



Projektnummer 21/05:
„Ökonomische Kriterien zur Bewertung alternativer
Verhandlungslösungen für eine Weiterentwicklung des
Klimaregimes nach 2012“

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Endbericht

GWS mbH:
Christian Lutz (Projektleitung)
Ariane Jungnitz
Bernd Meyer

Prognos AG:
Almut Kirchner
Christian Michelsen

Osnabrück, Basel im Oktober 2007

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS)
Heinrichstraße 4
D-49080 Osnabrück
Dr. Christian Lutz
Email: lutz@gws-os.de
Tel.: +49(541)40933-12
Fax: +49(541)40933-11
<http://www.gws-os.de>

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis	VIII
Executive Summary	XIII
1 Einleitung.....	1
2 Historische Entwicklung der THG-Emissionen	5
2.1 Entwicklungstendenzen der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	6
2.2 Entwicklungstendenzen der übrigen THG-Emissionen	8
2.3 Einflussfaktoren der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	10
2.4 Sektorale CO ₂ -Emissionsentwicklung in ausgewählten Ländern und Regionen.....	14
3 Technologieentwicklung	17
3.1 Bestimmung der Technologieentwicklung auf Basis von Bottom-up Ansätzen	18
3.2 Technologieszenarien: Rahmenannahmen	18
3.3 Energieintensive Wirtschaftszweige	21
3.3.1 Energieeinsparpotentiale bei Querschnittstechnologien.....	22
3.3.2 Ausgangssituation und zukünftige Energieeinsparpotentiale in ausgewählten energieintensiven Wirtschaftszweigen	23
3.3.3 Fazit	29
3.3.4 Erschließung der Potenziale	30
3.4 Energietechnologieentwicklungen im Sektor Private Haushalte.....	33
3.4.1 Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte.....	33
3.4.2 Technologien im Raumwärmebereich.....	34
3.4.3 Technologien im Elektrogerätebereich.....	36
3.4.4 Hemmung und Erschließung der Potenziale	36
3.5 Technologieentwicklung im Straßenverkehr.....	37
3.6 Zusammenfassung der Effizienzpotenziale auf der Nachfrageseite.....	42
3.7 Technologische Entwicklungspfade bei der Elektrizitätserzeugung.....	42
3.7.1 Fossile Kraftwerkstechnologien	43
3.7.2 Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlenstoffdioxid	47
3.7.3 Kernkraft.....	48
3.7.4 Erneuerbare Energien	50
3.7.5 Fazit	54
4 Modellgestützte Analyse verschiedener Szenarien	55
4.1 Vorgehensweise.....	55

4.1.1	Das Modell GINFORS im Überblick	55
4.1.2	Einstellen der Szenarien ins Modell	58
4.2	Referenzszenario	60
4.2.1	Internationale Entwicklung.....	62
4.2.2	Entwicklung in Deutschland.....	69
4.3	Szenarien eines EU-Alleingangs	72
4.3.1	Szenario EU-1	73
4.3.2	Andere Lastenverteilung: Szenarien EU-2, EU-3 und EU-4.....	85
4.3.3	Andere Vergabe der Zertifikate: Szenarien EU-5 und EU-6.....	89
4.3.4	Verwendung der Einnahmen zur Technologieförderung: Szenario EU-8	93
4.3.5	Flexible Mechanismen und Minderungsziel 30% bis 2020: Szenarien EU-10 und EU-11	95
4.3.6	Sensitivitätsrechnungen für Deutschland	97
4.3.7	Ergebnisse des EU-Alleingangs im Überblick	100
4.4	Internationale Beteiligung am EU-Klimaregime.....	103
4.4.1	Beteiligung der Industrieländer	104
4.4.2	Beteiligung der G5	106
4.4.3	Ergebnisse internationaler Klimaregimes im Überblick	108
4.5	Längerfristige Wirkungen.....	110
4.6	Schlussfolgerungen.....	111
5	Kriterien.....	113
5.1	Vorgehensweise.....	113
5.2	Ökonomische Kriterien.....	114
5.2.1	„Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten“	114
5.2.2	„Weitere wirtschaftliche Entwicklung/Ermöglichung eines Aufholprozesses“	115
5.3	Ökologisches Kriterium „Tatsächliche globale THG-/CO ₂ - Emissionsminderung“	116
5.4	Gerechtigkeitskriterien	117
5.4.1	„Vorbildfunktion der Industriestaaten bei der THG- Emissionsminderung“	117
5.4.2	„Gleichmäßige Belastung der einzelnen Wirtschaftsbereiche und Akteure“	118
5.5	Politische Kriterien	118
5.5.1	„Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energieimporten“	119
5.5.2	Verbindlichkeit und sonstige qualitative politische Kriterien	119

5.6	Leitlinien zur Interpretation und Bewertung der Kriterien.....	120
5.7	Vergleich der Szenarienergebnisse nach den verschiedenen Indikatoren	121
5.7.1	Ökologische Kriterien: Emissionsentwicklung	121
5.7.2	Ökonomische Kriterien und Indikatoren	127
5.8	Qualitative Bewertung der Ergebnisse des Indikatorenvergleichs	133
6	Zur zukünftigen Ausgestaltung eines Klimaregimes.....	135
6.1	Regelbasierte Verteilungen der Emissionsminderungen.....	135
6.2	Schlussfolgerungen zur Ausgestaltung eines zukünftigen Klimaregimes	138
7	Literaturverzeichnis	140
8	Anhang.....	148
8.1	Historische Entwicklung der THG-Emissionen	148
8.1.1	Datenquellen historischer Treibhausgasentwicklungen	148
8.1.2	Entwicklungstendenzen der Nicht-CO ₂ -Emissionen.....	151
8.1.3	Aktuelle Entwicklungen in der EU-27 von 2004 bis 2005.....	157
8.2	Faktoren der Emissionsentwicklung in China	158
8.3	Das Modell GINFORS	160
8.3.1	Überblick über das Modell	160
8.3.2	Das Welthandelsmodell.....	165
8.3.3	Die Input-Output-Modelle.....	167
8.3.4	Die Makro-Modelle	171
8.3.5	Die Energie-Emissions-Modelle.....	173
8.3.6	Technologieentwicklung und -modellierung.....	176
8.3.7	Erfassung weiterer THG-Emissionen.....	180
8.4	Methodische Frage bei der Ableitung der Technologieszenarien aus den Bottom-up-Modellen: Aggregation	181
8.4.1	Bottom-up: Der idealisierte Einzelfall, Potenziale.....	181
8.4.2	Exkurs: Streuungen, Unschärfen, Unsicherheiten.....	184
8.5	Technologieentwicklung in ausgewählten Ländern	186
8.5.1	Nachfrage.....	186
8.5.2	Elektrizitätserzeugung	189
8.6	Anhang: Referenzszenario.....	190
8.6.1	Entwicklung in der EU	190
8.6.2	Länderergebnisse	194
8.7	Szenarientabellen.....	200

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1: Weltweite Vermeidungskostenkurve im Jahr 2030	2
Abb. 2: Sektorale Vermeidungspotentiale in Abhängigkeit vom CO ₂ -Preis im Jahr 2030	3
Abb. 3: Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen von 1990 bis 2004 in Mio. t	5
Abb. 4: Anteil der energiebedingten an den gesamten THG-Emissionen in vH	9
Abb. 5: CO ₂ -Emissionen aus Landnutzung (sonstige Quellen) in Mio. t CO ₂	10
Abb. 6: Sektorale Emissionsentwicklung in der EU-25	15
Abb. 7: Sektorale Emissionsentwicklung in Deutschland	15
Abb. 8: Sektorale Emissionsentwicklung in den USA	16
Abb. 9: Sektorale Emissionsentwicklung in China.....	16
Abb. 10: Spezifische Energieverbräuche bei Metallerzeugung in den Szenarien, indexiert auf 2005	25
Abb. 11: Spezifische Energieverbräuche in der Grundstoffchemie in den Szenarien, indexiert auf 2005	27
Abb. 12: Spezifische Energieverbräuche in der Papierproduktion in den Szenarien, indexiert auf 2005	28
Abb. 13: Spezifische Energieverbräuche in der Glas- und Keramikproduktion in den Szenarien, indexiert auf 2005	29
Abb. 14: Verteilung des Endenergieverbrauchs auf einzelne Anwendungsgebiete	34
Abb. 15: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Heizenergiebedarfs in Wohngebäuden in den verschiedenen Szenarien, in MJ/m ² a	35
Abb. 16: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Verbrauchs der Benzinfahrzeuge (PKW-Bestand) in den einzelnen Szenarien.....	38
Abb. 17: Entwicklung des Anteils der Biokraftstoffe am Treibstoffverbrauch in den Szenarien.....	38
Abb. 18: Reststrommengen der deutschen Kernkraftwerke	49
Abb. 19: Voraussichtliche jährliche Stromproduktion aus bestehenden Kernkraftwerken in Deutschland 2007 - 2023	49
Abb. 20: Quellen für die Szenarienannahmen.....	59
Abb. 21: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario in Mio. t.....	60
Abb. 22: Zunahme der energiebedingten CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario zwischen 2005 und 2030 in Mio. t.....	67
Abb. 23: Preiseffekte in Deutschland in ausgewählten Wirtschaftssektoren: Szenario EU-1 im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	77
Abb. 24: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in der EU im Szenario EU-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	83
Abb. 25: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	83
Abb. 26: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-2: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	88
Abb. 27: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-3: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	88

Abb. 28: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-4: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	89
Abb. 29: Preiseffekte in Deutschland: Szenario EU-6 im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2020 in vH	92
Abb. 30: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-6: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	93
Abb. 31: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-8: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	94
Abb. 32: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario D-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	98
Abb. 33: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario D-3: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	100
Abb. 34: Prozentuale Abweichung des realen Bruttoinlandsprodukts Deutschlands von der Referenz in verschiedenen Szenarien im Jahr 2020	102
Abb. 35: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario USA in ausgewählten Staaten: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	105
Abb. 36: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario G5-1 in ausgewählten Staaten: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	106
Abb. 37: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario G5-2 in ausgewählten Staaten: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	107
Abb. 38: Prozentuale Abweichung des realen Bruttoinlandsprodukt Deutschlands von der Referenz in verschiedenen internationalen Szenarien im Jahr 2020.....	108
Abb. 39: CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario in ausgewählten Ländern/Ländergruppen in Mio. t	122
Abb. 40: Globale energiebedingte CO ₂ -Emissionen in den Szenarien in Mio. t.....	123
Abb. 41: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Ländergruppen in der Referenz	124
Abb. 42: CO ₂ -Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Szenarien	125
Abb. 43: CO ₂ -Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien	126
Abb. 44: THG-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Szenarien.....	127
Abb. 45: THG-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien.....	127
Abb. 46: BIP in ausgewählten Ländern im Referenzszenario in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	128
Abb. 47: BIP in ausgewählten Ländergruppen im Referenzszenario in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	128
Abb. 48: BIP der Welt in den verschiedenen Szenarien in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	129
Abb. 49: BIP pro Kopf in ausgewählten Ländern und Szenarien in 1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	130
Abb. 50: BIP pro Kopf in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien in 1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	131
Abb. 51: CO ₂ /BIP in ausgewählten Ländern und Szenarien in t CO ₂ /1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	132

Abb. 52: CO ₂ /BIP in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien in t CO ₂ /1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten).....	132
Abb. 53: Das „Wheel of GINFORS“	161
Abb. 54: Länder in GINFORS	162
Abb. 55: Überblick Energiebilanz	173
Abb. 56: Ökonometrische Schätzung der nationalen Energiebilanzen in GINFORS.....	178
Abb. 57: Erklärende Variablen (Treiber) der ökonometrischen Schätzung der nationalen Energiebilanzen in GINFORS	179
Abb. 58: Technische Potenzialbegriffe bei spezifischen Energieverbräuchen je Produktionseinheit, in skalierten Einheiten (schematisch)	182
Abb. 59: Wirtschaftliche Potenzialbegriffe bei spezifischen Energieverbräuchen je Produktionseinheit, in skalierten Einheiten (schematisch)	183
Abb. 60: Gestufte Potenzialermittlung bei der Aggregation	184

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Zentrale Größen des Referenzszenarios.....	XIV
Tabelle 2: Zentrale Ergebnisgrößen für das Jahr 2020.....	XVIII
Tab. 1: Weltweite energiebedingte CO ₂ -Emissionen von 1990 bis 2004	7
Tab. 2: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen von 1990 bis 2004 in den mittel- und osteuropäischen EU-Staaten und Russland.....	7
Tab. 3: THG-Emissionen von 1990 bis 2004 in der EU und den Annex-I-Ländern ohne LULUCF	8
Tab. 4: Einfluss ausgewählter Komponenten auf die relativen Veränderungen der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in verschiedenen Ländern: 2004 gegenüber 1990	12
Tab. 5: Veränderung der THG-Emissionen in den Annex-I-Ländern: 2004 gegenüber 1990 in vH	13
Tab. 6: Wirtschaftliche Energieeffizienzpotenziale (Verringerung spezifischer Energieverbräuche gegenüber dem heutigen technischen Durchschnitt) ausgewählter Wirtschaftszweige und Querschnittstechnologien.....	30
Tab. 7: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Heizenergiebedarfs in Wohngebäuden in den verschiedenen Szenarien, in MJ/m ² a	35
Tab. 8: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Verbrauchs der Benzinfahrzeuge (PKW-Bestand) in den einzelnen Szenarien, in l/100 km und g CO ₂ /km	37
Tab. 9: Maßnahmen, Akteure, Handlungsfelder, Instrumente	41
Tab. 10: Entwicklung des Spezifischen Energieverbrauchs in bestimmten Verbrauchsbereichen im Szenario „beschleunigte Entwicklung“ bis 2020 gegenüber 2005.....	42
Tab. 11: Kohlekraftwerkstechnologien und derzeitige Wirkungsgrade.....	43
Tab. 12: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades von Kohlekraftwerkstechnologien	45
Tab. 13: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades von GuD (integrierte Kohlevergasung).....	45
Tab. 14: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei der Wirbelschichtbefeuerung.....	45
Tab. 15: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei der Druckkohlenstaubbefeuerung.....	45
Tab. 16: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades von GuD (mit externer Befeuerung) ..	46
Tab. 17: Gaskraftwerkstechnologien und derzeitige Wirkungsgrade	46
Tab. 18: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei Gasturbinen	46
Tab. 19: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei Kombikraftwerken.....	47
Tab. 20: Zentrale Größen des Referenzszenarios	61
Tab. 21: Bevölkerungsentwicklung in 1000	62
Tab. 22: Bruttoinlandsprodukt in heimischer Währung und konstanten Preisen von 1995	63
Tab. 23: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten des Bruttoinlandsprodukts in heimischer Währung und konstanten Preisen von 2005 nach IEA (2006d)	64
Tab. 24: Energiebedingte weltweite CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern in Mio. t.....	65
Tab. 25: Energiebedingte weltweite CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern in Mio. t nach IEA	65

Tab. 26: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Ländern in Mio. t.....	66
Tab. 27: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Ländern in Mio. t nach IEA.....	67
Tab. 28: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen Chinas in Mio. t.....	68
Tab. 29: Einfluss ausgewählter Komponenten auf die relativen Veränderungen der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in verschiedenen Ländern: 2020 gegenüber 2005.....	68
Tab. 30: Einfluss ausgewählter Komponenten auf die relativen Veränderungen der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in verschiedenen Ländern: 2030 gegenüber 2005.....	69
Tab. 31: Wichtige Rahmendaten in GINFORS und in der Ölpreisvariante des Energiereports IV.....	70
Tab. 32: Erwerbstätige in GINFORS und nach EWI/Prognos (2006) in 1000.....	70
Tab. 33: Primärenergieverbrauch in GINFORS in PJ.....	71
Tab. 34: Primärenergieverbrauch nach EWI/Prognos (2006) in PJ.....	71
Tab. 35: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in GINFORS in Mio. t.....	71
Tab. 36: THG-Emissionen in GINFORS in Mio. t.....	72
Tab. 37: Energiebedingte THG-Emissionen nach EWI/Prognos (2006) in Mio. t.....	72
Tab. 38: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz.....	75
Tab. 39: Sektorale Preis- und Produktionseffekte in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz in vH.....	76
Tab. 40: Sektorale Arbeitsmarkteffekte in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz.....	78
Tab. 41: Kenngrößen energieintensiver Branchen im Jahr 2004.....	78
Tab. 42: Ausgewählte Energieträgerpreise in jew. Preisen in Deutschland im Szenario EU-1 im Jahr 2020.....	81
Tab. 43: THG-Emissionen in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz.....	82
Tab. 44: Bruttoinlandsprodukt und Außenhandel in Preisen von 1995 im Szenario EU-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH.....	84
Tab. 45: Verschiedene Ausgangsverteilungen im EU burden sharing für das Jahr 2020: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Mio. t.....	86
Tab. 46: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario EU-6 im Vergleich zur Referenz.....	90
Tab. 47: Sektorale Arbeitsmarkteffekte in Deutschland – Szenario EU-6 im Vergleich zur Referenz.....	92
Tab. 48: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario EU-8 im Vergleich zur Referenz.....	94
Tab. 49: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario D-3 im Vergleich zur Referenz.....	99
Tab. 50: Sektorale Arbeitsmarkteffekte in Deutschland – Szenario D-3 im Vergleich zur Referenz.....	100
Tab. 51: Überblick zentraler Ergebnisse für 2020 beim EU-Alleingang.....	101
Tab. 52: Überblick zentraler Ergebnisse bei internationalen Klimaregimes.....	109
Tab. 53: Mengenmäßige ökonomische Indikatoren.....	115

Tab. 54: Spezifische ökonomische Indikatoren	115
Tab. 55: Mengenmäßige ökologische Indikatoren.....	116
Tab. 56: Spezifische ökologische Indikatoren	117
Tab. 57: Spezifische Gerechtigkeitsindikatoren	118
Tab. 58: Spezifische politische Indikatoren.....	119
Tab. 59: Qualitative politische Indikatoren.....	119
Tab. 60: Beispielhafte Hypothesen für interdependente Akzeptabilitätskorridore	120
Tab. 61: Beispiele für die Quantifizierung eines Akzeptabilitätskorridors (kein Modellergebnis).....	120
Tab. 62: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario in Zehn-Jahres-Schritten in Mio. t	122
Tab. 63: CO ₂ -Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Regionen	125
Tab. 64: THG-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Regionen.....	126
Tab. 65: BIP pro Kopf in ausgewählten Ländern und Regionen in 1000 US-Dollar (Kaufkraftparitäten)	130
Tab. 66: Stärken und Schwächen verschiedener Ansätze für ein Post-Kyoto-Regime.....	137
Tab. 67: CH ₄ -Emissionen in den Annex-I-Ländern von 1990-2004 ohne LULUCF	152
Tab. 68: N ₂ O-Emissionen in den Annex-I-Ländern von 1990-2004 ohne LULUCF	153
Tab. 69: Emissionen aus F-Gasen in den Annex-I-Ländern von 1990-2004 ohne LULUCF..	154
Tab. 70: Emissionen aus Flächeninanspruchnahme, Veränderung der Flächeninanspruch- nahme und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Annex-I-Ländern von 1990-2004	155
Tab. 71: THG-Emissionen der EU-27 im Jahr 2005.....	157
Tab. 72: Globale Abdeckung des Modells: BIP und Emissionen.....	163
Tab. 73: Globale Abdeckung des Modells: Deutscher Außenhandel	164
Tab. 74: Sektorstruktur in GINFORS	168
Tab. 75: Zahlungsbilanz in GINFORS.....	171
Tab. 76: Spezifischer Energieverbrauch beim Klinkerbrennen	182
Tab. 77: Durchschnittlicher Wirkungsgrad in ausgewählten Ländern und Regionen.....	189
Tab. 78: Entwicklung der Pro-Kopf-Einkommen in der EU in konstanten Preisen (2000€)...	190
Tab. 79: Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in der EU in Mio. t	191
Tab. 80: Vergleich von Emissionsprojektionen mit den Zielvorgaben für 2008/12 für EU- Länder	193
Tab. 81: Vergleich von Emissionsprojektionen mit den Zielvorgaben für 2008/12 für EU- Länder, Teil II.....	193
Tab. 82: Szenario Referenz: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf in t	194
Tab. 83: Szenario Referenz: Primärenergieverbrauch pro Kopf in t Öläquivalenten	195
Tab. 84: Szenario Referenz: CO ₂ -Intensität des BIP	196
Tab. 85: Szenario Referenz: CO ₂ -Intensität des Primärenergieverbrauchs	197
Tab. 86: Szenario Referenz: THG-Emissionen (ohne LULUCF) pro Kopf in t	198
Tab. 87: Szenario Referenz: BIP pro Kopf in US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	199

Tab. 88: Szenarienüberblick	201
Tab. 89: Szenario Referenz: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	202
Tab. 90: Szenario Referenz: BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	203
Tab. 91: Szenario EU-1 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Kyoto-Ziele): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	204
Tab. 92: Szenario EU-1 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Kyoto-Ziele): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	205
Tab. 93: Szenario EU-2 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2004) : Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	206
Tab. 94: Szenario EU-2 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2004): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	207
Tab. 95: Szenario EU-3 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2020): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	208
Tab. 96: Szenario EU-3 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2020): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	209
Tab. 97: Szenario EU-4 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Grenzvermeidungs- kosten): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	210
Tab. 98: Szenario EU-4 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Grenzvermeidungs- kosten): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten).....	211
Tab. 99: Szenario EU-5 (Zuteilung: Kostenlose Vergabe auch in der Energiewirtschaft): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	212
Tab. 100: Szenario EU-5 (Zuteilung: Kostenlose Vergabe auch in der Energiewirtschaft): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	213
Tab. 101: Szenario EU-6 (Zuteilung: Auktionierung auch in der Industrie): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	214
Tab. 102: Szenario EU-6 (Zuteilung: Auktionierung auch in der Industrie): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten).....	215
Tab. 103: Szenario EU-7 (Linear ansteigende Zertifikatspreise): Energiebedingte CO ₂ - Emissionen in Millionen Tonnen.....	216
Tab. 104: Szenario EU-7 (Linear ansteigende Zertifikatspreise): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	217
Tab. 105: Szenario EU-8 (Einnahmenverwendung zur Technologieförderung): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	218
Tab. 106: Szenario EU-8 (Einnahmenverwendung zur Technologieförderung): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten).....	219
Tab. 107: Szenario EU-9 (Minderungsziel der EU 25% bis 2020): Energiebedingte CO ₂ - Emissionen in Millionen Tonnen.....	220
Tab. 108: Szenario EU-9 (Minderungsziel der EU 25% bis 2020): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	221
Tab. 109: Szenario EU-10 (30%-Minderungsziel, 33% durch CDM): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	222
Tab. 110: Szenario EU-10 (30%-Minderungsziel, 33% durch CDM): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	223
Tab. 111: Szenario EU-11 (30%-Minderungsziel, 50% durch CDM): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	224

Tab. 112: Szenario EU-11 (30%-Minderungsziel, 50% durch CDM): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten).....	225
Tab. 113: Szenario D-1 (Verlängerung KKW-Laufzeiten um 20 Jahre): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	226
Tab. 114: Szenario D-1 (Verlängerung KKW-Laufzeiten um 20 Jahre): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten).....	227
Tab. 115: Szenario D-2 (höherer Wachstumspfad in Deutschland): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	228
Tab. 116: Szenario D-2 (höherer Wachstumspfad in Deutschland): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	229
Tab. 117: Szenario D-3 (40%-THG-Minderung Deutschlands): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	230
Tab. 118: Szenario D-3 (40%-THG-Minderung Deutschlands): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	231
Tab. 119: Szenario IL (Beteiligung Industrieländer ohne USA am EU-Klimaregime): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	232
Tab. 120: Szenario IL (Beteiligung Industrieländer ohne USA am EU-Klimaregime): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	233
Tab. 121: Szenario USA (Beteiligung Industrieländer inkl. USA am EU-Klimaregime): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	234
Tab. 122: Szenario USA (Beteiligung Industrieländer ohne USA am EU-Klimaregime): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	235
Tab. 123: Szenario G5-1 (wie Szenario USA und CO ₂ -Steuer in G5): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen.....	236
Tab. 124: Szenario G5-1 (wie Szenario USA und CO ₂ -Steuer in G5): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten).....	237
Tab. 125: Szenario G5-2 (wie Szenario USA und reduzierte CO ₂ -Steuer in G5): Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Millionen Tonnen	238
Tab. 126: Szenario G5-2 (wie Szenario USA und reduzierte CO ₂ -Steuer in G5): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)	239

EXECUTIVE SUMMARY

Das Forschungsprojekt 21/05 „Ökonomische Kriterien zur Bewertung alternativer Verhandlungslösungen für eine Weiterentwicklung des Klimaregimes nach 2012“ ist von Januar 2006 bis September 2007 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie durchgeführt worden. Vor dem Hintergrund der Diskussion um ein Kyoto-Nachfolgeabkommen werden mögliche Kriterien für eine Verteilung globaler Klimaschutzziele auf die großen Volkswirtschaften herausgearbeitet. Unter Nutzung des Modells GINFORS wird quantifiziert, welche ökonomischen Auswirkungen für die deutsche bzw. europäische Volkswirtschaft und andere wichtige Volkswirtschaften aus unterschiedlichen Ausgestaltungen des internationalen Klimaregimes in der mittleren Frist bis 2020 resultieren können.

Der Ansatz ist im Vergleich zu bisher vorliegenden Modellanalysen sehr umfassend und detailliert: Dies gilt für die Zahl der explizit modellierten 50 Länder und 2 Regionen, die Abbildung von 41 Wirtschaftssektoren, die bilateralen Handelsströme, die detaillierte Erfassung der Verhaltensparameter und die Zahl sowie die konkrete wirtschaftspolitische Ausgestaltung der durchgeführten Simulationen. Zur technologischen Fundierung sind die Ergebnisse der Modellanalysen mit Informationen über mögliche Technologiepfade abgeglichen worden, die u.a. auf aktuellen Projektionen in Deutschland und der Schweiz beruhen.

Die weltweiten Treibhausgas- (THG-) Emissionen sind seit 1990 trotz vielfältiger Klimaschutzmaßnahmen auf nationaler und internationaler Ebene stark gestiegen. Ohne weitergehende Klimaschutzmaßnahmen werden sich die Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 etwa verdoppeln. Naturwissenschaftler erwarten bei unverminderter Emissionszunahme einen deutlichen Anstieg der Durchschnittstemperatur auf der Erdoberfläche, der vielfache negative Folgen haben könnte. Nach der Ansicht u.a. von Stern sind damit langfristig hohe ökonomische Kosten verbunden.

Vor diesem Hintergrund hat die EU unter Deutscher Ratspräsidentschaft auf dem Brüsseler Gipfel im März 2007 das strategische Ziel bekräftigt, den globalen Temperaturanstieg auf höchstens 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Die EU hat zugesagt, ihre THG-Emissionen unabhängig vom Zustandekommen eines Kyoto-Nachfolgeabkommens bis 2020 um mindestens 20% gegenüber 1990 zu reduzieren. Sofern sich andere Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduktionen und die Schwellenländer zu angemessenen Klimaschutzbeiträgen verpflichten, bietet die EU eine Reduktion um 30% bis 2020 an.

Weitere Ziele der EU wie eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien oder eine Erhöhung der Energieproduktivität, die neben dem Klimaschutz auch der Technologieförderung und der Energiesicherheit dienen, sind nur unter dem Gesichtspunkt eines kostengünstigen Klimaschutzes in die vorliegende Analyse einbezogen worden.

Mit dem Modell GINFORS sind verschiedene Szenarien der Beteiligung an einem Kyoto-Nachfolgeabkommen analysiert worden. Die Kosten der zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen in den Szenarien werden durch die Abweichung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) im Vergleich zum Referenzszenario beschrieben, wobei sämtliche gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Rückkopplungen, national wie international, enthalten sind. Das Referenzszenario, das keine zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen nach 2012 unterstellt, orientiert sich bzgl. Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum, Energieverbrauch und Entwicklung der THG-Emissionen an

aktuellen nationalen und internationalen Projektionen. Der gegenwärtige Politikstand wird fortgeschrieben. In Tabelle 1 sind wesentliche Annahmen und Parameter des Referenzszenarios für Deutschland, die EU, die übrigen Industrieländer und die G5-Staaten China, Indien, Brasilien, Mexiko und Südafrika zusammengestellt.

Tabelle 1: Zentrale Größen des Referenzszenarios

BIP: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten		1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030	
	in %					
Deutschland		2,1	1,4	1,5	1,3	
EU-15		2,3	1,9	2,0	1,7	
NMS-12		2,3	4,0	4,0	3,2	
EU-27		2,3	2,1	2,2	1,9	
übrige Industrieländer		3,5	2,6	2,3	2,0	
<i>darunter: USA</i>		3,3	2,7	2,6	1,9	
G5		6,7	6,8	5,1	3,6	
Welt		3,6	3,9	3,4	2,7	
Anteile am Welt-BIP		1990	2000	2010	2020	2030
	in %					
Deutschland		5,7	4,9	3,9	3,2	2,8
EU-15		25,3	22,1	18,2	15,8	14,4
NMS-12		2,2	2,3	2,4	2,6	2,7
EU-27		27,5	24,4	20,7	18,4	17,1
übrige Industrieländer		37,9	37,4	33,2	29,7	27,8
<i>darunter: USA</i>		23,6	22,9	20,4	18,8	17,4
G5		17,4	23,4	30,8	36,4	39,6
Welt		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
energiebedingte CO₂-Emissionen		1990	2005	2010	2020	2030
	Mio. t CO ₂					
Deutschland		966	829	806	797	757
EU-15		3.118	3.281	3.229	3.169	3.130
NMS-12		954	725	739	779	733
EU-27		4.072	4.007	3.968	3.949	3.863
übrige Industrieländer		8.716	9.542	10.160	11.374	12.001
<i>darunter: USA</i>		4.842	5.729	6.108	7.085	7.405
G5		3.585	7.009	8.495	11.789	14.215
Welt		20.683	26.703	29.613	35.975	40.326
CO₂-Emissionen: Abweichungen ggü. 1990		1990	2005	2010	2020	2030
	in %					
Deutschland			-14,3	-16,6	-17,6	-21,7
EU-15			5,3	3,6	1,7	0,4
NMS-12			-24,0	-22,5	-18,3	-23,2
EU-27			-1,6	-2,5	-3,0	-5,1
übrige Industrieländer			9,5	16,6	30,5	37,7
<i>darunter: USA</i>			18,3	26,2	46,3	52,9
G5			95,5	137,0	228,9	296,6
Welt			29,1	43,2	73,9	95,0
Weitere Größen		1990	2000	2010	2020	2030
Bevölkerung Welt in Mio.		5.264	6.086	6.843	7.578	8.199
Bevölkerung DE in Mio.		79,3	82,2	82,6	82,2	81,4
Bevölkerung EU-27 in Mio.		439,7	483,7	492,8	494,0	490,7
CO ₂ -Zertifikatspreis in Euro2005/t				7,0	7,5	7,5
Ölpreis in US-Dollar2000/bbl.		17,9	28,0	50,0	47,0	60,0

Quantitative Ergebnisse der Modellrechnungen für das Jahr 2020

Unilaterales 20%-THG-Minderungsziel der EU bis 2020 (Szenario EU-1):

Zur Erreichung des einseitigen EU-Minderungsziels wird der **CO₂-Zertifikatspreis** auf 30 Euro₂₀₀₅/t ansteigen, was umgerechnet etwa 10 Cent/l Heizöl entspricht. In den nicht vom Emissionshandel erfassten Bereichen sind Instrumente notwendig, um die gleichen prozentualen Minderungen zu erreichen, die in der EU-15 einem CO₂-Preis von 100 Euro₂₀₀₅/t entsprechen. In den neuen Mitgliedsstaaten reichen dazu Preise von 50 Euro₂₀₀₅/t CO₂. Die Nutzung flexibler Mechanismen ist in diesem Szenario nicht vorgesehen.

Im Vergleich zum Referenzszenario werden die Volkswirtschaften der EU-27 durch die höheren CO₂-Vermeidungskosten belastet. Das **Bruttoinlandsprodukt (BIP)** der EU-27 wird im Jahr 2020 um 0,6% oder 73 Mrd. Euro niedriger liegen als im Referenzszenario. Der BIP-Verlust summiert sich im Zeitraum 2013-2020 auf rund 560 Mrd. Euro. Wesentlicher Grund ist die verschlechterte internationale Wettbewerbsfähigkeit, die zu sinkenden Exporten und trotz niedrigerer Energierohstoffimporte insgesamt zu steigenden Importen führt. Außerdem reduzieren die höheren Preise auch die inländische Nachfrage. Die Wachstumsdynamik, d.h. die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des BIP, bleibt aber nahezu unverändert.

Innerhalb der **EU-27** streuen die BIP-Effekte aufgrund der unterschiedlichen Kohlenstoffintensität der Volkswirtschaften und insbesondere der Stromerzeugung. Volkswirtschaften mit Exportüberschüssen sind überdurchschnittlich betroffen. Besonders deutlich werden die neuen Mitgliedsstaaten (NMS-12) wegen ihrer hohen Kohlenstoffintensität belastet. Dort sinken auch die Emissionen gegenüber dem Referenzszenario überdurchschnittlich. Frankreich kann aufgrund der geringen CO₂-Emissionen bei der überwiegend auf Kernenergie basierenden Stromerzeugung und der eher geringen Exportabhängigkeit sogar leicht vom EU-Alleingang profitieren. Die meisten Staaten außerhalb der EU können ihre Wirtschaftsleistung wegen im Vergleich zur EU verbesserter internationaler Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Referenzszenario steigern. Nur einige wichtige Energielieferländer verlieren Absatzmärkte in der EU.

In **Deutschland** liegt der BIP-Rückgang im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2020 mit 0,8% oder 22 Mrd. Euro etwas über dem EU-Durchschnitt. Der BIP-Verlust summiert sich im Zeitraum 2013-2020 auf 123 Mrd. Euro. Gründe sind die hohe Exportorientierung und die überdurchschnittliche CO₂-Intensität der Stromerzeugung bei fortgesetztem Kernenergieausstieg in 2020. Klimaschutztechnologien, die die Exportrückgänge ausgleichen könnten, werden im Fall des klimapolitischen Alleingangs außerhalb der EU nicht zusätzlich nachgefragt. Die höchsten Preissteigerungen gegenüber dem Referenzszenario treten bei Strom, Gas, Wasser (15,7%) und in den Bereichen Bauen und Wohnen (8,5%) sowie im Verkehr (8%) auf.

Die **weltweiten CO₂-Emissionen** liegen gegenüber dem Referenzszenario im Jahr 2020 gerade 1,4% (504 Mio. t CO₂) niedriger. Durch Produktionsverlagerung steigen die Emissionen außerhalb der EU um 14% (85 Mio. t CO₂) der in der EU-27 vermiedenen Emissionen (589 Mio. t CO₂) an. Ein EU-Alleingang ist vor diesem Hintergrund nur dann angemessen, wenn er zur Beteiligung weiterer Länder an einem internationalen Klimaregime führt.

Bedeutung der Ausgestaltung eines EU-Alleingangs:

Die EU-Kommission wird im Januar 2008 u.a. einen Vorschlag für eine **Lastenteilung** beim Klimaschutz innerhalb der EU-27 vorlegen. Die Effekte verschiedener Verteilregeln, die ausgehend von den tatsächlichen oder erwarteten Emissionen in alternativen Basisjahren prozentual gleiche THG-Minderungen für alle EU-Staaten vorsehen, sind im Projekt quantifiziert worden. Für eine kleine Ländergruppe, darunter Deutschland und die Benelux-Staaten, spielt die Wahl der Verteilregel für die Minderungslast im Rahmen des zukünftigen EU-internen „burden sharing“ eine eher untergeordnete Rolle. Für viele EU-Staaten hat die Wahl des Basisjahres für die Verteilregel aber große Bedeutung. Für Spanien und Polen beträgt die Spanne der ermittelten Minderungsleistungen mit dem Zertifikatspreis multipliziert jährlich jeweils mehr als 2 Mrd. Euro.

Die **Zuteilungsmethode** (Szenario EU-6) für die CO₂-Zertifikate beeinflusst die Ergebnisse ebenfalls deutlich. Besonders negative gesamtwirtschaftliche Wirkungen treten auf, wenn die Zertifikate in den energieintensiven Sektoren wie z.B. der Eisen- und Stahlindustrie versteigert werden. Die im unmittelbaren internationalen Wettbewerb stehenden Industrien müssen die Zertifikatskosten weitergeben und verlieren Weltmarktanteile, was im Vergleich zum Referenzszenario einen Produktions- und Beschäftigungsrückgang im Inland sowie weitere indirekte Effekte in den Volkswirtschaften auslöst. Würden die CO₂-Zertifikate stattdessen über Benchmarking-Verfahren kostenlos an diese Industrien zugeteilt, würde die Belastung der Industrien deutlich abgeschwächt und nur Unternehmen mit überdurchschnittlichen Emissionen aufgrund veralteter Produktionsanlagen müssten dann in bedeutendem Umfang Zertifikate erwerben. Das Problem steigender Stromkosten bleibt für diese Industrien jedoch bestehen. Aber auch die kostenlose Zuteilung an die Energiewirtschaft hätte negative Auswirkungen, weil die anfallenden „windfall profits“ weitgehend dem Wirtschaftskreislauf entzogen werden.

Die Verwendung der Einnahmen aus der Versteigerung in der Energiewirtschaft, die in Deutschland im Jahr 2020 rund 9 Mrd. Euro bzw. in der EU-27 rund 40 Mrd. Euro betragen werden, zur schnelleren **Einführung von CO₂-Minderungstechnologien** (Szenario EU-8) könnte zu einer Halbierung der Klimaschutzkosten führen, sofern die Maßnahmen so effizient sind, wie dies z.B. die Bundesregierung vom CO₂-Gebäudesanierungsprogramm erwartet.

Durch Nutzung **flexibler Mechanismen** (Szenario EU-11) wie CDM, d.h. durch Anrechnung von Minderungsleistungen in Schwellen- und Entwicklungsländern auf die eigene Zielerreichung, können die Klimaschutzkosten in der EU ganz erheblich reduziert werden. Die Kosten, die der EU-27 bei einer einseitigen 30%-THG-Minderung entstehen, zu der die flexiblen Mechanismen maximal zur Hälfte beitragen dürfen, sind nur unwesentlich höher als bei dem von der EU-27 verfolgten einseitigen 20%-THG-Minderungsziel ohne Nutzung der flexiblen Mechanismen.

Die Szenarien verdeutlichen, dass je nach Zuteilungsverfahren, der Verwendung möglicher Auktionierungserlöse und des Umfangs der Nutzung flexibler Mechanismen die Klimaschutzkosten der EU bei gleichem Minderungsziel auch doppelt oder nur halb so hoch sein könnten. Die wesentlichen wirtschaftspolitischen Entscheidungen dazu stehen in den kommenden Monaten vor allem auf EU-Ebene an.

Für Deutschland sind zusätzliche Sonderrechnungen durchgeführt worden. Eine **Verlängerung der KKW-Laufzeiten** (Szenario D-1) könnte die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes in Deutschland fast halbieren und zusätzlich die

Emissionsminderung deutlich erhöhen. Sollte Deutschland dagegen eine **Minderung der THG-Emissionen um 40% bis 2020** (Szenario D-3) anstreben, während die EU-27 ihre Emissionen insgesamt nur um 20% reduziert und sich andere Länder nicht am Klimaregime beteiligen, würden die Minderungskosten für Deutschland doppelt so hoch ausfallen.

30%-THG-Minderungsziel der EU bis 2020 bei internationaler Beteiligung:

Im Fall der Beteiligung aller Industrieländer (Annex-I-Staaten) und der großen Schwellenländer (G5) an einem internationalen Klimaregime wird die EU ihre THG-Emissionen gegenüber 1990 um 30% senken. Bei Nutzung flexibler Mechanismen in Höhe von maximal 50% der Gesamtminde rung wird die EU ihr Ziel bei einem Zertifikatspreis von 23 Euro₂₀₀₅/t CO₂ im Jahr 2020 erreichen können (Kosten im Nicht-ETS-Bereich: 100 Euro/t in der EU-15, 50 Euro/t CO₂ in den NMS-12). Allerdings müsste sich der gleiche Zertifikatspreis in allen beteiligten Ländern einstellen bzw. die einzelnen Länder müssten Klimaschutzmaßnahmen umsetzen, die mit entsprechenden Kosten verbunden sind. Da die genaue Beteiligung der übrigen Industrieländer noch offen ist, wird untersucht, welche Effekte sich in diesen Ländern bei vergleichbaren Preisimpulsen wie in der EU ergeben würden.

Für die EU-27 wirkt sich die **Beteiligung der übrigen Industrieländer** (Szenario USA, ohne G5-Staaten) am Klimaregime im Vergleich zu einem Alleingang mit gleichem Minderungsziel (EU-11) ökonomisch leicht positiv aus. Die EU hat internationale Wettbewerbsvorteile bei Effizienz- und Klimaschutztechnologien. Trotz der weltweit sinkenden Wirtschaftsleistung (um -0,6%) und des insgesamt sinkenden Welthandels, immer im Vergleich zum EU-Alleingang, stellt sich die EU gegenüber anderen Industrieländern relativ besser. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die weltweite Nachfrage nach „traditionellen“ Exportgütern aufgrund niedrigerer Wirtschaftsleistung gleichzeitig im Vergleich zum Referenzszenario zurückgehen wird. Überdurchschnittliche BIP-Verluste weisen die USA auf, in denen die Emissionsminderung beim gleichen CO₂-Preis sehr viel höher ausfällt als in der EU-27.

Durch die CO₂-preisbedingte Verlagerung emissionsintensiver Produktion aus den Industriestaaten in die G5-Staaten können vor allem China und Indien ihr BIP gegenüber dem Referenzszenario steigern. Deutschland kann im EU-Vergleich überdurchschnittlich von der wirksamen Einbeziehung aller Industrieländer in ein Kyoto-Nachfolgeabkommen profitieren. Anders als im Fall des EU-Alleingangs (Szenario EU-11) liegt der BIP-Verlust leicht unter dem EU-Durchschnitt.

Die weitgehende (Szenario G5-1) oder begrenzte (Szenario G5-2) **Beteiligung der G5-Staaten** China, Indien, Brasilien, Mexiko und Südafrika am Klimaregime der Industrieländer führt dazu, dass auch diese Länder volkswirtschaftliche Kosten des Klimaschutzes in Form eines BIP-Verlusts im Vergleich zum Referenzszenario zu tragen haben werden. Der prozentuale BIP-Rückgang in den G5-Staaten (-1,9%) fällt bei vollumfänglicher Beteiligung (gleich hohe CO₂-Preise wie in den Industrieländern) höher aus als in den Industrieländern (-1,0%). Auch aus diesem Grund dürften sich diese Länder zunächst wohl nur mit weniger anspruchsvollen Verpflichtungen an einem Klimaschutzregime beteiligen. Die EU-27 wäre dagegen ein relativer ökonomischer Gewinner eines umfassenden Klimaschutzregimes, in dem die Industrieländer und die G5-Staaten vergleichbare Verpflichtungen übernehmen. Die höheren BIP-Verluste im Vergleich zum Referenzszenario in anderen Teilen der Welt verdeutlichen, dass ein weitreichendes Klimaschutzabkommen im Sinne des 2°-Ziels der EU nicht einfach zu erreichen sein wird.

Tabelle 2: Zentrale Ergebnisgrößen für das Jahr 2020

	Szenario	Ausgestaltung	Abweichung von der Referenz in vH			geg. 1990 in vH
				BIP	CO ₂	
Länder-Beteiligung: EU-27 unilateral	EU-1	20%-Minderung EU-27 unilateral CO ₂ -Preis im ETS: 30 Euro/t Instrumente im Nicht-ETS-Bereich entsprechen CO ₂ -Preis von 100 Euro/t in EU-15, 50 Euro/t in NMS-12 Nutzung der flexiblen Mechanismen: nein EU-Lastenteilung auf Basis der Emissionen 2004 Zuteilung: Auktionierung Energiewirtschaft	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-0,84 -0,41 -1,41 -0,55 0,13 0,41 0,13	-15,8 -13,2 -22,0 -14,9 0,1 0,2 -1,4	-30,6 -11,7 -36,3 -17,5 46,5 229,6 71,5
	EU-6	wie Szenario EU-1 außer Zuteilung: Auktionierung alle Sektoren	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-1,69 -1,17 -2,66 -1,38 0,13 0,38 -0,05	-16,2 -13,5 -22,3 -15,3 0,1 0,2 -1,5	-30,9 -12,1 -36,5 -17,8 46,5 229,6 71,4
	EU-8	wie Szenario EU-1 außer Verwendung der Einnahmen der Auktionierung zur Technologieförderung	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-0,53 -0,18 -0,90 -0,28 0,02 -0,02 -0,11	-17,3 -13,4 -21,9 -15,1 0,0 0,0 -1,6	-31,9 -12,0 -36,2 -17,7 46,4 228,8 71,1
	EU-11	wie Szenario EU-1 außer 30%-Minderung EU-27 unilateral Nutzung der flexiblen Mechanismen: 50% CO₂-Preis im ETS: 23 Euro/t	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-0,95 -0,58 -1,26 -0,68 0,09 0,72 0,20	-10,7 -8,8 -15,2 -10,0 0,1 -4,3 -2,4	-26,4 -7,2 -30,7 -12,7 46,5 214,9 69,8
	D-1	wie Szenario EU-1 außer Verlängerung der KKW-Laufzeiten in Deutschland um 20 Jahre	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-0,55 -0,34 -1,37 -0,48 0,13 0,42 0,15	-23,9 -15,2 -22,0 -16,5 0,1 0,2 -1,6	-37,3 -13,8 -36,2 -19,1 46,5 229,6 71,2
	D-3	wie Szenario EU-1 außer 40%-Minderungsziel Deutschlands	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-1,64 -0,56 -1,51 -0,70 0,15 0,45 0,13	-25,8 -15,8 -22,2 -17,0 0,2 0,3 -1,6	-38,8 -14,4 -36,4 -19,5 46,6 229,7 71,1
	Länder-Beteiligung: multilateral	USA	wie Szenario EU-11 außer Länder-Beteiligung: alle Industrieländer CO₂-Preis im ETS: 23 Euro/t Einheitliche CO₂-Preise in allen Industrieländern Minderungsziele der übrigen Industrieländer als Modellergebnis Nutzung der flexiblen Mechanismen: 50%	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-0,51 -0,45 -1,24 -0,56 -1,03 0,47 -0,62	-10,4 -8,6 -15,0 -9,9 -22,6 -7,9 -10,7
G5-1		wie Szenario USA außer Länder-Beteiligung: alle Industrieländer und G-5 CO₂-Preis im ETS: 23 Euro/t CO₂-Steuer in G5 (alle Sektoren): 23 Euro/t Nutzung der flexiblen Mechanismen: 50% Keine flexiblen Mechanismen in G5 erlaubt	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-0,71 -0,61 -1,61 -0,75 -1,02 -1,92 -1,69	-10,6 -8,8 -15,1 -10,0 -22,6 -20,3 -16,4	-26,3 -7,2 -30,7 -12,7 13,3 162,2 45,4
G5-2		wie Szenario G5-1 außer CO₂-Steuer in G5 (alle Sektoren): 5,75 Euro/t	DE: EU-15: NMS-12: EU-27: USA: G5: Welt:	-0,59 -0,51 -1,36 -0,63 -1,04 -0,54 -1,05	-10,5 -8,7 -15,1 -9,9 -22,6 -8,9 -12,6	-26,2 -7,2 -30,6 -12,7 13,3 199,6 52,1

Die weltweiten BIP-Wirkungen der Modellrechnungen stehen auch in der Höhe in Einklang mit aktuellen Analysen des IPCC: Je nach Betrachtung lässt sich argumentieren, dass das Bruttoinlandsprodukt (Niveau) in am Klimaregime beteiligten Ländern bezogen auf ein bestimmtes Jahr gegenüber der Referenzentwicklung merklich niedriger liegt, dass aber das jährliche Wirtschaftswachstum (Wachstumsrate) sich dadurch nur marginal verändert. Die BIP-Verluste nehmen mit der Höhe des CO₂-Preises bzw. der angestrebten THG-Minderung zu.

Klimaschutzwirkungen der untersuchten Szenarien:

Ohne ein umfassendes Klimaschutzabkommen nach 2012, das allen Ländern wirksame Anreize zur Emissionsminderung setzt, werden sich die weltweiten Emissionen bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 etwa verdoppeln. Ein Alleingang der EU wäre klimapolitisch „nur ein Tropfen auf den heißen Stein“. Dieser kann nur der Glaubwürdigkeit in internationalen Verhandlungen dienen, um andere Staaten zu gemeinsamem Handeln zu bewegen.

Nur bei **Beteiligung aller Industrie- und zumindest der großen Schwellenländer (G5)** kann die weltweite Emissionsentwicklung unter Nutzung vorhandener marktreifer Minderungstechnologien bis zum Jahr 2020 gegenüber 2010 stabilisiert werden. Selbst bei vollumfänglicher Beteiligung der USA und der G5-Staaten, was derzeit nicht realistisch erscheint, würden die CO₂-Emissionen im Jahr 2020 immer noch um 45% über dem Niveau von 1990 liegen.

Nur wenn nach 2020 umfangreiche neue Minderungstechnologien zur Verfügung stehen, die auch in Schwellen- und Entwicklungsländern eingesetzt werden können, ist das **2°-Ziel der EU**, das möglicherweise eine Halbierung der weltweiten Emissionen bis zum Jahr 2050 verlangt, vielleicht noch zu erreichen. Dazu werden bis zum Jahr 2020 neben der Etablierung eines möglichst weltweiten Kohlenstoffmarktes umfassende Technologieentwicklungen notwendig sein, deren Förderung möglichst international abgestimmt werden sollte.

Kriterien für ein Klimaschutzabkommen:

Im Forschungsprojekt sind **ökonomische, ökologische, Gerechtigkeits- und politische Kriterien** mit Blick auf die Lastenverteilung in einem zukünftigen Klimaregime untersucht worden. Wesentliche ökonomische Leitkriterien für die Länder sind die Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten und die Möglichkeit weiterer wirtschaftlicher Entwicklung bzw. eines Aufholprozesses für die Schwellenländer. Neben dem ökologischen Kriterium der tatsächlichen globalen THG-Minderung werden aber auch weniger gut quantifizierbare Gerechtigkeits- und politische Kriterien eine wichtige Rolle für die anstehenden Klimaverhandlungen spielen. Die wesentlichen ökonomischen und ökologischen Kriterien, nämlich die Emissionen und das Bruttoinlandsprodukt sowie ihr Verhältnis absolut und Pro-Kopf, sind für die einzelnen Szenarien im Projekt quantifiziert worden.

Die Auswertung der Simulationsergebnisse verdeutlicht, dass Industrie- wie Schwellenländer auch in einem anspruchsvollen Klimaregime ihre wesentlichen ökonomischen Ziele erreichen können. Eine deutliche Senkung der Pro-Kopf-Emissionen führt in beiden Ländergruppen nur zu einem geringen Rückgang des Pro-Kopf-Einkommens im Vergleich zum Referenzszenario. Die Dynamik des Wirtschaftswachstums in den Industrieländern und der Aufholprozess der Schwellenländer bleiben weitestgehend erhalten. Die in absoluten Zahlen trotzdem enormen BIP-Verluste sollten weltweit

minimiert und gerecht verteilt werden. Die THG-Intensität wird sich zwischen Industrie- und Schwellenländern in Zukunft in allen Szenarien annähern.

Die CO₂- (wie die THG-) Emissionen pro Kopf werden in den Industrieländern bis 2020 in allen Szenarien höher als in den Schwellen- und Entwicklungsländern liegen. Allerdings wird von den explizit betrachteten Ländern nur Indien innerhalb des Bereichs von 1-2 t CO₂ pro Kopf bleiben, der im Jahr 2050 noch im Einklang mit dem 2°-Ziel der EU stehen dürfte. Die Pro-Kopf-Emissionen aller anderen betrachteten Staaten werden im Referenzszenario in 2020 sogar über dem weltweiten Durchschnitt des Jahres 1990 von 5,6 t CO₂ liegen. Die Zahlen liefern Argumente sowohl für die direkte Beteiligung der Schwellenländer am Klimaregime als auch für die Vorreiterrolle der Industrieländer. Dies wird auch mit Blick auf die Pro-Kopf-Einkommen sichtbar, die in den Industrieländern in allen Szenarien auch im Jahr 2020 noch weit über dem Niveau der Schwellenländer liegen werden. Die grundsätzlichen Muster der Referenzentwicklung werden durch die untersuchten Ausgestaltungsvarianten eines internationalen Klimaregimes nicht verändert.

Aus den Modellsimulationen kann folgende Wenn-dann-Aussage abgeleitet werden: Wenn die Industrieländer sich auf einen Reduktionspfad mit absoluten Reduktionen um 30% der jeweiligen Landesemissionen gegenüber 1990 (mit einem entsprechenden „burden sharing“) verpflichten, könnten sich die großen Schwellenländer der G5 auf eine Begrenzung des Zuwachses ihrer Pro-Kopf-Emissionen auf einen Faktor 1,2 von 2005 bis 2020 einlassen, wobei nationale Unterschiede berücksichtigt werden sollten. Damit könnte in etwa eine Stabilisierung der weltweiten THG-Emissionen bis zum Jahr 2020 erreicht werden.

Es wird Aufgabe internationaler Verhandlungen sein, eine auch zwischen Industrie- und Schwellenländern als gerecht empfundene Lastenverteilung zu erreichen. Dies bedeutet letztlich, dass die Industrieländer in einem mehrstufigen Ansatz und über mehrere Verpflichtungsperioden weiterhin überproportionale (absolute) Emissionsminderungen im eigenen Land leisten müssen und die Schwellen- und Entwicklungsländer im Zeitverlauf einen zunehmenden Teil der weltweiten Minderungslast tragen müssen. Die künftige Einbindung aller Staaten in ein internationales Klimaregime sollte frühzeitig und zu verbindlichen Konditionen festgelegt werden. Dabei sollten die überproportionalen Reduktionszusagen der Industrieländer an Festlegungen geknüpft werden, welche Klimaschutzbeiträge die Schwellen- und Entwicklungsländer ab welchem Zeitpunkt bzw. bei Erreichen welcher ökonomischen und ökologischen Kriterien leisten müssen. Vor diesem Hintergrund sollte auf der Basis verschiedener international diskutierter Ansätze ein möglichst viele Länder einschließendes, mehrere Verpflichtungsperioden umfassendes Kyoto-Nachfolgeabkommen möglich sein, das im Sinne der Klimarahmenkonvention auf den „gemeinsamen, aber unterschiedlichen Verantwortlichkeiten und Fähigkeiten“ der einzelnen Staaten aufbaut.

1 EINLEITUNG

Seit die Forschungsnehmer Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) mbH und die Prognos AG das Forschungsvorhaben im Februar 2006 begonnen haben, hat sich die Debatte um Klimawandel und Klimaschutz enorm beschleunigt. Getrieben von den aktuellen naturwissenschaftlichen Erkenntnissen des IPCC (2007) und aufgeschreckt durch Warnungen des Stern Review (2007) im Auftrag der Britischen Regierung vor möglichen massiven volkswirtschaftlichen Verwerfungen durch den Klimawandel hat sich die EU (Europäischer Rat 2007) unter Deutscher Ratspräsidentschaft auf dem Brüsseler Gipfel im März 2007 zu einer weitreichenden Verringerung der Treibhausgas- (THG-) Emissionen entschlossen. Ziel ist es, den globalen Temperaturanstieg gegenüber vorindustriellem Niveau auf unter 2°C zu beschränken. Zugleich sind Ziele zum umfassenden Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie zur Erhöhung der Energieproduktivität verabschiedet worden. Die Ziele dienen nicht nur dem Klimaschutz, sondern tragen über eine verringerte Importabhängigkeit der EU auch zur Energiesicherheit bei. Bei der genauen Ausgestaltung der Instrumente zur Zielerreichung ist zu gewährleisten, dass die gesamtwirtschaftlichen Kosten so gering wie möglich bleiben. Die EU betont explizit die drei Ziele Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit der Energie- und Klimapolitik.

Deutschland hat dazu im August 2007 ein integriertes Energie- und Klimaprogramm auf den Weg gebracht. Die EU-Kommission wird bis Januar 2008 Vorschläge für die Ausgestaltung des umfassenden Energie- und Klimaschutzprogramms vorlegen. Nach dem G8-Gipfel in Heiligendamm ist ein Kyoto-Nachfolgeabkommen unter Beteiligung der USA wahrscheinlicher geworden. Die internationale Klimakonferenz in Bali im Dezember wird zeigen, wie ernsthaft und schnell dieser Prozess voranschreiten wird.

Die EU wird ihre THG-Emissionen in jedem Fall bis 2020 um 20% gegenüber 1990 reduzieren und übernimmt damit eine Vorreiterrolle im internationalen Klimaschutz, die die Glaubwürdigkeit der EU bei den anstehenden Verhandlungen stärken wird. Sie liefert zugleich einen Anreiz für die Beteiligung anderer Staaten. Bei angemessener Beteiligung der anderen Industrie- und der wichtigen Schwellenländer an einem Kyoto-Nachfolgeabkommen bietet die EU eine Reduktion um 30% bis 2020 an. Sollte diese Minderung bis 2020 gelingen und werden danach bis 2050 weltweit drastische Minderungen der THG-Emissionen von 50 bis 80% erreicht, ist das Ziel einer Begrenzung des weltweiten Temperaturanstiegs auf maximal 2° gegenüber dem vorindustriellen Stand zumindest noch möglich, wenn auch nicht wahrscheinlich. Nach dem aktuellen Stand des IPCC (2007) setzt das Erreichen des 2°-Ziels bei einer Weltbevölkerung von über 9 Mrd. Menschen durchschnittliche Pro-Kopf-Emissionen von nur noch 1 bis 2 t CO₂ im Jahr 2050 voraus.

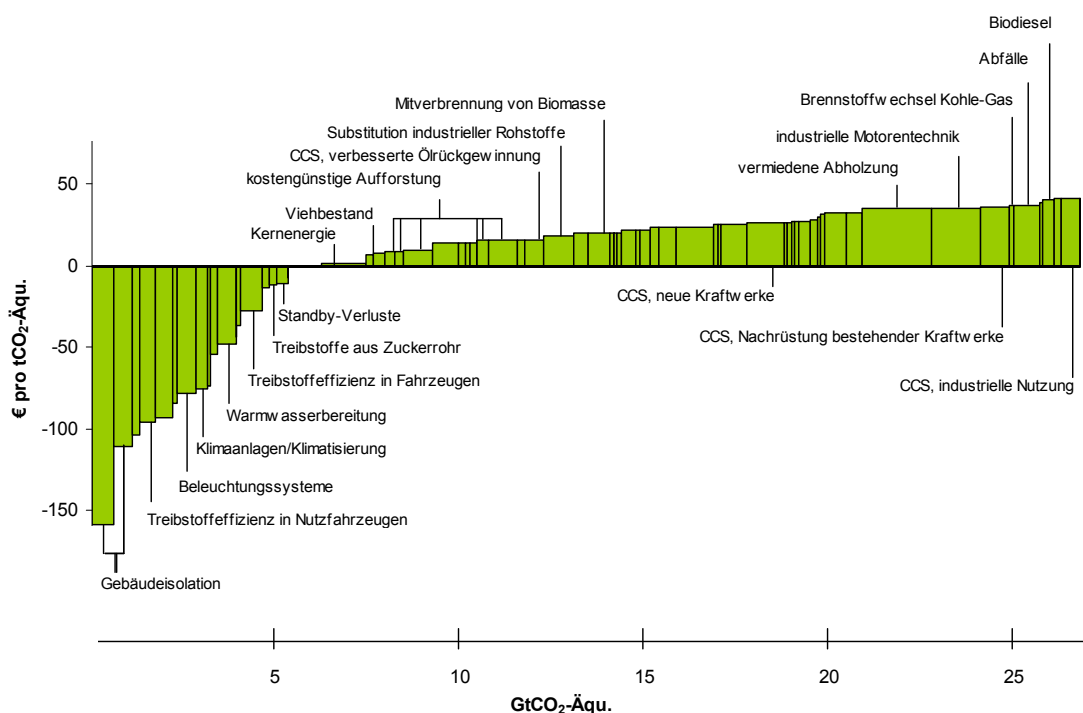
Ausgangspunkt der Diskussion um Kosten des Klimaschutzes sind vielfach aus Technologieanalysen abgeleitete Grenzvermeidungskostenkurven. Nach einer Studie von McKinsey und Vattenfall könnten im Jahr 2030 weltweit über 25 Gt CO₂-Äquivalente (CO₂-e), d.h. rund 25mal die Menge der derzeitigen Emissionen der Bundesrepublik, zu Kosten von unter 40 Euro pro vermiedener Tonne CO₂ gegenüber einer Referenzentwicklung eingespart werden (vgl. Abb. 1).¹ Eine ganze Reihe von

¹ Die volle Ausschöpfung dieser Potenziale könnte die THG-Emissionen bis 2030 gegenüber heute je nach Annahmen stabilisieren oder sogar etwas senken. Für einen early peak der weltweiten Emissionen vor 2020 dürfte dies dagegen kaum ausreichen.

Maßnahmen, z.B. im Gebäudebereich weist sogar negative Vermeidungskosten auf, würde sich also auch ohne Klimaregime für den Investor rechnen.

Offensichtlich wird die Ausschöpfung dieser Maßnahmen aber durch verschiedene Hemmnisse (Mieter-Vermieter-Dilemma, Investitionskonkurrenz, Kaufverhalten unabhängig vom Energieverbrauch etc.) erschwert. In Deutschland sind z.B. im Jahr 2006 trotz stark gestiegener Energiepreise seit 2004 und trotz zumindest bis zum Frühjahr 2006 hoher Zertifikatspreise von teilweise über 30 Euro pro Tonne die CO₂-Emissionen sogar angestiegen (UBA 2007). Nach Ansicht des IPCC (2007) sind diese Hemmnisse in Entwicklungs- und Schwellenländern sogar höher als in Industrieländern. Die für GINFORS im Projektverlauf durchgeführten ökonometrischen Schätzungen bestätigen diese Zusammenhänge weltweit. Die gemessenen Preiselastizitäten der Energienachfrage, d.h. der Zusammenhang von Energiepreisen und Energieeffizienz, sind in allen betrachteten Ländern gering. Dagegen wird die Energienachfrage vielfach (etwa im Verkehrsbereich) durch wachsende Einkommen stark angetrieben.

Abb. 1: Weltweite Vermeidungskostenkurve im Jahr 2030

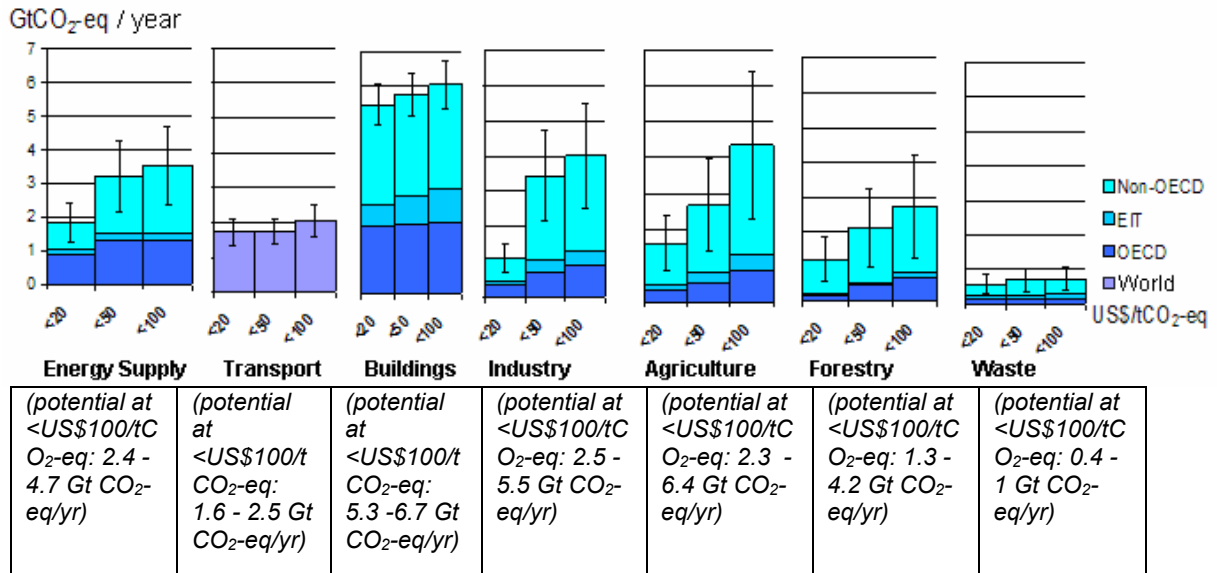


Quelle: McKinsey (2007)

Die IEA (2006e) sieht bis 2050 die Möglichkeit, durch verschiedene Technologieoptionen die weltweiten THG-Emissionen gegenüber heute bei Vermeidungskosten von bis zu 25 US-Dollar pro t CO₂ zu stabilisieren. Verbesserungen der Energieeffizienz werden dabei die größte Rolle spielen. Allerdings betont die IEA auch die wichtige Rolle der Staaten bei Forschung, Entwicklung und Markteinführung neuer Technologien. Auch die für den Energiegipfel erstellten Szenarien (Prognos/EWI 2007) zeigen für Deutschland große Minderungspotentiale auf. Vielfach wird in makroökonomischen Modellanalysen unterstellt, dass ein funktionsfähiges Emissionshandelssystem besteht, dass diese Minderungspotentiale voll ausschöpft (vgl. z.B. Kemfert et al. 2007).

Ähnlich sind auch die vom IPCC (2007) zusammengestellten Minderungspotentiale zu interpretieren (vgl. Abb. 2). Bei Verkehr und im Gebäudebereich hängen die Minderungspotentiale nach dieser Studie kaum von Energiepreisen bzw. dem unterstellten CO₂-Preis ab. Minderungspotentiale vor allem außerhalb der OECD bestehen demnach bei Preisen von über 20 bis 100\$/t CO₂.

Abb. 2: Sektorale Vermeidungspotentiale in Abhängigkeit vom CO₂-Preis im Jahr 2030



Quelle: IPCC (2007)

Einen Überblick zu den möglichen volkswirtschaftlichen Kosten von umfassenden Klimaschutzmaßnahmen gibt der aktuelle Bericht des IPCC (2007). Danach zeigen verschiedene Modellanalysen, dass die jährlichen Minderungskosten von Stabilisierungspfaden der weltweiten Emissionen bis zum Jahr 2030 unter 3% des weltweiten Bruttoinlandsprodukts liegen werden. Die Analysen gehen in der Regel von einem funktionierenden weltweiten Klimaregime und einer optimalen Ausnutzung bestehender Potenziale aus. Zumindest auf dem Weg zu einem globalen Klimaregime sind weniger idealtypische Bedingungen zu erwarten. Modellanalysen z.B. für die EU-Kommission (EC 2007) wie für das Umweltbundesamt (Cames et al. 2007) zeigen, dass die Nutzung flexibler Mechanismen die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes für die EU deutlich reduzieren kann.

Im Projekt sind vor diesem Hintergrund mögliche Kriterien für eine Verteilung globaler Klimaschutzziele auf die großen Volkswirtschaften herausgearbeitet und mögliche Verhandlungslösungen konkretisiert worden. Es wird dargestellt, welche ökonomischen Auswirkungen für die deutsche bzw. europäische Wirtschaft aus unterschiedlichen Verhandlungslösungen resultieren können. Kosten des Klimawandels und die davon unterschiedliche Betroffenheit der einzelnen Länder werden dabei nicht betrachtet. Die EU-Ziele zur Erhöhung der Energieproduktivität und zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien, die neben dem Klimaschutz auch der Technologieförderung und der Energiesicherheit dienen, sind nur unter dem Gesichtspunkt eines kostengünstigen Klimaschutzes in die vorliegende Analyse einbezogen worden.

Neben der Frage der Länderbeteiligung an langfristigen Klimaregimes ist die Auswahl der Politikmaßnahmen zentral für Kosten des Klimaschutzes. Internationale Verhandlungen werden sich kaum auf die Frage der bloßen Beteiligung (wer)

reduzieren lassen, sondern entscheidend von Umsetzungsoptionen (wie) geprägt sein. (Modellgestützte) Aussagen zu den ökonomischen Kosten des Klimaschutzes sind immer nur vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen und der konkret abgebildeten Politikoptionen zu verstehen.

Das Forschungsprojekt setzt den Einsatz eines globalen, nach Ländern und Gütergruppen disaggregierten Modells voraus, das die Interdependenzen zwischen wirtschaftlicher Entwicklung, Energieverbrauch und THG-Emissionen in einem dynamischen Ansatz zutreffend abbildet. GINFORS ist ein solches Modell, das im Anhang beschrieben wird. In der Diktion der 3. Arbeitsgruppe des 4. IPCC-Berichts (2007) ist es ein Top-down-Modell. Dieser Modelltyp erfasst makroökonomische und sektorale Rückkopplungen. Die abgebildeten Märkte reagieren in erster Linie auf Preisänderungen. Besonderheiten von GINFORS im Vergleich zum Großteil dieser Modelle sind: (1) Die Verhaltensparameter sind ökonometrisch, d.h. auf Basis des Vergangenheitsverhaltens geschätzt, (2) Marktunvollkommenheiten werden berücksichtigt, sodass Entwicklungen nicht kostenminimal sein müssen und (3) der Detailgrad des Modells ist mit 50 Ländern und 2 Regionen sowie jeweils 41 Wirtschaftssektoren, die explizit modelliert werden, sehr hoch. Über 95% des Welt-Bruttoinlandsprodukts, des Welthandels und der weltweiten THG-Emissionen entstehen in den explizit abgebildeten Ländern.

Der Modelldatensatz und die darauf basierenden Schätzungen sind im Projektverlauf bis zum Jahr 2004 aktualisiert worden, um die Wirkung der bis dahin stark gestiegenen Energiepreise einzufangen. Um mögliche Leakage-Effekte unilateraler Klimaschutzmaßnahmen zu erfassen, sind für 25 Gütergruppen und 50 Länder sowie 2 zusammengefasste Regionen bilateral Preiseinflüsse untersucht worden. So wird z.B. geprüft, welche Rolle relative Preise auf die deutschen Eisen- und Stahlimporte aus China und die entsprechenden Exporte nach China in der Vergangenheit gehabt haben.

Das Modell konzentriert sich auf die energiebedingten Emissionen, für die eine gute Datenbasis vorliegt. Da insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländern auch große kostengünstige Minderungspotentiale bei den nicht-energiebedingten Emissionen, vor allem aus Landnutzung, bestehen, könnte ihre umfassende Einbeziehung in ein Post-Kyoto-Abkommen die ausgewiesenen gesamtwirtschaftlichen Kosten noch etwas reduzieren.

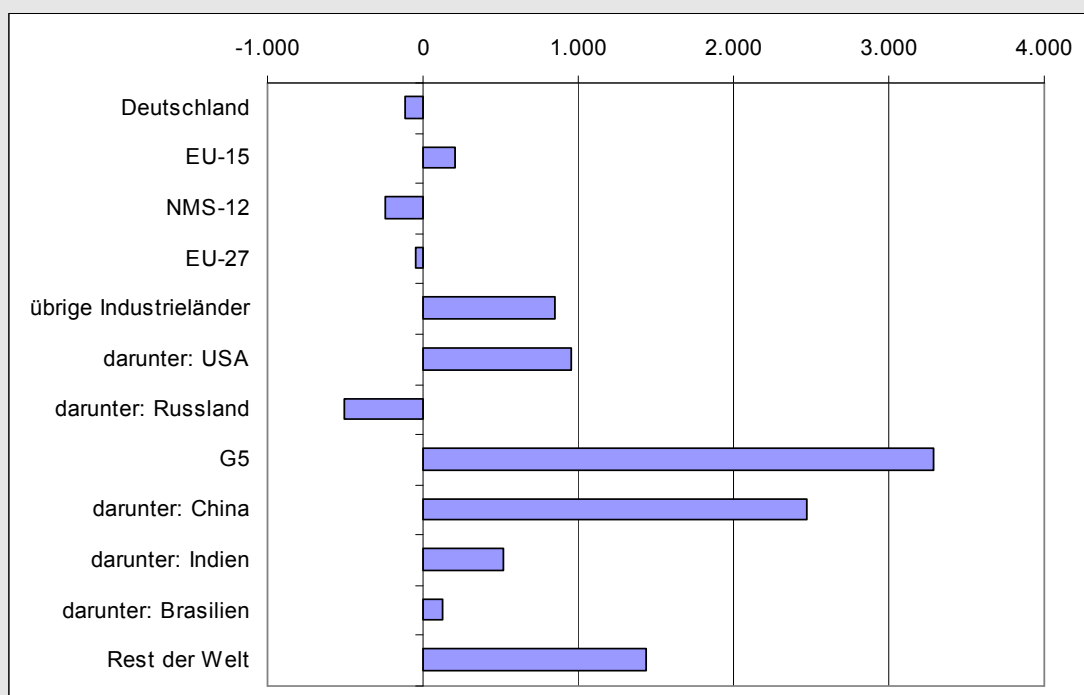
Das Gutachten ist wie folgt aufgebaut: In Kapitel 2 wird zunächst die historische Entwicklung der THG-Emissionen beschrieben. In Kapitel 3 folgt die Darstellung technologischer Entwicklungen und Potenziale. Darauf aufbauend werden in Kapitel 4 Szenarien unterschiedlicher Klimaregimes mit dem Modell GINFORS in Bezug auf Klimaschutzkosten und Emissionsentwicklung analysiert. Kriterien für die angemessene Beteiligung unterschiedlicher Staaten und Staatengruppen werden in Kapitel 5 entwickelt und auf die verschiedenen Klimaregimes angelegt. Am Ende des Berichts stehen in Kapitel 6 Schlussfolgerungen zur zukünftigen Ausgestaltung eines internationalen Klimaregimes.

2 HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER THG-EMISSIONEN

Das Wichtigste in Kürze

Die energiebedingten CO₂-Emissionen, die gut 70% der gesamten THG-Emissionen ausmachen, sind von 1990 bis 2004 weltweit um 27,9% gestiegen. Während sie in den Transformationsländern und wenigen Industrieländern zurückgegangen sind, sind sie in den übrigen Industrieländern deutlich angestiegen. In wichtigen Schwellenländern haben sie sich in diesem Zeitraum teils mehr als verdoppelt. Die Industrieländer waren aber 2004 immer noch für mehr als die Hälfte der weltweiten Emissionen verantwortlich.

Abb. 3: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen von 1990 bis 2004 in Mio. t



Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen.

Die Datenlage bei den übrigen THG-Emissionen ist unsicherer. Schwellen- und Entwicklungsländer sind im Rahmen des Kyoto-Protokolls nicht zu jährlichen Inventarberichten verpflichtet. Vielen Industrieländern ist in diesem Bereich durch kostengünstige technische Maßnahmen eine Reduktion gelungen. Weltweit dürften diese Emissionen aber deutlich angestiegen sein. Vor allem in Schwellen- und Entwicklungsländern gibt es in diesem Bereich noch ein großes Potenzial sehr günstiger Minderungsmöglichkeiten.

In den meisten Ländern konnten Effizienzverbesserungen und Änderungen im Energiemix die emissionssteigernde Wirkung von wachsender Bevölkerung und steigenden Einkommen nicht ausgleichen.

China, das Land mit dem größten absoluten Emissionszuwachs, weist eine ganz andere Sektorstruktur bei den Emissionen auf als die Industrieländer. Verkehr und Haushalte spielen dort bisher nur eine untergeordnete Rolle.

Die Beschreibung und Analyse der Entwicklung der THG-Emissionen seit 1990 nach den in GINFORS unterschiedenen Ländern liefert wichtige Hinweise für Möglichkeiten und Grenzen der internationalen Klimapolitik bis 2020 bzw. 2030. Dabei ist zwischen den energiebedingten Emissionen, deren Entwicklung zunächst dargestellt wird, und nicht-energiebedingten Emissionen zu unterscheiden. Darauf aufbauend werden verschiedene Einflussfaktoren der Entwicklung auf Länderebene in einer Komponentenerlegung untersucht. Wegen der Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der weltweiten THG-Emissionen wird auf China im Folgenden ausführlich eingegangen.

2.1 ENTWICKLUNGSTENDENZEN DER ENERGIEBEDINGTEN CO₂-EMISSIONEN

Die energiebedingten CO₂-Emissionen machen weltweit gut 70% der gesamten THG-Emissionen aus. Aufgrund genauer Energiestatistiken und der festen energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren ist ihre Entwicklung sehr gut dokumentiert.¹ Weltweit lagen sie im Jahr 2004 27,9% über dem Niveau des Basisjahres 1990. Allein im letzten Jahr dieses Zeitraums kam es zu einem Anstieg von 5% (vgl. Tab. 1). Auch 2005 (Ziesing 2006) und 2006 (BP 2007) sind der Einsatz fossiler Energieträger und damit die energiebedingten CO₂-Emissionen weiter deutlich angestiegen. Die Entwicklung verlief aber keineswegs einheitlich. In der EU-15 sind die Emissionen insgesamt gegenüber 1990 um 6,5% gestiegen. Ohne den Rückgang in Deutschland und Großbritannien wäre der Anstieg sogar noch deutlicher ausgefallen. Besonders stark sind die energiebedingten CO₂-Emissionen in Spanien und Portugal angewachsen. Auch in den übrigen Industrieländern sind die Emissionen trotz Kyoto-Verpflichtungen weiter angestiegen.

In fast allen explizit modellierten Nicht-Annex-I-Ländern² sind die CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2004 durchgehend und deutlich angestiegen. Besonders stark fiel der Anstieg in einigen wirtschaftlich sehr erfolgreichen Schwellenländern aus. Der Anteil der Entwicklungs- und Schwellenländer an den weltweiten Emissionen wuchs von 31,4 % 1990 auf 43,2 % im Jahr 2004 (vgl. Tab. 1). Dabei sorgte allein China mit einem Zuwachs von 109,8 % für fast 50 % der gestiegenen Emissionsmenge in den Nicht-Annex-I-Ländern. Von 2002 bis 2004 war China sogar für rund die Hälfte des weltweiten Emissionsanstiegs verantwortlich. Der zunehmende Einfluss der Entwicklungs- und Schwellenländer auf die langfristige weltweite Emissionsmenge verdeutlicht, dass ein künftiges Klimaregime diese Länder mit einbeziehen muss.

In vielen ost- und mitteleuropäischen Ländern kam es infolge des wirtschaftlichen Zusammenbruchs nach dem Fall des eisernen Vorhangs zu einem erheblichen Rückgang der CO₂-Emissionen. In den neuen EU-Mitgliedsstaaten (NMS-12) sanken sie beispielsweise von 1990 bis 2000 um 28,3 %. Zwar steigen die CO₂-Emissionen in diesen Ländern infolge erfolgreicher ökonomischer Reformen seit Ende der 1990er Jahre wieder an, insgesamt hat dieser Anstieg den starken Rückgang bisher aber nicht kompensiert (vgl. Tab. 2). In Russland und den übrigen Transformationsländern wiesen die Emissionsentwicklungen zwischen 1990 und 2004 einen ähnlichen Verlauf auf. Die Emissionsintensität, d.h. das Verhältnis von Emissionen zum Bruttoinlandsprodukt, ist in diesen Staaten heute aber immer noch sehr viel höher als in Westeuropa.

¹ Eine nähere Beschreibung der ausgewerteten Datenquellen findet sich im Anhang 8.1.1.

² Die Gruppe der Annex-I-Länder umfasst alle OECD-Staaten (außer Mexiko und Südkorea), die verbleibenden EU-27-Staaten (außer Malta und Zypern), Liechtenstein, Monaco und Russland.

Tab. 1: Weltweite energiebedingte CO₂-Emissionen von 1990 bis 2004

Land	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2003-2004 1990-2004	
	CO ₂ -Emissionen in Mill. t							Veränderungen in %	
Österreich	57,6	60,3	63,9	67,8	69,5	75,4	75,1	-0,3	30,6
Belgien	108,5	114,3	118,4	119,5	112,1	119,6	116,1	-3,0	6,9
Luxemburg	10,5	8,3	8,1	8,5	9,4	9,9	11,3	13,8	6,9
Dänemark	50,7	57,9	50,1	51,6	51,3	56,5	50,9	-9,8	0,5
Finnland	55,0	56,5	54,9	60,3	63,9	73,0	68,9	-5,6	25,2
Frankreich	355,3	357,2	379,2	387,5	379,1	388,1	386,9	-0,3	8,9
Deutschland	966,4	878,5	827,0	846,3	832,8	844,6	848,6	0,5	-12,2
Griechenland	70,6	73,2	87,8	90,2	90,5	94,1	93,9	-0,2	33,0
Irland	30,2	32,5	40,9	43,3	42,5	41,1	41,4	0,6	37,0
Italien	398,4	410,7	425,8	427,2	434,0	452,8	462,3	2,1	16,1
Niederlande	158,1	171,8	173,7	179,5	179,7	185,1	185,8	0,4	17,5
Portugal	39,6	48,8	60,0	59,5	63,4	58,9	60,3	2,4	52,3
Spanien	207,4	235,8	285,6	287,6	304,3	312,3	329,8	5,6	59,0
Schweden	51,9	54,4	49,9	50,6	52,6	54,5	52,2	-4,2	0,6
Großbritannien	557,6	527,5	524,9	537,9	522,2	534,3	537,1	0,5	-3,7
EU-15	3.117,7	3.087,5	3.150,1	3.217,2	3.207,2	3.300,1	3.320,5	0,6	6,5
Norwegen	28,7	33,1	34,1	33,8	33,1	35,7	36,3	1,6	26,5
Schweiz	41,3	41,6	42,2	43,2	42,1	43,7	44,6	1,9	7,9
Kanada	428,6	461,0	529,8	522,8	531,3	556,4	550,9	-1,0	28,5
USA	4.841,7	5.108,9	5.700,7	5.623,0	5.654,4	5.713,3	5.800,0	1,5	19,8
Japan	1.058,0	1.140,4	1.185,2	1.166,7	1.205,9	1.214,5	1.215,0	0,0	14,8
Australien	259,7	280,0	339,5	341,8	346,7	348,1	354,4	1,8	36,4
Neuseeland	22,0	25,0	30,1	31,6	31,6	33,2	32,8	-1,1	49,5
Türkei	128,6	155,4	202,6	184,3	194,2	203,8	209,5	2,8	62,9
Island	1,9	2,0	2,2	2,1	2,2	2,2	2,3	2,7	18,9
Mexiko	293,2	310,2	357,3	356,2	360,2	367,9	373,7	1,6	27,5
Korea	225,9	361,4	428,0	441,0	442,2	452,4	462,1	2,2	104,6
China	2.256,0	2.975,8	2.978,2	3.179,1	3.460,1	4.005,3	4.732,3	18,1	109,8
Hong Kong	33,0	35,8	38,7	38,0	36,9	40,5	36,3	-10,3	10,0
Indonesien	141,5	197,9	270,9	291,7	303,9	311,8	336,3	7,9	137,7
Indien	588,3	784,9	971,5	980,7	1.011,2	1.041,7	1.102,8	5,9	87,5
Malaysia	48,2	76,1	107,5	112,8	118,5	122,8	136,2	10,9	182,6
Philippinen	36,0	59,5	68,9	70,4	69,2	70,4	72,3	2,6	100,5
Singapur	28,8	38,0	40,9	41,1	38,7	37,8	38,1	0,7	32,2
Thailand	78,6	141,3	157,9	167,1	179,5	188,4	206,9	9,8	163,3
Taiwan	114,0	158,7	215,0	222,7	231,4	246,3	255,4	3,7	124,2
Argentinien	100,4	115,4	134,3	121,2	114,7	124,4	136,0	9,3	35,4
Brasilien	192,7	238,9	305,2	313,9	312,8	305,8	323,3	5,7	67,8
Chile	32,0	39,1	53,2	51,1	52,0	52,9	58,6	10,7	83,3
Südafrika	254,6	276,8	299,0	284,3	295,3	321,4	343,4	6,8	34,8
Russland	2.034,1	1.588,9	1.513,5	1.516,4	1.503,1	1.537,9	1.528,8	-0,6	-24,8
OPEC (ohne Indonesien)	716,1	916,2	1.087,7	1.130,9	1.176,6	1.209,2	1.284,1	6,2	79,3
Rest der Welt	2.313,1	1.834,0	1.818,8	1.888,0	1.939,4	2.025,7	2.098,4	3,6	-9,3
Welt*	20.783,3	21.810,0	23.455,1	23.735,0	24.263,2	25.315,8	26.583,3	5,0	27,9
Memo: Intern. Marinebunker	363,4	404,6	466,2	439,4	455,8	466,3	521,1	11,8	43,4
Memo: Intern. Flugverkehr	293,7	290,7	319,4	360,5	365,4	369,6	400,4	8,3	36,3
EU-27	4.071,5	3.871,6	3.837,7	3.916,2	3.887,2	4.007,7	4.028,3	0,5	-1,1
EU-25	3.829,4	3.701,1	3.709,1	3.779,4	3.754,9	3.866,5	3.891,4	0,6	1,6
NMS-12	953,8	784,1	687,6	699,0	680,1	707,6	707,8	0,0	-25,8
Annex-I-Länder	13.611,6	13.154,7	13.768,3	7.986,3	13.794,1	14.082,0	14.179,3	0,7	4,2
Transformationsländer	3.683,4	2.819,8	2.552,0	14.179,3	2.545,5	2.631,0	2.613,2	-0,7	-29,1
Nicht Annex-I-Länder	6.514,6	7.942,4	8.853,3	14.948,7	9.647,9	10.398,0	11.482,6	10,4	76,3

Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

* Länderangaben jeweils ohne internationalen Flugverkehr und Marinebunker.

Tab. 2: Energiebedingte CO₂-Emissionen von 1990 bis 2004 in den mittel- und osteuropäischen EU-Staaten und Russland

Land	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2003-2004 1990-2004	
	CO ₂ -Emissionen in Mio. t							Veränderungen in %	
Tschechien	154,0	121,3	118,1	118,4	115,2	117,5	118,8	1,1	-22,8
Ungarn	70,6	59,0	55,6	56,3	55,8	57,7	56,8	-1,5	-19,5
Polen	349,4	333,1	292,9	291,5	281,0	292,1	296,1	1,4	-15,3
Slowakei	57,0	40,7	37,5	38,9	38,5	38,5	37,7	-2,3	-33,9
Zypern	3,9	5,1	6,3	6,2	6,4	7,0	6,9	-1,0	78,9
Estland	25,3	16,0	14,5	14,8	14,3	16,3	16,6	1,7	-34,5
Lettland	15,0	8,7	6,5	7,1	7,0	7,2	7,2	-0,1	-51,8
Litauen	21,7	14,3	11,3	12,1	12,1	12,2	12,7	3,9	-41,6
Malta	2,3	2,4	2,3	2,1	2,2	2,5	2,5	-0,4	9,6
Slowenien	12,5	13,0	14,1	14,8	15,3	15,3	15,6	2,1	24,8
Bulgarien	75,2	53,5	42,1	45,0	42,2	46,5	45,4	-2,3	-39,6
Rumänien	166,9	116,9	86,5	91,9	90,2	94,7	91,5	-3,4	-45,2
NMS-12	953,8	784,1	687,6	699,0	680,1	707,6	707,8	0,0	-25,8
Russland	2.034,1	1.588,9	1.513,5	1.516,4	1.503,1	1.537,9	1.528,8	-0,6	-24,8

Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

Schließlich haben die Emissionen des internationalen Schiffs- und Flugverkehrs, die nicht länderspezifisch zugerechnet werden, ebenfalls überdurchschnittlich zugenommen. Ihr Anteil an den gesamten Emissionen ist zwar noch gering. Beim Flugverkehr ist aber vor allem der Ausstoß anderer THG wie NO_x ein großes Problem, weil deren Ausstoß in oberen Luftschichten ihre klimaschädliche Wirkung erhöht.

2.2 ENTWICKLUNGSTENDENZEN DER ÜBRIGEN THG-EMISSIONEN

Die Datenlage für die nichtenergiebedingten THG-Emissionen ist sehr viel schlechter als im Energiebereich. Die nachfolgenden Ausführungen zu den Entwicklungstendenzen der Nicht-CO₂-Emissionen beziehen sich daher lediglich auf die Annex-I-Länder, da für diese Länder Informationen zu den Nicht-CO₂-Emissionen in Zeitreihenform von 1990 bis 2004 vorliegen.¹

Tab. 3: THG-Emissionen von 1990 bis 2004 in der EU und den Annex-I-Ländern ohne LULUCF²

Land	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2003-2004	1990-2004
	THG-Emissionen in Mio. t-CO ₂ -Äquivalenten							Veränderungen in %	
Australien	423,1	450,2	504,2	517	520,1	520,2	529,2	1,7	25,1
Österreich	78,9	80,2	81,3	85,1	86,8	92,5	91,3	-1,3	15,7
Weißrussland	127,4	72,9	69,8	68,2	68,1	69,8	74,4	6,5	-41,6
Belgien	145,8	152,3	147,4	146,8	145,1	147,5	147,9	0,2	1,4
Bulgarien	114,5	83,0	64,3	64,9	62,1	67,7	67,5	-0,3	-41,0
Kanada	598,9	648,7	725,0	718,8	725,5	753,8	758,1	0,6	26,6
Kroatien	31,1	21,9	25,3	26,4	27,6	29,2	29,4	0,8	-5,4
Tschechien	196,2	154,5	149,2	149,5	144,1	147,6	147,1	-0,3	-25,0
Dänemark	70,4	77,4	69,6	71,2	70,3	75,5	69,6	-7,8	-1,1
Estland	43,5	22,3	19,7	19,4	19,5	21,4	21,3	-0,3	-51,0
Finnland	71,1	71,5	70,0	75,4	77,5	85,7	81,4	-4,9	14,5
Frankreich	567,1	561,8	561,4	561,7	556,1	561,1	562,6	0,3	-0,8
Deutschland	1.226,3	1.094,7	1.022,8	1.034,9	1.018,6	1.024,4	1.015,3	-0,9	-17,2
Griechenland	108,7	113,2	131,8	133,3	133,0	137,3	137,6	0,3	26,6
Ungarn	104,1	84,4	81,9	84,5	81,6	84,3	83,9	-0,5	-19,4
Island	3,3	3,1	3,5	3,5	3,5	3,5	3,1	-10,0	-5,0
Irland	55,6	58,9	68,7	70,5	69,0	68,4	68,5	0,1	23,1
Italien	519,6	532,6	554,6	561,3	561,8	577,4	582,5	0,9	12,1
Japan	1.272,1	1.342,1	1.345,5	1.320,6	1.353,0	1.358,3	1.355,2	-0,2	6,5
Lettland	25,9	12,2	9,9	10,7	10,6	10,7	10,7	0,4	-58,5
Liechtenstein	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	2,7	18,5
Litauen	50,9	0,0	0,0	20,4	19,6	17,2	20,2	17,2	-60,4
Luxemburg	12,7	10,0	9,7	10,0	11,0	11,4	12,7	11,3	0,3
Monaco	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-6,2	-3,1
Niederlande	213,0	225,1	214,4	216,2	214,9	215,7	218,1	1,1	2,4
Neuseeland	61,9	64,5	70,3	73,1	73,6	75,6	75,1	-0,7	21,3
Norwegen	49,8	49,9	53,5	54,7	53,5	54,3	54,9	1,1	10,3
Polen	458,9	417,3	386,2	382,8	370,2	382,6	388,1	1,4	-15,4
Portugal	60,0	71,3	82,2	83,7	88,2	83,7	84,5	1,0	41,0
Rumänien	230,1	176,7	131,8	136,6	142,7	148,6	154,6	4,0	-32,8
Russland	3.216,3	2.197,2	2.000,9	2.054,6	2.051,4	2.115,8	2.152,4	1,7	-33,1
Slowakei	73,4	53,3	49,4	52,5	50,5	51,1	51,0	-0,1	-36,3
Slowenien	18,4	18,5	18,8	19,7	19,9	19,7	20,1	2,0	8,7
Spanien	287,2	317,9	384,2	384,6	402,1	408,2	427,9	4,8	49,0
Schweden	72,4	73,9	68,4	69,1	70,1	70,9	69,9	-1,5	-3,5
Schweiz	52,8	51,0	51,7	52,5	51,5	52,5	53,0	0,9	0,4
Türkei	170,2	220,9	278,9	261,0	268,8	284,1	293,8	3,4	72,6
Ukraine	925,4	521,1	395,1	398,9	400,5	416,0	413,4	-0,6	-55,3
Großbritannien	776,1	714,3	672,2	679,7	659,2	664,5	665,3	0,1	-14,3
USA	6.103,3	6.477,1	6.975,9	6.886,9	6.909,4	6.952,6	7.067,6	1,7	15,8
Malta	2,2	2,7	2,9	2,6	3,1	3,1	3,2	3,2	45,5
Zypern	6,0	7,2	8,5	8,5	8,8	9,2	8,9	-3,3	48,3
NMS-12	1.324,1	1.032,1	922,5	952,0	932,7	963,3	976,7	1,4	-26,2
EU-15	4.264,8	4.155,2	4.138,7	4.183,4	4.163,8	4.224,1	4.235,2	0,3	-0,7
EU-25	5.244,4	4.927,6	4.865,1	4.934,0	4.891,7	4.971,1	4.989,7	0,4	-4,9
EU-27	5.588,9	5.187,3	5.061,2	5.135,4	5.096,5	5.187,4	5.211,9	0,5	-6,7
Annex-I-Länder	18.616,6	17.298,3	17.549,6	17.561,1	17.591,3	17.861,2	18.059,8	1,1	-3,0

Quelle: UNFCCC (2006a), für Russland: UNFCCC(2006c), eigene Berechnungen

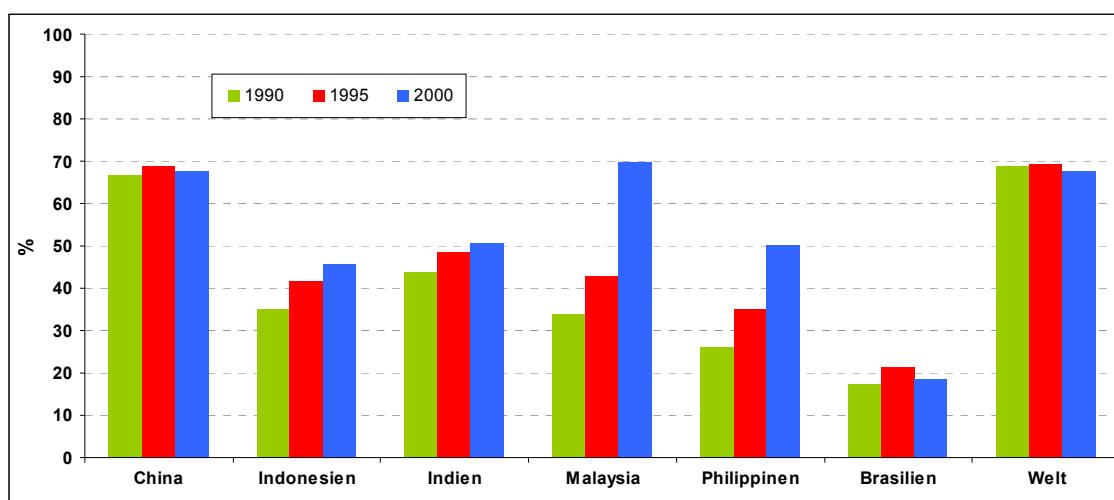
¹ Weitere Informationen zu den verfügbaren Datenquellen finden sich im Anhang 8.1.1.

² LULUCF: Emissionen aus Flächeninanspruchnahme, veränderter Flächeninanspruchnahme und Forstwirtschaft

Zwischen 1990 und 2000 hat sich die Struktur der weltweiten THG-Emissionen gewichtet mit dem Treibhauspotential¹ trotz des geringfügigen Anstiegs der Anteile von CO₂-Emissionen und THG-Emissionen aus F-Gasen kaum geändert. Zwar fielen diese Anstiege in den Annex-I-Ländern etwas stärker aus, die Struktur der THG-Emissionen in diesen Ländern veränderte sich im Schnitt dadurch aber kaum. Insgesamt lag der Anteil der CO₂-Emissionen in den Annex-I-Ländern um 6 % (1990) bis 7 % (2000) über dem weltweiten Durchschnitt von 70,4 % (1990) bzw. 71,7 % (2000). Die Anteile der übrigen THG-Emissionen lagen entsprechend unter dem weltweiten Durchschnitt. Der Anteil der energiebedingten THG-Emissionen fiel in den Annex-I-Ländern zwischen 1990 und 2000 mit rund 80 % deutlich höher aus als im weltweiten Durchschnitt, der in diesem Zeitraum bei gut 68 % lag.

Insgesamt sanken die THG-Emissionen der Annex-I-Länder (ohne Berücksichtigung von Emissionen aus Flächeninanspruchnahme, veränderter Flächeninanspruchnahme und Forstwirtschaft, LULUCF) nach UNFCCC-Daten zwischen 1990 und 2004 um 2,4 %. Die Entwicklung in einzelnen Ländern verlief dabei sehr unterschiedlich. In den mittel- und osteuropäischen EU-Mitgliedsstaaten kam es ähnlich wie bei den CO₂-Emissionen insgesamt zu einem Rückgang der THG-Emissionen um 26,2 %. Seit Ende der 1990er Jahre steigen sie jedoch wieder an und lagen 2004 um knapp 6 % über dem Niveau von 2000. In der EU gingen die THG-Emissionen trotz eines erheblichen Anstiegs in den südlichen EU-Staaten sowie in Irland insgesamt zwischen 1990 und 2004 um 6,7 % (377,1 Mio. t CO₂e) zurück, vor allem aufgrund der Entwicklung in den mittel- und osteuropäischen Mitgliedstaaten sowie des starken Rückgangs in den beiden größten Emittenteländern der EU Deutschland (-211 Mio. t CO₂e) und Großbritannien (-110,8 Mio. t CO₂e). Allerdings stiegen seit 2002 die THG-Emissionen in der EU-27 insgesamt jeweils gegenüber dem Vorjahr wieder an (vgl. Tab. 3). Eine detaillierte Beschreibung der Entwicklung der Nicht-CO₂-THG-Emissionen findet sich im Anhang 8.1.2.

Abb. 4: Anteil der energiebedingten an den gesamten THG-Emissionen in vH



Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

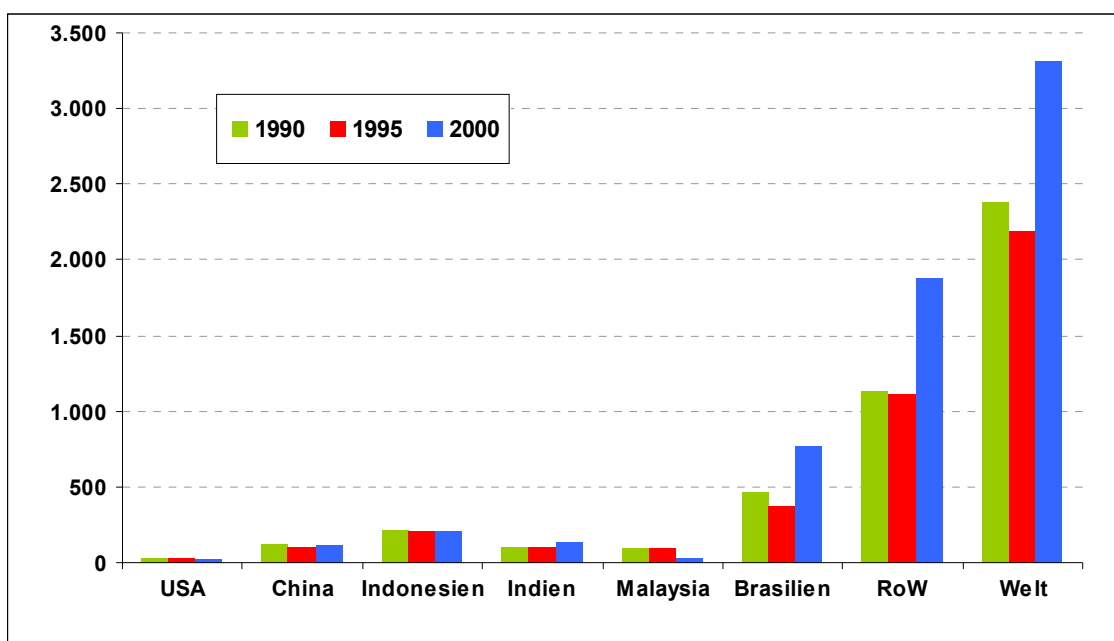
In einigen der betrachteten Nicht-Annex-I-Länder lag der Anteil der energiebedingten THG-Emissionen an den gesamten THG-Emissionen deutlich

¹ Das Treibhauspotential (global warming potential, GWP) wird verwendet, um die die Klimawirkung verschiedener THG vergleichen zu können. Der potentielle Treibhauseffekt eines THG wird danach bestimmt, wie hoch sein Treibhauseffekt im Vergleich zur Referenzsubstanz CO₂ (GWP =1) über einen Zeitraum von 100 Jahren ist.

unterhalb dieses weltweiten Durchschnitts. Dies war insbesondere in Ländern wie Brasilien und Indonesien mit ausgedehnten tropischen und subtropischen Wäldern der Fall (vgl. Abb. 4). In anderen südostasiatischen Schwellenländern nähert sich die Relation dagegen dem Weltdurchschnitt an.

Im Jahr 2000 machten allein die CO₂-Emissionen aus sonstigen Quellen in Lateinamerika immerhin 1.210 Mio. t CO₂, in Afrika 1.185 Mio. t und in Asien 791 Mio. t aus, wobei die Werte in Lateinamerika und Afrika gegenüber 1990 stark angestiegen sind (vgl. Abb. 5). Weltweit lagen diese Emissionen im Jahr 2000 mit 3.300 Mio. t höher als die energiebedingten CO₂-Emissionen der EU-15. In China, Indien und Brasilien spielen auch Methan- und Lachgasemissionen der Landwirtschaft eine wichtige Rolle. Sie betragen in diesen Ländern im Jahr 2000 zusammen rund 2.200 Mio. t CO₂e.

Abb. 5: CO₂-Emissionen aus Landnutzung (sonstige Quellen) in Mio. t CO₂



Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

2.3 EINFLUSSFAKTOREN DER ENERGIEBEDINGTEN CO₂-EMISSIONEN

Bei der Auswahl geeigneter Vermeidungsstrategien sind Kenntnisse über Faktoren erforderlich, die die Veränderung der THG-Emissionsmenge beeinflussen. Studien, die diesen Zusammenhang untersucht haben, zerlegen die Veränderung der CO₂-Emissionen hauptsächlich in folgende Faktoren: die Bevölkerungsentwicklung, die Entwicklung des Pro-Kopf-Einkommens, der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität sowie des Energiemix. Die Untersuchung weiterer Einflussfaktoren wie etwa Anzahl und Größe von Wohnungen oder Veränderungen im Reisanbau wird wegen ihres geringen Einflusses und der Unvollständigkeit einer solchen Datengrundlage hier nicht weiter verfolgt.

Mittels Dekompositionsanalysen lässt sich der Einfluss von Zu- und Abnahmen in den Treibergrößen auf die abhängige, zu erklärende Größe (hier die Veränderung der Emissionen) beschreiben. Die Bevölkerungskomponente erfasst demnach die Wirkung einer Bevölkerungszunahme oder -abnahme über einen bestimmten Zeitraum auf die Veränderung der CO₂-Emissionen. Ein Bevölkerungswachstum wirkt sich entsprechend

der folgenden Gleichung emissionssteigernd aus, während ein Rückgang der Bevölkerung einen emissionsmindernden Einfluss ausübt.

In Anlehnung an Kaya (1990) und Ziesing et al. (1999) wird mittels der folgenden Komponentenerlegung der Einfluss der vier Hauptfaktoren auf die CO₂-Emissionsentwicklung in verschiedenen Ländern abgeschätzt:

$$\Delta E = \Delta B * \frac{\Delta BIP}{\Delta B} * \frac{\Delta TPES}{\Delta BIP} * \frac{\Delta E}{TPES}$$

B: Bevölkerung
E: Emissionen
TPES: Total primary energy supply (Primärenergieverbrauch)
BIP: Bruttoinlandsprodukt

Zusammenfassend ist der Einfluss der betrachteten Komponenten auf die Entwicklung der CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2004 für alle im Modell betrachteten Länder in Tab. 4 dargestellt. Die Veränderung des Energiemix hin zu emissionsärmeren und -freien Energieträgern und die sinkende Energieintensität hatten in den meisten der betrachteten Länder einen emissionsmindernden Einfluss. Die Einkommens- und die Bevölkerungskomponente verursachten demgegenüber in fast allen Ländern einen Emissionsanstieg, der abgesehen von den Transformationsländern, Deutschland und Großbritannien die Minderungen der Energiemixkomponente und der Energieintensitätskomponente überwog (vgl. Tab. 4).

Abgesehen von einigen Transformationsländern hat der Bevölkerungseffekt in allen Ländern zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2004 geführt. Besonders stark war der Einfluss mit jeweils über 25 % in Indien, Singapur, Malaysia, den Philippinen, Mexiko, Brasilien, Südafrika und der Türkei. In Luxemburg und Irland war der Effekt ebenfalls verhältnismäßig stark ausgeprägt, da die gute wirtschaftliche Entwicklung in den 90er Jahren eine Zu- und Rückwanderungswelle auslöste.

Die Veränderung des Pro-Kopf-Einkommens führte in allen Ländern zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen. Das Pro-Kopf-Wachstum fiel besonders stark in Irland, Korea, Taiwan, Estland, Lettland und China aus. Lediglich in der Schweiz, Russland und Südafrika betrug der Einfluss weniger als 10 %. Auch in Brasilien waren die Auswirkungen des BIP-Wachstums pro Kopf auf die CO₂-Emissionsentwicklung mit 11,7% verhältnismäßig gering.

Veränderungen in der Energieintensität wirkten sich in vielen Ländern emissionsmindernd aus. Daraus ergab sich vor allem in China, Estland, Lettland, Polen und Irland eine besonders starke Entkopplung der Emissionsentwicklung vom Wirtschaftswachstum. In einigen südeuropäischen Ländern, südasiatischen Schwellenländern sowie in Südafrika, Brasilien und Island gelang diese Entkopplung hingegen nicht.

Veränderungen des Energieträgermix haben sich in den betrachteten Ländern zwischen 1990 und 2004 sehr unterschiedlich auf die CO₂-Emissionsentwicklung ausgewirkt. Vor allem in den Transformationsländern, vielen westeuropäischen Ländern sowie in Hongkong, Singapur und Island gingen Änderungen in der Energieträgerstruktur mit einem starken CO₂-Emissionsrückgang einher. In den USA, Österreich, Griechenland, Norwegen, der Schweiz, Finnland, den Niederlanden, Japan und Mexiko waren die Veränderungen in der Energieträgerstruktur nur mit einem leichten Rückgang der CO₂-Emissionen verbunden. In vielen asiatischen Ländern, Neuseeland, Australien, Brasilien und der Türkei wirkten sich diese Veränderungen

hingegen emissionssteigernd aus. In der EU-25 führten nur in Spanien, Portugal und Zypern Veränderungen in der Energieträgerstruktur zu einem CO₂-Emissionsanstieg.

Tab. 4: Einfluss ausgewählter Komponenten auf die relativen Veränderungen der energiebedingten CO₂-Emissionen in verschiedenen Ländern: 2004 gegenüber 1990

Land	Bevölkerungs- komponente	Einkommens- komponente	Energieintensitäts- komponente	Energiemix- komponente	CO ₂ -Emissionen insgesamt
Veränderung in %					
Österreich	5,7	28,7	-2,5	-1,5	30,6
Belgien	4,3	25,6	-10,4	-9,0	6,9
Luxemburg	20,5	58,1	-30,2	-19,6	6,9
Dänemark	5,3	27,5	-16,5	-10,4	0,5
Finnland	5,1	25,2	-0,8	-4,1	25,2
Frankreich	3,6	26,6	-7,7	-10,1	8,9
Deutschland	4,1	21,5	-22,8	-10,1	-12,2
Griechenland	7,4	39,7	-8,4	-3,2	33,0
Irland	16,4	110,3	-40,3	-6,2	37,0
Italien	2,3	18,7	2,6	-6,9	16,1
Niederlande	8,6	26,5	-10,4	-4,5	17,5
Portugal	5,5	27,0	11,7	1,8	52,3
Spanien	9,8	35,5	4,9	1,9	59,0
Schweden	5,3	25,3	-14,0	-11,3	0,6
Großbritannien	3,8	35,5	-21,7	-12,6	-3,7
Tschechien	-1,3	16,8	-19,4	-17,0	-22,8
Ungarn	-2,4	29,2	-26,8	-12,7	-19,5
Polen	1,2	58,3	-42,6	-7,8	-15,3
Slowakei	1,9	28,4	-34,3	-23,1	-33,9
Türkei	28,5	27,3	-5,5	5,3	62,9
Island	13,8	29,8	9,1	-26,2	18,9
Norwegen	8,5	43,5	-17,3	-1,7	26,5
Schweiz	7,9	6,1	-5,2	-0,6	7,9
Kanada	15,4	27,3	-12,5	0,0	28,5
Mexiko	30,1	15,3	-11,3	-4,2	27,5
USA	18,2	28,4	-20,5	-0,7	19,8
Japan	3,5	15,3	0,1	-3,9	14,8
Korea	11,1	94,5	6,4	-11,0	104,6
Australien	16,1	39,9	-18,6	3,2	36,4
Neuseeland	17,0	32,5	-17,3	16,6	49,5
Zypern	22,1	38,1	1,0	5,1	78,9
Estland	-14,6	95,4	-50,5	-20,6	-34,5
Lettland	-13,8	93,5	-53,4	-38,1	-51,8
Litauen	-7,0	36,9	-35,3	-29,2	-41,6
Malta	11,1	45,7	-25,6	-9,0	9,6
Slowenien	2,1	54,3	-9,1	-12,8	24,8
China	13,2	240,7	-51,9	12,9	109,8
Hong Kong	22,1	45,6	-9,7	-31,5	10,0
Indonesien	22,6	47,3	-1,3	33,3	137,7
Indien	30,2	66,6	-26,9	18,3	87,5
Malaysia	37,5	70,8	6,7	12,8	182,6
Phillipinen	32,8	18,6	7,5	18,5	100,5
Singapur	41,4	65,1	-18,0	-31,0	32,2
Thailand	14,1	65,8	17,0	19,0	163,3
Taiwan	11,3	85,1	5,2	3,5	124,2
Argentinien	18,0	33,6	-12,3	-2,0	35,4
Brasilien	27,1	11,7	7,7	9,7	67,8
Chile	21,0	78,5	-8,1	-7,7	83,3
Südafrika	25,3	8,4	5,8	-6,2	34,8
Russland	-3,2	8,5	-21,1	-9,2	-24,8

Quellen: IEA(2006a, b und c), eigene Berechnungen

Die übrigen THG-Emissionen (nicht energiebedingte CO₂-Emissionen und Nicht-CO₂-Emissionen) sind nicht mit in die Komponentenzerlegung in Tab. 4 einbezogen worden. Ihre Struktur ist sehr heterogen, so dass Aussagen hinsichtlich der Treiber

dieser Entwicklungen nur unter Berücksichtigung der jeweiligen länderspezifischen Details getroffen werden sollten. Tab. 5 zeigt für die Annex-I-Länder, welchen teilweise sehr großen Einfluss die übrigen THG auf die Entwicklung der gesamten THG-Emissionen eines Landes hatten. Während z.B. die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2004 um 14,0% unter dem Niveau des Jahres 1990 lagen, betrug der Rückgang der gesamten THG-Emissionen 17,2%. Ein Rückgang von 3,2% gezogen auf die Emissionen von 1990 lässt sich entsprechend den übrigen THG zurechnen.

Tab. 5: Veränderung der THG-Emissionen in den Annex-I-Ländern: 2004 gegenüber 1990 in vH

Land	energiebedingte CO ₂ -Emissionen	übrige THG	THG-Emissionen insgesamt
Australien	36,7	-11,6	25,1
Österreich	24,5	-8,8	15,7
Weißrussland	-46,1	4,5	-41,6
Belgien	6,6	-5,1	1,4
Bulgarien	-37,7	-3,3	-41,0
Kanada	28,8	-2,3	26,6
Kroatien	-2,1	-3,3	-5,4
Tschechien	-22,9	-2,1	-25,0
Dänemark	2,5	-3,6	-1,1
Estland	-49,5	-1,4	-51,0
Finnland	21,8	-7,3	14,5
Frankreich	5,6	-6,4	-0,8
Deutschland	-14,0	-3,2	-17,2
Griechenland	30,8	-4,2	26,6
Ungarn	-17,7	-1,6	-19,4
Island	9,5	-14,6	-5,0
Irland	39,0	-15,9	23,1
Italien	12,7	-0,6	12,1
Japan	12,4	-5,9	6,5
Lettland	-59,8	1,3	-58,5
Liechtenstein	18,8	-0,3	18,5
Litauen	-65,7	5,3	-60,4
Luxemburg	0,0	0,2	0,3
Monaco	-4,9	1,8	-3,1
Niederlande	13,5	-11,1	2,4
Neuseeland	34,2	-12,8	21,3
Norwegen	26,5	-16,2	10,3
Polen	-16,8	1,4	-15,4
Portugal	51,5	-10,5	41,0
Rumänien	-30,4	-2,4	-32,8
Russland	-32,4	0,4	-32,0
Slowakei	-29,8	-0,6	-30,4
Slowenien	12,1	-3,4	8,7
Spanien	55,1	-6,1	49,0
Schweden	-2,2	-1,3	-3,5
Schweiz	1,8	-1,4	0,4
Türkei	73,3	-0,6	72,6
Ukraine	-55,9	0,6	-55,3
Großbritannien	-4,7	-9,5	-14,3
USA	19,6	-3,8	15,8

Quelle: UNFCCC(2006a und c), eigene Berechnungen

Auffällig ist, dass in den meisten Annex-I-Ländern die Nicht-CO₂-Emissionen (inklusive nicht energiebedingter CO₂-Emissionen) gesunken sind, während die energiebedingten CO₂-Emissionen in rund der Hälfte der Annex-I-Länder gestiegen sind. Obwohl die Nicht-CO₂-Emissionen (inklusive nicht energiebedingter CO₂-

Emissionen) in den Annex-I-Ländern zwischen 1990 und 2004 nur einen Anteil von 10-30% an den gesamten THG-Emissionen hatten, ging von ihnen doch ein teils beachtlicher THG-mindernder Effekt aus. Für das Jahr 2020 sieht die US-amerikanische EPA (2006b) in diesem Bereich weltweite Minderungspotentiale von rund 2 Gt CO₂-Äquivalenten, die mit Vermeidungskosten von weniger als 10 US\$/t verbunden wären. Weitere 500 Mio. t könnten für Kosten bis 50 US\$/t vermieden werden. Ein Großteil dieser kostengünstigen Minderungspotentiale liegt außerhalb der Industrieländer. Dort sind die Nicht-CO₂-Emissionen meist bereits so weit reduziert worden, dass auch deutliche weitere relative Minderungen absolut nur noch wenig ins Gewicht fallen werden. Die Industrieländer müssen deshalb weitere THG-Emissionsminderungen im Inland auf den Energiebereich konzentrieren.

2.4 SEKTORALE CO₂-EMISSIONSENTWICKLUNG IN AUSGEWÄHLTEN LÄNDERN UND REGIONEN

Für die Entwicklung geeigneter Strategien zur Vermeidung von THG-Emissionen sind neben Kenntnissen über die Einflussfaktoren auch Informationen über die sektorale THG-Emissionsentwicklung in den einzelnen Ländern notwendig. Insbesondere bei der Ausgestaltung eines internationalen Klimaregimes können Unterschiede in der sektoralen Verteilung sowie Veränderungen in ihrer strukturellen Entwicklung die verhandlungspolitische Wahrscheinlichkeit eines Vorschlags beeinflussen. Die Anlage A des Kyoto-Protokolls führt die verschiedenen sektoralen Quellen für die Entstehung von THG-Emissionen bei der Verbrennung von Brennstoffen auf. Für einige ausgewählte Länder und Regionen wird die sektorale Entwicklung der Emissionen im Folgenden kurz umrissen. Da beispielsweise für China noch keine genaueren Informationen über die Entwicklung aller THG vorliegen, wird aufgrund der besseren Vergleichbarkeit lediglich die Entwicklung der CO₂-Emissionen näher beschrieben.

Zwischen 1980 und 2004 lag der Anteil der Energiewirtschaft an den CO₂-Emissionen in der EU-25 nahezu konstant bei 39 %. Der Anteil der Industriesektoren hingegen sank fast kontinuierlich von 23,7 % im Jahr 1980 auf 16,8 % im Jahr 2004. Demgegenüber stieg der Anteil des Transportsektors von 14,5 % 1980 auf 23,8 % 2004. Der Anteil der Haushalte an den CO₂-Emissionen lag in diesem Zeitraum weitgehend stabil bei ungefähr 14 % (vgl. Abb. 6).

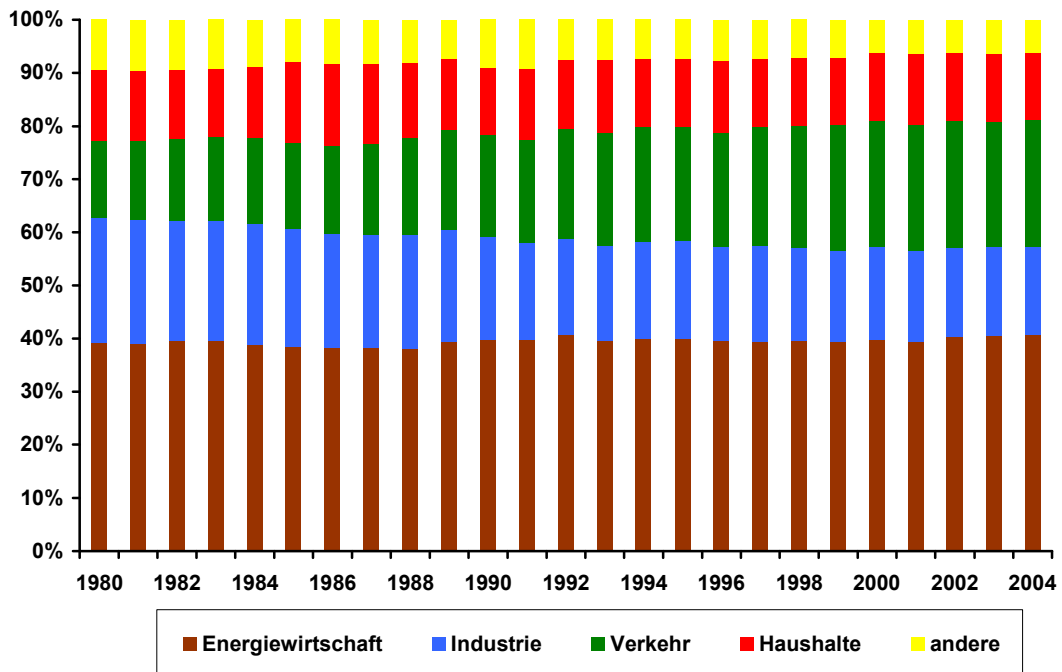
In Deutschland stiegen die Anteile der Energiewirtschaft, des Verkehrs und der Haushalte im Gegensatz zum EU-25-Durchschnitt jeweils leicht an, der der Industrie sank hingegen (vgl. Abb. 7).

In den USA sank der Anteil der Haushalte an den CO₂-Emissionen ebenso wie der Anteil der Industrie zwischen 1980 und 2004 nahezu kontinuierlich von 8,4% auf 6,1 % bzw. von 20,5 % auf 11,6 % ab (vgl. Abb. 8). Der Anteil des Verkehrs stieg hingegen von 26,5 % auf 30,9 %, an. Der Anteil der Energiewirtschaft stieg von 38,1 % (1980) zunächst kontinuierlich auf 48,2 % (1998) an, ist seit dem aber im Vergleich zum Vorjahr jeweils leicht rückläufig.

Während sich in den meisten Industrieländern die sektoralen CO₂-Emissionsentwicklungen nur langsam verschoben haben, war das dramatische ökonomische Wachstum in China mit einer drastischen Anteilsverschiebung verbunden. So stieg der Anteil der Energiewirtschaft an den CO₂-Emissionen von 24,1 % (1980) auf 53,5 % (2004), während die Anteile von Industrie und Verkehrs jeweils zurückgingen (vgl. Abb. 9). Der Anteil der Industrie sank zunächst von 47 % auf gut

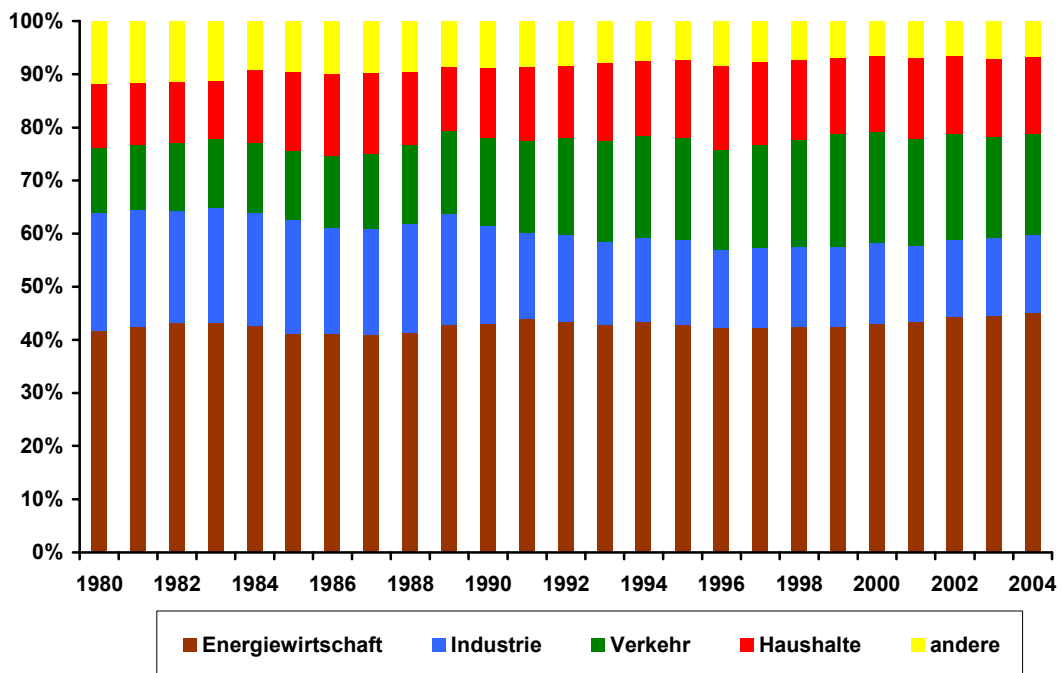
40 % (1996). Zwischen 1996 und 2000 fiel der jährliche Anteil der Industrie stärker und lag im Jahr 2000 bei rund 30 %. Der Anteil der Haushalte sank von 16,2 % (1980) auf knapp 5,1 % (2004). Der Anteil des Verkehrs veränderte sich bis 1997 kaum, stieg dann aber von 5 % bis 2000 auf 7,4% und sank bis 2004 kontinuierlich auf 6,4 % ab.

Abb. 6: Sektorale Emissionsentwicklung in der EU-25



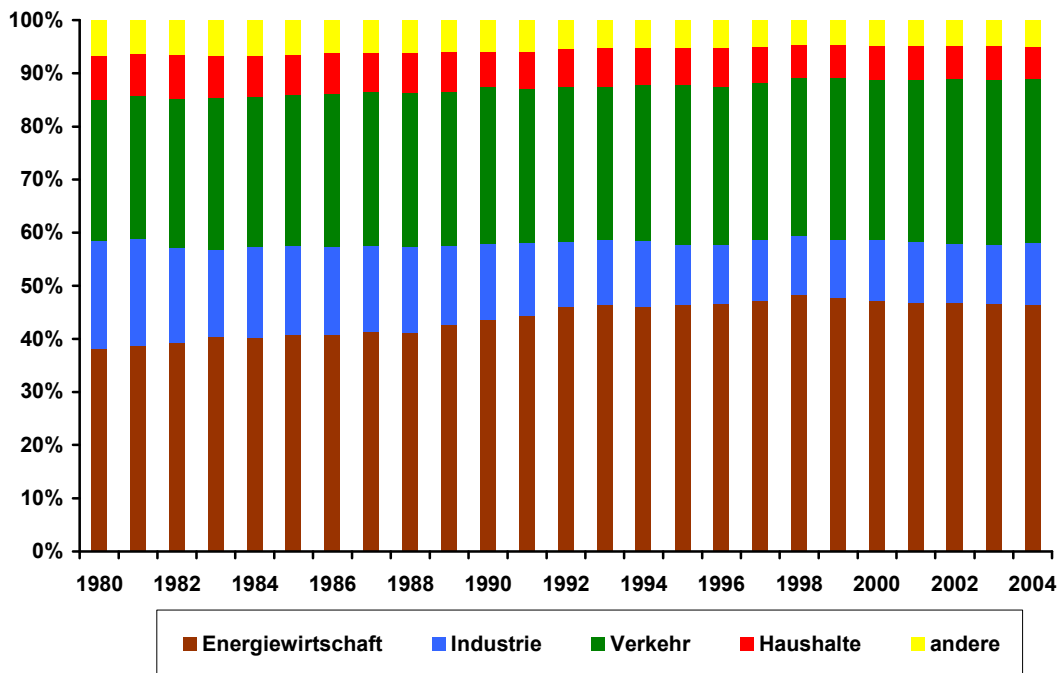
Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

Abb. 7: Sektorale Emissionsentwicklung in Deutschland



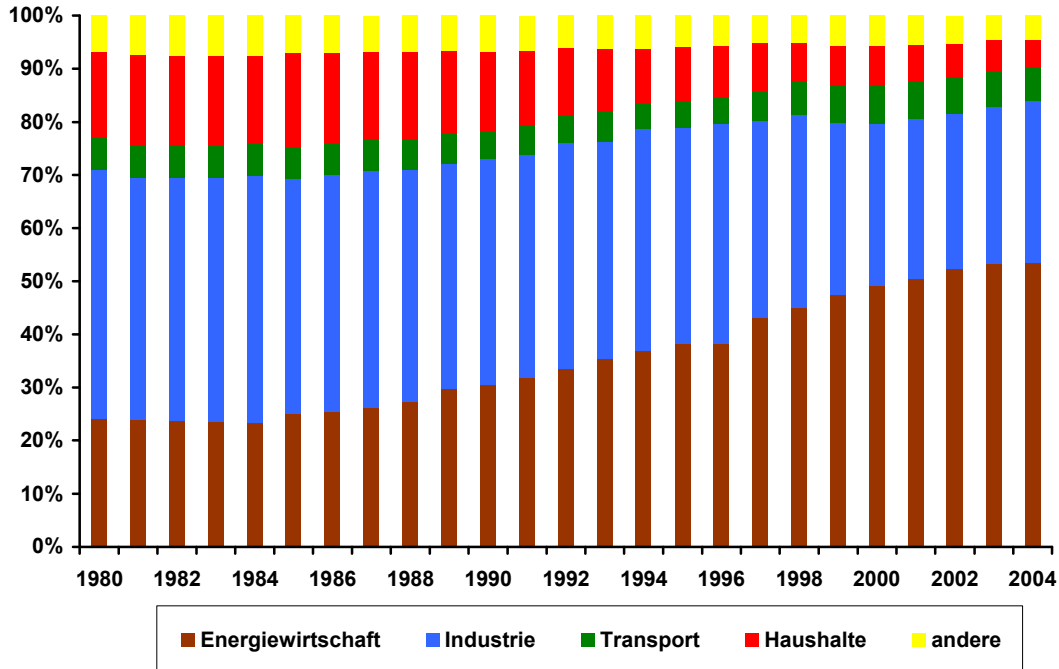
Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

Abb. 8: Sektorale Emissionsentwicklung in den USA



Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

Abb. 9: Sektorale Emissionsentwicklung in China



Quelle: IEA (2006c), eigene Berechnungen

Die vorangegangenen Ausführungen unterstreichen die wachsende Bedeutung von Entwicklungs- und Schwellenländern und insbesondere Chinas auf die Entwicklung der weltweiten THG-Emissionen. Vor diesem Hintergrund wurden die Entwicklung der chinesischen Emissionen und ihre Einflussfaktoren näher untersucht. Die Ergebnisse sind im Anhang 8.2 aufgeführt.

3 TECHNOLOGIEENTWICKLUNG

Das Wichtigste in Kürze

Die mögliche technische Entwicklung unter einem Klimaregime kann aufgrund mangelnder Erfahrungen nicht allein aus Vergangenheitsentwicklungen ökonometrisch geschätzt werden. Für die zukünftig möglichen Technologieentwicklungen sind auf der Basis der Bottom-up-Informationen der Prognos AG unter Zugrundelegung der aktuellen Szenarien des Energiereport IV (EWI/Prognos 2005) und der davon abgeleiteten Ölpreisvariante (EWI/Prognos 2006) zwei mögliche Entwicklungspfade abgeschätzt worden:

- Eine „verhaltene“ technologische Entwicklung für ein Referenzszenario ohne verstärkte Klimaschutzanstrengungen. Hier wird im Wesentlichen ein moderater autonomer technischer Fortschritt unterstellt.
- Eine „beschleunigte“ technologische Entwicklung, bei der unter der Annahme verstärkter Klimaschutzanstrengungen bereits vorhandene Effizienztechnologien im Laufe der Investitionszyklen schneller in den Markt diffundieren.

Aufgrund des Zeithorizonts 2020/2030 werden vorrangig bereits am Markt vorhandene Technologien („best practice“) betrachtet, wie hocheffiziente Wärmedämmung, geregelte Elektromotoren als Querschnittstechnologie, Abwärmenutzung, etc. Derzeit noch im Entwicklungsstadium befindliche oder spekulative Technologien werden nicht berücksichtigt. Bei konventionellen Kraftwerken wird die schnellere oder langsamere Umsetzung hoher Wirkungsgrade betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass CCS-Technologien (Carbon Capture and Storage) bis 2020 noch nicht serienmäßig angewendet werden, sondern in Pilotprojekten allmählich zur Marktreife kommen. Den neuen Schlüsseltechnologien wie Bio- und Nanotechnologie wird ein erhebliches Potenzial zugeschrieben, Produkte und Produktionsweisen energie- und materialeffizienter zu gestalten. Es wird jedoch nicht damit gerechnet, dass diese bis 2020 auf breiter Basis in den Markt diffundieren.

Um für die Rechnungen mit GINFORS einen entsprechenden Korridor bereit zu stellen, wurde für die einzelnen Sektoren jeweils ein Fächer an Entwicklungspfaden vor allem bei den mittleren spezifischen Energieverbräuchen je Produktions- oder Bezugsseinheit (z.B. beheizte Fläche, Fahrzeug-km) auf Basis der in den Bottom-up-Modellen hinterlegten Kohorten berechnet. Die spezifischen Veränderungen in wichtigen Bereichen im Szenario „beschleunigte Technologieentwicklung“ als untere Grenze (bzw. obere Grenze bei den Biotreibstoffen) sind bis zum Jahr 2020 gegenüber 2005 wie folgt:

- Spezifischer Energieverbrauch Industrie (integriert) je Produktionseinheit: < -14%
- Spezifischer Energieverbrauch Raumwärme: -30%
- Spezifischer Energieverbrauch der Flotte der benzingetriebenen PKW: -25%
- Anteil der Biokraftstoffe an den Treibstoffen: 25%

3.1 BESTIMMUNG DER TECHNOLOGIEENTWICKLUNG AUF BASIS VON BOTTOM-UP ANSÄTZEN

Im GINFORS-Modell werden die Technologieentwicklung und -szenarien bei den Nachfragesektoren in Form von Zeitreihen spezifischer Energieverbräuche abgebildet. Diese Abbildung beinhaltet die Aggregation über Investitionszyklen und Diffusionsraten.

Ähnlich ist es beim Energieangebot: Hier wird jeweils über gesamte Kraftwerksparks bzw. Brenn- und Treibstoffmixmatrizen gemittelt, so dass in das Modell zum Schluss mittlere Wirkungsgrade und Brenn- bzw. Treibstoffeigenschaften (z.B. Anteil Biokraftstoffe) eingehen.

Die spezifischen Energieverbräuche und ihre zeitlichen Entwicklungen sowie die Energieeinsätze bei der Stromproduktion hängen direkt von den zur Verfügung stehenden Technologien und ihrem Einsatz ab. Daher werden zur Fundierung der möglichen Dynamiken im ökonometrischen Modellsystem an dieser Stelle einige Aussagen zur möglichen Technologieentwicklung vorgenommen, die aus den Bottom-up-Modellsystemen und -szenarien der Prognos abgeleitet sind. Diese dienen insbesondere als „Leitplanken“ und Untergrenzen für Entwicklungen der spezifischen Energieverbräuche bei unterschiedlichen Instrumentarien in den Klimaschutzregimes, da die Erneuerungszyklen nicht beliebig zu beschleunigen sind. Häufig wird erwartet, dass einigermaßen eindeutige Einspartechnologien und -potenziale abhängig von den Energiepreisen und ggf. energiepolitischen Instrumenten bestimmbar sind, die nur noch „abgefahren“ werden müssen. Solche Daten können aufgrund der Heterogenität der Technologien, Einsatzfälle sowie der strukturellen Umsetzungshemmnisse nicht deterministisch vorliegen, sondern es müssten anhand von Instrumentensätzen Systemszenarien gerechnet werden. Bei der Analyse solcher Ergebnisse wird jedoch auch häufig nicht berücksichtigt, dass solche Szenarien Aggregationsergebnisse von zahlreichen Handlungsoptionen sind.

Neue Energiesystemszenarien wurden für dieses Projekt nicht gerechnet, sondern es wird auf die Ergebnisse und Erkenntnisse der aktuellen Energiesystemszenarien aus Deutschland (Energiebericht IV EWI/Prognos 2005 mit der Ölpreisvariante von 2006) sowie der Schweiz (Energieperspektiven für die Schweiz bis 2035, Prognos 2007a, Prognos 2007b mit ergänzenden Informationen) zurückgegriffen.

Die verwendete Methodik der Aggregation der Informationen aus den Bottom-up-Modellen, gekoppelt mit zusätzlichen Technologieinformationen, wird im Anhang dargestellt. Zudem werden die Grenzen der Datenlage, der Disaggregation sowie die bestehenden Unschärfen und Unschärfequellen diskutiert. Schließlich werden im Anhang 8.4 kurz die verwendeten Potenzialbegriffe referiert.

3.2 TECHNOLOGIESZENARIEN: RAHMENANNAHMEN

Als technologische Leitplanken für die Umsetzung verschieden starker Klimaregimes wurden zwei Technologieszenarien entwickelt. Diese beschreiben die jeweils als zur Verfügung stehend angenommenen Technologien, die je nach Eingriffstiefe der in den mit GINFORS umgesetzten „Weltszenarien“ stärker oder weniger stark umgesetzt werden. Die Technologieszenarien gehen von folgenden generellen Annahmen und Rahmenbedingungen aus:

-
- Globalisierung und zunehmende internationale Konkurrenz beeinflussen die autonome technische und wirtschaftliche Entwicklung der jeweiligen Branchen in unterschiedlichem Maße. In einigen Branchen ist zu erwarten, dass beispielsweise die Produktion von standardisierten Massenprodukten in Länder mit niedrigeren Lohnkosten abwandert bzw. Produktionsstätten am Ort der neuen Märkte aufgebaut werden. In Industrieländern wie Deutschland verbleiben dann eher die „know-how“-intensiven Spezialprodukte sowie die Entwicklung.
 - Höhere Energie- und CO₂-Preise können diese ohnehin wahrscheinliche Entwicklung beschleunigen, insbesondere in energieintensiven Produktionszweigen.
 - Diese Entwicklung kann je nach Branche sehr unterschiedlich sein; die Einschätzungen darüber werden bei der jeweiligen Branche kurz erläutert.
 - Auch bei hoher Energieintensität und vergleichsweise hohen Energiekosten sind diese häufig nicht der prioritäre „Druckerzeuger“ und Treiber für Standortbindung oder -volatilität. Weitere Treiber können z.B. die Nähe zu Absatzmärkten oder Rohstoffvorkommen sein.
 - Trotz der Energieintensität und vergleichsweise hoher Anteile der Energiekosten an der produzierten Einheit sind in nahezu allen Branchen noch (z.T.) erhebliche, auch bei heutigen und geringeren Energiepreisen wirtschaftliche, Effizienzpotenziale zu identifizieren. An dieser Stelle ist allerdings anzumerken, dass der Begriff „wirtschaftliche Potenziale“ selbst Spannbreiten hat, die von den unterstellten Rentabilitätsanforderungen abhängen. Die physikalische Untergrenze definiert die Obergrenze des theoretischen Einsparpotenzials. Forderungen nach Einsparungen über diese Grenzen hinaus sind nur dann sinnvoll, wenn sie mit plausiblen Technologie-Wechseln in Produktionsprozessen oder Produkten (wie Miniaturisierung von Prozessen, biotechnologische oder katalytische Verfahren, reaktive Trägermechanismen bei Pharmaka, um einige sehr unterschiedliche Beispiele zu nennen) hinterlegt werden können. Die energieintensiven Branchen sind in der Gestaltung ihrer Kernprozesse im Allgemeinen näher an den physikalischen Untergrenzen der spezifischen Energieverbräuche als andere Branchen. Insbesondere gilt dies für die Grundstoffchemie, die Erzeugung von Metallen und NE-Metallen sowie Teile der recht heterogenen Glas- und Keramikherstellung. Für zahlreiche Prozesse lassen sich diese physikalischen Untergrenzen durch chemische und physikalische Betrachtungen via Reaktionsenthalpie, Umwandlungsenergie, Schmelzenergie, Wärmekapazitäten etc. bestimmen; eine deutliche Abweichung der mittleren statistischen Verbräuche von diesen Grenzen weist auf die theoretischen Einsparpotenziale hin. Aus ökonomischer Sicht ist nicht unbedingt anzustreben, diese physikalische Untergrenze zu erreichen. Da zunehmende Einsparungen zumeist „schwieriger“ und teurer werden, kann die „Entfernung“ von der physikalischen Untergrenze ein indirektes Maß dafür sein, ob es sich lohnen kann, nach Potenzialen zu suchen. Die o.g. wirtschaftlichen Einsparpotenziale liegen noch deutlich oberhalb der physikalischen Untergrenzen und können durch unterschiedliche Faktoren gehemmt sein: Einerseits bestehen bei zahlreichen Einzelthemen (wie z.B. bestimmten Querschnittsmaßnahmen) informatorische oder Aufmerksamkeits-Defizite. Ein weiterer häufiger Hemmnisgrund ist die Integration der Anlagentechnik, bei der auf Produktions- und nicht auf Energieeffizienz hin optimiert wird. Bei-

spielsweise werden in die Produktionsstraße integrierte Motoren und Pumpen auf bestimmte Abmessungen und Handhabbarkeit hin ausgelegt, nicht aber auf Energieeffizienz. Ein weiteres Hemmnis können im Einzelfall verschärfte betriebswirtschaftliche Rentabilitätsanforderungen sein. Es wird davon ausgegangen, dass Teile dieser o.g. noch wirtschaftlichen Einsparpotenziale im Rahmen der Investitionszyklen mit gewissen Streuungen sukzessive realisiert werden. Hierzu gehören insbesondere Einsparungen, die im Rahmen des autonomen technischen Fortschritts realisiert werden (Das sind die „no-regret-Potenziale“, die z.T. auch in den Querschnittsmaßnahmen liegen). Prognos (2007c) hat sich detailliert mit den Hemmnissen und den wirtschaftlichen Einsparpotenzialen befasst. Hierbei werden allerdings integrierte Energieverbräuche (in absoluten Werten) in Bezug auf den Verbrauch 2002 eines Segments (bei vorhandener Datenlage auch z.T. spätere Bezugsjahre) als Ergebnisse ermittelt, und weniger Effizienzpfade über einen längeren Zeitraum. Die obigen Aussagen über die Unschärfen gelten auch in diesem Projekt. Die Ergebnisse beider Projekte wurden abgeglichen.

- Im Grundsatz ist zu beachten, dass innerhalb der Branchen sowohl die spezifischen Energieverbräuche als auch die als wirtschaftlich eingeschätzten Effizienzpotenziale als auch die Anforderungen an akzeptable Wirtschaftlichkeitskriterien (RoI) zwischen den Unternehmen erheblich streuen. Dadurch sind die ins Modell eingehenden Mittelwerte der spezifischen Energieverbräuche auch in der Zeitentwicklung in den meisten Fällen noch sehr weit von den jeweiligen branchenmöglichen „best practice-Technologien“ (von „best available technologies“ gar nicht zu reden; vgl. Anhang 8.4).
- Die hier vorgestellten Technologiepfade beziehen sich in der Tendenz vor allem auf die in Deutschland vorzufindenden und mit deutschen Mengengerüsten und Produktionswerten gefüllten Kohorten. Technisch gesehen sind die Verhältnisse auf andere Industrieländer im Grundsatz übertragbar. Im Detail sind Differenzierungen zu erwarten, z.B. genügen neue Elektromotoren in den USA deutlich höheren Effizienzstandards als in der EU; in Japan sind in verschiedenen Hochtechnologiebereichen die spezifischen Verbräuche geringer als in Deutschland. Eine kurze Bestandsaufnahme und Beschreibung der technologischen Ist-Situation sowohl auf der Nachfrageseite als auch bei der Elektrizitätserzeugung findet sich im Anhang 8.5.
- Die Technologieszenarien „verhaltene Entwicklung der Energieeffizienz“ und „verstärkter Fokus auf Energieeffizienz“ definieren sich wie folgt:
 - „verhalten“: Hier werden vor allem Effizienzsteigerungen unterstellt, die sich im Rahmen der normalen Investitionszyklen durch den „autonomen technischen Fortschritts“ ergeben. Sie sind an die Entwicklungen im Energiereport IV angelehnt, allerdings geringfügig abgeschwächt, da im Energiereport bereits von weiteren (moderaten) Klimaschutzmaßnahmen ausgegangen wird. Als Rahmenbedingung für dieses Szenario wird angenommen, dass sich das Klimaregime über „Kyoto“ 2008/2012 hinaus nicht verschärft. Es gibt CO₂-Handel, der Nationale Allokationsplan mit seinem Absenkpfad lässt relativ geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der adressierten Anlagen im energieintensiven

Sektor erwarten. Die CO₂-Preise liegen bei ca. 10 €/t, und der technische Fortschritt wird mit den Raten, die bis ca. 2012 unterstellt werden, fortgeschrieben.

- „beschleunigt“: Es wird davon ausgegangen, dass – ggf. unterstützt durch ein entsprechendes Instrumentenset – im Rahmen der Investitionszyklen ein stärkerer Einsatz der jeweiligen „besseren“ und „best practice“-Technologien erfolgt und dadurch auch der technische Fortschritt leicht beschleunigt wird. Diese Beschleunigung wird dadurch hervorgerufen, dass die Nachfrage in dem Marktsegment „best practice“ deutlich erhöht wird. Dieses Technologieszenario ist stärker technisch als wirtschaftlich getrieben; es geht allerdings davon aus, dass einige der oben beschriebenen Hemmnisse abgebaut werden, z.B. durch geeignete Transaktions-, Anreiz- und ggf. Benchmark-Instrumente. Hierzu können z.B. gehören (die Liste ist nicht abschließend):
 - i. Zugang zu qualifizierter Beratung;
 - ii. Kennzeichnung von Standards bei Geräten etc.; perspektivische Verschärfung vorhandener Standards;
 - iii. Verbesserte Rahmenbedingungen für Contracting zur Überwindung von Investor-Nutzer-Dilemmata; dieses kann sich sowohl auf Anlagen- als auch auf Einsparcontracting beziehen
 - iv. Vereinbarungslösungen mit Tarifierreizen, steuerlichen oder sonstigen Anreizen für die Erreichung von Effizienzzielen;
 - v. Umsetzerqualifikation.

Ein deutlich verschärftes Ordnungsrecht wird nicht unterstellt. Als äquivalente mittlere CO₂-Preise (eigentlich „CO₂-Kosten“) können 20 – 25 €/t unterstellt werden. Damit sind die umgerechneten Kosten der durch die in den Modellaggregationen unterstellten Maßnahmen erzielten CO₂-Einsparungen gemeint. Es ist nicht unterstellt, dass der Emissionshandel auf alle Sektoren ausgeweitet wird.

3.3 ENERGIEINTENSIVE WIRTSCHAFTSZWEIGE

Dieser Abschnitt gibt einen kurzen Überblick über verschiedene Querschnittstechnologien sowie Technologien in ausgewählten energieintensiven Wirtschaftszweigen. Hierauf folgend werden in einem nächsten Schritt Energieeinsparpotenziale (definiert als Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs je Produktionseinheit) aufgezeigt, die bei Annahmen über eine „verhaltene“ beziehungsweise „beschleunigte“ zukünftige Technologieentwicklung bis zum Jahr 2020 realisiert werden können. Dabei handelt es sich um voraussichtliche Energieeinsparpotenziale, welche bei den gegenwärtigen Preisen für Brennstoffe und Strom im Vergleich zu heutigen Anlagen wirtschaftlich erschlossen werden können. Die Einschätzungen zu den wirtschaftlichen Einsparpotenzialen sind mit den Ergebnissen einer aktuellen Erhebung für die Schweiz abgeglichen worden.

3.3.1 Energieeinsparpotentiale bei Querschnittstechnologien

Die Heterogenität innerhalb der ausgewählten energieintensiven Wirtschaftszweige und die Vielzahl der dort zu findenden Produktionsprozesse erschwert eine umfassende Betrachtung der zukünftigen Energieeinsparoptionen und möglichen Pfade für branchenspezifische Technologien. Deshalb sollen im Folgenden kurz so genannte Querschnittstechnologien, welche in verschiedensten Wirtschaftszweigen und Produktionsprozessen Anwendung finden, referiert werden. Generell lässt sich die Energieeffizienz von Querschnittstechnologien und branchenspezifischen Technologien durch die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen realisieren:

1. Vermeiden unnötigen Verbrauchs durch elektronische und computergestützte Regelung der Prozesse,
2. Verringerung der benötigten Nutzenergie durch die Anwendung energieeffizienterer Anlagen, Prozesse und Materialien,
3. Erhöhung der Nutzungsgrade durch eine verbesserte Auslegung und Auslastung sowie durch elektronische Steuerung,
4. Energierückgewinnung (z.B. bei Bremsvorgängen) bzw. die Mehrfachnutzung von Energie bei Prozessen, welche Wärme nutzen oder generieren.

Beispiele für branchenübergreifende Einspartechnologien finden sich in den folgenden Anwendungsgebieten (vgl. u.a. EWI/Prognos 2005; IEA 2006e). Die hier genannten Einsparpotenziale bezogen auf die spezifischen Verbräuche sind durchschnittliche Potenziale bei den Anwendungen gegenüber der heute durchschnittlich eingesetzten Technik; es handelt sich nicht um über Kohorten aggregierte Werte. Diese können geringer ausfallen (vgl. Prognos 2007 c).

3.3.1.1 Elektrische Antriebe

Die optimierte Dimensionierung und Auslegung, die elektronische Regelung (Drehzahlregulierung), Lastmanagement sowie das Abschalten in Leerlaufphasen von elektrischen Antrieben wie Förderbändern, Pumpen oder Antriebsmotoren bietet erhebliches Energieeinsparpotenzial (Verringerung des Energieverbrauchs je bearbeiteter / geförderter Einheit). Bis 2020 beträgt das wirtschaftliche Einsparpotenzial gegenüber den heutigen durchschnittlichen Technologien schätzungsweise 35%.

3.3.1.2 Prozesswärme

Einsparoptionen in diesem Anwendungsbereich bieten beispielsweise der Einsatz der Wirbelschichttechnik, induktives Heizen, Brennwertgeräte, die Wärmerückgewinnung (Wärmetauscher und Kaskadennutzung) oder die Vermeidung von Abgasverlusten und verbesserte Wärmedämmung der Anlagen und Zuleitungen. Aus heutiger Sicht sind hier bis 2020 wirtschaftliche Einsparpotenziale (Energieverbrauch je Output-Einheit) von schätzungsweise bis zu 30% gegenüber heutigen Technologien realisierbar.

3.3.1.3 Trocknungsprozesse

Die computergestützte Prozesssteuerung und Abwärmenutzung bei mechanischen und thermischen Trocknungsverfahren bietet Energieeinsparpotenziale. Ebenso stellt die mechanische Entwässerung von Materialien vor dem thermischen Trocknungsprozess eine erhebliche Energieeinsparoption dar. Hier sind bis 2020 wirtschaftliche Einsparpotenziale (beim Verbrauch je Einheit Trocknungsgut) von schätzungsweise bis zu 30% gegenüber dem heutigen Durchschnitt der Technologien realisierbar.

3.3.1.4 Raumwärme und Warmwasser

Verbesserte Brennwerttechnik und KWK-Anlagen wie Blockheizkraftwerke oder Mikrogasturbinen bieten Energieeinsparoptionen bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Verbesserte Wärmedämmung der Gebäude und Anlagen spielt ebenso eine wesentliche Rolle. Die wirtschaftlichen Einsparpotenziale (im spezifischen Verbrauch) bis 2020 werden auf 20-30% gegenüber dem heutigen Durchschnitt der Technologien geschätzt.

3.3.2 Ausgangssituation und zukünftige Energieeinsparpotenziale in ausgewählten energieintensiven Wirtschaftszweigen

Basierend auf dem Energiereport IV und der Ölpreisvariante (EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006) wird in diesem Abschnitt die Ausgangssituation ausgewählter energieintensiver Wirtschaftszweige in Deutschland dargestellt. Die Auswahl dieser Wirtschaftszweige erfolgte vor dem Hintergrund der Höhe des Energieverbrauchs der einzelnen Wirtschaftszweige und deckt sich mit der Auswahl in IEA (2006e). Weiter sei angemerkt, dass der spezifische Energieverbrauch innerhalb eines Wirtschaftszweiges zwischen den einzelnen Unternehmen stark streuen kann. Gründe hierfür können beispielsweise das unterschiedliche Alter der einzelnen Produktionsanlagen, die Auslastung der Anlagen oder verschiedene Produktionsprozesse sein. Ausnahmen bilden die Branchen Metallerzeugung und NE-Metalle, in denen eine homogenere Verteilung der spezifischen Energieverbräuche zu beobachten ist. Hier ist anzumerken, dass bereits im Energiereport IV und in der entsprechenden Ölpreisvariante im Zuge der technischen und preisgetriebenen Entwicklung die spezifischen Energieverbräuche bezogen auf das Ausgangsjahr 2005 oder 2002 absinken. Die für die hier anzustellenden Überlegungen definierten Szenarien „verhalten“ und „beschleunigt“ bilden mit den beiden o.g. Arbeiten jeweils einen „Fächer“, damit die Relationen leichter verglichen werden können.

In Anlehnung an den Energiereport IV wird für den Sektor Industrie angenommen, dass zukünftige Verbesserungen bei der Energieeffizienz im Rahmen der normalen Ersatzinvestitionen erfolgen. Aufgrund einer sich verschärfenden Umweltpolitik und steigenden Kostendrucks gewinnen energie- und umwelteffiziente Produktionstechnologien zunehmend an Bedeutung. Mittelfristig sind bis zum Jahr 2020 keine wesentlichen Durchbrüche bei Biotechnologien und Nanotechnologien zu erwarten, welche die Energieeffizienz in den betrachteten Wirtschaftszweigen signifikant beeinflussen (Ergebnis des Technologie-Workshops zum Energiereport IV; Technologie-Delphi CH 2006). Grundsätzlich werden sowohl der Bio- als auch der Nanotechnologie erhebliche Potenziale zur Veränderung und Effektivierung von Produktionsprozessen zugeschrieben. Der Biotechnologie werden unter anderem erhebliche Potenziale im Bereich der chemischen Produktion (sowohl Grundstoffe als auch Spezialitäten) zugeschrieben. Bei der Nanotechnologie wird es eher um Werkstoffe, Oberflächen und die „Revolutionierung“ physikalischer Prozesse gehen. Dünnwandiger Beton bei gleicher Festigkeit könnte bei der Zementherstellung in Zukunft den Energieeinsatz deutlich verringern. Daneben gibt es in beiden Bereichen Erwartungen an die Entwicklung viel versprechender Prozesse im Bereich der Energieerzeugung bzw. Energieträgerproduktion: Wasserstoffherzeugung, Direktstromerzeugung aus Sonnenlicht etc. Um einen signifikanten Anteil an der Verbesserung der Energieeffizienz auszumachen, müssten allerdings beispielsweise 20 % aller Produkte einer Klasse biotechnologisch mit einer Energieeinsparung von 25 % erzeugt werden: Dann würde der spezifische Energieverbrauch der Klasse um 5 %

abnehmen. Aufgrund der Entwicklungszyklen von Technologien bis zur serienmäßigen großtechnischen Einsatzreife erscheint eine solche Entwicklung ausgesprochen optimistisch. Darüber hinaus wäre strategisch die Frage zu stellen, ob ein solcher technologischer Entwicklungsprozess, der noch mit sehr vielen Unsicherheiten bezüglich seiner konkreten Ausprägungen und Ergebnisse behaftet ist (welche Produkte, welche Prozesse werden ersetzt, welche Funktionalitäten werden neu aufgebaut, wie lange brauchen Kleinserien, bis die „Kinderkrankheiten“ geheilt sind, in welchen Sektoren wird ab wann Großserienproduktion umgestellt etc.), tatsächlich die Grundlage für eine Untersuchung von Klimaregimes sein kann. Dies würde bedeuten, aufgrund einer „Verheißung“ lange Zeit zu warten und greifbare Potenziale nicht zu heben. Im Zeitverlauf wird sich die Zunahme der Energieeffizienz verlangsamen, weil weitere Verbesserungen in manchen Technologien der Grundstoffindustrie und bei den Wirkungsgraden von Wärmeerzeugern sich den physikalischen Grenzen der Energieeffizienz annähern.

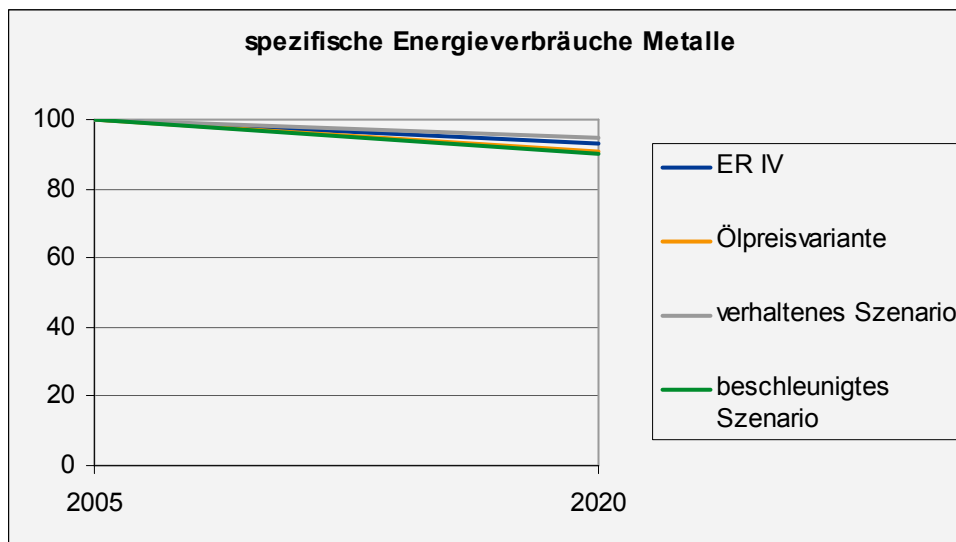
Mit den im Folgenden benannten (etwas pauschal bezeichneten) „Einsparpotenzialen“ sind Reduzierungen der spezifischen Energieverbräuche je Produktionseinheit gemeint – keine integrierten Gesamteinsparungen über wachsende Produktionsmengen. Zunächst wird auf die sektoralen Einsparpotenziale in Deutschland eingegangen und in einem abschließenden Teilkapitel ein kurzer Blick auf die weltweiten Trends in den ausgewählten Branchen geworfen.

3.3.2.1 Metallerzeugung und -bearbeitung

Unter Metallerzeugung fallen die Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen. Dieser Wirtschaftszweig wird geprägt durch Hochöfen, Stahl- und Warmwalzwerke, welche für 90% des Brennstoff- und Stromverbrauchs in diesem Bereich stehen. Sowohl hinsichtlich des absoluten als auch des spezifischen Energieverbrauchs stellt diese Branche in den meisten Volkswirtschaften den größten Energieverbraucher dar. Allgemein lässt sich festhalten, dass der spezifische Energieverbrauch in diesem Wirtschaftszweig in den letzten Jahren gesunken ist. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf technische Verbesserungen im Hochofenbereich (beispielsweise Prozessoptimierung, Wärmerückgewinnung und Kohlenstaub-einblasetechnik) zurück zu führen. Steigende Preise für Energie und CO₂-Emissionen werden voraussichtlich die ohnehin schon stattfindende Verlagerung der Produktion einfacherer und geringer wertiger Produkte (wie z.B. Baustähle) in Länder mit geringeren Produktionskosten bzw. in die Nähe der jeweiligen großen Abnehmermärkte verstärken, während die Produktion von hochwertigen Spezialprodukten (hier ist „know-how“ ein wichtiger Inputfaktor) wahrscheinlich nicht verlagert wird.

Vor dem Hintergrund der Annahme, dass die Ölpreise auch in Zukunft weiter hoch bleiben und der geringeren Volatilität der Weltmarktpreise für Kohle, dürfte bei den Hochöfen vor allem die Kohlestaubeinblastechnik – trotz relativ höherer Investitionskosten als für die Öleinblastechnik – weiter an Bedeutung gewinnen. Die höchsten Energieeinsparungen werden auch zukünftig beim Hochofenprozess erwartet. Weitere Energieeinsparungen können beispielsweise durch so genanntes „endformnahes“ Gießen, vermehrtes Recycling von Schrott (das allerdings mengenmäßigen Begrenzungen ausgesetzt ist) oder durch optimierte Beimischungen realisiert werden. Für den Zeithorizont bis 2020 wird das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial auf 5% (verhaltene Technologieentwicklung) bis 10% (beschleunigte Technologieentwicklung) gegenüber dem heutigen Durchschnitt der Anlagen geschätzt.

Abb. 10: Spezifische Energieverbräuche bei Metallerzeugung in den Szenarien, indiziert auf 2005



Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006

3.3.2.2 NE-Metalle

Dieser Wirtschaftszweig umfasst die Herstellung von Nichteisenmetallen einschließlich deren erster Bearbeitungsstufe, Halbzeugwerke sowie Gießereien für NE-Metalle. Unter den Oberbegriff NE-Metalle fallen die Erzeugung von Primär- und Sekundäraluminium, Blei, Kupfer, Zink und Zinn sowie deren Weiterverarbeitung in Gießereien. Die Herstellung von Primäraluminium ist der energieintensivste Produktionsprozess in diesem Wirtschaftszweig – hierfür wird hauptsächlich Strom eingesetzt. Im Falle komparativ hoher Energiekosten ist mittelfristig eine weitere Verlagerung der Herstellung von Primäraluminium in Länder mit geringeren Produktionskosten wahrscheinlich, während die Produktion von Spezialprodukten („know-how“ als wichtiger Inputfaktor) in den ursprünglichen Produktionsländern verbleiben wird.

Technologien, welche zum Effizienzpotenzial der Produktionsprozesse in dieser Branche beitragen können, sind beispielsweise die Schrotterwärmung durch Abwärme bei der Sekundärkupfererzeugung, die Steuerung und Erhöhung der Temperatur bei der Herstellung von Primärzink, die flächendeckende Einführung des QSL-Verfahrens bei der Primärbleiproduktion, der Einsatz von Regenerativbrennern sowie Oxy-Fuel-Brennern in NEM-Halbzeugwerken. Bei der Aluherstellung kann die Umstellung auf chlorbasierte Prozesse sowie das vermehrte Recycling von Aluabfällen zu weiteren Energieeinsparungen führen. Bis 2020 kann schätzungsweise ein wirtschaftliches Energieeinsparpotenzial von 10% (verhaltene Technologieentwicklung) bis 15% (beschleunigte Technologieentwicklung) gegenüber dem heutigen Durchschnitt der Anlagen realisiert werden.

3.3.2.3 Grundstoffchemie und sonstige chemische Industrie

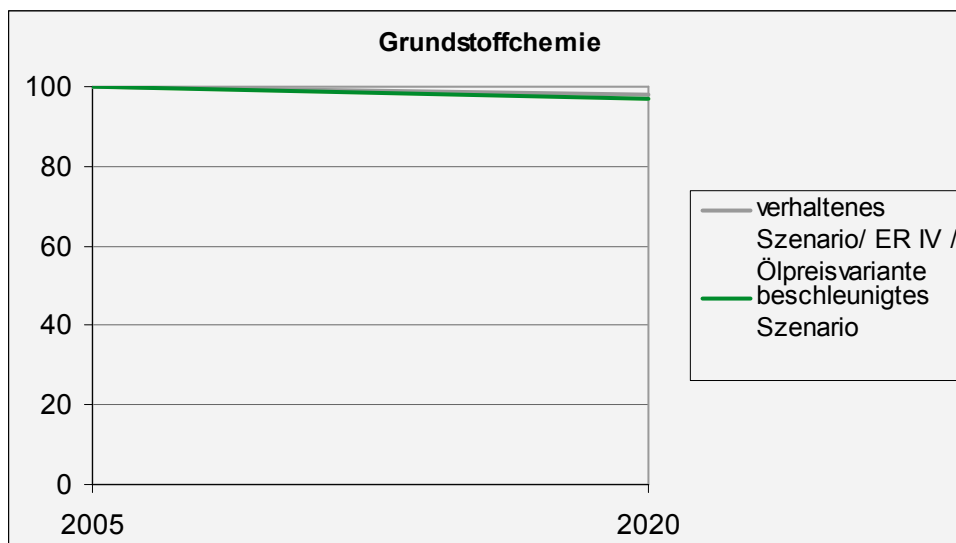
Die Grundstoffchemie umfasst vor allem die Produktion von organischen (z.B. Ethylen, Propylen, Methanol) und anorganischen Grundstoffen (z.B. Chlor, Ammoniak), aber auch die Herstellung von Industriegasen, synthetischem Kautschuk, Farbstoffen und Pigmenten, Düngemitteln und Stickstoffverbindungen sowie

Kunststoffen. Unter der sonstigen chemischen Industrie wird die Herstellung einer Vielzahl von zumeist Endprodukten wie Pharmazeutika, Chemiefasern oder Reinigungsmitteln zusammengefasst. Der höchste Energieverbrauch lässt sich bei der Herstellung von organischen und anorganischen Primärchemikalien (die elektrische Energie zur Chlorherstellung wird als Rohstoff betrachtet) beobachten – wobei Prozesswärme und Antrieb die größten Energieverbraucher darstellen. In den vergangenen Jahren ist der Energieverbrauch in diesem Bereich zurückgegangen. Steigende Preise für Energie und CO₂-Emissionen werden voraussichtlich zu einer allmählichen Verlagerung der standardisierten Produktion großer Mengen einfacher und homogener Produkte – soweit dies aufgrund der Transportentfernungen wirtschaftlich ist – in Länder mit geringeren Energiekosten führen, während die Produktion von Spezialprodukten in Ländern mit hohen Energie- und CO₂-Preisen eher wettbewerbsfähig bleibt (hier ist „know-how“ ein wichtiger Inputfaktor) und die Gefahr von Verlagerungen geringer ist.

Die Einsparpotenziale im Bereich der Grundstoffchemie werden kontrovers diskutiert; gesicherte unabhängige Informationen sind kaum verfügbar. Daher werden für diesen Wirtschaftszweig die (maximal ausschöpfbaren) Potenziale eher konservativ angesetzt, obgleich die wirtschaftlichen Potenziale teilweise höher eingeschätzt werden.

In der Grundstoffchemie wird mittelfristig bis 2020 mit abnehmenden Zuwachsraten der Energieeffizienz gerechnet, da die noch vorhandenen Effizienzpotenziale im Zeitverlauf mit ihrer Ausschöpfung abnehmen. So kann für diesen Zeitraum mit einer Verbesserung der spezifischen Energieeffizienz von 2-3% gegenüber dem Durchschnitt der heutigen Anlagen gerechnet werden. Technische Verbesserungen, welche neue Produktionsverfahren und organisatorische Optimierungen einschließen, tragen zur Realisierung von zusätzlichen Energieeinsparpotenzialen bei. Eine besondere Rolle spielen energieeffizientere Querschnittstechnologien, welche den Brennstoffbedarf durch Wärmerückgewinnung, in vereinzelt Fällen auch durch KWK-Anlagen oder Fortschritte in der Mikroelektronik und verfeinerte Sensoren reduzieren. Energieeffiziente Querschnittstechnologien wie kontinuierlich leistungsangepasster Teillastbetrieb von Elektromotoren, variable Drehzahlsteuerung, optimal geregelte Betriebsspannungen oder Frequenzumrichter können zu einem reduzierten Stromverbrauch beitragen. Mittelfristig werden energiesparende biotechnische Produktionsverfahren zunehmend an Bedeutung gewinnen. Branchenspezifische technische Energieeffizienzpotenziale bestehen vor allem im Bereich der Herstellung von organischen und anorganischen Grundstoffen; nach Einschätzung des Branchenverbandes sind die derzeit wirtschaftlichen Potenziale weitestgehend ausgeschöpft.

Abb. 11: Spezifische Energieverbräuche in der Grundstoffchemie in den Szenarien, indiziert auf 2005



Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006, 2007

Die „beschleunigte Variante“ ist mit der Ölpreisvariante identisch.

Für die sonstige chemische Industrie kann mit einem höheren Energieeinsparpotenzial gegenüber den heutigen Produktionsprozessen gerechnet werden. Aufgrund der Heterogenität dieses Wirtschaftsbereiches wird auf eine Darstellung der Energieeinsparoptionen verzichtet. Insgesamt kann das wirtschaftliche Einsparpotenzial der sonstigen chemischen Industrie auf 10% (verhaltene Szenario) bis 15% (beschleunigtes Szenario) bis 2020 gegenüber durchschnittlichen heutigen Anlagen geschätzt werden.

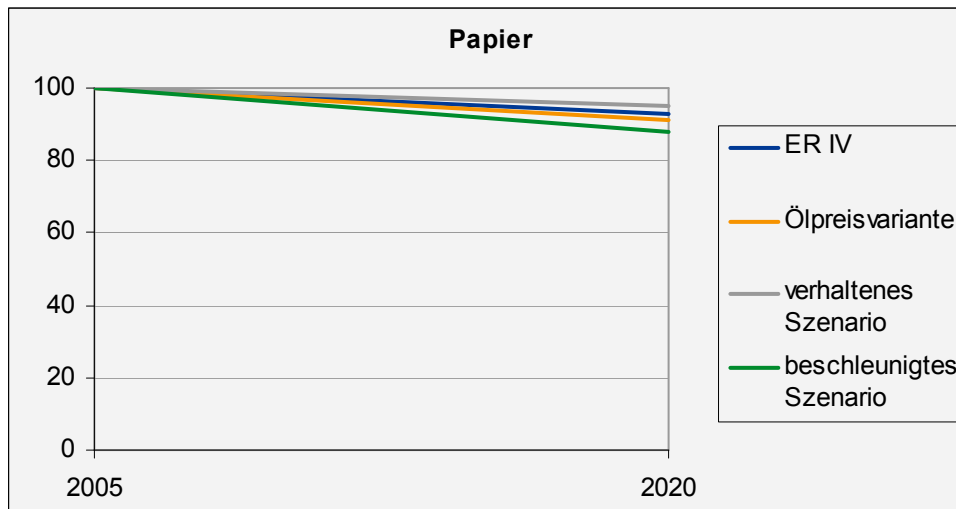
3.3.2.4 Papier- und Zellstoffproduktion

In diesen Wirtschaftszweig fallen unter anderem die Herstellung von Holzstoff, Zellstoff, Papier, Karton und Pappe sowie die Papier-, Karton- und Pappverarbeitung. Besonders energieintensiv ist die Papiererzeugung. In der Vergangenheit konnte ein rückläufiger Energieverbrauch – dies betrifft hauptsächlich den Brennstoffeinsatz – beobachtet werden. Allerdings wurde dies zum Teil auch durch die Substitution von Brennstoff durch Strom erreicht. Steigende Energiepreise können in diesem Wirtschaftsbereich zu Verlagerungen der Massenproduktion führen. Allerdings stellt sich die Frage, inwieweit die Papierindustrie den Trend hin zu elektronischen Papier sowie Spezialprodukten wie beispielsweise Papieren mit aufgedruckten Chips verfolgen wird.

Bis 2020 können bei „verhaltener“ Entwicklung wirtschaftliche Einsparpotenziale von 5%-10% beziehungsweise bei „beschleunigter“ Entwicklung solche von 10%-20% gegenüber dem heutigen Durchschnitt der Anlagen realisiert werden. Besonderer Schwerpunkt wird der Bereich Papiererzeugung mit technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sein. Beispiele sind die effizientere Trocknung von Papier- und Pappe durch die Erhöhung des Papiertrockengehaltes vor Eintritt in die Trockenpartie oder der Einsatz der Impulstrocknung. Weiterhin lässt sich Brennstoff durch eine Umstellung auf eine kontinuierliche Zellstoffkochung und durch die Integration von Zellstoffherzeugung und Papierherstellung einsparen. Eine verbesserte Stromeffizienz kann durch optimierte Krafterzeugung wie neue

Holzschliffverfahren, verbesserte Stoffmahlung und leistungsabhängige Drehzahlregelung von Stoffpumpen oder Motoren erreicht werden. Ebenso trägt ein gesteigerter Altpapieranteil in der Papiererzeugung zu einer höheren Energieeffizienz bei, da hierdurch die energieintensive Zellstoffproduktion zum Teil entfällt.

Abb. 12: Spezifische Energieverbräuche in der Papierproduktion in den Szenarien, indiziert auf 2005



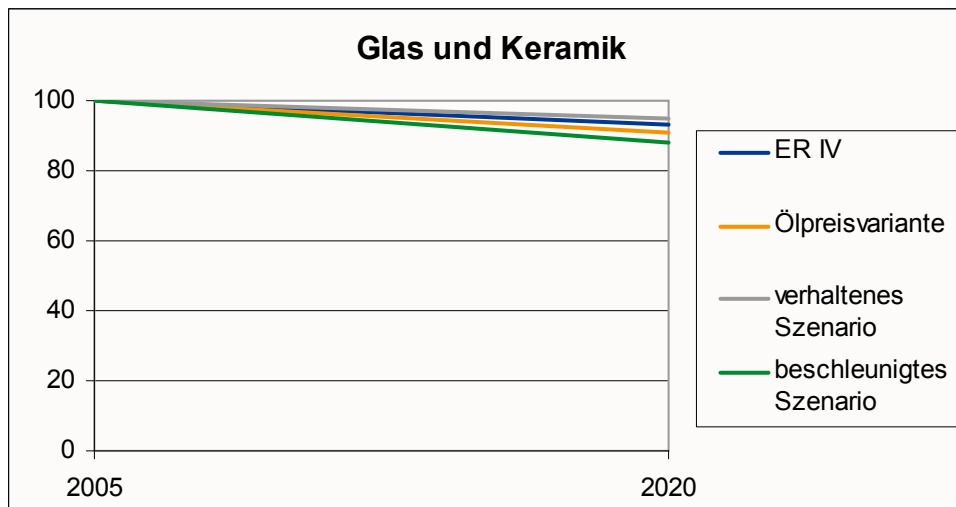
Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006

3.3.2.5 Glas und Keramik

Dieser Wirtschaftszweig umfasst die Herstellung und Verarbeitung von Glas, die Herstellung von keramischen Erzeugnissen (ohne Ziegeleien und Baukeramik) sowie die Herstellung von Wand- und Bodenfliesen. Prozesswärme spielt eine wesentliche Rolle beim Energieverbrauch – so liegt der Anteil der Prozesswärme bei 70% des Brennstoffverbrauchs. Insgesamt ist die Energieintensität in dieser Branche zurückgegangen – dabei ist der spezifische Stromverbrauch leicht gestiegen, während der spezifische Brennstoffverbrauch gesunken ist. Die Gefahr der Verlagerung von Produktionsstätten ins Ausland aufgrund steigender Energiepreise kann aufgrund der Transportkosten – insbesondere bei Keramiken – als eher gering eingeschätzt werden.

Mittelfristig kann mit weiteren Reduktionen beim spezifischen Brennstoffverbrauch gerechnet werden. Allerdings werden die relativen Veränderungen niedriger als in der Vergangenheit ausfallen. Bis 2020 kann schätzungsweise ein wirtschaftliches Energieeinsparpotenzial (im spezifischen Verbrauch) von 5%-10% (verhaltene Technologieentwicklung) bis 10%-15% (beschleunigte Technologieentwicklung) gegenüber den heutigen Anlagen realisiert werden. Besondere Bedeutung für Effizienzsteigerungen wird aufgrund der hohen Temperaturen beim Produktionsprozess der Ofentechnologie beigemessen. Beispielsweise werden in der Glasindustrie 80% des gesamten Energieverbrauchs durch Glasschmelzöfen verursacht. Durch technologische Verbesserungen wie z.B. der Glasschmelzwanne, der Ofenisolierung, der Brenner (strömungs- und verbrennungstechnische Optimierung) und konsequente Abwärmenutzung können noch Einsparungen realisiert werden. Die zunehmende Verwendung von Altglas als Rohstoff (ggf. Aufkommensbeschränkungen) wirkt sich ebenfalls mindernd auf den Energieverbrauch aus.

Abb. 13: Spezifische Energieverbräuche in der Glas- und Keramikproduktion in den Szenarien, indiziert auf 2005



Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006

3.3.3 Fazit

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Energieeffizienz in den betrachteten Wirtschaftszweigen in Deutschland auch in Zukunft zunehmen wird. Hierzu tragen die Einführung und Verbreitung sowohl von branchenspezifischen energieeffizienten Technologien als auch von Querschnittstechnologien bei. Im Energiemix wird Strom zu Lasten der Brennstoffe in allen Branchen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Bis 2020 ist mit einer verlangsamten Zunahme der Energieeffizienz zu rechnen. Hierfür spricht, dass in diesem Zeitraum nicht in großem Umfang mit dem Einsatz neuer Produktionstechnologien wie der Bio- oder Nanotechnik gerechnet wird – somit nehmen die verbleibenden realisierbaren technischen Einsparpotenziale im Zeitverlauf ab. Mittelfristig wird diesen Technologien allerdings ein nicht zu unterschätzendes Potenzial zugeschrieben, so dass je nach Rahmenbedingungen auch wieder eine Beschleunigung der Zunahme der Effizienz denkbar ist. Tab. 6 stellt die geschätzten wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale bis 2020 bei „verhaltener“ und „beschleunigter“ Technologieentwicklung gegenüber dem heutigen Stand der Technik zusammenfassend dar. Einsparpotenziale bezeichnen in der Tabelle die relativen Verringerungen der spezifischen Energieverbräuche je Produktionseinheit. Bezogen auf die wertmäßigen Einheiten können die Einsparungen deutlich größer sein.

In der folgenden Tabelle sind die Daten der vorangegangenen Grafiken zusammengefasst. Für die Querschnittstechnologien werden die konservativ über die Kohorten gemittelten Potenziale aus Prognos (2007 c) in der letzten Spalte dargestellt. Diese sind nicht additiv zu sehen, sondern sind Teil der in den Wirtschaftszweigen erreichbaren Einsparungen.

Tab. 6: Wirtschaftliche Energieeffizienzpotenziale (Verringerung spezifischer Energieverbräuche gegenüber dem heutigen technischen Durchschnitt) ausgewählter Wirtschaftszweige und Querschnittstechnologien

Wirtschaftszweig	Einsparpotenzial bis 2020			
	Verhaltene Entwicklung	ER IV	Ölpreisvariante	Beschleunigte Entwicklung
<i>Metallerzeugung</i>	5%	7%	9%	10%
<i>Grundstoffchemie</i>	2%	3%	3%	3%
<i>Sonstige chemische Industrie</i>	10%	13%	15%	15%
<i>Papiergewerbe</i>	5%	7%	9%	12%
<i>Glas und Keramik</i>	5%	7%	9%	12%
Querschnittstechnologien				
<i>Elektrische Antriebe</i>				35 %
<i>Thermische Prozesse über 500 °C</i>				13 %
<i>Trocknungsprozesse und sonstige thermische Prozesse unter 200 °C</i>				8-13 %
<i>Beleuchtung</i>				50 %; hohe Umsetzungshemmnisse
<i>Prozess- und Systemoptimierung</i>				22 %

Quelle: Energiereport IV und die dort verwendeten Quellen; Prognos 2007c und dort verwendete Literatur; eigene Schätzungen

3.3.4 Erschließung der Potenziale

Im Projekt 18/06 „**Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen**“ werden technische und wirtschaftliche Potenziale für zahlreiche Branchen und Verbrauchszwecke ermittelt, die Umsetzungshemmnisse aufgeführt und Instrumente zu Umsetzung der Potenziale vorgeschlagen. Nach Prognos (2007c) bestehen bei der Umsetzung eines Paket von 17 Maßnahmen in den folgenden Bereichen:

- Rückgewinnung mechanischer Prozessenergie
- Regulierung – Anpassung an tatsächlichen Bedarf (vor allem bei Elektromotoren)
- Wirkungsgradverbesserungen bei typischen Arbeitsmaschinen (Pumpen, Ventilatoren, Kompressoren usw.)

-
- Vermeidung von Überdimensionierungen von Motoren und Antriebsmaschinen, Aufteilung der Gesamtlast in Grund- und Spitzenlast über parallele kleinere Motoren (etwa bei Pumpen) usw.
 - Ersatz von Elektromotoren mit schlechten Wirkungsgraden durch effiziente Motoren
 - Minimierung der mechanischen Verluste im System, intensivere Wartung
 - Wirkungsgradverbesserungen bei der Kraftübertragung (Riemen, Getriebe)
 - Galvanische Prozesse: Es gibt eine Vielzahl von galvanischen Prozessen; die energetisch wichtigsten sind die Primäraluminiumerzeugung und die Chlorproduktion. Im Ersten Fall wird eine Verbesserung der Elektrolyseverfahren angenommen, im zweiten Fall zusätzlich ein Teilwechsel auf Membranverfahren
 - Effiziente Beleuchtung: Soweit möglich und sinnvoll Substitution von Glüh- und Leuchtstofflampen durch Kompaktleuchtstofflampen und Substitution von Halogenlampen durch Leuchtdioden (u.a.), vermehrte Tageslichtnutzung, Verwendung von Reflektorleuchten u.a. sowie verbesserte Steuerung und Regelung (Randzonenmanagement, Präsenzdetektion u.a.)
 - Thermische Prozesse (Hochtemperatur): Spezifische Verbesserungen bei der Herstellung und Verarbeitung von zahlreichen Grundstoffen und Grundprodukten bei Temperaturen über 500° C
 - Verbesserung von Brennprozessen in der Investitionsgüterindustrie bei Temperaturen über 500° C
 - Optimierung thermischer Prozesse zwischen 200 und 500 °C: Einbau besserer Öfen, Wärmerückgewinnung, Reduktion der Abgasverluste, zum Teil neue Prozessdesigns
 - Thermische Prozesse bis 200° C: Trocknungsprozesse verbraucht. Zusammen mit den bei der Maßnahme "Sonstige thermische Prozesse" berücksichtigten Energieverbräuchen werden insgesamt rund 300 PJ für die Trocknung aufgewandt. Der größte Verbraucher ist die Papierindustrie. Die Sparpotenziale kreisen um eine Vielzahl von Verbesserungsmöglichkeiten: Einsatz verbesserter oder angepassterer Trocknertechnologien, mechanische Vorentwässerung, Verbesserung der Prozessteuerung, Absenkung der Arbeitstemperaturen, Kompartimentierung von Trocknern, Verbesserung der Abwärmenutzung, Einsatz von Niedrigtemperatur-Abwärme aus KWK-Anlagen u.a.
 - Restkategorie sonstige thermische Prozesse
 - Raumwärme: Typische Komponenten sind: Wärmedämmung, Verbesserung der Haustechnikanlagen, Brennwertkessel, Wärmerückgewinnung, Einsatz von Wärmepumpen, bedarfsgerechte Steuerung, Temperaturabsenkung u.a.
 - Prozessoptimierung: Die Maßnahme bezweckt die energetische Optimierung von ganzen Prozessen und Systemen (z.B. Optimierung der Energieversorgung, Dimensionierung von Ventilationssystemen und Druckluftsystemen, Vermeidung von Leckagen, Kaskadennutzung von Wärme usw.).

-
- **Biotechnologie:** Führen von Prozessen bei Normalbedingungen durch biotechnologische Verfahren in der chemischen Industrie (vor allem Pharma und Spezialitätenchemie, "rote" Biotechnologie) und andern Industriezweigen ("weisse" Biotechnologie)

ohne Überschneidung technische Potenziale von ca. 623 PJ (25 % vom IST-Verbrauch in 2002), von denen etwa die Hälfte, 352 PJ, ca. 14 % vom IST-Verbrauch als wirtschaftlich eingestuft werden. Diese Potenziale können jedoch nicht vollständig über die Mechanismen des normalen Marktes erschlossen werden. Typische Hemmnisse bei der Umsetzung lassen sich stichwortartig wie folgt kategorisieren:

Informationelle Hemmnisse

Informationsdefizite gehören mit zu den Hauptursachen für nicht realisierte Energieeffizienzmaßnahmen (Basics 2006, FHG ISI 2003, KfW 2005). Diese treten auf der Unternehmensseite, auf Experten-Niveau und bei Konstrukteuren auf.

Rechtliche Hemmnisse

Die rechtlichen Hemmnisse lassen sich grob in zwei Kategorien aufteilen: Staatliche Vorgaben/Vorschriften einerseits und Verträge/Abmachungen mit Dritten andererseits.

Finanzielle Hemmnisse

Die Hemmnisse bei der Finanzierung von Energiesparmaßnahmen sind nach unserer Einschätzung die wichtigsten. Sie können mit den Stichworten Opportunitätskosten, Transaktionskosten, restriktive Pay-Back-Vorgaben sowie geringe Bedeutung der Energiekosten charakterisiert werden.

Organisatorische Hemmnisse

- Keine Störung / Beeinträchtigung laufender Prozesse
- Man kauft Anlagen, nicht einzelne energieverbrauchende Komponenten
- Geteilte oder unklare Verantwortlichkeiten

Akteursbezogene Hemmnisse

- Zeit- und Motivationsdefizite (insbesondere in Zeiten der konjunkturellen Erholung)
- Unternehmenskultur – vom wem wird das Thema verantwortlich vertreten?
- Unattraktivität von Einsparmassnahmen unter Imagegesichtspunkten

Hinzu kommt in einzelnen Branchen eine starke Heterogenität der Betriebsstätten, so dass sich keine einfachen und leicht übertragbaren Instrumente finden lassen. Die Instrumente sind individuell und tendenziell arbeits- und personalintensiv. Zu typischen Instrumenten, denen gewisse Erfolgsaussichten zugeschrieben werden, gehören

- gezielte Beratungsangebote auf der technischen Ebene
- Betriebsaudits, verbunden mit Benchmarkings
- Infokampagnen / Schulung von Vertriebsingenieuren technischer Anlagen

Bei Querschnittstechnologien sind ggf. internationale Vereinbarungen erforderlich, da die entsprechenden Geräte integrierte Bestandteile von Produktionsanlagen sind wie z.B. Begrenzung spezifischer Leistungsaufnahme von Motoren oder effiziente Pumpen.

3.4 ENERGIETECHNOLOGIEENTWICKLUNGEN IM SEKTOR PRIVATE HAUSHALTE

3.4.1 Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte

Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte lässt sich in die folgenden Anwendungsbereiche einteilen:

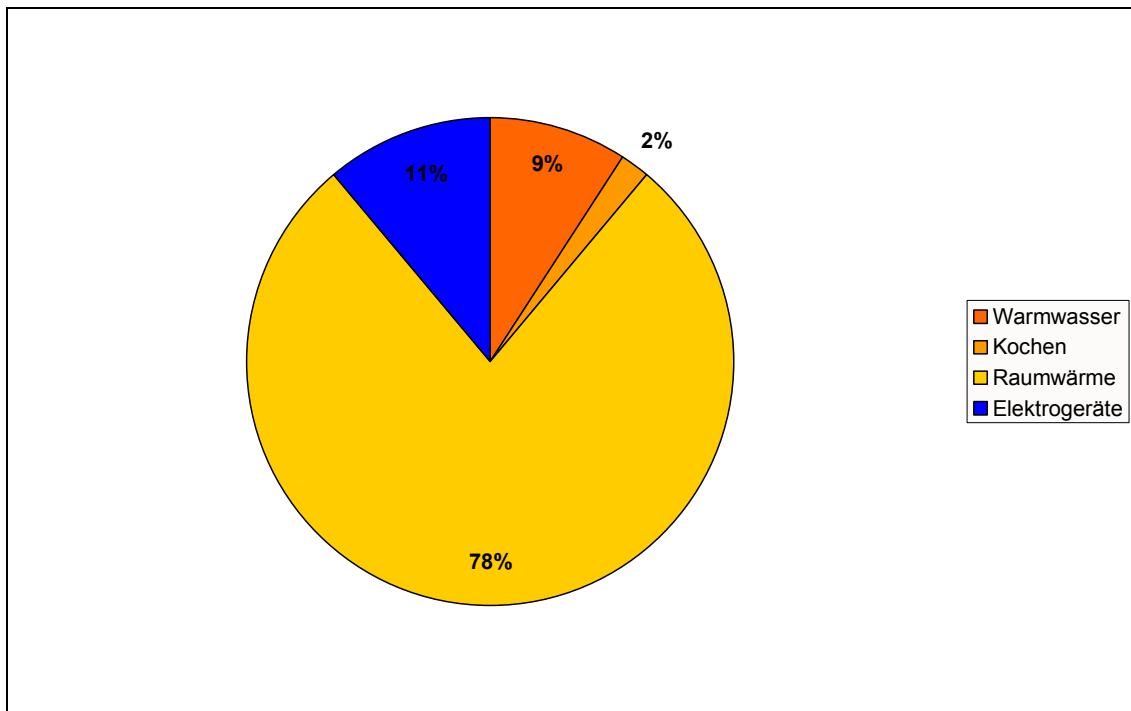
- Raumwärme,
- Warmwasser,
- Kochen und
- Elektrogeräte (hierunter fallen u.a. auch Beleuchtung oder Gebäudeklimatisierung).

Die Verbrauchsschwerpunkte sind von Land zu Land unterschiedlich. Während in kalten und gemäßigten Zonen die Raumwärme den Endenergieverbrauch bestimmt, liegt der Verbrauchsschwerpunkt in warmen Ländern eher im Bereich der Elektrogeräte, da hier die Gebäudeklimatisierung dominiert. Auch können länderspezifische Verhaltensmuster und Gewohnheiten zu einer unterschiedlichen Gewichtung der Verbrauchsschwerpunkte führen. Des Weiteren kann der Grad an Energieeffizienz im Haushaltsbereich von Land zu Land variieren. So weist der Bestand an Kühl- und Gefriergeräten beispielsweise in den nordeuropäischen Ländern eine höhere durchschnittliche Stromeffizienz auf als der Bestand an solchen Geräten in südeuropäischen Ländern (Michelsen, 2005).

In Deutschland verteilte sich der Energieverbrauch der privaten Haushalte im Jahr 2002 zu 82% auf Brennstoffe und zu 18% auf Strom. Brennstoffe wurden ausschließlich zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie zum Kochen verwendet. Den höchsten Anteil am gesamten Energieverbrauch wiesen Einfamilienhäuser – gefolgt von Zweifamilien- und kleinen Mehrfamilienhäusern – auf. Die Raumwärme stellte mit 78% den Anwendungsbereich mit dem höchsten Energieverbrauch dar. Warmwassererzeugung mit 9% sowie Elektrogeräte mit 11% wiesen einen weiteren Verbrauchsschwerpunkt auf. Abb. 14 stellt die Verteilung des gesamten Energieverbrauchs auf die einzelnen Anwendungsbereiche dar.

Aufgrund der Verteilung der Verbrauchsschwerpunkte soll im Folgenden kurz auf zukünftige Technologiepfade eingegangen werden, welche den Energiebedarf zur Raumwärmeerzeugung und den Verbrauch der Elektrogeräte beeinflussen. Soweit nicht anders gekennzeichnet, beziehen sich diese Angaben auf den Energiereport IV und die Ölpreisvariante (EWI/Prognos 2005, 2006).

Abb. 14: Verteilung des Endenergieverbrauchs auf einzelne Anwendungsgebiete



(Quelle: EWI/Prognos 2005)

3.4.2 Technologien im Raumwärmebereich

Derzeit beträgt der Endenergieverbrauch für Heizungsenergie pro m² Energiebezugsfläche im Mittel rund 180 kWh pro Jahr.

Dieser Verbrauchskennwert wird beeinflusst durch:

- die energetische Qualität der Wohngebäude,
- die Qualität der Heizungsanlage und
- das Nutzerverhalten.

Durch Altbausanierungsmaßnahmen, wie eine effiziente Dämmung der Außenhülle des Gebäudes oder den Austausch von Fenstern kann der Verbrauch an Heizenergie reduziert werden. Ebenso führt der Austausch einer älteren Heizungsanlage gegen eine effiziente Anlage zu einem geringeren spezifischen Energieverbrauch. Im Neubaubereich können durch Anwendung des Niedrig-, Passiv- oder Nullenergiestandards heute Wohngebäude mit einem Heizenergiebedarf von 120 kWh/m² (Niedrigenergiehaus), bis zu 15 kWh/m² (Passivhaus) oder gar nahezu 0 kWh/m² errichtet werden.

Bis zum Jahr 2030 wird der mittlere, spezifische Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestands weiter absinken. Dies wird durch Sanierungen des Altbestandes, den Austausch von Heizungsanlagen sowie durch effizientere Neubauten erreicht werden. Hier ist durch die Wärmeschutzverordnung und ihre Weiterentwicklungen EnEV, technischen Fortschritt und Marktentwicklung eine stetige Entwicklung zu mehr Effizienz in den Standards angestoßen worden. Allerdings ist insbesondere der Gebäudebestand „energetisch träge“, d.h. die Durchdringung besserer Effizienzstandards über Sanierungen verläuft aufgrund der langen Lebensdauer von Gebäuden und Bauteilen sowie langen Sanierungszyklen langsam. Bei weitem nicht jede Gelegenheit zur energetischen Sanierung wird genutzt, und bei weitem nicht jede

Sanierung verläuft auf energetisch optimalem Standard. Der Energiereport IV unterstellt sukzessive Verschärfungen der Standards der EnEV aufgrund von Klimaschutzzielen: Es wird erwartet, dass der spezifische Heizenergiebedarf im Jahr 2010 bei rund 156 kWh/m², in 2020 bei 128 kWh/m² und im Jahr 2030 bei rund 110 kWh/m² liegen wird. Somit wird sich der mittlere spezifische Heizenergiebedarf bis 2030 um knapp 40% gegenüber 2002 verringern. Die Ölpreisvariante weicht davon nur geringfügig nach unten ab.

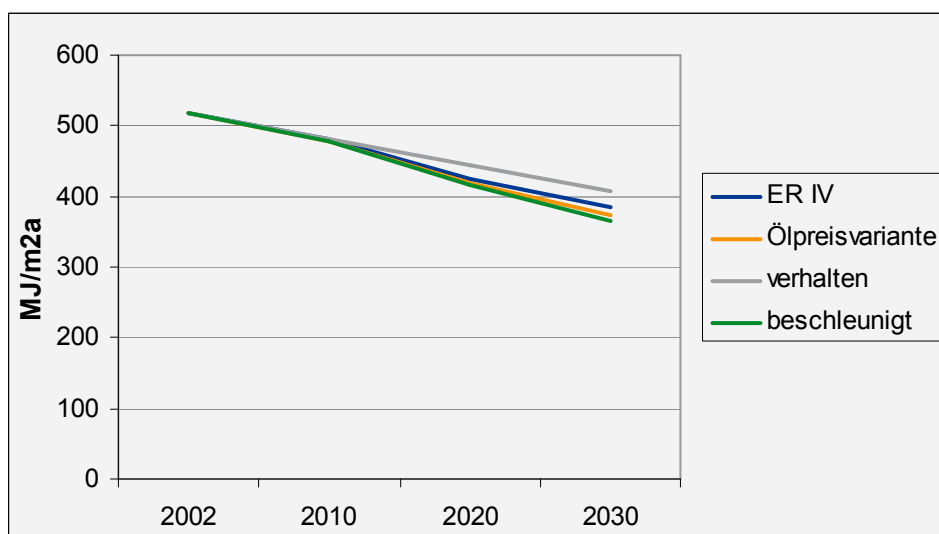
Für die in diesem Projekt entwickelten Szenarien wird zur Erreichung der Kyoto-Ziele bis 2010 von der Entwicklung des Energiereports ausgegangen; danach wird für die „verhaltene“ Variante (ohne zusätzliche Verschärfung von Klimazielen) eine lineare Fortschreibung des Trends bis 2010 angenommen. In der „beschleunigten“ Variante wird von einer gegenüber der Energiereport IV leicht beschleunigten Durchdringung (z.B. angeregt durch Transaktionsinstrumente, Effizienzkampagnen etc.) der Standards (vor allem im Sanierungsbereich) ausgegangen (Tab. 7, Abb. 15).

Tab. 7: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Heizenergiebedarfs in Wohngebäuden in den verschiedenen Szenarien, in MJ/m²a

Szenario	2002	2010	2020	2030
ER IV	518	481	425	385
Ölpreisvariante	518	478	419	375
verhalten	518	481	444	407
beschleunigt	518	478	415	365

Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006/07

Abb. 15: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Heizenergiebedarfs in Wohngebäuden in den verschiedenen Szenarien, in MJ/m²a



Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006/07

3.4.3 Technologien im Elektrogerätebereich

Elektrogeräte finden im Haushaltsbereich zahlreiche heterogene Anwendungen, beispielsweise in Form von Kühl- und Gefriergeräten, in der Unterhaltungselektronik oder als Leuchtmittel. Allgemein ist davon auszugehen, dass die durchschnittliche Energieeffizienz im Elektrogerätebereich bis 2030 weiter zunehmen wird. Die „Weiße Ware“ (Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Geschirrspüler, etc), Beleuchtung und Fernsehgeräte werden hierzu besonders beitragen, während bei kleineren Elektrogeräten wie Staubsaugern oder elektrischen Küchengeräten nur eine geringe Steigerung der Energieeffizienz zu erwarten ist.

Die Effizienzeffekte werden allerdings gerade im Bereich der Informations- und Kommunikationselektronik durch wachsende Ausstattungsgrade abgeschwächt oder kompensiert.

3.4.4 Hemmung und Erschließung der Potenziale

Im Raumwärmebereich sind die theoretischen und technischen Potenziale sehr hoch – theoretisch und technisch lässt sich bei fast allen Gebäude der Raumwärmebedarf durch energetische Sanierung nahezu auf Null reduzieren. Die wirtschaftlichen und umsetzbaren Potenziale sind gegenüber diesen eher theoretischen und grundsätzlichen Überlegungen jedoch deutlich geringer. Der Gebäudebestand ist aufgrund seiner Langlebigkeit träge, es werden jährlich nur geringe Prozentsätze (maximal ca. 2 %) saniert; ein nochmals geringerer Anteil davon energetisch. Die Erschließung der Potenziale wird durch zahlreiche Hemmnisse behindert, über die ausführliche Literatur existiert, die u.a. in Prognos (2007c) referiert ist. Diese sollen an dieser Stelle nur kurz stichwortartig genannt werden:

- Das *Investor-Nutzer-Dilemma* macht volkswirtschaftlich attraktive Potenziale (Einsparkosten geringer als Vollkosten der Wärmeherzeugung) für die Investoren betriebswirtschaftlich unattraktiv.
- *Informationsdefizite und Zeitfenster*: Der Zeitpunkt für eine energetische Sanierung ist i.a. der Eigentumsübergang. Zu diesem Zeitpunkt müssen sowohl Investor als auch Umsetzer über detaillierte technisch-wirtschaftliche Informationen sowie Sanierungspläne verfügen. Mit suboptimalen Sanierungen oder Investitionsentscheidungen werden aufgrund der langen Lebensdauer von Gebäuden, Heizungsanlagen und Elektrogroßgeräten auf lange Zeit Chancen verpasst.
- Im Gerätebereich sind die technisch möglichen (Strom-) Sparpotenziale einerseits aufgrund der langen Lebensdauer der Geräte gebunden, andererseits sind die Einflussmöglichkeiten von Konsumenten gering; viel eher geht es um Industriestandards (z.B. Einbau von „alles-aus-Schaltern“ oder Reduktion von Standby-Verbräuchen).

Zur Adressierung dieser Hemmnisse sind im Grundsatz Instrumente aus allen Instrumentenklassen geeignet, aber jeweils mit spezifischen Vor- und Nachteilen verbunden. Idealerweise ist eine Strategie zu wählen, die verschiedene Instrumente ergänzt:

- Förderinstrumente z.B. in Form von Investitionskostenzuschüssen, günstigen Krediten, an Standards gebundene Steuererleichterungen

rungen etc. Mit den Programmen der KfW existieren hier offensichtlich gut funktionierende Instrumente. Diese werden gelegentlich durch Zuschussprogramme der Länder oder Kommunen ergänzt.

- Information und qualifizierte Beratung, nach Möglichkeit mit einigen obligatorischen Elementen (Energieausweis als Instrument zur Qualitätsbestimmung beim Eigentumsübergang und bei Mietverträgen); dieses Thema wird mit dem Angebot der Gebäudeenergieberatungen bereits adressiert.
- Ordnungsrecht.
- Anpassung des Rechtsrahmens (z.B. Mietrecht), um das Investor-Nutzer-Dilemma zu adressieren.
- Förderliche Rahmenbedingungen für Einsparcontracting.

3.5 TECHNOLOGIEENTWICKLUNG IM STRAßENVERKEHR

In den letzten Jahren werden bei PKW und LKW weltweit verstärkte Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz unternommen (Hybridantriebe in allen Fahrzeugklassen, Optimierungen über den gesamten Antriebsstrang, Fahrerassistenzsysteme etc.). In diesem Bereich werden in den für dieses Projekt zu entwickelnden Technologieszenarien etwas optimistischere Entwicklungen unterstellt. Darüber hinaus wird von weiteren Fortschritten in der Verkehrssteuerung ausgegangen.

Für das „optimistische“ Technologieszenario wird angenommen, dass der Trend zur Übermotorisierung sich abschwächt (bequemere Vans auf der einen Seite und langsames Wachstum im Segment der SUVs auf der anderen Seite)

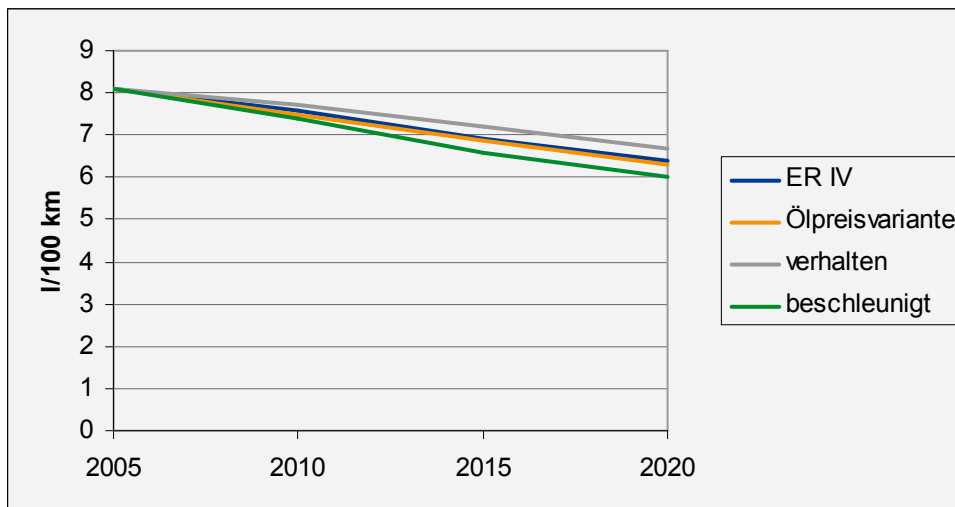
Für neu zugelassene benzinbetriebene PKW wird ein Rückgang des durchschnittlichen Verbrauchs von 7,5 l/100km in 2002 auf 6,4 l/100km („konservativ“: 6,5 l/100km) in 2010, 5,7 l/100km („konservativ“: 5,8 l/100km) in 2020, 5,2 l/100km (konservativ“: 5,3 l/100km) in 2030 unterstellt. Damit wird der durchschnittliche Verbrauch im Fahrzeugbestand 2030 knapp 30% niedriger sein als 2002 (vgl. Tab. 8, Abb. 16).

Tab. 8: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Verbrauchs der Benzinfahrzeuge (PKW-Bestand) in den einzelnen Szenarien, in l/100 km und g CO₂/km

	2005	2020	2020	2020	2020
		ERIV	Ölpreisv.	Verhalten	Beschleunigt
l/100 km	8.1	6.4	6.3	6.7	6.0
g CO ₂ /km	189.5	149.8	147.4	156.8	140.4

Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006/07; eigene Schätzungen

Abb. 16: Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Verbrauchs der Benzinfahrzeuge (PKW-Bestand) in den einzelnen Szenarien

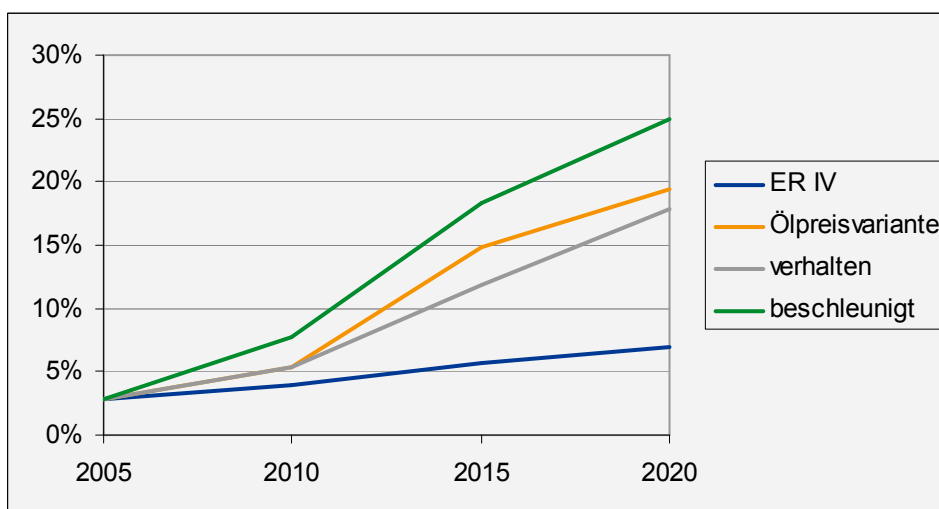


Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006/07, eigene Schätzungen

Für neu zugelassene Diesel-PKW wird folgende Verbrauchsentwicklung angenommen: 2002: 6,4 l/100km, 2010: 5,6 l/100km („konservativ“: ebenfalls 5,6 l/100km), 2020: 5,0 l/100km („konservativ“: ebenfalls 5,0 l/100km), 2030: 4,5 l/100km („konservativ“: ebenfalls 4,5 l/100km). Dies bedeutet für den Bestand an Diesel-PKW gegenüber 2002 einen prozentualen Rückgang des durchschnittlichen Verbrauchs von knapp 25% bis 2030. Für LKW gelten abgeschwächte Annahmen, da hier die Effizienzpotenziale schon weiter ausgeschöpft sind.

In jüngster Vergangenheit zeigt sich ein Trend zum verstärkten Einsatz (und zur Produktion) von alternativen Kraftstoffen (Biofuels, Synfuels), der auch in der Ölpreisvariante angenommen wird, hier hat die Realität den Energiereport IV bereits deutlich „überholt“.

Abb. 17: Entwicklung des Anteils der Biokraftstoffe am Treibstoffverbrauch in den Szenarien



Quelle: EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006; Prognos 2006/07, eigene Schätzungen

Für die beiden Technologieszenarien wird diese Entwicklung gegenüber der Ölpreisvariante einmal etwas verstärkt und einmal etwas abgeschwächt. Im „beschleunigten“ Szenario für Deutschland wird angenommen, dass der absolute Anteil

der Biokraftstoffe bis 2030 gegenüber 2002 gut 18mal so hoch sein wird. In der „verhaltenen“ Variante wird der absolute Anteil der Biokraftstoffe nur gut 5mal (ER IV: 2mal) so hoch wie in 2002 sein (vgl. Abb. 17).

Der Energiereport IV unterstellt bis 2030 einen geringen Anteil an Wasserstoff im motorisierten Verkehr, der in der Ölpreisvariante höher wird. Ähnliche Aussagen gelten für den Erdgaseinsatz (der perspektivisch Anteile von – gereinigtem – Biogas enthalten kann). Das „verhaltene“ Technologieszenario weist hier eine geringere Durchdringung als der ER IV auf, während das „beschleunigte“ Szenario etwa auf dem Niveau der Ölpreisvariante liegt. Bis 2020 werden die Beiträge von Wasserstoff nicht signifikant sein. Sowohl bei der Brennstoffzellenentwicklung für den mobilen Bereich (aufgrund von Problemen im Teillastverhalten und bei der Übergangsstufe auch durch Reformierprobleme) als auch bei der Direktverbrennung von Wasserstoff sind einerseits erhebliche Infrastrukturfragen zu lösen als auch der Zeithorizont für die Entwicklung vom Pilotfahrzeug bis zur Serienreife realistisch zu betrachten.

Langfristig bestehen im Verkehrssektor einerseits zahlreiche technische Effizienzoptionen (Antriebe, Hybridkonzeptionen zur Rückgewinnung mechanischer Bremsenergie, Schmierstoffe, Werkstoffe, Leichtbautechnik etc.) sowie Möglichkeiten, fossile Treibstoffe durch Erneuerbare zu ersetzen. Andererseits sind bei der Verkehrsorganisation, Verkehrsflusssteuerung, Mobilitätsmanagement und Nutzerverhalten erhebliche Potenziale gegeben (vgl. hierzu z.B. Infrac 2007, sowie den Prognos-Arbeitsbericht zur Auswertung der Kompaktdelphi-Befragung).

Bei den Biotreibstoffen tritt unweigerlich das Problem der (weltweiten) Flächenkonkurrenzen mit der Nahrungsmittelkette mit z.T. gravierenden Auswirkungen auf ökonomische und soziale Verhältnisse in den Produzentenländern auf; die möglichen tiefgreifenden Einflüsse auf Biodiversität, Bodenqualitäten und Mikroklimata werden derzeit gerade wissenschaftlich adressiert. Arbeiten z.B. von FAO etc. laufen gerade an. Daher setzen einige große Produzenten, auch Mineralölkonzerne, vor allem auf die sog. Biofuels der 2. Generation (Synthesetreibstoffe), die vor allem auf biogene Rest- und Abfallstoffe eines weiten Bereichs von sowohl zellulose- und zucker- bzw. stärkehaltigen als auch von fett- und ölhaltigen Grundmaterialien zurückgreifen. Die Syntheseverfahren sind als Weiterentwicklungen von Vergasungsverfahren großtechnisch umsetzbar; die Wirtschaftlichkeitsfragen hängen von den konkurrierenden Rohstoffpreisen sowie z.T. internationalen politischen Rahmenbedingungen ab. Die Attraktivität dieser Treibstoffe liegt unter anderem darin begründet, dass sie auf existierende Infrastrukturen zurückgreifen können und auf die vorhandene Verbrennungstechnik (Motoren) hin „designed“ werden können.

Die Ebene Fahrzeugklassen, Antriebssysteme und Verkehrslenkung kann im Grundsatz über sehr unterschiedliche politische und marktliche Mechanismen und Instrumente geregelt werden. Die Nachfrageseite reagiert hier allerdings extrem preisunelastisch, wie u.a. die derzeitige Verbrauchs- und Preisentwicklung zeigt. Im Verbund mit den Marketingmechanismen auf der Anbieterseite macht die ökonomische Rationalität der spezifischen Energieverbräuche und der damit verbundenen laufenden Kosten offenbar nur einen sehr geringen Anteil in den der Entscheidungslogik zugrunde liegenden Treibern aus. Vielmehr muss diese Entscheidungslogik in Verbindung mit den derzeit vorherrschenden Wertesystemen als stark über Impulse der sozialen Hierarchie getrieben gesehen werden. Dieses Dilemma erscheint derzeit ohne Instrumente mit hoher Eingriffstiefe nicht lösbar. Es erscheint derzeit allerdings unwahrscheinlich, dass für solche Instrumente ein Konsens gefunden wird. Das Dilemma wird solange bestehen

bleiben, bis es über sehr hohe Treibstoffpreise, CO₂-Preise oder Verknappungsmechanismen aufgelöst wird.

Hemmnisse bei der Erschließung von Effizienzpotenzialen

Es gibt eine Reihe von Tatbeständen, welche die Realisierung wirtschaftlicher Einsparpotenziale verhindern oder erschweren. Diese lassen sich grob in die Kategorien informatorische, rechtliche, finanztechnische, organisatorische, motivatorische und sonstige Hemmnisse einordnen. Die folgende zusammenfassende Charakterisierung ist Prognos (2007c) entnommen.

Informatorische Hemmnisse: Rahmenbedingungen, bei denen den relevanten Akteuren die Möglichkeiten ihres Handelns nicht bekannt sind und/oder bei denen die Möglichkeiten ihres Handelns eingeengt sind aufgrund mangelnder Schulung oder fehlender Übung. Ein Heizungsinstallateur sollte nicht nur über die Kenntnis verfügen, dass es einen hydraulischen Abgleich gibt, sondern er sollte auch dessen Notwendigkeit erkennen können und über die Fähigkeit verfügen, diesen auch erfolgreich durchzuführen.

Rechtliche Hemmnisse: rechtliche Rahmenbedingungen, welche die Erschließung von Potenzialen verhindern, den Raum der Handlungsmöglichkeiten einengen bzw. die Komplexität aus Sicht der Akteure erhöhen.

Finanztechnische Hemmnisse: zusätzliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen, die die Umsetzung ansonsten wirtschaftlicher Potenziale erschweren, neben den oben definierten Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit können dies Liquiditätsaspekte sein, Budgetrestriktionen, Haushaltsauflagen oder besondere Finanzierungsaspekte sein, wie z. B. ein begrenzter Kreditrahmen oder ein erschwerter Zugang zu günstigen Krediten (Bonität).

Organisatorisch-formale Hemmnisse: organisatorische Rahmenbedingungen, welche die Erschließung von Potenzialen verhindern oder die Komplexität aus Sicht der Akteure erhöhen. Neben der Zahl der beteiligten Akteure ist hier insbesondere das (formale) Verhältnis zueinander bestimmend.

Ein organisatorisch-formales Hemmnis ist z. B. auch die zerfallende Allokation von Aufwand (Transaktion, Investition, Betrieb) und Nutzen (Erlös, Qualität & Komfort) bei unterschiedlichen Akteuren. Ein bekanntes Beispiel ist das Vermieter/Mieter- oder auch **Nutzer/Investor-Dilemma:** Der Vermieter investiert in Energie einsparende Gebäudetechnik, der Mieter profitiert von höherem Komfort und niedrigeren Energiekosten.

In ihrer Auswirkung führen Hemmnisse der unterschiedlichen Stufen von einer leichten Behinderung und damit einer (im besten Falle leichten) Verlangsamung bis hin zur totalen Verhinderung der Potenzialerschließung. In jedem Fall erhöht sich der notwendige Transaktionsaufwand, also der Aufwand, der für die Aktivierung der Potenziale einmalig geleistet werden muss. Dieser erhöhte Transaktionsaufwand führt häufig zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit, bzw. zu einer Einschränkung der für den Markt "leicht" erschließbaren Potenziale.

Die Erschließung technisch-wirtschaftlicher Einsparpotenziale erfordert Handeln auf verschiedenen miteinander verbundenen Ebenen, die von den Sektoren, Akteuren, den konkreten angestrebten Maßnahmen und den jeweiligen Hemmnissen abhängen. Die folgende Tab. 9 zeigt schematisch die Handlungsnotwendigkeiten auf instrumenteller, Maßnahmen- und Akteursebene.

Tab. 9: Maßnahmen, Akteure, Handlungsfelder, Instrumente

POLITIKEBENE		Staat	Wirtschaftsverbände			Verbraucherverbände	
Akteure		EU Bund Länder Gemeinden	Legislative Exekutive Jurisdiktion	Industrie Gewerbe Handel Dienstleistungen	Arbeitgeber Arbeitnehmer	Konsumenten Energieabnehmer Mieter Bedienpersonal Reisende/r	
POLITIKEBENE							
Instrumente		Ordnungsrecht Energieinspar-Verordnung ...	Förderung & Finanzierung KfW Programm Effizienzfonds	Marktinstrument Weisse Zertifikate ...	Fiskalische Instrumente Ökosteuer ...	Forschung 5. EF Programm ...	Information & Bildung Gebäudeausweis Energielabel Energielabel Freiwillige Vereinbarung
Maßnahme		... Niedrigenergiehaus (Neubau) Wärmeschutz im Bestand Markteinführung A++ Geräte Austausch alter Heizkessel ... Energieeffiziente Beschaffung Anreizsysteme in Schulen Mieterinformation ... Energieberatung im Gewerbe Austausch Druckluftsysteme ... Begrenzung Flottenverbrauch Einführung Mautsystem Aufbau einer Infrastruktur Park & Ride Systeme Fahrerbildung ...					
NUTZER- und BEDIENEbene Konsument/in, Mieter/in, Nutzer/in, Eigentümer/in, Fahrer/in, ...							
Verhaltensänderung		Information Motivation Vorschrift Dienststanweisung	Akteur	Eigentümer/in Mieter/in ... Konsument/in Unternehmer/in Angestellte/r ... Ingenieur/Planer Bedienpersonal Reisende/r Fahrer/in			
TECHNISCHE SYSTEMEBENE Anlagen, Geräte, Antriebe, Beleuchtung, Systeme, ...							
Massnahme		Wärmeschutz Solaranlagen Brennwertkessel Wärmepumpen Heizungs-Pumpen ... Energiespareuchten Verlustarme Geräte A++ Geräte ... Effiziente Druckluftsysteme Energiespar. Antriebe ... 3L-Auto Hybrid-Antrieb					

Quelle: Prognos (2007c)

3.6 ZUSAMMENFASSUNG DER EFFIZIENZPOTENZIALE AUF DER NACHFRAGESEITE

Mit den Technologieszenarien wird ein Korridor für die Modellierung festgelegt, der vor allem verhindern soll, dass die technischen Entwicklungen und Möglichkeiten der Reagibilität des Gesamtsystems auf Instrumente eines Klimaregimes überschätzt werden. Sie sind somit als konservative Abschätzung zu verstehen, die die Trägheit des Kapitalstocks abbilden.

Als maximale einsetzbare Steigerung der Energieeffizienz im Szenario „beschleunigte Technologieentwicklung“ werden in den einzelnen Verbrauchsbereichen die folgenden Veränderungen bis 2020 (gegenüber 2002 bzw. 2005) angesetzt (Tab. 10):

Tab. 10: Entwicklung des Spezifischen Energieverbrauchs in bestimmten Verbrauchsbereichen im Szenario „beschleunigte Entwicklung“ bis 2020 gegenüber 2005

Verbrauchsbereich	Relative Veränderung zwischen 2005 und 2020 im Szenario „beschleunigte Technologieentwicklung“
Spezifischer Energieverbrauch Industrie (integriert) je Produktionseinheit	< -14 %
Spezifischer Energieverbrauch Raumwärme	- 30 %
Spezifischer Energieverbrauch der flotte der benzingetriebenen PKW	-25 %
Anteil der Biotreibstoffe an den Treibstoffen	25 %

Es ist unbestritten, dass die technischen Potenziale weitaus höher sind. Um diese zu erschließen, würden aber Instrumente benötigt, die in ihrer Eingriffstiefe über die in den im Folgenden diskutierten Szenarien verwendeten Instrumente (wie CO₂-Preise und – Steuern), implizit verbunden mit funktionierenden Transaktionsinstrumenten, deutlich hinausgehen.

3.7 TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNGSPFADE BEI DER ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG

Im Folgenden werden die technologische Ausgangssituation im Bereich der fossilen Kraftwerkstechnologien und bei den Erneuerbaren Energien zur Elektrizitätserzeugung aufgezeigt sowie die mittelfristigen Entwicklungspotenziale dieser Technologien bis zum Jahr 2030 skizziert. Der technologische Stand wird mit Hilfe des maximal erreichbaren Wirkungsgrads bei der Erzeugung von Elektrizität aus einem anderen Energieträger dargestellt. Der Wirkungsgrad ist hierbei als das Verhältnis von Stromerzeugung zu Brennstoffeinsatz definiert. Je höher der Wirkungsgrad einer Kraftwerkstechnologie, desto niedriger sind die entstehenden CO₂-Emissionen bei der Elektrizitätserzeugung.

Hierbei werden für unterschiedliche Technologien die nach dem neusten Stand der Technik maximal erreichbaren Wirkungsgrade sowie die durchschnittlichen Wirkungsgrade in ausgewählten Ländern aufgezeigt. Für diesen Zweck wird an dieser

Stelle ausführlicher auf die Situation in Deutschland eingegangen. Im Anhang wird die Lage in ausgewählten Ländern dargestellt, die heute wesentliche Treibhausgasemittenten sind oder aufgrund ihrer wirtschaftlichen Entwicklung in Zukunft sein werden.

3.7.1 Fossile Kraftwerkstechnologien

Die Ausgangssituation bei den fossilen Kraftwerkstechnologien ist von Land zu Land verschieden. Während die Wirkungsgrade fossiler Kraftwerke in Industriestaaten relativ hoch sind, liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade in Schwellen- und Entwicklungsländern wesentlich niedriger (vgl. Anhang 8.5.2).

Mittelfristig bestehen bei fossilen Kraftwerken durch technologische Weiterentwicklungen Potenziale zur Steigerung der Wirkungsgrade. Allgemein können bis zum Jahr 2050 in den folgenden Bereichen Verbesserungen erwartet werden (Prognos 2006b):

- Materialentwicklung (Belastung der Turbinen, Wärmeübertragung),
- Einbindung in die Peripherie,
- Höhere Leistungsklasse,
- Reduzierung der Emissionen,
- Kühlung.

Kohlekraftwerke

Kohlekraftwerke werden hauptsächlich zur Erzeugung von Grundlaststrom eingesetzt. Des Weiteren kann die entstehende Abwärme bei entsprechender Nachfrage zur Bereitstellung von Fern- und Nahwärme genutzt werden, was insgesamt zu einem höheren Wirkungsgrad der Kraftwerke führt.

Im Folgenden soll ein kurzer Überblick über die Obergrenze der Wirkungsgrade der derzeit verfügbaren Kohlekraftwerkstechnologien gegeben werden. Diese Angaben basieren auf BMWA (2003), Pfaffenberger und Hille (2004), Decon (2003) und Prognos (2006b). Die gängigste Kraftwerkstechnologie ist das Dampfkraftwerk, welches gegenwärtig einen Wirkungsgrad von 45-47% als Obergrenze aufweist. Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) mit integrierter Kohlevergasung erreicht derzeit einen Wirkungsgrad von 45-48%. Der maximale Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken mit Wirbelschichtfeuerung liegt gegenwärtig bei 40-42%. Eine weitere, allerdings unter heutigen Gesichtspunkten noch nicht marktreife, Technologie stellt das Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit externer Befeuerung dar, das nach derzeitigem Entwicklungsstand einen Wirkungsgrad von 45-47% aufweist. Tab. 11 fasst die hier beschriebenen Kohlekraftwerkstechnologien zusammen.

Tab. 11: Kohlekraftwerkstechnologien und derzeitige Wirkungsgrade

Technologie	Wirkungsgrad, heute
Dampfkraftwerk	45-47%
GuD mit integrierter Kohlevergasung	45-48%
Wirbelschichttechnik	40-42%
GuD mit externer Befeuerung	45-47%

Nach Philibert und Podkanski (2005) liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken in OECD-Ländern bei 36%, in Entwicklungsländern bei rund 30%. Als Folge verursacht die Erzeugung einer Kilowattstunde Kohlestrom in einem Entwicklungsland rund 20% mehr CO₂ als bei Erzeugung in einem OECD Land. Weltweit ist derzeit eine Kapazität von rund 1000 GW in Kohlekraftwerken installiert. Knapp zwei Drittel der Kohlekraftwerke sind älter als 20 Jahre und haben einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 29%. Bei einer durchschnittlichen Lebensdauer von 40 Jahren wird in den kommenden Jahren ein Großteil dieser Kohlekraftwerke ersetzt werden müssen. Nach Graus und Voogt (2005) lag der ungewichtete Durchschnitt des Wirkungsgrades von Kohlekraftwerken für die untersuchten Länder und Regionen (China, Deutschland, Frankreich, Großbritannien und Irland, Indien, Japan, die Nordeuropäischen Länder und die USA) im Jahr 2002 bei 36,2% während der gewichtete Durchschnitt 34,4% betrug.

Somit liegen die heute realisierbaren Wirkungsgrade der hier beschriebenen „best-practice“ Technologien 4 bis 12 Prozentpunkte über dem derzeitigen durchschnittlichen Wirkungsgrad des Kohlekraftwerksparks in OECD-Ländern, in Schwellen- und Entwicklungsländern liegt dieser Abstand bei 10 bis 18 Prozentpunkten.

In Deutschland werden Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke in der Stromerzeugung eingesetzt. Nach Graus und Voogt (2005) lag im Jahr 2002 der durchschnittliche Wirkungsgrad der Kohlekraftwerke in Deutschland bei 36,6%. Der individuelle Wirkungsgrad einer Anlage variiert je nach Kraftwerkstyp, Auslastung und Alter der Anlage. Nach Pfaffenberger und Hille (2004) liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad im Bestand der Dampfkraftwerke bei 38%.

In der Kohleverstromung werden besonders Technologien, die eine effizientere Brennstoffnutzung und geringere CO₂-Emissionen versprechen, mittelfristig die besten Entwicklungschancen haben. Dazu zählen beispielsweise die Druckkohlenstaubfeuerung (DKSF), Gas- und Dampfturbinenkraftwerke mit externer Befeuerung (EFCC) oder die integrierte Kohlevergasung (IGCC). Letzt genannte Technologie bietet sich besonders für die Nutzung in Verbindung mit CO₂-Abscheidungsverfahren an. Deshalb hängt die mittelfristige Entwicklung von IGCC-Kraftwerken stark von der Entwicklung des politischen, wirtschaftlichen und technischen Rahmens der CO₂-Abscheidung ab. Für die Zeit zwischen 2010 und 2015 wird mit dem Bau einer Demonstrationsanlage für diese Kraftwerkstechnologie in Deutschland gerechnet.

Bei Steinkohledampfkraftwerken lässt sich der Wirkungsgrad durch Weiterentwicklungen in den Bereichen Strömungsmechanik, Thermodynamik, Werkstofftechnik (beispielsweise Materialentwicklungen an Kessel und Dampfturbine) sowie durch neue Kohletrocknungsverfahren steigern. Weitere Verbesserungen sind durch eine Erhöhung der Prozessparameter, die Reduzierung der Abgasverluste beim Dampferzeuger und durch optimierte Hochtemperatur-Beschaufelung möglich. So wird mit einem maximalen Wirkungsgrad von 48% in 2020 und über 50% in 2050 gerechnet. Die Kombination mit einer CO₂-Abscheidetechnik würde den Wirkungsgrad reduzieren, für diesen Fall werden im Jahr 2020 rund 41% und in 2050 gut 43% als Obergrenze erwartet (Tab. 12).

Tab. 12: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades von Kohlekraftwerkstechnologien

Technologie	Wirkungsgrad, heute	Wirkungsgrad 2020, erwartet	Wirkungsgrad 2050, erwartet
Dampfkraftwerk	45-47%	48%	+50%
Dampfkraftwerk mit CO ₂ -Abscheidung	-	+/- 41%	+43%

Gas- und Dampfkraftwerke mit integrierter Kohlevergasung können als eine „Entsorgungstechnologie“ betrachtet werden, da sie eine Option zur CO₂-Abscheidung darstellen. Bis 2020 lässt sich der Wirkungsgrad auf 52% steigern und für das Jahr 2050 werden maximale Wirkungsgrade oberhalb von 55% erwartet (vgl. Tab. 13).

Tab. 13: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades von GuD (integrierte Kohlevergasung)

Technologie	Wirkungsgrad, heute	Wirkungsgrad 2020, erwartet	Wirkungsgrad 2050, erwartet
GuD mit integrierter Kohlevergasung	45-48%	52%	+55%

Die Wirbelschichtbefeuerung (WSF) stellt eine neuartige Kraftwerkstechnologie zur Verstromung von Kohle dar. Es wird erwartet, dass der Wirkungsgrad im Jahr 2020 bei atmosphärischer WSF bei 40% und bei druckaufgeladener WSF bei 42% liegen wird. Für das Jahr 2050 wird mit Wirkungsgraden von 48% (atmosphärische WSF) bzw. 53-55% (druckaufgeladene WSF) gerechnet (vgl. Tab. 14).

Tab. 14: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei der Wirbelschichtbefeuerung

Technologie	Wirkungsgrad, heute	Wirkungsgrad 2020, erwartet	Wirkungsgrad 2050, erwartet
Atmosphärische WSF	40%	44%	48%
Druckaufgeladene WSF	42%	47%	53-55%

Die Druckkohlenstaubbefeuerung (DKSF) steckt noch in der Entwicklungsphase und wird voraussichtlich ab 2020 verfügbar sein. Es wird ein maximaler Wirkungsgrad von 48% erwartet, bis 2050 könnte er auf 53-55% ansteigen (vgl. Tab. 15).

Tab. 15: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei der Druckkohlenstaubbefeuerung

Technologie	Wirkungsgrad, heute	Wirkungsgrad 2020, erwartet	Wirkungsgrad 2050, erwartet
GuD mit DKSF	-	48%	53-55%

Auch Gas- und-Dampfkraftwerke mit externer Befeuerung (EFCC) befinden sich derzeit noch in der Entwicklungsphase und dürften nicht vor 2020 marktreif werden. Der maximale Wirkungsgrad wird 2020 bei mindestens 50% gesehen, 2050 bei über 53% (vgl. Tab. 16).

Tab. 16: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades von GuD (mit externer Befeuerung)

Technologie	Wirkungsgrad, heute	Wirkungsgrad 2020, erwartet	Wirkungsgrad 2050, erwartet
GuD mit EFCC	45-47%	>50%	+53%

Gaskraftwerke

Gaskraftwerke können flexibel zur Erzeugung von Grund-, Mittel- und Spitzenlaststrom eingesetzt werden. Die Bereitstellung von Elektrizität im Mittellastbereich stellt den Schwerpunkt dar. Des Weiteren kann die bei der Elektrizitätserzeugung entstehende Abwärme bei entsprechender Nachfrage zur Bereitstellung von Fern- und Nahwärme genutzt werden, was insgesamt zu einem höheren Wirkungsgrad der Kraftwerke führt.

Es gibt im Wesentlichen zwei unterschiedliche Technologien zur Gasverstromung (BMW 2003; Pfaffenberger und Hille 2004, Decon 2003, Prognos 2006b). Gasturbinen werden vorrangig für die Erzeugung von Spitzenlaststrom eingesetzt und weisen derzeit einen Wirkungsgrad von 38% bzw. von 43% bis 44% bei einer Gasturbine mit Zwischenkühlung auf. Der derzeitige Stand der Technik bei Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (so genannte Kombikraftwerke oder GuD-Kraftwerke), welche auch im Mittel- und Grundlastbereich eingesetzt werden, ist bei einem Wirkungsgrad von 58% angesiedelt. Tab. 17 fasst die hier beschriebenen Gaskraftwerkstechnologien zusammen.

Tab. 17: Gaskraftwerkstechnologien und derzeitige Wirkungsgrade

Technologie	Wirkungsgrad, heute
Gasturbine	38% bzw. 43-44% (mit Zwischenkühlung)
Kombikraftwerke	58%

Nach Graus und Voogt (2005) lag der ungewichtete Durchschnitt im Jahr 2002 bei 46%, der gewichtete Durchschnitt der untersuchten Länder und Regionen bei 43,8%.

Gaskraftwerke verwenden überwiegend Erdgas als Brennstoff. Allerdings gewinnt in Deutschland Biogas bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken zunehmend an Bedeutung. Der durchschnittliche Wirkungsgrad eines Gaskraftwerks in Deutschland lag nach Graus und Voogt (2005) im Jahr 2002 bei 39,5%.

Gasturbinen sind eine weitgehend ausgereifte Kraftwerkstechnologie. Für 2020 wird ein maximaler Wirkungsgrad von 39% und für 2050 von 40% erwartet. Bei der Option mit Zwischenkühlung erhöht sich der Wirkungsgrad auf 45% in 2020 und auf 45% in 2050 (Tab. 18).

Tab. 18: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei Gasturbinen

Technologie	Wirkungsgrad, heute	Wirkungsgrad 2020, erwartet	Wirkungsgrad 2050, erwartet
Gasturbine	38%	39%	40%
Gasturbine mit Zwischenkühlung	43-44%	45%	+45%

Der maximal realisierbare Wirkungsgrad von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Kombikraftwerke) kann durch konsequente strömungs- und werkstofftechnische Weiterentwicklung bis 2020 auf 62% beziehungsweise über 65% im Jahr 2050 steigen. Durch den Einsatz von Gasturbinen mit dampfgekühlten Schaufeln ließe sich der Wirkungsgrad um weitere 2 Prozentpunkte erhöhen. Bei Kombikraftwerken mit CO₂-Abscheidung liegt der maximale Wirkungsgrad niedriger, so werden für 2020 rund 56% und für 2050 mindestens 59% erwartet (Tab. 19).

Tab. 19: Zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades bei Kombikraftwerken

Technologie	Wirkungsgrad, heute	Wirkungsgrad 2020, erwartet	Wirkungsgrad 2050, erwartet
Kombikraftwerk	58% (Direktkühlung)	62%	+65%
Kombikraftwerk mit CO ₂ -Abscheidung	-	+/- 56%	+59%

Heizölkraftwerke

Gasturbinen und Kombikraftwerke lassen sich auch mit Heizöl bzw. Diesel befeuern. Solche Kraftwerke werden in den meisten Ländern als Reservekraftwerke vorgehalten und nur bei Bedarf zur Stromerzeugung genutzt. Der Einsatz von Heizöl oder Diesel als Brennstoff mindert den Wirkungsgrad um durchschnittlich einen Prozentpunkt im Vergleich zum Betrieb mit Gas. Neben dem Brennstoff hängt der erzielte Wirkungsgrad von der Auslastung eines Kraftwerks ab – so führt eine niedrigere Auslastung zu einem geringeren Wirkungsgrad. Nach Graus und Voogt (2005) lag im Jahr 2002 der ungewichtete durchschnittliche Wirkungsgrad eines Heizöl- beziehungsweise Diesellokraftwerks in den untersuchten Ländern und Regionen bei 37%, während der gewichtete Durchschnitt bei 38,3% angesiedelt war.

Heizölkraftwerke werden in Deutschland als Reservekraftwerke vorgehalten und sind dementsprechend selten in Betrieb. Deshalb kann der durchschnittliche Wirkungsgrad von Jahr zu Jahr erheblich schwanken. Im Jahr 2002 lag er bei 37,3%, im Jahr 2000 bei nur 22,8% (Graus und Voogt, 2005).

Die technischen Entwicklungspfade bei Heizölkraftwerken verlaufen analog zu denen von Gaskraftwerken. Die maximalen Wirkungsgrade bei der Verwendung von Heizöl als Brennstoff liegen um durchschnittlich 1 Prozentpunkt niedriger als bei der Verwendung von Gas.

3.7.2 Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlenstoffdioxid

Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CCS) bei der fossilen Stromerzeugung sind derzeit noch im Entwicklungs- und Erprobungsstadium (IEA, 2004; IEA, 2006e; Lako, 2006). Vereinzelt wird diese Technologie beispielsweise bei der Förderung von Öl und Erdgas angewendet. Deutsche Stromerzeugungsunternehmen planen derzeit Demonstrationsanlagen zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid bei der Verstromung von Kohle, welche zum Anfang des kommenden Jahrzehnts in Betrieb gehen sollen. Derzeit liegen die Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ bei 50 bis 70 € (Prognos, 2006a).

Unter optimistischen Annahmen könnten CCS-Kraftwerke ab etwa 2020 Marktreife erlangen. Außer von der Lösung technischer Probleme hängt der Einsatz von CCS-Technologien von den Möglichkeiten zur sicheren und langfristigen Speicherung von Kohlenstoffdioxid ab. In diesem Bereich besteht einerseits erheblicher Forschungsbedarf, andererseits die Notwendigkeit zur parallelen Entwicklung eines entsprechenden Rechtsrahmens. Langfristig wird für CCS-Technologien mit CO₂-Vermeidungskosten zwischen 20 bis 35 €/t gerechnet (Prognos, 2006a). Die Energieverluste beim Einsatz von CCS liegen schätzungsweise zwischen 10 und 20%. Pessimistische Schätzungen gehen – vor dem Hintergrund der Speicherproblematik – davon aus, dass die Marktreife dieser Technologie erst weit nach 2020 gegeben sein wird und dass die Kosten weit höher ausfallen können (IEA, 2006e). Realistisch erscheint eine frühe Markteinführung von CCS-Kraftwerken nur dann, wenn eine entsprechende Strategie gemeinsam von Politik und Unternehmen (Anlagenherstellern und -betreibern) verfolgt wird. Von Seiten der Politik sind hierzu verlässlicher Rahmenbedingungen (Klimaschutzziele, Forschungsförderung, Rahmenbedingungen) erforderlich, für die Unternehmen bedeutet es verstärkte F&E-Anstrengungen. Hinzu kommt aufgrund der langen Planungszeiten und Lebensdauern von Kraftwerken eine lange Zeitspanne, bis über Skaleneffekte die standardisierte Umsetzungsreife erreicht ist. Dies kann nur beschleunigt werden, wenn weltweit an der technischen Optimierung, der Umsetzung zahlreicher Pilotprojekte und der verstärkten Markteinführung auch von noch nicht vollständig garantiereifen Anlagen kooperiert wird.

3.7.3 Kernkraft

In Deutschland sind derzeit Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von insgesamt 21'451 MW am Netz. Die gemäß Kernenergiekonsens (Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000) festgelegten und dynamisch angepassten Reststrommengen sind in Abb. 18 dargestellt.

Unter dieser Voraussetzung sowie mit der Annahme hoher Volllaststunden (im Grundlastbereich, ca. 7200 – 7600 h/a) ergibt sich eine von 150 TWh/a sukzessive abnehmende Stromproduktion, bis 2023 Neckarwestheim 2 als letztes Kernkraftwerk vom Netz geht (Abb. 19).

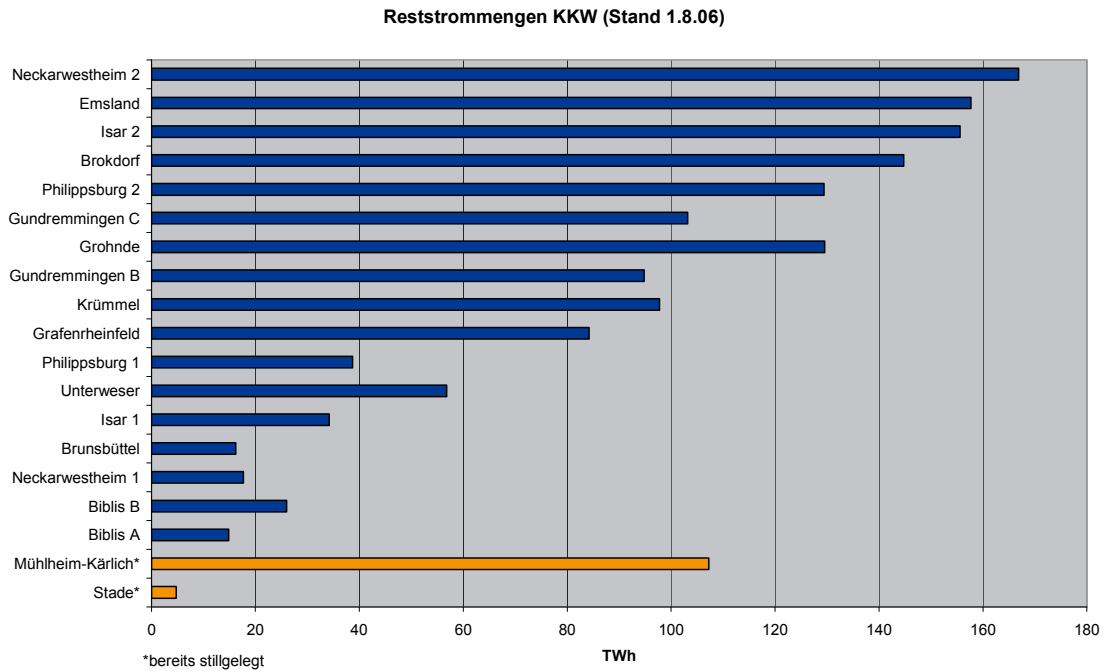
Der Ausstiegsbeschluss sieht keinen Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland vor. Je nach Preisszenario für fossile Energieträger sowie Annahmen über politische Rahmenbedingungen werden die entsprechenden Kapazitäten durch unterschiedliche Zusammensetzungen von Kohle- und Gaskraftwerken sowie durch erneuerbare Energien ersetzt (EWI/Prognos 2005, EWI/Prognos 2006).

Europaweit ähnelt die Situation insofern der deutschen, als – mit einer Ausnahme – der bestehende Park an Kernkraftwerken bereits seit Jahrzehnten besteht und allmählich – ob mit oder ohne Ausstiegsbeschluss – „abaltert“. Neuplanungen von Kernkraftwerken werden zurückhaltend vorgenommen: Finnland ist mit seinem neu geplanten und mittlerweile beauftragten EPR die viel beachtete Ausnahme. In Frankreich wird der Bau neuer Kernkraftwerke ab ca. 2012 – 2015 diskutiert und z.T. konkret geplant. Der Bau von Gaskraftwerken – evtl. auf der Basis von LNG – wird in Frankreich ebenfalls erwogen.

Weltweit wird insbesondere in Indien und China mit dem Bau mehrerer neuer Kernkraftwerke zur Deckung des wachsenden Strombedarfs gerechnet (Streffer et al. 2005, IEA 2006e). Weitere asiatische Länder, darunter Vietnam, Indonesien, Iran und Nordkorea, planen den Einstieg in die Kernenergienutzung (Streffer et al. 2005) und

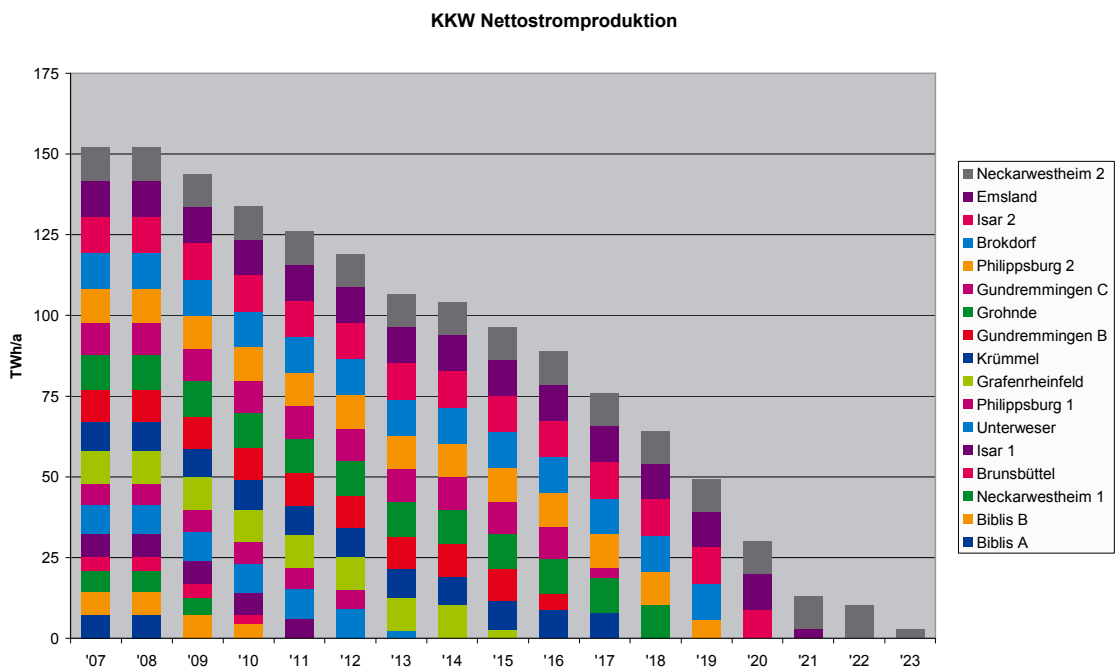
treffen z. T. politisch kontrovers diskutierte und aufmerksam beobachtete Vorbereitungen.

Abb. 18: Reststrommengen der deutschen Kernkraftwerke



Datenquelle: Bundesamt für Strahlenschutz

Abb. 19: Voraussichtliche jährliche Stromproduktion aus bestehenden Kernkraftwerken in Deutschland 2007 - 2023



Datenquelle: Bundesamt für Strahlenschutz, Berechnungen und Grafik: Prognos 2006

Es wird davon ausgegangen, dass die nächsten in Europa in Betrieb genommenen Reaktoren zur Familie der Generation III / III+- Druckwasserreaktoren gehören (European Pressure Reactor, EPR, aus der Klasse der Leichtwasserreaktoren). Bei der Entwicklung dieser Reaktorlinien zum Typ IV sollen insbesondere die Sicherheitseigenschaften so verbessert werden, dass die Wahrscheinlichkeit für Kernschmelzunfälle um mehrere Größenordnungen abnimmt und im Idealfall die Betriebssicherheit technisch inhärent stark verbessert werden kann (Streffler et al. 2005). Die physikalisch inhärente Betriebssicherheit ist jedoch mit uranbasierten Reaktoren dieses Typs nicht zu erreichen, sondern erfordert die Nutzung physikalisch veränderter Funktionsprinzipien (z.B. externe Neutronenbestrahlung zum Auslösen der Kernreaktion). Bei den derzeit laufenden (Forschungs-)Anstrengungen zur Entwicklung solcher Reaktoren wird damit gerechnet, dass etwas ab 2030 Prototypen (Generation IV, andere inhärent sichere Reaktortypen) zur Verfügung stehen. Hierbei soll darauf hingewiesen werden, dass der Begriff der „inhärenten Sicherheit“ nicht eindeutig definiert ist und gelegentlich für die Bezeichnung verschiedener Zusammenhänge und Sachverhalte verwendet wird.

Weltweit wird noch an weiteren Reaktorlinien gearbeitet, die weniger bekannt sind, aber ebenfalls unter sicherheitstechnischen Aspekten interessante Potenziale aufweisen: Zu nennen sind hier insbesondere der in südafrikanisch-amerikanisch-britischer Zusammenarbeit entwickelte Kugelhaufen-Reaktor (pebble bed modular reactor, PBMR), der in russisch-japanisch-französisch-amerikanischer Zusammenarbeit entwickelte unterirdische Hochtemperaturreaktor GT-MHR, der auch zum Abbrand waffenfähigen Plutoniums genutzt werden kann (und von dem eine erhöhte inhärente – technische - Betriebssicherheit erwartet wird) sowie kleinere Hochtemperaturreaktortypen (für einen groben Überblick vgl. PSI 2005).

Angesichts der aktuellen Diskussionen wird es derzeit als wenig wahrscheinlich angesehen, dass in Deutschland in naher Zukunft (bis 2020) neue Kernkraftwerke geplant oder gebaut werden. Eine Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke ist – unter der Voraussetzung, dass die Sicherheitstechnik entsprechend überprüft und bei Notwendigkeit auch in Ertüchtigungen investiert wird – nicht vollständig ausgeschlossen.

Daher wird in der vorliegenden Arbeit in Übereinstimmung mit den Annahmen des Projekts 05/07 (Prognos/EWI 2007) eine Sensitivität untersucht, bei der den in Deutschland noch laufenden Kernkraftwerken pauschal Laufzeitverlängerungen um 20 Jahre (auf bis zu 60 Jahre Betriebszeit) zugestanden werden. Es wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass dann zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit Nachrüstungen erfolgen.

3.7.4 Erneuerbare Energien

Im folgenden Abschnitt wird ein kurzer Überblick über den derzeitigen technologischen Stand und die derzeit sichtbaren Entwicklungsoptionen zur Nutzung ausgewählter Erneuerbarer Energien gegeben. Die Angaben basieren – soweit nicht anders gekennzeichnet – auf PSI (2005).

Wasserkraft

Die Erzeugung von Elektrizität aus Wasserkraft ist eine etablierte und bewährte Form der Stromproduktion. Gegenwärtig liegen die Wirkungsgrade moderner

Kleinturbinen bei 92-93%.¹ Großturbinen weisen nach dem derzeitigen Stand der Technik um 3-4 Prozentpunkte höhere Wirkungsgrade auf. Nach PSI (2005) liegen typische Nutzungsgrade für die Gesamtanlage, bei denen auch Reibungsverluste in Leitungen und Wasserverluste durch Kapazitätsgrenzen berücksichtigt werden, zwischen 70% und 85%. Kleine und alte Anlagen erreichen einen Minimalwert von 60%, bei größeren und moderneren Anlagen ist ein Wirkungsgrad von 90% üblich. Vom Wirkungsgrad allein kann noch nicht auf die mögliche Stromproduktion geschlossen werden, da diese bei natürlichen Gewässern von der Wasserstandsführung über den Jahresverlauf abhängt. Beispielsweise kann bei Niedrigwasser die Turbinenleistung nicht vollständig genutzt werden.

Der heutige technologische Stand bei Wasserkraftwerken gilt als weitgehend ausgereift. Aufgrund dieser Tatsache sind bis 2050 keine signifikanten Verbesserungen bei den Wirkungsgraden von Wasserkraftanlagen zu erwarten. Allgemein werden die Stromgestehungskosten weiter abnehmen – bis 2020 wird die Kostendegression weitgehend abgeschlossen sein, danach werden die Kosten nur noch geringfügig zurückgehen. Die Kosten streuen jedoch sehr stark aufgrund der jeweiligen Einbindungen in die topologischen, klimatischen und ökologischen Gegebenheiten der Standorte.

Windenergie

Diese Technologie wird als marktreif angesehen. Wirkungsgrade von Windkraftanlagen liegen zwischen 20% und 35%, der durchschnittliche Wert wird bei 25% gesehen. In der Praxis hängt der Wirkungsgrad von den Windbedingungen sowie von Bauweise und Einstellung der Anlage ab. Die maximale Nennleistung von Windkraftanlagen liegt derzeit bei 5 MW, wobei allgemein die Leistung von Offshore-Anlagen (bis zu 5 MW) höher als die von Onshore-Anlagen (zwischen 0,6 MW und 3 MW) ist. Bei Onshore-Anlagen können auch grundsätzlich technisch höhere Leistungsklassen zum Einsatz kommen; hier liegen häufig nichttechnische Umsetzungshemmnisse vor. Die durchschnittliche Nennleistung von neu installierten Anlagen liegt derzeit bei etwa 1,5 MW. Weitere Vergrößerungen der Anlagenklassen sind in der Entwicklungsarbeit.

Windkraftanlagen werden als eine weitgehend ausgereifte Technologie angesehen. Deshalb werden für die Zukunft keine Wirkungsgradsteigerungen erwartet. Allerdings wird zukünftig die Größe der neu installierten Anlagen weiter zunehmen – bis 2050 wird mit einer maximalen Nennleistung von 10 MW pro Anlage gerechnet. Die Stromgestehungskosten dürften bis 2010 weiter stark abnehmen, bis 2025 wird sich die Kostenreduktion dann in abgeschwächter Form fortsetzen. Danach wird mit keinen weiteren Reduktionen bei den Stromgestehungskosten gerechnet.

Herausforderungen für die Entwicklungsarbeit liegen in der Netzeinbindung und der Kombination mit geeigneten Speichern, um die stochastisch anfallende Leistung, die insbesondere bei großen Windparks in den kommenden Jahren die Leistung von Großkraftwerken erreicht, im Gesamtsystem stabil zu integrieren.

Biomasse

Gegenwärtig gibt es im Wesentlichen zwei marktreife Technologien für die Verstromung von Biomasse:

¹ In der Energiebilanz wird der Stromerzeugung auf Basis der erneuerbaren Energieträger Wasser, Wind und Sonne definitiv ein Wirkungsgrad von 100 % zugeordnet.

-
- (1) Verbrennung von Holz und holzähnlichen Stoffen in einer Rostbefeuerung, kombiniert mit einem Dampfprozess, und
 - (2) die anaerobe Vergärung von Biomasse zu Biogas und dessen Verstromung in Gasmotoren.

Beide Technologien können sowohl zur reinen Elektrizitätserzeugung als auch zur kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom in KWK-Anlagen eingesetzt werden. Der elektrische Wirkungsgrad einer Biomasseanlage ist aus thermodynamischen Gründen von der Anlagengröße abhängig – so weisen kleinere Anlagen geringere Wirkungsgrade als Großanlagen auf. Beispielsweise liegt der elektrische Wirkungsgrad einer kleinen holzbefeuerten KWK-Anlage bei 10% bis 15% - somit sind solche Anlagen beim derzeitigen Stand der Technik hauptsächlich Wärmelieferanten. Mittels der Holzvergasung lassen sich aktuell in KWK-Anlagen elektrische Wirkungsgrade im Bereich von 25% erzielen.

Bei der Stromerzeugung aus Biomasse werden zukünftig folgende Entwicklungen erwartet:

- Generell ist davon auszugehen, dass bei der Nutzung von Biomasse in KWK-Anlagen die durchschnittliche Anlagengröße abnimmt. Bei reiner Stromerzeugung geht der Trend dagegen zu größeren Anlagen. Die Wirkungsgrade sowohl im KWK-Betrieb wie auch bei der getrennten Stromerzeugung werden steigen.
- In der getrennten Stromerzeugung wird sich die Druckvergasung in Kombination mit einem GuD-Kraftwerk (verfügbar ab 2010) oder einer Brennstoffzelle (verfügbar ab 2020) und elektrischen Wirkungsgraden von über 50% durchsetzen.
- Bei der Stromerzeugung aus nasser Biomasse lassen sich durch den Einsatz von hydrothormaler Vergasung in Kombination mit einem Gasmotor bzw. einer Gasturbine (verfügbar ab 2020) oder einer Brennstoffzelle (verfügbar ab 2030) elektrische Wirkungsgrade zwischen 20% und 30% bzw. 40% und 50% erzielen.

Die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten hängt u.a. von den Beschaffungskosten für Biomasse, der eingesetzten Technologie sowie bei der Erzeugung in KWK-Anlagen vom erzielbaren Wärmeerlös ab.

Photovoltaik

Die Elektrizitätserzeugung in Photovoltaikanlagen wird als eine marktreife Technologie angesehen. Die heutige Obergrenze für den maximalen Wirkungsgrad solcher Anlagen liegt bei 8% bis 16%. Allerdings ist der tatsächliche Wirkungsgrad abhängig von der Verschattung, Sonneneinstrahlung und dem Modultyp.

Es wird erwartet, dass die Wirkungsgrade von PV-Anlagen bis 2020 auf 12-20%, bis 2035 auf 16-24% und bis 2050 auf 20-28% steigen, wenn keine weiteren Durchbrüche bei der Technologieentwicklung stattfinden. Neben der Verbesserung der Wirkungsgrade ist die Reduktion der Stromgestehungskosten Hauptziel der zukünftigen Technologieentwicklung. Hier sind in Zukunft substantielle Fortschritte zu erwarten, die sich im Zeitverlauf abschwächen. Marktgängige Kosten werden – abhängig von den zugrunde liegenden Annahmen – zwischen 2015 und 2020 erreicht.

Neben der in der Herstellung immer noch energieintensiven halbleiterbasierten Photovoltaik wird an „Photovoltaik der zweiten und dritten Generation“ geforscht, die

organochemisch (Farbstoffe) und biologisch basiert ist. Diese scheint aufgrund des geringeren materiellen und energetischen Herstellungsaufwandes das Potenzial geringerer spezifischer Kosten zu beinhalten. Diese Technologien befinden sich jedoch noch in sehr frühen Stadien mit zahlreichen unbekanntem, so dass diese in dieser Arbeit nicht weiter unterstellt werden.

Solarthermische und -chemische Kraftwerke

Solarthermische oder -chemische Anlagen finden im Sonnengürtel der Erde Anwendung, da sie direkte Sonneneinstrahlung benötigen. Teile dieser Technologie (Parabolrinnen) können als marktreif angesehen werden. Dagegen befinden sich Solartürme, Parabolkraftwerke und solarthermische Kraftwerke noch in der Entwicklungs- und Erprobungsphase. Die derzeitige Obergrenze für die Wirkungsgrade solcher Anlagen liegt bei etwa 14% und variiert mit dem Anlagentyp.

Zukünftig werden weitere Verbesserungen bei den Wirkungsgraden, den Speichermöglichkeiten und eine Absenkung der Stromgestehungskosten für diese Technologie erwartet. Es wird damit gerechnet, dass diese Technologie im kommenden Jahrzehnt Marktreife erreichen wird und in Gegenden mit entsprechender Sonneneinstrahlung vermehrt solarthermische Kraftwerke errichtet werden. Darüber hinaus wird erwartet, dass die Größe der Anlagen – je nach Technologie – im Jahr 2020 zwischen 50 MW und 350 MW liegen wird. Eine besondere Bedeutung wird hierbei der Aufbau eines Hochspannungsgleichstromnetzes haben, um Strom über weite Strecken in die Verbrauchszentren transportieren zu können.

Geothermie

Derzeit werden geothermische Anlagen hauptsächlich zur Wärmeengewinnung eingesetzt. Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung sind gegenwärtig noch nicht marktreif – insbesondere die hohen Such- und Erschließungskosten stellen ein Hemmnis dar. Demonstrationsanlagen konnten allerdings zeigen, dass die Stromerzeugung mit geothermischen Anlagen möglich ist.

Die Geothermie wird als eine Technologie gesehen, die langfristig einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung leisten kann. Schätzungen für Deutschland gehen davon aus, dass die Geothermie langfristig rund 1/3 des Strombedarfs decken könnte. Allerdings variiert dieses Potenzial von Region zu Region und ist abhängig von den geologischen Gegebenheiten. Die seismischen Ereignisse vom Dezember 2006 bei der Bohrung in Basel haben gezeigt, dass zur Absicherung noch intensive (interdisziplinäre) Forschungsarbeit geleistet werden muss, um die Wechselwirkungen der Bohrungen sowie der Verfahren mit der Umgebung in seismisch sensiblen Gebieten (die die höchsten Fündigkeitswahrscheinlichkeiten aufweisen) zu verstehen und sicher beherrschen zu lernen.

Wellenkraft

Die Elektrizitätserzeugung aus Wellenkraft steckt derzeit noch im Entwicklungs- und Erprobungsstadium. Gegenwärtig werden Anlagen, welche sich u. a. an der Windkrafttechnologie orientieren, erprobt.

Der Wellenkraft wird eine große Zukunft als Stromerzeugungstechnologie vorhergesagt. Langfristig wird das weltweite Potenzial der Wellenenergie auf 1 TW geschätzt – davon liegen rund 300 GW an Europas Küsten. Allerdings ist bei dieser Technologie mittelfristig gesehen noch viel Entwicklungsarbeit zu leisten.

3.7.5 Fazit

Die durchschnittlichen Wirkungsgrade unterschiedlicher fossiler Kraftwerkstechnologien variieren von Region zu Region. Die effizientesten fossilen Kraftwerke zur Stromerzeugung stehen derzeit in Japan, Großbritannien/Irland sowie den nordeuropäischen Ländern. Der durchschnittliche Wirkungsgrad fossiler Kraftwerkstechnologien in Deutschland liegt im weltweiten Vergleich im Mittelfeld – allerdings streut die Effizienz der einzelnen Anlagen stark. Vergleichsweise ineffiziente Anlagen finden sich vor allem in Ländern wie China und Indien.

Die Wirkungsgrade der fossil befeuerten Kraftwerke werden in den nächsten 20 Jahren weiter steigen (bis auf über 60 % bei Gaskraftwerken, bis auf über 50 % bei Kohlekraftwerken). Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) befinden sich derzeit noch in der Entwicklungsphase und weisen hohe Kosten pro vermiedene Tonne Kohlenstoffdioxid auf. Es wird damit gerechnet, dass die Technologie zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid Marktreife erlangen wird. Allerdings ist selbst bei optimistischen Annahmen nicht vor 2020/2025 mit dem breiten Einsatz von CCS-Kraftwerken zurechnen. Ebenso bestehen Unsicherheiten bezüglich der CO₂-Vermeidungskosten. Schätzungen gehen davon aus, dass diese langfristig zwischen 20 bis 35 €/t Kohlenstoffdioxid liegen werden. Dies ist nur über eine schnelle Umsetzung von Skaleneffekten sowie eine sichere Lösung der Speicherproblematik zu erreichen.

Teilweise haben Erneuerbare Energien wie die Wasserkraft, Windenergie, Biomasse oder Photovoltaik Marktreife erlangt und werden vermehrt zur Stromerzeugung eingesetzt. Andere Technologien wie die Geothermie, solarthermische Kraftwerke oder Wellenkraft befinden sich derzeit noch im Entwicklungs- und Erprobungsstadium. Die Erneuerbaren Energien werden zukünftig stark an Bedeutung für die Strombereitstellung gewinnen. Gerade Technologien wie Offshore-Windkraft, solarthermische Kraftwerke, Geothermie oder Wellenkraft wird das Potenzial zugeschrieben, zukünftig Sprünge in der technologischen Entwicklung zu machen und große Potenziale bei der erneuerbaren Stromerzeugung auch zu wirtschaftlich nicht völlig unrealistischen Kosten erschließbar zu machen.

Die Kernkraft wird zukünftig weltweit voraussichtlich ausgebaut. In näherer Zukunft werden in Europa (Finnland, Frankreich) voraussichtlich Reaktoren des Typs EPR III / III+ gebaut werden; weltweit sind auch andere Reaktorlinien (Hochtemperatur, Schwerwasser) im Einsatz. Für Deutschland wird davon ausgegangen, dass innerhalb des Untersuchungszeitraums keine neuen Kernkraftwerke zugebaut werden. Eine Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke wird als Sensitivität untersucht.

4 MODELLGESTÜTZTE ANALYSE VERSCHIEDENER SZENARIEN

4.1 VORGEHENSWEISE

Die Analyse komplexer energie- und wirtschaftspolitischer Sachverhalte basiert heute wesentlich auf computergestützten Modellen. Dies gilt für die internationalen Analysen des IPCC (2007) ebenso wie für die von Prognos/EWI (2007) für den Energiegipfel erstellten Szenarien, die eine wichtige Grundlage für die energie- und klimapolitischen Eckpunkte von Meseberg gewesen sind. Die Modelle können große Datenmengen schnell verarbeiten und helfen auf diese Weise, die Sachverhalte in einem konsistenten Rahmen zu analysieren. Ein geschlossener Modellrahmen ist wichtig, weil dadurch Effekte vollständig erfasst werden. Üblicherweise wird in diesen Modellen die Szenariotechnik eingesetzt: Ein Referenzszenario, das eine Welt ohne die zu untersuchenden Entwicklungen bzw. Maßnahmen beschreibt, und ein Politik- oder Alternativszenario, das sich an der entsprechenden Stelle vom Referenzszenario unterscheidet. Unterschiedliche Ergebnisse können dann auf die Einführung der Politikmaßnahme bzw. die unterstellten Entwicklungen zurückgeführt werden.

4.1.1 Das Modell GINFORS im Überblick

GINFORS ist ein globales umweltökonomisches Modell mit einer tiefen Länder- und Branchengliederung (vgl. Meyer et al. 2007a und 2007b). Eine ausführliche Modellbeschreibung findet sich im Anhang 8.3. Es unterscheidet sich von den vielfach eingesetzten globalen Modellen auf Basis der GTAP-Daten durch die Voraussetzung der beschränkten Rationalität der Wirtschaftssubjekte und der Zulässigkeit von Marktunvollkommenheiten. Die Preise ergeben sich nicht aus einem Konkurrenzmarktgleichgewicht, sondern aus der Preissetzung der Unternehmen, die vor allem durch die Entwicklung der Stückkosten bestimmt ist. Das Modell beschreibt Gleichgewichte auf den Güter- und Faktormärkten, die aber keine Konkurrenzmärkte, sondern Märkte der Monopolistischen Konkurrenz sind. Eine Ausnahme ist mit den Arbeitsmärkten gegeben, die nicht geräumt sind. Das Modell ist durch die ökonometrische Schätzung seiner Parameter und die Evaluierung in ex-post Prognosen empirisch validiert. Datenbasis sind internationale Statistiken vor allem von OECD, IEA und IWF.

Die Makro-Modelle der einzelnen Länder stellen Modelle der neoklassisch-keynesianischen Synthese dar. Sie enthalten die Zahlungsbilanz, die Endnachfrage, den Arbeitsmarkt und in reduzierter Form den Geldmarkt sowie für einige große Länder auch ein Kontensystem der Einkommensumverteilung.

Für die ökonomisch wichtigsten 22 Länder sind zudem Input-Output-Modelle mit einer Gliederung nach 41 Branchen enthalten. Die Strukturen der nicht-energetischen Inputs sind exogen und können in technologischen Szenarien gestaltet werden, während die Energieinputs endogen sind. Der Vektor der Bruttoproduktion wird unter Vorgabe der Technologie aus der Entwicklung der Endnachfrage und der Importe mit dem Leontief-Mengenmodell berechnet. Die Preise der Sektoren hängen von ihren Stückkosten ab, die sich aus Vorleistungen und Arbeitskosten ermitteln lassen. Die Lohnsätze werden in einem Arbeitsmarktmodell ermittelt, dessen Arbeitsnachfrage sektoral gegliedert ist. Die Input-Output-Modelle und die Makro-Modelle sind vollständig integriert. Dies bedeutet, dass die Wertschöpfung in tiefer sektoraler

Gliederung in den Input-Output-Modellen bestimmt und in aggregierter Form an das Kontensystem weiter gegeben wird. Durch die Modellierung der Einkommensumverteilung lassen sich die verfügbaren Einkommen bestimmen, die neben anderen Größen wichtige Determinanten der Endnachfrage in den Makro-Modellen sind. Die einzelnen Komponenten der Endnachfrage werden dann an das Input-Output-Modell übergeben und dort nach Gütergruppen zerlegt.

Jedes der 50 Ländermodelle verfügt über ein Energiemodell, in dem der Einsatz von Primärenergie, die Energieumwandlung und der Endverbrauch nach 12 Energieträgern erklärt wird. Die Energieendnachfrage wird in tiefer sektoraler Gliederung durch die Produktion der einzelnen Branchen und den relativen Energiepreis der Branche sowie technologische Trends erklärt. Für diejenigen Länder, die nicht über ein Input-Output-Modell verfügen, ersetzen das Bruttoinlandsprodukt die Produktion der einzelnen Branchen und der Deflator des Bruttoinlandsprodukts den Sektorpreis in den sektoralen Energienachfragefunktionen. Die Energieträgerstruktur ist vor allem durch die Preisrelationen der Energieträger bestimmt. Für jeden Primärenergieträger werden ferner Importfunktionen geschätzt. Die Exporte insbesondere von Kohle, Erdöl und Erdgas ergeben sich aus dem Welthandelsmodell. Die Produktion nach Primärenergieträgern kann dann aus der Energiebilanz definitorisch bestimmt werden. Für diejenigen Länder, bei denen im Prognosezeitraum Förderengpässe für die Produktion insbesondere von Öl und Gas zu erwarten sind, werden diese dem System vorgegeben, und die Importe als diejenige Größe verwendet, die die Energiebilanz des Landes ausgleicht. Die CO₂-Emissionen können über feste Emissionsfaktoren aus der Entwicklung des Einsatzes der verschiedenen Primärenergieträger abgeleitet werden.

Der Welthandel und die Zahlungsbilanzen der Länder unter Einschluss der Regionen „OPEC“ und „Rest of the World“ vernetzen die Ländermodelle – bestehend aus Makro-Modell, Energiemodell und sofern vorhanden Input-Output-Modell – untereinander. Das Welthandelsmodell ist nach den 25 Warengruppen der Input-Output-Modelle gegliedert. Die 16 Dienstleistungssektoren der Input-Output-Modelle werden im Welthandel zu einer Gütergruppe „Services“ zusammengefasst. Für jede der insgesamt 26 Gütergruppen und jedes Land liefern die Input-Output-Modelle Importfunktionen, die durch die Inlandsnachfrage und relative Preise getrieben werden. Für diejenigen Länder ohne Input-Output-Modelle werden konstante Güterstrukturen der Importe unterstellt.

Der Welthandel ist bilateral modelliert: Die Anteile der verschiedenen Lieferländer an den Importen einer bestimmten Gütergruppe eines Landes sind variabel und durch die Relation zwischen dem Preis des exportierenden Landes und dem gewichteten Durchschnitt aller anderen Exportpreise dieser Gütergruppe bestimmt. Die Gewichte sind dabei die Anteile, die die einzelnen Lieferländer an den Importen des betrachteten Landes haben. Bei diesem gewichteten Exportpreis handelt es sich also um den Importpreis der Gütergruppe des betrachteten Landes. Multipliziert man den Marktanteil eines Lieferlandes an den Importen einer Gütergruppe mit diesen Importen, dann erhält man den Export der betrachteten Gütergruppe des Lieferlandes an das importierende Land. Zentrales Element des Welthandelsmodells sind die nach Gütergruppen differenzierten preisabhängigen Marktanteile, die ein exportierendes Land an den Importen eines anderen Landes hat.

Durch die Berücksichtigung der Region „Rest of the World“ ist das System geschlossen. Der Weltexport entspricht dem Weltimport. Durch die Koppelung der Zahlungsbilanzen einschließlich der Region „Rest of the World“ ist auch gewährleistet, dass sich global Investition und Ersparnis ausgleichen.

Ökonometrische Schätzung und Technologiebasierung

Die Parameter des Modells sind ökonometrisch über den Zeitraum 1980 bis 2004 geschätzt, wobei nicht bei allen Variablen die Informationen über den vollen Zeitraum zur Verfügung standen. Bei der Erklärung einer Variablen wurden unterschiedliche, miteinander konkurrierende Ansätze getestet und die im Modellzusammenhang jeweils beste Variante verwendet. Da wegen der Größe des Modells und seiner Nichtlinearität nur die Schätzung von Einzelgleichungen möglich ist, wurde in Simulationsrechnungen großer Wert auf die Prüfung der Systemeigenschaften des Modells gelegt, die häufig zu einer Revision der Modellstruktur geführt hat. Das zweistufige Verfahren generiert schließlich ein System, das empirisch validiert ist und zumindest für den Schätzzeitraum eine gute Erklärung der Entwicklung der Weltwirtschaft, des Energieeinsatzes und der CO₂-Emissionen liefert.

Das Modell generiert Strukturwandel, weil die Preisrelationen der Produktionsfaktoren und der Güter die Technologie im Energiebereich verändern. Ferner sind Einkommenseffekte und Trendeinflüsse in den Modellzusammenhängen wirksam. In den Simulationsrechnungen werden die Wirkungen unterschiedlicher Politikmaßnahmen berechnet, die entweder direkte Strukturveränderungen bewirken oder sich indirekt über die Preis- und Einkommensmechanismen auswirken. Aus dieser Perspektive ist das Modell für die anstehenden Simulationsrechnungen geeignet, weil es die beobachtbaren Verhaltensweisen von Produzenten, Investoren und Konsumenten auf unvollkommenen Märkten abbildet und im Ergebnis technologische Änderungen beschreibt.

Nun wird gegenüber ökonometrischen Modellen gelegentlich der Einwand erhoben, dass die für den Beobachtungszeitraum gemessenen Parameterwerte möglicherweise für weit in der Zukunft liegende Simulationszeiträume nicht hinreichend stabil seien, weil es sich ja schließlich nicht um Naturgesetze handle, die hier wirksam seien. Das Argument wird in besonderer Weise betont, wenn die betrachteten Politikmaßnahmen im Beobachtungszeitraum noch nicht existierten oder für die Zukunft in einer Dosierung unterstellt werden, die die historischen Erfahrungen bei weitem übersteigt. Diese Argumente werden sehr ernst genommen, da die Simulationsrechnungen bis zum Jahr 2030 um 26 Jahre über den Beobachtungszeitraum hinausgehen. Ferner wird hier z. B. mit dem Emissionshandel ein Instrument betrachtet, das erst im Jahr 2005 – also nach dem Ende des Beobachtungszeitraums – eingeführt worden ist und sich letztlich immer noch in einer Testphase befindet.

Vor diesem Hintergrund werden die vom Modell erzeugten technologischen Änderungen im Energiebereich mit den Ergebnissen von Bottom-up-Studien der Prognos konfrontiert, die in Kapitel 3 ausführlich dargestellt worden sind. Damit wird das Modell gedanklich mit Leitplanken versehen, die verhindern sollen, dass unplausible technologische Entwicklungen vom Modell generiert werden. Ist dies aber der Fall, dann werden die den Prozess steuernden Parameter des Modells entsprechend angepasst.

Datenbasis des Modells sind überwiegend Statistiken internationaler Organisationen. So stammen die Daten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen von der OECD und wurden um Daten des IWF ergänzt. Die Input-Output-Tabellen wurden in harmonisierter Form von der OECD bereitgestellt. Die Welthandelsdaten wurden gleichfalls von der OECD erstellt und durch Daten der Vereinten Nationen ergänzt. Wichtig ist, dass die sektorale Gliederung der Input-Output-Daten und der Welthandelsdaten übereinstimmt. Das Energiemodell basiert auf den Energiebilanzen

der IEA. Nur in Ausnahmefällen – z. B. im Fall der Arbeitsmarktentwicklung in China – musste auf nationale Statistiken zurückgegriffen werden.

Im Projekt sind die Energiemodelle sowie die Abbildung des internationalen Handels aufgrund der Bedeutung für die Fragestellung aktualisiert worden. Die historischen Daten, mit denen die Parameterschätzungen durchgeführt worden sind, gehen in diesen Bereichen bis 2004.

4.1.2 Einstellen der Szenarien ins Modell

Im Forschungsprojekt sind die in Tab. 88 im Anhang aufgelisteten Szenarien in das Modell GINFORS eingestellt worden. Die Projektion der Emissionsentwicklung bis zum Jahr 2030 mit dem in Abschnitt 4.1.1 und im Anhang ausführlich beschriebenen Modell GINFORS dient im Projekt als Referenzszenario, an dem weitergehende Minderungsziele mit unterschiedlicher Länderbeteiligung gespiegelt werden. Die Referenzentwicklung orientiert sich an aktuellen nationalen und vor allem internationalen Studien. Vorgaben wurden zunächst den internationalen Studien entnommen. Liegen für die EU detaillierte Informationen vor, wurde auf diese zurückgegriffen. Für Deutschland orientieren sich die Annahmen eng an der Ölpreisvariante des Energiereports IV (EWI/Prognos 2006). Damit wird der aktuelle Politikstand z.B. bzgl. Kernenergieausstieg oder der Förderung Erneuerbarer Energien fortgeschrieben.

Dazu werden bestimmte Parameter des Modells GINFORS so angepasst, dass die Vorgaben anderer Studien weitgehend getroffen werden. Diese Vorgaben können für modellexogene Größen wie die Bevölkerungsentwicklung oder den Anteil von Biofuels ebenso gemacht werden wie für modellendogene Größen. Die Parameter werden durch additive oder multiplikative Vorgaben entsprechend eingestellt, ohne dass die ökonomisch abgeschätzten Verhaltensgleichungen grundsätzlich verändert werden.

Das Modell GINFORS bildet die sektorale und gesamtwirtschaftliche Entwicklung der wesentlichen Volkswirtschaften, ihre Handelsverflechtung sowie Energieeinsatz und energiebedingte CO₂-Emissionen modellendogen ab. Die Parameter werden soweit möglich durch ökonomische Schätzung auf Basis der Vergangenheitsentwicklung bestimmt. In einigen Bereichen macht die Schätzung auf Basis von Vergangenheitsparametern keinen Sinn oder ist sehr schwierig. Dies gilt insbesondere für politisch bestimmte oder noch nicht ausgereifte Technologien wie den Kernenergieeinsatz, Erneuerbare Energien inkl. Biokraftstoffe oder CCS.

Es ist an dieser Stelle wichtig zu betonen, dass die Abweichungen zwischen Modellgrößen in aller Regel zur Beurteilung verschiedener Szenarien betrachtet werden. Kleinere Abweichungen im Niveau in der Referenzentwicklung ändern die Differenzen zwischen zwei Szenarien kaum. Geringe Unterschiede etwa von Vorgaben oder Ergebnissen z.B. von der Ölpreisvariante des Energiereports IV oder vom IEA World Energy Outlook, die angesichts der Fülle der Modellgrößen in einem voll interdependenten System zwangsläufig sind, haben keinen entscheidenden Einfluss auf diese Differenzen. Die Ausgestaltung der einzelnen Szenarien ist jeweils bei der Ergebnisdarstellung beschrieben.

Abb. 20 zeigt im Überblick, wie die Annahmensets für das Referenzszenario im Vergleich zu den Alternativszenarien, aussehen. Die Bevölkerungsentwicklung wird für alle Szenarien nach der in IEA (2006d) hinterlegten UN-Projektion (2005) fest vorgegeben. Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und der dahinter liegenden Wirtschaftsstruktur wird im Referenzszenario gemäß der Ölpreisvariante des

Energiereports IV (EWI/Prognos 2006), für die übrigen EU-Staaten nach dem jüngsten Energy Outlook (Mantzos et al. 2006) und für den Rest der Welt nach dem World Energy Outlook (IEA 2006d) eingestellt. Die Entwicklung der internationalen Energiepreise (Öl, Kohle sowie Importpreise für Gas in Europa, Nordamerika und Japan) entspricht in allen Szenarien den Vorgaben der IEA (2006d) für das aktuelle Referenzszenario.

Abb. 20: Quellen für die Szenariennahmen

	Referenzszenario	Alternativszenarien
Bevölkerung	UN 2005	UN 2005
BIP (sowie weitere ökonomische Größen)	D: EWI/Prognos 2006; EU: Mantzos et al. 2006; Welt: IEA 2006d	endogen
internationale Energiepreise	IEA 2006d	IEA 2006d
CO ₂ -Zertifikatspreis	EWI/Prognos (2006) nach 2012 niedriger	endogen
CO ₂ -(THG-)Emissionen	D: Kapitel 3 (Prognos); EU: EEA 2006; Welt: IEA 2006d	endogen
Vorgaben für einzelnen Energietechniken (EE, Kernenergie, Biofuels) und modellendogene sektorale Entwicklungen	D, EU: Kapitel 3 (verhalten); Welt: Kapitel 3 und IEA 2006d	Im Rahmen des in Kapitel 3 ermittelten möglichen Korridors

Der CO₂-Zertifikatspreis ist für die Szenarienrechnungen mit GINFORS als in erster Linie ökonomischem Modellsystem eine der wichtigsten Größen. Im Referenzszenario ist die Entwicklung des CO₂-Preises entscheidend von der Ausgestaltung der Nationalen Allokationspläne (NAP) abhängig, über die zwischen EU-Kommission und Mitgliedsländern bisher noch nicht für alle Länder Einigkeit besteht. Im Referenzszenario orientiert sich die Entwicklung in der EU bis 2012 in einem ersten Schritt deshalb an der Entwicklung in der Ölpreisvariante des Energiereports IV. Die IEA (2006d) erwartet im Referenzszenario weltweit keinen Zertifikatshandel und rechnet entsprechend nicht mit einem weltweiten CO₂-Preis. In den Alternativszenarien ist der CO₂-Preis dagegen die wesentliche Stellgröße, um bestimmte Zielvorgaben zu erreichen.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen ergeben sich grundsätzlich modellendogen. Im Referenzszenario werden einzelne Modellparameter zusätzlich so kalibriert, dass die EU-15-Staaten ihre Verpflichtung im Rahmen des EU „burden sharing“ als ganzes erreichen. Die Länderverteilung ergibt sich nach EEA (2006). Die übrigen THG-Emissionen entwickeln sich im Referenzszenario jeweils gleich nach EPA (2006a). Die Entwicklung wird mit dem verhaltenen Technologieszenario von Prognos (Kapitel 3) abgestimmt. Vorgaben für einzelne Energietechnologien bzgl. Anteil, Effizienz und Kostenentwicklung werden soweit verfügbar ins Modell eingestellt. Die Referenzentwicklung wird in Anlehnung an Kapitel 3 für Deutschland, die aktuelle THG-Projektion der EEA (2006) für die EU und den IEA Outlook (2006d) für die übrige Welt bestimmt. Die wesentliche Basis für weltweite Änderungen der Technologietrends sind das Alternativszenario der IEA (2006d) bzw. die verschiedenen Technologievarianten (IEA 2006e).

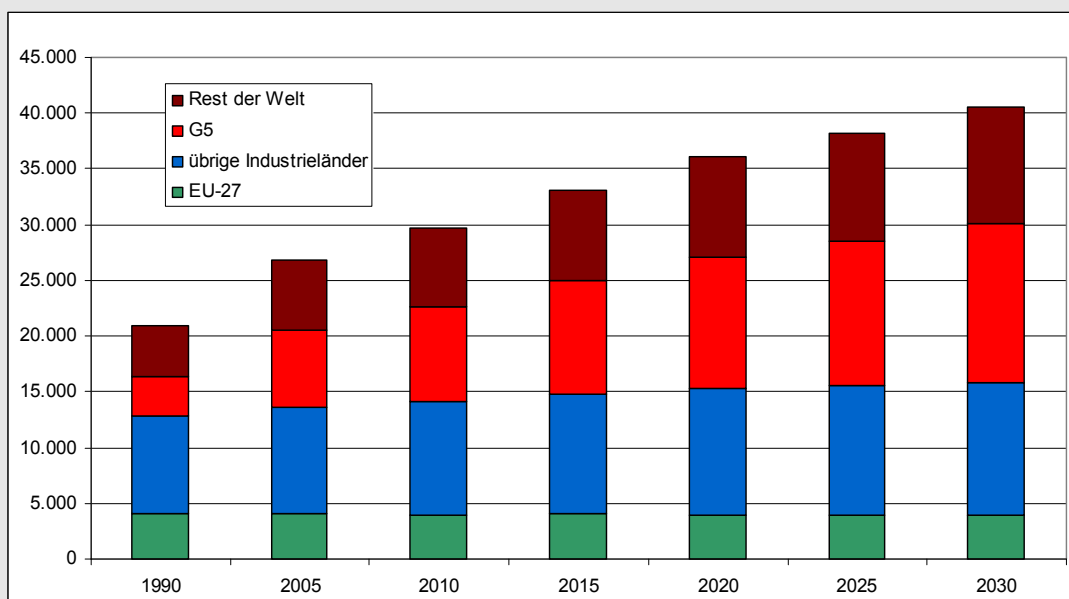
Das Wichtigste in Kürze

Das Referenzszenario orientiert sich bzgl. Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum, Energieverbrauch und Emissionsentwicklung an aktuellen nationalen und internationalen Projektionen. Die Weltbevölkerung wird demnach bis 2030 auf über 8 Mrd. steigen. Die Weltwirtschaft wird angetrieben durch die Schwellenländer weiter deutlich wachsen. Die internationalen Energiepreise bleiben auf hohem Niveau, allerdings deutlich unter den aktuell erreichten Höchstständen.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen steigen weltweit gegenüber heute bis zum Jahr 2030 um rund 50%. Gegenüber 1990, dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls, verdoppeln sie sich fast. Die EU-27 wird im Jahr 2030 noch rund 10% der weltweiten Emissionen ausstoßen. Die Zunahme der Emissionen findet weitestgehend in den Schwellen- und Entwicklungsländern statt, für die das Kyoto-Protokoll keine Minderungsziele vorsieht. Die von der EU angestrebte Halbierung der weltweiten Emissionen bis 2050 wird drastisch verfehlt.

Deutschland wird seine Kyoto-Verpflichtung im Rahmen des EU „burden sharing“ von -21% gegenüber 1990 in der Periode 2008-2012 gerade einhalten. Danach werden die Emissionen nur noch leicht zurückgehen. Der aktuelle Politikstand (z.B. Kernenergieausstieg, Energiesteuersätze, Förderung Erneuerbarer Energien etc.) wird fortgeschrieben.

Abb. 21: Energiebedingte CO₂-Emissionen im Referenzszenario in Mio. t



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS auf Basis von IEA (2006d)

Das Referenzszenario orientiert sich weltweit, d.h. außerhalb der EU, am World Energy Outlook der IEA (2006d). Das darin beschriebene Referenzszenario berücksichtigt Politikmaßnahmen, die bis Mitte des Jahres 2006 umgesetzt waren. Für Deutschland und die EU-15 wird die Einhaltung des Kyoto-Ziels bereits in der Referenz unterstellt. So hat sich die EU-15 im Rahmen des „burden sharing“ verpflichtet, ihre THG-Emissionen gegenüber 1990 bis 2008/12 um 8% zu reduzieren. Für Deutschland entsprechen die sozio-ökonomischen Rahmendaten weitgehend der Ölpreisvariante des Energiereports IV.

Tab. 20: Zentrale Größen des Referenzszenarios

BIP: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten		1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %				
Deutschland		2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15		2,3	1,9	2,0	1,7
NMS-12		2,3	4,0	4,0	3,2
EU-27		2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer		3,5	2,6	2,3	2,0
darunter: USA		3,3	2,7	2,6	1,9
G5		6,7	6,8	5,1	3,6
Welt		3,6	3,9	3,4	2,7
Anteile am Welt-BIP	1990	2000	2010	2020	2030
	in %				
Deutschland	5,7	4,9	3,9	3,2	2,8
EU-15	25,3	22,1	18,2	15,8	14,4
NMS-12	2,2	2,3	2,4	2,6	2,7
EU-27	27,5	24,4	20,7	18,4	17,1
übrige Industrieländer	37,9	37,4	33,2	29,7	27,8
darunter: USA	23,6	22,9	20,4	18,8	17,4
G5	17,4	23,4	30,8	36,4	39,6
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2020	2030
	Mio. t CO ₂				
Deutschland	966	829	806	797	757
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.169	3.130
NMS-12	954	725	739	779	733
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.949	3.863
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	11.374	12.001
darunter: USA	4.842	5.729	6.108	7.085	7.405
G5	3.585	7.009	8.495	11.789	14.215
Welt	20.683	26.703	29.613	35.975	40.326
CO ₂ -Emissionen: Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2020	2030
	in %				
Deutschland		-14,3	-16,6	-17,6	-21,7
EU-15		5,3	3,6	1,7	0,4
NMS-12		-24,0	-22,5	-18,3	-23,2
EU-27		-1,6	-2,5	-3,0	-5,1
übrige Industrieländer		9,5	16,6	30,5	37,7
darunter: USA		18,3	26,2	46,3	52,9
G5		95,5	137,0	228,9	296,6
Welt		29,1	43,2	73,9	95,0
Weitere Größen	1990	2000	2010	2020	2030
Bevölkerung Welt in Mio.	5.264	6.086	6.843	7.578	8.199
Bevölkerung DE in Mio.	79,3	82,2	82,6	82,2	81,4
Bevölkerung EU-27 in Mio.	439,7	483,7	492,8	494,0	490,7
CO ₂ -Zertifikatspreis in Euro2005/t			7,0	7,5	7,5
Ölpreis in US-Dollar2000/bbl.	17,9	28,0	50,0	47,0	60,0

Quelle: GINFORS nach UN (2005), IEA(2006d), EWI/Prognos (2005 und 2006)

Die zentralen Annahmen und Ergebnisparameter des Referenzszenarios sind in Tab. 20 dargestellt. Das Bruttoinlandsprodukt ist in Kaufkraftparitäten des Jahres 2004 umgerechnet. Die Technologieentwicklung folgt dem „verhaltenen“ Szenario von

Prognos (vgl. Kapitel 3), das gegenüber dem Energiereport IV etwas langsamere Annahmen zum technischen Fortschritt macht, die sich besonders nach 2012 bemerkbar machen, weil im Gegensatz zur Entwicklung in der Ölpreisvariante des Energiereports IV nach 2012 keine zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen mehr unterstellt sind. Die Effizienztrends bis 2012 laufen danach im Wesentlichen weiter. Für die übrigen EU-Staaten werden ebenfalls die technologischen Trends bis 2012 in der Zeit danach fortgeschrieben. Da auch in diesem Szenario bereits Klimaschutz in beträchtlichem Umfang betrieben wird, sind Änderungen gegenüber diesem Szenario im Weiteren als Kosten bzw. Nutzen zusätzlichen Klimaschutzes zu interpretieren, aber nicht als Kosten/Nutzen des Klimaschutzes überhaupt. Für die EU sind die sozio-ökonomischen Größen mit der Referenzentwicklung der DGTREN abgestimmt (Mantzios et al. 2006), die im Sommer 2007 überarbeitet worden ist.

4.2.1 Internationale Entwicklung

Die Bevölkerungsentwicklung richtet sich in allen Simulationsrechnungen nach einer Projektion der UN (2005), die auch im Modell GINFORS hinterlegt ist (vgl. auch IEA 2006d, S.56):

Tab. 21: Bevölkerungsentwicklung in 1000

GINFORS	Absolutwerte						% p.a.					
	1980	1990	2004	2015	2020	2030	1980-1990	1990-2004	2004-2015	2015-2030	1990-2020	2004-2030
Bevölkerung												
<i>OECD</i>												
OECD Nordamerika	318.340	358.934	428.395	474.706	494.082	527.361	1,2	1,3	0,9	0,7	1,1	0,8
USA	227.726	249.983	293.164	323.247	335.854	358.150	0,9	1,1	0,9	0,7	1,0	0,8
Kanada	24.516	27.701	32.050	35.152	36.546	39.164	1,2	1,0	0,8	0,7	0,9	0,8
Mexiko	66.098	81.250	103.181	116.307	121.682	130.047	2,1	1,7	1,1	0,7	1,4	0,9
<i>Europa</i>												
EU-27	454.630	473.145	488.750	494.013	494.044	490.701	0,4	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0
EU-25	423.569	440.948	458.684	465.514	466.329	464.741	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1
EU-15	356.773	365.842	384.109	392.119	393.805	395.021	0,3	0,3	0,2	0,0	0,2	0,1
Deutschland	78.303	79.364	82.557	82.425	82.195	81.425	0,1	0,3	0,0	-0,1	0,1	-0,1
Frankreich	55.109	58.171	61.743	63.877	64.507	65.284	0,5	0,4	0,3	0,1	0,3	0,2
Großbritannien	56.330	57.285	59.393	61.329	62.401	64.600	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Italien	56.434	56.719	58.164	57.948	57.261	55.548	0,1	0,2	0,0	-0,3	0,0	-0,2
Spanien	37.510	38.851	41.763	43.453	43.499	43.097	0,4	0,5	0,4	-0,1	0,4	0,1
NMS-12	97.857	107.303	104.642	101.894	100.240	95.680	0,9	-0,2	-0,2	-0,4	-0,2	-0,3
Polen	35.578	38.119	38.567	38.118	37.720	36.262	0,7	0,1	-0,1	-0,3	0,0	-0,2
<i>OECD Pazifik</i>												
Japan	116.800	123.540	127.843	127.913	126.633	122.489	0,6	0,2	0,0	-0,3	0,1	-0,2
Südkorea	38.124	42.869	47.952	49.408	49.711	49.478	1,2	0,8	0,3	0,0	0,5	0,1
Australien	14.810	17.177	20.125	22.454	23.531	25.470	1,5	1,1	1,0	0,8	1,1	0,9
<i>Nicht-OECD</i>												
Russland	138.660	148.370	142.810	135.661	132.094	124.376	0,7	-0,3	-0,5	-0,6	-0,4	-0,5
China	996.100	1.155.300	1.309.822	1.394.932	1.425.934	1.448.480	1,5	0,9	0,6	0,3	0,7	0,4
Indien	675.000	835.130	1.082.652	1.255.182	1.326.553	1.443.118	2,2	1,9	1,4	0,9	1,6	1,1
Südafrika	29.239	36.877	45.462	46.130	46.321	46.615	2,3	1,5	0,1	0,1	0,8	0,1
Brasilien	121.290	144.720	181.841	207.042	216.724	232.852	1,8	1,6	1,2	0,8	1,4	1,0
Welt	4.434.362	5.263.569	6.313.807	7.219.431	7.577.889	8.199.104	1,7	1,3	1,2	0,9	1,2	1,0

Quelle: GINFORS nach UN (2005)

Danach verlangsamt sich die jährliche Zunahme der Weltbevölkerung in den Jahren bis 2015 auf rund 1,1% und im Zeitraum 2015-2030 weiter auf 0,8%. In den Jahren 1990 bis 2004 hatte der Zuwachs noch bei 1,4% p.a. gelegen. Besonders schwach, teilweise sogar rückläufig, wird die Bevölkerungsentwicklung demnach in Osteuropa, Japan und der EU ausfallen, während Afrika und der Mittlere Osten weiter hohe Zuwachsraten aufweisen werden. In den USA steigen die Bevölkerungszahlen weiter deutlich um fast 1% pro Jahr an, die Entwicklung in Lateinamerika und Indien wird nur geringfügig höher erwartet. Im Jahr 2030 werden 80% der Weltbevölkerung in (heutigen) Entwicklungsländern leben, wobei auf China, Indien und Afrika jeweils rund 1,5 Mrd. Menschen entfallen werden. Die Annahme, dass diese Bevölkerungsentwicklung in allen Szenarien unverändert verläuft, ist bei Szenarioanalysen allgemein üblich.

Die Grundlinien der makroökonomischen Entwicklung werden ebenfalls der IEA-Studie (2006d, S.58) entnommen: Danach wird die Weltwirtschaft bis 2015 mit 4% p.a. deutlich schneller wachsen als in den 80er Jahren (2,9%) und von 1990 bis 2004 (3,4%). Nach 2015 schwächt sich das Wachstum auf 2,9% p.a. ab. Überdurchschnittlich wird das Wachstum in Zukunft in den Entwicklungsländern und den Transformationsländern verlaufen. Besonders China und Indien entwickeln sich weiter überdurchschnittlich, wobei das Wachstum im Verlauf der Jahre deutlich abnehmen wird. Mit Blick auf die aktuell zweistelligen Wachstumsraten in China und die hohe Dynamik der Weltwirtschaft generell sind die Annahmen als eher konservativ zu betrachten. Höhere Wachstumsdynamik und damit schnellerer Emissionsanstieg sind zumindest für den Zeitraum bis 2015 wahrscheinlich.¹ Zum Vergleich sind in Tab. 23 die Annahmen der IEA zum Wirtschaftswachstum dargestellt.

Tab. 22: Bruttoinlandsprodukt in heimischer Währung und konstanten Preisen von 1995

GINFORS	1980	1990	2004	2015	2020	2030	% p.a.					
							1980-1990	1990-2004	2004-2015	2015-2030	1990-2020	2004-2030
BIP												
<i>OECD</i>												
<i>OECD Nordamerika</i>												
USA	4.772	6.521	9.848	13.594	15.083	18.222	3,2	3,0	3,0	2,0	2,8	2,4
Kanada	558	733	1.020	1.336	1.453	1.697	2,8	2,4	2,5	1,6	2,3	2,0
Mexiko	1.424	1.703	2.547	3.269	3.523	4.242	1,8	2,9	2,3	1,8	2,5	2,0
<i>OECD Europa</i>												
Deutschland	1.297	1.628	2.040	2.460	2.647	3.002	2,3	1,6	1,7	1,3	1,6	1,5
Frankreich	878	1.121	1.415	1.824	2.029	2.443	2,5	1,7	2,3	2,0	2,0	2,1
Italien	693	867	1.044	1.285	1.333	1.534	2,3	1,3	1,9	1,2	1,4	1,5
Großbritannien	506	659	892	1.139	1.253	1.518	2,7	2,2	2,2	1,9	2,2	2,1
Spanien	304	406	575	761	806	982	2,9	2,5	2,6	1,7	2,3	2,1
Polen	0	277	435	676	801	1.049		3,3	4,1	3,0	3,6	3,4
<i>OECD Asien</i>												
Japan	310.184	463.222	558.539	635.473	678.477	814.295	4,1	1,3	1,2	1,7	1,3	1,5
Südkorea	114.978	263.430	580.960	888.630	1.054.824	1.383.517	8,6	5,8	3,9	3,0	4,7	3,4
Australien	318	429	682	907	1.053	1.388	3,0	3,4	2,6	2,9	3,0	2,8
Neuseeland	66	80	118	142	154	179	1,9	2,8	1,7	1,6	2,2	1,6
<i>Nicht-OECD</i>												
Russland			2.375	3.821	4.365	5.847			4,4	2,9		3,5
China		3.319	12.352	26.760	33.587	48.847		9,8	7,3	4,1	8,0	5,4
Indien	5.251	9.202	18.596	36.325	48.393	68.259	5,8	5,2	6,3	4,3	5,7	5,1
OPEC (ohne Indonesien)	986.314	599.263	735.258	1.252.215	1.507.521	1.977.492	-4,9	1,5	5,0	3,1	3,1	3,9
Südafrika			795.382	1.200.476	1.472.844	1.969.380			3,8	3,4		3,5
Brasilien			802.328	1.160.403	1.357.298	1.774.203			3,4	2,9		3,1

Quellen: IMF, OECD; ab 2004 Modellrechnung mit GINFORS

Aufgrund der langsameren Bevölkerungsentwicklung in den Industrieländern werden sich die Pro-Kopf-Einkommen nicht so stark angleichen. Noch im Jahr 2030 werden die Einkommen pro Kopf nach Kaufkraftparitäten in den OECD-Ländern im Durchschnitt fast viermal so hoch sein wie im Rest der Welt. Bei Bewertung mit den Wechselkursen fällt diese Differenz noch sehr viel höher aus.

Für die Entwicklung der internationalen Energiepreise von Öl, Kohle und Gas unterstellt die IEA (2006d, S.61) in heutigen Preisen bis zum Jahr 2012 Rückgänge gegenüber 2005 von gut 10%, und danach wieder eine leicht zunehmende Entwicklung. Nach 2015 steigen die Preise dann wieder um insgesamt etwa 10 bis 20% an. Damit wird von einer insgesamt moderaten Preisentwicklung auf hohem Niveau ausgegangen.

¹ Die IEA wird dieser Frage im neuen World Energy Outlook, der im November 2007 veröffentlicht wird, ausführlich nachgehen.

Tab. 23: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten des Bruttoinlandsprodukts in heimischer Währung und konstanten Preisen von 2005 nach IEA (2006d)

IEA/WEO 2006	1980-1990	1990-2004	2004-2015	2015-2030	2004-2030
BIP	% p.a.				
OECD	3,0	2,5	2,6	1,9	2,2
OECD Nordamerika	3,1	3,0	2,9	2,0	2,4
USA	3,2	3,0	2,9	1,9	2,3
OECD Europa	2,4	2,2	2,3	1,8	2,0
OECD Pazifik	4,2	2,2	2,3	1,6	1,9
Japan	3,9	1,3	1,7	1,3	1,4
Transformationsländer	-0,5	-0,8	4,4	2,9	3,6
Russland	-	-0,9	4,2	2,9	3,4
Entwicklungsländer	3,9	5,7	5,8	3,9	4,7
Nicht-OECD Asien	6,6	7,3	6,4	4,1	5,1
China	9,1	10,1	7,3	4,3	5,5
Indien	6,0	5,7	6,4	4,2	5,1
Naher Osten	-0,4	3,9	5,0	3,2	4,0
Afrika	2,1	2,8	4,4	3,6	3,9
Lateinamerika	1,3	2,8	3,5	2,9	3,2
Brasilien	1,5	2,6	3,3	2,8	3,0
Welt	2,9	3,4	4,0	2,9	3,4
EU	2,4	2,1	2,2	1,8	2,0

Quelle: IEA (2006d, S. 59)

Im Energiebereich erwartet die IEA eine kontinuierliche Verbesserung der Energieeffizienz, die vor allem von der Erneuerungsrate des Kapitalstocks abhängt. Große technologische Durchbrüche werden nicht angenommen: Weder CCS noch Biofuels der 2. Generation werden sich demnach bis 2030 großtechnisch durchsetzen.

Bei den Biofuels geht die IEA (2006d, S. 394) bereits im Referenzszenario von einem starken Anstieg des weltweiten Verbrauchs von 15,5 Mtoe im Jahr 2004 auf 41,5 Mtoe im Jahr 2010 und 92,4 Mtoe im Jahr 2030 aus. Dabei wächst der Verbrauch vor allem in den USA und Europa, später auch stärker in Brasilien. Allerdings wird der Anteil der Biofuels am gesamten Energieeinsatz im Verkehrssektor sowohl in Europa als auch in den USA selbst im Jahr 2030 noch unter 5% liegen.

Ähnlich sind die Annahmen für den Einsatz Erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung und im Wärmemarkt. Trotz hoher Wachstumsraten bleibt die Bedeutung bis zum Jahr 2030 begrenzt. In der EU wird der Anteil im Strombereich im Jahr 2030 noch unter 20% (davon 4% Wasserkraft) liegen, in den USA bei 11% (2%) und in den sich entwickelnden Ländern Asiens bei 11% (5%). Am gesamten Primärenergieeinsatz beträgt der Anteil in der EU im Jahr 2015 10% und 2030 15%.

Die beschriebenen Entwicklungen des Referenzszenarios der IEA werden in GINFORS im Referenzszenario als exogene Vorgaben eingestellt, wobei modellendogen erklärte Größen wie z.B. das BIP der Länder in ihrem Niveau in etwa an die Entwicklungen kalibriert werden, die in IEA (2006d) unterstellt sind.

Neben der IEA veröffentlicht auch die US-amerikanische Energy Information Agency (EIA) jährlich einen International Energy Outlook. Der Bericht vom Sommer 2006 (EIA 2006) stützt sich auf ähnliche Annahmen bzgl. der makroökonomischen Entwicklung und der Energiepreise wie die IEA, wobei die wirtschaftliche Entwicklung im Referenzfall gerade für die USA noch etwas optimistischer eingeschätzt wird als von

der IEA. Noch etwas früher als bei der IEA überholen die Nicht-OECD-Länder um das Jahr 2010 die OECD-Staaten beim Energieverbrauch. Im Jahr 2030 liegen die weltweiten CO₂-Emissionen noch einmal gut 8% höher als in der IEA-Referenzentwicklung. Kohle ist nach dem Jahr 2010 wie bei der IEA für mehr Emissionen verantwortlich als Öl.

Für die weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen liegen die Ergebnisse von GINFORS insgesamt dicht beim Referenzszenario des IEA Outlook, wie der Vergleich der beiden folgenden Tabellen zeigt. Dagegen laufen die Entwicklungen der Emissionen aus Kohle und Öl leicht unterschiedlich.

Tab. 24: Energiebedingte weltweite CO₂-Emissionen nach Energieträgern in Mio. t

GINFORS	Absolutwerte							% p.a.			
	1980	1990	2004	2010	2015	2020	2030	1980-1990	1990-2004	2004-2015	2015-2030
Kohle			10.622	12.042	13.441	14.770	15.703			2,2	1,0
Öl			10.493	11.536	12.803	13.946	16.134			1,8	1,6
Gas			5.180	5.838	6.445	7.079	8.443			2,0	1,8
Sonstige			107	128	144	158	173			2,7	1,2
Total	17.973	20.683	26.407	29.613	32.878	35.975	40.326	3,9	1,8	2,0	1,4

Quellen: IEA (2006c), ab 2005 eigene Berechnungen mit GINFORS

Tab. 25: Energiebedingte weltweite CO₂-Emissionen nach Energieträgern in Mio. t nach IEA

IEA/WEO 2006	Absolutwerte				% p.a.		
	1990	2004	2015	2030	1990-2004	2004-2015	2015-2030
Kohle	8.081	10.625	14.217	17.293	2,0	2,7	1,3
Öl	8.561	10.199	12.239	14.334	1,3	1,7	1,1
Gas	3.820	5.254	6.877	8.793	2,3	2,5	1,7
Total	20.463	26.079	33.333	40.420	1,7	2,3	1,3

Quelle: IEA (2006d)

Besonders deutlich werden die Emissionen in den kommenden Jahren in den Schwellen- und Entwicklungsländern ansteigen (vgl. Abb. 22). China wird in einigen Jahren weltweit größter CO₂-Emittent sein.¹ Aber auch der OPEC und Indien kommt in Zukunft eine immer größere Bedeutung zu (vgl. Tab. 26). Im Vergleich dazu sind die Veränderungen in der EU sehr gering.

Für die EU weichen die Ergebnisse des IEA Outlook (Tab. 27) und die Ergebnisse von GINFORS voneinander ab, weil in GINFORS für die EU die Erreichung der Kyoto-Ziele bis 2008-2012 angenommen wird. Für die übrigen Länder sind die grundlegenden Entwicklungen getroffen, auch wenn für einige Länder Abweichungen zwischen den Ergebnissen der Referenz mit GINFORS und der Referenzentwicklung des IEA Outlook bestehen. Die Ergebnisse der Szenarienvergleiche im weiteren Verlauf des Projekts werden durch diese Abweichungen aber nicht entscheidend beeinflusst.

Weitere Detailergebnisse des Referenzszenarios besonders für die EU finden sich im Anhang 8.6.

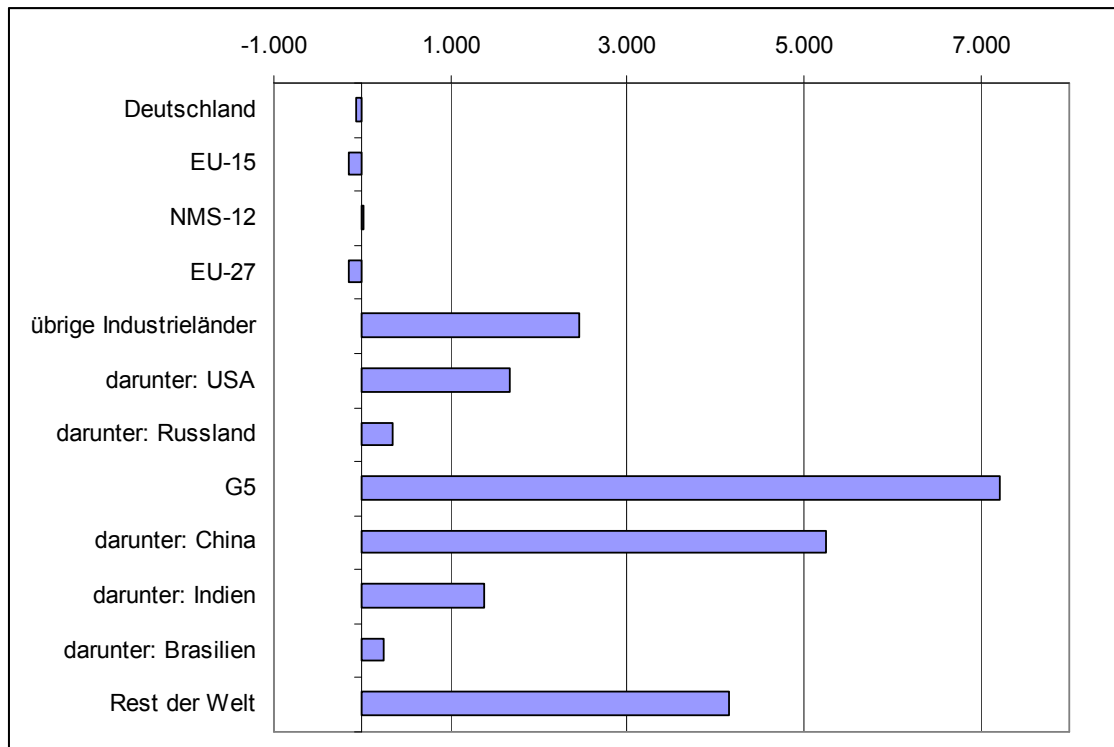
¹ Bei dem gegenwärtig sehr hohen Wirtschaftswachstum könnte das nach BP (2007) schon 2006 oder spätestens 2007 der Fall sein.

Tab. 26: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Ländern in Mio. t

GINFORS	Absolutwerte							in % p.a.				in %
	1980	1990	2004	2010	2015	2020	2030	1980-1990	1990-2004	2004-2015	2015-2030	1990-2020
CO₂-Emissionen												
<i>OECD</i>												
<i>OECD Nordamerika</i>												
USA	4.668	4.842	5.795	6.108	6.690	7.085	7.405	0,4	1,3	1,3	0,7	46,3
Kanada	428	429	551	597	632	660	706	0	1,8	1,3	0,7	54,1
Mexiko	213	293	374	400	415	457	525	3,3	1,7	1	1,6	56,0
<i>OECD Europa</i>												
EU-15	3.275	3.118	3.314	3.229	3.222	3.169	3.130	-0,5	0,4	-0,3	-0,2	1,7
Österreich	56	58	75	72	75	75	79	0,3	1,9	0	0,4	29,6
Belgien	127	109	116	109	114	115	121	-1,5	0,5	-0,1	0,4	5,7
Luxemburg		11	11	11	11	11	12		0,5	-0,3	0,4	3,5
Dänemark	63	51	51	45	43	42	40	-2,1	0	-1,5	-0,5	-17,3
Finnland	56	55	69	62	60	60	57	-0,1	1,6	-1,2	-0,3	8,2
Frankreich	465	355	385	363	354	342	322	-2,7	0,6	-0,8	-0,6	-3,8
Deutschland	1.061	966	846	806	782	797	757	-0,9	-0,9	-0,7	-0,2	-17,6
Griechenland	46	71	94	97	98	97	87	4,4	2,1	0,4	-0,8	36,8
Irland	26	30	41	42	44	44	45	1,5	2,3	0,5	0,2	46,4
Italien	363	398	461	459	472	459	491	0,9	1,1	0,2	0,3	15,1
Niederlande	154	158	186	178	177	172	170	0,3	1,2	-0,4	-0,3	9,0
Portugal	24	40	60	63	64	64	63	5,1	3	0,6	-0,1	62,4
Spanien	189	207	330	353	363	341	335	0,9	3,4	0,9	-0,5	64,5
Schweden	74	52	52	57	62	66	64	-3,5	0	1,6	0,2	27,2
Großbritannien	573	558	537	513	501	486	486	-0,3	-0,3	-0,6	-0,2	-12,8
NMS-12	1.000	954	708	739	777	779	733	-0,5	-2,1	0,9	-0,4	-18,3
Tschechische Republik	165	154	119	105	96	86	90	-0,7	-1,8	-1,9	-0,4	-44,1
Ungarn	86	71	57	57	58	57	52	-1,9	-1,5	0,2	-0,8	-19,6
Polen	419	349	296	340	367	375	313	-1,8	-1,2	2,0	-1,1	7,4
Slowakische Republik	52	57	38	35	40	43	44	1,0	-2,9	0,4	0,8	-24,6
Zypern	3	4	7	6	6	6	6	4,0	4,2	-1,2	0,2	63,6
Estland		25	17	13	12	11	12		-3,0	-2,7	-0,2	-56,2
Lettland		15	7	8	8	8	9		-5,1	1,0	0,7	-44,6
Litauen		22	13	11	11	12	13		-3,8	-1,0	1,1	-44,7
Malta	1	2	3	4	4	4	4	8,8	0,7	3,6	0,4	62,2
Slowenien	13	13	16	15	14	13	13	-0,7	1,6	-1,0	-0,6	4,8
Bulgarien	84	75	45	45	47	47	49	-1,1	-3,5	0,2	0,3	-37,0
Rumänien	176	167	91	101	114	116	128	-0,6	-4,2	2,0	0,7	-30,3
EU-27	4.275	4.072	4.022	3.968	3.999	3.949	3.863	-0,5	-0,1	-0,1	-0,2	-3,0
<i>OECD Pazifik</i>												
Japan	869	1.058	1.215	1.204	1.207	1.212	1.267	2,0	1,0	-0,1	0,3	14,6
Südkorea	122	226	462	451	523	596	737	6,4	5,2	1,1	2,3	163,7
Australien	208	260	354	361	370	395	482	2,3	2,2	0,4	1,8	52,2
Neuseeland	16	22	33	34	36	38	42	2,9	2,9	0,8	1,1	73,6
<i>Nicht-OECD</i>												
Russland		2.034	1.529	1.765	1.807	1.878	1.978		-2,0	1,5	0,6	-7,7
China	1.390	2.256	4.732	6.128	7.307	8.457	10.187	5,0	5,4	4,0	2,2	274,9
Indien	295	588	1.103	1.271	1.599	1.988	2.429	7,2	4,6	3,4	2,8	237,9
Indonesien	69	141	336	432	500	576	722	7,4	6,4	3,7	2,5	307,4
OPEC (ohne Indonesien)	450	710	1.279	1.537	1.794	2.000	2.225	4,7	4,3	3,1	1,4	181,8
Südafrika	215	255	343	360	407	455	533	1,7	2,2	1,6	1,8	78,7
Brasilien	178	193	295	336	383	432	542	0,8	3,1	2,4	2,3	124,2
Welt	17.973	20.683	26.407	29.613	32.878	35.975	40.326	1,4	1,8	2,0	1,4	73,9

Quellen: IEA (2006c), ab 2005 eigene Berechnungen mit GINFORS

Abb. 22: Zunahme der energiebedingten CO₂-Emissionen im Referenzszenario zwischen 2005 und 2030 in Mio. t



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS auf Basis von IEA (2006d)

Tab. 27: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Ländern in Mio. t nach IEA

IEA/WEO 2006	Absolutwerte							% p.a.			
	1980	1990	2004	2010	2015	2020	2030	1980-1990	1990-2004	2004-2015	2015-2030
CO₂ Emissionen											
OECD	-	11.051	12.827	-	14.391	-	15.495	-	1,1	1,1	0,5
OECD Nordamerika	-	5.554	6.694	-	7.721	-	8.528	-	1,3	1,3	0,7
USA	-	4.832	5.769	-	6.573	-	7.138	-	1,3	1,2	0,6
OECD Europa	-	3.934	4.078	-	4.375	-	4.651	-	0,3	0,6	0,4
EU 25	-	3.808	3.847	-	4.048	-	4.216	-	0,1	0,5	0,3
OECD Pazifik	-	1.564	2.055	-	2.295	-	2.316	-	2,0	1,0	0,1
Japan	-	1.057	1.211	-	1.250	-	1.154	-	1,0	0,3	-0,5
Transformationsländer	-	3.731	2.560	-	2.977	-	3.193	-	-2,7	1,4	0,5
Russland	-	-	1.512	-	1.746	-	1.883	-	-	1,3	0,5
Entwicklungsländer	-	5.371	10.171	-	15.396	-	21.111	-	4,7	3,8	2,1
Asien	-	3.563	7.265	-	11.341	-	15.653	-	5,2	4,1	2,2
China	-	2.289	4.769	-	7.744	-	10.425	-	5,4	4,5	2,0
Indien	-	588	1.103	-	1.620	-	2.544	-	4,6	3,6	3,1
Afrika	-	550	815	-	1.063	-	1.447	-	2,8	2,4	2,1
Lateinamerika	-	602	907	-	1.151	-	1.551	-	3,0	2,2	2,0
Brasilien	-	193	323	-	412	-	551	-	3,7	2,2	2,0
Naher Osten	-	602	1.183	-	1.841	-	2.460	-	4,9	4,1	2,0
Welt	-	20.463	26.079	-	33.333	-	40.420	-	1,7	2,3	1,3

Quelle: IEA (2006d)

In Tab. 28 ist die Entwicklung in China dargestellt, die die besondere Bedeutung der Kohle verdeutlicht. Über 80% der energiebedingten Emissionen und nahezu die gesamte Stromerzeugung (im Umwandlungssektor) entfallen dort auf die Verbrennung von Kohle.

Tab. 28: Energiebedingte CO₂-Emissionen Chinas in Mio. t

GINFORS						1990-	2004-	2015-	2015-
	1990	2004	2015	2020	2030	2004	2015	2020	2030
CO₂-Emissionen									
Gesamt	2256,0	4732,0	7307,0	8456,9	10186,5	5,4	4,0	3,0	1,2
Kohle	1928,0	3873,6	5931,1	6802,8	7834,4	5,1	3,9	2,8	0,9
ÖL	295,7	770,1	1157,2	1306,7	1576,5	7,1	3,8	2,5	1,3
Gas	32,3	88,4	218,7	347,4	775,6	7,5	8,6	9,7	5,5
Umwandlung	598,8	2327,7	4060,4	4849,1	5726,1	10,2	5,2	3,6	1,1
Kohle	544,4	2246,1	4002,3	4793,5	5678,2	10,7	5,4	3,7	1,1
ÖL	51,9	71,6	42,4	37,2	27,5	2,3	-4,6	-2,6	-2,0
Gas	2,5	10,1	15,6	18,4	20,5	10,4	4,1	3,3	0,7
Endnachfrage	1570,2	2201,0	3029,1	3375,6	4140,6	2,4	2,9	2,2	1,4

Quellen: IEA (2006c), ab 2005 eigene Berechnungen mit GINFORS

Die Komponentenzerlegung der zukünftigen Entwicklung im Referenzszenario in Tab. 29 und Tab. 30 verdeutlicht, dass die Energieeffizienzsteigerungen in den meisten betrachteten Ländern bei weitem nicht ausreichen werden, Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum auszugleichen. Gerade die schnell wachsenden Pro-Kopf-Einkommen insbesondere in China und Indien treiben den weiteren Anstieg der Emissionen. Deutschland bildet mit einigen anderen europäischen Staaten eine Ausnahme. Die Bevölkerungszahl wird in Deutschland zwischen 2005 und 2020 um 0,5% zurückgehen, das Pro-Kopf-Einkommen um 27,5% steigen. Bei gleichzeitiger Verringerung der Energieintensität um 25,8% und einer leichten Zunahme der Kohlenstoffintensität des Energiemix um 2,1% werden die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2020 um 3,8% niedriger liegen als im Jahr 2005.

Tab. 29: Einfluss ausgewählter Komponenten auf die relativen Veränderungen der energiebedingten CO₂-Emissionen in verschiedenen Ländern: 2020 gegenüber 2005

Land	Bevölkerungs- komponente	Einkommens- komponente	Energieintensitäts- komponente	Energiemix- komponente	CO ₂ -Emissionen ingesamt
	Veränderung in %				
Österreich	1,6	32,2	-22,3	-1,0	3,3
Belgien	1,5	36,2	-23,8	0,3	5,6
Luxemburg	18,7	49,3	-44,4	0,0	-1,5
Dänemark	3,6	21,5	-27,6	-4,8	-13,3
Finnland	3,0	43,6	-28,5	-16,1	-11,3
Frankreich	4,1	35,3	-41,4	8,7	-10,3
Deutschland	-0,5	27,5	-25,8	2,1	-3,8
Griechenland	0,9	55,4	-21,9	-18,4	-0,1
Irland	18,0	54,8	-34,5	-9,5	8,3
Italien	-1,7	30,6	-17,3	-4,1	1,9
Niederlande	4,3	28,1	-26,0	-3,5	-4,5
Portugal	3,9	30,8	-17,0	-5,9	6,2
Spanien	3,1	34,3	-24,7	-5,4	-1,3
Schweden	4,9	33,5	-30,5	23,5	20,4
Großbritannien	4,7	30,3	-30,8	-3,9	-9,2
Tschechien	-2,8	82,9	-52,4	-6,5	-20,9
Ungarn	-4,7	78,6	-38,8	-3,9	0,1
Polen	-2,1	82,2	-27,7	-10,9	15,0
Slowakei	-0,9	68,5	-26,0	-10,7	10,4
Kanada	12,9	23,2	-15,8	2,3	19,9
Mexiko	16,5	12,6	-7,7	-0,6	20,3
USA	13,5	31,0	-14,8	-2,3	23,7
Japan	-1,1	22,8	-19,9	5,2	2,5
Südkorea	3,3	66,1	-27,7	1,4	25,8
Australien	15,7	33,8	-20,0	-1,0	22,6
China	8,2	127,0	-31,1	1,1	71,1
Indien	20,7	107,1	-34,4	14,7	87,9
Brasilien	17,6	43,4	2,1	-14,8	46,7
Südafrika	1,4	80,3	-25,1	-0,2	36,5
Russland	-7,1	82,3	-32,3	-0,2	14,5

Quelle: GINFORS

Tab. 30: Einfluss ausgewählter Komponenten auf die relativen Veränderungen der energiebedingten CO₂-Emissionen in verschiedenen Ländern: 2030 gegenüber 2005

Land	Bevölkerungs-komponente	Einkommens-komponente	Energieintensitäts-komponente	Energiemix-komponente	CO ₂ -Emissionen insgesamt
	Veränderung in %				
Österreich	1,8	56,6	-31,5	0,3	9,4
Belgien	1,6	54,6	-30,9	2,5	11,3
Luxemburg	31,6	88,7	-58,0	0,0	4,4
Dänemark	5,9	38,7	-39,1	-7,5	-17,2
Finnland	3,9	74,6	-37,5	-24,7	-14,6
Frankreich	5,3	61,0	-55,5	12,1	-15,5
Deutschland	-1,4	46,0	-36,1	-0,7	-8,7
Griechenland	0,0	84,6	-36,7	-22,7	-9,7
Irland	26,5	93,2	-48,1	-13,4	9,8
Italien	-4,6	55,0	-22,6	-4,8	9,0
Niederlande	6,2	47,4	-36,7	-4,9	-5,8
Portugal	4,2	60,7	-31,8	-8,2	4,8
Spanien	2,2	65,2	-38,4	-6,7	-2,9
Schweden	8,1	53,7	-44,3	27,1	17,6
Großbritannien	8,4	52,5	-42,1	-5,1	-9,1
Tschechien	-6,8	159,8	-62,5	-8,6	-17,1
Ungarn	-8,7	136,1	-55,5	-5,2	-9,0
Polen	-5,9	148,2	-48,7	-20,0	-4,1
Slowakei	-3,9	124,3	-40,8	-10,7	13,8
Kanada	21,0	34,3	-24,0	3,8	28,2
Mexiko	24,5	26,8	-12,2	-0,3	38,1
USA	21,0	48,4	-21,5	-8,3	29,2
Japan	-4,3	52,4	-32,0	7,9	7,1
Südkorea	2,8	118,9	-32,5	2,4	55,7
Australien	25,2	62,9	-24,3	-3,2	49,5
China	9,9	225,0	-43,9	2,8	106,1
Indien	31,3	168,5	-45,5	19,6	129,6
Brasilien	26,3	74,5	4,5	-20,2	83,8
Südafrika	2,1	139,5	-33,9	-0,9	60,0
Russland	-12,5	159,4	-47,3	0,9	20,6

Quelle: GINFORS

Änderungen des Energiemix führen in wenigen Ländern bis 2020 zu einem deutlichen Rückgang der Emissionen. Am Beispiel Indien wird aber auch sichtbar, dass andere Länder im Referenzszenario verstärkt Energieträger mit hohem Kohlenstoffgehalt (vor allem Kohle) einsetzen werden. Entsprechend fällt dort die Energiemixkomponente deutlich positiv aus.

4.2.2 Entwicklung in Deutschland

Zur Vergleichbarkeit und leichteren Interpretation der Ergebnisse orientiert sich die Ergebnisdarstellung für Deutschland weitgehend an der Ölpreisvariante des Energiereports IV (EWI/Prognos 2006). In einigen Fällen ist die Vergleichbarkeit aufgrund anderer Sektorabgrenzungen in den internationalen Statistiken, die die Basis von GINFORS bilden, eingeschränkt. Es ist zu betonen, dass GINFORS als internationales Modellsystem nur einen kleinen Teil der im Energiereport beschriebenen Größen enthält.

Nach Tab. 31 entsprechen die Vorgaben für den Ölpreis in GINFORS denen der Ölpreisvariante. Der Wachstumspfad des BIP nach 2010 wird genau getroffen. Bis 2010 wird allerdings aufgrund der aktuellen Wirtschaftsentwicklung ein stärkeres Wachstum unterstellt.

Tab. 31: Wichtige Rahmendaten in GINFORS und in der Ölpreisvariante des Energiereports IV

GINFORS	Einheit	Absolutwerte						% p.a.			
		2000	2005	2010	2015	2020	2030	2000-2005	2005-2010	2010-2020	2020-2030
Welt											
Ölpreis	in US\$2000/bbl	28	50	50	47	47	60	12,3	0	-0,6	2,5
Deutschland											
Bevölkerung	in 1000	82.188	82.601	82.613	82.425	82.195	81.425	0,1	0	-0,1	-0,1
BIP real 95	Mrd. € (1995)	1.970	2.086	2.273	2.460	2.647	3.002	1,2	1,7	1,5	1,3

Ölpreis-variante	Einheit	Absolutwerte						% p.a.			
		2000	2005	2010	2015	2020	2030	2000-2005	2000-2010	2010-2020	2020-2030
Welt											
Ölpreis	in US\$2000/bbl	28		50		47	60		6	-0,6	2,5
Deutschland											
Bevölkerung	in 1000	82.300		82.400		81.300	79.300		0	-0,1	-0,2
BIP real 95	Mrd. € (1995)	1.970		2.197		2.544	2.887		1,1	1,5	1,3

Quellen: GINFORS; EWI/Prognos (2006 S. X)

Ein Vergleich der Arbeitsmarktentwicklung zwischen der Referenz von GINFORS und der Ölpreisvariante ist nicht ganz einfach, weil die Selbständigen in GINFORS nur insgesamt ausgewiesen sind (vgl. Tab. 32). Aufgrund der positiven Entwicklung bis 2010 in GINFORS ist das Erwerbstätigeniveau durchgehend deutlich höher als bei EWI/Prognos (2006). Abgesehen von Baugewerbe verlaufen die Wachstumsraten aber recht ähnlich. Ein Vergleich der Entwicklung der sektoralen Bruttowertschöpfungen wird an dieser Stelle nicht vorgenommen, da die Wirtschaftsbereiche teils unterschiedlich abgegrenzt und somit nur begrenzt vergleichbar sind.

Tab. 32: Erwerbstätige in GINFORS und nach EWI/Prognos (2006) in 1000

GINFORS	Absolutwerte								% p.a.			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000-2005	2005-2010	2010-2020	2020-2030	
Deutschland												
Land und Forstwirtschaft, Fischerei	481	444	421	399	375	354	334	-1,6	-1,1	-1,2	-1,1	
Industrie, inklusive Energie	8.203	8.120	7.598	7.213	6.778	6.466	6.260	-0,2	-1,3	-1,1	-0,8	
Baugewerbe	2.351	1.898	1.677	1.503	1.371	1.236	1.073	-4,2	-2,4	-2	-2,4	
Handel, Gastgewerbe, Transport	8.591	8.578	8.692	8.781	8.856	8.920	8.978	0	0,3	0,2	0,1	
Unternehmensbez. Dienstleistungen	4.967	5.517	6.111	6.460	6.612	6.422	5.928	2,1	2,1	0,8	-1,1	
Sonstige Dienstleistungen	10.158	10.407	10.806	11.147	11.469	11.735	11.935	0,5	0,8	0,6	0,4	
Beschäftigte alle Wirtschaftsbereiche	34.751	34.965	35.305	35.503	35.462	35.133	34.508	0,1	0,2	0	-0,3	
Selbständige und Beamte	3.936	4.149	4.328	4.494	4.652	4.805	4.955	1,1	0,8	0,7	0,6	
Erwerbstätige alle Wirtschaftsbereiche	38.687	39.114	39.633	39.998	40.114	39.938	39.463	0,2	0,3	0,1	-0,2	

Ölpreisvariante	Absolutwerte								% p.a.			
	2000	2002	2010	2015	2020	2025	2030	2002-2010	2010-2020	2020-2030		
Deutschland												
Land und Forstwirtschaft, Fischerei		939	835		756		692		-1,5	-1	-0,9	
Industrie, inklusive Energie		8.338	7.549		6.893		6.311		-1,2	-0,9	-0,9	
Baugewerbe		2.427	2.235		2.190		2.044		-1	-0,2	-0,7	
Handel, Gastgewerbe, Transport		9.858	9.791		9.670		9.185		-0,1	-0,1	-0,5	
Unternehmensbez. Dienstleistungen		5.962	6.334		6.668		6.574		0,8	0,5	-0,1	
Sonstige Dienstleistungen		11.147	11.602		12.043		12.037		0,5	0,4	0	
Erwerbstätige alle Wirtschaftsbereiche		38.671	38.346		38.220		36.843		-0,1	0	-0,4	

Quellen: OECD STAN Database; ab 2005 eigene Berechnungen mit GINFORS; EWI/Prognos (2006, S.22)

Die Entwicklung des Energieeinsatzes in der Referenzentwicklung in GINFORS im Vergleich zur Ölpreisvariante ist in Tab. 33 und Tab. 34 dargestellt. Bis zum Jahr 2010 laufen die Wachstumsraten ähnlich, danach geht der Primärenergieverbrauch in GINFORS weniger stark zurück als in EWI/Prognos (2006), was auf die entsprechenden Annahmen einer geringeren Effizienzsteigerung zurückgeht. Dies ist

auch der Grund für die im Vergleich hohe Zunahme des Kohleinsatzes (vor allem im Umwandlungssektor) in der Referenz in GINFORS nach 2015, weil der Ausstieg aus der Kernenergie nicht entsprechend durch effizientere Kraftwerke bzw. Effizienzsteigerungen auf der Nachfrageseite ausgeglichen wird.

Tab. 33: Primärenergieverbrauch in GINFORS in PJ

GINFORS	Absolutwerte							% p.a.			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000-2005	2005-2010	2010-2020	2020-2030
Deutschland											
TPES	14.390	14.422	14.107	13.901	13.584	13.496	13.265	0	-0,4	-0,4	-0,2
Kohle	3.552	3.460	3.418	3.270	3.477	3.378	3.057	-0,5	-0,2	0,2	-1,3
Mineralöle	5.516	5.158	5.038	4.854	4.678	4.640	4.550	-1,3	-0,5	-0,7	-0,3
Erdgas	3.008	3.282	3.143	3.263	3.432	3.559	3.591	1,8	-0,9	0,9	0,5
Kernenergie	1.851	1.817	1.502	1.199	320	0	0	-0,4	-3,7	-14,3	-100
Wasserkraft,Windkraft,Photovoltaik	117	201	371	535	736	919	1.041	11,5	13	7,1	3,5
Biomasse, Müll	329	451	542	665	807	847	864	6,5	3,7	4,1	0,7
sonstige Erneuerbare	5	5	11	13	17	23	27	-0,1	15,6	4,7	5

Quellen: IEA (2006a); ab 2005 eigene Berechnungen mit GINFORS

Tab. 34: Primärenergieverbrauch nach EWI/Prognos (2006) in PJ

Ölpreisvariante	Absolutwerte							% p.a.		
	2000*	2002	2010	2015	2020	2025	2030	2000-2010	2010-2020	2020-2030
Deutschland										
Primärenergieverbrauch	14356	14324	13932		12733		11886	-0,3	-0,9	-0,7
Kohle	3555	3546	3654		3736		3476	0,3	0,2	-0,7
Mineralöle	5500	5349	5145		4428		3966	-0,7	-1,5	-1,1
Erdgas	2995	3113	2851		2834		2670	-0,5	-0,1	-0,6
Kernenergie	1849	1800	1390		340		0	-2,8	-13,1	-100
Wasserkraft,Windkraft,Photovoltaik	106	143	244		332		430	8,7	3,1	2,6
Biomasse, Müll	310	343	622		979		1147	7,2	4,6	1,6
sonstige Erneuerbare	0	0	30		92		249	-	11,9	10,5

Quellen: EWI/Prognos (2006)e

Anmerkung*: die Werte für das Jahr 2000 sind EWI/Prognos (2005) entnommen, da die Ölpreisvariante keine Angaben für das Jahr 2000 enthält.

Für die energiebedingten CO₂-Emissionen bedeutet dies in der Referenz von GINFORS, dass die Entwicklung nach 2015 sogar wieder nach oben geht. Werden für die übrigen Treibhausgasemissionen Entwicklungen wie in der Referenz von Politikszenerarien III unterstellt, erreicht Deutschland im Jahr 2010 eine Minderung der THG-Emissionen gegenüber 1990 von 20,5% und im Jahr 2020 von 21,9%. Damit wäre das Kyoto-Ziel für den Zeitraum 2008-2012 in etwa erreicht. Abschließende Zahlen von Politikszenerarien IV lagen im Projekt nicht vor.

Tab. 35: Energiebedingte CO₂-Emissionen in GINFORS in Mio. t

GINFORS	Absolutwerte							% p.a.					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
Deutschland													
Gesamt	848,7	853,2	835,0	814,5	832,1	831,1	799,4						
int. Flugverkehr	21,7	24,5	29,2	32,6	35,3	39,3	42,7						
insgesamt	827,0	828,6	805,8	781,9	796,8	791,8	756,7	0	-0,6	-0,6	0,4	-0,1	-0,9
Kohle	336,0	338,2	334,2	319,7	339,9	330,3	298,9	0,1	-0,2	-0,9	1,2	-0,6	-2
Öl	324,9	297,8	285,2	266,8	249,3	246,1	240,3	-1,7	-0,9	-1,3	-1,3	-0,3	-0,5
Gas	158,4	184,2	176,4	183,1	192,6	199,7	201,5	3,1	-0,9	0,8	1	0,7	0,2
andere	7,6	8,4	10,1	12,4	15,0	15,7	16,1	1,9	3,7	4,2	4	1	0,4

Quellen: IEA (2006c); ab 2005 eigene Berechnungen mit GINFORS

Tab. 36: THG-Emissionen in GINFORS in Mio. t

GINFORS	Referenzszenario						
	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2030
Deutschland	Mt CO ₂ -Äquivalente						
energiebedingte CO₂-Emissionen							
Umwandlungsbereich	415,0	354,9	371,0	355,3	345,0	375,7	345,9
Industrie	179,6	126,6	120,4	116,5	114,7	112,4	108,4
Verkehr	174,2	195,1	184,1	182,4	173,2	162,9	158,9
ohne int. Flugverkehr	160,0	173,4	159,6	153,2	140,7	127,6	116,2
Haushalte, Handel, Gewerbe, Militär	219,7	172,1	176,9	172,7	167,1	161,6	150,3
gesamte energiebed. CO₂-Emissionen	988,5	848,7	852,5	826,9	800,1	812,5	763,5
nicht energiebed. CO₂-Emissionen	27,6	26,1	-	24,4	-	24,4	23,3
CO₂-Emissionen insgesamt	1.016,1	874,8	-	851,3	-	836,9	786,8
ohne int. Flugverkehr	1.001,9	853,1	-	822,1	-	801,6	744,2
Nicht-CO₂-Emissionen	231,3	153,7	143,1	140,9		137,9	137,6
CO ₂ -Äquivalente							
THG insgesamt	1.247,4	1.028,5	-	992,2	-	974,8	924,4
Veränderung THG ggü. 1990, in %		-17,5	-	-20,5	-	-21,9	-25,9

Quellen: IEA (2006c); ab 2005 eigene Berechnungen mit GINFORS.
 Nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen und Nicht-CO₂-Emissionen entsprechend
 Referenzszenario Politikszenerarien III (Ziesing et al. 2005).

Tab. 37: Energiebedingte THG-Emissionen nach EWI/Prognos (2006) in Mio. t

Ölpreisvariante	Absolutwerte				
	2000	2002	2010	2015	2020
Deutschland					
CO₂-Emissionen					
Umwandlungsbereich		356,8	347,8		360,9
Industrie		132,0	125,4		116,0
Verkehr		193,4	184,1		154,7
ohne int. Flugverkehr		176,4	163,6		129,2
Haushalte, Handel, Gewerbe, Militär		176,2	174,7		150,4
CO₂-Emissionen insgesamt		858,4	832,0		781,9
ohne int. Flugverkehr		841,4	811,5		756,4
THG-Emissionen (ohne int. Flugverkehr)					
CO ₂ -Äquivalente					
CO ₂		841,4	811,5		756,4
CH ₄		17,6	14,3		11,1
N ₂ O		9,9	8,8		8,2
Summe (CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen)		868,9	834,6		775,7
Veränderung THG ggü. 1990		-16,5	-19,8		-25,5

Quelle: EWI/Prognos (2006), S. 132

4.3 SZENARIEN EINES EU-ALLEINGANGS

Die Europäische Union hat im Frühjahr 2007 in Brüssel beschlossen, ihre THG-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 20% gegenüber 1990 zu reduzieren, bei entsprechender Beteiligung der anderen Industrie- und wichtiger Schwellenländer sogar um 30%. Ein damit möglicher Alleingang der EU birgt die größte Gefahr von deutlichen Leakage-Effekten und wird im Weiteren eingehend analysiert. Zunächst wird eine Basisvariante dieses Alleingangs als Szenario EU-1 ausführlich beschrieben. Die

übrigen durchgeführten Varianten dienen vor allem dazu, bestimmte Aspekte des EU-Alleingangs zu beleuchten. An wichtigen Punkten werden diese eingehend erläutert. Dabei geht es um die Länderverteilung der THG-Minderungen im Rahmen des EU burden sharing, die Zuteilung der Zertifikate, die konkrete Ausgestaltung des Bereichs, der nicht vom Emissionshandelssystem (ETS) abgedeckt wird und der erlaubte Umfang von Emissionsminderungen außerhalb der EU im Rahmen der flexiblen Mechanismen.

4.3.1 Szenario EU-1

Wichtige Annahmen:

- Ziel: Minderung der THG-Emissionen der EU-27 um 20% gegenüber 1990
- Burden sharing: Einheitliche prozentuale Minderungen in allen Ländern auf die Kyoto-Ziele (EU-15) bzw. die tatsächlichen Emissionen 2008-12 (NMS-12)
- Emissionshandel (ETS): Auktionierung der Zertifikate in der Energiewirtschaft, Benchmarking in energieintensiven Industrien, Erweiterung gegenüber heute um den Flugverkehr
- Nicht-ETS-Bereich: CO₂-Steuer als Näherungswert im Modell (keine politische Empfehlung) für vielfältige klimapolitische Maßnahmen, aufkommensneutrale Rückgabe
- Keine Nutzung flexibler Mechanismen

Zentrale Ergebnisgrößen im Jahr 2020:

- CO₂-Zertifikatspreis: 30 Euro₂₀₀₅/t (entspricht 10 Cent/l Heizöl)
- CO₂-Steuersatz: 100 Euro₂₀₀₅/t (EU-15, entspricht 32 Cent/l Diesel), 50 Euro (NMS-12)
- Gesamtwirtschaftliche Kosten in Deutschland gegen Referenz: 0,84% des BIP oder 22 Mrd. Euro, durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 2012 bis 2020 aber fast unverändert bei 1,5%
- Deutliche Preissteigerungen bei Strom und Gas, Bauen und Wohnen sowie Verkehr
- BIP-Effekt in der EU-27 gegen Referenz: -0,6% oder 73 Mrd. Euro
- CO₂-Minderung weltweit sehr gering: -1,4% (504 Mio. t)
- Positive Wachstumseffekte und vermehrte CO₂-Emissionen in USA und G5: Carbon Leakage weltweit in Höhe von 14% (85 Mio. t) der in der EU reduzierten Emissionen (589 Mio. t)

4.3.1.1 Ausgestaltung

Der Emissionshandel wird auf den Flugverkehr ausgedehnt. Nach 2012 werden die Zertifikate mit Ausnahme der energieintensiven Industrien zu 100% versteigert und das Aufkommen an die Energieverbraucher über eine Senkung der Einkommensteuer zurückgegeben. Die Zertifikatspreise werden voll auf die Energiepreise aufgeschlagen. Die am Emissionshandel beteiligten energieintensiven Industrien erhalten die Zertifikate weiterhin kostenlos. Es ist auch unterstellt, dass sie den Zertifikatspreis zwar bei ihrem Energieeinsatz berücksichtigen, aber keine Opportunitätskosten einpreisen. Das damit abgebildete Verhalten ist am besten durch ein Benchmarkingverfahren oder auch branchenbezogenes Emissionshandelsverfahren zu erreichen, das nur die Unternehmen

belastet, deren CO₂-Emissionen über dem europäischen Branchendurchschnitt plus geforderter Effizienzverbesserung als Benchmark liegen. Ein solches Verfahren schlägt u.a. auch die deutsche Stahlindustrie vor (Ameling 2007). Damit ist gewährleistet, dass direkte THG-Emissionen energieintensiver Industrien diese nicht belasten, das Problem steigender Strompreise und damit verbundener Kostenbelastungen bleibt aber bestehen. Die Zuteilungsperioden reichen von 2013 bis 2020 und von 2020 bis 2030. Die Nutzung flexibler Mechanismen (JI/CDM) nach 2012 ist nicht gestattet, weil ohne Fortführung eines internationalen Klimaabkommens die Rahmenbedingungen für flexible Mechanismen völlig unklar sind. Es wäre in diesem Fall sehr unsicher, in welchem Umfang Zertifikate aus diesen Mechanismen bereit stehen würden.

Ziel im Szenario EU-1 ist eine Minderung der Treibhausgasemissionen der EU im Jahr 2020 um 20% gegenüber 1990. Für die Zeit nach 2020 wird eine begrenzte zusätzliche Emissionsminderung als Ziel vorgegeben. Für die Mitgliedsstaaten gelten einheitliche prozentuale Minderungsziele bezogen auf die Länderziele im EU burden sharing für die EU-15 bzw. bezogen auf die tatsächlichen Emissionen im Zeitraum 2008 bis 2012 für die neuen Mitgliedsstaaten (NMS-12).

Letztlich führt kein Weg daran vorbei, dass die Preisrelationen auch außerhalb des ETS so verändert werden, dass die Emissionen wie vorgegeben sinken. Da es in einem internationalen Modellsystem nicht möglich ist, alle dazu eingesetzten spezifischen nationalen Instrumente abzubilden, wird als Näherungswert für die notwendige Kostenbelastung eine CO₂-Steuer modelliert, deren Aufkommen möglichst neutral über Steuersenkungen an die Energieverbraucher zurückgegeben wird. Es ist an dieser Stelle zu betonen, dass hier nicht die Einführung einer solchen aufkommensneutralen CO₂-Steuer gefordert wird. Aus guten Gründen hat die Politik spezifische Instrumente entwickelt. Tatsächlich wirken aber einige dieser Instrumente wie das von den Stromverbrauchern finanzierte EEG, das steuerfinanzierte Gebäudesanierungsprogramm oder die geplante Reform der Kfz-Steuer in Verbindung mit zu erwartenden Mehrkosten für emissionsarme Neufahrzeuge in ähnlicher Weise, was die vereinfachte Modellierung im internationalen Kontext zusätzlich rechtfertigt. Ein wesentlicher Unterschied dürfte in der leichteren politischen Umsetzbarkeit von Förderinstrumenten gegenüber Abgaben liegen. Die nationale Klimaschutzpolitik, deren Kosten stark von der tatsächlichen Umsetzung abhängen, muss sich an dem Marktinstrument CO₂-Steuer messen lassen.

In anderen Teilen der Welt finden keine weitergehenden Klimaschutzanstrengungen statt. Damit sind mögliche positive ökonomische Effekte eines Alleingangs in Form z.B. höherer Exporte von Klimaschutzgütern weitestgehend ausgeschlossen. So gibt es in der Logik des Szenarios keinen Grund für Staaten außerhalb der EU wie die USA oder China im Vergleich zum Referenzszenario z.B. zusätzliche deutsche Windräder zu kaufen.

In mehreren Simulationsrechnungen hat sich gezeigt, dass die EU ihr Minderungsziel bei einem Zertifikatspreis von rund 30 Euro/t CO₂ in heutigen Preisen im Jahr 2020 und einem CO₂-Steuersatz von rund 100 Euro/t CO₂ in der EU-15 und von etwa 50 Euro/t CO₂ in den neuen Mitgliedsstaaten erreichen kann. Von einer weiteren nationalen Differenzierung der CO₂-Steuersätze wird hier abgesehen. Die CO₂-Zertifikatspreise zur Erreichung der 20%-Minderung in der EU liegen hier höher als in anderen aktuellen Untersuchungen. So gehen Prognos/EWI (2007) zur Erreichung einer 40%-Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020 und EWI/EEFA (2007) zu einer THG-Minderung um 30% bis 2020 bei einer ähnlichen Entwicklung der internationalen Energiepreise von Zertifikatspreisen von jeweils 22 Euro/t CO₂ aus. Allerdings ist dort jeweils auch die Nutzung flexibler Mechanismen unterstellt, was hier ausgeschlossen

ist. Prognos/EWI (2007) gehen außerdem von „intensiven energiepolitischen Maßnahmen“ aus. Der Anteil der Biokraftstoffe liegt in Deutschland im Jahr 2020 bei 20% gegenüber 17,5% im Referenzszenario. In den übrigen EU-Ländern wird von einem Anteil der Biofuels von 10% gegenüber 6,5% im Referenzszenario ausgegangen.

4.3.1.2 Nationale Wirkungen

In Deutschland wird der Rückgang des Bruttoinlandsprodukts um 0,84 % im Jahr 2020 im Vergleich zur Referenzentwicklung wesentlich durch den Außenhandel bestimmt. Die Exporte liegen um immerhin 1,49 % oder 22,6 Mrd. Euro niedriger als im Referenzszenario. Zwar gehen auch die Energieimporte deutlich zurück, allerdings nehmen die Importe insgesamt gegenüber dem Referenzszenario sogar leicht zu. Auch das steigende Preisniveau im Inland wirkt negativ auf die Gesamtwirtschaft. Lohnzurückhaltung, d.h. der Stundenlohnsatz steigt weniger stark als der Preisindex der Lebenshaltung, führt dazu, dass der Beschäftigungseffekt deutlich geringer ausfällt als der BIP-Effekt (vgl. Tab. 38).

Tab. 38: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz

2020	Abweichung vom Referenzszenario	Abweichung vom Referenzszenario
	in %	absolut
BIP (Mrd. € in Preisen von 1995)	-0,84	-22,3
Exporte (Mrd. € in Preisen von 1995)	-1,49	-22,6
Importe (Mrd. € in Preisen von 1995)	0,17	2,0
Beschäftigung (in 1000)	-0,09	-36,3
Preisindex Lebenshaltung (1995 = 100)	2,31	3,1
Stundenlohnsatz (in Euro)	1,43	2,4

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Tab. 92 im Anhang verdeutlicht, dass die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse je nach Betrachtungsweise gänzlich unterschiedlich interpretiert werden können. Mit Blick auf die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten sind die Wirkungen des Szenarios EU-1 kaum sichtbar. Diese ändern sich gerade einmal im Bereich der zweiten Nachkommastelle. Absolut pro Jahr und noch mehr aufsummiert über einen längeren Betrachtungszeitraum ergeben sich aber deutliche Abweichungen des BIP von der Referenz. Je nach gewählter Diskontrate betragen die „Kosten des zusätzlichen Klimaschutzes“ des abgebildeten kosteneffizienten Maßnahmenbündels allein für Deutschland im Zeitraum 2013 bis 2020 umgerechnet etwa 85 (Diskontrate 3%) bzw. 123 Mrd. Euro (Diskontrate 0%) in Preisen des Jahres 2000 oder pro Jahr 10 bzw. 15 Mrd. Euro. Die Wahl der Diskonraten folgt der Argumentation von Schwermer (2007) für die Bewertung von Umweltschäden, wonach für Zeiträume bis 20 Jahren eine Diskontrate von 3% und bei generationenübergreifenden Schäden von 1,5% gewählt werden sollte. Zusätzlich sollte im zweiten Fall eine Sensitivitätsrechnung mit einer Diskontrate von 0% durchgeführt werden.

Vor diesem Hintergrund ist es interessant zu sehen, wie die einzelnen Produktionsbereiche auf das Klimaregime reagieren. Die in Tab. 39 und Abb. 23 dargestellten Preiseffekte haben verschiedene Ursachen: Der Emissionshandel erhöht unmittelbar besonders die Preise im Bereich Strom, Gas und Wasser. Die übrigen Sektoren des Produzierenden Gewerbes sind aufgrund der Ausgestaltung des Emissionshandels dagegen nicht direkt betroffen. Preissteigerungen in diesen Bereichen

kommen indirekt über höhere Vorleistungspreise, vor allem von Strom, und den generellen Anstieg des Preisniveaus zustande

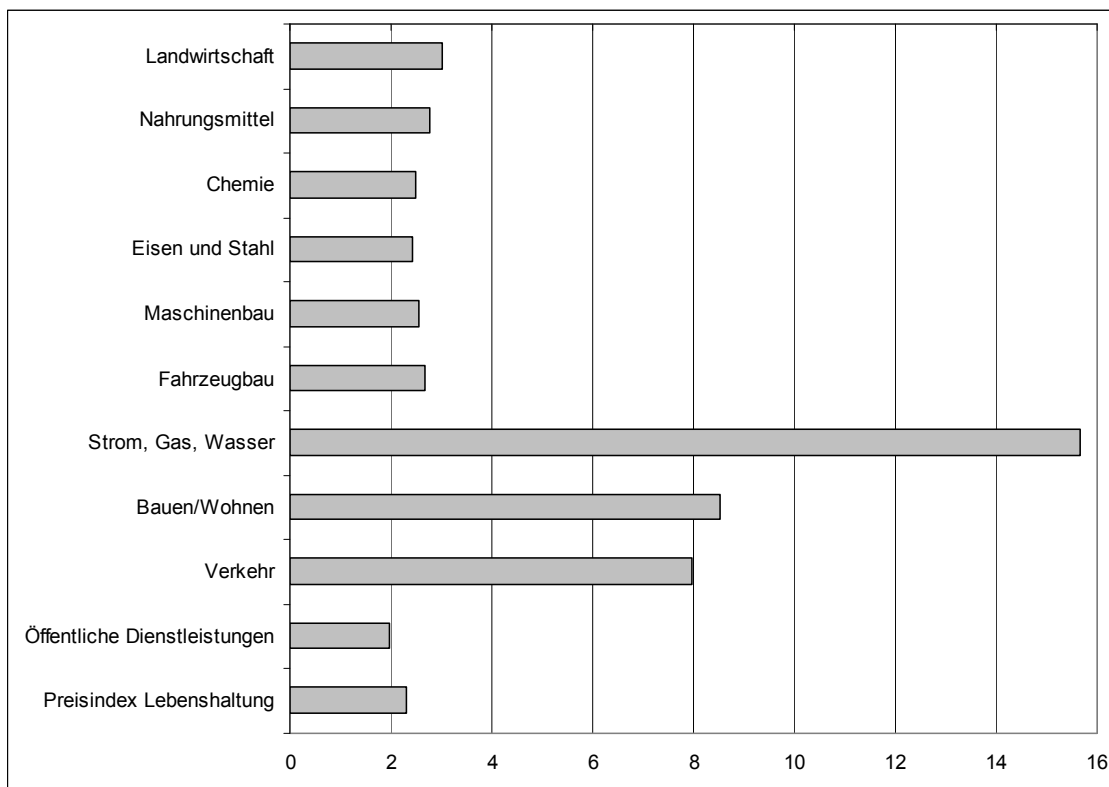
Tab. 39: Sektorale Preis- und Produktionseffekte in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz in vH

2020	Güterpreise	Produktion
(1) Agriculture	3,0	-0,7
(2) Mining and Quarrying	-0,1	-13,9
(3) Food	2,8	0,0
(4) Textiles	2,5	-1,6
(5) Wood	3,0	-0,9
(6) Pulp, Paper	2,8	-0,6
(7) Coke, Refined Petroleum Products	1,7	-5,9
(8) Chemicals excl. Pharma	2,5	-1,3
(9) Pharmaceuticals	2,0	-1,0
(10) Rubber and Plastics	2,5	-1,6
(11) Non-Metallic Minerals	1,6	-0,2
(12) Iron & Steel	2,4	-1,4
(13) Non-Ferrous Metals	2,0	-0,9
(14) Metal Products	2,8	-1,3
(15) Machinery and Equipment	2,6	-1,6
(16) Office Machinery	2,2	-2,4
(17) Electrical Machinery	2,5	-1,9
(18) Radio, TV	2,3	-1,2
(19) Medical, Precision and Optical Instruments	2,5	-1,8
(20) Motor Vehicles	2,7	-1,9
(21) Ships	2,4	-0,8
(22) Aircraft	2,0	-0,9
(23) Railroad	2,0	-0,9
(24) Manufacturing Nec; Recycling	2,6	-1,4
(25) Electricity, Gas, Water Supply	15,7	-8,6
(26) Construction	8,5	-0,4
(27) Trade; Repairs	2,3	-0,6
(28) Hotels and Restaurants	2,6	0,5
(29) Transport and Storage	8,0	-1,3
(30) Post and Telecommunications	2,1	-0,1
(31) Finance, Insurance	1,6	-0,1
(32) Real Estate Activities	3,9	0,6
(33) Renting	2,9	-1,0
(34) Computer	1,7	-1,2
(35) Research and Development	1,8	-1,5
(36) Other Business Activities	1,9	-0,8
(37) Public Services	2,0	-0,9
(38) Education	1,9	-0,7
(39) Health and social work	2,0	-0,3
(40) Other Services	2,1	-0,1
(41) Private Households	2,0	1,1

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Die CO₂-Steuer schlägt sich vor allem in den Dienstleistungssektoren in den Preisen nieder, besonders im Bau und im Verkehrssektor. Daneben führen Preissteigerungen in einem Sektor aufgrund der Vorleistungsverflechtung auch zu Preissteigerungen in anderen Bereichen der Volkswirtschaft. Schließlich ist auch der Lohn-Preis-Zusammenhang zu berücksichtigen: Die Gewerkschaften versuchen die höheren Kosten über Lohnsteigerungen auszugleichen. Alles zusammen ist in GINFORS erfasst und führt im Endergebnis zu den abgebildeten Preiseffekten.

Abb. 23: Preiseffekte in Deutschland in ausgewählten Wirtschaftssektoren: Szenario EU-1 im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Steigende Preise wiederum verändern je nach sektoralen Zusammenhängen auch die Bruttoproduktion der Sektoren. Inländische und ausländische Nachfrage ändern sich entsprechend gemessener Preis- und Einkommenselastizitäten. Besonders starke negative Produktionseffekte sind erwartungsgemäß in den Energiesektoren zu beobachten, weil als Ziel der Klimaschutzpolitik weniger fossile Energie nachgefragt wird.

In vielen, gerade auch energieintensiven Sektoren des Verarbeitenden Gewerbes ist dagegen kein überdurchschnittlicher Rückgang der Bruttoproduktion zu beobachten, was mit der Ausgestaltung des Emissionshandels zu tun hat. Deutliche Produktionsverluste weisen aber einige in sehr starkem internationalem Wettbewerb stehende Bereiche auf wie Büromaschinenbau oder auch Fahrzeugbau. In den stark von heimischer Nachfrage geprägten Dienstleistungssektoren sind die Produktionseinbußen geringer, einige profitieren sogar von der Umverteilung durch die CO₂-Steuereinnahmen.

Tab. 40: Sektorale Arbeitsmarkteffekte in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz

2020	Abweichung vom Referenzszenario	Abweichung vom Referenzszenario
	in %	in 1000
Landwirtschaft, Forstwirtschaft	1,0	3,7
Produzierendes Gewerbe	-1,1	-77,9
Baugewerbe	2,6	35,1
Handel, Gastgewerbe, Transport	0,3	23,8
Unternehmensbez. Dienstleistungen	-0,1	-4,4
Sonstige Dienstleistungen	-0,2	-17,6
Insgesamt	-0,1	-36,3

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Ein etwas anderes Bild ergibt sich bei der Beschäftigung (Tab. 40). In der Landwirtschaft und im Baugewerbe ist die Entwicklung stark vom Reallohn abhängig. Deshalb kommt es in diesen Bereichen sogar zu einer leichten Zunahme der Zahl der Beschäftigten. Deutliche absolute Beschäftigungsrückgänge im Vergleich zur Referenz weisen vor allem das Produzierende Gewerbe und die Dienstleistungssektoren auf.

In diesem Zusammenhang ist die Frage zu klären, wie gut das Modell mögliche Leakage-Effekte erfassen kann und in welchem Umfang diese auftreten könnten. Eine Verlagerung energieintensiver Produktion ins Ausland, die dort zu höheren Emissionen als im Inland führt, ist am ehesten in besonders energieintensiven Branchen zu erwarten, die in intensivem internationalem Wettbewerb stehen. Die gewählte Ausgestaltung mit dem Benchmarking führt aber dazu, dass die Brennstoffkosten im Branchendurchschnitt unverändert bleiben (so auch Ameling 2007). Problematisch bleiben Branchen mit hohem Stromkostenanteil, weil Strom durch den Emissionshandel deutlich teurer wird. Tab. 41 stellt für das Jahr 2004 ausgewählte Kenngrößen für besonders energieintensive Branchen auf der 4-Stellerebene im Vergleich mit dem entsprechenden 2-Steller dar. Nur in wenigen Fällen ist das Verhältnis von Stromkosten zur Bruttowertschöpfung (BWS) bzw. zum Bruttoproduktionswert (BPW) auf der 4-Stellerebene mehr als doppelt so groß wie auf der zugehörigen 2-Stellerebene. Auf der anderen Seite sind die Exportanteile in den Nicht-Euro-Raum einiger besonders stromintensiver Branchen überdurchschnittlich hoch.

Tab. 41: Kenngrößen energieintensiver Branchen im Jahr 2004

2004	Verhältnis von Stromkosten zu BWS	Verhältnis von Energiekosten zu BWS	Anteil der Energiekosten am BPW	Beschäftigte	Anteil Export in Nicht-Euro-Raum am Umsatz
	%	%	%		%
WZ-20: Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	5,24	9,50	2,60	84.515	9,18
WZ-202: H.v. Furnier-, Sperrholz-, Holzfasерplatten u.a.	12,83	22,93	5,10	17.071	16,17
WZ-21: Papiergewerbe	7,80	17,31	5,10	141.943	14,97
WZ-2112: Herstellung von Papier, Karton und Pappe	15,05	33,26	8,70	43.490	24,54
WZ-24: Herstellung von chemischen Erzeugnissen	3,85	9,82	2,90	445.634	26,93
WZ-247: Herstellung von Chemiefasern	8,34	21,67	5,80	14.599	30,19
WZ-26: Glasgew., H.v.Keramik, Verarb. v. Steinen u.Erden	5,50	15,99	5,60	205.401	11,75
WZ-2613: Herstellung von Hohlglas	8,78	23,26	9,20	16.724	17,12
WZ-2651: Herstellung von Zement	24,94	55,31	17,10	8.340	2,68
WZ-2652: Herstellung von Kalk	10,31	49,78	20,40	2.406	1,66
WZ-27: Metallerzeugung und -bearbeitung	9,59	24,08	6,20	247.657	14,89
WZ-271: Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferroleg.	11,55	40,51	10,40	78.050	13,45
WZ-2742: Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium	14,94	23,08	5,20	29.818	21,42
WZ-2743: Erzeugung u.erste Bearbtg. von Blei, Zink u. Zinn	21,47	34,81	7,40	3.638	8,33
WZ-2744: Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer	6,72	11,47	2,30	17.292	17,53
WZ-2751: Eisengießereien	9,36	16,77	6,30	28.818	12,94
Summe der 4-Steller				260.246	

Quelle: Destatis (2007a, b)

Leakage-Effekte in GINFORS

Eine Maßnahme zum Klimaschutz, die in einer Region getroffen wird, sollte nicht nur die Emissionen in der betrachteten Region senken, sondern auch global zu einer Reduktion von THG-Emissionen führen. Dies muss nicht unbedingt der Fall sein, denn die durch die Maßnahme in der betrachteten Region entstandenen Vermeidungskosten können besonders betroffene Unternehmen im internationalen Wettbewerb zurückwerfen, so dass die Exporte der betreffenden Güter fallen und ihre Importe steigen. Es kann sogar zu einer totalen Verlagerung der Produktion bestimmter Güter in das Ausland führen. Wenn die dort verwendeten Technologien weniger ressourceneffizient sind, was aus deutscher Sicht vielfach der Fall ist, wird im Ergebnis die Belastung der Umwelt global steigen.

Die Betrachtung dieses so genannten Leakage-Effekts ist besonders wichtig, weil die EU mit den Beschlüssen des Brüsseler Gipfels vom Frühjahr 2007 einen klimapolitischen Alleingang bewusst in Betracht zieht. Die Frage ist, bei welcher Politik in welchen Gütergruppen mit welcher Stärke die genannten Effekte auftreten könnten. Das Modell GINFORS ist grundsätzlich geeignet, um diese Frage zu beantworten. Änderungen der Stückkosten werden in die Entwicklung der Güterpreise übertragen, und der internationale Preiswettbewerb steht im Zentrum der Modellierung des Welthandels. Ferner ist das Modell sowohl im Hinblick auf den Welthandel als auch auf Energieverbrauch und THG-Emissionen global geschlossen, so dass die Wirkungen einer Maßnahme in einer Region in ihren weltweiten Auswirkungen verfolgt werden können.

Allerdings gibt es Grenzen im Auflösungsvermögen der Betrachtung der Effekte. Mit 41 Branchen weist das Modell im Vergleich zu anderen Modellen schon eine tiefe Untergliederung auf, die flächendeckend wegen der Begrenzung beim vorhandenen Datenmaterial nicht überboten werden kann. Dennoch bleibt im Hinblick auf die Erfassung der Energiekosten bei einigen Branchen eine gewisse Unschärfe. Dies lässt sich beispielsweise am Chemiesektor verdeutlichen: Die Herstellung von Chemiefasern (Wirtschaftszweig 24.7) ist mehr als doppelt so energieintensiv wie die Produktion des Sektors insgesamt, macht aber insgesamt nur einen kleinen Teil der Gesamtproduktion aus. Um dies zu berücksichtigen, werden in die Berechnung der internationalen Handelsanteile für den Sektor Chemie entsprechend höhere Preiswirkungen eingestellt.

Unterschiedliche Einschätzungen zum Ausmaß möglicher Leakage-Effekte haben zu einem guten Teil mit den gewählten Bezugsgrößen zu tun, wie sich an Tab. 41 gut ablesen lässt. Nach Eikmeier et al. (2005) ist dies das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung, das auch bei der Härtefallregelung des EEG Anwendung findet. Stern (2007, S.297ff) setzt die Energiekosten ins Verhältnis zu den gesamten Kosten, die insbesondere die Vorleistungen einschließen und nahe am Bruttoproduktionswert (abzüglich der Gewinne) liegen. Die Energiesteuer-Richtlinie der EU spricht von energieintensiven Betrieben, wenn die Energie- und Stromkosten mehr als 3% des Bruttoproduktionswerts ausmachen. Bei Verwendung der Bruttowertschöpfung sind die Zahlen etwa um den Faktor 2 bis 5 höher als bei Verwendung der Bruttoproduktion. Entsprechend unterschiedlich werden die Wirkungen steigender Strom- bzw. Energiepreise von den Autoren eingeschätzt.

GINFORS erfasst die Entwicklungen im Wesentlichen auf der 2-Stellerebene der Wirtschaftszweige. Bezugsgröße ist in GINFORS wie etwa für den Produktionsfaktor Arbeit auch die Bruttoproduktion. Das Vorgehen entspricht somit weitestgehend Stern (2007). Nach Tab. 39 treten im Szenario EU-1 in den energieintensiven Produktionsbereichen keine überdurchschnittlichen Produktionsrückgänge im Vergleich

zur Referenz auf. Nur ein kleiner Teil der potentiell 260.000 direkt betroffenen Beschäftigten des Jahres 2004 – ihre Zahl ist wie die Stromintensität der Sektoren (vgl. dazu Kapitel 3) auch in der Referenz bis 2020 weiter rückläufig – wird demnach durch die steigenden Strompreise den Arbeitsplatz verlieren. Die wechselkursbedingten Änderungen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit in den vergangenen Jahren dürften für die meisten Unternehmen problematischer gewesen sein. Auf der anderen Seite stößt eine sektorale Modellierung mit der Annahme homogener Produktionsprozesse hier zwangsläufig an ihre Grenzen, weil wegen fehlender Daten nicht auf der 4-Stellerebene modelliert werden kann.

Wenn die Politik den gefährdeten Teil dieser Produktion und die damit verbundenen Arbeitsplätze nicht verlieren will, sollten auch im Interesse des internationalen Klimaschutzes Ausnahmeregelungen für bestehende stromintensive Betriebe gelten, die im intensiven internationalen Wettbewerb stehen, wie sie sich schon bei der Ökologischen Steuerreform oder dem EEG bewährt haben. Langfristige Standortentscheidungen bzgl. stromintensiver Produktionsanlagen werden sich auch in einem zukünftigen Klimaregime wesentlich am Strompreis orientieren.

Methode und Ergebnisse stehen in Einklang mit der Analyse der Branchen der britischen Volkswirtschaft, wie sie von Stern (2007, S.282ff.) vorgenommen wurde. Demnach konzentrieren sich deutliche Preissteigerungen von Klimaschutz auf wenige Branchen, die teils nur in begrenztem internationalen Wettbewerb stehen. Die Verlagerung einzelner Anlagen ist industrie- und klimapolitisch problematisch, für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung aber nicht dramatisch. Die Zunahme der CO₂-Emissionen außerhalb der EU um 85 Mio. t CO₂ liegt in diesem Szenario im Verhältnis zur Verringerung der Emissionen in der EU-27 von 589 Mio. t CO₂ mit gut 14% in einem Bereich, der vom IPCC (2007) für verschiedene Modellanalysen bzgl. der Erfüllung der weniger weitreichenden Kyoto-Ziele mit 5-20% berichtet wird.

Vielfach wird argumentiert, dass die Kosten des Klimaschutzes durch internationale Wettbewerbsvorteile bei Klimaschutzgütern reduziert oder sogar aufgewogen werden. Für den Fall des hier untersuchten EU-Alleingangs ist dieses Argument kaum stichhaltig. Bereits in der Referenzentwicklung werden viele Staaten allein aus Gründen der Versorgungssicherheit verstärkt solche Güter nachfragen, bei denen Deutschland derzeit vielfach Weltmarktführer ist. Zumindest für Teile der Erneuerbaren Energien ist aufgrund der hohen Exportquoten davon auszugehen, dass ihre Förderung gesamtwirtschaftlich positiv ist (Staiss et al. 2006). Sollten die Staaten außerhalb der EU in Zukunft aber auf Klimaschutz verzichten, werden auch diese Märkte nur begrenzt wachsen. Die Produktions- und Beschäftigungseffekte im Vergleich zum Referenzszenario könnten für Deutschland aber besser ausfallen, wenn andere EU-Staaten Erneuerbare Energien verstärkt fördern sollten, was wiederum die negativen Wirkungen in diesen Ländern erhöhen dürfte.

Entscheidend für die Veränderungen des Energieeinsatzes im Modell sind die Änderungen der (Schatten-) Preise der Energieträger, die durch den CO₂-Zertifikatspreis von 30 Euro/t CO₂ bzw. die CO₂-Steuer von 100 Euro/t CO₂ in heutigen Preisen ausgelöst werden. Tab. 42 zeigt die Wirkung auf ausgewählte Energieträgerpreise in Deutschland in der Abgrenzung der IEA (2007). Eine Tonne Kohle wird demnach vor Steuern im Jahr 2020 72,38 Euro kosten gegenüber 62,13 Euro im Jahr 2006 (IEA 2007). Ein Zertifikat zur Verbrennung der Kohle kostet umgerechnet 47,55 Euro. Entsprechend schlägt eine Tonne Kohle in der Stromerzeugung mit 119,94 Euro zu Buche, wobei der Anteil der Zertifikatskosten am kalkulatorischen Gesamtpreis fast

40% ausmacht.¹ Für die hier nicht getrennt ausgewiesene Braunkohle fällt der Preisanstieg wegen des höheren Kohlenstoffgehalts sogar noch deutlicher aus. Der Preisaufschlag für Gas in der Stromerzeugung liegt deutlich niedriger, weil Gas weniger CO₂-intensiv ist. Die Kosten von Kernenergie und Erneuerbaren Energieträgern bleiben gegenüber der Referenz unverändert. Entsprechend verbessert sich die Wirtschaftlichkeit dieser Energieträger.

Die relativen Preisaufschläge bei den übrigen Energieträgern sind von verschiedenen Größen abhängig. Mineralölprodukte sind etwa im Verhältnis 3:2 kohlenstoffintensiver als Erdgas. Die Energiesteuersätze sind im Verkehrsbereich und bei den privaten Haushalten besonders hoch. Schließlich ist im ETS-Bereich der Aufschlag mit 30 Euro/t viel niedriger als im Nicht-ETS-Bereich mit 100 Euro/t. Die kalkulatorischen Gesamtpreise für Haushalte und Treibstoffe sind inklusive Mehrwertsteuer ausgewiesen. Entsprechend steigen alle betrachteten kalkulatorischen Energieträgerpreise durch die CO₂-Aufschläge deutlich an. Am geringsten fällt der Anstieg bei den Treibstoffen mit hohen Energiesteuersätzen aus. Besonders niedrig ist der Aufschlag bei den Flugkraftstoffen, die um rund 10 €Cent/l durch die Einbeziehung in das ETS teurer werden.

Tab. 42: Ausgewählte Energieträgerpreise in jew. Preisen in Deutschland im Szenario EU-1 im Jahr 2020

	Einheit	Preis vor Steuern	Energiesteuersatz	CO ₂ -Aufschlag	Kalk. Gesamtpreis	Anteil CO ₂ -Aufschlag am Gesamtpreis
Kohle, Stromerzeugung	Euro/t	72,38	0,00	47,55	119,94	39,65
lt. Heizöl, Industrie**	Euro/1000 l	468,46	36,81	189,43	694,70	27,27
lt. Heizöl, Haushalte*	Euro/1000 l	468,46	61,35	319,23	949,71	33,61
Treibstoffe (Diesel, HH)*	Euro/l	0,51	0,47	0,32	1,49	21,65
Flugkraftstoffe	Euro/l	0,51	0,00	0,10	0,61	16,39
Gas, Stromerzeugung	Cent/kWh	3,01	0,00	0,89	3,90	22,72
Gas, Industrie**	Cent/kWh	3,54	0,33	1,92	5,79	33,14
Gas, Haushalte*	Cent/kWh	6,06	0,55	2,95	10,82	27,29

* Mehrwertsteuer von 19% im Endpreis enthalten

** ermäßigter Steuersatz

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS, IEA (2007)

Es ist bei dieser Betrachtung nochmals zu betonen, dass die Aufschläge der CO₂-Steuer als Näherungswert für vielfältige staatliche Maßnahmen betrachtet werden. Der Vergleich der aktuell geltenden Energiesteuersätze mit den jeweiligen CO₂-Aufschlägen zeigt aber doch die Dimension der Aufgabe, vor der die deutsche Energie- und Klimapolitik in den kommenden Jahren steht, wenn sie durch spezifische Politikmaßnahmen vergleichbare Impulse auslösen will.

Ein Vergleich der Emissionsentwicklung im Szenario EU-1 (Tab. 43) mit der Ölpreisvariante des Energiereports verdeutlicht, dass ein ganzer Teil der hier untersuchten THG-Minderung in der Ölpreisvariante des Energiereports bereits als Referenzentwicklung unterstellt ist. Während in der Ölpreisvariante die THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 um 25,5% niedriger liegen (vgl. Tab. 37), sind

¹ In der Referenz beträgt der CO₂-Aufschlag bei einem Zertifikatspreis von 7,5 Euro/t CO₂ nur rund 12 Euro/t Kohle.

es im Szenario EU-1 bei angenommener Konstanz der Nicht-CO₂-Emissionen 31,8%. Ohne Berücksichtigung des internationalen Flugverkehrs, dessen genaue Einbeziehung in ein Post-Kyoto-Abkommen noch unklar ist, wären es sogar 34% gegenüber 1990.

Tab. 43: THG-Emissionen in Deutschland – Szenario EU-1 im Vergleich zur Referenz

GINFORS	Referenzszenario				EU-1		
	2000	2010	2020	2030	2020	Abweichung vom Referenzszenario im Jahr 2020	
Deutschland	Mt CO ₂ -Äquivalente				Mt CO ₂ -Äquivalente	Mt CO ₂ -Äquivalente	%
energiebedingte CO₂-Emissionen							
Umwandlungsbereich	354,9	355,3	375,7	345,9	307,1	-68,6	-18,27
Industrie	126,6	116,5	112,4	108,4	101,9	-10,5	-9,31
Verkehr	195,1	182,4	162,9	158,9	140,6	-22,3	-13,68
ohne int. Flugverkehr	173,4	153,2	127,6	116,2	109,0	-18,6	-14,58
Haushalte, Handel, Gewerbe, Militär	172,1	172,7	161,6	150,3	138,6	-23,0	-14,22
gesamte energiebed. CO₂-Emissionen	848,7	826,9	812,5	763,5	688,2	-124,3	-15,30
nicht energiebed. CO₂-Emissionen	26,1	24,4	24,4	23,3	24,4	-	0,00
CO₂-Emissionen insgesamt	874,8	851,3	836,9	786,8	712,6	-124,3	-14,86
ohne int. Flugverkehr	853,1	822,1	801,6	744,2	681,0	-120,7	-15,05
Nicht-CO₂-Emissionen	153,7	140,9	137,9	137,9	137,9	-	-
CO₂-Äquivalente							
THG insgesamt	1.028,5	992,2	974,8	924,7	850,5	-124,3	-12,76
Veränderung THG ggü. 1990, in %	-17,5	-20,5	-21,9	-25,9	-31,8		-

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

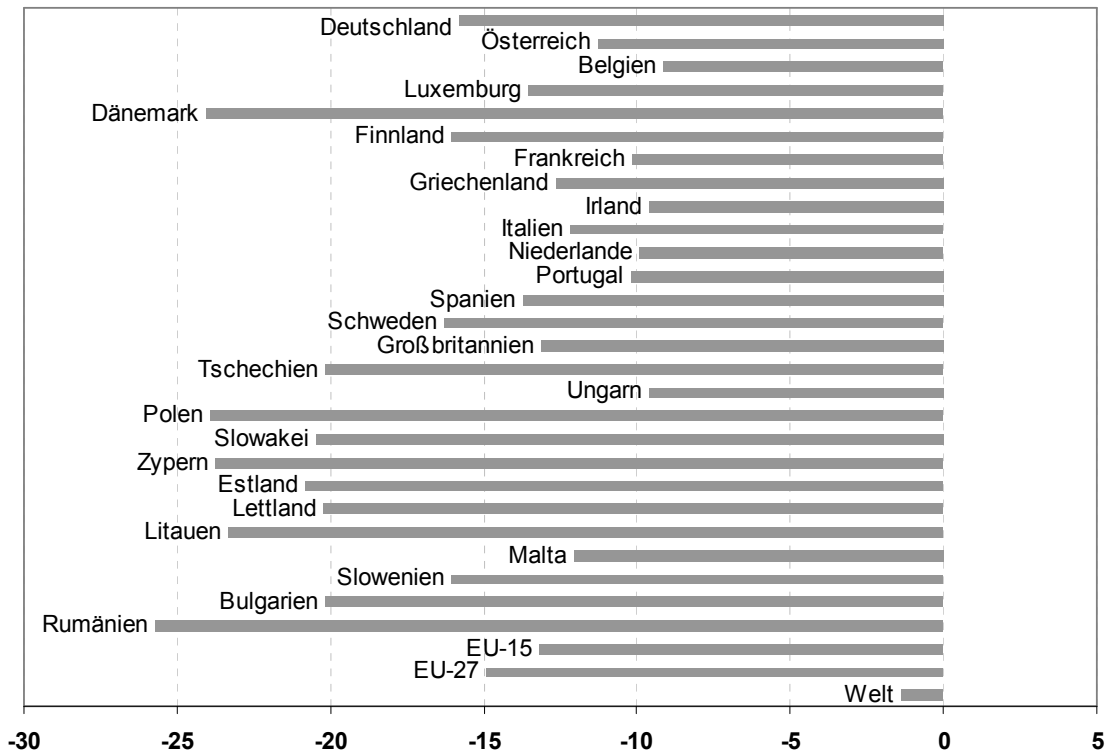
Den absolut größten Minderungsbeitrag muss der Umwandlungsbereich erbringen. Allerdings verbirgt sich dahinter zu einem Teil auch die verringerte Stromnachfrage der übrigen Bereiche. Auch der verstärkte Einsatz Erneuerbarer Energien, die einen Anteil von rund 26% an der Stromerzeugung erreichen, spielt dabei eine Rolle. EU-weit wird das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch auf 20% zu steigern, bei weitem nicht erreicht.

4.3.1.3 Internationale Wirkungen

Die Effekte des Szenarios EU-1 im Vergleich zum Referenzszenario sind im Anhang in Tab. 91 und Tab. 92 für Deutschland, die EU-15 sowie die EU-27 ausführlich dargestellt. Das BIP der EU-27 wird im Jahr 2020 um 0,6% oder 73 Mrd. Euro niedriger liegen als im Referenzszenario. Der BIP-Verlust summiert sich im Zeitraum 2013-2020 auf rund 560 Mrd. Euro (Diskontrate 0%) bzw. 394 Mrd. Euro (Diskontrate 3%). Abb. 24 und Abb. 25 zeigen die Wirkungen auf die einzelnen EU-Staaten. Dabei ist zu erkennen, dass die Emissionsminderungen in den neuen Mitgliedsstaaten insgesamt größer sind als in der EU-15. Auch die Wirkungen auf das BIP sind dort stärker. Angesichts der hohen CO₂-Intensität und gleichzeitig niedrigerer Energiepreise in den neuen Mitgliedsländern überrascht dies nicht.

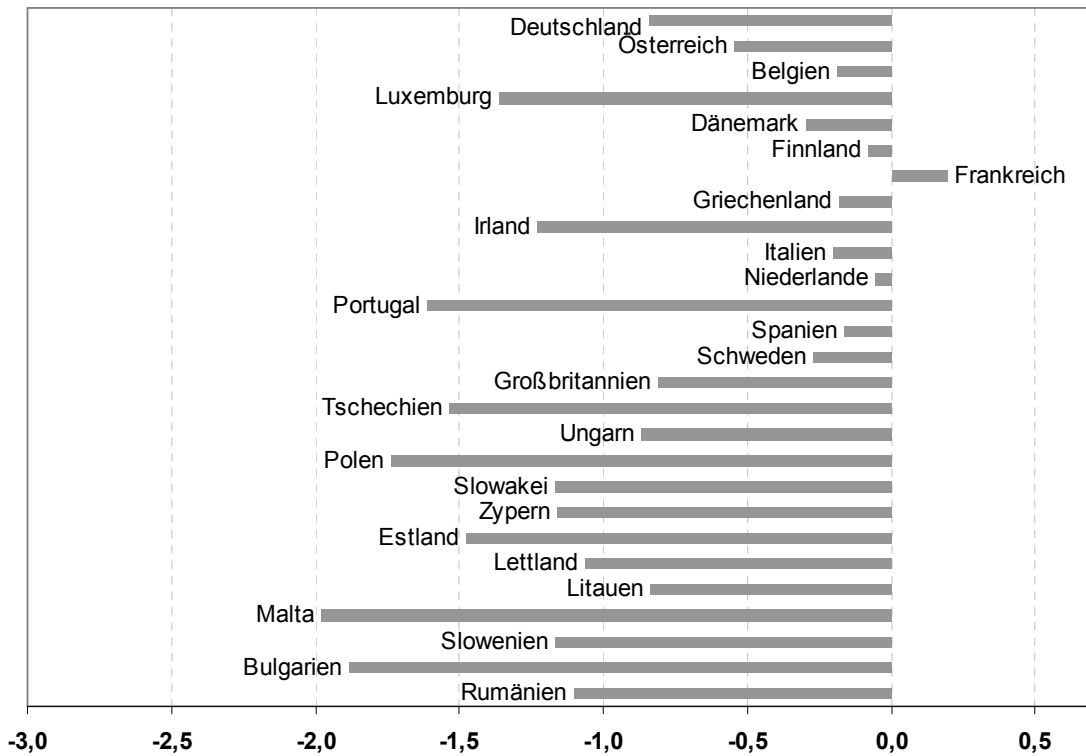
Mit Blick auf die gesamtwirtschaftliche Wirkung zeigt sich, dass der Alleingang der EU zu einem leicht negativen Effekt für fast alle (größeren) EU-Staaten führt (Abb. 25). Dabei ist neben der unterschiedlichen Exportabhängigkeit der Volkswirtschaften zu berücksichtigen, dass die europäischen Staaten eng verflochten sind und negative Wirkungen in einem Land auch auf die anderen ausstrahlen. Frankreich ist wegen seines hohen Kernenergieanteils und seiner geringeren Exportabhängigkeit vergleichsweise gering betroffen. Die günstigere Kostenentwicklung verbessert vor allem auf der Importseite die französische Wettbewerbssituation, was trotz steigender Inlandspreise insgesamt sogar zu einem leicht positiven Effekt beim BIP führt.

Abb. 24: Energiebedingte CO₂-Emissionen in der EU im Szenario EU-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Abb. 25: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Deutschland liegt bei den negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten im oberen Drittel der EU-15-Staaten. Heute schon und noch mehr mit dem (weitgehenden) Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2020 weist Deutschland eine überdurchschnittliche Kohlenstoffintensität bei der Stromerzeugung auf, die sich in entsprechenden Kostensteigerungen niederschlägt. Im Vergleich etwa zu Italien, Spanien oder Frankreich ist die deutsche Wirtschaft auch stärker vom Export abhängig, was den höheren BIP-Effekt mit erklärt. Auch Polen oder Tschechien weisen eine hohe Kohlenstoffintensität auf und sind entsprechend überdurchschnittlich betroffen.

Gleichzeitig ist festzuhalten, dass ein einseitiges Vorgehen der EU die Entwicklung der weltweiten Emissionen kaum abbremsen kann. Diese liegen im Jahr 2020 gerade einmal etwa 1,4% niedriger als im Referenzszenario. Da die EU im Jahr 2020 nur noch rund 10% der energiebedingten CO₂-Emissionen verursachen wird, kann ein Alleingang der EU nur darauf zielen, andere Emittenten glaubwürdig zu gemeinsamem Handeln zu bewegen bzw. gemeinsam Effizienzsteigerungen beim Treibstoffeinsatz im Fahrzeugbau oder bei der Kraftwerkstechnik voranzutreiben. Mögliche indirekte Technologieeffekte (verbesserte Standards z.B. bei Pkw in der EU wirken auch in anderen Teilen der Welt CO₂-mindernd) auf die weltweiten Emissionen dürften im Fall des unilateralen Vorgehens aber auch längerfristig gering sein.

Die ökonomischen Effekte auf andere Teile der Welt sind begrenzt, aber doch sichtbar (vgl. Tab. 44). Während das Bruttoinlandsprodukt einiger Energielieferanten wie Russland und Südafrika im Vergleich zum Referenzszenario leicht niedriger liegt, können die USA und insbesondere Schwellen- und Entwicklungsländer ihre Wirtschaftsleistung etwas erhöhen. Der Alleingang der EU führt demnach zu einer Verlagerung von Einkommen in einer Größenordnung von 50 Mrd. US-Dollar (oder umgerechnet rund 80 Euro pro Einwohner der EU) jährlich in andere Teile der Welt. Dass das globale BIP durch diese Verlagerung sogar leicht anwächst, mag zunächst überraschen. Offensichtlich sind einige Multiplikatorzusammenhänge außerhalb Europas größer, d.h. ein Dollar an zusätzlicher Produktion stößt in diesen Ländern mehr weitere Produktion an.

Tab. 44: Bruttoinlandsprodukt und Außenhandel in Preisen von 1995 im Szenario EU-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH

2020	Abweichung des BIP vom Referenzszenario	Abweichung der Exporte vom Referenzszenario	Abweichung der Importe vom Referenzszenario
	in %		
Deutschland	-0,84	-1,49	0,17
Frankreich	0,20	0,14	0,96
Italien	-0,20	-1,04	0,85
Spanien	-0,16	-0,82	0,68
Großbritannien	-0,81	-0,79	-0,13
Polen	-1,74	-1,41	-1,73
USA	0,13	0,64	0,11
Kanada	0,81	1,02	0,89
Japan	0,24	0,71	0,52
Mexiko	0,38	0,46	0,37
China	0,47	0,63	0,50
Indien	0,27	0,55	0,28
Brasilien	0,69	0,67	0,06
Südafrika	-0,41	-0,22	-0,31
Russland	-0,90	-0,87	-0,22

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Die im Anhang ausgewiesenen Wirkungen bis 2030 sind mit deutlich mehr Unsicherheit behaftet als die Effekte für 2020. Entscheidend für die längerfristigen ökonomischen Effekte des Klimaregimes wird sein, zu welchen Kosten Technologien wie CCS, Erneuerbare Energien, Biofuels, Motorentchnik etc. verfügbar sein werden. Die Kostenentwicklung dieser Technologien hängt wiederum zu einem Gutteil von staatlicher Förderung ab, so dass eine modellendogene Erklärung sehr schwierig ist.

Selbst bei eher zurückhaltend gewählten Annahmen über die Technologieentwicklung steigen die ökonomischen Kosten einer weiteren begrenzten Verringerung der THG-Emissionen im Vergleich zum Jahr 2020 kaum weiter an. Dabei spielt auch eine Rolle, dass die Importe fossiler Energieträger und die THG-Intensität der europäischen Volkswirtschaften durch die Klimaschutzmaßnahmen beschleunigt sinken werden.

4.3.2 Andere Lastenverteilung: Szenarien EU-2, EU-3 und EU-4

Andere Ausgangsverteilungen im EU „burden sharing“ als in Szenario EU-1:

- EU-2: Gleichmäßige prozentuale Minderung aller Mitgliedsstaaten auf Basis der historischen Emissionen des Jahres 2004
- EU-3: Gleichmäßige prozentuale Minderung aller Mitgliedsstaaten auf Basis der erwarteten Emissionen des Jahres 2020 nach Berechnungen für die EU-Kommission (Mantzos et al. 2006)
- EU-4: Allokation auf Basis der im Modell ermittelten Grenzvermeidungskosten im Jahr 2020 (keine Nettokäufe/-verkäufe im ETS)

Ergebnisse:

- Für Deutschland ergeben sich in allen Szenarien ähnliche Minderungsbeiträge und Klimaschutzkosten. Die Szenarien gehen von fairen Lastverteilregeln ohne deutsche Sonderlasten aus.
- Für einzelne Länder (u.a. Spanien und Polen) stehen hohe Transferzahlungen über das ETS und gravierende ökonomische Auswirkungen auf dem Spiel.

Mit der grundsätzlichen Einigung des Europäischen Rats auf dem Brüsseler Gipfel im März 2007, die THG-Emissionen der EU bis zum Jahr 2020 in jedem Fall um 20% gegenüber 1990 zu senken, ist noch keine Entscheidung über die Länderverteilung gefallen. Die EU-Kommission wird dazu im Januar 2008 einen Vorschlag vorlegen. Es ist wichtig zu betonen, dass es in diesem Prozess um die Ausgangsverteilung im burden sharing geht. Mit dem ETS steht ein Instrument bereit, mit dem Unternehmen und letztlich auch Staaten Minderungsverpflichtungen auch im Ausland erbringen bzw. einkaufen können. Die Entscheidung zum burden sharing wird nicht unabhängig von den ebenfalls noch zu vereinbarenden Länderzielen bei Erneuerbaren Energien und bei der Steigerung der Energieproduktivität fallen, die hier aber nicht weiter untersucht werden. Ein historisches Beispiel für eine solche Lastenverteilung ist das burden sharing der EU-15-Staaten zur Erreichung der Kyoto-Ziele, das z.B. für Deutschland eine Minderung der THG-Emissionen für den Zeitraum 2008 bis 2012 um 21% gegenüber 1990 vorsieht.

Vor diesem Hintergrund stellen die Szenarien EU-1, EU-2, EU-3 und EU-4 mögliche Regeln für die Ausgangsverteilung im EU burden sharing für die Zeit nach 2012 dar. Eine faire politische Vereinbarung sollte innerhalb der damit dargestellten Bandbreite gefunden werden.

Das Szenario EU-2 unterscheidet sich vom Szenario EU-1 nur dadurch, dass die nationalen Emissionsminderungsziele bis 2020 sich an den historischen Emissionen des Jahres 2004 orientieren. Deutschland müsste seine energiebedingten CO₂-Emissionen bei einheitlicher Reduktion innerhalb der EU demnach bis zum Jahr 2020 auf 706,6 Mio. t und nicht auf 697,6 Mio. t wie im Szenario EU-1 reduzieren. Im Szenario EU-3 sind die zukünftigen Emissionen des Jahres 2020 nach Mantzos et al. (2006) Basis für die Lastenverteilung. Deutschland müsste dann sogar eine Minderung auf 677,9 Mio. t erreichen. Im Szenario EU-4 wird die Minderungslast entsprechend der im Modell bestimmten Grenzvermeidungskosten bei dem ermittelten Zertifikatspreis und den jeweiligen länderspezifischen CO₂-Steuersätzen vorgegeben. Deutschland kann demnach eine überdurchschnittliche Minderungsleistung erbringen und ist in den Szenarien EU-1, EU-2 und EU-3 Nettoverkäufer von Zertifikaten, was u.a. mit dem unterdurchschnittlichen Wirtschaftswachstum und mit annahmegemäß höheren Biokraftstoffanteilen zu erklären ist.

Tab. 45: Verschiedene Ausgangsverteilungen im EU burden sharing für das Jahr 2020: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Mio. t

Land	Hist. Daten		EU-1		EU-2		EU-3		EU-4	
	1990	2004	2020	geg. 90	2020	geg. 90	2020	geg. 90	2020	geg. 90
Österreich	57,6	75,0	49,6	-13,9%	62,6	8,9%	63,4	10,2%	66,1	14,9%
Belgien	108,5	116,0	100,4	-7,5%	96,9	-10,7%	97,6	-10,1%	104,3	-3,9%
Luxemburg	10,5	11,3	9,1	-13,3%	9,4	-10,7%	9,3	-11,9%	9,4	-10,5%
Dänemark	50,7	50,9	39,9	-21,3%	42,5	-16,0%	35,6	-29,6%	31,8	-37,2%
Finnland	55,0	68,9	61,5	11,9%	57,5	4,6%	50,6	-7,9%	50,0	-9,1%
Frankreich	355,3	384,9	339,9	-4,3%	321,6	-9,5%	290,8	-18,1%	307,2	-13,5%
Deutschland	966,4	845,9	697,6	-27,8%	706,6	-26,9%	677,9	-29,9%	670,9	-30,6%
Griechenland	70,6	93,9	79,8	13,0%	78,4	11,1%	82,1	16,4%	84,3	19,5%
Irland	30,2	41,4	34,3	13,5%	34,6	14,4%	37,7	24,6%	40,0	32,3%
Italien	398,4	461,4	354,0	-11,1%	385,4	-3,2%	390,3	-2,0%	402,9	1,1%
Niederlande	158,1	185,7	166,7	5,4%	155,2	-1,8%	146,6	-7,2%	155,3	-1,8%
Portugal	39,6	60,3	50,1	26,5%	50,4	27,2%	54,7	38,2%	57,8	45,9%
Spanien	207,4	329,6	210,9	1,7%	275,4	32,8%	290,1	39,9%	294,2	41,9%
Schweden	51,9	52,1	53,2	2,6%	43,5	-16,1%	56,1	8,2%	55,2	6,5%
Großbritannien	557,6	536,9	482,7	-13,4%	448,5	-19,6%	413,5	-25,8%	422,2	-24,3%
EU-15	3117,7	3314,2	2729,6	-12,4%	2768,7	-11,2%	2696,6	-13,5%	2751,7	-11,7%
Tschechien	154,0	118,6	89,7	-41,7%	99,1	-35,7%	73,3	-52,4%	68,7	-55,3%
Ungarn	70,6	56,8	48,7	-31,0%	47,5	-32,7%	48,2	-31,6%	51,3	-27,4%
Polen	349,4	296,0	289,8	-17,1%	247,3	-29,2%	319,3	-8,6%	285,6	-18,3%
Slowak. Rep.	57,0	37,7	30,1	-47,1%	31,5	-44,8%	36,5	-35,9%	34,2	-40,0%
Zypern	3,9	6,9	5,0	27,9%	5,8	49,4%	5,4	39,2%	4,8	24,8%
Estland	25,3	16,6	11,1	-56,2%	13,9	-45,3%	9,4	-62,7%	8,8	-65,3%
Lettland	15,0	7,2	6,6	-56,0%	6,0	-59,7%	7,1	-52,9%	6,6	-55,8%
Litauen	21,7	12,7	9,0	-58,7%	10,6	-51,3%	10,2	-53,0%	9,2	-57,6%
Malta	2,3	2,5	3,1	36,1%	2,1	-8,5%	3,2	38,0%	3,3	42,7%
Slowenien	12,5	15,6	12,4	-0,7%	13,0	4,3%	11,1	-10,9%	11,0	-12,0%
Bulgarien	75,2	45,4	38,6	-48,6%	37,9	-49,6%	40,3	-46,4%	37,8	-49,7%
Rumänien	166,9	91,5	86,0	-48,5%	76,4	-54,2%	99,0	-40,7%	86,5	-48,2%
NMS-12	953,8	707,5	630,1	-33,9%	591,1	-38,0%	663,1	-30,5%	607,8	-36,3%
EU-25	3829,4	3884,8	3235,1	-15,5%	3245,4	-15,3%	3220,4	-15,9%	3235,2	-15,5%
EU-27	4071,5	4021,7	3359,7	-17,5%	3359,7	-17,5%	3359,7	-17,5%	3359,5	-17,5%

Quelle: IEA (2006c) und eigene Berechnungen

Tab. 45 weist für Deutschland und eine kleine Gruppe weiterer Staaten wie die Benelux-Länder, Ungarn oder Bulgarien vergleichsweise geringe Unterschiede zwischen den einzelnen Lastverteilungen auf. Für Länder wie Spanien, Polen, Österreich ist aber der Minderungsbeitrag deutlich stärker von der Verteilungsregel abhängig. Für Spanien z.B. geht es um eine Differenz von bis zu 83 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 (zwischen den Ausgangsverteilungen in den Szenarien EU-1 und EU-4), die mit dem Zertifikatspreis von 30 Euro/t bewertet immerhin rund 2,5 Mrd. Euro pro Jahr

ausmachen. Da Spanien einen Teil dieser Differenz im Inland bei noch höheren Vermeidungskosten erbringen muss, ist die tatsächliche Summe, die auf dem Spiel steht, sogar noch größer. Für Polen mit im Vergleich zu Spanien viel niedrigerer Wirtschaftsleistung macht die Differenz zwischen den Szenarien EU-2 und EU-3 im Jahr 2020 72 Mio. t CO₂ aus, die auf dem Zertifikatsmarkt 2,1 Mrd. Euro entsprechen.

Die Unterschiede in den Ergebnissen der Szenarien fallen für die EU insgesamt wie für Deutschland gering aus. In den Szenarien EU-3 und EU-4 mit deutlicherem Minderungsziel ist der BIP-Effekt für Deutschland leicht negativer als im Szenario EU-1 (vgl. Abb. 26 und Abb. 27). Der Vergleich der Szenarien zeigt einen wichtigen Wirkungsmechanismus eines europäischen Klimaregimes auf: Einen wesentlichen Teil der Last der Emissionsminderung tragen alle Mitgliedsstaaten über die Preisaufschläge durch das ETS, wobei der Zertifikatspreis durch die Vermeidungsmöglichkeiten in allen Mitgliedsländern und die gesamte Minderungslast und nicht durch die Lastenverteilung bestimmt wird. Fehlende Zertifikate können in anderen Ländern zugekauft werden. Die volkswirtschaftlichen Kosten für diesen möglichen Zukauf sind klein im Vergleich zum Kostenaufschlag und damit ausgelösten direkten und indirekten Effekten durch den Zertifikatspreis bzw. die CO₂-Steuer, die auf den gesamten Emissionen liegen. So könnte Deutschland Emissionsrechte für z.B. 50 Mio. t. CO₂ bei einem Preis von 30 Euro/t für 1,5 Mrd. Euro aufkaufen, was selbst unter Einrechnung von Sekundäreffekten weniger als 0,1% des jährlichen BIP von rund 2600 Mrd. Euro im Jahr 2020 ausmachen wird. Entsprechend gering fallen auch die Unterschiede zwischen den Szenarien aus.

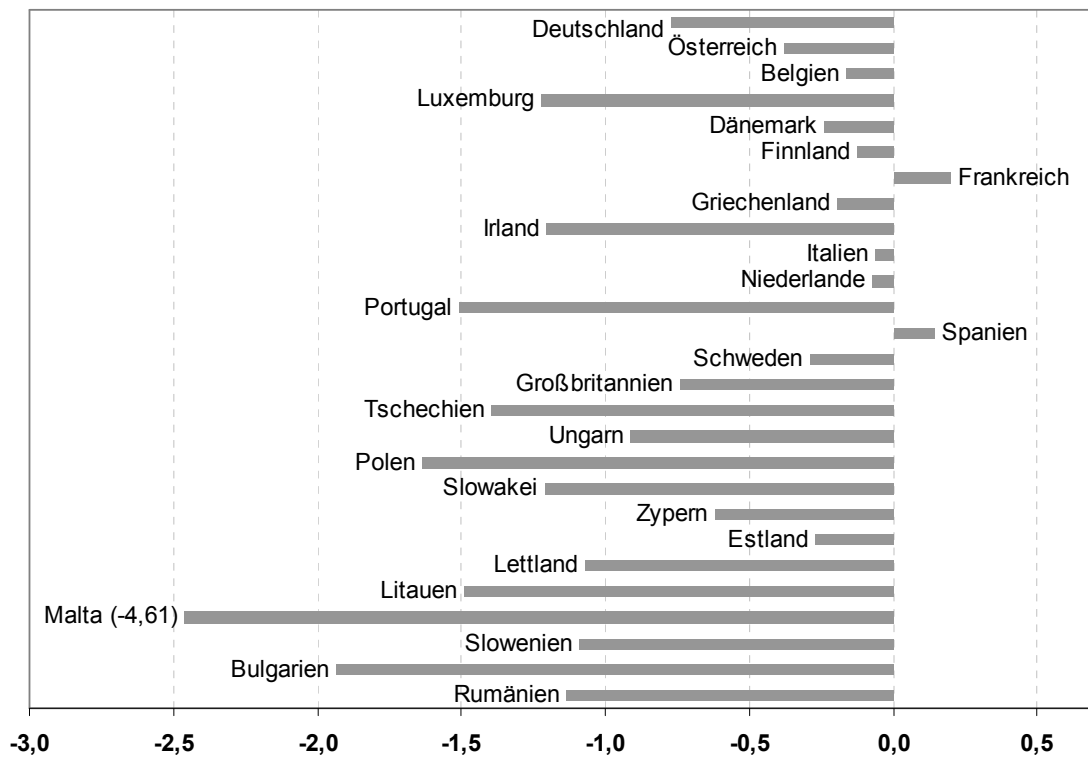
Für einige kleine EU-Mitgliedsstaaten hängen die gesamtwirtschaftlichen Effekte in den einzelnen Szenarien aber sehr stark von der Ausgangsverteilung im EU burden sharing ab, wie die folgenden Abbildungen zeigen. Im Szenario EU-2 – einheitliche Minderungsziele für alle Länder auf die historischen Emissionen des Jahres 2004 – können sich Spanien und Estland deutlich besser stellen als im Szenario EU-1, während Litauen, Zypern und dramatisch Malta (aus Gründen der Vergleichbarkeit ist der BIP-Rückgang um 4,61% nicht maßstabsgetreu dargestellt) deutliche Verlierer im Vergleich zu Szenario EU-1 sind.

Eine Ausgangsverteilung nach den erwarteten Emissionen des Jahres 2020, Szenario EU-3, begünstigt Länder mit einem hohen erwarteten Emissionszuwachs in den kommenden Jahren wie Spanien, während die gesamtwirtschaftlichen Kosten u.a. in Polen, Tschechien, Slowenien und Estland im Vergleich zu Szenario EU-1 (vgl. Abb. 25) sichtbar steigen.

Selbst bei einer Ausgangsverteilung nach den Grenzvermeidungskosten in Szenario EU-4, was letztlich bedeutet, dass alle Staaten beim Emissionshandel weder Nettokäufer noch Nettoverkäufer sind, bleiben die wesentlichen Muster der Länderverteilung der gesamtwirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes innerhalb der EU erhalten. Die geringere CO₂-Intensität und die im Vergleich höhere Exportabhängigkeit Deutschlands begünstigen Frankreich in allen 4 untersuchten Szenarien, d.h. weitgehend unabhängig von der Ausgangsverteilung im EU burden sharing.

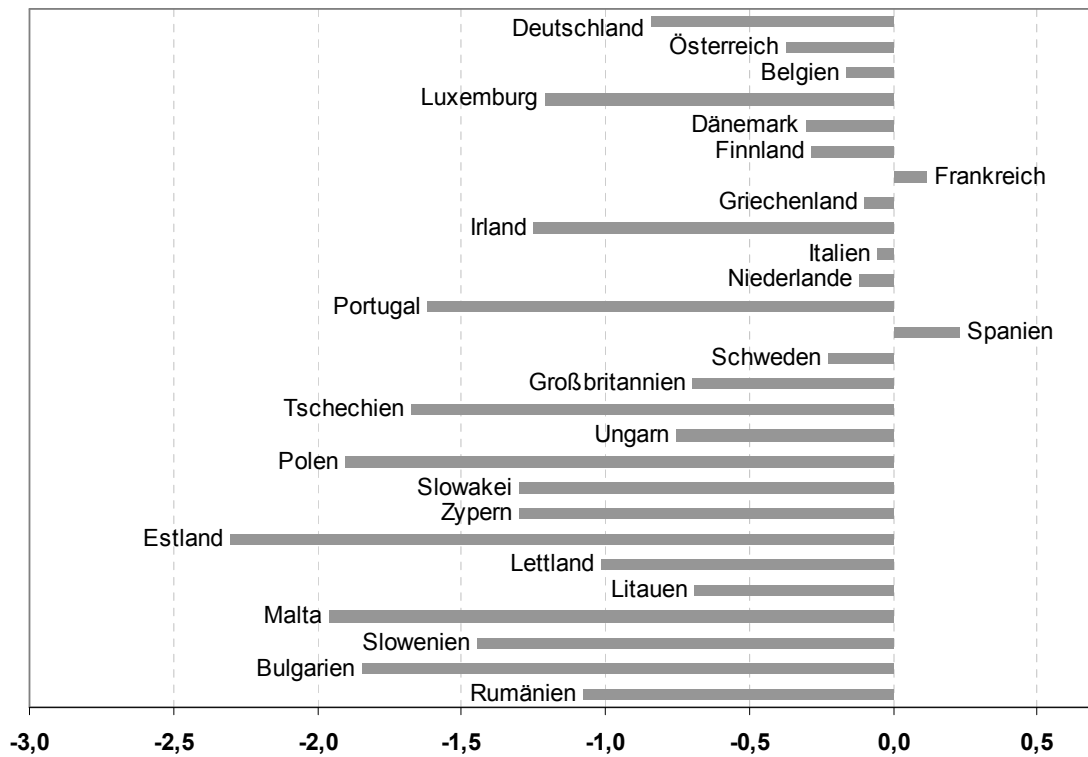
Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass die THG-Emissionen der EU-27 im Jahr 2005 bereits um 12,4% unter den Emissionen des Jahres 1990 lagen (EEA 2007), während die energiebedingten CO₂-Emissionen fast auf dem Niveau des Jahres 1990 blieben. Weitere Rückgänge bis 2012 sind in einigen EU-15-Staaten notwendig, damit diese das Kyoto-Ziel einhalten, auch wenn ein Teil dieser Maßnahmen sicher durch flexible Mechanismen erbracht werden wird (EEA 2006).

Abb. 26: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-2: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



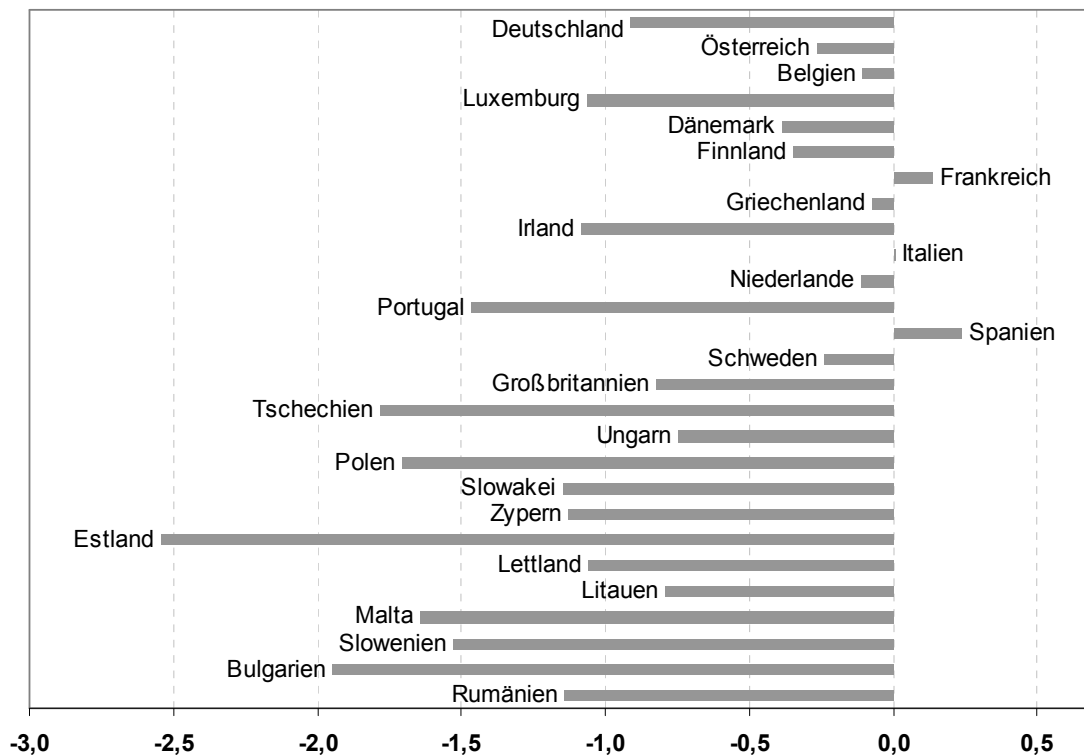
Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Abb. 27: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-3: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Abb. 28: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-4: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Entsprechend ist hier unterstellt, dass ein Rückgang der energiebedingten CO₂-Emissionen von 17,5% gegenüber 1990 ausreichen wird, um das 20%-Ziel bis 2020 ohne Nutzung flexibler Mechanismen zu erreichen. Für Deutschland bedeutet dies im anspruchsvollsten Fall EU-4 eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen um gut 30% gegenüber 1990. Die gesamten THG-Emissionen müssten um rund 35% sinken, wobei die Nicht-CO₂-Emissionen heute bereits rund 40% niedriger sind als 1990 (Ziesing et al. 2005).

4.3.3 Andere Vergabe der Zertifikate: Szenarien EU-5 und EU-6

- EU-5: Grandfathering/kostenlose Zuteilung der Zertifikate auch in der Energiewirtschaft
- EU-6: Auktionierung sämtlicher Zertifikate (auch außerhalb der Energiewirtschaft)

Ergebnisse:

- Die Zuteilung der Zertifikate hat deutliche Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten
- Sowohl kostenlose Zuteilung in der Energiewirtschaft als auch Auktionierung im Industriesektor erhöhen die Kosten des Klimaschutzes deutlich
- Bestes Zuteilungsverfahren: Auktionierung in der Energiewirtschaft; Benchmarking in energieintensiven Industrien

Für die Vergabe der Emissionsrechte gibt es verschiedene Konzepte. Auf der einen Seite können die Zertifikate wie bis heute kostenlos an die Emittenten vergeben werden

(Grandfathering). Die andere Möglichkeit ist die Auktionierung (oder der Verkauf zum Festpreis), wie dies für 10% der Emissionsrechte der Energiewirtschaft in Deutschland ab 2008 gelten wird. Die Verteilung des entstehenden Vermögens (bei dem abgebildeten Zertifikatspreis von 30 €/t geht es allein in Deutschland jährlich um einen zweistelligen Milliardenbetrag) wird heftig diskutiert. Die im Szenario EU-1 gewählte Variante, die nur die Energiewirtschaft belastet und die energieintensiven Industrien durch ein Benchmarking weitgehend entlastet, stellt nur eine Möglichkeit dar. Um die Bedeutung dieses Punktes für die Fragestellung abzugreifen, werden in den beiden Simulationen EU-5 und EU-6 die Extremvarianten Grandfathering und vollständige Auktionierung für alle am ETS beteiligten Sektoren durchgerechnet.

Bei der Diskussion der Ergebnisse sind im internationalen Wettbewerb stehende Branchen wie die Stahlindustrie deutlich von der Energiewirtschaft zu unterscheiden, die keinen starken internationalen Wettbewerb fürchten muss. Die auf den ersten Blick sehr ähnlichen gesamtwirtschaftlichen Wirkungen in beiden Szenarien haben ganz unterschiedliche Ursachen. Bei vollständiger kostenloser Vergabe der Zertifikate entstehen insbesondere in der Stromwirtschaft „windfall profits“. Der im Vergleich zu Szenario EU-1 deutlich negative Einkommenseffekt geht darauf zurück, dass die Strompreise durch die kostenlose Vergabe und die volle Einpreisung steigen, während die dadurch entstehenden Gewinne dem Wirtschaftskreislauf weitgehend entzogen werden (vgl. dazu auch Lutz/Meyer 2007). Es wird nicht davon ausgegangen, dass eine kostenfreie Zuteilung den Neubau von Kraftwerken beschleunigt und damit den Strompreis im Vergleich zur Auktionierungsvariante reduziert, was z.B. in EWI/EEFA (2007, S.32) unterstellt wird. Entsprechend anders fallen dort die Ergebnisse aus.

Im Szenario EU-6 muss auch die energieintensive Industrie ihre Emissionsrechte vollständig ersteigern. Anders als in einem Benchmarking-Verfahren, in dem ein Unternehmen nur dann direkt belastet wird, wenn die Emissionen einen festgelegten Branchenwert übersteigen, und der Gesamtsektor nicht belastet wird und damit auch der durchschnittliche Sektorpreis gegenüber einer Entwicklung ohne Emissionshandel nicht ansteigt, muss die in intensivem internationalen Wettbewerb stehende energieintensive Industrie die Zertifikatskosten voll auf die Preise aufschlagen. Die Produktionseinbußen sind deshalb in diesen Sektoren am größten. Gesamtwirtschaftlich führt die volle Auktionierung im Vergleich zur Variante EU-1 mit Benchmarking für die energieintensive Industrie zu einer Verdopplung der negativen Effekte wie Tab. 46 zeigt. Die Exporte gehen im Vergleich deutlich stärker zurück. Der negative Beschäftigungseffekt nimmt stark zu und beläuft sich auf immerhin 155 Tausend im Jahr 2020.

Tab. 46: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario EU-6 im Vergleich zur Referenz

2020	Abweichung vom Referenzszenario	Abweichung vom Referenzszenario
	in %	absolut
BIP (Mrd. € in Preisen von 1995)	-1,69	-44,7
Exporte (Mrd. € in Preisen von 1995)	-2,60	-39,4
Importe (Mrd. € in Preisen von 1995)	-0,85	-10,1
Beschäftigung (in 1000)	-0,39	-155,3
Preisindex Lebenshaltung (1995 = 100)	2,85	3,8
Stundenlohnsatz (in Euro)	1,28	2,1

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Die Modellierung des EU-Emissionshandelssystems (ETS)

Im Jahre 2005 ist das europäische Emissionshandelssystem (European Trading System ETS) in die erste Handelsphase gestartet. Den Kraftwerken und den Unternehmen der Grundstoffindustrien sind die CO₂-Emissionsrechte kostenlos zugesprochen worden. Diese können zwischen den Firmen gehandelt werden. Firmen, die über ihre Zuteilungsmenge hinaus emittieren möchten, müssen die Rechte dazu auf dem Markt kaufen. Es wurde den Ländern eingeräumt, bis zu 10% der Zuteilung zu auktionieren, wovon in Deutschland aber kein Gebrauch gemacht worden ist. Im kommenden Jahr beginnt eine neue Zuteilungsperiode, die bis zum Jahr 2012 dauern wird. In den Nationalen Allokationsplänen der einzelnen EU-Staaten ist auch die Emissionsentwicklung in den Sektoren der Volkswirtschaft, die nicht vom Emissionshandel betroffen sind, geregelt.

Bei der Modellierung wird ein Preis für die Zertifikate vorgegeben und die Reaktion des Modells auf die CO₂-Emissionen berechnet. Zeigt das Ergebnis im Vergleich zur Referenzentwicklung nicht das angestrebte Reduktionsziel, so wird in einem interaktiven Prozess solange der Preis neu eingestellt, bis das Ziel erreicht ist. Man könnte diesen Prozess auch im Modell endogen ablaufen lassen, hat dann aber das Problem, die Schrittlänge der Preiskorrektur allgemein programmieren zu müssen, was die Rechenzeiten gewaltig erhöht. Die Erfahrung zeigt, dass im gewählten „Handbetrieb“ nur wenige Rechnungen erforderlich sind, um das Ziel zu erreichen.

Die Kosten für den Erwerb der Zertifikate werden vollständig den Preisen der verschiedenen Energieträger als „Schattenpreise“ angelastet, weil der Steuerungseffekt gegeben ist, die Energieträgerpreise aber tatsächlich nicht reagieren. Bei der Kalkulation des Angebotspreises der vom ETS betroffenen Branchen ist der Wert der eingesetzten Zertifikate vollständig den Kosten zuzurechnen. Im Fall der Auktionierung ist dies unmittelbar klar, denn die entsprechenden Beträge sind an den Staat abzuführen. Im Fall der kostenlosen Zuteilung entstehen Zahlungen aber nur im Umfang des Zukaufs am Markt. Aber auch die kostenlos zuge teilten Zertifikate werden als Kosten berücksichtigt, da sie Opportunitätskosten darstellen, denn die Zertifikate könnten grundsätzlich auch verkauft werden.

Der Unterschied zwischen der kostenlosen Zuteilung und der Auktionierung besteht nun darin, dass im ersten Fall ein zusätzlicher Gewinn bei den Unternehmen entsteht, die am Handel teilnehmen, während im zweiten Fall der Staat entsprechende Mehreinnahmen hat. Es wird für die Auktionsvariante ferner unterstellt, dass der Staat diese Mittel zur Senkung des Steueraufkommens verwendet und somit dem Wirtschaftskreislauf wieder zuführt.

Im Rahmen des ETS können europäische Firmen untereinander Handel mit Emissionsrechten treiben. Das bedeutet, dass Firmen in Deutschland ihre Emissionen (teilweise) mindern können, ohne dass ihre inländischen Emissionen dadurch sinken. Entsprechend müsste Deutschland seine Emissionen bis zum Jahr 2020 für eine Minderung der THG-Emissionen um z.B. 30% gegenüber 1990 nicht unbedingt auch um 30% mindern, sondern könnte einen Teil der Minderung z.B. auch in EU-Ausland erbringen. Denn es ist ja gerade Ziel des ETS, die Minderung dort zu erbringen, wo sie möglichst kostengünstig ist.

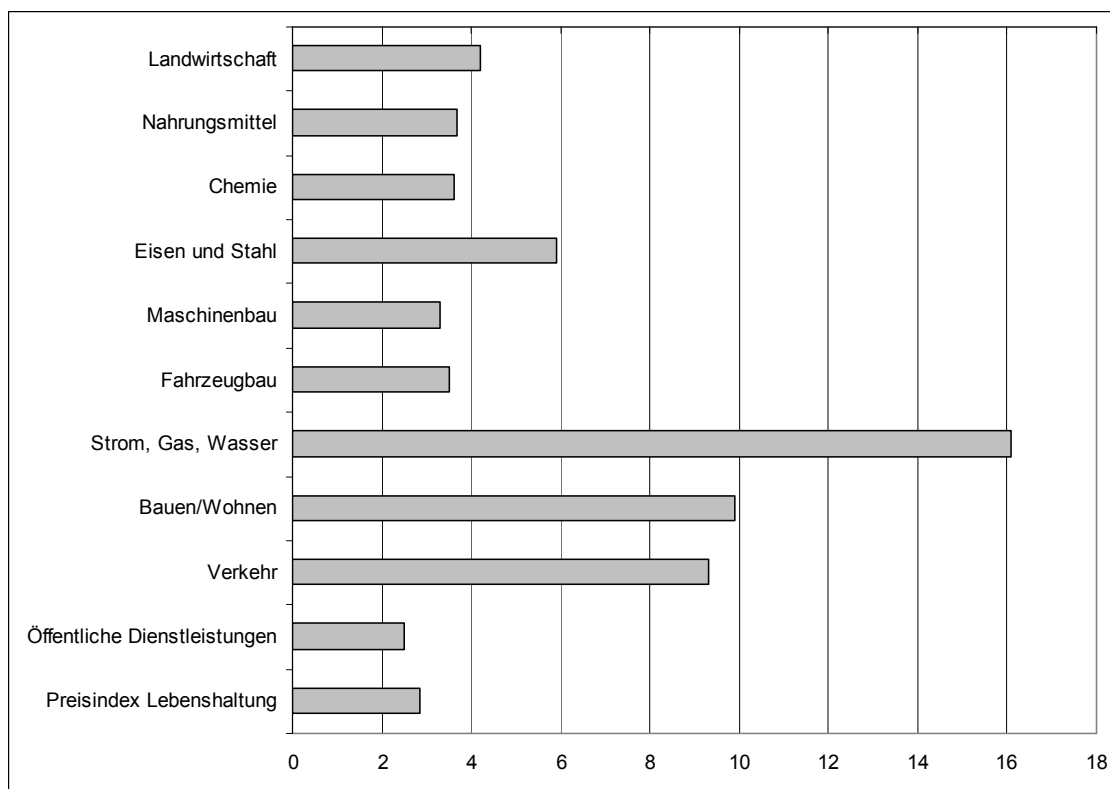
Tab. 47: Sektorale Arbeitsmarkteffekte in Deutschland – Szenario EU-6 im Vergleich zur Referenz

2020	Abweichung vom Referenzszenario	Abweichung vom Referenzszenario
	in %	in 1000
Landwirtschaft, Forstwirtschaft	1,6	5,9
Produzierendes Gewerbe	-1,4	-93,6
Baugewerbe	2,9	39,3
Handel, Gastgewerbe, Transport	0,2	14,4
Unternehmensbez. Dienstleistungen	-1,2	-76,7
Sonstige Dienstleistungen	-0,4	-48,8
Insgesamt	-0,4	-155,3

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Bei einer Auktionierung der Zertifikate auch in der energieintensiven Industrie ist die Gefahr von Leakage-Effekten deutlich größer als im Szenario EU-1. Besonders die Stahlindustrie, aber auch die Papier- und die NE-Metallindustrie mit einem hohen Verhältnis der Energiekosten zu Bruttowertschöpfung bzw. Bruttoproduktion und starkem internationalen Wettbewerb werden im Falle eines EU-Alleingangs einen Teil ihrer Produktion ins Nicht-EU-Ausland verlagern bzw. Marktanteile verlieren (vgl. Tab. 41). Abb. 29 weist etwa für die gesamte Eisen- und Stahlindustrie einen durch die Klimaschutzkosten getriebenen Preisanstieg von fast 6% im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2020 auf. In einigen besonders energieintensiven Teilen der Produktion wird der Kostenaufschlag noch deutlich höher ausfallen.

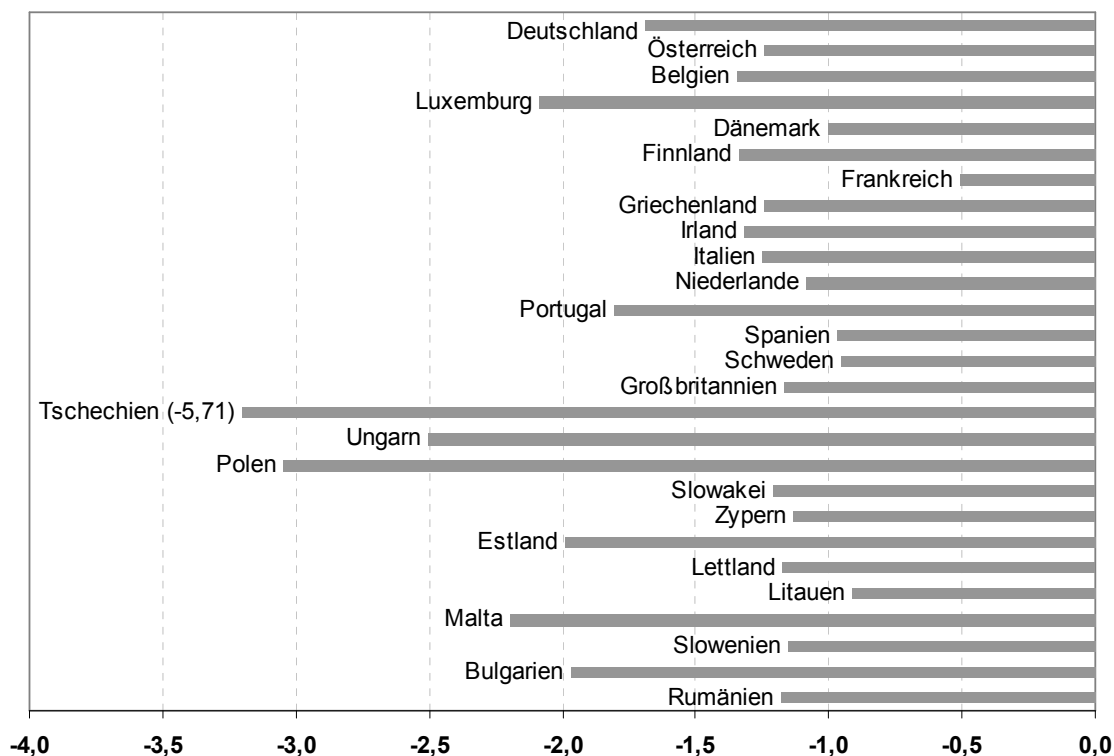
Abb. 29: Preiseffekte in Deutschland: Szenario EU-6 im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Im europäischen Ländervergleich zeigen sich durch die Auktionierung der Zertifikate auch in der energieintensiven Industrie im Szenario EU-6 deutlich höhere

gesamtwirtschaftliche Kosten als im Szenario EU-1, ohne dass dadurch die energiebedingten CO₂-Emissionen niedriger liegen. Besonders deutlich fallen die BIP-Verluste im Szenario EU-6 in Tschechien, Polen und Ungarn aus (vgl. Abb. 30).

Abb. 30: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-6: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



4.3.4 Verwendung der Einnahmen zur Technologieförderung: Szenario EU-8

- Verwendung der Einnahmen aus der Auktionierung der Zertifikate zur verbesserten Markteinführung bestehender Klimaschutztechnologien angesichts vielfältiger Hemmnisse wie z.B. Investor-Nutzer-Dilemma
- Senkt die Klimaschutzkosten, wenn die Fördermaßnahmen sehr effizient sind

Die Auktionierung der Zertifikate in der Energiewirtschaft führt im Szenario EU-1 allein in Deutschland zu jährlichen Einnahmen des Staates von grob 9 Mrd. Euro jährlich. Statt einer Rückgabe der Einnahmen an die Steuerzahler sind auch andere Kompensationsvarianten vorstellbar. So könnten auch Sozialversicherungsbeiträge gesenkt werden, wie bei der Ökosteuer, Forschungsmittel aufgestockt werden oder die Einführung bestehender Emissionsminderungsmöglichkeiten beschleunigt werden.¹ Dass solche Potenziale in Deutschland und in Europa bestehen, zeigen viele Studien wie zuletzt Prognos/EWI (2007) oder DG Environment (2007).

In einer einfachen Sensitivitätsrechnung in Szenario EU-8 werden mögliche gesamtwirtschaftliche Effekte einer solchen Förderpolitik in der EU untersucht. Dazu wird unterstellt, dass die Einnahmen der Auktionierung EU-weit gerade ausreichen, die

¹ Vielfach wird auch gefordert, mit diesen Einnahmen Kosten der Anpassung an den Klimawandel zu finanzieren. Diese Kosten werden angesichts der Trägheit des Klimasystems im Zeitraum bis 2030 in jedem Fall, d.h. auch in der Referenzentwicklung anfallen.

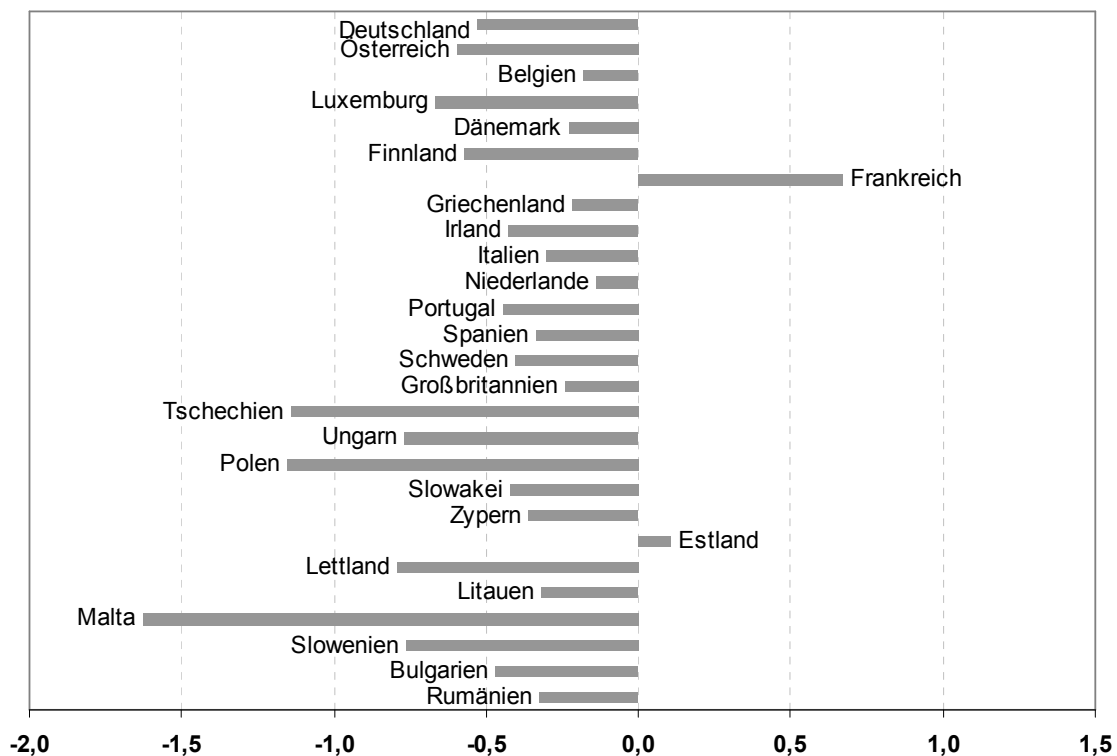
im Szenario EU-1 durch die CO₂-Steuer induzierten Emissionsminderungen durch Fördermaßnahmen zu erreichen. Der CO₂-Steuersatz wird dazu im Modell auf Null gesetzt und die für die Emissionsminderung notwendigen Effizienzsteigerungen und Substitutionseffekte als exogene Änderungen im Modell implementiert. Damit ist implizit unterstellt, dass durch geschickte Verwendung der Einnahmen die direkten Kosten des Klimaschutzes in der EU um einen Faktor 3 reduziert werden können. Die Bundesregierung (2006) geht sogar davon aus, dass das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm im Zeitraum 2006 bis 2009 mit einem Fördervolumen von 5,6 Mrd. Euro Investitionen in Höhe von 27 Mrd. Euro anstoßen wird (Faktor 4,8).

Tab. 48: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario EU-8 im Vergleich zur Referenz

2020	Abweichung vom Referenzszenario	Abweichung vom Referenzszenario
	in %	absolut
BIP (Mrd. € in Preisen von 1995)	-0,53	-14,0
Exporte (Mrd. € in Preisen von 1995)	-0,90	-13,6
Importe (Mrd. € in Preisen von 1995)	-0,68	-8,1
Beschäftigung (in 1000)	-0,12	-47,9
Preisindex Lebenshaltung (1995 = 100)	0,64	0,8
Stundenlohnsatz (in Euro)	0,19	0,3

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Abb. 31: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario EU-8: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Die Wirkungen auf das BIP fallen in dieser Variante EU-8 in Deutschland deutlich besser aus als in Variante EU-1. Auch für die meisten der übrigen EU-Staaten

verringern sich die BIP-Verluste. Eine gezielte Verwendung der Einnahmen für die schnellere Markteinführung verfügbarer Minderungstechniken erscheint deshalb besser als eine allgemeine Rückgabe über niedrigere Einkommensteuern, wenn die Fördermaßnahmen tatsächlich so erfolgreich sind.

4.3.5 Flexible Mechanismen und Minderungsziel 30% bis 2020: Szenarien EU-10 und EU-11

Das Kyoto-Protokoll sieht die flexiblen Mechanismen internationaler Emissionshandel, gemeinsame Umsetzung von Industrieländern (Joint Implementation, JI) und Projekte in Ländern ohne Emissionsziele (Clean Development Mechanism, CDM) vor. Im Folgenden ist Emissionshandel zwischen den am Klimaregime beteiligten Staaten möglich. Die spezifische Abbildung von Joint Implementation wird nicht weiter betrachtet, weil JI zunehmend im Emissionshandel aufgehen wird. In einem Kyoto-Nachfolgeabkommen steht es den Vertragsparteien selbstverständlich frei, diese Mechanismen zu ändern.

CDM ist ein im Rahmen des Kyoto-Protokolls vorgesehenes Instrument zur Reduktion der CO₂-Emissionen, mit dem es Firmen der Annex-B-Länder (Industrieländer) oder den Staaten generell ermöglicht wird, Leistungen zur Reduktion von CO₂-Emissionen auch in Nicht-Annex-B-Ländern (i. d. R. Schwellen- und Entwicklungsländern) zu erbringen, sich dies aber auf das heimische Ziel anrechnen zu lassen. Die Sinnhaftigkeit dieser Regelung besteht darin, dass in den Entwicklungsländern i.d.R. die Vermeidungskosten niedriger sind. Gründe dafür sind die geringere Energieeffizienz, das bisherige Fehlen von Klimaschutzmaßnahmen und generell das niedrigere Preisniveau. Firmen, die solche Projekte planen, müssen sich die Anrechenbarkeit von einer durch die Vereinten Nationen beauftragten Institution bestätigen lassen. Es ist davon auszugehen, dass CDM auch in einem Kyoto-Nachfolgeabkommen eine wichtige Rolle spielen wird.

Auf der anderen Seite könnte die Glaubwürdigkeit der EU-Klimaschutzpolitik nach innen und außen darunter leiden, wenn ein großer Teil der Minderungsleistung außerhalb der EU erbracht würde. Die bisherige Begrenzung flexibler Mechanismen wird teils damit begründet, dass die Zusätzlichkeit von CDM-Projekten schlecht kontrolliert werden kann und niedrigere Zertifikatspreise in den Industrieländern die Entwicklung verbesserter Technologien verhindern.

In den Szenarien EU-1 bis EU-9 ist die Nutzung flexibler Mechanismen nicht berücksichtigt worden, zum einen, um im Folgenden ihre gesamtwirtschaftliche Wirkung im Vergleich aufzuzeigen, zum anderen, weil die Zielsetzung des Koalitionsvertrags der Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 (Prognos/EWI 2007) oder das vom Bundesumweltminister in der Regierungserklärung vom 26. April 2007 verkündete 40%-Minderungsziel im Kern auf inländischen Maßnahmen beruhen. Bis zur endgültigen Verabschiedung eines Post-Kyoto-Abkommens bleibt der mögliche Anteil flexibler Mechanismen wie die konkrete Ausgestaltung ihrer Nutzung aber offen. In einem internationalen Klimaregime mit Emissionshandel wird der Anteil letztlich über Marktmechanismen bestimmt, wenn diese nicht politisch beschränkt sind. Gerade der umfangreiche Transfer von Minderungstechnologien in Schwellen- und Entwicklungsländer ist ein wichtiges Argument für eine stärkere Nutzung von CDM. In den Szenarien EU-10 und EU-11 können ein Drittel bzw. die Hälfte der gesamten Emissionsminderung von 30% im Jahr 2020 gegenüber 1990 über flexible Mechanismen erbracht werden. Dabei beschränkt

sich die Möglichkeit nicht auf den ETS-Bereich, sondern steht allen Sektoren der Volkswirtschaft offen.

Die Modellierung flexibler Mechanismen

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls ist der Einsatz von Zertifikaten aus CDM-Projekten und den anderen flexiblen Mechanismen begrenzt. Die Emissionsreduktionen mittels flexibler Mechanismen werden als zusätzliches Instrument zu heimischen Maßnahmen betrachtet. Wegen der Unterschiede zwischen den Vermeidungskosten in den Industrie- und den Entwicklungsländern ist davon auszugehen, dass die für europäische Firmen zulässigen CDM-Kontingente auch ausgeschöpft werden, wenn das Instrument hinreichend flexibel gestaltet ist. In einem ersten Schritt der Modellierung wird deshalb der in Europa gegenüber dem Fall ohne CDM gültige Zertifikatspreis so weit herunter gesetzt, dass das in Europa (bzw. den Industrieländern) zu erbringende Ziel gerade erreicht wird. In den Entwicklungsländern werden die Schattenpreise für die fossilen Energieträger so weit herauf gesetzt, dass dort die zur Erreichung des Gesamtzieles notwendige Reduktion stattfindet. Es werden nur die Schattenpreise, nicht aber die tatsächlichen Preise verändert, weil die Vermeidungskosten ja von europäischen Firmen getragen werden. Aus dem Grunde müssen die für die Entwicklungsländer berechenbaren Vermeidungskosten den europäischen Branchen zugerechnet werden, die sie dann in der Kalkulation ihrer Absatzpreise berücksichtigen.

Im Vergleich zur Situation ohne CDM ergibt sich folgendes Bild: Die Emissionsminderung verteilt sich auf Industrieländer und Entwicklungsländer. Die Preise in Europa steigen um einen geringeren Betrag, bzw. reduzieren sich im Vergleich zu einer reinen Erbringung der THG-Minderungsleistung in der EU, weil nun die Summe aus Vermeidungskosten in den Entwicklungsländern und Zertifikaten geringer ist. In den Entwicklungsländern vermindern sich die Produktionskosten, weil weniger Energie eingesetzt wird, was die Preise tendenziell senkt.

Die zukünftige Entwicklung der Preise für Certified Emissions Reductions (CER) aus CDM-Projekten im Vergleich zum EU-Zertifikatspreis ist umstritten. Bisher folgen die CER-Preise dem EU-Zertifikatspreis mit einem gewissen prozentualen Abschlag, der als Risikoprämie interpretiert wird. In der Modellierung ist unterstellt, dass sich bei einer Begrenzung des Einsatzes flexibler Mechanismen wie CDM an der gesamten Emissionsminderung dieser Zusammenhang nicht grundsätzlich ändert. Die Grenzvermeidungskosten in der EU bestimmen damit weiterhin den Zertifikatspreis, dem der CDM-Preis mit einem Abschlag von 10% folgt. Im Fall einer völligen Freigabe des Anteils flexibler Mechanismen an der THG-Minderung würde sich dagegen ein Weltmarktpreis für Zertifikate auf deutlich niedrigerem Niveau einstellen, der sich an den weltweiten Grenzvermeidungskosten orientieren würde. Entsprechend ist davon auszugehen, dass CDM-Maßnahmen die Kosten der Emissionsminderung umso stärker reduzieren, je flexibler ihre Nutzung zugelassen ist.

Nach einer aktuellen Studie von Wetzelaer et al. (2007, S.19) reicht das CDM-Potenzial bei einem Alleingang der EU in jedem Fall aus, um 50% der EU-Minderung zu sehr niedrigen Preisen zu ermöglichen. Auch Cames et al. (2007) sehen in einer Studie für das Umweltbundesamt große Potenziale für die Nutzung von CDM im Jahr 2020. Da es im Fall des hier untersuchten EU-Alleingangs keine anderen Nachfrager gibt, könnte die EU weltweit die günstigsten THG-Minderungsprojekte nutzen. Entsprechend würden die flexiblen Mechanismen, die hier nur in Form von CDM mit Schwellen- und Entwicklungsländern berücksichtigt werden, in jedem Fall bis zur politisch vorgegebenen Grenze genutzt. Die Szenarien EU-10 und EU-11 sind hier aber

nicht als realistische Politikoptionen zu verstehen. Im Fall eines Alleingangs ist auf EU-Ebene keine 30%-Minderung bis 2020 vorgesehen. Vielmehr dienen diese beiden Varianten als Vergleich für die in Abschnitt 4.4 beschriebenen internationalen Szenarien.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Nutzung flexibler Mechanismen selbst unter der Annahme, dass sich die Preise für die Zertifikate aus CDM (CER) mit einem Abschlag von 10% an den Preisen im ETS orientieren, die Belastung einer weitergehenden Emissionsminderung begrenzen. Größere Preisdifferenzen, die die Klimaschutzkosten zusätzlich verringern würden, sind keineswegs ausgeschlossen.

Im Szenario EU-10 sorgen die flexiblen Mechanismen dafür, dass der EU-Zertifikatspreis gegenüber dem Szenario EU-1 unverändert bleiben kann. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten steigen weitgehend proportional mit dem Minderungsziel.

Für Deutschland wären die gesamtwirtschaftlichen Kosten einer 30%-Minderung bei einem Anteil flexibler Mechanismen von 50% im Szenario EU-11 nur wenig höher als die der 20%-Minderung ohne flexible Mechanismen im Szenario EU-1. Die Zertifikatspreise bleiben im Vergleich zur kompletten THG-Minderung im Inland niedriger, weil Minderungsmaßnahmen mit höheren Vermeidungskosten unterbleiben. Sollten die Differenzen zwischen ETS- und CDM-Preis tatsächlich größer ausfallen als angenommen, würden die negativen gesamtwirtschaftlichen Effekte in den Szenarien EU-10 und EU-11 sogar noch weiter reduziert.

Die Ergebnisse decken sich in ihrer Tendenz mit anderen modellgestützten Analysen wie etwa Cames et al. (2007), Anger et al. (2007) oder EC (2007), die gleichfalls positive ökonomische Effekte der Nutzung von CDM im Vergleich zu einer stärkeren Emissionsminderung im Inland ausweisen.

4.3.6 Sensitivitätsrechnungen für Deutschland

- Szenario D-1: Verlängerung der KKW-Laufzeiten um 20 Jahre (Szenario KKW für Energiegipfel 2007)
- Szenario D-2: Erhöhung des Wachstumspfad ab 2013 auf durchschnittlich 2% p.a.
- Szenario D-3: 40%-THG-Minderung bis 2020 in Deutschland

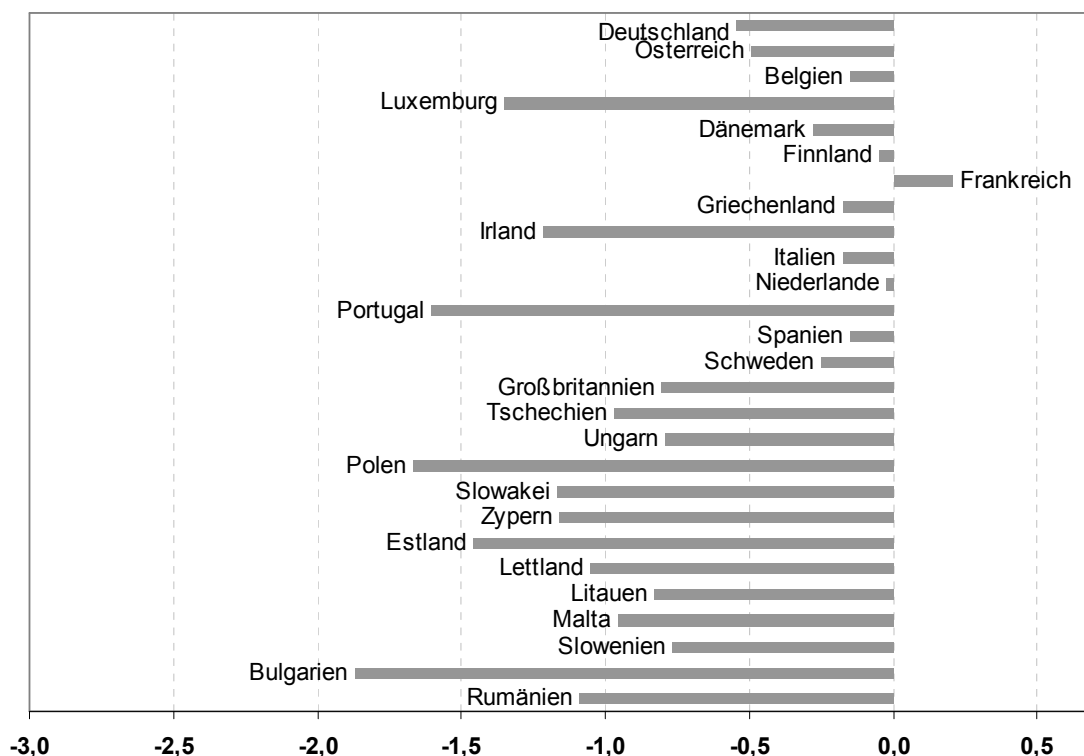
GINFORS ist ein internationales Modellsystem, das nicht mit dem Ziel entwickelt worden ist, die deutsche Energie- und Klimapolitik zu evaluieren. Dazu gibt es verschiedene deutschlandspezifische Modelle (vgl. z.B. Lutz/Meyer 2007 oder EWI/EEFA 2007). Das Deutschlandmodell in GINFORS ist nur eines von vielen Ländermodellen. Die Stärke des Systems liegt vor allem darin, dass der internationale Kontext vollständig erfasst wird. Deshalb sind drei Sensitivitätsrechnungen mit Fokus auf Deutschland durchgeführt worden, die den internationalen Zusammenhang im Rahmen der EU-Klimapolitik betonen.

Das Szenario D-1 greift das Szenario KKW für den Energiegipfel 2007 auf (Prognos/EWI 2007), das eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke gegenüber dem Kernenergieausstieg von 20 Jahren vorsieht, was auch zu Nachrüstkosten führt. Der Ausstieg aus der Kernenergie beginnt in diesem Szenario erst ganz am Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2028.

Die längeren KKW-Laufzeiten reduzieren die gesamtwirtschaftlichen Kosten im Vergleich zum Szenario EU-1 deutlich. Im Jahr 2025, in dem die KKW laut

Ausstiegbeschluss komplett abgeschaltet wären und im Szenario D-1 alle KKW noch laufen würden, wäre der BIP-Effekt nur halb so hoch. Zugleich könnten die CO₂-Emissionen im Jahr 2020 um 65 Mio. t niedriger liegen. Ob die eingesparten Emissionsrechte über das ETS verkauft werden oder CO₂-Minderungen an anderer Stelle in Deutschland verringert werden könnten, sind verschiedene Optionen dieser Variante, die auch stark von der konkreten Ausgestaltung des Klimaregimes abhängig sind. Die Ergebnisse setzen voraus, dass die Stromwirtschaft die niedrigeren Stromerzeugungskosten bei längeren KKW-Laufzeiten auch tatsächlich an die Stromverbraucher weitergibt. Auch die teilweise staatliche Abschöpfung der Kostenreduktion wird diskutiert.

Abb. 32: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario D-1: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

In einer zweiten Sensitivität D-2 wird für Deutschland ein höherer Wachstumspfad des BIP von durchschnittlich rund 2% p.a. in Form höherer Investitionen und höheren Konsums in das Modell für die Zeit nach 2012 eingestellt. Aus aktueller Sicht erscheint die in der Ölpreisvariante des Energiereports hinterlegte Wachstumsrate doch bescheiden. Auch Prognos/EWI (2007) basiert auf höheren jährlichen Wachstumsraten des BIP.

Bei der entsprechend höheren Wachstumsrate summiert sich die zusätzliche Wirtschaftsleistung im Jahr 2020 auf 4,5% des BIP, was mit höheren Emissionen verbunden ist. In der entsprechenden Referenzentwicklung liegen die CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 um 23 Mio. t oder 2,8% höher als in der in Abschnitt 4.2 ausführlich dargestellten Referenzentwicklung. Höheres Wachstum führt über verstärkte Investitionen zu Effizienzsteigerungen, was sich darin ausdrückt, dass die CO₂-Emissionen weniger stark zunehmen als die Wirtschaftsleistung. In der EU-27, in der das höhere deutsche Wachstum zusätzliche Wachstumsimpulse auslöst, beträgt die

Differenz sogar 62 Mio. t. Entsprechend müssten die Zertifikatspreise EU-weit bei 32 Euro/t (gegenüber 30 Euro/t im Szenario EU-1) und die CO₂-Steuersätze in Deutschland im Nicht-ETS-Bereich bei 115 Euro/t (gegenüber 100 Euro/t im Szenario EU-1) liegen, um die gleichen Minderungsziele zu erreichen.

Die Klimaschutzkosten steigen für Deutschland dadurch im Vergleich zu Szenario EU-1 um 1,7 Mrd. Euro im Jahr 2020. Der Effekt ist zunächst gering und wächst über die Jahre immer mehr an. Da die Zertifikatspreise EU-weit höher liegen als im Szenario EU-1, kann Deutschland über einen verstärkten Zukauf von Zertifikaten einen Teil der zusätzlichen Minderungslast auf die anderen EU-Mitglieder überwälzen. Entsprechend liegen die energiebedingten CO₂-Emissionen Deutschlands im Szenario D-2 um 10 Mio. t höher als im Szenario EU-1, die mit dem Zertifikatspreis bewertet gut 0,3 Mrd. Euro ausmachen (vgl. Tab. 116). Anspruchsvolle Wachstums- und Klimaschutzziele stehen nach dieser Berechnung nicht in Widerspruch zueinander. Mit Blick auf die derzeitige Wachstumsdynamik der deutschen Volkswirtschaft und die damit verbundenen Mehremissionen bis 2012 sollte vor diesem Hintergrund aber das Kyoto-Ziel im Auge behalten werden.

Schließlich hat der Bundesumweltminister in seiner Regierungserklärung vom 26.4.2007 das Ziel einer 40%-Minderung der THG-Emissionen Deutschlands bis zum Jahr 2020 vorgestellt. Prognos/EWI (2007) zeigen in ihren Rechnungen für den Energiegipfel, dass dieses Ziel unter bestimmten Annahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien auch erreichbar ist. In Szenario D-3 wird durchgespielt, was dieses Minderungsziel unter den im Szenario EU-1 skizzierten Bedingungen, insbesondere EU-Alleingang und keine Nutzung flexibler Mechanismen, bedeuten würde. Im Vergleich zum Szenario EU-1 wird dazu das deutsche Minderungsziel entsprechend erhöht. Verringerte Minderungsleistungen für die übrigen EU-Staaten, die in diesem Fall denkbar wären, sind nicht unterstellt. Die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des Szenarios D-3 sind für Deutschland deutlich stärker als im Szenario EU-1. Das Bruttoinlandsprodukt würde im Jahr 2020 um 1,6% niedriger liegen als in der Referenz, die Beschäftigung um rund 119 Tausend niedriger.

Tab. 49: Wirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen in Deutschland – Szenario D-3 im Vergleich zur Referenz

2020	Abweichung vom Referenzszenario	Abweichung vom Referenzszenario
	in %	absolut
BIP (Mrd. € in Preisen von 1995)	-1,64	-43,4
Exporte (Mrd. € in Preisen von 1995)	-2,38	-36,2
Importe (Mrd. € in Preisen von 1995)	-0,05	-0,6
Beschäftigung (in 1000)	-0,30	-118,9
Preisindex Lebenshaltung (1995 = 100)	3,29	4,4
Stundenlohnsatz (in Euro)	1,73	2,9

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

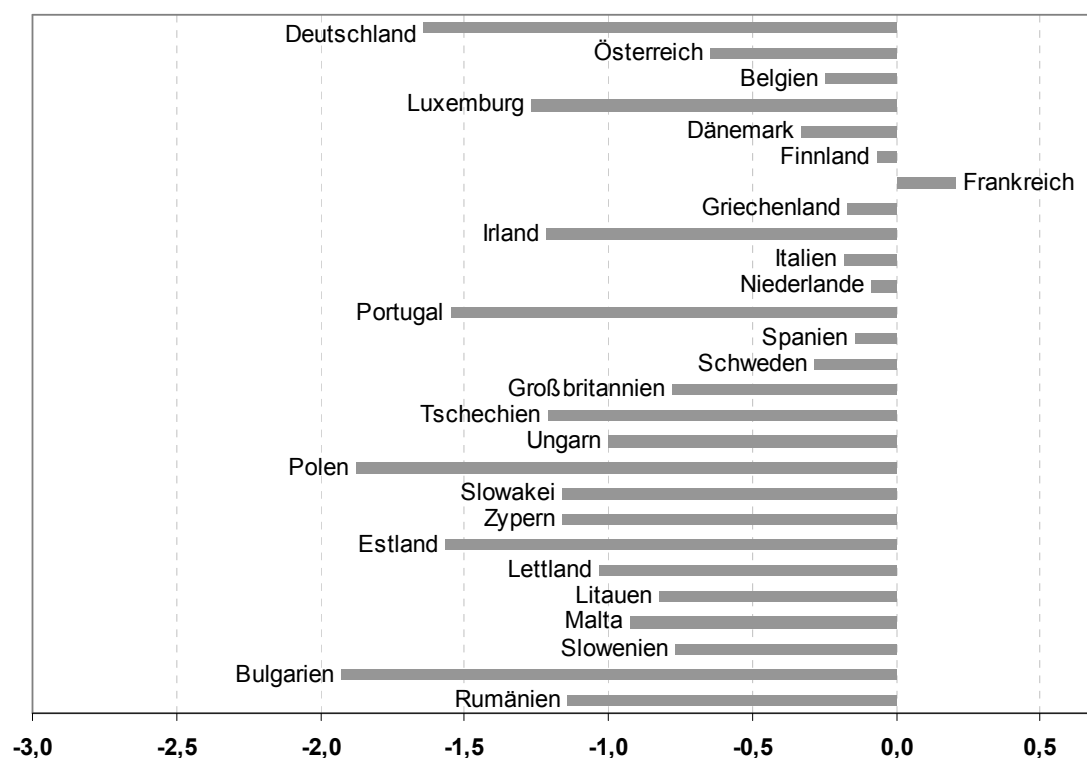
Die Ergebnisse könnten ohne Berücksichtigung des Gesamtzusammenhangs leicht falsch interpretiert werden. Sie bedeuten nicht, dass das 40%-Minderungsziel der Bundesregierung in jedem Fall zu diesen gesamtwirtschaftlichen Verlusten führen wird. Die Ergebnisse gelten nur, wenn Deutschland unter den genannten Bedingungen im Rahmen des EU-Alleingangs einen weitergehenden Alleingang unternimmt und u.a. auf flexible Mechanismen verzichtet.

Tab. 50: Sektorale Arbeitsmarkteffekte in Deutschland – Szenario D-3 im Vergleich zur Referenz

2020	Abweichung vom Referenzszenario	Abweichung vom Referenzszenario
	in %	in 1000
Landwirtschaft, Forstwirtschaft	1,6	5,9
Produzierendes Gewerbe	-1,8	-121,8
Baugewerbe	3,7	51,3
Handel, Gastgewerbe, Transport	0,3	28,9
Unternehmensbez. Dienstleistungen	-0,5	-34,4
Sonstige Dienstleistungen	-0,5	-51,9
Insgesamt	-0,3	-118,9

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Abb. 33: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario D-3: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

4.3.7 Ergebnisse des EU-Alleingangs im Überblick

Die wichtigsten Ergebnisse der Simulationsrechnungen zu einem Alleingang der EU mit einem Minderungsziel von 20% bis 2020 gegenüber 1990 sind in Tab. 51 zusammengefasst. Der Zertifikatspreis wird jeweils bei 30 Euro gegenüber 7,5 Euro/t CO₂ in der Referenz liegen. Im Fall der Variante EU-1 wird Deutschland seine energiebedingten CO₂-Emissionen um 30,6% gegenüber 1990 senken, die EU insgesamt um 17,5%. Die fehlende Emissionsminderung ist heute bereits weitestgehend bei den sonstigen THG-Emissionen erbracht. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten liegen in Deutschland etwas höher als in der EU-27. Die jährliche Wachstumsrate des BIP wird aber davon kaum berührt. Weltweit zeigt der EU-Alleingang nur wenig Wirkung auf die CO₂-Emissionen. Die negative Wirkung auf das Bruttoinlandsprodukt

verdoppelt sich etwa bei Grandfathering auch in der Energiewirtschaft im Szenario EU-5 sowie bei vollständiger Auktionierung der Zertifikate im Szenario EU-6 und halbiert sich etwa, wenn mit den Erlösen der in der Energiewirtschaft auktionierten Zertifikate sehr effiziente Maßnahmen angestoßen werden, was die Bundesregierung z.B. vom Gebäudesanierungsprogramm erwartet (vgl. Abb. 34). Die Ausgangsallokation im EU burden sharing spielt für die Klimaschutzkosten Deutschlands eine untergeordnete Rolle, solange eine faire Lastenverteilung vereinbart wird und Deutschland keine Sonderlasten trägt.

Tab. 51: Überblick zentraler Ergebnisse für 2020 beim EU-Alleingang

	Szenario	Ausgestaltung	Abweichung von der Referenz in vH			geg. 1990
				BIP	CO ₂	in vH
Länder-Beteiligung: EU-27 unilateral	EU-1	20%-Minderung EU-27 unilateral CO ₂ -Preis im ETS: 30 Euro/t Instrumente im Nicht-ETS-Bereich entsprechen CO ₂ -Preis von 100 Euro/t in EU-15, 50 Euro/t in NMS-12 Nutzung der flexiblen Mechanismen: nein EU-Lastenteilung auf Basis der Emissionen 2004 Zuteilung: Auktionierung Energiewirtschaft	DE:	-0,84	-15,8	-30,6
			EU-15:	-0,41	-13,2	-11,7
			NMS-12:	-1,41	-22,0	-36,3
			EU-27:	-0,55	-14,9	-17,5
			USA:	0,13	0,1	46,5
			G5:	0,41	0,2	229,6
			Welt:	0,13	-1,4	71,5
	EU-6	wie Szenario EU-1 außer Zuteilung: Auktionierung alle Sektoren	DE:	-1,69	-16,2	-30,9
			EU-15:	-1,17	-13,5	-12,1
			NMS-12:	-2,66	-22,3	-36,5
EU-27:			-1,38	-15,3	-17,8	
USA:			0,13	0,1	46,5	
G5:			0,38	0,2	229,6	
EU-8	wie Szenario EU-1 außer Verwendung der Einnahmen der Auktionierung zur Technologieförderung	DE:	-0,53	-17,3	-31,9	
		EU-15:	-0,18	-13,4	-12,0	
		NMS-12:	-0,90	-21,9	-36,2	
		EU-27:	-0,28	-15,1	-17,7	
		USA:	0,02	0,0	46,4	
		G5:	-0,02	0,0	228,8	
EU-11	wie Szenario EU-1 außer 30%-Minderung EU-27 unilateral Nutzung der flexiblen Mechanismen: 50% CO₂-Preis im ETS: 23 Euro/t	DE:	-0,95	-10,7	-26,4	
		EU-15:	-0,58	-8,8	-7,2	
		NMS-12:	-1,26	-15,2	-30,7	
		EU-27:	-0,68	-10,0	-12,7	
		USA:	0,09	0,1	46,5	
		G5:	0,72	-4,3	214,9	
D-1	wie Szenario EU-1 außer Verlängerung der KKW-Laufzeiten in Deutschland um 20 Jahre	DE:	-0,55	-23,9	-37,3	
		EU-15:	-0,34	-15,2	-13,8	
		NMS-12:	-1,37	-22,0	-36,2	
		EU-27:	-0,48	-16,5	-19,1	
		USA:	0,13	0,1	46,5	
		G5:	0,42	0,2	229,6	
D-3	wie Szenario EU-1 außer 40%-Minderungsziel Deutschlands	DE:	-1,64	-25,8	-38,8	
		EU-15:	-0,56	-15,8	-14,4	
		NMS-12:	-1,51	-22,2	-36,4	
		EU-27:	-0,70	-17,0	-19,5	
		USA:	0,15	0,2	46,6	
		G5:	0,45	0,3	229,7	
			Welt:	0,13	-1,6	71,1

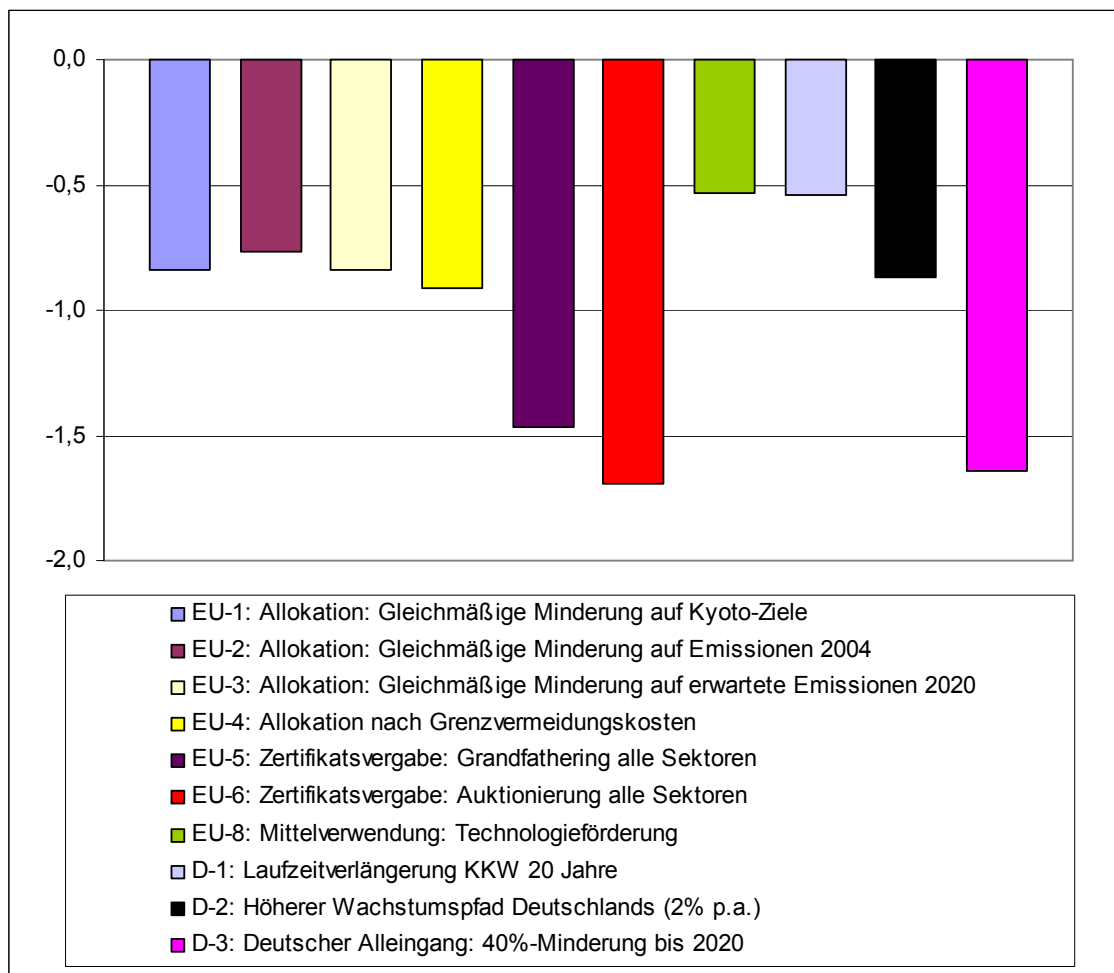
Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Sensitivitätsrechnungen für Deutschland zeigen, dass eine Verlängerung der KKW-Laufzeiten um 20 Jahre (D-1) die gesamtwirtschaftlichen Kosten bei gleichzeitig deutlich höherer CO₂-Minderung im Jahr 2020 fast halbieren könnte. Sollte Deutschland im Rahmen des EU-Alleingangs ein Minderungsziel von fast 40% bei den energiebedingten CO₂-Emissionen anstreben (D-3), würden sich die gesamtwirt-

schaftlichen Kosten im Vergleich zum Szenario EU-1 wiederum verdoppeln. Ein höherer Wachstumspfad der deutschen Volkswirtschaft bis 2020 (D-2) würde zu geringfügig höheren Klimaschutzkosten führen. Einen Teil davon würden über höhere Zertifikatspreise auch die übrigen EU-Staaten tragen.

Im Vergleich zu zwei anderen aktuellen Studien von Kemfert et al. (2007) und EWI/EEFA (2007) fallen die Ergebnisse doch unterschiedlich aus. Nach Kemfert et al. (2007) könnten bereits Zertifikatspreise von 15 Euro/t CO₂ und eine Ökosteuer von 18 Euro/t zu einer Minderung der deutschen THG-Emissionen bis 2020 um 31% im Rahmen der EU-Minderung um 20% gegenüber 1990 ausreichen. Entsprechend gering sind dann auch die gesamtwirtschaftlichen Kosten mit rund 0,1 bis 0,25 % des BIP (1,9 bis 5,7 Mrd. Euro). Dass bei diesem Szenario bereits CCS wirtschaftlich eingesetzt wird, erscheint mit Blick auf Kapitel 3 unrealistisch. Das eingesetzte allgemeine Gleichgewichtsmodell schätzt die Substitutionsmöglichkeiten der deutschen Volkswirtschaft offensichtlich deutlich höher ein, als die in GINFORS hinterlegten ökonomisch geschätzten Parameter.

Abb. 34: Prozentuale Abweichung des realen Bruttoinlandsprodukts Deutschlands von der Referenz in verschiedenen Szenarien im Jahr 2020



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Die Studie von EWI/EEFA (2007) für den VDEW und weitere Verbände kommt dagegen teilweise zu deutlich negativeren makroökonomischen Wirkungen. Das Ergebnis, dass beim am besten vergleichbaren „Niedrigpreisszenario“ allein durch

unterschiedliche Ausgestaltung eines Minderungsszenarios die Unterschiede beim BIP im Jahr 2020 fast 2% und bei der Beschäftigung gut 80.000 Köpfe ausmachen können, entspricht in etwa auch der Bandbreite, die die hier durchgeführten Simulationen mit GINFORS ausweisen. Die Vergabe der Zertifikate an die Energiewirtschaft wird dagegen diametral unterschiedlich beurteilt. Nach EW/EEFA ist die kostenlose Zuteilung an die Energiewirtschaft gesamtwirtschaftlich am besten, während nach GINFORS die Auktionierung in der Energiewirtschaft zu den geringsten gesamtwirtschaftlichen Verlusten führt. Für den Fall der 40%-Minderung Deutschlands sind die Effekte bei EW/EEFA trotz Berücksichtigung flexibler Mechanismen im Vergleich deutlich stärker. Das BIP würde demnach im Jahr 2020 allein gegenüber einer deutschen THG-Minderung im EU-Schnitt um 3,5% niedriger liegen. In GINFORS macht dagegen der BIP-Effekt im Szenario D-3 im Jahr 2020 gegenüber der Referenz gerade -1,6% aus. Die unterschiedlichen Wirkungen dürften vor allem an der Modellierung der deutschen Exporte liegen. Diese Modellzusammenhänge sind in GINFORS aufgrund der Vergangenheitsentwicklung der internationalen Handelsströme ökonometrisch bestimmt (vgl. Abschnitt 8.3.2).

4.4 INTERNATIONALE BETEILIGUNG AM EU-KLIMAREGIME

Szenario Industrieländer:

- EU-Minderungsziel: 30% THG-Minderung bis 2020 gegenüber 1990
- Nutzung flexibler Mechanismen (CDM) auf 50% beschränkt
- Ausgestaltung sonst wie Szenarien des EU-Alleingangs (EU-1)
- Beteiligung der übrigen Industrieländer ohne USA am EU-Klimaregime: Emissionsminderung modellendogen beim EU-Zertifikatspreis
- Emissionshandel zwischen den Industrieländern
- Zertifikatspreis liegt bei 23 Euro/t CO₂ im Jahr 2020

Szenario USA:

- Wie Szenario Industrieländer und Beteiligung USA

Szenario G5-1:

- Wie Szenario USA und Einführung einer CO₂-Steuer von 23 Euro/t CO₂ in den G5-Staaten (China, Indien, Brasilien, Mexiko und Südafrika)
- Neutrale Verwendung der Einnahmen in den G5-Staaten
- Für Industrieländer kein CDM mit G5-Staaten erlaubt

Szenario G5-2:

- Wie Szenario G5-1
- Einführung einer CO₂-Steuer in Höhe von 25% (2020) bzw. 50% (2030) des Zertifikatspreises in den G5-Staaten
- Kein CDM mit G5-Staaten erlaubt

Ergebnisse:

- 2°-Ziel ohne Beteiligung von USA und G5 nicht zu erreichen
- Flexible Mechanismen reduzieren Zertifikatspreis und Klimaschutzkosten
- Internationale Beteiligung reduziert die Klimaschutzkosten Deutschlands wie der EU-27
- Produktionssteigerungen und höhere THG-Emissionen in G5-Staaten bei Alleingang der Industrieländer rechtfertigen unmittelbare (begrenzte) Beteiligung am Klimaregime
- Energielieferländer sind die Verlierer eines internationalen Klimaregimes

4.4.1 Beteiligung der Industrieländer

Mit Blick auf den immer weiter sinkenden Anteil der EU an den weltweiten THG-Emissionen ist eine Beteiligung der übrigen Industrieländer an einem internationalen Klimaschutzregime unabdingbar. Auch negative Leakage-Effekte könnten in einem internationalen Klimaregime begrenzt werden. Schließlich wird vielfach die Erwartung geäußert, dass eine Ausweitung des Klimaregimes auf mehr Staaten auch die Minderungskosten für alle Beteiligten reduziert, weil unterschiedliche Grenzvermeidungskosten die Zertifikatspreise senken könnten. Die Szenarien unter internationaler Beteiligung setzen jeweils auf dem Szenario EU-11 auf, das die Hälfte der Emissionsminderung in Ländern erlaubt, die sich nicht mit nationalen Minderungszielen am Klimaregime beteiligen.

Wegen der Bedeutung der USA als weltgrößter THG-Emittent und der bisher zurückhaltenden US-Klimapolitik wird ein Szenario ohne Beteiligung der USA und ein Szenario unter Einbeziehung der USA gerechnet. Die Gruppe der Industrieländer ist hier im Sinne des Kyoto-Protokolls eng gefasst. OECD-Staaten wie Mexiko, Südkorea oder die Türkei, asiatische Staaten mit hohem BIP wie Singapur oder auch Hongkong und Taiwan müssten an einem internationalen Klimaregime angemessen beteiligt werden, sind hier aber ausgenommen.

Die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in beiden Fällen verdeutlicht die entscheidende Rolle der USA, deren Emissionen im Jahr 2020 fast so hoch sein werden wie die der EU-27 und der übrigen Industrieländer einschließlich Russlands zusammen. Entsprechend könnten die weltweiten CO₂-Emissionen im Jahr 2020 gegenüber der Referenzentwicklung ohne USA nur um rund 5% niedriger liegen, mit Beteiligung der USA sogar um fast 11%.

Die Wirkungen in den übrigen Industrieländern sind im Fall einer Beteiligung am Klimaregime der EU in etwa mit denen der EU-Staaten zu vergleichen, wobei zu berücksichtigen ist, dass in der Referenz in der EU bereits ein Zertifikatsmarkt installiert ist, in den anderen Industrieländern aber nicht. Die Preisaufschläge sind in diesen Ländern somit größer als in der EU. Russland ist als Energielieferant überdurchschnittlich negativ betroffen, obwohl es in diesem Fall auch seine überschüssigen Emissionen (hot air) auf dem Zertifikatsmarkt verkaufen könnte. Allerdings macht Russland auch die verringerte Energienachfrage der Industrieländer zu schaffen. Kanada wäre bei einer Nichtbeteiligung der USA aufgrund der großen Handelsverflechtung deutlich negativ betroffen. Entsprechend wäre eine Beteiligung Kanadas an diesem Klimaregime unwahrscheinlich.

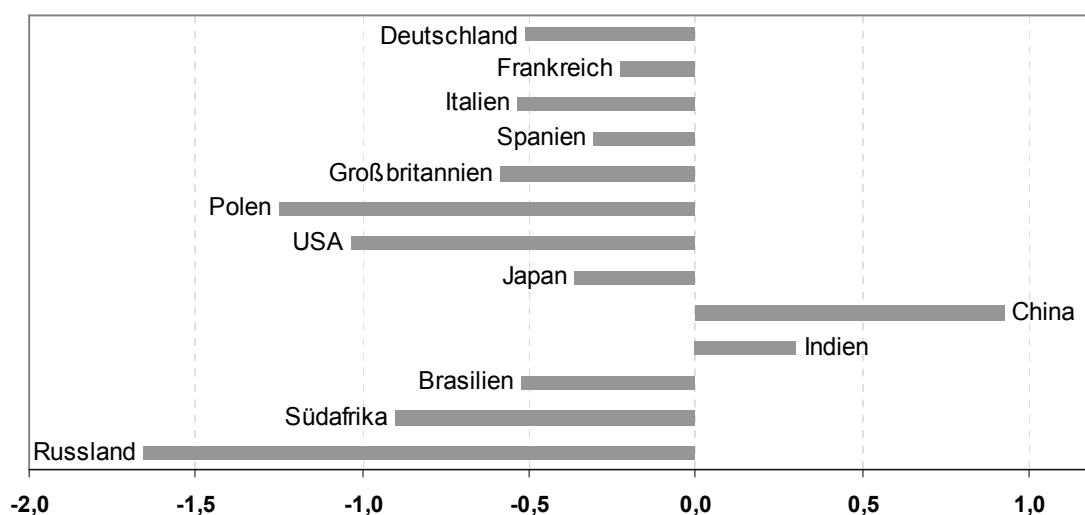
Für Deutschland und die EU insgesamt ist die Beteiligung der anderen Industrieländer gesamtwirtschaftlich leicht positiv. Edenhofer et al. (2007) kommen zu

einer vergleichbaren Aussage. Ein Teil der Wettbewerbsnachteile im Fall des EU-Alleingangs fällt offensichtlich weg. Die CO₂-Zertifikatspreise sind in den beiden Szenarien gegenüber den oben dargestellten EU-Szenarien zur besseren Vergleichbarkeit nicht geändert worden, obwohl die Ergebnisse zeigen, dass die Minderungskosten in den USA geringer sind als in Europa. Ein ähnlicher Zusammenhang zeigt sich auch bei Boeters et al. (2007).

Mögliche positive sektorale und gesamtwirtschaftliche Effekte einer verstärkten Nachfrage nach deutschen Klimaschutzgütern aus den anderen Industrieländern sind nicht explizit untersucht worden, aber implizit in den geschätzten trade shares berücksichtigt. Sie sind nur dann möglich, wenn insgesamt Weltmarktanteile gewonnen werden, z.B. höhere Windkraftanlagenexporte also nicht durch niedrigere Exporte von Kraftwerkstechnik, Stahl oder anderen Gütern kompensiert werden. Eine solche Analyse steht vor der grundsätzlichen Schwierigkeit, dass diese Güter in den internationalen Handelsstatistiken meist nicht getrennt ausgewiesen sind. Ob eine exportierte Turbine ein Windrad oder ein Flugzeug treibt, geht aus der Exportstatistik nicht hervor. Nach DIW et al. (2007) lassen sich für die Vergangenheit keine Spezialisierungsvorteile der deutschen Industrie im Bereich der Erneuerbaren Energien statistisch nachweisen. Zu bedenken ist auch, dass Klimaschutzziele der USA oder Japans auch deren Industrien stärken werden. Der weitere Forschungsbedarf in diesem Bereich wird als hoch eingeschätzt.

China und Indien sind die eigentlichen Gewinner eines Klimaregimes der Industrieländer, in dem sie Wettbewerbsvorteile bei CO₂-intensiver Produktion haben und ihnen Minderungsmaßnahmen im eigenen Land auch noch großzügig über CDM finanziert werden (Abb. 35). Bei Brasilien sind die Ergebnisse mit gewisser Vorsicht zu betrachten, weil Brasilien über Senken sehr viel stärker von CDM Gebrauch machen dürfte, als dies bei der Konzentration auf die energiebedingten Emissionen im Modell geschieht.

Abb. 35: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario USA in ausgewählten Staaten: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Andere Länder leiden dagegen vor allem unter dem Wegfall eines Teils ihrer Absatzmärkte, dies gilt besonders für Südafrika und Russland sowie Energielieferländer

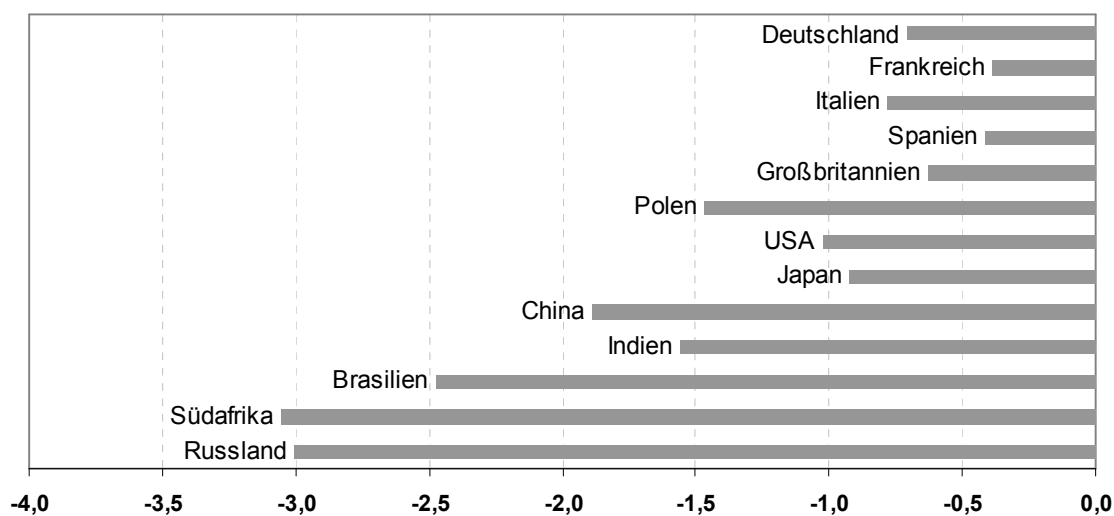
generell. Die gesamtwirtschaftlichen Verluste in Energielieferländern stellen ein gewisses Risiko für die Klimaschutzpolitik dar, wenn diese Länder versuchen sollten, diese Kosten über höhere Energiepreise auf die Industrieländer abzuwälzen. Auch weitere preiserhöhende wie preisdämpfende Folgewirkungen auf die internationalen Energiemärkte sind denkbar, im Rahmen des Forschungsprojekts aber nicht untersucht worden sind.

4.4.2 Beteiligung der G5

Auch die Beteiligung der übrigen Industrieländer einschließlich der USA am Klimaregime der EU kann den weiteren Anstieg der energiebedingten globalen CO₂-Emissionen nicht stoppen. Die G5-Staaten, die bis 2030 im Referenzszenario für über ein Drittel der weltweiten Emissionen verantwortlich sein werden, müssen spätestens 2020 auch in ein internationales Klimaregime integriert werden, wenn das 2°-Ziel noch erreicht werden soll.

Nach Einführung einer CO₂-Steuer in Höhe des Zertifikatspreises in den G5-Staaten gehen die CO₂-Emissionen in diesen Ländern stärker zurück als in den meisten Industrieländern. Umgekehrt ist der Rückgang nicht so ausgeprägt, wie vielfach bei Einbeziehung in ein internationales Emissionshandelssystem erwartet wird. Darin kommt auch zum Ausdruck, dass Energieeinsparung und CO₂-Minderung in diesen Ländern bis heute nur eine untergeordnete Rolle spielen. Allerdings ist auch zu berücksichtigen, dass die G5-Staaten aufgrund des starken Wirtschaftswachstums bereits in der Referenz ihr Energiesystem bis 2020 grundlegend verändern und erneuern werden. Die Minderungskosten gerade für Stromwirtschaft und Industrie werden sich zwischen Industrieländern und G5-Staaten nicht so sehr unterscheiden, wie z.B. auch die IEA (2006e) für die EU und China ausweist. Schließlich werden nicht alle Minderungspotentiale in diesen Ländern auch erschlossen werden. Stärker noch als in Deutschland wird CO₂-Minderung in diesen Ländern auch in einem Klimaregime bei Neuinvestitionen eines von mehreren Zielen bleiben.

Abb. 36: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario G5-1 in ausgewählten Staaten: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



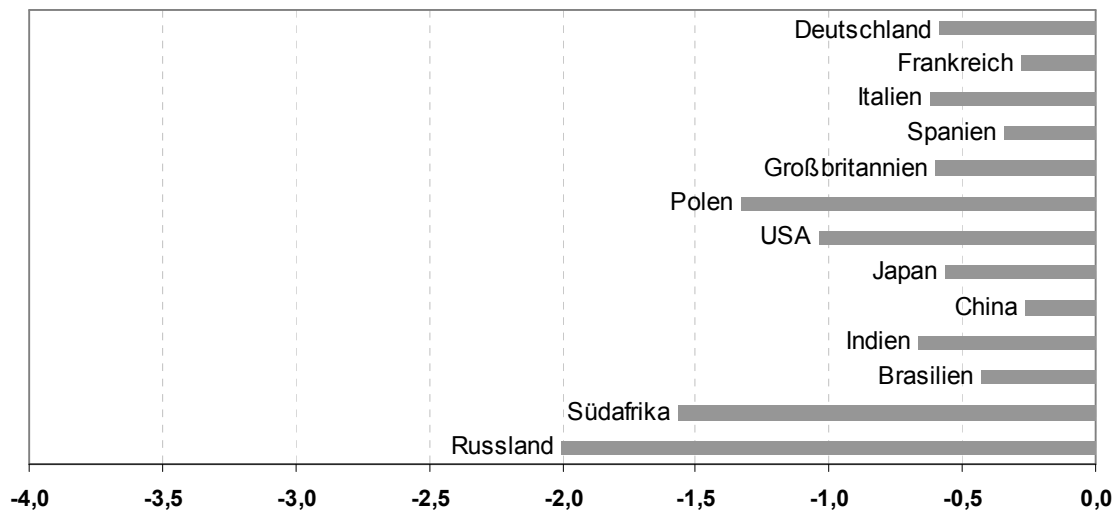
Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Die negativen ökonomischen Effekte fallen in den G5-Staaten stärker aus als in den Industrieländern. Dabei wirkt zum einen der hohe Kohleanteil in diesen Ländern (insbesondere China, Indien und Südafrika) negativ. Zum zweiten ist das Preisniveau generell niedriger als in den Industrieländern, so dass die ausgelösten Preisaufschläge relativ höher sind als in den Industrieländern. Schließlich ist auch unterstellt, dass die G5-Staaten anders als in den Szenarien oben keine Einnahmen durch CDM-Maßnahmen erzielen können. Auf der anderen Seite weisen diese Länder günstige Minderungspotentiale im Nicht-CO₂-Bereich auf, deren Ausschöpfung die ausgewiesenen Kosten des Klimaschutzes deutlich reduzieren könnte.

Bei einer geringeren CO₂-Steuer in den G5-Staaten, die im Jahr 2020 bei 5,75 Euro₂₀₀₅/t CO₂ liegt und sich danach langfristig dem Zertifikatspreis der Industrieländer annähert, können die BIP-Wirkungen in den G5-Staaten im Vergleich zum Szenario G5-1 deutlich reduziert werden (vgl. Abb. 37). Zugleich gehen auch die Emissionen in den G5-Staaten weniger stark zurück. Würden die Industrieländer in diesem Szenario zusätzlich Klimaschutztechnologien in den G5-Staaten fördern oder zusätzlich den Einsatz von CDM-Maßnahmen in diesen Staaten erlauben, dürften die geringen Wachstumsverluste gegenüber der Referenzentwicklung dieser Länder weiter reduziert werden. Damit bestünde dann aber auch kein ökonomisches Argument mehr gegen eine im Vergleich zu den Industrieländern deutlich reduzierte Eigenbeteiligung der G5-Staaten.

Mögliche Knappheiten durch den weltweit schnellen Ausbau Erneuerbarer Energien auf Biomassebasis sind in den Szenarien nicht berücksichtigt. Gerade angesichts der aktuellen Debatte über deutlich steigende Lebensmittelpreise besteht hier noch Forschungsbedarf.

Abb. 37: Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1995 im Szenario G5-2 in ausgewählten Staaten: Abweichungen vom Referenzszenario im Jahr 2020 in vH



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

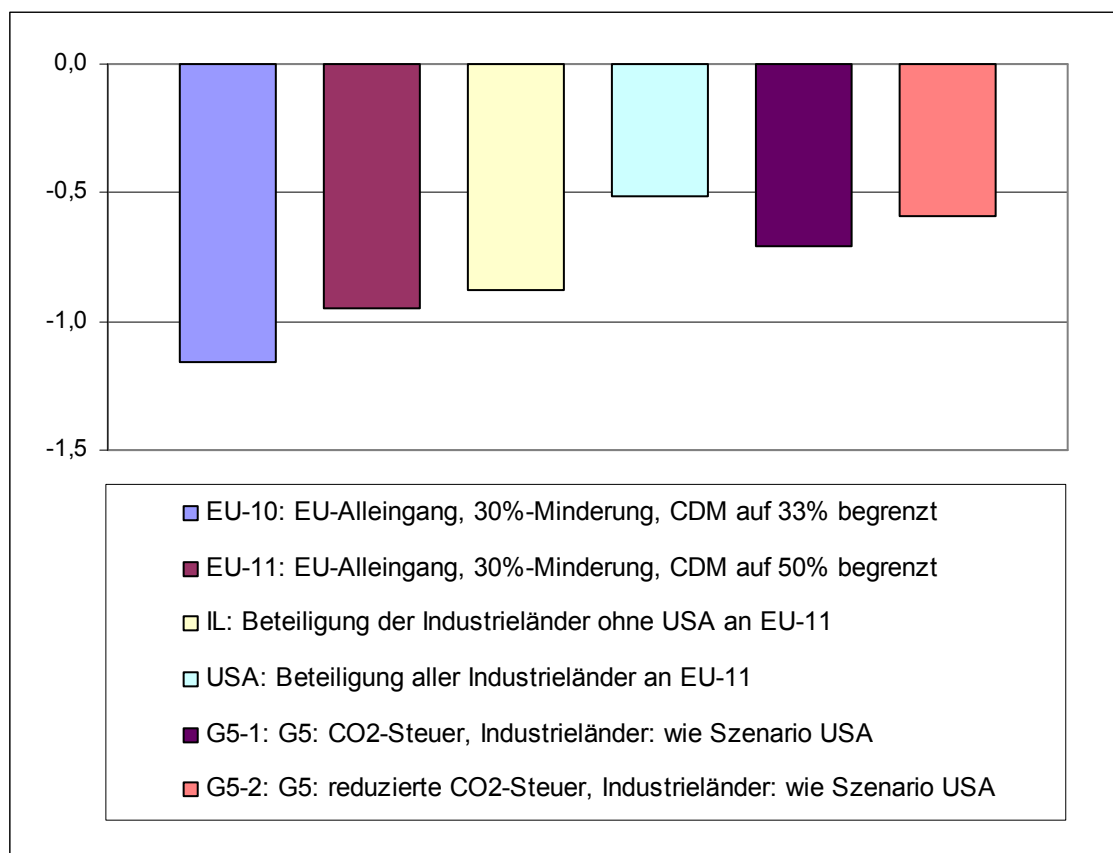
Die abgebildete Beteiligung der G5-Staaten führt bis zum Jahr 2020 zu einer weltweiten Emissionsentwicklung, die mit dem 2°-Ziel noch kompatibel sein dürfte. Nach 2020 müssen die weltweiten Emissionen dazu aber drastisch sinken. D. h., zur Erreichung anspruchsvoller Klimaschutzziele müssen noch über die Szenarien G5-1 und

G5-2 hinaus THG-Minderungen erzielt werden. Dies könnte zu einem Teil sicher in dem nicht berücksichtigten Rest der Welt bzw. bei den übrigen Treibhausgasen erfolgen, auch die Industrieländer müssten dazu ihre Anstrengungen gemeinsam aber noch verstärken. Dazu sind in den kommenden Jahren Minderungstechnologien gezielt zu fördern und zu entwickeln.

4.4.3 Ergebnisse internationaler Klimaregimes im Überblick

Bei angemessener Beteiligung der anderen Industrie- und Schwellenländer an einem Klimaregime will die EU ihre THG-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990 sogar um 30% reduzieren. Deutschland müsste dann eine THG-Minderung von sogar rund 40% erbringen. Zum Vergleich ist in den Szenarien EU-10 und EU-11 unterstellt, dass die EU dieses Ziel in einem Alleingang erreicht. Die Minderungen dürfen aber zu einem Drittel (EU-10) bzw. zur Hälfte (EU-11) im Ausland erfolgen. Dadurch könnte der Zertifikatspreis im Szenario EU-11 mit 23 Euro sogar niedriger liegen als im Fall der 20%-Minderung ohne Nutzung flexibler Mechanismen, weil weltweit sehr viele günstige Minderungsmöglichkeiten vorhanden sind. Eine stärkere Beschränkung flexibler Mechanismen würde zu höheren Zertifikatspreisen und höheren gesamtwirtschaftlichen Kosten führen. Die 30%-Minderung der EU im Alleingang wirkt sich bei den weltweiten Emissionen kaum aus und ist klimapolitisch absolut unangemessen.

Abb. 38: Prozentuale Abweichung des realen Bruttoinlandsprodukt Deutschlands von der Referenz in verschiedenen internationalen Szenarien im Jahr 2020



Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Sollten sich die übrigen Industrieländer ohne (IL) oder mit USA (USA) an diesem Klimaregime der EU beteiligen, würde dies für die EU und Deutschland zwei Vorteile bieten: Erstens werden die gesamtwirtschaftlichen Verluste reduziert, weil die EU relative Wettbewerbsnachteile des Alleingangs ausgleichen könnte. Zweitens führt insbesondere die Beteiligung der USA zu einem deutlichen Effekt auf die weltweiten Emissionen. Dafür würden bei Beteiligung der USA gesamtwirtschaftliche Verluste in Höhe von 0,8% des jährlichen Welt-BIP auftreten. Noch deutlicher fallen die weltweiten Wirkungen auf Emissionen und BIP aus, wenn sich auch die G5-Staaten am Klimaregime in unterschiedlicher Form beteiligen werden.

Die Klimaschutzkosten in Deutschland lassen sich durch die Zulassung vermehrter günstiger Minderungsoptionen in Form von CDM in Schwellen- und Entwicklungsländern reduzieren. Die Beteiligung aller Industrieländer verringert die Klimaschutzkosten weiter, auch im Vergleich zu den anderen großen europäischen Volkswirtschaften. Offensichtlich hat Deutschland Vorteile im internationalen Wettbewerb bei Klimaschutztechnologien. Besonders die Teilnahme der USA verspricht für Deutschland niedrigere Klimaschutzkosten. Die Beteiligung der G5-Staaten erhöht dagegen die Klimaschutzkosten leicht, wobei die THG-Minderung weltweit bei Beteiligung der G5-Staaten sehr viel höher ausfällt. Verbesserte internationale Wettbewerbsfähigkeit auf der einen und Verringerung des internationalen Handelsvolumens auf der anderen Seite gleichen sich offenbar weitgehend aus.

In den internationalen Szenarien liegen nach Tab. 52 die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland nur gut 26% unter dem Niveau des Jahres 1990. Zusammen mit dem Rückgang bei den übrigen THG-Emissionen ergibt sich eine Minderung im Jahr 2020 von rund 30% gegenüber 1990. Dies mag vergleichsweise gering erscheinen und ist mit der erlaubten Nutzung von flexiblen Mechanismen in Höhe von 50% der Gesamtminderung zu erklären. Die Minderung sollte aber in einem marktwirtschaftlich geprägten Klimaregime vor allem dort stattfinden, wo sie am billigsten ist.

Tab. 52: Überblick zentraler Ergebnisse bei internationalen Klimaregimes

	Szenario	Ausgestaltung	Abweichung von der Referenz in vH			geg. 1990 in vH
				BIP	CO ₂	
Länder-Beteiligung: multilateral	USA	wie Szenario EU-11 außer	DE:	-0,51	-10,4	-26,2
		Länder-Beteiligung: alle Industrieländer	EU-15:	-0,45	-8,6	-7,1
		CO ₂ -Preis im ETS: 23 Euro/t	NMS-12:	-1,24	-15,0	-30,6
		Einheitliche CO₂-Preise in allen Industrieländern	EU-27:	-0,56	-9,9	-12,6
		Minderungsziele der übrigen Industrieländer	USA:	-1,03	-22,6	13,3
		als Modellergebnis	G5:	0,47	-7,9	203,0
		Nutzung der flexiblen Mechanismen: 50%	Welt:	-0,62	-10,7	55,3
	G5-1	wie Szenario USA außer	DE:	-0,71	-10,6	-26,3
		Länder-Beteiligung: alle Industrieländer und G-5	EU-15:	-0,61	-8,8	-7,2
CO ₂ -Preis im ETS: 23 Euro/t		NMS-12:	-1,61	-15,1	-30,7	
CO₂-Steuer in G5 (alle Sektoren): 23 Euro/t		EU-27:	-0,75	-10,0	-12,7	
Nutzung der flexiblen Mechanismen: 50%		USA:	-1,02	-22,6	13,3	
Keine flexiblen Mechanismen in G5 erlaubt		G5:	-1,92	-20,3	162,2	
		Welt:	-1,69	-16,4	45,4	
G5-2	wie Szenario G5-1 außer	DE:	-0,59	-10,5	-26,2	
	CO₂-Steuer in G5 (alle Sektoren): 5,75 Euro/t	EU-15:	-0,51	-8,7	-7,2	
		NMS-12:	-1,36	-15,1	-30,6	
		EU-27:	-0,63	-9,9	-12,7	
		USA:	-1,04	-22,6	13,3	
		G5:	-0,54	-8,9	199,6	
		Welt:	-1,05	-12,6	52,1	

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Weltweit betrachtet stehen die Ergebnisse in Einklang mit aktuellen Ergebnissen des IPCC (2007), des Stern Review (2007) oder der EU-Kommission (EC 2007), dass auch umfassender Klimaschutz unter Nutzung heute verfügbarer Technologien nur mit begrenzten volkswirtschaftlichen Kosten verbunden sein wird. Auch Cames et al. (2007) kommen in einer Studie für das Umweltbundesamt zu diesem Schluss. Die Wachstumsdynamik bleibt weitestgehend erhalten. Die Höhe dieser Kosten wiederum kann durch eine geschickte Ausgestaltung maßgeblich beeinflusst werden.

4.5 LÄNGERFRISTIGE WIRKUNGEN

Die bisherigen Ausführungen konzentrieren sich weitgehend auf das Jahr 2020, obwohl alle Simulationsrechnungen bis zum Jahr 2030 durchgeführt und im Anhang dokumentiert sind. Dies liegt zum einen daran, dass für das Jahr 2020 ein konkretes Klimaziel der EU vorliegt. Zum zweiten sind die Ergebnisse von Modellanalysen mit umso größeren Unsicherheiten verbunden je weiter in die Zukunft geblickt wird. Dies gilt auch für mögliche konkrete Emissionsminderungsziele für das Jahr 2030 und darüber hinaus sowie für die Technologien, mit denen diese weitergehenden Ziele vergleichsweise kostengünstig erreicht werden können. Diese längerfristigen Aspekte müssen bei Entscheidungen über die Ausgestaltung eines zukünftigen Klimaregimes aber mit bedacht werden. Gerade der Umfang flexibler Mechanismen wird die langfristige Technologieentwicklung entscheidend beeinflussen. Bei starker Begrenzung und im Vergleich hohen Zertifikatspreisen in den Industrieländern werden dort auch zunächst teure Minderungsoptionen eingesetzt und die Kosten dieser Technologien über Lernkurven sinken. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten sind in diesem Fall im Vergleich höher. Werden flexible Mechanismen dagegen kaum oder gar nicht begrenzt, werden weltweit zunächst die kostengünstigen Minderungspotentiale genutzt. Entsprechend werden die Emissionen in den Industrieländern weniger stark zurückgehen und die gesamtwirtschaftlichen Verluste fallen geringer aus.

In einigen Bereichen wie dem Verkehrssektor werden sich technologische Verbesserungen in wichtigen Industrieländern längerfristig weitgehend unabhängig vom Klimaregime weltweit durchsetzen. Sollte etwa die EU, am besten in Abstimmung mit den USA und weiteren Produzentenländern, anspruchsvolle Emissionsgrenzwerte für Pkw oder im Luftverkehr beschließen, werden sich alle großen Produzenten daran orientieren müssen. Mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung wird sich diese Technologieverbesserung überall auf der Welt verbreiten.

Die Kosten weitergehender THG-Minderung nach 2020 werden auch wesentlich von der Verfügbarkeit kostengünstiger Minderungsmöglichkeiten abhängen, von denen in vielen Fällen selbst bei sehr hohen Zertifikatspreisen nicht zu erwarten ist, dass der private Sektor ihren Anschlag finanziert. Insofern werden die Industrieländer in den kommenden Jahren über die oben ausgewiesenen Kosten des Klimaschutzes hinaus auch Mittel für Technologieförderung aufbringen müssen, wenn die langfristigen Kosten drastischer Emissionsminderungen bis etwa 2050 begrenzt bleiben sollen. Dabei handelt es sich in jedem Fall um eine internationale Aufgabe.

Ob stärkere Anstrengungen in den Industrieländern oder eine stärkere Einbeziehung der Schwellenländer in Emissionsminderungen bis 2020 vor diesem Hintergrund der bessere Weg sind, um die Klimaschutzkosten bis 2050 weltweit niedrig zu halten, kann aus den Modellsimulationen nicht geschlossen werden. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

4.6 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Szenarien werden mit Blick auf mögliche Kriterien für ein internationales Klimaregime im Kapitel 5 eingehend analysiert. Für die nationale Klimadebatte und die anstehende Diskussion um die EU-Lastenverteilung nach 2012 liefern die Szenarien einige interessante Ergebnisse:

- Die ausgewiesenen Kosten des Klimaschutzes bis 2020 setzen die Erreichung der Kyoto-Ziele in Deutschland und der EU bereits in der Referenzentwicklung voraus. Insofern sind nur die Wirkungen darüber hinausgehender Klimaschutzmaßnahmen erfasst.
- Die genaue Lastenverteilungsregel im europäischen Rahmen spielt nur eine untergeordnete Rolle für die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des Klimaregimes EU-weit und u.a. in Deutschland. Für einige Mitgliedsstaaten wie Spanien und Polen steht bei den anstehenden Verhandlungen aber viel auf dem Spiel.
- Bei verschiedenen Lastenverteilungsregeln ergeben sich im Fall des EU-Alleingangs Minderungsziele für Deutschland von 27-30% gegenüber 1990 nur bezogen auf die energiebedingten CO₂-Emissionen und von gut 30%, wenn die gesamten THG-Emissionen betrachtet werden. Im Fall der 30%-Minderung der EU wird das deutsche Minderungsziel in der Größenordnung von 40% liegen.
- Die Art der Zertifikatsvergabe bestimmt die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes in Deutschland entscheidend. Die geringsten Kosten ergeben sich bei Etablierung eines Benchmarking-Systems für die energieintensive Industrie, in dem die Branchen insgesamt nicht belastet werden. In der Energiewirtschaft sollten die Zertifikate am besten voll versteigert werden.
- Auch ein Benchmarking-System für die energieintensiven Industrien verhindert nicht, dass ihre Stromkosten steigen und insbesondere bei stromintensiver Produktion Leakage-Effekte auftreten. Ausnahmeregelungen wie beim EEG oder der Stromsteuer könnten dieses Problem weitgehend abfangen.
- Der gezielte Einsatz der Auktionierungseinnahmen zur Förderung bestehender Klimaschutztechnologien ist einer generellen Rückgabe der Einnahmen über Steuersenkungen vorzuziehen, wenn die geförderten Maßnahmen wie das Gebäudesanierungsprogramm der Bundesregierung als sehr effizient eingeschätzt werden.
- Der Einsatz flexibler Mechanismen zur Erreichung der Klimaziele kann die Kosten des Klimaschutzes in Deutschland senken. Die Minderung findet dann dort statt, wo sie am billigsten ist. Diese Flexibilität kann allerdings zu Lasten nationaler Energie- und Klimaszutzziele gehen. Hier besteht ein trade-off, wobei auch langfristige Überlegungen zur Technologieentwicklung mit zu berücksichtigen sind.
- Längere Laufzeiten von Kernkraftwerken können die Kosten des Klimaschutzes in Deutschland deutlich reduzieren.
- Generell sind Staaten mit niedriger Kohlenstoffintensität der Stromerzeugung gesamtwirtschaftlich weniger vom Klimaregime betroffen.

-
- Bei langfristig höherem Wirtschaftswachstum steigen die relativen Kosten des Klimaschutzes, wobei Emissionshandel die Kosten begrenzt.
 - Sollte Deutschland im Falle des EU-Alleingangs eine 40%-Minderung der THG-Emissionen bis 2020 anstreben, steigen die gesamtwirtschaftlichen Kosten für Deutschland im Vergleich zu den anderen EU-Lastenverteilungen deutlich an, ohne dass weltweit mehr Klimaschutz betrieben wird. Auch gegenüber den internationalen Verhandlungspartnern sollte vor diesem Hintergrund das 40%-Ziel immer in Zusammenhang mit einem umfassenden internationalen Post-Kyoto-Abkommen und einer 30%-Minderung der EU gebracht werden.
 - Aussagen zu gesamtwirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes wie des Klimawandels sollten sehr sorgfältig ausgewiesen werden. International werden in der Regel jährliche prozentuale Abweichungen des BIP genannt. Das Aufsummieren von jährlichen BIP-Abweichungen – mit welcher Diskontrate auch immer – sollte nur zum Vergleich von Kosten des Klimawandels und des Klimaschutzes erfolgen.

5 KRITERIEN

Das Modell GINFORS erlaubt, die Auswirkungen möglicher Optionen für ein zukünftiges Klimaregime auf bestimmte Parameter zu simulieren. Für die Interpretation und Einordnung der Modellergebnisse werden jedoch Leitkriterien benötigt, anhand welcher sich bestimmen lässt, ob die simulierte Ausgestaltung eines zukünftigen Klimaabkommens für ausgewählte Länder oder Ländergruppen eine akzeptable Option in den Klimaverhandlungen darstellt.

Aufgabe dieses Abschnitts ist es, einen Überblick über ökonomische, ökologische, soziale und politische Leitkriterien für die Bewertung möglicher Optionen für ein zukünftiges Klimaabkommen zu geben.

Bei der Interpretation der Szenarienergebnisse werden auftragsgemäß die ökonomischen Kriterien in Verbindung mit den ökologischen Kriterien auf der Ebene quantitativer Indikatoren betrachtet. Die Beurteilung insbesondere der stärker qualitativen politischen und sozialen Kriterien bleibt ggf. weiteren Forschungsvorhaben vorbehalten.

Aufgrund der Vielzahl von Daten und Szenarienergebnissen, die aus den Modellrechnungen hervorgehen, konzentriert sich die Studie zur Ableitung von handhabbaren „Wenn-dann-Aussagen“ auf einen Satz integraler und spezifischer Indikatoren. Dieses Vorgehen erlaubt eine noch „einigermaßen“ übersichtliche Darstellung der Ergebnisse und Indikatorenvergleiche. Zum tieferen Vergleich differenzierterer Kriterien (wie z.B. sektorale Verhältnisse in den Ländergruppen) könnten Modellergebnisse ebenfalls grundsätzlich herangezogen werden. Deren Aussagekraft hat sich bei den Untersuchungen allerdings als endlich erwiesen. So ist die Betrachtung sektoraler Entwicklungen besonders für Klimaregimes wie einen EU-Alleingang interessant, für den für Deutschland in Kapitel 4 Sektorgrößen dargestellt sind. Bei Regimes mit umfassender Länderbeteiligung dürften dagegen die wenigen im Folgenden dargestellten Leitkriterien entscheidend sein.

5.1 VORGEHENSWEISE

Die Kriterien wurden in drei Schritten entwickelt. Zunächst wurden in einem ersten Schritt die Hauptinteressen der einzelnen Länder und Ländergruppen herausgearbeitet. Aus diesen Interessen wurden in einem zweiten Schritt Leitkriterien zur Bewertung zukünftiger Klimaabkommen abgeleitet, welche eine logische Umsetzung der jeweiligen Interessen widerspiegeln. Zur Darstellung der Kriterien wurden – vor dem Hintergrund der Möglichkeiten des verwendeten Modells GINFORS – quantifizierbare Größen (Indikatoren), die mit den jeweiligen ökonomischen, ökologischen, sozialen und politischen Leitkriterien verbunden sind, ausgewählt und kurz beschrieben.

Hierauf aufbauend wurden in einem dritten Schritt Hypothesen über Leitlinien für die Interpretation der quantitativen Größen aufgestellt. Solche Leitlinien beschreiben für verschiedene Länder und Gruppierungen „akzeptable“ Korridore der Entwicklung und Ausprägung der Leitkriterien für ein künftiges Klimaregime. Allerdings ist hier zu beachten, dass die „Akzeptabilitätskorridore“ für die unterschiedlichen Länder und Ländergruppen interdependent sein können. Ausgangspunkt für die Entwicklung solcher Leitlinien ist das Referenzszenario. Die Leitlinien geben somit Einschätzungen

darüber, in welchem Umfang die einzelnen Länder und Gruppierungen Abweichungen vom Referenzpfad möglicherweise zulassen werden.

Insbesondere die sozialen und politischen Dimensionen eines Klimaregimes beinhalten durchaus auch qualitative Fragestellungen, bei denen die Konzentration auf rein quantitativ darstellbare Kriterien die Gefahr der unzulässigen Reduzierung des Problems birgt. Teile dieser qualitativen Kriterien gehen bereits in die grundsätzlichen und ggf. unausgesprochenen Voraussetzungen für ein Klimaregime ein (z.B. „Die Entwicklungs- und Schwellenländer müssen grundsätzlich die Möglichkeit zur Steigerung ihres BIP pro Kopf haben.“ sowie „Die Entwicklungs- und Schwellenländer dürfen ihren Gesamtenergieverbrauch und – bis zu einem gewissen Zeitpunkt – ihre absoluten THG-Emissionen erhöhen.“). Andere Kriterien ergeben sich bei der Interpretation der relativen zeitlichen Entwicklung einiger spezifischer oder absoluter quantitativer Größen. Aufgrund dieser Größen werden dann Einschätzungen darüber entwickelt werden müssen, ob das entsprechende Klimaregime zu sozialen oder politischen Destabilisierungen führen kann und dadurch wiederum hemmende Rückkopplungen erfährt.

Im Folgenden wird eine Übersicht über mögliche Leitkriterien zur Bewertung von Optionen für zukünftige Klimaabkommen gegeben. Hierzu werden Indikatoren, welche zur quantitativen Darstellung der ökonomischen, ökologischen, sozialen und politischen Kriterien verwendet werden können, aufgezeigt.

5.2 ÖKONOMISCHE KRITERIEN

Im Folgenden werden zwei ökonomische Leitkriterien zur Bewertung zukünftiger Klimaabkommen kurz umrissen. Für alle Länder wird das Kriterium „Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten“ und für Schwellen- und Entwicklungsländer zusätzlich das Kriterium „weitere wirtschaftliche Entwicklung/Ermöglichung eines Aufholprozesses“ vorgeschlagen.

5.2.1 „Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten“

Grundgedanke: Wesentlich für die Akzeptanz, Umsetzung und den Erfolg eines zukünftigen Klimaregimes ist das zu erwartende Kosten-Nutzen-Verhältnis für die teilnehmenden Volkswirtschaften. Dies betrifft vor allem die Industriestaaten, da befürchtet wird, dass einseitige Reduktionsverpflichtungen zu Wettbewerbsnachteilen insbesondere gegenüber Schwellenländern führen können. So impliziert dies, dass ein globales Klimaziel (wie das „2°-Ziel“) mit minimalen ökonomischen Kosten für die potenziellen Teilnehmer erreicht werden sollte, um einen möglichst breiten Kreis von partizipierenden Industrie- und Schwellenländern zu erreichen. Gleichzeitig ist eine Beteiligung von möglichst vielen Ländern am Klimaregime Voraussetzung für das Erreichen des 2°-Ziels.

Qualitative Beschreibung: Die Schließung von heimischen Produktionsstandorten oder die Verlagerungen der Produktion ins Ausland aufgrund steigender Produktionskosten (ausgelöst durch steigende Preise für Energie und CO₂-Emissionen) im Inland stellen direkte ökonomische Kosten für eine Volkswirtschaft dar. Eine sinkende Wertschöpfung und Beschäftigung in den betroffenen Sektoren sind mögliche Indikatoren für solche direkten Kosten. Diese direkten Kosten können wiederum indirekte Auswirkungen auf andere Sektoren und die gesamtwirtschaftliche Nachfrage haben. Indikatoren für indirekte Kosten umfassen beispielsweise eine sinkende private

Nachfrage (steigende Arbeitslosigkeit reduziert das verfügbare Einkommen der Haushalte) oder geringere inländische Produktion (Nachfrage nach Vorleistungsprodukten aus nicht betroffenen Sektoren geht zurück).

Quantitative Darstellung: Eine quantitative Abbildung des Kriteriums der „minimalen ökonomischen Kosten“ kann auf Basis einer Auswahl der in Tab. 53 und Tab. 54 dargestellten mengenmäßigen und spezifischen Indikatoren erfolgen.

Tab. 53: Mengenmäßige ökonomische Indikatoren

<i>Beschreibung</i>	<i>Darstellung</i>
Wirtschaftsleistung	<ul style="list-style-type: none"> • BIP der gesamten Volkswirtschaft • Wertschöpfung einzelner Sektoren
Produktionseffekte	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten pro produzierte Einheit in einzelnen Sektoren • Produktionsindex einzelner Sektoren
Beschäftigungseffekte	<ul style="list-style-type: none"> • Gesamtzahl der Beschäftigten • Beschäftigte in einzelnen Sektoren
Privater Konsum	<ul style="list-style-type: none"> • Konsumausgaben der Haushalte
Einkommen	<ul style="list-style-type: none"> • Verfügbares Haushaltseinkommen

Tab. 54: Spezifische ökonomische Indikatoren

<i>Beschreibung</i>	<i>Darstellung</i>
Wirtschaftsleistung	<ul style="list-style-type: none"> • BIP / Bevölkerung
Privater Konsum	<ul style="list-style-type: none"> • Konsum / BIP • Konsum / Bevölkerung
Pro-Kopf Einkommen	<ul style="list-style-type: none"> • Verfügbares Haushaltseinkommen / Bevölkerung
Handelsbilanz	<ul style="list-style-type: none"> • Exporte minus Importe

Als praktikabel für den Vergleich mehrerer Szenarien und Ländergruppen hat sich die Kombination der beiden integralen Indikatoren BIP und BIP pro Kopf erwiesen. Aussagen zu sektoralen Effekten und Beschäftigungseffekten insbesondere in Deutschland werden in Kapitel 4 in den Szenarien des EU-Alleingangs getroffen. Die dort gezeigten maximalen Auswirkungen schwächen sich bei den Szenarien mit breiterer Beteiligung ab. Die Veränderung des BIP hängt in Richtung und Betrag in (mathematisch) monotoner Weise damit zusammen. Insofern ist die Veränderung des BIP im Szenarienvergleich bereits ein funktionierender Indikator für wirtschaftliche Belastung.

5.2.2 „Weitere wirtschaftliche Entwicklung/Ermöglichung eines Aufholprozesses“

Grundgedanke: Unerlässlich für die Akzeptanz eines zukünftigen Klimaregimes durch Schwellen- und Entwicklungsländer werden deren Möglichkeiten für ein weiteres nationales Wirtschaftswachstum sein. Aufgrund ihrer verhältnismäßig geringen historischen CO₂-Emissionen liegt nach Ansicht dieser Ländergruppen die Hauptverantwortung für Klimaschutz zuerst bei den Industrieländern. Der Beitrag der Schwellen- und Entwicklungsländer zu einem Klimaziel (wie dem „2°-Ziel“) sollte demnach überproportionales Wirtschaftswachstum (in einem gewissen Rahmen) ermöglichen. Ziel dieser Ländergruppen ist, langfristig einen vergleichbaren Wohlstand oder eine vergleichbare Entwicklungsstufe wie die Industrieländer zu erreichen.

Qualitative Beschreibung: Verpflichtende absolute oder spezifische Reduktionsziele können – abhängig von ihrer jeweiligen Ausprägung – das Wirtschaftswachstum eines Landes abbremsen. Direkte Auswirkungen können ein geringeres BIP-Wachstum

(ausgelöst durch steigende Preise für Energie und CO₂-Emissionen) sein. Hieraus können indirekte Effekte wie ein langsames Wachstum der verfügbaren privaten Haushaltseinkommen oder ein geringeres Produktionswachstum bestimmter, nicht direkt betroffener Wirtschaftssektoren resultieren.

Quantitative Darstellung: Um das Kriterium „weiteres Wirtschaftswachstum“ quantitativ abbilden zu können, wird vorgeschlagen auf eine Auswahl der bereits in Tab. 53 und Tab. 54 dargestellten mengenmäßigen und spezifischen Indikatoren zurückzugreifen.

Für die Beurteilung unter der Fragestellung „ist ein weiterer wirtschaftlicher Aufholprozess der Entwicklungs- und Schwellenländer auch bei Teilnahme an einem Emissionsminderungsregime möglich?“ hat sich – wie oben – die Entwicklung der Indikatoren BIP und BIP pro Kopf als hinreichend aussagefähig erwiesen. Somit lassen sich die beiden ökonomischen Kriterien anhand eines griffigen Satzes zweier Indikatoren für alle Länder(-gruppen) abprüfen.

5.3 ÖKOLOGISCHE KRITERIUM „TATSÄCHLICHE GLOBALE THG-/CO₂-EMISSIONSMINDERUNG“

Grundgedanke: Die zu erwartenden globalen Emissionsreduktionen bestimmen, ob ein Klimaregime aus ökologischer Sicht zielführend ist. So sollten die resultierenden Reduktionen zu einem Emissionspfad führen, der zu dem von der Staatengemeinschaft angestrebten Klimaziel (wie dem 2°-Ziel) leitet. Allerdings sollte vermieden werden, dass die Reduktionsanstrengungen der an einem Klimaabkommen teilnehmenden Staaten durch erhöhte Emissionen aufgrund von Produktionsverlagerungen in nicht teilnehmende Länder konterkariert werden und somit als Folge ein angestrebtes globales Klimaziel insgesamt verfehlt wird. Ein solches Ergebnis wird von den Industrieländern möglicherweise nicht akzeptiert werden.

Qualitative Beschreibung: Emissionsreduktionen, welche aus den Reduktionsanstrengungen von an einem Klimaabkommen teilnehmenden Staaten resultieren, können möglicherweise durch steigende Emissionen in nicht teilnehmenden Ländern wieder ausgeglichen oder gar übertroffen werden. So kann eine Verlagerung der energie- oder emissionsintensiven Produktion aus an einem Klimaabkommen teilnehmenden Ländern in nicht teilnehmende Länder zu diesem Ergebnis führen.

Quantitative Darstellung: Um das Kriterium „tatsächliche globale CO₂-Emissionsminderung“ bzw. „tatsächliche globale THG-Minderung“ quantitativ abbilden zu können, kann auf eine Auswahl der in Tab. 55 und Tab. 56 dargestellten mengenmäßigen und spezifischen Indikatoren zurückgegriffen werden.

Tab. 55: Mengenmäßige ökologische Indikatoren

<i>Beschreibung</i>	<i>Darstellung</i>
THG-/CO ₂ -Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> • THG- (CO₂-) Emissionen der nicht teilnehmenden Staaten • THG- (CO₂-) Emissionen einzelner Sektoren der nicht teilnehmenden Staaten • THG- (CO₂-) Emissionen der teilnehmenden Staaten • THG- (CO₂-) Emissionen einzelner Sektoren der teilnehmenden Staaten • Globale THG- (CO₂-) Emissionen

Tab. 56: Spezifische ökologische Indikatoren

<i>Beschreibung</i>	<i>Darstellung</i>
Spezifische THG-/CO ₂ -Emissionen	<ul style="list-style-type: none">• THG (CO₂) Emissionen / Bevölkerung• THG (CO₂) Emissionen / BIP

Bei den Vergleichen der Indikatoren zeigte sich, dass die sektoralen Emissionen gegenüber den Länderemissionen keine Zusatzinformation erbrachten.

„Richtiger“ im Zusammenhang mit Klimaschutzfragen ist die Untersuchung der jeweils spezifischen und absoluten THG-Emissionen. Da die (energiebedingten) CO₂-Emissionen jedoch global den größten Teil der THG-Emissionen ausmachen und allein diese im Modell abgebildet werden, wird in den meisten Fällen auf die CO₂-Emissionen zurückgegriffen.

5.4 GERECHTIGKEITSKRITERIEN

Gerechtigkeit zwischen den Staatengruppen und die damit verbundene Verantwortung der Industrieländer für ihre historischen Emissionen sind ein wichtiges Kriterium. Zusammen mit der höheren ökonomischen Leistungsfähigkeit der Industrieländer wird dies häufig als Grund für die geforderte „Vorbildfunktion der Industriestaaten bei der THG-Minderung“ genannt. Als soziales Kriterium wird auch „gleichmäßige Belastung der einzelnen Wirtschaftsbereiche und Akteure“ für Industriestaaten als auch Schwellen- und Entwicklungsländer vorgeschlagen.

5.4.1 „Vorbildfunktion der Industriestaaten bei der THG-Emissionsminderung“

Grundgedanke: Die Verantwortung für frühere und gegenwärtige THG-Emissionen (insbesondere energiebedingte CO₂-Emissionen) sowie die Fähigkeit zur Reduktion und Stabilisierung solcher Emissionen bestimmen, inwieweit Akteure im Rahmen eines Klimaregimes auf internationaler als auch nationaler Ebene beteiligt werden sollten. Für die bisherigen THG-Emissionen sind hauptsächlich die Industriestaaten verantwortlich. Der Anteil der Schwellen- und Entwicklungsländer an den historischen energiebedingten CO₂-Emissionen ist gering. Im 20. Jahrhundert waren Nordamerika und Europa allein für rund 60% der Gesamtemissionen verantwortlich, die Staaten der ehemaligen Sowjetunion für weitere 13,7% und alle Schwellen- und Entwicklungsländer zusammen für gerade 20% (WRI 2001). Um die Schwellen- und Entwicklungsländer in ein zukünftiges Klimaabkommen zu integrieren, wird eine Vorreiterrolle der Industriestaaten im Klimaschutz als Ausdruck der Verantwortungsübernahme notwendig sein.

Qualitative Beschreibung: Schwellen- und Entwicklungsländer werden ein Klimaabkommen nur dann akzeptieren, wenn die Industrieländer zunächst einen wesentlichen Anteil an dem für ein globales Klimaabkommen notwendigen Emissionsreduktionen übernehmen. So werden die Industrieländer zumindest während der ersten Phase eines zukünftigen Klimaabkommens verhältnismäßig größere Reduktionsverpflichtungen eingehen müssen.

Quantitative Darstellung: Um das Kriterium „Vorbildfunktion der Industriestaaten bei der THG-Emissionsminderung“ quantitativ abbilden zu können, kann auf die beschriebenen ökonomischen und ökologischen Kriterien, vor allem BIP pro Kopf und THG-Emissionen pro Kopf zurückgegriffen werden.

5.4.2 „Gleichmäßige Belastung der einzelnen Wirtschaftsbereiche und Akteure“

Grundgedanke: Eine gleichmäßige Belastung der einzelnen Akteure in dem verschiedenen Ländern vor dem Hintergrund ihrer jeweiligen Verantwortung und Fähigkeit zur Emissionsreduktion ist wichtig für die langfristige Stabilität und (innenpolitische) Akzeptanz eines zukünftigen Klimaabkommens. Weiter sollte die Teilhabe aller Akteure an den positiven Auswirkungen (ökonomische und ökologische) angesteuert werden. Zum Teil können autonome Entwicklungen des Strukturwandels (z.B. von der Landwirtschaft hin zu Industrialisierung oder zur Dienstleistungsgesellschaft) verstärkt oder gehemmt werden, mit möglichen Auswirkungen auf Anpassungsgeschwindigkeiten. Teilnehmende Länder werden keinen abrupten wirtschaftlichen Strukturwandel aufgrund eines zukünftigen Klimaregimes zulassen.

Qualitative Beschreibung: Die Auswirkungen eines zukünftigen Klimaregimes können zu größeren Verschiebungen der wirtschaftlichen Struktur eines Landes führen – beispielsweise kann die Bedeutung einzelner Sektoren wesentlich ab- bzw. zunehmen. Dies kann auch Verschiebungen in der Beschäftigtenstruktur bedeuten. Indirekte Auswirkungen können tiefgehende Änderungen der gesellschaftlichen Struktur sein.

Quantitative Darstellung: Um das Kriterium „gleichmäßige Belastung der einzelnen Wirtschaftsbereiche und Akteure“ quantitativ abbilden zu können, kann grundsätzlich auf eine Auswahl der in Tab. 57 dargestellten spezifischen Indikatoren zurückgegriffen werden.

Tab. 57: Spezifische Gerechtigkeitsindikatoren

<i>Beschreibung</i>	<i>Darstellung</i>
Spezifische THG-Emissionen	<ul style="list-style-type: none">• THG (CO₂) Emissionen / Bevölkerung
Verhältnis der verschiedenen Sektoren	<ul style="list-style-type: none">• Wertschöpfung Sektor x / Wertschöpfung Sektor y
Verhältnis der Beschäftigten in verschiedenen Sektoren	<ul style="list-style-type: none">• Beschäftigte Sektor x / Beschäftigte Sektor y

Soziale Auswirkungen und Verteilungswirkungen von Belastungen oder Vorteilen von Klimaschutzpolitiken sind jedoch grundsätzlich weder eindeutig noch unveränderbar, sondern sehr stark von den politischen Rahmenbedingungen und Instrumenten des jeweiligen Landes abhängig. Grundsätzlich ermöglichen die in Abschnitt 5.2 dargestellten integralen ökonomischen Indikatoren auch eine Einschätzung über die Eingriffstiefe („Schwere“) der durch die Teilnahme am Klimaschutzregime ausgelösten Veränderungen. Dies ermöglicht erste Rückschlüsse auf politische Umsetzbarkeit und denkbare soziale Auswirkungen eines diskutierten Klimaregimes.

5.5 POLITISCHE KRITERIEN

Als ein politisches Kriterium wird „Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energieimporten“ vorgeschlagen. Die Verbindlichkeit und Überprüfbarkeit eines möglichen Klimaschutzabkommens sind als weiteres Kriterium wichtig, damit sich möglichst viele Staaten daran beteiligen werden. Darüber hinaus sollten weitere politische Kriterien zumindest qualitativ erörtert werden.

5.5.1 „Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energieimporten“

Grundgedanke: Die politische Akzeptanz eines zukünftigen Klimaregimes wird auch dadurch bestimmt, ob wichtige politische Ziele wie „Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energieimporten“ erreicht werden können. Teilnehmende Staaten werden vor dem Hintergrund knapper werdender fossiler Brennstoffe und sicherheitspolitischer Risiken darauf achten, ob im Rahmen eines zukünftigen Klimaregimes die Umsetzung solcher politischer Ziele möglich ist.

Qualitative Beschreibung: Die Umsetzung von Reduktionszielen impliziert möglicherweise den teilweisen Verzicht der Nutzung heimischer Energieträger wie Kohle. Stattdessen könnte der verstärkte Import von Energieträgern wie Gas notwendig werden, was im Gegenzug zu einer höheren Importabhängigkeit und verschlechterten Versorgungssicherheit beitragen könnte. Heimische erneuerbare Energieträger ermöglichen auf der anderen Seite die Reduktion von Importen. Je nach der Einschätzung der Sicherheit eines Importweges kann ein solches Argument Wirtschaftlichkeitsargumente ergänzen.

Quantitative Darstellung: Um das Kriterium „Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energieimporten“ quantitativ abbilden zu können, kann grundsätzlich auf einen Satz der in Tab. 58 dargestellten spezifischen Indikatoren zurückgegriffen werden.

Tab. 58: Spezifische politische Indikatoren

Beschreibung	Darstellung
Anteil der EE	• Erneuerbare Energien / Nicht Erneuerbare Energien
Handelsbilanz Energie	• Energieimporte / Energieexporte
Importabhängigkeit	• Energieimporte / PEV
Streuung der Energieimporte	• Energieimporte aus Land i / Gesamte Energieimporte

5.5.2 Verbindlichkeit und sonstige qualitative politische Kriterien

Ebenso spielen zusätzliche politische Aspekte, welche sich schwer quantifizieren lassen, eine Rolle, ob eine Beteiligung möglichst vieler Staaten an einem Klimaabkommen erzielt werden kann. Wenn Zusagen in einem zukünftigen Klimaabkommen verbindlich und überprüfbar sind, werden Industrieländer eher gewisse Vorleistungen akzeptieren. Der Vollständigkeit halber sollen weitere Aspekte für eine qualitative Beurteilung hier benannt werden. Tab. 59 listet beispielhaft eine Auswahl möglicher qualitativer Fragestellungen auf.

Tab. 59: Qualitative politische Indikatoren

Beschreibung	Darstellung
Verbindlichkeit	Sind die Zielvorgaben überprüfbar und welcher Sanktionsmechanismus sichert die Glaubwürdigkeit des Klimaschutzabkommens?
Umsetzbarkeit	Sind innenpolitische Schwierigkeiten bei der Umsetzung zu erwarten?
Flexibilität	Lässt das Abkommen eine einfache und schnelle Anpassung an eine neue Situation wie beispielsweise neue wissenschaftliche Erkenntnisse oder Vermeidungsoptionen zu?
Komplementarität	Inwieweit lässt sich das Abkommen mit anderen internationalen Vereinbarungen kombinieren?
Kontinuität	Knüpft das Klimaregime an das Kyoto-Protokoll an (wie z.B. Fortsetzung des Emissionshandels, globale Ausgleichsmechanismen)?

5.6 LEITLINIEN ZUR INTERPRETATION UND BEWERTUNG DER KRITERIEN

Grundgedanke: Um die quantitativen Kenngrößen interpretieren zu können, werden Leitlinien aufgestellt, welche „akzeptable“ Korridore für verschiedene Länder und Ländergruppen aufzeigen. Hier sei angemerkt, dass die „Akzeptabilitätskorridore“ für die einzelnen Länder interdependent sein können. Beispielsweise kann ein akzeptabler Korridor für ein Land oder eine Ländergruppe aus einer Paketlösung bestehen – d.h. ökonomische Einbußen aufgrund eines bestimmten Klimaregimes werden akzeptiert, wenn bestimmte andere Länder vergleichbare Zugeständnisse eingehen. Dies hat vor dem Hintergrund der anstehenden Klimaverhandlungen besondere Bedeutung, da eine Ausweitung des Klimaregimes auf einen größeren Kreis von Industrie- und Schwellenländern angestrebt wird.

Vorgehen: Hierfür wurden zunächst die Ex-Post-Entwicklungen ausgewählter quantitativer Kenngrößen miteinander verglichen. Die Korridore der Entwicklungsziele der entsprechenden Länder/Ländergruppen werden, soweit möglich, auf die wesentlichen dieser Indikatoren umgerechnet. Das Referenz-Szenario ergab eine Einschätzung über die Auswirkungen einer „Business-as-usual-Politik“ auf diese Kenngrößen. Über die Akzeptabilität der zu erwartenden Abweichungen durch ein neues Klimaregime, welche sich aus den verschiedenen Szenarien ergeben, wurden Hypothesen entwickelt und in einem interaktiven Prozess mit verschiedenen Experten (Gespräche und Workshop) validiert und angepasst. Diese Hypothesen griffen auch stark auf die Hauptargumente der aktuellen öffentlichen Diskussion zurück. Die klimapolitische Literatur hat eine solche Fragestellung bisher nicht quantitativ behandelt.

Tab. 60 führt beispielhaft einige Hypothesen zu Interdependenzen zwischen den Akzeptabilitätskorridoren verschiedener Länder auf („Wenn-dann Aussagen“).

Tab. 60: Beispielhafte Hypothesen für interdependente Akzeptabilitätskorridore

<i>Wenn Land/Ländergruppe A ...</i>	<i>... dann Land/Ländergruppe B ...</i>
Spezifische Reduktionsverpflichtungen von Schwellen- und Entwicklungsländern	Höhere absolute Reduktionsverpflichtungen „Kyotoskeptischer“ Länder
Vorreiterrolle Industriestaaten	Bereitschaft der Schwellen-/Entwicklungsländer zu umfangreicheren Reduktionsverpflichtungen mit den damit einhergehenden Auswirkungen auf die wirtschaftliche Entwicklung
Teilnahme Entwicklungs- und Schwellenländer	Konkreter Technologietransfer aus Industrie- bzw. Vorreiterländer

Tab. 61: Beispiele für die Quantifizierung eines Akzeptabilitätskorridors (kein Modellergebnis)

<i>Wenn Land/Ländergruppe A ...</i>	<i>... dann Land/Ländergruppe B ...</i>
Erhöhung des CO ₂ -Ausstoßes p.c. bis 2020 um maximal 1 t / cap.	Reduktion des CO ₂ -Ausstoßes bis 2020 um 10 % gegenüber dem Wert von 2000
impliziert Reduktion des BIP-Wachstums um 2 % p.a	impliziert Reduktion des BIP-Wachstums um 0,3 % p.a.
impliziert verringertes Wachstum des Pro-Kopf-Einkommens um (12 \$/a) /cap. gegenüber der Referenzvariante	impliziert verringertes Wachstum des Pro-Kopf-Wachstums um (40 \$ /a)/cap. gegenüber der Referenzvariante
Belastung eines im internationalen Wettbewerb stehende Sektors mit CO ₂ -Preis von x	dann auch Belastung des gleichen Sektors in B

Zur Quantifizierung der Korridore wird die Differenz der Indikatoren in den jeweiligen Szenarien zur Referenz miteinander in Beziehung gesetzt. Wichtig zur Beurteilung dieser Differenz scheint auch die Betrachtung der mit dieser Differenz verbundenen relativen Veränderung der spezifischen Indikatoren BIP pro Kopf und Einkommen pro Kopf. Beispiele einer solchen Quantifizierung sind in Tab. 61 dargestellt.

5.7 VERGLEICH DER SZENARIENERGEBNISSE NACH DEN VERSCHIEDENEN INDIKATOREN

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Szenarien nach Ländern und Ländergruppen in den einzelnen ökologischen und ökonomischen Indikatoren verglichen. Hier werden zunächst die ökologischen Kriterien als „Auslöser“ für die Szenarien gezeigt. Insgesamt werden die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Länder, der Ländergruppen sowie die globalen CO₂-Emissionen, die spezifischen CO₂-Emissionen pro Kopf und je BIP-Einheit dargestellt. Bei den Emissionsdaten ist zu beachten, dass für die Länder die heimischen Emissionen ausgewiesen sind. Durch Industrieländer finanzierte flexible Mechanismen führen zu beobachteten Minderungen in Schwellen- und Entwicklungsländern, die sich die Industrieländer in einem Klimaregime aber anrechnen lassen.

Bei den ökonomischen Indikatoren werden das BIP sowie das BIP pro Kopf der jeweiligen Länder und Ländergruppen gezeigt. Zur genaueren Analyse werden bei einigen Indikatoren auch die relativen und absoluten Veränderungen in 2020 im Vergleich mit dem Referenzszenario aufgefächert.

Bei den Vergleichen der Szenarien werden vor allem die Jahre 1990 und 2020 in den einzelnen Szenarien dargestellt.

5.7.1 Ökologische Kriterien: Emissionsentwicklung

5.7.1.1 *Emissionsentwicklung absolut*

Tab. 62 und Abb. 39 zeigen die gesamten CO₂-Emissionen der betrachteten Länder, Ländergruppen und der Welt im Referenzszenario in Zehn-Jahresschritten.

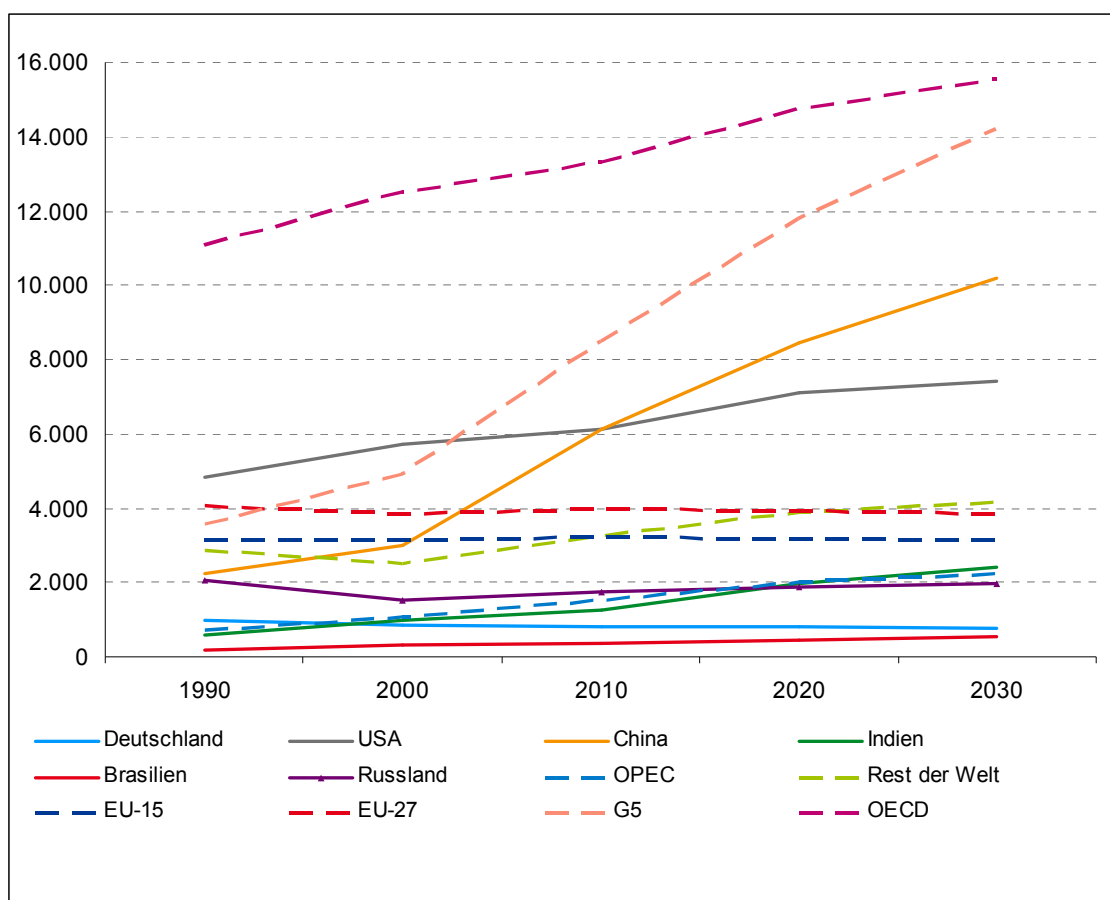
Die stark steigenden Emissionen der Welt (knappe Verdoppelung zwischen 1990 und 2030) werden vor allem durch diejenigen der USA, Chinas (ab spätestens 2010 über denen der USA), der OECD und der G5 (China, Indien, Brasilien, Mexiko und Südafrika) als zusammengefasster Ländergruppe dominiert. Die Emissionen der EU-27 bleiben im Referenzszenario nahezu konstant. Die Emissionen Indiens und Brasiliens wachsen ähnlich stark wie diejenigen Chinas, bleiben absolut aber noch deutlich unter denjenigen Chinas und der USA – die Emissionen Brasiliens (ohne Betrachtung von Landnutzung) sogar unter denen Deutschlands.

Tab. 62: Energiebedingte CO₂-Emissionen im Referenzszenario in Zehn-Jahres-Schritten in Mio. t

Land	1990	2000	2010	2020	2030
	CO ₂ -Emissionen in Mio. t CO ₂				
Deutschland	966	827	806	797	757
USA	4.842	5.701	6.108	7.085	7.405
China	2.256	2.978	6.128	8.457	10.187
Indien	588	971	1.271	1.988	2.429
Brasilien	193	305	336	432	542
Russland	2.034	1.513	1.765	1.878	1.978
OPEC	710	1.084	1.537	2.000	2.225
Rest der Welt	2.876	2.521	3.278	3.881	4.145
Welt	20.683	23.321	29.613	35.975	40.326
EU-15	3.118	3.150	3.229	3.169	3.130
EU-27	4.072	3.838	3.968	3.949	3.863
G5	3.585	4.911	8.495	11.789	14.215
OECD	11.078	12.506	13.299	14.731	15.575

Quelle: IEA (2006c); ab 2004 Modellrechnung mit GINFORS.

Abb. 39: CO₂-Emissionen im Referenzszenario in ausgewählten Ländern/Ländergruppen in Mio. t

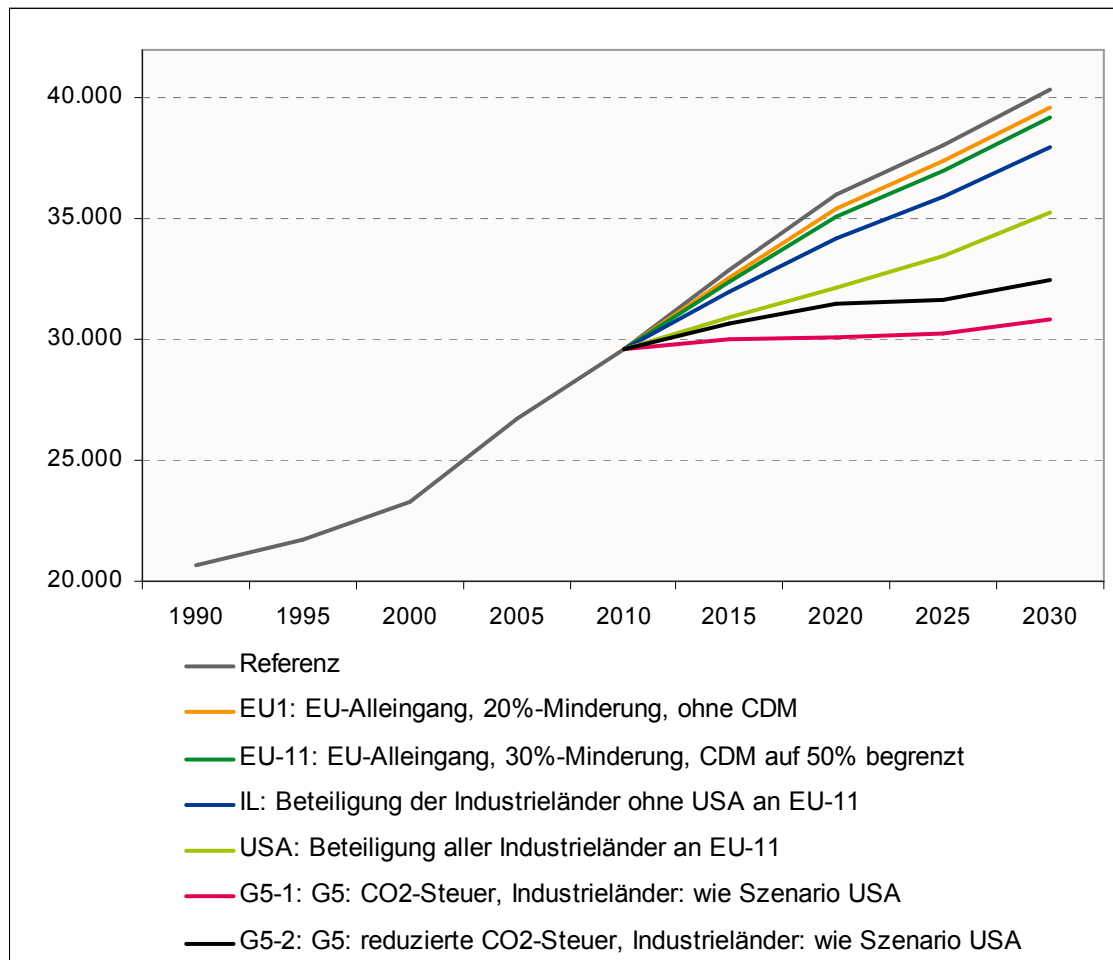


Quelle: IEA (2006c); ab 2004 Modellrechnung mit GINFORS.

Die Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen im Szenarienvergleich ist in Abb. 40 dargestellt. Es ist zu beachten, dass zur besseren Auflösung der Darstellung die y-Achse ohne Nullpunkt skaliert wurde. Die Abbildung zeigt deutlich, dass die weltweiten

Emissionen gegenüber der Referenz umso stärker reduziert werden, umso mehr und emissionsstärkere Länder an einem Reduktionsregime beteiligt werden. Die Szenarien der EU-Alleingänge führen in 2020 zu einer Minderung der globalen CO₂-Emissionen um ca. 2 % und in 2030 zu einer Minderung um knapp 3 % gegenüber der Referenz. Eine Beteiligung der Industrieländer ohne die USA führt in 2020 zu einer Reduktion um knapp 5 % gegenüber der Referenz, eine zusätzliche Beteiligung der USA zu einer Reduktion von gut 10 %. Erst die Szenarien G5-1 und G5-2 führen ab 2015 zu einer deutlichen Abschwächung der steigenden Tendenz der globalen Emissionen.

Abb. 40: Globale energiebedingte CO₂-Emissionen in den Szenarien in Mio. t



Quelle: IEA (2006c); ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

Die Modellrechnungen bilden hiermit also deutlich ab, dass eine langfristige Einbindung aller großen Emittenten notwendig ist, um zunächst eine Stabilisierung der THG-Emissionen und langfristig das 2°-Ziel der EU zu erreichen.

5.7.1.2 Emissionsentwicklung pro Kopf

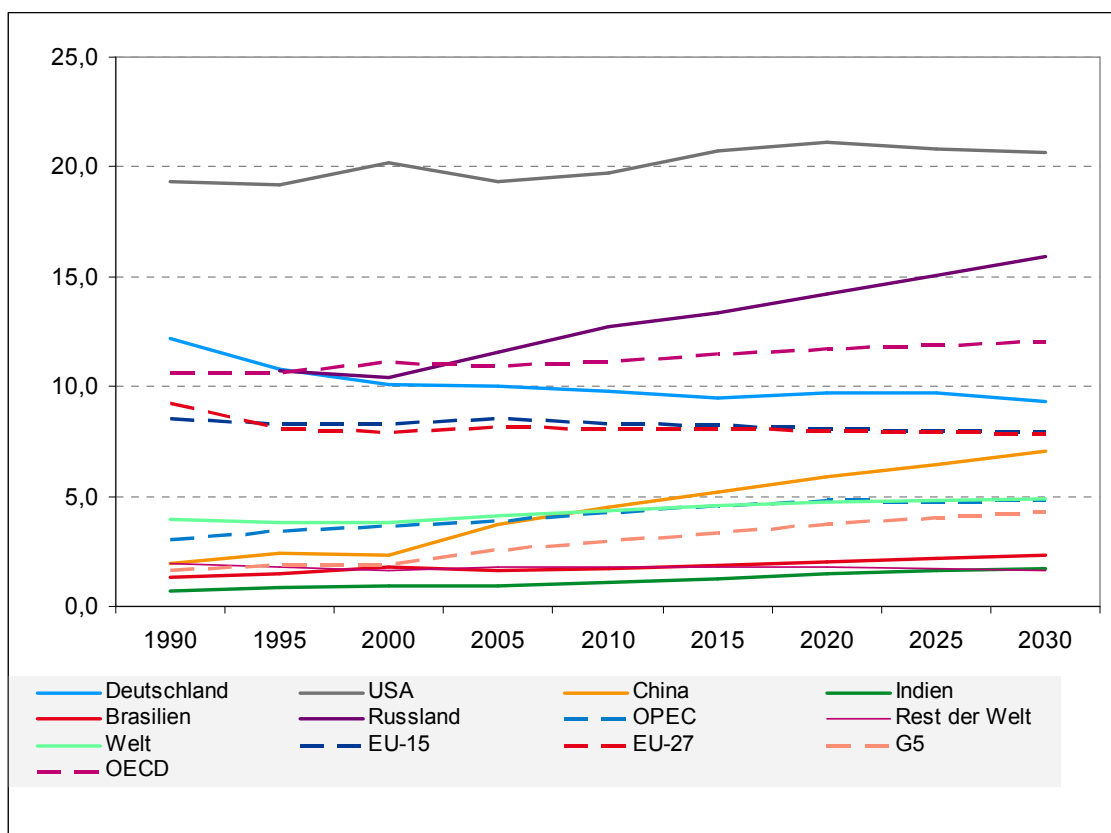
Die Emissionsentwicklung pro Kopf ist unter Gerechtigkeitsaspekten das wesentliche Leitkriterium. Abb. 41 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen pro Kopf in den ausgewählten Ländern und Ländergruppen.

Die USA (sowie die hier nicht aufgeführten Länder Kanada und Australien) haben mit Abstand die höchsten Pro-Kopf-Emissionen im Bereich von ca. 20 t p.c., die im Zeitverlauf ungefähr konstant bleiben. Diese liegen etwa um einen Faktor 4 über dem

Weltdurchschnitt. Deutschland und die EU liegen mit ca. 8-10 t p.c. im Mittelfeld. Bereits in der Referenz zeigen sich in dieser Gruppe Effizienzverbesserungen, indiziert durch sinkende Pro-Kopf-Emissionen. Russland und China weisen die stärksten Steigerungen der spezifischen Pro-Kopf-Emissionen auf; China entwickelt sich vom Weltdurchschnitt bis fast zum Niveau der EU-27 in 2030.

Zum Vergleich: Um das langfristige Ziel einer Stabilisierung der mittleren globalen Temperatur auf maximal 2 °C über dem jetzigen Niveau zu erreichen, müssen die mittleren Pro-Kopf-Emissionen im Weltdurchschnitt bis 2050 auf eine Größenordnung von 1 bis 2 t CO₂ abgesenkt werden (IPCC 2007). Das entspricht etwa dem Niveau in Indien.

Abb. 41: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Ländergruppen in der Referenz



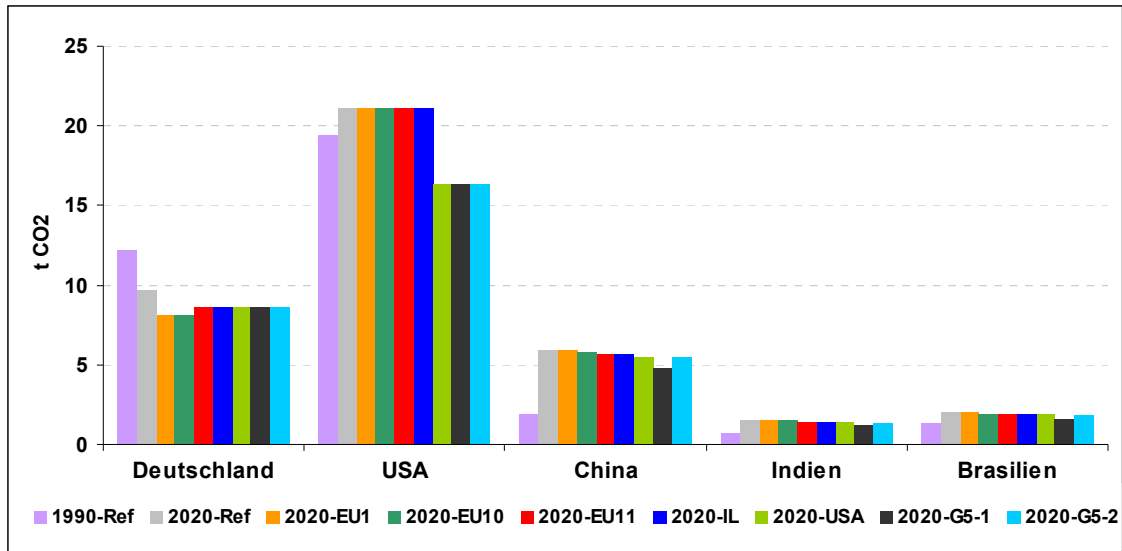
Quelle: IEA (2006c); United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnung mit GINFORS.

Abb. 42 und Abb. 43 sowie Tab. 63 stellen die Entwicklung der CO₂-Emissionen pro Kopf in den ausgewählten Ländern und Ländergruppen dar. Hierbei wird jeweils das Jahr 1990 aufgeführt sowie das Jahr 2020 in den Szenarien.

In Deutschland sind die CO₂-Emissionen in allen Szenarien zum Klimaschutzregime gegenüber der Referenz in 2020 reduziert und setzen somit den seit 1990 eingeschlagenen Reduktionspfad fort. In den Szenarien mit breiterer internationaler Beteiligung liegen die spezifischen Emissionen in 2020 um ca. 5-6 % höher als in den Szenarien des EU-Alleingangs, weil verstärkt Emissionsminderungen in Schwellen- und Entwicklungsländern erzielt werden, jedoch immer noch um 10 % unter denjenigen der

Referenz.¹ In den USA wachsen die spezifischen CO₂-Emissionen pro Kopf in der Referenz und den EU-Alleingangs-Szenarien sowie dem Industrieländer-Szenario ohne USA zwischen 1990 und 2020 um knapp 9 % an. Bei der Beteiligung an internationalen Klimaschutzregimes hingegen reduzieren sie sich um ca. 16 %, bleiben allerdings immer noch deutlich höher als in Deutschland oder der EU.

Abb. 42: CO₂-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Szenarien



Quelle: IEA (2006c), United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

Tab. 63: CO₂-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Regionen

	Deu.	USA	China	Indien	Brasilien	OPEC	RoW	Welt	EU-15	EU-27	G5	OECD
1990-Ref	12,2	19,4	2,0	0,7	1,3	3,0	2,0	3,9	8,5	9,3	1,6	10,6
2020-Ref	9,7	21,1	5,9	1,5	2,0	4,8	1,8	4,7	8,0	8,0	3,8	11,8
2020-EU1	8,2	21,1	5,9	1,5	2,0	4,8	1,8	4,7	7,0	6,8	3,8	11,3
2020-EU10	8,1	21,1	5,8	1,5	1,9	4,8	1,8	4,6	7,0	6,8	3,7	11,3
2020-EU11	8,7	21,1	5,7	1,4	1,9	4,8	1,8	4,6	7,3	7,2	3,6	11,5
2020-IL	8,7	21,1	5,7	1,4	1,9	4,8	1,8	4,5	7,3	7,2	3,6	11,1
2020-USA	8,7	16,3	5,5	1,4	1,9	4,5	1,8	4,2	7,4	7,2	3,5	9,7
2020-G5-1	8,7	16,3	4,8	1,2	1,7	4,2	1,6	4,0	7,3	7,2	3,0	9,7
2020-G5-2	8,7	16,3	5,4	1,4	1,9	4,2	1,6	4,2	7,3	7,2	3,4	9,7

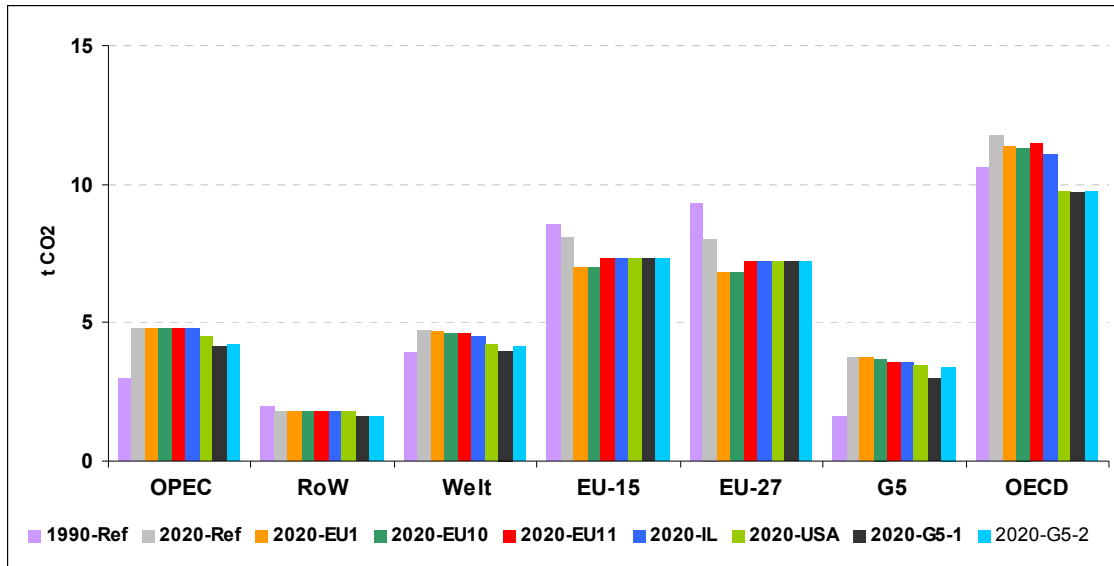
Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

In China, Indien und Brasilien nehmen in allen Szenarien die spezifischen Emissionen bis 2020 gegenüber 1990 zu, in der Referenz um gut 50 % für Brasilien, die indischen Emissionen verdoppeln sich, die chinesischen verdreifachen sich. In den Szenarien mit internationaler Beteiligung findet jeweils eine Reduktion gegenüber der Referenz statt, dies bereits im Szenario EU-11 (mit flexiblen Mechanismen). In den Szenarien mit expliziter Beteiligung der G5-Staaten am Klimaregime reduzieren sich die spezifischen Emissionen in China, in Indien und Brasilien um bis zu etwa 20%

¹ Durch die Nutzung flexibler Mechanismen fallen die heimische Emissionsminderung und die anrechenbare/finanzierte Emissionsminderung eines Landes auseinander.

gegenüber der Referenz in 2020. Nur Indien und die im Rest der Welt erfassten Entwicklungsländer bleiben innerhalb des für das 2°-Ziel langfristig notwendigen spezifischen Emissionskorridors von 1 bis 2 t pro Kopf, China überschreitet ihn deutlich. Bei Brasilien fallen die hier nicht enthaltenen Emissionen aus Landnutzung sehr hoch aus, so dass auch Brasilien deutlich über dieser Grenze liegen wird.

Abb. 43: CO₂-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien



Quelle: IEA (2006c), United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

Die Ländergruppen entsprechen in den grundsätzlichen Entwicklungsrichtungen jeweils den ausgewählten „Exponenten“ der vorherigen Abbildung: Die Verhältnisse in der EU entsprechend etwa denjenigen von Deutschland, die der OECD etwa denjenigen der USA – mit dem Unterschied, dass auch die EU-Alleingangsszenarien bereits zu einer Reduktion gegenüber der Referenz führen. Eine Reduktion gegenüber den spezifischen Emissionen des Jahres 1990 kommt jedoch erst mit Beteiligung der USA zustande. Innerhalb des Korridors für das 2°-Ziel liegt lediglich die Ländergruppe „Rest of the World“ (im Wesentlichen Afrika außer Südafrika sowie ehemalige Sowjetrepubliken). Der Weltdurchschnitt überschreitet die Obergrenze des Korridors in 2020 jedoch in allen Szenarien deutlich.

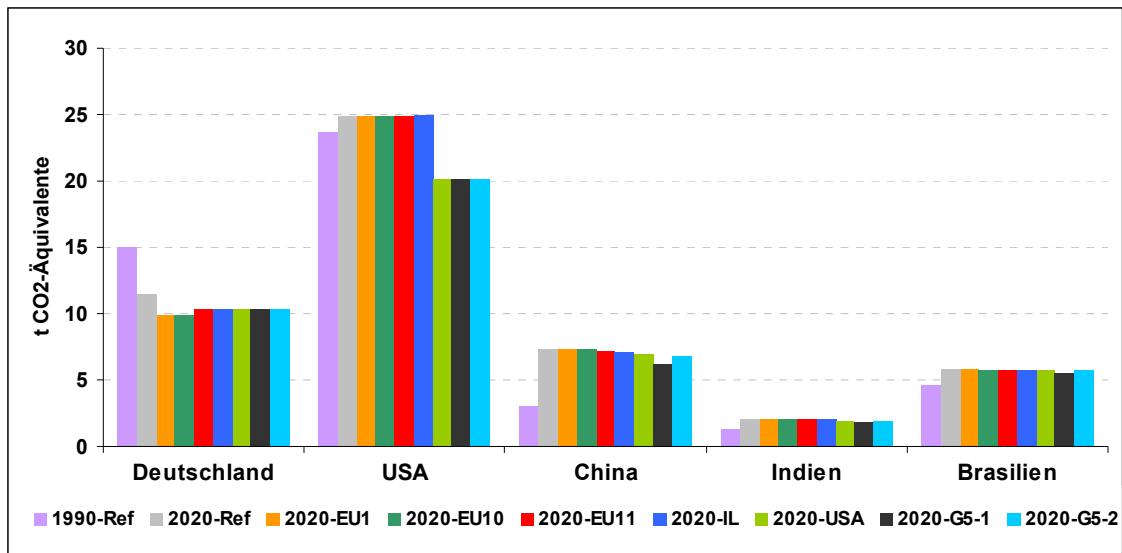
Tab. 64: THG-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Regionen

	Deutschland	USA	China	Indien	Brasilien	OPEC	RoW	Welt	EU-15	EU-27	G5	OECD
1990-Ref	15,0	23,6	3,1	1,3	4,7	4,5	3,3	5,6	11,0	12,0	2,7	13,4
2020-Ref	11,4	24,9	7,3	2,1	5,9	7,0	3,4	6,4	9,9	10,0	5,1	14,5
2020-EU1	9,9	24,9	7,4	2,1	5,9	7,0	3,4	6,4	8,9	8,8	5,1	14,1
2020-EU10	9,8	24,9	7,3	2,1	5,8	7,0	3,4	6,3	8,9	8,8	5,0	14,1
2020-EU11	10,4	24,9	7,1	2,0	5,8	7,0	3,4	6,3	9,2	9,2	4,9	14,2
2020-IL	10,4	24,9	7,1	2,0	5,8	7,0	3,4	6,2	9,2	9,2	4,9	13,8
2020-USA	10,4	20,1	6,9	2,0	5,8	6,8	3,4	5,9	9,2	9,2	4,8	12,5
2020-G5-1	10,4	20,1	6,2	1,8	5,5	6,4	3,2	5,7	9,2	9,2	4,3	12,4
2020-G5-2	10,4	20,1	6,9	2,0	5,7	6,4	3,2	5,9	9,2	9,2	4,7	12,5

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

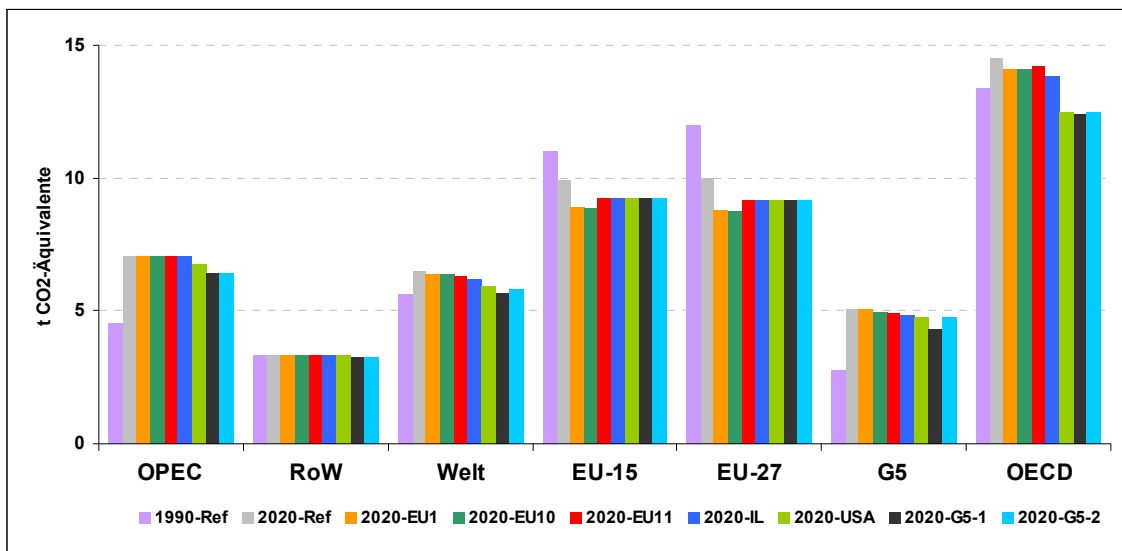
Die Treibhausgasemissionen pro Kopf (ohne landnutzungsbedingte Emissionen) bilden mit anderen (größeren) absoluten Zahlen der CO₂-Äquivalente die gleichen Verhältnisse ab (vgl. Tab. 64, Abb. 44 und Abb. 45). Die Diskussion der Indikatoren lässt sich somit ohne größeren Informationsverlust an den mit geringeren Unschärfen bestimmten CO₂-Emissionen führen.

Abb. 44: THG-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländern und Szenarien



Quelle: IEA (2006c), United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

Abb. 45: THG-Emissionen pro Kopf in t in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien



Quelle: IEA (2006c), United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

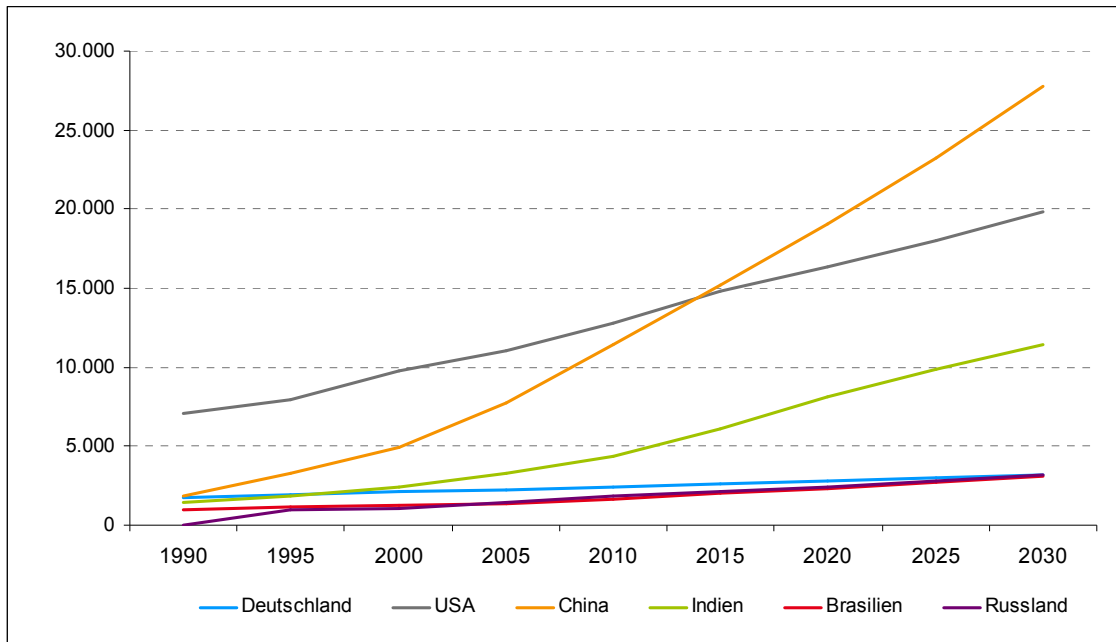
5.7.2 Ökonomische Kriterien und Indikatoren

5.7.2.1 BIP absolut

Abb. 46 und Abb. 47 zeigen das Bruttoinlandsprodukt in Kaufkraftparitäten ausgewählter Länder und Ländergruppen in der Referenz. Das BIP aller ausgewählten Länder und Ländergruppen sowie das weltweite BIP wachsen mit sehr

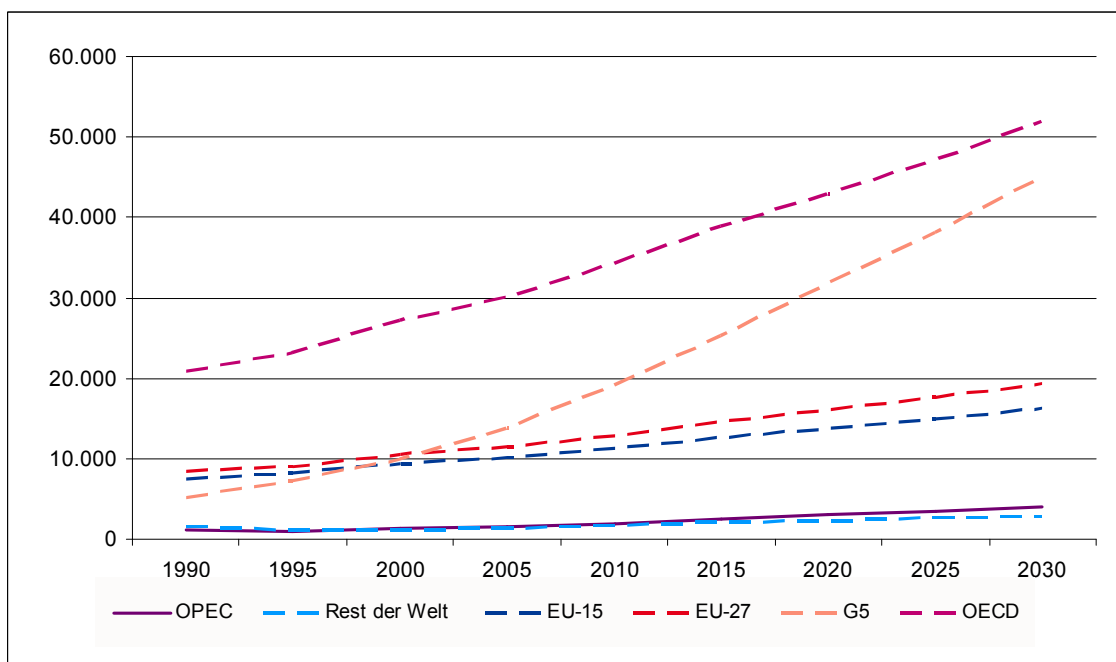
unterschiedlichen Raten. Das stärkste Wachstum weisen China mit mehr als einer Verzehnfachung zwischen 1990 und 2020 sowie Indien mit einer Multiplikation um den Faktor 5,6 im gleichen Zeitraum auf. Die Industrieländer weisen demgegenüber ein etwa lineares Wachstum auf: Das BIP der USA verdoppelt sich im entsprechenden Zeitraum, die Wirtschaftsleistung Deutschlands wächst um 60 %.

Abb. 46: BIP in ausgewählten Ländern im Referenzszenario in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)



Quelle: IMF, OECD, United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnung mit GINFORS.

Abb. 47: BIP in ausgewählten Ländergruppen im Referenzszenario in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

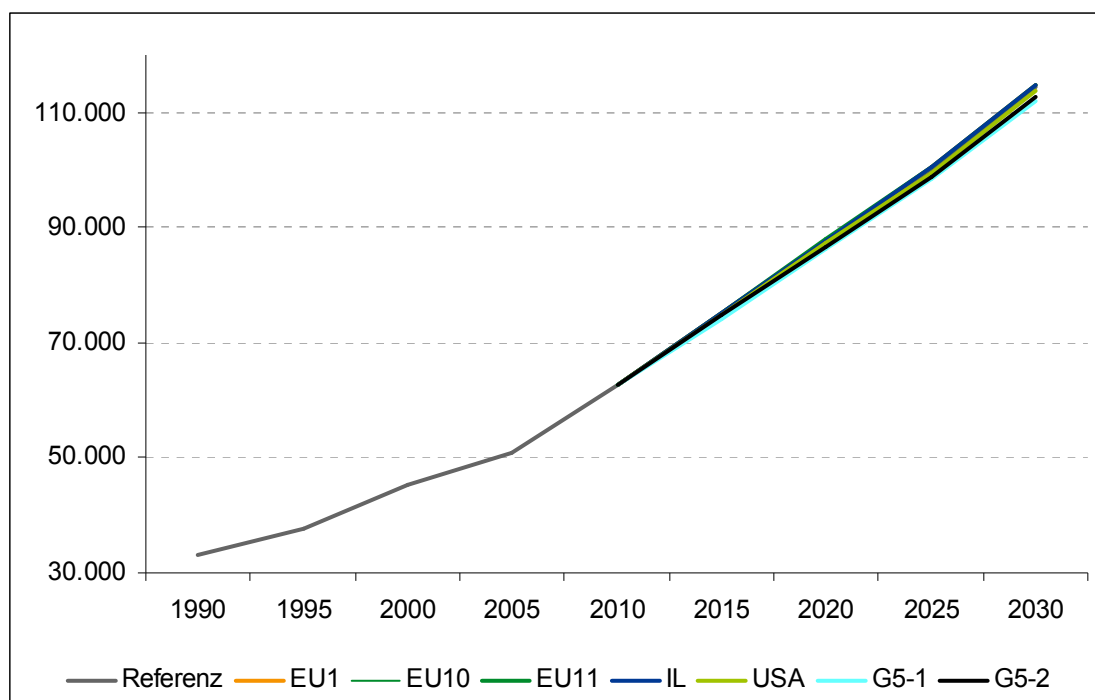


Quelle: IMF, OECD, United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnung mit GINFORS.

Das Welt-BIP wächst um einen Faktor 2,6. Die G5 zeichnen mit einem Wachstum um den Faktor 5,6 das rasante Wachstum der Schwellenländer nach. EU und OECD wachsen mit einer guten Verdoppelung etwa linear. Im Niveau wird die EU von den G5 bereits in 2020 deutlich überholt, das BIP von China ist in 2020 bereits größer als das der USA, und die G5 nähern sich der OECD an. Die Erfassung der Wirtschaftsleistung in Kaufkraftparitäten ist für Ländervergleiche sinnvoll (vgl. dazu ausführlich Stern 2007, S.208). Bei Gewichtung mit Wechselkursen ergäbe sich ein deutlich anderes Bild: Deutschland und China etwa liegen dann aktuell fast gleichauf.

Abb. 48 zeigt die Entwicklung des globalen BIP in den verschiedenen Szenarien. Die Reduktion des globalen BIP durch Klimaschutzregimes gegenüber der Referenz beträgt in Szenario G5-1 im Jahr 2020 maximal 1,7 % (vgl. Tab. 52) oder fast 1.500 Mrd. US\$.

Abb. 48: BIP der Welt in den verschiedenen Szenarien in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)



Quelle: IMF, OECD, United Nations (2005); ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

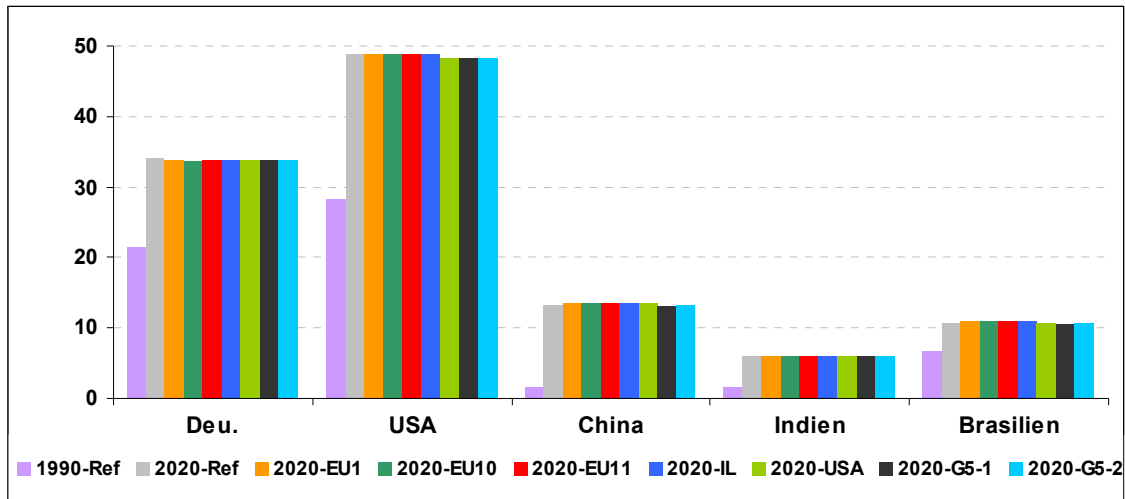
Die Effekte in den einzelnen Ländern streuen stärker, bleiben insgesamt aber im einstelligen Bereich. Am stärksten betroffen ist die Ländergruppe OPEC mit einer gesamten BIP-Reduktion von knapp 8 % gegenüber der Referenz in 2020 im Szenario G5-1 (bei einem Wachstum gegenüber 1990 um einen Faktor 2,3). Die Reduktionen des BIP im Szenario G5-1 gegenüber der Referenz in 2020 liegen in China bei 1,9 %, in Indien bei 1,6 %. Die Vervielfachung des Wachstums gegenüber 1990 ist dadurch nicht beeinträchtigt. Die Anforderung „Weiteres Wirtschaftswachstum und weiterer Aufholprozess der Entwicklungs- und Schwellenländer“ ist in jedem Szenario erfüllt.

Aussagefähiger bzgl. der absoluten Größen – die relativen Änderungen bleiben bei jeweils gleicher Bevölkerungsentwicklung in den einzelnen Szenarien unverändert – ist die Untersuchung der Effekte auf das BIP pro Kopf, da dieses auch ein gewisses „Wohlstandsmaß“ beinhaltet.

5.7.2.2 BIP pro Kopf

Abb. 49 und Abb. 50 stellen die Entwicklung des spezifischen BIP in ausgewählten Ländern und Ländergruppen in den Szenarien dar.

Abb. 49: BIP pro Kopf in ausgewählten Ländern und Szenarien in 1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)



Quelle: IMF, OECD; ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

In allen Ländern und Szenarien wächst das BIP p.c. zwischen 1990 und 2020 um einen signifikanten Betrag: In Deutschland ist das kumulierte Pro-Kopf-Wachstum mit knapp 60 % (ähnlich wie in Brasilien) am geringsten, gefolgt von den USA mit ca. 70 %. In China erfolgt (ähnlich wie beim absoluten BIP) eine Vervielfachung mindestens um den Faktor 8,5, in Indien um den Faktor 3,5. Trotz der Vervielfachung bleiben die Niveaus in Indien, Brasilien und China auch in 2020 deutlich unter denen der Industrieländer Deutschland und USA, und zwar um einen Faktor 2,5 (China zu Deutschland) bis acht (Indien zu USA). Demgegenüber sind die Auswirkungen der Szenarien in 2020 im BIP p.c. jeweils im kleinen einstelligen Prozentbereich, wie Abb. 38 für Deutschland zeigt. Bei allen weiteren Ländern ergibt sich ein ähnliches Bild: In China ergibt sich im Szenario G5-1 eine maximale Reduktion um 1,9 %, in den USA im Szenario USA um 1,1 %.

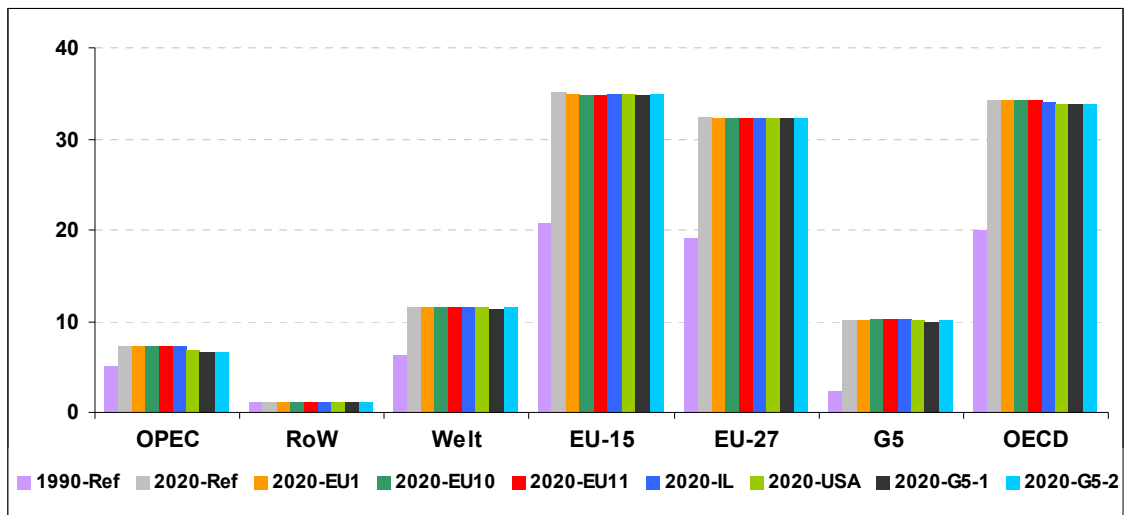
Tab. 65: BIP pro Kopf in ausgewählten Ländern und Regionen in 1000 US-Dollar (Kaufkraftparitäten)

	Deu.	USA	China	Indien	Brasilien	OPEC	RoW	Welt	EU-15	EU-27	G5	OECD
1990-Ref	21,5	28,2	1,6	1,7	6,7	5,1	1,0	6,3	20,7	19,1	2,4	20,0
2020-Ref	34,1	48,8	13,4	6,1	10,8	7,2	1,1	11,6	35,1	32,5	10,1	34,2
2020-EU1	33,8	48,9	13,5	6,1	10,9	7,2	1,1	11,6	34,9	32,3	10,2	34,2
2020-EU10	33,7	48,9	13,5	6,2	10,9	7,2	1,1	11,6	34,8	32,2	10,2	34,2
2020-EU11	33,8	48,9	13,5	6,1	10,9	7,2	1,1	11,6	34,9	32,3	10,2	34,2
2020-IL	33,8	48,9	13,5	6,2	10,9	7,2	1,1	11,6	34,9	32,3	10,2	34,1
2020-USA	33,9	48,3	13,5	6,1	10,8	6,8	1,1	11,5	34,9	32,3	10,2	33,9
2020-G5-1	33,9	48,3	13,1	6,0	10,5	6,7	1,1	11,4	34,8	32,3	9,9	33,8
2020-G5-2	33,9	48,3	13,4	6,1	10,8	6,7	1,1	11,5	34,9	32,3	10,1	33,9

Quelle: Simulationsrechnungen mit GINFORS

Die Ländergruppen bilden diese Verhältnisse wiederum sehr ähnlich ab: Die Verhältnisse in den Gruppen EU-15 und EU-27 sind ähnlich wie diejenigen in Deutschland. In der OECD beträgt die Einbusse in 2020 im Szenario G5-1 mit dem stärksten Effekt 1 %, bei den G5-Staaten knapp 2 %.

Abb. 50: BIP pro Kopf in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien in 1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)



Quelle: IMF, OECD; ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

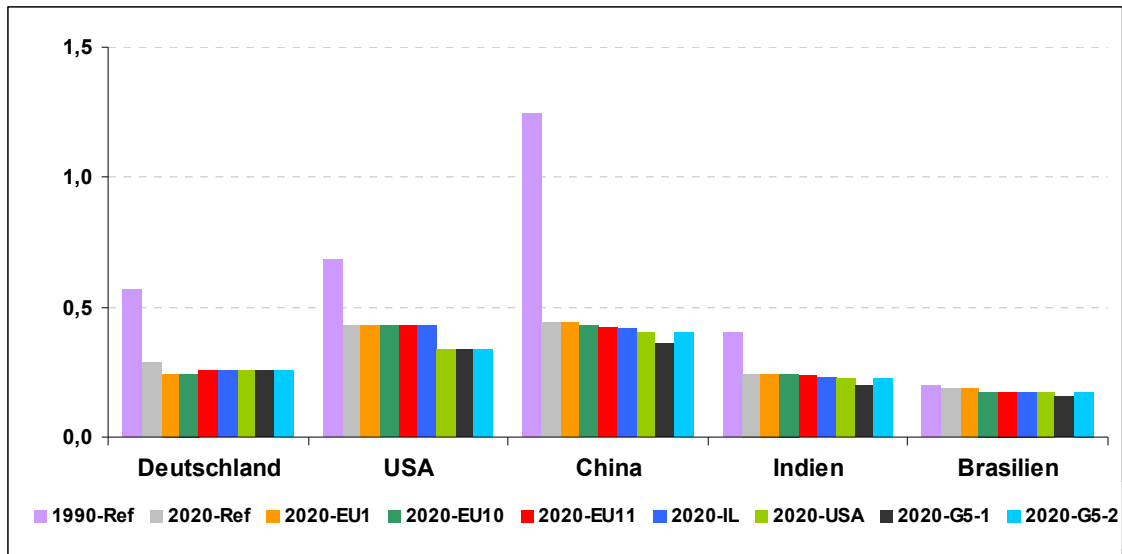
Der entsprechende „Wachstumsrückstand“ beträgt somit in den Industrieländern (auf hohem Niveau) maximal ein knappes Jahr, in den meisten Fällen etwa ein halbes Jahr, während er in den Schwellenländern deutlich geringer als ein halbes Jahr ist. Die stärksten Auswirkungen zeigen sich bei der OPEC mit einer Reduktion um knapp 8 %, was einer Wachstumsverzögerung von ca. 2,5 Jahren entspricht.

5.7.2.3 Effizienzindikator: CO_2/BIP

Die Entwicklung der CO_2 -Effizienz der Wirtschaft (Entkopplung von CO_2 -Emissionen und Wirtschaftswachstum) wird durch den Indikator CO_2/BIP abgebildet (Abb. 51 und Abb. 52).

In allen ausgewählten Ländern und allen Szenarien zeigt sich eine Reduktion der CO_2 -Intensität der Wirtschaft zwischen den Jahren 1990 und 2020. In den jeweiligen Szenarien der ausgeprägten Beteiligung an Klimaschutzregimes wird diese Reduktion nochmals verstärkt. Diese ist in Brasilien, dem Land mit der ohnehin geringsten CO_2 -Intensität, am schwächsten ausgeprägt. China startete in 1990 mit der höchsten CO_2 -Intensität (viel Kohle im Mix, ineffiziente Anlagen zur Industrie- und Stromproduktion) und reduziert diese um 64 % in der Referenz bis 2020. Im Szenario G5-1 wird diese nochmals um 18 % reduziert. In der Größenordnung liegt die CO_2 -Intensität (in Kaufkraftparitäten und nicht wechselkursbasiert) in China im Jahr 2020 etwa auf dem Niveau der USA. In den USA erfolgt in der Referenz zwischen 1990 und 2020 eine Intensitätssteigerung um 37 %. In den Szenarien der Beteiligung der USA an Klimaschutzregimes wächst diese nochmals um fast 22 %. Die derzeit noch geringe und auch bis 2020 noch zu erwartende CO_2 -Intensität in Indien und Brasilien ist kein Indikator für eine effiziente Wirtschaft, sondern dafür, dass vor allem in Indien große Teile der Bevölkerung (noch) keinen Zugang zu fossilen Energien bzw. Elektrizität haben. Brasilien weist einen hohen Anteil erneuerbarer Energien auf.

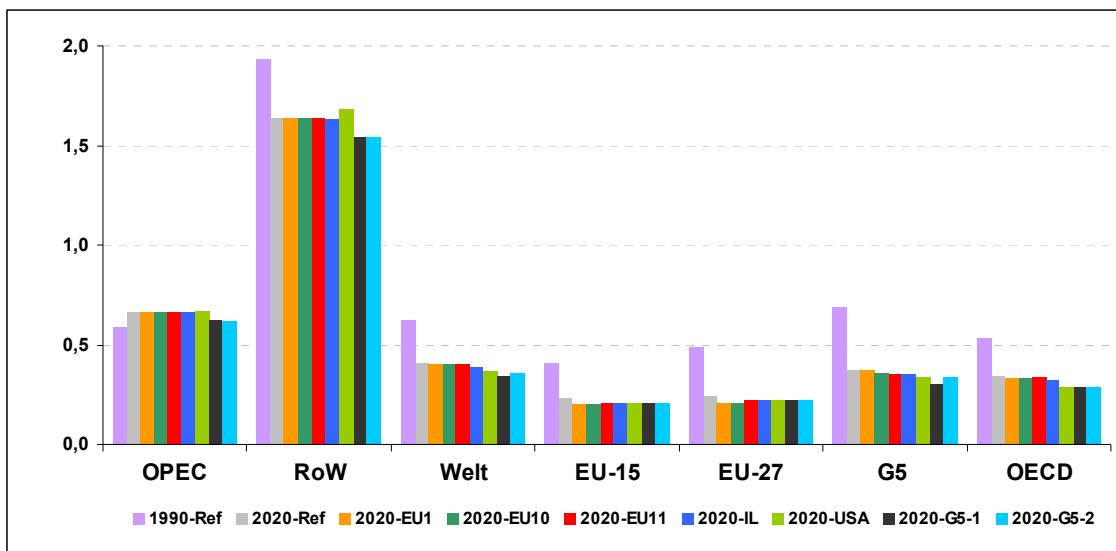
Abb. 51: CO₂/BIP in ausgewählten Ländern und Szenarien in t CO₂/1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)



Quelle: IEA (2006c), IMF, OECD; ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

In Deutschland beträgt die Effizienzzunahme in der Referenz ca. 50 %. Der Effekt verstärkt sich in 2020 im Szenario EU-1 um knapp 15 %. Wie bei den anderen Indikatoren werden auch hier die Verhältnisse der ausgewählten Länder in den Ländergruppen widerspiegelt. Auffällig ist, dass der Bereich „Rest der Welt“ (im wesentlichen Afrika ohne Südafrika, aber auch ehemalige Sowjetrepubliken) verglichen mit den anderen Ländergruppen und Ländern über eine extrem hohe CO₂-Intensität verfügt, was auf eine geringe (Energie-)Effizienz der Wirtschaft schließen lässt.

Abb. 52: CO₂/BIP in ausgewählten Ländergruppen und Szenarien in t CO₂/1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)



Quelle: IEA (2006c), IMF, OECD; ab 2004 Modellrechnungen mit GINFORS.

5.8 QUALITATIVE BEWERTUNG DER ERGEBNISSE DES INDIKATORENVERGLEICHES

Je nach Teilnahme der Länder und Ländergruppen am Klimaschutzregime lassen sich die THG- und CO₂-Emissionen der jeweiligen Länder und Ländergruppen gegenüber der Referenz bis zum Jahr 2020 deutlich senken – absolut jeweils in der Größenordnung von ca. 20 % und darüber. Bei den Entwicklungs- und Schwellenländern bedeutet dies eine Drosselung des Zuwachses sowohl der absoluten als auch der relativen CO₂-Emissionen gegenüber 1990 (und auch 2005). Bei den Industrieländern bedeutet es eine Reduktion der Pro-Kopf-Emissionen gegenüber 1990, jedoch nicht immer der absoluten. Über flexible Mechanismen finanzieren die Industrieländer zusätzlich einen Teil der Minderungen in Schwellen- und Entwicklungsländern.

Die Pro-Kopf-Emissionen bleiben bis 2020 in den Industrieländern deutlich über der Schwelle des Weltdurchschnitts, der langfristig (bis 2050) für die Erreichung des 2°-Ziels benötigt wird. Auch die großen Schwellenländer liegen mit Ausnahme Indiens deutlich darüber und überschreiten selbst den weltweiten Durchschnittswert des Jahres 1990.

Die absoluten globalen CO₂- und THG-Emissionen lassen sich mit keinem Klimaschutzregime bis 2020 gegenüber dem Niveau von 1990 absenken, aber der Zuwachs lässt sich mit zunehmender Einbindung von Ländern und Ländergruppen von 74 % auf 45 % drosseln.

In sämtlichen Szenarien und sämtlichen Ländern bzw. Ländergruppen ist ein deutliches Wachstum des BIP pro Kopf mit jährlichen Wachstumsraten über 1,5 % in den Industrieländern und etwas über 6 % zwischen 1990 und 2020 in China und Indien zu verzeichnen. Die Beteiligung an einem Klimaschutzregime führt bei den Industrieländern bis 2020 zu einem maximalen Wachstumsrückstand (Niveaureduktion des BIP) von knapp einem Jahr, bei den Schwellenländern von weniger als einem halben Jahr. Der weitere wirtschaftliche Aufholprozess der Schwellen- und Entwicklungsländer und die Annäherung an das BIP der Industrieländer sind gegeben.

Die stärksten Einbußen werden die OPEC-Länder bei einem umfassenden Klimaschutzregime hinnehmen müssen. Aufgrund der wirtschaftlichen Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen werden dort Wachstumsrückstände von ca. 2,5 Jahren deutlich.

Zur Verknüpfung der gewonnenen Aussagen lassen sich die folgenden Korridore von Wenn-dann-Aussagen abstecken:

- Je mehr Akteure in das Klimaschutzregime eingebunden sind und je flexibler die Mechanismen sind, desto höher werden die Reduktionen auf dem globalen Emissionspfad und desto gleichmäßiger verteilen sich die Wachstumseinbußen. Die langfristigen Wachstumsverhältnisse der einzelnen Länder und Ländergruppen erfahren in keinem Szenario eine starke Einschränkung oder eine Veränderung der relativen Verhältnisse der Länder untereinander.
- Einseitige Reduktionen der Pro-Kopf-Emissionen der Industrieländer (oder der EU) um 15 bis 20 %, bei Nutzung von flexiblen Mechanismen sogar bis 30%, gegenüber der Referenzentwicklung sind mit Wachstumsrückständen von rund einem halben Jahr bis 2020 verbunden.
- Eine Begrenzung des Wachstums der absoluten und spezifischen CO₂-Emissionen der großen Schwellenländer zwischen 2005 und 2020 auf maximal einen Faktor von etwa 1,2 ist mit einem maximalen Wachstumsrückstand von einem halben Jahr

gegenüber der Referenz verbunden. Das BIP wächst dann für China gegenüber 2005 um einen Faktor 2,2 (statt 2,3 in der Referenz) und für Indien beträgt der Faktor jeweils 2,0 (der Unterschied macht sich erst in der zweiten Nachkommastelle bemerkbar). Diese Verknüpfung gilt nur vor dem Hintergrund der aus derzeitiger Sicht verhaltenen Wachstumsannahmen in der Referenzentwicklung nach IEA (2006d).

- Wenn die Industrieländer sich auf einen Reduktionspfad mit absoluten Reduktionen um 30 % der jeweiligen Landesemissionen gegenüber 1990 (mit einem entsprechenden burden sharing) verpflichten, könnten sich die großen Schwellenländer der G5 auf eine Begrenzung des Zuwachses ihrer spezifischen Emissionen auf einen Faktor 1,2 von 2005 bis 2020 einlassen, wobei nationale Unterschiede bestehen.
- Einige Schwellen- und Entwicklungsländer, deren spezifische Emissionen pro Kopf derzeit noch in der für das 2°-Ziel langfristig verträglichen Bandbreite von 1-2 t CO₂ pro Kopf liegen, werden diese Schwelle bis 2020 überschreiten. Eine Einbindung dieser Länder in ein Klimaschutzregime zumindest mit einer Begrenzung des weiteren spezifischen THG-Wachstums erscheint zur Erreichung des 2°-Ziels unbedingt notwendig.

6 ZUR ZUKÜNFTIGEN AUSGESTALTUNG EINES KLIMAREGIMES

Die in den Kapiteln 4 und 5 dargestellten modellgestützten Aussagen sind eine Möglichkeit, zukünftige Klimaregimes zu bewerten. In der Klimadebatte werden viele grundlegende Ansätze diskutiert. Im Folgenden wird in einem kurzen Aufriss beides mit Blick auf die Frage zusammengeführt, welche Empfehlungen sich für ein zukünftiges Klimaregime ableiten lassen.

6.1 REGELBASIERTE VERTEILUNGEN DER EMISSIONSMINDERUNGEN

Die internationale Klimadiplomatie kreist seit Jahren um eine ganze Reihe von Vorschlägen, die die nationalen Minderungslasten nach einer bestimmten Verteilungsregel zuweisen. Höhne et al. (2007) stellen Vor- und Nachteile der einzelnen Vorschläge umfassend dar. Die wichtigsten Grundkonzepte „Contraction and Convergence“, „Common but differentiated Convergence“, „Multistage“ und „Global Triptych“ werden im Folgenden kurz beschrieben und in Tab. 66 verglichen.

An einem Klimaregime basierend auf dem *Contraction and Convergence* (C&C)-Ansatz, der von einem grundsätzlich gleichen Recht aller Individuen auf Emissionen ausgeht, nehmen alle Länder mit quantifizierten Emissionszielen teil. Zunächst wird in Verhandlungen ein langfristiges Stabilisierungsniveau festgelegt. Ausgehend davon einigen sich die Länder auf einen zukünftigen globalen Emissionspfad, der zu diesem langfristigen Stabilisierungsniveau führt (Contraction). Anschließend werden die Ziele für die einzelnen Länder so gesetzt, das zum einen das globale Emissionsbudget eingehalten wird, das sich zu jedem Zeitpunkt aus dem beschlossenen globalen Emissionspfad ergibt, und zum anderen die Pro-Kopf-Emissionen der teilnehmenden Länder innerhalb einer vorgegebenen Periode konvergieren (Convergence). Für einige Länder kann es aufgrund nationaler Besonderheiten wie etwa klimatischer Bedingungen oder Ressourcenverfügbarkeit schwer sein diese Vorgabe einzuhalten, während anderen Ländern wie etwa Indien mehr Emissionsrechte zugeteilt werden könnten als sie zur Deckung ihrer Emissionen brauchen.

Der *Common but differentiated Convergence* (CDC)-Ansatz stellt eine Modifizierung des C&C-Ansatzes dar, der die Schwellen- und Entwicklungsländer solange von Reduktionsverpflichtungen freistellt, bis ihre Pro-Kopf-Emissionen einen bestimmten Prozentsatz des globalen Durchschnitts erreicht haben. Im Gegensatz zum C&C-Ansatz geht CDC mehr auf die historische Verantwortung ein. Während die Reduktionsverpflichtungen der Industrieländer ähnliche Verläufe haben wie unter C&C, haben die Schwellen- und Entwicklungsländer zunächst mehr Zeit sich ohne Emissionsziele wirtschaftlich zu entwickeln. Ihre Verpflichtung zur Emissionsreduktion ist über den allmählich sinkenden globalen Durchschnitt mit der Vermeidungstätigkeit der Industrieländer verknüpft. Zudem vermeidet der Ansatz durch das sukzessive Einsteigen der Länder das Problem der hot air.

Schwellen- und Entwicklungsländer, die diesen Schwellenwert im Lauf der Konvergenzperiode nicht überschreiten, sind keinen bindenden Reduktionszielen ausgesetzt. Sie können aber über CDM am Klimaregime teilnehmen oder sich freiwillig ein Reduktionsziel auferlegen. Wird dieses Ziel nicht erreicht, müssen keine Zertifikate hinzugekauft werden, bei Übertreffen des Ziels können die zusätzlichen Mengen hingegen verkauft werden (positiv bindendes Ziel).

Ein *Multistage-Ansatz* besteht aus verschiedenen Stufen, die sich jeweils durch verschiedene Arten und Niveaus von Reduktionsverpflichtungen auszeichnen. Zusätzlich werden zu jeder Stufe Zugehörigkeitskriterien bestimmt. Zu Beginn werden die Länder den verschiedenen Stufen entsprechend ihres Entwicklungsstandes zugeteilt. Überschreiten die Länder im Laufe der Verpflichtungsperiode bestimmte Schwellenwerte (z.B. beim BIP pro Kopf) gilt für sie die nächste Stufe. Das Kyoto-Protokoll ebenso wie der CDC-Ansatz sind einfache Ausprägungen des Multistage-Ansatzes mit jeweils 2 Stufen: Teilnahme mit bindender Reduktionsverpflichtung und Teilnahme ohne bindende Reduktionsverpflichtung.

Der *Triptych-Ansatz* wurde ursprünglich zur Aufteilung der Emissionsrechte der ersten Verpflichtungsperiode zwischen den EU-Mitgliedsstaaten entwickelt und stellt eine Methode zur Aufteilung von Emissionsrechten auf eine Gruppe von Ländern basierend auf nationalen Indikatoren dar. Kalkuliert werden die Emissionsrechte für verschiedene Sektoren. Die nationalen Ziele ergeben sich durch Addition der Sektorziele. Bindend sind dann allerdings nicht die sektoralen Ziele sondern allein das nationale Ziel, so dass den Ländern insgesamt die Flexibilität gegeben wird, die kostengünstigste Reduktionsstrategie zu wählen. Theoretisch kann dieser Ansatz auf jede Gruppe von Ländern angewandt werden.

Daneben werden verschiedene *sektorale Ansätze* immer wieder in die Diskussion eingebracht, ihre genaue Ausgestaltung hinsichtlich der Zielerreichung bleibt allerdings häufig unklar. Gemeinsam haben die sektoralen Ansätze, dass sie Emissionen reduzieren wollen, ohne dass einzelne Länder dadurch Wettbewerbsnachteile erleiden, weil für einen Sektoren jeweils die gleichen Regeln in allen Länder gelten. Dies kann entweder dadurch geschehen, dass eine Industrie sich ein Ziel vorgibt. Beispielsweise kann sich die Automobilbranche auf die Einführung eines Standards für die THG-Emissionen pro Personenkilometer festlegen. Verantwortlich für die Zielerreichung wäre dann auch die Automobilindustrie. Andererseits könnte die Verantwortung für die Durchsetzung der sektoralen Emissionsreduktion auch bei den nationalen Regierungen liegen, die dann sicherstellen würden, dass die beschlossenen Regeln in ihrem Land jeweils eingeführt werden. Die eingegangene Verpflichtung bezieht sich dann allein auf die Implementierung der Regeln. Ein solcher Ansatz erlaubt keine Einbindung in den allgemeinen Emissionshandel und kann nur für wenige Sektoren mit abgrenzbaren Produkten wie Eisen und Stahl angewandt werden.

Intensitätsziele sehen die Bildung dynamischer Reduktionsziele ausgedrückt als Emissionen pro Einheit Output (z. B. BIP, physische Produktion) vor (Herzog et al. 2006). Dies soll den teilnehmenden Länder ermöglichen, hohe Kosten zu vermeiden, wenn die wirtschaftliche und damit einhergehend die Emissionsentwicklung anders verläuft als im Zeitpunkt der Zielfestlegung erwartet. Grundsätzlich beeinträchtigen Intensitätsziele die wirtschaftliche Entwicklung eines Landes nicht, erfordern aber gleichwohl eine emissionseffiziente Entwicklung.

Da verschiedene Ländergruppen von den einzelnen Vorschlägen jeweils unterschiedlich stark betroffen sind und ihre Interessen unterschiedlich sind, ist nicht zu erwarten, dass eine dieser Varianten allein den Kern eines Kyoto-Nachfolgeabkommens bilden wird. Die Analyse von Höhne et al. (2007) zeigt allerdings, dass bei regelbasierten Verteilungen weniger das gewählte Klimaregime Einfluss auf die Emissionsverpflichtungen der einzelnen Länder hat als das weltweit angestrebte Stabilisierungsniveau der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre. So unterscheiden sich die langfristigen Ausstattungen eines Landes mit Emissionsrechten zwischen den oben dargestellten alternativen Regimes bei gleichem globalem

Minderungsziel i. d. R. um nicht mehr als 5-10%. Dies ist in Bezug auf die langfristig erforderliche gesamte Reduktionsleistung gering.

Tab. 66: Stärken und Schwächen verschiedener Ansätze für ein Post-Kyoto-Regime

	Stärken	Schwächen
Contraction & Convergence	<ul style="list-style-type: none"> - Teilnahme aller Länder - Sicherheit über globale Emissionen - durch Emissionshandel sind kostengünstige Reduktionsmöglichkeiten verfügbar - Unterstützung der LDC (least developed countries) durch Überschusszertifikate - kompatibel mit dem Kyoto-Protokoll (Berichtswesen und Mechanismen, CDM nicht notwendig) 	<ul style="list-style-type: none"> - keine Berücksichtigung nationaler Besonderheiten - erfordert erhebliche Reduktionen von Ländern mit hohen Pro-Kopf-Emissionen - erfordert Teilnahme auch von LDC am Emissionshandel (THG-Inventare und Emissionshandelsbehörden) - Überschusszertifikate für LDC müssen durch stärkere Reduktionen der Industrieländer ausgeglichen werden
Common but diff. Convergence	<ul style="list-style-type: none"> - Verwendung einfacher Regeln gewährleistet Transparenz und Verständlichkeit - Verspätete Einbeziehung der Nicht-Annex-I-Länder trägt der historischen Verantwortung Rechnung - Sicherheit hinsichtlich globaler Emissionen - eliminiert hot air (keine Überschusszertifikate für Länder mit niedrigen Emissionen) - kompatibel mit Kyoto-Protokoll 	<ul style="list-style-type: none"> - keine Berücksichtigung von nationalen Besonderheiten abgesehen von Pro-Kopf-Emissionen und gegenwärtigem Annex-Status - wahrscheinlich zu einfach, keine detaillierte Betrachtung nationaler Besonderheiten
Multistage	<ul style="list-style-type: none"> - stufenweise stärkere Einbindung von Ländern im Einklang mit UNFCCC-Leitgedanken - Berücksichtigung nationaler Besonderheiten - verschiedene Ausgestaltungen möglich - Vertrauensbildung, da Industrieländer Vorreiterrolle übernehmen - kompatibel mit dem Kyoto-Protokoll 	<ul style="list-style-type: none"> - kann zu komplexem System führen, erfordert viele Entscheidungen und lässt Ausnahmen zu - Gefahr, dass Länder zu spät einsteigen, so dass langfristige Stabilisierungsoptionen verloren gehen können - Anreize notwendig, damit Länder an bestimmten Stufen teilnehmen
Triptych	<ul style="list-style-type: none"> - explizite Berücksichtigung nationaler Besonderheiten - einheitliche Belastungen für im internationalen Wettbewerb stehende Industrien - erfolgreiche Anwendung in der EU als Basis für die Aushandlung der nationalen Ziele - kompatibel mit dem Kyoto-Protokoll 	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Komplexität des Ansatzes erfordert viele Entscheidungen und sektorale Daten - Einigung über die erforderlichen Produktionswachstumsraten der energieintensiven Industrien und der Stromwirtschaft könnte schwierig werden

Quelle: Höhne et al. (2007)

6.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN ZUR AUSGESTALTUNG EINES ZUKÜNFTIGEN KLIMAREGIMES

Ein zukünftiges Klimaregime muss die Prinzipien der Klimarahmenkonvention (Artikel 3) beachten, d.h. insbesondere die „gemeinsamen, aber unterschiedlichen Verantwortlichkeiten und Fähigkeiten“ der Staaten. Ein solches Regime sollte aus Sicht Deutschlands wie der EU und der Industrieländer insgesamt bzgl. der beteiligten Länder möglichst umfassend sein und sich auf mehrere Verpflichtungsperioden erstrecken. Verhandlungspositionen sind aber auch dazu da, im Verlauf von Verhandlungen angepasst zu werden. So verdeutlichen die in Kapitel 5 dargestellten divergierenden nationalen Interessen, dass ein solches idealtypisches Kyoto-Nachfolgeabkommen, – Boeters et al. (2007) sprechen in einer aktuellen Studie von einer „großen Koalition“ – das bis 2013 in Kraft treten sollte, bis 2008 oder spätestens 2009 möglicherweise nicht mehr aushandelbar sein wird. Folglich stellt sich die Frage nach einer realistischen, schnell erreichbaren Kompromissformel als second-best Lösung.

Die Notwendigkeit einer drastischen weltweiten Emissionsminderung bis zum Jahr 2050 zur Erreichung des 2°-Ziels einerseits und die Prinzipien der Klimarahmenkonvention andererseits lassen dazu einen mehrstufigen Ansatz als unabdingbar erscheinen (so auch Boeters et al. 2007). Kern eines zukünftigen Klimaregimes muss die verbindliche Verpflichtung aller Industrieländer zu einer deutlichen THG-Emissionsminderung bis zum Jahr 2020 sein. Entscheidungen über weltweite Caps und nationale Langfristziele könnten auf eine nächste Verhandlungsrunde vertagt werden, bevor die Verhandlungen insgesamt daran scheitern sollten. Die Modellergebnisse zeigen, dass ein solches Voranschreiten der Industrieländer insbesondere bei geschickter Ausgestaltung gesamtwirtschaftlich tragbar wäre. Die Wachstumsdynamik in den Industrieländern würde darunter kaum leiden. Verschiedene mögliche Verteileregeln werden für die einzelnen Staaten zu ähnlichen Minderungslasten führen (vgl. Abschnitt 6.1). Die Etablierung eines einheitlichen Kohlenstoffmarktes mit Ausnahmeregelungen für bestimmte energieintensive Industrien ist das zentrale Politikinstrument, das 1) dazu führt, dass die Emissionsminderungen dort stattfinden, wo sie am günstigsten sind, 2) die Minderungslasten auf alle Industrieländer verteilt werden und 3) Wettbewerbsnachteile für einzelne Staaten und Industrien weitgehend vermieden werden.

Die Schwellen- und Entwicklungsländer werden mit Hinweis auf die Prinzipien der Klimarahmenkonvention und angesichts weiterhin unterdurchschnittlicher Pro-Kopf-Emissionen nicht bereit sein, sich an dieser 1. Stufe des Klimaregimes voll zu beteiligen. Die Modellsimulationen zeigen zudem, dass die großen Schwellenländer im Fall der vollen Beteiligung am Klimaregime (Szenario G5-1) höhere relative gesamtwirtschaftliche Kosten zu tragen hätten als die Gruppe der Industrieländer. Auf der anderen Seite wird das 2°-Ziel der EU, dessen Erreichen gerade in den Schwellen- und Entwicklungsländern Kosten des Klimawandels verhindern könnte, ohne frühzeitigen und langfristig ebenfalls drastischen Minderungsbeitrag dieser Länder nicht mehr erreicht werden (so auch Höhne et al. 2007). Außerdem zeigen die durchgeführten Modellsimulationen, dass die Schwellen- und Entwicklungsländer, vor allem China und Indien, von der THG-Minderung und den gleichzeitigen CDM-Maßnahmen der Industrieländer gesamtwirtschaftlich sogar profitieren könnten, weil Wettbewerbsvorteile in erster Linie bei kohlenstoffintensiven Produkten entstehen und Investitionen zum Teil aus den Industrieländern finanziert werden.

Eine Kompromisslinie zwischen Industrie- und Schwellenländern muss demnach auf einer als gerecht empfundenen Lastverteilung zwischen beiden Ländergruppen beruhen. Dabei gelten folgende Zusammenhänge aus Kapitel 5, die sich mit Ergebnissen von

Stern (2007), IPCC (2007) oder EC (2007) im Kern decken: Je umfassender und frühzeitiger die Einbeziehung der Schwellen- und Entwicklungsländer in den globalen Kohlenstoffmarkt gelingt, desto größer sind die kumulierten Emissionsminderungen und desto geringer sind die weltweiten Kosten zur Erreichung eines bestimmten Minderungsziels.

Die flexiblen Mechanismen sollten dazu weniger begrenzt ausgestaltet werden als heute. Zudem sind auch neue Kooperationsformen zwischen Industrie- und Schwellenländern zu suchen, gerade auch mit Blick auf die stärkere Technologieorientierung der USA. Der Vorteil für die Industrieländer liegt in den niedrigeren CO₂-Preisen und damit Vermeidungskosten. Außerdem werden Projekte im Rahmen flexibler Mechanismen oder neuer Kooperationsformen vielfach Unternehmen im jeweiligen Industrieland zugute kommen, die die Klimaschutztechniken liefern werden. Langfristig sinken die Kosten der Vermeidungstechniken durch die höhere Produktion von Klimaschutzgütern, was die Kosten in den Industrieländern wiederum begrenzt. Die Schwellen- und Entwicklungsländer profitieren von den Investitionen aus Industrieländern über flexible Mechanismen und dem damit verbundenen Technologietransfer. Ohne einen Zugang zu diesen Technologien werden sie ihre nationalen Energiesysteme kaum nachhaltig im Sinne einer Emissionsminderungsstrategie ausbauen können und infolgedessen schwer zu ändernde emissionsintensive Pfadabhängigkeiten schaffen, die langfristige Emissionsreduktionen der Länder erschweren (WGBU 2007).

Industrieländer und Schwellen- sowie Entwicklungsländer sollten in einem zukünftigen Klimaregime die Kosten der THG-Minderung in den Schwellen- und Entwicklungsländern gemeinsam tragen. Modellgestützte Ergebnisse können eine wichtige „weiche“ Information für die Kompromissfindung darstellen. So sollte der Mindestbeitrag der Schwellenländer zu Beginn des Regimes zumindest den gesamtwirtschaftlichen Vorteil (BIP-Abweichung gegenüber der Referenz) aus dem Voranschreiten der Industrieländer ausgleichen. Bei Erreichen bestimmter „harter“ Schwellen bei Einkommen oder THG-Emissionen pro Kopf (vgl. Tab. 86 und Tab. 87) sollte der Minderungsbeitrag dieser Länder sukzessive steigen. Ab bestimmten Schwellenwerten sollten frühzeitig festgelegte, bindende Reduktionsverpflichtungen Anreize für eigene Minderungsmaßnahmen schaffen. Gerade die Verlässlichkeit von Minderungspflichten und Transparenz werden den Industrieländern die Vorreiterrolle in einem zukünftigen Klimaregime erleichtern.

Generell sollten der Einsatz von CDM und Technologietransfer als Anreizmechanismen genutzt werden, bindende Verpflichtungen für alle Teilnehmerstaaten eines internationalen Klimaabkommens festzuschreiben. Für Länder mit hohem Pro-Kopf-Einkommen und hohen Pro-Kopf-Emissionen wie Südkorea sollte das bereits 2013 bedeuten, dass sie sich voll an einem internationalen Klimaregime mit eigenem Minderungsbeitrag beteiligen und CDM-Projekte in diesen Ländern nicht mehr möglich sind. Schnell wachsende Schwellenländer wie China mit noch unterdurchschnittlichen Pro-Kopf-Emissionen könnten zunächst anteilig finanzierte flexible Mechanismen oder andere Formen der Kooperation nutzen bzw. zusätzlich zu CDM eigene Maßnahmen durchführen, wobei der chinesische Finanzierungsanteil im Zeitverlauf steigen sollte. Least developed countries könnten auf absehbare Zeit umfassend CDM-Projekte nutzen, die vollständig durch Industrieländer zu finanzieren wären. Von ihnen sind zumindest Berichtspflichten über die Entwicklung der THG-Emissionen zu verlangen.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- Anger, N., Böhringer, C., Moslener, U. (2007): Macroeconomic impacts of the Clean Development Mechanism: The role of investment barriers and regulations, ZEW Discussion Paper 07-026, Mannheim.
- Ameling, D. (2007): Versteigerung von CO₂-Zertifikaten kontraproduktiv für den Standort Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57. Jg. (Heft 7), S.60-61.
- Basics (2006): Massnahmen zum Stromsparen bei elektrischen Antrieben in der Industrie, Marktanalyse in der Industrie, W. Baumgartner (Basics AG, Zürich), im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern
- Boeters, S., den Elzen, M., Manders, A., Veenendaal, P, Verweij, G. (2007): Post-2012 Climate Policy Scenarios. Download: <http://www.mnp.nl/en/publications/2007/Post-2012ClimatePolicyScenarios.html>
- BP (2006): Quantifying energy – BP Statistical Review of World Energy June 2006, London.
- BP (2007): Quantifying energy – BP Statistical Review of World Energy June 2007, London.
- Bradley, R., Yang, M. (2006): Raising the Profile of Energy Efficiency in China - Case study of standby power efficiency, Paris.
- Brouns, B. (2004): Was ist gerecht? – Nutzungsrechte an natürlichen Ressourcen in Klima- und Biodiversitätspolitik, Wuppertal Papers Nr. 146, Wuppertal.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA, 2003). Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke, Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen.
- Bundesregierung (2006): Impulse für mehr Wachstum und Beschäftigung: das 25-Milliarden-Programm der Bundesregierung. Download: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2006/01/2006-01-13-impulse-fuer-mehr-wachstum-und-beschaeftigung-das-25-milliarden-programm-der-bundesregierung,layoutVariant=Druckansicht.html>.
- Cames, M., Anger, N., Böhringer, C., Harthan, R., Schneider, L. (2007): Langfristige Perspektiven von CDM und JI, Dessau.
- CDIAC (2006): <http://cdiac.esd.ornl.gov/about/intro.html>.
- Deutsche Energie-Consult Ingenieurgesellschaft mbH (decon, 2003). Implementing Clean Coal Technologies - Need of Sustained Power Plant Equipment Supply for a Secure Energy Supply. Study for the European Parliament.

-
- Destatis (2007a): Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahr, Wirtschaftszweige (WZ2003 2-/3-/4-Steller), Monatsbericht im Verarbeitenden Gewerbe (Betriebe), Genesis-Tabelle: 42111A-003, Download vom 20.03.2007.
- Destatis (2007b): Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahr, Wirtschaftszweige (WZ2003 2-/3-/4-Steller-Hierarchie), Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe, Bergbau Deutschland, Tabelle: 42251-0002, Download vom 12.07.2007.
- DG Environment (2007): Baseline scenarios for the revision of the National Emission Ceilings Directive, download: <http://ec.europa.eu/environment/air/baseline.htm>.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Fraunhofer Institut für Innovations- und Systemforschung, Roland Berger Strategy Consultants (2007): Wirtschaftsfaktor Umweltschutz. Vertiefende Analyse zu Umweltschutz und Innovationen. Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes 204 17 107, Berlin.
- Edenhofer, O. et al. (2007): Wege zu einem globalen CO₂-Markt – Eine ökonomische Analyse. Gutachten für den Planungsstab des Auswärtigen Amtes, Mai 2007, Potsdam.
- Energy Information Administration (EIA) (2006): International Energy Outlook 2006, Washington, D. C.
- Environmental Protection Agency (EPA) (2006a): Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020, Washington, D.C.
- Environmental Protection Agency (EPA) (2006b): Global Mitigation of Non-CO₂ Greenhouse Gases, Washington, D.C.
- European Commission (EC) (2005): Towards a Post-2012 Climate Change Regime – Final Report, Brüssel.
- European Commission (EC) (2007): Commission staff working document – Accompanying document to the Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius – The way ahead for 2020 and beyond – Impact Assessment, SEC(2007) 8, Brüssel.
- European Environment Agency (EEA) (2006): Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2006, EEA Report Nr. 9/2006, Kopenhagen.
- European Environment Agency (EEA) (2007): Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2005 and inventory report 2007. Submission to the UNFCCC Secretariat, Technical report Nr. 7/2007, Kopenhagen.
- Eikmeier, B., Gabriel, J., Pfaffenberger, W. (2005): Perspektiven für die energieintensive Industrie im europäischen Strommarkt unter Berücksichtigung der Regulierung der Netzentgelte. Endbericht. Gutachten für RWE AG. Download: http://www.bei.uni-bremen.de/pdf/projekt/gutachten_0222.pdf.

-
- Europäische Kommission (2006): Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament über die Bewertung der nationalen Pläne für die Zuteilung von Zertifikaten für Treibhausgasemissionen im zweiten Zeitraum des EU-Emissionshandelssystems mit Bezug auf die Entscheidungen der Kommission über die nationalen Zuteilungspläne Deutschlands, Griechenlands, Irlands, Lettlands, Litauens, Luxemburgs, Maltas, der Slowakei, Schwedens und des Vereinigten Königreichs gemäß der Richtlinie 2003/87/EG, Brüssel.
- Europäischer Rat (2007): Schlussfolgerungen des Vorsitzes – Brüssel 8. / 9. März 2007, 7224/07.
- EWI/Prognos (2005): Energiereport IV, Referenzprognose im Auftrag des BMWA, Köln, Basel, Berlin.
- EWI/Prognos (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognosen 2030. Im Auftrag des BMWi.
- EWI/EEFA (2007): Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030 – Erweiterte Szenariendokumentation 20.6.2007, Köln.
- Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung sowie Forschungsstelle für Energiewirtschaft [FhG ISI] (2003): Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (1999): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland, Heidelberg.
- Giljum, S., Behrens, A., Hinterberger, F., Lutz, C., Meyer B. (2007): Modelling scenarios towards a sustainable use of natural resources in Europe. SERI Working Paper 04/2007, Vienna. Environmental Science and Policy (forthcoming).
- Graus, W., Voogt, M. (2005). Updated comparison of power efficiency on grid level. Ecofys, Utrecht.
- Grubb, M., Carraro, C., Schellnhuber J. (2006): Technological Change for Atmospheric Stabilization: Introductory Overview to the Innovation Modeling Comparison Project. Energy Journal, Special Issue, pp.1-16.
- GTZ (2005): Energiepolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien in der VR China – aktualisierte Fassung, Eschborn/Peking, September 2005.
- Hertel, T. W., Tsigas, M. E. (1997): Structure of GTAP framework. In: Hertel, T. W. (ed.): Global Trade Analysis. Modeling and Applications. Cambridge University Press.
- Herzog, T., Baumert, K., Pershing J. (2006): Target: Intensity – An Analysis of Greenhouse Gas Intensity Targets, World Resource Institute Report, Washington, D.C.
- Höhne, N. (2006): What is next after the Kyoto-Protocol? – Assessment of options for international climate policy post 2012, Techné Press.

-
- Höhne, N., Phylipsen, D., Moltmann, S. (2007): Factors underpinning future action – 2007 update, Köln.
- Houghton, R.A. et al. (1983): Changes in the carbon content of terrestrial biota and soils between 1860 and 1980: A net release of CO₂ to the atmosphere. *Ecological Monographs* 53, S. 235-262.
- Houghton, R.A. et al. (1999): The annual net flux of carbon to the atmosphere from changes of land use 1850-1980. *Tellus* 51B, S.298-313.
- Houghton, R. A., Hackler, J. L. (1995): Continental Scale Estimates of the Biotech Carbon Flux from Land Cover Change: 1850-1980.
- Houghton, R. A. (2003): Revised estimates of the annual net flux of carbon to the atmosphere from changes in land use and land management 1850-2000. *Tellus* 55B, S. 378-390.
- IEA (2004a): Prospects for CO₂ Capture and Storage – Energy Technology Analysis, Paris.
- IEA (2004b): Energy Policies of IEA Countries – Finland 2003 Review, Paris.
- IEA (2006a): Energy Balances of OECD countries 2003-2004, Paris.
- IEA (2006b): Energy Balances of Non-OECD countries 2003-2004, Paris.
- IEA (2006c): IEA Statistics – CO₂ Emissions from Fuel Combustion 1971-2004, Paris.
- IEA (2006d): World Energy Outlook 2006, Paris.
- IEA (2006e): Energy Technology Perspectives 2006 – Scenarios & Strategies to 2050, Paris.
- IEA (2007): Energy Prices & Taxes – Quarterly Statistics, Second Quarter 2007, Paris.
- Infras (2007): Der Energieverbrauch des Verkehrs 1990 – 2035, Sektorbericht im Rahmen der Energieperspektiven, M. Keller, Infras AG, Bern; im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- International Monetary Fund (IMF) (2006): International Financial Statistics Yearbook, Washington, D.C.
- IPCC (2007): IPCC Fourth Assessment Report, Working Group III. Summary for Policymakers. Download: <http://www.ipcc.ch/SPM040507.pdf>.
- Kaya, Y. (1990): Impact of carbon dioxide emission control on GNP growth: interpretation of proposed scenarios, paper presented to IPCC Energy and Industry Sub-Group, Response Strategies Working Group.
- Kemfert, C., Traber, T., Truong, T. (2007): Breites Maßnahmenpaket zum Klimaschutz kann Kosten der Emissionsminderung in Deutschland deutlich verringern, DIW Wochenbericht 18/2007, S.303-307.
- KfW (2005): KfW Bankengruppe, Abtl. Volkswirtschaft: Befragung zu Hemmnissen und Erfolgsfaktoren in Unternehmen, Frankfurt 2005.
- Lako, P. (2006). Transport en opslag van CO₂. Energy Research Centre of the Netherlands, Petten.

-
- Löschel, A. (2002): Technological change in economic models of environmental policy: a survey. *Ecological Economics*, 43 (2-3), S.105-126.
- Lutz, C., Meyer, B. (2007): Gesamtwirtschaftliche Effekte niedrigerer Strompreise in Deutschland. GWS Discussion Paper 2007/1, Osnabrück.
- Maier, M (2002): Brennpunkt Wälder – Bilanzpublikation des Forums Umwelt & Entwicklung zum Stand der internationalen und nationalen Waldpolitik, Bonn.
- Mantzos, L., Capros, P. (2006): *European Energy and Transport Trends to 2030 – update 2005*, Luxemburg.
- McKinsey (2007): A cost curve for greenhouse gas reduction. *McKinsey Quarterly* 2007 (1), S.35-45.
- McKinsey&Company (2007): *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*, erstellt im Auftrag von “BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“, Berlin.
- Meyer, B., Lutz, C. (2002a): IO, macro-finance, and trade model specification. In: Uno, K. (ed.): *Economy-Energy-Environment Simulation: Beyond the Kyoto Protocol*, Dordrecht, Boston, London, S.55-68.
- Meyer, B., Lutz, C. (2002b): Endogenized trade shares in a global model. In: Uno, K. (ed.): *Economy-Energy-Environment Simulation: Beyond the Kyoto Protocol*, Dordrecht, Boston, London, S.69-80.
- Meyer, B., Lutz, C. (2002c): Carbon tax and labour compensation - a simulation for G7. In: Uno, K. (ed.): *Economy-Energy-Environment Simulation: Beyond the Kyoto Protocol*, Dordrecht, Boston, London, S.185-190.
- Meyer, B., Lutz, C., Wolter, M. I. (2005): Global Multisector/Multicountry 3-E Modelling: From COMPASS to GINFORS. *Revista de Economia Mundial*, 13, S.77-97.
- Meyer, B., Lutz, C., Wolter, M. I. (2007a): The Global Multisector/Multicountry 3-E Model GINFORS. A Description of the Model and a Baseline Forecast for Global Energy Demand and CO₂ Emissions. *Journal of Sustainable Development*, special issue on global models, forthcoming.
- Meyer, B., Lutz, C., Schnur, P., Zika, G. (2007b): Economic Policy Simulations with Global Interdependencies: A Sensitivity Analysis for Germany. *Economic Systems Research*, 19(1), S.37-55.
- Meyer, B., Uno, K. (1999): COMPASS: Ein globales Energie-Wirtschaftsmodell. *ifo-Studien*, 45, S.703-718.
- Michaelowa, A. (2003): Reicht das Kyoto-Protokoll als Bollwerk gegen die anthropogene Klimaveränderung aus? In: Keilhacker, Martin (ed.): *Optionen für die Energie der Zukunft*, Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Bonn, S.117-132.
- Michelsen, C. (2005). Exploring Policy Space. Interactions between policy instruments on household energy efficiency. The case of domestic cold appliances in Germany. *IIIEE Report 2005:04*, Lund.

-
- National Bureau of Statistics of China (2006): China Statistical Yearbook 2005, Beijing.
- Obersteiner, M. (2006): Economics of avoiding deforestation, paper presented to ICTP-Trieste: Conference on Climate Change Mitigation Measures in the Agro-Forestry Sector and Biodiversity Futures, 16-17 October 2006, Trieste.
- OECD (2004): National Accounts of OECD-Countries, Detailed Tables, Volume IIa and IIb, 1991-2002, Paris.
- OECD (2006): National Accounts of OECD Countries, Detailed Tables, Volume IIa and IIb, 1991-2004, Paris.
- Perlitz, U. (2005): Chemical industry in China overtaking the competition, Current Issues China Special, October 25, 2005, Frankfurt.
- Philibert, C., Podanski, J. (2005). International Energy Technology Collaboration and Climate Change Mitigation – Case Study 4: Clean Coal Technologies. OECD, Paris.
- Pfaffenberger, W., Hille, M. (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt – Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Studie im Auftrag des VDEW, Bremen.
- Prognos (2004): Energieprognose angesichts globaler Unsicherheit, Diskussion zentraler Determinanten der sozialen und technologischen Entwicklung, Proceedings der Workshops zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose mit Zeithorizont 2030, Basel/Berlin.
- Prognos, Arbeitsbericht „Auswertung des Kompaktdelphi-Prozesses“, Thesen zur langfristigen Technologieentwicklung für Szenario VI, im Rahmen des Projekts Energieperspektiven Schweiz 2035 / 2050 (veröffentlicht auf der Homepage des Bundesamts für Energie).
- Prognos AG (2006a): Techno-Economic Assessment: CO₂-Abtrennung, -Transport, -Verwertung und -Speicherung. Kirchner, A. & Rits, V., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern (to be published).
- Prognos AG (2006b): Techno-Economic Assessment: Konventionelle Thermische Kraftwerke. Kirchner, A. & Rits, V., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern (to be published).
- Prognos (2007a): Energieperspektiven 2035, Band 2: die Szenarien I-IV, A. Kirchner, Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Prognos (2007b): Energieperspektiven 2035, Band 5: Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots, V. Rits, A. Kirchner, Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Prognos (2007c): Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen, Endbericht, F. Seefeldt, M. Wunsch, C. Michelsen, A. Kirchner, M. Schlesinger (Prognos AG, Basel/Berlin); U. Matthes, P. Leyboldt, T. Herz (Prograns AG, Basel); W. Baumgartner, O. Ebert-Bolla (basics AG, Zürich); im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.

-
- Prognos/EWI (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 – Endbericht, Basel, Köln.
- PSI (2005). Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen. Hirschberg, S. et al., Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Research Centre for Sustainable Development [RCSD], Chinese Academy of Social Sciences (2006): Economic Growth and Energy Use, Fuel Diversity, Energy/Carbon Intensity, and International Cooperation. Background Paper Prepared for Stern Review on the Economics of Climate Change.
- Schrey, D. (2006): International Cooperation on Energy and Climate Security – Implications for China and the EU, Konrad-Adenauer-Stiftung, Brüssel.
- Schwermer, S. (2007): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten, Dessau.
- Staiß, F., Kratzat, M., Nitsch, J., Lehr, U., Edler, D., Lutz, C. (2006): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.
- Stern, N. (2007): The Economics of Climate Change – The Stern Review, Cambridge.
- Streffer, C. et al. (2005): Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung, Berlin, New York.
- Third World Network (o.J.): www.twinside.org.sg/title/twr125h.htm.
- UCTE (2006): Physical energy flows 2005, Brüssel.
- http://www.ucte.org/pdf/statistics/Exchange/e_exchanges_2005.pdf, Brüssel.
- Umweltbundesamt (UBA) (2005): Options for the second commitment period of the Kyoto Protocol, Berlin, S.23.
- Umweltbundesamt UBA (2007): Kohlendioxidausstoß im Jahre 2006 leicht gestiegen. Presseinformation 016/2007, Dessau.
- UNFCCC (2000): Review of the implementation of commitments and of other provisions of the convention – UNFCCC guidelines on reporting and review, FCCC/CP/1999/7, Bonn.
- UNFCCC (2003): Report of the conference of the parties on its eighth session, held at New Delhi from 23 October to 1 November, Addendum part two: Action taken by the conference of the parties at its eighth session, FCCC/2002/7 Add.2, Bonn.
- UNFCCC (2005): Key GHG Data – Greenhouse Gas (GHG) Emission Data for 1990 – 2003 submitted to the UNFCCC, Bonn.
- UNFCCC (2006a):
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/3734.php.
- UNFCCC (2006b): Key GHG Data – Highlights form Greenhouse Gas (GHG) Emission Data for 1990 – 2004 for Annex I Parties submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Bonn.

-
- UNFCCC (2006c): National Greenhouse gas inventory data for the period 1990-2004 and status of reporting - Note by the secretariat, FCCC/SBI/2006/26, 19.10.2006, Bonn.
- Uno, K. (2002): Economy-Energy-Environment Simulation: Beyond the Kyoto Protocol, Dordrecht, Boston, London,
- United Nations (2005): World Population Prospects: The 2004 Revision. <http://esa.un.org/unpp>.
- VDEW (2006): Stromwirtschaft investiert in Versorgungsqualität, Pressekonferenz 14.11.2006 in Berlin.
- WBGU (2007): Neue Impulse für die Klimapolitik: Chancen der deutschen Doppelpräsidentschaft nutzen, Politikpapier Nr. 5, Berlin.
- Wetzelaer, B.J.H.W. et al. (2007): GHG Marginal Abatement Cost curves for the Non-Annex I region, Petten.
- World Resources Institute (WRI) (2001): Contributions to Global Warming: Historic Carbon Dioxide Emissions from Fossil Fuel Combustion, 1900-1999, Washington D.C.
- World Resources Institute (WRI) (2005): CAIT: Greenhouse Gas Sources & Methods, Washington D.C.
- World Resources Institute (WRI) (2006): <http://cait.wri.org/links.php>.
- Xiliang, Z. et al. (2005): Analysis of Declining Tendency in China's energy Consumption intensity during the 11th Five-year Plan Period. China Soft Science, Nr. 4, 2006.
- Ziesing, H.-J. et al. (1999): Energie-Effizienz-Indikatoren – Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis, Heidelberg.
- Ziesing, H.-J., Markewitz, P., Schlomann, B., Matthes, F.C. et al. (2005): Klimaschutz in Deutschland bis 2030 – Endbericht zum Forschungsvorhaben Politikszenerarien III für das Umweltbundesamt (UBA), Berlin, Jülich und Karlsruhe.
- Ziesing, H.-J. (2006): Trotz Klimaschutzabkommen: Weltweit steigende CO₂-Emissionen. DIW-Wochenbericht, Nr. 35/2006, S.485-499, Berlin.
- Zhiyong, H. (2004): Research on change features of Chinese energy intensity and economic structure. In: Application of Statistics and Management, Nr. 11, 2004.
- Zhang, C., Jihua, P. et al. (2006): Rural Electrification in China 1950-2004 – Historical processes and key driving forces, Working Paper No. 60, Stanford.

8 ANHANG

8.1 HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER THG-EMISSIONEN

8.1.1 Datenquellen historischer Treibhausgasentwicklungen

Informationen über die historische und aktuelle Entwicklung der THG-Emissionen liegen nur unvollständig vor. Für die Annex-I-Länder¹ der UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC), die durch das Kyoto-Protokoll verpflichtet sind, jährlich THG-Inventare für das vorletzte abgeschlossene Kalenderjahr einzureichen, sind die Werte grundsätzlich für die Jahre 1990 bis 2004 verfügbar. Diese Inventare gewährleisten durch klar definierte Annahmen und bei der Erstellung heranzuziehende Methoden nicht nur einen konsistenten Datensatz über die Zeit sowie die vollständige Erfassung aller THG-Emissionsquellen und aller sechs Klimagase, sondern auch eine Vergleichbarkeit zwischen den Ländern.

Nicht-Annex-I-Länder sind hingegen nur verpflichtet, eine nationale Mitteilung zu von den Vertragsstaatenkonferenzen der Klimarahmenkonvention festgelegten Zeitpunkten zu erstellen (i. d. R. alle 3-5 Jahre). Die letzten eingereichten Mitteilungen beziehen sich häufig auf weiter zurückliegende Jahre und weisen oft nur CO₂-Emissionen aus (UNFCCC 2005). Informationen über die Emissionsentwicklung dieser Länder werden daher aus dem jährlichen CO₂-Bericht der Internationalen Energieagentur entnommen (IEA 2006c), der für alle in GINFORS betrachteten Länder die CO₂-Emissionen – kalkuliert nach einem konsistenten Verfahren – bis zum Jahre 2004 ausweist. Nicht-CO₂-Emissionen werden hingegen nicht von der IEA berechnet. In ihrem jährlichen CO₂-Bericht weist sie allerdings für die meisten Länder die THG-Emissionen für die Jahre 1990, 1995 und 2000 aus.

Aufgrund unterschiedlicher Erfassungskonzepte kommt es zu Abweichungen zwischen den UNFCCC-Daten und denen der IEA. Diese können bei der Analyse relativer Änderungen weitgehend vernachlässigt werden. Bei der Modellierung ist eine einheitliche Datenbasis hingegen erforderlich. Hier werden die CO₂-Daten der IEA verwandt, da sie weit zurückreichende Zeitreihen bieten und für alle explizit modellierten Länder vorliegen.

Sowohl die IEA als auch die Mitgliedsstaaten der UNFCCC ermitteln die CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung der Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (1996-IPCC-Guidelines).² Während die Mitgliedsstaaten der UNFCCC ihre THG-Inventare zunächst selbständig im Rahmen dieser Vorgaben, die teilweise Wahlmöglichkeiten zwischen verschiedenen Verfahren eröffnen, ermitteln und anschließend bei der UNFCCC einreichen,³ berechnet die IEA die CO₂-Emissionen auf Basis ihrer Energiebilanzen. Darüber hinaus können die von den Mitgliedsstaaten der Kalkulation zugrunde gelegten Energieeinsätze von den Energiebilanzen der IEA (2006a und 2006b) abweichen, da die IEA nicht unbedingt Zugang zu allen Daten hat, die nationale Experten nutzen. So verwendet die IEA beispielsweise auch für

¹ Diese Ländergruppe umfasst alle OECD-Staaten (außer Mexiko und Korea), die verbleibenden EU-27-Staaten (außer Malta und Zypern), Liechtenstein, Monaco und Russland.

² Vgl. beispielsweise IEA (2006c), UNFCCC (2000), UNFCCC (2003).

³ Die eingereichten THG-Inventare werden allerdings durch die UNFCCC geprüft.

Mineralölprodukte einen durchschnittlichen unteren Heizwert, der im Zeitablauf und zwischen den Ländern konstant gehalten wird, während nationale Experten u. U. detailliertere Daten verwenden. Ebenso zieht die IEA bei der Emissionskalkulation sowie bei der Ermittlung des gespeicherten Kohlenstoffs Durchschnitts-emissionsfaktoren jeweils nach Vorgabe der 1996-IPCC-Guidelines heran.

In der Literatur werden darüber hinaus noch weitere Datenquellen für THG-Emissionen wie das World Resources Institute (WRI) genannt. I. d. R. handelt es sich dabei aber entweder um Datenbanken, die neben den THG-Emissionsdaten der IEA oder der UNFCCC noch weitere Zeitreihen und Daten enthalten wie etwa BIP, Bevölkerungsanzahl und Energieverbrauch aus internen oder externen Datenquellen. Diese sind dann ggf. bereits mit den THG-Emissionsdaten verknüpft und ebenfalls als Zeitreihe in der Datenbank abgelegt (z. B. CO₂-Emissionen pro Kopf). Oder es handelt sich um Studien, die THG-Emissionen der IEA und/oder der UNFCCC einer Analyse unterzogen haben.

THG-Emissionen für verschiedene Ländern, die auf einem konsistenten Datensatz beruhen und somit auch zwischenstaatliche Vergleich ermöglichen, werden neben der IEA und der UNFCCC noch vom Carbon Dioxide Information Analysis Center (CDIAC), der US-amerikanischen Energy Information Administration (EIA) und in der Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) berechnet. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben:

- Das Carbon Dioxide Information Analysis Center (CDIAC) ermittelt nach einem einheitlichen Verfahren energiebedingte CO₂-Emissionen, CH₄-Emissionen sowie die Kohlenstoffflüsse aus Flächeninanspruchnahme, veränderter Flächeninanspruchnahme und Forstwirtschaft (LULUCF) für mehr als 150 Länder. Die Daten hierfür werden nicht durch das CDIAC erhoben, sondern stammen aus nationalen und internationalen Statistiken. So basieren die Kalkulationen seit 1950 z. B. auf der UN-Energiestatistik. Die Datenbank deckt derzeit den Zeitraum von 1751 bis 2002/3 ab. Die Ermittlung der Kohlenstoffflüsse aus LULUCF basiert auf den Datenquellen und Verfahren, die in Houghton (1999, 2003), Houghton, Hackler (1995) und Houghton et al. (1983) beschrieben wurden. Die Genauigkeit der Daten des CDIAC wird im Vergleich zu anderen Quellen allerdings als nicht so hoch eingestuft. So ersetzt beispielsweise das World Resources Institute (WRI) in seiner Datenbank die CO₂-Emissionen, die durch das CDIAC ermittelt wurden, sobald wie möglich durch Daten der IEA (WRI 2005).
- Die Energy Information Administration (EIA), eine Unterabteilung des U.S. Departments of Energy, generiert CO₂-Emissionsdaten aus Energiebilanzen. Über die dabei getroffenen Annahmen und verwendeten Methoden und Datenquellen gibt es aber seitens der EIA kaum Informationen. Hauptdatenlieferant ist nach eigenem Bekunden das CDIAC (CDIAC 2006).
- Die Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) enthält die energiebedingten CO₂-Emissionen der IEA, und ermittelt darüber hinaus auf Grundlage internationaler Statistiken und Studien nach IPCC-Standards alle übrigen THG-Emissionen. Eine einheitliche Kalkulationsbasis ist somit zwar gewährleistet, allerdings beinhaltet diese derzeit nicht die jeweils aktuellsten Statistiken der Datenquellen, so dass es zum einen zu Abweichungen zwischen den in EDGAR ausgewiesenen und den jeweils aktuellsten Daten dieser Quelle kommen kann (z. B. CO₂-Emissionsausweis für das Jahr 2000 bei EDGAR und der IEA 2006c) und zum anderen ist auf

Grundlage der bisherigen Datenbasis nur ein Ausweis der Nicht-CO₂-Emissionen für die Jahre 1990, 1995 und 2000 möglich.¹

Das DIW ermittelt hingegen für seine jährlich erscheinende Analyse der THG-Emissionsentwicklung (vgl. z.B. Ziesing 2006) die THG-Emissionen nicht selbst, sondern greift auf Daten der UNFCCC sowie der IEA zurück.

Eine ähnliche Auswertung der Daten der UNFCCC nimmt die US-amerikanische Environmental Protection Agency (EPA, 2006a) vor, die neben einer historischen Analyse der anthropogenen Nicht-CO₂-THG-Emissionen erstmalig eine vollständige und weltweite Projektion dieser Emissionen bis 2020 liefert. Einheitliche Datenbasis bilden dabei für die historischen Daten der Annex-I-Länder die bei der UNFCCC jährlich einzureichenden THG-Inventare, für die Projektionen werden die Informationen jeweils aus den aktuellen National Communications herangezogen. Für die Nicht-Annex-I-Länder werden die National Communications als Datenbasis genutzt. Eventuelle Datenlücken werden nach einem fest vergebenen Verfahren geschlossen. Erforderliche Schätzungen werden auf Grundlage der IPCC-Methoden vorgenommen. Fehlt beispielsweise bei Nicht-Annex-I-Ländern die letzte einzureichende National Communication wird auf die vorangegangene zurückgegriffen, fehlt auch diese wird je Emissionsquelle nach einer vorab festgelegten Hierarchie auf andere internationale oder nationale Statistiken zugegriffen.² Die Datenbasis für die Projektion der Nicht-CO₂-Emissionen bis 2020 umfasst in der aktuellen Studie allerdings nur Statistiken und Studien, die bis Ende 2005 veröffentlicht wurden (EPA 2006a).

Der BP Statistical Review basiert jeweils auf den offiziellen Statistiken von dritter Seite, um so dem Anspruch, hochwertige, zuverlässige und objektive statistische Angaben bereitzustellen, gerecht zu werden. Der Review enthält selbst keine Angaben zu der historischen THG-Emissionsentwicklung. Die gesammelten Daten können aber bei einer Analyse der vorläufigen aktuellen THG-Emissionsentwicklung herangezogen werden.

Auch für die CAIT-Datenbank des World Resources Institute (WRI 2006) werden keine THG-Emissionen kalkuliert, vielmehr stellt diese Datenbank eine Datensammlung von verschiedenen klimarelevanten Daten dar. Diese werden nicht originär vom WRI erhoben, sondern durch Dritte bereitgestellt. Sie enthält neben den oben beschriebenen Datenquellen (außer der UNFCCC) noch die folgenden Datenquellen (WRI 2006):

- Earthtrends: WRI-Datenbank, die hauptsächlich Umweltdaten sowie wirtschaftliche und soziale Daten sammelt und bereitstellt.
- Special Report on Emission Scenarios (SRES): Report des IPCC, in dem keine Kalkulationen historischer THG-Emissionen durchgeführt werden. Vielmehr werden in diesem Bericht mögliche zukünftige Emissionsentwicklungen anhand von 40 verschiedenen Zukunftsszenarien aufgezeigt. Diese Szenarien treffen unterschiedliche Annahmen u. a. hinsichtlich des Wirtschaftswachstums, der Bevölkerungsentwicklung, künftiger umweltpolitischer Maßnahmen und der Technologieentwicklung.

¹ Vgl. beispielsweise IEA (2006c), Part III oder <http://www.mnp.nl/edgar/>.

² Vgl. EPA (2006), S. 1-5, Kapitel 7 und Anhang E.

-
- CIA World Factbook: Diese Datensammlung enthält keine Angaben zu THG-Emissionen, weist aber die Landnutzung der einzelnen beschriebenen Länder aus.
 - World Development Indicators (WDI) der Weltbank, Human Development Indicators sowie das GEO Data Portal der UN: Diese enthalten jeweils eine Datensammlung mit einer Vielzahl von Zeitreihen. Sofern sie THG-Emissionsdaten ausweisen, wurden diese durch Dritte ermittelt.

Neben der CAIT-Datenbank, die nur nicht-amtliche Statistiken und Datenquellen beinhaltet, hat das WRI eine weitere Datenbank eingerichtet, die auf den offiziellen Statistiken beruht, die bei der UNFCCC eingereicht wurden. In diese so genannte CAIT-UNFCCC-Datenbank sind die jüngsten bei der UNFCCC eingereichten offiziellen Angaben zur THG-Emissionsentwicklung noch nicht eingepflegt, so dass die Datenbank derzeit historische THG-Emissionen maximal bis 2002 ausweist.¹

Die Informationen zu den THG-Emissionen aus Flächeninanspruchnahme, veränderter Flächeninanspruchnahme und Forstwirtschaft (LULUCF) sind im Vergleich zu den Informationen über die Entwicklung aus anderen Emissionsquellen schlecht. In der Literatur wird häufig auf Studien von Houghton als Datenquelle verwiesen. Die Ergebnisse dieser Studien, die das in Houghton et al. (1983, 1995, 1999 und 2003) beschriebene Bookkeeping-Verfahren sowie die dort beschriebenen Datenquellen verwenden, weichen allerdings oft erheblich sowohl von den Werten ab, welche die Annex-I-Länder in ihren THG-Inventaren bei der UNFCCC eingereicht haben, als auch von Studien, die auf der Auswertung von Satellitendaten basieren. Auch die von Houghton (2003) ermittelten Emissionen aus der Abholzung tropischer Wälder sind doppelt so hoch wie die anderer Studien (WRI 2005).

Die vorangegangene Beschreibung der verschiedenen Datenquellen über die historischen THG-Emissionen macht deutlich, dass eine Analyse der historischen THG-Emissionsentwicklung für verschiedene Länder, sofern sie auf einem konsistenten Datensatz beruhen soll, nur in begrenztem Umfang möglich ist. In der vorliegenden Analyse, die sowohl möglichst aktuelle Entwicklungen berücksichtigen soll als auch alle explizit modellierten Länder umfassen soll, wird daher bei der Betrachtung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf die Daten der IEA zurückgegriffen. Eine historische Analyse der Nicht-CO₂-Emissionen ist hingegen nur mit dem Datensatz der UNFCCC und somit nur für die Annex-I-Länder möglich, da alle anderen Datenquellen entweder nicht alle Nicht-CO₂-THG-Emissionen ausweisen oder dies nur für einige wenige Zeitpunkte tun und sie alle maximal Daten bis 2002 ausweisen.

8.1.2 Entwicklungstendenzen der Nicht-CO₂-Emissionen

In der nachfolgenden Beschreibung der Entwicklung der einzelnen Nicht-CO₂-THG-Emissionen in den Annex-I-Ländern bleiben Emissionen aus LULUCF unberücksichtigt. Darüber hinaus stellen die THG-Emissionen Russlands vorläufige Werte dar. Zwar hat Russland seine vierte National Communication mit elfmonatiger Verspätung am 2.11.2006 im UNFCCC-Sekretariat eingereicht, dieser Bericht liegt derzeit aber nur in Kyrillisch vor. Auch das von der UNFCCC bereitgestellte

¹ In der CAIT-Datenbank ist derzeit noch nicht die aktuellste Version von EDGAR hinterlegt. Die vorgehende Version lieferte nur Nicht-CO₂-Emissionen für die Jahre 1990 und 1995. Das WRI hat deshalb die Werte für 2000 geschätzt.

Emissionsdatenset¹ enthält die russischen THG-Emissionsdaten noch nicht. Die Daten für Russland werden daher aus einem Bericht des UNFCCC-Sekretariats für die 25. Sitzung des Subsidiary Body for Implementation in Nairobi (UNFCCC 2006c) entnommen, dieser Bericht wurde bereits vor dem Einreichen der endgültigen russischen Werte bei der UNFCCC erstellt.

Tab. 67: CH₄-Emissionen in den Annex-I-Ländern von 1990-2004 ohne LULUCF

Land	1990	2000	2003	2004	1990	2000	2003	1990
	THG-Emissionen in Mio. t -CO ₂ -Äquivalenten				-2004	-2004	-2004	-2004
								Veränderung in %
Australien	119	124	118	118	-2	-6	0	-1,36
Österreich	9	8	7	7	-2	0	0	-19,24
Weißrussland	15	11	12	13	-2	1	1	-16,38
Belgien	11	9	8	8	-3	-2	0	-26,87
Bulgarien	19	9	9	10	-9	1	0	-47,79
Kanada	82	106	108	110	28	4	2	34,56
Kroatien	3	3	3	3	0	0	0	-6,74
Tschechien	19	11	11	11	-8	-1	0	-41,58
Dänemark	6	6	6	6	0	0	0	1,47
Estland	4	2	2	2	-3	-1	0	-60,43
Finnland	6	6	5	5	-1	-1	0	-22,89
Frankreich	69	70	61	60	-9	-9	-1	-12,48
Deutschland	100	82	59	56	-44	-26	-3	-43,71
Griechenland	9	9	9	8	-1	-1	0	-7,04
Ungarn	13	10	10	9	-4	-1	0	-28,91
Island	0	0	0	0	0	0	0	14,17
Irland	13	14	13	14	1	0	1	3,93
Italien	42	44	43	43	1	-2	0	2,38
Japan	33	31	25	25	-9	-6	0	-25,90
Lettland	3	2	2	2	-2	0	0	-49,84
Liechtenstein	0	-	-	0	0	-	-	18,01
Litauen	8	-	4	4	-4	-	0	-54,64
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	-5,28
Monaco	0	0	0	0	0	0	0	6,53
Niederlande	25	24	18	18	-8	-6	0	-31,03
Neuseeland	26	26	27	27	1	1	0	5,64
Norwegen	5	5	5	5	0	0	0	1,28
Polen	66	52	38	38	-28	-14	0	-42,85
Portugal	11	12	13	13	1	0	0	11,83
Rumänien	51	31	26	27	-24	-4	0	-47,75
Russland	352	267	281	286	-66	19	5	-18,76
Slowakei	6	5	5	5	-2	-1	0	-28,92
Slowenien	2	2	2	2	0	0	0	-10,63
Spanien	27	30	36	36	9	6	0	31,48
Schweden	7	7	6	6	-1	-1	0	-14,03
Schweiz	5	4	4	4	-1	0	0	-18,79
Türkei	29	43	47	48	19	5	1	63,12
Ukraine	151	94	76	75	-77	-20	-1	-50,70
Großbritannien	104	90	60	54	-50	-37	-6	-48,28
USA	618	609	560	564	-54	-45	5	-8,69

Quelle: UNFCCC (2006a), UNFCCC (2006c), eigene Berechnungen.

Die Methan-Emissionen (CH₄) sanken in den USA, die zwischen 1990 und 2004 jeweils einen Anteil von mehr als 30 % an den CH₄-Emissionen der Annex-I-Länder hatten, und weiteren großen Emittenten wie Australien, Frankreich und der Ukraine während des gesamten Betrachtungszeitraums kontinuierlich (vgl. Tab. 67). Auch Deutschland konnte seine CH₄-Emissionen im gleichen Zeitraum deutlich reduzieren. In Kanada, Spanien und der Türkei kam es hingegen zu einer deutlichen Zunahme der Emissionen. Während sie in Kanada und Spanien zwischen 1990 und 2004 kontinuierlich anstiegen, sind die Methan-Emissionen in der Türkei seit dem Jahr 2000

¹ Dieses Datenset wird unter http://unfccc.int/ghg_emissions_data/predefined_queries/items/3814.php bereitgestellt.

leicht rückläufig. Auch in Portugal, Dänemark, Island, Irland und Italien sind die CH₄-Emissionen seit 2000 rückläufig. Dies konnte den Anstieg während der 1990er Jahre jedoch nicht überkompensieren. In Österreich, der Schweiz, Schweden und einige Transformationsländern sanken die CH₄-Emissionen zwar über den Betrachtungszeitraum insgesamt, in den letzten Jahren stiegen sie jedoch wieder an.

Tab. 68: N₂O-Emissionen in den Annex-I-Ländern von 1990-2004 ohne LULUCF

Land	1990	2000	2003	2004	1990	2000	2003	1990
	THG-Emissionen in Mio. t -CO ₂ -Äquivalenten				-2004	-2004	-2004	-2004
								Veränderung in %
Australien	19	25	24	24	6	-1	0	30,0
Österreich	6	6	6	5	-1	-1	-1	-15,4
Weißrussland	10	6	6	7	-4	0	1	-34,7
Belgien	12	13	11	11	-1	-1	0	-6,7
Bulgarien	10	5	4	4	-6	-1	0	-57,9
Kanada	45	41	41	44	-1	3	3	-2,5
Kroatien	4	3	3	4	0	0	0	-6,2
Tschechien	13	8	8	8	-4	0	1	-34,0
Dänemark	11	9	8	8	-3	-1	0	-28,1
Estland	1	0	0	0	-1	0	0	-64,4
Finnland	8	7	7	7	-1	0	0	-13,1
Frankreich	93	80	74	71	-22	-9	-2	-23,6
Deutschland	84	59	62	64	-21	5	2	-24,3
Griechenland	14	13	13	13	-1	0	0	-6,8
Ungarn	19	13	12	14	-5	1	2	-26,6
Island	0	0	0	0	0	0	0	-10,5
Irland	10	11	9	9	-1	-1	0	-5,7
Italien	41	43	43	44	3	1	1	8,0
Japan	33	30	26	26	-7	-4	0	-21,2
Lettland	4	1	1	1	-2	0	0	-62,3
Liechtenstein	0	-	0	0	0	-	0	-2,8
Litauen	4	-	1	4	-1	-	2	-12,8
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	24,1
Monaco	0	0	0	0	0	0	0	90,6
Niederlande	21	20	17	18	-3	-2	0	-16,4
Neuseeland	10	12	13	13	3	1	0	27,2
Norwegen	5	5	4	5	0	0	0	-2,4
Polen	19	24	24	30	11	6	6	54,4
Portugal	5	6	6	6	1	0	0	16,2
Rumänien	16	9	9	11	-6	2	2	-34,1
Russland	215	105	103	101	-113	-3	-1	-52,8
Slowakei	6	4	4	4	-2	0	0	-33,5
Slowenien	1	1	1	1	0	0	0	3,6
Spanien	28	33	33	32	4	-1	-1	13,7
Schweden	9	8	8	8	-1	0	0	-10,4
Schweiz	4	3	3	3	0	0	0	-10,9
Türkei	1	6	5	5	4	0	0	336,9
Ukraine	55	22	21	22	-32	1	1	-59,2
Großbritannien	68	44	40	41	-28	-3	1	-40,3
USA	389	410	379	380	-9	-30	0	-2,4

Quelle: UNFCCC (2006a), UNFCCC (2006c), eigene Berechnungen.

Die USA, die der größte Lachgasemittent (N₂O) unter den Annex-I-Ländern sind, konnten ihre N₂O-Emissionen nach einem deutlichen Anstieg während der 90er Jahre zwischen 2000 und 2003 erheblich senken, so dass sie 2004 – trotz eines leichten Anstiegs in diesem Jahr – 2,4 % unterhalb des Wertes von 1990 lagen. Russland, Deutschland, Kanada, Frankreich, Großbritannien und die Ukraine als weitere größere N₂O-Emittenten senkten ihre Emissionen im Betrachtungszeitraum jeweils sehr viel stärker ab als die USA. In Deutschland und Kanada stiegen sie aber ebenso wie in den meisten anderen Annex-I-Ländern, die ihre N₂O-Emissionen über den gesamten Betrachtungszeitraum senken konnten, 2004 gegenüber dem Vorjahr (und dem Jahr 2000) wieder an. Spanien und Australien gelang es hingegen ihre Emissionen sowohl gegenüber dem Vorjahr als auch gegenüber 2000 zu senken, insgesamt stiegen ihre N₂O-Emissionen aber gegenüber dem Basisjahr an. In Portugal, Italien, Luxemburg,

Neuseeland und Polen stiegen die N₂O-Emissionen während des gesamten Betrachtungszeitraums kontinuierlich an (vgl. Tab. 68).

Tab. 69: Emissionen aus F-Gasen in den Annex-I-Ländern von 1990-2004 ohne LULUCF

Land	1990	2000	2003	2004	1990	2000	2003	1990
	THG-Emissionen in Mio. t -CO ₂ -Äquivalenten							Veränderung in %
Australien	6	3	5	5	0	2	0	-4,11
Österreich	2	1	2	2	0	0	0	-4,56
Weißrussland	-	-	0	0	-	-	0	-
Belgien	4	1	2	2	-2	0	0	-52,21
Bulgarien	0	0	0	0	0	0	0	-
Kanada	12	12	12	11	-1	-1	-1	-6,73
Kroatien	1	0	0	0	-1	0	0	-79,83
Tschechien	-	0	1	1	-	0	0	-
Dänemark	0	1	1	1	1	0	0	-
Estland	-	-	-	-	-	-	-	-
Finnland	0	1	1	1	1	0	0	673,21
Frankreich	10	12	15	15	5	4	0	52,00
Deutschland	12	12	14	14	2	2	0	19,00
Griechenland	1	5	6	6	5	0	0	383,85
Ungarn	0	1	1	1	1	0	0	191,35
Island	0	0	0	0	0	0	0	-90,81
Irland	0	1	1	1	1	0	0	-
Italien	2	3	6	7	4	4	1	169,24
Japan	62	34	23	19	-43	-15	-4	-69,05
Lettland	-	0	0	0	0	0	0	-
Liechtenstein	-	-	0	0	-	-	0	-
Litauen	-	-	0	0	-	-	0	-
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	181,91
Monaco	-	0	0	0	0	0	0	-
Niederlande	7	6	2	2	-5	-4	0	-69,78
Neuseeland	1	0	1	1	0	0	0	33,79
Norwegen	6	2	2	2	-4	-1	0	-72,05
Polen	-	2	2	2	2	1	0	-
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Rumänien	2	0	0	1	-2	0	0	-75,40
Russland	14	17	18	19	4	2	1	29,80
Slowakei	0	0	0	0	0	0	0	-30,12
Slowenien	0	0	0	0	0	0	0	-12,07
Spanien	3	9	5	5	2	-4	0	53,28
Schweden	1	1	1	1	1	0	0	98,49
Schweiz	0	1	1	1	1	0	0	253,75
Türkei	-	0	0	0	-	0	0	-
Ukraine	0	0	0	0	0	0	0	-60,42
Großbritannien	14	11	12	10	-3	-1	-1	-25,02
USA	91	135	131	143	52	8	12	57,53

Quelle: UNFCCC (2006c), UNFCCC (2006c), eigene Berechnungen.

Anmerkungen: F-Gas-Emissionen in Litauen und der Türkei ergeben sich durch Importe.

Die THG-Emissionen der drei verbleibenden Klimagase SF₆, HFKW und FKW, die hier als Gruppe der fluorierten Gase (F-Gase) zusammengefasst werden, stiegen in vielen Annex-I-Ländern insgesamt über den Betrachtungszeitraum an. Besonders stark war der Anstieg bei dem größten F-Gase-Emittenten, den USA (Anteil an den THG-Emissionen aus F-Gasen der Annex-I-Länder: 52,5 %). Japan als zweitgrößter Emittent mit einem Anteil von 7,6 % konnte seine THG-Emissionen aus F-Gasen hingegen im Betrachtungszeitraum erheblich senken (vgl. Tab. 69). Auch Kanada und Großbritannien als weiteren großen Emittenten gelang dies. Abgesehen von Island und den Niederlanden kam es in allen Annex-I-Ländern, die ihre THG-Emissionen aus F-Gasen zwischen 1990 und 2004 senken konnten, seit dem Jahr 2000 wieder zu einem Anstieg. In Frankreich, Tschechien, Irland und Weißrussland stiegen die THG-Emissionen aus F-Gasen hingegen zwischen 1990 und 2004 an, 2004 gingen sie jedoch gegenüber dem Vorjahr leicht zurück. Insgesamt spielen die THG-Emissionen aus F-

Gasen, deren Anteil im Schnitt bei 1,2 % und nur in wenigen Ländern über 3 % lag, aber in den Annex-I-Ländern eine untergeordnete Rolle.

Auch die Entwicklung der Emissionen aus Flächeninanspruchnahme, veränderter Flächeninanspruchnahme und Forstwirtschaft (land-use, land-use change and forestry LULUCF) fiel in den Annex-I-Ländern sehr unterschiedlich aus. In den meisten Annex-I-Ländern stellte diese Emissionsquelle während des gesamten Betrachtungszeitraums eine Senke dar, entsprechend sind die ausgewiesenen THG-Emissionen negativ.

Tab. 70: Emissionen aus Flächeninanspruchnahme, Veränderung der Flächeninanspruchnahme und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Annex-I-Ländern von 1990-2004

Land	1990	2000	2003	2004	1990	2000	2003
	-2004	-2004	-2004	-2004	-2004	-2004	-2004
	THG-Emissionen in Mio. t -CO ₂ -Äquivalenten						
Australien	84	17	-6	4	-80	-12	10
Österreich	-12	-16	-17	-17	-5	-1	0
Weißrussland	-11	-14	-12	-12	-1	2	0
Belgien	-1	-2	-2	-1	0	0	1
Bulgarien	-26	-19	-15	-22	4	-3	-7
Kanada	-82	-131	-11	81	163	212	92
Kroatien	-14	-19	-17	-16	-2	3	0
Tschechien	-2	-7	-6	-5	-3	2	1
Dänemark	1	2	-2	-2	-3	-4	0
Estland	-	-	-	-8	-	-	-
Finnland	-21	-16	-18	-18	3	-2	-1
Frankreich	-23	-34	-50	-52	-28	-18	-1
Deutschland	-28	-34	-35	-36	-8	-2	0
Griechenland	-3	-3	-6	-5	-2	-2	0
Ungarn	-4	-3	-5	-6	-2	-2	-1
Island	2	2	2	2	0	0	0
Irland	0	0	0	0	0	0	0
Italien	-80	-100	-111	-105	-25	-5	6
Japan	-75	-85	-95	-95	-20	-10	0
Lettland	-21	-14	-14	-14	7	0	0
Liechtenstein	0		0	0	0	0	0
Litauen	-	-	-7	4	-	-	11
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-
Monaco	0	0	0	0			
Niederlande	2	2	2	2	0	0	0
Neuseeland	-19	-20	-23	-24	-6	-4	-2
Norwegen	-15	-25	-26	-26	-12	-1	0
Polen				-26	-26	-26	-26
Portugal	4	-4	8	-3	-6	1	-11
Rumänien	-35	-37	-35	-35	0	2	0
Russland	-	-	-	-	-	-	-
Slowakei	-2	-2	-5	-4			
Slowenien		-5	-5	-6	-6	0	0
Spanien	-23	-30	-30	-31	-8	0	0
Schweden	-22	-18	-16	-16	6	2	0
Schweiz	-	-	-	-	-	-	-
Türkei	-	-	-	-	-	-	-
Ukraine	-34	-38	-39	-32			
Großbritannien	3	0	-1	-2	-5	-2	-1
USA	-905	-753	-768	-773	131	-20	-5

Quelle: UNFCCC (2006a), eigene Berechnungen.

Anmerkung: Tabelle enthält keine Werte für Russland, da es zwischen den beiden zur Verfügung stehenden Datenquellen UNFCCC (2006a) und UNFCCC (2006c) teilweise zu erheblichen Abweichungen kommt.

Lediglich in Australien, Kanada, Island, den Niederlanden und Litauen ergaben sich durch veränderte Flächeninanspruchnahme und/oder eine Nettoabholzung 2004 positive THG-Emissionen. Während in Australien diese im gesamten Betrachtungszeitraum erheblich und kontinuierlich sanken, wandelte sich die Senke Kanadas, die 1990 die drittgrößte unter den Annex-I-Ländern war, in eine enorme Emissionsquelle. Hier spielte vor allem die starke Abholzung eine Rolle.¹

Weltweit stellen die Emissionen aus der Abholzung von natürlichen Wäldern nach Schätzung verschiedener Studien die zweit größte Emissionsquelle dar (vgl. z. B. Obersteiner 2006, Stern 2007). Nach der CAIT-Datenbank des World Resources Institutes (WRI) hatten sie im Jahr 2000 einen Anteil von 18 % an den weltweiten THG-Emissionen. Beide genannten Studien sehen die Vermeidung von Abholzung als eine kostengünstige Emissionsverringeroption an.

Obersteiner (2006) schätzt, dass die Entwaldung zwischen 2006 und 2025 in der Baselineentwicklung² insgesamt zu Emissionen von 17,5 Gt Kohlenstoff (umgerechnet 64 Gt CO₂) führen wird. 50 % dieser Emissionen entstehen im Afrika südlich der Sahara, 35 % in Lateinamerika und 12 % in Asien. In seiner Studie untersucht Obersteiner, wie eine Kohlenstoffsteuer, die ex-post von einer unabhängigen Behörde für geschlagene Bäume/verkauftes Nutzholz erhoben wird, und ein System von Zahlungen zur Vermeidung von Abholzung ausgestaltet sein müssen, wenn 50 % der Baselineemissionen vermieden werden sollen. Wird die Steuer auf die durch Brandrodung abgeholzte Menge angesetzt, wäre ein Steuersatz von 9 US\$/tC erforderlich. Wird die Steuer hingegen beim Verkauf von Nutzholz, das als vorübergehender Kohlenstoffspeicher angesehen wird, erhoben, ist ein Steuersatz von 25US\$/tC erforderlich, um die Baselineemissionen zu halbieren. Diese beiden Instrumente können auch kombiniert werden. Insgesamt würden sich durch die Kohlenstoffsteuer nach Berechnung Obersteiners (2006) jährliche Einnahmen von 5,9 Mrd. US\$ im Jahr 2006 ergeben. Diese sinken im Laufe der Zeit und liegen 2025 bei 4,2 Mrd. US\$.

Sollen die Baselineemissionen hingegen durch Anreizzahlungen halbiert werden, erfordert dies nach Schätzungen von Obersteiner jährliche Zahlungen von mindestens 33,5 Mrd. US\$. Derzeitige internationale Quellen und Mechanismen sind nicht in der Lage diese Zahlungen vollständig zu generieren. So betrug 2005 das Volumen der gehandelten Emissionsrechte aus CDM-Projekten im Jahr 2005 knapp 2,7 Mrd. US\$. Auch die offizielle internationale Unterstützung und Entwicklungshilfe der OECD-Länder, die in die Forstwirtschaft flossen, lagen zwischen 1996 und 2004 im Durchschnitt bei 564 Mio. US\$. Nach Obersteiners Einschätzung sollten neben den existierenden nationalen und internationalen Instrumenten neue entwickelt bzw. implementiert werden. Die internationalen Maßnahmen sollten dabei so ausgestaltet werden, dass sie nationale Mechanismen in den Entwicklungsländern unterstützen.

¹ Grundlage der kanadischen Holzwirtschaft sind natürliche Waldökosysteme, von denen jährlich eine Million Hektar (ca. 175 Mio. m³ Holz) geschlagen werden. Die Flächen werden dabei i. d. R. kahl geschlagen und nach der Abholzung direkt wieder aufgeforstet, sodass sich die bewaldete Fläche in Kanada zwischen 1990 und 2000 kaum veränderte. Da diese Sekundärwälder erst nach 60-80 Jahren für die kommerzielle Abholzung bereit sind, findet der Holzeinschlag weiterhin in Naturwäldern statt (Maier 2002).

² Baselineentwicklung bedeutet dort, dass keine weiteren als die bisher beschlossenen Maßnahmen zur Vermeidung von Abholzung in den Projektionen/Schätzungen berücksichtigt werden.

8.1.3 Aktuelle Entwicklungen in der EU-27 von 2004 bis 2005

2005 sanken die THG-Emissionen der EU-27 gegenüber dem Vorjahr um 0,7 % (38,4 Mio. t CO₂e.). Diese Reduktion ist in erster Linie auf den Rückgang in der EU-15 (-0,8 % oder 35,8 Mio. t CO₂e) zurückzuführen und hier insbesondere auf Änderungen in der Strom- und Wärmeerzeugung (-9,6 Mio. t CO₂e). Insgesamt verringerten sich die THG-Emissionen in mehr als der Hälfte der EU-15-Länder (vgl. Tab. 6). Sehr deutlich fiel die Minderung in Finnland aus, was teilweise auf höhere Nettostromimporte aus Norwegen und Schweden zurückzuführen ist.

Tab. 71: THG-Emissionen der EU-27 im Jahr 2005

Land	THG-Emissionen				
	1990	2004	2005	2004-2005	1990-2005
	Mio. t -CO ₂ -Äquivalenten			Veränderungen in %	
Österreich	78,9	91,2	93,3	2,3	18,2
Belgien	145,8	147,6	143,8	-2,6	-1,3
Luxemburg	12,7	12,8	12,7	-0,4	0,1
Dänemark	70,4	68,2	63,9	-6,3	-9,3
Finnland	71,1	81,1	69,3	-14,6	-2,5
Frankreich	567,1	556,2	553,4	-0,5	-2,4
Deutschland	1.226,3	1.025,1	1.001,5	-2,3	-18,3
Griechenland	108,7	137,5	139,2	1,2	28,0
Irland	55,6	68,6	69,9	1,9	25,7
Italien	519,6	580,5	582,2	0,3	12,0
Niederlande	213,0	218,4	212,1	-2,9	-0,4
Portugal	60,0	84,7	85,5	1,0	42,6
Spanien	287,2	425,3	440,6	3,6	53,4
Schweden	72,4	69,7	67,0	-3,9	-7,4
Großbritannien	776,1	660,7	657,4	-0,5	-15,3
EU-15	4.264,8	4.227,6	4.191,8	-0,8	-1,7
Tschechien	196,2	147,1	145,6	-1,0	-25,8
Ungarn	104,1	79,5	80,5	1,2	-22,7
Polen	458,9	396,6	399,0	0,6	-13,1
Slowakei	73,4	49,5	48,7	-1,6	-33,6
Zypern	6,0	9,9	9,9	0,2	65,0
Estland	43,5	21,2	20,7	-2,3	-52,4
Lettland	25,9	10,7	10,9	1,5	-57,9
Litauen	50,9	21,1	22,6	7,2	-55,6
Malta	2,2	3,2	3,4	6,1	54,5
Slowenien	18,4	19,9	20,3	2,1	10,0
Bulgarien	114,5	68,9	69,8	1,3	-39,0
Rumänien	230,1	160,1	153,7	-4,0	-33,2
NMS-12	1.324,1	987,7	985,1	-0,3	-25,6
EU-25	5.244,4	4.986,3	4.953,4	-0,7	-5,5
EU-27	5.588,9	5.215,3	5.176,9	-0,7	-7,4

Quelle: UNFCCC (2006a), EEA (2007).

8.2 FAKTOREN DER EMISSIONSENTWICKLUNG IN CHINA

Die vorangegangene Analyse zeigt die wachsende Bedeutung der Entwicklungsländer und insbesondere Chinas für die Entwicklung der weltweiten THG-Emissionen. Im Folgenden werden daher die Entwicklung der THG-Emissionen und ihre Einflussfaktoren in China in Anlehnung an RCSD (2006) näher untersucht.

Anfang der 1980er Jahre setzte in China ein wirtschaftlicher Entwicklungsprozess ein, der bis heute anhält. So stieg das reale BIP zwischen 1980 und 2004 um durchschnittlich 9,5% pro Jahr und war 2004 fast 10-mal so hoch wie 1980. Die Primärenergienachfrage wuchs im gleichen Zeitraum mit durchschnittlich 5,7% jährlich auf den 4,3 fachen Wert des Jahres 1980 an. Im Vergleich dazu wuchs die weltweite Primärenergienachfrage im selben Zeitraum nur um 1,6 % jährlich und lag 2004 1,4-mal so hoch wie im Jahr 1980.

Diese Entwicklung ist erstaunlich, da bisher die einsetzende wirtschaftliche Entwicklung in Ländern, die sich in einem frühen Entwicklungsstadium befanden, mit einer Steigerung der Energieintensität einherging. Anfang der 1980 fand in China die Produktion jedoch hauptsächlich in Unternehmen statt, die sich in Staatsbesitz befanden, so dass die Regierung des damals stark zentralwirtschaftlich geprägten Landes ihr Ziel der energiesparenden Produktion durchsetzen konnte. Darüber hinaus war Chinas Zugang zu Energieressourcen/trägern gering, so dass die von der Regierung geplante wirtschaftliche Entwicklung nur bei effizienterem Energieeinsatz möglich war. Insgesamt setzte sich dieser emissionsmindernde Einfluss bis 2001 trotz der einsetzenden Transformation hin zu einer Marktwirtschaft kontinuierlich fort. Seit 2002 wächst der Primärenergieeinsatz hingegen schneller als das BIP. Dies liegt nach Einschätzung des RCSD (2006) zum einen daran, dass die chinesische Regierung derzeit die Sicherung des Energieangebots fokussiert und daher stärker in die Ausweitung des Energieangebotes als in die Senkung der Energieintensität investiert. Zum anderen sind viele der stark wachsenden und energieintensiven Wirtschaftszweige wie etwa Eisen, Stahl und Chemieindustrie immer noch stark staatlich kontrolliert (Perlitz 2005), so dass steigende Energiepreise nicht zwangsläufig Budgetrestriktionen hervorrufen und somit eine Senkung der Energieintensität in diesen Branchen auslösen könnten (RCSD 2006). Im 11. Fünf-Jahresplan, der im März 2006 veröffentlicht wurde, wird allerdings die Verbesserung der Energieintensität, die demnach bis 2010 um 20% gegenüber 2005 reduziert werden soll, wieder stärker in den Mittelpunkt gestellt. Da gleichzeitig aber das nationale Ziel verfolgt wird, das BIP zwischen 2000 und 2020 zu vervierfachen (dies erfordert eine jährliche Wachstumsrate von 7,2%, Schrey 2006), wird diese Maßnahme das Wachstum des Energieeinsatzes lediglich bremsen können.

Neben der rasanten wirtschaftlichen Entwicklung identifizieren verschiedene Studien (Zhiyong et al. 2004, Xiliang et al. 2005) die Bevölkerungsentwicklung, Veränderungen der Wirtschaftsstruktur, die Urbanisierung, den Außenhandel und die Umweltpolitik als Haupttreiber der Energienachfrage und damit verbunden auch der Emissionsentwicklung.

Trotz der massiven politischen Beeinflussung der Bevölkerungsentwicklung, die in den letzten 30 Jahren mehr als 300 Millionen Geburten verhinderte und die jährliche Wachstumsrate der Bevölkerung zwischen 1980 und 2004 im Schnitt auf 1,1 % senkte, wuchs die chinesische Bevölkerung in diesem Zeitraum um 31,3 % auf mehr als 1,3 Mrd. Menschen an. Dieser Bevölkerungsanstieg wird durch die zunehmende Verstädterung in seiner emissionssteigernden Wirkung noch verschärft. So stieg das Urbanisierungsniveau von 26,4 % im Jahr 1990 bis 2004 auf 41,8 % an. Die Aufnahme

von durchschnittlich mehr als 20 Millionen Menschen pro Jahr erforderte einen erheblichen Infrastrukturausbau in den bestehenden und neu entstehenden Städten. Dieser führte zu einem starken Wachstum der energie- und emissionsintensiven Wirtschaftszweige Stahl, Zement und Chemie.

Darüber hinaus übten Unterschiede in Lebensstil, Konsumverhalten und verfügbarem Einkommen zwischen Stadt- und Landbevölkerung und die damit verbundene Wanderungsbewegung in die Städte eine zusätzliche emissionssteigernde Wirkung aus: Städter setzen grundsätzlich sehr viel mehr elektrische Geräte ein und substituieren Biomasse gegen kommerzielle Energie. So besaßen 2004 beispielsweise 90,1 % der städtischen Haushalte einen Kühlschrank und 95,9 % eine Waschmaschine, während es auf dem Land nur 17,8 % bzw. 37,3 % waren. Insgesamt ergibt sich in den Städten ein 3,5mal höherer Pro-Kopf-Endenergieverbrauch als auf dem Land.

Auch die zunehmende Integration Chinas in die Weltwirtschaft und die damit entstandene starke Abhängigkeit vom internationalen Handel wirken sich emissionssteigernd aus. Da China in der internationalen Arbeitsteilung Vorteile bei der Produktion arbeitsintensiver, eher geringwertiger und häufig emissionsintensiver Güter hat, führt der internationale Handel für China insgesamt zu einer Emissionssteigerung. Gleichzeitig bewirkte das starke Wachstum der Exportmenge einen erhöhten Energiebedarf, der immer weniger durch inländische Ressourcen gedeckt werden konnte. Die steigende Importabhängigkeit und die steigenden Weltmarktpreise für Erdöl und Erdgas führten zu Energiepreisanstiegen im Inland. Diese zwangen vor allem viele Haushalte mittleren und niedrigen Einkommens dazu, wieder vermehrt auf die billigere, aber emissionsintensivere Kohle zurückzugreifen.

Neben den hier beschriebenen Entwicklungen haben auch die zunehmende Elektrifizierung Chinas und der Ausbau der Gasnetze¹ sowie die weiterhin hohen Netzverluste² zur rasanten Entwicklung der chinesischen Energiewirtschaft beigetragen. Diese Entwicklung kombiniert mit dem Anstieg des Kohlestroms an der gesamten Stromproduktion von 50 % 1980 auf knapp 80 % 2004 spiegelt sich auch in dem rapide steigenden Anteil der Energiewirtschaft an den CO₂-Emissionen wider (vgl. Abb. 9).

¹ In den letzten 50 Jahren wurden über 900 Millionen Bewohner ländlicher Gebiete angeschlossen, so dass China 2004 insgesamt eine Elektrifizierungsrate von 98 % erreichte (Zhang, C./Jihua, P. et al. 2006). Der Anteil Haushalte, die an das Gasnetz angeschlossen sind, stieg beispielsweise von 18 % im Jahr 1989 auf 82 % in 2004 (National Bureau of Statistics of China 2006).

² Derzeit haben die technisch bedingten Stromverlusten in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen und der Eigenverbrauch der Produktionsanlagen einen Anteil von 15% an der Bruttostromerzeugung (GTZ 2005) gegenüber etwa 4 % in Deutschland (VDEW 2006).

8.3 DAS MODELL GINFORS

8.3.1 Überblick über das Modell

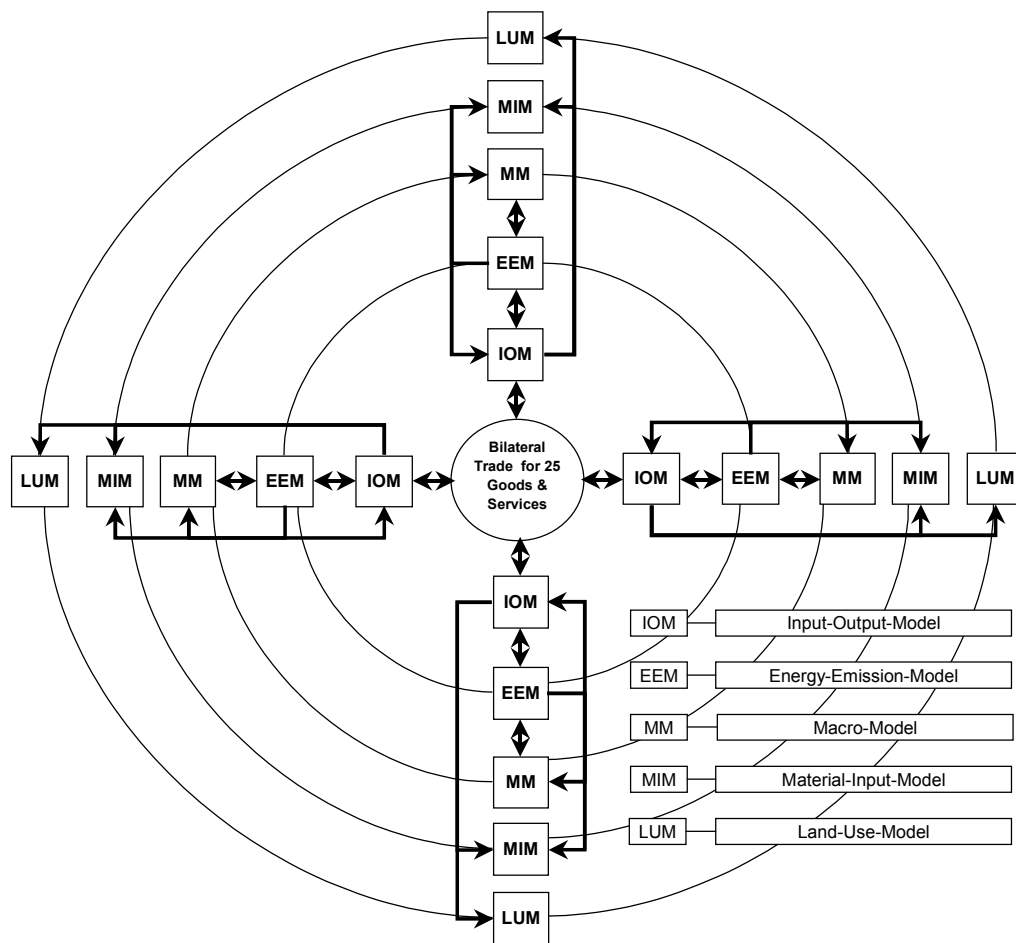
GINFORS (**G**lobal **I**Nterindustry **F**ORecasting **S**ystem) ist ein globales umweltökonomisches Modell mit einer tiefen Länder- und Gütergruppenstruktur. Es ist als Simulationsinstrument innerhalb des MOSUS-Projektes (**M**odeling **S**ustainability in Europe) des fünften Rahmenprogramms der EU zur Projektion globaler CO₂-Emissionen (Meyer et al. 2007a) und des globalen Ressourcenverbrauchs (Giljum et al. 2007) eingesetzt worden. Ferner wurden in einer Studie die Rückkopplungen nationaler Politik über den Welthandel analysiert (Meyer et al. 2007b). GINFORS ist eine Weiterentwicklung des COMPASS-Modells (Meyer/Lutz 2002a, b, c), wobei GINFORS auf der Basis eines veränderten und aktuellen Datensatz entwickelt und geografisch stärker auf Europa bezogen worden ist. Im Vergleich zu COMPASS sind auch einige Aspekte detaillierter abgebildet. Die theoretischen Ansätze in GINFORS entsprechen jedoch weitgehend denen des Modells COMPASS (Uno 2002, Meyer/Uno 1999). Meyer et al. (2005) haben die Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen beiden Modellen ausführlich dargestellt.

Einen Überblick über das Gesamtmodell gibt Abb. 53. Im Zentrum des Modells steht das bilaterale Welthandelsmodell. Für 25 Gütergruppen und für den Handel mit Dienstleistungen stehen bilaterale Handelsmatrizen für die OECD-Länder und weitere zehn wichtige Handelspartner der OECD zur Verfügung. Über diesen Handelszusammenhang werden sowohl Mengen als auch Preise den Ländern sachgerecht zugewiesen. Jede Speiche des Rades steht für die Modellstruktur eines Landes. Der ökonomische Kern eines Ländermodells besteht aus dem Makro-Modell (MM) und dem Input-Output-Modell (IOM). Während Makro-Modelle für alle Länder von GINFORS vorliegen, sind Input-Output-Modelle nur für 22 Länder verfügbar. Die Volkswirtschaften der übrigen Länder werden allein durch ein Makro-Modell abgebildet. Die Energie-Emissions-Modelle (EEM) basieren auf den Energiebilanzen der Internationalen Energieagentur (IEA) und sind damit auch für alle Länder und Regionen vorhanden. Sie bilden den Energieverbrauch nach den relevanten Energieträgern ab. Die CO₂-Emissionen sind mit den fossilen Energieträgern über feste Kohlenstoffverhältnisse verknüpft.

Im Rahmen des MOSUS-Projektes (www.mosus.net) wurde GINFORS um Material-Input-Modelle ergänzt. Für alle abgebildeten Länder in GINFORS werden die Materialverbräuche nach sechs Kategorien erfasst. Jene sind entweder mit dem Input-Output-Modell oder in Ländern ohne Input-Output-Modell mit dem Makro-Modell verknüpft. Für die Fortschreibung der Extraktionen, die mit fossilen Energieträgern verbunden sind, wird auf die Ergebnisse des Energie-Emissions-Modells zurückgegriffen. Zudem wird aktuell an der Erweiterung um Land-Use-Modelle (LUM) gearbeitet.

Die Ringe, die die Teilmodelle Land-Use (LUM), Material-Input (MIM), Makro-Modell (MM) und Energie-Emission (EEM) verbinden, weisen auf die weltweite Geschlossenheit der im Modell abgebildeten Größen hin. Am Beispiel der Zahlungsbilanz, die Teil des Makro-Modells ist, lässt sich dieses Prinzip der Konsistenz besonders gut erläutern. Weltimporte und Weltexporte, sofern sie im gleichen Preiskonzept erfasst sind, müssen sich entsprechen.

Abb. 53: Das „Wheel of GINFORS“

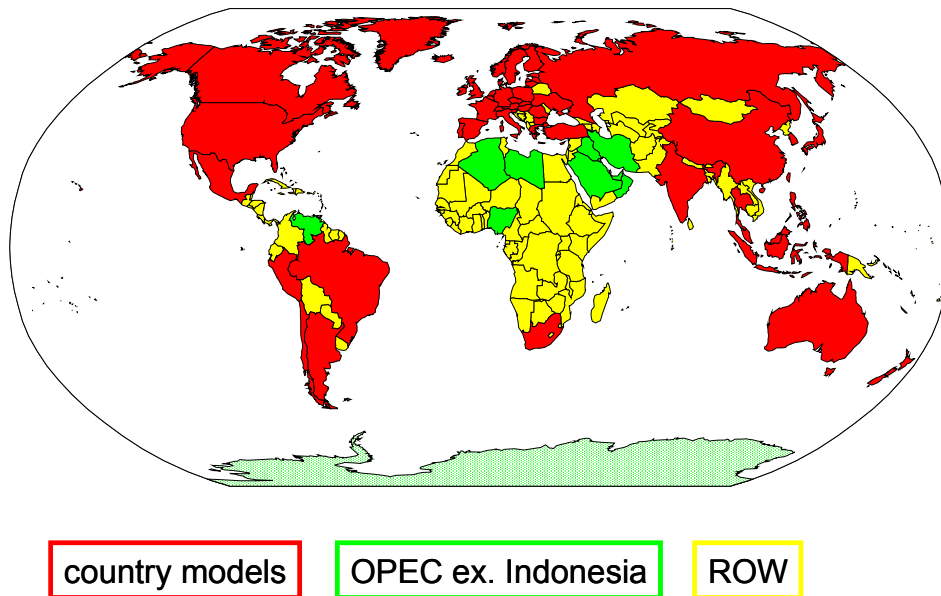


Die Datenbasis für GINFORS stützt sich im Wesentlichen auf fünf Quellen: (1) OECD, (2) Internationaler Währungsfonds (IWF), (3) EUROSTAT, (4) die COMTRADE-Datenbanken der UN und (5) IEA. Ferner werden für einige wichtige Länder (z. B. China und Taiwan) nationale Statistiken ausgewertet. Die Handelsdaten sind aus einer Verschmelzung von OECD- und UN-Daten hervorgegangen. Die Daten für die Makro-Modelle beruhen auf der OECD (2004) Statistik „National Accounts of OECD-Countries, Detailed Tables“ und dem Datensatz „International Financial Statistics“ des IWF. Die Input-Output-Tabellen stammen mit Ausnahme Taiwans aus Veröffentlichungen der OECD. Die Energiemodelle gehen ausschließlich auf die veröffentlichten Energiebilanzen der IEA und die Emissionsfaktoren der IEA (2006c) zurück.

Bei der Modellierung der Land-Use-Modelle und der Material-Input-Modelle stellen die Datenlieferungen vom Internationalen Institut für Angewandte Systemanalyse (IIASA) und dem Sustainable Europe Research Institute (SERI) im Rahmen des MOSUS-Projektes die Datengrundlage dar.

Ein Überblick über die in GINFORS erfassten Länder gibt die folgende Abb. 54: Die mit Rot (dunkel) gekennzeichneten Länder werden explizit durch ein eigenständiges Ländermodell erfasst. Die grünen Flächen stehen für Länder, die Mitglied der OPEC sind. Die OPEC ist als ein einheitlicher Wirtschaftsraum erfasst. Die gelben Flächen (hell) beschreiben alle Länder, die in der Region „Rest of World“ (ROW) zusammengefasst werden. Größtenteils sind es Länder des afrikanischen Kontinents und Mittelasiens.

Abb. 54: Länder in GINFORS



Da die Region „Rest of World“ die übrigen Länder zusammen erfasst, bildet das Modell die Weltentwicklung vollständig ab. Fast 80% der Wirtschaftsleistung und rund 70% der weltweiten Emissionen fallen in den in blau unterlegten Ländern an, deren Wirtschaftsstruktur und Technologie bereits detailliert, d.h. auch als Input-Output-Tabelle, in GINFORS abgebildet wird (vgl. Tab. 72). Für weitere rund 12% von Wirtschaftsleistung und 19% der Emissionen werden die inländischen Strukturen nicht detailliert modelliert, sind aber im Welthandelsmodul abgebildet und in Form von Makro-Modellen erfasst (grün). Weitere 3,5% der Wirtschaftsleistung und 10% der Emissionen sind bisher als Teil von Regionen im Modell erfasst (gelb). Die Liste macht deutlich, dass auch bei starkem wirtschaftlichem Wachstum in einigen Schwellen- und Entwicklungsländern in den kommenden Jahrzehnten kein wichtiger Emittent unberücksichtigt ist. Dies gilt gerade auch für die Frage, in welche Länder europäische Produktionsstätten aufgrund von Klimaregimes in den kommenden 20 bis 25 Jahren verlagert werden könnten.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei Betrachtung der bedeutendsten deutschen Handelspartner auf der Import- und Exportseite (vgl. Tab. 73). Mit den direkt im Modell erfassten Ländern hat Deutschland im Jahr 2005 sowohl bei der Einfuhr als auch bei der Ausfuhr über 95% seines Handels abgewickelt. Größere Lücken bei der direkten Erfassung dieser Länder in GINFORS gibt es nur bzgl. der Textil- und der Rohstoffeinfuhren. Auch die übrigen Handelspartner sind als Gruppe in GINFORS explizit modelliert.

Tab. 72: Globale Abdeckung des Modells: BIP und Emissionen

	GNI 2004 (Atlas method, World bank)			CO ₂ -Emissionen 2004 (IEA) ohne int. Bunker/Flugverkehr		
	Mrd. US \$	%	Summe	Mio. Tonnen	%	Summe
1 United States	12150	30,50	30,50	5800	22,60	22,60
2 Japan	4749	11,92	42,42	1215	4,73	27,34
3 Germany	2488	6,25	48,67	848	3,30	30,64
4 United Kingdom	2016	5,06	53,73	537	2,09	32,73
5 France	1858	4,66	58,40	387	1,51	34,24
6 China	1676	4,21	62,60	4732	18,44	52,68
7 Italy	1503	3,77	66,38	462	1,80	54,48
8 Canada	905	2,27	68,65	551	2,15	56,63
9 Spain	875	2,20	70,85	330	1,29	57,91
10 Mexico *	703	1,76	72,61	373	1,45	59,37
11 India	674	1,69	74,30	1102	4,29	63,66
12 Korea, Rep *	673	1,69	75,99	462	1,80	65,46
13 Brazil	552	1,39	77,38	323	1,26	66,72
14 Australia	541	1,36	78,74	354	1,38	68,10
15 Netherlands	515	1,29	80,03	185	0,72	68,82
16 Russian Federation *	487	1,22	81,25	1529	5,96	74,78
17 Switzerland *	356	0,89	82,15	45	0,18	74,96
18 Belgium	322	0,81	82,95	116	0,45	75,41
19 Sweden	321	0,81	83,76	52	0,20	75,61
20 Turkey *	268	0,67	84,43	209	0,81	76,42
21 Austria	262	0,66	85,09	75	0,29	76,72
22 Indonesia *	248	0,62	85,71	336	1,31	78,03
23 Saudi Arabia	242	0,61	86,32	325	1,27	79,29
24 Norway	238	0,60	86,92	36	0,14	79,43
25 Poland	232	0,58	87,50	296	1,15	80,59
26 Denmark	219	0,55	88,05	51	0,20	80,78
27 Greece	183	0,46	88,51	94	0,37	81,15
28 Hong Kong, China	183	0,46	88,97	36	0,14	81,29
29 Finland	171	0,43	89,40	69	0,27	81,56
30 South Africa	165	0,41	89,81	343	1,34	82,90
31 Thailand	158	0,40	90,21	207	0,81	83,70
32 Iran	153	0,38	90,59	369	1,44	85,14
33 Portugal *	149	0,37	90,97	60	0,23	85,38
34 Argentina *	142	0,36	91,32	136	0,53	85,91
35 Ireland *	137	0,34	91,67	41	0,16	86,06
36 Israel	118	0,30	91,96	62	0,24	86,31
37 Malaysia	117	0,29	92,26	136	0,53	86,84
38 Singapore	105	0,26	92,52	38	0,15	86,98
39 Venezuela	105	0,26	92,78	128	0,50	87,48
40 United Arab Emirates	103	0,26	93,04	103	0,40	87,88
41 Philippines	97	0,24	93,29	72	0,28	88,17
42 Czech Republic	93	0,23	93,52	119	0,46	88,63
43 Pakistan	90	0,23	93,75	116	0,45	89,08
44 Colombia	90	0,23	93,97	57	0,22	89,30
45 Egypt	90	0,23	94,20	140	0,55	89,85
46 Hungary	83	0,21	94,41	57	0,22	90,07
47 New Zealand *	82	0,21	94,61	33	0,13	90,20
48 Chile	78	0,20	94,81	59	0,23	90,43
49 Algeria	73	0,18	94,99	78	0,30	90,73
50 Peru	65	0,16	95,15	29	0,11	90,85
51 Romania	64	0,16	95,32	91	0,35	91,20
52 Bangladesh	61	0,15	95,47	33	0,13	91,33
53 Ukraine	60	0,15	95,62	305	1,19	92,52
54 Nigeria	55	0,14	95,76	48	0,19	92,71
55 Kuwait	55	0,14	95,90	65	0,25	92,96
..
59 Slovak Republic *	35	0,09	95,98	38	0,15	93,11
60 Kazakhstan	34	0,09	96,07	162	0,63	93,74
..
73 Bulgaria	21	0,05	96,12	45	0,18	93,91
Cinese Taipei (Taiwan)	n.a.			255	0,99	94,91
Rest of EU-25				174	0,68	95,58
Rest of OPEC				322	1,25	96,84
World	39833	100	100	25662	100	100
IO model, M+E, BT (without C. Taipei)	32626	81,91		18046	70,32	
National M+E, BT	4945	12,41		4797	18,69	
OPEC M+E, BT	786	1,97		1390	5,42	
Rest of World M+E, BT	1476	3,71		1429	5,57	

Tab. 73: Globale Abdeckung des Modells: Deutscher Außenhandel

		Deutscher Güterhandel 2005 (Destatis)					
		Importe			Exporte		
		Bill. €	%	Summe	Bill. €	%	Summe
1	United States	41,3	6,6	6,60	69,3	8,8	8,81
2	Japan	21,4	3,4	10,02	13,3	1,7	10,51
3	Germany	0,0	0,0	10,02	0	0,0	10,51
4	United Kingdom	39,4	6,3	16,32	61,6	7,8	18,34
5	France	54,6	8,7	25,05	79,8	10,2	28,49
6	China	39,9	6,4	31,43	21,3	2,7	31,20
7	Italy	35,6	5,7	37,12	54,3	6,9	38,11
8	Canada	2,6	0,4	37,53	5,5	0,7	38,81
9	Spain	17,9	2,9	40,39	40,3	5,1	43,93
10	Mexico *	2,0	0,3	40,71	5,9	0,8	44,68
11	India	3,3	0,5	41,24	4,2	0,5	45,22
12	Korea, Rep *	9,0	1,4	42,68	7,0	0,9	46,11
13	Brazil	5,7	0,9	43,59	5,4	0,7	46,79
14	Australia	1,2	0,2	43,78	5,0	0,6	47,43
15	Netherlands	53,3	8,5	52,30	47,7	6,1	53,50
16	Russian Federation *	21,6	3,5	55,75	17,2	2,2	55,69
17	Switzerland *	23,2	3,7	59,46	29,5	3,8	59,44
18	Belgium	31,1	5,0	64,43	43,9	5,6	65,02
19	Sweden	11,3	1,8	66,24	17,2	2,2	67,21
20	Turkey *	8,2	1,3	67,55	12,8	1,6	68,84
21	Austria	25,2	4,0	71,58	42,5	5,4	74,24
22	Indonesia *	2,4	0,4	71,96	1,4	0,2	74,42
23	Saudi Arabia	1,3	0,2	72,17	4,0	0,5	74,93
24	Norway	14,9	2,4	74,55	5,7	0,7	75,66
25	Poland	16,0	2,6	77,11	21,9	2,8	78,44
26	Denmark	9,5	1,5	78,63	12,3	1,6	80,01
27	Greece	1,6	0,3	78,88	6,5	0,8	80,83
28	Hong Kong, China	1,9	0,3	79,19	4,0	0,5	81,34
29	Finland	7,4	1,2	80,37	8,2	1,0	82,38
30	South Africa	3,3	0,5	80,90	6,6	0,8	83,22
31	Thailand	2,4	0,4	81,28	2,0	0,3	83,48
32	Iran	0,4	0,1	81,35	4,4	0,6	84,04
33	Portugal *	4,0	0,6	81,99	7,4	0,9	84,98
34	Argentina *	0,9	0,1	82,13	1,0	0,1	85,11
35	Ireland *	15,4	2,5	84,59	4,8	0,6	85,72
36	Israel	1,2	0,2	84,78	2,4	0,3	86,02
37	Malaysia	3,7	0,6	85,37	3,1	0,4	86,42
38	Singapore	3,9	0,6	86,00	4,2	0,5	86,95
39	Venezuela	0,4	0,1	86,06	0,5	0,1	87,01
40	United Arab Emirates	0,3	0,0	86,11	4,3	0,5	87,56
41	Philippines	1,8	0,3	86,40	1,0	0,1	87,69
42	Czech Republic	17,6	2,8	89,21	18,8	2,4	90,08
43	Pakistan	0,5	0,1	89,29	0,9	0,1	90,19
44	Colombia	0,5	0,1	89,37	0,6	0,1	90,27
45	Egypt	0,6	0,1	89,47	1,6	0,2	90,47
46	Hungary	14,3	2,3	91,75	13,5	1,7	92,19
47	New Zealand *	0,6	0,1	91,85	0,6	0,1	92,27
48	Chile	1,3	0,2	92,06	0,9	0,1	92,38
49	Algeria	1,6	0,3	92,31	1,0	0,1	92,51
50	Peru	0,5	0,1	92,39	0,2	0,0	92,53
51	Romania	3,4	0,5	92,93	5,3	0,7	93,21
52	Bangladesh	1,1	0,2	93,11	0,2	0,0	93,23
53	Ukraine	1,0	0,2	93,27	3,6	0,5	93,69
54	Nigeria	0,7	0,1	93,38	0,7	0,1	93,78
55	Kuwait	0,0	0,0	93,39	1,2	0,2	93,93
..	..						
59	Slovak Republic *	2,5	0,4	93,79	2,9	0,4	94,30
60	Kazakhstan	2,5	0,4	94,18	1,0	0,1	94,43
..	..						
73	Bulgaria	1,0	0,2	94,34	1,8	0,2	94,66
	Cinese Taipei (Taiwan)	5,1	0,8	95,16	4,2	0,5	95,19
	Rest of EU-25	4,1	0,7	95,82	7,2	0,9	96,11
	Rest of OPEC						
	World	625,6	100,0		786,2	100,0	
	IO model, M+E, BT (without C. Taipei)	465,1	74,3		598,2	76,1	
	National M+E, BT	119,7	19,1		128,6	16,4	
	OPEC M+E, BT	4,72	0,8		16,1	2,0	
	Rest of World M+E, BT	36	5,8		43	5,5	

8.3.2 Das Welthandelsmodell

Das bilaterale Welthandelsmodell, das die nationalen Modelle in der Tiefengliederung von 25 Warengruppen und einem Dienstleistungsaggregat miteinander vernetzt, ist das Herz des GINFORS Systems. Die 50 Länder und zwei Regionen (OPEC und „Rest of the World“) entfalten Importnachfrage m nach den 26 Gütern in der einheimischen Währung in jeweiligen Preisen und setzen Exportpreise p in der einheimischen Währung. Sie empfangen Exportnachfrage x nach 26 Gütern in jeweiligen Preisen der heimischen Währung und Importpreise q in der heimischen Währung. Eine Division dieser Größen mit dem Wechselkurs zum US \$ ergibt die korrespondierenden Größen \tilde{m} , \tilde{p} , \tilde{x} , \tilde{q} in US \$.

Der Kubus von Handelsmatrizen hat die drei Dimensionen von i Gütern, l Exportländern und k Importländern, wobei die Exportländer in den Zeilen und die Importländer in den Spalten der Handelsmatrix für ein Gut geführt werden. Die Spaltensummen ergeben folglich die gesamten Importe eines Landes für das betreffende Gut i und die Zeilensummen die gesamten Exporte eines Landes für das betrachtete Gut i . Jedes Element einer solchen Handelsmatrix bezeichnet also einen bilateralen Handelsstrom für das betrachtete Gut i .

Dividiert man jedes Element der Handelsmatrix für ein Gut i durch die zugehörige Spaltensumme, so erhält man eine Matrix S der Marktanteile. Der Export des Gutes i des Landes l kann dann definitorisch wie folgt berechnet werden:

$$\tilde{X}_{i,l} = \sum_{k=1}^{52} S_{i,lk} [t] \cdot \tilde{m}_{i,k} [t] \quad (1)$$

$\tilde{X}_{i,l}$: Nominaler Export des Gutes i des Landes l in US \$

$\tilde{m}_{i,k}$: Nominaler Import des Gutes i im Land k in US \$

$S_{i,lk}$: Anteil des Landes l an den Importen des Landes k für das Gut i

Der Marktanteil des Landes l an den Importen des Landes k für das Gut i hängt von der Relation zwischen dem Exportpreis für das Gut i des Landes l und dem Importpreis für das Gut i im Lande k und einem Zeittrend ab.

$$S_{i,lk} [t] = S_{i,lk} (\tilde{p}_{i,l} [t] / \tilde{q}_{i,k} [t]) \quad (2)$$

$\tilde{p}_{i,l}$: Exportpreis für das Gut i im Land l in US \$

$\tilde{q}_{i,k}$: Importpreis des Gutes i im Land k in US \$

Der Importpreis des Gutes i im Land l ist ein gewogenes arithmetisches Mittel der Exportpreise für das Gut i aller Länder, wobei die Marktanteile der Länder l im Land k für das Gut i die Gewichte sind:

$$\tilde{q}_{i,k} [t] = \sum_{l=1}^{52} S_{i,kl} [t] \cdot \tilde{p}_{i,l} [t] \quad (3)$$

Für die 52*52*25 (= 67600) trade shares wurde der in Gleichung (2) beschriebene Zusammenhang für den Zeitraum 1992 bis 2004 ökonometrisch geschätzt, wobei vier unterschiedliche Ansätze geprüft wurden:

$$\log(s_{ilk}[t]) = a_{ilk} + b_{ilk} \cdot \log(p_{il}[t]/q_{ik}[t]) \quad (4)$$

$$\log(s_{ilk}[t]) = a_{ilk} + b_{ilk} \cdot \log(p_{il}[t]/q_{ik}[t]) + c_{ilk} \cdot \log[t] \quad (5)$$

$$\log(s_{ilk}[t]) = a_{ilk} + b_{ilk} \cdot \log(p_{il}[t]/q_{ik}[t]) + d_{ilk} \cdot \log(s_{ilk}[t-1]) \quad (6)$$

$$\log(s_{ilk}[t]) = a_{ilk} + c_{ilk} \cdot \log[t] \quad (7)$$

Es wurden insgesamt also 270400 Funktionen für den Schätzzeitraum 1992 bis 2004 berechnet. Die Ergebnisse sind dann sowohl im Hinblick auf die statistische Signifikanz als auch im Hinblick auf ihre ökonomische Plausibilität getestet worden. Es wurden alle Ansätze verworfen, wenn die t-Werte der geschätzten Parameter absolut kleiner als 2 waren und (oder) der Durbin-Watson Koeffizient jenseits der Grenzen 1.0 und 3.0 lag.

Die Parameter b_{ilk} sind in dem doppel-logarithmischen Ansatz direkt als Elastizitäten zu interpretieren. Da es sich um nominale trade shares handelt, ist als obere Grenze der Wert von 1 ökonomisch akzeptabel. In diesem Fall ergibt sich für die realen shares eine Preiselastizität von Null. Würde man Schätzwerte von größer als 1 zulassen, ergäben sich bezogen auf die realen shares positive Preiselastizitäten. Die Untergrenze kann nicht mit derselben Plausibilität versehen werden. Wir lassen hier als Minimalwert -5 zu, was bedeutet, dass bezogen auf die realen shares die Preiselastizität -6 beträgt.

Als Zeittrend wurde eine logistische Entwicklung unterstellt. Um zu verhindern, dass einzelne trade shares im Prognosezeitraum zu dramatisch wachsen, wurde die Obergrenze von 10 für die Parameter c_{ilk} vorgegeben, was bei der logistischen Entwicklung der Zeitvariablen das maximale Wachstum für den Prognosezeitraum auf ca. 150% begrenzt. Eine Begrenzung der Parameter c_{ilk} nach unten war nicht notwendig, weil in dem doppel-logarithmischen Ansatz Negativwerte für die trade shares nicht möglich sind.

Im Ansatz 3 wird eine verzögerte Anpassung an ein langfristiges Gleichgewicht unterstellt. Für die Anpassungsparameter d_{ilk} wird als Untergrenze der Wert 0, der den Ansatz 3 gegenüber dem Ansatz 1 abgrenzt, und als Obergrenze der Wert 0.7 zugelassen. Damit wird unterstellt, dass mindestens 30% der Anpassung an die Preisänderung in der Periode der Preisänderung erfolgen müssen. Da in diesem Ansatz die gemessene Preiselastizität als kurzfristig zu interpretieren ist, wurde hier der untere Wert auf -2 begrenzt und somit dem Absolutbetrag nach geringer als im Ansatz 1 zugelassen. Wenn mehr als eine Funktion diese Kriterien erfüllte, wurde diejenige mit dem höchsten Bestimmtheitsmaß ausgewählt. Wenn keine Funktion die Tests bestand, wurde der betreffende trade share für den Prognosezeitraum als konstant gesetzt.

Insgesamt 19582 trade shares sind nun im Modell in der geschilderten Weise endogen bestimmt, was einem Anteil von 29% entspricht. Da die trade shares nominal definiert sind, bedeutet dies, dass die restlichen exogenen implizit eine Preiselastizität von -1 aufweisen. Diese Elastizität ist größer als die üblicherweise exogen vorgegebene,

so dass die Wirkungen von Preisänderungen für diese Elemente in GINFORS stärker sind als in anderen Modellen.

Das Welthandelsmodell unterscheidet sich von dem vielfach eingesetzten GTAP-Modellansatz. Wegen der großen Anzahl der Preiselastizitäten, die zur Bestimmung der trade shares in Gleichung (2) benötigt werden, hat man sich dort entschlossen, nur für die verschiedenen Gütergruppen i und die importierenden Länder k unterschiedliche, für alle liefernden Länder l aber dieselben Preiselastizitäten zu setzen (Hertel and Tsigas, 1997, S. 39ff). Es wird somit implizit unterstellt, dass es sich um homogene Produkte handelt.

Die Daten für das Welthandelsmodell stammen aus zwei Quellen: der bilateralen Handelsdatenbasis der OECD und der COMTRADE-Datenbasis der UN. Die OECD liefert für die Jahre nach 1988 für jedes Mitgliedsland die Importe und Exporte getrennt nach 25 Warengruppen und 52 Herkunftsländern und -regionen. Die OECD-Daten bilden allerdings den Handel der Nicht-OECD-Länder nicht vollständig ab. Zur Vervollständigung der Handelsmatrizen wurden deshalb zusätzliche Daten der UN COMTRADE-Datenbank sowie Daten aus dem Modell COMPASS (Uno 2002) eingefügt. Aus der Zusammenführung dieser Datensätze ergeben sich 25 Handelsmatrizen T , die für jedes Gut k sämtliche Handelsströme zwischen exportierenden Ländern l und importierenden Ländern m in US\$ abbilden ($TG_{l,m}^k[t]$).

Die Datengrundlage für das Modell des Dienstleistungshandels geht ebenfalls auf die OECD zurück. Dieser Datensatz wurde um Angaben des Internationalen Währungsfond (IMF, 2006) zu den Zahlungsbilanzen (Balance of Payments) ergänzt. Auf Basis dieser Daten konnte eine bilaterale Handelsmatrix für exportierende und importierende Länder und Regionen ermittelt werden ($TSE_{l,m}^k[t]$).

Durch diese Modellierung gelingt es sowohl die weltweiten Auswirkungen der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung eines Landes auf alle anderen am Handel beteiligten Länder abzubilden, als auch differenzierte Betrachtungen hinsichtlich bestimmter Güter vorzunehmen. Durch die Kombination mit den Input-Output-Modellen der Länder sind Auswirkungen von Änderungen der Importnachfrage nach z. B. Fertigprodukten nicht nur direkt sondern auch die daraus resultierenden Handelsströme von Halbfertigprodukten und Rohstoffen analysierbar.

8.3.3 Die Input-Output-Modelle

Input-Output-Modelle sind für 22 Länder verfügbar. Dazu gehören alle EU-15-Länder ohne Portugal, Luxemburg und Irland zuzüglich der neuen EU-Länder Tschechien, Slowakei, Polen und Ungarn sowie die wichtigen Handelspartner USA, Japan, China, Kanada, Australien und Taiwan.

Da es zurzeit nur eine Beobachtung für die Input-Output-Strukturen gibt, können die Inputkoeffizienten nicht endogenisiert werden und sind deshalb exogene Variablen. Eine Ausnahme machen die Energieinputs, weil die Zeitreiheninformationen der Energiebilanzen eine Endogenisierung der Energieinputs und deren sektorale Zuordnung ermöglichen.

Die jeweiligen Strukturteile des Modells GINFORS enthalten die folgenden 41 Gütergruppen, wobei der Welthandel für die ersten 25 Gütergruppen (Agriculture bis Electricity) bilateral vorliegt und für alle übrigen Dienstleistungsbereiche (Nr. 26-41) eine zusammengefasste bilaterale Welthandelsmatrix genutzt wird. Ausgangsdaten sind die Input-Output-Daten (www.oecd.org/std/io-tables/data) sowie die Bilateralen Welthandelsmatrizen ([ww.oecd.org/sti/btd](http://www.oecd.org/sti/btd)) der OECD. Beide Datensätze sind von der

OECD bestmöglich aufeinander abgestimmt worden. Die rechte Spalte von Tab. 74 enthält die in den Gütergruppen zusammengefassten ISIC-Nummern gemäß dem aktuell international genutzten Revisionsstand.

Tab. 74: Sektorstruktur in GINFORS

OECD IO Industry	Nomenclature	ISIC Rev 3 Class	Original Country Table Class - USES NACE
1	AGRICULTURE, HUNTING, FORESTRY AND FISHING	01-05	01-05
2	MINING AND QUARRYING	10-14	10-14
3	FOOD PRODUCTS, BEVERAGES AND TOBACCO	15-16	15-16
4	TEXTILES, TEXTILE PRODUCTS, LEATHER AND FOOTWEAR	17-19	17-19
5	WOOD AND PRODUCTS OF WOOD AND CORK	20	20
6	PULP, PAPER, PAPER PRODUCTS, PRINTING AND PUBLISHING	21-22	21-22
7	COKE, REFINED PETROLEUM PRODUCTS AND NUCLEAR FUEL	23	23
8	CHEMICALS EXCLUDING PHARMACEUTICALS	24ex2423	24
9	PHARMACEUTICALS	2423	24,4
10	RUBBER AND PLASTICS PRODUCTS	25	25
11	OTHER NON-METALLIC MINERAL PRODUCTS	26	26
12	IRON & STEEL	271 2731	271,272 part 273
13	NON-FERROUS METALS	272 2732	274, part 273
14	FABRICATED METAL PRODUCTS, except machinery and equipment	28	28
15	MACHINERY AND EQUIPMENT, N.E.C.	29	29
16	OFFICE, ACCOUNTING AND COMPUTING MACHINERY	30	30
17	ELECTRICAL MACHINERY AND APPARATUS, NEC	31	31
18	RADIO, TELEVISION AND COMMUNICATION EQUIPMENT	32	32
19	MEDICAL, PRECISION AND OPTICAL INSTRUMENTS	33	33
20	MOTOR VEHICLES, TRAILERS AND SEMI-TRAILERS	34	34
21	BUILDING AND REPAIRING OF SHIPS AND BOATS	351	351
22	AIRCRAFT AND SPACECRAFT	353	353
23	RAILROAD EQUIPMENT AND TRANSPORT EQUIPMENT N.E.C.	352, 359	352,354
24	MANUFACTURING NEC; RECYCLING	36-37	36-37
25	ELECTRICITY, GAS AND WATER SUPPLY	40-41	40-41
26	CONSTRUCTION	45	45
27	WHOLESALE AND RETAIL TRADE; REPAIRS	50-52	50-52
28	HOTELS AND RESTAURANTS	55	55
29	TRANSPORT AND STORAGE	60-63	60-63
30	POST AND TELECOMMUNICATIONS	64	64
31	FINANCE, INSURANCE	65-67	65-67
32	REAL ESTATE ACTIVITIES	70	70
33	RENTING OF MACHINERY AND EQUIPMENT	71	71
34	COMPUTER AND RELATED ACTIVITIES	72	72
35	RESEARCH AND DEVELOPMENT	73	73
36	OTHER BUSINESS ACTIVITIES	74	74
37	PUBLIC ADMIN. AND DEFENCE; COMPULSORY SOCIAL SECURITY	75	75
38	EDUCATION	80	80
39	HEALTH AND SOCIAL WORK	85	85
40	OTHER COMMUNITY, SOCIAL AND PERSONAL SERVICES	90-93	90-93
41	PRIVATE HOUSEHOLDS WITH EMPLOYED PERSONS and EXTRA TERRITORIAL ORGA.	95-99	95-99

Die Bedeutung der betrachteten Sektoren für den Energieverbrauch und die damit verbundenen Emissionen ist sehr unterschiedlich verteilt. Ein Großteil des Energieverbrauchs wird durch wenige Sektoren bestimmt. Dies sind neben den Energiesektoren 2, 7 und 25, die ausführlich in den Energiemodellen abgebildet werden, im gewerblichen Bereich vor allem die chemische Industrie (8), die Metallindustrie (12 und 13), die Zement-/Kalksteinindustrie (11) sowie der Verkehr (29). Bei den Privaten Haushalten tragen in erster Linie die Bereiche Wohnen und Verkehr zum Energieverbrauch bei. Die Energieeinsätze in den genannten Bereichen sind wesentlich durch die Kapitalstöcke bestimmt, deren Ersatzzyklen in vielen Fällen mehrere Jahrzehnte betragen. Aufgrund dieser Trägheit des Kapitalstocks wirken sich Maßnahmen oft erst mit zeitlicher Verzögerung auf die eingesetzten Technologien aus.

Zeitreihen sind außerdem für die Arbeitsinputs verfügbar. Allerdings sind diese Daten nicht so tief wie die Input-Output-Daten gegliedert. Zudem variiert die Gliederungstiefe auch noch von Land zu Land. Wir haben als kleinsten gemeinsamen

Nenner eine Tiefe nach 6 Sektoren gefunden, weshalb die Arbeitsinputs auch in dieser Tiefe gegliedert sind.

Die Güterimporte liegen durch die Handelsdaten als Zeitreihen vor. Wir können diese Daten auch bei der Erstellung des Input-Output-Modells benutzen, weil die Sektorgliederung beider Datensätze übereinstimmt. Für den Konsum publiziert die OECD Zeitreihen nach Verwendungszwecken gegliedert, die für die Schätzung von Konsumfunktionen geeignet sind. Allerdings fehlen Bridge-Matrizen für den Übergang von den Konsumverwendungszwecken zu den Gütergruppen der Input-Output-Rechnung. Daher lassen wir die Strukturen des Privaten Konsums wie auch des Staatlichen Konsums und der Investitionen konstant und behandeln die Anteile als exogene Variablen, die in Szenarien verändert werden können. Bei den Ausgaben der Privaten Haushalte für Energie können wir wiederum eine Ausnahme machen, weil die Zeitreiheninformationen der Energiebilanzen auch hier eine Endogenisierung ermöglichen. Wir modellieren hier zweistufig: Der Konsum der Privaten Haushalte insgesamt hängt von ihrem verfügbaren Einkommen ab. Steigt nun der Energieverbrauch C_e der Privaten Haushalte an, dann muss der Konsum der anderen Gütergruppen sich vermindern. Dabei wird unterstellt, dass deren Struktur exogen ist.

In allen Ländern mit Input-Output-Modell bestimmt sich die Endnachfrage für Gut i gemäß Gleichung 8:

$$f_i[t] = c_i[t] \cdot C[t] + h_i[t] \cdot C_e[t] + b_i[t] \cdot I[t] + d_i[t] \cdot G[t] + X_i[t] \quad | \quad i \in [1, \dots, 41] \quad (8)$$

f_i	Endnachfrage
c_i, b_i, d_i	Exogene Variablen
h	positiv für $i = 2, 7, 25$; sonst 0
C	Privater Konsum ohne Energie
C_e	Konsumnachfrage nach Energie
I	Investitionen
G	Staatsverbrauch
X	Exporte

Die Importpreise in der heimischen Währung werden in einer verzögerten Anpassung durch das Produkt aus dem betreffenden Preis in US-Dollar und dem Wechselkurs des Landes zum US-Dollar EXRA erklärt.

$$q_i[t] = q_i(q_i[t-1], \tilde{q}_i[t] * EXRA[t]) \quad (9)$$

Die Importe in heimischer Währung und konstanten Preise m sind eine Funktion des Relativpreises aus Importpreis und Inlandspreis und der Endnachfrage des Inlandes.

$$m_i[t] = m_i \left\{ \frac{q_i[t]}{p_i[t]}, f_i[t] \right\} \quad (10)$$

Der Vektor der Bruttonproduktion y kann dann defintitorisch bestimmt werden:

$$y[t] = [I - AR[t]]^{-1} \cdot \{fd[t] - m[t]\} \quad (11)$$

Dabei ist I die Einheitsmatrix und AR die Matrix der realen Inputkoeffizienten, die – wie bereits oben erläutert – für die Energiezeilen 2, 7 und 25 endogene Variablen und sonst exogene Variablen darstellen.

Die Multiplikation aller Inputkoeffizienten einschließlich der der Primärfaktoren mit den zugehörigen Faktorpreisen und die anschließende Aufsummierung der verschiedenen Kostenarten ergibt die Stückkosten u:

$$u[t] = (AR[t] - MR[t]) \cdot p[t] + MR[t] \cdot q[t] + LC[t] \cdot w[t] + t[t] \quad (12)$$

MR ist die Inputkoeffizientenmatrix der importierten Vorleistungen. LC ist die Diagonalmatrix der Arbeitsinputkoeffizienten, w der Vektor der Lohnsätze und t der Vektor der indirekten Steuern abzüglich der Subventionen und zuzüglich der Abschreibungen pro Stück.

Die Preise der Bruttoproduktion werden durch die Stückkosten des Sektors erklärt.

$$p_j[t] = p_j \{u_j[t]\} \quad (13)$$

Bei der Erklärung der Lohnsätze folgen wir dem Phillips-Kurven-Ansatz mit der gesamtwirtschaftlichen Arbeitsproduktivität Y/H , dem gesamtwirtschaftlichen Konsumgüter-Preisindex P_c und der Relation zwischen der gesamtwirtschaftlichen Beschäftigung H und der Bevölkerung Pop als Argumentvariablen.

$$w_j[t] = w_j(Y/H, P_c, H/Pop) \quad (14)$$

Die Anzahl der in einem Sektor Beschäftigten wird durch die Bruttoproduktion y , den Reallohnsatz w/p und einen autonomen Fortschrittstrend erklärt.

$$h_j[t] = e_j \left\{ y_j[t], \frac{w_j[t]}{p_j[t]}, t \right\} \quad (15)$$

Die Arbeitsinputkoeffizienten, die Lohnsumme l und der Gewinn g können dann definitorisch bestimmt werden.

$$LC[t] = \frac{h[t]}{y[t]} \quad (16)$$

$$l_j[t] = h_j[t] \cdot w_j[t] \quad (17)$$

$$g_j[t] = (p_j[t] - u_j[t]) \cdot y_j[t] \quad (18)$$

8.3.4 Die Makro-Modelle

Die Makro-Modelle bestehen aus fünf Modulen: Zahlungsbilanz, Endnachfrage, Geldmarkt, Arbeitsmarkt und dem System Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnungen (System of National Accounts, SNA).

Die Zahlungsbilanz erfasst die monetären Transaktionen zwischen Inländern und Ausländern. In der Tab. 75 sind auf der linken Seite die zufließenden Ströme, auf der rechten Seite die abfließenden Ströme der laufenden Rechnung erfasst. Es handelt sich als zufließende Ströme um die Güterexporte BPGE, die Dienstleistungsexporte BPSC, die empfangenen Einkommen und die empfangenen Transfers. Ihnen stehen als abfließende Ströme die Güterimporte BPGI, die Dienstleistungsimporte BPSD, die gezahlten Einkommen BPID und die gezahlten Transfers BPTD gegenüber. Diese Ströme werden jeweils endogen im Modell berechnet. Der Leistungsbilanzsaldo (Current Account) BPCA ist der Saldo der laufenden Rechnung.

Tab. 75: Zahlungsbilanz in GINFORS

BPGE	Goods Exports	BPGI	Goods Imports
BPSC	Service Credit	BPSD	Service Debit
BPIC	Income Credit	BPID	Income Debit
BPTC	Transfers Credit	BPTD	Transfers Debit
BPCA		Current Account	
BPCF		Capital and Financial Account	
BPOB		Overall Balance	

Quelle: IMF(2006), eigene Darstellung.

Neben diesen Strömen erfasst die Zahlungsbilanz den Kapitalverkehr, der im Modell nur mit seinem Saldo BPCF erfasst wird, und die Devisenbilanz, die ebenfalls nur mit ihrem Saldo BPOB berücksichtigt wird. In einem System flexibler Wechselkurse ist der Saldo der Devisenbilanz Null. Unter dieser Voraussetzung können wir bei endogen bestimmtem Saldo der laufenden Rechnung den Saldo des Kapitalverkehrs aus der Zahlungsbilanz als Rest bestimmen.

Das Modell verknüpft die Zahlungsbilanzen der einzelnen Länder konsistent miteinander. Diese für die Aussagefähigkeit der Modellanwendungen außerordentlich wichtige Eigenschaft wird durch die konsistente Erfassung der Zahlungsbilanz für die Region „Rest of the World“ im Modell erreicht. Exporte und Importe der Waren und Dienstleistungen lassen sich unmittelbar den Handelsmatrizen entnehmen. Bei den Einkommensströmen und den Transfers ist zu berücksichtigen, dass weltweit die Summe der zufließenden jeweils der Summe der abfließenden Ströme entsprechen muss. Da die Region „Rest of the World“ im Wesentlichen aus Entwicklungsländern besteht, kann unterstellt werden, dass die abfließenden Einkommen und die abfließenden Transfers in dieser Ländergruppe Null sind. Folglich muss dann der zufließende Strom an Einkommen bzw. Transfers der Region „Rest of the World“ jeweils der Differenz zwischen der Summe der abfließenden und der Summe der zufließenden Einkommen bzw. Transfers der explizit erfassten Länder entsprechen. Da weltweit die Summe der Devisenbilanzsalden (overall balance) Null sein muss, entspricht der Saldo der Devisenbilanz der Region „Rest of the World“ der Summe der Devisenbilanzsalden der explizit erfassten Länder mit negativem Vorzeichen. Der Saldo der Kapitalverkehrsbilanz der Region „Rest of the World“ lässt sich dann wiederum - wie bei den explizit erfassten Ländern - aus dem Saldo der laufenden Rechnung und dem Saldo der Devisenbilanz ermitteln. Er muss schließlich der Summe der Kapitalverkehrsbilanzsalden der explizit erfassten Länder mit umgekehrtem Vorzeichen entsprechen.

Da im Modell das Jahr die Einheitsperiode ist, betrachtet man für Währungsanalysen eher längerfristige Zusammenhänge. Kurzfristig treffsichere Prognosen der in den vergangenen Jahren stark schwankenden Wechselkursrelationen können damit nicht gemacht werden. Die Wechselkurse der Länder gegenüber dem Dollar wurden deshalb zunächst als abhängig von der Relation des BIP-Deflators des betreffenden Landes und dem BIP-Deflator der USA geschätzt. Die Ergebnisse sind in der Regel gut und die Elastizitäten liegen dicht bei 1. Eine wichtige Implikation dieses Ergebnisses ist, dass alle Wechselkurse auch untereinander näherungsweise durch eine Preiselastizität von 1 bestimmt sind. Es liegen somit variable nominale und konstante reale Wechselkurse vor. Projektionen für die Wechselkurse bis zum Jahr 2030 sind auch wohl kaum anders vorstellbar. Ausgenommen von dieser Modellierung sind der EURO und der YUAN, die exogene Variablen sind. Im Falle der chinesischen Währung liegt die Begründung darin, dass sie nicht frei konvertierbar ist. Beim EURO liegen noch zu wenige Beobachtungen vor, um eine langfristige Gültigkeit der Kaufkraftparitätstheorie postulieren zu können.

Die Endnachfragekomponenten werden in GINFORS modellendogen vor allem durch Einkommensgrößen erklärt. Zusätzlich spielt auch die Bevölkerungsentwicklung in vielen Ländern eine Rolle. Die Preisindizes werden in Abhängigkeit vom Produktionspreisindex aus dem Input-Output-Modell bestimmt. In den Ländern ohne Input-Output-Modell erklären die aggregierten Lohnstückkosten die Preisentwicklung. Die Importnachfrage nach Sektoren wird im Input-Output-Modell erklärt. Die Importpreise in US \$ folgen – wie bereits dargestellt – im bilateralen Handelsmodell aus den gewichteten Exportpreisen der Handelspartner. Durch Multiplikation mit dem Wechselkurs werden die Importpreise in heimischer Währung ermittelt. Für Länder ohne Input-Output-Modell wird eine Makroimportfunktion in Abhängigkeit vom BIP und den terms of trade bestimmt. Die Exporte eines Landes folgen aus den Importnachfragen aller übrigen Handelspartner.

Die Geldmengenentwicklung wird sehr einfach in reduzierter Form fortgeschrieben und in Abhängigkeit von der BIP-Entwicklung bestimmt. Die Diskontraten der Eurozone und der USA sind als Politikvariablen exogen vorgegeben. Die Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere (government bond yields) hängen von der Entwicklung der Diskontrate und des BIP ab.

Das Arbeitsangebot wird mit der Bevölkerungsentwicklung erklärt, die der aktuellen Projektion der Vereinten Nationen (UN 2005) folgt. Die Arbeitsproduktivität – reales BIP durch Beschäftigung – hängt von der Reallohnentwicklung und Trends ab. Die Arbeitsnachfrage kann aus der Arbeitsproduktivität und dem BIP berechnet werden. Die gesamtwirtschaftliche Lohnentwicklung hängt von der Entwicklung der Arbeitsproduktivität und der Inflationsrate ab. Für Länder mit Input-Output-Modell wird der Arbeitsmarkt nach 6 Sektoren abgebildet, die sich konsistent aus den 41 Wirtschaftsbereichen ergeben.

Die SNA-Module bilden die Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen eines Landes in verkürzter Form ab. Ihr Ziel ist vor allem die Ermittlung Verfügbarer Einkommen und der Finanzierungssalden für den privaten Sektor und den Staat. Die Verfügbaren Einkommen sind als Determinanten der Konsumnachfrage wichtige Größen, die Finanzierungssalden – vor allem der des Staates – sind wichtige Zielgrößen der Wirtschaftspolitik. Im Zentrum der Module stehen Funktionen zur Erklärung der Steuer- und sonstigen Einnahmen des Staates sowie seiner Transferzahlungen an den privaten Sektor. Dies schließt natürlich auch die Umverteilung durch die sozialen Sicherungssysteme mit ein.

8.3.5 Die Energie-Emissions-Modelle

Die Energie-Emission-Modelle (EEM) beschreiben den Zusammenhang von ökonomischen Entwicklungen, Energieeinsatz (energy consumption) und Emissionen. Dabei werden Variablen des zugehörigen Makro-Modells und soweit vorhanden des Input-Output-Modells als Treiber genutzt. Umgekehrt beeinflussen die monetären Ausgaben für den Energieeinsatz unmittelbar ökonomische Größen. Datenbasis der Energiemodelle sind einheitliche Energiebilanzen der Internationalen Energieagentur (IEA 2006a, b) in physischen Einheiten, die ab 1960 bzw. 1970 jährlich vorliegen. Die CO₂-Emissionen, die über feste Emissionsfaktoren mit dem Primärenergieeinsatz (Total Primary Energy Supply, TPES) verknüpft sind, werden ebenfalls von der IEA (2006c) erfasst.

Abb. 55: Überblick Energiebilanz

		Fossil fuels 1-4	Nuclear 5	Renewable 6-9	Electricity&Heat 10-12	Total 13
Production and trade (1-5)	1 : 5					
Total Primary Energy Supply (TPES, 6)		Σ 24 + Σ 7-23				
Transformation (7-23)						
Total Final Consumption (TFC, 24)		Σ 26-56				
Total Industry Sector 26-39	26					
Total Transport Sector (41-47)	:					
Total Other Sectors (49-52)	:					
Non-Energy Use (54-56)	56					

Quelle: IEA(2006a)

Die abgebildeten Energiebilanzen unterscheiden in den Spalten zwölf Energieträger bzw. Gruppen von Energieträgern. Eine genaue Beschreibung der Energieträger findet sich in (IEA 2006a):

1. Kohle (Coal),
2. Rohöl (Crude Oil),
3. Ölprodukte (Petroleum Products),
4. Gas (Gas),
5. Kernenergie (Nuclear),
6. Wasserkraft (Hydro),
7. Geothermische Energie (Geothermal),
8. Solar- und Windenergie (Solar, wind and other),
9. Erneuerbare Brennstoffe und Abfälle (combustible renewables and waste),
10. Wärmegewinnung von erneuerbaren Brennstoffen (Heat Production from non-specified combustible fuels),
11. Elektrizität (electricity),
12. Wärme (heat).

Die Zeilen der Energiebilanzen der IEA lassen sich in drei Teilbereiche untergliedern: Endverbrauch (final consumption), Umwandlung (transformation) sowie Produktion und Handel (production and trade). Unternehmen und Haushalte einer

Volkswirtschaft fragen Endenergie (Total Final Consumption, TFC) nach. Da die Endenergie in aller Regel nicht direkt beim Verbraucher gewonnen wird, stellt der Umwandlungssektor die Endenergie zur Verfügung. Teilweise wird dazu die Primärenergie (TPES) in Endenergie umgewandelt. Die eingesetzte Primärenergie kann im Inland gewonnen werden oder aus dem Ausland importiert werden. Schließlich kann auch ein Teil der heimischen Förderung (domestic extraction) als Export ins Ausland gehen.

Betrachten wir nun die Modellierung des Endverbrauch von Energie: Die Energienachfrage insgesamt fe der einzelnen Industriesektoren j wird durch den Bruttoproduktionswert in konstanten Preisen y und die Entwicklung des aggregierten Energiepreises pe des Sektors relativ zum Produktionspreis p des Sektors erklärt:

$$fe_j[t] = fe_j(y_j[t], pe[t]/p_j[t], t) \quad (19)$$

Liegt kein Input-Output-Modell vor, sind das BIP in konstanten Preisen und die Relation des Energiepreises und des Preisindex des BIP die erklärenden Variablen.

Die Energienachfrage des Transportsektors, der übrigen Sektoren – vor allem der Dienstleistungssektoren und des Wohnens – sowie der Nichtenergieverbrauch werden ebenfalls durch das BIP in konstanten Preisen und die Relation des Energiepreises und des Preisindex des BIP erklärt.

Die Endnachfrage nach dem Energieträger i kann per Definition bestimmt werden, indem man den Anteil des Energieträgers cfc mit der gesamten Energienachfrage des Sektors j multipliziert und über alle Sektoren j summiert:

$$cf_i[t] = \sum_{j=1}^n cfc_{i,j}[t] \cdot fe_j[t] \quad (20)$$

$cfc_{i,j}$: Anteil des Energieträgers i am Energieeinsatz des Sektors j

Für die Bereiche Industrie, Dienstleistungen und Wohnen sind die Anteile der Energieträger abhängig von der Relation zwischen ihrem Preis und dem aggregierten Energieträgerpreis des Sektors. Außerdem spielen Zeittrends eine Rolle:

$$cfc_{i,j}[t] = cfc_{i,j}(pe_i[t]/pe[t], t) \quad (21)$$

Die Umwandlung von Primärenergie in sekundäre Energie findet bei der Elektrizität ($i=11$) und bei den Mineralölprodukten ($i=3$) statt. Die Nachfrage nach dem Energieträger i für den Zweck der Umwandlung cc ergibt sich durch Multiplikation des Inputkoeffizienten des Energieträgers i im Umwandlungsprozess ccc mit der Produktionsmenge der erstellten sekundären Energie cp .

$$cc_{i,11}[t] = ccc_{i,11}[t] \cdot cp_{11}[t] \quad (22)$$

$ccc_{i,11}[t]$: Inputkoeffizient des Energieträgers i bei der Umwandlung in Elektrizität

Die Inputkoeffizienten der Energieträger bei der Umwandlung werden durch die Relation zwischen dem Preis des Energieträgers und dem Preis des Umwandlungsbereichs bestimmt, der dem Input-Output-Modell entnommen wird (Sektor 25 im Falle der Elektrizität und Sektor 7 im Falle der Mineralölprodukte).

$$ccc_{i,11}[t] = ccc_{i,11}(pe_i[t]/p_{25}[t], t) \quad (23)$$

$$cc_{i,3}[t] = ccc_{i,3}[t] \cdot cf_3[t] \quad (24)$$

$$ccc_{i,3}[t] = ccc_{i,3}(pe_i[t]/p_7[t], t) \quad (25)$$

Die Exporte des Energieträgers i erhält man durch Multiplikation des Anteils des betrachteten Landes l an den Importen des Landes k und anschließende Aufsummierung über alle 52 Länder und Regionen des Welthandelsmodells. Für diesen Zweck sind die Handelsmatrizen für die Gütergruppe 2 – mining and quarrying – nach den verschiedenen fossilen Energieträgern disaggregiert.

$$cx_{i,l}[t] = \sum_{k=1}^{52} es_{i,lk} \cdot cm_{i,k}[t] \quad (26)$$

$es_{i,lk}$: Anteil des Landes l an den Importen des Energieträgers i im Lande k

Der Import cm des Energieträgers i ist als fester Anteil der gesamten Nachfrage des Energieträgers i modelliert, die aus der Endnachfrage cf und der Umwandlungsnachfrage cc besteht.

$$cm_i[t] = cm_i(cf_i[t] + cc_i[t]) \quad (27)$$

Die Produktion des Energieträgers i kann dann definitiv berechnet werden.

$$cp_i[t] = cf_i[t] + cc_i[t] + cx_i[t] - cm_i[t] \quad (28)$$

Wenn im Falle von fossilen Energieträgern Förderbeschränkungen durch die Erschöpfung des Ressourcenbestandes bestehen, wird die Produktion exogen vorgegeben und die Importe residual bestimmt.

Das gesamte Angebot cs des Energieträgers i ergibt sich als:

$$cs_i[t] = cp_i[t] + cm_i[t] \quad (29)$$

Auf der Basis des gesamten Angebotes können nach Maßgabe des Kohlenstoffgehaltes der fossilen Energieträger die zugehörigen CO₂-Emissionen berechnet werden.

Die Preise v der fossilen Energieträger Rohöl, Gas und Kohle sind exogene Weltmarktpreise in der Währung des betrachteten Landes, die die Energieträgerpreise vor Steuern $peex$ treiben:

$$peex_i[t] = peex_i(v_i[t]) \quad (30)$$

Die Energieträgerpreise pe ergeben sich, wie in der Energiepreisstatistik der IEA hinterlegt, aus den Preisen vor Steuern, den Energiesteuersätzen, beide zusammen multipliziert mit den entsprechenden Umsatzsteuersätzen $pevt$ sowie den Preisauflagen durch CO₂-Steuer $pect$ und Zertifikate $pece$.

$$pe_i[t] = (peex_i[t] + petx_i[t]) \cdot (1 + pev_t_i[t]) + pect_i[t] + pece_i[t] \quad (31)$$

Die Preise des sekundären Energieträgers Elektrizität werden durch die entsprechenden Preise der eingesetzten Energieträger und die Kostenstruktur im Input-Output-Modell erklärt.

8.3.6 Technologieentwicklung und -modellierung

Technischer Fortschritt, der höheren Output bei gleichem (Energie-) Input ermöglicht, ist ein wesentlicher Faktor für die ökonomischen Wirkungen verschiedener Klimaregime. Modellergebnisse zukünftiger Klimaregimes sind entscheidend davon abhängig, ob und wie technischer Fortschritt berücksichtigt wird. Nach einer umfassenden vergleichenden Analyse von Löscher (2002) lassen sich Modelle mit exogen und modellendogen bestimmtem technischem Wandel unterscheiden. Die Kosten einer CO₂-Minderung fallen bei exogen vorgegebenem technischem Fortschritt höher aus, weil die Anpassungsfähigkeit der untersuchten Energiesysteme bzw. Volkswirtschaften entsprechend geringer ist. Eine zweite wichtige Unterscheidung von Modellen für die Analyse von Klimaschutzszenarien betrifft die Art der Technologieabbildung. Grundsätzlich werden zwei Modelltypen unterschieden: Zum einen Bottom-up-Modelle oder Energiesystemmodelle, die explizit Technologien abbilden und in denen die Technologiewahl vielfach durch Optimierungsverhalten bestimmt werden. Die Energy Technology Perspectives der IEA (2006e) sind z.B. mit einem optimierenden Bottom-up Ansatz entwickelt worden. Zum anderen Top-down Modelle oder Energiewirtschaftsmodelle, die Technologien nur in sehr aggregierter Form abbilden. Während Energiesystemmodelle ökonomische Rückkopplungen nicht erfassen können, sind die Energiewirtschaftsmodelle für bestimmte Fragestellungen nicht ausreichend technologiefundiert. Einen guten Überblick zu Vor- und Nachteilen der beiden Modelltypen gibt Forum für Energiemodelle (1999, S. 3-5). Bei GINFORS handelt es sich um ein solches Energiewirtschaftsmodell, das alle für die Fragestellung wichtigen Volkswirtschaften explizit abbildet und sich durch diese explizite Ländererfassung von fast allen übrigen Modellansätzen unterscheidet. Das Modell kann die Kernfrage der Studie nach den ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher Verhandlungslösungen für die deutsche und die europäische Wirtschaft beantworten. Angesichts der Fokussierung auf die ökonomischen Effekte ist die Verwendung im vorliegenden Projekt angemessen.

Um die ökonomischen Auswirkungen verschiedener Klimaregimes angemessen abzubilden, kommt der realitätsnahen Abbildung der Technologieentwicklung eine sehr wichtige Bedeutung zu. Die jeweiligen Stärken des Top-down und des Bottom-up Ansatzes sind im Projekt kombiniert worden. Angesichts der großen Unterschiede zwischen den betrachteten Energietechnologien und den Anpassungsmöglichkeiten an

steigende CO₂-Preise in den einzelnen Ländern wird ein umfassender, mehrstufiger Modellierungsansatz gewählt:

1. Zunächst wurden die Schnittstellen von ökonomischer Entwicklung und Energieeinsatz im Modell GINFORS auf Basis der Vergangenheitsentwicklung ökonometrisch geschätzt.
2. In einem zweiten Schritt wurden die zukünftigen Technologieentwicklungen von Prognos mit Hilfe von Bottom-up Ansätzen in Kapitel 3 abgeschätzt. Dabei wurden für ausgewählte Technologien jeweils zwei Entwicklungspfade bestimmt: eine verhaltene und eine beschleunigte Variante. Die Technologiekorridore sind in Kapitel 3 ausführlich beschrieben.
3. Diese Technologiepfade dienen als Leitplanken für die Ergebnisse der ökonometrischen Parameterschätzung in den Modellrechnungen in GINFORS, die in Kapitel 4 beschrieben sind. Aus Sicht der Bottom-up-Analysen technologisch unsinnige Entwicklungen werden damit ausgeschlossen.

Die Technologieentwicklung ist in GINFORS im 1. Schritt wie folgt ökonometrisch abgeschätzt worden: Die Energie-Emissions-Modelle in GINFORS beschreiben den Zusammenhang von ökonomischen Entwicklungen, Energieeinsatz und Emissionen. Dabei werden monetäre Variablen des zugehörigen Makro-Modells und soweit vorhanden sektorale Größen des Input-Output-Modells als Treiber genutzt. Umgekehrt beeinflussen die monetären Ausgaben für den Energieeinsatz unmittelbar ökonomische Größen. Physische Bestände bzw. Kapitalstöcke werden an keiner Stelle im Energie-Modell genutzt. Datenbasis der Energiemodelle sind einheitliche nationale Energiebilanzen der Internationalen Energieagentur (IEA 2006a, b) in physischen Einheiten, die ab 1960 bzw. 1970 jährlich vorliegen. Die CO₂-Emissionen, die über feste Emissionsfaktoren mit dem Primärenergieeinsatz verknüpft sind, werden ebenfalls von der IEA (2006c) erfasst.

Die Verknüpfung der monetären Größen mit den Energieeinsätzen erfolgt durch ökonometrische Zeitreihenschätzung von 1980/90 bis 2004 in einem zweistufigen Verfahren. Dabei wird jeweils auf der ersten Stufe der Gesamtenergieeinsatz (vgl. Abb. 56, gelb gestreift markiert) durch eine Mengenkomponeute und eine Preiskomponeute erklärt, die in Abb. 57 aufgeführt sind. Die Mengenkomponeute umfasst soweit verfügbar den sektoralen (monetären) Bruttoproduktionswert in Preisen eines Basisjahres. Die Preiskomponeute wird durch das Verhältnis von (gewichtetem) Energieinputpreis und dem Outputpreis des jeweiligen Sektors gebildet. Somit werden einerseits die Entkopplung von Produktionswachstum und Energieeinsatz und andererseits der Einfluss relativer Preise auf den Energieeinsatz empirisch geprüft. Der Energieeinsatz in der Eisen- und Stahlindustrie (Zeile 27, Spalte 13 der Energiebilanz) hängt z.B. ab von der Bruttoproduktion des Sektors Eisen und Stahl in Geldeinheiten (Nationale Währung in konstanten Preisen) und dem Verhältnis von gewichtetem Energiepreisindex und dem Outputpreisindex des Sektors Eisen und Stahl. Entsprechend ist das Vorgehen für die übrigen Industriesektoren. Der Treibstoffeinsatz im Straßenverkehr (Zeile 43, road) wird durch die Bruttoproduktion des Sektors Transport and Storage und den Konsum der privaten Haushalte für Verkehr jeweils wieder in Geldeinheiten erklärt. Zusätzlich wird das Verhältnis von Mineralölpreisindex zum BIP-Deflator in die Schätzung einbezogen. Für die Bereiche Commercial and public services (Zeile 50) und Residential (Zeile 49) werden ebenfalls die entsprechenden Mengen- und Preistreiber auf statistische Signifikanz geprüft. Für den Kraftwerkspark (Zeilen 10 bis 14, also Strom und Wärme zusammen) wird untersucht,

inwiefern die Umwandlungseffizienz (Input Energieträger/Output Strom und Wärme) von technischen Zeittrends und Relativpreisen abhängt. Liegen für ein Land keine Sektorinformationen vor, was für alle Länder ohne Input-Output-Modell in GINFORS der Fall ist, ersetzen BIP und BIP-Deflator die sektorspezifischen Größen in den Schätzungen.

Abb. 56: Ökonometrische Schätzung der nationalen Energiebilanzen in GINFORS

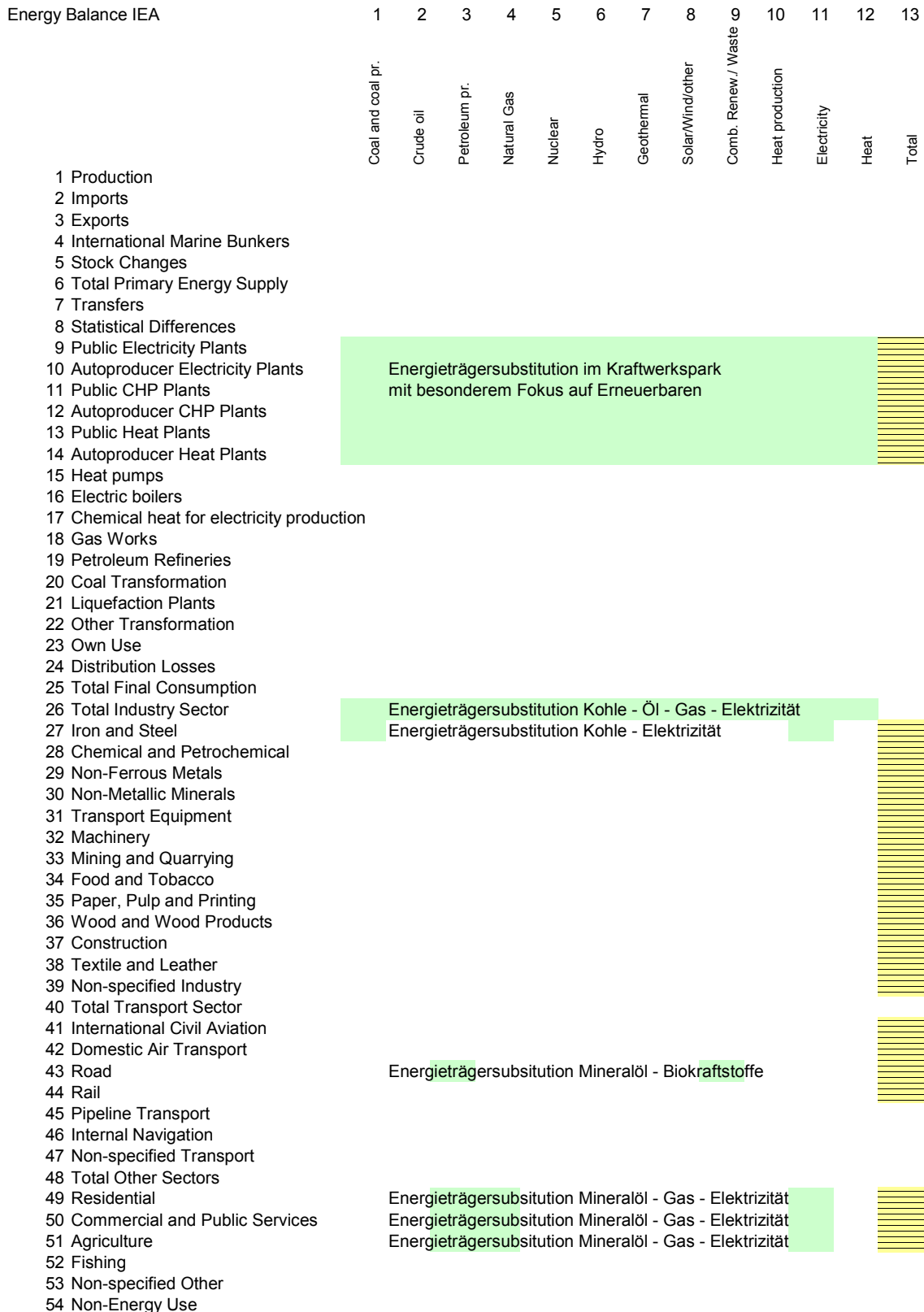


Abb. 57: Erklärende Variablen (Treiber) der ökonometrischen Schätzung der nationalen Energiebilanzen in GINFORS

Energy Balance IEA	Ökonomischer Treiber Menge Mrd. Geldeinheiten (nationale Währung) in konst. Preisen	Ökonomischer Treiber Relativpreis Preisindex/Preisindex
1 Production		
2 Imports		
3 Exports		
4 International Marine Bunkers		
5 Stock Changes		
6 Total Primary Energy Supply		
7 Transfers		
8 Statistical Differences		
9 Public Electricity Plants	(Technische Trends)	Strom/GDP
10 Autoproducer Electricity Plants		
11 Public CHP Plants		
12 Autoproducer CHP Plants		
13 Public Heat Plants		
14 Autoproducer Heat Plants		
15 Heat pumps		
16 Electric boilers		
17 Chemical heat for electricity production		
18 Gas Works		
19 Petroleum Refineries		
20 Coal Transformation		
21 Liquefaction Plants		
22 Other Transformation		
23 Own Use		
24 Distribution Losses		
25 Total Final Consumption		
26 Total Industry Sector		
27 Iron and Steel	Bruttoproduktion (BP) Iron and steel	Gewichtete Energie/BP Sektor
28 Chemical and Petrochemical	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
29 Non-Ferrous Metals	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
30 Non-Metallic Minerals	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
31 Transport Equipment	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
32 Machinery	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
33 Mining and Quarrying	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
34 Food and Tobacco	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
35 Paper, Pulp and Printing	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
36 Wood and Wood Products	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
37 Construction	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
38 Textile and Leather	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
39 Non-specified Industry	GDP	Gewichtete Energie/BP Sektor
40 Total Transport Sector		
41 International Civil Aviation	GDP	Mineralöl/GDP
42 Domestic Air Transport	GDP	Mineralöl/GDP
43 Road	BP Transport and Storage und	Mineralöl/GDP
44 Rail	Energieverbrauch pr. HH (Transport)	Mineralöl/GDP
45 Pipeline Transport		
46 Internal Navigation		
47 Non-specified Transport		
48 Total Other Sectors		
49 Residential	Energieverbrauch pr. HH (Kohle, Öl, Gas)	Gewichtete Energie/Konsum
50 Commercial and Public Services	BP Services	Gewichtete Energie/BP Services
51 Agriculture	BP Sektor	Gewichtete Energie/BP Sektor
52 Fishing		
53 Non-specified Other		
54 Non-Energy Use		

Auf der zweiten Stufe wird der Einfluss der Energieträgerpreise auf die Energieträgersubstitution zwischen wichtigen Energieträgern untersucht (in Abb. 56 grün markiert). Zusätzlich werden Zeittrends (z.B. von Öl zu Gas beim Heizen) in den Schätzungen berücksichtigt. In der Regel beschränkt sich diese Untersuchung an dieser Stelle auf die fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Gas sowie Elektrizität. Im Kraftwerkspark können zusätzlich Kernenergie und erneuerbare Energieträger eine Rolle spielen. Diese Prüfung auf Energieträgersubstitution wird für den Kraftwerkspark insgesamt durchgeführt. Auch im Industriebereich beschränkt sich die Prüfung auf Energieträgersubstitution auf die Industrie (Zeile 26) insgesamt und wird nicht für einzelne Industriesektoren (Zeilen 27 bis 39) durchgeführt. Die Ergebnisse werden aber

entsprechend in die einzelnen Industriesektoren übertragen. Eine Ausnahme bildet der Sektor Eisen und Stahl, für den explizit die Substitution von Kohle und Elektrizität abgeprüft wird. Außerdem wird diese Analyse für den Straßenverkehr (Zeile 43), den Bereich Wohnen (Zeile 49) und die Dienstleistungen gemacht.

In aller Regel sind die ökonometrisch geschätzten Elastizitäten der Energienachfrage bzgl. der Mengenkomponenten (Bruttoproduktion, BIP) kleiner als eins, d.h. pro zusätzliche monetäre Produktionseinheit wird weniger Energie (in physischen Einheiten) benötigt. Die in der Regel kleinen Preiselastizitäten (nahe Null bis max. etwa -0,5) führen bei steigenden Energiepreisen (auch bei steigenden CO₂-Preisen) zu einem Rückgang des Energieeinsatzes pro Produktionseinheit. Autonomer oder preisgetriebener technischer Fortschritt der Vergangenheit ist in den geschätzten Parametern hinterlegt. Eine Separierung der beiden Effekte ist ohne detaillierte Kenntnis der Vergangenheitsentwicklung in einem Land in jedem Fall unmöglich. Es ist selbstverständlich auch möglich, dass Preis- oder Mengentreiber gemäß Abb. 57 in der Vergangenheit keinen statistisch signifikanten Einfluss auf die Entwicklungen hatten. Dann ist auch ex ante kein solcher Zusammenhang unterstellt. Durch die ökonometrischen Schätzungen werden die in der Vergangenheit signifikanten Preis- und Mengentreiber auf der Sektorebene identifiziert und quantifiziert.

Die Güte und Gültigkeit der Parameter nimmt mit dem Zeitverlauf bei ex-ante-Simulationen ab. Außerdem sinkt die Güte, wenn erklärende Parameter (Preise wie Mengen) historisch erreichte Bereiche verlassen. Die Ergebnisse der ökonometrischen Schätzungen bilden aber in jedem Fall das Grundgerüst der Modellierung. An ausgewählten, für die Fragestellung wichtigen Punkten sind zusätzliche Vorgaben in das Modell eingestellt worden (vgl. Schritt 3).

8.3.7 Erfassung weiterer THG-Emissionen

Das Modell GINFORS ist auf die Abbildung der energiebedingten CO₂-Emissionen konzentriert, die heute rund 70% der gesamten THG-Emissionen ausmachen. Dies liegt zum einen an der schwierigen Datenlage bei den nicht-energiebedingten Emissionen und damit zum Teil zusammenhängend daran, dass sich diese Emissionen einer gesamtwirtschaftlichen Erklärung weitgehend entziehen. Inwieweit diese Emissionen in Zukunft in ein Emissionshandelssystem einbezogen werden, ist noch offen. Für einen Teil dieser Emissionen besonders in den Schwellen- und Entwicklungsländern etwa im Bereich der Landnutzung ist aber von niedrigen Vermeidungskosten auszugehen. Für die Ergebnisse der Simulationsrechnungen dürfte ihre Nichtbetrachtung bei der gewählten Modellierung aber keine große Rolle spielen. Auch im Energiebereich bestehen bei allen durchgeführten Simulationsrechnungen weltweit ausreichend günstige Minderungspotentiale und sind in den Simulationsrechnungen berücksichtigt, so dass der Zertifikatspreis auch bei Einbeziehung dieser übrigen THG nicht niedriger liegen dürfte, solange die Nutzung von CDM begrenzt bleibt.

8.4 METHODISCHE FRAGE BEI DER ABLEITUNG DER TECHNOLOGIESZENARIOEN AUS DEN BOTTOM-UP-MODELLEN: AGGREGATION

Die Herausforderung besteht darin, aus den im Energiereport IV und der Ölpreisvariante aufdatierten Bottom-up-Informationen in Kombination mit den jeweils zugrunde gelegten „Technologieszenarien“ sowie ggf. aktualisierten Technologieeinschätzungen die aggregierten spezifischen Energieverbräuche in Zeitreihen zu entwickeln (vgl. Kapitel 3). Die Aggregation bringt notwendigerweise zusätzliche Unschärfen mit sich, da Annahmen über inter- und intrasektoralen Strukturwandel und die damit verbundenen Verschiebungen in den Verhältnissen von Mengenkomponten veränderter Produkte und Produktionsweisen eingehen.

8.4.1 Bottom-up: Der idealisierte Einzelfall, Potenziale

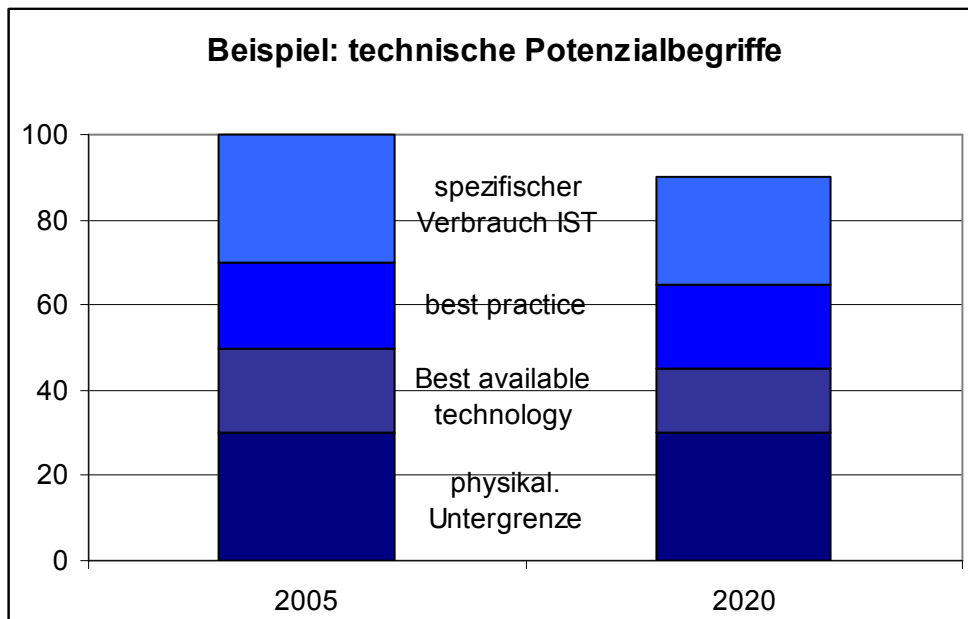
Die Energieverbräuche der Sektoren werden nach Mengengrößen (Energiebezugsflächen, Produktionsmengen, Verkehrsleistungen bzw. Fahrzeugbeständen etc.) und spezifischen Verbräuchen je Mengeneinheit ermittelt. Die Sektoren und Branchen sind in unterschiedlichen Disaggregationsstufen in Kohorten aufgeteilt, deren spezifische Energieverbräuche sich ggf. nach eigenen Dynamiken (Investitionszyklen, technische Neuerungen, Wirtschaftlichkeit von Investitionsmaßnahmen, Investitionspräferenzen, Preissensitivität, unterstellte politische Instrumente etc.) entwickeln.

Die in den Kohorten abgebildeten Fälle stellen selbst wiederum Mittelungen entsprechend der verfügbaren Statistiken (auf die die Kalibration erfolgt) und Technologieinformationen dar. Basis für die abgebildeten Entwicklungen sind „gemittelte Einzelfallüberlegungen“.

An den beiden folgenden Grafiken werden schematisch die Überlegungen zur Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche und den zugrunde liegenden Potenzialbegriffen dargestellt. Hierbei ist insbesondere zwischen technischen und wirtschaftlichen Potenzialen zu unterscheiden.

Die Darstellungen sind schematisch zu verstehen. Bei nicht energieintensiven Branchen kann es durchaus vorkommen, dass die durchschnittlichen Verbräuche je Mengeneinheit sehr weit von den physikalischen Untergrenzen entfernt liegen. Die Veränderung der einzelnen Kategorien zwischen 2005 und 2020 entspricht dem unterstellten autonomen technischen Fortschritt. Die Differenz zwischen dem durchschnittlichen spezifischen Verbrauch und der physikalischen Untergrenze ist das physikalische Einsparpotenzial (dies wird auch als auch theoretisches Potenzial bezeichnet). Die Differenz zwischen dem „heutigen“ durchschnittlichen spezifischen Verbrauch und dem Verbrauch der best available technology ist das technische Einsparpotenzial. Dieses ist von der jeweiligen Technikentwicklung und somit von der Zeit abhängig. Die hier schematisch unterstellte, dem technischen Fortschritt geschuldete Reduktion des spezifischen IST-Verbrauchs zwischen 2005 und 2020, die z.B. auf Ergänzungs-, Ertüchtigungs- oder Ersatzinvestitionen zurückzuführen ist, kann den „no-regret-Potenzialen“ zugerechnet werden.

Abb. 58: Technische Potenzialbegriffe bei spezifischen Energieverbräuchen je Produktionseinheit, in skalierten Einheiten (schematisch)



Prognos 2006

Als Beispiel sei hier der energieintensive und bereits vergleichsweise optimierte Prozess des Klinkerbrennens genannt (am Beispiel der aktuellen Situation in der Schweiz):

Tab. 76: Spezifischer Energieverbrauch beim Klinkerbrennen

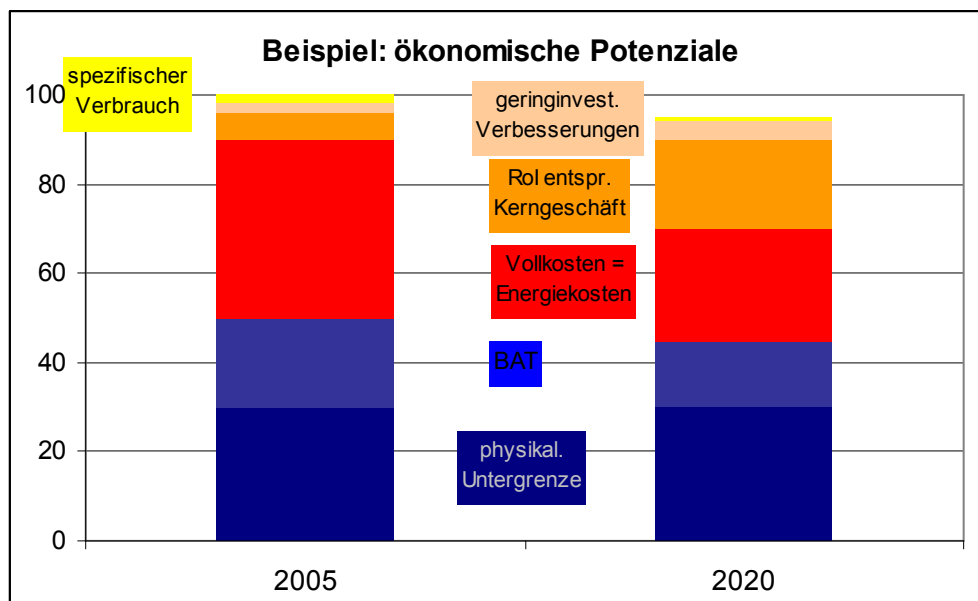
Beschreibung	Spezifischer Energieverbrauch in GJ/t
Aktueller durchschnittlicher spezifischer Energieverbrauch in der Schweiz	3,5
Best practice (2006) CH	2,9
Best available technology	1,4
Physikalische Untergrenze	0,8

Quelle: Basics AG, 2006

Die als wirtschaftlich akzeptierten Potenziale können sich sehr stark von den technischen Potenzialen unterscheiden und sind von politischen und ökonomischen Rahmenentwicklungen abhängig.

In Abb. 59 wird am ähnlichen Beispiel in gleichen schematischen Einheiten – demonstriert, wie stark sich wirtschaftlich erschließbare Potenziale von den technisch-physikalischen unterscheiden können. Die „best available technology“ (BAT) muss im konkreten Anwendungsfall nicht unbedingt wirtschaftlich sein, und möglicherweise sind selbst Einsparinvestitionen, die in einer Vollkostenrechnung zu Einsparkosten in der Höhe der Energiekosten führen, weit von der BAT entfernt.

Abb. 59: Wirtschaftliche Potenzialbegriffe bei spezifischen Energieverbräuchen je Produktionseinheit, in skalierten Einheiten (schematisch)



Prognos 2006

Unterschiedliche Akteure in verschiedenen Sektoren gehen von unterschiedlichen Wirtschaftlichkeitsanforderungen aus. Falls an Energieeffizienzinvestitionen in der Industrie gleiche Anforderungen gestellt werden wie an Investitionen im „produktiven Kerngeschäft“, z.B. mit RoI-Anforderungen von 1,5 bis 3 Jahren, reduziert sich das unter diesen Anforderungen erschließbare Einsparpotenzial nochmals erheblich.

Die unter verschiedenen Wirtschaftlichkeitsanforderungen erschließbaren Einsparpotenziale hängen erheblich von Rahmenbedingungen wie Energiepreisen und CO₂-Preisen ab. Die relevanten Wirtschaftlichkeitsanforderungen können auch von Rahmenbedingungen wie Selbstverpflichtungen, Ordnungsrecht oder Anreizsystemen abhängen.

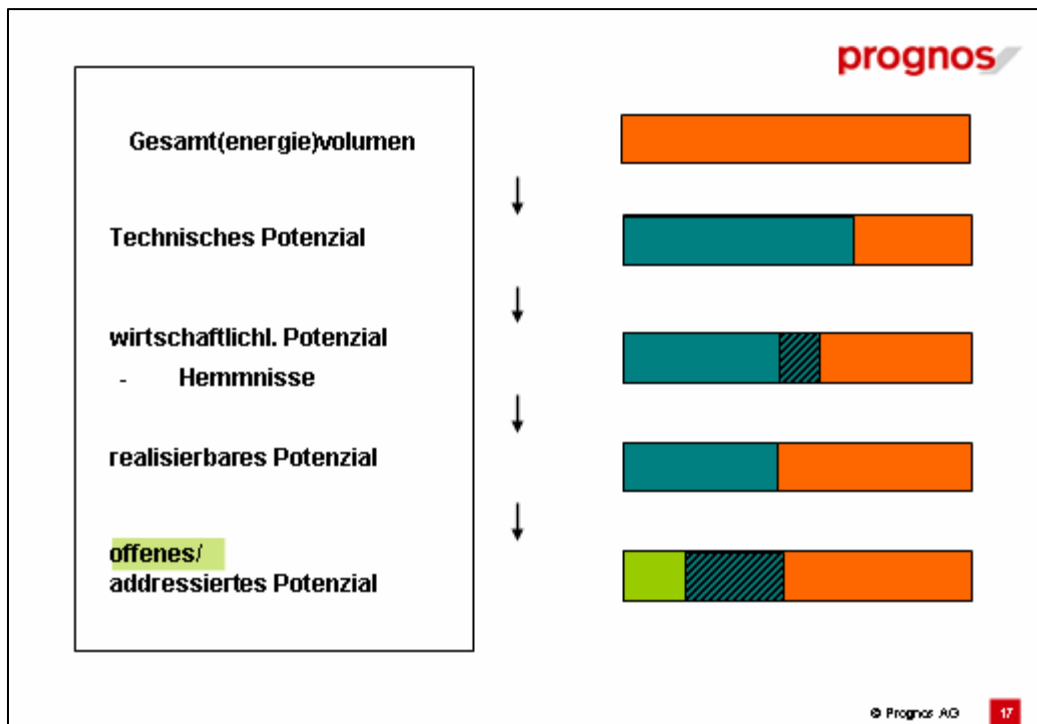
Bei der Abschätzung der zeitlichen Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche – und damit auch der möglichen Erschließung von Einsparpotenzialen – spielen vor allem die technische Lebensdauer, die Investitionsbereitschaft sowie Investitionspräferenzen (z.B. in Fahrzeugklassen) eine Rolle. Im Gebäudebereich zeigt sich z.B. sowohl am Einzelfall als auch an den aggregierten Verbrauchs- und Baustatistiken, dass in einer signifikanten Zahl von Fällen erst deutlich nach der „Fälligkeit“ der hypothetischen technischen Lebensdauer investiert wird. Die Erneuerungszyklen der Kohorten werden daher eher „träge“ angesetzt. An dieser Stelle ist jedoch darauf hinzuweisen, dass auch diese Erneuerungszyklen und „Ausschöpfungszyklen des technischen Fortschritts“ von Rahmenbedingungen abhängig sind und durch Instrumente (in Teilen) gesteuert werden können. Auch diese Zyklen sind daher szenarioabhängig.

Die Aggregation auf die im GINFORS-Modell erforderliche Stufe erfolgt durch (jährliche) Integration der Energieverbräuche über alle Kohorten und Energieträger hinweg und Durchschnittsbildung über die integrierten Mengengrößen.

Dabei verändert sich nochmals der Blick auf die Potenziale, da hier zusätzlich zu den „Einzelfallpotenzialen“ Fragen der Ausschöpfbarkeit, weitere Investitions- und sonstige

Hemmnisse (wie informatorische oder Umsetzungshemmnisse durch Mangel an qualifizierten Umsetzern) mit berücksichtigt werden.

Abb. 60: Gestufte Potenzialermittlung bei der Aggregation



Bei diesem Schritt wird eine Verzahnung mit dem Projekt 18/06 (Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen) vorgenommen. Hier ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Zeitpläne beider Projekte nicht vollständig zusammenpassen (18/06 startete erst Ende 2006 und wird „Szenariogrundlagen“ im Sinne von Instrumentenempfehlungen mit Einzelpotenzialen erst in der zweiten Hälfte 2007 vorlegen) und auch die Betrachtungsrichtungen unterschiedlich sind. Insbesondere spielt die zeitliche Entwicklung der Potenziale und ihrer Ausschöpfung eine geringere Rolle. Insofern werden die sektoral ermittelten integrierten „realisierbaren“ oder „offenen“ Potenziale mit den im vorliegenden Projekt ermittelten Potenzialen abgeglichen werden und können sie ggf. ergänzen, da 18/06 weitaus differenziertere Analysen vornimmt, als dies für die Welt-Simulationen mit GINFORS abbildbar ist.

Es soll darauf hingewiesen werden, dass das sehr detaillierte Wissen aus den jüngst abgeschlossenen Schweizer Energieperspektiven mit seinem ausdifferenzierten Szenariensatz (basics AG, die auch im Projekt 18/06 beteiligt ist, modellierte hierfür detailliert den Industriesektor) in die Arbeiten eingeht. Aus diesem Szenariensatz lassen sich in bestimmten Fällen Reaktionen integrierter spezifischer Verbräuche auf Veränderungen der Rahmenbedingungen ableiten.

8.4.2 Exkurs: Streuungen, Unschärfen, Unsicherheiten

An dieser Stelle soll etwas ausführlicher auf zahlreiche vorliegende und zu berücksichtigende Streuungen, Unschärfen und Unsicherheiten sowie den Umgang damit eingegangen werden. Dies erscheint notwendig, da einerseits (deterministische) Bottom-up-Modelle mit hohem Detaillierungsgrad zur Vorermittlung von Potenzialen zum Einsatz kommen und andererseits die Weltmodellierung mit GINFORS hoch

aggregiert ist. Die Aggregation führt einerseits zu Informationsverlusten, andererseits innerhalb bestimmter Streubreiten zur Robustheit der Ergebnisse bzw. Aussagen.

Bereits die (standardisierten) Einzelfälle, auf denen die Bottom-up-Modellierung beruht, sind mit starken Unschärfen behaftet. Die Zuordnung von spezifischen Energieverbräuchen zu Produktionsmengen ist nicht so eindeutig, wie der Ausdruck vermuten lässt. (Wird tatsächlich nur Bier in dem Betrieb produziert oder auch noch etwas Mineralwasser?) Auslastungseffekte können zu starken Schwankungen führen, häufig beinhalten die statistisch erfassten Verbräuche integrale Verbräuche je Betrieb oder Betriebsstätte, so dass auch der Verwaltung zuzurechnende Verbräuche, Laborverbräuche, andere Verbraucher auf dem Gelände etc. mit erfasst sind. Hier sind also einerseits Unschärfen durch Schwankungen und andererseits Erfassungsfragen zu berücksichtigen.

Innerhalb der Kohorten (selbst innerhalb der „homogenen“ Gruppen der Kohorten) streuen die spezifischen Verbräuche je Produktionseinheit nach Betrieben extrem stark. Neuere Arbeiten (empirische Stichproben) von Baumgartner et al. zeigen, dass die Streubreiten nahezu in der Größenordnung des Mittelwerts liegen – bei zumeist nicht symmetrischen Verteilungen. Diese Streuungen in den spezifischen IST-Verbräuchen schlagen auf die jeweiligen Potenziale durch, die entsprechend ebenfalls mit starken Streuungen behaftet sind.

Hinzu kommt, dass die Anteile von Querschnittstechnologien, die z.T. über erhebliche - auch wirtschaftliche - Einsparpotenziale verfügen, an den einzelnen Produktionsprozessen sehr unterschiedlich sein können und zumeist schlicht unbekannt sind. In dieser Frage helfen empirische Betrachtungen an Modellfällen kaum weiter, da über die Repräsentativität wenig bekannt ist. Hier muss also einerseits mit Streuungen, andererseits mit Unsicherheiten umgegangen werden. (Obwohl erkenntnistheoretisch unterschiedlich, ist die mathematische Behandlung ähnlich: Integralfaltung mit Verteilungen.)

Echte (ontologische) Unsicherheiten bestehen über die zeitlichen Entwicklungen, da diese von situationsgebundenen Entscheidungen der Akteure abhängen. D.h. auch die Diffusionsraten und die Umsetzung des autonomen technischen Fortschritts ist mit Verteilungen versehen.

Daher ist in diesem Falle die integrierte Entwicklung der spezifischen Verbräuche in Schritten von 5 % (bei sehr inelastischen Gegebenheiten auch 2-3 %) die hierfür erzielbare und angemessene Genauigkeit. Es muss skeptisch angemerkt werden, dass diese Unsicherheiten durch darüber hinaus bestehende Unsicherheiten über die Entwicklung von Produktionsmengen, -standorten und Produkten zusätzlich auf der Ebene der Mengenkomponten, die durch GINFORS dynamisiert wird, überlagert werden.

An dieser Stelle lohnt ein weiterer Hinweis zur Interpretation der Modellergebnisse: Die Aggregation über Prozesse und Kohorten beinhaltet einen Informationsverlust (durch Mittelung). Die Betrachtungsebene des jeweiligen Sektors bzw. der Branchen, deren Entwicklungsdynamik von GINFORS modelliert wird, ist die „letzte“ Ebene, auf der Aussagen möglich sind. Eine umgekehrte (eindeutige) Disaggregation und damit verfeinerte Analyse der Ergebnisse auf Einzelprozesse oder Energieträger ist nicht möglich, da das entsprechende Aussagensystem unterbestimmt und der Lösungsraum i.A. ein unendliches Maß hat.

8.5 TECHNOLOGIEENTWICKLUNG IN AUSGEWÄHLTEN LÄNDERN

8.5.1 Nachfrage

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über sektorale bzw. branchenabhängige Einsparpotenziale in anderen Ländern gegeben. Insbesondere soll hier auf wichtige Schwellen- und Entwicklungsländer wie China oder Indien eingegangen werden. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass die Datenlage in diesen Ländern hinsichtlich der gegenwärtigen Energieeffizienz in den einzelnen Sektoren sowie zukünftigen Technologietrends weniger detailliert vorliegt als für Deutschland. Im Wesentlichen wird für dieses Teilkapitel auf IEA (2006e) zurückgegriffen.

Die energetischen Einsparpotenziale können zwischen einzelnen Ländern erheblich variieren. Während einige Länder die aus heutiger Sicht vorhandenen energetischen Einsparpotenziale schon zu einem großen Teil ausgeschöpft haben, weisen andere Länder in einzelnen Wirtschaftszweigen eine noch relativ niedrige Energieeffizienz auf. Verallgemeinert kann festgehalten werden, dass das durchschnittliche Niveau der spezifischen Energieverbräuche in Entwicklungs- und Schwellenländern in allen Wirtschaftsbereichen über dem Niveau der Industrieländer liegt. Jedoch gibt es auch innerhalb der Industrieländer Unterschiede. So weisen beispielsweise einige Europäischen Länder und Japan in vielen Wirtschaftszweigen eine höhere Energieeffizienz als die USA auf (IEA 2006e).

Unterschiede der spezifischen Verbräuche und energetischen Einsparpotenziale zwischen den Ländern ergeben sich aufgrund verschiedener Faktoren wie beispielsweise:

- durchschnittliches Alter der Produktionsstätten,
- durchschnittliche Größe der Produktionsstätten,
- vorherrschende Produktionstechnologie,
- Ausrichtung der Wirtschafts-, Industrie-, Import- und Umweltpolitik,
- Investitionsbedingungen,
- energiebezogene Subventionen,
- Höhe der Personalkosten,
- Ausstattung mit natürlichen Ressourcen oder
- Höhe der Energiepreise.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Länder mit einem höheren durchschnittlichen Niveau der spezifischen Energieverbräuche vergleichsweise höhere Wachstumsraten bei der Verbesserung der Energieeffizienz aufweisen als Länder mit niedrigeren spezifischen Energieverbräuchen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass in Ländern mit einem höheren spezifischen Verbrauch in der Regel mehr wirtschaftliche Energieeinsparpotenziale vorhanden sind, welche sich vergleichsweise einfach erschließen lassen.

Mittel- bis langfristig ist davon auszugehen, dass die spezifischen Energieverbräuche der Entwicklungs- und Schwellenländer auf der einen sowie die der Industrieländer auf der anderen Seite sich annähern werden.

8.5.1.1 Querschnittstechnologien

Bei diesen Technologien existieren erhebliche länderspezifische Unterschiede. Allgemein liegt das Niveau der spezifischen Energieverbräuche in Schwellen- und Entwicklungsländern höher als in Industrieländern. Beispielsweise arbeiten Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung in China mit einem Nutzungsgrad von 65 %, während die best available technology bei rund 85% liegt (IEA 2006e). Gründe für die Unterschiede im Prozesswärmebereich sind beispielsweise fehlende Wärmedämmungen (in Russland häufig der Fall) oder die Größe der Anlagen (in China dominieren kleine Kessel, allmählich finden aber Konzentrationsprozesse statt). Ähnlich ist das Bild für Motorensysteme. In Schwellen- und Entwicklungsländern sind diese häufig falsch dimensioniert, haben keine Steuerung oder sind veraltet. Aber auch in den Industrieländern lassen sich Unterschiede festmachen - generell sind die Motorensysteme in Nordamerika effizienter als der Durchschnitt in Europa.

8.5.1.2 Metallerzeugung

Die spezifischen Energieeinsätze bei der Metall- und insbesondere Stahlerzeugung variieren von Land zu Land. Verhältnismäßig hohe spezifische Energieverbräuche finden sich in Entwicklungs- und Schwellenländern wie China und Indien (IEA 2006e). Die Gründe hierfür sind vielfältig. So ist der Anteil von Schrott bei der Herstellung von Stahl geringer, da der Recyclingmarkt in diesen Ländern noch nicht so weit entwickelt ist. Zudem gibt es in diesen Ländern ein Trend zu kleinen, den lokalen Marktgegebenheiten angepassten Stahlföfen, die einen geringeren Kapitaleinsatz erfordern. Würden diese Öfen durch große, energieeffiziente Stahlföfen ersetzt, könnte ein Einsparpotenzial von bis zu 40% realisiert werden. In anderen Ländern wie Japan oder Korea sind die spezifischen Energieverbräuche niedriger, das Einsparpotenzial bei der Stahlproduktion liegt im Bereich von bis zu 15% (IEA 2006e).

8.5.1.3 NE-Metalle

Rohaluminium wird im Wesentlichen in Ländern mit niedrigen Energiepreisen und einem großen Energieangebot hergestellt (z.B. Norwegen, Island, Kanada, Russland, China, USA, Europa, Australien). Bei der Herstellung von Aluminium ist das energetische Einsparpotenzial regional verschieden. Auch hier weisen die Schwellen- und Entwicklungsländer höhere spezifische Energieverbräuche und somit ein höheres Einsparpotenzial auf. Diese Länder haben zumeist – im Vergleich zu den Industrieländern – ältere Produktionsanlagen (IEA 2006e).

8.5.1.4 Grundstoffchemie und sonstige chemische Industrie

Auch in diesem Wirtschaftszweig lassen sich ländertypische Unterschiede bei den spezifischen Energieverbräuchen feststellen. Allerdings ist eine vergleichende Aussage über die länderspezifischen Energieverbräuche sowie Einsparpotenziale aufgrund der Heterogenität dieses Wirtschaftssektors nicht möglich – nur für einzelne Produktionsbereiche lassen sich Aussagen treffen. Beispielsweise ist die Produktion von Ammoniak in Asien am energieintensivsten, während Europa und - mit Abstrichen - die USA die energieeffizienteste Produktion aufweisen. Diese Unterschiede lassen sich damit erklären, dass die Ammoniakproduktion basierend auf Gas (dominiert in Europa und den USA) wesentlich energieeffizienter als die besonders in China vorherrschende, auf Kohle fußende, Produktionsweise ist. Jedoch ist festzuhalten, dass die energetischen Einsparpotenziale – zumindest für die Grundstoffchemie - in den meisten Ländern fast ausgeschöpft sind (IEA 2006e).

8.5.1.5 *Papiergewerbe*

Rund 60% der weltweiten Zellstoffproduktion – ein Vorprodukt bei der Papierherstellung – konzentrieren sich in den Ländern Brasilien, Kanada, Finnland, Schweden und die USA (IEA 2006e). Die effizientesten Produktionsstätten finden sich in Skandinavien – die nordamerikanischen Länder folgen hier mit Abstand. Die Herstellung von Papier hat in den Industrieländern den niedrigsten spezifischen Energieverbrauch, da hier große Mengen an Recyclingpapier verwendet werden. In Entwicklungs- und Schwellenländern ist der Anteil von Altpapier bei der Papierproduktion geringer – hier sind die Recyclingmärkte zumeist noch klein. Ebenso weisen Länder wie China und Indien aufgrund der dortigen Produktionstechnologie – kleine Papierfabriken mit zumeist aus veralteten Anlagen – vergleichsweise hohe spezifische Energieverbräuche auf. Hier finden sich energetische Einsparpotenziale – bezogen auf den spezifischen Verbrauch – von bis zu 30% (IEA 2006e).

8.5.1.6 *Glas und Keramik*

Länderbezogene Unterschiede beim spezifischen Energieverbrauch bei der Herstellung von Glas, Keramik oder Zement lassen sich im Wesentlichen auf die Größe und das Alter der Produktionsstätten sowie die verwendete Produktionstechnologie zurückführen. Während in Schwellen- und Entwicklungsländern beispielsweise kleine Hochöfen zur Zementherstellung dominieren, prägen große Drehöfen, welche mit einem relativ niedrigeren spezifischen Energieverbrauch einhergehen, die Zementherstellung in den Industriestaaten. Das energetische Einsparpotenzial wird in Ländern mit einem hohen spezifischen Energieverbrauch in diesem Wirtschaftssektor auf bis zu 50% geschätzt (dies betrifft besonders China und Indien) während in Ländern mit einem niedrigeren spezifischen Energieverbrauch das Einsparpotenzial bei bis zu 20% liegt (IEA 2006e).

8.5.1.7 *Technologien im Gebäudebereich weltweit*

Im Raumwärmebereich gibt es weltweit Unterschiede bei den spezifischen Energieverbräuchen. So sind die Wärmedämmung sowie die Effizienz der Heizungsanlagen in den Industriestaaten um ein Vielfaches besser als in Entwicklungs- und Schwellenländern (IEA 2006e). Beispielsweise dominieren in China häufig einfach verglaste Fenster in den bestehenden Gebäuden, während in Industriestaaten i.a. Doppelverglasung Standard ist und Dreifachverglasung standardisiert am Markt erhältlich ist. Ebenso weisen Neubauten in der Regel in den Industriestaaten niedrigere spezifische Energieverbräuche auf. Aufgrund der größeren Anzahl von Einsparmöglichkeiten in den Schwellen- und Entwicklungsländern wird sich hier die Energieeffizienz stärker als in den Industriestaaten verbessern. Mittel- bis langfristig ist somit mit einer Annäherung der spezifischen Energieverbräuche im Raumwärmebereich – jeweils abhängig von den klimatischen Verhältnissen – zu rechnen.

Sehr unterschiedlich und stark klimazonenabhängig ist der Bedarf an Raumkühlung und Klimatisierung. In den Entwicklungs- und Schwellenländern mit großen Bevölkerungsanteilen in wärmeren Klimazonen sind derzeit starke Nachfragesteigerungen durch Einbau und Nachrüstung wenig energieeffizienter Klein-Kühlgeräte zu beobachten. Aufgrund der dadurch gesteigerten Stromnachfrage und der Leistungsspitzen, die die ohnehin häufig schwachen Netze belasten, ist der bestehende Handlungsbedarf zumeist erkannt. Da es sich bei Klimatisierung um ein sehr stark wachsendes Nachfragesegment handelt, geht es vor allem um die Steuerung der Energieeffizienz des Zuwachses an Geräten und weniger um Einsparpotenziale im Bestand. Die Einsparpotenziale von

gebäudeintegrierten und sorgfältig geplanten sowie korrekt ausgelegten (nicht überdimensionierten) Anlagen, die dann z.B. auf der Basis von Absorptionsanlagen oder mittels solarer Kühlung betrieben werden, können gegenüber konventionellen Anlagen bis zu 80 % (Stromverbrauch bezogen auf Kühldienstleistung) betragen.

8.5.2 Elektrizitätserzeugung

Im Folgenden wird in Anlehnung an Graus und Voogt (2005) die Ausgangssituation der Elektrizitätserzeugung in China, Frankreich, Japan, USA, Großbritannien und Irland, den Nordeuropäischen Ländern sowie Indien dargestellt.

- In China ist Kohle der mit Abstand wichtigste Brennstoff für die Stromerzeugung – Gas und Heizöl spielen eine untergeordnete Rolle.
- In Frankreich dominiert Kernenergie den Energiemix in der Elektrizitätserzeugung. Fossile Kraftwerkstechnologien spielen eine untergeordnete Rolle.
- In Japan sind Kohle und Gas wichtige Energieträger in der Stromerzeugung. Daneben spielt Kernenergie eine bedeutende Rolle.
- In den USA dominiert bei den fossilen Kraftwerkstechnologien Kohle als Brennstoff.
- In Großbritannien und Irland sind Kohle und Gas die bedeutendsten Energieträger in der Elektrizitätserzeugung aus fossilen Brennstoffen.
- In den nordeuropäischen Ländern dominieren Wasserkraft und Kernenergie in der Stromerzeugung. Fossile Brennstoffe spielen nur eine kleine Rolle – Kohle ist vor Gas der bedeutendste fossile Brennstoff.
- Der wichtigste Brennstoff für die Elektrizitätserzeugung in Indien ist Kohle.

In Tab. 77 sind die durchschnittlichen Wirkungsgrade von fossil befeuerten Kraftwerken in den untersuchten Länder und Regionen für das Jahr 2002 zusammengefasst.

Tab. 77: Durchschnittlicher Wirkungsgrad in ausgewählten Ländern und Regionen

Land	Kohle	Gas	Heizöl	Gewichteter Durchschnitt
China	33,1%	47,5%	33,6%	33,3%
Frankreich	35,5%	-	37,1%	35,6%
Deutschland	36,6%	39,5%	37,3%	37,0%
Japan	41,9%	44,2%	45,3%	43,4%
USA	35,9%	41,9%	36,3%	37,2%
Großbritannien und Irland	38%	51,4%	40,3%	43,9%
Nordeuropäische Länder	41,7%	45,6%	41,9%	42,8%
Indien	26,8%	52,1%	30%	28,6%

8.6 ANHANG: REFERENZSZENARIO

8.6.1 Entwicklung in der EU

Für die Entwicklung der Energiemärkte in der Europäischen Union liefert die DGTREN ein Trendszenario bis zum Jahr 2030 (Mantzios et al. 2006), das im Sommer 2007 überarbeitet worden ist.¹ Die Veröffentlichung basiert auf dem PRIMES-Modell und ist von einem Konsortium unter Leitung der Nationalen Universität Athen erstellt worden. Politikmaßnahmen der Mitgliedsstaaten sind bis Ende 2004 berücksichtigt worden. Auf diese Veröffentlichung stützt sich die aktuelle Bewertung der EU-Kommission (2006) zu den Nationalen Allokationsplänen in Teilen.

Tab. 78: Entwicklung der Pro-Kopf-Einkommen in der EU in konstanten Preisen (2000€)

	1990- 2000	2000- 2010	2010- 2020	2020- 2030
BIP	%			
Österreich	2,6	1,9	2,0	1,4
Belgien	2,2	2,0	2,0	1,5
Zypern	4,5	3,7	3,5	2,3
Tschechien	0,2	3,4	3,3	2,3
Dänemark	2,3	1,7	1,5	1,4
Estland	-1,1	5,6	4,2	3,1
Finnland	1,9	2,3	1,9	1,4
Frankreich	1,9	2,0	2,1	1,7
Deutschland	1,6	1,2	1,7	1,0
Griechenland	2,3	3,8	3,0	1,9
Ungarn	0,9	3,7	3,2	2,4
Irland	7,2	5,0	3,5	2,4
Italien	1,6	1,2	2,0	1,4
Lettland	-3,6	7,4	5,1	3,4
Litauen	-3,3	6,5	4,9	3,8
Luxemburg	5,5	4,1	4,8	2,4
Malta	4,9	1,3	3,4	2,8
Niederlande	2,9	1,4	1,8	1,5
Polen	3,7	3,9	4,4	3,3
Portugal	2,8	1,3	2,8	2,5
Slowakei	1,4	4,6	4,3	3,2
Slowenien	1,8	3,6	2,4	1,7
Spanien	2,7	2,8	2,6	1,8
Schweden	2,0	2,4	2,3	1,6
Großbritannien	2,4	2,7	2,4	1,7
EU 25	2,1	2,0	2,2	1,6

Quelle: Mantzos et al. (2006)

Das Baseline-Szenario unterstellt die Fortsetzung der Politikreformen im Lissabonprozess und berücksichtigt im Vergleich zu früher schwächere Wachstumserwartungen, die mit den Projektionen der DGECFIN abgestimmt sind. In der EU-25 liegt demnach das Wirtschaftswachstum bei gut 2% pro Jahr bis 2020 und schwächt sich danach mit der erwarteten Stagnation der Bevölkerung auf 1,6% im Jahresdurchschnitt ab (vgl. Tab. 78). Überdurchschnittliche Wachstumsraten werden in den kommenden Jahrzehnten die neuen Mitgliedsländer aufweisen. Auch in Irland,

¹ Die überarbeiteten Wachstumstrends sind für Deutschland wie die EU-25 nur wenig höher als in dem hier dargestellten Szenario.

Griechenland und Luxemburg wird eine überdurchschnittliche Entwicklung erwartet. Dagegen bleibt das Wachstum in Deutschland unter dem Durchschnitt der EU15.

Langfristig ist diese Entwicklung des Wirtschaftswachstums mit den Bevölkerungsprojektionen des Statistischen Bundesamtes und von Eurostat konsistent. Mit Blick auf die Kyoto-Phase (2008-2012) ist die Wachstumsannahme allerdings kritisch zu hinterfragen, zumal die EU-Kommission (2006) den erwarteten Wachstumstrend der Jahre 2005 bis 2010 als ein Bewertungskriterium der Nationalen Allokationspläne einsetzt. Dabei ist es besonders wichtig darauf hinzuweisen, dass nicht so sehr das Wirtschaftswachstum in einem Jahr, sondern das kumulierte Wachstum bzw. das Produktionsniveau in den Jahren 2008 bis 2012 für die Entwicklung der CO₂-Emissionen in der Periode wichtig ist.

Tab. 79: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in der EU in Mio. t

PRIMES	1990	2000	2010	2020	2030
	in Millionen t CO ₂				
Österreich	52,0	56,7	66,6	68,0	65,3
Belgien	105,9	114,7	115,9	117,3	139,4
Zypern	5,4	6,9	8,3	9,0	8,6
Tschechien	154,0	117,2	120,3	113,4	117,4
Dänemark	51,5	52,3	49,0	46,8	44,3
Estland	37,1	13,9	14,5	15,4	15,7
Finnland	53,1	54,4	64,5	60,0	48,8
Frankreich	352,1	371,6	399,9	370,9	376,9
Deutschland	949,8	820,6	790,2	803,4	826,3
Griechenland	70,9	88,9	104,8	110,1	107,5
Ungarn	65,5	53,5	59,6	65,3	64,5
Irland	30,4	41,2	47,0	50,4	48,7
Italien	384,1	417,5	443,9	476,0	484,9
Lettland	15,8	6,3	8,9	11,1	13,6
Litauen	32,9	10,2	14,4	17,3	19,8
Luxemburg	10,6	8,8	10,9	11,8	11,9
Malta	1,8	2,7	3,3	3,3	3,2
Niederlande	152,0	165,5	178,3	183,6	179,1
Polen	332,2	290,3	305,3	329,0	330,9
Portugal	39,0	58,2	65,0	70,7	73,5
Slowakei	50,0	31,9	41,1	46,9	53,2
Slowenien	13,1	14,1	15,3	16,8	17,1
Spanien	201,5	282,7	332,1	324,1	323,1
Schweden	50,4	51,4	56,0	68,6	76,1
Großbritannien	565,3	542,6	566,8	539,4	505,3
Bulgarien	72,3	41,5	48,4	56,8	57,2
Rumänien	161,4	84,6	112,5	146,3	168,2
Türkei	126,4	198,7	249,1	363,0	495,5
Norwegen	28,7	33,0	37,0	36,3	34,3
Schweiz	42,7	44,8	47,5	48,5	45,2
EU-25	3.776,1	3.674,1	3.881,9	3.928,6	3.955,0
Index (1990=100)	100,0	97,3	102,8	104,0	104,7
EU-15	3.068,4	3.127,0	3.290,9	3.301,0	3.311,0
NMS (EU-10)	707,7	547,1	591,0	627,5	644,0
EU-27	4.009,9	3.800,2	4.042,8	4.131,6	4.180,4
Index (1990=100)	100,0	94,8	100,8	103,0	104,3

Quelle: Mantzos et al. (2006)

Die internationalen Energiepreise entwickeln sich sehr ähnlich wie im aktuellen IEA (2006d) Outlook und bleiben in konstanten Preisen bis zum Jahr 2030 weitgehend auf dem heutigen Niveau. Der CO₂-Zertifikatspreis verharrt in konstanten Preisen bei 5Euro/t CO₂ bis zum Jahr 2030.

Als wichtige Ergebnisse der Studie auf Basis des PRIMES-Modells lassen sich für die EU insgesamt festhalten:

- Die Energieproduktivität (Energieeinsatz pro Einheit BIP in konstanten Preisen) wächst mit durchschnittlich 1,5% p.a.
- Der Energieeinsatz steigt bis zum Jahr 2030 um 15% gegenüber heute.
- Erneuerbare Energien machen bis 2030 12,2% des Primärenergieeinsatzes aus (nach 5,8% im Jahr 2000).

Die energiebedingten CO₂-Emissionen steigen zwischen 2005 und 2010 deutlich an und werden im Jahr 2010 3% und 2030 5% über dem Niveau von 1990 liegen (vgl. Tab. 79). Dieser ansteigende Trend gilt nicht nur für die EU-15, sondern auch für die neuen Mitgliedsländer, deren Emissionen teils deutlich über das Niveau des Jahres 1990 ansteigen werden. Die Entwicklung verdeutlicht, dass in vielen EU-Staaten noch Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Kyoto-Ziele zu erreichen.

Für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen mit Blick auf das Kyoto-Ziel hat die Europäische Umweltagentur (EEA 2006) aktuelle Entwicklungen und Projektionen auf Basis von Informationen der Mitgliedsländer (Stand Juni 2006) zusammengestellt (vgl. Tab. 80). Da die meisten EU-Staaten ihre Nicht-CO₂-THG-Emissionen auch nach EPA (2006a) bis 2010 gegenüber 1990 teils sehr deutlich reduzieren werden, ist die Lücke zur Zielerreichung – unabhängig von möglichen Unterschieden bei der Berechnung – für die THG-Emissionen insgesamt kleiner als nur bei der Betrachtung von (energiebedingtem) CO₂ oben. Nach Tab. 80 verbleibt für die EU-15 im Jahr 2010 mit den derzeit umgesetzten Maßnahmen eine Lücke von 7,4% oder 315 Mio. t CO₂. Gleichzeitig wird erwartet, dass die neuen Mitgliedsländer (ohne Berücksichtigung von Bulgarien und Rumänien) ihre Ziele um 152 Mio. t CO₂ übererfüllen werden. Mit von den EU-15-Staaten geplanten weiteren Maßnahmen könnte die Lücke zur Zielerreichung auf 143 Mio. t CO₂ reduziert werden. Mit der zusätzlichen Nutzung der Kyoto-Mechanismen in Höhe von 110 Mio. t CO₂ und der Anrechnung von Kohlenstoffsinken (32 Mio. t CO₂) könnte die EU-15 ihr Kyoto-Ziel genau erreichen (vgl. Tab. 81). Spanien (+80 Mio. t) hätte sein Länderziel im Rahmen des EU burden sharing allerdings drastisch verfehlt, während Großbritannien sein Ziel in ähnlicher Höhe übererfüllt hätte.

Das Trendszenario der DGTREN ist lediglich in seinem sozio-ökonomischen Teil in GINFORS voll berücksichtigt worden. Die Emissionen liegen dagegen im Jahr 2010 nach Mantzos et al. (2006) so hoch, dass das Kyoto-Ziel nicht erreicht wird, was hier nicht unterstellt wird.

Tab. 80: Vergleich von Emissionsprojektionen mit den Zielvorgaben für 2008/12 für EU-Länder

	GHG emissions for base-year used for projections assessment (Mt CO2)	EU burden sharing of Kyoto target (in % of base-year) (Mt CO2)		With existing policies and measures				With additional policies and measures			
				Projections for 2010		Gap between projections and target		Projections for 2010		Gap between projections and target	
				(Mt CO2)	(in % of baseyear)	(Mt CO2)	(in % of baseyear)	(Mt CO2)	(in % of baseyear)	(Mt CO2)	(in % of baseyear)
Österreich	78,4	-13,0	68,2	89,9	14,8	21,8	27,8	81,0	3,3	12,8	16,3
Belgien	146,8	-7,5	135,8	148,5	1,2	12,7	8,7	145,7	-0,7	9,9	6,8
Tschechien	192,1	-8,0	176,8	145,3	-24,4	-31,4	-16,4	140,8	-26,7	-36,0	-18,7
Dänemark	69,6	-21,0	55,0	72,5	4,2	17,5	25,2	72,5	4,2	17,5	25,2
Estland	43,5	-8,0	40,0	18,9	-56,5	-21,1	-48,5	17,4	-60,0	-22,6	-52,0
Finnland	71,5	0,0	71,5	78,5	9,9	7,1	9,9	70,1	-1,9	-1,4	-1,9
Frankreich	564,0	0,0	564,0	600,0	6,4	36,0	6,4	567,0	0,5	3,0	0,5
Deutschland	1.248,3	-21,0	986,2	1.000,9	-19,8	14,7	1,2	985,7	-21,0	-0,5	0,0
Griechenland	111,7	25,0	139,6	150,4	34,7	10,8	9,7	139,5	24,9	-0,1	-0,1
Ungarn	122,2	-6,0	114,9	87,4	-28,5	-27,5	-22,5	87,1	-28,8	-27,8	-22,8
Irland	55,8	13,0	63,0	72,3	29,6	9,2	16,6	72,3	29,6	9,3	16,6
Italien	509,4	-6,5	476,3	580,4	13,9	104,1	20,4	530,1	4,1	53,8	10,6
Lettland	25,3	-8,0	23,3	13,7	-46,1	-9,7	-38,1	13,0	-48,6	-10,3	-40,6
Litauen	50,9	-8,0	46,9	25,2	-50,5	-21,7	-42,5	25,2	-50,5	-21,7	-42,5
Luxemburg	12,7	-28,0	9,2	9,9	-22,4	0,7	5,6	9,9	-22,4	0,7	5,6
Niederlande	214,0	-6,0	201,4	221,7	3,6	20,5	9,6	215,6	0,7	14,4	6,7
Polen	498,5	-6,0	468,6	438,4	-12,1	-30,2	-6,1	438,4	-12,1	-30,2	-6,1
Portugal	60,0	27,0	77,2	88,0	46,7	11,8	19,7	85,6	42,7	9,4	15,7
Slowakei	71,9	-8,0	66,1	55,8	-22,4	-10,4	-14,4	54,1	-24,8	-12,0	-16,8
Slowenien	20,2	-8,0	18,6	21,2	4,7	2,6	12,7	19,9	-1,7	1,3	6,3
Spanien	288,4	15,0	331,7	436,3	51,3	104,6	36,3	436,3	51,3	104,6	36,3
Schweden	72,2	4,0	75,1	71,5	-1,0	-3,6	-5,0	71,5	-1,0	-3,6	-5,0
Großbritannien	766,7	-12,5	671,2	622,2	-18,8	-48,6	-6,3	588,7	-23,2	-82,2	-10,7
EU 15	4.269,4	-8,0	3.929,2	4.243,1	-0,6	315,2	7,4	4.071,4	-4,6	143,6	3,4

Quelle: EEA (2006)

Tab. 81: Vergleich von Emissionsprojektionen mit den Zielvorgaben für 2008/12 für EU-Länder, Teil II

	With additional measures, Kyoto mechanism and carbon sinks							
	Use of Kyoto mechanism		Use of carbon sinks		Projections for 2010		Gap between projections and target	
	(Mt CO2)	(in % of baseyear)	(Mt CO2)	(in % of baseyear)	(Mt CO2)	(in % of baseyear)	(Mt CO2)	(in % of baseyear)
Österreich	-7,0	-8,9	-0,7	-0,9	73,3	-6,5	5,1	6,5
Belgien	-8,6	-5,8			137,2	-6,6	1,4	0,9
Tschechien			-1,2	-0,6	139,6	-27,4	-37,2	-19,4
Dänemark	-4,5	-6,5	-0,5	-0,7	67,5	-3,0	12,5	18,0
Estland					17,4	-60,0	-22,6	-52,0
Finnland	-2,4	-3,4	0,9	1,3	68,6	-4,0	-2,9	-4,0
Frankreich			-3,2	-0,6	563,8	0,0	-0,2	0,0
Deutschland					985,7	-21,0	-0,5	0,0
Griechenland					139,5	24,9	-0,1	-0,1
Ungarn					87,1	-28,8	-27,8	-22,8
Irland	-3,6	-6,5	-2,1	-3,8	66,6	19,4	3,6	6,4
Italien	-39,6	-7,8	-10,6	-2,1	479,9	-5,8	3,6	0,7
Lettland					13,0	-48,6	-10,3	-40,6
Litauen					25,2	-50,5	-21,7	-42,5
Luxemburg	-3,0	-23,6			6,9	-46,0	-2,3	-18,0
Niederlande	-20,0	-9,3	-0,1	-0,1	195,5	-8,6	-5,9	-2,8
Polen					438,4	-12,1	-30,2	-6,1
Portugal	-1,9	-3,1	-4,7	-7,8	79,1	31,9	1,9	3,1
Slowakei					54,1	-24,8	-12,0	-16,8
Slowenien			-1,7	-8,3	18,2	-10,0	-0,4	-2,0
Spanien	-20,0	-6,9	-5,5	-1,9	410,9	42,4	79,2	27,4
Schweden			-2,1	-3,0	69,4	-3,9	-5,7	-7,9
Großbritannien			-4,1	-0,5	584,6	-23,7	-86,6	-11,3
EU 15	-110,5	-2,6	-32,6	-0,8	3.928,3	-8,0	-0,9	0,0

Quelle: EEA (2006)

8.6.2 Länderergebnisse

Tab. 82: Szenario Referenz: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf in t

Land	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	t -CO ₂ pro Kopf								
Österreich	7,4	7,5	7,9	8,8	8,7	9,0	8,9	9,1	9,4
Belgien	10,9	11,3	11,6	10,5	10,5	10,9	10,9	11,1	11,5
Luxemburg	27,6	20,1	18,5	23,8	21,4	20,8	19,7	19,2	18,9
Dänemark	9,9	11,1	9,4	8,9	8,1	7,8	7,5	7,1	7,0
Finnland	11,0	11,1	10,6	12,8	11,7	11,3	11,0	10,6	10,5
Frankreich	6,1	6,0	6,3	6,1	5,8	5,5	5,3	5,1	4,9
Deutschland	12,2	10,8	10,1	10,0	9,8	9,5	9,7	9,7	9,3
Griechenland	6,8	6,9	8,0	8,7	8,7	8,8	8,7	8,2	7,9
Irland	8,6	9,0	10,8	9,9	9,5	9,3	9,1	8,8	8,6
Italien	7,0	7,2	7,4	7,7	7,9	8,1	8,0	8,2	8,8
Niederlande	10,6	11,1	10,9	11,0	10,7	10,5	10,1	9,8	9,8
Portugal	4,0	4,9	5,9	5,8	5,9	5,9	5,9	5,8	5,8
Spanien	5,3	6,0	7,2	8,2	8,2	8,3	7,8	7,7	7,8
Schweden	6,1	6,2	5,6	6,1	6,3	6,7	7,0	6,7	6,6
Großbritannien	9,7	9,1	8,9	9,0	8,5	8,2	7,8	7,6	7,5
Tschechien	14,9	11,7	11,5	10,6	10,4	9,5	8,7	8,9	9,5
Ungarn	6,8	5,7	5,4	5,6	5,7	6,0	5,9	5,6	5,6
Polen	9,2	8,6	7,6	8,5	8,9	9,6	9,9	9,1	8,6
Slowakei	10,8	7,6	6,9	7,2	6,6	7,4	8,1	8,3	8,6
Türkei	2,3	2,5	3,0	2,8	3,7	4,6	5,3	6,0	7,1
Island	7,5	7,4	7,7	7,6	8,4	10,1	11,4	12,4	13,4
Norwegen	6,8	7,6	7,6	7,9	8,5	9,4	10,2	11,0	12,0
Schweiz	6,2	5,9	5,9	6,2	6,5	6,7	6,8	7,0	7,2
Kanada	15,5	15,7	17,2	17,0	17,7	18,0	18,1	17,8	18,0
Mexiko	3,6	3,4	3,7	3,6	3,6	3,6	3,8	3,8	4,0
USA	19,4	19,2	20,2	19,4	19,7	20,7	21,1	20,8	20,7
Japan	8,6	9,1	9,3	9,2	9,4	9,4	9,6	10,0	10,3
Korea	5,3	8,0	9,1	9,8	9,2	10,6	12,0	13,2	14,9
Australien	15,1	15,4	17,6	15,9	16,9	16,5	16,8	17,6	18,9
Neuseeland	6,4	6,7	7,8	8,1	8,0	8,2	8,5	8,7	9,0
Zypern	5,7	6,9	8,3	8,2	6,7	6,6	6,6	6,4	6,0
Estland	-	11,1	10,6	11,9	10,0	9,6	8,8	9,4	9,8
Lettland	-	3,5	2,8	3,2	3,5	3,7	3,9	4,2	4,6
Litauen	-	4,0	3,2	3,5	3,1	3,5	3,7	4,1	4,4
Malta	-	6,2	5,8	6,7	9,0	9,0	8,8	8,9	9,1
Slowenien	-	6,6	7,1	7,8	7,3	7,1	6,8	6,8	6,9
Bulgarien	8,4	6,4	5,2	5,7	6,0	6,4	6,8	7,2	7,7
Rumänien	-	5,2	3,8	4,0	4,6	5,4	5,6	6,0	6,5
China	2,0	2,4	2,3	3,8	4,5	5,2	5,9	6,4	7,0
Hongkong	5,8	5,8	5,7	4,8	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Indonesien	0,8	1,0	1,3	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6
Indien	0,7	0,9	1,0	1,0	1,1	1,3	1,5	1,6	1,7
Malaysia	2,7	3,7	4,6	5,8	6,5	7,2	8,0	9,0	10,3
Philippinen	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	2,0
Singapur	9,5	10,8	10,2	8,1	7,9	8,2	8,6	9,1	9,9
Thailand	1,4	2,4	2,5	3,5	4,2	4,8	5,5	5,8	6,1
Taiwan	5,6	7,5	9,7	12,0	11,8	12,3	13,0	13,8	14,9
Argentinien	3,1	3,3	3,6	3,7	4,0	4,4	4,8	5,3	6,1
Brasilien	1,3	1,5	1,8	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1	2,3
Chile	-	2,8	3,5	3,7	4,3	5,1	5,9	6,5	7,3
Südafrika	-	6,8	6,8	7,3	7,8	8,8	9,8	10,6	11,4
Russland	-	10,7	10,4	11,5	12,7	13,3	14,2	15,0	15,9
OPEC	3,0	3,4	3,6	3,9	4,3	4,6	4,8	4,7	4,8
Rest der Welt	2,0	1,8	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6
Welt	3,9	3,8	3,8	4,1	4,3	4,6	4,7	4,8	4,9
EU-15	8,5	8,3	8,3	8,5	8,3	8,2	8,0	8,0	7,9
EU-27	9,3	8,1	7,9	8,2	8,1	8,1	8,0	7,9	7,9
G5	1,6	1,9	1,9	2,5	2,9	3,3	3,8	4,0	4,3
OECD	10,6	10,6	11,1	10,9	11,1	11,5	11,8	11,8	12,1

	>10
	5 - 10
	2 - 5
	<2

Tab. 83: Szenario Referenz: Primärenergieverbrauch pro Kopf in t Öl äquivalenten

Land	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	t Öl äquivalente pro Kopf								
Österreich	3,2	3,4	3,6	3,9	4,0	4,1	4,0	4,1	4,2
Belgien	4,9	5,2	5,7	5,3	5,4	5,6	5,5	5,6	5,7
Luxemburg	9,4	8,2	8,4	7,7	6,9	6,7	6,4	6,2	6,1
Dänemark	3,5	3,8	3,6	3,6	3,4	3,3	3,1	3,1	3,0
Finnland	5,9	5,8	6,4	7,1	7,1	7,2	7,3	7,4	7,8
Frankreich	3,9	4,1	4,3	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,1
Deutschland	4,5	4,2	4,2	4,2	4,1	4,0	3,9	3,9	3,9
Griechenland	2,1	2,2	2,5	2,9	3,0	3,3	3,5	3,4	3,3
Irland	3,0	3,1	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Italien	2,6	2,8	3,0	3,1	3,2	3,4	3,3	3,5	3,7
Niederlande	4,5	4,7	4,8	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,6
Portugal	1,8	2,1	2,5	2,5	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
Spanien	2,3	2,6	3,1	3,6	3,7	3,8	3,6	3,6	3,6
Schweden	5,6	5,8	5,5	6,2	6,2	6,1	5,8	5,5	5,3
Großbritannien	3,7	3,9	4,0	3,9	3,8	3,7	3,5	3,5	3,5
Tschechien	4,7	4,0	3,9	4,1	4,1	3,9	3,6	3,7	4,0
Ungarn	2,8	2,5	2,4	2,6	2,7	2,9	2,8	2,7	2,7
Polen	2,6	2,6	2,3	2,6	2,8	3,2	3,5	3,3	3,3
Slowakei	4,0	3,3	3,3	3,5	3,7	4,1	4,4	4,6	4,7
Türkei	0,9	1,0	1,1	1,0	1,3	1,6	1,9	2,2	2,5
Island	8,5	8,7	11,5	11,5	12,6	15,1	17,1	18,6	20,2
Norwegen	5,1	5,5	5,7	6,0	6,2	6,6	6,9	7,2	7,6
Schweiz	3,7	3,5	3,6	3,8	4,0	4,2	4,2	4,3	4,5
Kanada	7,6	7,9	8,1	8,3	8,6	8,7	8,6	8,5	8,5
Mexiko	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
USA	7,7	7,8	8,2	7,8	8,0	8,5	8,7	8,9	9,1
Japan	3,6	4,0	4,2	4,0	4,0	3,9	4,0	4,1	4,2
Korea	2,2	3,3	4,1	4,6	4,2	4,9	5,5	6,1	6,8
Australien	5,1	5,2	5,7	5,2	5,5	5,4	5,6	5,9	6,5
Neuseeland	4,0	4,3	4,5	4,6	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1
Zypern	2,3	2,7	3,2	2,9	2,3	2,3	2,3	2,3	2,1
Estland	-	3,3	3,3	2,9	2,5	2,4	2,2	2,3	2,4
Lettland	-	1,9	1,6	1,9	2,1	2,2	2,4	2,5	2,8
Litauen	-	2,5	2,1	2,2	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8
Malta	-	2,1	2,0	2,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Slowenien	-	3,0	3,3	3,5	3,3	3,1	3,0	3,0	3,0
Bulgarien	3,2	2,8	2,3	2,4	2,6	2,7	2,9	3,1	3,3
Rumänien	-	2,0	1,6	2,4	2,8	3,2	3,3	3,6	3,9
China	0,8	0,9	0,9	1,3	1,5	1,8	2,0	2,2	2,3
Hongkong	1,9	2,2	2,3	2,2	2,0	2,0	2,1	2,2	2,4
Indonesien	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
Indien	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7
Malaysia	1,3	1,9	2,1	2,5	2,8	3,1	3,4	3,9	4,4
Philippinen	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
Singapur	4,4	6,1	5,5	5,2	5,1	5,3	5,5	5,9	6,4
Thailand	0,8	1,1	1,2	1,6	1,9	2,2	2,6	2,7	2,8
Taiwan	2,4	3,1	3,8	4,8	5,6	6,5	7,6	8,9	10,7
Argentinien	1,4	1,6	1,7	1,7	1,8	2,0	2,2	2,4	2,8
Brasilien	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Chile	-	1,3	1,7	1,8	2,1	2,5	2,9	3,2	3,5
Südafrika	-	2,5	2,6	2,8	3,0	3,4	3,8	4,1	4,4
Russland	-	4,2	4,2	4,8	5,3	5,6	5,9	6,3	6,6
OPEC	1,4	1,7	1,7	1,9	2,0	2,2	2,3	2,3	2,3
Rest der Welt	1,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Welt	1,6	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0	2,0
EU-15	3,6	3,7	3,9	4,0	3,9	3,9	3,8	3,8	3,8
EU-27	3,7	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,7	3,7	3,7
G5	0,7	0,8	0,8	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6
OECD	4,3	4,5	4,7	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3

	>7
	3 - 7
	1 - 3
	<1

Tab. 84: Szenario Referenz: CO₂-Intensität des BIP

Land	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
t CO ₂ -Emissionen/1000 US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)									
Österreich	0,322	0,303	0,278	0,300	0,271	0,250	0,231	0,219	0,206
Belgien	0,490	0,477	0,433	0,381	0,342	0,313	0,291	0,279	0,270
Luxemburg	0,836	0,539	0,377	0,457	0,373	0,302	0,254	0,224	0,192
Dänemark	0,426	0,433	0,326	0,303	0,261	0,232	0,209	0,188	0,171
Finnland	0,494	0,530	0,410	0,452	0,370	0,314	0,271	0,240	0,213
Frankreich	0,278	0,261	0,241	0,223	0,189	0,164	0,142	0,126	0,111
Deutschland	0,566	0,462	0,393	0,375	0,335	0,300	0,284	0,264	0,238
Griechenland	0,501	0,488	0,494	0,444	0,371	0,320	0,283	0,249	0,217
Irland	0,550	0,471	0,374	0,295	0,245	0,205	0,175	0,152	0,132
Italien	0,323	0,313	0,295	0,303	0,280	0,257	0,240	0,231	0,223
Niederlande	0,464	0,455	0,383	0,386	0,345	0,307	0,276	0,253	0,232
Portugal	0,293	0,332	0,338	0,334	0,312	0,287	0,261	0,235	0,209
Spanien	0,322	0,340	0,337	0,357	0,320	0,286	0,254	0,226	0,205
Schweden	0,261	0,265	0,207	0,209	0,196	0,187	0,179	0,162	0,148
Großbritannien	0,472	0,411	0,348	0,313	0,269	0,236	0,208	0,189	0,172
Tschechien	1,054	0,872	0,790	0,651	0,544	0,394	0,290	0,250	0,223
Ungarn	0,614	0,580	0,448	0,377	0,293	0,251	0,222	0,190	0,159
Polen	1,257	1,076	0,737	0,710	0,603	0,532	0,458	0,362	0,292
Slowakei	1,066	0,840	0,645	0,539	0,401	0,378	0,356	0,319	0,285
Türkei	0,398	0,411	0,441	0,401	0,394	0,402	0,414	0,426	0,436
Island	0,310	0,313	0,269	0,250	0,253	0,259	0,264	0,267	0,270
Norwegen	0,254	0,243	0,209	0,205	0,201	0,196	0,192	0,191	0,190
Schweiz	0,209	0,210	0,193	0,201	0,192	0,181	0,179	0,177	0,171
Kanada	0,665	0,657	0,616	0,568	0,528	0,509	0,489	0,468	0,448
Mexiko	0,460	0,451	0,398	0,377	0,338	0,338	0,346	0,336	0,330
USA	0,686	0,641	0,584	0,519	0,480	0,453	0,432	0,402	0,374
Japan	0,368	0,368	0,359	0,345	0,322	0,309	0,291	0,269	0,253
Korea	0,531	0,583	0,557	0,486	0,381	0,371	0,356	0,345	0,336
Australien	0,705	0,646	0,647	0,541	0,519	0,465	0,428	0,410	0,396
Neuseeland	0,362	0,354	0,375	0,345	0,327	0,319	0,312	0,304	0,297
Zypern	0,394	0,410	0,396	0,379	0,280	0,262	0,246	0,232	0,222
Estland	-	1,634	1,085	0,839	0,525	0,376	0,273	0,242	0,218
Lettland	-	0,604	0,348	0,273	0,226	0,206	0,197	0,181	0,162
Litauen	-	0,582	0,367	0,284	0,190	0,161	0,140	0,121	0,105
Malta	0,584	0,433	0,316	0,360	0,405	0,354	0,323	0,304	0,280
Slowenien	-	0,483	0,420	0,390	0,319	0,282	0,247	0,219	0,193
Bulgarien	1,238	1,058	0,874	0,952	0,697	0,481	0,385	0,314	0,245
Rumänien	1,076	0,830	0,654	0,527	0,440	0,367	0,313	0,266	0,225
China	1,245	0,903	0,600	0,636	0,537	0,480	0,443	0,402	0,367
Hongkong	0,291	0,248	0,225	0,183	0,170	0,159	0,149	0,138	0,127
Indonesien	0,350	0,341	0,434	0,460	0,435	0,418	0,402	0,390	0,378
Indien	0,407	0,422	0,396	0,326	0,291	0,263	0,245	0,228	0,212
Malaysia	0,488	0,488	0,524	0,581	0,585	0,589	0,592	0,596	0,600
Philippinen	0,152	0,233	0,226	0,208	0,202	0,211	0,222	0,230	0,241
Singapur	0,647	0,554	0,431	0,378	0,315	0,276	0,241	0,204	0,171
Thailand	0,334	0,426	0,360	0,432	0,446	0,457	0,468	0,473	0,478
Taiwan	0,458	0,420	0,557	0,522	0,443	0,404	0,371	0,340	0,310
Argentinien	0,343	0,294	0,299	0,291	0,272	0,256	0,240	0,222	0,202
Brasilien	0,199	0,213	0,240	0,212	0,198	0,191	0,184	0,181	0,177
Chile	0,414	0,339	0,379	0,364	0,364	0,374	0,385	0,392	0,400
Südafrika	0,733	0,795	0,721	0,703	0,639	0,576	0,525	0,490	0,460
Russland	-	1,688	1,458	1,155	0,942	0,858	0,781	0,689	0,614
OPEC	0,592	0,915	0,855	0,850	0,773	0,716	0,663	0,613	0,562
Rest der Welt	1,934	2,307	2,202	2,272	1,911	1,693	1,637	1,539	1,487
Welt	0,625	0,578	0,513	0,524	0,473	0,437	0,410	0,379	0,352
EU-15	0,413	0,376	0,333	0,321	0,284	0,253	0,230	0,210	0,192
EU-27	0,486	0,426	0,366	0,351	0,308	0,273	0,246	0,222	0,199
G5	0,688	0,628	0,491	0,505	0,442	0,401	0,371	0,341	0,316
OECD	0,531	0,500	0,459	0,425	0,387	0,363	0,343	0,320	0,300

	>1
	0,4 - 1
	0,2 - 0,4
	<0,2

Tab. 85: Szenario Referenz: CO₂-Intensität des Primärenergieverbrauchs

Land	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	t CO ₂ -Emissionen/t Öläquivalente								
Österreich	2,299	2,223	2,204	2,231	2,163	2,184	2,209	2,226	2,237
Belgien	2,210	2,188	2,011	1,971	1,934	1,953	1,976	1,993	2,020
Luxemburg	2,951	2,444	2,205	3,088	3,088	3,088	3,088	3,088	3,088
Dänemark	2,832	2,896	2,593	2,494	2,376	2,373	2,373	2,333	2,307
Finnland	1,886	1,905	1,663	1,795	1,644	1,567	1,506	1,426	1,351
Frankreich	1,563	1,483	1,472	1,405	1,414	1,475	1,528	1,553	1,576
Deutschland	2,713	2,566	2,407	2,406	2,392	2,355	2,456	2,457	2,389
Griechenland	3,182	3,118	3,154	3,058	2,897	2,638	2,495	2,407	2,363
Irland	2,903	2,952	2,865	2,693	2,564	2,498	2,437	2,384	2,333
Italien	2,691	2,555	2,465	2,499	2,447	2,414	2,396	2,383	2,379
Niederlande	2,368	2,371	2,290	2,245	2,199	2,182	2,166	2,150	2,136
Portugal	2,232	2,355	2,373	2,262	2,165	2,149	2,129	2,101	2,076
Spanien	2,277	2,294	2,291	2,293	2,225	2,196	2,169	2,148	2,140
Schweden	1,090	1,068	1,024	0,979	1,006	1,098	1,210	1,224	1,245
Großbritannien	2,628	2,361	2,253	2,288	2,226	2,211	2,199	2,184	2,171
Tschechien	3,142	2,951	2,923	2,584	2,504	2,466	2,416	2,391	2,362
Ungarn	2,471	2,299	2,221	2,153	2,100	2,087	2,069	2,055	2,041
Polen	3,499	3,341	3,277	3,236	3,127	3,017	2,884	2,727	2,588
Slowakei	2,672	2,285	2,112	2,047	1,782	1,803	1,828	1,829	1,827
Türkei	2,428	2,513	2,630	2,794	2,794	2,794	2,794	2,794	2,794
Island	0,875	0,846	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666
Norwegen	1,336	1,387	1,322	1,329	1,370	1,424	1,478	1,528	1,584
Schweiz	1,653	1,664	1,614	1,611	1,611	1,611	1,611	1,611	1,611
Kanada	2,047	1,993	2,118	2,044	2,059	2,076	2,092	2,107	2,122
Mexiko	2,358	2,338	2,376	2,265	2,252	2,248	2,252	2,253	2,258
USA	2,512	2,446	2,474	2,479	2,461	2,441	2,421	2,351	2,274
Japan	2,372	2,270	2,241	2,300	2,363	2,394	2,420	2,450	2,482
Korea	2,438	2,448	2,242	2,141	2,177	2,174	2,171	2,184	2,194
Australien	2,966	2,967	3,072	3,026	3,072	3,030	2,996	2,966	2,928
Neuseeland	1,597	1,580	1,734	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767
Zypern	2,525	2,521	2,610	2,845	2,845	2,845	2,845	2,845	2,845
Estland	-	3,335	3,204	4,046	4,046	4,046	4,046	4,046	4,046
Lettland	-	1,878	1,680	1,663	1,663	1,663	1,663	1,663	1,663
Litauen	-	1,624	1,543	1,587	1,587	1,587	1,587	1,587	1,587
Malta	2,970	2,989	2,867	3,332	3,332	3,332	3,332	3,332	3,332
Slowenien	-	2,189	2,171	2,255	2,255	2,255	2,255	2,255	2,255
Bulgarien	2,610	2,296	2,252	2,353	2,353	2,353	2,353	2,353	2,353
Rumänien	2,675	2,519	2,384	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680
China	2,603	2,830	2,653	2,925	2,930	2,943	2,957	2,979	3,007
Hongkong	3,096	2,600	2,503	2,213	2,263	2,176	2,091	2,002	1,919
Indonesien	1,449	1,568	1,857	2,045	2,045	2,045	2,045	2,045	2,045
Indien	1,627	1,798	1,897	1,921	1,999	2,100	2,203	2,257	2,297
Malaysia	2,129	1,990	2,203	2,326	2,326	2,326	2,326	2,326	2,326
Philippinen	1,378	1,751	1,625	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
Singapur	2,155	1,771	1,840	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552
Thailand	1,792	2,183	2,117	2,166	2,166	2,166	2,166	2,166	2,166
Taiwan	2,369	2,437	2,588	2,525	2,106	1,893	1,715	1,548	1,386
Argentinien	2,178	2,117	2,168	2,210	2,210	2,210	2,210	2,210	2,210
Brasilien	1,439	1,542	1,643	1,435	1,372	1,297	1,222	1,184	1,145
Chile	2,271	2,074	2,050	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054
Südafrika	2,791	2,659	2,648	2,603	2,608	2,605	2,597	2,587	2,579
Russland	-	2,529	2,465	2,395	2,384	2,387	2,390	2,401	2,416
OPEC	2,067	2,042	2,088	2,085	2,085	2,085	2,085	2,085	2,085
Rest der Welt	1,490	2,684	2,671	2,837	2,837	2,837	2,837	2,837	2,837
Welt	2,399	2,374	2,346	2,400	2,406	2,414	2,423	2,417	2,407
EU-15	2,354	2,235	2,147	2,133	2,101	2,098	2,125	2,122	2,108
EU-27	2,519	2,329	2,231	2,196	2,159	2,152	2,167	2,151	2,127
G5	2,272	2,440	2,357	2,556	2,584	2,605	2,623	2,639	2,653
OECD	2,448	2,364	2,349	2,336	2,332	2,330	2,333	2,303	2,268

	>2,5
	2 - 2,5
	1,5 - 2
	<1,5

Tab. 86: Szenario Referenz: THG-Emissionen (ohne LULUCF) pro Kopf in t

Land	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	t CO ₂ -Äquivalente pro Kopf								
Österreich	9,5	9,5	9,7	10,6	10,5	10,7	10,6	10,8	11,2
Belgien	13,3	13,7	13,9	12,7	12,6	13,1	13,1	13,3	13,7
Luxemburg	29,4	21,9	20,4	25,6	23,2	22,6	21,4	20,8	20,5
Dänemark	13,1	14,2	12,3	11,5	10,7	10,5	10,1	9,8	9,6
Finnland	13,9	13,7	13,0	15,1	14,0	13,5	13,2	12,8	12,7
Frankreich	9,1	8,9	8,8	8,6	8,2	8,0	7,8	7,6	7,5
Deutschland	15,0	13,2	12,0	11,8	11,4	11,2	11,4	11,4	11,0
Griechenland	9,3	9,3	10,4	11,0	10,8	11,0	10,9	10,5	10,2
Irland	15,0	15,6	17,3	15,6	14,6	14,0	13,4	13,1	12,9
Italien	8,5	8,7	8,9	9,2	9,4	9,8	9,7	9,9	10,5
Niederlande	14,3	14,6	13,6	13,5	13,0	12,8	12,2	12,0	11,9
Portugal	5,7	6,6	7,5	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	7,2
Spanien	6,9	7,6	8,9	9,9	9,8	10,1	9,6	9,4	9,5
Schweden	7,9	7,9	7,3	7,7	7,9	8,2	8,5	8,2	8,1
Großbritannien	12,4	11,4	10,7	10,7	10,1	9,8	9,3	9,1	9,0
Tschechien	17,6	13,9	13,4	12,6	12,3	11,4	10,5	10,7	11,3
Ungarn	9,8	7,9	7,7	8,1	8,3	8,6	8,7	8,4	8,4
Polen	11,5	10,6	9,4	10,4	10,8	11,7	12,1	11,3	10,8
Slowakei	13,1	9,4	8,6	9,1	8,6	9,5	10,2	10,5	10,7
Türkei	4,4	4,5	5,0	4,9	5,9	6,9	7,7	8,5	9,6
Island	11,4	11,0	11,3	11,1	12,3	13,9	15,2	16,2	17,2
Norwegen	10,5	10,7	10,6	10,6	11,2	11,9	12,8	13,5	14,6
Schweiz	7,4	7,0	6,9	7,2	7,5	7,7	7,8	8,0	8,2
Kanada	20,5	22,2	22,4	22,3	23,1	23,7	24,1	23,8	24,0
Mexiko	5,5	5,2	5,6	5,7	5,9	6,2	6,7	6,8	7,0
USA	23,6	23,2	24,0	22,9	23,3	24,4	24,9	24,6	24,5
Japan	9,2	9,8	10,1	10,0	10,2	10,3	10,5	10,9	11,3
Korea	6,7	9,2	10,4	11,3	10,9	12,5	14,1	15,3	17,0
Australien	23,2	23,0	25,9	24,1	25,2	24,8	25,2	26,0	27,3
Neuseeland	17,3	16,9	17,9	18,4	18,3	18,9	19,6	19,8	20,1
Zypern	5,7	6,9	8,3	8,2	6,7	6,6	6,6	6,4	6,0
Estland	-	13,1	12,7	14,2	12,3	11,8	10,9	11,5	12,0
Lettland	-	4,9	4,1	4,5	5,0	5,4	5,9	6,2	6,5
Litauen	-	6,5	5,3	5,2	4,9	5,3	5,7	6,0	6,4
Malta	-	6,2	5,8	6,7	9,0	9,0	8,8	8,9	9,1
Slowenien	-	8,4	9,0	9,8	9,6	9,4	9,2	9,2	9,3
Bulgarien	12,2	9,1	7,2	8,2	9,1	10,1	11,1	11,5	11,9
Rumänien	-	7,1	5,4	5,7	6,5	7,5	8,0	8,4	8,9
China	3,1	3,6	3,5	5,0	5,8	6,6	7,3	7,9	8,4
Hongkong	5,8	5,8	5,7	4,8	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Indonesien	1,8	2,0	2,3	2,6	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6
Indien	1,3	1,4	1,5	1,5	1,7	1,9	2,1	2,2	2,3
Malaysia	2,7	3,7	4,6	5,8	6,5	7,2	8,0	9,0	10,3
Philippinen	1,4	1,6	1,6	1,7	1,9	2,0	2,3	2,4	2,8
Singapur	10,0	11,5	11,1	9,3	9,6	9,7	10,2	10,8	11,5
Thailand	1,4	2,4	2,5	3,5	4,2	4,8	5,5	5,8	6,1
Taiwan	10,5	12,3	14,8	17,2	17,1	17,8	18,7	19,6	20,6
Argentinien	7,3	7,4	7,8	8,1	8,8	9,5	10,5	11,1	11,9
Brasilien	4,7	4,6	5,3	5,2	5,4	5,6	5,9	6,0	6,2
Chile	-	4,2	4,9	5,2	5,8	6,7	7,6	8,2	9,0
Südafrika	-	8,5	8,6	9,2	9,8	10,9	12,0	12,8	13,6
Russland	-	14,0	13,0	14,3	15,6	16,4	17,5	18,4	19,2
OPEC	4,5	4,9	5,3	5,7	6,2	6,6	7,0	7,0	7,1
Rest der Welt	3,3	3,3	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,3	3,2
Welt	5,6	5,4	5,4	5,7	5,9	6,2	6,4	6,5	6,6
EU-15	11,0	10,6	10,3	10,4	10,2	10,1	9,9	9,8	9,8
EU-27	12,0	10,3	9,9	10,1	10,0	10,1	10,0	9,9	9,9
G5	2,7	3,0	3,0	3,7	4,1	4,6	5,1	5,3	5,6
OECD	13,4	13,3	13,6	13,4	13,6	14,1	14,5	14,6	14,8

	>10
	5 - 10
	2,5 - 5
	<2,5

Tab. 87: Szenario Referenz: BIP pro Kopf in US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Land	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
BIP pro Kopf in US-Dollar (Kaufkraftparitäten)									
Österreich	23.129	24.730	28.358	29.288	32.053	36.086	38.731	41.503	45.858
Belgien	22.206	23.632	26.668	27.542	30.654	34.783	37.501	39.604	42.571
Luxemburg	33.011	37.352	49.074	52.018	57.469	68.878	77.679	85.745	98.141
Dänemark	23.161	25.541	28.807	29.404	31.077	33.554	35.738	37.999	40.784
Finnland	22.337	20.847	25.827	28.310	31.781	35.876	40.652	44.094	49.424
Frankreich	22.001	22.987	26.000	27.568	30.467	33.862	37.313	40.318	44.380
Deutschland	21.512	23.306	25.576	26.741	29.126	31.597	34.094	36.563	39.029
Griechenland	13.635	14.100	16.271	19.684	23.476	27.623	30.585	33.151	36.342
Irland	15.679	19.144	28.792	33.506	38.611	45.441	51.871	57.967	64.730
Italien	21.716	22.897	24.979	25.520	28.092	31.757	33.341	35.726	39.565
Niederlande	22.773	24.410	28.474	28.602	30.967	34.299	36.638	38.861	42.152
Portugal	13.640	14.654	17.351	17.222	18.797	20.702	22.529	24.736	27.670
Spanien	16.574	17.691	21.252	22.976	25.589	29.179	30.850	33.998	37.961
Schweden	23.226	23.293	27.173	29.033	31.910	35.669	38.769	41.560	44.634
Großbritannien	20.612	22.166	25.684	28.678	31.572	34.588	37.376	40.354	43.736
Tschechien	14.093	13.475	14.560	16.358	19.022	24.139	29.924	35.529	42.503
Ungarn	11.088	9.853	12.133	14.895	19.601	23.751	26.597	29.643	35.167
Polen	7.293	8.023	10.284	11.925	14.683	18.130	21.726	25.159	29.596
Slowakei	10.089	9.040	10.756	13.426	16.364	19.476	22.625	26.085	30.109
Türkei	5.751	6.141	6.810	7.058	9.423	11.444	12.692	14.127	16.266
Island	24.054	23.530	28.574	30.476	33.083	38.807	43.285	46.454	49.832
Norwegen	26.649	31.321	36.273	38.526	42.419	47.660	53.166	57.601	63.160
Schweiz	29.378	28.119	30.463	30.667	33.822	37.150	38.126	39.548	42.085
Kanada	23.273	23.905	27.947	29.967	33.482	35.293	36.934	38.093	40.239
Mexiko	7.848	7.630	9.213	9.663	10.706	10.559	10.876	11.422	12.253
USA	28.222	29.936	34.611	37.264	41.083	45.712	48.813	51.826	55.303
Japan	23.261	24.690	26.015	26.797	29.100	30.523	32.918	37.122	40.844
Korea	9.932	13.753	16.344	20.241	24.220	28.502	33.626	38.333	44.312
Australien	21.448	23.828	27.235	29.322	32.549	35.413	39.244	43.045	47.776
Neuseeland	17.782	19.051	20.708	23.356	24.461	25.828	27.258	28.773	30.390
Zypern	14.491	16.922	21.022	21.586	23.760	25.326	26.756	27.718	26.991
Estland	-	6.768	9.759	14.199	18.984	25.416	32.196	38.766	45.034
Lettland	-	5.769	7.911	11.568	15.313	17.949	19.836	23.220	28.341
Litauen	-	6.915	8.766	12.412	16.461	21.481	26.716	33.619	42.255
Malta	-	14.400	18.256	18.640	22.301	25.313	27.414	29.337	32.605
Slowenien	-	13.559	16.865	19.986	22.985	25.127	27.365	31.078	35.629
Bulgarien	6.756	6.020	5.950	6.004	8.637	13.381	17.747	23.030	31.496
Rumänien	-	6.210	5.880	7.671	10.560	14.631	17.889	22.556	28.857
China	1.569	2.664	3.890	5.901	8.418	10.908	13.393	16.061	19.175
Hongkong	19.868	23.456	25.284	26.130	26.378	28.039	30.132	32.670	35.704
Indonesien	2.252	2.980	2.967	3.391	4.158	4.777	5.523	6.180	6.947
Indien	1.730	2.016	2.448	2.951	3.712	4.848	6.111	7.075	7.924
Malaysia	5.460	7.549	8.822	10.031	11.173	12.212	13.492	15.106	17.197
Philippinen	3.853	3.632	3.998	4.948	5.806	6.173	6.838	7.394	8.376
Singapur	14.725	19.422	23.598	21.434	25.148	29.522	35.562	44.608	57.756
Thailand	4.209	5.580	7.030	8.055	9.449	10.542	11.804	12.279	12.725
Taiwan	12.292	17.793	17.437	22.973	26.546	30.440	34.952	40.555	48.074
Argentinien	9.013	11.275	12.130	12.674	14.840	17.045	19.786	23.917	30.167
Brasilien	6.707	6.964	7.392	7.540	8.616	9.676	10.812	11.840	13.154
Chile	-	8.103	9.230	10.282	11.864	13.692	15.419	16.603	18.186
Südafrika	-	8.500	9.419	10.382	12.239	15.316	18.714	21.684	24.865
Russland	-	6.355	7.129	9.992	13.482	15.526	18.217	21.790	25.914
OPEC	5.057	3.731	4.228	4.588	5.500	6.427	7.242	7.752	8.602
Rest der Welt	1.011	768	739	774	933	1.052	1.085	1.106	1.097
Welt	6.285	6.617	7.469	7.887	9.158	10.423	11.576	12.694	13.969
EU-15	20.656	21.988	24.979	26.486	29.185	32.469	35.060	37.846	41.368
EU-27	19.058	18.956	21.658	23.327	26.163	29.627	32.495	35.597	39.559
G5	2.352	2.982	3.858	5.050	6.660	8.359	10.117	11.802	13.640
OECD	19.989	21.212	24.101	25.763	28.629	31.677	34.228	36.986	40.290

	>30.000
	12.500 - 30.000
	1.000 - 12.500
	<1.000

8.7 SZENARIENTABELLEN

In den folgenden Tabellen werden neben der EU folgende Ländergruppen unterschieden: Die Gruppe der G5 umfasst die großen Schwellenländer (s.u.). Die Gruppe der übrigen Industrieländer umfasst weitere OECD-Länder in Europa, Nordamerika und im Pazifik sowie Russland. Im Rest der Welt sind die Türkei, einige asiatische Industrie- und Schwellenländer, Argentinien, Chile, die OPEC-Staaten sowie alle übrigen nicht explizit modellierten Länder zusammengefasst. Die Einteilung in Ländergruppen ist an einigen Stellen sicherlich zu hinterfragen: So sind Südkorea, die Türkei und Mexiko Mitglieder der OECD und müssten eigentlich als Industrieländer behandelt werden.

Schließlich sind Bulgarien und Rumänien doppelt erfasst. Sie sind einmal Teil der EU-27 und gleichzeitig Teil von Rest of World. Der Grund ist, dass die OECD bisher keine internationalen Handelsdaten für diese beiden Länder erfasst hat.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen sind nach dem sectoral approach der IEA (2006c) ermittelt und entsprechen der Emissionskategorie 1A des IPCC. Weder die Ausgangsdaten noch die Modellergebnisse sind temperaturbereinigt.

G5:	China Indien Brasilien Mexiko Südafrika
Übrige Industrieländer:	Island Norwegen Schweiz Kanada USA Japan Australien Neuseeland Russland
Rest der Welt:	Türkei Südkorea Hongkong Indonesien Malaysia Philippinen Singapur Taiwan Thailand Argentinien Chile OPEC (ohne Indonesien) RoW

Tab. 88: Szenarienüberblick

	Kürzel	Beschreibung
1	REF	Abschnitt 4.2: Referenzszenario
2	EU-1	Abschnitt 4.3.1: Basisvariante (Erfüllung EU-Ziel): Verteilung auf Staaten nach historischen Emissionen des Jahres 2010 (Einheitliche Reduktion auf Kyoto-Ziele für 2008-2012)
3	EU-2	Abschnitt 4.3.2: Variante zu EU-1: Verteilung auf Staaten nach historischen Emissionen des Jahres 2004
4	EU-3	Abschnitt 4.3.2: Variante zu EU-1: Verteilung auf Staaten nach zukünftigen Emissionen (2020/2030)
5	EU-4	Abschnitt 4.3.2: Variante zu EU-1: Verteilung auf Staaten nach Grenzvermeidungskosten in 2010
6	EU-5	Abschnitt 4.3.3: Wie EU-1 bei vollständiger kostenloser Vergabe an die Energiewirtschaft und die übrige Industrie
7	EU-6	Abschnitt 4.3.3: Wie EU-1 bei vollständiger Auktionierung in den Sektoren Energiewirtschaft und übrige Industrie, neutrale Verwendung der Einnahmen durch den Staat
8	EU-7	Anhang: Wie EU-1 und linear ansteigende Zertifikatspreise
9	EU-8	Abschnitt 4.3.4: Wie EU-1 und Verwendung der Einnahmen des Staates zur beschleunigten Einführung verfügbarer Technologien (Querschnittsprogramm)
10	EU-9	Anhang: Wie EU-1, 25%-Minderungsziel
11	EU-10	Abschnitt 4.3.5: Wie EU-1, 30%-Minderungsziel, max. 33% durch flexible Mechanismen
12	EU-11	Abschnitt 4.3.5: Wie EU-1, 30%-Minderungsziel, max. 50% durch flexible Mechanismen (als Referenz für internationale Szenarien 16-19, s.u.)
13	D-1	Abschnitt 4.3.6: Wie EU-1 und Verlängerung der KKW-Laufzeiten in Deutschland (20 Jahre, Rechnung Energiegipfel)
14	D-2	Abschnitt 4.3.6: Wie EU-1 und höheres Wirtschaftswachstum in Deutschland (2% p.a.)
15	D-3	Abschnitt 4.3.6: Wie EU-1 und 40%-Minderungsziel Deutschlands
16	IL	Anhang: Beteiligung der Industrieländer ohne USA an EU-11
17	USA	Abschnitt 4.4.1: Beteiligung der Industrieländer mit USA an EU-11
18	G5-1	Abschnitt 4.4.2: Wie Szenario USA und CO ₂ -Steuer in G5 in Höhe des Zertifikatspreises (neutrale Verwendung)
19	G5-2	Abschnitt 4.4.2: Wie Szenario USA und CO ₂ -Steuer in G5 in Höhe von 25% (2020) bzw. 50% (2030) des Zertifikatspreises (neutrale Verwendung)

Tab. 89: Szenario Referenz: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	782	797	792	757
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.222	3.169	3.142	3.130
NMS-12	954	725	739	777	779	747	733
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.999	3.949	3.890	3.863
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.839	11.374	11.669	12.001
<i>darunter:</i> USA	4.842	5.729	6.108	6.690	7.085	7.237	7.405
<i>darunter:</i> Russland	2.034	1.640	1.765	1.807	1.878	1.927	1.978
G5	3.585	7.009	8.495	10.111	11.789	13.008	14.215
<i>darunter:</i> China	2.256	4.943	6.128	7.307	8.457	9.308	10.187
<i>darunter:</i> Indien	588	1.058	1.271	1.599	1.988	2.238	2.429
<i>darunter:</i> Brasilien	193	295	336	383	432	482	542
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.090	9.027	9.658	10.423
Welt	20.683	26.703	29.613	32.878	35.975	38.055	40.326

Anteile	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland	4,7	3,1	2,7	2,4	2,2	2,1	1,9
EU-15	15,1	12,3	10,9	9,8	8,8	8,3	7,8
NMS-12	4,6	2,7	2,5	2,4	2,2	2,0	1,8
EU-27	19,7	15,0	13,4	12,2	11,0	10,2	9,6
übrige Industrieländer	42,1	35,7	34,3	33,0	31,6	30,7	29,8
<i>darunter:</i> USA	23,4	21,5	20,6	20,3	19,7	19,0	18,4
<i>darunter:</i> Russland	9,8	6,1	6,0	5,5	5,2	5,1	4,9
G5	17,3	26,2	28,7	30,8	32,8	34,2	35,3
<i>darunter:</i> China	10,9	18,5	20,7	22,2	23,5	24,5	25,3
<i>darunter:</i> Indien	2,8	4,0	4,3	4,9	5,5	5,9	6,0
<i>darunter:</i> Brasilien	0,9	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3
Rest der Welt	22,0	23,5	24,1	24,6	25,1	25,4	25,8
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-19,1	-17,6	-18,1	-21,7
EU-15		5,3	3,6	3,3	1,7	0,8	0,4
NMS-12		-24,0	-22,5	-18,5	-18,3	-21,6	-23,2
EU-27		-1,6	-2,5	-1,8	-3,0	-4,5	-5,1
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,5	33,9	37,7
<i>darunter:</i> USA		18,3	26,2	38,2	46,3	49,5	52,9
<i>darunter:</i> Russland		-19,4	-13,2	-11,2	-7,7	-5,3	-2,7
G5		95,5	137,0	182,1	228,9	262,9	296,6
<i>darunter:</i> China		119,1	171,6	223,9	274,9	312,6	351,5
<i>darunter:</i> Indien		79,8	116,1	171,8	237,9	280,4	312,9
<i>darunter:</i> Brasilien		52,9	74,1	98,8	124,2	150,1	181,0
Rest der Welt		37,9	56,7	77,7	98,3	112,1	128,9
Welt		29,1	43,2	59,0	73,9	84,0	95,0

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-3,0	-1,1	-1,7	-6,1
EU-15				-0,2	-1,8	-2,7	-3,1
NMS-12				5,2	5,5	1,1	-0,8
EU-27				0,8	-0,5	-2,0	-2,6
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,1
<i>darunter:</i> USA				9,5	16,0	18,5	21,2
<i>darunter:</i> Russland				2,4	6,4	9,2	12,1
G5				19,0	38,8	53,1	67,3
<i>darunter:</i> China				19,2	38,0	51,9	66,2
<i>darunter:</i> Indien				25,8	56,4	76,1	91,1
<i>darunter:</i> Brasilien				14,2	28,8	43,7	61,4
Rest der Welt				13,4	26,5	35,3	46,1
Welt				11,0	21,5	28,5	36,2

Tab. 90: Szenario Referenz: BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	2,0	1,7
NMS-12	2,3	4,0	4,0	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,5	3,0
G5	6,7	6,8	5,1	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,3	2,7
Rest der Welt	3,0	4,3	3,6	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Anteile am Welt-BIP	2000	2010	2020	2030
	in %			
Deutschland	4,9	3,9	3,2	2,8
EU-15	22,1	18,2	15,8	14,4
NMS-12	2,3	2,4	2,6	2,7
EU-27	24,4	20,7	18,4	17,1
übrige Industrieländer	37,4	33,2	29,7	27,8
<i>darunter: USA</i>	22,9	20,4	18,8	17,4
<i>darunter: Russland</i>	2,4	3,0	2,8	2,8
G5	23,4	30,8	36,4	39,6
<i>darunter: China</i>	11,6	18,3	21,9	24,4
<i>darunter: Indien</i>	5,7	7,0	9,3	10,1
<i>darunter: Brasilien</i>	3,0	2,7	2,7	2,7
Rest der Welt	14,8	15,4	15,7	15,9
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	0	0	0	0
EU-15	0	0	0	0
NMS-12	0	0	0	0
EU-27	0	0	0	0
übrige Industrieländer	0	0	0	0
<i>darunter: USA</i>	0	0	0	0
<i>darunter: Russland</i>	0	0	0	0
G5	0	0	0	0
<i>darunter: China</i>	0	0	0	0
<i>darunter: Indien</i>	0	0	0	0
<i>darunter: Brasilien</i>	0	0	0	0
Rest der Welt	0	0	0	0
Welt	0	0	0	0

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	0	0	0	0
EU-15	0	0	0	0
NMS-12	0	0	0	0
EU-27	0	0	0	0
übrige Industrieländer	0	0	0	0
<i>darunter: USA</i>	0	0	0	0
<i>darunter: Russland</i>	0	0	0	0
G5	0	0	0	0
<i>darunter: China</i>	0	0	0	0
<i>darunter: Indien</i>	0	0	0	0
<i>darunter: Brasilien</i>	0	0	0	0
Rest der Welt	0	0	0	0
Welt	0	0	0	0

**Tab. 91: Szenario EU-1 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Kyoto-Ziele):
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen**

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	720	671	625	574
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.004	2.752	2.601	2.502
NMS-12	954	725	739	656	608	558	539
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.661	3.360	3.159	3.041
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.841	11.378	11.668	11.991
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.693	7.095	7.249	7.415
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.803	1.866	1.904	1.949
G5	3.585	7.009	8.495	10.118	11.817	13.047	14.257
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.313	8.476	9.332	10.208
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.992	2.247	2.440
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	435	488	549
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.093	9.041	9.678	10.443
Welt	20.683	26.703	29.613	32.572	35.471	37.428	39.607

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-7,9	-15,8	-21,1	-24,1
EU-15				-6,7	-13,2	-17,2	-20,1
NMS-12				-15,5	-22,0	-25,4	-26,4
EU-27				-8,5	-14,9	-18,8	-21,3
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,7	-1,2	-1,5
G5				0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,4	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>				0,2	0,8	1,2	1,3
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-0,9	-1,4	-1,6	-1,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,5	-30,6	-35,3	-40,6
EU-15		5,3	3,6	-3,6	-11,7	-16,6	-19,8
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,2	-36,3	-41,5	-43,4
EU-27		-1,6	-2,5	-10,1	-17,5	-22,4	-25,3
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,5	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,5	49,7	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,3	-8,3	-6,4	-4,2
G5		95,5	137,0	182,3	229,6	263,9	297,7
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,7	313,6	352,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,6	282,0	314,8
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,1	125,9	153,0	184,7
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,4
Welt		29,1	43,2	57,5	71,5	81,0	91,5

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-10,7	-16,7	-22,4	-28,7
EU-15				-7,0	-14,8	-19,4	-22,5
NMS-12				-11,2	-17,7	-24,5	-27,0
EU-27				-7,7	-15,3	-20,4	-23,4
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,8	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,1	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,2	5,7	7,9	10,4
G5				19,1	39,1	53,6	67,8
<i>darunter: China</i>				19,3	38,3	52,3	66,6
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,7	76,8	92,0
<i>darunter: Brasilien</i>				14,4	29,7	45,3	63,5
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,3
Welt				10,0	19,8	26,4	33,7

**Tab. 92: Szenario EU-1 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Kyoto-Ziele):
BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)**

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,6	-0,8	-1,0	-0,9
EU-15	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3
NMS-12	-1,0	-1,4	-1,4	-1,2
EU-27	-0,5	-0,6	-0,5	-0,4
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter:</i> USA	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>darunter:</i> Russland	-0,3	-0,9	-1,4	-1,7
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter:</i> China	0,2	0,5	0,5	0,4
<i>darunter:</i> Indien	0,1	0,3	0,5	0,5
<i>darunter:</i> Brasilien	0,2	0,7	1,0	1,0
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,0	0,1	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-16	-131	-29	-289
EU-15	-51	-411	-52	-517
NMS-12	-23	-183	-36	-356
EU-27	-74	-595	-87	-873
übrige Industrieländer	11	90	12	115
<i>darunter:</i> USA	12	92	25	251
<i>darunter:</i> Russland	-11	-85	-40	-402
G5	63	504	189	1.893
<i>darunter:</i> China	46	371	116	1.157
<i>darunter:</i> Indien	9	70	45	451
<i>darunter:</i> Brasilien	8	62	26	260
Rest der Welt	22	174	61	611
Welt	27	219	186	1.863

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-11	-91	-16	-158
EU-15	-36	-290	-29	-286
NMS-12	-16	-128	-19	-195
EU-27	-52	-418	-48	-480
übrige Industrieländer	8	62	7	68
<i>darunter:</i> USA	8	63	14	138
<i>darunter:</i> Russland	-7	-58	-22	-216
G5	43	344	103	1.027
<i>darunter:</i> China	32	254	63	631
<i>darunter:</i> Indien	6	47	24	243
<i>darunter:</i> Brasilien	5	42	14	140
Rest der Welt	15	119	33	332
Welt	17	139	101	1.010

**Tab. 93: Szenario EU-2 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2004) :
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen**

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	720	671	625	574
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.003	2.750	2.600	2.501
NMS-12	954	725	739	657	610	559	541
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.660	3.359	3.160	3.041
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.841	11.380	11.670	11.992
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.694	7.095	7.250	7.416
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.803	1.866	1.905	1.949
G5	3.585	7.009	8.495	10.119	11.818	13.049	14.260
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.313	8.477	9.333	10.209
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.992	2.248	2.441
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	436	488	549
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.093	9.042	9.679	10.445
Welt	20.683	26.703	29.613	32.572	35.475	37.434	39.613

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,0	-15,8	-21,1	-24,2
EU-15				-6,8	-13,2	-17,2	-20,1
NMS-12				-15,5	-21,8	-25,2	-26,2
EU-27				-8,5	-14,9	-18,8	-21,3
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,2
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,7	-1,1	-1,5
G5				0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,4	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>				0,2	0,8	1,2	1,4
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-0,9	-1,4	-1,6	-1,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,5	-30,6	-35,4	-40,6
EU-15		5,3	3,6	-3,7	-11,8	-16,6	-19,8
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,1	-36,1	-41,4	-43,3
EU-27		-1,6	-2,5	-10,1	-17,5	-22,4	-25,3
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,6	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,5	49,7	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,3	-8,3	-6,4	-4,2
G5		95,5	137,0	182,3	229,7	264,0	297,8
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,7	313,7	352,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,7	282,1	315,0
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,2	126,0	153,2	184,9
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,4
Welt		29,1	43,2	57,5	71,5	81,0	91,5

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-10,7	-16,8	-22,5	-28,8
EU-15				-7,0	-14,8	-19,5	-22,6
NMS-12				-11,1	-17,5	-24,3	-26,8
EU-27				-7,8	-15,3	-20,4	-23,4
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,2	5,7	7,9	10,4
G5				19,1	39,1	53,6	67,9
<i>darunter: China</i>				19,4	38,3	52,3	66,6
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,8	76,9	92,1
<i>darunter: Brasilien</i>				14,4	29,8	45,4	63,6
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,4
Welt				10,0	19,8	26,4	33,8

**Tab. 94: Szenario EU-2 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2004):
BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)**

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter:</i> USA	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter:</i> Russland		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter:</i> China	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter:</i> Indien	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter:</i> Brasilien	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,6	-0,8	-0,9	-0,8
EU-15	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2
NMS-12	-1,0	-1,4	-1,3	-1,2
EU-27	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter:</i> USA	0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter:</i> Russland	-0,3	-0,9	-1,4	-1,6
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter:</i> China	0,2	0,5	0,5	0,4
<i>darunter:</i> Indien	0,1	0,3	0,5	0,6
<i>darunter:</i> Brasilien	0,2	0,7	1,0	1,1
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,0	0,2	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-15	-122	-27	-267
EU-15	-45	-359	-40	-402
NMS-12	-23	-180	-35	-349
EU-27	-67	-540	-75	-751
übrige Industrieländer	13	104	16	163
<i>darunter:</i> USA	12	98	27	269
<i>darunter:</i> Russland	-10	-83	-39	-394
G5	67	534	202	2.023
<i>darunter:</i> China	49	390	122	1.221
<i>darunter:</i> Indien	10	76	50	495
<i>darunter:</i> Brasilien	8	65	28	276
Rest der Welt	23	186	65	650
Welt	41	330	221	2.207

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-11	-85	-15	-146
EU-15	-32	-254	-22	-222
NMS-12	-16	-126	-19	-191
EU-27	-47	-380	-41	-413
übrige Industrieländer	9	71	9	94
<i>darunter:</i> USA	8	67	15	147
<i>darunter:</i> Russland	-7	-57	-21	-211
G5	46	364	110	1.098
<i>darunter:</i> China	33	267	67	666
<i>darunter:</i> Indien	6	52	27	266
<i>darunter:</i> Brasilien	6	45	15	149
Rest der Welt	16	127	35	353
Welt	27	215	120	1.198

**Tab. 95: Szenario EU-3 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2020):
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen**

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	721	674	628	577
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.005	2.755	2.607	2.508
NMS-12	954	725	739	656	605	555	537
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.660	3.360	3.162	3.045
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.841	11.380	11.671	11.993
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.693	7.095	7.250	7.416
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.804	1.866	1.905	1.950
G5	3.585	7.009	8.495	10.119	11.818	13.049	14.259
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.313	8.476	9.332	10.209
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.992	2.248	2.441
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	435	488	549
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.093	9.041	9.679	10.445
Welt	20.683	26.703	29.613	32.572	35.474	37.436	39.617

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-7,8	-15,4	-20,7	-23,7
EU-15				-6,7	-13,1	-17,0	-19,9
NMS-12				-15,6	-22,4	-25,7	-26,7
EU-27				-8,5	-14,9	-18,7	-21,2
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,2
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,7	-1,1	-1,4
G5				0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,4	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>				0,2	0,8	1,2	1,4
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-0,9	-1,4	-1,6	-1,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,4	-30,3	-35,0	-40,3
EU-15		5,3	3,6	-3,6	-11,6	-16,4	-19,6
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,2	-36,5	-41,8	-43,7
EU-27		-1,6	-2,5	-10,1	-17,5	-22,3	-25,2
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,6	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,5	49,7	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,3	-8,3	-6,3	-4,1
G5		95,5	137,0	182,3	229,7	264,0	297,8
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,7	313,7	352,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,7	282,1	315,0
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,2	126,0	153,2	184,9
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,4
Welt		29,1	43,2	57,5	71,5	81,0	91,5

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-10,5	-16,4	-22,0	-28,4
EU-15				-6,9	-14,7	-19,3	-22,3
NMS-12				-11,3	-18,1	-24,9	-27,3
EU-27				-7,7	-15,3	-20,3	-23,3
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,2	5,7	7,9	10,5
G5				19,1	39,1	53,6	67,9
<i>darunter: China</i>				19,3	38,3	52,3	66,6
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,8	76,9	92,1
<i>darunter: Brasilien</i>				14,4	29,8	45,4	63,6
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,4
Welt				10,0	19,8	26,4	33,8

**Tab. 96: Szenario EU-3 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Emissionen 2020):
BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)**

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,6	-0,8	-1,0	-0,9
EU-15	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
NMS-12	-1,1	-1,5	-1,4	-1,3
EU-27	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter: USA</i>	0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,3	-0,9	-1,3	-1,6
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter: China</i>	0,2	0,5	0,5	0,4
<i>darunter: Indien</i>	0,1	0,3	0,5	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>	0,2	0,7	1,0	1,1
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,0	0,2	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-16	-130	-29	-291
EU-15	-45	-364	-44	-441
NMS-12	-24	-191	-38	-379
EU-27	-69	-555	-82	-820
übrige Industrieländer	12	100	17	165
<i>darunter: USA</i>	12	96	27	266
<i>darunter: Russland</i>	-10	-83	-38	-383
G5	65	521	200	1.997
<i>darunter: China</i>	48	380	121	1.205
<i>darunter: Indien</i>	9	75	49	488
<i>darunter: Brasilien</i>	8	64	27	273
Rest der Welt	23	181	64	644
Welt	36	292	210	2.102

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-11	-90	-16	-160
EU-15	-32	-257	-24	-244
NMS-12	-17	-134	-21	-207
EU-27	-49	-390	-45	-451
übrige Industrieländer	9	69	9	95
<i>darunter: USA</i>	8	66	15	146
<i>darunter: Russland</i>	-7	-56	-21	-206
G5	44	355	108	1.083
<i>darunter: China</i>	32	260	66	657
<i>darunter: Indien</i>	6	50	26	262
<i>darunter: Brasilien</i>	5	44	15	148
Rest der Welt	15	124	35	350
Welt	24	189	114	1.139

**Tab. 97: Szenario EU-4 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Grenzvermeidungskosten):
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen**

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	719	671	625	574
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.007	2.753	2.603	2.504
NMS-12	954	725	739	656	608	557	539
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.663	3.361	3.160	3.043
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.842	11.380	11.670	11.992
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.694	7.095	7.250	7.416
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.804	1.866	1.905	1.950
G5	3.585	7.009	8.495	10.119	11.818	13.048	14.258
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.313	8.476	9.332	10.208
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.993	2.248	2.441
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	435	488	549
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.094	9.042	9.679	10.445
Welt	20.683	26.703	29.613	32.576	35.476	37.433	39.613

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,0	-15,8	-21,1	-24,2
EU-15				-6,7	-13,1	-17,2	-20,0
NMS-12				-15,6	-22,1	-25,4	-26,4
EU-27				-8,4	-14,9	-18,8	-21,2
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,6	-1,1	-1,4
G5				0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,4	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>				0,2	0,8	1,2	1,3
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-0,9	-1,4	-1,6	-1,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,6	-30,6	-35,4	-40,6
EU-15		5,3	3,6	-3,6	-11,7	-16,5	-19,7
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,2	-36,3	-41,6	-43,5
EU-27		-1,6	-2,5	-10,0	-17,5	-22,4	-25,3
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,6	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,3	46,5	49,7	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,3	-8,3	-6,3	-4,1
G5		95,5	137,0	182,3	229,7	264,0	297,8
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,7	313,7	352,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,7	282,1	314,9
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,2	125,9	153,1	184,8
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,4
Welt		29,1	43,2	57,5	71,5	81,0	91,5

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-10,7	-16,8	-22,5	-28,8
EU-15				-6,9	-14,7	-19,4	-22,5
NMS-12				-11,2	-17,8	-24,6	-27,0
EU-27				-7,7	-15,3	-20,4	-23,3
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,2	5,7	7,9	10,5
G5				19,1	39,1	53,6	67,8
<i>darunter: China</i>				19,4	38,3	52,3	66,6
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,8	76,8	92,1
<i>darunter: Brasilien</i>				14,4	29,8	45,4	63,6
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,4
Welt				10,0	19,8	26,4	33,8

**Tab. 98: Szenario EU-4 (Burden sharing: Allokation auf Basis der Grenzvermeidungskosten):
BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)**

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,7
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,7	-0,9	-1,1	-1,0
EU-15	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2
NMS-12	-1,1	-1,5	-1,4	-1,3
EU-27	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter: USA</i>	0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,2	-0,9	-1,4	-1,6
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter: China</i>	0,2	0,5	0,5	0,4
<i>darunter: Indien</i>	0,1	0,3	0,5	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>	0,2	0,7	1,0	1,1
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,0	0,2	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-18	-146	-32	-321
EU-15	-44	-353	-46	-464
NMS-12	-24	-190	-37	-374
EU-27	-68	-542	-84	-838
übrige Industrieländer	13	108	15	148
<i>darunter: USA</i>	12	99	26	258
<i>darunter: Russland</i>	-10	-80	-39	-388
G5	67	538	197	1.968
<i>darunter: China</i>	49	389	119	1.189
<i>darunter: Indien</i>	10	79	48	481
<i>darunter: Brasilien</i>	8	65	27	267
Rest der Welt	24	191	64	638
Welt	43	342	203	2.034

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-13	-101	-18	-176
EU-15	-31	-248	-26	-257
NMS-12	-17	-133	-20	-205
EU-27	-48	-380	-46	-461
übrige Industrieländer	9	74	9	86
<i>darunter: USA</i>	8	68	14	141
<i>darunter: Russland</i>	-7	-55	-21	-208
G5	46	368	107	1.068
<i>darunter: China</i>	33	267	65	649
<i>darunter: Indien</i>	7	54	26	259
<i>darunter: Brasilien</i>	6	44	14	144
Rest der Welt	16	131	35	346
Welt	28	225	110	1.103

**Tab. 99: Szenario EU-5 (Zuteilung: Kostenlose Vergabe auch in der Energiewirtschaft):
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen**

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	717	668	621	571
EU-15	3.118	3.281	3.229	2.993	2.741	2.587	2.488
NMS-12	954	725	739	656	608	557	539
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.649	3.349	3.145	3.028
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.841	11.374	11.661	11.981
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.693	7.094	7.248	7.415
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.803	1.862	1.899	1.942
G5	3.585	7.009	8.495	10.119	11.815	13.042	14.250
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.313	8.474	9.329	10.205
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.599	1.991	2.245	2.436
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	436	489	550
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.094	9.041	9.677	10.441
Welt	20.683	26.703	29.613	32.561	35.455	37.401	39.575

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,3	-16,1	-21,5	-24,6
EU-15				-7,1	-13,5	-17,7	-20,5
NMS-12				-15,5	-22,0	-25,4	-26,4
EU-27				-8,7	-15,2	-19,2	-21,6
übrige Industrieländer				0,0	0,0	-0,1	-0,2
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,8	-1,4	-1,8
G5				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: Brasilien</i>				0,3	1,0	1,4	1,6
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-1,0	-1,4	-1,7	-1,9

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,8	-30,8	-35,7	-40,9
EU-15		5,3	3,6	-4,0	-12,1	-17,0	-20,2
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,2	-36,3	-41,5	-43,5
EU-27		-1,6	-2,5	-10,4	-17,7	-22,8	-25,6
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,5	33,8	37,5
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,5	49,7	53,1
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,4	-8,4	-6,6	-4,5
G5		95,5	137,0	182,3	229,6	263,8	297,5
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,6	313,5	352,3
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,5	281,6	314,2
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,4	126,3	153,7	185,5
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,3
Welt		29,1	43,2	57,4	71,4	80,8	91,3

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-11,0	-17,1	-22,9	-29,2
EU-15				-7,3	-15,1	-19,9	-22,9
NMS-12				-11,2	-17,7	-24,6	-27,0
EU-27				-8,0	-15,6	-20,7	-23,7
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,8	17,9
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,1	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,1	5,5	7,6	10,0
G5				19,1	39,1	53,5	67,8
<i>darunter: China</i>				19,4	38,3	52,2	66,5
<i>darunter: Indien</i>				25,8	56,7	76,6	91,7
<i>darunter: Brasilien</i>				14,5	30,0	45,7	63,9
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,3
Welt				10,0	19,7	26,3	33,6

**Tab. 100: Szenario EU-5 (Zuteilung: Kostenlose Vergabe auch in der Energiewirtschaft):
BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)**

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,2
EU-15	2,3	1,9	1,8	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-1,2	-1,5	-1,9	-1,8
EU-15	-1,1	-1,1	-1,3	-1,2
NMS-12	-1,4	-1,7	-1,6	-1,4
EU-27	-1,2	-1,2	-1,3	-1,2
übrige Industrieländer	0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>	0,0	0,1	0,1	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,3	-1,1	-1,7	-2,1
G5	0,1	0,4	0,4	0,4
<i>darunter: China</i>	0,2	0,4	0,4	0,3
<i>darunter: Indien</i>	0,0	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: Brasilien</i>	0,3	0,9	1,2	1,3
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,3
Welt	-0,2	0,0	0,0	0,0

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-33	-261	-55	-553
EU-15	-136	-1.092	-190	-1.902
NMS-12	-29	-234	-41	-407
EU-27	-166	-1.326	-231	-2.310
übrige Industrieländer	5	41	-9	-94
<i>darunter: USA</i>	11	85	23	229
<i>darunter: Russland</i>	-13	-105	-50	-496
G5	60	476	164	1.641
<i>darunter: China</i>	44	349	100	1.001
<i>darunter: Indien</i>	7	53	33	327
<i>darunter: Brasilien</i>	11	84	32	320
Rest der Welt	24	190	59	594
Welt	-71	-570	-4	-43

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-23	-183	-30	-302
EU-15	-96	-771	-104	-1.040
NMS-12	-21	-164	-22	-223
EU-27	-117	-935	-126	-1.263
übrige Industrieländer	4	28	-4	-45
<i>darunter: USA</i>	7	59	13	126
<i>darunter: Russland</i>	-9	-71	-27	-266
G5	41	326	89	894
<i>darunter: China</i>	30	239	55	548
<i>darunter: Indien</i>	5	36	18	177
<i>darunter: Brasilien</i>	7	58	17	173
Rest der Welt	16	130	32	323
Welt	-52	-416	-2	-22

Tab. 101: Szenario EU-6 (Zuteilung: Auktionierung auch in der Industrie): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	717	668	622	571
EU-15	3.118	3.281	3.229	2.996	2.740	2.588	2.489
NMS-12	954	725	739	655	605	554	536
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.651	3.346	3.142	3.025
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.842	11.374	11.659	11.977
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.695	7.095	7.250	7.415
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.802	1.860	1.895	1.937
G5	3.585	7.009	8.495	10.119	11.815	13.042	14.247
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.314	8.474	9.329	10.203
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.991	2.245	2.435
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	436	489	550
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.093	9.039	9.674	10.437
Welt	20.683	26.703	29.613	32.565	35.450	37.394	39.562

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,3	-16,2	-21,5	-24,5
EU-15				-7,0	-13,5	-17,6	-20,5
NMS-12				-15,7	-22,3	-25,8	-26,9
EU-27				-8,7	-15,3	-19,2	-21,7
übrige Industrieländer				0,0	0,0	-0,1	-0,2
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,3	-1,0	-1,6	-2,1
G5				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: Brasilien</i>				0,3	0,9	1,4	1,5
Rest der Welt				0,0	0,1	0,2	0,1
Welt				-1,0	-1,5	-1,7	-1,9

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,8	-30,9	-35,7	-40,9
EU-15		5,3	3,6	-3,9	-12,1	-17,0	-20,2
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,3	-36,5	-41,9	-43,8
EU-27		-1,6	-2,5	-10,3	-17,8	-22,8	-25,7
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,5	33,8	37,4
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,3	46,5	49,7	53,1
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,4	-8,5	-6,8	-4,8
G5		95,5	137,0	182,3	229,6	263,8	297,4
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,6	313,5	352,2
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,5	281,6	314,0
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,3	126,3	153,7	185,4
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,5	112,5	129,2
Welt		29,1	43,2	57,4	71,4	80,8	91,3

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-11,0	-17,1	-22,9	-29,1
EU-15				-7,2	-15,1	-19,8	-22,9
NMS-12				-11,3	-18,1	-25,0	-27,5
EU-27				-8,0	-15,7	-20,8	-23,8
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,8	17,9
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,1	5,4	7,4	9,7
G5				19,1	39,1	53,5	67,7
<i>darunter: China</i>				19,4	38,3	52,2	66,5
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,7	76,6	91,6
<i>darunter: Brasilien</i>				14,5	30,0	45,7	63,9
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,3
Welt				10,0	19,7	26,3	33,6

**Tab. 102: Szenario EU-6 (Zuteilung: Auktionierung auch in der Industrie):
BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)**

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,8	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,7	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-1,2	-1,7	-2,0	-1,8
EU-15	-0,9	-1,2	-1,3	-1,2
NMS-12	-1,9	-2,7	-2,8	-2,5
EU-27	-1,1	-1,4	-1,5	-1,4
übrige Industrieländer	0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,4	-1,3	-2,0	-2,3
G5	0,1	0,4	0,4	0,3
<i>darunter: China</i>	0,2	0,4	0,4	0,3
<i>darunter: Indien</i>	0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: Brasilien</i>	0,3	0,9	1,2	1,2
Rest der Welt	0,1	0,3	0,3	0,3
Welt	-0,1	0,0	0,0	-0,1

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-34	-270	-58	-579
EU-15	-123	-983	-187	-1.867
NMS-12	-42	-337	-73	-726
EU-27	-165	-1.320	-259	-2.592
übrige Industrieländer	7	60	-12	-124
<i>darunter: USA</i>	13	102	24	241
<i>darunter: Russland</i>	-15	-118	-56	-562
G5	62	495	157	1.567
<i>darunter: China</i>	45	358	94	939
<i>darunter: Indien</i>	8	61	31	315
<i>darunter: Brasilien</i>	10	81	32	315
Rest der Welt	22	179	52	520
Welt	-67	-537	-50	-502

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-24	-188	-32	-317
EU-15	-86	-687	-102	-1.020
NMS-12	-29	-235	-40	-395
EU-27	-115	-921	-141	-1.415
übrige Industrieländer	5	42	-6	-61
<i>darunter: USA</i>	9	71	13	132
<i>darunter: Russland</i>	-10	-81	-30	-302
G5	42	339	86	855
<i>darunter: China</i>	31	246	52	516
<i>darunter: Indien</i>	5	42	17	171
<i>darunter: Brasilien</i>	7	56	17	171
Rest der Welt	15	123	28	284
Welt	-48	-384	-27	-267

Tab. 103: Szenario EU-7 (Linear ansteigende Zertifikatspreise): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	732	672	629	574
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.042	2.754	2.611	2.502
NMS-12	954	725	739	703	614	567	541
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.745	3.368	3.179	3.042
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.842	11.382	11.671	11.993
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.693	7.095	7.249	7.415
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.805	1.869	1.907	1.951
G5	3.585	7.009	8.495	10.118	11.817	13.047	14.257
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.313	8.476	9.332	10.208
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.992	2.247	2.440
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	435	487	548
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.094	9.041	9.678	10.443
Welt	20.683	26.703	29.613	32.658	35.484	37.451	39.610

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-6,4	-15,7	-20,6	-24,1
EU-15				-5,6	-13,1	-16,9	-20,1
NMS-12				-9,5	-21,2	-24,1	-26,2
EU-27				-6,3	-14,7	-18,3	-21,2
übrige Industrieländer				0,0	0,1	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,0	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,1	-0,5	-1,0	-1,4
G5				0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,4	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>				0,2	0,7	1,1	1,3
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-0,7	-1,4	-1,6	-1,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-24,3	-30,5	-34,9	-40,6
EU-15		5,3	3,6	-2,4	-11,7	-16,2	-19,8
NMS-12		-24,0	-22,5	-26,2	-35,6	-40,5	-43,3
EU-27		-1,6	-2,5	-8,0	-17,3	-21,9	-25,3
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,6	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,5	49,7	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,3	-8,1	-6,2	-4,1
G5		95,5	137,0	182,3	229,6	264,0	297,7
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,1	275,7	313,6	352,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,7	282,0	314,9
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,1	125,8	152,9	184,5
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,4
Welt		29,1	43,2	57,9	71,6	81,1	91,5

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-9,2	-16,6	-21,9	-28,7
EU-15				-5,8	-14,7	-19,1	-22,5
NMS-12				-4,8	-16,9	-23,2	-26,8
EU-27				-5,6	-15,1	-19,9	-23,3
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,1	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,3	5,9	8,1	10,5
G5				19,1	39,1	53,6	67,8
<i>darunter: China</i>				19,3	38,3	52,3	66,6
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,8	76,8	92,0
<i>darunter: Brasilien</i>				14,3	29,7	45,3	63,4
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,3
Welt				10,3	19,8	26,5	33,8

Tab. 104: Szenario EU-7 (Linear ansteigende Zertifikatspreise): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter:</i> USA	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter:</i> Russland		6,1	2,5	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter:</i> China	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter:</i> Indien	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter:</i> Brasilien	2,7	2,9	3,4	2,7
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,2	-0,7	-0,8	-0,9
EU-15	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
NMS-12	-0,6	-1,3	-1,2	-1,2
EU-27	-0,2	-0,5	-0,4	-0,4
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter:</i> USA	0,0	0,1	0,1	0,1
<i>darunter:</i> Russland	-0,1	-0,7	-1,2	-1,5
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter:</i> China	0,2	0,5	0,5	0,4
<i>darunter:</i> Indien	0,1	0,3	0,5	0,5
<i>darunter:</i> Brasilien	0,2	0,6	0,9	1,0
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,0	0,2	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-10	-82	-26	-257
EU-15	-28	-227	-40	-404
NMS-12	-17	-137	-33	-329
EU-27	-46	-364	-73	-734
übrige Industrieländer	15	119	17	166
<i>darunter:</i> USA	11	89	25	247
<i>darunter:</i> Russland	-7	-55	-35	-352
G5	64	512	191	1.911
<i>darunter:</i> China	47	373	117	1.165
<i>darunter:</i> Indien	10	76	47	467
<i>darunter:</i> Brasilien	7	57	25	249
Rest der Welt	22	180	62	616
Welt	61	486	207	2.070

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-7	-56	-14	-140
EU-15	-20	-157	-22	-222
NMS-12	-12	-94	-18	-180
EU-27	-31	-251	-40	-402
übrige Industrieländer	10	82	10	95
<i>darunter:</i> USA	8	61	14	135
<i>darunter:</i> Russland	-5	-37	-19	-188
G5	44	349	104	1.037
<i>darunter:</i> China	32	255	64	636
<i>darunter:</i> Indien	6	52	25	251
<i>darunter:</i> Brasilien	5	39	13	134
Rest der Welt	15	123	33	335
Welt	41	329	113	1.126

Tab. 105: Szenario EU-8 (Einnahmenverwendung zur Technologieförderung): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	714	659	612	563
EU-15	3.118	3.281	3.229	2.988	2.744	2.600	2.505
NMS-12	954	725	739	654	609	556	536
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.643	3.353	3.156	3.042
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.834	11.355	11.637	11.960
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.691	7.087	7.241	7.407
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.801	1.857	1.891	1.935
G5	3.585	7.009	8.495	10.111	11.788	13.006	14.213
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.308	8.458	9.310	10.188
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.599	1.986	2.235	2.425
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	383	432	483	542
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.087	9.020	9.651	10.414
Welt	20.683	26.703	29.613	32.533	35.391	37.325	39.502

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,7	-17,3	-22,7	-25,6
EU-15				-7,2	-13,4	-17,3	-20,0
NMS-12				-15,8	-21,9	-25,6	-26,8
EU-27				-8,9	-15,1	-18,9	-21,3
übrige Industrieländer				0,0	-0,2	-0,3	-0,3
<i>darunter: USA</i>				0,0	0,0	0,0	0,0
<i>darunter: Russland</i>				-0,3	-1,2	-1,9	-2,2
G5				0,0	0,0	0,0	0,0
<i>darunter: China</i>				0,0	0,0	0,0	0,0
<i>darunter: Indien</i>				0,0	-0,1	-0,1	-0,1
<i>darunter: Brasilien</i>				0,0	0,1	0,2	0,2
Rest der Welt				0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Welt				-1,0	-1,6	-1,9	-2,0

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-26,1	-31,9	-36,7	-41,8
EU-15		5,3	3,6	-4,1	-12,0	-16,6	-19,6
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,4	-36,2	-41,7	-43,8
EU-27		-1,6	-2,5	-10,5	-17,7	-22,5	-25,3
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,3	30,3	33,5	37,2
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,4	49,5	53,0
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,5	-8,7	-7,0	-4,9
G5		95,5	137,0	182,1	228,8	262,8	296,5
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	223,9	274,9	312,7	351,6
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,8	237,6	280,0	312,3
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	98,8	124,4	150,6	181,5
Rest der Welt		37,9	56,7	77,6	98,1	112,0	128,7
Welt		29,1	43,2	57,3	71,1	80,5	91,0

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-11,4	-18,3	-24,0	-30,1
EU-15				-7,5	-15,0	-19,5	-22,4
NMS-12				-11,5	-17,6	-24,7	-27,4
EU-27				-8,2	-15,5	-20,5	-23,3
übrige Industrieländer				6,6	11,8	14,5	17,7
<i>darunter: USA</i>				9,5	16,0	18,5	21,3
<i>darunter: Russland</i>				2,0	5,2	7,1	9,6
G5				19,0	38,8	53,1	67,3
<i>darunter: China</i>				19,3	38,0	51,9	66,3
<i>darunter: Indien</i>				25,8	56,3	75,9	90,8
<i>darunter: Brasilien</i>				14,2	28,9	43,9	61,7
Rest der Welt				13,3	26,4	35,2	45,9
Welt				9,9	19,5	26,0	33,4

Tab. 106: Szenario EU-8 (Einnahmenverwendung zur Technologieförderung): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,9	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,2	2,0
<i>darunter:</i> USA	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter:</i> Russland		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,1	3,6
<i>darunter:</i> China	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter:</i> Indien	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter:</i> Brasilien	2,7	2,9	3,3	2,7
Rest der Welt	3,0	4,3	3,6	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,5	-0,5	-0,5	-0,1
EU-15	-0,3	-0,2	-0,1	0,1
NMS-12	-0,7	-0,9	-1,0	-0,8
EU-27	-0,4	-0,3	-0,2	0,0
übrige Industrieländer	0,0	-0,1	-0,2	-0,2
<i>darunter:</i> USA	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>darunter:</i> Russland	-0,5	-1,5	-2,3	-2,5
G5	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>darunter:</i> China	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>darunter:</i> Indien	0,0	-0,1	-0,1	-0,2
<i>darunter:</i> Brasilien	0,0	0,1	0,1	0,1
Rest der Welt	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Welt	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-12	-96	-13	-125
EU-15	-30	-243	-4	-40
NMS-12	-16	-125	-25	-246
EU-27	-46	-368	-29	-286
übrige Industrieländer	-17	-135	-59	-592
<i>darunter:</i> USA	3	21	6	63
<i>darunter:</i> Russland	-18	-146	-63	-632
G5	-3	-22	-9	-93
<i>darunter:</i> China	2	16	5	54
<i>darunter:</i> Indien	-3	-26	-13	-131
<i>darunter:</i> Brasilien	1	8	4	36
Rest der Welt	-6	-47	-11	-107
Welt	-70	-558	-105	-1.053

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-8	-67	-7	-71
EU-15	-22	-172	-3	-30
NMS-12	-11	-87	-13	-135
EU-27	-32	-260	-17	-165
übrige Industrieländer	-12	-92	-32	-318
<i>darunter:</i> USA	2	14	3	34
<i>darunter:</i> Russland	-12	-100	-34	-341
G5	-2	-15	-5	-49
<i>darunter:</i> China	1	11	3	30
<i>darunter:</i> Indien	-2	-18	-7	-70
<i>darunter:</i> Brasilien	1	5	2	19
Rest der Welt	-4	-33	-6	-58
Welt	-49	-390	-58	-577

Tab. 107: Szenario EU-9 (Minderungsziel der EU 25% bis 2020): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	685	606	570	529
EU-15	3.118	3.281	3.229	2.891	2.555	2.430	2.351
NMS-12	954	725	739	618	562	527	515
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.509	3.117	2.957	2.865
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.843	11.382	11.673	11.995
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.696	7.101	7.256	7.421
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.802	1.859	1.897	1.943
G5	3.585	7.009	8.495	10.123	11.831	13.068	14.280
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.316	8.485	9.343	10.219
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.995	2.253	2.447
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	437	491	553
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.095	9.049	9.691	10.457
Welt	20.683	26.703	29.613	32.428	35.256	37.264	39.474

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-12,4	-23,9	-28,0	-30,1
EU-15				-10,3	-19,4	-22,7	-24,9
NMS-12				-20,5	-27,9	-29,5	-29,8
EU-27				-12,2	-21,1	-24,0	-25,8
übrige Industrieländer				0,0	0,1	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: Russland</i>				-0,3	-1,0	-1,5	-1,8
G5				0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter: China</i>				0,1	0,3	0,4	0,3
<i>darunter: Indien</i>				0,1	0,4	0,7	0,8
<i>darunter: Brasilien</i>				0,3	1,2	1,8	2,0
Rest der Welt				0,1	0,2	0,3	0,3
Welt				-1,4	-2,0	-2,1	-2,1

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-29,1	-37,3	-41,0	-45,2
EU-15		5,3	3,6	-7,3	-18,1	-22,1	-24,6
NMS-12		-24,0	-22,5	-35,2	-41,1	-44,8	-46,0
EU-27		-1,6	-2,5	-13,8	-23,4	-27,4	-29,6
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,6	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,3	46,7	49,9	53,3
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,4	-8,6	-6,7	-4,5
G5		95,5	137,0	182,4	230,0	264,5	298,4
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,3	276,1	314,1	353,0
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	172,0	239,1	282,9	316,0
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,4	126,9	154,7	186,7
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,8	112,9	129,7
Welt		29,1	43,2	56,8	70,5	80,2	90,9

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-15,0	-24,8	-29,3	-34,3
EU-15				-10,5	-20,9	-24,8	-27,2
NMS-12				-16,4	-23,9	-28,7	-30,3
EU-27				-11,6	-21,4	-25,5	-27,8
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,1
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,8	21,5
<i>darunter: Russland</i>				2,1	5,3	7,5	10,1
G5				19,2	39,3	53,8	68,1
<i>darunter: China</i>				19,4	38,5	52,5	66,8
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,9	77,2	92,6
<i>darunter: Brasilien</i>				14,5	30,3	46,3	64,7
Rest der Welt				13,4	26,8	35,8	46,5
Welt				9,5	19,1	25,8	33,3

Tab. 108: Szenario EU-9 (Minderungsziel der EU 25% bis 2020): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,4	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,9	-1,2	-1,1	-1,0
EU-15	-0,7	-0,6	-0,4	-0,3
NMS-12	-1,5	-2,0	-1,7	-1,5
EU-27	-0,8	-0,8	-0,6	-0,5
übrige Industrieländer	0,1	0,1	0,1	0,0
<i>darunter: USA</i>	0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter: Russland</i>	-0,4	-1,3	-1,9	-2,0
G5	0,2	0,6	0,8	0,7
<i>darunter: China</i>	0,3	0,7	0,8	0,6
<i>darunter: Indien</i>	0,1	0,4	0,7	0,8
<i>darunter: Brasilien</i>	0,3	1,1	1,5	1,6
Rest der Welt	0,2	0,5	0,6	0,6
Welt	0,0	0,2	0,4	0,3

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-24	-192	-33	-330
EU-15	-77	-617	-55	-549
NMS-12	-33	-263	-44	-444
EU-27	-110	-880	-99	-993
übrige Industrieländer	19	150	29	287
<i>darunter: USA</i>	19	150	39	394
<i>darunter: Russland</i>	-16	-130	-53	-526
G5	98	781	294	2.943
<i>darunter: China</i>	71	571	176	1.760
<i>darunter: Indien</i>	14	110	73	727
<i>darunter: Brasilien</i>	12	99	41	407
Rest der Welt	34	274	97	967
Welt	49	395	337	3.374

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-17	-134	-18	-181
EU-15	-54	-436	-31	-306
NMS-12	-23	-184	-24	-243
EU-27	-77	-619	-55	-549
übrige Industrieländer	13	103	16	161
<i>darunter: USA</i>	13	103	22	216
<i>darunter: Russland</i>	-11	-89	-28	-284
G5	67	533	160	1.597
<i>darunter: China</i>	49	391	96	960
<i>darunter: Indien</i>	9	74	39	391
<i>darunter: Brasilien</i>	8	67	22	220
Rest der Welt	23	187	53	525
Welt	32	252	183	1.827

Tab. 109: Szenario EU-10 (30%-Minderungsziel, 33% durch CDM): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	719	669	622	572
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.002	2.745	2.593	2.494
NMS-12	954	725	739	656	607	556	538
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.658	3.352	3.149	3.032
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.840	11.377	11.665	11.987
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.694	7.095	7.250	7.415
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.803	1.863	1.900	1.944
G5	3.585	7.009	8.495	9.860	11.504	12.657	13.845
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.163	8.329	9.147	10.018
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.583	1.959	2.204	2.398
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	372	416	462	519
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.091	9.040	9.676	10.443
Welt	20.683	26.703	29.613	32.307	35.148	37.023	39.182

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,0	-16,0	-21,4	-24,4
EU-15				-6,8	-13,4	-17,5	-20,3
NMS-12				-15,6	-22,2	-25,6	-26,6
EU-27				-8,5	-15,1	-19,1	-21,5
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,8	-1,4	-1,7
G5				-2,5	-2,4	-2,7	-2,6
<i>darunter: China</i>				-2,0	-1,5	-1,7	-1,7
<i>darunter: Indien</i>				-1,0	-1,4	-1,5	-1,3
<i>darunter: Brasilien</i>				-3,0	-3,6	-4,1	-4,1
Rest der Welt				0,0	0,1	0,2	0,2
Welt				-1,7	-2,3	-2,7	-2,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,6	-30,8	-35,6	-40,8
EU-15		5,3	3,6	-3,7	-11,9	-16,8	-20,0
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,2	-36,4	-41,7	-43,6
EU-27		-1,6	-2,5	-10,2	-17,7	-22,7	-25,5
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,5	33,8	37,5
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,3	46,5	49,7	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,4	-8,4	-6,6	-4,4
G5		95,5	137,0	175,0	220,9	253,1	286,2
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	217,5	269,2	305,5	344,1
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	169,0	233,1	274,6	307,6
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	92,9	116,1	139,9	169,4
Rest der Welt		37,9	56,7	77,7	98,6	112,5	129,4
Welt		29,1	43,2	56,2	69,9	79,0	89,4

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-10,8	-17,0	-22,8	-29,0
EU-15				-7,0	-15,0	-19,7	-22,8
NMS-12				-11,2	-17,9	-24,8	-27,2
EU-27				-7,8	-15,5	-20,6	-23,6
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,8	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,1	5,5	7,6	10,1
G5				16,1	35,4	49,0	63,0
<i>darunter: China</i>				16,9	35,9	49,3	63,5
<i>darunter: Indien</i>				24,5	54,2	73,4	88,7
<i>darunter: Brasilien</i>				10,8	24,1	37,8	54,7
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,3
Welt				9,1	18,7	25,0	32,3

Tab. 110: Szenario EU-10 (30%-Minderungsziel, 33% durch CDM): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,4	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,7	-1,2	-1,4	-1,3
EU-15	-0,5	-0,6	-0,7	-0,6
NMS-12	-1,1	-1,7	-1,8	-1,6
EU-27	-0,6	-0,8	-0,8	-0,7
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,0	0,0
<i>darunter: USA</i>	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,3	-1,1	-1,7	-1,9
G5	0,5	0,9	1,1	1,1
<i>darunter: China</i>	0,7	1,0	1,2	1,0
<i>darunter: Indien</i>	0,3	0,8	0,9	1,0
<i>darunter: Brasilien</i>	0,4	1,0	1,6	1,7
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,1	0,3	0,4	0,4

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-21	-168	-42	-415
EU-15	-68	-548	-99	-987
NMS-12	-26	-211	-47	-470
EU-27	-95	-759	-146	-1.457
übrige Industrieländer	11	90	7	75
<i>darunter: USA</i>	12	98	25	254
<i>darunter: Russland</i>	-13	-103	-48	-477
G5	179	1.428	417	4.175
<i>darunter: China</i>	124	990	267	2.667
<i>darunter: Indien</i>	33	263	90	902
<i>darunter: Brasilien</i>	13	106	43	425
Rest der Welt	20	160	60	601
Welt	122	973	353	3.534

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-15	-117	-23	-227
EU-15	-48	-383	-54	-542
NMS-12	-18	-147	-26	-257
EU-27	-66	-530	-80	-799
übrige Industrieländer	8	62	5	46
<i>darunter: USA</i>	8	68	14	139
<i>darunter: Russland</i>	-9	-70	-26	-257
G5	123	986	226	2.265
<i>darunter: China</i>	85	684	145	1.449
<i>darunter: Indien</i>	22	180	49	489
<i>darunter: Brasilien</i>	9	73	23	229
Rest der Welt	14	109	33	326
Welt	83	663	191	1.914

Tab. 111: Szenario EU-11 (30%-Minderungsziel, 50% durch CDM): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	741	712	677	629
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.082	2.892	2.776	2.700
NMS-12	954	725	739	695	661	617	599
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.777	3.553	3.394	3.299
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.840	11.376	11.666	11.991
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.692	7.092	7.245	7.411
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.804	1.869	1.909	1.956
G5	3.585	7.009	8.495	9.818	11.288	12.441	13.612
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.130	8.159	8.976	9.834
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.572	1.919	2.162	2.352
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	373	416	462	519
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.090	9.036	9.670	10.435
Welt	20.683	26.703	29.613	32.377	35.114	37.033	39.197

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-5,2	-10,7	-14,5	-16,8
EU-15				-4,3	-8,8	-11,7	-13,8
NMS-12				-10,6	-15,2	-17,4	-18,2
EU-27				-5,6	-10,0	-12,8	-14,6
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,0	0,1	0,1	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,1	-0,5	-0,9	-1,2
G5				-2,9	-4,3	-4,4	-4,2
<i>darunter: China</i>				-2,4	-3,5	-3,6	-3,5
<i>darunter: Indien</i>				-1,7	-3,5	-3,4	-3,1
<i>darunter: Brasilien</i>				-2,7	-3,8	-4,1	-4,2
Rest der Welt				0,0	0,1	0,1	0,1
Welt				-1,5	-2,4	-2,7	-2,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-23,3	-26,4	-30,0	-34,9
EU-15		5,3	3,6	-1,1	-7,2	-11,0	-13,4
NMS-12		-24,0	-22,5	-27,2	-30,7	-35,3	-37,1
EU-27		-1,6	-2,5	-7,2	-12,7	-16,7	-19,0
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,5	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,5	49,6	53,1
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,3	-8,1	-6,1	-3,9
G5		95,5	137,0	173,9	214,9	247,1	279,7
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	216,0	261,7	297,9	335,9
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	167,2	226,1	267,5	299,9
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	93,4	115,7	139,8	169,2
Rest der Welt		37,9	56,7	77,7	98,5	112,4	129,2
Welt		29,1	43,2	56,5	69,8	79,1	89,5

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,0	-11,7	-16,0	-21,9
EU-15				-4,6	-10,4	-14,0	-16,4
NMS-12				-6,0	-10,6	-16,5	-18,9
EU-27				-4,8	-10,5	-14,5	-16,9
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,8	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,1	18,6	21,3
<i>darunter: Russland</i>				2,2	5,9	8,2	10,8
G5				15,6	32,9	46,5	60,2
<i>darunter: China</i>				16,4	33,2	46,5	60,5
<i>darunter: Indien</i>				23,7	51,0	70,1	85,1
<i>darunter: Brasilien</i>				11,1	23,9	37,7	54,6
Rest der Welt				13,4	26,6	35,5	46,2
Welt				9,3	18,6	25,1	32,4

Tab. 112: Szenario EU-11 (30%-Minderungsziel, 50% durch CDM): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,2
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,5	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,4	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,6	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,5	-1,0	-1,2	-1,1
EU-15	-0,4	-0,6	-0,6	-0,6
NMS-12	-0,8	-1,3	-1,3	-1,2
EU-27	-0,5	-0,7	-0,7	-0,7
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,0	0,0
<i>darunter: USA</i>	0,0	0,1	0,1	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,2	-0,7	-1,1	-1,3
G5	0,4	0,7	0,8	0,8
<i>darunter: China</i>	0,5	0,8	0,9	0,8
<i>darunter: Indien</i>	0,2	0,6	0,8	0,8
<i>darunter: Brasilien</i>	0,3	0,7	1,1	1,2
Rest der Welt	0,0	0,2	0,3	0,2
Welt	0,1	0,2	0,3	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-16	-131	-34	-344
EU-15	-57	-452	-91	-911
NMS-12	-19	-151	-34	-336
EU-27	-75	-603	-125	-1.247
übrige Industrieländer	8	62	5	45
<i>darunter: USA</i>	8	63	16	161
<i>darunter: Russland</i>	-8	-65	-31	-313
G5	135	1.082	316	3.158
<i>darunter: China</i>	94	753	199	1.991
<i>darunter: Indien</i>	25	203	75	751
<i>darunter: Brasilien</i>	9	73	29	290
Rest der Welt	13	105	40	403
Welt	86	687	247	2.466

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-11	-90	-19	-188
EU-15	-39	-315	-50	-499
NMS-12	-13	-105	-18	-183
EU-27	-53	-420	-68	-682
übrige Industrieländer	5	43	3	29
<i>darunter: USA</i>	5	43	9	88
<i>darunter: Russland</i>	-6	-44	-17	-168
G5	93	746	171	1.715
<i>darunter: China</i>	65	520	108	1.083
<i>darunter: Indien</i>	17	139	41	407
<i>darunter: Brasilien</i>	6	50	16	156
Rest der Welt	9	71	22	219
Welt	59	468	134	1.338

Tab. 113: Szenario D-1 (Verlängerung KKW-Laufzeiten um 20 Jahre): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	794	691	606	562	530
EU-15	3.118	3.281	3.218	2.976	2.688	2.539	2.458
NMS-12	954	725	739	657	608	558	540
EU-27	4.072	4.007	3.957	3.632	3.296	3.097	2.998
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.841	11.378	11.669	11.992
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.693	7.095	7.249	7.415
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.803	1.866	1.905	1.950
G5	3.585	7.009	8.495	10.118	11.817	13.048	14.258
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.313	8.476	9.332	10.209
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.992	2.247	2.441
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	435	488	549
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.093	9.041	9.679	10.444
Welt	20.683	26.703	29.601	32.544	35.408	37.368	39.568

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-11,6	-23,9	-29,1	-29,9
EU-15				-7,6	-15,2	-19,2	-21,5
NMS-12				-15,5	-22,0	-25,3	-26,3
EU-27				-9,2	-16,5	-20,4	-22,4
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,7	-1,1	-1,4
G5				0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,2	0,4	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>				0,2	0,8	1,2	1,3
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-1,0	-1,6	-1,8	-1,9

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-17,8	-28,5	-37,3	-41,9	-45,1
EU-15		5,3	3,2	-4,5	-13,8	-18,6	-21,2
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,2	-36,2	-41,5	-43,4
EU-27		-1,6	-2,8	-10,8	-19,1	-23,9	-26,4
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,5	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,2	46,5	49,7	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,3	-8,3	-6,3	-4,1
G5		95,5	137,0	182,3	229,6	264,0	297,8
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,7	313,7	352,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,7	282,0	314,9
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,1	125,9	153,1	184,7
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,4
Welt		29,1	43,1	57,3	71,2	80,7	91,3

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-13,0	-23,7	-29,3	-33,3
EU-15				-7,5	-16,5	-21,1	-23,6
NMS-12				-11,1	-17,7	-24,5	-26,9
EU-27				-8,2	-16,7	-21,7	-24,2
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,1	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,2	5,7	7,9	10,5
G5				19,1	39,1	53,6	67,8
<i>darunter: China</i>				19,3	38,3	52,3	66,6
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,7	76,8	92,0
<i>darunter: Brasilien</i>				14,4	29,7	45,3	63,5
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,4
Welt				9,9	19,6	26,2	33,7

Tab. 114: Szenario D-1 (Verlängerung KKW-Laufzeiten um 20 Jahre): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,7
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5
EU-15	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2
NMS-12	-1,0	-1,4	-1,3	-1,1
EU-27	-0,5	-0,5	-0,4	-0,3
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter: USA</i>	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,3	-0,9	-1,4	-1,6
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter: China</i>	0,2	0,5	0,5	0,4
<i>darunter: Indien</i>	0,1	0,3	0,5	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>	0,2	0,7	1,0	1,0
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,0	0,1	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-12	-94	-15	-147
EU-15	-46	-367	-34	-340
NMS-12	-22	-179	-33	-333
EU-27	-68	-546	-67	-674
übrige Industrieländer	11	92	13	134
<i>darunter: USA</i>	11	92	25	251
<i>darunter: Russland</i>	-11	-84	-39	-390
G5	64	512	196	1.959
<i>darunter: China</i>	47	376	120	1.195
<i>darunter: Indien</i>	9	71	47	472
<i>darunter: Brasilien</i>	8	62	26	261
Rest der Welt	22	177	63	631
Welt	35	279	217	2.165

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-8	-65	-8	-81
EU-15	-32	-259	-19	-189
NMS-12	-16	-125	-18	-182
EU-27	-48	-384	-37	-371
übrige Industrieländer	8	63	8	78
<i>darunter: USA</i>	8	63	14	138
<i>darunter: Russland</i>	-7	-58	-21	-210
G5	44	349	106	1.062
<i>darunter: China</i>	32	257	65	652
<i>darunter: Indien</i>	6	48	25	253
<i>darunter: Brasilien</i>	5	42	14	141
Rest der Welt	15	121	34	343
Welt	22	180	117	1.174

Tab. 115: Szenario D-2 (höherer Wachstumspfad in Deutschland): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	724	681	654	615
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.006	2.758	2.633	2.546
NMS-12	954	725	739	655	606	561	545
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.661	3.364	3.194	3.092
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.845	11.398	11.712	12.058
<i>darunter:</i> USA	4.842	5.729	6.108	6.695	7.102	7.264	7.436
<i>darunter:</i> Russland	2.034	1.640	1.765	1.805	1.872	1.922	1.978
G5	3.585	7.009	8.495	10.123	11.838	13.097	14.339
<i>darunter:</i> China	2.256	4.943	6.128	7.316	8.490	9.361	10.250
<i>darunter:</i> Indien	588	1.058	1.271	1.600	1.996	2.260	2.466
<i>darunter:</i> Brasilien	193	295	336	384	437	492	557
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.096	9.056	9.712	10.498
Welt	20.683	26.703	29.613	32.583	35.531	37.590	39.862

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,5	-16,9	-22,0	-25,1
EU-15				-7,0	-13,8	-17,9	-20,8
NMS-12				-15,9	-22,9	-26,1	-27,1
EU-27				-8,8	-15,6	-19,4	-22,0
übrige Industrieländer				0,0	0,0	0,0	-0,1
<i>darunter:</i> USA				0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter:</i> Russland				-0,2	-0,7	-1,2	-1,5
G5				0,1	0,2	0,3	0,3
<i>darunter:</i> China				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter:</i> Indien				0,0	0,2	0,4	0,5
<i>darunter:</i> Brasilien				0,2	0,8	1,2	1,4
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-1,0	-1,5	-1,7	-1,9

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-25,1	-29,5	-32,3	-36,4
EU-15		5,3	3,6	-3,6	-11,5	-15,6	-18,3
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,3	-36,4	-41,1	-42,8
EU-27		-1,6	-2,5	-10,1	-17,4	-21,6	-24,1
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,8	34,4	38,3
<i>darunter:</i> USA		18,3	26,2	38,3	46,7	50,0	53,6
<i>darunter:</i> Russland		-19,4	-13,2	-11,3	-8,0	-5,5	-2,7
G5		95,5	137,0	182,4	230,2	265,4	300,0
<i>darunter:</i> China		119,1	171,6	224,3	276,3	314,9	354,4
<i>darunter:</i> Indien		79,8	116,1	172,0	239,3	284,2	319,2
<i>darunter:</i> Brasilien		52,9	74,1	99,3	126,7	155,4	189,0
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,9	113,3	130,6
Welt		29,1	43,2	57,5	71,8	81,7	92,7

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-10,2	-15,5	-18,8	-23,7
EU-15				-6,9	-14,6	-18,5	-21,1
NMS-12				-11,3	-18,0	-24,0	-26,2
EU-27				-7,7	-15,2	-19,5	-22,1
übrige Industrieländer				6,7	12,2	15,3	18,7
<i>darunter:</i> USA				9,6	16,3	18,9	21,7
<i>darunter:</i> Russland				2,2	6,1	8,9	12,1
G5				19,2	39,4	54,2	68,8
<i>darunter:</i> China				19,4	38,6	52,8	67,3
<i>darunter:</i> Indien				25,9	57,1	77,8	94,0
<i>darunter:</i> Brasilien				14,5	30,2	46,7	66,0
Rest der Welt				13,4	26,9	36,1	47,1
Welt				10,0	20,0	26,9	34,6

Tab. 116: Szenario D-2 (höherer Wachstumspfad in Deutschland): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,9	2,0
EU-15	2,3	1,9	2,0	1,9
NMS-12	2,3	4,0	3,9	3,3
EU-27	2,3	2,1	2,3	2,1
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter:</i> USA	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter:</i> Russland		6,1	2,5	3,0
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter:</i> China	10,6	8,7	5,4	3,9
<i>darunter:</i> Indien	5,4	6,0	6,4	3,6
<i>darunter:</i> Brasilien	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,9
Welt	3,6	3,9	3,5	2,8

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,6	-0,9	-1,0	-0,9
EU-15	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3
NMS-12	-1,0	-1,4	-1,3	-1,2
EU-27	-0,5	-0,6	-0,5	-0,4
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter:</i> USA	0,1	0,1	0,2	0,1
<i>darunter:</i> Russland	-0,3	-0,9	-1,4	-1,7
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter:</i> China	0,2	0,5	0,6	0,4
<i>darunter:</i> Indien	0,1	0,3	0,5	0,6
<i>darunter:</i> Brasilien	0,2	0,7	1,0	1,1
Rest der Welt	0,1	0,3	0,4	0,4
Welt	0,0	0,1	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-18	-140	-30	-304
EU-15	-52	-415	-51	-508
NMS-12	-23	-184	-35	-353
EU-27	-75	-599	-86	-861
übrige Industrieländer	13	103	15	155
<i>darunter:</i> USA	12	99	27	273
<i>darunter:</i> Russland	-11	-85	-41	-408
G5	67	533	206	2.057
<i>darunter:</i> China	49	392	125	1.251
<i>darunter:</i> Indien	9	75	50	497
<i>darunter:</i> Brasilien	8	65	28	277
Rest der Welt	23	186	67	668
Welt	34	269	214	2.138

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-12	-97	-17	-166
EU-15	-37	-292	-28	-280
NMS-12	-16	-128	-19	-193
EU-27	-53	-420	-47	-473
übrige Industrieländer	9	70	9	89
<i>darunter:</i> USA	8	68	15	150
<i>darunter:</i> Russland	-7	-58	-22	-219
G5	45	364	112	1.116
<i>darunter:</i> China	33	268	68	682
<i>darunter:</i> Indien	6	50	27	267
<i>darunter:</i> Brasilien	6	44	15	149
Rest der Welt	16	127	36	363
Welt	22	173	116	1.160

Tab. 117: Szenario D-3 (40%-THG-Minderung Deutschlands): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	683	591	544	497
EU-15	3.118	3.281	3.229	2.966	2.669	2.515	2.420
NMS-12	954	725	739	656	607	556	538
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.622	3.276	3.072	2.958
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.842	11.380	11.668	11.990
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.694	7.097	7.251	7.417
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.803	1.864	1.902	1.946
G5	3.585	7.009	8.495	10.119	11.819	13.049	14.260
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.314	8.477	9.332	10.209
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.600	1.993	2.248	2.441
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	384	436	488	549
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.094	9.043	9.680	10.445
Welt	20.683	26.703	29.613	32.535	35.394	37.345	39.528

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-12,7	-25,8	-31,4	-34,3
EU-15				-7,9	-15,8	-19,9	-22,7
NMS-12				-15,6	-22,2	-25,6	-26,6
EU-27				-9,4	-17,0	-21,0	-23,4
übrige Industrieländer				0,0	0,1	0,0	-0,1
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter: Russland</i>				-0,2	-0,7	-1,3	-1,6
G5				0,1	0,3	0,3	0,3
<i>darunter: China</i>				0,1	0,2	0,3	0,2
<i>darunter: Indien</i>				0,0	0,3	0,4	0,5
<i>darunter: Brasilien</i>				0,2	0,8	1,3	1,4
Rest der Welt				0,0	0,2	0,2	0,2
Welt				-1,0	-1,6	-1,9	-2,0

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-29,3	-38,8	-43,8	-48,5
EU-15		5,3	3,6	-4,9	-14,4	-19,3	-22,4
NMS-12		-24,0	-22,5	-31,2	-36,4	-41,7	-43,6
EU-27		-1,6	-2,5	-11,0	-19,5	-24,6	-27,3
übrige Industrieländer		9,5	16,6	24,4	30,6	33,9	37,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,3	46,6	49,8	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-11,4	-8,3	-6,5	-4,3
G5		95,5	137,0	182,3	229,7	264,0	297,8
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	224,2	275,8	313,7	352,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	171,9	238,7	282,1	315,0
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	99,2	126,1	153,3	185,0
Rest der Welt		37,9	56,7	77,8	98,6	112,6	129,4
Welt		29,1	43,2	57,3	71,1	80,6	91,1

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-15,2	-26,6	-32,5	-38,3
EU-15				-8,1	-17,3	-22,1	-25,1
NMS-12				-11,2	-17,9	-24,7	-27,2
EU-27				-8,7	-17,4	-22,6	-25,5
übrige Industrieländer				6,7	12,0	14,9	18,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				2,1	5,6	7,8	10,2
G5				19,1	39,1	53,6	67,9
<i>darunter: China</i>				19,4	38,3	52,3	66,6
<i>darunter: Indien</i>				25,9	56,8	76,9	92,1
<i>darunter: Brasilien</i>				14,4	29,8	45,5	63,7
Rest der Welt				13,4	26,7	35,6	46,4
Welt				9,9	19,5	26,1	33,5

**Tab. 118: Szenario D-3 (40%-THG-Minderung Deutschlands): BIP in Mrd. US-Dollar 2000
(Kaufkraftparitäten)**

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,3	2,0
<i>darunter:</i> USA	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter:</i> Russland		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter:</i> China	10,6	8,7	5,3	3,8
<i>darunter:</i> Indien	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter:</i> Brasilien	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,7	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,9	-1,6	-1,8	-1,5
EU-15	-0,5	-0,6	-0,5	-0,4
NMS-12	-1,0	-1,5	-1,5	-1,3
EU-27	-0,6	-0,7	-0,7	-0,5
übrige Industrieländer	0,0	0,1	0,1	0,0
<i>darunter:</i> USA	0,1	0,2	0,2	0,1
<i>darunter:</i> Russland	-0,3	-1,0	-1,6	-1,8
G5	0,1	0,4	0,5	0,5
<i>darunter:</i> China	0,2	0,5	0,5	0,4
<i>darunter:</i> Indien	0,1	0,3	0,5	0,5
<i>darunter:</i> Brasilien	0,2	0,8	1,1	1,1
Rest der Welt	0,1	0,4	0,4	0,4
Welt	0,0	0,1	0,2	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-29	-230	-52	-518
EU-15	-63	-502	-73	-735
NMS-12	-24	-191	-38	-383
EU-27	-87	-693	-112	-1.118
übrige Industrieländer	14	115	14	144
<i>darunter:</i> USA	14	111	29	290
<i>darunter:</i> Russland	-12	-92	-44	-444
G5	69	555	204	2.039
<i>darunter:</i> China	51	407	123	1.233
<i>darunter:</i> Indien	10	79	49	495
<i>darunter:</i> Brasilien	9	69	29	285
Rest der Welt	25	198	67	669
Welt	28	222	186	1.857

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-20	-159	-28	-284
EU-15	-44	-352	-41	-406
NMS-12	-17	-133	-21	-209
EU-27	-61	-485	-62	-616
übrige Industrieländer	10	79	8	84
<i>darunter:</i> USA	9	76	16	159
<i>darunter:</i> Russland	-8	-63	-24	-238
G5	47	378	111	1.107
<i>darunter:</i> China	35	278	67	673
<i>darunter:</i> Indien	7	53	27	266
<i>darunter:</i> Brasilien	6	47	15	154
Rest der Welt	17	135	36	363
Welt	18	140	101	1.006

**Tab. 119: Szenario IL (Beteiligung Industrieländer ohne USA am EU-Klimaregime):
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen**

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	742	712	677	630
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.083	2.893	2.777	2.700
NMS-12	954	725	739	695	661	617	600
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.777	3.554	3.394	3.300
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	10.493	10.583	10.672	10.866
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	6.695	7.097	7.251	7.417
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.694	1.590	1.582	1.601
G5	3.585	7.009	8.495	9.784	11.171	12.346	13.545
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.103	8.069	8.900	9.780
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.565	1.898	2.145	2.341
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	373	416	463	520
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.092	9.037	9.669	10.434
Welt	20.683	26.703	29.613	31.998	34.207	35.942	38.005

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-5,1	-10,7	-14,5	-16,8
EU-15				-4,3	-8,7	-11,6	-13,7
NMS-12				-10,6	-15,2	-17,4	-18,2
EU-27				-5,5	-10,0	-12,7	-14,6
übrige Industrieländer				-3,2	-7,0	-8,5	-9,5
<i>darunter: USA</i>				0,1	0,2	0,2	0,2
<i>darunter: Russland</i>				-6,3	-15,3	-17,9	-19,1
G5				-3,2	-5,2	-5,1	-4,7
<i>darunter: China</i>				-2,8	-4,6	-4,4	-4,0
<i>darunter: Indien</i>				-2,1	-4,5	-4,1	-3,6
<i>darunter: Brasilien</i>				-2,7	-3,8	-4,0	-4,0
Rest der Welt				0,0	0,1	0,1	0,1
Welt				-2,7	-4,9	-5,6	-5,8

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-23,3	-26,3	-29,9	-34,8
EU-15		5,3	3,6	-1,1	-7,2	-10,9	-13,4
NMS-12		-24,0	-22,5	-27,2	-30,7	-35,3	-37,1
EU-27		-1,6	-2,5	-7,2	-12,7	-16,6	-19,0
übrige Industrieländer		9,5	16,6	20,4	21,4	22,4	24,7
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	38,3	46,6	49,8	53,2
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-16,7	-21,8	-22,2	-21,3
G5		95,5	137,0	172,9	211,6	244,4	277,9
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	214,9	257,7	294,5	333,5
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	166,1	222,6	264,7	297,9
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	93,4	115,8	140,1	169,7
Rest der Welt		37,9	56,7	77,7	98,5	112,4	129,2
Welt		29,1	43,2	54,7	65,4	73,8	83,8

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-8,0	-11,7	-16,0	-21,9
EU-15				-4,5	-10,4	-14,0	-16,4
NMS-12				-6,0	-10,5	-16,4	-18,9
EU-27				-4,8	-10,4	-14,5	-16,8
übrige Industrieländer				3,3	4,2	5,0	7,0
<i>darunter: USA</i>				9,6	16,2	18,7	21,4
<i>darunter: Russland</i>				-4,1	-9,9	-10,4	-9,3
G5				15,2	31,5	45,3	59,5
<i>darunter: China</i>				15,9	31,7	45,2	59,6
<i>darunter: Indien</i>				23,2	49,3	68,8	84,2
<i>darunter: Brasilien</i>				11,1	23,9	37,9	54,9
Rest der Welt				13,4	26,6	35,5	46,2
Welt				8,1	15,5	21,4	28,3

Tab. 120: Szenario IL (Beteiligung Industrieländer ohne USA am EU-Klimaregime): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,4	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,2	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,6	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,4	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,4	2,8
Rest der Welt	3,0	4,3	3,6	2,8
Welt	3,6	3,9	3,4	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,4	-0,9	-1,1	-1,0
EU-15	-0,4	-0,6	-0,6	-0,6
NMS-12	-0,8	-1,3	-1,3	-1,2
EU-27	-0,4	-0,7	-0,7	-0,7
übrige Industrieländer	-0,2	-0,4	-0,5	-0,4
<i>darunter: USA</i>	0,1	0,2	0,2	0,1
<i>darunter: Russland</i>	-0,4	-1,3	-1,9	-2,0
G5	0,5	0,8	0,9	0,8
<i>darunter: China</i>	0,6	0,9	0,9	0,8
<i>darunter: Indien</i>	0,3	0,7	0,8	0,8
<i>darunter: Brasilien</i>	0,4	0,9	1,3	1,4
Rest der Welt	0,1	0,3	0,3	0,2
Welt	0,0	0,1	0,1	0,2

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-15	-116	-32	-319
EU-15	-53	-421	-88	-881
NMS-12	-19	-150	-34	-345
EU-27	-71	-571	-123	-1.226
übrige Industrieländer	-66	-528	-130	-1.301
<i>darunter: USA</i>	15	122	29	291
<i>darunter: Russland</i>	-15	-117	-52	-524
G5	156	1.249	343	3.435
<i>darunter: China</i>	105	842	206	2.055
<i>darunter: Indien</i>	28	228	83	834
<i>darunter: Brasilien</i>	12	95	36	358
Rest der Welt	19	150	41	407
Welt	43	343	144	1.442

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-10	-80	-17	-175
EU-15	-37	-294	-48	-483
NMS-12	-13	-104	-19	-188
EU-27	-50	-398	-67	-671
übrige Industrieländer	-46	-365	-71	-712
<i>darunter: USA</i>	11	85	16	159
<i>darunter: Russland</i>	-10	-80	-28	-283
G5	108	861	187	1.867
<i>darunter: China</i>	73	582	112	1.119
<i>darunter: Indien</i>	19	156	45	452
<i>darunter: Brasilien</i>	8	65	19	193
Rest der Welt	13	103	22	221
Welt	29	232	78	775

**Tab. 121: Szenario USA (Beteiligung Industrieländer inkl. USA am EU-Klimaregime):
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen**

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	742	714	679	633
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.083	2.896	2.781	2.708
NMS-12	954	725	739	695	662	620	603
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.777	3.558	3.400	3.312
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	9.555	8.960	8.732	8.701
<i>darunter:</i> USA	4.842	5.729	6.108	5.766	5.484	5.325	5.267
<i>darunter:</i> Russland	2.034	1.640	1.765	1.691	1.585	1.578	1.598
G5	3.585	7.009	8.495	9.681	10.861	11.996	13.171
<i>darunter:</i> China	2.256	4.943	6.128	7.033	7.853	8.665	9.531
<i>darunter:</i> Indien	588	1.058	1.271	1.547	1.839	2.077	2.267
<i>darunter:</i> Brasilien	193	295	336	370	408	450	503
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	8.012	8.888	9.463	10.194
Welt	20.683	26.703	29.613	30.878	32.130	33.454	35.238

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-5,1	-10,4	-14,2	-16,3
EU-15				-4,3	-8,6	-11,5	-13,5
NMS-12				-10,6	-15,0	-17,1	-17,7
EU-27				-5,5	-9,9	-12,6	-14,3
übrige Industrieländer				-11,8	-21,2	-25,2	-27,5
<i>darunter:</i> USA				-13,8	-22,6	-26,4	-28,9
<i>darunter:</i> Russland				-6,4	-15,6	-18,1	-19,2
G5				-4,2	-7,9	-7,8	-7,4
<i>darunter:</i> China				-3,8	-7,1	-6,9	-6,4
<i>darunter:</i> Indien				-3,2	-7,5	-7,2	-6,7
<i>darunter:</i> Brasilien				-3,4	-5,7	-6,7	-7,1
Rest der Welt				-1,0	-1,5	-2,0	-2,2
Welt				-6,1	-10,7	-12,1	-12,6

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-23,2	-26,2	-29,7	-34,5
EU-15		5,3	3,6	-1,1	-7,1	-10,8	-13,1
NMS-12		-24,0	-22,5	-27,2	-30,6	-35,0	-36,8
EU-27		-1,6	-2,5	-7,2	-12,6	-16,5	-18,7
übrige Industrieländer		9,5	16,6	9,6	2,8	0,2	-0,2
<i>darunter:</i> USA		18,3	26,2	19,1	13,3	10,0	8,8
<i>darunter:</i> Russland		-19,4	-13,2	-16,9	-22,1	-22,4	-21,4
G5		95,5	137,0	170,1	203,0	234,6	267,4
<i>darunter:</i> China		119,1	171,6	211,7	248,1	284,1	322,5
<i>darunter:</i> Indien		79,8	116,1	163,0	212,6	253,1	285,4
<i>darunter:</i> Brasilien		52,9	74,1	92,0	111,5	133,4	161,2
Rest der Welt		37,9	56,7	76,0	95,2	107,9	123,9
Welt		29,1	43,2	49,3	55,3	61,7	70,4

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-7,9	-11,4	-15,7	-21,4
EU-15				-4,5	-10,3	-13,9	-16,1
NMS-12				-6,0	-10,4	-16,1	-18,4
EU-27				-4,8	-10,3	-14,3	-16,5
übrige Industrieländer				-6,0	-11,8	-14,0	-14,4
<i>darunter:</i> USA				-5,6	-10,2	-12,8	-13,8
<i>darunter:</i> Russland				-4,2	-10,2	-10,6	-9,5
G5				14,0	27,9	41,2	55,0
<i>darunter:</i> China				14,8	28,2	41,4	55,5
<i>darunter:</i> Indien				21,8	44,7	63,4	78,4
<i>darunter:</i> Brasilien				10,3	21,5	34,1	50,0
Rest der Welt				12,3	24,6	32,6	42,8
Welt				4,3	8,5	13,0	19,0

Tab. 122: Szenario USA (Beteiligung Industrieländer ohne USA am EU-Klimaregime): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,1	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,5	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,4	2,9
G5	6,7	6,8	5,2	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,4	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,4	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,3	2,7
Rest der Welt	3,0	4,3	3,4	2,7
Welt	3,6	3,9	3,3	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,3	-0,5	-0,6	-0,3
EU-15	-0,4	-0,5	-0,4	-0,3
NMS-12	-0,9	-1,2	-1,2	-0,9
EU-27	-0,4	-0,6	-0,6	-0,4
übrige Industrieländer	-0,5	-1,1	-1,2	-1,1
<i>darunter: USA</i>	-0,3	-1,0	-1,0	-1,0
<i>darunter: Russland</i>	-0,5	-1,7	-2,2	-2,1
G5	0,3	0,5	0,4	0,5
<i>darunter: China</i>	0,6	0,9	1,0	1,0
<i>darunter: Indien</i>	0,1	0,3	0,3	0,3
<i>darunter: Brasilien</i>	-0,3	-0,5	-0,8	-0,9
Rest der Welt	-1,3	-2,2	-3,0	-3,2
Welt	-0,3	-0,6	-0,8	-0,7

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-10	-78	-16	-162
EU-15	-49	-394	-60	-601
NMS-12	-20	-156	-31	-312
EU-27	-69	-550	-91	-913
übrige Industrieländer	-171	-1.365	-342	-3.416
<i>darunter: USA</i>	-86	-684	-187	-1.873
<i>darunter: Russland</i>	-20	-162	-61	-608
G5	89	716	178	1.778
<i>darunter: China</i>	107	859	232	2.322
<i>darunter: Indien</i>	12	97	32	318
<i>darunter: Brasilien</i>	-7	-59	-21	-212
Rest der Welt	-190	-1.524	-472	-4.716
Welt	-340	-2.719	-741	-7.415

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-7	-54	-9	-90
EU-15	-34	-275	-33	-334
NMS-12	-14	-109	-17	-171
EU-27	-48	-384	-51	-505
übrige Industrieländer	-118	-942	-187	-1.870
<i>darunter: USA</i>	-59	-471	-103	-1.026
<i>darunter: Russland</i>	-14	-111	-33	-329
G5	62	496	97	967
<i>darunter: China</i>	74	594	126	1.259
<i>darunter: Indien</i>	8	66	17	173
<i>darunter: Brasilien</i>	-5	-40	-11	-114
Rest der Welt	-132	-1.053	-255	-2.548
Welt	-235	-1.880	-403	-4.033

Tab. 123: Szenario G5-1 (wie Szenario USA und CO₂-Steuer in G5): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	742	713	678	631
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.082	2.892	2.774	2.697
NMS-12	954	725	739	694	661	618	599
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.776	3.553	3.392	3.297
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	9.551	8.938	8.692	8.641
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	5.768	5.484	5.324	5.264
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.687	1.568	1.548	1.555
G5	3.585	7.009	8.495	9.054	9.398	9.848	10.283
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	6.595	6.807	7.109	7.417
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.437	1.582	1.703	1.777
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	346	358	380	413
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	7.815	8.320	8.496	8.775
Welt	20.683	26.703	29.613	30.049	30.072	30.291	30.858

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-5,1	-10,6	-14,4	-16,7
EU-15				-4,3	-8,8	-11,7	-13,8
NMS-12				-10,7	-15,1	-17,4	-18,2
EU-27				-5,6	-10,0	-12,8	-14,7
übrige Industrieländer				-11,9	-21,4	-25,5	-28,0
<i>darunter: USA</i>				-13,8	-22,6	-26,4	-28,9
<i>darunter: Russland</i>				-6,6	-16,5	-19,7	-21,4
G5				-10,5	-20,3	-24,3	-27,7
<i>darunter: China</i>				-9,7	-19,5	-23,6	-27,2
<i>darunter: Indien</i>				-10,1	-20,4	-23,9	-26,8
<i>darunter: Brasilien</i>				-9,7	-17,1	-21,1	-23,8
Rest der Welt				-3,4	-7,8	-12,0	-15,8
Welt				-8,6	-16,4	-20,4	-23,5

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-23,2	-26,3	-29,9	-34,8
EU-15		5,3	3,6	-1,2	-7,2	-11,0	-13,5
NMS-12		-24,0	-22,5	-27,2	-30,7	-35,2	-37,2
EU-27		-1,6	-2,5	-7,3	-12,7	-16,7	-19,0
übrige Industrieländer		9,5	16,6	9,6	2,5	-0,3	-0,9
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	19,1	13,3	10,0	8,7
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-17,0	-22,9	-23,9	-23,6
G5		95,5	137,0	152,6	162,2	174,7	186,8
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	192,4	201,7	215,1	228,8
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	144,2	169,0	189,6	202,1
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	79,4	85,8	97,4	114,1
Rest der Welt		37,9	56,7	71,7	82,7	86,6	92,7
Welt		29,1	43,2	45,3	45,4	46,5	49,2

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-7,9	-11,6	-15,9	-21,8
EU-15				-4,6	-10,4	-14,1	-16,5
NMS-12				-6,1	-10,5	-16,4	-18,9
EU-27				-4,8	-10,5	-14,5	-16,9
übrige Industrieländer				-6,0	-12,0	-14,4	-14,9
<i>darunter: USA</i>				-5,6	-10,2	-12,8	-13,8
<i>darunter: Russland</i>				-4,4	-11,2	-12,3	-11,9
G5				6,6	10,6	15,9	21,0
<i>darunter: China</i>				7,6	11,1	16,0	21,0
<i>darunter: Indien</i>				13,0	24,5	34,0	39,8
<i>darunter: Brasilien</i>				3,1	6,7	13,4	23,0
Rest der Welt				9,5	16,6	19,0	23,0
Welt				1,5	1,5	2,3	4,2

Tab. 124: Szenario G5-1 (wie Szenario USA und CO₂-Steuer in G5): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,1
EU-27	2,3	2,1	2,1	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,1	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,5	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,2	2,8
G5	6,7	6,8	4,9	3,6
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,1	3,8
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,2	3,6
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,1	2,7
Rest der Welt	3,0	4,3	3,3	2,6
Welt	3,6	3,9	3,2	2,7

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,4	-0,7	-1,0	-0,8
EU-15	-0,4	-0,6	-0,7	-0,7
NMS-12	-1,0	-1,6	-1,8	-1,9
EU-27	-0,5	-0,8	-0,9	-0,9
übrige Industrieländer	-0,5	-1,4	-1,6	-1,6
<i>darunter: USA</i>	-0,2	-1,0	-1,0	-1,0
<i>darunter: Russland</i>	-0,9	-3,0	-4,4	-4,9
G5	-3,2	-1,9	-2,0	-1,8
<i>darunter: China</i>	-3,2	-1,9	-2,0	-1,7
<i>darunter: Indien</i>	-3,4	-1,6	-1,4	-1,0
<i>darunter: Brasilien</i>	-2,9	-2,5	-2,8	-2,9
Rest der Welt	-1,6	-2,9	-4,0	-4,8
Welt	-1,6	-1,7	-2,0	-2,1

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-13	-102	-27	-274
EU-15	-61	-487	-106	-1.058
NMS-12	-24	-194	-48	-485
EU-27	-85	-682	-154	-1.542
übrige Industrieländer	-199	-1.593	-455	-4.549
<i>darunter: USA</i>	-83	-666	-190	-1.902
<i>darunter: Russland</i>	-35	-283	-124	-1.236
G5	-681	-5.448	-764	-7.643
<i>darunter: China</i>	-393	-3.148	-444	-4.438
<i>darunter: Indien</i>	-183	-1.460	-146	-1.461
<i>darunter: Brasilien</i>	-55	-442	-77	-771
Rest der Welt	-240	-1.921	-653	-6.529
Welt	-1.203	-9.628	-2.039	-20.387

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-9	-71	-15	-150
EU-15	-42	-339	-58	-577
NMS-12	-17	-135	-26	-263
EU-27	-59	-474	-84	-840
übrige Industrieländer	-137	-1.097	-248	-2.476
<i>darunter: USA</i>	-57	-458	-104	-1.040
<i>darunter: Russland</i>	-24	-193	-67	-665
G5	-483	-3.864	-417	-4.171
<i>darunter: China</i>	-277	-2.215	-241	-2.412
<i>darunter: Indien</i>	-132	-1.056	-81	-814
<i>darunter: Brasilien</i>	-39	-313	-42	-419
Rest der Welt	-166	-1.325	-351	-3.513
Welt	-844	-6.748	-1.106	-11.065

Tab. 125: Szenario G5-2 (wie Szenario USA und reduzierte CO₂-Steuer in G5): Energiebedingte CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen

energiebedingte CO ₂ -Emissionen	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂						
Deutschland	966	829	806	742	713	678	632
EU-15	3.118	3.281	3.229	3.082	2.894	2.777	2.702
NMS-12	954	725	739	695	662	618	601
EU-27	4.072	4.007	3.968	3.777	3.556	3.395	3.302
übrige Industrieländer	8.716	9.542	10.160	9.554	8.954	8.713	8.667
<i>darunter: USA</i>	4.842	5.729	6.108	5.767	5.483	5.324	5.265
<i>darunter: Russland</i>	2.034	1.640	1.765	1.691	1.581	1.564	1.574
G5	3.585	7.009	8.495	9.677	10.738	11.131	11.862
<i>darunter: China</i>	2.256	4.943	6.128	7.035	7.760	8.037	8.572
<i>darunter: Indien</i>	588	1.058	1.271	1.533	1.807	1.927	2.042
<i>darunter: Brasilien</i>	193	295	336	370	407	423	466
Rest der Welt	4.553	6.280	7.136	7.828	8.347	8.524	8.816
Welt	20.683	26.703	29.613	30.689	31.457	31.626	32.509

Abweichungen von der Referenz	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-5,1	-10,5	-14,3	-16,5
EU-15				-4,3	-8,7	-11,6	-13,7
NMS-12				-10,6	-15,1	-17,3	-18,0
EU-27				-5,5	-9,9	-12,7	-14,5
übrige Industrieländer				-11,9	-21,3	-25,3	-27,8
<i>darunter: USA</i>				-13,8	-22,6	-26,4	-28,9
<i>darunter: Russland</i>				-6,4	-15,8	-18,8	-20,4
G5				-4,3	-8,9	-14,4	-16,6
<i>darunter: China</i>				-3,7	-8,2	-13,7	-15,8
<i>darunter: Indien</i>				-4,1	-9,1	-13,9	-15,9
<i>darunter: Brasilien</i>				-3,3	-5,8	-12,2	-13,9
Rest der Welt				-3,2	-7,5	-11,7	-15,4
Welt				-6,7	-12,6	-16,9	-19,4

Abweichungen ggü. 1990	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland		-14,3	-16,6	-23,2	-26,2	-29,8	-34,7
EU-15		5,3	3,6	-1,1	-7,2	-10,9	-13,3
NMS-12		-24,0	-22,5	-27,2	-30,6	-35,2	-37,0
EU-27		-1,6	-2,5	-7,2	-12,7	-16,6	-18,9
übrige Industrieländer		9,5	16,6	9,6	2,7	0,0	-0,6
<i>darunter: USA</i>		18,3	26,2	19,1	13,3	10,0	8,7
<i>darunter: Russland</i>		-19,4	-13,2	-16,9	-22,3	-23,1	-22,6
G5		95,5	137,0	170,0	199,6	210,5	230,9
<i>darunter: China</i>		119,1	171,6	211,8	244,0	256,3	280,0
<i>darunter: Indien</i>		79,8	116,1	160,7	207,2	227,5	247,1
<i>darunter: Brasilien</i>		52,9	74,1	92,2	111,2	119,7	141,9
Rest der Welt		37,9	56,7	71,9	83,3	87,2	93,6
Welt		29,1	43,2	48,4	52,1	52,9	57,2

Abweichungen ggü. 2010	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	in %						
Deutschland				-7,9	-11,5	-15,8	-21,6
EU-15				-4,5	-10,4	-14,0	-16,3
NMS-12				-6,0	-10,4	-16,3	-18,7
EU-27				-4,8	-10,4	-14,4	-16,8
übrige Industrieländer				-6,0	-11,9	-14,2	-14,7
<i>darunter: USA</i>				-5,6	-10,2	-12,8	-13,8
<i>darunter: Russland</i>				-4,2	-10,4	-11,4	-10,8
G5				13,9	26,4	31,0	39,6
<i>darunter: China</i>				14,8	26,6	31,2	39,9
<i>darunter: Indien</i>				20,7	42,2	51,6	60,7
<i>darunter: Brasilien</i>				10,4	21,3	26,2	39,0
Rest der Welt				9,7	17,0	19,4	23,5
Welt				3,6	6,2	6,8	9,8

Tab. 126: Szenario G5-2 (wie Szenario USA und reduzierte CO₂-Steuer in G5): BIP in Mrd. US-Dollar 2000 (Kaufkraftparitäten)

Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
	in %			
Deutschland	2,1	1,4	1,5	1,3
EU-15	2,3	1,9	1,9	1,7
NMS-12	2,3	4,0	3,8	3,2
EU-27	2,3	2,1	2,2	1,9
übrige Industrieländer	3,5	2,6	2,1	2,0
<i>darunter: USA</i>	3,3	2,7	2,5	1,9
<i>darunter: Russland</i>		6,1	2,3	2,8
G5	6,7	6,8	5,1	3,5
<i>darunter: China</i>	10,6	8,7	5,2	3,7
<i>darunter: Indien</i>	5,4	6,0	6,3	3,5
<i>darunter: Brasilien</i>	2,7	2,9	3,3	2,6
Rest der Welt	3,0	4,3	3,4	2,6
Welt	3,6	3,9	3,3	2,6

Abweichungen von der Referenz	2015	2020	2025	2030
	in %			
Deutschland	-0,4	-0,6	-0,8	-0,6
EU-15	-0,4	-0,5	-0,6	-0,5
NMS-12	-0,9	-1,4	-1,6	-1,5
EU-27	-0,5	-0,6	-0,8	-0,7
übrige Industrieländer	-0,5	-1,2	-1,4	-1,4
<i>darunter: USA</i>	-0,3	-1,0	-1,0	-1,0
<i>darunter: Russland</i>	-0,6	-2,0	-3,2	-3,7
G5	-0,8	-0,5	-1,2	-1,1
<i>darunter: China</i>	-0,7	-0,3	-1,1	-1,0
<i>darunter: Indien</i>	-0,9	-0,7	-0,7	-0,8
<i>darunter: Brasilien</i>	-0,8	-0,4	-1,4	-1,4
Rest der Welt	-1,4	-2,4	-3,6	-4,1
Welt	-0,7	-1,0	-1,6	-1,6

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 0%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-11	-86	-23	-228
EU-15	-53	-424	-87	-869
NMS-12	-21	-167	-41	-411
EU-27	-74	-591	-128	-1.279
übrige Industrieländer	-180	-1.437	-401	-4.013
<i>darunter: USA</i>	-86	-685	-190	-1.903
<i>darunter: Russland</i>	-24	-190	-90	-898
G5	-178	-1.427	-450	-4.497
<i>darunter: China</i>	-75	-602	-221	-2.214
<i>darunter: Indien</i>	-54	-435	-96	-963
<i>darunter: Brasilien</i>	-13	-102	-36	-363
Rest der Welt	-204	-1.628	-571	-5.712
Welt	-635	-5.078	-1.563	-15.630

Abweichungen von der Referenz	2013-2020		2021-2030	
	Ø p.a.	Summe	Ø p.a.	Summe
Diskontrate 3%				
Mrd. US-Dollar2000 (Kaufkraftparitäten)				
Deutschland	-7	-59	-13	-125
EU-15	-37	-296	-48	-476
NMS-12	-15	-116	-22	-223
EU-27	-51	-412	-70	-699
übrige Industrieländer	-124	-991	-219	-2.185
<i>darunter: USA</i>	-59	-471	-104	-1.042
<i>darunter: Russland</i>	-16	-130	-48	-483
G5	-126	-1.008	-244	-2.444
<i>darunter: China</i>	-53	-425	-119	-1.189
<i>darunter: Indien</i>	-39	-311	-54	-540
<i>darunter: Brasilien</i>	-9	-73	-20	-196
Rest der Welt	-141	-1.124	-307	-3.074
Welt	-441	-3.530	-847	-8.469