.074	1.660	689	239	0	-13,32	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	0	0	-2,75	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	101.294	208.294	331.362	356.490	378.688	426.830	434.598	430.678	424.729	6,45	0,58	3,80
Biomasse	8.667	9.315	46.930	47.861	48.368	48.261	48.153	46.161	43.760	37.794	7,11	-1,21	3,33
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	24.269	25.065	28.000	28.000	26.951	26.322	28.000	28.000	28.000	28.000	0,33	0,31	0,32
Wind Onshore	43.022	53.529	76.937	72.494	71.610	70.147	66.972	65.649	65.551	64.090	1,97	-0,45	0,89
Wind Offshore	5	134	10.426	78.447	91.053	106.204	142.934	152.407	151.617	151.835	48,97	1,80	25,78
Solar-PV	3.362	12.919	36.159	60.866	69.180	74.339	81.761	82.355	80.613	83.467	13,18	0,58	7,40
Geothermie tief	21	331	9.842	44.626	50.805	55.218	61.008	62.564	64.000	64.000	37,02	0,74	19,51
GESAMT	588.325	573.644	555.216	531.247	522.888	498.905	464.105	441.564	433.780	429.186	-0,66	-0,75	-0,70
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	22.131	22.131	22.131	18.092	12.779	2.242	0	0	0	-2,29	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.245	5.859	5.859	5.641	5.510	5.859	5.859	5.859	5.859	0,36	0,31	0,34
Wind Onshore	21.353	31.604	47.828	47.828	47.828	47.818	47.695	47.687	47.828	46.584	3,28	-0,13	1,75
Wind Offshore	1	36	2.688	21.486	25.426	30.536	42.727	46.600	46.445	46.600	51,14	2,14	26,98
Solar-PV	3.457	13.627	39.307	70.670	82.379	91.910	102.875	104.664	102.280	107.203	14,02	0,77	7,93
Geothermie	3	43	1.225	5.682	6.503	7.098	7.859	8.068	8.261	8.261	36,45	0,76	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	53.506	45.350	36.230	23.945	12.464	5.390	1.849	-3,11	-13,82	-8,03
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	22.512	16.020	10.909	5.390	1.849	-3,04	-11,75	-7,01
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	0	0	-2,89	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.368	6.735	6.735	6.729	6.665	6.620	6.251	5.853	4.765	6,84	-1,66	2,97
GESAMT	133.703	144.247	187.327	233.897	237.948	238.546	239.822	231.593	221.916	221.121	2,34	-0,38	1,12

Tabelle C.68: Indikatoren

SW_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.318	2.491	2.696	2.839	2.989	3.153	3.335	3.523	3.715	1,16	1,09	1,13
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.542	1.566	1.649	1.773	1.910	2.045	2.171	2.315	2.451	2.590	1,13	1,19	1,16
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	666	686	697	695	685	671	655	645	644	0,23	-0,31	-0,01
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	135	155	166	164	154	140	124	114	112	1,17	-1,58	-0,06
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.047	993	959	920	876	834	806	785	762	-0,93	-0,69	-0,82
Flugzeug	59	56	53	51	50	45	40	35	30	23	-1,08	-3,30	-2,07
Zug	79	81	88	89	82	73	68	68	68	68	-0,32	-0,35	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	828	769	737	706	675	644	621	605	588	-1,08	-0,69	-0,90
Landbasierter Personenverkehr	1.047	991	939	908	870	830	794	771	755	738	-0,92	-0,59	-0,77
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4,2	3,4	2,9	2,5	2,1	1,8	1,7	1,5	-3,17	-2,52	-2,88
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	143	128	114	106	97	84	79	79	79	-1,80	-1,01	-1,45
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	7005	6846	6646	6585	6326	5980	5779	5818	5885	-0,48	-0,36	-0,43
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	522	352	305	268	220	189	175	157	-4,19	-2,64	-3,51
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,62	0,44	0,33	0,29	0,25	0,21	0,18	0,17	0,15			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,053	0,042	0,036	0,034	0,032	0,032	0,030	0,028	0,026	-2,43	-1,03	-1,81
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,5	5,4	4,1	3,6	3,1	2,6	2,4	2,2	2,1	-4,22	-1,93	-3,21
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	266	175,3	121,8	101	81,6	64,7	54,5	47,2	40,1	-5,47	-3,49	-4,60
Importabhängigkeit	81	80	80	75	71	66	55	49	46	44			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	66	59	56	55	53	49	46	44			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	198	241	298	339	394	487	555	599	653	3,21	2,56	2,92
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	111	135	166	190	220	272	310	335	365			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10	12,2	12	11,2	9,2	6,9	4,6	3,9	3,8			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	16,5	36,3	61,3	67,1	74,9	91,1	98	99,3	100			

Tabelle C.69: Energiesystemaufwendungen

SW_Izv											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	5	81	93	106	120	136	155	177	202	34,37	2,64	19,21
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	10.599	20.789	22.609	8.767	9.070	15.030	13.805	15.822	15.859	-2,29	2,83	-0,04
Stromerzeugung	7.373	7.902	18.150	19.832	5.813	6.612	12.077	10.740	11.702	10.989	-0,43	2,57	0,89
davon Fossil	1.373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	6.000	7.902	18.150	19.832	5.813	6.612	12.077	10.740	11.702	10.989	0,39	2,57	1,35
Speicher	0	121	208	529	231	333	742	505	313	456	26,16	1,58	14,58
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	120	216	318	403	428	443	475	557	677	-1,56	2,32	0,14
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,73	4,69	0,50
Gas	175	0	0	0	0	0	0	63	77	98	-100,00	25,78	-1,28
Kraftstoffe	1.457	646	1.083	835	1.048	588	801	495	704	666	-3,56	0,62	-1,72
Verteilungstechnologien	5.940	1.671	1.060	988	1.176	987	842	1.348	2.290	2.779	-6,93	5,31	-1,67
O&M Kosten	19.282	19.044	19.159	19.920	19.211	18.339	17.389	16.684	16.219	15.990	-0,20	-0,68	-0,42
Stromerzeugung	7.476	7.472	8.051	9.261	9.071	8.869	8.622	8.367	8.096	7.881	0,69	-0,59	0,12
davon Fossil	5.987	5.525	4.304	3.101	2.550	1.918	697	278	127	44	-4,45	-17,16	-10,32
davon Erneuerbar	1.489	1.947	3.747	6.161	6.521	6.951	7.926	8.089	7.969	7.836	6,36	0,60	3,76
Speicher	0	12	31	79	90	109	158	174	172	173	20,62	2,36	12,13
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	223	256	300	337	342	393	471	555	647	2,16	3,23	2,64
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,64	7,18	4,06
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.173	977	892	799	787	-1,49	-1,97	-1,71
Kraftstoffe	1.915	1.696	1.518	1.453	1.382	1.344	1.280	1.262	1.307	1.319	-1,41	-0,09	-0,83
Verteilungstechnologien	7.095	7.159	7.017	6.731	6.453	6.112	5.724	5.398	5.200	5.099	-0,59	-0,90	-0,73
Brennstoffkosten	49.124	57.216	56.253	53.354	52.893	51.479	47.606	45.127	43.792	42.540	0,19	-0,95	-0,32
Stromerzeugung	5.412	6.699	5.881	1.629	1.524	1.494	1.160	725	555	352	-5,02	-6,98	-5,89
davon Fossil	5.165	6.450	5.142	890	786	769	450	89	0	0	-7,34	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	247	249	739	739	738	725	710	636	555	352	4,41	-3,55	0,79
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,81	-3,41	0,00
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.263	14.762	13.722	14.001	1,56	-1,03	0,40
Kraftstoffe	27.689	28.098	27.499	28.444	28.226	28.777	28.520	28.273	28.502	27.189	0,15	-0,28	-0,04
Sonstige	1.507	1.562	921	738	700	673	723	816	899	957	-3,17	1,77	-1,01
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,1	3,7	3,8	4,0	4,3	4,7	4,9	4,8	4,4	2,40	0,20	1,42

Tabelle C.70: CO2-Emissionen

SW_Izv	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	158	21	16	12	6	1	0	0
Braunkohle	167	154	41	2	1	1	0	0	0	0
Steinkohle	130	118	102	5	2	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	382	327	296	261	235	199	178	168	151
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	73	66	65
Kohle	36	25	12	8	6	4	4	4	4	4
Heizöl	69	42	21	21	17	23	22	24	33	28
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Diesel	86	87	81	70	60	51	42	35	32	30
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	219	137	70	57	47	36	31	29	27
Strom	141	124	65	8	6	5	2	0	0	0
Erdgas	59	53	46	42	36	30	24	21	18	17
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	3	4	4	5	7	6
Fernwärme	13	9	8	7	6	4	2	0	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	4	4	4	4
Haushalt & GHD	339	308	216	133	117	108	88	78	79	75
Strom	169	158	88	12	9	7	4	1	0	0
Erdgas	82	84	82	77	72	65	55	51	46	46
Leichtes Heizöl	63	39	21	21	17	22	22	24	33	28
Fernwärme	25	27	25	23	20	15	8	2	1	0
Transport	184	186	170	149	130	114	95	79	67	56
Erdgas	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	81	70	60	51	42	35	32	30
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Strom	9	8	5	1	1	1	0	0	0	0

C.11 Szenario SW_mod

Tabelle C.71: Energieangebot

SW_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	580	67	46	31	14	2	1	0	-14,48	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	856	1.070	1.696	2.584	2.740	2.813	2.897	3.004	3.104	3.141	4,87	0,55	2,93
Wasserkraft	87	91	101	101	101	99	99	101	101	101	0,52	0,10	0,33
Biomasse	497	587	844	915	1.011	1.084	1.155	1.226	1.299	1.300	3,17	0,91	2,16
Lignuzellulose	404	427	500	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	110	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Gülle	20	57	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	219	381	862	899	905	914	952	972	965	7,31	0,32	4,15
Solar	105	151	286	417	409	373	356	328	308	334	5,20	-0,55	2,60
Geothermie tief	0	1	46	229	230	230	226	226	230	230	24,30	0,00	12,85
Geothermie oberflächennah	11	21	37	61	90	121	148	173	194	211	10,07	2,82	6,78
GESAMT	2.405	2.501	2.276	2.651	2.786	2.844	2.911	3.006	3.105	3.141	0,67	0,50	0,60
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.319	210	161	110	64	46	36	32	-10,77	-5,99	-8,67
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.325	1.974	1.810	1.602	1.432	1.401	1.203	-2,52	-2,02	-2,30
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.313	1.138	1.122	-1,70	-3,06	-2,31
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	29	27	59	72	71	83	89	79	97	1,41	1,57	1,48
GESAMT	10.131	9.076	7.729	5.479	4.663	4.081	3.394	2.881	2.655	2.455	-3,57	-2,51	-3,10
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	1.899	277	207	141	78	48	37	32	-12,00	-7,15	-9,88
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.325	1.974	1.810	1.602	1.432	1.401	1.203	-2,52	-2,02	-2,30
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.313	1.138	1.122	-1,70	-3,06	-2,31
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.099	1.723	2.643	2.812	2.883	2.980	3.094	3.183	3.239	4,73	0,58	2,87
GESAMT	12.535	11.576	10.005	8.130	7.449	6.925	6.305	5.887	5.759	5.596	-2,35	-1,06	-1,78
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	27	19	3	3	2	1	1	1	1			
Rohöl	27	26	26	29	27	26	25	24	24	21			
Erdgas	26	26	29	33	33	30	26	22	20	20			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	9	17	33	38	42	47	53	55	58			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.72: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SW_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.148	2.365	967	935	869	766	654	595	514	-5,24	-2,59	-4,07
Braunkohle	1.482	1.366	520	15	10	7	3	0	0	0	-19,28	-100,00	-100,00
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	32	26	17	7	3	1	0	-16,14	-100,00	-100,00
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	0	0	-2,84	-100,00	-100,00
Biomasse	83	205	437	439	441	439	431	406	363	284	6,89	-2,15	2,77
Geothermie tief	0	1	46	229	230	230	226	226	230	230	24,30	0,00	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	570	602	560	506	392	268	161	124	103	-1,51	-6,46	-3,74
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	67	129	129	129	127	125	119	113	99	4,43	-1,24	1,87
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.080	1.696	1.531	1.302	1.238	1.110	1.065	1.139	1.149	-2,66	-0,37	-1,65
Rohöl	2.430	2.080	1.696	1.513	1.269	1.193	1.050	968	1.003	904	-2,81	-1,38	-2,17
Biomasse	0	0	0	18	33	45	60	96	136	245	16,45	8,84	13,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Bereitstellung Benzin	924	934	919	864	805	743	678	608	532	465	-0,87	-2,32	-1,51
Rohöl	904	915	832	754	672	586	498	405	305	215	-1,72	-4,89	-3,14
Biomasse	20	20	87	110	133	157	180	203	227	250	8,59	2,35	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.292	1.249	1.162	1.069	971	904	861	853	848	-1,06	-0,67	-0,89
Mitteldestillat	1.164	1.180	1.115	973	844	723	621	548	527	551	-1,89	-1,35	-1,65
Biomasse	104	112	134	189	225	248	283	312	326	297	3,54	0,91	2,36
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	62	58	33	31	54	58	93	84	-4,26	5,11	-0,20
Rohöl	92	71	62	58	33	31	54	58	93	84	-4,26	5,11	-0,20
Bereitstellung Heizöl	935	570	268	259	177	253	246	283	388	345	-5,09	1,56	-2,19
Mitteldestillat	935	570	268	259	177	253	246	283	388	345	-5,09	1,56	-2,19
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	482	211	174	181	181	194	212	245	253	-5,18	1,69	-2,19
Kohle	387	270	127	86	60	44	37	35	33	32	-8,33	-1,58	-5,39
Biomasse	298	212	84	88	121	137	157	177	212	221	-3,06	2,42	-0,66
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.437	1.263	1.131	1.120	-1,49	-2,14	-1,78
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.262	1.130	1.119	-1,49	-2,14	-1,78
Biomasse	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0,00	0,00	0,00
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Tabelle C.73: Endenergienachfrage

SW_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.860	1.793	1.653	1.611	1.576	1.518	1.457	1.430	1.413	-0,72	-0,54	-0,64
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.293	1.137	1.017	1.008	-1,49	-2,13	-1,78
Heizöl	3.495	3.147	2.740	2.552	2.262	2.140	1.987	1.874	1.888	1.727	-1,94	-1,07	-1,55
Fernwärme	442	446	490	458	416	329	233	153	125	111	-1,17	-5,29	-3,02
Steinkohle & Koks	336	229	102	70	49	36	31	30	28	27	-8,55	-1,43	-5,45
Lokale Wärme & Biomasse	280	211	111	130	175	206	240	274	318	339	-1,22	2,52	0,43
GESAMT	8.702	8.095	7.316	6.804	6.283	5.839	5.301	4.924	4.807	4.625	-1,58	-1,16	-1,39
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.171	1.835	1.625	1.482	1.346	1.191	1.085	1.059	1.013	-2,43	-1,41	-1,98
Strom	851	824	776	673	656	638	597	553	535	521	-1,15	-1,01	-1,08
Erdgas	945	862	767	706	630	530	432	378	341	325	-2,29	-2,42	-2,34
Schweres & leichtes Heizöl	137	85	48	48	30	47	54	61	93	83	-4,19	2,88	-1,11
Fernwärme	151	125	126	110	96	70	48	31	25	21	-3,03	-5,84	-4,29
Steinkohle & Koks	336	229	102	70	49	36	31	30	28	27	-8,55	-1,43	-5,45
Biomasse	73	46	17	18	21	26	29	32	37	35	-4,05	1,50	-1,62
Haushalt & GHD	3.662	3.334	2.967	2.815	2.605	2.478	2.250	2.117	2.140	2.110	-1,55	-0,80	-1,22
Strom	985	982	950	897	855	822	788	756	734	726	-0,72	-0,62	-0,68
Erdgas	1.316	1.332	1.290	1.198	1.098	981	820	719	638	645	-1,17	-2,07	-1,57
Leichtes Heizöl	864	534	268	259	177	236	246	279	388	345	-5,06	1,92	-2,02
Fernwärme	290	321	364	349	320	259	185	122	99	90	-0,45	-5,15	-2,57
Lokale Wärme	21	28	38	53	70	87	104	121	136	148	5,85	2,69	4,43
Biomasse	186	137	56	58	84	92	107	121	146	156	-2,78	2,68	-0,39
Transport	2.548	2.591	2.515	2.364	2.196	2.015	1.861	1.722	1.608	1.502	-0,93	-1,46	-1,17
Erdgas	0	8	23	37	42	41	41	40	39	37	16,01	-0,51	8,35
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.284	1.240	1.149	1.053	953	884	839	830	827	-1,11	-0,71	-0,93
davon Biodiesel	96	104	124	184	224	251	291	335	367	390	3,92	2,23	3,16
Benzin	911	922	878	812	743	671	596	516	429	353	-1,22	-3,16	-2,08
davon Bioethanol	11	11	48	61	74	87	100	112	126	138	8,62	2,33	5,78
Strom	54	54	68	82	99	116	133	148	161	166	3,11	1,81	2,53

Tabelle C.74: Stromversorgung

SW_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	57.225	3.196	2.159	1.408	615	0	0	0	-17,10	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	7.601	6.207	4.074	1.660	689	239	0	-13,32	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	0	0	-2,75	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	121.840	242.715	433.378	443.651	444.425	441.831	438.994	433.549	427.146	7,13	-0,20	3,81
Biomasse	8.667	25.280	58.546	58.915	59.184	59.003	58.258	55.894	51.504	43.542	7,97	-1,51	3,65
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Wasserkraft	24.269	25.360	28.000	28.000	28.000	27.598	27.368	28.000	28.000	28.000	0,52	0,07	0,32
Wind Onshore	43.022	54.720	76.596	69.056	68.263	66.847	62.123	62.245	65.681	64.441	1,78	-0,18	0,90
Wind Offshore	5	134	15.321	131.080	138.743	140.967	146.807	152.844	152.258	151.888	50,66	0,37	25,78
Solar-PV	3.362	16.016	51.445	83.053	86.139	87.010	85.686	79.342	74.913	80.318	13,90	-0,40	7,31
Geothermie tief	21	331	12.808	63.644	64.000	63.931	62.829	62.658	64.000	64.000	37,83	0,01	19,51
GESAMT	588.325	573.252	552.602	510.672	496.724	484.289	464.404	445.410	436.595	432.190	-0,78	-0,57	-0,68
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.311	5.859	5.859	5.859	5.775	5.727	5.859	5.859	5.859	0,55	0,07	0,34
Wind Onshore	21.353	32.433	47.828	47.828	47.828	47.115	44.264	44.830	47.828	46.741	3,22	-0,04	1,76
Wind Offshore	1	36	3.964	38.118	40.871	41.903	44.327	46.600	46.600	46.528	53,07	0,52	26,98
Solar-PV	3.457	17.540	57.837	103.674	109.492	111.504	110.047	101.026	93.671	101.849	14,91	-0,45	7,81
Geothermie	3	43	1.597	8.213	8.261	8.252	8.108	8.083	8.261	8.261	37,27	0,01	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	53.506	45.350	36.230	23.945	12.464	5.390	1.849	-3,11	-13,82	-8,03
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	22.512	16.020	10.909	5.390	1.849	-3,04	-11,75	-7,01
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	0	0	-2,89	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	3.646	8.392	8.392	8.387	8.323	8.170	7.718	6.966	5.493	7,79	-2,06	3,30
GESAMT	133.703	147.967	200.482	268.504	266.048	259.102	244.588	226.580	214.575	216.580	2,68	-0,89	1,08

Tabelle C.75: Indikatoren

SW_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.309	2.466	2.648	2.763	2.898	3.044	3.203	3.370	3.533	1,03	1,00	1,02
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.532	1.548	1.616	1.725	1.849	1.971	2.083	2.206	2.323	2.444	1,01	1,08	1,04
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	666	684	694	693	684	671	656	649	652	0,23	-0,24	0,02
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	135	153	163	162	153	139	124	118	120	1,15	-1,21	0,09
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.052	1.009	992	970	957	939	937	948	937	-0,58	-0,11	-0,37
Flugzeug	59	56	53	50	47	43	38	32	27	21	-1,26	-3,52	-2,27
Zug	79	85	95	95	87	78	68	68	68	68	-0,05	-0,68	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	70	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	18	18	17	17	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	828	774	765	754	754	751	754	771	766	-0,64	0,08	-0,32
Landbasierter Personenverkehr	1.047	996	957	943	923	914	901	905	921	916	-0,54	0,01	-0,30
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4,1	3,1	2,7	2,4	2,1	1,8	1,7	1,6	-3,33	-2,01	-2,75
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	141	123	102	94	88	82	78	78	78	-2,16	-0,64	-1,49
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	7001	6814	6395	6264	6152	5994	5836	5856	5919	-0,59	-0,19	-0,42
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	539	347	302	263	217	183	170	154	-4,27	-2,64	-3,55
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,63	0,45	0,33	0,28	0,24	0,2	0,18	0,16	0,15			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,054	0,044	0,040	0,038	0,035	0,032	0,030	0,028	0,026	-2,15	-1,44	-1,83
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,6	5,5	4,1	3,6	3,1	2,6	2,3	2,2	2	-4,22	-2,17	-3,31
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	270,8	179,8	122,6	102,2	82,8	65,6	55	48	41	-5,41	-3,45	-4,55
Importabhängigkeit	81	78	77	67	63	59	54	49	46	44			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	68	65	63	59	54	49	46	44			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	199	247	326	371	419	483	544	585	631	3,46	2,08	2,84
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	112	138	182	207	234	270	304	327	353			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,6	12,3	12,5	11,8	9,4	6,9	4,5	3,8	3,7			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	20,1	42,7	83,6	88,1	90,7	94,2	98	99,3	100			

Tabelle C.76: Energiesystemaufwendungen

SW_mod											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	5	112	127	145	163	185	209	237	269	36,04	2,53	19,97
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	13.195	25.739	32.675	5.795	5.783	8.989	14.349	19.811	16.604	-4,03	5,42	0,06
Stromerzeugung	7.373	10.886	23.532	30.082	3.369	3.317	6.061	11.236	15.799	11.919	-3,14	6,60	1,07
davon Fossil	1.373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	6.000	10.886	23.532	30.082	3.369	3.317	6.061	11.236	15.799	11.919	-2,34	6,60	1,54
Speicher	0	130	273	1.111	265	244	417	547	362	529	24,59	3,95	14,95
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	117	200	286	372	414	417	401	405	444	-1,70	0,35	-0,79
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,73	4,69	0,50
Gas	175	0	0	0	1	12	0	50	78	100	-10,28	11,37	-1,24
Kraftstoffe	1.457	651	1.077	690	946	558	833	527	862	836	-3,77	2,04	-1,23
Verteilungstechnologien	5.940	1.339	633	429	778	1.144	1.176	1.455	2.164	2.633	-6,38	4,26	-1,79
O&M Kosten	19.282	18.968	18.885	19.897	18.800	17.965	17.016	16.263	15.757	15.508	-0,28	-0,73	-0,48
Stromerzeugung	7.476	7.482	7.968	9.513	9.087	8.906	8.652	8.373	8.085	7.860	0,70	-0,62	0,11
davon Fossil	5.987	5.191	3.596	1.174	752	648	474	278	127	44	-8,51	-12,54	-10,32
davon Erneuerbar	1.489	2.291	4.372	8.339	8.334	8.258	8.178	8.095	7.958	7.816	7,09	-0,27	3,75
Speicher	0	13	38	142	149	152	157	165	166	167	22,25	0,49	12,05
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	222	252	290	321	323	369	432	488	535	1,93	2,55	2,20
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,64	7,18	4,06
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.338	1.176	980	862	772	764	-1,48	-2,13	-1,77
Kraftstoffe	1.915	1.697	1.517	1.437	1.310	1.283	1.218	1.217	1.288	1.357	-1,59	0,28	-0,76
Verteilungstechnologien	7.095	7.084	6.845	6.434	6.067	5.745	5.418	5.112	4.887	4.760	-0,84	-0,94	-0,88
Brennstoffkosten	49.124	57.539	56.273	53.563	52.977	51.397	47.968	45.192	43.669	43.064	0,18	-0,88	-0,29
Stromerzeugung	5.412	6.939	6.236	1.681	1.677	1.670	1.369	932	713	456	-4,59	-6,28	-5,35
davon Fossil	5.165	6.437	5.266	710	708	713	440	89	0	0	-7,62	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	247	502	971	971	970	957	929	843	713	456	5,58	-3,64	1,38
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-3,41	0,00
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.263	14.213	13.197	13.538	1,56	-1,20	0,32
Kraftstoffe	27.689	28.252	27.403	28.769	28.296	28.654	28.834	28.885	28.961	28.322	0,14	-0,06	0,05
Sonstige	1.507	1.427	681	569	561	538	562	610	684	707	-4,04	1,38	-1,67
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,2	4,0	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	4,9	4,3	2,96	-0,66	1,34

Tabelle C.77: CO2-Emissionen

SW_mod	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	176	19	16	12	6	1	0	0
Braunkohle	167	154	59	2	1	1	0	0	0	0
Steinkohle	130	118	102	3	2	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	382	327	294	258	231	196	175	161	147
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	71	63	62
Kohle	36	25	12	8	6	4	3	3	3	3
Heizöl	69	42	20	19	13	19	18	21	28	25
Benzin	66	67	61	55	49	43	36	30	22	16
Diesel	86	87	82	71	61	52	44	37	34	32
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	223	148	71	60	49	39	32	31	29
Strom	141	127	75	8	7	5	3	0	0	0
Erdgas	59	53	48	44	39	33	27	23	21	20
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	2	4	4	4	7	6
Fernwärme	13	10	9	7	6	4	2	1	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	3	3	3	3
Haushalt & GHD	339	304	220	127	110	99	80	68	69	66
Strom	169	156	95	10	9	6	3	1	0	0
Erdgas	82	83	80	74	68	61	51	45	40	40
Leichtes Heizöl	63	39	20	19	13	17	18	21	28	25
Fernwärme	25	26	25	23	20	14	7	2	1	0
Transport	184	186	173	150	133	115	98	82	70	59
Erdgas	0	0	1	2	3	3	3	2	2	2
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	82	71	61	52	44	37	34	32
Benzin	66	67	61	55	49	43	36	30	22	16
Strom	9	8	6	1	1	1	1	0	0	0

C.12 Szenario SW_my0

Tabelle C.78: Energieangebot

SW_my0											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	77	67	46	31	14	2	1	0	-14,48	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	856	893	1.361	1.481	1.722	1.925	2.092	2.314	2.597	3.040	3,29	2,31	2,86
Wasserkraft	87	87	98	99	99	97	93	92	92	100	0,44	0,15	0,31
Biomasse	497	441	844	892	1.011	1.060	1.155	1.226	1.299	1.295	3,08	1,01	2,15
Lignuzellulose	404	317	500	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	133	180	203	227	245	7,87	3,10	5,73
Gülle	20	20	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	246	295	353	461	615	606	603	632	864	5,67	1,71	3,89
Solar	105	104	99	88	63	15	2	14	52	141	-7,49	11,86	0,66
Geothermie tief	0	1	8	26	54	91	120	152	184	225	19,77	4,63	12,79
Geothermie oberflächennah	11	13	17	23	34	47	115	227	338	415	5,98	11,51	8,40
GESAMT	2.405	2.324	1.437	1.548	1.768	1.956	2.106	2.316	2.597	3.040	-0,82	2,23	0,52
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.170	897	623	107	59	36	29	25	-10,87	-7,01	-9,17
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.294	1.877	1.710	1.419	1.252	1.226	1.051	-2,74	-2,40	-2,59
Erdgas	3.208	3.200	3.805	3.915	3.680	3.292	2.816	2.270	1.810	1.193	0,10	-4,95	-2,17
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	34	10	71	87	83	105	112	100	117	2,05	1,73	1,91
GESAMT	10.131	9.222	8.488	7.375	6.268	5.192	4.399	3.671	3.164	2.387	-2,64	-3,81	-3,16
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	1.247	964	670	138	74	38	30	25	-12,08	-8,19	-10,37
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.294	1.877	1.710	1.419	1.252	1.226	1.051	-2,74	-2,40	-2,59
Erdgas	3.208	3.200	3.805	3.915	3.680	3.292	2.816	2.270	1.810	1.193	0,10	-4,95	-2,17
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	927	1.370	1.552	1.808	2.008	2.197	2.427	2.696	3.157	3,23	2,29	2,81
GESAMT	12.535	11.546	9.925	8.923	8.036	7.148	6.505	5.987	5.762	5.427	-2,22	-1,37	-1,84
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	27	13	11	8	2	1	1	1	0			
Rohöl	27	27	26	26	23	24	22	21	21	19			
Erdgas	26	28	38	44	46	46	43	38	31	22			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	8	14	17	22	28	34	41	47	58			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.79: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SW_my											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.168	2.623	2.782	2.546	2.028	1.930	1.806	1.619	996	-1,97	-3,49	-2,65
Braunkohle	1.482	1.366	18	15	10	7	3	0	0	0	-19,28	-100,00	-100,00
Steinkohle	1.385	1.261	938	722	491	17	7	3	1	0	-16,14	-100,00	-100,00
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	434	1.187	1.470	1.448	1.376	1.269	1.152	975	414	5,51	-5,83	0,31
Biomasse	83	83	458	539	539	535	531	500	459	356	7,74	-2,02	3,29
Geothermie tief	0	1	8	26	54	91	120	152	184	225	19,77	4,63	12,79
Fernwärmeerzeugung	573	545	602	560	506	392	267	153	109	67	-1,51	-8,45	-4,66
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	43	129	129	129	127	124	111	97	64	4,43	-3,37	0,89
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.087	1.706	1.484	1.187	1.094	917	867	911	915	-3,14	-0,89	-2,15
Rohöl	2.430	2.087	1.706	1.484	1.187	1.094	906	835	874	797	-3,14	-1,57	-2,45
Biomasse	0	0	0	0	0	0	11	33	37	118	-100,00	26,94	11,18
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Bereitstellung Benzin	924	923	908	842	793	721	667	598	522	445	-0,99	-2,38	-1,61
Rohöl	904	903	821	755	660	588	487	395	295	200	-1,71	-5,25	-3,30
Biomasse	20	20	87	87	133	133	180	203	227	245	7,87	3,10	5,73
Bereitstellung Diesel	1.268	1.283	1.221	1.137	1.044	945	863	809	791	777	-1,17	-0,97	-1,08
Mitteldestillat	1.164	1.166	1.104	936	804	685	558	474	445	460	-2,10	-1,97	-2,04
Biomasse	104	117	117	201	240	260	305	335	347	317	3,73	1,00	2,51
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	75	63	54	30	27	26	23	57	54	-4,79	3,53	-1,18
Rohöl	92	75	63	54	30	27	26	23	57	54	-4,79	3,53	-1,18
Bereitstellung Heizöl	935	591	289	259	120	171	143	194	295	270	-6,57	2,31	-2,72
Mitteldestillat	935	591	289	259	120	171	143	194	295	270	-6,57	2,31	-2,72
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	482	188	90	115	127	138	168	214	236	-6,52	3,15	-2,34
Kohle	387	270	126	84	58	40	32	25	25	25	-8,68	-2,32	-5,91
Biomasse	298	212	62	6	57	87	106	143	189	211	-4,81	4,53	-0,76
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.438	1.100	869	873	-1,49	-3,35	-2,32
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.086	827	775	-1,49	-3,92	-2,58
Biomasse	0	0	0	0	0	1	2	14	44	104	0,00	26,14	10,87
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Tabelle C.80: Endenergienachfrage

SW_myo	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
											2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.857	1.822	1.787	1.743	1.666	1.610	1.557	1.522	1.430	-0,50	-0,76	-0,62
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.294	984	767	750	-1,49	-3,57	-2,42
Heizöl	3.495	3.152	2.724	2.511	2.164	2.017	1.802	1.687	1.686	1.533	-2,17	-1,36	-1,81
Fernwärme	442	420	490	458	416	329	232	144	110	76	-1,17	-7,06	-3,84
Steinkohle & Koks	336	229	101	67	46	33	27	21	21	22	-8,86	-2,01	-5,88
Lokale Wärme & Biomasse	280	205	78	32	80	110	171	283	399	472	-3,67	7,55	1,17
GESAMT	8.702	8.065	7.295	6.798	6.219	5.707	5.136	4.677	4.505	4.282	-1,67	-1,43	-1,56
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.113	1.775	1.590	1.407	1.228	1.064	929	870	787	-2,79	-2,20	-2,53
Strom	851	802	761	733	693	640	603	567	548	490	-1,13	-1,33	-1,22
Erdgas	945	848	731	640	543	455	356	267	205	189	-2,88	-4,30	-3,51
Schweres & leichtes Heizöl	137	90	49	45	27	29	25	33	57	54	-6,02	3,16	-2,05
Fernwärme	151	99	121	104	91	60	39	24	18	12	-3,62	-7,73	-5,47
Steinkohle & Koks	336	229	101	67	46	33	27	21	21	22	-8,86	-2,01	-5,88
Biomasse	73	46	12	1	7	12	13	17	21	20	-6,97	2,59	-2,84
Haushalt & GHD	3.662	3.385	3.057	2.906	2.689	2.546	2.319	2.150	2.165	2.148	-1,44	-0,85	-1,18
Strom	985	1.001	995	976	960	930	903	878	854	815	-0,23	-0,66	-0,42
Erdgas	1.316	1.349	1.337	1.285	1.210	1.081	922	702	547	547	-0,78	-3,35	-1,93
Leichtes Heizöl	864	554	289	259	120	169	143	184	295	270	-6,32	2,37	-2,55
Fernwärme	290	321	369	354	325	269	193	120	92	65	-0,30	-6,86	-3,27
Lokale Wärme	21	22	24	27	31	35	80	159	236	290	2,06	11,15	6,01
Biomasse	186	138	42	4	42	63	78	107	142	161	-4,24	4,80	-0,32
Transport	2.548	2.567	2.464	2.301	2.122	1.933	1.753	1.597	1.469	1.347	-1,10	-1,79	-1,41
Erdgas	0	5	12	16	16	16	16	15	15	14	11,73	-0,67	6,04
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.275	1.213	1.123	1.027	927	841	785	767	755	-1,22	-1,02	-1,13
davon Biodiesel	96	109	109	187	223	242	289	327	340	350	3,77	1,86	2,92
Benzin	911	911	866	801	731	660	585	505	419	335	-1,28	-3,33	-2,20
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	73	100	112	126	136	7,86	3,16	5,75
Strom	54	54	66	78	89	97	104	112	120	125	2,37	1,28	1,88

Tabelle C.81: Stromversorgung

SW_myo											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	3.683	3.196	2.159	1.408	615	0	0	0	-17,10	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Steinkohle	145.235	133.671	101.992	80.956	56.629	4.074	1.660	689	239	0	-13,32	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erdgas	66.930	78.779	204.390	251.536	247.516	233.240	213.816	192.257	162.426	69.062	5,12	-5,90	0,07
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	97.644	165.671	193.900	226.798	269.417	274.531	281.973	302.858	370.845	5,01	1,61	3,49
Biomasse	8.667	8.667	61.057	70.547	70.518	70.084	69.765	65.856	60.889	48.161	8,72	-1,86	3,88
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	24.269	24.269	27.086	27.434	27.434	27.000	25.881	25.473	25.592	27.902	0,43	0,16	0,31
Wind Onshore	43.022	60.863	69.365	72.550	73.252	72.332	63.305	52.688	44.536	53.597	2,10	-1,49	0,49
Wind Offshore	5	134	2.572	13.037	37.960	73.927	81.814	92.415	107.492	144.536	46,82	3,41	25,64
Solar-PV	3.362	3.380	3.294	3.185	2.612	685	660	3.991	14.032	36.535	-6,17	22,00	5,44
Geothermie tief	21	331	2.296	7.148	15.023	25.389	33.337	42.227	51.090	62.549	32,83	4,61	19,45
GESAMT	588.325	572.174	560.535	548.493	533.350	508.241	490.880	475.596	466.296	442.341	-0,58	-0,69	-0,63
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.037	5.624	5.705	5.705	5.615	5.383	5.298	5.351	5.831	0,44	0,19	0,33
Wind Onshore	21.353	34.516	40.924	44.153	46.275	47.828	42.151	35.392	30.521	37.630	3,28	-1,19	1,27
Wind Offshore	1	36	659	3.363	9.988	20.219	22.664	25.953	31.134	43.434	48,67	3,90	26,78
Solar-PV	3.457	3.493	3.404	3.291	2.698	705	680	4.132	14.887	40.281	-6,16	22,42	5,61
Geothermie	3	43	286	888	1.875	3.190	4.211	5.367	6.560	8.066	32,15	4,75	19,18
Fossile Kraftwerke	79.773	83.388	149.348	170.123	161.638	150.322	135.122	120.066	98.099	41.268	2,57	-6,26	-1,45
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	22.512	16.020	10.909	5.390	1.849	-3,04	-11,75	-7,01
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	35.603	107.696	135.173	133.539	127.681	119.069	109.156	92.709	39.419	6,21	-5,71	0,74
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.275	8.751	10.105	10.101	10.037	9.956	9.327	8.596	6.525	8,60	-2,13	3,69
GESAMT	133.703	146.553	222.447	240.542	238.280	237.916	220.167	205.535	195.148	183.035	2,33	-1,30	0,70

Tabelle C.82: Indikatoren

SW_myo											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.313	2.483	2.685	2.824	2.968	3.120	3.282	3.454	3.631	1,13	1,01	1,08
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.546	1.569	1.651	1.773	1.901	2.030	2.151	2.282	2.407	2.536	1,09	1,12	1,11
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	666	684	692	687	672	655	634	617	609	0,16	-0,49	-0,13
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	134	153	160	154	141	124	102	85	78	0,82	-2,92	-0,86
LKW	467	466	466	466	469	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.027	973	934	894	854	801	761	731	707	-1,03	-0,94	-0,99
Flugzeug	59	56	53	51	50	45	40	35	30	23	-1,08	-3,30	-2,07
Zug	79	85	94	93	83	73	68	68	68	68	-0,32	-0,35	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	804	743	708	680	654	611	575	550	534	-1,20	-1,01	-1,12
Landbasierter Personenverkehr	1.047	971	919	883	845	809	761	726	701	684	-1,03	-0,84	-0,94
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4	3,3	2,8	2,4	2,1	1,8	1,7	1,5	-3,33	-2,32	-2,88
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	141	122	112	102	91	84	79	78	75	-2,03	-0,95	-1,55
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6987	6912	6873	6735	6468	6349	6251	6285	6095	-0,39	-0,30	-0,35
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	719	520	478	407	323	268	222	194	146	-3,47	-3,89	-3,66
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,76	0,62	0,5	0,45	0,37	0,3	0,25	0,21	0,17	0,13			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,054	0,050	0,050	0,045	0,041	0,038	0,035	0,030	0,023	-1,48	-2,80	-2,07
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,6	6,2	5,5	4,6	3,8	3,2	2,7	2,3	1,8	-3,43	-3,67	-3,54
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	334,8	268	201,1	164,8	129,1	99,5	78,6	63,3	49,2	35	-4,74	-5,09	-4,89
Importabhängigkeit	81	80	86	83	78	73	68	61	55	44			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	69	76	80	78	73	68	61	55	44			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	200	250	301	351	415	480	548	600	669	3,43	2,41	2,97
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	112	140	168	197	232	268	307	335	374			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10	12,1	11,6	10,9	9	6,5	3,9	3,1	2,3			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	15,9	28,4	34,2	41,3	51,8	54,8	58,4	64,4	84,3			

Tabelle C.83: Energiesystemaufwendungen

SW_my											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	5	166	190	216	244	277	314	357	406	38,24	2,57	21,07
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	6.948	15.569	7.749	6.168	6.926	5.671	8.491	13.434	21.958	-3,33	5,94	0,68
Stromerzeugung	7.373	4.278	13.139	5.740	3.526	4.888	2.480	4.533	8.507	16.958	-1,63	6,42	1,87
davon Fossil	1.373	1.390	7.856	3.036	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	6.000	2.888	5.283	2.705	3.526	4.888	2.480	4.533	8.507	16.958	-0,82	6,42	2,34
Speicher	0	144	59	74	170	326	89	152	245	782	26,04	4,48	15,96
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	24	43	83	134	172	904	1.536	1.578	1.210	-5,08	10,24	1,44
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-17,77	0,00
Gas	175	0	0	0	0	12	15	120	395	763	-10,28	23,27	3,33
Kraftstoffe	1.457	650	1.064	548	840	432	765	423	579	648	-4,75	2,05	-1,78
Verteilungstechnologien	5.940	1.781	1.264	1.297	1.439	1.055	1.338	1.641	1.979	1.468	-6,68	1,67	-3,06
O&M Kosten	19.282	18.912	19.643	19.147	18.586	18.182	17.500	17.107	16.945	16.572	-0,23	-0,46	-0,34
Stromerzeugung	7.476	7.347	8.565	8.631	8.664	8.989	8.882	8.814	8.690	8.198	0,74	-0,46	0,21
davon Fossil	5.987	5.620	5.857	5.468	4.879	4.358	4.089	3.777	3.141	1.326	-1,26	-5,77	-3,29
davon Erneuerbar	1.489	1.727	2.708	3.162	3.785	4.631	4.793	5.037	5.549	6.872	4,64	1,99	3,46
Speicher	0	14	18	23	36	61	61	63	73	133	17,86	4,00	11,49
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	203	202	199	183	138	283	579	886	1.114	-1,47	10,99	3,88
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.176	984	778	696	840	-1,48	-1,67	-1,57
Kraftstoffe	1.915	1.699	1.515	1.371	1.216	1.135	1.065	1.050	1.077	1.115	-2,07	-0,09	-1,19
Verteilungstechnologien	7.095	7.179	7.082	6.859	6.635	6.313	6.014	5.733	5.459	5.113	-0,47	-1,05	-0,73
Brennstoffkosten	49.124	58.273	61.999	66.929	66.436	62.800	60.228	56.069	50.872	44.136	0,99	-1,75	-0,24
Stromerzeugung	5.412	7.659	12.297	15.184	15.352	13.913	14.068	13.941	12.377	5.727	3,85	-4,34	0,13
davon Fossil	5.165	7.413	11.276	13.974	14.142	12.716	12.887	12.848	11.388	5.014	3,67	-4,55	-0,07
davon Erneuerbar	247	247	1.021	1.210	1.209	1.197	1.181	1.093	989	713	6,52	-2,56	2,39
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,71	-6,58	-1,53
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.263	12.229	9.709	9.492	1,56	-2,93	-0,46
Kraftstoffe	27.689	28.370	27.124	28.833	28.244	27.946	28.538	28.875	28.087	28.233	0,04	0,05	0,04
Sonstige	1.507	1.426	626	368	397	405	419	474	585	645	-5,12	2,35	-1,87
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,2	4,5	5,2	5,5	5,6	5,7	5,9	5,9	5,1	3,54	-0,49	1,73

Tabelle C.84: CO2-Emissionen

SW_my0										
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	298	157	152	128	79	72	65	55	23
Braunkohle	167	154	2	2	1	1	0	0	0	0
Steinkohle	130	118	88	68	46	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	24	66	82	81	77	71	64	54	23
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstofferzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	326	292	250	223	186	153	134	119
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	61	46	43
Kohle	36	25	12	8	5	4	3	2	2	2
Heizöl	69	43	21	19	9	13	11	14	22	20
Benzin	66	66	60	55	48	43	36	29	22	15
Diesel	86	86	81	69	59	50	41	34	31	30
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	221	135	120	97	67	55	45	38	25
Strom	141	127	65	61	50	30	27	23	19	8
Erdgas	59	53	45	40	34	28	22	16	12	11
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	2	2	2	2	4	4
Fernwärme	13	9	8	7	6	3	2	0	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	5	4	3	2	2	2
Haushalt & GHD	339	315	217	207	176	139	116	96	86	65
Strom	169	163	87	84	72	45	41	37	31	13
Erdgas	82	84	83	80	75	67	57	43	33	32
Leichtes Heizöl	63	41	21	19	9	12	11	14	22	20
Fernwärme	25	28	25	24	20	15	8	2	1	0
Transport	184	184	170	152	134	116	97	81	69	56
Erdgas	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	86	81	69	59	50	41	34	31	30
Benzin	66	66	60	55	48	43	36	29	22	15
Strom	9	8	5	6	6	4	4	4	4	2

C.13 Szenario SW_preishoch

Tabelle C.85: Energieangebot

SW_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	702	67	46	31	14	2	1	0	-14,48	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	856	1.077	1.658	2.402	2.749	2.800	2.916	3.035	3.150	3.201	4,85	0,67	2,97
Wasserkraft	87	92	101	101	101	98	97	101	101	101	0,48	0,15	0,33
Biomasse	497	593	844	892	1.011	1.060	1.155	1.226	1.299	1.295	3,08	1,01	2,15
Lignuzellulose	404	428	500	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	133	180	203	227	245	7,87	3,10	5,73
Gülle	20	63	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	222	373	763	916	918	920	950	972	969	7,37	0,27	4,16
Solar	105	148	261	385	395	364	351	330	310	330	5,10	-0,49	2,58
Geothermie tief	0	1	41	199	230	230	227	226	230	230	24,30	0,00	12,85
Geothermie oberflächennah	11	21	39	64	95	131	165	201	238	277	10,42	3,82	7,43
GESAMT	2.405	2.508	2.360	2.469	2.795	2.831	2.931	3.037	3.151	3.201	0,65	0,62	0,64
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.321	655	164	113	68	59	48	43	-10,67	-4,72	-8,07
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.350	2.008	1.861	1.624	1.452	1.420	1.199	-2,41	-2,17	-2,31
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.278	1.088	1.075	-1,70	-3,27	-2,40
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	22	30	53	64	64	75	82	71	90	0,99	1,72	1,31
GESAMT	10.131	9.069	7.734	5.942	4.691	4.128	3.412	2.870	2.627	2.408	-3,53	-2,66	-3,14
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	2.023	722	210	144	82	60	48	43	-11,93	-5,86	-9,28
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.350	2.008	1.861	1.624	1.452	1.420	1.199	-2,41	-2,17	-2,31
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.278	1.088	1.075	-1,70	-3,27	-2,40
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.099	1.688	2.455	2.813	2.864	2.991	3.117	3.221	3.291	4,71	0,70	2,91
GESAMT	12.535	11.577	10.094	8.412	7.486	6.959	6.342	5.907	5.778	5.609	-2,33	-1,07	-1,77
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	27	20	9	3	2	1	1	1	1			
Rohöl	27	26	26	28	27	27	26	25	25	21			
Erdgas	26	26	29	32	33	30	26	22	19	19			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	9	17	29	38	41	47	53	56	59			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.86: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SW_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.145	2.464	1.361	915	849	746	633	574	495	-5,33	-2,66	-4,15
Braunkohle	1.482	1.366	643	15	10	7	3	0	0	0	-19,28	-100,00	-100,00
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	475	26	17	7	3	1	0	-16,14	-100,00	-100,00
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	0	0	-2,84	-100,00	-100,00
Biomasse	83	202	419	420	421	419	411	385	342	265	6,69	-2,26	2,61
Geothermie tief	0	1	41	199	230	230	227	226	230	230	24,30	0,00	12,85
Fernwärmeerzeugung	573	574	602	560	506	392	268	161	124	103	-1,51	-6,46	-3,74
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	71	129	129	129	127	125	119	113	100	4,43	-1,19	1,89
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.085	1.700	1.537	1.322	1.260	1.115	1.060	1.130	1.111	-2,59	-0,63	-1,72
Rohöl	2.430	2.085	1.700	1.529	1.303	1.230	1.074	991	1.031	916	-2,69	-1,46	-2,14
Biomasse	0	0	0	8	18	30	40	69	99	195	14,57	9,81	12,43
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Bereitstellung Benzin	924	929	914	849	800	727	673	603	527	450	-0,95	-2,37	-1,59
Rohöl	904	909	827	762	667	595	493	400	300	205	-1,66	-5,19	-3,24
Biomasse	20	20	87	87	133	133	180	203	227	245	7,87	3,10	5,73
Bereitstellung Diesel	1.268	1.289	1.233	1.146	1.052	954	880	828	813	799	-1,13	-0,88	-1,02
Mitteldestillat	1.164	1.183	1.096	963	835	714	605	524	495	508	-1,94	-1,69	-1,83
Biomasse	104	105	137	183	217	241	275	305	318	290	3,42	0,93	2,31
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	63	59	38	36	56	61	89	78	-3,68	3,94	-0,37
Rohöl	92	71	63	59	38	36	56	61	89	78	-3,68	3,94	-0,37
Bereitstellung Heizöl	935	572	291	280	213	292	278	316	430	376	-4,55	1,27	-2,00
Mitteldestillat	935	572	291	280	213	292	278	316	430	376	-4,55	1,27	-2,00
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	487	231	205	219	220	239	272	314	333	-4,44	2,09	-1,59
Kohle	387	270	129	88	63	47	41	47	44	43	-8,09	-0,44	-4,77
Biomasse	298	217	102	117	156	173	198	225	270	290	-2,15	2,62	-0,06
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.437	1.228	1.082	1.073	-1,49	-2,35	-1,87
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.227	1.081	1.072	-1,49	-2,35	-1,87
Biomasse	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0,00	0,00	0,00
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Tabelle C.87: Endenergienachfrage

SW_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.859	1.796	1.681	1.602	1.565	1.505	1.444	1.414	1.393	-0,75	-0,58	-0,67
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.293	1.105	973	965	-1,49	-2,35	-1,87
Heizöl	3.495	3.141	2.743	2.554	2.282	2.164	1.992	1.874	1.882	1.691	-1,90	-1,23	-1,60
Fernwärme	442	451	490	458	416	329	233	153	125	111	-1,17	-5,29	-3,02
Steinkohle & Koks	336	229	104	72	52	39	35	40	37	37	-8,25	-0,26	-4,78
Lokale Wärme & Biomasse	280	216	127	157	209	243	286	335	399	443	-0,57	3,05	1,02
GESAMT	8.702	8.098	7.340	6.862	6.329	5.891	5.343	4.952	4.831	4.639	-1,55	-1,19	-1,39
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.144	1.794	1.595	1.419	1.269	1.103	981	935	872	-2,66	-1,86	-2,31
Strom	851	814	763	680	626	606	561	513	489	466	-1,35	-1,30	-1,33
Erdgas	945	845	737	669	591	481	381	312	268	248	-2,67	-3,26	-2,93
Schweres & leichtes Heizöl	137	83	49	49	35	51	56	61	88	77	-3,88	2,08	-1,27
Fernwärme	151	128	122	105	92	64	43	27	22	17	-3,38	-6,41	-4,74
Steinkohle & Koks	336	229	104	72	52	39	35	40	37	37	-8,25	-0,26	-4,78
Biomasse	73	45	19	20	22	27	27	28	31	28	-3,90	0,18	-2,11
Haushalt & GHD	3.662	3.373	3.065	2.946	2.766	2.667	2.453	2.333	2.382	2.374	-1,26	-0,58	-0,96
Strom	985	991	969	927	892	865	840	816	800	794	-0,52	-0,43	-0,48
Erdgas	1.316	1.352	1.328	1.249	1.152	1.045	887	768	680	694	-0,92	-2,03	-1,41
Leichtes Heizöl	864	537	291	280	213	276	278	316	430	376	-4,46	1,56	-1,83
Fernwärme	290	323	368	353	324	265	190	126	103	94	-0,36	-5,05	-2,47
Lokale Wärme	21	28	39	56	74	93	115	141	167	194	6,13	3,74	5,06
Biomasse	186	143	69	81	112	123	143	166	202	221	-1,64	2,97	0,38
Transport	2.548	2.580	2.482	2.321	2.144	1.956	1.787	1.637	1.514	1.393	-1,05	-1,68	-1,33
Erdgas	0	5	15	24	26	26	25	25	24	23	13,92	-0,61	7,22
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.281	1.223	1.133	1.037	937	860	807	791	778	-1,18	-0,93	-1,07
davon Biodiesel	96	98	127	174	210	237	274	315	342	360	3,68	2,11	2,98
Benzin	911	917	872	807	738	666	591	511	425	340	-1,25	-3,31	-2,17
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	73	100	112	126	135	7,86	3,12	5,73
Strom	54	54	64	74	84	93	104	115	126	133	2,20	1,80	2,02

Tabelle C.88: Stromversorgung

SW_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	70.282	3.196	2.159	1.408	615	0	0	0	-17,10	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	54.764	6.207	4.074	1.660	689	239	0	-13,32	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	0	0	-2,75	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	121.749	230.836	394.998	442.000	442.496	440.007	437.350	431.767	425.212	7,12	-0,20	3,80
Biomasse	8.667	25.353	56.462	56.635	56.813	56.610	55.805	53.386	48.987	41.232	7,80	-1,57	3,53
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Wasserkraft	24.269	25.492	28.000	28.000	28.000	27.102	27.079	28.000	28.000	28.000	0,44	0,16	0,32
Wind Onshore	43.022	55.308	76.750	70.504	67.993	66.428	61.955	61.924	65.551	64.701	1,75	-0,13	0,91
Wind Offshore	5	134	13.093	108.738	142.513	143.877	148.132	152.721	152.079	151.810	50,79	0,27	25,78
Solar-PV	3.362	15.131	45.262	76.130	83.061	85.108	84.725	79.856	75.189	79.487	13,80	-0,34	7,28
Geothermie tief	21	331	11.269	55.164	64.000	63.983	63.141	62.884	64.000	64.000	37,83	0,00	19,51
GESAMT	588.325	573.161	553.780	519.259	494.775	482.042	462.173	443.199	434.045	429.230	-0,79	-0,58	-0,70
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.338	5.859	5.859	5.859	5.672	5.668	5.859	5.859	5.859	0,48	0,16	0,34
Wind Onshore	21.353	32.844	47.828	47.828	47.828	46.982	44.179	44.578	47.828	47.177	3,20	0,02	1,78
Wind Offshore	1	36	3.382	30.781	42.231	42.952	44.815	46.600	46.600	46.600	53,22	0,41	26,98
Solar-PV	3.457	16.016	49.915	92.401	104.138	108.091	108.091	101.370	94.358	100.600	14,76	-0,36	7,78
Geothermie	3	43	1.404	7.076	8.261	8.259	8.149	8.113	8.261	8.261	37,28	0,00	19,25
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	53.506	45.350	36.230	23.945	12.464	5.390	1.849	-3,11	-13,82	-8,03
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	22.512	16.020	10.909	5.390	1.849	-3,04	-11,75	-7,01
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	0	0	-2,89	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	3.656	8.095	8.095	8.091	8.027	7.878	7.441	6.717	5.312	7,64	-2,04	3,22
GESAMT	133.703	146.891	191.488	248.460	261.758	256.213	242.725	226.425	215.013	215.658	2,64	-0,86	1,07

Tabelle C.89: Indikatoren

SW_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.320	2.491	2.693	2.828	2.978	3.144	3.324	3.511	3.700	1,14	1,09	1,12
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.534	1.555	1.633	1.754	1.890	2.026	2.155	2.296	2.430	2.568	1,12	1,19	1,15
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	665	681	689	687	677	664	649	640	639	0,19	-0,29	-0,02
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	134	150	158	155	146	133	117	108	108	0,96	-1,50	-0,14
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.044	983	946	906	867	827	798	775	751	-0,97	-0,72	-0,86
Flugzeug	59	56	53	51	50	45	40	35	30	23	-1,08	-3,30	-2,07
Zug	79	81	86	84	78	71	68	68	68	68	-0,43	-0,22	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	66	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	825	761	729	697	669	637	613	595	578	-1,11	-0,73	-0,94
Landbasierter Personenverkehr	1.047	988	930	895	856	822	787	763	745	728	-0,96	-0,61	-0,80
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4,1	3,1	2,6	2,3	2	1,8	1,6	1,5	-3,50	-2,11	-2,88
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	141	125	105	95	89	82	78	78	78	-2,14	-0,65	-1,48
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6999	6828	6505	6243	6127	5970	5815	5832	5892	-0,61	-0,20	-0,43
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	553	391	305	267	219	183	169	152	-4,21	-2,78	-3,57
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,64	0,48	0,35	0,29	0,24	0,2	0,18	0,16	0,14			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,055	0,047	0,041	0,038	0,035	0,032	0,030	0,028	0,026	-2,12	-1,56	-1,87
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,7	5,8	4,4	3,6	3,1	2,6	2,3	2,2	2	-4,22	-2,17	-3,31
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	272,6	189,6	129,2	101,1	81,5	63,9	53	45,7	38,7	-5,47	-3,66	-4,67
Importabhängigkeit	81	78	77	71	63	59	54	49	46	43			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	68	68	63	59	54	49	46	43			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	200	247	320	378	428	496	563	608	660	3,55	2,19	2,94
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	112	138	179	211	239	277	315	340	369			
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,7	12,2	12,2	11,8	9,5	6,9	4,5	3,9	3,7			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	20,1	40,5	74,8	88,1	90,6	94,1	98	99,3	100			

Tabelle C.90: Energiesystemaufwendungen

SW_preishoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,9	4,6	5,3	6,1	6,9	7,7	8,5	9,2	9,9	4,87	1,80	3,49
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	9,8	11,2	12,7	14,2	15,7	16,9	18,2	18,9	19,7	2,99	1,15	2,17
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	7,8	9,2	10,7	12,2	13,8	15,2	16,5	17,5	18,5	4,44	1,49	3,11
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	5	84	96	110	124	141	161	184	210	34,56	2,65	19,31
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	12.790	23.158	29.064	11.135	5.991	9.049	13.740	19.037	17.863	-3,89	5,61	0,22
Stromerzeugung	7.373	10.291	20.692	26.520	8.305	3.456	5.897	10.360	14.695	12.973	-2,98	6,84	1,26
davon Fossil	1.373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	6.000	10.291	20.692	26.520	8.305	3.456	5.897	10.360	14.695	12.973	-2,18	6,84	1,73
Speicher	0	131	239	853	569	234	368	523	408	483	24,38	3,69	14,72
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	122	214	309	398	463	519	562	640	745	-1,26	2,41	0,36
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,73	4,69	0,50
Gas	175	0	0	0	0	12	0	40	74	101	-10,28	11,40	-1,22
Kraftstoffe	1.457	647	1.081	616	945	551	814	504	788	761	-3,81	1,63	-1,43
Verteilungstechnologien	5.940	1.522	891	671	835	1.159	1.338	1.574	2.256	2.615	-6,33	4,15	-1,81
O&M Kosten	19.282	19.004	18.874	19.459	19.013	18.173	17.292	16.571	16.126	15.902	-0,24	-0,67	-0,43
Stromerzeugung	7.476	7.466	7.846	8.958	9.087	8.894	8.637	8.359	8.077	7.851	0,70	-0,62	0,11
davon Fossil	5.987	5.191	3.716	1.497	752	648	474	278	127	44	-8,51	-12,54	-10,32
davon Erneuerbar	1.489	2.276	4.130	7.461	8.334	8.246	8.163	8.081	7.950	7.806	7,09	-0,27	3,75
Speicher	0	13	35	114	153	155	159	166	168	169	22,34	0,45	12,08
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	223	256	298	334	346	412	507	608	713	2,21	3,68	2,86
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,64	7,18	4,06
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.176	980	838	738	732	-1,48	-2,34	-1,87
Kraftstoffe	1.915	1.697	1.519	1.407	1.310	1.258	1.204	1.191	1.253	1.286	-1,67	0,11	-0,88
Verteilungstechnologien	7.095	7.134	6.950	6.595	6.255	5.956	5.668	5.393	5.193	5.068	-0,70	-0,80	-0,74
Brennstoffkosten	49.124	64.406	66.079	66.999	65.826	65.465	61.161	57.303	55.543	54.270	1,16	-0,93	0,22
Stromerzeugung	5.412	7.581	7.265	4.188	1.865	1.899	1.516	935	678	431	-4,10	-7,15	-5,47
davon Fossil	5.165	7.090	6.335	3.259	937	984	628	130	0	0	-6,42	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	247	491	929	929	928	916	888	804	678	431	5,39	-3,70	1,25
Fernwärme	2.893	4.602	5.108	5.496	5.698	4.562	2.764	811	172	63	1,84	-19,29	-8,16
Wasserstoff	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	4,13	-3,68	0,58
Gas	11.706	19.156	21.192	23.018	23.984	23.772	21.767	20.282	18.942	19.850	2,87	-0,90	1,18
Kraftstoffe	27.689	31.592	31.685	33.554	33.532	34.507	34.338	34.345	34.719	32.830	0,88	-0,25	0,38
Sonstige	1.507	1.561	829	743	747	725	775	929	1.031	1.096	-2,89	2,09	-0,71
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,4	4,1	4,8	4,8	5,0	5,0	5,0	4,9	4,4	3,04	-0,60	1,41

Tabelle C.91: CO2-Emissionen

SW_preishoch	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	190	61	16	12	6	1	0	0
Braunkohle	167	154	72	2	1	1	0	0	0	0
Steinkohle	130	118	102	45	2	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	382	327	296	261	233	198	174	162	147
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	69	60	60
Kohle	36	25	12	8	6	4	4	4	4	4
Heizöl	69	42	21	21	16	21	20	23	32	28
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Diesel	86	87	81	70	61	51	43	36	33	31
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	221	150	85	57	46	36	29	27	25
Strom	141	125	79	24	6	5	2	0	0	0
Erdgas	59	52	46	41	37	30	24	19	17	15
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	3	4	4	4	6	6
Fernwärme	13	10	8	7	6	4	2	0	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	6	4	4	4	4	4
Haushalt & GHD	339	306	233	155	116	106	87	74	75	71
Strom	169	157	104	34	9	7	4	1	0	0
Erdgas	82	84	82	78	71	65	55	48	42	43
Leichtes Heizöl	63	39	21	21	16	20	20	23	32	28
Fernwärme	25	26	25	23	20	15	8	2	1	0
Transport	184	186	171	151	131	114	96	80	67	56
Erdgas	0	0	1	1	2	2	2	2	2	1
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	87	81	70	61	51	43	36	33	31
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Strom	9	8	6	3	1	1	0	0	0	0

C.14 Szenario SW_reghoch

Tabelle C.92: Energieangebot

SW_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	204	67	46	31	14	2	1	0	-14,48	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	856	1.082	1.917	2.559	3.193	3.580	3.940	4.203	4.377	4.438	5,89	1,08	3,72
Wasserkraft	87	90	101	101	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	544	844	892	1.011	1.060	1.155	1.226	1.299	1.292	3,08	0,99	2,15
Lignuzellulose	404	412	500	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	133	180	203	227	242	7,87	3,04	5,70
Gülle	20	29	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	291	688	1.000	1.322	1.542	1.693	1.789	1.789	1.724	9,63	0,56	5,50
Solar	105	136	210	301	327	319	331	345	369	440	4,55	1,62	3,24
Geothermie tief	0	1	40	205	330	400	436	450	461	461	27,08	0,71	14,60
Geothermie oberflächennah	11	19	34	61	102	159	224	291	358	420	11,28	4,98	8,43
GESAMT	2.405	2.513	2.121	2.625	3.239	3.611	3.954	4.205	4.377	4.438	1,64	1,04	1,37
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	1.324	432	165	113	68	55	45	41	-10,67	-4,94	-8,17
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.392	2.065	1.904	1.650	1.477	1.443	1.272	-2,32	-2,00	-2,18
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.313	1.110	1.020	-1,70	-3,53	-2,51
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	21	34	47	55	56	65	72	61	81	0,45	1,86	1,08
GESAMT	10.131	9.068	7.741	5.755	4.741	4.164	3.427	2.918	2.659	2.413	-3,49	-2,69	-3,14
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	1.527	499	211	144	82	57	45	41	-11,93	-6,09	-9,38
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.392	2.065	1.904	1.650	1.477	1.443	1.272	-2,32	-2,00	-2,18
Erdgas	3.208	3.058	2.880	2.687	2.455	2.091	1.645	1.313	1.110	1.020	-1,70	-3,53	-2,51
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	1.103	1.951	2.605	3.248	3.637	4.004	4.275	4.438	4.518	5,71	1,09	3,63
GESAMT	12.535	11.580	9.862	8.380	7.980	7.776	7.381	7.122	7.036	6.851	-1,89	-0,63	-1,33
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	27	15	6	3	2	1	1	1	1			
Rohöl	27	26	26	29	26	24	22	21	21	19			
Erdgas	26	26	29	32	31	27	22	18	16	15			
Nuklearenergie	12	11	9	2	0	0	0	0	0	0			
Erneuerbare Energien	7	10	20	31	41	47	54	60	63	66			
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

Tabelle C.93: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SW_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.034	1.801	982	860	865	803	707	668	596	-5,26	-1,85	-3,75
Braunkohle	1.482	1.366	145	15	10	7	3	0	0	0	-19,28	-100,00	-100,00
Steinkohle	1.385	1.261	1.086	248	26	17	7	3	1	0	-16,14	-100,00	-100,00
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	293	262	242	224	175	98	19	0	0	-2,84	-100,00	-100,00
Biomasse	83	90	255	263	267	265	260	235	207	135	4,75	-3,32	1,09
Geothermie tief	0	1	40	205	330	400	436	450	461	461	27,08	0,71	14,60
Fernwärmeerzeugung	573	551	602	560	506	392	267	153	107	63	-1,51	-8,74	-4,79
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	49	129	129	129	127	124	111	96	59	4,43	-3,76	0,71
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.109	1.747	1.667	1.486	1.413	1.246	1.160	1.201	1.124	-2,15	-1,14	-1,70
Rohöl	2.430	2.083	1.692	1.562	1.354	1.268	1.100	1.017	1.060	992	-2,57	-1,22	-1,97
Biomasse	0	26	56	105	132	146	145	144	140	132	22,06	-0,50	11,46
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Bereitstellung Benzin	924	931	916	850	801	729	675	605	529	450	-0,94	-2,38	-1,59
Rohöl	904	911	829	763	668	596	495	402	302	208	-1,65	-5,13	-3,21
Biomasse	20	20	87	87	133	133	180	203	227	242	7,87	3,04	5,70
Bereitstellung Diesel	1.268	1.289	1.255	1.204	1.112	1.014	926	870	846	828	-0,89	-1,01	-0,94
Mitteldestillat	1.164	1.185	1.114	1.027	904	781	662	575	538	547	-1,58	-1,76	-1,66
Biomasse	104	104	141	177	208	233	265	295	308	281	3,28	0,94	2,23
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	71	70	67	43	41	55	58	81	72	-3,18	2,86	-0,54
Rohöl	92	71	70	67	43	41	55	58	81	72	-3,18	2,86	-0,54
Bereitstellung Heizöl	935	580	291	294	247	316	295	326	435	384	-4,25	0,98	-1,96
Mitteldestillat	935	580	291	294	247	316	295	326	435	384	-4,25	0,98	-1,96
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	546	341	269	260	258	285	322	334	358	-3,83	1,65	-1,43
Kohle	387	270	131	92	64	47	41	44	41	41	-8,09	-0,68	-4,87
Biomasse	298	276	210	177	196	211	244	278	293	317	-1,37	2,06	0,14
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.725	1.439	1.293	1.183	1.205	-1,49	-1,78	-1,62
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.262	1.102	1.017	-1,49	-2,60	-1,99
Biomasse	0	0	0	0	0	1	3	33	90	211	0,00	30,68	12,63
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Tabelle C.94: Endenergienachfrage

SW_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.848	1.703	1.597	1.850	2.075	2.184	2.201	2.199	2.172	0,38	0,23	0,31
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.552	1.294	1.153	1.037	1.020	-1,49	-2,08	-1,75
Heizöl	3.495	3.152	2.773	2.635	2.383	2.254	2.057	1.925	1.915	1.724	-1,74	-1,33	-1,56
Fernwärme	442	427	490	458	416	329	232	146	113	81	-1,17	-6,77	-3,70
Steinkohle & Koks	336	229	106	75	53	39	35	37	35	35	-8,25	-0,54	-4,90
Lokale Wärme & Biomasse	280	266	218	206	248	295	366	443	503	567	0,21	3,32	1,58
GESAMT	8.702	8.123	7.370	6.913	6.720	6.544	6.167	5.906	5.801	5.598	-1,13	-0,78	-0,98
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.151	1.773	1.569	1.563	1.518	1.405	1.311	1.257	1.169	-1,96	-1,30	-1,67
Strom	851	818	683	604	754	861	878	847	818	768	0,05	-0,57	-0,23
Erdgas	945	857	762	691	593	480	367	312	274	256	-2,67	-3,09	-2,86
Schweres & leichtes Heizöl	137	82	56	57	40	50	55	58	81	72	-3,95	1,84	-1,42
Fernwärme	151	106	125	108	95	58	40	24	18	11	-3,76	-7,98	-5,65
Steinkohle & Koks	336	229	106	75	53	39	35	37	35	35	-8,25	-0,54	-4,90
Biomasse	73	60	41	34	27	29	31	32	31	28	-3,63	-0,18	-2,11
Haushalt & GHD	3.662	3.395	3.109	2.984	2.966	3.009	2.915	2.898	2.978	2.988	-0,78	-0,04	-0,45
Strom	985	977	958	917	1.001	1.095	1.166	1.198	1.213	1.231	0,42	0,59	0,50
Erdgas	1.316	1.345	1.318	1.251	1.176	1.072	927	840	763	764	-0,82	-1,68	-1,20
Leichtes Heizöl	864	547	291	294	247	305	295	326	435	384	-4,08	1,16	-1,79
Fernwärme	290	321	366	350	321	271	192	122	95	70	-0,27	-6,54	-3,11
Lokale Wärme	21	26	36	53	79	113	156	204	251	294	6,96	4,90	6,04
Biomasse	186	180	140	119	142	153	179	208	221	245	-0,78	2,38	0,61
Transport	2.548	2.577	2.488	2.359	2.191	2.017	1.847	1.697	1.567	1.442	-0,93	-1,66	-1,26
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.282	1.245	1.191	1.097	997	908	849	825	808	-0,93	-1,05	-0,98
davon Biodiesel	96	108	157	213	255	284	313	341	352	322	4,43	0,63	2,73
Benzin	911	919	874	809	739	667	592	513	426	341	-1,24	-3,30	-2,16
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	73	100	112	126	134	7,86	3,08	5,71
Strom	54	54	62	75	95	119	140	156	167	173	3,21	1,89	2,62

Tabelle C.95: Stromversorgung

SW_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	17.200	3.196	2.159	1.408	615	0	0	0	-17,10	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Steinkohle	145.235	133.671	117.289	30.544	6.207	4.074	1.660	689	239	0	-13,32	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Erdgas	66.930	55.660	50.574	47.223	43.781	33.351	19.034	3.739	0	0	-2,75	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	117.921	255.750	392.807	511.942	589.123	637.171	659.942	664.552	659.549	8,35	0,57	4,82
Biomasse	8.667	10.143	37.496	38.525	39.038	38.883	38.271	35.124	31.560	21.908	6,19	-2,83	2,08
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Wasserkraft	24.269	25.014	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	70.698	137.044	128.565	127.032	126.754	124.868	125.473	125.442	113.921	4,42	-0,53	2,19
Wind Offshore	5	133	10.769	86.260	160.153	209.984	244.557	262.509	262.471	262.705	53,08	1,13	27,32
Solar-PV	3.362	12.129	32.521	56.766	68.812	77.273	83.417	86.679	91.972	107.733	13,36	1,68	8,01
Geothermie tief	21	331	11.064	56.864	91.632	111.234	121.049	125.119	128.000	128.000	40,92	0,70	21,37
GESAMT	588.325	569.859	526.757	494.848	567.062	631.062	661.496	667.332	667.685	662.268	0,28	0,24	0,26
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.234	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	44.819	96.868	97.077	97.077	96.755	95.604	97.077	97.077	86.400	6,23	-0,56	3,15
Wind Offshore	1	36	2.849	24.337	47.300	63.492	75.466	82.271	82.271	82.271	55,64	1,30	28,60
Solar-PV	3.457	12.734	35.208	64.510	79.938	90.583	98.549	102.971	110.351	133.229	13,96	1,95	8,45
Geothermie	3	43	1.374	7.159	11.676	14.271	15.588	16.135	16.522	16.522	40,31	0,74	21,10
Fossile Kraftwerke	79.773	70.193	61.554	53.506	45.350	36.230	23.945	12.464	5.390	1.849	-3,11	-13,82	-8,03
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	22.512	16.020	10.909	5.390	1.849	-3,04	-11,75	-7,01
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	22.407	19.901	18.556	17.251	13.589	7.892	1.555	0	0	-2,89	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	1.410	5.226	5.226	5.220	5.156	5.068	4.616	4.108	2.738	5,75	-3,12	1,71
GESAMT	133.703	153.234	222.389	260.588	292.420	312.346	320.079	321.393	321.578	328.868	3,45	0,26	2,02

Tabelle C.96: Indikatoren

SW_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.320	2.494	2.698	2.852	3.013	3.192	3.388	3.585	3.785	1,19	1,15	1,17
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.538	1.560	1.641	1.763	1.901	2.041	2.177	2.329	2.471	2.613	1,14	1,24	1,19
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	665	690	718	743	758	764	766	769	776	0,64	0,12	0,41
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	134	158	187	211	226	233	234	238	245	2,74	0,40	1,69
LKW	467	466	466	466	466	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.047	1.000	975	960	930	897	869	847	823	-0,69	-0,61	-0,65
Flugzeug	59	56	53	51	50	45	40	35	30	23	-1,08	-3,30	-2,07
Zug	79	76	83	97	108	107	98	88	81	75	1,22	-1,76	-0,12
Bus (Nahverkehr)	66	65	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	17	17	17	18	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	833	781	745	720	695	676	664	654	643	-0,96	-0,39	-0,71
Landbasierter Personenverkehr	1.047	991	946	924	911	884	856	834	817	800	-0,67	-0,50	-0,60
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	4	3,1	2,8	2,6	2,3	2,1	2	1,8	-3,02	-1,82	-2,49
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	141	122	105	101	99	96	94	95	95	-1,70	-0,21	-1,04
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	6953	6481	6174	7127	7993	8522	8745	8975	9139	0,45	0,67	0,55
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	711	497	373	309	270	221	187	172	154	-4,16	-2,77	-3,55
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,75	0,61	0,44	0,34	0,29	0,25	0,21	0,18	0,16	0,15			
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,052	0,044	0,041	0,036	0,032	0,028	0,025	0,023	0,021	-2,51	-2,00	-2,28
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,4	5,4	4,3	3,7	3,1	2,6	2,4	2,2	2	-4,22	-2,17	-3,31
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	333	260,5	174,5	126,4	101,6	81,5	63,8	52,9	45,4	38,2	-5,47	-3,72	-4,70
Importabhängigkeit	81	78	79	69	59	54	46	41	38	35			
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	67	69	66	59	54	46	41	38	35			
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	-1,79	-2,76	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	200	253	322	357	388	433	476	510	552	3,14	1,79	2,54
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	112	141	180	200	217	242	266	285	309		1,79	
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,2	12,9	12,9	10,3	7,3	4,8	2,8	2,1	1,4			
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	19,6	47,4	78,4	89,6	92,8	95,9	98,7	99,5	100			

Tabelle C.97: Energiesystemaufwendungen

SW_reghoch											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	5	68	78	89	101	115	131	150	172	33,44	2,70	18,78
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	12.761	26.476	25.080	21.348	18.450	17.686	18.418	23.266	28.365	0,53	2,17	1,26
Stromerzeugung	7.373	10.186	23.286	21.270	15.577	11.854	11.337	12.783	16.983	21.413	1,92	3,00	2,40
davon Fossil	1.373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	6.000	10.186	23.286	21.270	15.577	11.854	11.337	12.783	16.983	21.413	2,76	3,00	2,87
Speicher	0	195	605	774	841	747	795	826	700	687	30,29	-0,42	15,62
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	97	184	321	525	745	929	1.019	1.088	1.142	0,64	2,16	1,31
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-17,77	0,00
Gas	175	0	0	0	1	12	20	399	729	1.430	-10,28	27,21	4,78
Kraftstoffe	1.457	801	1.263	893	1.054	585	746	352	608	231	-3,58	-4,54	-4,01
Verteilungstechnologien	5.940	1.336	1.042	1.713	3.232	4.382	3.703	2.847	2.970	3.253	-1,21	-1,48	-1,33
O&M Kosten	19.282	18.974	19.046	19.671	21.402	22.869	23.597	23.871	23.915	23.991	0,68	0,24	0,49
Stromerzeugung	7.476	7.457	7.938	8.829	10.590	11.978	12.744	12.993	12.839	12.521	1,90	0,22	1,15
davon Fossil	5.987	5.191	3.231	1.331	752	648	474	278	127	44	-8,51	-12,54	-10,32
davon Erneuerbar	1.489	2.266	4.707	7.498	9.838	11.330	12.270	12.715	12.712	12.477	8,46	0,48	4,84
Speicher	0	19	76	142	206	247	280	302	301	297	24,66	0,91	13,48
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	218	245	290	351	420	568	755	947	1.132	3,00	5,08	3,92
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.338	1.176	985	961	1.027	1.326	-1,48	0,60	-0,56
Kraftstoffe	1.915	1.730	1.589	1.556	1.491	1.434	1.357	1.304	1.325	1.247	-1,15	-0,70	-0,95
Verteilungstechnologien	7.095	7.067	6.907	6.754	6.881	7.218	7.422	7.428	7.385	7.383	0,07	0,11	0,09
Brennstoffkosten	49.124	57.328	56.080	54.446	53.124	51.568	47.341	44.479	42.845	41.265	0,19	-1,11	-0,39
Stromerzeugung	5.412	6.683	5.417	2.148	1.234	1.227	939	524	365	197	-5,76	-8,75	-7,10
davon Fossil	5.165	6.437	4.890	1.620	708	713	440	89	0	0	-7,62	-100,00	-100,00
davon Erneuerbar	247	247	528	528	526	514	498	435	365	197	2,98	-4,69	-0,50
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-6,58	0,00
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.263	14.258	13.016	12.641	1,56	-1,53	0,17
Kraftstoffe	27.689	28.167	27.719	28.952	28.692	29.081	28.416	28.251	28.429	27.402	0,20	-0,30	-0,02
Sonstige	1.507	1.577	991	802	754	725	784	895	921	984	-2,88	1,54	-0,94
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,2	3,9	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	2,53	0,13	1,45

Tabelle C.98: CO2-Emissionen

SW_reghoch	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	290	134	39	16	12	6	1	0	0
Braunkohle	167	154	16	2	1	1	0	0	0	0
Steinkohle	130	118	102	23	2	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	16	15	14	12	10	5	1	0	0
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	382	326	300	264	236	201	178	166	149
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	71	62	57
Kohle	36	25	12	9	6	4	4	4	4	4
Heizöl	69	43	21	22	18	23	22	24	32	28
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Diesel	86	86	80	72	62	52	44	37	35	36
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	221	126	78	58	46	35	28	26	23
Strom	141	126	53	15	7	5	3	1	0	0
Erdgas	59	53	47	43	37	30	23	19	16	14
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	5	3	4	4	4	6	5
Fernwärme	13	9	9	7	6	3	2	0	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	9	6	4	4	4	4	4
Haushalt & GHD	339	307	205	145	120	110	90	78	78	71
Strom	169	156	76	23	9	7	4	1	0	0
Erdgas	82	83	82	78	73	66	57	51	45	43
Leichtes Heizöl	63	40	21	22	18	22	22	24	32	28
Fernwärme	25	27	25	23	20	15	8	2	1	0
Transport	184	185	168	150	131	114	95	80	68	60
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	86	80	72	62	52	44	37	35	36
Benzin	66	67	61	56	49	44	36	29	22	15
Strom	9	8	5	2	1	1	0	0	0	0

C.15 Szenario SW_regniedrig

Tabelle C.99: Energieangebot

SW_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Primärenergiegewinnung innerhalb von Deutschland (in PJ)													
Braunkohle	1.548	1.431	77	67	46	31	14	2	1	0	-14,48	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	856	896	1.463	1.775	1.984	2.096	2.298	2.504	2.768	3.094	3,65	1,97	2,90
Wasserkraft	87	91	101	101	101	101	101	101	101	101	0,60	0,00	0,33
Biomasse	497	476	844	892	1.011	1.060	1.155	1.226	1.299	1.300	3,08	1,03	2,16
Lignuzellulose	404	323	500	525	575	600	625	650	675	700	1,59	0,77	1,23
Ölig	53	83	107	130	153	177	200	223	247	200	4,94	0,61	3,00
Zucker/Stärke	20	20	87	87	133	133	180	203	227	250	7,87	3,21	5,77
Gülle	20	51	150	150	150	150	150	150	150	150	8,39	0,00	4,58
Wind	155	178	273	485	508	507	508	508	508	508	4,85	0,01	2,67
Solar	105	120	148	138	115	78	89	157	319	642	-1,18	11,11	4,11
Geothermie tief	0	1	29	29	29	29	29	29	29	29	14,42	0,00	7,77
Geothermie oberflächennah	11	29	68	131	221	321	416	484	513	514	14,45	2,38	8,92
GESAMT	2.405	2.327	1.539	1.842	2.030	2.127	2.312	2.506	2.769	3.094	-0,49	1,89	0,56
Primärenergieimporte (in PJ)													
Steinkohle	1.899	1.649	268	206	156	103	54	28	13	8	-11,00	-11,99	-11,45
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.234	1.677	1.486	1.088	925	905	772	-3,29	-3,22	-3,26
Erdgas	3.208	3.214	4.236	4.043	3.819	3.421	2.947	2.416	1.919	1.521	0,26	-3,97	-1,64
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Biomasse	50	37	13	118	176	149	275	245	196	228	4,46	2,15	3,43
GESAMT	10.131	9.239	8.020	6.799	5.828	5.159	4.365	3.613	3.032	2.530	-2,66	-3,50	-3,04
Primärenergieeinsatz (in PJ)													
Kohle	3.447	3.080	345	273	202	134	68	30	14	8	-12,18	-13,14	-12,61
Rohöl	3.426	3.066	2.590	2.234	1.677	1.486	1.088	925	905	772	-3,29	-3,22	-3,26
Erdgas	3.208	3.214	4.236	4.043	3.819	3.421	2.947	2.416	1.919	1.521	0,26	-3,97	-1,64
Nuklearenergie	1.547	1.273	913	198	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	907	933	1.475	1.893	2.160	2.245	2.573	2.749	2.964	3.322	3,69	1,98	2,93
GESAMT	12.535	11.565	9.559	8.641	7.858	7.286	6.677	6.119	5.801	5.624	-2,15	-1,29	-1,77
Anteile am Primärenergieeinsatz (in %)													
Kohle	27	27	4	3	3	2	1	0	0	0		-12,01	
Rohöl	27	27	27	26	21	20	16	15	16	14		-1,96	
Erdgas	26	28	44	47	49	47	44	39	33	27		-2,72	
Nuklearenergie	12	11	10	2	0	0	0	0	0	0		-100,00	
Erneuerbare Energien	7	8	15	22	27	31	39	45	51	59		3,31	
GESAMT	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		0,00	

Tabelle C.100: Energieeinsatz im Umwandlungsbereich

SW_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieeinsatz (in PJ)													
Thermische Stromerzeugung	3.336	3.259	2.236	2.226	2.248	2.162	2.070	1.991	1.936	1.857	-1,72	-0,76	-1,29
Braunkohle	1.482	1.366	18	15	10	7	3	0	0	0	-19,28	-100,00	-100,00
Steinkohle	1.385	1.261	37	32	26	17	7	3	1	0	-16,14	-100,00	-100,00
Diesel	26	22	14	9	3	1	0	0	0	0	-12,22	-100,00	-100,00
Erdgas	360	448	1.618	1.598	1.588	1.505	1.400	1.297	1.234	1.158	5,89	-1,30	2,63
Biomasse	83	161	520	542	593	604	631	662	673	670	8,26	0,52	4,75
Geothermie tief	0	1	29	29	29	29	29	29	29	29	14,42	0,00	7,77
Fernwärmeerzeugung	573	566	602	560	506	393	268	162	133	141	-1,50	-5,00	-3,07
Braunkohle	66	64	59	52	36	24	11	2	1	0	-3,97	-100,00	-100,00
Steinkohle	127	119	107	92	75	49	20	8	3	0	-3,74	-100,00	-100,00
Erdgas	337	319	306	288	266	192	111	32	8	3	-2,23	-18,77	-9,96
Biomasse	43	63	129	129	129	128	126	120	122	137	4,46	0,34	2,61
Bereitstellung Mitteldestillat	2.430	2.089	1.703	1.421	990	874	584	516	587	553	-4,01	-2,26	-3,24
Rohöl	2.430	2.089	1.703	1.421	990	874	584	516	587	553	-4,01	-2,26	-3,24
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Bereitstellung Benzin	924	923	908	842	793	721	667	598	522	447	-0,99	-2,36	-1,60
Rohöl	904	903	821	755	660	588	487	395	295	197	-1,71	-5,32	-3,33
Biomasse	20	20	87	87	133	133	180	203	227	250	7,87	3,21	5,77
Bereitstellung Diesel	1.268	1.269	1.207	1.126	1.035	936	843	770	751	735	-1,21	-1,20	-1,20
Mitteldestillat	1.164	1.149	1.087	878	706	610	367	302	308	307	-2,55	-3,37	-2,92
Biomasse	104	120	120	248	329	326	475	468	443	428	4,68	1,37	3,19
Bereitstellung Schweres Heizöl	92	74	67	58	27	24	17	15	23	22	-5,23	-0,43	-3,13
Rohöl	92	74	67	58	27	24	17	15	23	22	-5,23	-0,43	-3,13
Bereitstellung Heizöl	935	610	303	254	21	28	7	33	128	125	-13,09	7,77	-4,37
Mitteldestillat	935	610	303	254	21	28	7	33	128	125	-13,09	7,77	-4,37
Bereitstellung Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Mitteldestillat	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Bereitstellung Feststoffe	685	419	124	86	58	55	45	35	40	51	-9,60	-0,38	-5,61
Kohle	387	270	124	82	55	37	27	17	9	8	-8,96	-7,37	-8,26
Biomasse	298	149	0	4	3	18	18	18	31	43	-10,62	4,45	-4,21
Bereitstellung Gas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.086	677	359	-1,49	-7,55	-4,23
Erdgas	2.512	2.446	2.311	2.157	1.966	1.724	1.436	1.086	677	359	-1,49	-7,55	-4,23
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00

Tabelle C.101: Endenergienachfrage

SW_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.889	1.866	1.826	1.766	1.721	1.656	1.589	1.534	1.516	1.503	-0,53	-0,48	-0,51
Erdgas	2.261	2.202	2.080	1.942	1.769	1.551	1.292	977	609	324	-1,50	-7,53	-4,23
Heizöl	3.495	3.155	2.727	2.496	2.047	1.856	1.626	1.469	1.439	1.306	-2,50	-1,74	-2,16
Fernwärme	442	442	490	458	416	330	234	153	133	143	-1,16	-4,10	-2,48
Steinkohle & Koks	336	229	99	66	44	29	22	14	7	7	-9,33	-6,86	-8,24
Lokale Wärme & Biomasse	280	162	60	106	165	243	311	368	422	478	-0,57	3,44	1,20
GESAMT	8.702	8.056	7.283	6.832	6.162	5.666	5.073	4.515	4.126	3.761	-1,70	-2,03	-1,85
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.492	2.133	1.770	1.577	1.302	1.129	949	834	762	674	-3,12	-2,55	-2,86
Strom	851	814	768	717	675	629	587	554	550	543	-1,20	-0,73	-0,99
Erdgas	945	848	729	647	481	395	291	229	157	78	-3,43	-7,79	-5,39
Schweres & leichtes Heizöl	137	91	53	49	24	22	17	15	23	22	-7,05	0,00	-3,98
Fernwärme	151	120	121	97	78	50	31	21	21	20	-4,32	-4,48	-4,39
Steinkohle & Koks	336	229	99	66	44	29	22	14	7	7	-9,33	-6,86	-8,24
Biomasse	73	32	0	1	0	2	2	2	3	4	-13,40	3,53	-6,25
Haushalt & GHD	3.662	3.375	3.073	2.983	2.768	2.638	2.425	2.156	1.968	1.819	-1,30	-1,84	-1,54
Strom	985	998	990	969	957	933	904	876	858	851	-0,22	-0,46	-0,32
Erdgas	1.316	1.354	1.351	1.294	1.288	1.156	1.002	749	452	246	-0,52	-7,45	-3,66
Leichtes Heizöl	864	570	303	254	21	28	7	33	128	125	-12,82	7,77	-4,21
Fernwärme	290	322	369	361	338	279	203	132	112	122	-0,15	-4,05	-1,91
Lokale Wärme	21	33	60	103	162	227	295	352	395	441	9,99	3,38	7,00
Biomasse	186	97	0	2	2	14	14	14	23	33	-9,83	4,38	-3,77
Transport	2.548	2.548	2.440	2.273	2.092	1.899	1.699	1.526	1.395	1.267	-1,17	-2,00	-1,54
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Kerosin	322	322	307	284	259	234	207	179	148	119	-1,27	-3,32	-2,19
Diesel	1.260	1.260	1.199	1.108	1.012	913	809	737	720	705	-1,28	-1,28	-1,28
davon Biodiesel	96	111	111	230	306	303	442	435	412	398	4,70	1,37	3,21
Benzin	911	911	866	801	731	660	585	505	419	335	-1,28	-3,33	-2,20
davon Bioethanol	11	11	48	48	74	73	100	112	126	138	7,86	3,24	5,78
Strom	54	54	68	80	89	93	98	104	108	109	2,20	0,80	1,57

Tabelle C.102: Stromversorgung

SW_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Stromerzeugung (in GWh)													
Nuklearenergie	141.831	116.709	83.661	18.125	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Braunkohle	152.828	143.512	3.683	3.196	2.159	1.408	615	0	0	0	-17,10	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Steinkohle	145.235	133.671	8.842	7.601	6.207	4.074	1.660	689	239	0	-13,32	-100,00	-100,00
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Erdgas	66.930	81.072	276.152	272.801	270.702	254.633	235.768	216.600	206.565	198.078	5,49	-1,25	2,44
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Diesel	2.154	1.860	1.138	780	248	102	26	0	0	0	-11,49	-100,00	-100,00
Erneuerbare Energien	79.346	98.620	190.037	243.994	254.976	255.817	258.653	262.272	264.764	268.245	4,79	0,24	2,74
Biomasse	8.667	19.760	68.299	70.852	76.760	78.174	81.461	85.547	88.199	91.799	9,20	0,81	5,38
davon mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Wasserkraft	24.269	25.383	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	0,57	0,00	0,32
Wind Onshore	43.022	45.284	49.937	47.569	47.179	46.924	46.640	46.396	46.312	46.251	0,35	-0,07	0,16
Wind Offshore	5	135	19.208	72.993	78.467	78.210	78.016	77.809	77.738	77.685	47,15	-0,03	23,92
Solar-PV	3.362	7.727	16.593	16.580	16.569	16.509	16.535	16.520	16.514	16.510	6,57	0,00	3,60
Geothermie tief	21	331	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	26,83	0,00	14,12
GESAMT	588.325	575.443	563.514	546.496	534.292	516.033	496.722	479.560	471.568	466.323	-0,52	-0,51	-0,52
Installierte Stromerzeugungskapazität (in MW)													
Nuklearenergie	22.804	18.765	13.451	2.914	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Wasserkraft	5.037	5.315	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	5.859	0,61	0,00	0,34
Wind Onshore	21.353	25.071	28.356	28.356	28.356	28.356	28.356	28.356	28.356	28.356	1,14	0,00	0,63
Wind Offshore	1	36	4.931	20.131	21.946	21.932	21.946	21.946	21.946	21.946	49,16	0,00	24,87
Solar-PV	3.457	9.365	18.996	18.996	18.996	18.929	18.996	18.996	18.996	18.996	7,04	0,02	3,86
Geothermie	3	43	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	26,32	0,00	13,86
Fossile Kraftwerke	79.773	84.697	190.308	182.260	174.872	162.532	147.651	133.960	123.292	114.907	2,89	-1,72	0,81
davon KWK	21.778	20.587	19.308	17.587	15.354	10.592	5.398	1.179	126	0	-2,84	-100,00	-100,00
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Kohle befeuert	48.750	45.426	40.208	33.960	27.784	22.512	16.020	10.909	5.390	1.849	-3,04	-11,75	-7,01
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Erdgas befeuert	28.291	36.912	148.656	147.311	146.773	139.891	131.599	123.050	117.903	113.058	6,60	-1,06	3,13
davon (von allen fossilen Kraftwerken) Diesel befeuert	2.732	2.359	1.444	990	315	130	33	0	0	0	-11,47	-100,00	-100,00
Biomasse	1.275	2.858	9.784	10.149	10.991	11.191	11.658	12.233	12.643	13.274	9,08	0,86	5,34
GESAMT	133.703	146.150	272.718	269.698	262.053	249.832	235.499	222.383	212.125	204.371	2,53	-1,00	0,95

Tabelle C.103: Indikatoren

SW_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82,4	81,9	81,1	79,8	79,2	78,6	77,3	76	74,1	72,2	-0,19	-0,42	-0,29
BIP (in 000 M EUR'05)	2.242	2.311	2.484	2.672	2.798	2.932	3.064	3.185	3.315	3.385	1,08	0,72	0,92
Konsum (in 000 M EUR'05)	1.537	1.555	1.626	1.749	1.868	1.985	2.081	2.192	2.293	2.356	1,03	0,86	0,95
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	646	664	677	678	671	645	623	598	578	568	-0,01	-0,63	-0,29
Schiff	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	0,00	0,00	0,00
Zug	115	133	146	147	133	114	92	67	47	37	-0,03	-5,47	-2,49
LKW	467	466	466	466	473	466	466	466	466	466	-0,01	0,00	0,00
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.106	1.004	951	905	871	818	755	698	666	627	-1,20	-1,32	-1,25
Flugzeug	59	56	53	51	50	45	40	35	30	23	-1,08	-3,30	-2,07
Zug	79	89	97	92	80	70	68	68	68	68	-0,48	-0,14	-0,33
Bus (Nahverkehr)	66	65	65	65	65	65	65	65	65	65	-0,06	0,00	-0,03
Tram & S-Bahn	17	18	19	18	17	17	17	17	17	17	0,00	0,00	0,00
MIV	885	775	717	679	659	621	564	513	486	454	-1,41	-1,55	-1,47
Landbasierter Personenverkehr	1.047	948	897	855	822	773	715	663	636	604	-1,21	-1,23	-1,22
Allgemeine Indikatoren des Energiesystems													
Primärenergieeinsatz/BIP (PJ/MEUR'05)	5,6	5	3,8	3,2	2,8	2,5	2,2	1,9	1,8	1,7	-3,17	-1,91	-2,61
Primärenergieeinsatz/Kopf (GJ/Einwohner)	152	141	118	108	99	93	86	81	78	78	-1,96	-0,87	-1,48
Stromproduktion/Kopf (kWh/Einwohner)	7139	7027	6948	6848	6747	6567	6428	6312	6366	6461	-0,33	-0,08	-0,22
Energiebedingte CO2 Emissionen (Mt CO2)	782	720	460	416	356	313	251	205	175	142	-3,60	-3,87	-3,72
CO2 Emissionen - Index (1990=100)	0,76	0,59	0,44	0,39	0,34	0,28	0,23	0,19	0,16	0,14		-3,41	
Kohlenstoffintensität (t CO2/PJ PE-einsatz)	0,060	0,051	0,046	0,045	0,043	0,039	0,034	0,031	0,027	0,024	-1,73	-2,30	-1,98
CO2 Emissionen/Kopf (t CO2/Einwohner)	9,1	7,2	5,4	4,8	4,2	3,6	3	2,5	2,1	1,9	-3,64	-3,14	-3,42
CO2 Emissionen/BIP (t CO2/MEUR'05)	335	255,2	176,3	144,5	119,5	96,2	74,5	59,7	47,8	40,3	-4,87	-4,26	-4,60
Importabhängigkeit	81	80	84	79	74	71	65	59	52	45		-2,24	
(Nuklearenergie 100 inländisch)	69	69	74	76	74	71	65	59	52	45		-2,24	
Transportenergieeinsatz/BIP (PJ/000 M EUR'05)	1,1	1,1	1	0,9	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	-2,40	-2,01	-2,22
Primärenergie-Effizienz (MEUR'05/PJ)	179	200	260	309	356	402	459	521	571	602	3,30	2,03	2,73
Primärenergie-Effizienz - Index (2005=100)	100	112	145	173	199	225	257	291	319	337		2,03	
Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (in %)	10,2	10,5	12	11,6	10,9	8,9	6,4	4,2	3,9	4,9		-2,94	
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in %)	12,4	16	32,6	43,5	46,5	48,4	50,9	53,8	55,5	57,5		0,87	

Tabelle C.104: Energiesystemaufwendungen

SW_regniedrig											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Energieträger- und CO2-Preise													
Importpreis Steinkohle (€/GJ)	2,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	3,53	0,96	2,38
Importpreis Rohöl (€/GJ)	7,5	8,7	9,6	10,5	11,5	12,5	13,3	14,1	14,6	15,1	2,06	0,96	1,57
Importpreis Erdgas (€/GJ)	4,7	6,9	7,7	8,4	9,2	10,0	10,6	11,3	11,7	12,1	3,10	0,96	2,14
CO2-Preis (€/t CO2)	k. A.	56	751	863	976	1.099	1.231	1.387	1.564	1.734	46,82	2,31	25,04
Energiesystemkosten und -investitionsaufwendungen (in M EUR'05)													
Investitionsaufwendungen	16.168	9.193	25.318	7.434	5.323	5.109	7.727	9.869	11.871	18.676	-4,50	6,70	0,32
Stromerzeugung	7.373	6.559	22.457	4.484	1.614	1.963	4.048	6.101	6.911	12.364	-5,16	9,64	1,16
davon Fossil	1.373	1.528	12.032	0	119	0	66	186	1.520	7.621	-100,00	56,35	3,88
davon Erneuerbar	6.000	5.032	10.425	4.484	1.495	1.963	3.982	5.916	5.391	4.743	-4,37	4,51	-0,52
Speicher	0	86	91	300	91	77	112	140	106	149	19,01	3,32	11,76
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-100,00	-100,00
Lokale Wärme	635	213	476	801	1.190	1.461	1.713	1.809	2.244	3.558	3,39	4,55	3,90
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,00	-17,77	-1,53
Gas	175	0	0	0	0	0	0	0	0	14	-100,00	14,02	-5,49
Kraftstoffe	1.457	652	1.061	533	768	365	607	222	406	151	-5,38	-4,32	-4,91
Verteilungstechnologien	5.940	1.683	1.233	1.313	1.661	1.222	1.247	1.576	2.189	2.393	-6,13	3,42	-2,00
O&M Kosten	19.282	19.063	21.006	20.336	19.612	18.880	18.127	17.480	17.093	17.088	-0,08	-0,50	-0,27
Stromerzeugung	7.476	7.496	9.848	9.585	9.294	9.055	8.799	8.536	8.284	8.117	0,77	-0,55	0,18
davon Fossil	5.987	5.662	6.551	5.361	4.964	4.755	4.496	4.229	3.960	3.721	-0,92	-1,22	-1,05
davon Erneuerbar	1.489	1.833	3.297	4.224	4.330	4.300	4.303	4.307	4.323	4.396	4,33	0,11	2,43
Speicher	0	9	16	44	47	47	48	49	48	48	16,68	0,09	8,99
CCS-Kette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-100,00	0,00
Fernwärme	674	639	598	543	469	328	172	50	13	4	-2,84	-20,21	-10,98
Lokale Wärme	201	241	326	467	661	871	1.171	1.507	1.901	2.504	6,05	5,42	5,77
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Gas	1.709	1.664	1.572	1.468	1.337	1.173	977	739	460	245	-1,49	-7,54	-4,23
Kraftstoffe	1.915	1.701	1.513	1.344	1.115	1.014	893	841	873	840	-2,51	-0,94	-1,82
Verteilungstechnologien	7.095	7.160	7.054	6.834	6.654	6.366	6.046	5.744	5.502	5.319	-0,43	-0,89	-0,64
Brennstoffkosten	49.124	58.459	61.891	69.462	80.917	71.620	127.457	100.527	71.023	80.858	1,52	0,61	1,11
Stromerzeugung	5.412	7.914	12.297	13.358	14.617	15.355	15.700	15.957	15.917	15.547	4,26	0,06	2,37
davon Fossil	5.165	7.510	11.132	12.142	13.283	13.999	14.286	14.484	14.415	14.014	4,07	0,01	2,24
davon Erneuerbar	247	405	1.166	1.217	1.334	1.356	1.415	1.473	1.503	1.533	7,06	0,61	4,15
Fernwärme	2.893	4.078	4.273	4.358	4.317	3.314	1.940	550	114	41	0,55	-19,72	-9,02
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,71	-6,58	-1,53
Gas	11.706	16.929	17.680	18.186	18.126	17.221	15.263	12.228	7.903	4.350	1,56	-6,65	-2,18
Kraftstoffe	27.689	28.445	27.165	33.206	43.597	35.503	94.368	71.652	46.965	60.770	1,00	2,72	1,76
Sonstige	1.507	1.281	476	354	260	226	186	138	124	150	-7,30	-2,04	-5,00
Durchschn. Stromgestehungskosten	2,4	3,3	4,9	5,4	5,8	6,1	6,2	6,5	6,4	6,5	3,84	0,33	2,27

Tabelle C.105: CO2-Emissionen

SW_regniedrig	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2-Emissionen nach Endenergieträger (Mt CO2)										
Thermische Stromerzeugung	319	299	97	95	93	86	79	73	69	65
Braunkohle	167	154	2	2	1	1	0	0	0	0
Steinkohle	130	118	3	3	2	2	1	0	0	0
Diesel	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Erdgas	20	25	90	89	89	84	78	72	69	65
Fernwärmeerzeugung	38	36	34	30	26	18	9	3	1	0
Braunkohle	7	7	7	6	4	3	1	0	0	0
Steinkohle	12	11	10	9	7	5	2	1	0	0
Erdgas	19	18	17	16	15	11	6	2	0	0
Wasserstoffherzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endenergieeinsatz (direkte Emissionen)	421	381	326	287	236	206	162	129	104	76
Erdgas	140	137	129	120	110	96	80	61	38	20
Kohle	36	25	12	8	5	3	3	2	1	1
Heizöl	69	45	22	19	2	2	1	2	9	9
Benzin	66	66	60	55	48	43	36	29	22	14
Diesel	86	84	80	64	52	45	27	22	23	23
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)										
Industrie	261	224	110	96	78	65	52	43	37	30
Strom	141	128	40	38	36	32	29	26	25	23
Erdgas	59	53	45	40	30	25	18	14	10	5
Schweres & leichtes Heizöl	12	8	5	4	2	2	1	1	2	2
Fernwärme	13	10	8	6	5	3	1	0	0	0
Steinkohle & Koks	36	25	12	8	5	3	3	2	1	1
Haushalt & GHD	339	315	185	176	155	139	117	93	78	62
Strom	169	162	53	53	52	50	46	42	40	37
Erdgas	82	84	84	80	80	72	62	46	28	15
Leichtes Heizöl	63	42	22	19	2	2	1	2	9	9
Fernwärme	25	26	25	24	21	15	8	2	1	0
Transport	184	182	166	145	124	110	83	69	60	50
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosin	24	24	23	21	19	17	15	13	11	9
Diesel	86	84	80	64	52	45	27	22	23	23
Benzin	66	66	60	55	48	43	36	29	22	14
Strom	9	8	3	4	5	5	5	5	5	4

C.16 HighEff

Endenergienachfrage											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005-2030	2030-2050	2005-2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.848	1.683	1.513	1.413	1.311	1.209	1.186	1.176	1.187	1.194	-1,7	-0,1	-1,0
Erdgas	2.310	2.221	2.104	1.907	1.567	1.286	1.142	995	828	660	-2,3	-3,3	-2,7
Heizöl	3.581	3.255	2.868	2.532	2.175	1.634	1.396	1.146	887	628	-3,1	-4,7	-3,8
Fernwärme	338	334	311	284	263	259	207	165	162	158	-1,1	-2,4	-1,7
Steinkohle & Koks	346	299	255	214	179	143	120	98	81	64	-3,5	-3,9	-3,7
Lokale Wärme & Biomasse	470	535	761	1.034	1.306	1.620	1.672	1.746	1.889	2.050	5,1	1,2	3,3
GESAMT	8.893	8.326	7.813	7.384	6.801	6.151	5.723	5.326	5.033	4.755	-1,5	-1,3	-1,4
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.314	2.025	1.849	1.694	1.541	1.388	1.329	1.272	1.265	1.251	-2,0	-0,5	-1,4
Strom	823	738	692	644	604	548	530	513	516	517	-1,6	-0,3	-1,0
Erdgas	839	730	664	610	557	513	501	486	491	490	-2,0	-0,2	-1,2
Schweres & leichtes Heizöl	171	139	116	95	80	66	57	50	45	41	-3,8	-2,4	-3,1
Fernwärme	47	39	34	29	25	22	21	19	19	19	-3,0	-0,9	-2,0
Steinkohle & Koks	310	265	236	211	173	138	115	94	79	64	-3,2	-3,8	-3,5
Biomasse	124	113	108	105	102	102	105	110	115	121	-0,8	0,9	-0,1
Haushalt & GHD	4.037	3.897	3.657	3.499	3.157	2.787	2.497	2.247	2.032	1.843	-1,5	-2,0	-1,7
Strom	958	884	761	708	639	584	553	530	510	488	-2,0	-0,9	-1,5
Erdgas	1.469	1.482	1.426	1.279	986	750	617	491	327	170	-2,7	-7,2	-4,7
Leichtes Heizöl	1.046	918	727	612	509	344	306	273	143	74	-4,4	-7,4	-5,7
Fernwärme	291	295	278	255	238	237	186	145	143	140	-0,8	-2,6	-1,6
Lokale Wärme	52	125	232	342	424	497	525	556	626	682	9,5	1,6	5,9
Biomasse	222	192	233	303	361	376	310	252	282	290	2,1	-1,3	0,6
Transport	2.506	2.371	2.287	2.185	2.091	1.955	1.867	1.763	1.693	1.616	-1,0	-0,9	-1,0
Erdgas	2	9	14	18	25	24	24	18	9	0	10,7	-	-
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	1	6	11	8,5	36,6	20,2
Kerosin	274	308	345	379	424	457	484	504	512	514	2,1	0,6	1,4
Diesel	1.139	1.155	1.167	1.150	1.026	895	819	740	699	656	-1,0	-1,5	-1,2
davon Biodiesel	64	81	141	200	275	411	466	531	562	656	7,7	2,4	5,3
Benzin	1.024	841	700	578	548	502	435	366	305	246	-2,8	-3,5	-3,1
davon Bioethanol	9	25	46	83	137	218	240	256	255	246	13,6	0,6	7,6
Strom	67	60	60	61	68	77	103	133	161	189	0,6	4,6	2,3

HighEff

Indikatoren

											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82.469	81.579	80.689	79.799	79.188	78.576	77.272	75.967	74.073	72.178	-0,2	-0,4	-0,3
BIP (in 000 M EUR'05)	2.125	2.202	2.360	2.551	2.687	2.827	2.988	3.161	3.341	3.515	1,1	1,1	1,1
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonne-km)	598	656	713	781	828	876	911	948	980	1.007	1,5	0,7	1,2
Schiff	64	58	65	73	76	79	86	93	94	94	0,9	0,9	0,9
Zug	95	106	124	146	161	176	195	216	236	255	2,5	1,9	2,2
LKW	438	492	524	562	591	621	630	639	649	657	1,4	0,3	0,9
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.205	1.246	1.274	1.292	1.298	1.336	1.354	1.367	1.367	1.361	0,4	0,1	0,3
Flugzeug	168	202	233	265	308	349	384	415	437	455	3,0	1,3	2,2
Zug	77	78	79	81	81	81	80	79	77	76	0,2	-0,3	0,0
Bus (Nahverkehr)	21	22	21	21	20	19	19	19	18	18	-0,3	-0,4	-0,3
Tram & S-Bahn	15	15	16	16	16	15	15	15	15	14	0,0	-0,3	-0,1
MIV	881	889	886	872	837	835	821	806	785	765	-0,2	-0,4	-0,3
Landbasierter Personenverkehr	1.036	1.044	1.041	1.027	990	987	970	953	929	906	-0,2	-0,4	-0,3

HighEff

CO2-Emissionen

											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)													
Industrie	87	74	66	60	52	46	43	39	38	36	-2,5	-1,2	-1,9
Strom													
Erdgas	47	41	37	34	31	29	28	27	28	27	-2,0	-0,2	-1,2
Schweres & leichtes Heizöl	10	8	7	6	5	4	4	3	3	3	-3,7	-2,3	-3,1
Fernwärme													
Steinkohle & Koks	29	25	22	20	16	13	11	9	7	6	-3,2	-3,8	-3,5
Haushalt & GHD	181	171	152	133	105	76	65	54	33	16	-3,4	-7,4	-5,2
Strom													
Erdgas	97	97	93	83	64	49	40	32	21	11	-2,7	-7,2	-4,7
Leichtes Heizöl	84	74	59	49	41	27	24	22	11	5	-4,4	-7,7	-5,9
Fernwärme													
Transport	173	161	149	135	118	91	77	62	52	38	-2,5	-4,3	-3,3
Erdgas	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	10,7	-	-
Wasserstoff													
Kerosin	20	23	26	28	31	34	36	37	38	38	2,1	0,6	1,4
Diesel	80	79	76	70	56	36	26	15	10	0	-3,1	-	-
Benzin	73	59	47	36	30	20	14	8	4	0	-5,0	-	-
Strom													

C.17 ModEff

Endenergienachfrage											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005-2030	2030-2050	2005-2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.848	1.790	1.669	1.638	1.606	1.605	1.607	1.627	1.664	1.719	-0,6	0,3	-0,2
Erdgas	2.310	2.367	2.328	2.283	2.136	1.943	1.834	1.708	1.501	1.293	-0,7	-2,0	-1,3
Heizöl	3.581	3.297	3.140	2.873	2.627	2.472	2.336	2.180	1.980	1.791	-1,5	-1,6	-1,5
Fernwärme	338	345	330	313	279	250	224	202	185	169	-1,2	-1,9	-1,5
Steinkohle & Koks	346	333	298	263	235	210	192	177	167	158	-2,0	-1,4	-1,7
Lokale Wärme & Biomasse	470	557	703	881	1.008	1.100	1.110	1.135	1.223	1.286	3,5	0,8	2,3
GESAMT	8.893	8.690	8.467	8.250	7.892	7.579	7.304	7.030	6.720	6.417	-0,6	-0,8	-0,7
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.314	2.305	2.253	2.201	2.163	2.129	2.093	2.051	2.060	2.062	-0,3	-0,2	-0,3
Strom	823	834	832	829	834	840	829	819	830	842	0,1	0,0	0,1
Erdgas	839	838	819	801	790	780	779	766	775	774	-0,3	0,0	-0,2
Schweres & leichtes Heizöl	171	161	148	136	125	115	105	97	89	83	-1,6	-1,7	-1,6
Fernwärme	47	47	45	44	44	43	42	41	41	40	-0,4	-0,4	-0,4
Steinkohle & Koks	310	297	278	259	234	208	191	176	166	157	-1,6	-1,4	-1,5
Biomasse	124	128	131	132	137	142	147	153	159	165	0,6	0,8	0,6
Haushalt & GHD	4.037	3.966	3.866	3.766	3.518	3.278	3.074	2.904	2.662	2.454	-0,8	-1,4	-1,1
Strom	958	896	778	750	713	702	704	720	727	746	-1,2	0,3	-0,6
Erdgas	1.469	1.521	1.494	1.464	1.325	1.138	1.028	913	692	482	-1,0	-4,2	-2,4
Leichtes Heizöl	1.046	929	877	711	575	514	463	418	337	283	-2,8	-2,9	-2,9
Fernwärme	291	298	284	268	236	207	182	161	144	129	-1,3	-2,3	-1,8
Lokale Wärme	52	125	200	309	393	434	446	469	485	507	8,9	0,8	5,2
Biomasse	222	197	233	263	277	283	252	223	278	307	1,0	0,4	0,7
Transport	2.506	2.382	2.326	2.278	2.207	2.169	2.132	2.071	1.999	1.907	-0,6	-0,6	-0,6
Erdgas	2	8	14	18	21	25	28	29	34	37	10,9	2,0	7
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	1	5	10	8,1	37,0	20,1
Kerosin	274	308	345	379	424	457	484	504	512	514	2,1	0,6	1,4
Diesel	1.139	1.166	1.208	1.243	1.184	1.134	1.087	1.025	969	900	0,0	-1,1	-0,5
davon Biodiesel	64	82	106	131	150	177	194	213	224	232	4,1	1,4	2,9
Benzin	1.024	841	701	579	518	489	459	423	370	316	-2,9	-2,2	-2,6
davon Bioethanol	9	25	33	43	50	61	68	74	73	71	8,0	0,8	4,7
Strom	67	60	59	59	60	63	74	88	108	130	-0,2	3,7	1,5

ModEff

Indikatoren

											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82.469	81.579	80.689	79.799	79.188	78.576	77.272	75.967	74.073	72.178	-0,2	-0,4	-0,3
BIP (in 000 M EUR'05)	2.125	2.192	2.356	2.532	2.661	2.797	2.939	3.089	3.247	3.412	1,1	1,0	1,1
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonne-km)	598	653	711	776	819	868	897	930	955	982	1,5	0,6	1,1
Schiff	64	66	60	72	65	79	69	83	71	85	0,8	0,4	0,6
Zug	95	108	116	131	135	150	152	168	168	185	1,8	1,1	1,5
LKW	438	480	535	573	619	640	676	679	716	713	1,5	0,5	1,1
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.205	1.248	1.279	1.299	1.291	1.349	1.373	1.393	1.391	1.383	0,5	0,1	0,3
Flugzeug	168	202	233	265	308	349	384	415	437	455	3,0	1,3	2,2
Zug	77	78	79	81	81	81	80	78	76	74	0,2	-0,4	-0,1
Bus (Nahverkehr)	21	22	21	21	20	19	19	19	18	18	-0,3	-0,5	-0,4
Tram & S-Bahn	15	15	16	16	16	15	15	15	15	14	0,0	-0,4	-0,2
MIV	881	892	891	879	830	849	840	832	811	790	-0,1	-0,4	-0,2
Landbasierter Personenverkehr	1.036	1.047	1.045	1.034	983	1.000	989	978	953	928	-0,1	-0,4	-0,2

ModEff

CO2-Emissionen

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Durchschnittliche jährliche Änderung in %				
											2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050		
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)															
Industrie	87	85	81	78	74	70	68	65	65	63	-0,8	-0,5	-0,7		
Strom															
Erdgas	47	47	46	45	44	44	44	43	43	43	-0,3	0,0	-0,2		
Schweres & leichtes Heizöl	10	10	9	8	8	7	7	6	6	5	-1,5	-1,6	-1,5		
Fernwärme															
Steinkohle & Koks	29	28	26	24	22	20	18	17	16	15	-1,6	-1,4	-1,5		
Haushalt & GHD	181	175	169	154	134	117	106	95	74	56	-1,7	-3,7	-2,6		
Strom															
Erdgas	97	99	98	96	87	75	68	61	46	32	-1,0	-4,1	-2,4		
Leichtes Heizöl	84	75	71	58	47	42	38	34	28	23	-2,8	-2,9	-2,8		
Fernwärme															
Transport	173	162	156	150	143	137	132	124	116	107	-0,9	-1,2	-1,1		
Erdgas	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	10,9	2,0	6,9		
Wasserstoff															
Kerosin	20	23	26	28	31	34	36	37	38	38	2,1	0,6	1,4		
Diesel	80	80	82	82	77	71	66	60	55	49	-0,5	-1,8	-1,1		
Benzin	73	59	48	39	34	31	28	25	21	18	-3,4	-2,8	-3,1		
Strom															

C.18 HighEffÖkowatt

Endenergienachfrage											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005-2030	2030-2050	2005-2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.848	1.692	1.530	1.441	1.362	1.308	1.378	1.454	1.526	1.577	-1,4	0,9	-0,4
Erdgas	2.310	2.214	2.092	1.868	1.487	1.138	969	694	613	358	-2,8	-5,6	-4,1
Heizöl	3.581	3.248	2.861	2.528	2.163	1.633	1.336	1.067	827	628	-3,1	-4,7	-3,8
Fernwärme	338	334	311	284	263	259	203	165	153	151	-1,1	-2,7	-1,8
Steinkohle & Koks	346	296	251	214	176	143	100	98	59	64	-3,5	-3,9	-3,7
Lokale Wärme & Biomasse	470	534	759	1.033	1.302	1.650	1.715	1.807	1.798	1.883	5,1	0,7	3,1
GESAMT	8.893	8.319	7.804	7.368	6.753	6.131	5.701	5.285	4.975	4.662	-1,5	-1,4	-1,4
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.314	2.023	1.846	1.687	1.514	1.367	1.308	1.233	1.237	1.202	-2,1	-0,6	-1,4
Strom	823	748	709	668	648	630	649	668	692	713	-1,1	0,6	-0,3
Erdgas	839	724	652	579	492	410	413	291	357	245	-2,8	-2,5	-2,7
Schweres & leichtes Heizöl	171	138	114	95	78	66	47	50	33	41	-3,8	-2,4	-3,1
Fernwärme	47	39	33	29	25	22	17	19	14	19	-3,0	-0,9	-2,0
Steinkohle & Koks	310	263	232	211	170	138	95	94	57	64	-3,2	-3,8	-3,5
Biomasse	124	112	106	105	101	102	87	110	84	121	-0,8	0,9	-0,1
Haushalt & GHD	4.037	3.897	3.657	3.495	3.151	2.789	2.513	2.272	2.053	1.860	-1,5	-2,0	-1,7
Strom	958	884	761	712	647	601	583	568	552	531	-1,8	-0,6	-1,3
Erdgas	1.469	1.482	1.426	1.271	971	705	546	402	255	113	-2,9	-8,7	-5,5
Leichtes Heizöl	1.046	918	727	612	509	344	269	209	116	74	-4,4	-7,4	-5,7
Fernwärme	291	295	278	255	238	237	186	145	139	132	-0,8	-2,9	-1,7
Lokale Wärme	52	125	232	342	427	529	599	659	748	810	9,7	2,2	6,3
Biomasse	222	192	233	302	360	374	329	287	243	199	2,1	-3,1	-0,2
Transport	2.506	2.366	2.281	2.180	2.076	1.954	1.866	1.776	1.688	1.609	-1,0	-1,0	-1,0
Erdgas	2	8	14	18	25	24	9	0	0	0	10,7	-	-
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	1	6	11	8,5	36,6	20,2
Kerosin	274	308	345	379	424	457	484	504	512	514	2,1	0,6	1,4
Diesel	1.139	1.153	1.165	1.148	1.019	894	801	711	662	631	-1,0	-1,7	-1,3
davon Biodiesel	64	81	141	199	273	411	455	510	533	631	7,7	2,2	5,2
Benzin	1.024	837	697	575	540	501	425	342	227	120	-2,8	-6,9	-4,6
davon Bioethanol	9	25	46	82	135	218	234	239	190	120	13,6	-2,9	5,9
Strom	67	60	60	61	68	77	146	217	281	333	0,6	7,6	3,6

HighEffÖkowatt

Indikatoren

											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82.469	81.579	80.689	79.799	79.188	78.576	77.272	75.967	74.073	72.178	-0,2	-0,4	-0,3
BIP (in 000 M EUR'05)	2.125	2.202	2.360	2.551	2.687	2.827	2.988	3.161	3.341	3.515	1,1	1,1	1,1
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonne-km)	598	656	713	781	828	876	911	948	980	1.007	1,5	0,7	1,2
Schiff	64	58	65	73	76	79	86	93	94	94	0,9	0,9	0,9
Zug	95	106	124	146	161	176	195	216	236	255	2,5	1,9	2,2
LKW	438	492	524	562	591	621	630	639	649	657	1,4	0,3	0,9
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.205	1.242	1.270	1.288	1.285	1.335	1.349	1.368	1.366	1.359	0,4	0,1	0,3
Flugzeug	168	202	233	265	308	349	384	415	437	455	3,0	1,3	2,2
Zug	77	78	79	81	81	81	80	79	77	76	0,2	-0,3	0,0
Bus (Nahverkehr)	21	22	21	21	20	19	19	19	18	18	-0,3	-0,4	-0,3
Tram & S-Bahn	15	15	16	16	16	15	15	15	15	14	0,0	-0,3	-0,1
MIV	881	886	882	869	824	835	816	807	785	763	-0,2	-0,5	-0,3
Landbasierter Personenverkehr	1.036	1.041	1.037	1.023	977	986	965	954	929	904	-0,2	-0,4	-0,3

HighEffÖkowatt

CO2-Emissionen

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Durchschnittliche jährliche Änderung in %				
											2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050		
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)															
Industrie	87	74	65	58	48	40	35	28	27	22	-3,0	-2,9	-3,0		
Strom															
Erdgas	47	41	37	32	28	23	23	16	20	14	-2,8	-2,5	-2,7		
Schweres & leichtes Heizöl	10	8	7	6	5	4	3	3	2	3	-3,7	-2,3	-3,1		
Fernwärme															
Steinkohle & Koks	29	25	22	20	16	13	9	9	5	6	-3,2	-3,8	-3,5		
Haushalt & GHD	181	171	152	132	104	73	57	43	25	13	-3,6	-8,4	-5,8		
Strom															
Erdgas	97	97	93	83	63	46	36	26	16	7	-2,9	-8,9	-5,7		
Leichtes Heizöl	84	74	59	49	41	27	21	16	9	5	-4,4	-7,7	-5,9		
Fernwärme															
Transport	173	161	149	135	117	91	76	60	50	38	-2,5	-4,3	-3,3		
Erdgas	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	10,7	-	-		
Wasserstoff															
Kerosin	20	23	26	28	31	34	36	37	38	38	2,1	0,6	1,4		
Diesel	80	79	76	70	55	36	26	15	10	0	-3,1	-	-		
Benzin	73	58	47	36	29	20	14	7	3	0	-5,0	-	-		
Strom															

C.19 ModEff_NT

Endenergienachfrage											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005-2030	2030-2050	2005-2050
Endenergienachfrage nach Energieträgern (in PJ)													
Strom	1.848	1.790	1.667	1.635	1.604	1.603	1.608	1.633	1.674	1.729	-0,6	0,4	-0,1
Erdgas	2.310	2.367	2.311	2.261	2.098	1.893	1.777	1.648	1.442	1.240	-0,8	-2,1	-1,4
Heizöl	3.581	3.298	3.134	2.740	2.496	2.275	2.126	1.954	1.769	1.607	-1,8	-1,7	-1,8
Fernwärme	338	345	329	310	276	247	220	199	181	166	-1,2	-2,0	-1,6
Steinkohle & Koks	346	333	298	262	235	210	192	177	167	158	-2,0	-1,4	-1,7
Lokale Wärme & Biomasse	470	557	699	861	980	1.052	1.053	1.066	1.146	1.210	3,3	0,7	2,1
GESAMT	8.893	8.690	8.438	8.069	7.691	7.280	6.977	6.677	6.379	6.110	-0,8	-0,9	-0,8
Endenergienachfrage nach Sektoren (in PJ)													
Industrie	2.314	2.305	2.253	2.201	2.163	2.129	2.093	2.051	2.060	2.062	-0,3	-0,2	-0,3
Strom	823	834	832	829	834	840	829	819	830	842	0,1	0,0	0,1
Erdgas	839	838	819	801	790	780	779	766	775	774	-0,3	0,0	-0,2
Schweres & leichtes Heizöl	171	161	148	136	125	115	105	97	89	83	-1,6	-1,7	-1,6
Fernwärme	47	47	45	44	44	43	42	41	41	40	-0,4	-0,4	-0,4
Steinkohle & Koks	310	297	278	259	234	208	191	176	166	157	-1,6	-1,4	-1,5
Biomasse	124	128	131	132	137	142	147	153	159	165	0,6	0,8	0,6
Haushalt & GHD	4.037	3.966	3.842	3.721	3.462	3.212	3.008	2.836	2.598	2.405	-0,9	-1,4	-1,1
Strom	958	896	777	748	710	699	701	717	724	744	-1,3	0,3	-0,6
Erdgas	1.469	1.521	1.483	1.443	1.298	1.107	996	880	665	465	-1,1	-4,2	-2,5
Leichtes Heizöl	1.046	929	870	701	563	500	449	404	324	273	-2,9	-3,0	-2,9
Fernwärme	291	298	283	266	233	204	178	157	140	126	-1,4	-2,4	-1,8
Lokale Wärme	52	125	198	305	387	427	439	462	477	501	8,8	0,8	5,2
Biomasse	222	197	231	259	271	276	245	216	268	296	0,9	0,4	0,6
Transport	2.506	2.382	2.322	2.141	2.063	1.937	1.875	1.789	1.725	1.653	-1,0	-0,8	-0,9
Erdgas	2	8	8	17	11	6	1	2	2	2	4,7	-6,3	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	1	5	10	8,1	36,9	20,1
Kerosin	274	308	345	379	424	457	484	504	512	514	2,1	0,6	1,4
Diesel	1.139	1.166	1.208	1.174	1.105	992	921	826	783	735	-0,5	-1,5	-1,0
davon Biodiesel	64	82	106	124	140	155	165	172	182	191	3,6	1,1	2,5
Benzin	1.024	841	702	513	463	417	389	358	303	250	-3,5	-2,5	-3,1
davon Bioethanol	9	25	33	38	45	52	57	63	60	56	7,3	0,4	4,2
Strom	67	60	59	59	60	65	79	98	120	142	-0,1	4,0	1,7

ModEff_NT

Indikatoren

											Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
Sozioökonomische Indikatoren													
Bevölkerung (in Millionen)	82.469	81.579	80.689	79.799	79.188	78.576	77.272	75.967	74.073	72.178	-0,2	-0,4	-0,3
BIP (in 000 M EUR'05)	2.125	2.192	2.356	2.532	2.661	2.797	2.939	3.089	3.247	3.412	1,1	1,0	1,1
Verkehrsleistung													
Güterverkehrsleistung (Mrd. Tonnen-km)	598	653	711	776	819	868	897	930	955	982	1,5	0,6	1,1
Schiff	64	66	60	72	65	79	69	83	71	85	0,8	0,4	0,6
Zug	95	108	116	131	135	150	152	168	168	185	1,8	1,1	1,5
LKW	438	480	535	573	619	640	676	679	716	713	1,5	0,5	1,1
Personenverkehrsleistung (Mrd. Personen-km)	1.205	1.248	1.273	1.300	1.294	1.289	1.268	1.253	1.237	1.227	0,3	-0,2	0,0
Flugzeug	168	202	233	265	308	349	384	415	437	455	3,0	1,3	2,2
Zug	77	78	79	81	81	85	88	90	92	94	0,4	0,5	0,4
Bus (Nahverkehr)	21	22	21	21	20	20	21	21	22	22	-0,1	0,4	0,2
Tram & S-Bahn	15	15	16	16	16	17	18	20	22	24	0,3	1,7	1,0
MIV	881	892	885	881	832	780	719	667	624	592	-0,5	-1,4	-0,9
Landbasierter Personenverkehr	1.036	1.047	1.040	1.035	985	940	884	838	800	772	-0,4	-1,0	-0,7

ModEff_NT

CO2-Emissionen

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Durchschnittliche jährliche Änderung in %		
											2005 - 2030	2030 - 2050	2005 - 2050
CO2 Emissionen nach Sektoren (Mt CO2)													
Industrie	87	85	81	78	74	70	68	65	65	63	-0,8	-0,5	-0,7
Strom													
Erdgas	47	47	46	45	44	44	44	43	43	43	-0,3	0,0	-0,2
Schweres & leichtes Heizöl	10	10	9	8	8	7	7	6	6	5	-1,5	-1,6	-1,5
Fernwärme													
Steinkohle & Koks	29	28	26	24	22	20	18	17	16	15	-1,6	-1,4	-1,5
Haushalt & GHD	181	175	168	151	131	114	103	92	71	54	-1,8	-3,7	-2,7
Strom													
Erdgas	97	99	97	94	85	73	66	59	44	31	-1,1	-4,2	-2,5
Leichtes Heizöl	84	75	71	57	46	41	37	33	27	22	-2,9	-3,0	-2,9
Fernwärme													
Transport	173	162	156	141	134	122	116	107	100	92	-1,4	-1,4	-1,4
Erdgas	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	4,7	-6,3	-0,4
Wasserstoff													
Kerosin	20	23	26	28	31	34	36	37	38	38	2,1	0,6	1,4
Diesel	80	80	82	78	71	62	56	48	44	40	-1,0	-2,1	-1,5
Benzin	73	59	48	34	30	26	24	21	18	14	-4,0	-3,1	-3,6
Strom													