

Roman Lokhov

**Potentiale eines  
Emissionsrechtehandels für die  
russische und europäische  
Wirtschaft nach Kyoto**

Entwicklung und Perspektiven



**BIS-Verlag der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg**

Das Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechts bedarf der Zustimmung der Herausgebenden. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien.

© BIS-Verlag, Oldenburg 2006

Verlag/Druck / BIS-Verlag  
Vertrieb: der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg  
Postfach 25 41, 26015 Oldenburg  
Tel.: 0441/798 2261, Telefax: 0441/798 4040  
E-Mail: [verlag@bis.uni-oldenburg.de](mailto:verlag@bis.uni-oldenburg.de)  
Internet: [www.bis.uni-oldenburg.de](http://www.bis.uni-oldenburg.de)

ISBN 3-8142-0970-2

# Inhaltsverzeichnis

Formelverzeichnis	13
Vorwort	17
Teil I: Einführung	19
1 Problemstellung und Zielsetzung	19
1.1 Das Klimaproblem und die Klimaschutzpolitik	19
1.2 Das Kyoto-Protokoll und die flexiblen Instrumente	22
1.3 Die aktuelle Lage	24
1.4 Zielsetzung und Vorgehensweise	27
2 Kyoto-Ziele und Europäische Energiepolitik	31
2.1 Das Kyoto-Protokoll und Die Führungsrolle der EU	31
2.2 Verpflichtungen der EU-Länder und der Emissionshandel	35
2.3 Energiewirtschaftliche Strukturen in der EU und die Perspektiven	37
3 Kyoto-Protokoll und russische Energie	47
3.1 Russlands Rolle in der internationalen Klimapolitik	47
3.2 Energiewirtschaftliche Strukturen in der Russischen Föderation	49
3.2.1 Wirtschaftliche und energiepolitische Lage	49
3.2.2 Primärenergieträger	54
3.2.2.1 Erdgas	54
3.2.2.2 Mineralöl	56
3.2.2.3 Kohle	58
3.2.2.4 Erneuerbare Energien	60

3.2.3	Elektrizitätssektor	63
-------	---------------------	----

Teil II: Modellbeschreibung		67
-----------------------------	--	----

4	Das Modell	67
---	------------	----

4.1	Allgemeine Charakteristika des Modells	67
-----	--	----

4.2	Makroökonomische Zusammenhänge	70
-----	--------------------------------	----

4.3	Definition eines wirtschaftlichen Gleichgewichts	71
-----	--	----

4.4	Funktionale Formen	74
-----	--------------------	----

4.5	Das Komplementaritätsformat	78
-----	-----------------------------	----

4.6	Algebraische Formulierung des Modells	80
-----	---------------------------------------	----

4.6.1	Nullgewinnbedingungen	80
-------	-----------------------	----

4.6.2	Markträumungsbedingungen	89
-------	--------------------------	----

4.6.3	Einkommensrestriktion	91
-------	-----------------------	----

5	Basisdaten und Parametrisierung des Modells	92
---	---	----

5.1	Regionale und sektorale Disaggregation	92
-----	--	----

5.2	Basisdaten	93
-----	------------	----

5.2.1	Input-Output-Daten für EU-Länder	94
-------	----------------------------------	----

5.2.2	Input-Output-Daten für die Russische Föderation	99
-------	---	----

5.2.3	Energie- und Emissionsdaten	102
-------	-----------------------------	-----

5.2.4	Außenhandelsdaten	103
-------	-------------------	-----

5.3	Parameterbestimmung und statische Kalibrierung	104
-----	--	-----

5.4	Das Ausgangsgleichgewicht	107
-----	---------------------------	-----

5.5	Dynamische Kalibrierung	113
-----	-------------------------	-----

Teil III: Modellanwendung: Analyse der Potentialle eines Emissionsrechtehandels zwischen EU und RF		115
--	--	-----

6	Szenariendefinition	115
---	---------------------	-----

6.1	Einführung	115
-----	------------	-----

6.2	BAU Szenarien	116
6.2.1	Das BAU-Szenario für EU-Mitgliedsstaaten	116
6.2.2	Annahmen der BAU-Szenarien für die Russische Föderation	127
6.2.3	Annahmen für die Übrige Welt	137
6.3	Reduktionsszenarien und ET-Szenarien	137
7	Simulationsergebnisse und ökonomische Analyse	141
7.1	Das Szenario KYOTO	141
7.1.1	Das SubszENARIO KYOTO_RU_W	141
7.1.1.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	141
7.1.1.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	147
7.1.2	Das SubszENARIO KYOTO_RU_P	163
7.1.3	Das SubszENARIO KYOTO_RU_O	164
7.2	Das Szenario KYOTO_TRADE	166
7.2.1	Das SubszENARIO KYOTO_TRADE_RU_W	166
7.2.1.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	167
7.2.1.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	172
7.2.2	Das SubszENARIO KYOTO_TRADE_RU_P	183
7.2.3	Das SubszENARIO KYOTO_TRADE_RU_O	185
7.3	Szenarien UNIFORM und UNIF_T (Sensitivitätsrechnungen)	187
7.4	Szenarienvergleich (Einfluss der russischen Wirtschaftsentwicklung)	189
8	Zusammenfassende Betrachtung	191
9	Literatur	195
10	Anhang	203
10.1	Das Szenario KYOTO_RU_O	203
10.1.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	203
10.1.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	204
10.2	Das Szenario KYOTO_RU_P	212
10.2.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	212
10.2.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	213
10.3	Das Szenario KYOTO_TRADE_RU_O	221

10.3.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	221
10.3.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	222

10.4	Das Szenario KYOTO_TRADE_RU_P	230
10.4.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	230
10.4.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	231
10.5	Das Szenario UNIFORM_RU_W (Sensitivitätsrechnung)	239
10.5.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	239
10.5.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	240
10.6	Das Szenario UNIFORM_TRADE_RU_W (Sensitivitätsrechnung)	248
10.6.1	CO <sub>2</sub> -Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	248
10.6.2	Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)	249

## Abbildungen

Abb. 1.1:	Anteile der THG am anthropogenen Treibhauseffekt	20
Abb. 2.1a:	Anteil der Hauptakteure an den gesamten CO <sub>2</sub> -Emissionen der Industrieländer 1990	32
Abb. 2.1b:	Anteile der EU-15, Russlands, USA und Chinas am Energieverbrauch, an der Energieproduktion, an den Welttreibhausgasemissionen und Importanteile im Jahr 1999	37
Abb. 2.2:	Energie-Einfuhrabhängigkeit (Anteil der importierten Energie am Gesamtverbrauch) und Anstieg der CO <sub>2</sub> -Emissionen in der EU	39
Abb. 2.3:	Endenergieverbrauch nach Wirtschaftssektoren in der EU-15	40
Abb. 2.4:	Primärenergieverbrauch in der EU-15 nach Energieträgern	41
Abb. 2.5:	Erzeugung von Energieträgern in der EU-15	42
Abb. 2.6:	Anteile der Erdölimporte der EU-15, 1999 nach Lieferländern	43
Abb. 2.7:	Anteile der Erdgasimporte der EU-15, 1999 nach Lieferländern	44
Abb. 2.8:	Anteile der Energieträger am Verbrauch in der EU-15, in 1998 und 2030	45
Abb. 3.1:	Entwicklung der russischen Gasförderung	55
Abb. 3.2:	Entwicklung der russischen Ölförderung	57
Abb. 3.3:	Entwicklung der russischen Kohleförderung	60
Abb. 4.1:	Makroökonomische Zusammenhänge	70
Abb. 4.2:	Produktionsstruktur der Nicht-Primärenergiesektoren	81
Abb. 4.3:	Produktion der fossilen Energieträger	84
Abb. 4.4:	Produktionsstruktur des Armington-Gutes	85
Abb. 4.5:	Konsumhierarchie	87



Abb. 5.1:	Input-Output Tabelle, Version D	94
Abb. 5.2:	Input-Output Tabelle, Version A2	95
Abb. 6.1:	Bruttoinlandsproduktentwicklung im BAU-Szenario	118
Abb. 6.2:	BAU-Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in den EU-Ländern	119
Abb. 6.3:	Produktion der fossilen Brennstoffe im Referenzszenario in der EU	122
Abb. 6.4:	Primärenergieverbrauch in der EU im Referenzszenario	122
Abb. 6.5:	Einsatz der fossilen Brennstoffe zur Stromerzeugung in EU im Referenzszenario	125
Abb. 6.6:	Kernenergieerzeugung in der EU im Referenzszenario	126
Abb. 6.7:	Mögliche Entwicklungen des Bruttoinlandsproduktes in der Russischen Föderation	128
Abb. 6.8:	Mögliche Entwicklungen der CO <sub>2</sub> -Emissionen in der Russischen Föderation	130
Abb. 6.9:	Gaserzeugung in der Russischen Föderation in den optimistischen und pessimistischen Szenarien	132
Abb. 6.10:	Ölförderung in der Russischen Föderation in den optimistischen und pessimistischen Szenarien	133
Abb. 6.11:	Förderung von Kohle in der Russischen Föderation in den optimistischen und pessimistischen Szenarien	134
Abb. 6.12:	Szenarien der Entwicklung der Stromerzeugung in der RF	135
Abb. 6.13:	Szenarien der Entwicklung des Atomstroms in der RF	136
Abb. 7.1:	CO <sub>2</sub> -Steuer im Szenario KYOTO_RU_W	143
Abb. 7.2:	Veränderung des OUTPUTs im KYOTO_RU_W Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %	171
Abb. 7.3:	Veränderung des BIPs im KYOTO_RU_W Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario	171
Abb. 7.4:	Veränderung des OUTPUTs im KYOTO_RU_P Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %	184

Abb. 7.5:	Veränderung des BIPs im KYOTO_RU_P Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario	184
Abb. 7.6:	Veränderung des OUTPUTs im KYOTO_RU_O Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario	186
Abb. 7.7:	Veränderung des BIPs im KYOTO_RU_O Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario	186
Abb. 7.8:	CO <sub>2</sub> -Steuer im Szenario UNIFORM_RU_W	187
Abb. 7.9:	BIP in Russland im Szenario KYOTO_TRADE (prozentuale Änderungen gegenüber BAU)	189
Abb. 7.10:	OUTPUT in Russland im Szenario KYOTO_TRADE (prozentuale Änderungen gegenüber BAU)	189
Abb. 7.11:	Bruttoinlandsprodukt ausgewählter EU-Länder im Szenario KYOTO_TRADE (prozentuale Änderungen gegenüber BAU)	190

## Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1:	Kennzahlen des russischen Gassektors	55
Tab. 3.2:	Kennzahlen des russischen Ölsektors	57
Tab. 3.3:	Kennzahlen des russischen Kohlesektors	59
Tab. 3.4:	Potentiale Regenerativer Energien in der Russischen Föderation	61
Tab. 3.5:	Kennzahlen des russischen Stromsektors	63
Tab. 3.6:	Szenarien für die Entwicklung der Kernenergie	65
Tab. 5.1:	Übersicht über im Modell abgebildeten Sektoren	93
Tab. 5.2:	Sektorenuordnung	96
Tab. 5.3:	Zuordnung des Energieverbrauchs	98
Tab. 5.4:	Sektorenuordnung für die Russische Föderation	102
Tab. 5.5:	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen in den EU-Ländern und Russland in 1995	103
Tab. 5.6:	Substitutionselastizitäten	105
Tab. 5.7:	Angenommene Armington-Elastizitäten	106
Tab. 5.8:	Anteil der Sektoren an der Summe der Bruttoproduktionswerte im Basisjahr	107
Tab. 5.9:	Faktoranteil an der Summe der Bruttoproduktionswerte im Basisjahr	110
Tab. 5.10:	Nachfragestruktur im Basisjahr	112
Tab. 6.1:	Durchschnittliche jährliche BIP Wachstumsraten in den EU-Mitgliedsstaaten	118
Tab. 6.2:	Durchschnittliche jährliche Emissionswachstumsraten in den EU-Mitgliedsstaaten	120
Tab. 6.3:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Produktion der fossilen Energieträger in den EU-Ländern in %	121

Tab. 6.4:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der fossilen Energieträger zur Stromerzeugung in %	123
Tab. 6.5:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Thermalstromerzeugung	125
Tab. 6.6:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Kernenergieerzeugung in der EU	126
Tab. 6.7:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten des BIP in Russland in den wahrscheinlichen (W) optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien	128
Tab. 6.8:	Durchschnittliche jährliche Emissionswachstumsraten in Russland in den wahrscheinlichen (W) optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien	130
Tab. 6.9:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Gasproduktion in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien	132
Tab. 6.10:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Ölproduktion in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien	133
Tab. 6.11:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Kohleproduktion in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien	134
Tab. 6.12:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Stromerzeugung in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien	135
Tab. 6.13:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Atomstromerzeugung in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien	136
Tab. 6.14:	Reduktionsziele nach Kyoto gegenüber dem BAU-Szenario bezogen auf jeweilige Jahre	139
Tab. 6.15:	Reduktionsziele der Europäischen Gemeinschaft nach Kyoto gegenüber dem BAU-Szenario bezogen auf jeweilige Jahre	140
Tab. 7.1:	CO <sub>2</sub> Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen im Szenario KYOTO_RU_W	142

Tab. 7.1a:	CO <sub>2</sub> Steuer in EUR <sub>May2004</sub> /t.CO <sub>2</sub> im Szenario KYOTO_RU_W (Prozentuale Änderung gegenüber BAU)	143
Tab. 7.2:	Auswirkungen auf das Output im Szenario KYOTO_RU_W	148
Tab. 7.3:	Auswirkungen auf die Beschäftigung im Szenario KYOTO_RU_W	150
Tab. 7.4:	Auswirkungen auf die Importe im Szenario KYOTO_RU_W	152
Tab. 7.5:	Auswirkungen auf die Exporte im Szenario KYOTO_RU_W	154
Tab. 7.6:	CO <sub>2</sub> Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen im Szenario KYOTO_TRADE_RU_W (Prozentuale Änderung gegenüber BAU)	167
Tab. 7.6a:	CO <sub>2</sub> Steuer in EUR <sub>May2004</sub> /t.CO <sub>2</sub> im Szenario KYOTO_RU_W (Prozentuale Änderung gegenüber BAU)	168
Tab. 7.7:	Auswirkungen auf das Output im Szenario KYOTO_TRADE_RU_W	174
Tab. 7.8:	Auswirkungen auf die Beschäftigung im Szenario KYOTO_TRADE_RU_W	176
Tab. 7.9:	Auswirkungen auf die Importe im Szenario KYOTO_TRADE_RU_W	178
Tab. 7.10:	Auswirkungen auf die Exporte im Szenario KYOTO_TRADE_RU_W	180

## Formelzeichenverzeichnis

### Indizes

$i, j$	Index der Produktionssektoren/Güter
$r$	Länderindex
EG	Index der Energiegüter
BS	Index der fossilen Brennstoffe
C	

### Aktivitätsvariablen

$Y_{jr}$	Aktivitätsniveau der Produktion des Sektors $j$ im Land $r$
$A_{jr}$	Aktivitätsniveau der Armington-Produktion im Sektor $j$ Landes $r$
$I_i$	Aktivitätsniveau der aggregierten Importe des Gutes $i$
$C_r$	Aktivitätsniveau des aggregierten Konsums der Haushalte im Land $r$
$Inv_r$	Aktivitätsniveau der aggregierten Investitionen im Land $r$

### Preise

$P_j$	Preis der heimischen Gutes $j$ im Land $r$
$PA_{ir}$	Preis des Armington-Gutes $i$ im Land $r$
$P_r^L$	Preis der Arbeit im Land $r$
$P_r^K$	Preis des mobilen Kapitals im Land $r$
$P_{jr}^{SK}$	Preis des sektorspezifischen Kapitals
$PA_{ele,r}$	Preis des Armington-Gutes „Strom“ im Land $r$
$PA_{kohle,r}$	Preis des Armington-Gutes „Kohle“ im Land $r$
$PA_{öl,r}$	Preis des Armington-Gutes „Öl“ im Land $r$

$PA_{gas,r}$	Preis des Armington-Gutes „Gas“ im Land $r$
$P_j^{POOL}$	Importpreis = Welkmarktpreis des Gutes $j$
$WK$	Wechselkurs der übrigen Welt zur EU und Russland
$P_{jROW}$	Preis des in der übrigen Welt produzierten Gutes $j$
$P_r^C$	Preis des Konsums im Land $r$
$P_r^{Inv}$	Preis der Investitionen im Land $r$
$P_r^{CO_2}$	CO <sub>2</sub> -Preis im Land $r$

### Wertanteile

$a_{ijr}$	Wertanteil des Materialgutes $i$ im Materialaggregat $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{KLE}$	Wertanteil des Kapital-Energie-Arbeit-Aggregates im Kapital-Energie-Arbeit-Material-Aggregates des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^L$	Wertanteil von Arbeit im Kapital-Energie-Arbeit-Aggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^K$	Wertanteil von Kapital im Kapital-Energie-Aggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{ele}$	Wertanteil des Stroms am Energieaggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{kohle}$	Wertanteil der Kohle am fossilen Energieaggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{öl}$	Wertanteil des Mineralöls am Öl-Gas-Aggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{SK}$	Wertanteil des Brennstoffspezifisches Kapitals bei der Produktion des Gutes $j$ im Land $r$ ( $j \in BS$ )
$a_{jr}^{K_{jt}}$	Wertanteil des Kapitals im Aggregat des Nicht-brennstoffspezifischen Inputs des Sektors $j$ im Land $r$ ( $j \in BS$ )

$a_{jr}^{L\#}$	Wertanteil von Arbeit im Aggregat des Nicht-brennstoffspezifischen Inputs des Sektors $j$ im Land $r$ ( $j \in BS$ )
$a_{jr}^M$	Wertanteil von Material im Aggregat des Nicht-brennstoffspezifischen Inputs des Sektors $j$ im Land $r$ ( $j \in BS$ )
$a_{jr}^H$	Wertanteil der heimischen Produktion des Gutes $j$ am Aggregat der heimischen importierten Güter
$a_j^{ROW}$	Wertanteil der Exporten der übrigen Welt im Importaggregat des Sektors $j$
$a_{jr}^{Ex}$	Wertanteil der Exporten des Sektors $j$ Landes $r$ im EU-Russland-Export-Aggregat
$a_r^{NEG}$	Wertanteil der Nichtenergiegüter im Konsum des Landes $r$
$a_r^{Cele}$	Wertanteil des Stroms am Konsumenergieaggregat des Landes $r$
$a_{bs,r}^C$	Wertanteil des Brennstoffes $bs$ am Brennstoffaggregat im Konsum des Landes $r$
$a_{jr}^{Inv}$	Wertanteil des Gutes $j$ am Investitionsgut

### Substitutionselastizitäten

$\sigma_{L\_EK}$	Substitutionselastizität zwischen Arbeit und dem Kapital-Energieaggregat
$\sigma_{E\_K}$	Substitutionselastizität zwischen Energie und Kapital
$\sigma_{el\_ff}$	Substitutionselastizität zwischen Strom und fossilen Energieträgern
$\sigma_{kohle\_ög}$	Substitutionselastizität zwischen Kohle und dem Gas-Öl-Aggregat
$\sigma_{öl\_gas}$	Substitutionselastizität zwischen Öl und Gas
$\sigma_{sk\_B}^j$	Substitutionselastizität zwischen dem Brennstoffspezifischem Kapital und dem Nicht-brennstoffspezifischen Input des Sektors $j$



$\sigma_{H\_lm}^{jr}$	Substitutionselastizität zwischen heimischen und importierten Gütern des Sektors $j$ im Land $r$
$\sigma_{ROW\_R}$	Substitutionselastizität zwischen Exporten der übrigen Welt und Exporten des EU-Russland-Aggregates
$\sigma_{EX}$	Substitutionselastizität zwischen Exporten der EU-Länder und Russlands
$\sigma_{NEG\_EG}^C$	Substitutionselastizität zwischen Energie- und Nichtenergiegütern in der Haushaltsnachfrage
$\sigma_{ele\_bs}^C$	Substitutionselastizität zwischen Strom und fossilen Energieträgern in der Haushaltsnachfrage
$\sigma_{bs\_bs}^C$	Substitutionselastizität den fossilen Energiegütern in der Haushaltsnachfrage

### Ausstattungen

$\bar{L}_r$	Aggregierte Arbeitsausstattung im Land $r$
$\bar{K}_r$	Aggregierte Kapitalausstattung im Land $r$
$\overline{SK}_{jr}$	Ausstattung mit Brennstoffspezifischem Kapitalinput im Sektor $j$ im Land $r$
$\overline{BOP}_r$	Leistungsbilanzsaldo Landes $r$
$\overline{CO_2}_r$	Kohlendioxidausstoß im Land $r$

### Andere Zeichen

$a_i^{CO_2}$	CO <sub>2</sub> -Koeffizienten $i \in BS$
$mps_r$	Konstante Sparquote im Land $r$

## Vorwort

Die vorliegende Dissertation ist am Institut für Volkswirtschaftslehre der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Forschernachwuchsgruppe SPEED entstanden.

Nach der offiziellen Abgabe der vorliegenden Arbeit im August 2004 hat sich die Situation durch die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch Russland wesentlich geändert. Bei der Beschreibung der Ausgangslage wurde davon ausgegangen, dass das Kyoto-Protokoll möglicherweise gar nicht erst rechtskräftig wird, wenn Russland, das nach der Ablehnung des Protokolls durch die USA eine Schlüsselrolle gespielt hat, das Protokoll ebenso ablehnen wird. Dies basierte auf der zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Doktorarbeit aktuellsten Aussage des russischen Präsidenten Vladimir Putin auf der Weltkonferenz für die Klimaänderungen in Moskau im September 2003, welche lautete, dass eine Entscheidung bezüglich der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls erst nach einer Evaluierung des ganzen Komplexes der damit verbundenen „nicht einfachen Probleme und entsprechend den Interessen der Russischen Föderation“ getroffen wird. Mit der Entscheidung Russlands wird nun das Kyoto-Abkommen zur Reduzierung der Treibhausgase in Kraft treten. Dies hat dem Thema der vorliegenden Arbeit eine zusätzliche Aktualität verliehen.

Mein besonderer und außerordentlicher Dank gilt Herrn Professor Dr. Wolfgang Pfaffenberger, der mein Interesse an dem Bereich der Umweltökonomie geweckt, mich jahrelang während meines Aufenthaltes als Austauschstudent an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, als Gastwissenschaftler an der Universität Stuttgart und später als Doktorand der Forschernachwuchsgruppe SPEED unterstützt und zu einem Wissenschaftler aufgebaut hat. Für all seine Hilfe und Förderung danke ich ihm recht herzlich. Insbesondere danke ihm sehr für die konstruktive Kritik an meiner Doktorarbeit sowie deren Erstbegutachtung.

Ebenso möchte ich mich bei Herrn Professor Dr. Heinz Welsch in besonderem Maße dafür bedanken, dass er mich nach meinem Berufswechsel und Umzug nach Frankfurt zur Fertigstellung der Dissertation permanent ermu-

tigt und motiviert hat. Ich danke ihm herzlich für seine sehr hilfreichen Ratschläge und Anregungen zu meiner Dissertation sowie für die wertvolle Betreuung während meiner Tätigkeit in der Forschernachwuchsgruppe SPEED und die Zweitbegutachtung meiner Doktorarbeit.

Da die deutsche Sprache nicht meine Muttersprache ist, hat das Korrekturlesen einen hohen Zeitaufwand und viel Geduld erfordert. Für die Übernahme des Korrekturlesens möchte ich mich an dieser Stelle bei meinen Freunden und ehemaligen Kollegen, Prof. Dr. Carsten Ochs und Ingo Ellersdorfer, bedanken.

# Teil I: Einführung

## 1 Problemstellung und Zielsetzung

### 1.1 Das Klimaproblem und die Klimaschutzpolitik

Die von der Sonne emittierte Strahlung wird von der Erdoberfläche reflektiert, kann aber aufgrund der in der Atmosphäre befindlichen Gase wie Wasserdampf und Kohlendioxid nicht ganz entweichen. Dieser Effekt wird als Treibhauseffekt bezeichnet und bewirkt einen Anstieg der bodennahen Lufttemperatur von ca.  $-18\text{ °C}$  auf ca.  $15\text{ °C}$  und ermöglicht somit das Leben so, wie wir es kennen.

Seit Ende des 19. Jahrhunderts ist die Durchschnittstemperatur auf der Erdoberfläche um ungefähr 0,3–0,6 % gestiegen.<sup>1</sup> Bis 2100 wird aufgrund der globalen Erderwärmung ein Temperaturanstieg um 1–3,5 °C erwartet. Die globale Erderwärmung entsteht dadurch, dass sich die Konzentration von klimarelevanten Spurengasen in der Atmosphäre durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe und den Ausstoß einer Reihe von Gasen erhöht hat. Der Beitrag des Menschen zur Erwärmung der Atmosphäre wird als anthropogener Treibhauseffekt bezeichnet. Die globale Erderwärmung könnte eine große Reihe von Problemen verursachen wie einen Anstieg des Meeresspiegels, eine Zunahme von Verdunstung, Luftfeuchtigkeit und Niederschlägen im globalen Mittel sowie eine Verschiebung der Klimazonen mit allen daraus resultierenden negativen Auswirkungen.<sup>2</sup> Angesichts dieser bedrohlichen Folgen besteht dringender politischer Handlungsbedarf, Maßnahmen zum Klimaschutz zu unternehmen. Nur eine starke Reduzierung der anthropogenen Emissionen der Treibhausgase kann die Klimaschädigung vermindern.

---

1 Vgl. Oberthür/Ott (2000).

2 Zu den wahrscheinlichen Effekten einer globalen Klimaänderung siehe Mintzer (1992) und IPCC (1996).

Die wichtigsten Treibhausgase (THG) sind Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ), Methan ( $\text{CH}_4$ ), Distickstoffoxid ( $\text{N}_2\text{O}$ ), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) und Ozon ( $\text{O}_3$ ). Dabei spielt

$\text{CO}_2$  mit einem Beitrag von rund 50 % die entscheidende Rolle (vgl. Abbildung 1.1). Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit nur  $\text{CO}_2$ -Emissionen betrachtet. Diese sind seit Beginn der Industrialisierung sehr stark gestiegen. Eine Verdoppelung der derzeitigen Konzentration von  $\text{CO}_2$  in der Erdatmosphäre würde zu einem Temperaturanstieg um bis zu  $5^\circ$  führen. Der Anstieg der  $\text{CO}_2$ -Konzentration lässt sich in allen Teilen der Welt messen, denn Treibhausgase können sich in der Atmosphäre frei mischen und verstärken damit den Treibhauseffekt, unabhängig vom Ort, an dem sie ausgestoßen wurden.

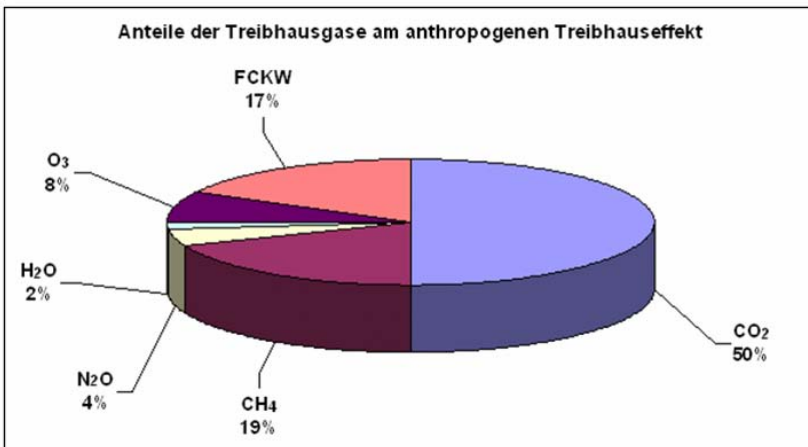


Abb. 1.1: Anteile der THG am anthropogenen Treibhauseffekt<sup>3</sup>

Die Gefahren des Treibhauseffektes sind von Seiten der Politik erkannt worden. Deswegen wurde auf einer Reihe von internationalen Konferenzen gefordert, die Emissionen von Klimagasen (insbesondere von  $\text{CO}_2$ ) zu reduzieren. Auf der Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro 1992 ist von den 154 Staaten die Rahmenkonvention (vgl. BMU 1994) unterzeichnet worden, in welcher das Endziel, „die Stabi-

3 Zu den Angaben für die Abbildung vgl. Holzapfel/Wagner (1995, S. 416).

lisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu erreichen, bei dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird“, gesetzt wurde (Artikel 2).

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden zum überwiegenden Teil durch die Verbrennung der fossilen Brennstoffe zur Stromerzeugung sowie zum Antrieb von Kraftwagen, Flugzeugen und anderen Maschinen verursacht.

Das Fehlen (oder die schlechte Realisierbarkeit) von Rückhaltetechniken<sup>4</sup> bedeutet, dass es grundsätzlich insgesamt fünf denkbare Möglichkeiten zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gibt:<sup>5</sup>

- Die Substitution von CO<sub>2</sub>-intensiven Energieträgern durch CO<sub>2</sub>-arme oder CO<sub>2</sub>-freie Energieträger,
- Effizienzsteigerungen bei energetischen Umwandlungsprozessen, was eine Substitution von Energie durch Kapital impliziert,
- Die Einführung neuer Energienutzungstechniken zu Energiesparzwecken,
- Der Wechsel des Konsumenten-/Produzentenverhaltens im Sinne des Ersatzes der energieintensiven durch weniger energieintensive Aktivitäten (Verzicht auf Energiedienstleistungen),
- Eine Deposition von CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Diese Maßnahmen sind mit der Umstrukturierung der Wirtschaft und damit mit gesamtwirtschaftlichen Kosten verbunden. Das größte Problem dabei sollte *die internationale Einigung bezüglich der Aufteilung dieser Kosten* bzw. die Setzung der Reduktionsziele sein. Alle Länder sind von den Klimaänderungen unterschiedlich betroffen (manche Länder vielleicht sogar positiv) und leisten unterschiedliche Beiträge an den gesamten Emissionen. Auch sind verschiedene Länder in unterschiedlichem Maße von der Produktion und dem Einsatz fossiler Brennstoffe abhängig. Dadurch entstehen zwangsläufig unterschiedliche Interessen bzw. Positionen. Da das Klimaproblem einen globalen Charakter hat, sind die Beiträge einzelner Länder an den gesamten Emissionen verhältnismäßig gering, was die Notwendigkeit einer gemeinsamen Lösung fordert, mit welcher alle Parteien zufrieden wären. Ein Kompromiss bezüglich der weltweiten Klimaschutzmaßnahmen konnte im japanischen Kyoto erzielt werden.

---

4 Die Rückhaltetechnologien haben hohe Kosten und sind außerdem sehr energieintensiv. Das Letztere würde u.U. den CO<sub>2</sub>-Ausstoß noch erhöhen.

5 Vgl. Grundmann (1997).

## 1.2 Das Kyoto-Protokoll und die flexiblen Instrumente

Auf der Weltklimakonferenz von Kyoto ist es auf der internationalen Ebene zur Festlegung von Emissionsreduktionszielen gekommen. Die Industrieländer haben sich verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen in der Budgetperiode 2008–2012 um bestimmte, im Bezug auf das Jahr 1990 festgelegte, Prozentsätze zu mindern.<sup>6</sup> Nach dem Kyoto-Protokoll müssen die Industrieländer ihre Treibhausgase bis 2012 – im Vergleich zu 1990 – im Durchschnitt um 5,2 % vermindern. Jedes Land ist verpflichtet, regelmäßig Daten über den Treibhausgasausstoß und dessen Reduzierungen zu liefern. Eine Kommission soll über die Umsetzung wachen. Bei Nichterfüllen des vereinbarten Zieles für den Treibhausgasausstoß drohen einem Land Sanktionen. Dazu zählt ein Strafzuschlag: Für jede bis 2012 zu wenig eingesparte Tonne CO<sub>2</sub> müssen später 1,3 Tonnen CO<sub>2</sub> zusätzlich eingespart werden. Die Entwicklungsländer werden in konkrete Verpflichtungen zum Klimaschutz bis 2012 nicht eingebunden.

Zur Verminderung und Vermeidung der Treibhausgase erlaubt das Kyoto-Protokoll neben nationalen Emissionsreduktionen auch gemeinsame Strategien zur Emissionsminderung und -vermeidung, so genannte flexible Instrumente oder Kyoto-Mechanismen. Zu den flexiblen Instrumenten des Kyoto-Vertrages zählen Joint Implementation (JI), Clean Development Mechanism (CDM) und Emissionshandel (ET).

**JI** ermöglicht den Industriestaaten und Osteuropa, die sich zu einem Minderungsziel verpflichtet haben, gemeinschaftliche Projekte durchzuführen (wie etwa energieeffizientere Kraftwerke von OECD-Staaten in Ländern Osteuropas). Das Konzept der gemeinsamen Umsetzung basiert auf der klassischen Wirtschaftstheorie. Der Grundgedanke dabei ist, dass die Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen bevorzugt dort ergriffen werden sollten, wo es am kostengünstigsten ist. Aufgrund unterschiedlicher Energieverbrauchseffizienzen variieren die Emissionsminderungskosten von Land zu Land. Daher wird angenommen, dass Emissionssenkungen in Entwicklungs- und CEIT-Ländern (Countries with economies in transition) weniger kosten als in den OECD-Ländern. Hinsichtlich der Einsparung von Ressourcen sowie der Maximierung der Emissionssenkungen sind die OECD-Länder bestrebt, für die Durchführung von Klimaschutzprojekten im Ausland Emis-

---

6 Die festgelegten nominalen sowie die realen Minderungsziele werden ausführlich im Kapitel 6 betrachtet.

sionsgutschriften zu bekommen. Dadurch würden beiden an dem Projekt beteiligten Parteien Vorteile entstehen. Das Empfängerland gewinnt zusätzliche finanzielle Mittel, moderne Technologien sowie fachliches Know-how. Das Geberland erhält CO<sub>2</sub>-Gutschriften zu geringeren Kosten als bei Reduktionsmaßnahmen im eigenen Land.<sup>7</sup>

Im Kyoto-Protokoll ist der eigentliche Begriff JI nicht enthalten.<sup>8</sup> Dennoch liegen dem Konzept zwei Instrumente des Abkommens zugrunde: Artikel 6 regelt die Übertragung von „Emissionsreduktionseinheiten“ aus Projekten, die Annex-I-Länder zur Reduktion der Emissionen oder zur Senkerweiterung miteinander durchführen. Demgegenüber enthält Artikel 12 zum Mechanismus für umweltfreundliche Entwicklung grundsätzliche Regelungen für „Projektmaßnahmen in Entwicklungsländern, aus denen sich zertifizierte Emissionsminderungen ergeben“. Artikel 6 wird gemeinhin als die JI-Bestimmung im Kyoto-Protokoll betrachtet, da mit Artikel 12 ein eigenständiger multilateraler Mechanismus eingerichtet wird.

**CDM** sind also Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsprojekte von Industrieländern zur umweltfreundlichen Entwicklung in ärmeren Ländern (wie z.B. regenerative Energieanlagen). Diese werden von der EU ab 2005 anerkannt. Im Falle von CDM verbessert also ein Unternehmen aus einem Industrieland ebenso seine Treibhaus-Bilanz, indem es einen Partner aus einem Entwicklungsland bei der Emissionsreduktion unterstützt.

**ET** beinhaltet den Handel „ungenutzter“ THG-Emissionen zwischen den Ländern, die unterhalb ihrer zulässigen Emissionsmengen bleiben, und den Ländern, die in einem bestimmten Verpflichtungszeitraum ihre zulässigen Emissionsniveaus überschreiten.<sup>9</sup> Jedes Land, das unterhalb der im Kyoto-Protokoll bestimmten Emissionsverpflichtungsgrenzen bleibt, ist in der Lage die überschüssigen Mengen zum Verkauf anzubieten. Die übertragene „zugeteilte Menge“ wird dann von der zulässigen Emissionsmenge des Verkäuferlandes abgezogen und der des Käuferlandes hinzugerechnet. Der Handel mit Emissionen hat die Herausbildung eines Marktes für Emissionsrechte zur Folge, auf dem sich die Kosten, die den verschiedenen Ländern bei der Einhaltung ihrer quantifizierten Verpflichtungen entstehen, nach unten angleichen. Dadurch werden die Gesamtkosten für die Erfüllung eines gege-

---

7 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000. Eine ausführliche Darstellung des Konzepts findet sich auch in Wietschel et al. 1998.

8 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000, S. 203.

9 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000, S. 243.



benen Emissionssenkungsziels minimiert, oder – anderes ausgedrückt – die mit begrenzten Ressourcen erzielbaren Emissionsreduktionen werden maximiert. Der Emissionshandel ist somit ein Instrument, das bei der Emissions-senkung ein Maximum an Effizienz gewährleistet. Durch einen Emissions-rechtehandel soll eine weitere – über JP hinausgehende – Flexibilisierung bei der Zielerreichung von Treibhausgas-minderungen ermöglicht werden.

Da der Ausstoß der osteuropäischen Länder weit unter den im Kyoto-Proto-koll vereinbarten zulässigen Mengen liegt, sehen die Wirtschaftsbeobachter die Region als einen der weltweit wichtigsten Märkte für CO<sub>2</sub>-Reduktions-projekte mit niedrigen Grenzkosten der Emissionsvermeidung. Das Haupt-verkäuferland wird dabei Russland sein, das durch den wirtschaftlichen Zusammenbruch bereits weit weniger CO<sub>2</sub> produziert hat, als ihm laut Kyoto-Protokoll zusteht.

Der Emissionsrechtehandel weist das höchste Potential von allen Kyoto-Mechanismen auf. Obwohl das Kyoto-Protokoll die Grundzüge eines Han-delssystems festgelegt hat, wurde dieses nicht konkretisiert. Die wichtigsten offen gebliebenen Fragen, die beantwortet werden müssen, sind:

- Wann darf der Handel beginnen?
- Wer kann Handel treiben?
- Wieviel kann gehandelt werden?
- Wie werden die genauen Handelsregeln definiert und durchgesetzt?

Auf diese Fragen wird im Folgenden näher eingegangen.

### **1.3 Die aktuelle Lage**

Nach der gescheiterten Konferenz von Den Haag hat der Weltklimagipfel in Bonn eine Einigung erzielt. Damit konnte das Klimaschutzprotokoll von Kyoto trotz Ablehnung durch die USA von der Staatengemeinschaft ratifi-ziert werden. Da die USA das Protokoll nicht mittragen und für die Unter-zeichner Erleichterungen beim Erreichen der Ziele vereinbart wurden, wird die echte Reduzierung aber nur rund zwei % betragen.<sup>10</sup>

Wie oben bereits erwähnt, hat sich die Europäische Union verpflichtet, den Treibhausgas-Ausstoß bis 2012 um 8 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken. Heute ist klar: Ohne zusätzliche Anstrengungen wird das Ziel ver-

---

10 Vgl. Handelsblatt vom 24.07.01, S. 2.

fehlt.<sup>11</sup> Vor diesem Hintergrund wurde von Brüssel für den Industriesektor das im Kyoto-Protokoll empfohlene Instrument Emissionshandel aufgegriffen. Im Dezember 2002 haben sich die Umweltminister der Europäischen Union auf ein EU-weites Handelssystem für Treibhausgas-Emissionen geeinigt.<sup>12</sup> Das Maßnahmenpaket sieht den Start einer CO<sub>2</sub>-Börse für das Jahr 2005 vor. Erfasst sind die energieintensiven Branchen wie Chemie, Strom, Stahl, Papier und Zement, die zusammen 46 % aller Schadstoffe in der EU ausstoßen. Mit der Einführung des Emissionsrechtehandels sollen die im Rahmen des Kyoto-Protokolls gesetzten Reduktionsziele erreicht werden. In der näheren Zukunft werden umweltfreundliche Unternehmen die ihnen zugewiesenen „Verschmutzungsrechte“ an Unternehmen mit weniger umweltfreundlichen Anlagen verkaufen können. Für Unternehmen, welche die Klimaschutzziele der Europäischen Union auch ohne den Kauf von Emissionszertifikaten erfüllen, ist die Teilnahme am Emissionsrechtehandel bis 2007 freiwillig. Ab 2007 ist diese Teilnahme Pflicht, es ist jedoch den Unternehmen erlaubt Pools zu bilden. Die Bildung solcher Pools für eine gemeinsame Verwaltung der Verschmutzungsrechte erfolgt auf freiwilliger Basis. Das heißt, dass die Unternehmen nicht dazu gezwungen werden, die Emissionsrechte zusammenzulegen. Die entscheidende Energiebilanz für den Kauf oder Verkauf von Emissionsrechten wird nicht auf jedes einzelne Unternehmen heruntergebrochen, sondern branchenweit (nach Wirtschaftssektoren) errechnet, was einen höheren bürokratischen Aufwand vermeidet. Die Rechte sollen bis 2012 umsonst an die Unternehmen verteilt werden und nicht, wie von einigen Ländern verlangt, versteigert werden. Nach mehreren Debatten wurden von Vertretern der Energiewirtschaft die kostenlose Zuteilung der Emissionsrechte, die Anrechnung der von den Ländern gemachten Fortschritte seit 1990 sowie die Möglichkeit, die Verschmutzungsrechte zu poolen, als guter Kompromiss gewertet. Eine Herausforderung für den europäischen Emissionshandel ist die Erweiterung der Europäischen Union. Wenn das Emissionshandelssystem am 1. Januar 2005 in Kraft tritt, wird aus der EU-15 eine EU-25 geworden sein. Die beitretenden Länder müssen in den Emissionshandel einbezogen werden, teilweise sind die notwendigen Gesetzgebungsverfahren sowie der Aufbau der entsprechenden Institutionen jedoch noch nicht ausreichend weit gediehen. Die Voraussetzungen zur Umsetzung des Emissionshandels in den neuen Mitgliedsstaaten unterscheiden

---

11 Vgl. Frankfurter Rundschau vom 12.11.02, S. 4.

12 Vgl. Handelsblatt vom 10.12.02, S. 3.

sich erheblich von denen der bisherigen EU-Länder. Gleichzeitig zeichnen sich in der langfristigen Perspektive große Interessengegensätze in der Klimapolitik ab. Im Rahmen dieser Arbeit werden die EU-15 Staaten betrachtet.

Während die Europäische Union bereits seit längerem in der Umweltpolitik so handelt, als sei die Gültigkeit des Kyoto-Abkommens bereits eine feststehende Tatsache, ist die Realität jedoch ein ganzes Stück davon entfernt. Zur Erzielung des Quorums von 55 % des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Industrieländer ist es unabdingbar, dass Russland seine Zustimmung zum Kyoto-Abkommen gibt (wie oben bereits erwähnt, hatten die Vereinigten Staaten durch ein 95:0-Votum des Senates ihre Ablehnung bekundet). Während die Industrieländer das Abkommen bereits ratifiziert haben,<sup>13</sup> ist das Verhalten Russlands noch unklar.<sup>14</sup>

Auf der Uno-COP8 (Conference of the Parties)-Umweltkonferenz im vergangenen Jahr in Neu-Delhi war bereits von russischen Delegierten erklärt worden, dass kaum die Hälfte der Abgeordneten das Kyoto-Protokoll unterstützen. Eine Ratifizierung wird frühestens im September 2003 erfolgen, jedoch sei es keineswegs sicher. Ein Zeitplan zur Ratifizierung besteht angeblich nicht. Von der wissenschaftlichen Seite gibt es inzwischen Zweifel an den Grundlagen des Kyoto-Abkommens. So sind beispielsweise Alexander Bedritsky als Chairman der Akademie der Wissenschaften und Yuri Israel (Vize-Präsident der Uno-Umweltorganisation IPCC und zuständig für das Kyoto-Abkommen) der Meinung, dass das Kyoto-Abkommen keinen Einfluss auf langfristige Klimaentwicklungen haben werde.

Für die Europäische Union ist die Entwicklung in Russland Anlass zu größter Sorge. So haben Schröder und Blair Putin jeweils in einem persönlichen Brief auf die dringend notwendige Ratifizierung hingewiesen. Schröder hat Putin laut Handelsblatt bei seinem letzten Berlin-Besuch nochmals darauf angesprochen, ohne eine bindende Antwort zu erhalten. Dagegen hat bei einem Treffen in Moskau der russische Vizeaußenminister seinen amerikanischen Besuchern erklärt, dass es keineswegs sicher sei, ob Russland ratifizieren werde. Man werde aber auf jeden Fall mit den USA zusammen Klimaänderungen bekämpfen. War man bisher davon ausgegangen, dass man durch den Kauf von Verschmutzungsrechten die russische Seite dazu

---

13 Zurzeit haben mehr als 90 Länder, die 37 % des weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes verantworten, das Kyoto-Protokoll ratifiziert. Mit der Ratifizierung Russlands wäre die erforderliche Quote von 55 % erreicht, durch die der Vertrag in Kraft tritt.

14 Vgl. Handelsblatt N 60 vom 26.03.03, S. 4.

bringen könne, das Protokoll zu ratifizieren, so werden jetzt auch andere Stimmen laut. Seit langer Zeit sieht man in Russland eine leichte Anhebung der Temperaturen als vorteilhaft für das gesamt Land an (vgl. Kapitel 3).

Die letzte Aussage von Putin auf der Weltkonferenz für die Klimaänderungen, welche am Ende September 2003 in Moskau stattfand, lautete, dass eine Entscheidung bezüglich der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls erst nach einer Evaluierung des ganzen Komplexes der damit verbundenen „nicht einfachen Probleme und entsprechend den Interessen der Russischen Föderation“ getroffen wird.<sup>15</sup> So könnte es dazu kommen, dass das Kyoto-Protokoll gar nicht erst rechtskräftig wird.

#### **1.4 Zielsetzung und Vorgehensweise**

Zielsetzung dieser Untersuchung ist es, Potentiale, Perspektiven und makroökonomische Effekte der Einführung eines Emissionsrechtehandels fokussiert auf die russische und die europäischen (EU-15) Wirtschaften zu eruieren. Ein diesem Vorhaben untergeordnetes Ziel ist es, die Probleme der Modellierung einer Transformationswirtschaft (Russische Föderation) vertiefend zu analysieren. Dabei handelt es sich sowohl um die Erarbeitung eines Verfahrens zur Erstellung einer plausiblen Datenbasis bzw. zur Abschätzung der teilweise unsicheren und fehlenden statistischen Daten als auch um die Annahmen für die zukünftige Entwicklung (mögliche Variationen der zukünftigen Entwicklungen) sowie um die Möglichkeiten und Besonderheiten der Anwendung eines Modells auf die sich im Transformationsprozess befindende Wirtschaft.

Als Analyseinstrument wird ein computergestütztes Modellinstrumentarium genutzt, welches die Wirtschaften Europas und Russlands detailliert und konsistent abbildet. Dieses basiert auf dem ökonomischen Ansatz des allgemeinen Gleichgewichts, welches die wesentlichen Beziehungen zwischen energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen, Energiepreisen, Energieeinsatz und Gesamtwirtschaft nachzuzeichnen erlaubt, und damit für die Untersuchung der Effekte eines Emissionszertifikatehandels besonders geeignet ist.

---

15 Vgl. Nachrichtenagentur Rosbusinessconsulting „Rossia ne toropitsia s ratifikaziei Kytoskogo Protokola“.

Die Potentiale und möglichen positiven oder negativen Auswirkungen der Einführung eines Emissionsrechtehandels in Europa und Russland werden anhand von Simulationsszenarien für zukünftige Perioden evaluiert, wobei die folgenden Fragen zu beantworten sind:

- Welche Optionen bestehen, um die bisherigen Probleme in der Spezifikation der relevanten Sektoren und der Bestimmung des Referenzszenarios (insbesondere für Russland, das sich in einem Transformationsstadium befindet) zu lösen?
- Welche Unterschiede bei den Ausgaben bezüglich einer Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bestehen zwischen einzelnen Ländern bzw. Ländergruppen?
- Welche Problembereiche bestehen bei der Erfüllung der CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtungen der einzelnen Länder und wo sind Möglichkeiten für einen Zertifikatshandel?
- Welches Potential an Emissionsrechtehandel-Projekten lässt sich hieraus ableiten?
- Welche ökonomischen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft (direkte Effekte) und auf die übrige Volkswirtschaft der betrachtenden Länder hat der Emissionsrechtehandel?

Da das Kyoto-Protokoll die Basis zur Einführung eines Emissionsrechtehandels gelegt hat, soll die Arbeit Schlussforderungen im Vergleich zu den anderen Minderungsstrategien aufstellen.

Das folgende Kapitel 2 befasst sich mit den energiewirtschaftlichen Strukturen und der Energiepolitik in der Europäischen Union. Zunächst wird die Rolle der EU-15 in der weltweiten Klimapolitik sowie die Entwicklungsstrategie des Europäischen Energiesektors erörtert.

Kapitel 3 enthält einen Überblick über die Rolle Russlands in der internationalen Klimapolitik und stellt die wirtschaftliche sowie die energiepolitische Lage der Russischen Föderation dar. Des Weiteren erfolgt in diesem Kapitel ein Vergleich der aktuellen Prognostizierungsstudien der zukünftigen wirtschaftlichen Entwicklung Russlands sowie der Entwicklung seines Energiesektors (der einzelnen Energieträger) und der damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Kapitel 4 beinhaltet die detaillierte Formulierung des angewandten Modells. Zuerst wird ein allgemeines Charakteristikum des Modells gegeben und danach werden die makroökonomischen Zusammenhänge erläutert. Des Weiteren

ren werden die Grundbegriffe eines wirtschaftlichen Gleichgewichts definiert sowie die Formen der Produktions- und Kostenfunktionen beschrieben. Anschließend wird das zur Formulierung und Lösung des Gleichgewichtsmodells eingesetzte Verfahren (das Komplementaritätsformat) beschrieben sowie dessen Auswahl begründet. Die Entscheidung für das oben genannte Modellformat wurde auf der Grundlage eines systematischen Vergleiches verschiedener Ansätze getroffen. Das Kapitel endet mit der Darstellung der algebraischen Formulierung des Modells.

Kapitel 5 beschreibt zuerst die Erstellung der Datenbasis sowie die Spezifikation der exogenen Parameter und die statische Kalibrierung des Modells. Ein großer Teil dieses Kapitels ist dem Aufbereitungsprozess der verwendeten Originaldaten in das Modellformat gewidmet. Dabei wird eine besondere Aufmerksamkeit der Untersuchung des Vorhandenseins und der Plausibilität der statistischen Daten für die Russische Föderation geschenkt sowie den notwendigen Annahmen und der Abschätzung der nicht zur Verfügung stehenden Daten. Zunächst erfolgt eine Analyse des Ausgangsgleichgewichtes bzw. der Makrostruktur der Ausgangsbedingungen in der Europäischen Union und Russland. Dann wird die Anpassung des Modells an den aktuellen Datenstand erläutert.

In Kapitel 6 werden alle im Rahmen dieser Arbeit betrachtenden Szenarien definiert. Zuerst wird ein Referenzszenario für die Europäische Union entwickelt, welches eine Business-as-usual-Entwicklung dokumentiert. Wegen den Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der sich im Reformierungsprozess befindenden Russischen Ökonomie werden für die Russische Föderation drei mögliche Basisszenarien bestimmt (wahrscheinliche Variante, optimistische Variante und der pessimistische Fall). Danach werden Simulationsszenarien einer CO<sub>2</sub>-Reduktion nach Kyoto definiert. Dabei wird danach differenziert, ob die in diesen Szenarien simulierten Minderungsmaßnahmen einen individuellen (in jedem einzelnen Land) oder gemeinsamen Charakter haben, ob es einen Emissionsrecht Handel gibt und welchem der entworfenen Entwicklungspfade Russland folgt.

In Kapitel 7 werden die ermittelten Simulationsergebnisse aller definierten Szenarien betrachtet und miteinander verglichen. Die Analyse bezieht sich sowohl auf die makroökonomischen Effekte (CO<sub>2</sub>-Steuersätze, BIP, Konsum, Investitionen, Exporte, Importe) als auch auf die sektoralen Strukturveränderungen einzelner Wirtschaften, welche durch die CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen verursacht wurden.

Kapitel 8 fasst die wesentlichen Ergebnisse der Arbeit zusammen. Anschließend werden die Richtlinien der weiteren Forschung bzw. Möglichkeiten einer Modellerweiterung diskutiert und die Schlussforderungen gestellt.

## 2 Kyoto-Ziele und europäische Energiepolitik

In diesem Kapitel werden die Rolle der Europäischen Union bei der internationalen Klimapolitik sowie die energiewirtschaftlichen Strukturen der EU-Länder beschrieben.

### 2.1 Das Kyoto-Protokoll und die Führungsrolle der EU

An den internationalen Verhandlungen zum Kyoto-Protokoll nahmen 170 Länder sowie mehrere hundert Nichtregierungs- und zwischenstaatliche Organisationen teil. Ihr Verhalten und ihre Position in diesen Verhandlungen wurden durch ihre Interessen bestimmt, die sich ganz unterschiedlich darstellten. Diese unterschiedlichen Interessen lassen sich auf unterschiedliche Faktoren zurückführen. Zum einen hängen die verschiedenen Länder in unterschiedlichem Maße von der Produktion und dem Einsatz fossiler Brennstoffe ab und zum anderen sind die Folgen der Klimaänderung von Land zu Land verschieden. Darüber hinaus spielen selbstverständlich die Kosten der Treibhausgas-minderungsmaßnahmen eine entscheidende Rolle.

In den letzten zehn Jahren wurde die internationale Klimapolitik vor allem von der Europäischen Union vorangebracht. Der Anteil der EU-Mitgliedsstaaten an den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrieländer lag im Jahre 1990 bei 24,3 % (Abbildung 2.1a.), was einer Menge von 3.300 Mt CO<sub>2</sub> entspricht. Damit betrug der Anteil der EU-Länder an den weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen ca. 15–16 %<sup>16</sup>. Die Pro-Kopf-Emissionen innerhalb der Europäischen Union lagen im Jahre 1990 bei 8,7 t. Der weltweite Durchschnitt lag um etwa das Zweifache unter dieser Menge, wobei die durchschnittlichen Pro-Kopf-Emissionen der OECD-Länder 13,1 t betragen.

---

16 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000.



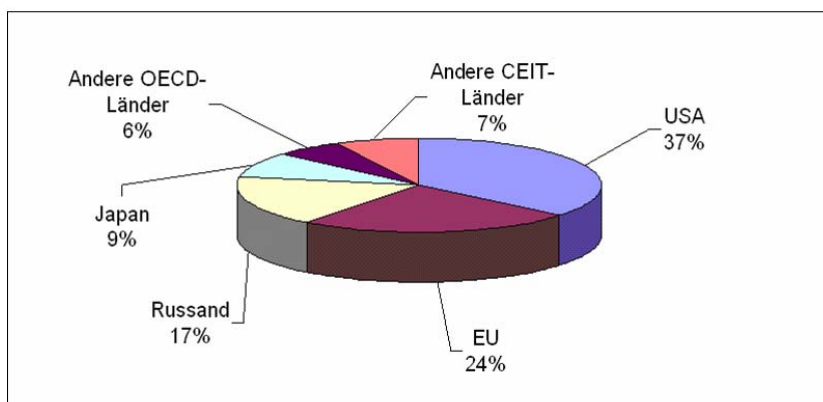


Abb. 2.1a: Anteil der Hauptakteure an den gesamten  $CO_2$ -Emissionen der Industrieländer 1990<sup>17</sup>

In der EU werden Primärenergieträger in großem Umfang importiert. Durch die heimische Produktion wird zurzeit etwas mehr als die Hälfte des gesamten Energiebedarfs abgedeckt. Bis 2020 könnte der Anteil der Importe auf 55–70 % des Binnenbedarfs ansteigen. Mehrere EU-Länder verfügen traditionell über eine eigene Kohleindustrie. Großbritannien begann im Jahre 1980 mit der langfristig angelegten Förderung der Erdöl- und Erdgasvorkommen in der Nordsee und wurde damit zu einem wichtigen Produzenten fossiler Brennstoffe. Allerdings sind die Vorkommen in der Europäischen Union sehr begrenzt. Die Produktionskosten liegen dabei vergleichsweise hoch. Aus diesem Grund ist die Produktion von Kohle in der Europäischen Union bereits gesunken und wegen des Rückganges der Bestände wird in Zukunft auch die Produktion von Erdöl und Erdgas an Bedeutung verlieren.<sup>18</sup>

Aus diesen Gründen ist es im Interesse der Europäischen Union, ihren Verbrauch an fossilen Brennstoffen zu reduzieren. Dieses Interesse wurde durch den starken Anstieg der Energiekosten infolge der Ölkrise in den 70er und frühen 80er Jahren noch verstärkt. Mitte der 90er Jahre beschloss die EU, durch die Förderung der nachhaltigen Entwicklung des Energiesektors größere Energieeinsparungen zu realisieren. Auf Grund der gefallenen Welt-

<sup>17</sup> Quelle: FCCC/CP/1197/7/Add.1.

<sup>18</sup> Vgl. Europäische Kommission 1996.

marktpreise für Energie wurde das Ziel, die Energieeffizienz zwischen 1985 und 1995 um 20 % zu verbessern, jedoch nicht erreicht. Zwischen 1985–1990 fiel die jährliche Verbesserung der Energieintensität von 2 % auf 0,6 % und zwischen 1990–1995 auf 0,4 %. Somit betrug sie zwischen 1985 und 1995 insgesamt 12 %.<sup>19</sup>

Seit 1990 hat die Europäische Union in ihrer Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen jedoch einige Erfolge zu verzeichnen. Dies ist zum einen auf die Wiedervereinigung Deutschlands und den damit einhergehenden Niedergang der ostdeutschen Wirtschaft und zum anderen auf die Privatisierung der Energieindustrie in Großbritannien und die damit verbundene Substitution von Kohle durch Erdgas zurückzuführen<sup>20</sup>. Trotzdem wurde vor Kyoto für die EU eine Zunahme des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um ca. 8 % bis 2010 gegenüber dem Stand von 1990 prognostiziert. Im Jahre 1997 schlug die EU Maßnahmen vor, mit denen eine CO<sub>2</sub>-Emissionenminderung bis 2020 von 15 % gegenüber dem Stand von 1990 erreicht werden könnte<sup>21</sup>. Einige Verhandlungspartner hatten die Meinung, dass die Analyse, auf der die vorgeschlagenen Reduktionsmaßnahmen basierten, teilweise mangelhaft war. Durch andere Forschungsergebnisse wurde aber bestätigt, dass das Reduzierungspotenzial durch Energieeffizienzverbesserungen, Förderung der regenerativen Energiequellen sowie verstärkten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung zu erreichen war<sup>22</sup>.

Zahlreiche Studien über die möglichen Folgen des Klimawandels in Europa sind in der Öffentlichkeit auf großes Interesse gestoßen. Durch die Klimawandlung könnte Europa vom Anstieg des Meeresspiegels sowie von einer Verschiebung der Vegetationszonen betroffen sein. Ein weiterer Anstieg der Durchschnittstemperaturen könnte außerdem zu einer Verschärfung der Wüstenbildungsprobleme führen. Die südlichen EU-Länder (Spanien, Portugal, Italien, Griechenland) sind bereits von diesen Problemen betroffen. Überdies wird eine Änderung des Golfstromsverlaufs, der für das mäßige Klima in Westeuropa verantwortlich ist, befürchtet. Anfang der 90er Jahre wurde der Klimawandel zu einer der dringlichsten Aufgaben vieler Umweltgruppen Europas gemacht. Das 1989 gegründete Climate Network Europe

---

19 Vgl. Europäische Kommission 1997a; Europäische Kommission 1997b; Europäische Kommission 1998.

20 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000.

21 Vgl. Blok et al. 1997.

22 Vgl. z.B. WWF 1996.

(CNE), ein regionales Subnetz des weltweiten Climate Action Network (CAN), hatte im Juni 1998 76 Mitglieder in 19 europäischen Ländern. Da grüne Parteien in mehr als zwei Dritteln aller EU-Länder (Deutschland, Österreich, Schweden, Belgien, Finnland, Italien, Irland, Frankreich und den Niederlanden) Einzug ins Parlament gehalten haben, wurde der Klimawandel auch Gegenstand parlamentarischer Debatten.<sup>23</sup> Das Europäische Parlament, das von den Bürgern der Europäischen Union direkt gewählt wird, befürwortet im Wesentlichen ebenfalls eine stringente Klimapolitik. Daher war der Einfluss der Skeptiker des Klimawandels hier nicht so groß wie in den Vereinigten Staaten.

Die Lücke zwischen den Emissionsreduzierungsplänen und der tatsächlichen Realisierung dieser Pläne ist jedoch riesig. Vor Kyoto wurden zwar von der Europäischen Kommission vielversprechende Maßnahmen auf europäischer Ebene wie beispielsweise die Energiebesteuerung vorgeschlagen, diese Maßnahmen wurden allerdings von den EU-Ländern abgelehnt. Diese Ablehnung ist einerseits auf die Befürchtung zurückzuführen, dass es in der Folge zu Wettbewerbsnachteilen kommen kann, und andererseits auf den starken Widerstand der Industrie. Die Regierungen der EU-Länder betrachten die gemeinsame Politik grundsätzlich skeptisch, da dies eine Abtretung der Kompetenzen an die EU und damit eine Verschiebung der Einflussmöglichkeiten innerhalb der Gemeinschaft bedeuten würde.

Obwohl der Europäischen Union während der Kyoto-Verhandlungen ein weitgehend geschlossener Auftritt nach außen gelang, bestanden im Inneren weiterhin Differenzen. Am auffälligsten zeigten sich diese zwischen den nördlichen und den südlichen Ländern. So hatten die ärmeren Länder des Südens wie Spanien, Griechenland und Portugal gemeinsam mit Irland kein besonderes Interesse an einer Emissionsbegrenzung. Diese Länder verlangten dagegen eine Erhöhung ihres Ausstoßes, der durch die EU-Staaten des Nordens ausgeglichen werden sollten. Die Niederlande, Dänemark, Österreich, Deutschland und später auch Großbritannien haben sich in der Klimapolitik besonders hervorgetan, wobei sich aber selbst in diesen Ländern gezeigt hat, dass unterschiedliche Auffassungen und nationale Eigenheiten einer schnellen Einigung im Wege stehen. Trotzdem ist die Europäische Union bei der Durchsetzung einer wirksamen internationalen Klimapolitik

---

23 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000, S. 43.

im Vergleich zu anderen Annex-I-Ländern mit gutem Beispiel vorangegangen<sup>24</sup>.

## 2.2 Verpflichtungen der EU-Länder und der Emissionshandel

Die Bedeutung des Protokolls von Kyoto ergibt sich also daraus, dass in ihm für die Treibhausgasemissionen der Industriestaaten Grenzwerte festgelegt worden sind. Die Europäische Union hat sich in diesem Zusammenhang dazu verpflichtet, die Emissionen von sechs Treibhausgasen im Zeitraum 2008–2012 um 8 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Gemäß Artikel 4 des Kyoto-Protokolls kann die Europäische Union ihre Minderungsziele unter den Mitgliedsstaaten unter der Voraussetzung aufteilen, dass die Gesamtreduktionsmenge für die EU mindestens 8 % entspricht. Eine politische Einigung über diese weitere Aufteilung wurde im Juni 1998 erreicht und wird als „Lastenteilungsvereinbarung“ bezeichnet. (Die maßgeblichen Anteile nach EU-Ländern werden im Paragraph 6.3 Kapitel 6 genau betrachtet.) Bei Ratifizierung des Protokolls durch die Europäische Gemeinschaft und die Mitgliedsstaaten mussten diese die weiter aufgeteilten Zielmengen dem Sekretariat des Rahmenübereinkommens über Klimaänderungen offiziell mitteilen. Die „Lastenteilungsvereinbarung“ schließt allerdings die Anwendung der „flexiblen Mechanismen“ des Kyoto-Protokolls durch die Mitgliedsstaaten oder durch die Europäische Gemeinschaft nicht aus.<sup>25</sup>

Im Mai 1999 nahm die Kommission eine Mitteilung über Klimaveränderungen an, die den Bedarf an „nachhaltigen politischen Maßnahmen“ hervorhob. In der Mitteilung wird festgestellt, dass die Beobachtungsdaten eine Zunahme von Kohlendioxidemissionen aufzeigen und dass diese Tendenz „ohne weitergehende Maßnahmen bedeuten würde, dass die Forderung nach „nachweisbaren Fortschritten“ bis 2005 gemäß Artikel 2 Absatz 2 des Kyoto-Protokolls und die EU-Verpflichtungen zu einer Reduzierung um 8 % nicht erfüllt werden“.<sup>26</sup>

In der Europäischen Union werden bereits viele Umweltmaßnahmen ergriffen, darunter Energiesteuern, ordnungspolitische bzw. technische Normen

---

24 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000, S. 44.

25 Grünbuch 2000a., S. 10.

26 KOM (1999) 230 endgültig vom 19.05.1999 „Vorbereitungen für die Umsetzung des Kyoto-Protokolls“.

sowie Umweltvereinbarungen. Der gemeinschaftliche Handel mit Emissionen sollte diese bestehenden Fundamente stärken. Die große Herausforderung besteht dabei darin, dass der Emissionshandel andere Politiken und Maßnahmen ergänzen und mit diesen kompatibel sein muss. Bereits im Juni 1998 erklärte die Kommission, dass „die Gemeinschaft ihr eigenes innergemeinschaftliches Trading-System bereits zum Jahre 2005 einrichten“ wird.<sup>27</sup> Das im Jahre 2000 erschienene Grünbuch der Europäischen Kommission „zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union“<sup>28</sup> kommentiert, dass die Gemeinschaft „intern“ bereits praktische Erfahrungen erwerben könnte und damit besser auf den für 2008 geplanten Start des internationalen Emissionshandels nach dem Kyoto-Protokoll vorbereitet wäre. Eine solche Erfahrung würde die Akteure der Gemeinschaft mit der praktischen Anwendung des Instruments vertraut machen und ihnen sogar einen Vorsprung verschaffen. Im Grünbuch der Europäischen Kommission „zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union“ wird betont, dass nach dem Jahre 2008 solche „inländischen“ Systeme weitergeführt werden könnten, doch sollten sie mit dem internationalen Emissionshandel nach dem Kyoto-Protokoll kompatibel sein. Daher ist es von großer Bedeutung, dass der „Inlandshandel“ mit Emissionen von Beginn an so konzipiert ist, dass er eine allmähliche Ausweitung im Hinblick auf die erfassten geographischen Gebiete, Wirtschaftsbereiche und Gasemissionen ermöglicht.<sup>29</sup>

Der Emissionshandel als solcher führt zur keiner Reduktion der Emissionen. Die Rolle des Handels mit Emissionen liegt lediglich in den Anreizen für die Suche nach den niedrigsten Kosten zur Erreichung eines definierten Emissionsminderungszieles. Mit ansteigendem Umfang des Systems vergrößern sich auch die Minderungskostenunterschiede. Zugleich wächst insgesamt das Potential für eine Kostensenkung. Dieses Argument spricht für ein umfassendes Handelssystem, das verschiedene Mitgliedsstaaten einbezieht. Wie im Kapitel 1 bereits beschrieben, haben sich am 9. Dezember 2002 die Umweltminister der Europäischen Union auf ein EU-weites Handelssystem für Treibhausgasemissionen geeinigt.<sup>30</sup> Mit der Einführung des Emissionsrechtshandels sollen die im Rahmen des Kyoto-Protokolls gesetzten Reduktionsziele erreicht werden.

---

27 KOM (1998) 353 endgültig vom 03.06.1998 „Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament – Klimaänderungen – Zu einer EU-Strategie nach Kyoto“.

28 Grünbuch 2000a.

29 Vgl. Grünbuch 2000a., S. 7.

30 Vgl. Kapitel 1, S. 7.

### 2.3 Energiewirtschaftliche Strukturen in der EU und die Perspektiven

Im Jahre 1999 wurden in der Europäischen Gemeinschaft rund 16 % der weltweit erzeugten Energie verbraucht, wovon nur 8 % selbst erzeugt wurden. Der Einfuhranteil am Energieverbrauch betrug damit ca. 50 %. Die Kohlenstoffemissionen der EU-Länder machten 15 % der weltweit emittierten Menge aus. Damit ist die EU, wie bereits oben erwähnt, einer der wichtigsten Akteure auf dem Weltenergiemarkt (Abbildung 2.1a). Verglichen mit den anderen Weltwirtschaftsmächten USA und China importiert die Europäische Union einen wesentlich höheren Anteil an Energie, was eine stärkere Abhängigkeit vom Weltenergiemarkt bedeutet. Sowohl der hohe Grad der Importabhängigkeit der EU als auch die Diskussionen um den Ausstoß der Treibhausgase und die damit zusammenhängenden Forderungen nach einer Energiewende haben die Frage nach einer europäischen Energiepolitik aufgeworfen.<sup>31</sup>

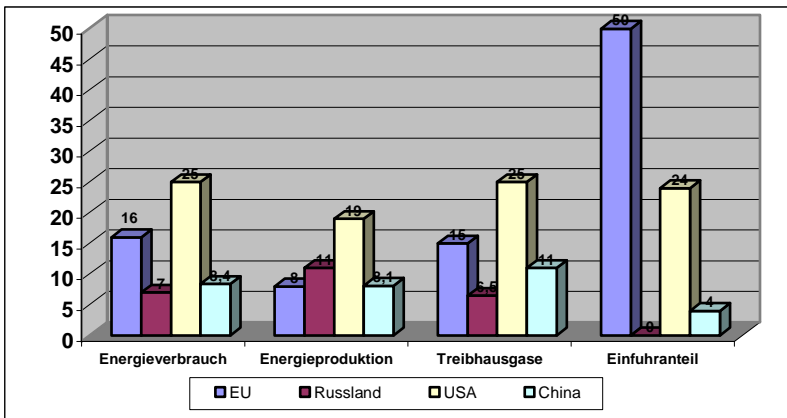


Abb. 2.1b: Anteile der EU-15, Russlands, der USA und Chinas am Energieverbrauch, an der Energieproduktion, an den Welttreibhausgasemissionen und Importanteile im Jahr 1999 (%)

31 Vgl. SWP 2002.

In den 90er Jahren unternahm die EU-Kommission mehrere Anläufe, um eine Debatte über die Energieversorgungssicherheit der Union in Gang zu bringen. Die einzelnen Energiebereiche wurden auf europäischer Ebene mit dem Montanvertrag und dem Euratomvertrag geregelt. Bis jetzt ist es nicht zu einer umfassenden gemeinsamen Energiepolitik der EU gekommen. Im November 2000 wurde von der Generaldirektion Energie und Verkehr der Europäischen Kommission ein Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ verfasst, dessen Hauptthema die Sicherheit der Energieversorgung der Europäischen Gemeinschaft ist. Hierbei handelt es sich nicht um eine Erhöhung der Energieversorgungsautonomie, sondern um eine Minimierung der Risiken, die mit der Energieabhängigkeit Europas verbunden sind.<sup>32</sup> Im Grünbuch wird von einem Referenzszenario ausgegangen, das auf der Fortsetzung der Ende 1999 bestehenden Tendenzen sowie auf der Durchführung der damals beschlossenen Maßnahmen in den folgenden dreißig Jahren basiert. (Das Grünbuch stellt die Resultate des Szenarios in Tabellenform nicht ausreichend dar – die Daten können näherungsweise den Diagrammen entnommen werden. Einige Hinweise finden sich in Energy Outlook to 2020<sup>33</sup>, welches bei der Definition des Basisszenarios dieser Arbeit benutzt wird und im Kapitel 6 beschrieben wird<sup>34</sup>.)

Das Referenzszenario des Grünbuches basiert auf folgenden Maßnahmen:

- Wirtschaftswachstum (Zunahme des Bruttoinlandsproduktes) um 90 % in der Zeitperiode von 1998 bis 2030;
- Mäßige Steigerung der Energiepreise;
- Weitere Energieeffizienzverbesserung;
- Vollständige Liberalisierung des europäischen Energiemarktes für den Wettbewerb bis 2010;
- Restrukturierung der europäischen Ökonomien in Richtung weniger energieintensiver Branchen;
- Weitere Umstellung auf Erdgas bei der Strom- und Wärmezeugung;
- Förderung der regenerativen Energien in dem bis Ende 1999 beschlossenen Ausmaß;
- Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Pkws gemäß den freiwilligen Vereinbarungen der Automobilindustrie;

---

32 Grünbuch 2000, S. 11.

33 Vgl. Energy Outlook to 2020.

34 Vgl. Kapitel 6, S. 107.

- Durchführung der Pläne bezüglich der Verringerung des Atomenergieanteils an der Elektrizitätsproduktion in Belgien, Deutschland (gänzlicher Ausstieg bis 2025), den Niederlanden (gänzlicher Ausstieg bis 2010), Spanien und Schweden.

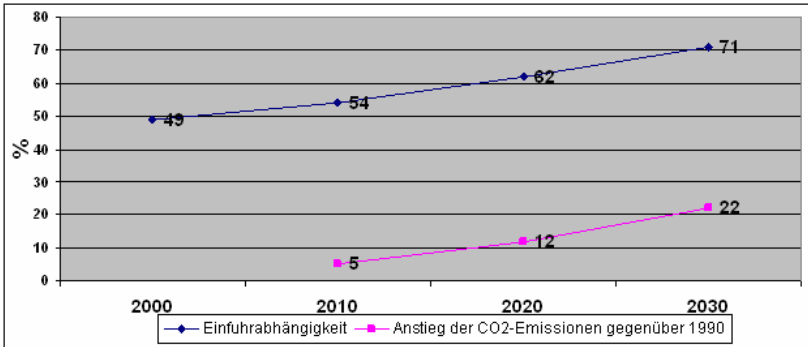


Abb. 2.2: *Energie-Einfuhrabhängigkeit (Anteil der importierten Energie am Gesamtverbrauch) und Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der EU (in %)*

Das Referenzszenario basiert auf konservativen Annahmen. Um den Handlungsbedarf zu zeigen, illustriert die zukünftige energiewirtschaftliche Situation die zu erwartende Entwicklung. Die Abbildung 2.2 zeigt die zukünftige Energieimportabhängigkeit der EU-15, die sich als Anteil der Nettoimporte von Energieträgern am Verbrauch von Primärenergie ergibt. Das jährliche Wachstum des Bruttoinlandsproduktes des Referenzszenarios beträgt 2 %. Der Energieverbrauch steigt nur um 0,7 % an, womit eine wesentliche Abkoppelung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum unterstellt wird.<sup>35</sup> Demnach basiert die Zunahme der Importabhängigkeit von 49 % im Jahre 2000 auf 71 % im Jahre 2020 auf dem Rückgang der heimischen Energieproduktion und weniger auf einer Steigerung des Energieverbrauchs. Als zweites wichtiges Resultat des Referenzszenarios ist der Anstieg des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu betonen (vgl. Abbildung 2.2), was bedeuten würde, dass alle Bemühungen der Europäischen Union um eine Emissionsminderung fehlschlugen (allerdings unter der Annahme, dass keine zusätzlichen Maßnahmen zur Verhinderung dieser Entwicklung ergriffen werden). Weiterhin wird

35 Vgl. SWP 2002, S. 10.



zu Bestimmungsgründen von Energieverbrauch, Eigenerzeugung und Energieimporten der EU übergangen.

Der Anstieg des Energieverbrauchs wird im Grünbuch wie folgt erklärt:<sup>36</sup> Zwischen den Jahren 1986 und 2000 nahm der Energiebedarf jährlich um 1 bis 2 % zu. Es ist zu erwarten, dass diese Tendenz in den kommenden zwei bis drei Jahrzehnten anhalten wird. Infolge der Energiesparmaßnahmen ist das Wachstum des Energieverbrauchs um 1 bis 2 % niedriger als das Wirtschaftswachstum, wobei aber mit einem konstant bleibenden Energieverbrauch trotzdem nicht zu rechnen ist, solange der durchschnittliche gesamtwirtschaftliche Produktionsanstieg 2 bis 4 % beträgt. Der Endenergieverbrauch nach Wirtschaftssectoren in der Europäischen Union ist in der Abbildung 2.3 dargestellt.

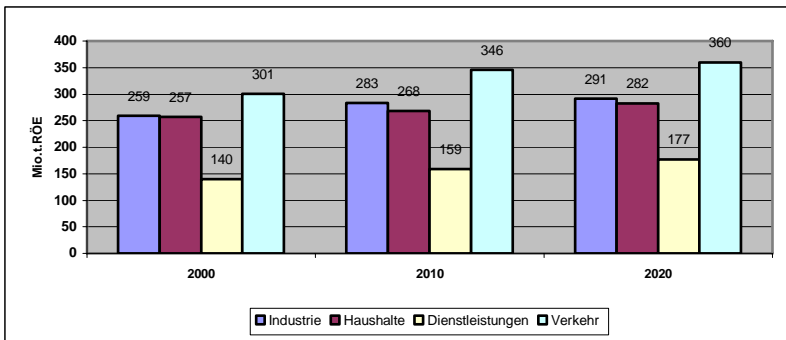


Abb. 2.3: Endenergieverbrauch nach Wirtschaftssectoren in der EU-15

Das Referenzszenario des Grünbuchs geht von einem jährlichen Durchschnittswachstum des gesamten Energieverbrauchs in den EU-Ländern von ca. 0,7 % aus. Der industrielle Endenergieverbrauch blieb zwischen 1985 und 2000 praktisch auf konstantem Niveau. Dies lag zum einen an den Verbesserungen von Geräten und Anlagen und zum anderen an einer Veränderung der Wirtschaftsstruktur zugunsten des Dienstleistungssektors.

Wie aus der Abbildung 2.3 ersichtlich wird, soll der industrielle Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2020 weiterhin nur gering ansteigen. Das Wachstum des Energieverbrauchs im Privatsektor soll ebenso nur gering

<sup>36</sup> Grünbuch 2000, S. 15.

sein, was auf eine fast konstante Zahl der privaten Haushalte in dieser Zeitperiode zurückzuführen ist. Nach dem Szenario des Grünbuches wird der Energieverbrauch des Verkehrssektors sowie des Dienstleistungssektors fast das doppelte Wachstumstempo haben wie der des Industriesektors.

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den EU-Ländern im Basis-szenario des Grünbuches ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

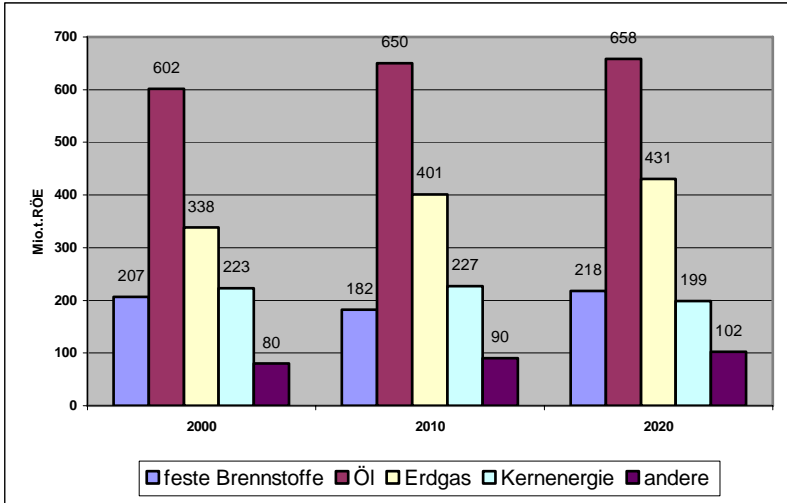


Abb. 2.4: Primärenergieverbrauch in der EU-15 nach Energieträgern

Nach den Annahmen des Grünbuches soll der Primärenergieverbrauch wegen der Zunahme der Energieerzeugungseffizienz weniger ansteigen als der Endenergieverbrauch. Dabei wird der Verbrauch von Kohle und Öl geringfügig zunehmen, während die Nutzung der Atomenergie sinken wird. Die Nutzung von Gas sowie der regenerativen Energien soll bedeutend ansteigen, wobei die Gasverwendung mit einer jährlichen durchschnittlichen Wachstumsrate von ca. 1,2 % am stärksten ist. Die relativ niedrige Wachstumsrate des gesamten Primärenergieverbrauchs, die bei 0,5 % liegt, wird aber von einer wesentlichen Abnahme der eigenen Energieerzeugung begleitet. Den Überblick über die Erzeugung von Energieträgern im Szenario des Grünbuches zeigt Abbildung 2.5.

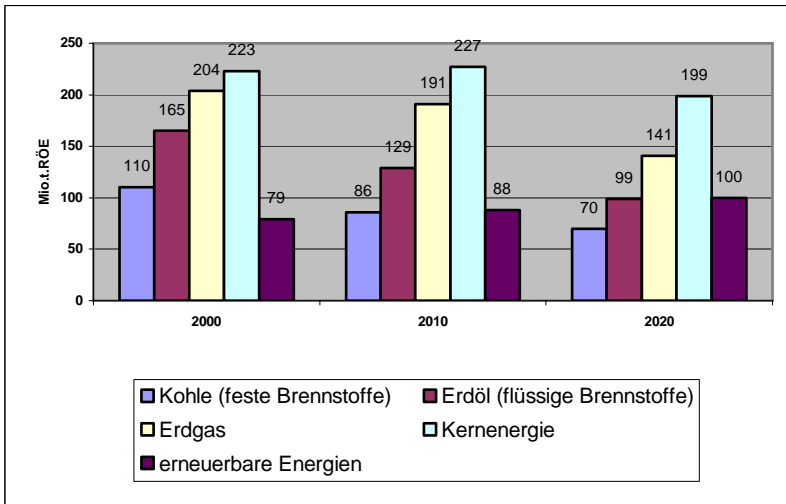


Abb. 2.5: Erzeugung von Energieträgern in der EU-15

Abbildung 2.5 macht deutlich, dass nur die Erzeugung von regenerativer Energie im Jahre 2020 höher sein wird als im Jahre 2000. Die Produktion aller übrigen Energieträger wird bis zum Jahre 2020 abnehmen. Die gesamte Energieerzeugung in der Europäischen Union wird im Durchschnitt jährlich um 1,2 % sinken. Der zunehmende Energiebedarf bei gleichzeitig abnehmender Energieeigenerzeugung muss in der Folge zu einem Anstieg der Energieimporte führen. Nach den Prognosen des Grünbuches soll sich der Importanteil am Energieverbrauch von 49 % im Jahre 2000 auf 71 % im Jahre 2030 erhöhen<sup>37</sup>. Die daraus resultierenden Risiken der Energieabhängigkeit können nach dem Grünbuch nicht vermieden, sondern allenfalls minimiert werden. Zu den im Grünbuch aufgeführten Risiken zählen:

- Physische Risiken
- Wirtschaftliche Risiken
- Gesellschaftliche Risiken
- Ökologische Risiken

Unter den physischen Risiken sind Risiken wie die Erschöpfung von Energiequellen, die Unterbrechung der Energielieferungen, die Einstellung der

37 Grünbuch 2000, S. 23. Vgl. auch Abbildung 2.2.

Kohleförderung in Europa oder der vollständige Atomenergieausstieg auf Grund eines schweren Unfalls in einem Kraftwerk zu verstehen. Die wirtschaftlichen Risiken hängen mit starken Änderungen der Weltmarktpreise für Energieträger zusammen. Zu den gesellschaftlichen Risiken zählen die sozialen Spannungen, die auf Grund von Preiserhöhungen oder Energie- sowie Treibstoffversorgungsunterbrechungen auftreten könnten. Als ökologische Risiken bezeichnet das Grünbuch die durch die Energieversorgung möglicherweise entstehenden Schäden, die sich beispielsweise als Folge von Unfällen mit Tankern, Störfällen in Kernkraftwerken oder der Emission von Schadstoffen einstellen könnten.

Für die Minimierung der wirtschaftlichen und der physischen Risiken bietet sich die räumliche Diversifikation der Bezugsquellen als Lösung an. Im Bezug auf Kohle wird die stark zunehmende Abhängigkeit der EU von Kohleimporten, die momentan bei ca. 50 % liegt und im Jahre 2030 auf bis zu 100 % ansteigen soll, nicht als Gefährdung angesehen. Dies liegt daran, dass bei Kohle von einem weltweiten, räumlich differenzierten Wettbewerbsmarkt ausgegangen werden kann. Aus diesem Grund sind die Risiken einer Lieferunterbrechung gering und die Kohlepreise relativ niedrig.

Die räumliche Konzentration bei Erdöl liegt im Mittleren Osten (Abbildung 2.6), wobei diese immer weiter ansteigen wird, da die Ölimporte aus Norwegen und Russland sinken werden. Damit verstärkt sich für die Europäische Union nicht nur die Importabhängigkeit von den OPEC-Ländern, sondern auch die Konzentration auf eine als geopolitisch instabil geltende Region.

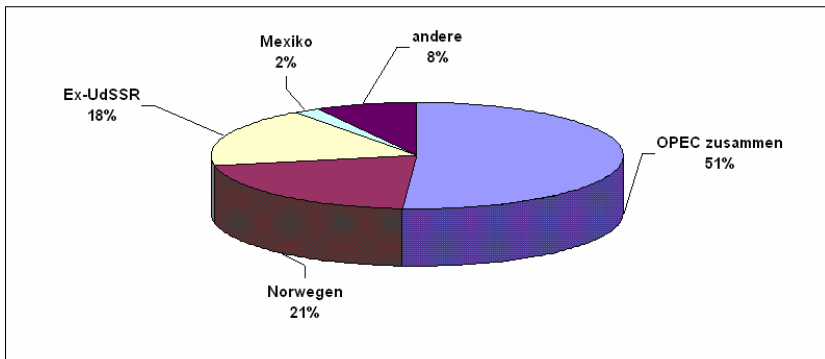


Abb. 2.6: Anteile der Erdölimporte der EU-15, 1999 nach Lieferländern

Die gegenwärtige Ölimportabhängigkeit der Europäischen Union liegt bei ungefähr 75 %. Im Jahre 2030 soll diese nach dem Szenario des Grünbuches ca. 90 % betragen.

Im Gegensatz zum Ölmarkt ist der europäische Gasmarkt ein regionaler, weltweiter Markt. 95 % der europäischen Gaseinfuhren kommen aus Russland, Algerien und Norwegen (Abbildung 2.7).

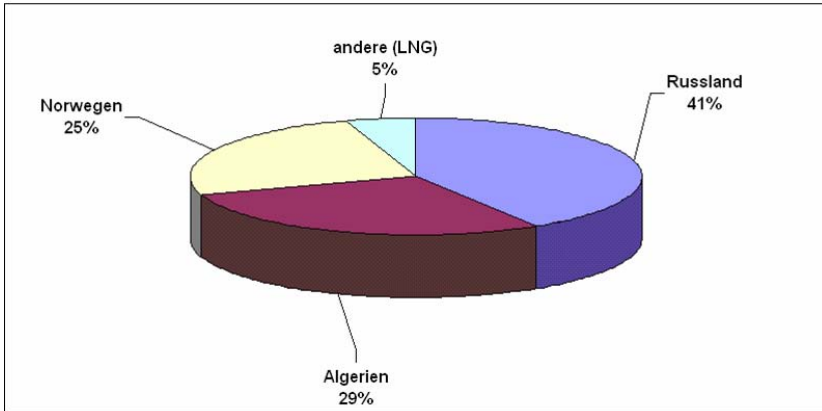


Abb. 2.7: Anteile der Erdgasimporte der EU-15, 1999 nach Lieferländern

Die Importabhängigkeit der Europäischen Union bei Gas ist nicht so drastisch wie bei Öl, aber trotzdem sehr hoch. Momentan beträgt diese ca. 40 % und im Jahre 2030 soll diese nach dem Referenzszenario des Grünbuches auf 70 % steigen.

Die Aussichten für die zukünftige Nutzung der verschiedenen Energieträger werden im Kapitel 6 detailliert betrachtet. In diesem Abschnitt wird nur eine allgemeine Energieentwicklungstendenz dargestellt, wenn in Europa nichts Einschneidendes unternommen wird. Gelten also die Voraussetzungen des Referenzszenarios des Grünbuches weiter, wird sich der Energieverbrauch der Europäischen Union bis 2030 weiter in Richtung der fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle verschieben. Wie aus der Abbildung 2.8 ersichtlich ist, wird ihr Anteil von 79 % im Jahre 2000 auf 86 % im Jahre 2030 angestiegen sein.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> Vgl. SWP 2002, S. 15.

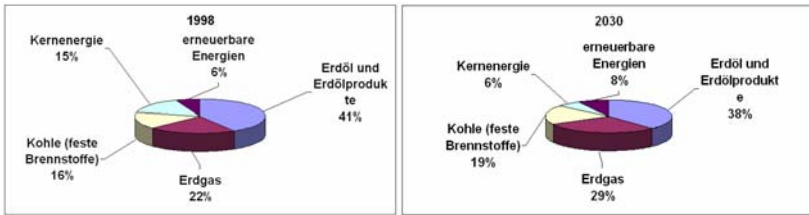


Abb. 2.8: Anteile der Energieträger am Verbrauch in der EU-15, in 1998 und 2030

Um die zukünftige Abhängigkeit der EU von den Energieimporten, unter anderem von Energieimporten aus Russland, nochmals deutlich zu machen, wird im Folgenden zunächst die Situation des Gassektors ein wenig näher betrachtet.

Nach dem Referenzfall des Grünbuches 2000 für die Entwicklung des europäischen Gasmarktes ergibt sich bis 2020 eine Verdoppelung des gesamten Importbedarfs und bis 2030 fast eine Verdreifachung. Dabei liegt das Grünbuch mit seinem Szenario an der unteren Grenze der Prognosen, die von der EIA (Energy Information Administration), der IEA (International Energy Agency) sowie dem Energy and Environment Programme des Royal Institut of International Affairs aufgestellt wurden<sup>39</sup>. Der Anteil der Gaslieferungen aus Russland in die EU-15 betrug im Jahre 2000 ca. 41 % und in die EU-30 fast 70 %. Dies entspricht netto rund 125 Mrd. m<sup>3</sup>. Das Grünbuch geht davon aus, dass der Anteil der Gasimporte aus Russland im Jahre 2030 bei 60 % liegt. In diesem Fall müssen sich die russischen Gasexporte in die EU-30 fast verdreifachen (vgl. Kapitel 3), weshalb geprüft werden muss, ob diese Erwartung mit der Energiestrategie Russlands vereinbar ist.

Im folgenden Kapitel 3 wird zunächst der russische Gassektor sowie die russische Energiestrategie bis 2020 dargestellt werden.

Als eine Zusammenfassung des Grünbuches kann man drei für diese Arbeit wichtige Hauptpunkte zur Charakterisierung der energiepolitischen Lage der Europäischen Union hervorheben:

39 Vgl. Stern 2001.

- a) Die Abhängigkeit der Europäischen Union von den ausländischen Energieressourcen wird sich verstärken. Den Schätzungen der Europäischen Kommission zufolge wird sie im Jahre 2030 etwa 70 % erreichen;
- b) Die Europäische Union kann das Energieangebot nur in einem sehr beschränkten Bereich beeinflussen;
- c) Die Europäische Union ist nicht in der Lage, ihre Kyoto-Verpflichtungen zu erfüllen ohne sofortige Maßnahmen zu ergreifen.

Eine ausführliche Darstellung der zukünftigen Energieentwicklungen sowie der umweltpolitischen Maßnahmen der Europäischen Union wird im Rahmen der Szenariendefinition im Kapitel 6 dieser Arbeit gegeben.

## 3 Kyoto-Protokoll und russische Energie

### 3.1 Russlands Rolle in der internationalen Klimapolitik

Die aus dem Zusammenbruch des früheren Ostblocks hervorgegangenen Länder werden im Allgemeinen als Länder im Übergang zur Marktwirtschaft (Countries with economies in transition, CEIT) bezeichnet. Als wichtigstes CEIT-Land zeichnete Russland im Jahre 1990 für 17,4 % (fast 2.400 Mt.) der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Industrieländern verantwortlich. Mit über 16 t zählten Russlands Pro-Kopf-Emissionen von CO<sub>2</sub> im Jahre 1990 zu den höchsten der Welt (nach den Vereinigten Staaten, wo diese 1990 19,8 t betragen).<sup>40</sup> Dies war vor allem auf die sehr ineffiziente Nutzung der Energieressourcen zurückzuführen. Aufgrund des ökonomischen Niedergangs des Landes sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 1990 um ca. 30 % zurückgefallen. Die Pro-Kopf-Emissionen betragen Mitte der 90er nur noch 10–11 t. und lagen damit unter dem OECD-Durchschnitt (13,1 t).<sup>41</sup> Selbst bei gleich bleibendem beobachteten Wirtschaftswachstum ist es unwahrscheinlich, dass Russland bis 2010 seinen Stand vom Jahr 1990 wieder erreicht. Dies ist Auslöser für das so genannte Hot-Air-Problem. Bei den Kyoto-Verhandlungen hat Russland darauf bestanden, seine Treibhausgasemissionen lediglich zu stabilisieren, d. h. in der Budgetperiode das Niveau vom Jahre 1990 nicht zu überschreiten. Da dieses Level bis 2010 wahrscheinlich nicht erzielt wird, wird Russland die überschüssigen Emissionsminderungen im Rahmen des im Kyoto-Protokoll verankerten Emissionsrechtehandels verkaufen dürfen. Diese Emissionsenkungen sind aber kein Resultat der Klimapolitik und werden daher im Allgemeinen als „heiße Luft“ bezeichnet<sup>42</sup>.

Wie im Kapitel 1 bereits erwähnt, vertreten manche politischen Kreise Russlands die Meinung, dass das Land vom Klimawandel profitieren könnte. Als einer der Vorteile wird häufig das Schrumpfen der gigantischen Dauerfrostgebiete im Norden des Landes genannt, welche dann agrarwirtschaftlich genutzt werden könnten. Die großen Gebiete am Nördlichen Eismeer könnten nach dieser Auffassung für touristische Zwecke erschlossen werden. Bei den

---

40 Vgl. S. Oberthür; H.E. Ott 2000, S. 49–50.

41 IEA 1997.

42 Vgl. Simeonova/Mißfeldt 1997.



Verhandlungen in Kyoto hat Russland diese potentielle Profitierung von der globalen Erwärmung immer wieder betont und die Nachteile (wie ein großer finanzieller Aufwand für die Anpassung an die Folgen des Dauerfrostbodemauftauens wie wahrscheinliche Schäden der bestehenden Infrastruktur) heruntergespielt.

Die russische Position zum Klimawandel zeichnete sich auch dadurch aus, dass Russland über gigantische Vorkommen an fossilen Brennstoffen verfügt. Deswegen wurde trotz des drastischen Energieindustrierückganges erwartet, dass Produktion und Ausfuhr des Erdöl- und Erdgassektors wieder steigen werden. Da die Vorräte so kostengünstig verfügbar sind, war es für Russland kaum nötig die Maßnahmen zur Energieeinsparung zu ergreifen, wenn dies auch zu einem Anstieg der Einnahmen aus dem Export führen könnte. Außerdem ist Russland natürlich daran interessiert, dass die weltweite Nachfrage nach seinen fossilen Energieträgern weiterhin aufrecht erhalten bleibt.<sup>43</sup>

Im Allgemeinen findet der Klimawandel selten Eingang in das politische Tagesgeschäft der Transformationsländer. Umweltbewegungen, die in anderen Industrieländern so einflussreich sind, haben sich in der Russischen Föderation (und auch in anderen CEIT-Staaten) bisher kaum Gehör verschaffen können. Dafür hatte (und hat) die Wirtschaftssanierung die Priorität Nummer eins. Dabei waren auch Verbesserungen im Klimaschutz festzustellen, die aber eher einen zufälligen Charakter hatten. So entstand z. B. durch die Energiemärkteöffnung und den damit verbundenen Anstieg der Energiepreise ein Anreiz für Energieeinsparungen.

Heute hängt die Frage, ob das Kyoto-Protokoll in Kraft treten wird, voll und ganz von Russland ab. Um das Kyoto-Protokoll am Leben zu erhalten muss Russland dieses ratifizieren. Die EU wartet seit fast 2 Jahren auf eine Entscheidung. Die letzte Aussage von Putin Ende September 2003 lautete, dass eine Entscheidung bezüglich des Kyoto-Protokolls nur nach einer tiefen Analyse des gesamten Komplexes der damit verbundenen Probleme und nach Interessen Russlands getroffen werden wird.

---

43 Vgl. IEA 1996, Kap 4; WRI 1996.

### 3.2 **Energiewirtschaftliche Strukturen in der Russischen Föderation**

Praktisch gleichzeitig mit der Herausgabe des Grünbuchs der Europäischen Union hat die russische Regierung eine Neufassung ihrer Energiestrategie beschlossen. Diese ist bis 2020 konzipiert. Es liegt nahe die beiden Dokumente zu vergleichen. Weiterhin werden manche Aussagen des Grünbuchs der Europäischen Gemeinschaft jenen der russischen Energiestrategie gegenübergestellt und analysiert. Dabei werden sich die Prognosen der russischen Energiestrategie teilweise als zu optimistisch erweisen.

#### 3.2.1 *Wirtschaftspolitische und energiepolitische Lage*

Der Übergang von der Planwirtschaft zur Marktwirtschaft führte in der russischen Ökonomie zu großen Veränderungen. Die Zahl der privaten Industriebetriebe erhöhte sich rapide, nachdem 1992 die Privatisierung in der Wirtschaft eingeleitet wurde<sup>44</sup>. Diese Betriebe können aber nicht mit den großen Industriebetrieben im Energieversorgungsbereich oder im Bereich des Ressourcenabbaus und der Weiterverarbeitung konkurrieren. Diese Großunternehmen besitzen noch immer eine monopolartige Stellung. Die Anpassung an marktwirtschaftliche Strukturen, notwendige Veränderungen im Management und in der Organisation werden dadurch stark verzögert. Das Weiterbestehen der alten Strukturen führt zu Effizienzverlusten. Diese Trägheit im Bereich der Großindustrie bremste bis 2000 die gesamte Wirtschaftsentwicklung in der Russischen Föderation und führte zu einer Verlängerung des Umwandlungsprozesses und zur Verzögerung des erwünschten Wirtschaftswachstums<sup>45</sup>.

Die heutige Vorkrisenlage des russischen Brennstoff- und Energiesektors wurde bis vor kurzem durch den Verbrauchsrückgang verdeckt. Sie ist das Ergebnis langfristiger Entwicklungen. Die Ressourcen und Mittel wurden während vieler Jahre in den Ausbau der Produktionskapazitäten gesteckt, ohne dass in die Infrastruktur ausreichend investiert wurde. Mit einem Anteil von 2,8 % an der Weltbevölkerung und von 12,8 % an der Festlandfläche besitzt Russland rund 12 % der weltweit gewinnbaren Erdölvorkommen (7 Mrd. Tonnen), 34 % der Erdgasvorkommen (rund 50 Bio. Kubikmeter) sowie etwa 20 % der nachgewiesenen abbaubaren Steinkohlevorkommen

---

44 Vgl. Statistisches 1996, S. 89.

45 Vgl. Götz 1996, S. 4.

(etwa 160 Mrd. Tonnen) und 32 % des Braunkohlevorkommens<sup>46</sup>. Die Geschichte der Rohstoffgewinnung zeigt, dass im Ganzen schon rund 20 % der erschürften abbaubaren Öl- und 5 % der Gasvorkommen ausgebeutet worden sind. Die Versorgung durch nachgewiesene Reserven darf bei Erdöl und -gas für einige Jahrzehnte als gesichert gelten. Kohle sowie Natururan werden laut den Schätzungen noch viel länger hinhalten<sup>47</sup>. Das Hauptproblem der russischen Wirtschaft heute liegt aber darin, dass ihre Effizienz nicht von der Größe der nachgewiesenen oder vermuteten Rohstoffvorkommen, sondern eher von den Förderungskosten sowie von der Brennstoffverarbeitungs- und Transportwirtschaft bestimmt wird. Die Effizienz der Letzteren liegt in Russland bei der Herstellung von „Endverbrauchsprodukten“ weit hinter denjenigen in den entwickelten Ländern zurück. Die russische Wirtschaft entwickelt sich auf Kosten der Ressourcennutzung und Verbrauchszunahme, was für die Zukunft sehr gefährlich sein kann.

In Zukunft darf Russland aber nicht mehr mit neuen billigen fossilen Brennstoffvorkommen rechnen. Die Struktur des bestehenden Stromversorgungsektors, der auf solche Vorkommen abstellt, wird sich aus faktischen Gründen ändern – denn es stehen keine Mittel zu Verfügung, um die Erschließung teurer Vorkommen zu finanzieren.

Die bestehende Lage wird durch die Investitions- und Strukturkrise in Russlands Stromsektor noch verschärft. So sind die jährlichen Investitionen im Energiesektor in den letzten Jahren auf knappe 30 % zurückgefallen, was wegen der Veralterung der Anlagen im Energiesektor zu einer wirklichen Bedrohung der Versorgungssicherheit des Landes geworden ist.

Die ökonomische Lage Russlands hängt viel zu sehr von den Rohstoffexporten und Weltmarktpreisen ab. So wurden in den letzten Jahren bis zu 35 % der in Russland gewonnenen Energieträger exportiert (darunter über 57 % des Erdöls und der Ölprodukte sowie 34 % des Erdgases)<sup>48</sup>. Dieser Anteil sollte, laut den Voraussagen, noch weiter anwachsen. Der Grund dafür ist der gigantische Unterschied zwischen den inländischen und den Weltmarktpreisen der Energieträger. Für Gas zum Beispiel beträgt dieser 700 %.

Nach einem sehr hohen Wirtschaftswachstum im Jahre 2000 (das Bruttoinlandsprodukt wuchs um 8 %) kann in Russland auch in diesem Jahr mit

---

46 Vgl. Minenergo RF (2001, S.35).

47 Vgl. Gagarinski (2000, S. 23) .

48 Vgl. Minenergo RF (2001, S.35).

einer relativ starken Dynamik gerechnet werden (laut den letzten Schätzungen wird das Bruttoinlandsprodukt in diesem Jahr um mehr als 6 % steigen). Von einem selbst tragenden konjunkturellen Aufschwung ist aber noch lange nicht die Rede. Die Portfolioinvestitionen klettern nach oben und die Aktienkurse steigen, doch nachhaltige Investitionen in den Aufbau (Entwicklung) der Produktion oder in die Modernisierung und Rekonstruktion bestehender Anlagen bleiben aus. Für das Jahr 2004 wird mit einem Haushaltsüberschuss kalkuliert, und zwar nach Bedienung der Auslandsschulden, was als eine Sensation für das Land anzusehen ist. Die optimistischen Ankündigungen und alle wirtschaftspolitischen Planungen beruhen aber auf einem Ölpreis, der die 18,50-US-\$-Linie für das Barrel nicht unterschreitet.

### **Die russische Energiestrategie bis 2020**

Die vorausgehende Energiestrategie Russlands, die 1995 vom Präsidenten gebilligt wurde und bis 2010 reichte, wurde im Jahre 2000 von der neuen Energiestrategie Russlands<sup>49</sup> abgelöst. Diese neue Energiestrategie ist bis 2020 konzipiert. In der neuen russischen Energiestrategie wird der Fakt konstatiert, dass die wesentlichen Ziele der Energiestrategie von 1995 nicht erreicht wurden. In erster Linie handelt es sich hierbei um die ökonomischen, finanziellen und mengenmäßigen Ziele, die verfehlt wurden, was auf die Wirtschaftskrise und die Lage der Staatsfinanzen zurückgeführt wird. Die Förderung von Energieträgern sei nicht von einer entsprechenden Ausweitung der Reserven begleitet worden. Die Investitionen im Energiebereich hätten sich gegenüber Anfang der neunziger Jahre auf ein Drittel vermindert. Der Energieverbrauch pro Einheit Produktion (spezifischer Energieverbrauch) sei im gleichen Zeitraum um 20 % angestiegen. Es sei nicht gelungen die Stromerzeugung auf Erdgas umzustellen, was durch die Eindeckung und Ausbeutung der großen westsibirischen Gasfelder möglich geworden war, und die Strom- sowie Kohlewirtschaft zu erneuern<sup>50</sup>.

Bei der genauen Betrachtung der Strategie 2000 fällt auf, dass diese durch einen übertriebenen Optimismus bezüglich der zukünftigen Entwicklung des russischen Energiesektors gekennzeichnet ist<sup>51</sup>. Unter anderem wird davon ausgegangen, dass der spezifische Energieverbrauch sich bis 2020 um die

---

49 Siehe. Energiestrategie 2000.

50 Vgl. SWP 2002, S. 17.

51 Zu genauen Angaben vgl. Kapitel 6, Paragraph 6.2.2 Annahmen der BAU-Szenarien für die Russische Föderation.

Hälfte reduzieren wird. Dadurch soll ein Anstieg des gesamten Energieverbrauchs auf maximal 35 % begrenzt werden, trotz eines Wachstums des Bruttoinlandsproduktes um 200 % im Zeitraum 2000–2020. Die Grunddaten der russischen Energiestrategie bis 2020, die – je nach gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und steuerlicher Bevorzugung des Energiesektors – ein günstiges und ein ungünstiges Szenario unterscheiden, werden bei der Bestimmung der Referenzszenarien im Kapitel 6 dargestellt. Wie oben bereits erwähnt, wird es in dieser Arbeit keine ausführliche Diskussion der Frage geben, ob die der Energiestrategie zugrundeliegende angenommene Verdreifachung des russischen Bruttoinlandsproduktes, welche ein jährliches Wachstum von 5,6 % impliziert, im Zeitraum 2000–2020 realistisch ist. Das Ziel ist es, einige mögliche Entwicklungen zu berücksichtigen und das Verhalten der russischen Wirtschaft und deren Auswirkungen auf die internationale Klimapolitik in Abhängigkeit von den zukünftigen Entwicklungen zu analysieren. Die offiziellen Annahmen, wie die der Energiestrategie 2000, sollen dabei nur als Indikator dienen. Der Vergleich einiger Studien, in welchen genaue Aussagen (basierend auf bestimmten Prognosen) bezüglich der zukünftigen wirtschaftlichen und umweltwirtschaftlichen Entwicklungen Russlands gemacht wurden, wird später im Abschnitt 3.3 beschrieben.

Das Ziel des BIP-Wachstums in der Energiestrategie 2000 scheint ziemlich hoch gesteckt zu sein. Schon ein jährliches Durchschnittswachstum des Bruttoinlandsproduktes um 3 bis 4 % wäre als großer Erfolg anzusehen. Die erwartende Senkung des spezifischen Energieverbrauchs ist aus den am Anfang dieses Abschnittes genannten Gründen auch stark zu bezweifeln. Wenn der Primärenergieverbrauch in der Zeitperiode 2000–2020 nur um 35 % ansteigen darf, was ein jährliches Wachstum von 1,5 % bedeutet, müsste die jährliche Einsparung ca. 4 % betragen. So ein erheblicher Anstieg der Produktionsenergieeffizienz fordert hohe Investitionen in Energiesparmaßnahmen sowie einen starken strukturellen Wandel der Volkswirtschaft. Die russische Energiestrategie 2020 basiert auf der Rechnung, dass alleine die Verschiebung zu den weniger energieintensiven Dienstleistungen 70 % der Energieeinsparung bewirken. Die Erfüllung solcher hochangestrebten Ziele in der Realität wird jeder bezweifeln, der die geringe Wirksamkeit entsprechender Planungen aus sowjetischen Zeiten kennt<sup>52</sup>. Die angestrebten Erhöhungen der inländischen Preise für Erdgas und Kohle werden bis 2010 eine Verdreifachung der Strom- und Wärmepreise zur Folge haben. Diese

---

52 Vgl. Engerer 1992, S. 59–64.

Maßnahmen können mit Sicherheit Einsparungen im Inlandsenergieverbrauch fördern, aber auch große Auswirkungen auf die Soziallage des Landes haben. Daher müssen diese mit Vorbehalt aufgenommen werden, da dies kein energiewirtschaftlicher, sondern ein politischer Bereich ist und somit sich die Frage der Durchsetzbarkeit solcher Maßnahmen stellt.

Nach der Energiestrategie 2000 soll der Gasinlandsverbrauch nur gering anwachsen und damit wird sich sein Primärenergieverbrauchsanteil von den heutigen 48 % auf ca. 42 % reduzieren. Der Erdölanteil wird mit 22 % bis 23 % stabil bleiben und der Kohleanteil von 20 % in 2000 leicht (auf 21 % bis 23 %) zunehmen. Nach der russischen Energiestrategie wird eine Ersetzung des Gaseinsatzes zur Stromerzeugung durch Kohle und Atomenergie angestrebt, wobei der erneuerbaren Energie keine bedeutende Rolle zugeteilt wird. Die aus dem geplanten erweiterten Kohleinsatz resultierenden Umwelteffekte werden nicht berücksichtigt. Somit ist die russische Energiestrategie 2000 auf die langfristigen Tendenzen gerichtet, welche im Widerspruch zu den Absichten des Grünbuches der Europäischen Gemeinschaft stehen und in anderen Dokumenten zur europäischen Energiepolitik formuliert sind. Dies beruht einerseits darauf, dass Russland Erdgas vom Binnenverbrauch in den Export umlenken will. Andererseits kommt hier die in Russland vorhandene positive Einstellung zum Einsatz von Kohle und Atomenergie als Energieträger der Zukunft zum Ausdruck<sup>53</sup> (zu Prognosen des Kernenergieausbaus siehe Paragraph 3.2.2.4).

Die gesamten für die Realisierung der russischen Energiepläne in der Zeitperiode 2000–2020 erforderlichen Investitionen werden mit 550 bis 700 Mrd. US-Dollar angegeben. Davon entfallen 480 bis 600 Mrd. US-Dollar auf die Energiewirtschaft im engeren Sinne. Dies bedeutet, dass der Anteil der Investitionen im Energiebereich in den kommenden 20 Jahren ungefähr 5 % bis 6 % des Bruttoinlandsproduktes betragen, was 25 bis 33 % der gesamten Investitionen ausmacht. Zu 80 % bis 90 % sollen diese Investitionen aus Eigenmitteln des Energiesektors getätigt werden. Der Staat finanziert nur die Erhöhung der Sicherheit der Atomkraftwerke, die Beseitigung des Strommangels im Fernen Osten sowie die Umstrukturierung der Kohleindustrie. Der Umfang der für den russischen Energiesektor notwendigen Investitionen aus dem Ausland ist in der Energiestrategie nicht angegeben. Die erforderlichen ausländischen Investitionen dürften aber mindestens 100 Mrd. US-Dol-

---

53 SWP 2002, S. 18.

lar betragen. Die Erwartung eines jährlichen Zuflusses des Auslandskapitals in den russischen Energiesektor von 5 Mrd. US-Dollar erscheint nicht zu hoch gegriffen, wenn man die Vielzahl möglicher Projekte berücksichtigt. Dies würde aber eine Verzehnfachung gegenüber dem heutigen Stand bedeuten (2000: ca. 650 Mio. US-Dollar).<sup>54</sup> Weiterhin wird erst die Situation im russischen Energiesektor genauer beschrieben, bevor zur Darstellung einiger Studien zu zukünftigen Entwicklungen der russischen Energiewirtschaft übergegangen wird.

### 3.2.2 *Primärenergieträger*

#### 3.2.2.1 Erdgas

Die Russische Föderation steht bezüglich der Erdgasreserven weltweit an erster Stelle. Ihre Gasvorräte betragen ca. 49 Bill. Kubikmeter, wobei etwa 80 % auf Sibirien entfallen. Rund 50 so genannte Gigant-Gasfelder sowie sieben der weltweit elf größten Lagerstätten befinden sich in Russland. Sie haben jeweils ein Volumen von über 1.500 Mrd. Kubikmetern<sup>55</sup>. Diese sind Urengoi (mit ca. 6.000 Mrd. Kubikmeter), Yamburg (4,3), Bovanenko (2,9), Shtokman (2,8), Zapoliarhoe (2,6), Orenburg (1,8) und Medwezhje. Dabei kann das Russische Erdgas vollständig (ausgenommen das Shtockman-Feld, das offshore liegt) durch Bohrungen auf dem Festland gewonnen werden<sup>56</sup>.

1989 wurde die gesamte Produktion und das Transportnetz als Erzunternehmen GASPROM gebildet. Dieses wurde im Rahmen des Privatisierungsprogramms 1992 in eine Aktiengesellschaft umgewandelt, wobei 60 % der Aktien an inländische Investoren verkauft wurden und die restlichen 40 % die Regierung behielt. Seit 1995 wurden kleinere Anteile Ausländern angeboten. 95 % des gesamten Erdgases werden von GASPROM produziert, wobei die übrigen 5 % aus dem Ölsektor kommen. GASPROM ist das mächtigste Unternehmen Russlands und wird oft als Staat im Staat bezeichnet<sup>57</sup>.

Die Kennzahlen der russischen Gasindustrie sind in der Tabelle 3.1 dargestellt. Die Entwicklung der Erdgasproduktion (Abbildung 3.1) zeigt, dass durch Produktionssteigerungen in den 80er Jahren (die Fördermengen sind

---

54 Vgl. Interfax Statistical Report 2001, S. 14.

55 Vgl. Duncan (1995).

56 Vgl. Eickhof et al. (1995, S. 710).

57 Vgl. Opitz/Pfaffenberger (1996, S. 29).

von 254 Mrd. Kubikmeter 1980 auf 641 Mrd. Kubikmeter angestiegen, was rund 250 % entspricht) Rückgänge in der Kohle- und Ölproduktion (vgl. Abschnitte 3.2.2.2 und 3.2.2.3) bis ins Jahr 1990 aufgefangen werden konnten.

Tab. 3.1: Kennzahlen des russischen Gassektors (Daten: GOSKOMSTAT)

	1970	1980	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Unternehmensmenge	...	26	27	26	38	46	41	46	65	67
Produktion (Mrd. Rubel)	...	2.4	6.9	12.8	174	1355	5598	14734	24651	32505
Produktionsindex (gegenüber dem Vorjahr in %)	106	110	103	101	97	95	94	99.6	99	98
Beschäftigte (in Tausend)	15	24	27	28	30	31	33	38	41	47
Gewinn (Mrd. Rubel)	...	...	...	...	48.6	307	729.3	2372	2719	6584
Rentabilität (Kostenanteil pro einen Rubel in %)	...	...	...	...	44.7	28	22.3	27.2	12.6	23.3
Umsatz (in % gegenüber dem Vorjahr)	8.4	0.1	2.1	20	-0.2	8.1	4.8	4.7	12.1	-16.2

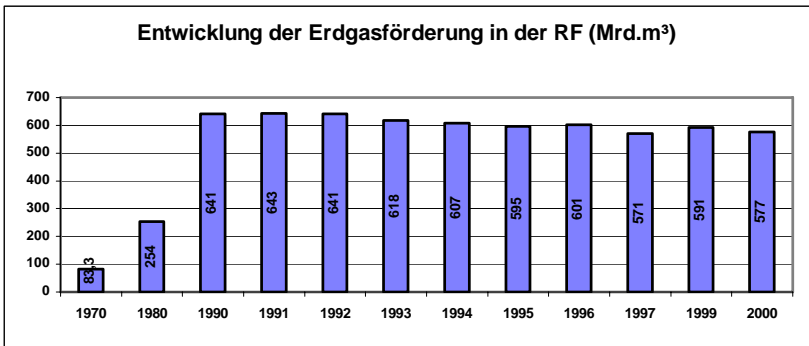


Abb. 3.1: Entwicklung der russischen Gasförderung

Die zunehmende Verlagerung der Produktion nach Westsibirien, was als Folge arbeits- und versorgungstechnische Probleme sowie die Notwendigkeit des Neubaus von Erdgaspipelines hatte, führte zur Übersteigerung der verfügbaren Mittel für Investitionen im Erdgassektor. Deswegen liegen die Abbaumengen für Erdgas unter den maximal möglichen Entnahmen aus den



bereits erschlossenen Feldern<sup>58</sup>. Trotz erheblicher Schwierigkeiten war der Produktionsrückgang im Gassektor nicht so stark wie in den meisten anderen Sektoren und betrug in den Jahren 1990–1994 5 %.

1999 erbrachten die wichtigsten Gasvorkommen in Westsibirien 72 % der russischen Förderung, haben jedoch das Stadium des Ertragsrückgangs erreicht und sind zu mehr als zur Hälfte ausgebeutet: Medweschje zu 78 %, Urengoi zu 67 % und Jamburg zu 46 %. Laut Abklärungen wird bis 2020 die Gasgewinnung aus diesen Vorkommen 80 Mrd. Kubikmeter nicht mehr überschreiten, was gerade 14 % der heutigen Produktionsrate Russlands entspricht. Da die Förderung höher ist als der Zuwachs an Reserven, nehmen diese ab. Um lediglich die heutige Förderquote bis 2020 zu halten, müssten die Investitionen in die Entwicklung der neuen Stockman- und Jamal-Gasvorkommen mindestens verdreifacht werden.<sup>59</sup>

### 3.2.2.2 Mineralöl

Die Russische Föderation steht hinter Saudi-Arabien und den USA weltweit an dritter Stelle hinsichtlich der geförderten Erdölmenge. Ebenso wie bei Erdgas und Kohle liegen die größten Reserven an Rohöl in Westsibirien<sup>60</sup>. Die Höchstfördermenge lag bei rund 569 Mio. t. im Jahre 1987. Im 1994 betrug sie schon nur 318 Mio. t. (Abbildung 3.2), was rund um 45 % niedriger ist. Der größte Einbruch lag im Zeitraum zwischen 1990 (516 Mio. t) und 1994. Seit 1995 hat sich die Erdölförderung auf einer Höhe von rund 300 Mio. Jahrestonnen stabilisiert (Abbildung 3.2).

Der Anteil der erschöpften kostengünstigen Reserven unter den ausgebeuteten Vorkommen macht 53 % aus (im Öl-Hauptgebiet Westsibirien 43 %). In den wichtigsten Erdölprovinzen wie Zapadno-Sibirskaja und Uralo-Powolzhskaja ist bei der Entwicklung der Förderung das Spätstadium erreicht worden, und der Ertrag geht zurück. Die Zeit, in der riesige Vorkommen gefunden wurden, die bei sinkenden Prospektions- und Abbaukosten die Reserven anwachsen ließen, ist vorbei. Der Anteil der schwierig zu erschließenden Vorkommen (mit einer Fördermenge von weniger als 10 Tonnen täglich) liegt bei 55–60 % und er steigt weiter an. Der Zuwachs bei den

---

58 Vgl. StBA (1996, S. 96).

59 Vgl. Gagarinski (2000, S. 25).

60 Merenkov (1994, S. 799).

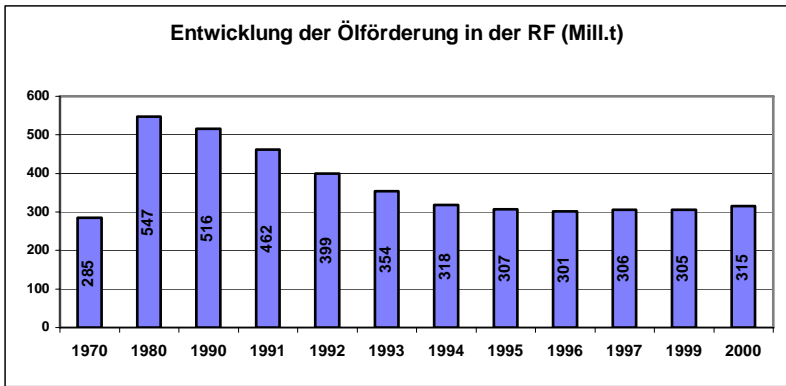


Abb. 3.2: Entwicklung der russischen Ölförderung

Tab. 3.2: Kennzahlen des russischen Ölsektors (Daten: GOSKOMSTAT)

	1970	1980	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Unternehmensmenge	...	54	69	75	110	158	178	214	273	275
Produktion (Mrd. Rubel)	...	5.8	13.1	32.4	1467	7484	20587	73023	103214	123909
Produktionsindex (gegenüber dem Vorjahr in %)	107	104	94	90	94	91	93	96	98	101
Beschäftigte (in Tausend)	67	99	137	152	171	182	190	213	246	264
Gewinn (Mrd. Rubel)	...	...	...	...	439.6	1439	2104	14619	16101	17100
Rentabilität (Kostenanteil pro einen Rubel in %)	...	...	...	...	31.3	15.1	4.2	21.2	14.9	14.7
Umsatz (in % gegenüber dem Vorjahr)	0.8	4.5	13.3	-1.4	-20.7	17.5	14.1	-15.1	5.5	-0.2

nachgewiesenen Reserven lag in den letzten Jahren laufend unter der Ölförderquote<sup>61</sup>. Die Ölförderung in Russland wird in der Zukunft in erster Linie durch das Niveau der Weltpreise für Öl, Steuern sowie die Qualität der nachgewiesenen Ölvorkommen bestimmt. Laut Schätzungen könnte die Gewinnung von Öl unter „günstigen Bedingungen“ 335 Mill. t. in 2010 und

61 Vgl. Minenergo RF (2001, S.36).

360 Mill. t. in 2020 betragen<sup>62</sup>. Generell sind in der Russischen Föderation Potentiale vorhanden, um die Erdölproduktion auf einem Fördervolumen von über 500 Mill. t. pro Jahr zu halten. Wie bereits erwähnt, liegt das Problem hauptsächlich in fehlenden Investitionen. Die ergiebigsten Erdölfelder sind jedoch schon zu großen Teilen ausgeschöpft und die Erschließung der kleineren Erdölfelder verursacht durch die steigende Anzahl der Bohrungen höhere Kosten<sup>63</sup>. Die Kennzahlen des Sektors Öl zeigt Tabelle 3.2. Eine Bestandsaufnahme in der Erdölindustrie der Russischen Föderation im Jahr 1995 ergab 148.000 Bohrlöcher auf 840 Ölfeldern sowie ca. 48.300 km Erdölpipelines. 1992 wurden nur 10, im darauffolgenden Jahr 27 neue Ölfelder in Betrieb genommen. Allerdings wurden aufgrund von ausbleibenden Investitionen 600 stillgelegte Bohrlöcher reaktiviert<sup>64</sup>. Der Transport des Rohöls erfolgt hauptsächlich in Pipelines (95 % im 1995). Die Transportkapazitäten zwischen dem westsibirischen und dem europäischen Teil lagen 1995 bei ca. 325 Mio. t pro Jahr. Um den Export zu sichern, wurde nach dem Zusammenbruch der UdSSR eine Vereinbarung zwischen allen betroffenen Republiken getroffen, das Pipelinennetz wie bisher als ein einheitliches System zu betrachten und zu nutzen<sup>65</sup>.

Die wichtigste Erdölprovinz Russlands in der betrachteten Zeitperiode (2000–2020) bleibt Westsibirien, obwohl deren Anteil an der Ölförderung bis zum Jahr 2020 auf 58–55 % sinken soll, im Vergleich zu 68 % zum heutigen Zeitpunkt. Nach 2010 beginnt die erweiterte Ölförderung in der Timano-Pechorskaia Provinz, am Schelf des Kaspischen und Nordmeeres, in Ostsibirien und im entfernten Osten des Landes, wo in 2020 ungefähr 15–20 % des gesamten Öls gefördert werden soll.

### 3.2.2.3 Kohle

Die Kohlevorräte in der Russischen Föderation werden auf über 200 Mrd. t. geschätzt und würden laut Schätzungen bei den aktuellen Abbaumengen noch einige Jahrhunderte ausreichen. Aus der Tabelle 3.3 wird ersichtlich, dass bei der Kohle wie bei dem Erdöl starke

---

62 Zur möglichen Entwicklung des Ölsektors unter pessimistischen Voraussetzungen bezüglich der wirtschaftlichen Situation vgl. Kapitel 6.

63 Vgl. Renz/Wietschel et. al. (1998).

64 Vgl. StBA (1996, S. 96).

65 Vgl. Renz/Wietschel et. al. (1998).

Tab. 3.3: Kennzahlen des russischen Kohlesektors (Daten: GOSKOMSTAT)

	1970	1980	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Unternehmensmenge	...	336	334	334	352	381	368	364	337	343
Produktion (Mrd. Rubel)	...	4.8	7	11.4	363	2389	8229	23952	33067	34222
Produktionsindex (gegenüber dem Vorjahr in %)	103	99	96	88	106	92	88	99	98	95
Beschäftigte (in Tausend)	494	481	484	488	525	529	494	451	412	359
Gewinn (Mrd. Rubel)	...	...	...	...	105.6	298.8	393.4	2092	153	-153
Rentabilität (Kostenanteil pro einen Rubel in %)	...	...	...	...	26.8	4.2	-4.2	8	1.6	2.3
Umsatz (in % gegenüber dem Vorjahr)	0.2	3.8	8.97	-8.3	0.8	30.7	8.2	-11.7	6.5	-2.6

Produktionsrückgänge festzustellen waren. So ist die gesamte Förderung von Kohle im Zeitraum von 1990 bis 1995 um 132 Mill. t auf 263 Mill. t gesunken, was einem Rückfall von ca. 33 % entspricht (Abbildung 3.3). In den größten Abbaugebieten in der Russischen Föderation sah es folgendermaßen aus: Im Donbass-Becken ist das Abbauvolumen von 32 Mio. t im 1990 auf 19 Mio. t im Jahre 1995 gesunken, was rund 40 % bedeutet. Die Abbauvolumen im Pechoragebiet betragen im Jahre 1990 rund 29 Mio. t, im Jahr 1994 24 Mill. t. In Kansk-Achinsk nahmen die Abbauvolumen auch ab und lagen im Jahre 1995 bei 35 Mill. t. (gegenüber den 52 Mill. t. 1990). Das Gleiche war auch in einem der größten Kohlereviere Russlands, in Kuzbass, zu sehen, wo die Abbauvolumen im 1990 bei rund 140 Mio. t. und im 1995 nur noch bei 93 Mill. t. lagen<sup>66</sup>. Früher waren alle regionalen Gesellschaften der Kohlebranche innerhalb des MINTOPENERGO<sup>67</sup> organisiert. Nach der Privatisierung wurden diese in Aktiengesellschaften umgewandelt, wobei die staatliche Holdinggesellschaft ROSUGOL die Mehrheit der Aktien aller Unternehmen erhielt. Diese hält auch Anteile an den Kohleexportunternehmen sowie an den Gesellschaften, die die Ausrüstungen importieren. Über ROSUGOL laufen alle Regulierungsentscheidungen, wie über die Höhe der Subventionen und Ersatzinvestitionen sowie den Verkauf von verschiedenen Minen<sup>68</sup>.

66 Vgl. IEA (1995, S.188).

67 Das Ministerium für Brennstoff und Energie.

68 Vgl. Opitz/Pfaffenberger (1996, S. 31).

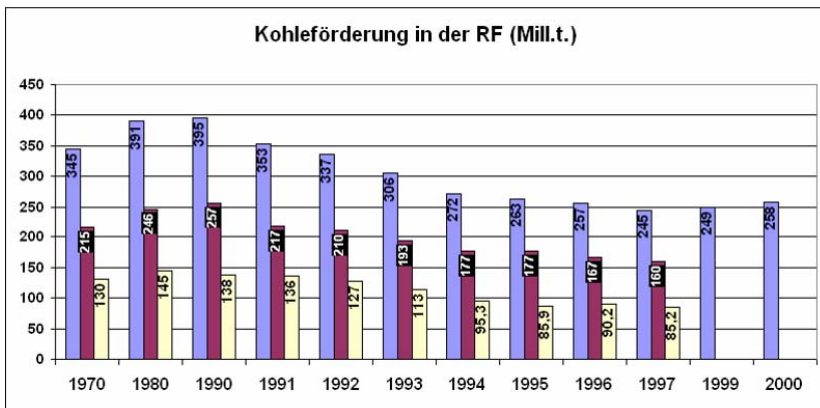


Abb. 3.3: Entwicklung der russischen Kohleförderung (Daten: GOSKOMSTAT, MINENERGO RF)

Die wirtschaftliche Situation im Kohlebereich war und bleibt sehr schwierig. Obwohl Kohle ein wichtiger Rohstoff in den großen Industriezentren ist, ging die Kohlenachfrage bis 1997 zurück, was sich durch den Rückgang in fast allen Sektoren der Wirtschaft erklären lässt. Dazu kommen auch Probleme mit dem Kohletransport, wovon 97 % von der Eisenbahn durchgeführt werden, bei der zwischen 1990 und 1995 ein Rückgang von rund 50 % zu beobachten war. Die Eisenbahngesellschaften versuchen ihre Verluste über Preissteigerungen zu kompensieren, was natürlich zur Rentabilitätssenkung in der Kohleindustrie führt (vgl. Tabelle 3.3), da bei dem durchschnittlichen Transportweg von 1.200 km selbst die profitabelsten Unternehmen der Branche mit den zu erreichenden Kohleabsatzpreisen nicht kostendeckend produzieren können<sup>69</sup>. In 1997 hat sich die Produktion von Kohle jedoch stabilisiert und in der Zeitperiode von 1997 bis 2000 war sogar ein Anstieg zu sehen, wobei die Kohleförderung im Jahre 2000 das Niveau von 1996 erreichte.

#### 3.2.2.4 Erneuerbare Energien

Ein Überblick über die Potentiale für die Nutzung erneuerbarer Energieträger in der Russischen Föderation ist in der Tabelle 3.4 gegeben. Die Rolle der erneuerbaren Energien mit wirtschaftlich gerechtfertigter Technologie (außer

<sup>69</sup> Vgl. IEA (1995, S. 193–195).

Hydroenergie) wird in Russland selbst bei der optimistischen Entwicklung des Energiesektors in der Zukunft begrenzt bleiben: bis 2020 wird deren Anteil an der Primärenergie 0,5–1,0 % betragen<sup>70</sup>.

Tab. 3.4: *Potentiale Regenerativer Energien in der Russischen Föderation*<sup>71</sup>

Ressourcen	theoretisch nutzbares Potential Mio. t. SKE/a	technisch nutzbares Potential Mio. t. SKE/a	ökonomisch nutzbares Potential Mio. t. SKE/a
Geothermale Energie	180*10E6	20*10E6	115–150
Energie aus Biomasse	10*10E3	53	35–50
Windenergie	260*10E3	2000	13–15
Sonnenenergie	2.3*10E3	2300	Dez 15
Gesamtbetrag	183*10E6	20*10E6	175–230

Der Anteil der aus der Wasserkraft erzeugten Elektrizität liegt bei 20 % (vgl. Abschnitt 3.2.3). Die vorhandene Kapazität liegt bei 42 GW, wobei 17 GW davon im europäischen und 25 GW im asiatischen Teil Russlands installiert sind. Die jährliche Hydroenergieerzeugung beträgt ca. 550 PJ. Dies entspricht knapp 20 % des ökonomischen Stromerzeugungspotentials aus der Wasserkraft, wobei etwa 50 % im europäischen Teil und etwa 5 % im asiatischen Teil der möglichen Wasserstromproduktion realisiert sind<sup>72</sup>. Die Hauptschwierigkeiten bei der Hydroenergieerzeugung entstehen durch starke saisonale Wassermengenschwankungen. Dies betrifft insbesondere die asiatischen Regionen Russlands.

Die geothermalen Netze werden in Dagestan, in den Gebieten von Krasnodarsk, Stavropol und Kamtschatka genutzt, wobei nur auf der Halbinsel Kamtschatka die Verwendung der Geothermie zu den Energieerzeugungszwecken stattfindet<sup>73</sup>. In den anderen Gebieten wird sie zur Wärmeversorgung verwendet<sup>74</sup>.

Die borealen Wälder beherbergen großes Biomassepotential. Eine nachhaltige Nutzung muss jedoch die geringen jährlichen Wachstumsraten mit in die

70 Vgl. Gagarinski (2000, S. 26).

71 Perminov (1994, S. 191).

72 Vgl. Renz/Wietschel et al. (1998, S. 156).

73 Vgl. World Energy Council (1994).

74 Vgl. Kozlov (1994, S. 170).

Betrachtung einschließen. Bislang spielt insbesondere in ländlichen Regionen Feuerholz für Raumwärme eine Rolle. Großanlagen, beispielsweise für Fernwärme oder zur Elektrizitätsproduktion, sind bislang jedoch weder umgesetzt worden noch sind sie geplant<sup>75</sup>.

Die für die Erzeugung der Windenergie in Frage kommenden Gebiete in Russland sind die Küsten und die Inseln des Nördlichen Eismees von Kola bis Kamtschatka, die Gebiete des Kaspischen Meeres, des Aralsees und der unteren Wolga, die Ufer des Kasoischen Meeres, der Barentsee sowie des Schwarzen und Asowischen Meeres. Die gesamte für die Installation der Windanlagen vorstellbare Fläche beträgt über fünf Millionen Quadratkilometer. Die Dauer des energetischen Windflusses liegt bei 2.000–5.000 Stunden im Jahr<sup>76</sup>.

Aufgrund der relativ ungünstigen klimatischen Bedingungen sind die Perspektiven der Nutzung der Sonnenenergie ziemlich aussichtslos. Es gibt zwar Ausnahmen, wie z.B. einige Gebiete in Westsibirien mit stabilem Winterhochdruck und häufig wolkenlosem Himmel, die detaillierten Daten hierüber sind leider nicht vorhanden.

Wie oben bereits erwähnt, spielen die erneuerbaren Energien in der russischen Wirtschaft keine bedeutende Rolle und ein Ausbau des Einsatzes von regenerativer Energie ist in der Energiestrategie Russlands 2000 nicht geplant.

---

75 Renz/Wietschel et al. (1998, S. 157).

76 Vgl. Perminov (1994, S. 193).

### 3.2.3 Elektrizitätssektor

Tabelle 3.5 gibt den Überblick über die Kennzahlen des russischen Elektrizitätssektors.

Tab. 3.5: Kennzahlen des russischen Stromsektors (Daten: GOSKOMSTAT)

	1970	1980	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Unternehmensmenge	...	1006	849	887	943	895	1096	1165	1130	1242
Produktion (Mrd. Rubel)	6.8	11.7	21.4	47.6	1106	10962	47685	121404	191221	238502
Index der Produktionsmenge (gegenüber dem Vorjahr in %)	107	106	102	100.3	95	95	91	97	98	98
Beschäftigte (in Tausend)	362	467	545	563	626	666	710	750	790	810
Gewinn (Mrd. Rubel)	...	...	...	...	194	1807	6142	21503	26852	32086
Rentabilität (%)	...	...	...	...	24	25.5	18.6	17.5	14.3	14.1
Kostenanteil pro einen Rubel	...	...	...	...	24	25.5	18.6	17.5	14.3	14.1
Umsatz (in % gegenüber dem Vorjahr)	-1.4	1.9	19.6	31.9	5.4	2.2	4.8	-1.1	6	-0.6

Der russische Stromsektor besteht aus ungefähr 600 fossil befeuerten Kraftwerken, über 100 Wasserkraftwerken und 9 Kernkraftwerken. Die gesamte installierte Kapazität beträgt rund 200 GW. Das Stromverteilungsnetz hat eine Länge von 2,5 Mio. km. Die Elektrizität wird zu knapp 70 % in fossil befeuerten Kraftwerken erzeugt, die Hälfte davon in Kraft-Wärme-Kopplung. Rund 20 % des Stromes liefern Wasserkraftwerke und die verbleibenden 10 % stammen aus Atomkraftwerken. Die zur Erzeugung verwendeten Primärenergieträger sind dabei Gas mit einem Anteil von 40 %, Kohle mit knapp 20 %, nukleare Brennstoffe mit gut 10 %, Wasserkraft mit knapp 20 % sowie sonstige Brennstoffe mit fast 10 %<sup>77</sup>. Diese Angaben gelten für das gesamte Gebiet der Russischen Föderation. In den einzelnen Regionen sind jedoch zum Teil erhebliche Unterschiede festzustellen. Im europäischen Teil hält Gas mit Abstand den größten Anteil an der Stromerzeugung, während in den östlichen Gebieten hauptsächlich Kohle eingesetzt wird. Die

77 Vgl. IEA 1995, S. 200.



seit 1980 neu hinzugekommenen Kapazitäten nahmen jährlich ab.<sup>78</sup> Wie oben bereits erwähnt, hat bis 1999 der langjährige Rückgang des Energieverbrauchs den Mangel an den notwendigen Investitionen in die Brennstoffsektorinfrastruktur Russlands verdeckt. Im Jahr 1999 war nach 14 Jahren wieder ein Anstieg der Nachfrage nach Energie festzustellen. Die Zunahme des Energieverbrauchs war in Russland zu 90 % dank zusätzlich in Kraftwerken produzierter elektrischer Energie gedeckt. Die installierte Gesamtleistung bleibt aber seit sieben Jahren gleich groß.<sup>79</sup>

Die fehlenden Investitionen für die Aufrechterhaltung und den Ausbau der Produktionsinfrastruktur können sich in den nächsten Jahren sogar als Energiemangel auswirken. Zum ersten Mal seit Jahrzehnten wird in Russland mehr Energie verbraucht als erzeugt. Somit könnte Russland vom „Energieüberschuss-“ zum „Energiedefizit-Land“ werden. Laut dem Datenmaterial des Energieministeriums und der russischen Akademie der Wissenschaften wird selbst im Fall eines auf der heutigen Höhe verharrenden Energiekonsums (der laut Voraussagen um 5 % jährlich ansteigen dürfte) das sich verschärfende Stromdefizit zu einem „Bremsfaktor“ für die wirtschaftliche Entwicklung Russlands werden. Um trotz der sich abzeichnenden Mangellage weiterhin durch Gas-Exporte auf dem internationalen Markt dringend benötigte Devisen verdienen zu können, hat der Staatskonzern GASPROM Ende 1999 offiziell erklärt, dass aus faktischen Gründen beträchtliche Mengen von Gas bei der Stromerzeugung durch andere Energien ersetzt werden müssen. Bereits ein Jahr davor stimmte die russische Regierung einem Programm zur Entwicklung der Kernenergie für 1998–2005 sowie für die Zeitperiode bis 2010 zu. In diesem Programm wurde ein Zubau der Kernkraftwerkskapazität im Umfang von 27–29 GW bis 2010 vorgesehen. (Das letzte neue Atomkraftwerk wurde in der Russischen Föderation im Jahre 1993 in Betrieb genommen und seitdem betrug die gesamte installierte Atomkraftwerkskapazität bei 21,2 GW.)<sup>80</sup> Die Finanzierung dieses Programms war sehr mangelhaft: Selbst die drei Kernkraftwerke, welche sich in einem weit fortgeschrittenen Bauzustand befanden, wurden nicht fertig gestellt.

Heute sind mit der Kernenergie hohe Erwartungen verbunden. Die Situation hat sich im Jahre 2000 grundsätzlich geändert, als die russischen Kernfachspezialisten ankündigten, dass die Probleme des Stromsektors durch die

---

78 Vgl. Rentz, Witschel et. al. 1998, S. 158

79 Vgl. Gagarinski 2000.

80 Vgl. Gagarinski 2000.

Kernenergieentwicklung gelöst werden könnten. Diese verfügte nämlich über die folgenden wichtigen Reserven: Erhöhung der Arbeitsausnutzung, Verlängerung der Lebensdauer und Bau der neuen Einheiten. Bis Mitte 2000 verbesserten die russischen Kernkraftwerksbetreiber bereits die Arbeitsausnutzung um 6 % gegenüber 1999 und diese erreichte 73,4 %, wobei es auslegungsgemäß 75 bis 85 % waren. Für 2000–2001 wurde geplant, die Energieproduktion der Kernkraftwerke auf 140 Mrd. kWh zu heben, indem die Arbeitsausnutzung gesteigert wurde. Die russische Auslegungslebensdauer von 30 Jahren spiegelt das frühere konservative Vorgehen wider und nicht die wirkliche Alterung. Gegenwärtig laufen Arbeiten, um die betriebliche Lebensdauer auf 40–50 Jahre zu verlängern.

Tabelle 3.6 gibt einen Überblick über die Potentiale der Entwicklung der Atomenergie vom Moskauer Kurchatov-Institut. Die Szenarien wurden für MINIATOM (russisches Atomministerium) entwickelt. Wie aus der Tabelle hervorgeht, würden im Fall des Maximalszenarios (Minimalszenarios) durch den Kernenergieausbau bereits im Jahre 2005 zusätzlich 16 (14) Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas jährlich und bis 2001 zusätzlich 32 (26) Mrd. m<sup>3</sup> jährlich (im Vergleich) zu heute 36 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr substituiert.

Tab. 3.6: Szenarien für die Entwicklung der Kernenergie

<b>Parameter:</b>	<b>Minimalszenario</b>	<b>Maximalszenario</b>
Arbeitsausnutzung:	Anstieg auf <b>75–82 %</b>	Anstieg auf <b>80–85 %</b>
Verlängerung der Betriebslebensdauer der bestehenden Einheiten	Bis zu 40 Jahre, mit einer Zusatzproduktion von über 950 Mrd. kWh elektrische Energie	Bis zu 40–50 Jahre, mit einer Zusatzproduktion von über 2700 Mrd. kWh elektrische Energie
Stilllegung nuklearer Einheiten bis 2020:	<b>6,8 GW</b>	<b>6,8 GW</b>
<b>Zuwachs der Kernkraftwerkskapazität:</b>		
<b>2005</b>	Bis zu <b>24,2 GW</b> mit einer jährlichen Energieerzeugung von rund <b>160 Mrd. kWh</b>	Bis zu <b>25,2 GW</b> mit einer jährlichen Energieerzeugung von rund <b>224 Mrd. kWh</b>
<b>2010</b>	Bis zu <b>31,2 GW</b> mit einer jährlichen Energieerzeugung von rund <b>205 Mrd. kWh</b>	Bis zu <b>32,0 GW</b> mit einer jährlichen Energieerzeugung von rund <b>224 Mrd. kWh</b>
<b>2020</b>	Bis zu <b>35,8 GW</b> mit einer jährlichen Energieerzeugung von rund <b>235 Mrd. kWh</b>	Bis zu <b>50,0 GW</b> mit einer jährlichen Energieerzeugung von rund <b>372 Mrd. kWh</b>

Ende Mai 2000 hat die russische Regierung ein Investitionsprogramm genehmigt, das auf Grund von Vorschlägen des Atomministeriums MINIATOM den weitestgehenden Ersatz der fehlenden Elektrizität aus der Gasverstromung durch einen Ausbau der Kernkraftwerkskapazitäten vorsieht. Der Gesamtinvestitionsaufwand für dieses Programm wird auf US\$ 2,5 Mrd. für den Zeitraum bis 2005, auf 12 Mrd. von 2006–2010 und auf 20 Mrd. von 2011–2020 geschätzt. Das MINIATOM schlug folgende Quellen zur Finanzierung dieses Nuklearprogramms vor:

- Erhöhung der Stromtarife,
- Teilweise Verwendung der Einkünfte aus dem Export („Gasdollars“),
- Gesetzlich verfügte Steuernachlässe,
- Direkte staatliche Budgetzuwendungen für das Nuklearprogramm – teilweise zur Erhöhung der Kernkraftwerks-Sicherheit
- Erbringen von Dienstleistungen für ausländische Kernkraftwerke im Bereich des Managements bestrahlter Brennstoffe

Die zukünftige Entwicklung wird zeigen, ob dieses Programm wie geplant umgesetzt werden kann.

## Teil II: Modellbeschreibung

### 4 Das Modell

#### 4.1 Allgemeine Charakteristika des Modells

Das in dieser Arbeit angewandte Modell ETAS (Emission Trading Analyzing System), welches zu der Klasse der allgemeinen Gleichgewichtsmodelle zu zählen ist, wurde zur Analyse unterschiedlicher makroökonomischer, energie- und umweltpolitischer Strategien in Europa und Russland entwickelt. Als Grundlage dafür diente eine Version des Modells NEWAGE<sup>1</sup> (Böhringer/Ferris/Rutherford 1996). Die Wirtschaften Europas und Russlands sind im Modell konsistent und detailliert abgebildet unter besonderer Beachtung von Beziehungen zwischen Energiewirtschaft und ökologischen Rahmenbedingungen. Durch dessen Struktur ermöglicht das Modell sowohl die Ermittlung des aus den politischen Maßnahmen resultierenden Gesamteffektes als auch der Teileffekte, so dass die Bedeutung einzelner Effekte analysiert und eingeordnet werden kann. Somit ist das Modell für die Analyse der wirtschaftlichen Auswirkungen klimapolitischer Maßnahmen geeignet.

In ETAS wird zwischen zwölf europäischen Ländern (Deutschland, England, Frankreich, Spanien, Italien, Österreich, Irland, Schweden, Griechenland, Portugal, Finnland und Dänemark), einer europäischen Ländergruppe (Belgien, Niederlande, Luxemburg) und Russland unterschieden. Die Wirtschaften sind auf zehn Sektoren disaggregiert, wobei vier den verschiedenen Energieträgern entsprechen. Jeder Sektor produziert ein homogenes Gut. Auf allen Märkten herrscht vollständige Konkurrenz. Die einzigen Signale, auf die die Wirtschaftssubjekte reagieren, sind Preise. Die Verhaltensannahme für Unternehmen ist Gewinnmaximierung bei Einhaltung ihrer technologischen Produktionsbeschränkungen und für Haushalte – Nutzenmaximierung unter Berücksichtigung ihrer Budgetrestriktionen. Alle Preise sind flexibel,

---

1 Vgl. Hoster/Welsch/Böhringer (1997).

was die Einstellung eines Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage garantiert<sup>2</sup>.

Im Modell wird die Zeitperiode von 1995 bis 2020 betrachtet. Die Zeitstruktur des Modells ist rekursiv-dynamisch, die Gleichgewichtslösung der aktuellen Periode hängt also lediglich von der Gleichgewichtslösung der vorhergehenden Periode ab. Die Investitionen, welche in der laufenden Periode getätigt werden, werden in der nächsten Periode als Kapitalstock verfügbar. Der Kapitalstock wird entlang einer Sequenz von statischen Gleichgewichtspunkten zwischen den Perioden fortgeschrieben. Das Sparverhalten wird über eine fixe Keynesianische Sparquote erklärt, das gesamte verfügbare Einkommen wird somit nach festen Wertanteilen auf Konsum und Sparen verteilt.

Hinsichtlich der Mobilität der Faktoren wird angenommen, dass der Faktor Arbeit zwischen allen Sektoren einer Wirtschaft vollkommen beweglich, international aber immobil ist. Bei dem Faktor Kapital werden zwei Kategorien unterschieden: sektor-spezifisches (gebundenes) Kapital und ungebundenes Kapital. Letzteres ist intersektoral mobil, was den Ausgleich dieser Grenzproduktivitäten in allen Wirtschaftssektoren einer Region impliziert. Die Arbeitsnachfrage bestimmt sich aus den jeweiligen Faktornachfragefunktionen der einzelnen Sektoren. Den Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Arbeitsmarkt stellt ein flexibler Lohnsatz sicher.

Der Haushaltssektor wird durch einen repräsentativen Verbraucher abgebildet, was erlaubt von Verteilungsfragen zu abstrahieren und sich auf Probleme einer effizienten Ressourcenallokation zu konzentrieren.

Die Aktivitäten des Staats werden über die exogen vorgegebenen realen Staatsausgaben erfasst.

Für die Modellierung des Außenhandels wurde das Konzept des Welthandelspools<sup>3</sup> benutzt, was die Zusammensetzung der Ausfuhren aller im Modell abgebildeten Länder und der übrigen Welt zu Weltmarktaggregate impliziert. Diese Weltmarktaggregate haben einen von dem Herkunftsland unabhängigen Preis und nur die werden importiert, d.h., dass im Modell

---

2 Preise lenken die Märkte in ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Bei einem Nachfrageüberschuss treibt die einsetzende Nachfragekonkurrenz den Preis nach oben, bei einem Angebotsüberschuss drückt die einsetzende Angebotskonkurrenz den Preis nach unten. Zur Existenz eines Gleichgewichts s. Bysygin (1998).

3 Vgl. Welsch (1996), Ginsburgh and Keyzer (1997).

keine bilateralen Handelsströme abgebildet werden<sup>4</sup>. Importe werden gemäß dem Ansatz von Armington<sup>5</sup> modelliert, welcher besagt, dass die für den heimischen Markt im Inland produzierten Güter und die konkurrierenden Importgüter<sup>6</sup> keine vollkommenen Substitute darstellen. Die Modellschließung (für die Räumung der Exportmärkte) erfolgt über die exogene Vorgabe des Leistungsbilanzsaldos, welcher als konstant betrachtet wird.

Alle Mengenaggregatfunktionen im Produktions-, Konsum- und Außenhandelsmodell werden über separierbare, mehrfach geschachtelte CES-Funktionen (constant elasticity of substitution) oder Leontief-Funktionen<sup>7</sup> spezifiziert.

Das Basisjahr des Modells ist 1995. Die Entscheidung über die Wahl des Basisjahres wurde aus der Verfügbarkeit und Plausibilität der statistischen Daten getroffen. Ausgehend vom konstruierten Gleichgewicht werden bei der statischen Kalibrierung die Verteilungsparameter in den funktionalen Formen derart bestimmt, dass das Modell den realen Ausgangsdatensatz reproduziert. Weiterhin wird das Modell auf den aktuellen Stand (2000) gebracht, indem die durchschnittliche Entwicklung der wesentlichen makroökonomischen Größen in der Periode 1995–2000 nachgebildet wird.

---

4 Der Hauptgrund für die Auswahl dieses Konzeptes liegt in den fehlenden Daten für die Russische Föderation. Mehr dazu unter dem Punkt 5.2

5 Vgl. Armington (1969, S. 159–176).

6 In unserem Fall – Weltmarktaggregate.

7 Die Leontief-Funktion kann als ein asymptotischer Spezialfall der CES-Funktion mit einer Substitutionselastizität von null betrachtet werden. Vgl. Granberg (1988).

## 4.2 Makroökonomische Zusammenhänge

Die makroökonomischen Beziehungen zwischen verschiedenen Blöcken des Modells sind in Abbildung 4.1 dargestellt.

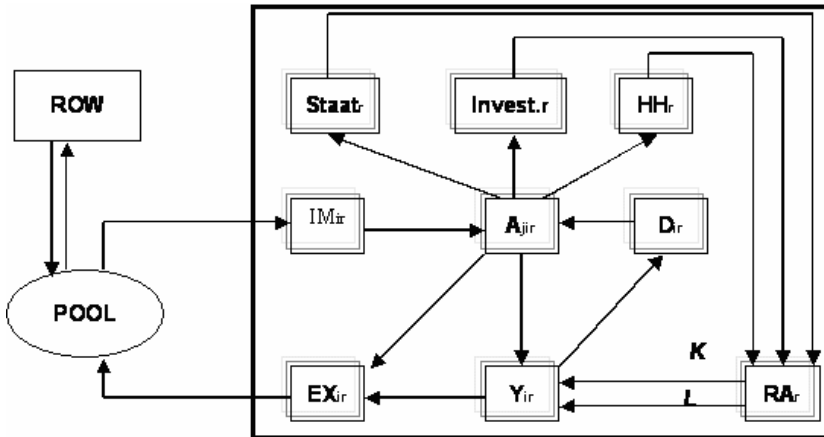


Abb. 4.1: Makroökonomische Zusammenhänge

Der Output des Sektors  $i$  des Landes  $r$  (bezeichnet als  $Y_{ir}$ ) ist der reale Bruttoproduktionswert. Dieser entsteht aus den Primärfaktoren Arbeit ( $L$ ), Kapital ( $K$ ) und den Vorleistungen, welche als ein Armingtonaggregat ( $A_{jir}$ ) beschrieben werden. Gemäß dem Armington-Ansatz werden die Vorleistungen als ein Aggregat aus inländischer Produktion ( $D_{ir}$ ) und Importen ( $IM_{ir}$ ) dargestellt. Außer der Befriedigung der Vorleistungsnachfrage dienen die Armington-Güter zur Deckung der Konsumnachfrage sowie des Investitions- und Staatsbedarfs. Der Output  $Y_{ir}$  unterteilt sich auf die Güter  $D_i$ , die für den heimischen Markt produziert werden, und  $EX_i$ , die in den Export gehen. Der repräsentative Verbraucher  $RA_r$  jeder Region ist mit den Produktionsfaktoren Kapital ( $K$ ) und Arbeit ( $A$ ) ausgestattet. Die Nachfrage des repräsentativen Verbrauchers besteht aus der Nachfrage der Haushalte, der Staatsnachfrage und der Investitionsnachfrage, die zusammen der Endnachfrage der Wirtschaft entsprechen. Der Welthandelspool ( $POOL$ ) befriedigt die Importnachfrage der Regionen sowie die der restlichen Welt ( $ROW$ ), unter Berücksichtigung der jeweiligen Exporte.

Zum Verständnis der Modellalgebra wird in folgenden Abschnitten ein allgemeines Gleichgewicht definiert, und der im Rahmen dieser Arbeit benutzte Ansatz zur Formulierung des Gleichgewichtsproblems beschrieben.

### 4.3 Definition eines wirtschaftlichen Gleichgewichts

Wie bereits oben erwähnt, ist die theoretische Grundlage des eingesetzten Modells die allgemeine Gleichgewichtstheorie, welche ihre theoretischen Wurzeln in der Neoklassik hat. Diese untersucht Situationen, in denen das Verhalten der Wirtschaftssubjekte untereinander kompatibel ist und zu einem Gleichgewicht führt. Im Gleichgewicht stimmen die individuellen Wirtschaftspläne aus Angebot und Nachfrage überein und genügen den Optimalitätsvorstellungen der Wirtschaftssubjekte, d.h. kein Wirtschaftssubjekt hat einen Grund, sein Verhalten zu verändern.

Im Rahmen dieser Arbeit wird von der vollkommenen Konkurrenz auf allen Märkten ausgegangen und daher werden die Gleichgewichtsbedingungen nach Arrow-Debreu definiert<sup>8</sup>. Im einfachsten Fall werden zwei Typen von Wirtschaftssubjekten betrachtet – Produzenten (Firmen<sup>9</sup>) und Verbraucher (Haushalte). Es gibt  $n$  Firmen,  $m$  Verbraucher und  $l$  Güter. Die Indextmengen  $K$ ,  $I$  und  $J$  stehen entsprechend für Güter (einschließlich Produktionsfaktoren), Verbraucher und Firmen. Bei Produktion mit konstanten Skalenerträgen wird für jede Firma eine Netput-Vektormenge  $Y_j$  angegeben. Die Komponente  $k$  des Netput-Vektors  $y_j \in Y_j$  zeigt die Menge des von der Firma  $j$  hergestellten (aufgewandten) Gutes (Produktionsfaktors)  $k$ . Die Wahl der Kombination von Input und Output für eine Firma ergibt sich aus der Lösung des Gewinnmaximierungsproblems:

$$\begin{aligned} py_j &\rightarrow \max_{y_j} \\ y_j &\in Y_j \end{aligned} \tag{4-1}$$

wobei  $p$  für den Preisvektor steht.

---

8 Vgl. Busygin et al. (1998).

9 Die Firmen können als Produktionssektoren verstanden werden, wobei jeder Sektor ein homogenes Gut herstellt.



Die Verbraucher maximieren ihren Nutzen unter Berücksichtigung ihrer Budgetbeschränkungen:

$$\begin{aligned} u_i(x_i) &\rightarrow \max_{x_i} \\ px_i &\leq pw_i \\ x_i &\in X_i \end{aligned} \quad (4-2)$$

wobei

$x_i$  für den Nachfragevektor,  $u_i(x_i)$  für die monoton wachsende<sup>10</sup> Nutzenfunktion und  $w_i$  für die Anfangsausstattung des Verbrauchers  $i$  stehen. Der gegebene Preisvektor wird als  $p$  bezeichnet.

Ein **Marktgleichgewicht** für eine Arrow-Debreu-Wettbewerbswirtschaft mit  $l$  Gütern ( $K= /1, \dots, l/$ ),  $m$  Produktionssektoren ( $J=/1, \dots, m/$ ) und  $n$  Verbrauchern ( $I=/1, \dots, n/$ ) ist durch den Vektor  $(p, Ak, W)$  mit nichtnegativen Preisen  $p$ , Aktivitätsniveaus  $Ak$  und Einkommen  $W$  definiert, welcher folgende Bedingungen erfüllt:

$$1. \quad - \sum_{k \in K} y_{kj} p_j \geq 0 \quad \forall j \in J \quad (4-3)$$

$$2. \quad \sum_{j \in J} y_{kj} A_{kj} \geq \sum_i (x_{ki} - w_{ki}) = N_k(p, W) \quad \forall k \in K \quad (4-4)$$

$$3. \quad W_i = \sum_{k \in K} p_i w_{ki} \geq \sum_{i \in I} p_i x_{ki} \quad \forall i \in I, \quad (4-5)$$

wobei

$$y_j \in \arg \max_{y_j \in Y_j} p y_j \quad (4-6)$$

$$x \in \arg \max_{x_i \in B_i(p, w_i)} u_i(x_i), \text{ wo } B_i(p, w_i) = \{x_i \in X_i / px_i \leq W_i\} \quad (4-7)$$

---

10 Diese Standardannahme, welche unter der „Hypothese der Nichtsättigung“ bekannt ist, gewährleistet, dass das Konsumenteneinkommen vollständig aufgebraucht wird.

Die Vektorfunktion  $N_k(p, w)$  charakterisiert die Überschussnachfrage<sup>11</sup> aller Verbraucher nach Gut  $k$ , wobei folgende Annahmen gelten:

- a) alle Überschussnachfragen sind differenzierbar,
- b) alle Überschussnachfragen sind homogen vom Grade null<sup>12</sup>,
- c) die Summe der bewerteten Überschussnachfragen auf allen Märkten muss gleich Null sein.

Die Annahme  $b$  bedeutet, dass ein Gleichgewicht nur durch relative Preise bestimmt werden kann. Es besteht keine Geldillusion der Wirtschaftssubjekte (Neutralität des Geldes). Nominale Größen sind unbedeutend. Aus der Annahme  $c$  (Walrasgesetz) folgt, dass ein Marktpreis nur dann positiv ist, wenn es zur Markträumung für das betreffende Gut kommt:

$$p \sum_i \bar{x}_i^k = p \sum_i w_i^k.$$

Die Bedingung (4-3), die so genannte „Zero-profit Bedingung“ besagt, dass es keine Firma gibt, welche bei Produktion mit konstanten Skalenerträgen positive Gewinne erwirtschaftet. Diese Bedingung bedeutet nicht, dass es für den Faktor Kapital keine Verzinsung gibt, sondern dass es über die normale Verzinsung des Kapitals hinaus keine zusätzlichen Gewinne gibt. Die Gewinnmargen werden durch den Eintritt neuer Unternehmer in den Markt bis auf Null reduziert.<sup>13</sup> Das Angebot ist vollkommen elastisch, d.h. die Firmen werden jede beliebige positive Menge an Output anbieten, sofern sie keine Verluste machen. Die Zero-profit Bedingung ist keine notwendige Bedingung eines Gleichgewichtes, wenn man z.B. von dem unvollständigen Wettbewerb ausgeht<sup>14</sup>.

Die Bedingung (4-4), die „Markträumungsbedingung“, bedeutet, dass sich kein Gut in der Überschussnachfrage befinden darf. Wenn das aggregierte Angebot die aggregierte Nachfrage übersteigt, ist der Preis des betreffenden Gutes Null und umgekehrt: Wenn der Preis eines Gutes positiv ist, entspricht das aggregierte Angebot der aggregierten Nachfrage. In der Terminologie der Überschussnachfrage lässt sich das wie folgt schreiben:

11 Differenz zwischen Nachfrage und Angebot eines Gutes.

12 Eine Funktion  $f(x)$  ist homogen vom Grade  $n$ , wenn  $\forall \lambda > 0$  gilt:  $f(\lambda x) = \lambda^n f(x)$  (Vgl. Granberg (1988)).

13 Vgl. Pahlke (1998, S. 111).

14 Vgl. Kreps (1994, S. 192).

$$\begin{cases} N^k(\bar{p}) < 0 \Rightarrow \bar{p}^k = 0 \\ \bar{p}^k > 0 \Rightarrow N^k(\bar{p}) = 0 \end{cases} \quad (4-8)$$

Die Budgetrestriktion der Verbraucher (4-5) bedingt, dass deren Ausgaben mit dem verfügbaren Einkommen konsistent sind.

Die Fragen bezüglich der Existenz, Eindeutigkeit, Stabilität und Optimalitätseigenschaften eines Gleichgewichts werden in dieser Arbeit nicht betrachtet. Die theoretischen Untersuchungen darüber, welche für den Einsatz von Gleichgewichtsmodellen in der allgemeinen wirtschaftspolitischen Analyse entscheidend waren, sind vor allem in den Arbeiten von Scarf (1973), Arrow/Debreu (1954) und Johansen (1960) zu finden.

#### 4.4 Funktionale Formen

Für die Anwendung eines Gleichgewichtsmodells in der empirischen Analyse müssen die oben beschriebenen Gleichgewichtsbedingungen (4-3), (4-4) und (4-5) anhand mathematischer Funktionen beschrieben werden. Die Lösung des aus den Gleichgewichtsbedingungen bestehenden Gleichungssystems bestimmt ein Gleichgewicht. Für die Sicherung der Existenz und Stabilität eines Gleichgewichtes werden mathematische Funktionen mit der so genannten Regularitätseigenschaft verwendet. Diese Eigenschaft sorgt für die Konvexität des Modelllösungsraums und für die Möglichkeit, ein Gleichgewicht mit Hilfe eines Lösungsalgorithmus zu finden. In ETAS werden separierbare, mehrfach geschachtelte CES-Funktionen mit konstanten Skalenerträgen benutzt, welche über diese Eigenschaft verfügen. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben<sup>15</sup>, bevor zur algebraischen Darstellung des Modells übergegangen wird.

Die CES-Produktionsfunktion mit zwei Einsatzfaktoren (z.B. Kapital und Arbeit) ist normalerweise wie folgt definiert<sup>16</sup>:

$$y(K, L) = \gamma \left( \alpha K^\rho + (1 - \alpha)L^\rho \right)^{1/\rho} \quad (4-9)$$

mit  $\alpha$  - Verteilungsparameter,

---

15 Ausführliche Beschreibungen der Eigenschaften der CES-Funktionen finden sich bei Aschmanov (1984).

16 Vgl. Rutherford (1995).

$\rho$  - Substitutionsparameter,

$\gamma$  - Ressourceneffizienzparameter

Die Einheitskostenfunktion hat dann die Form:

$$c(p_K, p_L) = \frac{1}{\gamma} (\alpha^\sigma p_K^{1-\sigma} + (1-\alpha)^\sigma p_L^{1-\sigma})^{\frac{1}{1-\sigma}} \quad (4-10)$$

mit  $\sigma$  - Substitutionselastizität

Die Nachfragefunktionen sind:

$$K(p_K, p_L) = \left( \frac{y}{\gamma} \right) \left( \frac{\alpha \gamma c(p_K, p_L)}{p_K} \right)^\sigma \quad \text{und} \quad (4-11)$$

$$L(p_K, p_L) = \left( \frac{y}{\gamma} \right) \left( \frac{(1-\alpha) \gamma c(p_K, p_L)}{p_L} \right)^\sigma \quad (4-12)$$

Die allgemeinen Gleichgewichtsmodelle sind wegen ihres Maßstabs durch viele Funktionsparameter gekennzeichnet, welche spezifiziert werden müssen. Dabei kommt es ziemlich oft vor, dass die Zahl der Beobachtungen zu niedrig ist. Das Standardverfahren in diesem Fall ist, die Funktionsparameter auf das einzelne Ausgangsgleichgewicht zu kalibrieren. Sind z.B. die Ausgangswerte für Output, Arbeit, Kapitaleinsatz und die Faktorpreise bestimmt (weiter mit „-“, gekennzeichnet), werden die Funktionskoeffizienten durch das Umkehren der Faktornachfragefunktionen kalibriert:

$$\theta = \frac{\bar{p}_K \bar{K}}{\bar{p}_K \bar{K} + \bar{p}_L \bar{L}}, \quad \rho = \frac{\sigma - 1}{\sigma}, \quad \alpha = \theta \bar{K}^{-\frac{1}{\rho}}$$

$$\gamma = \bar{y} [\alpha \bar{K}^\rho + (1-\alpha) \bar{L}^\rho]^{1/\rho}$$

### Die kalibrierte Wertanteilform

Die CES-Produktionsfunktion lässt sich in der „kalibrierten Wertanteilform“ wie folgt schreiben:

$$y = \bar{y} \left[ \theta \left( \frac{K}{\bar{K}} \right)^\rho + (1-\theta) \left( \frac{L}{\bar{L}} \right)^\rho \right]^{1/\rho} \quad (4-13)$$

wobei  $\theta$  den Kapitalanteil repräsentiert.

Die entsprechende Kostenfunktion in der „kalibrierten Wertanteilform“ lautet:

$$c(p_K, p_L) = \bar{c} \left[ \theta \left( \frac{p_K}{\bar{p}_K} \right)^{1-\sigma} + (1-\theta) \left( \frac{p_L}{\bar{p}_L} \right)^{1-\sigma} \right]^{\frac{1}{1-\sigma}}, \quad (4-14)$$

wobei

$$\bar{c} = \bar{p}_L \bar{L} + \bar{p}_K \bar{K}$$

Die kompensierten Nachfragefunktionen, welche man gemäß Shepards Lemma aus der Kostenfunktion ableiten kann, lauten:

$$K(p_K, p_L, y) = \bar{K} \frac{y}{\bar{y}} \left( \frac{\bar{p}_K \bar{c}}{p_K \bar{c}} \right)^\sigma \quad (4-15)$$

$$L(p_K, p_L, y) = \bar{L} \frac{y}{\bar{y}} \left( \frac{\bar{p}_L \bar{c}}{p_L \bar{c}} \right)^\sigma \quad (4-16)$$

Im allgemeinen Fall schreiben sich Produktionsfunktionen in der „kalibrierten Wertanteilform“ mit  $n$  Faktoren wie folgt:

$$y = f(x) = \bar{y} \left[ \sum_i \theta_i \left( \frac{x_i}{\bar{x}_i} \right)^\rho \right]^{1/\rho} \quad (4-17)$$

mit  $x_i(p) =$  Nachfragemenge des  $i$ -ten Inputs,

$\bar{x}_i =$  Referenzmenge des  $i$ -ten Inputs.

Die Einheitskostenfunktion lautet:

$$C(p) = \bar{C} \left[ \sum_i \theta_i \left( \frac{p_i}{\bar{p}_i} \right)^{1-\sigma} \right]^{\frac{1}{1-\sigma}} \quad (4-18)$$

mit  $p_i$  = Nachfragepreis des i-ten Inputs,

$\bar{p}_i$  = Referenzpreis des i-ten Inputs,

$\bar{C} \equiv \sum_i \bar{\pi}_i \bar{x}_i$  = Referenzkosten,

$\theta_i \equiv \frac{\bar{\pi}_i \bar{x}_i}{\bar{C}}$  = Referenzwertanteile des i-ten Inputs in den Referenzkosten.

Für die kompensierten Nachfragen im n-Faktorfall gilt:

$$x_i = \bar{x}_i \frac{y}{\bar{y}} \left( \frac{C(p) \bar{p}_i}{\bar{C} p_i} \right)^{\sigma} \quad (4-19)$$

Die Allen-Uzawa Substitutionselastizität (AUES) ist durch

$$\sigma_{ij} \equiv \frac{C_{ij} C}{C_i C_j} \quad (4-20)$$

definiert, wobei gilt:

$$C_{ij} \equiv \frac{\partial^2 C(p)}{\partial p_i \partial p_j} = \frac{\partial x_i}{\partial p_j} = \frac{\partial x_j}{\partial p_i} \quad (4-21)$$

Für einstufige CES Funktionen  $\forall i \neq j$  gilt:  $\sigma_{ij} = \sigma$ . Die CES Kostenfunktionen sind homogen vom Grade eins, wodurch sich die Eulerbedingung auf die Slutsky-Matrix<sup>17</sup> anwenden lässt:

$$\sum_i C_{ij}(p) p_j = 0 \Leftrightarrow \sum_j \sigma_{ij} \theta_j = 0 \quad (4-22)$$

---

17 Die Matrix der zweiten Ableitungen der Kostenfunktion.

Die Eulerbedingung liefert eine einfache Formel für die AUES Werte in der Hauptdiagonalen:

$$\sigma_{ii} = \frac{-\sum_{j \neq i} \sigma_{ij} \theta_j}{\theta_i}$$

Die Konvexität der Kostenfunktion impliziert, dass alle Minoren erster Ordnung negativ sind, d.h.  $\sigma_{ii} < 0 \quad \forall i$ . Deswegen muss es mindestens ein positives Nichtdiagonalelement in jeder Reihe der AUES bzw. Slutsky-Matrix geben. Für nur zwei Inputs, müssen die Nichtdiagonalelemente negativ sein. Bei drei Inputfaktoren kann höchstens ein Inputpaar komplementär sein.

#### 4.5 Das Komplementaritätsformat (die Wahl des Formulierungsansatzes)

Wie oben gezeigt, sind die verwendeten mathematischen Funktionen nicht-linear. Daher muss die Formulierung eines Gleichgewichtsmodells an die zur Verfügung stehenden Algorithmen zur Ermittlung einer Gleichgewichtslösung<sup>18</sup> angepasst werden. Am meisten verbreitet sind Algorithmen, mit deren Hilfe ein nichtlineares Gleichungssystem<sup>19</sup> gelöst werden kann, sowie Verfahren der nichtlinearen Optimierung<sup>20</sup>. Im ersten Fall wird das Gleichgewichtsproblem als System nichtlinearer Gleichungen formuliert, und im zweiten Fall wird dieses als Spezialfall eines mathematischen Programms dargestellt, was die Übereinstimmung der Optimalitätsbedingungen erster Ordnung mit den Gleichgewichtsbedingungen impliziert. Der Nachteil dieser Standardverfahren besteht darin, dass die Spezifikation von simultanen Restriktionen auf Preise und Mengen (primale und duale Variablen) beschränkt ist. Es gibt aber erweiterte Verfahren, welche solchen Beschränkungen nicht unterliegen. Diese werden ihrerseits in soft-linking und hard-linking Ansätze unterschieden. Unter dem Begriff soft-linking werden Ansätze verstanden, bei denen ein Gleichgewichtsproblem als System von Teilmodellen mit unterschiedlichen mathematischen Formaten formuliert wird. Bei einem hard-linking Ansatz wird ein Gleichgewichtsproblem dagegen in einem ein-

---

18 Vgl. Manne (1985, 1–22).

19 Zur Beschreibung der Algorithmen zur Lösung eines nichtlinearen Gleichungssystems siehe

20 Eine Übersicht findet sich bei Gill et al. (1981) und

heitlichen mathematischen Format definiert, wobei die Ermittlung eines Gleichgewichtes über ein integriertes Lösungsverfahren erfolgt, welches in sich normalerweise eine Kombination der verschiedenen Standardlösungsverfahren einschließt.

Die Entscheidung für ein bestimmtes mathematisches Modellformat und Lösungsverfahren des ETAS-Modells wurde auf der Grundlage eines systematischen Vergleiches verschiedener Ansätze getroffen.<sup>21</sup> Für die Implementierung des Modells wurde das Komplementaritätsformat<sup>22</sup> gewählt, welches im Folgenden beschrieben wird. Das Gleichgewichtsproblem wird im Komplementaritätsformat als System von Ungleichungen und Bedingungen des komplementären Schlupfs definiert, die den notwendigen Bedingungen erster Ordnung für eine Gleichgewichtslösung entsprechen.

Mathematisch sieht das MCP Problem (mixed complementarity problem) wie folgt aus:

Gegeben seien:  $F : R^N \rightarrow R^N$ ,  $l, u \in R^N$

Bestimme  $z, w, v \in R^N$  so, dass  $F(z) = w - v$

und  $w'(z - l) = 0$ ,  $v'(u - z) = 0$ , (4-23)

wobei  $l < z < u$ ,  $w > 0$  und  $v > 0$

Bei  $z = \begin{bmatrix} Ak \\ p \\ w \end{bmatrix}$  und  $F(z) = [-Y'p, w + YAk - x, pw - W]$

entspricht eine Lösung  $z^*$  des Komplementaritätsproblems der in Abschnitt 4.3 gegebenen Definition des Gleichgewichtsvektors. Solche Formulierung eines Gleichgewichtes erlaubt die simultane Behandlung und Einschränkungen von primalen und dualen Variablen<sup>23</sup>, was ein großer Vorteil ist, da die einfache Integration verschiedener institutioneller Restriktionen ermöglicht wird, was für ein umweltpolitisches Instrumentarium von wesentlicher Bedeutung ist. Der andere Vorteil des Komplementaritätsformates liegt in der Verfügbarkeit verschiedener Lösungsverfahren wie MILES<sup>24</sup> oder

21 Für eine ausführliche Beschreibung und einen Vergleich von unterschiedlichen Ansätzen vgl. Böhringer (1996, 49–68).

22 Vgl. MC.

23 Hier Preise und Mengen.

24 Vgl. Rutherford (1997).



PATH<sup>25</sup>. Lange Zeit konnten die Gleichgewichtsmodelle nur von wenigen Experten in der Praxis angewandt werden, da vom Anwender ein hohes spezifisches Wissen sowohl in der Mikroökonomie als auch in der mathematischen Programmierung erforderlich war. Die Entwicklung der so genannten Hochsprachen wie GAMS<sup>26</sup> oder GAUS<sup>27</sup>, welche Standardlösungsalgorithmen beinhalten, hat den Kreis der Benutzer erweitert. Diese Sprachen sind allerdings nicht nur auf die Gleichgewichtsanalyse, sondern auf eine Vielzahl von mathematischen Problemen spezifiziert. In den letzten Jahren sind spezielle Sprachen für die Bildung von allgemeinen Gleichgewichtsmodellen, wie MPSGE<sup>28</sup> oder GEMPACK<sup>29</sup> entwickelt worden. Das Modell ETAS wurde auf MPSGE programmiert. Zur Berechnung des Systems gemischter komplementärer Gleichungen wird der Solver PATH benutzt. Dieser basiert auf der Anwendung der Lemke-Methode<sup>30</sup> zur Lösung der Sequenz von linearisierten Komplementaritätsproblemen.

#### 4.6 Algebraische Formulierung des Modells

In diesem Abschnitt werden die Gleichgewichtsbedingungen (vgl. 4.3) des Modells vorgestellt, welche ein System gemischter komplementärer Gleichungen (vgl. 4.4) bilden. Dieses wird nach dem gleichgewichtigen Preisvektor, dem Aktivitätsniveau und dem Einkommen gelöst, wobei die Variable Preis der Nullgewinnbedingung, die Variable Output der Markträumungsbedingung und die Variable Einkommen der Einkommensrestriktion zugeordnet wird.

##### 4.6.1 Nullgewinnbedingungen

#### Sektorale Produktion

Die heimische Produktion ist in verschiedene Sektoren disaggregiert. Die Einteilung der Sektoren wird ausführlich im Kapitel 5 beschrieben. Die sektorspezifischen Substitutionsmöglichkeiten in der Produktion inländischer Angebotsgüter (zwischen den Inputfaktoren Kapital, Arbeit, Energie und Material) werden anhand einer sechsstufigen separierbaren Kostenfunktion

---

25 Vgl. Ferris und Munson (2000).

26 Vgl. Brooke et al. (1988).

27 Vgl. Kuan-Pin und Pennington (1996).

28 Vgl. Rutherford (1994).

29 Vgl. GEMPACK (1988).

30 Vgl. Lemke (1965, 681–689).

mit konstanten Substitutionselastizitäten beschrieben. Abbildung 4.2 gibt eine schematische Übersicht über die Produktionshierarchie. Auf der obersten Stufe werden das Materialaggregat und das Kapital-Arbeit-Energie-Aggregat in fixen Proportionen miteinander kombiniert. Das Materialaggregat setzt sich aus den Vorleistungen zusammen, welche einander nicht substituieren können, d.h. in einem festen Verhältnis stehen (Leontief-Funktion). Dabei wird zwischen Nichtenergievorleistungen (NEV) und Energievorleistungen (EV) unterschieden. Jedes dieser Güter entspricht einem Armington-Aggregat, welches aus den inländisch produzierten Gütern und ihren konkurrierenden Importgütern besteht. Diese werden mit einer konstanten Substitutionselastizität zum inländischen Angebot an Armington-Gütern aggregiert (s. u.). Auf der zweiten Stufe werden die Substitutionsmöglichkeiten zwischen dem Energie-Kapital-Aggregat und Arbeit erfasst. Das Energie-Kapital-Konglomerat zerlegt sich in der dritten Stufe auf die Inputfaktoren Energie und Kapital. Das Energieaggregat wird in ein Primärenergieaggregat (Kohle, Öl, Gas) und Strom separiert.

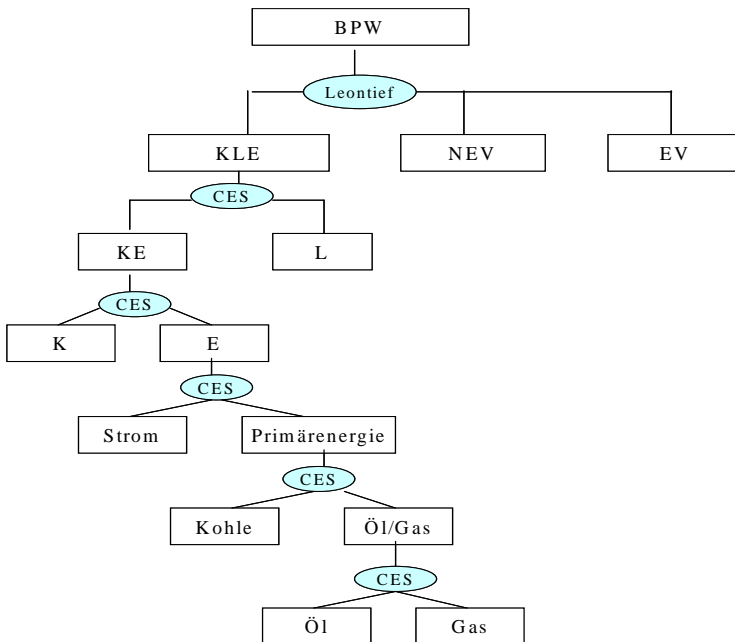


Abb. 4.2: Produktionsstruktur der Nicht-Primärenergiesektoren

Auf der untersten Stufe gehen die fossilen Energieträger Gas und Öl ein, und auf der mittleren Stufe wird zwischen dem Gas-Öl-Aggregat und dem Kohle-Aggregat differenziert. Aufgrund der impliziten Annahme konstanter Skalenerträge in der CES-Spezifikation sind die Stückkosten mengenunabhängig und mit den Grenzkosten identisch, sofern alle Faktoren variabel sind. Die resultierende Nullgewinnbedingung für die Produktion des Gutes  $j$  im Land  $r$  schreibt sich zu:

$$\begin{aligned} \Pi_{jr}^Y &= P_{jr} - \sum_{i \in BS} a_{ijr} PA_{ir} - a_{jr}^{KLE} \left[ a_{jr}^L P_r^{L^{1-\sigma_{L,EK}}} + (1-a_{jr}^L) \left[ a_{jr}^K P_r^{K^{1-\sigma_{E,K}}} \right. \right. \\ &+ (1-a_{jr}^K) \left[ a_{jr}^{ele} PA_{ele,r}^{1-\sigma_{ele,ff}} + (1-a_{jr}^{ele}) \left[ a_{jr}^{kohle} PA_{kohle,r}^{1-\sigma_{kohle,jg}} \right. \right. \\ &+ (1-a_{jr}^{kohle}) \left[ a_{jr}^{öl} PA_{öl,r}^{1-\sigma_{öl,gsu}} + (1-a_{jr}^{öl}) PA_{gas,r}^{1-\sigma_{öl,gsu}} \right] \left. \right] \left. \right] \left. \right] \left. \right] \left. \right] \end{aligned} \quad (4-24)$$

wobei ( $j \notin BS$ )

mit:

$BS$	Index der fossilen Brennstoffe
$Y_{jr}$	Aktivitätsniveau der Produktion des Sektors $j$ im Land $r$
$P_{jr}$	Preis der heimischen Gutes $j$ im Land $r$
$PA_{ir}$	Preis des Armington-Gutes $i$ im Land $r$
$P_r^L$	Preis der Arbeit im Land $r$
$P_r^K$	Preis des mobilen Kapitals im Land $r$
$PA_{ele,r}$	Preis des Armington-Gutes „Strom“ im Land $r$
$PA_{kohle,r}$	Preis des Armington-Gutes „Kohle“ im Land $r$
$PA_{öl,r}$	Preis des Armington-Gutes „Öl“ im Land $r$
$PA_{gas,r}$	Preis des Armington-Gutes „Gas“ im Land $r$
$a_{ijr}$	Wertanteil des Materialgutes $i$ im Materialaggregat $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{KLE}$	Wertanteil des Kapital-Energie-Arbeit-Aggregates im Kapital-Energie-Arbeit-Material-Aggregat des Sektors $j$ im Land $r$

$a_{jr}^L$	Wertanteil von Arbeit im Kapital-Energie-Arbeit-Aggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^K$	Wertanteil von Kapital im Kapital-Energie-Aggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{ele}$	Wertanteil des Stroms am Energieaggregat des Sektors $j$ im Lande $r$
$a_{jr}^{kohle}$	Wertanteil der Kohle am fossilen Energieaggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$a_{jr}^{öl}$	Wertanteil des Mineralöls am Öl-Gas-Aggregat des Sektors $j$ im Land $r$
$\sigma_{L\_EK}$	Substitutionselastizität zwischen Arbeit und dem Kapital-Energie-aggregat
$\sigma_{E\_K}$	Substitutionselastizität zwischen Energie und Kapital
$\sigma_{el\_ff}$	Substitutionselastizität zwischen Strom und fossilen Energieträgern
$\sigma_{kohle\_ög}$	Substitutionselastizität zwischen Kohle und dem Gas-Öl-Aggregat
$\sigma_{öl\_gas}$	Substitutionselastizität zwischen Öl und Gas
$\sigma_{sk\_n}^j$	Substitutionselastizität zwischen dem Brennstoffspezifischem Kapital und dem Nicht-brennstoffspezifischen Input des Sektors $j$

Die Produktion der Primärenergiesektoren wird anhand einer zweistufigen CES-Funktion mit der in Abbildung 4.3 dargestellten Schachtelstruktur beschrieben. Die gesamte Produktion eines Primärenergiesektors besteht aus dem brennstoffspezifischen (immobilen) Kapital und einem Aggregat aus verschiedenen nichtbrennstoffspezifischen Inputs, welche über eine Leontief-Funktion zusammengefasst sind.

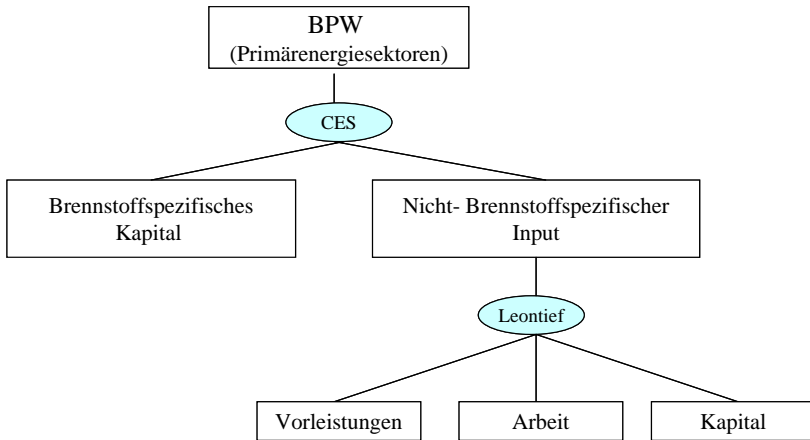


Abb. 4.3: Produktion der fossilen Energieträger

Die resultierende Nullgewinnbedingung für die Produktion des fossilen Energieträgers  $j$  im Land  $r$  schreibt sich zu:

$$\Pi_{jr}^Y = P_{jr} - \left[ a_{jr}^{SK} P_{jr}^{SK} 1^{-\sigma_{sk\_w}} + (1 - a_{jr}^{SK}) \left[ a_{jr}^{Lj} P_r^L + a_{jr}^{Kj} P_r^K + \sum_i a_{ijr}^M P A_{jr} \right] \right]^{1-\sigma_{sk\_w}} \left[ \frac{1}{1-\sigma_{sk\_w}} \right] = 0$$

wobei ( $j \in BS$ ) (4-25)

mit:

$a_{jr}^{SK}$  Wertanteil des brennstoffspezifischen Kapitals bei der Produktion des Gutes  $j$  im Land  $r$  ( $j \in BS$ )

$a_{jr}^{Kj}$  Wertanteil des Kapitals im Aggregat des nicht-brennstoffspezifischen Inputs des Sektors  $j$  im Land  $r$  ( $j \in BS$ )

$a_{jr}^{Lj}$  Wertanteil von Arbeit im Aggregat des nicht-brennstoffspezifischen Inputs des Sektors  $j$  im Land  $r$  ( $j \in BS$ )

$a_{ijr}^M$  Wertanteil von Material im Aggregat des nicht-brennstoffspezifischen Inputs des Sektors  $j$  im Land  $r$  ( $j \in BS$ )

$P_{jr}^{SK}$  Preis des sektorspezifischen Kapitals

$\sigma_{sk\_nr}^j$  Substitutionselastizität zwischen dem brennstoffspezifischen Kapital und dem nicht-brennstoffspezifischen Input des Sektors  $j$

### Produktion des Armington-Gutes

Produktionsstruktur des Armington-Gutes ist in Abbildung (4-4) illustriert.

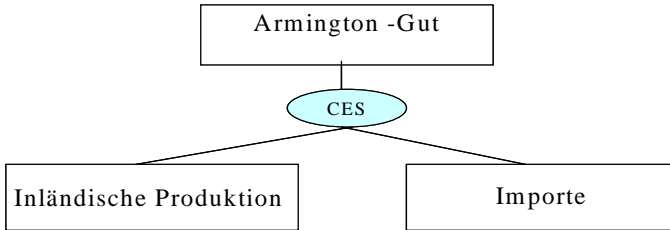


Abb. 4.4: Produktionsstruktur des Armington-Gutes

Das Armington-Gut wird von der nationalen Volkswirtschaft entweder als Vorleistung oder als Endnachfrage nachgefragt. Die Nullgewinnbedingung für die Produktion des Armington-Gutes lautet:

$$\Pi_{jr}^A = PA_{jr} - \left[ a_{jr}^H P_{jr}^{1-\sigma_{H\_lm}} + (1 - a_{jr}^H) P_j^{POOL 1-\sigma_{H\_lm}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{H\_lm}}} = 0 \text{ wobei } (j \notin BS) \quad (4-26)$$

mit:

- $A_{jr}$  Aktivitätsniveau der Armington-Produktion im Sektor  $j$  Landes  $r$
- $P_j^{POOL}$  Importpreis = Weltmarktpreis des Gutes  $j$
- $a_{jr}^H$  Wertanteil der heimischen Produktion des Gutes  $j$  am Aggregat der heimischen importierten Güter
- $\sigma_{H\_lm}$  Substitutionselastizität zwischen heimischen und importierten Gütern des Sektors  $j$  im Land  $r$

Das Armington-Energiegut ist mit den spezifischen Emissionskoeffizienten verbunden, welche die zu zahlende CO<sub>2</sub>-Steuer (den Preis der Emissionen) für den entsprechenden Energieträger bestimmen. Der Preis der CO<sub>2</sub>-Rechte ist auf dem Referenzpfad Null und daher entstehen im Ausgangsgleichgewicht keine mit CO<sub>2</sub>-Emissionen verbundenen Kosten. Die entsprechende Nullgewinnbedingung lässt sich wie folgt schreiben:

$$\Pi_{jr}^A = PA_{jr} - \left[ a_{jr}^H P_{jr}^{1-\sigma_{H,lm}} + (1 - a_{jr}^H) P_j^{POOL 1-\sigma_{H,lm}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{H,lm}}} + P_r^{CO_2} a_j^{CO_2} \quad (4-27)$$

wobei ( $j \in BS$ )

mit:

$P_r^{CO_2}$  CO<sub>2</sub>-Preis im Land  $r$

$a_j^{CO_2}$  CO<sub>2</sub>-Koeffizienten  $j \in BS$

### Aggregation der Importe:

Für die Exporte wird eine zweistufige Struktur unterstellt. Das gesamte Welthandelsvolumen ergibt sich aus Exporten der restlichen Welt und aus aggregierten Exporten Russlands sowie der EU-Länder. Dieses Aggregat zerlegt sich dann in regionale Exporte. Aufgrund des Welthandelspoolkonzepts existieren keine bilateralen Handelsströme, wodurch der Importpreis dem Weltmarktpreis entspricht. Der Exportpreis der restlichen Welt ist exogen in (US \$) vorgegeben. Die entsprechende Nullgewinnbedingung ist:

$$\Pi_j^I = P_j^{POOL} - \left[ a_j^{ROW} P_j^{ROW 1-\sigma_{ROW,R}} + (1 - a_j^{ROW}) \left[ \sum_r a_{jr}^{EX} PA_{jr} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{EX}}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{ROW,R}}} = 0 \quad (4-28)$$

mit:

$I_i$  Aktivitätsniveau der aggregierten Importe des Gutes  $i$

$P_{jROW}$  Preis des in der übrigen Welt produzierten Gutes  $j$

$a_j^{ROW}$  Wertanteil der Exporte der übrigen Welt im Importaggregat des Sektors  $j$

$a_{jr}^{EX}$  Wertanteil der Exporte des Sektors  $j$  des Landes  $r$  im EU-Russland-Export-Aggregat

$\sigma_{ROW,R}$  Substitutionselastizität zwischen Exporten der übrigen Welt und Exporten des EU-Russland-Aggregates

$\sigma_{EX}$  Substitutionselastizität zwischen Exporten der EU-Länder und Russlands

**Konsum**

Die Abbildung 4.5 illustriert die Struktur der Haushaltsnachfrage. Diese wird über eine dreistufige CES-Funktion beschrieben. Der gesamte Konsum wird auf der ersten Stufe auf Konsum der Energie- und Nichtenergiegüter aufgeteilt. Das Nichtenergiekonsumgut ist seinerseits ein Cobb-Douglas-Aggregat. Das Konsumenergiegüteraggregat besteht aus Strom und einem Brennstoffaggregat, welches sich dann in die fossilen Energieträger aufteilt.

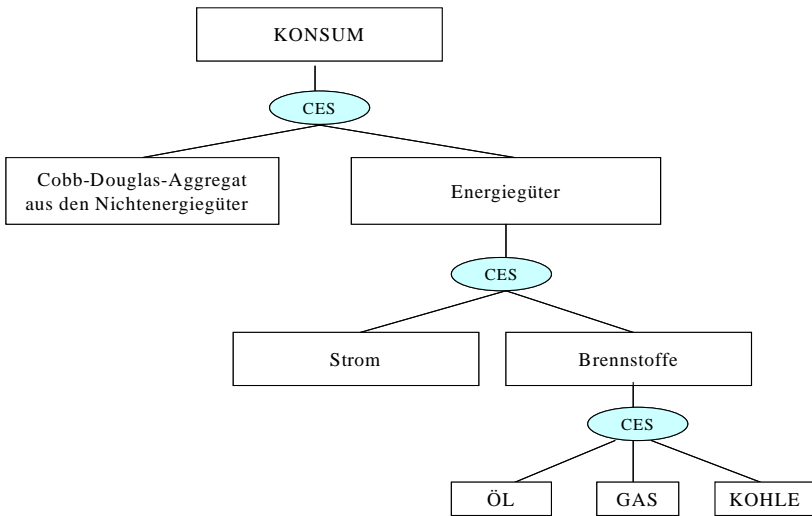


Abb. 4.5: Konsumhierarchie

Die entsprechende Nullgewinnbedingung schreibt sich zu:

$$\begin{aligned}
 \Pi_r^C = P_r^C & - \left[ a_r^{NEG} \left( \prod_{i \in BS} P A_{i,r}^{\alpha_r^C} \right)^{1-\sigma_{NEG\_EG}^C} + (1 - a_r^{NEG}) \left[ a_r^{Cele} P A_{ele,r}^{1-\sigma_{ele,bs}^C} \right. \right. \\
 & \left. \left. + (1 - a_r^{Cele}) \left( \sum_{bs} a_{bs,r}^C P A_{bs,r}^{1-\sigma_{bs,bs}^C} \right)^{\frac{1-\sigma_{ele,bs}^C}{1-\sigma_{bs,bs}^C}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{NEG\_EG}^C}} \right] = 0
 \end{aligned} \tag{4-29}$$

mit:



$C_r$	Aktivitätsniveau des aggregierten Konsums der Haushalte im Land $r$
$P_r^C$	Preis des Konsums im Land $r$
$a_r^{NEG}$	Wertanteil der Nichtenergiegüter im Konsum des Landes $r$
$a_r^{C_{ele}}$	Wertanteil des Stroms am Konsumenergieaggregat des Landes $r$
$a_{bs,r}^C$	Wertanteil des Brennstoffes $bs$ am Brennstoffaggregat im Konsum des Landes $r$
$\alpha_{jr}^C$	Wertanteil des Nichtenergiekonsumgutes $j$ am Nichtenergieaggregat im Konsum des Landes $r$
$\sigma_{NEG\_EG}^C$	Substitutionselastizität zwischen Energie- und Nichtenergiegütern in der Haushaltsnachfrage
$\sigma_{ele\_bs}^C$	Substitutionselastizität zwischen Strom und fossilen Energieträgern in der Haushaltsnachfrage
$\sigma_{bs\_bs}^C$	Substitutionselastizität der fossilen Energiegüter in der Haushaltsnachfrage

### Investitionen

Investitionen, welche auch als Armington-Güter betrachtet werden, werden in jedem Land mit Hilfe einer Leontief-Technologie erzeugt. Die Nullgewinnbedingung ist:

$$\Pi_r^{Inv} = P_r^{Inv} - \sum_i a_{ir}^{Inv} P A_i = 0 \quad (4-30)$$

mit:

$Inv_r$	Aktivitätsniveau der aggregierten Investitionen im Land $r$
$P_r^{Inv}$	Preis der Investitionen im Land $r$
$a_{jr}^{Inv}$	Wertanteil des Investitionsgutes $j$ am Investitionsgut im Land $r$

#### 4.6.2 Markträumungsbedingungen

Die Darstellung der kompensierten Nachfrage- und Angebotsfunktionen erfolgt gemäß Hotelling's Lemma<sup>31</sup>. Produktionsprimärfaktoren sind Arbeit, sektorgebundenes Kapital und mobiles Kapital. Die entsprechenden Markträumungsbedingungen für die Primärfaktoren lauten:

$$\bar{L}_r = \sum_j Y_{jr} \frac{\partial \Pi_{jr}^Y}{\partial P_r^L} \quad (4-31)$$

mit:

$\bar{L}_r$  Aggregierte Arbeitsausstattung im Land  $r$

$$\bar{K}_r = \sum_j Y_{jr} \frac{\partial \Pi_{jr}^Y}{\partial P_r^K} \quad (4-32)$$

mit:

$\bar{K}_r$  Aggregierte Kapitalausstattung im Land  $r$

und für das Sektorspezifische Kapital

$$\overline{SK}_r = Y_{jr} \frac{\partial \Pi_{jr}^Y}{\partial P_{jr}^{SK}} \quad (4-33)$$

mit:

$\overline{SK}_{jr}$  Ausstattung mit brennstoffspezifischem Kapitalinput im Sektor  $j$  im Land  $r$  ( $j \in BS$ )

Die Armington-Güter werden vom Armington-Sektor hergestellt. Sie bedienen die Nachfrage nach Vorleistungen, decken die Nachfrage der Haushalte, die Nachfrage des Investitionssektors, die Staatsnachfrage und die Exportnachfrage. Die Markträumungsbedingung für die Armington-Güter lässt sich wie folgt schreiben:

$$A_{ir} = \sum_j Y_{jr} \frac{\partial \Pi_{jr}^Y}{\partial PA_{ir}} + C_r \frac{\partial \Pi_r^C}{\partial PA_{ir}} + I_r \frac{\partial \Pi_r^{Inv}}{\partial PA_{ir}} + G_{ir} + EX_{ir} \frac{\partial \Pi_i^I}{\partial PA_{ir}} \quad (4-34)$$

---

31 Vgl. Bysygin/Zhelobodko/Zyplakov (1998).

Der Output der heimisch produzierten Güter dient dem Armington-Produktionssektor als Input. Die Markträumungsbedingung der für den heimischen Markt produzierten Güter lautet:

$$Y_{ir} \frac{\partial \Pi_{ir}^Y}{\partial P_{ir}} = A_{ir} \frac{\partial \Pi_{ir}^A}{\partial P_{ir}} \quad (4-35)$$

Analog dem nationalen Markt lässt sich die Markträumungsbedingung für den Importmarkt folgendermaßen schreiben:

$$IM_{ir} = A_{ir} \frac{\partial \Pi_{ir}^A}{\partial P_i^{POOL}} \quad (4-36)$$

Die Schließung des Modells erfolgt durch die Setzung eines konstanten Leistungsbilanzsaldos für jede Modellregion, welcher als konstant betrachtet wird:

$$\sum_i P_i^{POOL} IM_{ir} = \sum_i P_{ir} EX_{ir} - BOP_r / \mu \quad (4-37)$$

Für die Übrige Welt ergibt sich eine Identitätsgleichung:

$$\sum_i P_i^{POOL} IM_i^{ROW} = \sum_i P_i^{ROW} EX_i^{ROW} - \sum_r BOP_r \quad (4-37.1)$$

mit:

$\overline{BOP_r}$	Leistungsbilanzsaldo des Landes $r$
$EX_i^{ROW}$	Exporte der übrigen Welt
$IM_i^{ROW}$	Exogene Importnachfrage der übrigen Welt
$\mu$	Flexibler Wechselkurs

Die Preise der übrigen Welt (in EU-Währung) setzen sich aus den exogenen Preisen der übrigen Welt (in deren Währung (US \$)) und dem Wechselkurs zur EU und Russland zusammen. Das Exportangebot der übrigen Welt ist vollkommen elastisch.

Die Marktträumungsbedingung für CO<sub>2</sub>-Emissionen lautet:

$$\overline{CO_{2,r}} = \sum_i A_{ir} a_i^{CO_2} \quad (4-38)$$

mit:

$$\overline{CO_{2,r}} \quad \text{Kohlendioxidausstoß im Land } r$$

#### 4.6.3 Einkommensrestriktion

Das Einkommen des repräsentativen Haushalts jeder Region wird nach fixen Wertanteilen auf Konsum und Sparen verteilt.

$$P_r^C C_r = (1 - mps_r)(P_r^L \bar{L}_r + P_r^{SK} \bar{K}_r + \sum_j P_{jr}^{SK} SK_{jr} + P_r^{CO_2} \overline{CO_{2,r}} - PA_r \bar{G}_r - \bar{BOP}_r) \quad (4-39)$$

$$P_r^{Inv} Inv_r = mps_r (P_r^L \bar{L}_r + P_r^{SK} \bar{K}_r + \sum_j P_{jr}^{SK} SK_{jr} + P_r^{CO_2} \overline{CO_{2,r}} - PA_r \bar{G}_r - \bar{BOP}_r) \quad (4-40)$$

mit:

$$mps_r \quad \text{Konstante Sparquote im Land } r$$

Die Staatsausgaben sind exogen vorgegeben. Der reale Staatskonsum besteht ausschließlich aus Produktion des Sektors „Staat“. Daher ergibt sich der reale Staatskonsum bei Dividierung der nominellen Staatsausgaben durch den Preis dieses Sektors.

## **5 Basisdaten und Parametrisierung des Modells**

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise zur Erstellung einer konsistenten Datenbasis und die Spezifikation der Parameter beschrieben, die das Modell steuern.

### **5.1 Regionale und sektorale Disaggregation**

Im Modell wird zwischen 14 Ländern und Ländergruppen unterschieden:

AT	Österreich
BNL	Belgien/Niederlande/Luxemburg
DE	Deutschland
DK	Dänemark
ES	Spanien
FI	Finnland
FR	Frankreich
GR	Griechenland
IE	Irland
IT	Italien
PT	Portugal
RU	Russland
SE	Schweden
UK	England

Die im Modell abgebildeten Produktionssektoren sind in der Tabelle 5.1 dargestellt.

Tab. 5.1: Übersicht über im Modell abgebildeten Sektoren

Inländische Produktionssektoren		
Energiesektoren 4,5,6,8		
Nichtenergiesektoren 1,2,3,7,9,10		
1	Land und Forstwirtschaft	(AGR)
2	Bauten	(BUIL)
3	Chemie und Grundstoffe	(CHM)
4	Kohle	(COAL)
5	Strom und Dampf und Warmwasser	(ELE)
6	Gas	(GAS)
7	Investitionsintensive Güter	(MAC)
8	Öl und Mineralölprodukte	(OIL)
9	Verkehr	(TRN)
10	Übrige Wirtschaft	(Y)

Es werden 10 Sektoren unterschieden, wobei jeder Sektor ein homogenes Gut produziert. Vier der Sektoren (Strom, Kohle, Öl und Gas) gehören zur Energiewirtschaft. Es gibt noch einen fiktiven Sektor „Kernbrennstoff“, welcher durch Auslagerung aus dem Sektor „Chemie und Grundstoffe“ entsteht (s.u.) und deswegen oben nicht explizit aufgeführt worden ist. Als Grundlage für die oben aufgeführte sektorale Disaggregation dienen die Input-Output-Tabellen des Jahres 1995 für die EU-Länder und Russland, welche aber aus unterschiedlichen Datenquellen kommen und ein unterschiedliches Format aufweisen. In den Abschnitten 5.3 und 5.4 folgt die Beschreibung der Anpassung der Originaldaten an das erforderliche Format.

## 5.2 Basisdaten

Die grundlegenden Basisdaten von ETAS können in drei Kategorien unterteilt werden:

- Input-Output-Daten
- Energie- und Emissionsdaten
- Außenhandelsdaten

Die verwendeten Originaldaten stammen aus verschiedenen Quellen und wurden dem Modellformat entsprechend aufbereitet. In diesem Abschnitt

erfolgt eine Beschreibung über die Erstellung der modellkonformen Datenbasis.

### 5.2.1 Input-Output-Daten für EU-Länder

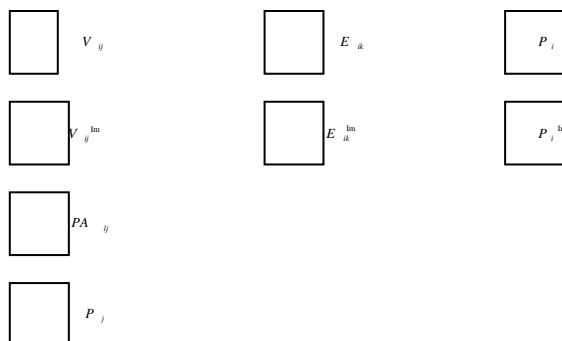


Abb. 5.1: Input-Output Tabelle, Version D

Für die Mitgliedstaaten der EU sind die IO-Tabellen für das Jahr 1995 verwendet worden. Dabei handelt es sich um geschätzte IO-Tabellen in der Variante D der United Nations<sup>1</sup> mit 25 Sektoren<sup>2</sup>. Abbildung 5.1 zeigt den Aufbau dieses Tabellentyps (Variante D der UN „Separate Tables for imports and domestic products“)<sup>3</sup>, wobei  $V_{ij}$  und  $V_{ij}^{im}$  für die inländischen und importierten Vorleistungen stehen,  $E_{ik}$  und  $E_{ik}^{im}$  die inländische und importierte Endnachfrage bezeichnen,  $P_j$  und  $P_i$  die inländische Produktion darstellen und  $PA_{ij}$  den Primäraufwand symbolisiert. Die Importmatrix  $V_{ij}^{im}$  ist von der gleichen Dimension (25\*25) wie die Matrix der inländischen Vorleistungen  $V_{ij}$ . Gleiches gilt auch für die Matrizen der Endnachfrage. Dieser Tabellentyp, bei welchem die getrennten Importmatrizen mit den nach Verwendung und Herkunft gegliederten Importen vorliegen, stellt die detaillierteste Form der Verbuchung der Importe in IOTs dar. Alle anderen Versionen lassen sich von derartigen IOTs als Datenkomprimierungen oder Datenumschichtungen interpretieren. Eigentlich wäre die Verfügbarkeit der IOTs in dieser Form mit den Importmatrizen, welche die ganze benötigte

1 Vgl. United Nations (1973, S. 53–63).

2 Die Beschreibung des Erstellungsverfahrens findet sich in Beutel (1999).

3 Vgl. Holub/Schnabel (1995).

Information bezüglich Struktur und Höhe der Einfuhren enthalten, eine perfekte Voraussetzung für die Modellierung des internationalen Handels mit der vollständigen Abbildung von bilateralen Handelsströmen. Aufgrund der fehlenden Importdaten für die Russische Föderation musste leider darauf verzichtet werden (siehe weiter Abschnitt 5.2). Aus diesem Grund wurden im Modell die Input-Output-Tabellen in der Form A2 benutzt (Abbildung 5.2). Diese entsteht aus der Variante D durch Addition der Matrix der importierten Vorleistungen  $V_{ij}^{lm}$  mit der Matrix der heimischen Vorleistungen  $V_{ij}$  bzw. durch analoge Addition der Matrizen der eingeführten und der inländischen Endnachfragen  $E_{ik}^{lm}$  und  $E_{ik}$ . Damit die Zeilen- und Spaltensummen bilanziert bleiben, wird eine Korrektur durch einen nach Herstellerbereichen gegliederten Vektor vorgenommen. Dieser wird unterhalb der Primäraufwandmatrix aufgeführt. Somit entsprechen nun die Spalten- bzw. Zeilensummen nicht den Bruttoproduktionswerten, sondern dem gesamten zur Verfügung stehenden Aufkommen von Gütern.

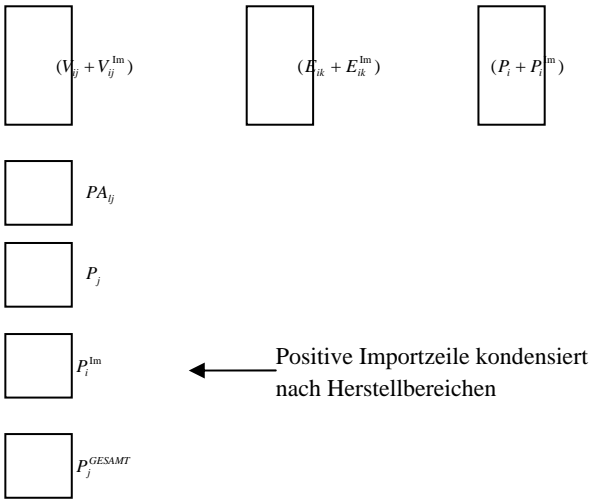


Abb. 5.2: Input-Output-Tabelle, Version A2

Nach der Darstellung der Importe auf beschriebene Weise können nun die Sektoren modelladäquat angepasst werden. Der Hauptnachteil der vorhandenen Input-Output-Tabellen ist der hohe Aggregierungsgrad der Energiewirtschaft. Die gesamte Energiewirtschaft ist als ein einziger Sektor dargestellt.



Für die Analyse von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen ist aber eine möglichst differenzierte Berücksichtigung von Energieträgern nach ihrer Kohlenstoffintensität erforderlich. Die Konstruktion der erforderlichen IO-Tabellen erfolgt in zwei Schritten: Aggregation der 24 Nichtenergiesektoren der Originaldaten zu den 6 Nichtenergiesektoren des Modells und Disaggregation des Energiesektors der Originaldaten in 4 Energiesektoren des Modells<sup>4</sup>.

Die Aggregation der Nichtenergiesektoren ist der Tabelle 5.2 zu entnehmen:

Tab. 5.2: *Sektoreuzuordnung*

<b>Sektoren der Originaltabelle</b>		<b>Entsprechender Modellsektor</b>
1	Agriculture, forestry and fishery products	<b>AGR</b>
2	Fuel and power products	<b>COAL, ELE, GAS, OIL</b>
3	Ferrous and non-ferrous ores and metals	<b>CHM</b>
4	Non-metallic mineral products	<b>CHM</b>
5	Chemical products	<b>CHM</b>
6	Metal products except machinery	<b>MAC</b>
7	Agricultural and industrial machinery	<b>MAC</b>
8	Office and data processing machines	<b>MAC</b>
9	Electrical goods	<b>MAC</b>
10	Transport equipment	<b>MAC</b>
11	Food, beverages, tobacco	<b>Y</b>
12	Textiles and clothing, leather and footwear	<b>Y</b>
13	Paper and printing products	<b>Y</b>
14	Rubber and plastic products	<b>Y</b>
15	Other manufacturing products	<b>Y</b>
16	Building and construction	<b>BUIL</b>
17	Recovery, repair services, wholesale, retail	<b>BUIL</b>
18	Lodging and catering services	<b>Y</b>
19	Inland transport services	<b>TRN</b>
20	Maritime and air transport services	<b>TRN</b>
21	Auxiliary transport services	<b>TRN</b>
22	Communication services	<b>Y</b>
23	Services of credit and insurance institutions	<b>Y</b>
24	Other market services	<b>Y</b>
25	Non-market services	<b>Y</b>

4 Das hier verwendete Verfahren der Disaggregation des Energiesektors sowie der Aggregation des Wertschöpfungssektors wurde aus Böhringer/Welsch/Ehrenheim et al. (2000) entnommen.

Die im Wertschöpfungssektor vorgenommenen Änderungen bestehen erstens aus der Hinzufügung der zusätzlichen Importzeile, die durch den Übergang zu der Tabellenform A2 entstand (s.o.), und zweitens aus der Aggregation der Zeilen „Gross wages and salaries“ und „Employers social contributions“ der Originaldatenquelle zu einer Zeile „Löhne“.

Im Endnachfragequadrant wurden die Lageveränderungen aller Sektoren des Energiesektors auf null gesetzt, damit die Markträumungsbedingung erfüllt wird. Des Weiteren wird angenommen, dass die Lieferungen der Investitionsgüter des Energiesektors gleich null sind. Die durch diese Änderungen entstehenden Differenzen zwischen den Zeilen- und Spaltensummen werden den Gewinnen zugeschrieben<sup>5</sup>, damit die Input-Output-Tabelle bilanziert bleibt.

Die Disaggregation des Energiesektors erfolgt mit Hilfe der Energiebilanzen der International Energy Agency (IEA) für das Jahr 1995 und teilweiser auch (für die Informationen, welche den Energiebilanzen nicht entnommen werden können) Input-Output-Tabellen für das Jahr 1985.

Die Primärenergiebilanz enthält Importe nach Herkunftsbereichen sowie Exporte. Letzteren wurden auch separat aufgeführte Hochseebunkerungen zugeschrieben. Die Informationen über die Lieferungen der Energiesektoren an Energiesektoren stehen in der Umwandlungsbilanz. Die übrigen Lieferungen der Energiesektoren, und zwar zur Befriedigung der Vorleistungsnachfrage der Nichtenergie-Sektoren sowie der Endnachfrage, wurden aus dem Endenergieverbrauch entnommen, wobei die Sektoren aus diesem zu den Nicht-Energiesektoren des Modells aggregiert worden waren (Tabelle 5.3).

Nach den oben beschriebenen Schritten gibt es nun eine vollständige Struktur der Lieferungen der Energiesektoren in Mengeneinheiten<sup>6</sup>, welche im nächsten Schritt in die monetären Einheiten der verwendeten Input-Output-Tabellen (Mill. ECU) umgerechnet werden müssen. Die benötigten Informationen über Preise der verschiedenen Energieträger und Abnehmer wurden aus den IEA Energy Prices and Taxes (IEA 1999) entnommen. Die teilweise fehlenden Preise wurden geschätzt.

---

5 D.h., dass die Gewinne als Residualgröße bestimmt werden.

6 Die in den Energiebilanzen verwendeten Einheiten sind 1.000 T. RÖE.

Tab. 5.3: Zuordnung des Energieverbrauchs

<b>Energiebilanzen</b>	<b>Modell</b>
<b>Industry Sector</b>	
Iron and Steel	<b>CHM</b>
Chemical and Petrochemical	<b>CHM</b>
Non-Ferrous Metals	<b>CHM</b>
Non-Metallic Minerals	<b>CHM</b>
Transport Equipment	<b>MAC</b>
Machinery	<b>MAC</b>
Mining and Quarrying	<b>CHM</b>
Food and Tobacco	<b>Y</b>
Paper, Pulp and Print	<b>Y</b>
Wood and Wood Products	<b>Y</b>
Construction	<b>BUIL</b>
Textile and Leather	<b>Y</b>
Non-specified	Anteilig auf obige Sektoren verteilt
<b>Transport Sector</b>	
International Civil Aviation	<b>TRN</b>
...	<b>TRN</b>
Non-specified	<b>TRN</b>
<b>Other Sectors</b>	
Agriculture	<b>AGR</b>
Commerce and Public Serv.	<b>Y</b>
Residential	<b>Privater Konsum</b>
Non-specified	Anteilig auf obige Sektoren verteilt

Im nächsten Schritt wurde jede Lieferung des Energiesektors der Originaltabellen gemäß der erstellten Struktur aufgeteilt. Somit ergeben sich die den Energiesektoren entsprechenden Zeilen der Input-Output-Tabelle im für das Modell benötigten Format.

Aufgrund der fehlenden Informationen zu dem intermediären Verbrauch der Energiesektoren wurde dieser aus den oben geschätzten Produktionswerten nach der Struktur der Input-Output-Tabellen für 1985 hergeleitet<sup>7</sup>.

---

7 Die von EUROSTAT in 1985 veröffentlichten Input-Output-Tabellen weisen noch einen disaggregierten Energiebereich aus.

### 5.2.2 *Input-Output-Daten für die Russische Föderation*

Bei Erstellung einer Datenbasis auf der Grundlage der Input-Output-Tabellen für Russland gibt es außer grundsätzlichen Unsicherheiten der Daten zwei weitere Probleme: Erstens werden die Input-Output-Tabellen vom statistischen Bundesamt Russlands (GOSKOMSTAT) nur in einer hochaggregierten Form<sup>8</sup> veröffentlicht und zweitens entsprechen diese nicht dem EUROSTAT-Format. Die vom GOSKOMSTAT aufbereiteten Input-Output-Tabellen mit einem plausiblen Disaggregierungsgrad werden lediglich an die ausgewählten Forschungsinstitute geschickt. Die offizielle Input-Output-Tabelle für Russland im russischen Standardformat mit 25 Sektoren existiert nur für das Jahr 1992. Zu dem Zeitpunkt der Modellentwicklung standen drei Input-Output-Tabellen für die Russische Föderation zur Auswahl, welche im Folgenden kurz beschrieben werden.

Die erste Input-Output-Tabelle wurde vom Institut für Wirtschaft und Produktionsplanung<sup>9</sup>, Nowosibirsk, zur Verfügung gestellt. Es handelt sich um eine Input-Output-Tabelle des Jahres 1992 mit 25 Sektoren. Ursprünglich stammt diese Tabelle vom GOSKOMSTAT. Die makroökonomischen Hauptkennziffern stimmen mit den russischen volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen überein. Die Schattenwirtschaft ist nicht berücksichtigt. Das Format der Tabelle unterscheidet sich von dem EUROSTATs. In deren drittem Quadrant sind Steuern, Handelsspannen, Transportkosten und Nettoeinfuhrabgaben enthalten, um den Output in die Herstellungspreise zu konvertieren. Die Importe sind vom Anfang an in der Variante A2 dargestellt, bzw. in einer Zeile aggregiert (vgl. Abschnitt 5.2). Über die Importmatrizen gibt es keine Information. Die andere Besonderheit der Tabelle besteht darin, dass diese nicht bilanziert ist. Die Vorgehensweise im Falle der Verwendung dieser Tabelle bestünde darin, dass es anzunehmen wäre, dass die vorhandene Input-Output-Tabelle ein Gleichgewicht repräsentiert, wobei die Differenzen zwischen den Zeilen- und den Spaltensummen als statistische Abweichungen angesehen werden, welche bei der Sammlung und Auswertung der Daten aufgetreten sind. In diesem Fall mussten diese „statistischen Fehler“ entsprechend korrigiert werden, so dass die Gleichheit von Zeilen- und Spaltensummen gewährleistet ist. Eine Möglichkeit solcher Bilanzierung bestünde darin, dass die Abweichungen dem Kapital zugeschrieben werden, da die

---

8 Vgl. GOSKOMSTAT (1999).

9 Übersetzung vom russischen „Institut Ekonomiki i Planirovania Proizvodstvennyh Prozessov“ (IEPPP).

Gewinne normalerweise als residuale Größe bestimmt werden<sup>10</sup>. Es bestehen jedoch Zweifel, ob die beschriebene Input-Output-Tabelle sogar in einer angepassten (bilanzierten) Form für die Zwecke dieser Arbeit benutzt werden könnte. Der Hauptgrund dafür sind die drastischen strukturellen Änderungen, die in der russischen Wirtschaft in der Zeitperiode von 1992 bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt stattgefunden haben und mit der Gleichgewichtstheorie im Widerspruch stehen. Deswegen können sie mit Hilfe eines Gleichgewichtsmodells nicht abgebildet werden. Diese Input-Output-Tabelle könnte aber für die Analyse der stattgefundenen Transformation der wirtschaftlichen Verflechtungen behilflich sein, wenn man deren Struktur mit der Struktur einer aktuelleren Input-Output-Tabelle vergleichen würde.

Mit der zweiten verfügbaren Input-Output-Tabelle ist die oben bereits erwähnte offiziell veröffentlichte Input-Output-Tabelle für die Russische Föderation des Jahres 1995 vom GOSKOMSTAT gemeint. Der große Nachteil dieser Tabelle besteht in deren sehr hohem Aggregationsgrad. Die ganze Wirtschaft ist auf lediglich neun Sektoren aufgeteilt, wobei die ganze Industrie einschließlich des Energiesektors als ein einziger Sektor erfasst ist, weswegen die Verwendung dieser Input-Output-Tabelle in dieser Arbeit offensichtlich inakzeptabel ist. Die makroökonomischen Hauptkennziffern stimmen mit den russischen volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen vom GOSKOMSTAT überein.

Die dritte und letzte Input-Output-Tabelle wurde vom Energy Systems Institute, Irkutsk, zur Verfügung gestellt. Dabei handelt es sich um eine Arbeitsversion der Input-Output-Tabelle des Jahres 1995 für die Russische Föderation, welche vom Institute of Economic Forecasting, Moskau, entwickelt wurde. Die Input-Output-Tabelle enthält 25 Sektoren. Das Tabellenformat entspricht der Variante A2 der groß angelegten Studie der United Nations (vgl. Abschnitt 5.2). Die Informationen über die Importmatrizen sind nicht vorhanden. Die makroökonomischen Hauptkennziffern der zweiten sowie dritten Quadranten (Komponente der Endnachfrage und der Bruttowertschöpfung) weisen die geringsten Abweichungen von der offiziellen Statistik aus. Diese liegen in einem Bereich von 1–2 %, was als plausibel angesehen wird. In den russischen volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen gibt es eine Kennziffer, welche „statistische Abweichung“ heißt und nichts anderes als die Differenz zwischen Output und Input ist. Die Qualität der statistischen

---

10 Vgl. Rutherford/Paltzev (1999).

Rechnungen wird als „ausreichend“ bezeichnet, wenn diese Differenz nicht mehr als 4–5 % des Bruttoinlandsproduktes beträgt. Der Wert der Vorleistungen dagegen ist um fast 30 % größer als der in der offiziellen Statistik. Dies wäre auf die unterschiedliche Abschätzung der russischen Schattenwirtschaft zurückzuführen.

Die Definition des Teiles der Schattenökonomie bleibt eines der beliebtesten Themen der Volkswirte in Russland. Besonders aktuell wurde es nach dem Skandal der „Bank of New York“, durch deren Konten Milliarden undeklarerer Dollars geflossen sind. Die Optimisten meinen, der Anteil des Schattensektors dürfe nicht die 20%-Barriere übersteigen, die Pessimisten gehen von 200–300 % aus. D.h. wenn die einen meinen, dass jeder Rubel 20 „nicht berücksichtigte“ Kopeken enthält, entsprechen nach Ansichten der anderen jedem legitimen Rubel 3–4 „schwarze“ Rubel. Sogar die Abschätzungen der offiziellen Quellen sind so unterschiedlich, dass die Abweichungen manchmal bis zu 200 % betragen. Dem GOSKOMSTAT zufolge beträgt der Anteil des Schattensektors der russischen Wirtschaft 20 % vom BIP, wobei dieser in der Industrie bei 10–11 % liegt und im Handel bei 60 %. Im Ministerium für Innere Angelegenheiten (MVD) wurde der Schattensektoranteil auf 40 % vom gesamten Güterumsatz geschätzt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass die oben beschriebene Input-Output-Tabelle einen gleichgewichtigen Zustand der russischen Wirtschaft im Jahre 1995 darstellt, wobei die Abweichungen von offiziellen Statistiken aufgrund der unterschiedlichen Abschätzungen bei der Berücksichtigung der Schattenwirtschaft entstanden sind.

Wie bereits erwähnt, umfasst die Input-Output-Tabelle für Russland 25 Wirtschaftssektoren. Dabei gehören 5 Sektoren (Strom, Rohöl, Ölerzeugnisse, Kohle, Gas und übrige Brennstoffindustrie) zur Energiewirtschaft. Die Sektoren wurden entsprechend der Tabelle 5.4 aggregiert. Dabei mussten auch die Energiesektoren teilweise zusammengefasst werden, aufgrund deren weniger detaillierten Darstellung für die EU-Länder (vgl. Abschnitt 5.2).

Alle weiteren Änderungen im Wertschöpfungssektor sowie im Endnachfragesektor sind analog zu den vorgenommenen Änderungen für EU-Staaten (vgl. Abschnitt 5.2), da die aggregierte Input-Output-Tabelle im Übrigen mit dem Tabellenformat für EU-Länder übereinstimmt.

Tab. 5.4: *Sektorenuordnung für die Russische Föderation*

<b>Sektoren der Originaltabelle</b> (wörtliche Übersetzung vom Russischen)		<b>Entsprechender Modellsektor</b>
1	Erzeugung und Verteilung von Elektrizität	<b>ELE</b>
2	Gewinnung von Öl	<b>OIL</b>
3	Mineralölerzeugnisse	<b>OIL</b>
4	Erdgas und erzeugte Gase	<b>GAS</b>
5	Kohle (Gewinnung und Kohlebergbauerzeugnisse)	<b>COAL</b>
6	Übrige Brennstoffindustrie	<b>ELE</b>
7	Eisen- und Stahlindustrie	<b>CHM</b>
8	NE- Metallindustrie	<b>CHM</b>
9	Chemische Industrie	<b>CHM</b>
10	Maschinen und Metallerzeugnisse	<b>MAC</b>
11	Holzerzeugnisse, Papier- und Zellstoffindustrie	<b>Y</b>
12	Baustoffindustrie	<b>BUIL</b>
13	Leichte Industrie	<b>Y</b>
14	Nahrungsmittelindustrie	<b>Y</b>
15	Übrige Industrie	<b>Y</b>
16	Bauten	<b>BUIL</b>
17	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	<b>AGR</b>
18	Güterverkehr	<b>TRN</b>
19	Handel	<b>BUIL</b>
20	Übrige marktbestimmte Dienstleistungen	<b>Y</b>
21	Personenverkehr	<b>TRN</b>
22	Bildung, Gesundheit und Kultur	<b>Y</b>
23	Leistungen der Wohnwirtschaft	<b>Y</b>
24	Finanz- und Kreditinstitute	<b>Y</b>
25	Wissenschaft	<b>Y</b>

### 5.2.3 *Energie- und Emissionsdaten*

Die zweite Kategorie von Basisdaten umfasst die Energie- und Emissionsdaten des Basisjahres. Dazu zählt zunächst der Verbrauch der fossilen Energieträger, wobei zwischen dem energetischen (emissionsrelevanten) und nichtenergetischen Energieverbrauch unterschieden wird. Letzterer wird im Materialaggregat berücksichtigt (vgl. Abbildungen 4.2 und 4.3), während der emissionsrelevante Energieverbrauch zu dem Energieaggregat gehört. Dieser ist aus den Energiebilanzen ermittelt worden. Mit Hilfe der CO<sub>2</sub>-Emissions-

faktoren lassen sich die Emissionen des Basisjahres nach Energieträgern herleiten, wobei die entstandenen Abweichungen der berechneten gesamten Emissionen von der Statistik, welche jedoch unbedeutsam waren, proportional heruntergerechnet wurden, so dass die Gesamtemissionen den offiziellen Zahlen entsprechen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Basisjahres nach Energieträgern sind in der Tabelle 5.5 zusammengefasst.

Tab. 5.5: *Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in den EU-Ländern und Russland in 1995*

(Mio. T.)	Kohle	Öl	Gas	Summe
DE	298.7	423.2	126.1	847.9
UK	162.3	238.3	130.7	531.3
SE	7.9	44.4	1.2	53.5
ES	61.2	159.6	15.3	236.1
PT	11.0	36.9	0.1	48.0
NL	60.1	85.2	25.4	170.7
LU	1.8	5.7	1.2	8.7
IT	39.2	277.4	86.2	402.8
IE	9.9	17.2	4.8	31.9
GR	29.4	48.3	0.1	77.9
FR	48.9	244.1	52.7	345.7
FI	17.8	32.3	5.0	55.1
DK	24.0	28.9	6.9	59.9
BE	27.3	63.9	19.8	111.0
AT	10.9	33.2	12.6	56.7
BNL	89.3	154.8	46.4	290.4
RU	585.3	593.3	769.7	1948.3

Bei den Rechnungen ist von den Emissionsfaktoren 93 tCO<sub>2</sub>/TJ für Kohle, 75 tCO<sub>2</sub>/TJ für Öl und 56 tCO<sub>2</sub>/TJ für Gas ausgegangen worden.

#### 5.2.4 Außenhandelsdaten

Die Importnachfrage der übrigen Welt sowie deren Güterpreise sind exogen. Die Importe der übrigen Welt wurden als Differenz zwischen dem Welthandelsvolumen und den Importen einzelner Sektoren der EU-Länder und Russlands berechnet. Zu den Letzteren sind die Daten durch die Input-Output-Tabellen bereits abgedeckt. Die Angaben zu den Welthandelsvolumen finden sich bei GTAP 1998 und müssten nur noch entsprechend den Modellsektoren aggregiert werden.



### 5.3 Parameterbestimmung und statische Kalibrierung

In diesem Abschnitt werden verschiedene Parameter definiert, welche für die konkrete Modellanwendung benötigt werden. Ein Teil der Parameter wird mit Hilfe der ökonomischen Literatur exogen gewählt<sup>11</sup>. Es handelt sich hierbei um die Substitutionselastizitäten, wenn sie nicht durch den Funktionstyp bereits vorgegeben sind<sup>12</sup>. Diese haben einen wesentlichen Einfluss auf die volkswirtschaftlichen Kosten einer Emissionsreduzierung. Je größer die Substitutionsmöglichkeiten in der Produktion, in der Konsumnachfrage und im Handel sind, umso leichter können energie- und CO<sub>2</sub>-intensive Inputs im Rahmen der Emissionsminderungsmaßnahmen durch alternative nicht-energieintensive Inputs ersetzt werden. Sind die Substitutionselastizitäten fixiert, so können die noch unbestimmten Parameter in den funktionalen Formen so bestimmt werden, dass das Modell die realen Wirtschaftsdaten des ausgewählten Basisjahres reproduziert (Kalibrierungsverfahren).

Eine Übersicht über die getroffenen Annahmen bezüglich der Substitutionselastizitäten im Handels-, Produktions- und Konsumbereich ist in der Tabelle 5.6 gegeben.

Bei der Setzung der Substitutionselastizitäten für den Außenhandel wurden diese nach Ländern und Gütern differenziert. Die Entscheidung für eine bestimmte Substitutionselastizität für ein bestimmtes Gut in einem Land hängt dabei von mehreren Faktoren ab, die zu beachten sind. Zu diesen zählen in erster Linie die prinzipielle Existenz eines Weltmarktes für ein bestimmtes Gut, institutionelle Beschränkungen, Transportkosten, die Verfügbarkeit von heimischen Ressourcen sowie das Vorhandensein der Übertragungsnetze. So werden beispielsweise in Russland aufgrund der Verfügbarkeit der Ressourcen und niedriger inländischer Preise (vgl. Kapitel 3) praktisch keine Energiegüter importiert. Aufgrund dessen ist die Substituierbarkeit zwischen den heimischen und eingeführten Energiegütern sehr niedrig gesetzt worden. Wenn ein internationaler Handel für ein bestimmtes Gut stattfindet, spielt auch die Frage eine entscheidende Rolle, ob der Markt für dieses nur kontinental oder weltweit ist. Beispielsweise werden dreißig % des gesamten Gasaufkommens in Deutschland aus Russland importiert, was bedeutet, dass die Substituierbarkeit zwischen importiertem und inländischem Gas in Deutschland ziemlich hoch sein dürfte. Der Erdgasmarkt ist aber wegen der hohen

---

11 Vgl. Burniaux et al. (1992). Zu den Armington-Substitutionselastizitäten vgl. Welsch (2000).

12 Z.B. Cobb-Douglas oder Leontief-Funktionen.

Transportkosten kontinental. Somit ist die Substitutionselastizität zwischen den Exporten der übrigen Welt und der EU-Länder plus Russland für Gas als sehr gering (nahe null) anzusetzen, wobei diese zwischen den EU-Ländern und Russland auf einem höheren Niveau liegen kann. Der Stromhandel ist im Gegenteil sowohl weltweit als auch innerhalb der EU-Länder und Russland stark eingeschränkt. In Fällen starker Einschränkungen oder Nichtvorhandensein des Außenhandels wurden die Substitutionselastizitäten in der Höhe von 0,1 vorgegeben. In allen anderen Fällen wurden die Werte von 8 für die Substitutionselastizitäten zwischen den Exporten der übrigen Welt und der EU-Länder plus Russland und die Werte von 12 für die Substitutionselastizitäten zwischen den EU-Ländern untereinander und Russland angesetzt.

Tab. 5.6: *Substitutionselastizitäten*

Exporte Übrige Welt/Exporte EU_15 und RF (außer Strom)	8
Stromexporte Übrige Welt/Exporte EU_15 und RF	0.1
Exporte EU_15 und RF/Exporte EU_15 und RF (außer Strom)	12
Stromexporte EU_15 und RF/Stromexporte EU_15 und RF	0.1
Import/Inlandsproduktion EU-Länder (außer Strom)	4
Import/Inlandsproduktion EU-Länder im Stromsektor	0.1
Import/Inlandsproduktion Russland, Nicht-Energiesektoren	4
Import/Inlandsproduktion Russland, Energiesektoren	0.1
Kapital-Arbeit-Energie/Vorleistungen	0
Energie-Kapital/Arbeit	0.6
Energie/Kapital EU-Länder	0.5
Energie/Kapital Russland	0.7
Elektrizität/Brennstoffe	0.6
Kohle/Gas-Öl	1
Gas/Öl	2
Energie/Nichtenergie im Konsum	0.5
Nichtenergie/Nichtenergie im Konsum	1
Elektrizität/Brennstoffe im Konsum	0.5
Brennstoff/Brennstoff im Konsum	0.8
Sektorspezifischer Input/Nichtsektorspezifischer Input Kohle	0.5
Sektorspezifischer Input/Nichtsektorspezifischer Input Öl	1
Sektorspezifischer Input/Nichtsektorspezifischer Input Gas	1

Die Armington-Substitutionselastizitäten zwischen heimischer Produktion und Importen für EU-Länder orientieren sich an Böhringer/Welsch et al.

(2000). Die Werte sind in der Tabelle 5.7 dargestellt. Dabei basieren diese für die Güter Grundstoffe und Chemie, Investitionsgüter und Verbrauchsgüter für Deutschland, Frankreich und Großbritannien auf ökonometrischen Schätzungen, während für die anderen EU-Länder die ungewogenen Durchschnitte dieser Schätzwerte unterstellt wurden.

Tab. 5.7: *Angenommene Armington-Elastizitäten*

	Default-Wert für alle NE-Güter	Grundstoffe und Chemie	Investitions-- güter	Verbrauchs- güter
Deutschland	2	2.04	2.33	3.73
Frankreich	2	2.89	3.39	3.65
Großbritannien	2	2.31	3.57	1.51
Russland	2	2	2	2
Übrige EU-Länder	2	2.41	3.10	2.96

Im Produktionsbereich werden in allen Ländern für alle Sektoren dieselben Substitutionselastizitäten angesetzt. Eine Ausnahme ist die Substitutionselastizität zwischen Energie und Kapital für Russland. Wegen des hohen Energiesparpotentials wäre denkbar, dass Energie in Russland durch Erneuerungsmaßnahmen substituiert werden könnte. Für alle EU-Länder wurde für Energie gegen Kapital ein Wert von 0,5 (Hoster, Welsch, Böhringer 1997) und für Russland ein Wert von 0,7 unterstellt. Für die Substitutionselastizität für das Kapital-Energie-Aggregat gegen Arbeit wurde ein Wert von 0,6 angesetzt (Burniaux et al. 1992). Im Energieaggregat wird angenommen, dass Öl und Gas untereinander bessere Substitute sind als Kohle und dass die Substituierbarkeit der Kohle mit dem Öl-Gas-Aggregat höher ist als die gegenüber Strom. Die Substitutionselastizitäten im Konsumbereich orientieren sich an Böhringer/Welsch et al. (2000). Für sektorspezifischen gegen nicht-sektorspezifischen Input wurden in Anlehnung an Böhringer et al. (2001) die Werte von 1 für Gas und Öl und ein Wert von 0,5 für Kohle angesetzt.

### **Statische Kalibrierung**

Da die originalen Input-Output-Daten in den monetären Einheiten angegeben sind, werden die Relativpreise für alle Güter und Faktoren im Ausgangsgleichgewicht auf eins normiert, wodurch die Wertangaben auch als physikalische Mengen interpretiert werden können. Diese Vorgehensweise, die eine

von der Gleichgewichtstheorie erforderliche Trennung von Preisen und Mengen zu vermeiden erlaubt, kann verwendet werden aufgrund der Tatsache, dass mit der Gleichgewichtstheorie nur relative Preise analysiert werden können. Aus dem konstruierten Gleichgewicht in Preisen und Mengen werden bei den exogen vorgegebenen Substitutionselastizitäten (s.o.) die noch unbestimmten Verteilungsparameter der Aggregatorfunktionen so bestimmt, dass das Modell den Datensatz des Ausgangsjahres erzeugt. Eine erfolgreiche Reproduktion des Ausgangsgleichgewichtes gilt als einziger Konsistenztest und bedeutet, dass sämtliche Gleichgewichtsbedingungen des im Kapitel 4 beschriebenen Modells im Basisjahr erfüllt sind.

## 5.4 Das Ausgangsgleichgewicht

Als Datengrundlage für die Kalibrierung und die Modellsimulationen hat das Ausgangsgleichgewicht einen entscheidenden Einfluss auf das Modellverhalten. In diesem Abschnitt wird die Makrostruktur des Ausgangsgleichgewichtes dargestellt.

Tab. 5.8: Anteil der Sektoren an der Summe der Bruttoproduktionswerte im Basisjahr

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	SE	UK	EU	RU
ELE	2.76	2.64	2.23	<b>1.22</b>	2.46	2.52	1.75	2.37	1.61	1.93	1.75	2.47	2.23	2.16	<b>3.15</b>
OIL	1.88	3.47	1.35	<b>1.29</b>	3.01	2.66	2.44	5.03	2.76	3.49	3.00	1.88	1.86	2.29	<b>7.54</b>
GAS	0.57	1.86	0.48	0.36	0.14	0.20	0.29	0.21	0.67	0.41	<b>0.06</b>	0.10	1.33	0.65	<b>2.76</b>
COAL	0.29	0.46	1.10	0.36	0.34	0.60	0.10	0.75	0.48	<b>0.06</b>	0.51	0.65	0.55	0.56	<b>1.23</b>
BUIL	16.13	<b>18.06</b>	12.21	14.49	17.12	12.33	14.26	15.16	<b>10.18</b>	16.53	14.79	12.16	14.49	14.44	16.56
CHM	10.32	<b>11.09</b>	8.12	<b>5.44</b>	7.44	6.04	7.26	6.36	7.91	9.99	6.48	7.17	6.37	8.09	9.34
MAC	17.57	12.41	16.89	12.33	13.31	15.80	13.76	7.35	<b>21.38</b>	13.96	10.33	17.29	12.36	14.49	<b>7.71</b>
TRN	4.01	3.69	3.37	6.47	4.02	4.55	3.46	2.95	<b>2.79</b>	4.91	2.89	4.36	4.74	3.94	<b>8.75</b>
AGR	1.78	3.45	<b>1.67</b>	4.45	3.83	3.82	3.19	8.50	5.46	3.14	4.66	2.34	1.78	2.68	<b>7.66</b>
Y	44.69	42.88	52.58	53.60	48.33	51.48	53.49	51.32	46.76	45.59	<b>55.54</b>	51.58	54.29	50.71	<b>35.30</b>

Tabelle 5.8 illustriert den Anteil der im Modell abgebildeten Sektoren der einzelnen Länder (vgl. Abschnitt 5.1) an der Summe der Bruttoproduktionswerte im Ausgangsjahr. Für eine bessere Übersicht sind das Maximum und das Minimum jeder Zeile fett gedruckt dargestellt. Es wird deutlich, dass drastische strukturelle Unterschiede zwischen den EU-Ländern und Russland festzustellen sind. Mit Ausnahme der Sektoren Chemie und Bauten, welche in Russland einen mit der EU vergleichbaren Anteil haben, bestehen in allen anderen Sektoren augenfällige Differenzen. So beträgt der Anteil des Sektors

übrige Wirtschaft, welcher in sich Verbrauchsgüter und Dienstleistungen einschließt, in Russland 35 %, während dieser in den EU-Ländern in der Spannweite von 42–55 % liegt. Die Anteile der Energiesektoren sowie des Transports und der Landwirtschaft in Russland sind wesentlich größer als in jedem Land der EU, während der Anteil der Investitionsgüter deutlich geringer ist. Der Anteil des Sektors Bauten liegt in einem Bereich von 10 % (Irland) bis 18 % (Benelux), wobei der Durchschnittswert der EU-Länder ungefähr 16 % beträgt. Die Grundstoffindustrie, mit dem Anteil von 8 % für EU-Länder insgesamt, spielt die größte Rolle in Österreich, Benelux und Italien (10,3 %, 11 %, 10 %), während deren kleinster Anteil in Dänemark und Finnland (5,4 % und 6 %) festzustellen ist. Den größten Transportanteil von 6,5 % hat Dänemark, während dessen Durchschnittswert bei 4,9 % liegt. Den geringsten Anteil von Verkehrsdienstleistungen hat Irland mit 2,8 %. Der Anteil der Landwirtschaft liegt in einer Spannweite von 1,7 % (in Deutschland) bis 8,5 % (in Griechenland), wobei der Anteil der Landwirtschaft für die EU insgesamt lediglich 2,7 % beträgt. Eine große Bedeutung hat die Landwirtschaft auch für Irland mit deren Anteil von 5,5 %, gefolgt von Portugal und Dänemark, wo der Anteil von Landwirtschaft auf einem Niveau von ungefähr 4,5 % liegt. Der Anteil des Stromsektors in der EU befindet sich zwischen 1,2 % und 2,7 % bei einem Durchschnitt von 2,2 %. Den Elektrizitätsanteil unter zwei % haben Dänemark, Frankreich, Irland und Portugal. Der Sektor Öl hat praktisch wie der Stromsektor einen Durchschnittsanteil von 2,3 %, wobei Griechenland mit 5 % führt, Benelux, Spanien, Italien und Portugal sich in einem Bereich von 3–3,5 % befinden, Finnland, Frankreich, Irland zwischen 2,5 % und 3 % und Österreich, Deutschland, Schweden und England unter 2 % liegen. Der Durchschnittsanteil der Stein- und Braunkohlewirtschaft in den EU-Ländern liegt bei 0,6 %, wobei diese die größte Bedeutung in Deutschland (1,1 %) und die kleinste in Italien (0,06 %) hat. Betrachtet man den Sektor „Gas“ mit seinem Anteil von nur 0,7 % in der EU, fällt sofort der wesentliche Abstand der Benelux und England, wo der Anteil des Gassektors entsprechend 1,9 % und 1,3 % beträgt, von den anderen EU-Ländern auf, wo dieser mit Ausnahme von Österreich und Irland (Gasanteil 0,6 % und 0,7 %) unter 0,5 % liegt.

Weiterhin wird die Struktur der Produktionsseite dargestellt. Für eine Analyse der von der klimapolitischen Maßnahmen verursachten sektoralen Effekte ist natürlich der Anteil der Energiekosten am Produktionswert der einzelnen Sektoren von wesentlicher Bedeutung. Die Tabelle 5.9 illustriert die Anteile der Produktionsfaktoren am Bruttoproduktionswert für die einzelnen Sekto-

ren der betrachtenden Länder im Basisjahr. Betrachtet man die Energieintensität der einzelnen Nichtenergiesektoren, kann festgestellt werden, dass der Grundstoffsektor und der Sektor Transport eine deutlich höhere Energieintensität haben, verglichen mit den anderen Sektoren. Dabei fallen als Erstes deutliche Unterschiede in der Bauindustrie, im Transport und im Sektor der übrigen Wirtschaft zwischen Russland und der Europäischen Union auf. Diese sind in Russland durch eine sehr hohe Energieintensität gekennzeichnet, verglichen mit den EU-Ländern. So liegt der Energiekostenanteil im russischen Transportsektor bei 20,8 %, während dessen größte Energieintensität in den EU-Ländern 15,7 % (Griechenland) beträgt, wobei der Transport in der gesamten Europäischen Union einen Durchschnittsanteil von lediglich 7,3 % ausmacht. Einen relativ hochenergieintensiven Transportsektor in der EU haben Benelux, Spanien und Italien (11,5 %, 11,6 % und 12,1 %). Den geringsten Anteil des Verkehrssektors (3,6 %) hat Dänemark auszuweisen. Die Energieintensität in der europäischen Bauindustrie befindet sich in einem Bereich zwischen 0,9 % in Dänemark und 4,6 % in England bei einem EU-Durchschnitt von ungefähr 2,4 %, wobei Russland mit knapp 8,5 % deutlich höher liegt. Die gleiche Situation ist im Sektor der übrigen Wirtschaft festzustellen: Während deren Anteil für die gesamte EU 1,5 % beträgt, liegt dieser in Russland wesentlich höher bei 8,2 %. Bei den Grundstoffen, Ausrüstungen und der Landwirtschaft bestehen hingegen nicht so große Unterschiede zwischen Russland und der EU, obwohl in jedem dieser Sektoren die Energieintensität in Russland die Durchschnittswerte der EU übersteigt, wie zwischen den EU-Staaten.

Die höchste Energieintensität hat mit 18 % die Grundstoffindustrie in Griechenland, während Dänemark durch die geringste Energieintensität des Grundstoffsektors von 2,6 % charakterisiert ist. Dabei liegt die Energieintensität der Grundstoffe für die gesamte EU bei 7,3 %. Die Energieintensität der Ausrüstungen befindet sich in einer Spannweite von 0,9 % in Dänemark bis 2,7 in Schweden, wobei diese in der EU insgesamt ungefähr 1,6 % beträgt. Der russische Ausrüstungssektor hat eine Energieintensität von 2,5 %. Spanien hat die energieintensivste Agrarwirtschaft, deren Energiekostenanteil am Bruttoproduktionswert knapp 8 % ausmacht, während dieser in England den kleinsten Wert von nur 0,8 % hat. Die Energieintensität der Landwirtschaft in der gesamten EU beträgt ca. 4 %, in Russland liegt diese bei knapp 6,8 %.

Tab. 5.9: Faktoranteil an der Summe der Bruttoproduktionswerte im Basisjahr

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	SE	UK	EU-15	RU
<b>Arbeit</b>															
ELE	13.3	9.1	15.6	11.3	11.9	8.2	14.8	5.6	8.6	<b>23.0</b>	15.2	6.1	8.0	13.31	9.22
OIL	3.7	2.9	7.3	2.2	5.4	1.5	5.9	2.9	3.0	2.8	4.6	2.4	3.2	4.25	2.29
GAS	11.1	41.9	13.5	4.9	22.0	28.9	<b>33.8</b>	7.0	13.1	32.9	30.9	20.4	8.0	16.10	1.12
COAL	22.0	12.7	26.2	36.2	40.5	29.1	2.4	16.9	<b>51.5</b>	28.7	33.1	20.5	25.6	25.04	17.38
BUIL	35.3	25.3	35.7	34.8	27.1	<b>39.2</b>	34.2	21.5	28.3	18.0	17.4	37.8	29.0	29.81	13.26
CHM	21.3	17.4	19.9	<b>25.7</b>	18.6	13.2	19.6	25.1	19.0	15.0	25.1	25.1	19.4	18.93	7.86
MAC	13.1	17.2	19.0	20.5	14.2	21.2	19.5	<b>24.6</b>	20.1	11.4	23.1	19.0	16.9	17.48	17.30
TRN	32.3	37.1	<b>41.4</b>	26.4	26.1	30.3	35.3	11.9	25.6	32.1	30.7	28.3	29.8	34.04	21.49
AGR	4.9	6.8	14.2	11.1	12.7	9.8	8.1	<b>30.6</b>	4.2	18.7	15.0	11.8	15.2	12.94	11.00
Y	20.2	36.1	27.9	43.2	31.7	31.0	36.8	40.7	33.7	29.1	32.8	40.1	27.7	31.15	17.11
<b>Kapital</b>															
ELE	47.1	53.7	34.6	48.7	65.1	42.7	51.1	57.0	<b>71.4</b>	53.8	63.9	43.5	50.7	47.45	<b>31.93</b>
OIL	1.0	23.7	<b>0.7</b>	44.9	38.2	5.2	39.2	24.4	<b>84.7</b>	52.9	12.1	23.3	34.7	32.00	15.19
GAS	56.5	3.0	57.6	38.0	63.3	31.3	25.5	<b>77.2</b>	29.8	35.6	31.7	<b>1.9</b>	35.2	39.00	15.02
COAL	1.1	<b>38.7</b>	17.9	4.8	1.7	<b>0.4</b>	9.9	15.0	3.2	7.8	11.5	2.9	1.5	14.91	1.16
BUIL	23.7	16.5	19.9	22.0	43.1	<b>8.3</b>	26.8	29.3	19.9	<b>43.7</b>	41.9	17.1	15.9	25.34	36.67
CHM	11.9	11.1	5.3	17.8	15.3	21.7	14.6	<b>4.0</b>	<b>28.2</b>	11.0	14.3	5.7	15.9	10.63	13.26
MAC	22.5	17.7	18.2	14.1	20.9	23.8	<b>10.7</b>	15.8	<b>26.2</b>	19.1	17.3	15.3	19.7	17.56	21.68
TRN	14.4	22.8	<b>0.1</b>	23.5	22.9	24.6	22.8	14.5	18.4	17.8	22.0	17.8	20.9	15.48	<b>32.23</b>
AGR	46.2	35.9	26.3	38.7	<b>25.9</b>	<b>48.6</b>	37.3	37.7	37.4	33.8	34.6	40.8	28.9	33.52	43.87
Y	<b>36.2</b>	21.7	21.8	11.5	24.3	20.7	24.2	<b>5.4</b>	15.7	28.6	6.6	17.3	17.9	21.96	30.67
<b>Energie</b>															
ELE	29.6	30.3	26.3	19.2	15.2	34.8	12.4	20.6	14.2	11.9	11.7	<b>3.5</b>	32.9	19.40	<b>40.96</b>
OIL	<b>86.9</b>	68.4	59.0	41.3	49.3	85.1	32.0	57.5	<b>4.5</b>	39.4	77.3	43.4	32.4	37.70	10.82
GAS	25.8	15.1	13.1	48.5	4.7	<b>0.0</b>	5.4	1.5	<b>49.6</b>	22.4	15.1	1.0	49.2	29.37	14.86
COAL	15.8	40.3	32.4	<b>0.4</b>	27.1	21.8	13.2	24.5	23.6	23.4	1.3	0.8	<b>41.2</b>	28.29	6.74
BUIL	2.5	1.5	2.4	<b>0.9</b>	2.1	1.8	1.8	1.9	2.7	2.8	3.5	3.1	4.6	2.38	<b>8.47</b>
CHM	7.0	13.6	8.3	<b>2.6</b>	11.2	10.8	7.4	<b>18.0</b>	6.2	7.2	10.7	9.9	8.1	7.30	9.16
MAC	1.9	1.5	1.6	<b>0.9</b>	2.1	1.0	1.6	1.6	1.1	1.9	2.5	<b>2.7</b>	2.1	1.64	2.50
TRN	6.5	11.5	8.1	<b>3.6</b>	11.6	7.2	8.1	15.7	5.3	12.1	7.1	4.4	4.0	7.27	<b>20.74</b>
AGR	6.8	5.5	7.0	2.6	<b>7.9</b>	3.1	3.5	4.1	3.7	3.6	3.8	6.8	<b>0.8</b>	4.05	6.77
Y	2.2	1.6	1.4	<b>1.0</b>	2.1	2.7	1.4	2.6	1.9	2.0	1.8	1.9	1.5	1.50	<b>8.23</b>

Die Arbeitsintensität (hier Anteil der Lohnkosten am Bruttoproduktionswert) liegt in Russland in jedem Sektor unter den Werten für die EU insgesamt. Wenn sich dabei im Kohlesektor, bei den Ausrüstungen und in der Agrarwirtschaft keine sehr großen Unterschiede finden, handelt es sich in allen anderen Sektoren um erhebliche Differenzen. So sind die Wirtschaftssektoren Strom, Öl, Bauten, Grundstoffe und übrige Wirtschaft in Europa grob gesagt

doppelt so arbeitsintensiv wie in Russland. Die Arbeitsintensität des Transports beträgt in der EU 34 %, während diese in Russland nur bei 21 % liegt. Ein phänomenaler Unterschied zwischen den Arbeitsintensitäten in der EU und in Russland findet sich im Gassektor. Wenn dessen Arbeitsintensität für die gesamte EU 16,1 % beträgt, ist diese in Russland nur 1,12 % hoch. Diese drastischen Unterschiede in den Arbeitsintensitäten zwischen EU und Russland sind auf den unglaublich niedrigen Stand der Löhne in Russland zurückzuführen. Dabei muss noch einmal betont werden, dass die Arbeitsintensität hier im Sinne des Lohnkostenanteils am Bruttoproduktionswert gemeint ist. In den EU-Ländern existieren auch große Unterschiede zwischen den Arbeitsintensitäten vom Sektor zu Sektor, was sich bei einer Betrachtung der Spannweite in den einzelnen Sektoren zeigen lässt. So reicht diese beispielsweise im Sektor Bauten von rund 17 % in Italien bis 39 % in Finnland bei dem Durchschnittswert von knapp 30 % für Europa insgesamt. In der Grundstoffindustrie liegen die Werte in einem Korridor von 13 % in Finnland bis knapp 26 % in Dänemark, wobei die Arbeitsintensität für Europa ca. 19 % beträgt. Die Arbeitsintensitäten der Ausrüstungsbranche befinden sich zwischen 11 % in Italien und knapp 25 % in Griechenland, wobei noch vier Länder (Dänemark, Finnland, Irland und Portugal) die Grenze von 20 % überschreiten. Die europäische Arbeitsintensität des Ausrüstungssektors beträgt ca. 17 %. Im Sektor Transport liegt die Arbeitsintensität in Griechenland mit einem großen Abstand ganz unten und zwar bei knapp 12 %. Den arbeitsintensivsten Verkehrssektor hat mit 41 % Deutschland vorzuweisen. Die Arbeitsintensität des Transportsektors in der EU beträgt ca. 34 %. Die europäische Agrarwirtschaft hat eine Arbeitsintensität von 13 %. Dabei fällt eine sehr hohe Arbeitsintensität der Landwirtschaft von 30 % in Griechenland, verglichen mit den anderen EU-Ländern auf. Den geringsten Arbeitsanteil haben Irland und Österreich (4,2 % und 4,9 %).

Bei den Kapitalintensitäten finden sich wieder große Unterschiede zwischen Russland und der Europäischen Union. So sind die Kapitalintensitäten der Energiesektoren in Russland wesentlich niedriger als in der EU, während die Situation in den übrigen Sektoren insbesondere im Transportsektor, in der Bauindustrie, in der Agrarwirtschaft und im Sektor der übrigen Wirtschaft umgekehrt ist. Die größten Unterschiede zwischen den Kapitalintensitäten in der EU finden sich in den Energiesektoren und in der Landwirtschaft.

Tabelle 5.10 verschafft einen Überblick über die Struktur der Güterverwendung in den einzelnen Ländern. Ein Blick auf die Exportanteile offenbart die



Tab. 5.10: Nachfragestruktur im Basisjahr (%)

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	SE	UK	EU15	RU
<b>Vorleistungen</b>															
<b>ELE</b>	78.9	74.6	78.2	<b>67.5</b>	91.2	84.9	84.5	88.2	75.3	<b>95.0</b>	80.0	80.4	90.6	83.4	75.1
<b>OIL</b>	71.2	62.5	56.5	48.3	54.5	75.8	41.4	54.3	<b>15.9</b>	54.1	<b>86.5</b>	38.2	33.0	51.6	69.6
<b>GAS</b>	76.9	15.1	41.0	69.6	62.9	<b>99.8</b>	40.1	2.0	89.9	54.9	<b>1.5</b>	16.2	69.3	45.3	36.4
<b>COAL</b>	49.5	91.3	62.8	15.0	69.2	79.0	43.3	62.0	32.4	43.4	13.9	<b>3.1</b>	<b>93.2</b>	65.5	77.2
<b>BUIL</b>	31.3	44.4	27.3	32.4	<b>23.3</b>	36.9	25.4	37.3	39.5	31.2	32.1	33.7	32.4	30.8	<b>61.3</b>
<b>CHM</b>	57.1	44.4	62.4	59.3	68.2	62.7	58.9	63.5	<b>43.7</b>	<b>71.5</b>	68.2	68.3	60.8	60.9	55.4
<b>MAC</b>	29.3	30.8	32.1	40.9	34.7	41.1	37.3	<b>27.3</b>	30.3	34.2	31.6	36.9	33.9	33.7	<b>62.6</b>
<b>TRN</b>	37.7	33.1	55.9	48.2	48.6	56.5	66.1	40.6	<b>32.7</b>	53.3	50.2	56.7	60.9	54.3	<b>75.3</b>
<b>AGR</b>	71.0	61.7	66.0	74.4	69.6	<b>82.5</b>	58.2	69.1	81.7	67.4	64.6	76.1	67.6	66.0	<b>25.8</b>
<b>Y</b>	36.6	<b>34.5</b>	<b>53.4</b>	35.9	36.1	36.6	37.5	43.3	36.1	36.1	47.7	36.9	51.1	44.1	42.3
<b>Konsum</b>															
<b>ELE</b>	17.3	6.8	19.0	22.5	5.3	14.7	6.5	10.9	23.0	<b>4.7</b>	18.2	18.3	9.4	11.9	<b>23.9</b>
<b>OIL</b>	27.5	14.6	41.0	27.2	31.8	9.7	56.3	29.1	<b>72.2</b>	38.0	11.7	32.1	29.9	35.6	<b>0.9</b>
<b>GAS</b>	23.1	82.9	57.9	13.9	37.1	<b>0.2</b>	59.4	<b>98.0</b>	10.1	45.1	98.5	83.8	29.5	53.3	2.6
<b>COAL</b>	50.5	1.2	36.7	<b>85.0</b>	30.4	20.8	55.7	38.0	65.9	56.3	<b>0.0</b>	4.8	5.0	29.2	13.6
<b>BUIL</b>	30.0	23.1	33.8	29.9	38.0	25.2	31.9	17.5	23.4	36.6	22.3	30.6	40.8	33.1	3.9
<b>CHM</b>	4.9	<b>3.8</b>	6.4	6.2	7.9	7.7	14.1	5.8	5.4	8.5	<b>14.0</b>	5.4	7.5	7.7	9.0
<b>MAC</b>	10.5	8.2	15.8	6.8	11.7	5.6	14.3	<b>37.0</b>	9.9	11.1	16.8	<b>5.5</b>	14.5	13.3	6.5
<b>TRN</b>	32.4	16.4	25.4	<b>15.1</b>	21.6	21.0	22.0	<b>58.8</b>	20.8	19.9	24.4	16.0	21.1	22.1	22.7
<b>AGR</b>	21.1	9.9	28.1	8.6	12.1	10.3	26.9	24.7	<b>4.7</b>	24.2	29.9	12.6	24.2	21.4	<b>54.4</b>
<b>Y</b>	49.6	47.5	41.6	52.0	<b>55.3</b>	47.9	53.3	52.0	<b>39.1</b>	53.6	39.5	50.2	41.7	47.0	53.4
<b>Investitionen</b>															
<b>ELE</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>OIL</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>GAS</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>COAL</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>BUIL</b>	31.4	21.0	35.5	29.4	35.2	32.5	33.9	<b>35.7</b>	27.8	26.4	35.4	28.5	<b>18.5</b>	29.3	33.9
<b>CHM</b>	3.1	0.1	<b>5.0</b>	0.5	0.2	0.2	0.0	0.2	0.1	0.7	0.0	0.0	0.3	1.8	<b>0.0</b>
<b>MAC</b>	21.8	18.4	22.3	15.9	21.7	14.6	21.3	<b>31.7</b>	12.9	21.3	28.3	<b>11.4</b>	20.4	20.9	19.7
<b>TRN</b>	2.0	2.2	1.2	0.0	1.0	0.1	0.0	0.0	0.2	<b>2.5</b>	0.0	0.0	0.9	1.2	0.0
<b>AGR</b>	1.4	0.0	0.4	0.0	0.1	1.8	0.6	0.0	0.0	0.4	1.4	1.8	0.0	0.4	<b>17.8</b>
<b>Y</b>	2.6	1.9	1.1	0.7	2.1	0.4	1.2	0.1	0.2	0.7	1.4	1.4	1.5	1.3	1.3
<b>Export</b>															
<b>ELE</b>	3.7	<b>18.5</b>	2.8	9.9	3.5	0.4	9.0	0.9	1.7	0.3	1.8	1.3	<b>0.0</b>	4.7	1.0
<b>OIL</b>	<b>1.2</b>	22.9	2.5	24.5	13.7	14.5	2.4	16.6	12.0	8.0	1.8	29.7	<b>37.1</b>	12.9	29.5
<b>GAS</b>	0.0	2.0	1.0	16.5	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.3	<b>61.0</b>
<b>COAL</b>	0.0	7.4	0.5	0.1	0.3	0.2	0.9	0.0	1.7	0.4	86.1	<b>92.1</b>	1.8	5.3	9.2
<b>BUIL</b>	7.3	<b>11.5</b>	3.3	8.3	3.5	5.4	8.7	9.5	9.3	5.7	10.2	7.2	8.4	6.8	<b>0.9</b>
<b>CHM</b>	34.9	<b>51.7</b>	26.2	34.0	23.8	29.4	27.1	30.6	50.8	19.3	<b>17.8</b>	26.3	31.4	29.6	35.5
<b>MAC</b>	38.3	42.6	29.8	36.4	31.8	38.7	27.0	<b>3.9</b>	<b>47.0</b>	33.4	23.3	46.1	31.2	32.1	11.2
<b>TRN</b>	27.8	<b>48.3</b>	17.5	36.7	28.7	22.4	11.8	<b>0.6</b>	46.3	24.2	25.4	27.3	17.1	22.4	2.0
<b>AGR</b>	6.5	<b>28.4</b>	5.5	17.1	18.2	5.4	14.3	6.2	13.6	8.0	4.1	9.4	8.2	12.2	<b>2.0</b>
<b>Y</b>	11.1	16.1	4.0	11.4	6.5	15.1	8.0	4.5	<b>24.6</b>	9.5	11.4	11.4	5.7	7.6	<b>3.1</b>

starke Exportintensität des russischen Energiesektors. So beträgt der Exportanteil des gesamten Gasaufkommens in Russland 61 %. In den EU-Ländern wird – mit Ausnahme von Benelux, Deutschland, Dänemark Frankreich und Großbritannien – kein Gas exportiert. Dabei handelt es sich (mit Ausnahme Dänemarks) um geringe Ausfuhren, deren Anteil zwischen 0,5 % (Frankreich) und 2 % (Benelux) liegt. In Dänemark beträgt dieser knapp 17 %. Im Sektor Öl beträgt der Exportanteil in Russland knapp 30 %, während die europäische Exportintensität bei rund 13 % liegt. Dabei sind in Europa die höchsten Exportintensitäten des Ölsektors in den Ländern Großbritannien (37 %), Schweden (30 %), Dänemark (25 %) und Benelux (23 %) festzustellen. Die geringere Außenhandelstätigkeit des Stromsektors spiegelt den Schutz vor Wettbewerb der nationalen Elektrizitätswirtschaften durch bestehende Regulierungsrahmen wider. Betrachtet man die Nichtenergiegüter, so hat Benelux die höchste Exportintensität in der Bau- und Grundstoffindustrie sowie im Transportsektor und in der Agrarwirtschaft, wobei in den anderen Sektoren die Exportanteile auch sehr hoch sind. Die Exportintensität der Nichtenergiegüter in Russland liegt nur im Grundstoffssektor über dem entsprechenden Wert in der EU (36 % in Russland gegenüber 30 % in der EU), während bei den übrigen Gütern die Exportanteile der EU-Länder diejenigen Russlands deutlich übertreffen. Die größte Investitionsnachfrage in allen Ländern ist logischerweise in der Bauwirtschaft und im Ausrüstungssektor festzustellen. Im Vergleich zu den EU-Ländern spielt in Russland die Investitionsnachfrage der Agrarwirtschaft eine außerordentlich große Rolle. Den größten Konsumanteil von Nichtenergiegütern in den EU-Ländern hat der Sektor der übrigen Wirtschaft, welcher die Konsumgüterindustrie und den Dienstleistungssektor beinhaltet, wobei die Konsumnachfrage in Russland für den Sektor Landwirtschaft am wichtigsten ist, gefolgt von dem Sektor der übrigen Wirtschaft.

## **5.5 Dynamische Kalibrierung**

Dynamische Kalibrierung betrifft die Anpassung des Modells an den aktuellen Datenstand. Dies wird erreicht, indem die Durchschnittsentwicklung solcher Makrogrößen wie des Sozialprodukts und der CO<sub>2</sub>-Emissionen vom Basisjahr (1995) bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt anhand der Raten des arbeits- und energievermehrenden technischen Fortschritts als Steuerungsparameter reproduziert wird.



# **Teil III:**

## **Modellanwendung: Analyse der Potentiale eines Emissionsrechtehandels zwischen EU und RF**

### **6 Szenariendefinition**

#### **6.1 Einführung**

In diesem Kapitel werden alle im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Szenarien beschrieben. Grundsätzlich sind fünf Simulationsszenarien zu unterscheiden.

1. Szenario „BAU“
2. Szenario „KYOTO“
3. Szenario „KYOTO\_TRADE“
4. Szenario „UNIFORM“
5. Szenario „UNIFORM\_TRADE“

Das „BAU“ Szenario (Basisszenario) dokumentiert eine Business-as-usual Entwicklung und fungiert als Bezugsszenario für die in dieser Arbeit analysierten klimapolitischen Maßnahmen. Mit Hilfe der Szenarien 2–5 sollen energiepolitisch relevante Varianten einer zukünftigen Politik der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beschrieben werden. Mit Hilfe von exogenen Parametern stellt jedes Szenario ein Denkbild einer ganz bestimmten Zukunftsentwicklung dar und umfasst dabei eine Quantifizierung von Vorstellungen bezüglich der Umsetzung von erforderlichen klimapolitischen Maßnahmen. Die Resultate der einzelnen Szenarien sind nicht als prognostizierte Entwicklung, sondern nur als Basis für ihre qualitative Interpretation zu sehen. Im Szenario KYOTO werden die einseitigen Minderungsmaßnahmen simuliert, wo jedes einzelne Land sein individuelles Reduktionsziel nach Kyoto zu erreichen hat, wobei es in diesem Szenario keinen internationalen Emissionsrechtehandel gibt. Im Szenario UNIFORM wird für alle EU-Länder ein gleiches Emissionsminderungsziel unterstellt. Dieses Szenario ist

natürlich politisch gesehen realitätsfremd, erlaubt aber die generelle Modelllogik zu überprüfen und kann als eine Art Sensitivitätsrechnung angesehen werden. Dabei gibt es ebenso keinen Emissionsrechtehandel. Die weiteren Szenarien *KYOTO\_TRADE* und *UNIFORM\_TRADE* erlauben einen internationalen Emissionsrechtehandel, wobei keine Beschränkungen (Restriktionen auf Verkaufsmengen) angenommen werden. Im Übrigen stimmen diese mit den entsprechenden Emissionsminderungsszenarien *KYOTO* und *UNIFORM* überein. Die Gegenüberstellungen aller oben genannten Szenarien sollen zeigen, ob erstens ein international abgestimmtes Vorgehen ökonomisch günstiger als einseitige Maßnahmen ist und zweitens, für welche Länder ein Emissionszertifikatshandel Vor-/Nachteile bringt, bzw. wie groß diese sind und wodurch sie entstehen.

## 6.2 BAU-Szenarien

Zur Konstruktion des BAU-Szenarios müssen die Annahmen bezüglich der Entwicklung der exogenen Variablen über die Zeit getroffen werden. Wie oben bereits erwähnt, dient das BAU-Szenario als Vergleichsbasis für unterschiedliche Szenarien und impliziert eine Standardentwicklung ohne irgendwelche expliziten umweltpolitischen Interventionen. Wegen der in den vorherigen Kapiteln (s. Kapitel 3) beschriebenen Schwierigkeiten der Bestimmung einer eindeutigen Baseline für eine Transformationswirtschaft werden für die Russische Föderation mehrere Entwicklungspfade entworfen. Diese stellen unterschiedliche Möglichkeiten der zukünftigen Entwicklung der russischen Wirtschaft dar. Somit kann ein gewisser „Spielraum“ definiert werden, in welchem dann Strategien der europäischen Klimapolitik in Abhängigkeit vom Verhalten Russlands modelliert werden können. Für die einzelnen Europaländer wird nur ein Referenzszenario entwickelt.

### 6.2.1 *Das BAU-Szenario für EU-Mitgliedsstaaten*

Als Grundvoraussetzungen für die Entwicklung der Europäischen Wirtschaft dienen die Prognosen der Studie „European Union Energy Outlook to 2020<sup>1</sup> (EiE). Diese enthält eine detaillierte Baseline für die EU-Mitgliedsstaaten, auf die das Model kalibriert wird, so dass die Wachstumsraten des Referenzszenarios mit denen der Studie weitgehend übereinstimmen (dynamische Kalibrierung). Diese Baseline basiert auf den Annahmen, dass die momen-

---

1 Vgl. EIE (1999).

tane (und für die Zukunft angestrebte) Politik der Europäischen Union fortgesetzt wird. Dies impliziert die Integrierung und Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte, Verbesserung der Energietechnologien sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite, weitere Unterstützung regenerativer Energie, die Erweiterung der Gasangebotsinfrastruktur und die Erweiterung der Lebensdauer von Kernkraftwerken auf bis zu 40 Jahre. Die wesentlichen exogenen Größen für die Anpassung des Modells an die Baseline sind:

- Die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes
- Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen
- Produktion der fossilen Brennstoffe
- Einsatz der fossilen Brennstoffe und der Kernenergie zur Stromerzeugung
- AEEI-Werte (autonomous energy efficiency improvement)
- Die Entwicklung der Weltmarktpreise (Exportpreise der übrigen Welt)
- Importvolumen der übrigen Welt

Diese werden nachfolgend im Einzelnen betrachtet. Die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes im Basisszenario ist in der Abbildung 6.1 dargestellt. Die entsprechenden durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der einzelnen Länder zwischen den betrachteten Zeitpunkten sind der Tabelle 6.1 zu entnehmen. Es wird davon ausgegangen, dass das Wirtschaftswachstum in allen EU-Mitgliedstaaten sich mit der Zeit verlangsamt. Während das BIP in der Zeitperiode 2000–2010 mit einer Durchschnittswachstumsrate steigt, die für die gesamte EU in einem Bereich von 2,3–2,5 % liegt, beträgt diese im Zeitraum 2010–2015 lediglich 1,9 % und in der Periode 2015–2020 nur noch 1,7 %. Ein deutlich höheres Wachstum als das durchschnittliche EU-Wachstum sollte es in Spanien, Griechenland, Irland und Portugal geben. Dabei liegt die BIP Wachstumsrate in Portugal und Griechenland in der Zeit zwischen 2000 und 2015 über und in der Periode 2015–2020 knapp bei der 3-Prozent-Linie. Eine deutlich unterdurchschnittliche Entwicklung über die ganze Zeit demonstrieren Luxemburg, Dänemark und Schweden. Bei den anderen EU-Ländern finden sich keine großen Unterschiede. Als Kontrollparameter für die Anpassung des Modells an die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes dienen die Wachstumsraten des Arbeitsangebots (Arbeitsausstattung).

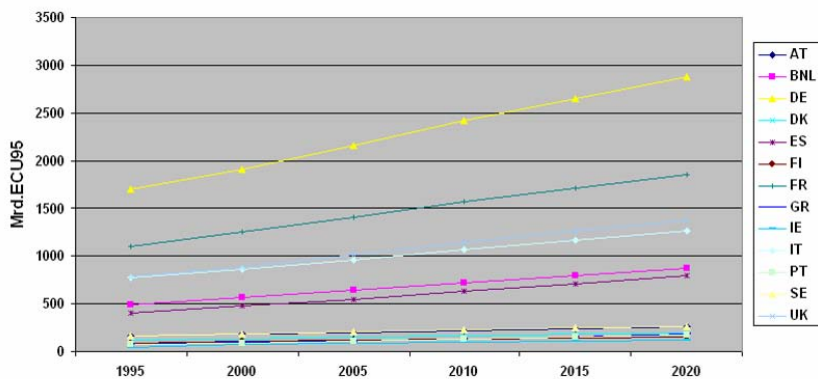


Abb. 6.1: Bruttoinlandsproduktentwicklung im BAU-Szenario

Tab. 6.1: Durchschnittliche jährliche BIP Wachstumsraten in den EU-Mitgliedsstaaten in % (Daten: EiE, eigene Berechnungen)

	2000–2005	2005–2010	2010–2015	2015–2020
DE	2.5	2.3	1.8	1.6
UK	2.6	2.5	2.0	1.7
SE	2.2	2.0	1.6	1.4
ES	2.9	2.8	2.4	2.2
PT	3.8	<b>3.6</b>	<b>3.1</b>	<b>2.9</b>
NL	2.6	2.5	2.1	1.9
LU	1.5	2.1	1.6	1.6
IT	2.2	2.1	1.8	1.6
IE	3.8	2.7	2.2	2.0
GR	<b>3.9</b>	3.4	3.0	<b>2.9</b>
FR	2.3	2.2	1.9	1.7
FI	2.4	2.3	1.8	1.6
DK	2.2	2.1	1.6	1.4
BE	2.3	2.2	1.8	1.7
AT	2.2	2.1	1.7	1.6
<b>EU_15</b>	<b>2.5</b>	<b>2.3</b>	<b>1.9</b>	<b>1.7</b>

Im BAU-Szenario werden keine Maßnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigt. Ihre Entwicklung unter Annahmen der Baseline zeigt die Abbildung 6.2. Die Anpassung des Modells an diese Entwicklung (die Reproduzierung dieser Entwicklung) wird durch die Raten des energievermehrenden technischen Fortschrittes gesteuert. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in der EU jährlich um 0,7 % im Zeitraum 2000–2005 (Tabelle 6.2). Nach dem Jahr 2005 verlangsamt sich der Emissionsanstieg um 0,4 % und beträgt in der Zeit von 2005 bis 2010 ca. 0,3 %. Zwischen 2010 und 2020 wachsen die Emissionen wieder stärker an mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 0,6 %.

Deutlich über dem EU-Durchschnitt liegen Portugal, Finnland und Griechenland. Das einzige Land, wo die CO<sub>2</sub>-Emissionen über die ganze betrachtete Zeitperiode permanent sinken sollten, ist Dänemark. In Italien und Deutschland gehen nach dem Referenzszenario die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Periode 2005–2010 zurück. In Österreich sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen 2005 und 2010 mit einer jährlichen Rate von 0,8 %. Aus den Tabellen 6.1 und 6.2 folgt, dass sich die CO<sub>2</sub>-Intensität für die gesamte EU über die ganze Zeit verringert und zwar um jährlich 1,8 % in der Zeitperiode 2000–2005, um 2 % in 2005–2010, um 1,3 % in 2010–2015 und schließlich um 1,1 % in 2015–2020.

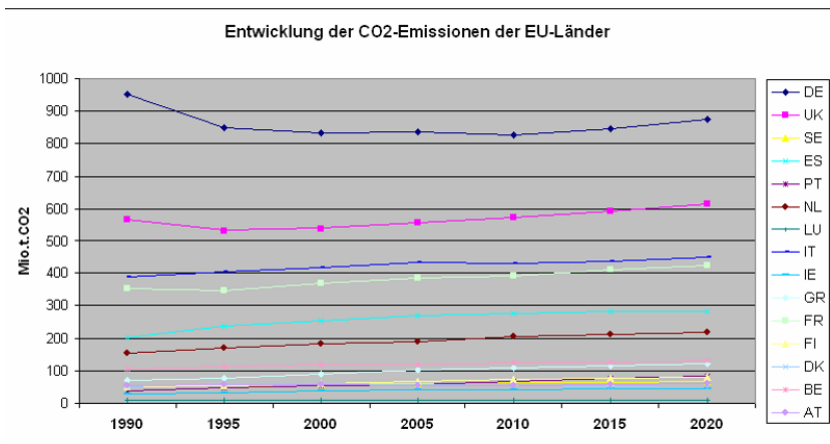


Abb. 6.2: BAU-Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den EU-Ländern



Tab. 6.2: Durchschnittliche jährliche Emissionswachstumsraten in den EU-Mitgliedsstaaten (Daten: EiE, eigene Berechnungen)

	2000–2005	2005–2010	2010–2015	2015–2020
<b>DE</b>	0.1	-0.2	0.4	0.7
<b>UK</b>	0.7	0.5	0.7	0.7
<b>SE</b>	1.6	0.6	0.5	0.4
<b>ES</b>	1.2	0.4	0.5	0.0
<b>PT</b>	2.1	2.4	2.9	1.9
<b>NL</b>	0.7	1.7	0.7	0.6
<b>LU</b>	1.4	0.2	-0.2	0.0
<b>IT</b>	0.9	-0.2	0.2	0.6
<b>IE</b>	1.5	0.6	0.5	0.5
<b>GR</b>	2.4	1.6	0.9	1.1
<b>FR</b>	0.9	0.2	1.1	0.6
<b>FI</b>	1.7	1.7	1.3	0.8
<b>DK</b>	-0.7	-1.1	-0.8	-1.4
<b>BE</b>	0.3	0.7	0.4	0.6
<b>AT</b>	-0.8	0.0	1.2	0.6
<b>BNL</b>	0.6	1.3	0.6	0.6
<b>EU_15</b>	<b>0.7</b>	<b>0.3</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>

### Energiewirtschaftliche Entwicklung im Referenzszenario

Weiter werden die Wachstumsraten der wichtigsten energiewirtschaftlichen Kenngrößen des Basisszenarios präsentiert. Tabelle 6.3 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der Herstellung von Brennstoffen unter Annahmen des Referenzszenarios. Diese dienen als Vorgabe für die Ausstattung am brennstoffspezifischen Input für die Produktion der fossilen Energieträger (vgl. Abbildung 4.3). Es wird erwartet, dass die Produktion der fossilen Energieträger in der EU über die ganze Periode bis zum Jahr 2020 weiter sinken wird (siehe auch Abbildung 6.3). Dabei sollte die Produktion von Mineralöl in Europa bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Basisjahr 1995 um ein Drittel sinken, während die Herstellung von Kohle sich in dieser Periode um die Hälfte reduzieren wird. Die Gasproduktion vermindert sich in dieser Zeit um ca. 15 %. Den stärksten Rückgang der Herstellung von Gas ist in Spanien, Irland und Frankreich zu erwarten. In Großbritannien dagegen wird die Gewinnung von Gas in 2020 um ungefähr 12 % höher liegen als in 1995, obwohl diese nach ihrem Höhepunkt im Jahre 2005 auch

Tab. 6.3: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Produktion der fossilen Energieträger in den EU-Ländern in % (Daten: EiE, eigene Berechnungen)

		2000–2005	2005–2010	2010–2015	2015–2020
DE	Gas	0.1	-1.6	-0.7	-1.5
	Kohle	-2.7	-2.4	-1.2	-1.8
	Mineralöl	-1.4	-0.7	-0.8	0.0
UK	Gas	1.2	-0.6	-2.6	-3.8
	Kohle	-2.8	-3.2	-2.1	-2.3
	Mineralöl	-1.2	-2.9	-2.6	-1.7
SE	Gas	0.0	0.0	0.0	0.0
	Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0
	Mineralöl	0.0	0.0	0.0	0.0
ES	Gas	-12.9	0.0	-12.9	0.0
	Kohle	0.0	-1.8	-3.9	-7.4
	Mineralöl	3.1	0.0	0.0	-3.0
PT	Gas	0.0	0.0	0.0	0.0
	Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0
	Mineralöl	0.0	0.0	0.0	0.0
IT	Gas	-1.3	-2.2	-5.1	-12.9
	Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0
	Mineralöl	-7.8	-30.1	0.0	0.0
IE	Gas	-34.0	0.0	0.0	0.0
	Kohle	-2.6	-3.0	0.0	0.0
	Mineralöl	0.0	0.0	0.0	0.0
GR	Gas	0.0	0.0	0.0	0.0
	Kohle	1.2	-0.2	-1.2	-3.1
	Mineralöl	0.0	0.0	0.0	0.0
FR	Gas	-11.4	-30.1	0.0	0.0
	Kohle	-9.1	-25.4	0.0	-3.6
	Mineralöl	-1.7	-2.8	-5.6	-7.8
FI	Gas	0.0	0.0	0.0	0.0
	Kohle	1.1	-1.1	0.0	-1.2
	Mineralöl	0.0	0.0	0.0	0.0
DK	Gas	0.5	-11.1	-9.7	-7.8
	Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0
	Mineralöl	-9.5	-6.9	-12.9	0.0
AT	Gas	0.0	0.0	-4.9	-6.5
	Kohle	-5.6	0.0	-7.8	0.0
	Mineralöl	-2.1	-2.3	-12.9	-24.2
BNL	Gas	-0.6	-1.6	-1.7	-1.9
	Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0
	Mineralöl	-1.6	-1.7	-3.9	-4.9
EU_15	Gas	0.2	-1.5	-2.5	-3.4
	Kohle	-2.3	-2.6	-1.6	-2.4
	Mineralöl	-1.9	-3.1	-3.1	-1.8

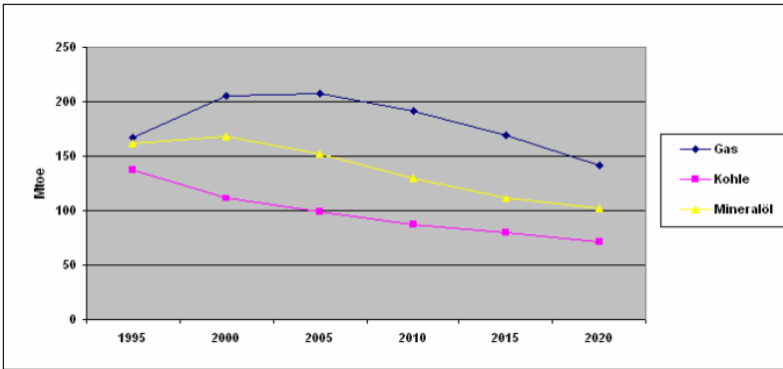


Abb. 6.3: Produktion der fossilen Brennstoffe im Referenzszenarios in der EU (EiE)

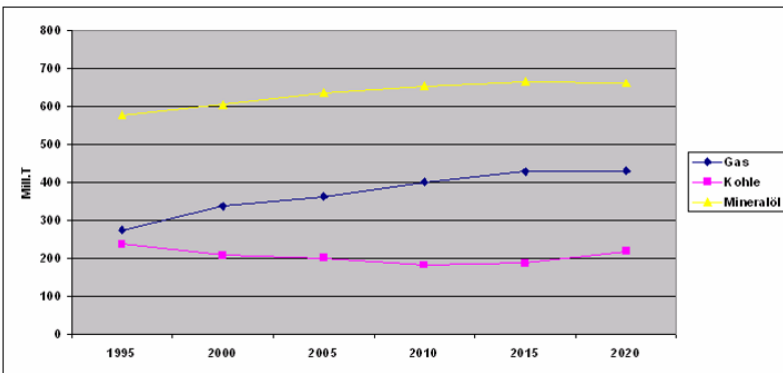


Abb. 6.4: Primärenergieverbrauch in der EU im Referenzszenario (EiE)

permanent sinkt. Die Förderung von Kohle soll in der betrachteten Periode am stärksten in Frankreich (um 91 %), gefolgt von Belgien (um 67 %), Großbritannien (um 61 %) und Spanien (um 54 %) zurückgehen. Die auffallendste relative Reduktion der Gewinnung von Öl wird in Italien, Österreich und Finnland prognostiziert, wo diese über 90 % liegt. Der gesamte Primärenergieverbrauch in den EU-Ländern steigt dagegen an (Abbildung 6.4), was bedeutet, dass sich die Abhängigkeit der EU-Mitgliedsstaaten von Primärenergieimporten verstärken wird (vgl. Kapitel 2). (Der Verbrauch von Kohle sinkt zwar, aber nicht so stark wie deren inländische Produktion.)

Tab. 6.4: *Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der fossilen Energieträger zur Stromerzeugung in % (Daten: EiE, eigene Berechnungen)*

		2000–2005	2005–2010	2010–2015	2015–2020
DE	Gas	0.0	5.7	1.2	-1.0
	Kohle	0.0	1.3	-1.8	2.6
	Mineralöl	0.7	1.4	1.8	0.9
UK	Gas	3.3	5.2	2.9	-0.8
	Kohle	-3.0	-6.0	1.7	8.5
	Mineralöl	4.9	4.8	-1.5	-1.6
SE	Gas	7.9	1.0	10.5	2.9
	Kohle	1.9	6.4	0.0	2.5
	Mineralöl	8.9	-3.3	3.4	0.0
ES	Gas	8.8	7.6	9.1	1.5
	Kohle	0.7	-1.5	-0.9	1.1
	Mineralöl	-0.6	-3.1	-4.0	-2.2
PT	Gas	20.1	5.9	2.8	3.3
	Kohle	1.3	5.6	8.8	2.7
	Mineralöl	-4.4	-7.8	-12.9	-5.6
IT	Gas	-1.3	3.7	-0.2	-0.2
	Kohle	4.6	2.2	1.5	14.3
	Mineralöl	1.5	-6.9	1.4	-7.5
IE	Gas	4.6	5.7	2.9	0.0
	Kohle	0.9	-3.9	-1.1	2.2
	Mineralöl	-2.1	-2.3	-5.6	0.0
GR	Gas	5.5	11.3	7.7	0.5
	Kohle	1.2	0.0	-1.1	2.7
	Mineralöl	3.6	0.5	0.5	0.0
FR	Gas	0.0	-34.3	75.6	0.0
	Kohle	0.0	-8.5	9.7	10.7
	Mineralöl	3.3	0.4	-1.3	0.0
FI	Gas	1.4	0.0	0.0	0.7
	Kohle	0.3	4.2	3.2	1.9
	Mineralöl	-3.0	-1.7	-1.9	0.0
DK	Gas	1.4	-0.7	0.0	2.1
	Kohle	-5.2	-1.3	-0.9	-6.7
	Mineralöl	-3.7	-3.4	-5.6	4.6
AT	Gas	-0.6	2.2	1.0	1.0
	Kohle	-6.2	-17.8	27.2	1.9
	Mineralöl	-8.6	5.2	2.1	3.7
BNL	Gas	2.7	2.9	1.7	0.1
	Kohle	-10.0	2.1	-3.1	5.2
	Mineralöl	0.5	1.1	0.9	0.6
EU_15	Gas	1.9	3.3	4.1	0.0
	Kohle	-0.8	-0.3	0.1	4.4
	Mineralöl	1.3	-1.2	-0.2	-1.5

Außer der Anpassung (Kalibrierung) des Modells an die prognostizierte Entwicklung der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden auch die funktionalen Formen des Sektors Strom kalibriert, so dass die Entwicklung der Emissionen von der Elektrizitätserzeugung getroffen wird. Damit ist der Einsatz der emissionsrelevanten bzw. fossilen Energieträger zur Stromerzeugung gemeint. Die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten des Einsatzes der fossilen Brennstoffe zur Stromerzeugung in den EU-Ländern sind in der Tabelle 6.4 gegeben. (Zur Struktur der Elektrizitätserzeugung und den nominalen Werten des Basisjahres vgl. Kapitel 2.) Im Allgemeinen (für die EU insgesamt) werden nach dem Referenzszenario folgende Tendenzen erwartet: Die Verbesserung von Stromerzeugungstechnologien führt zur Steigerung des Wärmewirkungsgrades, Senkung der Kapitalkosten und steigender Verwendung von neuen Technologien. In der betrachteten Periode wird im Basisszenario kein technologischer Durchbruch im Bereich der Stromerzeugung erwartet. Die zu erwartende Effizienzsteigerung der Elektrizitätserzeugung ist ziemlich bedeutend. Der Wirkungsgrad des gesamten Strom- und Dampferzeugungssystems sollte nach dem Referenzszenario um ca. 12 % auf 66 % in 2020 ansteigen. Der Wirkungsgrad der Elektrizitätserzeugung (ohne Dampf) verbessert sich in der betrachteten Zeitperiode (1995–2020) von 34 auf 45 %.

Der Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung wird nach dem Referenzszenario in der Periode 1995–2010 drastisch abnehmen, aber nach dem Jahr 2015 wieder ansteigen und zum Jahr 2020 das Niveau von 1990 erreichen (vgl. auch Abbildung 6.5). Dies ist auf die nach 2015 wachsende Stilllegung von Atomkraftwerken und das Ansteigen von relativen Gaspreisen zurückzuführen. Der Ölverbrauch für Elektrizitätserzeugungszwecke wird von ca. 89 Mill. T. in 1995 auf 76 Mill. T. zurückgehen. Der Einsatz von Gas wird dagegen im Jahr 2020 um das 2,5-fache steigen, im Vergleich zum Basisjahr (83 Mill. T in 1995 gegen 192 Mill. T in 2000).

Das Referenzwachstum der gesamten Thermalelektrizitätserzeugung ist der Tabelle 6.5 zu entnehmen. Es wird deutlich, dass der Stromverbrauch im Referenzszenario wesentlich stärker zunimmt als der Primärenergieverbrauch.

Die größte Unsicherheit bezüglich der Annahmen über die Entwicklung der exogenen Parameter besteht in der, für das Referenzszenario unterstellten, Entwicklung des Nuklearstroms (Tabelle 6.6). Die Kernenergie könnte bei

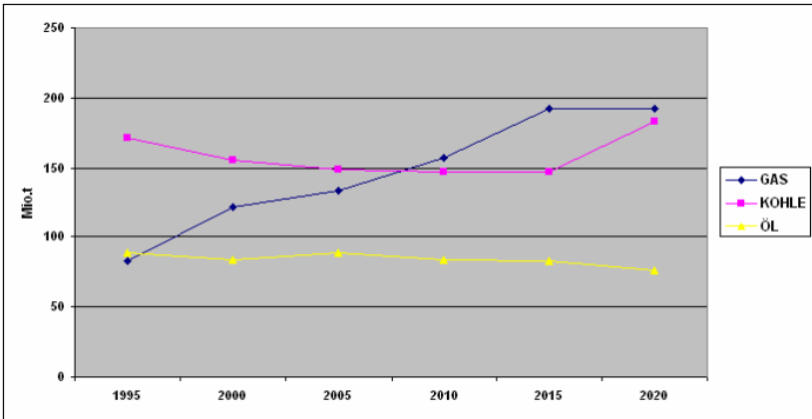


Abb. 6.5: Einsatz der fossilen Brennstoffe zur Stromerzeugung in der EU im Referenzszenario (Daten: EiE)

Tab. 6.5: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Thermalstromerzeugung (in %)

	2000–2005	2005–2010	2010–2015	2015–2020
DE	1.0	1.7	2.9	2.8
UK	3.2	3.1	2.8	2.0
SE	5.9	-1.7	6.3	4.4
ES	4.8	3.8	4.0	2.5
PT	5.9	4.4	3.9	3.1
IT	2.6	1.9	1.7	1.7
IE	3.9	2.5	2.2	1.1
GR	3.2	3.2	2.5	2.5
FR	6.0	2.7	10.0	4.0
FI	3.2	2.6	2.4	1.8
DK	-0.4	0.1	-0.4	-0.8
AT	3.1	4.8	3.0	1.8
BNL	3.0	4.3	2.0	1.7
EU_15	2.8	2.6	3.0	2.3

der CO<sub>2</sub>-Minderung eine bedeutende Rolle spielen. Dies wird aber davon abhängen, ob die existierenden Kernkraftwerke, welche größtenteils in der Periode 2015–2030 stillgelegt werden sollen, durch konventionelle Kraft-

werke oder neue Atomkraftwerke ersetzt werden. So sollte die Erzeugung von Kernenergie in Deutschland, dem Referenzszenario von EiE-Studie zufolge, im Vergleich zum Basisjahr (Abbildung 6.6 DE\_eie) um ca. 33 % auf 100 TWh im Jahr 2020 sinken. Zu dem Zeitpunkt der Anfertigung dieser Studie gab es offensichtlich keine Klarheit bezüglich der deutschen Ausstiegspolitik. Unter deren Berücksichtigung wird die Erzeugung von Kernenergie in Deutschland zum Jahr 2020 praktisch eingestellt<sup>2</sup>. Diese Entwicklung für Deutschland wird auch für das BAU-Szenario unterstellt (DE\_bau in der Tabelle 6.6).

Tab. 6.6: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Kernenergieerzeugung in der EU

	2000–2005	2005–2010	2010–2015	2015–2020
DE_eie	0.0	-0.2	-3.1	-6.6
DE_bau	0.0	-6.6	-5.1	-31.6
UK	0.7	-0.6	-4.6	-2.0
SE	-0.2	0.0	-3.4	-7.1
ES	0.0	0.0	-0.4	-1.3
FR	0.8	0.2	0.8	0.2
FI	1.8	0.0	0.0	-0.2
BNL	0.1	-1.9	0.1	-1.3

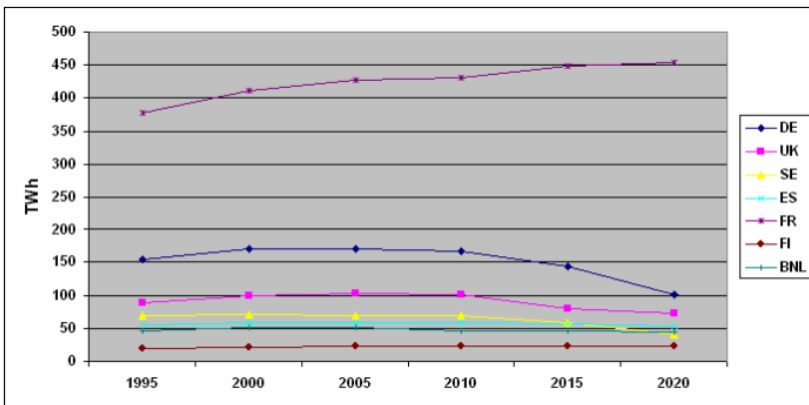


Abb. 6.6: Kernenergieerzeugung in der EU im Referenzszenario

2 Vgl. Welsch, H., Ochs C. (2001).

### 6.2.2 *Annahmen der BAU-Szenarien für die Russische Föderation*

Für Russland wurden drei Entwicklungspfade entworfen: offizieller oder wahrscheinlicher (BAU\_W), pessimistischer (BAU\_P) und optimistischer (BAU\_O). Die beiden letzteren Szenarien sind aus ökonomischer Sicht ziemlich utopisch und werden für die Definition des Raums betrachtet, in welchem sich die russische Wirtschaft mit höherer Wahrscheinlichkeit bewegen wird. So können die Auswirkungen der Klimapolitik in Abhängigkeit vom Verhalten Russlands analysiert werden. Außerdem hilft die Betrachtung der Grenzfälle den Einfluss Russlands auf die internationale Umweltpolitik festzustellen bzw. das mögliche Ausmaß der auftretenden Effekte von Klimaschutzmaßnahmen in Abhängigkeit von der unsicheren Entwicklung der russischen Wirtschaft zu bestimmen.

Das offizielle BAU-Szenario orientiert sich an dem wahrscheinlichen Szenario der Energiestrategie Russlands<sup>3</sup>. Hier ist anzumerken, dass die vorliegende „Energiestrategie für Russland“ bereits von einem optimistischen Szenario bei der Entwicklung sowohl des Energiesektors als auch der gesamten Wirtschaft ausgeht. So wird eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsproduktes von ungefähr 5 % vorausgesetzt (vgl. Abbildung 6.7). Diese Prognosen scheinen zwar optimistisch, aber nicht ganz unrealistisch zu sein. Tatsächlich betrug das Wachstum des Bruttoinlandsproduktes im Jahre 2000 knapp 8 % und in diesem Jahr wird mit einem Wachstum von 5,5 % gerechnet. Im optimistischen Szenario wird von einer realitätsfremden jährlichen Wachstumsrate von 7 % ausgegangen (vgl. Tabelle 6.7). Dieses Szenario soll als Obergrenze der möglichen Wirtschaftsentwicklung in Russland gelten. Als Untergrenze wurde eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 1 % unterstellt, was bedeutet, dass das Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2020 lediglich das Niveau von 1995 erreicht (BAU\_P).

Bei der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Russischen Föderation ist es wichtig, zwischen zwei prinzipiell unterschiedlichen Varianten zu unterscheiden. Die eine bestünde darin, dass die Emissionen in Russland in der betrachteten Zeitperiode nur mit einer sehr geringen Rate ansteigen (oder überhaupt konstant bleiben) und praktisch auf dem niedrigen Stand von heute bleiben. Dies würde bedeuten, dass Russland in der Budgetperiode das

---

3 Vgl. Minenergo RF (2000).



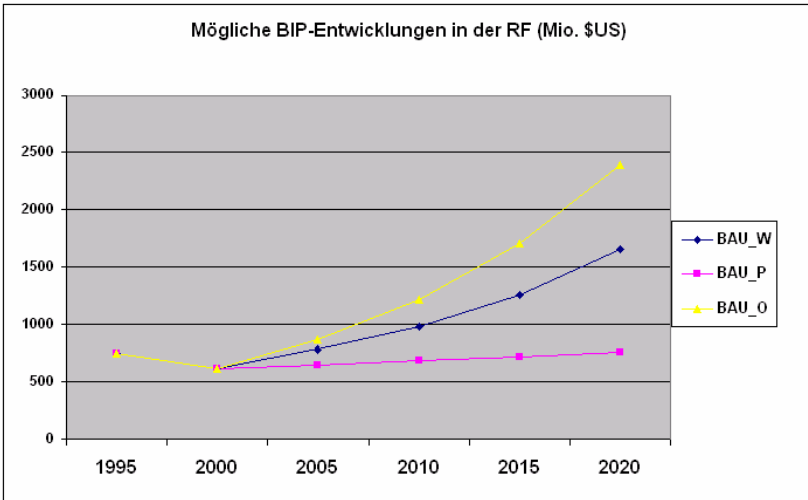


Abb. 6.7: Mögliche Entwicklungen des Bruttoinlandsproduktes in der Russischen Föderation

Tab. 6.7: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten des BIP in Russland in den wahrscheinlichen (W) optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien

	RU_W	RU_O	RU_P
1995–2000	-3.5	-3.5	-3.5
2000–2005	4.8	7	1
2005–2010	4.6	7	1
2010–2015	5.2	7	1
2015–2020	5.5	7	1

höchstmögliche Angebot an Emissionsrechten hätte. Die zweite Extremvariante wäre ein drastischer Anstieg der Emissionen auf das Niveau von 1990 in der Budgetperiode. In diesem Fall hätte Russland gar keine „heiße Luft“ zum Verkaufen und müsste vielleicht sogar seine Emissionen nach der Budgetperiode reduzieren. Für das pessimistische Szenario wird die Emissionsentwicklung nach dem „low variant scenario“ der Energiestrategie Russlands unterstellt, welche von einer durchschnittlichen jährlichen Wachs-

tumsrate von ca. 0,6 % ausgeht (vgl. Tabelle 6.8). Dies bedeutet, dass die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020 um 23 % unter ihrem Niveau von 1990 liegen werden (1.800 Mill. t. CO<sub>2</sub> in 2020 gegen 2.326 Mill. t. CO<sub>2</sub> in 1990). Im optimistischen Szenario wird unterstellt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahre 2010 das Niveau von 1990 erreichen, was einer Menge von 2.326 Mill. T. CO<sub>2</sub> entspricht, wobei die Emissionen in der Periode 2000–2010 linear ansteigen (Emissionen in 2005 sind der Mittelwert der Emissionen von 2000 und 2010). Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im wahrscheinlichen Szenario stimmt mit dem „favorable variant scenario“ der Energiestrategie Russlands überein. Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesen drei Szenarien ist in der Abbildung 6.8 dargestellt. Betrachtet man die angenommenen Entwicklungen des Bruttoinlandsproduktes und der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Szenarien, so fällt auf, dass das stärkere Wachstum des Bruttoinlandsproduktes dem stärkeren Anstieg von Emissionen entspricht. Eigentlich müssen sich das Bruttoinlandsprodukt und die Emissionen nicht unbedingt in eine Richtung bewegen. Bei einer starken Energieeffizienzsteigerung oder (und) erfolgreichen Energiesparmaßnahmen kann ein Rückgang der Emissionen trotz stark wachsender Wirtschaft stattfinden. Umgekehrt kann eine Veralterung des Energiesystems bzw. Effizienzsenkung zu einem Anstieg von Emissionen bei dem gleichzeitigen Rückgang des Bruttoinlandsproduktes führen. Im heutigen Russland dürfte aber keiner von beiden oben beschriebenen Fällen als realistisch angesehen werden. Sollte sich das Bruttoinlandsprodukt tatsächlich nach dem pessimistischen Szenario entwickeln, kann mit ohnehin mangelnden Investitionen in die Energiesparprojekte oder Ähnlichem nicht gerechnet werden. Die natürlichen Ressourcen Russlands erlauben es, in einer schwierigen Lage auf Kosten der Ressourcennutzung und Verbrauchszunahme den Weg des geringsten Widerstands einzuschlagen (was sogar zum Hindernis der wirtschaftlichen Entwicklung werden könnte). Im Falle der utopisch optimistischen Wirtschaftsentwicklung scheint bei der stark steigenden Energienachfrage ein Rückgang der Emissionen auch ziemlich unrealistisch zu sein, wenn auch Russland über ein großes Sparpotential verfügt. Man darf nicht vergessen, dass sogar im optimistischen Szenario das Bruttoinlandsprodukt in Russland im Jahr 2010 nicht wesentlich höher als im Jahr 1990 sein wird. Wegen der oben erwähnten Möglichkeit, den Weg des geringsten Widerstandes zu gehen, gelingt es Russland nicht, die Energieintensität seiner Wirtschaft zu reduzieren und es ist nicht zu erwarten, dass in so einer kurzfristigen Zeitperiode, wie der

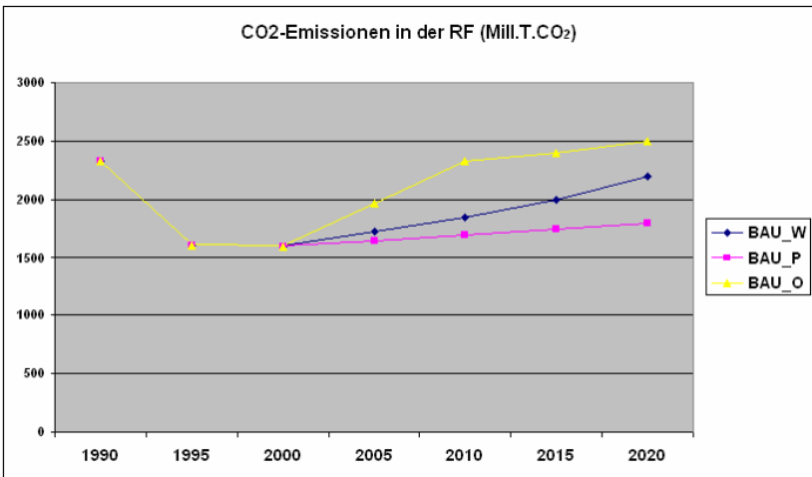


Abb. 6.8: Mögliche Entwicklungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Russischen Föderation

Tab. 6.8: Durchschnittliche jährliche Emissionswachstumsraten in Russland in den wahrscheinlichen (W) optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien

	BAU_W	BAU_P	BAU_O
1995–2000	-0.1	-0.1	-0.1
2000–2005	1.6	0.6	4.2
2005–2010	1.4	0.6	3.5
2010–2015	1.6	0.6	0.6
2015–2020	1.9	0.6	0.8

betrachteten, große Änderungen auftreten. Die Energieintensität der russischen Wirtschaft verharrt praktisch auf konstanter Höhe und übersteigt das bereits hohe Niveau der 80er-Jahre um 20 %. (Die spezifische Energieintensität stieg in den zehn Jahren seit 1990 von 1,27 auf 1,44 Tonnen Steinkohleeinheiten (t. SKE) je 1.000 US \$ Brutto sozialprodukt an.)<sup>4</sup> Aus diesen Gründen wird in dieser Arbeit angenommen, dass sich das Bruttoinlandsprodukt und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der betrachteten Periode in jedem Szenario in

4 Vgl. Gagarinski (1999, S.25).

eine Richtung entwickeln werden und dem höheren Wirtschaftswachstum ein höherer (wenn auch nicht in gleichem Ausmaß) Anstieg von CO<sub>2</sub>-Emissionen entspricht.

### **Energiewirtschaftliche Entwicklung im Referenzszenario**

Wie bereits im Kapitel 3 beschrieben, besitzt Russland gigantische Mengen von Rohstoffen. Die heutige komplizierte Lage Russlands hängt damit zusammen, dass die Effizienz der Wirtschaft nur sehr wenig von der Größe der nachgewiesenen Rohstoffreserven abhängt und erst recht nicht von der Größe der vermuteten Vorkommen bestimmt wird, die den wirklichen Reichtum des Landes darstellen. Bis vor kurzem hat der Rückgang des Energieverbrauchs in Russland verdeckt, dass Investitionen in die Infrastruktur des Brennstoff- und Energiesektors des Landes unterlassen wurden. Erstmals nach 14 Jahren, während deren die Energienachfrage zurückgegangen war, nahm diese in 1999 wieder zu, und zwar um 2,3 %. Laut Prognosen wird diese auch weiter steigen. Genaue Entwicklungen des Energiesektors, die für das Basisszenario angenommen wurden, werden weiter unten beschrieben. Diese basieren wieder auf den Prognosen des russischen Energieministeriums. Diese berücksichtigen zwei mögliche Entwicklungen des Energiesektors in Abhängigkeit von der zukünftigen wirtschaftlichen Situation (in erster Linie Weltmarktpreise und Steuern).

### **Gas**

Die Entwicklungen der Gewinnung von Gas sind in der Abbildung 6.9 dargestellt, wobei die „obere“ Variante als „wahrscheinliche“ angesehen wird. In der betrachteten Periode wird die wahrscheinlichste Entwicklung des Gassektors einem Szenario folgen, bei dem die Förderung von Gas im Jahre 2010 eine Menge von 655 Mrd. Kubikmeter und im Jahr 2020 700 Mrd. Kubikmeter erreichen wird, wobei der stärkste Zuwachs von 1.8 % jährlich in der Periode 2005–2010 stattfinden wird (Tabelle 6.9). Im Falle des „ungünstigen“ Szenarios (niedrige Weltmarktpreise, unveränderte Steuerbedingungen) wird die Gasförderung von 577 in 2000 auf 660 Mrd. Kubikmeter in 2020 ansteigen, wobei diese in der Periode 2000–2005 praktisch auf einem konstanten Niveau bleiben wird.

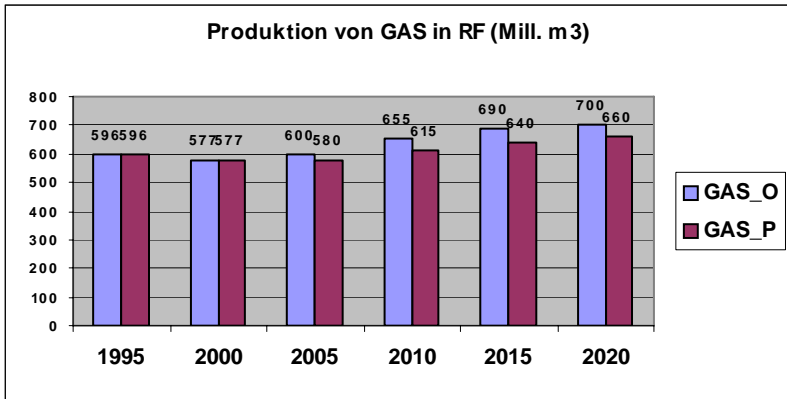


Abb. 6.9: Gaserzeugung in der Russischen Föderation in den optimistischen und pessimistischen Szenarien

Tab. 6.9: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Gasproduktion in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien in % (Daten: ESR, eigene Berechnungen)

	GAS_O	GAS_P
1995–2000	-0.6	-0.6
2000–2005	0.8	0.1
2005–2010	1.8	1.2
2010–2015	1.0	0.8
2015–2020	0.3	0.6

## Öl

Die Förderung von Öl in Russland wird nach dem wahrscheinlichen Szenario auf das Niveau von 360 Mill. T. bis zum Jahr 2020 steigen (Abbildung 6.10), was einem Zuwachs von rund 17 % entspricht. Die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten liegen bei 0,5 % in der Periode 2005–2010, dann ein bisschen höher bei 0,6 % in 2010–2015 und bei rund 0,8 % im ersten und letzten der betrachteten zukünftigen Zeiträume (Tabelle 6.10). Unter den „ungünstigen Bedingungen“ wird ein Rückgang der Ölproduktion bis 2010 stattfinden und zwar mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von –0,4 % in der Zeitperiode 2000–2005 und –0,2 % zwischen 2005 und 2010. Nach

2010 sollte sich die Ölförderung auf dem Niveau von 305 Mill. t. wieder stabilisieren.

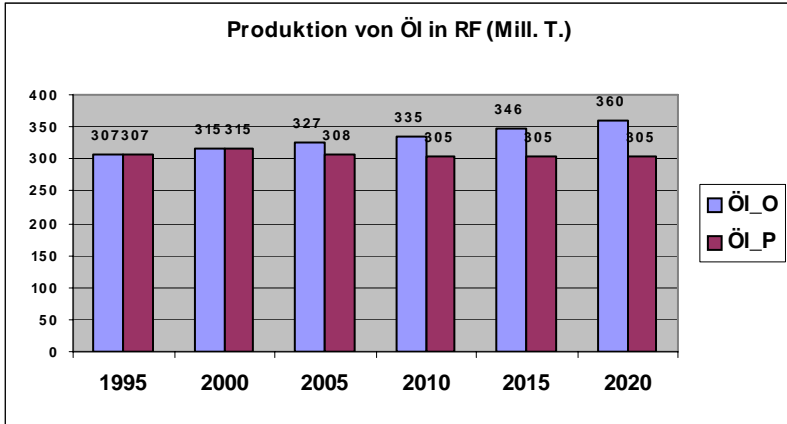


Abb. 6.10: Ölförderung in der Russischen Föderation in den optimistischen und pessimistischen Szenarien

Tab. 6.10: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Ölproduktion in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien in % (Daten: ESR, eigene Berechnungen)

	Öl_O	Öl_P
1995–2000	0.5	0.5
2000–2005	0.8	-0.4
2005–2010	0.5	-0.2
2010–2015	0.6	0.0
2015–2020	0.8	0.0

## Kohle

Die Förderungsvolumen von Kohle werden im wahrscheinlichen Fall nach der Energiestrategie Russlands 335 Mill. t. im Jahr 2010 und 430 Mill. t. im Jahr 2020 betragen. (Abbildung 6.11). Dies entspricht einem Wachstum in der betrachteten Zeitperiode von knapp 63 % im Vergleich zum Basisjahr. Dabei wird die Produktion von Kohle in den Perioden 2000–2005 und 2015–2020 mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,1 % stärker wachsen als in der Zeit von 2005 bis 2015, wo diese bei 2,2 % zwischen

2005 und 2010 und bei 2 % zwischen 2010 und 2015 liegen wird (Tabelle 6.11). In der pessimistischen Variante erreicht die Menge der geförderten Kohle in 2020 lediglich das Niveau von 340 Mill. t., was um ca. 21 % weniger ist als das nach der wahrscheinlichen Entwicklung. Die Produktion von Kohle wird zwar über die ganze Zeit ansteigen, aber mit einem wesentlich bescheideneren Tempo (Tabelle 6.11).

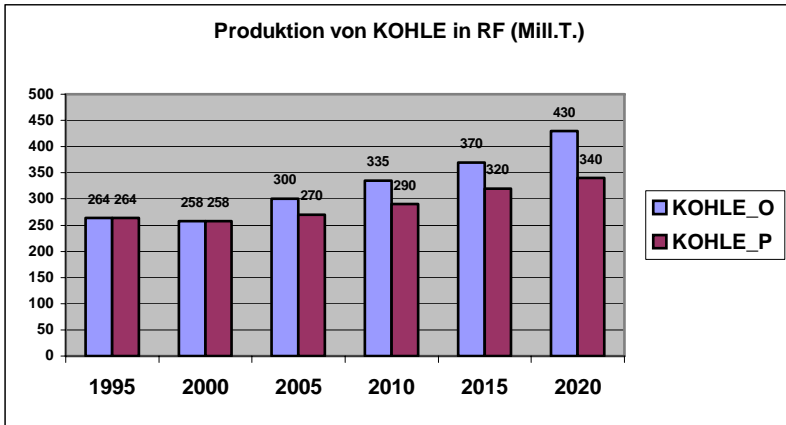


Abb. 6.11: Förderung von Kohle in der Russischen Föderation in den optimistischen und pessimistischen Szenarien

Tab. 6.11: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Kohleproduktion in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien in % (Daten: ESR, eigene Berechnungen)

	KOHLE_O	KOHLE_P
1995–2000	-0.5	-0.5
2000–2005	3.1	0.9
2005–2010	2.2	1.4
2010–2015	2.0	2.0
2015–2020	3.1	1.2

## Strom

Im optimistischen Fall soll die gesamte Erzeugung von Strom in Russland bei dem berücksichtigten starken Wirtschaftswachstum um 34 % (auf 1.180 Mrd. KWh) bis zum Jahr 2010 und um 84 % (auf 1.620 Mrd. KWh) bis zum

Jahr 2020 ansteigen im Vergleich zum Jahr 2000. Das bedeutet, dass das Vorkrisenniveau 1990 (von rund 1.082 Mrd. KWh – vgl. Kapitel 3) bereits im Jahre 2010 überschritten sein wird. Im pessimistischen Szenario wird die Erzeugung von Elektrizität 1.055 Mrd. KWh in 2010 und 1.240 Mrd. KWh in 2020 betragen. Die entsprechenden durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten sind der Tabelle 6.12 zu entnehmen.

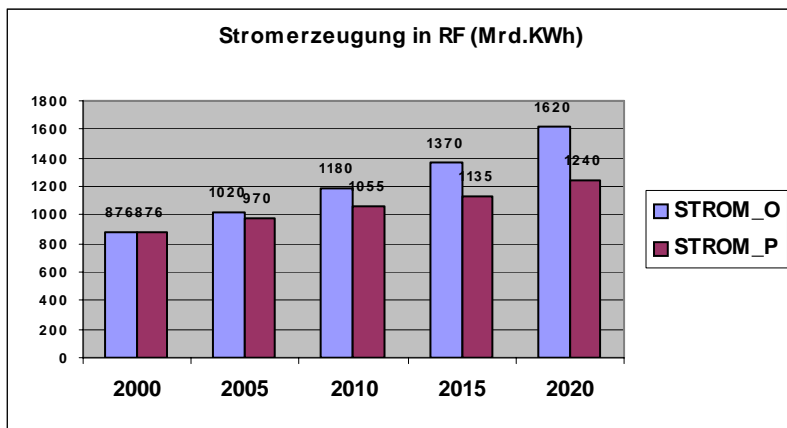


Abb. 6.12: Szenarien der Entwicklung der Stromerzeugung in der RF

Tab. 6.12: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Stromerzeugung in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien in % (Daten: ESR, eigene Berechnungen)

	STROM_O	STROM_P
2000–2005	3.1	2.1
2005–2010	3.0	1.7
2010–2015	3.0	1.5
2015–2020	3.4	1.8

## Kernenergie

Wie bereits erwähnt, haben die russischen Atomkraftwerke ihre Stromproduktion im Jahr 2000 um 7,25 % im Vergleich zu 1999 auf 130,76 Milliarden Kilowattstunden gesteigert (vgl. Kapitel 3). Damit hatte die Atomenergie einen Anteil von knapp 15 % an der landesweiten Stromerzeugung. Die Energiestrategie Russlands strebt eine Erhöhung des Atomkraftanteils auf



33 % an. Das Regierungskonzept zur Entwicklung der Energiewirtschaft bis 2030 sieht vor, dass der Anteil von Erdgas und Heizöl an der Stromproduktion auf 20 bis 25 % sinken soll, der im europäischen Teil Russlands bislang 80 % ausmacht (vgl. Kapitel 3). In dem Konzept vom Mai 2000 wird darauf verwiesen, dass Uranvorräte und die vorhandene Infrastruktur für eine 300-prozentige Steigerung der Kapazitäten der Atomkraftwerke ausreichen (vgl. Abschnitt 3.2.3). Das Konzept sieht zwei Varianten der Entwicklung des russischen Atomsektors in Abhängigkeit von den wirtschaftlichen Bedingungen (Abbildung 6.13) vor. Im Falle des optimistischen Szenarios wird sich die Stromerzeugung aus der Atomenergie im Jahr 2010 um knapp 57 % und im Jahr 2020 um ganze 160 % erhöhen. Im Fall der pessimistischen Entwicklung ist mit einem Atomstromzuwachs von 45 % im Jahr 2010 und 80 % bis zum Jahr 2020 zu rechnen. Die entsprechenden durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten sind in der Tabelle 6.13 gegeben.

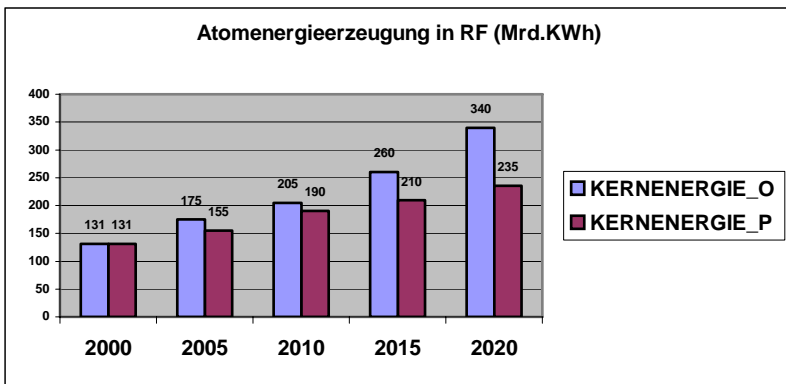


Abb. 6.13: Szenarien der Entwicklung des Atomstroms in der RF

Tab. 6.13: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten der Atomstromerzeugung in Russland in den optimistischen (O) und pessimistischen (P) Szenarien in Prozent (Daten: ESR, eigene Berechnungen)

	KERNENERGIE_O	KERNENERGIE_P
2000–2005	6.0	3.4
2005–2010	3.2	4.2
2010–2015	4.9	2.0
2015–2020	5.5	2.3

Für die Szenarien BAU\_W und BAU\_O werden die „oberen“ Varianten der Entwicklung des russischen Energiesektors angenommen und für das BAU\_P Szenario die „untere“.

### 6.2.3 *Annahmen für die übrige Welt*

Wie oben bereits erwähnt, sind das Importvolumen und die Exportpreise der übrigen Welt die exogenen Größen des Modells. Beim Importvolumen wird für alle Güter von einer jährlichen Wachstumsrate von 2 % ausgegangen. Die realen Exportpreise für die Nichtenergiegüter werden als konstant angesehen. Der reale Weltpreis für Kohle wird ebenso als konstant angesetzt. Bei dem Ölpreis wird davon ausgegangen, dass dieser im Jahre 2020 bei 20,1 US \$90 pro Barrel liegen wird. Das entspricht einem Anstieg von knapp 83 % in der Zeitperiode 2000–2020 bzw. einer jährlichen Preissteigerung von rund 3 % bei der linearen Approximation. Für Erdgas wird ein etwas höheres jährliches Preiswachstum als beim Öl von 3,47 % unterstellt. Dies bedeutet, dass der Gaspreis im Jahre 2020 19,8 US \$90/ Mill.RÖE betragen wird, was eine Preissteigerung um 98 % in der Zeitperiode 2000–2020 impliziert<sup>5</sup>.

## 6.3 **Reduktionsszenarien und ET-Szenarien**

Wie oben bereits erwähnt, werden in dieser Arbeit vier Szenarien betrachtet. Als erstes wird das Szenario KYOTO beschrieben, in welchem alle EU-Länder und Russland ihre Minderungsziele nach Kyoto lediglich mit Hilfe der inländischen Maßnahmen erreichen sollen. Als umweltpolitisches Instrument werden handelbare Emissionszertifikate unterstellt, deren Preise sich als Schattenpreise von CO<sub>2</sub>-Mengenrestriktionen ergeben und als CO<sub>2</sub>-Steuer angesehen werden können. (Im Szenario KYOTO dürfen die Emissionszertifikate nur zwischen Produktionssektoren eines Landes gehandelt werden.) Die Steuersätze werden modellendogen so bestimmt (die Regierungen setzen die Steuer so hoch), dass die vorgegebenen Reduktionsziele erreicht werden. Diese entsprechen den Reduktionszielen von Kyoto im Jahre 2010, wobei unterstellt wird, dass jedes Land im Jahre 2005 50 % seines Ziels zu erfüllen hat. Für die Jahre 2015 und 2020 werden die gleichen Reduktionsziele wie für das Jahr 2010 vorgegeben, was bedeutet, dass das nach Kyoto erlaubte Emissionsniveau in der Zukunft stabil bleiben muss (so genanntes „Kyoto-

---

5 Prognosen bezüglich der Entwicklung der Energieweltmarktpreise beruhen auf Crippi (1999).

forever“-Ziel). Wenn es keinen Emissionsrechtehandel gibt, werden alle Länder unterschiedliche Steuersätze (CO<sub>2</sub>-Preise) haben, in Abhängigkeit davon wie schwer es einem Land fallen wird, sein Kyoto-Ziel zu erreichen. Wie der Tabelle 6.14 zu entnehmen ist, wird es dabei unter Berücksichtigung der nach dem BAU-Szenario zu erwartenden Emissionen zu starken Veränderungen der realen Reduktionsziele kommen. So muss beispielsweise Deutschland seine Emissionen in 2010 nur noch um 10 % reduzieren, während das auf das Jahr 1990 bezogene Ziel 21 % beträgt. Im Jahr 2005 ist Deutschland sogar ein leichter Anstieg seiner Emissionen erlaubt. Es wird deutlich, dass alle EU-Länder in der Zukunft Reduktionsmaßnahmen ergreifen müssen, obwohl die auf das Jahr 1990 bezogenen Reduktionsraten für manche Länder negativ sind bzw. ein Emissionsanstieg zugelassen ist. Am besten kann das am Fall Portugals demonstriert werden, wo auf das Jahr 1990 bezogene Emissionen um 27 % ansteigen dürfen. Tatsächlich müssen sie aber um knappe 70 % in 2020 reduziert werden. Am schwersten betroffen (von der Minderungsforderung her) sind, außer Portugal, Finnland und die Region Benelux, wo reale Minderungsziele 2020 58 % und 44 % betragen. Die niedrigsten Reduktionsziele in der ersten Budgetperiode haben Deutschland (10 %) und Frankreich (11 %). Im Jahre 2020 dagegen steht schon Dänemark mit einem Reduktionsziel von knapp 18 % nach Deutschland (16,4 %) auf dem zweiten Platz.

Das einzige Land, in dem keine Reduktionsmaßnahmen (im Sinne des Kyoto-Protokolls) erforderlich sind, ist Russland. Seine Emissionen liegen um ca. 21 % unter dem Kyoto-Ziel in der Budgetperiode und um ungefähr 6 % im Jahre 2020, wenn man von dem „Kyoto-forever-Ziel“ ausgeht. Hierbei ist natürlich die wahrscheinliche Entwicklung der russischen Emissionen gemeint. Im pessimistischen Szenario liegt Russland über den gesamten Zeitraum deutlich unter dem vorgeschriebenen Emissionsniveau von 1990 mit einer Differenz von 26,9 % in 2010 und 22,6 % in 2020, welche im Falle eines Emissionsrechtehandels dem potentiellen Angebot an russischer heißer Luft entspricht. Im optimistischen Szenario, in dem unterstellt wird, dass Russland das Emissionsniveau von 1990 bereits in 2010 erreicht, hat es im Jahr 2010 zwar keine Reduktionsforderungen, aber logischerweise auch keine Emissionsrechte (im Falle möglichen Zertifikatehandels) anzubieten, ohne eigene Emissionen mindern zu müssen. Nach der Budgetperiode hat Russland seine Emissionen um 3,2 % im Jahre 2015 und um 7,5 % im Jahre 2020 zu reduzieren.

Tab. 6.14: Reduktionsziele nach Kyoto gegenüber dem BAU-Szenario bezogen auf jeweilige Jahre (%)

	<i>KYOTO ZIEL 2010 (Reduktion von 1990)</i>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
		<i>(Reale Reduktion)</i>			
<b>DE</b>	<i>21</i>	-1.6	10.1	12.4	16.4
<b>UK</b>	<i>13</i>	4.9	15.4	19.5	24.0
<b>SE</b>	<i>-4</i>	20.8	21.9	25.1	27.6
<b>ES</b>	<i>-15</i>	23.8	18.1	20.9	21.0
<b>PT</b>	<i>-27</i>	33.2	33.9	54.3	69.4
<b>IT</b>	<i>7</i>	15.5	18.5	19.9	23.5
<b>IE</b>	<i>-13</i>	29.5	25.8	28.8	32.0
<b>GR</b>	<i>-25</i>	27.0	23.4	29.0	36.4
<b>FR</b>	<i>1</i>	9.7	11.4	17.5	21.0
<b>FI</b>	<i>-1</i>	31.7	42.5	51.8	58.0
<b>DK</b>	<i>21</i>	23.0	31.9	26.6	17.9
<b>AT</b>	<i>13</i>	6.6	14.5	21.4	25.0
<b>BNL</b>	<i>7</i>	22.7	35.6	39.5	43.7
<b>RU_W</b>	<i>0</i>	-26.0	-21.3	-14.9	-6.4
<b>RU_O</b>	<i>0</i>	-14.0	0.0	3.2	7.5
<b>RU_P</b>	<i>0</i>	-29.1	-26.9	-24.8	-22.6

Die Reduktionsziele des Simulationsszenarios KYOTO\_TRADE stimmen mit denen des KYOTO überein. Die Emissionszertifikate können aber nun international gehandelt werden, was einen Ausgleich der Vermeidungskosten in allen Ländern (und allen Sektoren) impliziert.

In allen Simulationsszenarien wird angenommen, dass das gesamte Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Steuer (oder vom Verkauf der Emissionsrechte) pauschal an den repräsentativen Verbraucher zurückgegeben wird (lump-sum tax).

Im Szenario UNIFORM wird für alle EU-Länder ein identisches Reduktionsziel unterstellt. Dieses entspricht dem Minderungsziel der Europäischen Gemeinschaft insgesamt (Tabelle 6.15). Dieses Szenario entspricht also dem Fall, in dem die sich für Gesamteuropa ergebenden Reduktionsnotwendigkeiten im BAU-Szenario jeweils in den einzelnen Ländern angewendet wurden. Die sich ergebenden Reduktionskosten drücken die Reduktionskosten eines europäischen Durchschnitts bei Betrachtung der jeweiligen Struktur eines Landes aus. Daher stellt dieses Szenario keine realistische Variante einer zukünftigen EU-Politik der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Das Szenario

rio UNIFORM dient nur zur Überprüfung der Modellogik und soll lediglich als eine Sensitivitätsrechnung betrachtet werden. Die Ziele eines europäischen Durchschnitts wurden ausgewählt um die Konsistenzüberprüfung der generellen Effekte des Modells zu erleichtern. In diesem Szenario gibt es keinen internationalen Emissionsrechtehandel.

*Tab. 6.15: Reduktionsziele der Europäischen Gemeinschaft nach Kyoto gegenüber dem BAU-Szenario bezogen auf jeweilige Jahre ( %)*

	<i>KYOTO ZIEL 2010 (Reduktion von 1990)</i>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
		<i>(Reale Reduktion)</i>			
<b>EU_15</b>	8	9.8	16.4	20.1	23.9

Für das Szenario UNIFORM\_TRADE gelten alle Annahmen des Szenarios UNIFORM, nur wird hier ein internationaler Emissionszertifikatehandel eingeführt. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse der Simulationsrechnungen nach allen hier beschriebenen Szenarien folgt im nächsten Kapitel.

## **7 Simulationsergebnisse und ökonomische Analyse**

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse von allen im Kapitel 6 definierten Szenarien sowie deren Vergleich dargestellt. Neben der Analyse der sektoralen Strukturänderungen in der Produktion, der Beschäftigung und im Außenhandel wird das Hauptaugenmerk den Makroeffekten gewidmet (CO<sub>2</sub>-Steuersätze, BIP, Konsum, Investitionen, Exporte, Importe), welche in den verschiedenen Szenarien durch CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen verursacht werden.

### **7.1 Das Szenario KYOTO**

Wie im Kapitel 6 bereits erwähnt, wurden die Simulationsrechnungen für jedes umweltpolitische Szenario unter Berücksichtigung der drei Unterszenarien gemacht, welche die möglichen Entwicklungen der russischen Wirtschaft abbilden. In diesem Abschnitt werden die Effekte des Szenarios KYOTO dargestellt, wobei das Subszenario KYOTO\_RU\_W die wahrscheinliche Variante, das Subszenario KYOTO\_RU\_O die optimistische Variante und das Subszenario KYOTO\_RU\_P die pessimistische Variante der zukünftigen Wirtschaftsentwicklung in der Russischen Föderation bezeichnen.

#### *7.1.1 Das Subszenario KYOTO\_RU\_W*

##### **7.1.1.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen**

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Emissionsminderung im Szenario KYOTO\_RU\_W sind in der Tabelle 7.1 zusammengefasst.

Tab. 7.1: CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen im Szenario KYOTO\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	9.98	23.90	0.00	16.61	33.75	43.75	28.16	35.12	56.62	38.94	27.31	0.00	20.63	5.23
2010	28.23	59.45	26.01	31.13	24.90	102.70	41.86	31.10	41.43	59.30	30.71	0.00	26.33	16.66
2015	56.44	85.64	35.30	28.38	33.32	210.99	78.65	29.83	53.01	72.08	90.71	0.00	37.36	24.25
2020	79.48	136.27	54.80	18.67	38.00	368.42	112.20	48.62	67.82	96.78	281.35	0.00	48.03	34.60
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.17	-0.65	0.02	-0.14	0.00	-1.23	-0.13	-1.10	0.02	-0.24	-0.77	0.02	-0.27	-0.07
2010	-0.35	-1.15	-0.23	-0.15	-0.17	-1.74	-0.14	-1.02	0.15	-0.29	-0.80	0.04	-0.27	-0.19
2015	-0.50	-1.28	-0.24	-0.07	-0.18	-2.34	-0.23	-4.74	0.15	-0.24	-1.76	0.05	-0.31	-0.22
2020	-0.51	-1.54	-0.31	0.03	-0.12	-2.86	-0.25	-6.44	0.11	-0.23	-2.76	0.06	-0.37	-0.27
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.06	-0.09	-0.02	-0.07	-0.27	-0.53	-0.11	-0.33	-0.31	-0.26	-0.29	0.08	-0.06	0.01
2010	-0.12	-0.32	-0.07	-0.10	-0.11	-1.23	-0.13	-0.31	-0.03	-0.34	-0.34	0.11	-0.08	-0.04
2015	-0.19	-0.42	-0.07	0.00	-0.11	-2.33	-0.22	-0.30	-0.05	-0.32	-1.00	0.14	-0.12	-0.07
2020	-0.24	-0.62	-0.11	0.13	-0.07	-3.58	-0.28	-0.67	-0.11	-0.37	-2.27	0.18	-0.19	-0.11
<b>KONSUM (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.13	-0.17	-0.02	-0.13	-0.50	-0.81	-0.25	-0.62	-0.80	-0.50	-0.34	0.06	-0.07	0.01
2010	-0.31	-0.54	-0.22	-0.22	-0.24	-1.84	-0.29	-0.72	-0.32	-0.65	-0.38	0.08	-0.09	-0.05
2015	-0.52	-0.72	-0.26	-0.08	-0.27	-3.43	-0.52	-0.70	-0.36	-0.65	-1.29	0.11	-0.14	-0.08
2020	-0.64	-1.07	-0.37	0.12	-0.22	-5.22	-0.66	-1.42	-0.45	-0.75	-3.04	0.16	-0.23	-0.14
<b>INVESTITIONEN (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.17	0.45	-0.01	0.43	0.82	0.60	0.57	0.92	1.57	0.95	0.07	0.05	0.43	0.17
2010	0.41	0.87	0.46	0.64	0.67	0.89	0.73	0.85	1.18	1.15	0.05	0.07	0.51	0.40
2015	0.70	1.12	0.59	0.61	0.81	1.08	1.21	-0.37	1.26	1.30	-0.16	0.10	0.64	0.50
2020	0.85	1.51	0.82	0.52	0.84	1.12	1.54	-0.92	1.36	1.49	-0.70	0.14	0.76	0.59
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	-0.97	0.09	-0.67	0.00	-0.75	-0.23	-2.99	-1.09	-0.36	-0.53	0.13	-0.89	-0.36
2010	0.01	-1.38	-0.26	-0.66	-0.60	-0.54	-0.20	1.90	-0.85	-0.67	-0.45	0.18	-0.71	-0.83
2015	0.00	-1.36	-0.25	-0.42	-0.50	-0.24	-0.25	-6.65	-0.90	-0.69	-0.15	0.18	-0.61	-0.82
2020	0.07	-1.57	-0.28	-0.22	-0.34	0.24	-0.26	-8.75	-0.90	-0.75	0.69	0.18	-0.42	-0.78
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.04	-0.96	0.05	-0.57	0.00	-1.17	-0.31	-2.05	-1.14	-0.58	-0.63	0.37	-1.01	-0.21
2010	-0.04	-1.38	-0.22	-0.60	-0.66	-1.06	-0.31	0.41	-0.78	-0.97	-0.63	0.52	-0.83	-0.63
2015	-0.08	-1.34	-0.19	-0.31	-0.57	-0.89	-0.37	-3.67	-0.76	-0.96	-0.75	0.58	-0.75	-0.65
2020	-0.05	-1.46	-0.18	0.03	-0.40	-0.61	-0.36	-4.79	-0.70	-1.02	-0.44	0.68	-0.65	-0.66

Die zur Erfüllung der Reduktionsziele nach KYOTO erforderlichen CO<sub>2</sub>-Steuersätze sind in der Tabelle 7.1a in den aktuellen Preisen (Mai 2004) aufgeführt (die Preisbasis des Modells ist ECU95).<sup>1</sup> Zur Anschaulichkeit sind diese in der Abbildung 7.1 grafisch illustriert.

Tab. 7.1a: CO<sub>2</sub>-Steuer in EUR<sub>May2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> im Szenario KYOTO\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in EUR<sub>May2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
<b>2005</b>	10,55	25,25	0,00	17,55	35,66	46,23	29,75	37,11	59,83	41,14	28,86	0,00	21,80	5,53
<b>2010</b>	29,83	62,82	27,48	32,89	26,31	108,52	44,23	32,86	43,78	62,66	32,45	0,00	27,82	17,60
<b>2015</b>	59,64	90,49	37,30	29,99	35,21	222,94	83,10	31,52	56,01	76,16	95,85	0,00	39,48	25,62
<b>2020</b>	83,98	143,99	57,90	19,73	40,15	389,28	118,55	51,37	71,66	102,26	297,28	0,00	50,75	36,56

Diese sind als CO<sub>2</sub>-Minderungskosten zu verstehen und zeigen somit, für welche Länder die Erreichung der Kyoto-Reduktionsziele mehr oder weniger problematisch sein wird. Daher dienen diese auch als Indikator des potentiellen Profitierens eines Landes im Falle des Emissionsrechtehandels.

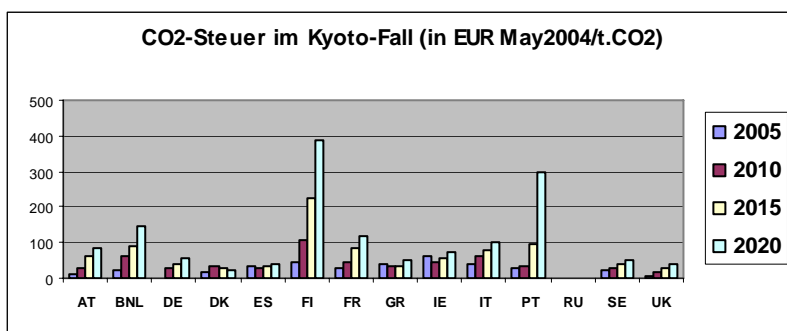


Abb. 7.1: CO<sub>2</sub>-Steuer im Szenario KYOTO\_RU\_W (EUR<sub>May2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)

Die höchsten Vermeidungskosten (oder CO<sub>2</sub>-Preise) ab dem Jahr 2010 in der EU sind in Finnland (im Jahre 2005 in Irland), die niedrigsten in der Periode

1 Für die Hochrechnung wurden die „real effective exchange rates (EER)“ der EZB benutzt, vgl. ECB 1999, S. 28 und ECB 2004 S. 66.



von 2005 bis 2015 in Großbritannien und im Jahre 2020 in Dänemark festzustellen. (Die Reduktionsziele Russlands sind in diesem Szenario negativ, weshalb keine Reduktionskosten entstehen.) Die dabei entstehenden Unterschiede des Reduktionspreises sind hauptsächlich auf die Unterschiede in den folgenden Determinanten zurückzuführen: den Ausgangsenergiepreisen, den Reduktionszielen, dem Anstieg der Emissionen im Referenzszenario, den Anteilen der CO<sub>2</sub>-intensiven Brennstoffe im Energieverbrauch und dem Anteil der heimischen Energieproduktion. Sind außer den Preisen für Energieträger alle anderen Faktoren gleich, werden die CO<sub>2</sub>-Preise proportional zu den Energiepreisen des Referenzszenarios sein. Wenn die Substitutionselastizitäten der Nachfrage in allen Ländern identisch (sowohl die Substitutionselastizitäten zwischen Energie und Kapital als auch die zwischen den unterschiedlichen Energieformen) und die Anteile der fossilen Brennstoffe gleich wären, hätten zwei Länder mit den gleichen Reduktionszielen trotzdem unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Preise, aufgrund ihrer unterschiedlichen Energiepreise im BAU Szenario.

Da der Energieträger Kohle beispielsweise eine höhere CO<sub>2</sub>-Intensität als alle anderen Brennstoffe besitzt, soll der Anstieg des Kohlepreises (einschließlich der Reduktionskosten) in der Regel stärker ausfallen, als derjenige der anderen Brennstoffpreise. Daher werden die Unterschiede in der Brennstoffstruktur, in unserem Beispiel in den Kohleanteilen, auch zu den unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Preisen führen. Die Länder mit dem höheren Kohleanteil haben die Möglichkeit, ihre Emissionen durch die Brennstoffsubstitution zu reduzieren, was bei Ländern mit geringeren Kohleanteilen nicht oder nur begrenzt möglich ist.

Der Anteil der heimischen Produktion der fossilen Brennstoffe hat ebenso einen großen Einfluss auf die erforderliche CO<sub>2</sub>-Steuer. Wenn ein Land sehr stark auf die Importe von Energie angewiesen ist, dann wird der Preis der im Inland produzierten Energie relativ unabhängig vom Emissionspreis sein, da Letzterer größtenteils von den Weltmarktpreisen bestimmt wird. Macht die Energieeinfuhr in einem Land keinen bedeutenden Teil aus, ist ein Land in diesem Sinne unabhängig von den anderen Ländern, und die inländischen Energiepreise werden aufgrund der sinkenden Energienachfrage fallen. Der CO<sub>2</sub>-Steuersatz sollte in diesem Fall höher sein als in Ländern, in denen die Produzentenpreise vom Weltmarkt determiniert werden.

Daher ist es möglich, dass Länder mit höheren Reduktionszielen niedrigere Reduktionskosten ausweisen als Länder, die weniger zu reduzieren haben.

Am besten sieht man das am Beispiel Portugals und Finnlands. Die Vermeidungskosten Finnlands betragen ca. 389 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> im Jahre 2020 bei einem Reduktionsziel von 58 %, während diese in Portugal „nur“ bei 297 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> liegen, obwohl dessen Reduktionsziel in diesem Jahr 69 % beträgt.

Die Besteuerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führt zu einer gesamtwirtschaftlichen Verringerung des Einsatzes von fossilen Energieträgern, woraus bei fixem Angebot der anderen Produktionsfaktoren (Arbeit und Kapital) ein Rückgang der Produktion folgt, was bedeutet, dass die Leistungsfähigkeit einer Wirtschaft sinkt. Am stärksten betroffen sind Finnland (mit einem Produktionsrückgang von knapp 1,8 % in 2010 und fast 2,9 % in 2020), Griechenland (mit 1 % im Jahre 2010 und 6,4 % im Jahre 2020) und Portugal (0,8 % in 2010 und ca. 2,8 % in 2020). Wie aber aus der Tabelle 7.1 ersichtlich wird, nehmen nicht alle Länder Produktionsverluste hin. Länder wie beispielsweise Dänemark oder Irland können ihre Produktion sogar steigern. Für dieses Resultat sind wieder die Unterschiede in den effektiven Reduktionszielen sowie die terms-of-trade Effekte (Prinzip des komparativen Vorteils) verantwortlich. Die Letzteren können sich in einem bestimmten Sektor verbessern oder verschlechtern durch Änderungen des komparativen Vorteils eines Landes, welcher in unserem Fall von dem Ausmaß der Verteuerung des Umweltfaktors bzw. von der Höhe der CO<sub>2</sub>-Steuer sowie von dem Intensitätsgrad dieses Faktors (CO<sub>2</sub>-Intensität des Energiemixes) abhängen. Da die Produktionskosten der betrachteten Länder nicht im gleichen Maße verändert werden, bzw. die effektiven Minderungsziele sich unterscheiden, führt die Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer zur Veränderung der Wettbewerbsbedingungen. Abgesehen von den Kostenunterschieden ist auch die Produktionsheterogenität (bzw. die differenziellen Armington-Elastizitäten) von Bedeutung, da diese die Rolle des Preises als Wettbewerbsparameter beeinflusst. Betrachtet man die effektiven Minderungsziele Dänemarks, stellt man fest, dass in diesem EU-Land die effektiven Reduktionsziele ab 2010 permanent sinken, im Gegenteil zu allen anderen EU-Mitgliedsstaaten. Dabei hat Dänemark im Jahre 2020 das zweitkleinste (nach Deutschland mit ca. 16 %) Reduktionsziel von knapp 17 % und den geringsten CO<sub>2</sub>-Steuersatz von ungefähr 19,7 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>. Dies gibt Dänemark einen Wettbewerbsvorteil für energieintensive Güter und erlaubt deren Produktion zu erhöhen (vgl. Tabelle 7.2 unten: Sektoren CHM und TRN) und das Bruttoinlandsprodukt ab 2015 gegenüber dem Referenzfall zu steigern.

Deutschland ist das einzige EU-Land, welches seine Emissionen im Jahre 2005 leicht erhöhen darf (das effektive Minderungsziel Deutschlands in diesem Jahr beträgt  $-1.6\%$ ) und im Jahr 2005 einen leichten Produktionsanstieg von  $0,02\%$  vorzuweisen hat.

Die Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Steuer Einführung in den EU-Ländern auf die Russische Wirtschaft sind sehr gering. Zu beobachten ist ein unbedeutender Produktionsanstieg um  $0,02\%$  im Jahre 2005 und um  $0,06\%$  im Jahre 2020.

Bezüglich der makroökonomischen Effekte auf Konsum und Investitionen ist in allen EU-Ländern ein Rückgang des Konsums begleitet von einem Anstieg der Investitionen zu beobachten. Diese Ergebnisse resultieren aus der Modellannahme bezüglich des repräsentativen Haushaltes, dessen Einkommen nach fixen Wertanteilen auf Konsum und Sparen (Investitionen) verteilt wird (Keynesianische konstante Sparquote). Infolge der Zusammensetzung des gegenwärtigen Konsums (vgl. Abbildung 4.5) verursacht die CO<sub>2</sub>-Besteuerung einen stärkeren Anstieg des Konsumpreisindex als des Investitionspreisindex. Die Investitionen (oder der zukünftige Konsum) verbilligen sich im Vergleich zum gegenwärtigen Konsum, was zu einer Substitution des Letzteren durch Investitionen führt. Russland, welches im Szenario KYOTO durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer nicht belastet wird, hat nur geringe Abweichungen vom Referenzszenario vorzuweisen. Der stärkste Konsumrückgang ist in der Budgetperiode in Finnland ( $1,8\%$ ), in Griechenland ( $0,7\%$ ), in Italien ( $0,65\%$ ) und in den Benelux-Staaten ( $0,54\%$ ) festzustellen. Im Jahre 2020 behält Finnland seine „Führungsposition“ mit einer Abnahme des Konsums von ca.  $5,2\%$ . Den zweiten Platz nimmt Portugal ein, wo der Konsum um ungefähr  $3\%$  im Vergleich zum Referenzszenario zurückgeht, gefolgt von Griechenland mit ca.  $1,4\%$  und den Benelux-Staaten mit knapp  $1,1\%$ . In allen anderen EU-Ländern fällt der Konsum um weniger als  $1\%$ . Dänemark und Russland demonstrieren einen leichten Anstieg des Konsums, jeweils um  $0,12\%$  und  $0,16\%$ .

Im Bezug auf die Außenhandelseffekte muss nochmals die Tatsache betont werden, dass gemäß der Modellannahme der Außenhandelsaldo für alle Szenarien konstant gehalten wird (vgl. Kapitel 4: Schließungsregel, Formel 4-37). Dies bedeutet, dass der Anstieg (Rückgang) der Ausfuhren mit einem Anstieg (Rückgang) der Einfuhren einhergehen muss. Im Szenario Kyoto schlägt sich der Produktionskostenanstieg in steigenden Exportpreisen und einer rückläufigen Exportnachfrage nieder. Zur Konstanz des Außenhandelsaldos müssen deswegen die Einfuhren auch entsprechend zurückgehen. Dies kann so interpretiert werden, dass die Importe in den EU-Ländern durch

den inländischen Preisanstieg zwar relativ günstiger werden, der Nachfrageausfall in Europa jedoch für insgesamt rückläufige Importe sorgt.

#### 7.1.1.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

Die sektorspezifischen Effekte auf Produktion, Beschäftigung und Außenhandel sind in den Tabellen 7.2–7.5 angegeben. Die Diskussion der Resultate erfolgt im Anschluss.

Die mit der Emissionsminderung verbundenen sektorspezifischen Be- bzw. Entlastungen resultieren primär aus den Faktorintensitäten. Im Allgemeinen werden bei der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer energieintensive Sektoren belastet, arbeits- und investitionsintensive dagegen entlastet. Die Steuerlast eines Sektors ist aber nicht die einzige Determinante, die strukturelle Änderungen bewirkt. Die Produktionsmöglichkeiten eines Sektors werden von der Gesamtheit der interdependenten Preis- und Nachfrageeffekte determiniert, die eine große Rolle spielen und zu berücksichtigen sind. Daher ist für viele Sektoren die Nettowirkung nicht eindeutig.

Als Folge gestiegener fossiler Energiepreise nehmen die fossilen Energiebranchen aller EU-Länder drastische Produktionseinbußen hin.

Die stärksten Produktionsrückgänge in der Budgetperiode im Kohlesektor sind in Portugal (ca. 65 %), Italien (ungefähr 59 %), den Benelux-Staaten (knapp 49 %) und Finnland (36 %) festzustellen. In den Ländern Griechenland, Irland, Spanien, Dänemark und Frankreich liegen die Produktionsverluste des Kohlesektors zwischen 25 % (Griechenland) und 21 % (Frankreich). In Schweden, Österreich und Deutschland betragen diese entsprechend 16 %, 12 % und 7 %. Im Jahr 2020 ist der Produktionsrückfall in der Kohleindustrie noch dramatischer, wobei die Produktion am stärksten in Portugal (um 89 %), Italien (69 %), den Benelux-Staaten (64 %) und Finnland (56 %) sinkt. Die zweite Gruppe von Ländern, in der die Produktionsrückgänge zwischen 27 % und 38 % betragen, weist leichte Änderungen in der Reihenfolge (im Betracht auf die Größe der Verluste) auf. Diese wird zwar wieder von Griechenland angeführt (38 %), aber nun folgen Frankreich (36 %), Irland (ca. 31 %), England (31 %), Schweden (30 %), Spanien (28 %) und anschließend Österreich (27 %). Weniger stark geht die Kohleproduktion im Jahr 2020 in Dänemark (um 14 %) und Deutschland (um 12 %) zurück. Russland dagegen zeigt einen leichten Produktionsanstieg im Kohlesektor, welcher knapp 1 % in 2010 und ungefähr 1,7 % in 2020 beträgt.

Tab. 7.2: Auswirkungen auf das Output im Szenario KYOTO\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.16	0.40	AGR	0.01	-3.69
BUIL	0.08	0.30	BUIL	1.98	-6.23
CHM	0.45	0.00	CHM	-11.18	-6.09
COAL	-11.74	-26.62	COAL	-24.58	-37.60
ELE	-0.46	-1.31	ELE	-1.73	-4.72
GAS	-3.56	-4.07	GAS	1.06	-0.12
MAC	0.21	0.39	MAC	-1.75	-4.17
OIL	-27.82	-44.73	OIL	-20.23	-30.97
TRN	-0.45	-1.23	TRN	-0.32	-4.60
Y	-0.09	-0.09	Y	-0.71	-4.65
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	1.16	-0.39	AGR	0.77	1.47
BUIL	0.74	1.25	BUIL	0.64	0.83
CHM	-2.71	-6.53	CHM	-2.46	-3.33
COAL	-48.78	-63.53	COAL	-23.96	-31.24
ELE	-1.17	-3.07	ELE	-0.61	-1.09
GAS	-4.21	-8.22	GAS	-0.12	0.00
MAC	2.47	3.56	MAC	2.34	3.13
OIL	-48.51	-60.01	OIL	-23.50	-35.02
TRN	-6.67	-12.50	TRN	1.77	3.36
Y	1.21	1.66	Y	0.16	0.12
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.74	-1.03	AGR	-0.22	-0.12
BUIL	0.12	0.29	BUIL	0.64	0.95
CHM	-0.19	-0.24	CHM	-3.20	-3.37
COAL	-7.07	-12.42	COAL	-59.03	-68.62
ELE	-0.61	-1.01	ELE	-0.66	-0.83
GAS	-4.86	-8.34	GAS	-22.60	-18.07
MAC	0.26	0.45	MAC	0.04	0.04
OIL	-21.37	-33.55	OIL	-11.04	-14.71
TRN	-1.01	-1.58	TRN	-4.02	-4.79
Y	-0.06	-0.07	Y	0.60	0.64
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.68	0.32	AGR	0.28	-5.11
BUIL	0.30	0.10	BUIL	-0.59	-0.70
CHM	1.94	2.15	CHM	-2.03	-16.71
COAL	-22.06	-13.92	COAL	-65.13	-88.65

<b>ELE</b>	-0.85	-0.32	<b>ELE</b>	-0.30	-4.15
<b>GAS</b>	-20.44	0.71	<b>GAS</b>	-5.66	-26.09
<b>MAC</b>	0.91	-0.26	<b>MAC</b>	1.41	2.30
<b>OIL</b>	-43.34	-23.68	<b>OIL</b>	-33.52	-81.68
<b>TRN</b>	0.97	2.59	<b>TRN</b>	-2.36	-17.18
<b>Y</b>	-0.05	-0.28	<b>Y</b>	0.62	1.46
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.21	0.34	<b>AGR</b>	-0.13	-0.06
<b>BUIL</b>	0.56	0.72	<b>BUIL</b>	0.24	0.33
<b>CHM</b>	-0.15	0.24	<b>CHM</b>	0.31	0.95
<b>COAL</b>	-22.84	-28.46	<b>COAL</b>	0.94	1.68
<b>ELE</b>	-0.01	0.02	<b>ELE</b>	0.05	0.11
<b>GAS</b>	-2.69	-0.84	<b>GAS</b>	-1.01	-1.70
<b>MAC</b>	1.22	1.22	<b>MAC</b>	-0.35	-0.52
<b>OIL</b>	-21.20	-23.87	<b>OIL</b>	0.91	1.06
<b>TRN</b>	-2.27	-2.14	<b>TRN</b>	-0.06	-0.05
<b>Y</b>	0.31	0.23	<b>Y</b>	-0.13	-0.20
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.16	-1.78	<b>AGR</b>	-0.11	-0.18
<b>BUIL</b>	0.07	-0.02	<b>BUIL</b>	0.17	0.29
<b>CHM</b>	-13.64	-31.20	<b>CHM</b>	-1.38	-1.96
<b>COAL</b>	-36.14	-55.82	<b>COAL</b>	-15.70	-29.77
<b>ELE</b>	-5.50	-13.03	<b>ELE</b>	-0.15	-0.31
<b>GAS</b>	-14.12	-29.21	<b>GAS</b>	-4.03	-6.86
<b>MAC</b>	3.56	8.62	<b>MAC</b>	0.93	1.43
<b>OIL</b>	-70.67	-87.60	<b>OIL</b>	-30.94	-38.72
<b>TRN</b>	-9.05	-17.22	<b>TRN</b>	0.36	0.60
<b>Y</b>	0.46	0.49	<b>Y</b>	0.11	0.13
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.02	-0.13	<b>AGR</b>	0.93	1.57
<b>BUIL</b>	0.29	0.72	<b>BUIL</b>	0.15	0.24
<b>CHM</b>	-0.78	-2.47	<b>CHM</b>	0.62	0.87
<b>COAL</b>	-20.90	-36.12	<b>COAL</b>	-22.79	-31.00
<b>ELE</b>	-0.12	-0.55	<b>ELE</b>	-0.02	-0.21
<b>GAS</b>	-1.59	-3.38	<b>GAS</b>	-5.28	-7.62
<b>MAC</b>	0.46	0.83	<b>MAC</b>	0.57	0.74
<b>OIL</b>	-12.75	-24.63	<b>OIL</b>	-21.31	-33.90
<b>TRN</b>	-0.95	-2.41	<b>TRN</b>	0.52	0.94
<b>Y</b>	0.17	0.37	<b>Y</b>	0.15	0.14

Tab. 7.3: Auswirkungen auf die Beschäftigung im Szenario KYOTO\_  
RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.11	0.24	AGR	1.46	12.36
BUIL	0.15	0.39	BUIL	3.21	-6.77
CHM	0.80	0.82	CHM	-9.27	15.19
COAL	-11.80	-26.81	COAL	-28.71	-46.30
ELE	0.84	2.51	ELE	11.92	18.38
GAS	-5.57	-7.52	GAS	9.31	-1.50
MAC	0.21	0.36	MAC	-1.06	-3.92
OIL	-27.83	-44.80	OIL	-20.91	-31.95
TRN	0.14	-0.06	TRN	4.89	25.11
Y	-0.11	-0.18	Y	-0.49	-4.49
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	1.35	1.26	AGR	0.29	0.90
BUIL	0.41	0.98	BUIL	0.20	0.28
CHM	-1.45	-3.75	CHM	-1.61	-2.02
COAL	-55.75	-70.51	COAL	-24.60	-32.05
ELE	0.67	1.58	ELE	3.00	4.88
GAS	-4.29	-8.41	GAS	-0.24	-0.01
MAC	1.81	2.85	MAC	1.67	2.25
OIL	-48.99	-60.68	OIL	-25.58	-38.56
TRN	-5.05	-9.25	TRN	1.94	3.61
Y	0.76	1.18	Y	-0.14	-0.25
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.35	-0.36	AGR	0.35	0.56
BUIL	0.25	0.44	BUIL	0.44	0.55
CHM	0.44	0.87	CHM	-0.97	-0.78
COAL	-7.97	-14.10	COAL	-60.44	-70.31
ELE	1.63	2.66	ELE	1.80	3.54
GAS	-6.97	-12.43	GAS	-28.21	-26.63
MAC	0.31	0.48	MAC	0.04	-0.10
OIL	-21.37	-33.56	OIL	-13.85	-18.68
TRN	-0.05	0.00	TRN	-1.88	-2.04
Y	-0.01	-0.05	Y	0.47	0.37
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.34	0.25	AGR	1.04	0.65
BUIL	0.11	0.05	BUIL	-0.36	0.38
CHM	1.81	2.15	CHM	0.03	-6.23
COAL	-22.46	-14.19	COAL	-67.13	-89.75

<b>ELE</b>	1.78	1.06	<b>ELE</b>	0.04	0.78
<b>GAS</b>	-24.61	0.96	<b>GAS</b>	-7.06	-31.95
<b>MAC</b>	0.68	-0.33	<b>MAC</b>	1.34	2.33
<b>OIL</b>	-44.18	-24.66	<b>OIL</b>	-33.71	-81.85
<b>TRN</b>	1.27	2.80	<b>TRN</b>	-0.63	-8.79
<b>Y</b>	-0.16	-0.31	<b>Y</b>	0.67	1.72
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.48	0.74	<b>AGR</b>	-0.11	-0.04
<b>BUIL</b>	0.23	0.33	<b>BUIL</b>	0.27	0.35
<b>CHM</b>	0.69	1.33	<b>CHM</b>	0.34	0.97
<b>COAL</b>	-23.03	-28.79	<b>COAL</b>	0.95	1.69
<b>ELE</b>	0.91	1.10	<b>ELE</b>	0.07	0.12
<b>GAS</b>	-5.12	-2.16	<b>GAS</b>	-1.09	-1.84
<b>MAC</b>	0.97	0.93	<b>MAC</b>	-0.33	-0.50
<b>OIL</b>	-21.66	-24.47	<b>OIL</b>	0.92	1.06
<b>TRN</b>	-1.02	-0.57	<b>TRN</b>	-0.04	-0.03
<b>Y</b>	0.11	0.00	<b>Y</b>	-0.10	-0.18
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	1.38	2.83	<b>AGR</b>	0.10	0.33
<b>BUIL</b>	0.32	0.32	<b>BUIL</b>	0.06	0.13
<b>CHM</b>	-8.95	-21.13	<b>CHM</b>	-0.78	-0.95
<b>COAL</b>	-36.22	-55.93	<b>COAL</b>	-15.94	-30.17
<b>ELE</b>	14.11	38.18	<b>ELE</b>	-0.15	-0.36
<b>GAS</b>	-16.76	-33.93	<b>GAS</b>	-4.08	-6.95
<b>MAC</b>	3.51	8.48	<b>MAC</b>	0.81	1.27
<b>OIL</b>	-71.08	-87.83	<b>OIL</b>	-31.29	-39.19
<b>TRN</b>	-4.55	-7.61	<b>TRN</b>	0.84	1.46
<b>Y</b>	0.41	0.32	<b>Y</b>	0.02	0.00
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.18	0.42	<b>AGR</b>	0.66	1.19
<b>BUIL</b>	0.20	0.52	<b>BUIL</b>	0.09	0.18
<b>CHM</b>	0.04	-0.61	<b>CHM</b>	0.85	1.35
<b>COAL</b>	-25.20	-43.54	<b>COAL</b>	-22.95	-31.28
<b>ELE</b>	-0.32	-0.90	<b>ELE</b>	1.68	3.53
<b>GAS</b>	-3.99	-8.70	<b>GAS</b>	-6.36	-9.50
<b>MAC</b>	0.35	0.64	<b>MAC</b>	0.38	0.49
<b>OIL</b>	-13.21	-25.99	<b>OIL</b>	-21.73	-34.63
<b>TRN</b>	-0.14	-0.59	<b>TRN</b>	0.58	1.10
<b>Y</b>	0.01	0.05	<b>Y</b>	0.00	-0.05



Tab. 7.4: Auswirkungen auf die Importe im Szenario KYOTO\_RU\_W  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.65	-1.41	AGR	-2.75	0.60
BUIL	0.18	-0.07	BUIL	-1.81	-3.86
CHM	0.33	0.36	CHM	6.74	-5.16
COAL	-10.67	-23.01	COAL	-29.70	-48.56
ELE	-0.04	0.16	ELE	2.21	-4.60
GAS	-2.87	-1.45	GAS	-	-
MAC	0.00	0.01	MAC	0.96	-1.64
OIL	-1.71	1.83	OIL	-19.41	-27.74
TRN	0.05	0.04	TRN	-1.19	-3.28
Y	-0.15	-0.36	Y	-0.70	-2.22
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.17	2.53	AGR	-1.22	-1.68
BUIL	-0.55	-1.18	BUIL	0.55	0.51
CHM	-0.82	-2.34	CHM	-0.10	-0.33
COAL	-40.14	-47.17	COAL	-21.66	-29.39
ELE	-0.52	-1.46	ELE	1.29	1.93
GAS	-3.29	-6.65	GAS	4.42	7.51
MAC	0.45	0.63	MAC	0.86	1.11
OIL	-24.20	-17.64	OIL	-34.15	-49.53
TRN	-3.00	-5.44	TRN	1.48	2.63
Y	-0.18	-0.68	Y	0.14	0.13
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	1.08	1.53	AGR	1.25	1.15
BUIL	0.25	0.27	BUIL	-0.90	-1.26
CHM	0.10	0.23	CHM	0.17	0.36
COAL	-5.98	-9.75	COAL	-39.24	-48.93
ELE	0.15	0.15	ELE	0.26	0.94
GAS	-6.43	-11.45	GAS	-18.51	-16.33
MAC	0.06	0.13	MAC	0.12	0.15
OIL	-6.00	-7.34	OIL	-6.31	-8.61
TRN	0.06	0.37	TRN	0.48	1.01
Y	-0.06	-0.07	Y	-0.24	-0.31
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-1.78	-0.49	AGR	-0.41	12.48
BUIL	-0.15	0.64	BUIL	-1.77	-4.11
CHM	0.78	0.86	CHM	0.43	4.38
COAL	-24.57	-16.75	COAL	-69.29	-90.72

<b>ELE</b>	0.18	0.01	<b>ELE</b>	-0.61	-3.27
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.22	-0.04	<b>MAC</b>	-0.45	-1.91
<b>OIL</b>	-39.36	-23.55	<b>OIL</b>	-1.51	12.18
<b>TRN</b>	0.90	2.24	<b>TRN</b>	-0.42	-2.40
<b>Y</b>	-0.12	0.47	<b>Y</b>	-0.64	-3.34
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.17	-0.11	<b>AGR</b>	1.20	0.81
<b>BUIL</b>	-1.30	-1.45	<b>BUIL</b>	1.41	1.73
<b>CHM</b>	0.53	0.71	<b>CHM</b>	0.00	0.02
<b>COAL</b>	-13.24	-18.64	<b>COAL</b>	-1.09	-0.92
<b>ELE</b>	0.23	0.21	<b>ELE</b>	-0.01	-0.02
<b>GAS</b>	-5.46	-1.80	<b>GAS</b>	-1.10	-1.86
<b>MAC</b>	0.13	0.14	<b>MAC</b>	0.41	0.54
<b>OIL</b>	-10.65	-10.59	<b>OIL</b>	-1.90	-1.77
<b>TRN</b>	-0.24	0.18	<b>TRN</b>	-0.14	-0.35
<b>Y</b>	-0.44	-0.40	<b>Y</b>	0.75	1.11
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	2.46	10.53	<b>AGR</b>	0.19	0.29
<b>BUIL</b>	-1.47	-5.61	<b>BUIL</b>	-0.28	-0.73
<b>CHM</b>	-1.02	-0.59	<b>CHM</b>	-1.34	-2.02
<b>COAL</b>	-15.44	-14.17	<b>COAL</b>	-24.30	-39.59
<b>ELE</b>	2.98	7.85	<b>ELE</b>	-0.34	-0.67
<b>GAS</b>	-18.88	-37.79	<b>GAS</b>	-4.49	-7.39
<b>MAC</b>	0.17	0.67	<b>MAC</b>	0.21	0.31
<b>OIL</b>	-11.84	3.10	<b>OIL</b>	-13.35	-6.03
<b>TRN</b>	-0.73	0.26	<b>TRN</b>	0.56	1.00
<b>Y</b>	-0.91	-2.62	<b>Y</b>	-0.10	-0.21
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.37	1.35	<b>AGR</b>	-1.73	-3.26
<b>BUIL</b>	0.11	-0.09	<b>BUIL</b>	0.15	0.03
<b>CHM</b>	0.16	0.24	<b>CHM</b>	0.38	0.57
<b>COAL</b>	-22.61	-37.53	<b>COAL</b>	6.65	16.63
<b>ELE</b>	-0.39	-1.03	<b>ELE</b>	0.63	1.26
<b>GAS</b>	-4.39	-9.31	<b>GAS</b>	10.23	15.71
<b>MAC</b>	0.06	0.19	<b>MAC</b>	-0.20	-0.31
<b>OIL</b>	-5.19	-6.76	<b>OIL</b>	-18.60	-27.29
<b>TRN</b>	0.52	1.35	<b>TRN</b>	-0.53	-0.64
<b>Y</b>	-0.13	-0.32	<b>Y</b>	-0.12	-0.25

Tab. 7.5: Auswirkungen auf die Exporte im Szenario KYOTO\_RU\_W  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.72	2.01	AGR	2.47	-2.71
BUIL	-0.80	0.30	BUIL	9.66	-6.86
CHM	0.95	0.51	CHM	-21.29	0.52
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.22	-1.04	ELE	-3.70	0.06
GAS	4.49	-16.84	GAS	-	-
MAC	0.07	0.16	MAC	-2.79	-2.37
OIL	-74.19	-94.73	OIL	-58.62	-71.16
TRN	0.11	-1.06	TRN	5.43	-1.72
Y	-0.40	-0.07	Y	-0.61	-9.91
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.78	-1.10	AGR	1.82	3.40
BUIL	2.71	5.58	BUIL	-0.32	0.17
CHM	-3.22	-7.60	CHM	-4.24	-5.30
COAL	-99.38	-99.98	COAL	-96.68	-98.95
ELE	-0.44	-1.21	ELE	-1.74	-2.76
GAS	23.02	-5.56	GAS	-	-
MAC	2.33	3.37	MAC	2.31	3.12
OIL	-86.63	-97.65	OIL	-68.65	-83.22
TRN	-12.02	-22.93	TRN	3.02	6.32
Y	4.22	7.10	Y	-0.53	-1.10
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.86	-0.73	AGR	-0.73	-0.01
BUIL	-0.98	-0.58	BUIL	3.38	5.05
CHM	-0.22	-0.31	CHM	-7.49	-7.84
COAL	-61.37	-83.63	COAL	-100.00	-100.00
ELE	-0.55	-0.85	ELE	-0.64	-1.29
GAS	-6.25	-32.80	GAS	-94.39	-88.37
MAC	0.31	0.49	MAC	-0.39	-0.61
OIL	-73.75	-91.01	OIL	-60.94	-72.15
TRN	-2.03	-3.61	TRN	-14.25	-17.14
Y	-0.59	-1.05	Y	2.58	2.51
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	2.12	1.40	AGR	0.65	-10.37
BUIL	0.64	-1.99	BUIL	2.57	8.73
CHM	2.98	3.75	CHM	-4.63	-37.94
COAL	-98.40	-90.20	COAL	-74.92	-100.00

<b>ELE</b>	-0.71	-0.06	<b>ELE</b>	0.41	-0.63
<b>GAS</b>	-43.25	6.05	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.75	-0.72	<b>MAC</b>	2.43	5.89
<b>OIL</b>	-82.54	-50.17	<b>OIL</b>	-85.89	-99.99
<b>TRN</b>	2.22	5.02	<b>TRN</b>	-5.13	-43.09
<b>Y</b>	-0.35	-3.65	<b>Y</b>	4.05	17.90
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.21	1.10	<b>AGR</b>	-0.54	0.08
<b>BUIL</b>	4.33	5.05	<b>BUIL</b>	-2.08	-2.52
<b>CHM</b>	-0.94	0.05	<b>CHM</b>	0.59	1.58
<b>COAL</b>	-97.53	-99.01	<b>COAL</b>	5.27	5.25
<b>ELE</b>	-0.09	0.01	<b>ELE</b>	-0.10	-0.19
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-1.82	-3.03
<b>MAC</b>	1.59	1.42	<b>MAC</b>	-0.98	-1.40
<b>OIL</b>	-68.22	-78.08	<b>OIL</b>	3.07	3.52
<b>TRN</b>	-5.52	-4.98	<b>TRN</b>	0.00	0.52
<b>Y</b>	2.27	1.33	<b>Y</b>	-2.31	-3.50
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-1.76	-8.05	<b>AGR</b>	-0.03	0.41
<b>BUIL</b>	3.26	14.12	<b>BUIL</b>	0.61	1.96
<b>CHM</b>	-25.79	-55.23	<b>CHM</b>	0.66	1.32
<b>COAL</b>	-100.00	-100.00	<b>COAL</b>	-17.13	-32.37
<b>ELE</b>	-7.19	-17.33	<b>ELE</b>	0.31	0.54
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	5.88	14.27	<b>MAC</b>	1.08	1.66
<b>OIL</b>	-99.24	-99.99	<b>OIL</b>	-65.56	-83.42
<b>TRN</b>	-25.08	-47.06	<b>TRN</b>	1.19	2.12
<b>Y</b>	4.66	11.31	<b>Y</b>	0.21	0.19
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.09	-0.37	<b>AGR</b>	2.01	4.19
<b>BUIL</b>	-0.12	1.25	<b>BUIL</b>	-0.54	-0.16
<b>CHM</b>	-1.16	-4.19	<b>CHM</b>	1.29	1.94
<b>COAL</b>	-96.56	-100.00	<b>COAL</b>	-87.99	-97.16
<b>ELE</b>	0.40	0.67	<b>ELE</b>	-0.48	-1.18
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-7.97	-24.27
<b>MAC</b>	0.43	0.69	<b>MAC</b>	0.92	1.18
<b>OIL</b>	-70.76	-94.27	<b>OIL</b>	-43.49	-70.13
<b>TRN</b>	-3.49	-9.93	<b>TRN</b>	4.42	7.41
<b>Y</b>	0.52	1.53	<b>Y</b>	0.39	0.38

Den höchsten Produktionsverlust im Ölsektor in der Budgetperiode trägt Finnland, wo der gesamte Output um fast 71 % absinkt, verglichen mit dem Basisszenario. Weiterhin ist durch CO<sub>2</sub>-Reduktion der Ölsektor in den Benelux-Staaten, Dänemark, Portugal und Schweden sehr stark betroffen, wo die Produktionsrückgänge bei entsprechend 49 %, 43 %, 34 % und 30 % liegen. In Österreich, Irland, Dänemark, England, Spanien und Griechenland befinden sich die Öloutputrückgänge zwischen 20 % (Griechenland) und 28 % (Österreich). Frankreich und Italien kommen in 2010 mit den Produktionsrückgängen im Ölsektor von entsprechend 13 % und 11 % relativ gut davon, verglichen mit anderen EU-Mitgliedsstaaten. Im Jahre 2020 nimmt die Ölproduktion in Finnland am stärksten ab (knapp 88 %), gefolgt von Portugal mit fast 82 %. Hohe Verluste sind ebenso in Österreich (45 %) zu beobachten, in Schweden, Irland, England sowie nun auch in Deutschland und Griechenland, wo der Output des Sektors Öl zwischen 31 und 39 % abnimmt. Frankreich, Spanien und Dänemark haben Rückgänge im Ölsektor von ungefähr 24 % zu verbuchen. Festzustellen ist hier eine starke Reduktion des Rückganges der Ölproduktion in Dänemark (von 43 % – drittgrößter Betrag in der EU – in 2010 auf 24 % in 2020 – zweitkleinster Rückfall in der EU). Dies ist auf die Senkung des effektiven Minderungszieles zurückzuführen. Italien zeigt weiterhin den kleinsten Rückfall des Öloutputs von ca. 15 %. Die Produktion des russischen Ölsektors erhöht sich um ca. 1 % im Vergleich zum Referenzszenario.

Im Sektor Gas sind in der Budgetperiode am stärksten Italien und Dänemark, gefolgt von Finnland, betroffen. In diesen Ländern fällt die Gesamtproduktion von Gas um entsprechend 23 %, 20 % und 14 %. In allen anderen Ländern beträgt der Rückgang weniger als 6 %, wobei dieser in Portugal bei 5,7 % liegt, in England und Deutschland bei 5 %, gefolgt von den Benelux-Staaten, Schweden und Österreich mit ca. 4 % sowie Spanien, Frankreich, Russland und Irland mit entsprechend 3 %, 2 %, 1 % und 0,1 %. In Griechenland ist dagegen eine leichte Steigerung von ca. 1 % zu beobachten. Im Jahr 2020 sind Finnland und Italien wieder unter den ersten drei Ländern, in denen der Outputrückgang des Gassektors am höchsten ist. In Finnland beträgt dieser 29 % und in Italien 18 %. In Portugal geht die Gesamtproduktion von Gas um 26 % zurück. In Dänemark ist für den Gassektor wieder eine starke Milderung des Produktionsrückganges über die Zeit festzustellen. Während der Output des dänischen Gassektors im Jahr 2010, wie oben gezeigt, um ca. 20 % abnimmt (zweitstärkster Produktionsrückfall in 2010), steigert sich dieser in 2020 um knapp 1 %. In Deutschland, den Benelux-

Staaten, Großbritannien und Schweden befinden sich die Produktionsrückgänge zwischen knapp 7 % und ca. 8 %. In Österreich, Frankreich und Russland betragen diese 4 %, 3 % und 2 %. In Spanien und Griechenland liegen die Produktionsverluste im Gassektor unter 1 %, während in Irland keine Änderungen gegenüber dem Basisszenario zu finden sind.

Neben den fossilen Energiesektoren sind vor allem der Stromsektor, welcher wesentlich auf dem Einsatz fossiler Energieträger basiert, und der Sektor Chemie stark betroffen.

Die stärksten Produktionsrückgänge im Elektrizitätssektor sind in der Budgetperiode in Finnland (5,5 %), Griechenland (knapp 2 %) und den Benelux-Staaten (über 1 %) festzustellen. In allen anderen EU-Ländern fällt der Stromoutput um weniger als 1 % zurück. Im Jahre 2020 haben Finnland und Griechenland wieder die schwersten Verluste von entsprechend 13 % und 5 % zu verzeichnen, gefolgt von Portugal mit 4 %, den Benelux-Staaten mit 3 %, Österreich, Irland und Deutschland mit über 1 %. In der russischen Elektrizitätsbranche ist eine unwesentliche Erhöhung von 0,05 % im Jahr 2005 und 0,11 % im Jahre 2020 zu beobachten.

Analog zu dem Stromsektor sind die größten Produktionsrückfälle des Chemiesektors in der Budgetperiode in Finnland und Griechenland mit 13,7 % und 11,1 % zu beobachten. Auf der dritten Stelle platziert sich Italien, wo die Chemieproduktion um 3,2 % sinkt. In den Benelux-Staaten, Irland, und Portugal geht der Output entsprechend um 2,7 %, 2,5 % und 2 % zurück. Der schwedische und der französische Chemiesektor weist einen Rückgang von 1,4 % und 0,8 % auf. Wobei die Chemiebranche in Deutschland und in Spanien von der CO<sub>2</sub>-Steuer nicht wesentlich beeinflusst ist – ihr Produktionsrückgang beträgt knapp 0,2 %. Österreich, England und Dänemark haben im Chemiesektor dagegen einen leichten Produktionsanstieg von 0,5 %, 0,6 % und 2 % vorzuweisen. Die größte Wachstumsrate des dänischen Chemiesektors lässt sich (abgesehen von den sinkenden realen Reduktionszielen) durch die europaweit niedrigste Energieintensität und gleichzeitig höchste Arbeitsintensität dieses Sektors erklären (vgl. Tabelle 5.9: Faktoranteil an der Summe der Bruttoproduktionswerte im Basisjahr). Die Steigerung der Produktion des Chemiesektors in Russland beträgt im Jahr 2010 0,3 %. Im Jahr 2020 hat die chemische Industrie Finnlands weiterhin mit Abstand die größten Einbußen zu verzeichnen, welche bei ungefähr 31 % liegen. Portugal weist einen Rückgang von knapp 17 % auf. Die Ländergruppe Benelux zeigt Produktionsrückgänge von fast 7 %, gefolgt von Griechenland mit 6,1 %.

Italien, Irland, Frankreich und Schweden verzeichnen Verluste von 3,4 %, 3,3 %, 2,5 % und 2 %. In Deutschland sinkt der Output des Chemiesektors um unbedeutende 0,2 %. In Österreich gibt es keine Änderungen gegenüber dem Referenzszenario. Zu den Gewinnern zählen im Jahre 2020 wieder England mit einem Anstieg von fast 0,9 % und Dänemark mit einer Produktionssteigerung von 2,2 %. Dazu gekommen ist auch der spanische Chemiesektor, in welchem der Output um 0,2 % gestiegen ist. In der russischen Chemiebranche ist ein Produktionsanstieg von knapp 1 % festzustellen.

Der ebenfalls energieintensive Wirtschaftssektor Verkehr verzeichnet ebenso starke Produktionsrückgänge in fast allen Ländern. So kommt es in der Budgetperiode in Finnland zu einem Produktionsrückgang von 9 %, in den Benelux-Staaten von 6,7 %, in Italien von 4 %, gefolgt von Portugal und Spanien mit 2,4 % und 2,3 %. Der Rückgang des Outputs im Transportsektor in Deutschland, Frankreich, Österreich und Griechenland fällt nicht so drastisch aus und liegt entsprechend bei 1 %, 0,9 %, 0,5 % und 0,3 %. Die weiteren Länder Schweden, England, Dänemark und Irland steigern dagegen in der Budgetperiode ihre Produktion im Verkehrssektor gegenüber dem Referenzfall um jeweilig 0,4 %, 0,5 %, 1 % und 1,8 %. Dabei hat der Transportsektor Dänemarks die niedrigste Energieintensität, bei der zweithöchsten Kapitalintensität in der EU. Die Verkehrsbranche Englands ist ebenso durch eine der niedrigsten (nach Dänemark) Energieintensitäten bei einer überdurchschnittlichen Investitionsintensität gekennzeichnet. Die Energieintensität des schwedischen Transportsektors liegt auf einem niedrigen Niveau ebenso wie in Dänemark, England und Irland, wo die viertkleinste Energieintensität bei einer überdurchschnittlichen Intensität des Faktors Kapital festzustellen ist. Die vier genannten Länder demonstrieren einen Produktionsanstieg im Transportsegment auch im Jahr 2020 in der gleichen Reihenfolge: Schweden 0,6 %, England nahezu 1 %, Dänemark knapp 2,6 % und Irland 3,4 %. In Finnland und Portugal geht die Produktion im Jahr 2020 mit 17,2 % am stärksten zurück, verglichen mit den anderen Ländern. Ein signifikanter Outputrückgang gegenüber dem Basisszenario ist auch in den Benelux-Staaten zu beobachten, welcher fast 13 % beträgt. Der Produktionsrückgang in Italien und Griechenland liegt bei 4,8 und 4,7 %, gefolgt von Frankreich und Spanien mit 2,4 und 2,1 %. Der deutsche und der österreichische Transportsektor leiden weniger, die Produktion in diesen Ländern fällt jeweilig um 1,6 und 1,2 % zurück. Der Einfluss der CO<sub>2</sub>-Steuer auf den russischen Verkehr ist irrelevant – der Output verringert sich gegenüber der Baseline um 0,06 % in der Budgetperiode und um 0,05 % im Jahr 2020.

Nach den Rechnungen mit ETAS ergeben sich drei Sektoren, die in fast allen EU-Ländern im Szenario KYOTO\_RU\_W ihren Produktionswert steigern können. Wie erwartet, handelt es sich hierbei um die investitions- und arbeitsintensiven Branchen. Die arbeitsintensiven Sektoren profitieren vom Rückgang des Reallohnes. Wegen der Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer wird bei dem bestehenden Lohnsatz weniger Arbeit nachgefragt. Da im Modell von vollkommenem Wettbewerb auf den Arbeitsmärkten ausgegangen wird, bedeutet dies, dass die Letzteren geräumt sein müssen bzw., dass sich ein Lohnsatz einstellt, bei welchem es in der Wirtschaft keine Arbeitslosigkeit gibt. Modellannahmegemäß ist das Arbeitsangebot fest bzw. die gesamtwirtschaftliche Beschäftigung soll auf einem konstanten Niveau bleiben. Das heißt, dass der Reallohn solange zurückgeht, bis das bestehende fixe Arbeitsangebot vollständig nachgefragt wird. Der Rückgang des Reallohnes überkompensiert in arbeitsintensiven Branchen u. U. die Verteuerung des Produktionsfaktors Energie, was zu einem Produktionsanstieg führt.

Im Sektor der übrigen Wirtschaft liegen die Änderungen im Jahr 2010 gegenüber dem Referenzszenario in einem Korridor von -0,7–1,21 %. Ein Produktionsanstieg ist in absteigender Reihenfolge in den Benelux-Staaten, Portugal, Italien, Finnland, Spanien, Frankreich, Irland, England und Schweden zu beobachten. Dabei sind die Benelux-Staaten die einzigen EU-Länder, in denen der Anstieg über 1 % liegt (1,21 %). Der Sektor der übrigen Wirtschaft in den Benelux-Staaten hat einen der niedrigsten Energieanteile (1,4 %) an der Summe der Bruttoproduktionswerte in der EU. Den höchsten Produktionsrückgang in der Budgetperiode hat Griechenland (0,7 %), wobei zu bemerken ist, dass der griechische Sektor der übrigen Wirtschaft die höchste Energieintensität in der EU vorweist (vgl. Tabelle 5.10). Zu den weiteren „Verlierern“ im Segment der übrigen Wirtschaft im Jahr 2010 zählen Österreich, Deutschland und Dänemark, wobei die beobachteten Rückgänge zwischen 0,09 % und 0,05 % liegen und somit nicht von großer Relevanz sind. In Russland kommt es zu einer Outputsenkung von 0,13 %. Im Jahre 2020 bewegen sich die Abweichungen vom Referenzszenario in einer Spannweite von -4,65–1,66 %, wobei es sich bei der Angehörigkeit zur Gewinner- und Verlierergruppe nichts ändert. Der höchste Produktionsanstieg ist wieder in den Benelux-Staaten und die stärkste Produktionsabnahme in Griechenland festzustellen.

Im Sektor der investitionsintensiven Güter (MAC) steigt die Produktion in der Budgetperiode am stärksten in Finnland an (um fast 4 %). Dieses Resul-



tat ist in Finnland, mit dem bei weitem höchsten Minderungspreis von 102 Euro im Jahr 2010 und den stärksten Outputrückgängen im dadurch betroffenen Energiesektor, nicht überraschend. Weiterer Produktionsanstieg gegenüber dem BAU-Szenario in der Budgetperiode ist in den Benelux-Staaten (fast 2,5 %), in Irland (2,3 %), in Portugal (1,4 %) und in Spanien (1,2 %) zu verzeichnen. In den übrigen EU-Ländern nimmt die Produktion der kapitalintensiven Güter um weniger als 1 % zu. Russland dagegen hat eine leichte Abnahme zu verzeichnen. Im Jahr 2020 ändert sich die Reihenfolge kaum: Finnland demonstriert wieder das stärkste Produktionswachstum im MAC-Sektor von knappen 8,7 %, gefolgt von den Benelux-Staaten mit fast 4 %, Irland mit 3,1 % und Portugal mit 1,4 %. In Spanien, Frankreich, England, Deutschland, Österreich und Italien nimmt der Output entsprechend um 1,2 %, 0,8 %, 0,7 %, 0,5 %, 0,4 % und 0,04 % zu. In Dänemark, Russland und Griechenland ist dagegen ein Rückgang von jeweilig 0,3 %, 0,5 % und 4 % festzustellen.

Im Hinblick auf die sektoralen Beschäftigungseffekte erfolgt in den meisten Fällen mit einem Anstieg (Rückgang) des gesamten Outputs auch eine Zunahme (bzw. Abnahme) der Beschäftigung (Outputeffekt). So nimmt die Beschäftigung im Energiebereich in allen EU-Ländern stark ab.

Die stärksten Beschäftigungsrückgänge sind im CO<sub>2</sub>-intensivsten Kohlesektor festzustellen, welcher durch die höchsten Produktionsrückgänge gekennzeichnet ist. Im Jahre 2010 nimmt die Beschäftigung in Portugal (67 %), Italien (60 %) und den Benelux-Staaten (56 %) am stärksten ab, also in den Ländern, welche ihren Kohleoutput am stärksten reduzieren. In Finnland, Griechenland, Frankreich, Irland, Spanien, England und Dänemark befinden sich die Beschäftigungsrückgänge der Kohlebranche in einer Spannweite von 36 % (Finnland) und 22 % (Dänemark). Schweden, Österreich und Deutschland reduzieren ihre Beschäftigung, verglichen mit anderen EU-Ländern, im Kohlesektor nicht so stark, aber immer noch bedeutend: Schweden um 16 %, Österreich um 12 % und Deutschland um fast 8 %. In Russland, in welchem ein leichter Kohleproduktionsanstieg in der Budgetperiode zu beobachten ist, steigt die Beschäftigung um knapp 1 %. Das Jahr 2020 charakterisiert sich durch einen noch stärker ausgeprägten Beschäftigungsrückgang im Kohlesektor, wobei die Reihenfolge der am stärksten betroffenen Länder sich kaum ändert. In Portugal fällt die Beschäftigung um fast 90 %, in den Benelux-Staaten und Italien sinkt diese um ungefähr 70 %, gefolgt von Finnland mit knappen 56 %. Weitere Beschäftigungsabnahme gegenüber dem

Referenzfall ist in Griechenland (46 %), Frankreich (44 %), Irland (32 %), England (31 %), Schweden (30 %), Spanien (fast 29 %), Dänemark und Deutschland (14 %) festzustellen. In Russland steigt dagegen die Beschäftigung um 1,7 % an.

In den weniger kohlenstoffhaltigen Energieträgern Öl und Gas liegt die Beschäftigung auch deutlich unter der Referenzentwicklung, jedoch nicht im dem Ausmaß des Kohlesektors. So beträgt die stärkste Beschäftigungsabnahme im Gassektor in der Budgetperiode 28 % in Italien, gefolgt von Dänemark (25 %) und Finnland (17 %). Der Beschäftigungsrückfall im Gassektor in Frankreich, Schweden, der Ländergruppe Benelux, Spanien, Österreich, England, Deutschland und Portugal ist geringer und liegt zwischen 4 % und 7 %. In Irland fällt die Beschäftigung um 0,2 %, während in Griechenland, wo der Gassektor mit Abstand die höchste Kapitalintensität bei einem geringem Energieanteil hat, diese um 9 % ansteigt. Die Beschäftigung im russischen Gassektor geht leicht (um 1 %) zurück, was auf die gesunkenen Gasexporte zurückzuführen ist. Im Jahr 2020 ist der höchste Rückgang der Beschäftigten im Gassektor in Finnland, Portugal und Italien festzustellen, wo dieser 34 %, 32 % und 27 % beträgt.

Der Sektor der investitionsintensiven Güter (MAC) demonstriert mit dem Anstieg des gesamten Outputs gegenüber dem Standardfall auch eine Zunahme der Beschäftigung. Am stärksten wächst diese in Finnland (4 % in der Budgetperiode und um 8,5 % im Jahre 2020). In den Benelux-Staaten steigt die Beschäftigung um 1,8 % im Jahr 2010 und um fast 2,9 % in 2020, in Irland entsprechend um 1,7 % und 2,3 % und in Portugal um 1,3 % und 2,3 %. In den anderen EU-Ländern liegt die Beschäftigungszunahme des Gassektors zwischen 0,04 % und 0,1 % in der Budgetperiode und zwischen 0,4 % und 1,3 % im Jahr 2020.

In manchen Sektoren (wie Landwirtschaft z.B. in Griechenland, Italien, Portugal und Chemie beispielsweise in Spanien, Frankreich, Deutschland) ist teilweise eine Zunahme der Beschäftigung trotz des Produktionsrückganges festzustellen. Die Erklärung dafür ist der dominierende Substitutionseffekt: Energie wird durch den Produktionsfaktor Arbeit ersetzt. Je größer der sektorale Wertschöpfungsanteil des Produktionsfaktors Arbeit ist, desto stärker wirkt der Substitutionseffekt dem Outputeffekt entgegen.

Die Struktur des Außenhandels ändert sich entsprechend dem Prinzip des komparativen Vorteils. Die Exporte ändern sich im Allgemeinen wie folgt: Zu den „Verlierern“ zählen in erster Linie die fossilen Sektoren (Kohle, Öl,

Gas) und die energieintensiven Sektoren (Elektrizität, Grundstoffe, Transport). Die kapitalintensiven Sektoren (Bauten, Investitionsgüter) sowie der Dienstleistungssektor steigern dagegen ihre Exporte. In einer Abnahme der Exporte bzw. in einer Zunahme von Importen äußert sich der Verlust an Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Branchen.

Wie erwartet, kommt es im Primärenergiebereich zu einem drastischen Rückgang der Ausfuhren. So stellen Finnland und Italien ihre Kohleexporte bereits in der Budgetperiode komplett ein. Im Jahr 2020 reduzieren auch Frankreich und Portugal ihre Ausfuhr von Kohle bis auf null. Betrachtet man die Nachfragestruktur dieser Länder (vgl. Tabelle 5.11), stellt man fest, dass die Kohleexporte in Finnland, Italien und Frankreich im Basisjahr ohnehin auf einem unbedeutenden Niveau lagen (der Anteil der Ausfuhren von Kohle an der gesamten Nachfrage lag in Frankreich bei 0,9 %, in Finnland bei 0,2 % und in Italien bei 0,4 %). Portugal dagegen hatte im Basisjahr einen Exportanteil von ungefähr 86 %, daher führte die Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer zu erheblichen Veränderungen in der portugiesischen Nachfragestruktur. Eine nahezu totale Reduktion der Kohleexporte in der Budgetperiode gegenüber der Referenzentwicklung haben auch die Benelux-Staaten (99 %), Dänemark und Spanien (98 %) sowie Irland und Frankreich (97 %). Englische Kohleexporte sinken um 88 %, in Portugal gehen die Ausfuhren um 75 % und in Deutschland um 61 % zurück. Die schwedischen Kohleexporte verringern sich um einen Betrag von 17 %. Die Ausfuhr von Kohle aus Griechenland und Österreich liegt bereits im Basisjahr bei null. Bei allgemeiner Reduktion steigen die Exporte der russischen Kohlebranche um ungefähr 5 %. Im Jahr 2020 steigt die Abnahme der Exporte in allen europäischen Ländern noch an. So beträgt diese fast 100 % in den Benelux-Staaten, 99 % in Spanien und Irland, 97 % in England, 84 % in Deutschland und 32 % in Schweden. Die einzige Ausnahme ist Dänemark, wo der Rückgang der Kohleexporte von 98 % im Jahr 2010 auf 90 % im Jahr 2020 sinkt, was auf das niedrigere Minderungsziel zurückzuführen ist (vgl. Tabelle 6.14).

Der stärkste Rückgang der Ausfuhren begleitet von einem Anstieg der Einfuhren ist im über die fossilen Energieträger indirekt besteuerten Stromsektor in Finnland zu sehen. Dieses Ergebnis ist nicht überraschend. Wie oben beschrieben, hat Finnland ab der Budgetperiode die höchsten Vermeidungskosten aufzuweisen, welche zu einer Senkung der Elektrizitätsausfuhren in Höhe von ca. 7 % im Jahr 2010 und von ungefähr 17 % im Jahr 2020 sowie zu einem Anstieg der Stromeinfuhren im Betrag von ca. 3 % im Jahr 2010 und von knapp 8 % im Jahr 2020 führen. In Frankreich dagegen ist ein leicht-

ter Anstieg der Stromexporte bei einer Abnahme der Importe festzustellen. Die Stromausfuhr nimmt um 0,4 % im Jahr 2010 und um 0,6 % im Jahr 2020 zu, während die Einfuhr in 2010 um 0,3 % und im Jahr 2020 um 1 % zurückgeht. Dies ist auf die Struktur des französischen Elektrizitätssektors zurückzuführen: Mit einem Kernenergieanteil von ca. 80 % wird der Preis der Stromerzeugung in Frankreich durch den Preisanstieg der Primärenergie nicht so stark beeinflusst wie in den anderen EU-Ländern. Dadurch gewinnt der französische Strom an Wettbewerbsfähigkeit, was die Zunahme der Stromexporte erklärt.

Die Exporteffekte des Agrarsektors in der Europäischen Union (ebenso wie die Outputeffekte) lassen sich im Gegensatz zu den anderen Sektoren nicht verallgemeinern. Betrachtet man die Auswirkungen auf die Exporte des Landwirtschaftssektors in der Budgetperiode, stellt man fest, dass diese in Schweden, Frankreich, Italien, Deutschland sowie in Finnland leicht abnehmen und in den Ländern Griechenland, Dänemark, England, Irland, Benelux, Österreich, Portugal und Spanien dagegen geringfügig zunehmen.

Im Allgemeinen verhalten sich also die Exporte analog zu der Entwicklung der heimischen Produktion, wobei der Anstieg oder Rückgang der Ausfuhren stärker ausfällt als die entsprechende Zu- oder Abnahme der Produktion. Der Grund dafür ist die niedrigere Preiselastizität der heimischen Nachfrage verglichen mit der Preiselastizität der Nachfrage nach Exporten.

### 7.1.2 *Das SubszENARIO KYOTO\_RU\_P*

Die in diesem Szenario simulierten CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen unter der pessimistischen Entwicklung der russischen Wirtschaft verursachen nur sehr geringe Abweichungen von den gesamtwirtschaftlichen Ergebnissen des oben betrachteten wahrscheinlichen Szenarios KYOTO\_RU\_W. Da in dem betrachteten Fall ebenso keine gemeinsamen internationalen Umweltstrategien berücksichtigt werden, führen alle Länder wie vorher eine CO<sub>2</sub>-Steuer unabhängig voneinander ein, um ihre eigenen Reduktionsziele zu erfüllen. Der mit der pessimistischen Wirtschaftsentwicklung der Russischen Föderation verbundene Einfluss auf die Länder der Europäischen Union ist, wie erwartet, irrelevant und kaum zu bemerken. So kommen die EU-Länder praktisch auf die gleichen (mit geringen Abweichungen) nach Kyoto erforderlichen CO<sub>2</sub>-Steuersätze wie unter der wahrscheinlichen Wirtschaftsentwicklung Russlands. Sowohl in der Budgetperiode als auch im Jahr 2020 liegen die Abweichungen zwischen den sich ergebenden CO<sub>2</sub>-Preisen in einem Korridor von 1 und 7 Cent<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>. Die einzige Ausnahme sind

Italien und Portugal, welche eine größere Abweichung von dem wahrscheinlichen KYOTO-Szenario im Jahr 2020 aufweisen, die 25 Cent  $\text{EUR}_{\text{Mai2004}}/\text{t.CO}_2$  in Italien und 52 Cent  $\text{EUR}_{\text{Mai2004}}/\text{t.CO}_2$  in Portugal beträgt. Diese entspricht aber einer tatsächlichen Änderung der Umweltsteuer von ca. 0,2 % (nach dem Szenario KYOTO\_RU\_W betrug die  $\text{CO}_2$ -Steuer in Italien und Portugal im Jahr 2020 entsprechend 102,26 und 297,28,  $\text{EUR}_{\text{Mai2004}}/\text{t.CO}_2$ , vgl. Tabelle 7.1a), was als eine unwesentliche Änderung angesehen werden kann. Aus diesem Grund sind in diesem Szenario praktisch vollkommen identische Makroeffekte festzustellen, wie im oben beschriebenen Fall. Eine detaillierte Darstellung der Resultate der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Subszenarios KYOTO\_RU\_P ist im Anhang unter dem Abschnitt 10.2.1 aufgeführt.

Da der Faktor der Wirtschaftsänderungen (die Umweltsteuer) praktisch auf dem gleichen Niveau wie im Szenario KYOTO\_RU\_W bleibt und somit die resultierenden sektoralen Auswirkungen des betrachteten Subszenarios sehr ähnlich sind, werden diese hier ebenso nicht aufgeführt. Die genauen Resultate befinden sich im Anhang unter dem Paragraph 10.2.2.

### 7.1.3 *Das SubszENARIO KYOTO\_RU\_O*

Für dieses Szenario wurde ein optimistisches Bild der zukünftigen wirtschaftlichen Entwicklung Russlands eingestellt, wobei die umweltpolitischen Maßnahmen zur Reduktion des  $\text{CO}_2$ -Ausstoßes in einzelnen Ländern wieder, wie in den obigen Szenarien, unabhängig voneinander ergriffen werden. Aus russischer Sicht impliziert dieses Szenario aber einen sehr wichtigen Unterschied: Mit der Annahme eines optimistischen Entwicklungspfades der russischen Ökonomie wird das Reduktionsziel Russlands nach dem Jahr 2010 positiv, was bedeutet, dass Russland nach der Budgetperiode seine  $\text{CO}_2$ -Emissionen zum ersten Mal senken muss. Im Jahr 2015 führt dieses zu einer erforderlichen  $\text{CO}_2$ -Steuer von 0,67  $\text{EUR}_{\text{Mai2004}}/\text{t.CO}_2$  und im Jahr 2020 beträgt diese bereits 1,31  $\text{EUR}_{\text{Mai2004}}/\text{t.CO}_2$ . Daraus folgen natürlich damit verbundene makroökonomische sowie strukturelle Effekte, welche im Allgemeinen der Logik des oben beschriebenen Verhaltens der EU-Wirtschaften bei Minderungsmaßnahmen entsprechen. So geht der gesamte Produktionsoutput Russlands im Jahr 2015 um 0,13 % zurück und im Jahr 2020 liegt der Rückgang bei 0,24 %. Die russischen Exporte sinken im Jahr 2015 um knappe 0,5 % und im Jahr 2020 um fast 1 %. Der Einfluss einer optimistischen wirtschaftlichen Entwicklung in der Russischen Föderation und die daraus folgende erforderliche Einführung der Umweltsteuer in den Volkswirtschaften Europas ist, ebenso wie im betrachteten Szenario KYOTO\_

RU\_P, fast unmerklich. Die Unterschiede zwischen den resultierenden CO<sub>2</sub>-Steuersätzen in den Szenarien KYOTO\_RU\_W und KYOTO\_RU\_O liegen in einer Spannbreite von 0,01 und 0,35 %. Diese Änderungen in den CO<sub>2</sub>-Steuersätzen führen nur zu unbedeutenden Abweichungen der Makroparameter von den Resultaten des Szenarios KYOTO\_RU\_W. So beträgt beispielsweise die Abweichung der Änderung des gesamten portugiesischen Produktionsoutput im Jahr 2020 im Szenario KYOTO\_RU\_P nur 0,02 % von der verursachten Outputänderung des Szenarios KYOTO\_RU\_W. Eine Übersicht über die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen ist im Anhang unter Abschnitt 10.1.1 gegeben.

Auf der sektoralen Ebene führt die notwendige Emissionsminderung und die dadurch entstehende Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer in Russland vor allem zu einem bedeutenden Produktionsrückgang im Kohlesektor. Der Output der karbonintensivsten Branche sinkt im Jahr 2020 um ca. 16 %. Die anderen Energiesektoren demonstrieren ebenso Verluste. So geht die Produktion des Gassektors im Jahr 2020 um fast 5 % zurück, verglichen mit dem Standardfall. Im Ölsektor reduziert sich die Produktion um 0,2 %. Aufgrund des sich verteuernenden Produktionsfaktors Energie haben die energieintensiven Branchen auch Verluste zu verbuchen. So fällt der Output des Stromsektors um 0,1 % und im Transportsektor geht die Produktion im Jahr 2020 um 1 % zurück. Der Sektor der übrigen Wirtschaft verzeichnet ebenso eine leichte Produktionsabnahme im Jahr 2020 von 0,2 %. Im Gegensatz zu den europäischen Ökonomien ist der russische Sektor der übrigen Wirtschaft ziemlich energieintensiv (der Energieanteil im Sektor der restlichen Wirtschaft des Basisjahres lag in Russland bei ca. 8 %, während die durchschnittliche Energieintensität dieses Sektors in Europa bei 1 % lag, vgl. Tabelle 5.9), was den Produktionsrückgang dieser Branche erklärt. Der kapitalintensive Sektor Bauten und die investitionsintensiven Güter profitieren von der relativen Vergünstigung des Produktionsfaktors Kapital durch die Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer und demonstrieren einen leichten Produktionsanstieg im Jahr 2020 von 0,1 %. Der Agrarsektor zählt ebenso zu den Gewinnern. Der Output der Landwirtschaft in Russland steigt im Jahr 2020 um fast 0,1 %.

Analog zu der Entwicklung der heimischen Produktion ändern sich auch die Ausfuhren. Wie oben bereits erwähnt, wegen der höheren Preiselastizität der Exportnachfrage im Vergleich zur Preiselastizität der heimischen Nachfrage, sind die Auswirkungen auf die Ausfuhren ausgeprägter. So ist in Russland ein Rückfall von Kohleexporten im Jahr 2020 von ca. 32 % zu beobachten. Die Ausfuhren von Gas sinken um 6,3 % und die Ölexporten gehen um 0,5 %

zurück. Das Gleiche gilt auch für den russischen Stromsektor, in welchem die Ausfuhr im Jahr 2020 um 0,5 % fällt. Im Sektor der investitionsintensiven Güter steigen die Exporte um ungefähr 0,2 % an, während die Ausfuhren des Chemiesektors eine Zunahme von fast 2,5 % ausweisen. Im Energiesektor sind im Jahr 2020 auch negative Beschäftigungseffekte festzustellen: Der Kohlesektor verliert ungefähr 15 %, verglichen mit dem Referenzfall, die Gasbranche verbucht Verluste von 5 % und im Sektor Öl geht die Beschäftigung um 0,2 % zurück. Während die Beschäftigung des energieintensiven Verkehrssektors auch sinkt (der Rückgang beträgt ungefähr 0,7 %), demonstriert der russische Stromsektor eine Beschäftigungszunahme. Die kapitalintensiven Sektoren profitieren von der Outputzunahme und weisen eine Beschäftigungszunahme von ca. 0,2 % auf (Sektor der Investitionsgüter), wohingegen der Bausektor einen Beschäftigungszuwachs von knapp 2 % erfährt. Die Beschäftigung des russischen Landwirtschaftssektors steigt im Jahr 2020 um ungefähr 0,8 %.

Die strukturellen Änderungen der europäischen Länder haben die gleiche Natur wie in den vorherigen Szenarien und weisen nur geringfügige Abweichungen von den im Szenario *KYOTO\_RU\_W* beschriebenen Werten auf. Die detaillierten sektorspezifischen Effekte des Szenarios *KYOTO\_RU\_P* finden sich im Anhang unter Abschnitt 10.2.2.

## **7.2 Das Szenario *KYOTO\_TRADE***

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen des Szenarios *KYOTO\_TRADE* diskutiert, welches die Einführung eines Emissionsrechtehandels simuliert. Dabei bezeichnet das SubszENARIO *KYOTO\_TRADE\_RU\_W* die wahrscheinliche Variante, das SubszENARIO *KYOTO\_TRADE\_RU\_O* die optimistische Variante und das SubszENARIO *KYOTO\_TRADE\_RU\_P* die pessimistische Variante der zukünftigen Entwicklung der russischen Ökonomie.

### *7.2.1 Das SubszENARIO *KYOTO\_TRADE\_RU\_W**

Zunächst werden erst die durch die Einführung eines Handels mit Emissionszertifikaten verursachten gesamten Effekte auf der Makroebene und dann die strukturellen Effekte auf dem sektoralen Niveau präsentiert.

7.2.1.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

Der sich bei der Einführung eines Emissionsrechtehandels ergebende Preis der Emissionszertifikate sowie die resultierenden makroökonomischen Effekte sind in der Tabelle 7.6 dargestellt.

Tab. 7.6: CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89	2.89
2015	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41
2020	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28	11.28
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.05	-0.09	-0.03	-0.02	-0.03	-0.12	-0.01	-0.11	0.00	-0.02	-0.10	-0.74	-0.03	-0.04
2015	-0.08	-0.17	-0.05	-0.03	-0.06	-0.21	-0.02	-1.09	0.01	-0.03	-0.22	-1.38	-0.06	-0.07
2020	-0.11	-0.24	-0.08	-0.05	-0.08	-0.29	-0.03	-1.61	0.00	-0.05	-0.28	-2.01	-0.10	-0.12
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.03	-0.12	-0.02	-0.04	-0.04	-0.13	-0.03	-0.08	-0.05	-0.06	-0.07	1.00	-0.02	-0.02
2015	-0.07	-0.24	-0.04	-0.06	-0.08	-0.30	-0.07	-0.22	-0.10	-0.12	-0.21	2.24	-0.05	-0.06
2020	-0.12	-0.40	-0.08	-0.04	-0.11	-0.53	-0.11	-0.48	-0.17	-0.19	-0.39	3.97	-0.10	-0.10
<b>KONSUM (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.05	-0.15	-0.04	-0.05	-0.06	-0.15	-0.04	-0.12	-0.07	-0.08	-0.07	1.31	-0.02	-0.02
2015	-0.12	-0.31	-0.08	-0.07	-0.11	-0.35	-0.09	-0.34	-0.13	-0.16	-0.24	3.07	-0.05	-0.06
2020	-0.19	-0.50	-0.14	-0.05	-0.16	-0.60	-0.15	-0.71	-0.22	-0.25	-0.43	5.86	-0.11	-0.11
<b>INVESTITIONEN (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	0.03	-0.01	0.04	0.04	0.05	-0.05	0.04	0.01	0.05	0.03	-0.03	1.70	0.05	0.05
2015	0.05	-0.02	0.09	0.09	0.11	-0.14	0.07	-0.30	0.08	0.06	-0.15	3.84	0.09	0.10
2020	0.07	-0.06	0.14	0.19	0.17	-0.27	0.11	-0.67	0.11	0.07	-0.33	7.06	0.15	0.13
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	0.01	-0.05	-0.01	-0.09	-0.08	0.05	0.00	0.36	-0.08	0.02	0.00	-4.19	-0.10	-0.19
2015	0.04	-0.05	0.00	-0.13	-0.09	0.22	0.03	-0.84	-0.16	0.03	0.21	-8.12	-0.14	-0.29
2020	0.09	0.00	0.05	-0.26	-0.11	0.48	0.08	-0.75	-0.23	0.06	0.47	-12.14	-0.14	-0.35
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.03	-0.20	-0.07	-0.14	-0.17	-0.19	-0.08	-0.10	-0.12	-0.13	-0.13	-0.68	-0.14	-0.20
2015	-0.07	-0.35	-0.12	-0.21	-0.29	-0.32	-0.15	-1.12	-0.23	-0.25	-0.30	-1.00	-0.22	-0.35
2020	-0.11	-0.49	-0.16	-0.25	-0.36	-0.44	-0.22	-1.71	-0.33	-0.38	-0.51	-0.98	-0.29	-0.48



Die CO<sub>2</sub>-Steuersätze sind in der Tabelle 7.6.a in den aktuellen Preisen (Mai 2004) gegeben.<sup>2</sup>

Tab. 7.6.a: CO<sub>2</sub>-Steuer in EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W (Prozentuale Änderung gegenüber BAU)

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in EUR2004/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
<b>2005</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>2010</b>	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
<b>2015</b>	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77
<b>2020</b>	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92

Vergleicht man die Tabellen 7.1.a und 7.6.a, stellt man fest, dass die Einführung eines Emissionsrechtehandels tatsächlich zu einer drastischen Senkung von CO<sub>2</sub>-Minderungskosten und somit zu einer erheblichen Entlastung aller betrachteten Wirtschaften Europas führt. Beispielsweise ist der niedrigste CO<sub>2</sub>-Steuersatz in der gesamten Europäischen Union im Szenario ohne Emissionsrechtehandel KYOTO im Jahr 2010 (UK 17.60 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>) um etwa 575 % höher als der Preis der Emissionsrechte (3.05 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>).

Es wird ersichtlich, dass die Einführung eines Emissionsrechtehandels zu einer bedeutsamen Reduzierung der negativen wirtschaftlichen Auswirkungen in allen EU-Ländern führt. Da die Ursache dieser Makroeffekte gleich bleibt – nach der Modellalgebra wird immer noch eine Umweltsteuer eingeführt (welche im Szenario KYOTO als CO<sub>2</sub>-Minderungskosten und im Szenario KYOTO\_TRADE als Preis der handelbaren Emissionszertifikate bezeichnet werden kann) – bleibt auch die Logik der beobachtenden Auswirkungen gleich, welche bei der Beschreibung des Simulationsszenarios ohne Emissionsrechtehandel KYOTO erklärt wurde.

Festzustellen ist also, dass sich durch die Einführung des Handels mit Emissionen ein Emissionsrechtmarkt herausbildet, auf welchem sich die den Ländern der Europäischen Gemeinschaft bei der Einhaltung ihre quantifizierten Verpflichtungen entstehenden Kosten nach unten angleichen. Wie die ökonomische Theorie besagt, werden infolgedessen die Gesamtkosten für die

2 Für die Hochrechnung wurden die „real effective exchange rates (EER)“ der EZB benutzt, vgl. ECB 1999 S. 28 und ECB 2004 S. 66.

Erreichung des Emissionsreduktionszieles minimiert, oder anders ausgedrückt – die mit begrenzten Ressourcen erzielbaren Emissionsminderungen werden maximiert. Wie oben bereits demonstriert, fällt der resultierende internationale Marktpreis der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die EU-Länder in der betrachteten Zeitperiode wesentlich niedriger aus als der kleinste CO<sub>2</sub>-Steuersatz im Szenario ohne Emissionsrechtehandel. Dadurch verbessert sich die Lage jedes einzelnen Landes der Europäischen Gemeinschaft, verglichen mit dem Szenario KYOTO.

Der stärkste Rückgang der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit im Emissionshandelsszenario ist in der Budgetperiode in Finnland festzustellen, wo der Produktionsrückgang bei 0,12 % liegt. Gleich dahinter stehen Griechenland, Portugal und die Benelux-Staaten, wo der Gesamtoutput um 0,11 %, 0,10 % und 0,9 % abnimmt, verglichen mit dem Business-as-usual Szenario. Die Produktionsrückgänge in den anderen EU-Ländern im Jahr 2010 liegen in einem Korridor von 0 % (Irland) bis 0,05 % (Österreich). Im Jahr 2020 ist Griechenland mit einem Outputrückgang von 1,6 % gegenüber dem Referenzpfad mit Abstand der größte „Verlierer“. In Finnland, Portugal und den Benelux-Staaten kommt es im Szenario mit Emissionshandel im Jahr 2020 zu Verlusten der Gesamtproduktion von 0,29 %, 0,28 % und 0,24 %. Weiterhin folgen England (0,12 %), Österreich (0,11 %) und Schweden (0,1 %). In allen anderen EU-Ländern geht die Produktion im Jahr 2020 um weniger als 0,1 % zurück.

Im Falle Russlands verursacht der Zertifikatehandel im Gegenteil zum Szenario KYOTO einen starken Produktionsrückgang (siehe Kommentare zu den Abbildungen 7.2 und 7.3 unten). Russland, mit seinem großen Energie-sparpotential und niedrigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, entindustrialisiert sich um seine Emissionen zu reduzieren und somit möglichst hohe Profite aus dem Verkauf der Emissionszertifikate zu erzielen (vgl. auch Effekte auf BIP, Konsum und Investitionen).

Aufgrund der geringeren Steuerbelastung im Szenario KYOTO\_TRADE, im Vergleich zum Szenario KYOTO, ist bei der Einführung eines Emissionsrechtehandels auch eine wesentliche Verringerung der „Verluste“ des Bruttoinlandsproduktes in allen EU-Ländern zu sehen. Am deutlichsten kann dies am Beispiel Finnlands demonstriert werden. Wie oben bereits gezeigt, ist Finnland mit einem CO<sub>2</sub>-Steuersatz von 108,52 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> im Jahr 2010 und von 389,28 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 im Szenario KYOTO das am stärksten belastete Land. Diese Steuersätze führen im Fall ohne

Emissionshandel zu einem BIP-Rückgang von 1,2 % im Jahr 2010 und etwa 3,5 % im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzszenario. Mit Einführung eines Emissionsrechtehandels reduzieren sich die BIP-Verluste“ auf 0,2 % im Jahre 2010 und nur noch auf 0,5 % im Jahr 2020.

In den Benelux-Staaten geht das Bruttoinlandsprodukt in der Budgetperiode um 0,12 % zurück, während in allen anderen EU-Ländern der Rückgang weniger als 0,1 % beträgt. Im Jahr 2020 verliert das Bruttoinlandsprodukt Griechenlands knapp 0,5 %, gefolgt von den Benelux-Staaten und Portugal, wo das Bruttoinlandsprodukt um 0,4 % sinkt. In Italien und Irland liegt der Rückgang des Bruttoinlandsproduktes bei ungefähr 0,2 %, während in den anderen EU-Ländern dieser sich in einer Spannweite von 0,04 % in Dänemark und 0,12 % in Österreich befindet.

In Russland führt der ermöglichte Verkauf von Emissionsrechten zu einem bedeutenden Anstieg des Bruttoinlandsproduktes im Jahr 2020 um knapp 4 % im Vergleich zum Basisfall. Bei einem gleichzeitigen Gesamtproduktionsrückgang, „lebt“ Russland vom Verkauf der Emissionszertifikate, profitierend von der stagnierenden Wirtschaft, was politisch gesehen keine akzeptable Entwicklung darstellt und eine Beschränkung der Verkaufsmenge der Emissionsrechte erfordert. Zur Veranschaulichung sind die Auswirkungen der Einführung eines Emissionsrechtehandels auf den Produktionsoutput und auf das Bruttoinlandsprodukt aller betrachteten Länder in den Abbildungen 7.2 und 7.3 grafisch dargestellt.

Aus den Grafiken wird deutlich, dass die Verluste am Output im Falle der Ermöglichung eines Handels mit CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen EU-Ländern nur unter der 0,3-Prozent-Linie liegen (mit Ausnahme von Griechenland, wo die Produktion im Jahr 2015 um 1,1 % und im Jahre 2020 um ca. 1,6 % zurückgeht). Währenddessen sinkt der russische Output bereits im Jahr 2010 um 0,7 %. Im Jahr 2015 beträgt der Produktionsrückgang bereits knapp 1,4 % und im Jahr 2020 kommt es zu Produktionsverlusten in Höhe von ungefähr 2 %. Diese Abnahme der gesamten Produktion wird von einer Zunahme des russischen Bruttoinlandsproduktes begleitet, welche in der Budgetperiode bei 1 % liegt, im Jahr 2015 ca. 2,2 % beträgt und im Jahr 2020 auf den Wert von fast 4 % ansteigt. Ebenso ist ein drastischer Anstieg des Einkommens in Russland im Szenario mit Emissionsrechtehandel festzustellen. Infolge der Einführung eines Emissionszertifikathandels steigen die russischen Investitionen in der Budgetperiode um fast 2 % und im Jahr 2020 um etwa 7 %. Der

Konsum nimmt in der Budgetperiode um 1,3 % und im Jahr 2020 um knapp 6 % ab, im Vergleich zum Basisfall.

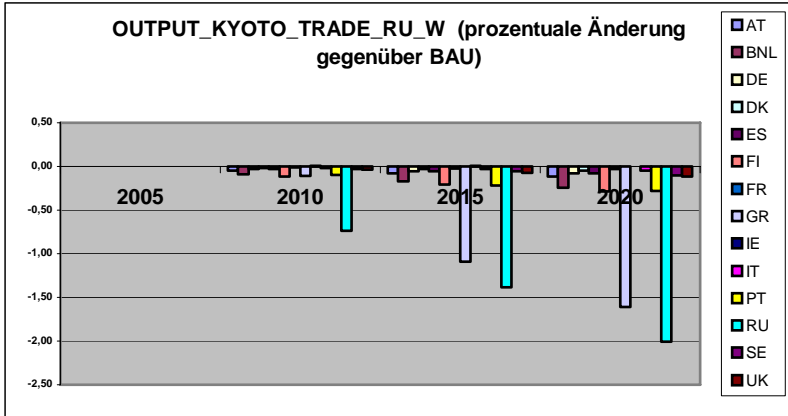


Abb. 7.2: Veränderung des OUTPUTs im KYOTO\_RU\_W Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %

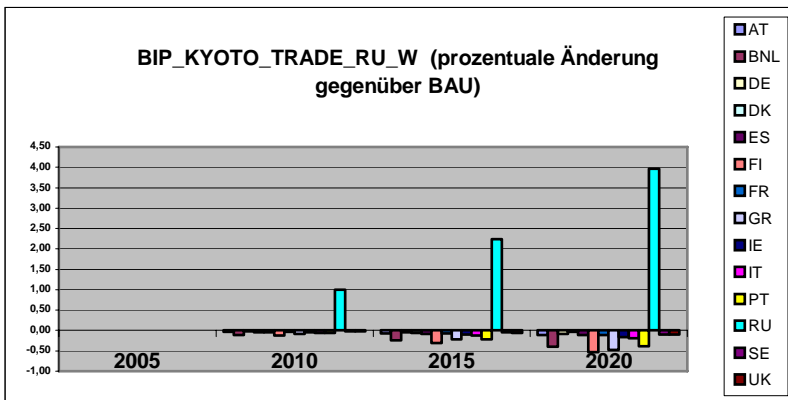


Abb. 7.3: Veränderung des BIPs im KYOTO\_RU\_W Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %

Wie sich aus der relativen Betrachtung der Szenarien KYOTO\_RU\_W und KYOTO\_TRADE\_RU\_W zeigt, sinken auch die Exporte der EU-Länder im Emissionshandelsszenario weniger als im Szenario KYOTO. Gleichzeitig gehen die Importe Europas im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W weniger stark zurück als im Minderungsszenario ohne Zertifikatehandel. In der Russischen Föderation ist dagegen ein starker Rückgang der Ausfuhren zu beobachten, was in erster Linie auf einer drastischen Reduzierung der Exporte von fossilen Brennstoffen basiert (vgl. unten Paragraph 7.2.1.2). Der Rückfall der gesamten russischen Exporte im Minderungsszenario beträgt in der Budgetperiode fast 4,2 %, während dieser im Jahr 2020 bereits bei 12 % liegt. Dabei wird in Russland in der Budgetperiode um 0,7 % und im Jahr 2020 um fast 1 % weniger importiert, verglichen mit dem Standardszenario.

#### 7.2.1.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

Die strukturellen Änderungen der Produktion, des Außenhandels und der Beschäftigung im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W sind in den Tabellen 7.7–7.10 dargestellt. Im Anschluss erfolgt die Interpretation der Ergebnisse.

Vergleicht man die sektoralen Effekte der Szenarien KYOTO und KYOTO\_TRADE, stellt man fest, dass die Tendenzen der strukturellen Änderungen (abgesehen von den nominalen Größen) identisch sind. Dies war auch zu erwarten, da, wie bereits erwähnt, die Ursache dieser Auswirkungen (die CO<sub>2</sub>-Steuer) sich nicht geändert hat. Da die CO<sub>2</sub>-Steuer aufgrund der Möglichkeit eines Emissionshandels in jedem Land der Europäischen Gemeinschaft geringer ausfällt, werden die entsprechenden sektoralen Effekte gemildert. (Die logischen Zusammenhänge zwischen den Wirtschaftssektoren sowie den Makroparametern der EU-Länder sind im Allgemeinen gleich und können wie im Szenario KYOTO ohne Emissionshandel interpretiert werden.)

Eine kurze Gegenüberstellung der verursachten Effekte im von den Umweltreformen am stärksten betroffenen Energiebereich zeigt dies deutlich. So ist beispielsweise der stärkste Produktionsrückgang des Kohlesektors gegenüber dem Referenzszenario in der Budgetperiode in Portugal festzustellen, welcher bei knapp 7,7 % liegt. Im Szenario ohne Emissionshandel hatte Deutschland einen vergleichbaren Verlust der Kohleproduktion (7,1 %) zu verbuchen, wobei dies der geringste Rückgang unter den EU-Ländern war, während in Portugal der Kohleoutput um 65 % zurückging. Der Produktionsoutput der italienischen Kohlebranche sinkt im Emissionshandelsszenario im Jahr 2010 um 7,6 %. Weiter folgen England, die Benelux-Staaten und Spa-

nien, wo die Produktion von Kohle um 5,8 %, 4,7 % und 3,8 % abnimmt. In den weiteren EU-Ländern liegt der Produktionsrückgang im Sektor Kohle zwischen fast 0,9 % (Deutschland) und knapp 3 % (Griechenland). Im Jahr 2020 sind die Produktionsrückgänge von Kohle im Emissionshandelsszenario immer noch teilweise sehr stark, aber vom Ausmaß im Szenario KYOTO weit entfernt. In Portugal und Italien betragen die Kohleproduktionsrückgänge im Jahre 2020 entsprechend 26,3 % und fast 22,5 %. Der Kohlesektor in England und den Benelux-Staaten verzeichnet Produktionsrückgänge von 14,32 % und 14 %. In Spanien, Griechenland und Dänemark sinkt der Kohleoutput im Vergleich zum Referenzszenario um 11,7 %, 10,9 % und 9,3 %, während die Produktion von Kohle in Irland, Finnland, Frankreich und Österreich um 7,7 %, 6,5 %, 5,9 % und 5,3 % abnimmt. Die Produktion des deutschen Kohlesektors geht um ungefähr 3 % zurück, während die Kohlebranche Schwedens mit einem leichten Rückgang von 0,5 % am wenigsten betroffen ist.

Im Ölsektor der EU-Länder liegen die Produktionsverluste in der Budgetperiode im Falle eines Emissionshandels in einem Korridor zwischen 7,2 % (Dänemark) und 0,5 % (Italien), während im Minderungsszenario ohne Zertifikatehandel die Bandbreite zwischen 70,7 % (Finnland) und 11 % (Italien) liegt. Im Jahr 2020 betragen die Ölproduktionsrückgänge in allen EU-Ländern „nur“ zwischen 19,8 % und 1,7 % gegenüber den Verlusten des Öloutputs im Szenario KYOTO\_RU\_W, wo diese sich zwischen 88 und 14,7 % befanden. Im europäischen Gassektor sinkt die Produktion im Jahr 2010 im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W in einer Spannbreite zwischen 1,8 und 0,01 % (im Szenario KYOTO lagen diese in einer Bandbreite von 22,6–0,12 %) und im Jahr 2020 kommt es zu dem höchsten Rückgang der Gasproduktion in Dänemark von knapp 4 %, während der stärkste Gasproduktionsrückgang im Szenario ohne Handel mit Emissionen in Finnland bei 29 % lag. Eine bedeutende Milderung der wirtschaftlichen Auswirkungen im Emissionshandelsszenario für die Länder der Europäischen Gemeinschaft ist nicht zu bestreiten.

Tab. 7.7: Auswirkungen auf das Output im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.01	0.03	AGR	0.00	-0.90
BUIL	0.01	0.02	BUIL	0.22	-1.12
CHM	0.03	0.06	CHM	-1.14	-0.81
COAL	-1.37	-5.25	COAL	-2.93	-10.91
ELE	-0.07	-0.27	ELE	-0.18	-1.20
GAS	-0.33	-0.50	GAS	0.11	-0.03
MAC	0.04	0.13	MAC	-0.14	-0.81
OIL	-3.77	-9.83	OIL	-2.24	-9.07
TRN	-0.09	-0.22	TRN	-0.07	-1.34
Y	-0.01	-0.03	Y	-0.07	-1.26
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.17	0.25	AGR	0.03	0.21
BUIL	0.03	0.08	BUIL	0.03	0.10
CHM	-0.04	-0.36	CHM	-0.20	-0.68
COAL	-4.65	-14.00	COAL	-2.34	-7.71
ELE	-0.03	-0.22	ELE	-0.07	-0.26
GAS	-0.09	-0.31	GAS	-0.01	0.01
MAC	0.22	0.59	MAC	0.20	0.72
OIL	-4.30	-11.56	OIL	-1.99	-8.07
TRN	-0.25	-0.91	TRN	0.18	0.64
Y	0.07	0.15	Y	0.01	0.02
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.08	-0.25	AGR	0.00	0.00
BUIL	0.01	0.04	BUIL	0.02	0.06
CHM	-0.03	-0.08	CHM	-0.15	-0.43
COAL	-0.86	-3.02	COAL	-7.57	-22.47
ELE	-0.08	-0.25	ELE	-0.04	-0.15
GAS	-0.53	-1.71	GAS	-1.38	-2.29
MAC	0.05	0.17	MAC	0.03	0.07
OIL	-2.86	-8.90	OIL	-0.52	-1.74
TRN	-0.15	-0.45	TRN	-0.24	-0.70
Y	-0.01	-0.02	Y	0.03	0.06
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.10	0.18	AGR	0.06	0.02
BUIL	0.03	0.11	BUIL	-0.07	-0.19
CHM	0.25	0.65	CHM	-0.18	-0.58
COAL	-2.89	-9.31	COAL	-7.65	-26.30
ELE	-0.09	-0.22	ELE	-0.03	-0.20
GAS	-1.47	-3.92	GAS	-0.66	-2.29
MAC	0.16	0.31	MAC	0.19	0.54
OIL	-7.17	-19.75	OIL	-4.49	-12.42

TRN	0.16	0.29	TRN	-0.25	-0.75
Y	0.00	-0.03	Y	0.08	0.18
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.04	0.07	AGR	1.59	5.58
BUIL	0.06	0.18	BUIL	-0.58	-1.43
CHM	0.00	-0.06	CHM	-0.22	-1.88
COAL	-3.79	-11.71	COAL	-19.17	-51.75
ELE	0.00	-0.04	ELE	-0.53	-1.35
GAS	-0.27	-0.14	GAS	-7.01	-23.00
MAC	0.20	0.54	MAC	0.95	2.46
OIL	-3.31	-9.44	OIL	-3.64	-12.57
TRN	-0.29	-0.93	TRN	-2.15	-5.82
Y	0.04	0.10	Y	0.33	0.94
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.01	-0.05	AGR	-0.01	-0.08
BUIL	-0.04	-0.16	BUIL	0.03	0.09
CHM	-0.42	-1.48	CHM	-0.13	-0.55
COAL	-2.04	-6.53	COAL	1.06	-0.52
ELE	-0.23	-0.93	ELE	-0.02	-0.10
GAS	-0.35	-1.05	GAS	-0.30	-1.43
MAC	0.22	0.78	MAC	0.11	0.40
OIL	-6.81	-15.90	OIL	-4.61	-12.74
TRN	-0.37	-0.98	TRN	-0.03	-0.15
Y	0.02	0.01	Y	0.00	0.02
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.02	-0.04	AGR	0.20	0.57
BUIL	0.01	0.05	BUIL	0.04	0.10
CHM	-0.03	-0.08	CHM	0.07	0.12
COAL	-1.88	-5.93	COAL	-5.79	-14.32
ELE	-0.01	-0.06	ELE	0.00	-0.08
GAS	-0.10	-0.31	GAS	-1.01	-2.66
MAC	0.05	0.16	MAC	0.17	0.47
OIL	-0.93	-2.99	OIL	-4.99	-15.53
TRN	-0.06	-0.21	TRN	0.01	0.03
Y	0.01	0.02	Y	0.05	0.11



Tab. 7.8: Auswirkungen auf die Beschäftigung im Szenario KYOTO\_  
TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.01	0.03	AGR	0.17	2.95
BUIL	0.02	0.04	BUIL	0.37	-1.02
CHM	0.08	0.22	CHM	-0.93	4.35
COAL	-1.38	-5.29	COAL	-3.57	-14.63
ELE	0.11	0.48	ELE	1.17	4.63
GAS	-0.53	-0.95	GAS	0.94	-0.38
MAC	0.05	0.14	MAC	-0.06	-0.61
OIL	-3.78	-9.85	OIL	-2.33	-9.43
TRN	-0.02	-0.01	TRN	0.45	5.90
Y	-0.01	-0.03	Y	-0.05	-1.18
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.15	0.35	AGR	0.01	0.09
BUIL	0.00	0.04	BUIL	0.00	0.00
CHM	0.04	0.01	CHM	-0.11	-0.39
COAL	-5.91	-17.69	COAL	-2.42	-7.97
ELE	0.06	0.27	ELE	0.26	1.00
GAS	-0.09	-0.31	GAS	-0.02	0.02
MAC	0.16	0.50	MAC	0.16	0.57
OIL	-4.37	-11.82	OIL	-2.21	-9.21
TRN	-0.16	-0.55	TRN	0.19	0.68
Y	0.03	0.09	Y	-0.01	-0.04
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.03	-0.09	AGR	0.04	0.12
BUIL	0.03	0.08	BUIL	0.01	0.03
CHM	0.04	0.18	CHM	0.00	0.00
COAL	-0.98	-3.47	COAL	-7.95	-23.73
ELE	0.19	0.57	ELE	0.13	0.65
GAS	-0.77	-2.62	GAS	-1.82	-3.65
MAC	0.06	0.19	MAC	0.04	0.07
OIL	-2.86	-8.90	OIL	-0.67	-2.29
TRN	-0.03	-0.07	TRN	-0.09	-0.26
Y	0.00	-0.01	Y	0.02	0.05
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.04	0.08	AGR	0.13	0.38
BUIL	0.00	0.06	BUIL	-0.05	-0.04
CHM	0.23	0.63	CHM	0.04	0.20
COAL	-2.95	-9.50	COAL	-8.21	-28.14
ELE	0.18	0.50	ELE	0.00	0.01
GAS	-1.84	-5.21	GAS	-0.83	-2.98
MAC	0.12	0.24	MAC	0.18	0.56
OIL	-7.39	-20.60	OIL	-4.53	-12.52

TRN	0.17	0.38	TRN	-0.07	-0.09
Y	-0.02	-0.06	Y	0.08	0.21
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.07	0.21	AGR	1.87	5.90
BUIL	0.02	0.08	BUIL	-0.27	-0.97
CHM	0.11	0.31	CHM	0.64	0.28
COAL	-3.83	-11.88	COAL	-19.25	-51.88
ELE	0.13	0.37	ELE	1.37	4.59
GAS	-0.53	-0.37	GAS	-7.58	-24.56
MAC	0.18	0.47	MAC	1.11	2.57
OIL	-3.40	-9.72	OIL	-3.67	-12.65
TRN	-0.13	-0.42	TRN	-1.68	-4.83
Y	0.02	0.04	Y	0.71	1.71
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.07	0.24	AGR	0.00	0.02
BUIL	-0.02	-0.12	BUIL	0.01	0.04
CHM	-0.22	-0.76	CHM	-0.06	-0.29
COAL	-2.05	-6.55	COAL	1.08	-0.53
ELE	0.54	2.06	ELE	-0.03	-0.14
GAS	-0.43	-1.29	GAS	-0.31	-1.45
MAC	0.23	0.82	MAC	0.09	0.35
OIL	-6.91	-16.14	OIL	-4.68	-12.95
TRN	-0.16	-0.33	TRN	0.02	0.06
Y	0.02	0.03	Y	-0.01	-0.02
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.00	0.03	AGR	0.14	0.42
BUIL	0.01	0.03	BUIL	0.02	0.07
CHM	0.04	0.16	CHM	0.10	0.26
COAL	-2.37	-7.77	COAL	-5.84	-14.47
ELE	-0.02	-0.08	ELE	0.30	1.20
GAS	-0.25	-0.84	GAS	-1.23	-3.36
MAC	0.04	0.15	MAC	0.13	0.37
OIL	-0.97	-3.19	OIL	-5.10	-15.95
TRN	0.00	0.01	TRN	0.01	0.07
Y	0.00	-0.01	Y	0.01	0.03

Tab. 7.9: Auswirkungen auf die Importe im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.10	-0.35	AGR	-0.55	-1.37
BUIL	-0.02	-0.17	BUIL	-0.29	-1.25
CHM	0.02	0.01	CHM	0.67	-1.18
COAL	-1.95	-6.76	COAL	-4.59	-17.99
ELE	-0.01	0.00	ELE	0.22	-1.25
GAS	-0.93	-2.06	GAS	-	-
MAC	-0.02	-0.07	MAC	-0.01	-0.88
OIL	-0.45	-0.60	OIL	-2.68	-9.76
TRN	-0.05	-0.12	TRN	-0.25	-1.44
Y	-0.04	-0.15	Y	-0.21	-1.28
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	-0.18	-0.35	AGR	-0.16	-0.61
BUIL	-0.13	-0.47	BUIL	-0.01	-0.10
CHM	0.00	-0.13	CHM	-0.03	-0.17
COAL	-5.77	-16.44	COAL	-2.94	-9.48
ELE	-0.01	-0.11	ELE	0.09	0.36
GAS	-0.76	-2.40	GAS	-0.44	-1.04
MAC	0.00	-0.02	MAC	0.05	0.18
OIL	-2.68	-6.14	OIL	-3.65	-14.27
TRN	-0.12	-0.44	TRN	0.11	0.37
Y	-0.06	-0.28	Y	-0.02	-0.08
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	0.09	0.28	AGR	-0.02	-0.09
BUIL	0.00	-0.05	BUIL	-0.12	-0.38
CHM	0.00	-0.02	CHM	0.00	-0.03
COAL	-1.45	-4.59	COAL	-6.27	-19.25
ELE	0.01	-0.01	ELE	0.01	0.14
GAS	-1.48	-4.78	GAS	-1.93	-4.20
MAC	0.00	-0.01	MAC	-0.02	-0.08
OIL	-1.06	-2.79	OIL	-0.60	-1.93
TRN	-0.03	-0.04	TRN	-0.01	-0.02
Y	-0.03	-0.12	Y	-0.05	-0.17
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-0.37	-0.68	AGR	-0.17	-0.67
BUIL	-0.09	-0.12	BUIL	-0.27	-0.91
CHM	0.08	0.20	CHM	0.03	0.01
COAL	-3.95	-12.13	COAL	-9.54	-31.49
ELE	0.01	-0.01	ELE	-0.07	-0.32
GAS	-	-	GAS	-	-
MAC	0.01	0.03	MAC	-0.09	-0.43
OIL	-7.35	-20.76	OIL	-0.58	-0.65

<b>TRN</b>	0.08	0.20	<b>TRN</b>	-0.09	-0.31
<b>Y</b>	-0.05	-0.08	<b>Y</b>	-0.11	-0.57
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.10	-0.21	<b>AGR</b>	-1.43	-2.34
<b>BUIL</b>	-0.26	-0.74	<b>BUIL</b>	-1.57	-3.25
<b>CHM</b>	0.06	0.13	<b>CHM</b>	0.08	-0.05
<b>COAL</b>	-3.07	-9.85	<b>COAL</b>	-19.75	-52.25
<b>ELE</b>	0.03	0.05	<b>ELE</b>	0.33	1.53
<b>GAS</b>	-1.36	-2.65	<b>GAS</b>	-8.45	-26.54
<b>MAC</b>	-0.01	-0.02	<b>MAC</b>	-0.38	0.01
<b>OIL</b>	-2.23	-6.00	<b>OIL</b>	-4.86	-15.14
<b>TRN</b>	-0.08	-0.24	<b>TRN</b>	-2.41	-5.63
<b>Y</b>	-0.11	-0.34	<b>Y</b>	-0.15	0.41
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.12	-0.42	<b>AGR</b>	0.00	0.09
<b>BUIL</b>	-0.19	-0.93	<b>BUIL</b>	-0.02	-0.18
<b>CHM</b>	-0.05	-0.27	<b>CHM</b>	-0.10	-0.49
<b>COAL</b>	-2.03	-6.43	<b>COAL</b>	-2.58	-10.85
<b>ELE</b>	0.09	0.28	<b>ELE</b>	-0.04	-0.20
<b>GAS</b>	-1.36	-4.22	<b>GAS</b>	-4.31	-13.36
<b>MAC</b>	-0.02	-0.07	<b>MAC</b>	0.02	0.07
<b>OIL</b>	-2.43	-3.61	<b>OIL</b>	-2.78	-5.15
<b>TRN</b>	-0.11	-0.33	<b>TRN</b>	0.01	0.01
<b>Y</b>	-0.10	-0.44	<b>Y</b>	-0.02	-0.10
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.04	-0.13	<b>AGR</b>	-0.41	-1.30
<b>BUIL</b>	-0.03	-0.16	<b>BUIL</b>	-0.07	-0.29
<b>CHM</b>	0.00	-0.03	<b>CHM</b>	0.04	0.05
<b>COAL</b>	-2.96	-9.41	<b>COAL</b>	-1.71	-2.47
<b>ELE</b>	-0.04	-0.14	<b>ELE</b>	0.12	0.44
<b>GAS</b>	-1.05	-3.30	<b>GAS</b>	-1.52	-4.81
<b>MAC</b>	-0.02	-0.08	<b>MAC</b>	-0.07	-0.21
<b>OIL</b>	-0.82	-2.40	<b>OIL</b>	-4.91	-14.83
<b>TRN</b>	0.01	0.04	<b>TRN</b>	-0.19	-0.55
<b>Y</b>	-0.03	-0.12	<b>Y</b>	-0.07	-0.27

Tab. 7.10: Auswirkungen auf die Exporte im Szenario KYOTO\_TRADE\_  
RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.02	0.06	AGR	0.35	0.19
BUIL	-0.01	0.24	BUIL	1.26	0.11
CHM	0.06	0.12	CHM	-2.44	0.29
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.04	-0.22	ELE	-0.39	0.06
GAS	2.20	10.79	GAS	-	-
MAC	0.03	0.10	MAC	-0.19	-0.13
OIL	-14.92	-39.14	OIL	-7.44	-24.73
TRN	-0.09	-0.09	TRN	0.78	0.64
Y	0.00	0.09	Y	0.42	-0.27
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.12	0.19	AGR	0.06	0.48
BUIL	0.31	1.16	BUIL	0.01	0.26
CHM	-0.06	-0.44	CHM	-0.32	-1.09
COAL	-19.27	-56.83	COAL	-23.08	-59.39
ELE	-0.01	-0.09	ELE	-0.15	-0.61
GAS	4.01	9.40	GAS	-	-
MAC	0.21	0.60	MAC	0.21	0.76
OIL	-9.16	-28.37	OIL	-6.74	-22.28
TRN	-0.41	-1.50	TRN	0.32	1.25
Y	0.35	1.14	Y	-0.02	0.00
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.20	-0.50	AGR	-0.09	-0.14
BUIL	-0.04	0.06	BUIL	0.25	0.88
CHM	-0.06	-0.16	CHM	-0.34	-0.97
COAL	-7.29	-25.50	COAL	-58.67	-94.21
ELE	-0.07	-0.21	ELE	-0.04	-0.24
GAS	0.76	-1.72	GAS	-10.16	-12.84
MAC	0.09	0.31	MAC	0.04	0.10
OIL	-15.47	-43.57	OIL	-3.12	-9.35
TRN	-0.38	-1.25	TRN	-0.78	-2.29
Y	0.00	0.03	Y	0.19	0.52
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.27	0.48	AGR	0.06	0.29
BUIL	0.24	0.36	BUIL	0.42	1.65
CHM	0.36	0.92	CHM	-0.43	-1.27
COAL	-37.63	-81.01	COAL	-8.99	-32.11
ELE	-0.08	-0.16	ELE	0.05	0.12
GAS	-2.88	-6.37	GAS	-	-
MAC	0.14	0.21	MAC	0.33	1.23
OIL	-15.21	-43.93	OIL	-19.68	-51.40

TRN	0.36	0.63	TRN	-0.53	-1.37
Y	0.07	-0.15	Y	0.55	2.40
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.01	0.01	AGR	1.76	4.58
BUIL	0.74	2.15	BUIL	1.98	3.71
CHM	-0.11	-0.46	CHM	-0.66	-4.11
COAL	-40.52	-81.57	COAL	-61.91	-96.92
ELE	-0.02	-0.08	ELE	-0.84	-2.76
GAS	-	-	GAS	-7.77	-25.46
MAC	0.29	0.76	MAC	1.89	3.61
OIL	-13.34	-39.81	OIL	-11.11	-39.52
TRN	-0.72	-2.28	TRN	0.76	-0.67
Y	0.48	1.29	Y	1.31	1.41
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.00	0.09	AGR	-0.10	-0.32
BUIL	0.29	1.64	BUIL	0.04	0.45
CHM	-0.80	-2.72	CHM	-0.01	-0.08
COAL	-26.86	-65.66	COAL	1.02	-0.95
ELE	-0.27	-1.05	ELE	0.03	0.09
GAS	-	-	GAS	-	-
MAC	0.37	1.34	MAC	0.11	0.43
OIL	-19.01	-48.75	OIL	-11.94	-37.50
TRN	-0.84	-2.05	TRN	-0.07	-0.30
Y	0.32	1.33	Y	-0.02	0.12
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.08	-0.13	AGR	0.32	1.10
BUIL	0.01	0.26	BUIL	0.17	0.63
CHM	-0.02	-0.08	CHM	0.11	0.18
COAL	-21.50	-54.14	COAL	-34.09	-74.52
ELE	0.03	0.09	ELE	-0.10	-0.48
GAS	-	-	GAS	-3.51	-11.45
MAC	0.06	0.22	MAC	0.29	0.83
OIL	-7.25	-22.70	OIL	-11.00	-35.25
TRN	-0.19	-0.65	TRN	0.52	1.59
Y	0.03	0.17	Y	0.34	1.06

Dieses gilt aber nicht für Russland. Wie oben bereits erwähnt, beginnt Russland die Produktion der Energie sowie der energieintensiven Güter zu reduzieren und den Produktionsfaktor Energie durch Arbeit und Investitionen zu ersetzen, um möglichst viele Emissionsrechte an die EU-Länder verkaufen zu können. Konsequenterweise ist dabei der CO<sub>2</sub>-intensivste Sektor Kohle am stärksten betroffen, dessen gesamter Output um ca. 19 % in 2010 und etwa um 52 % in 2020 sinkt. Der Produktionsrückgang im Gassektor beträgt

7 % in 2010 und bereits 23 % in 2020. Die Produktion von Öl fällt um ungefähr 4 % in 2010 und weiter um ca. 12,5 % in 2020. Die Verluste im russischen Stromsektor betragen in der Budgetperiode ca. 0,5 %, während im Jahr 2020 diese bei fast 1,4 % liegen. Im energieintensiven Sektor Transport ist im Jahr 2010 ein Produktionsrückgang von fast 2,2 % zu beobachten, im Jahr 2020 beträgt dieser bereits 5,8 %, verglichen mit dem Basisfall. Der russische Chemiesektor hat in der Budgetperiode einen Rückgang der gesamten Produktion von ungefähr 0,2 % und im Jahr 2020 von knapp 1,9 % zu verbuchen. Im Bausektor Russlands, welcher sich im Vergleich zu den EU-Ländern durch eine hohe Energieintensität auszeichnet (der Energieanteil an der Summe der Bruttoproduktionswerte in Russland beträgt knapp 8,5 % bei einer Durchschnittsrate von 2,4 % in der EU, vgl. Tabelle 5.9), führt der Handel mit Emissionen zu einer Abnahme des gesamten Outputs im Jahr 2010 um ungefähr 0,6 % und im Jahr 2020 um ca. 1,4 %. Die Sektoren Landwirtschaft und energieintensive Güter profitieren von dem Outputrückgang in den energieintensiven Branchen und steigern ihre Produktion in der Budgetperiode um 1,6 % und 1 % sowie im Jahr 2020 um 5,6 % und 2,5 %.

Im Bezug auf die sektoralen Außenhandelseffekte führt der Beginn eines Handels mit Emissionszertifikaten in Russland zu einer deutlichen Reduktion von fossilen Brennstoffen. So sinken die Ausfuhren russischer Kohle im Emissionsszenario bereits in der Budgetperiode um fast 62 %, verglichen mit dem BAU-Szenario. Im Jahr 2020 kommt es zu einer fast kompletten Einstellung der Kohleexporte – der Rückgang liegt bei knapp 97 %. Im Ölsektor gehen die Exporte im Jahr 2010 um 11 % zurück, während im Jahr 2020 diese um fast 40 % sinken. Die Ausfuhren von russischem Gas fallen nicht so stark wie die von Öl und Kohle aber trotzdem bedeutend: In der Budgetperiode sinken diese um 7,8 % und im Jahr 2020 um 25,5 %. Die Elektrizitätsexporte nehmen im Jahr 2010 um ca. 0,8 % ab, im Jahr 2020 sinken diese um fast 2,8 %. Im Chemiesektor reduzieren sich die Ausfuhren in der Budgetperiode um knapp 0,7 %, im Jahr 2020 kommt es zu einer Exportminderung von 4,1 %. Der Sektor kapitalintensive Güter sowie der Agrarsektor, wo die Produktion im Emissionshandelsszenario zunimmt, steigern auch ihre Exporte im Jahr 2010 um 1,9 % und 1,8 % und im Jahr 2020 um 3,6 % und 4,6 %.

Die starken Produktionsrückgänge im russischen Primärenergiebereich im Emissionshandelsszenario führen zu einem negativen Effekt auf die Beschäf-

tigung des Energiesektors. Im Kohlebereich kommt es in der Budgetperiode zu einer Beschäftigungsabnahme von 19 % und im Jahr 2020 sinkt die Beschäftigung um knapp 52 %. Die Beschäftigungsverluste des Ölsektors betragen im Jahr 2010 ca. 3,7 % und im Jahr 2020 knappe 12,7 %. In der russischen Gasindustrie geht die Beschäftigung im Jahr 2010 um 7,6 % zurück und im Jahr 2020 liegt die Beschäftigungsabnahme bei ca. 24 %. Im Transportsektor ist ebenso eine Beschäftigungsabnahme festzustellen, welche in der Budgetperiode bei fast 1,7 % und im Jahr 2020 bei ca. 4,8 % liegt. In den anderen energieintensiven Sektoren, zu welchen vor allem der Strom- und der Chemiesektor zählen, ist aber ein Anstieg der Beschäftigung trotz des Produktionsrückfalles zu beobachten, was auf den in diesen Branchen dominierenden Substitutionseffekt zurückzuführen ist. Im Chemiesektor steigt die Beschäftigung in 2010 um 0,6 % und in 2020 um ca. 0,3 % an, während sich im Elektrizitätssektor diese in 2010 um knapp 1,4 % und in 2020 um fast 4,6 % erhöht.

### 7.2.2 *Das Subscenario KYOTO\_TRADE\_RU\_P*

In diesem Szenario wurde ein Handel mit Emissionszertifikaten unter der Annahme der pessimistischen Entwicklung der russischen Wirtschaft simuliert. Folgt die russische Ökonomie der pessimistischen Variante der zukünftigen Entwicklung, wird Russland über mehr freie Emissionen zum Verkaufen verfügen, verglichen mit dem wahrscheinlichen Szenario. Um den Bedarf der europäischen Länder an den Emissionszertifikaten zu decken, ergreift Russland trotzdem Maßnahmen zur Emissionsreduktion, was wieder in Produktionsrückgängen der Primärenergiesektoren sowie der energieintensiven Sektoren resultiert, jedoch nicht in dem Ausmaß des wahrscheinlichen Falles. Die sich in dem betrachteten Szenario ergebenden Preise der CO<sub>2</sub>-Zertifikate sind niedriger als im Emissionshandelsszenario bei der wahrscheinlichen Entwicklung der russischen Wirtschaft. In der Budgetperiode beträgt der Emissionspreis 0,49 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>, im Jahr 2015 liegt dieser bei 2,45 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> und im Jahr 2020 erreicht der Marktpreis 4,32 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>. Daraus resultierende makroökonomische Effekte folgen der Logik des Szenarios KYOTO\_TRADE\_RU\_W, wirken sich aber geringer aus. Die Auswirkung auf die Gesamtproduktion sowie auf das Bruttoinlandsprodukt aller Länder ist in den Abbildungen 7.4 und 7.5 dargestellt.



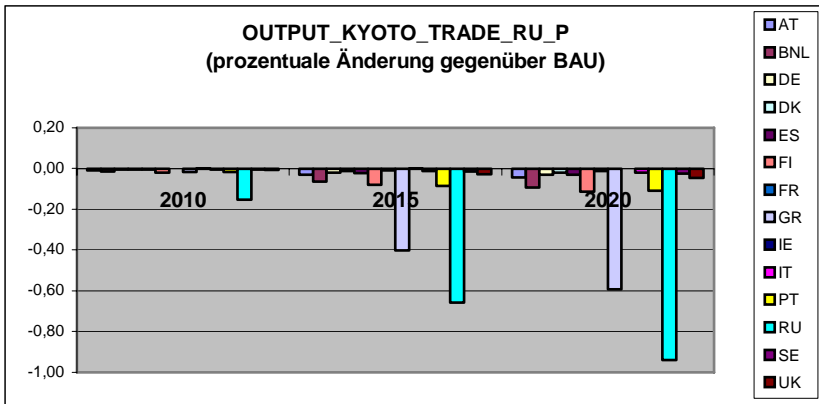


Abb. 7.4: Veränderung des OUTPUTs im KYOTO\_RU\_P-Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %

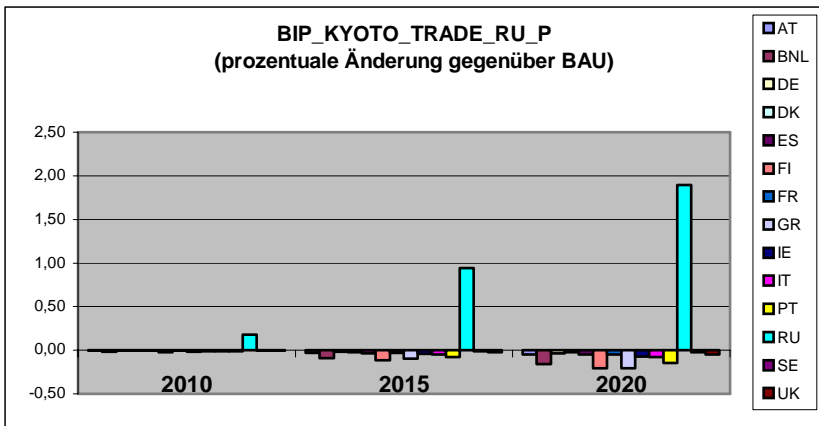


Abb. 7.5: Veränderung des BIPs im KYOTO\_RU\_P-Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %

Die Gesamtproduktionsverluste in allen EU-Ländern liegen sogar im Jahr 2020 unter 0,11 % (wieder mit Ausnahme von Griechenland, wo der Output um 0,59 % abnimmt), verglichen mit dem Referenzszenario. Dies bedeutet eine fast dreifache Verbesserung gegenüber dem Szenario der optimistischen Variante der Wirtschaftsentwicklung Russlands. Der Rückgang des Brutto-

inlandsproduktes in den EU-Ländern ist ebenso geringer als im Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_W. Durch den Verkauf von Emissionen gewinnt das Bruttoinlandsprodukt Russlands in der Budgetperiode 0,18 %, ca. 0,9 % im Jahr 2015 und 1,9 % im Jahr 2020. Durch den Entindustrialisierungsprozess für die Deckung der europäischen Emissionsnachfrage sinkt gleichzeitig die Gesamtproduktion Russlands im Jahr 2010 um 0,15 %, im Jahr 2015 um 0,66 % und im Jahr 2020 um knapp 1 %.

Eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse des Szenarios KYOTO\_TRADE\_RU\_P befindet sich im Anhang unter dem Abschnitt 10.4.

### 7.2.3 *Das SubszENARIO KYOTO\_TRADE\_RU\_O*

In dem Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_O wurde die Einführung eines Emissionsrechtehandels bei Unterstellung eines optimistischen Entwicklungspfades für die Russische Föderation simuliert, welche impliziert, dass Russland sein Emissionsniveau von 1990 bereits in der Budgetperiode erreichen wird. Dies bedeutet, dass Russland im Jahre 2010 über keine freien Emissionszertifikate verfügen wird, ohne Emissionsminderungsmaßnahmen ergreifen zu müssen.

In diesem Fall kommt es zu den höheren Marktpreisen für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate, verglichen mit Emissionshandelsszenarien mit den wahrscheinlichen und pessimistischen Pfaden der russischen Wirtschaftsentwicklung. Die Marktpreise für Emissionen betragen im Jahr 2005 1,27 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>, in der Budgetperiode 7,89 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>, im Jahr 2015 11,38 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> und anschließend liegt dieser im Jahre 2020 bei 16 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>. Die Auswirkungen auf die Produktion und das Bruttoinlandsprodukt der betrachteten Länder sind in den Abbildungen 7.6 und 7.7 gegeben.

Aufgrund der höheren CO<sub>2</sub>-Preise geht die gesamte Produktion und das Bruttoinlandsprodukt in den EU-Ländern stärker zurück, verglichen mit den Szenarien KYOTO\_TRADE\_RU\_W und KYOTO\_TRADE\_RU\_P. Diese Rückgänge sind trotzdem mit den Abnahmen der Szenarien ohne Emissionshandel nicht zu vergleichen. Russland, das in diesem Szenario schon im Jahr 2010 über keine freie „heiße Luft“ verfügt, beginnt bereits in der Budgetperiode seine Produktion zu reduzieren, um freie Emissionen verkaufen zu können. Der Outputrückgang beträgt im Jahr 2010 ca. 2 % und im Jahre 2020 kommt es zu Gesamtproduktionsverlusten von fast 2,4 %. Am schwersten betroffen dabei sind natürlich der Primärenergiebereich und die energieintensiven Sektoren. Durch den Verkauf der durch den Produktionsrückgang

entstandenen Emissionsrechte steigert sich das russische Bruttoinlandsprodukt in der Budgetperiode um 1,9 % und im Jahr 2020 gewinnt es ungefähr 5,1 % gegenüber dem Standardfall. Die Produktionsverluste des Energiesektors sind dabei dramatisch. Beispielsweise reduziert sich die Produktion von Kohle in der Budgetperiode um ungefähr 36 % und im Jahr 2020 liegt der Rückfall bei 63 %.

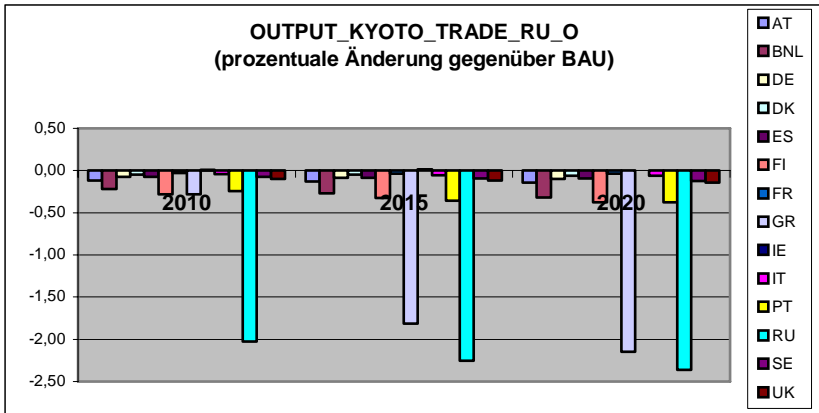


Abb. 7.6: Veränderung des OUTPUTs im KYOTO\_RU\_O-Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %

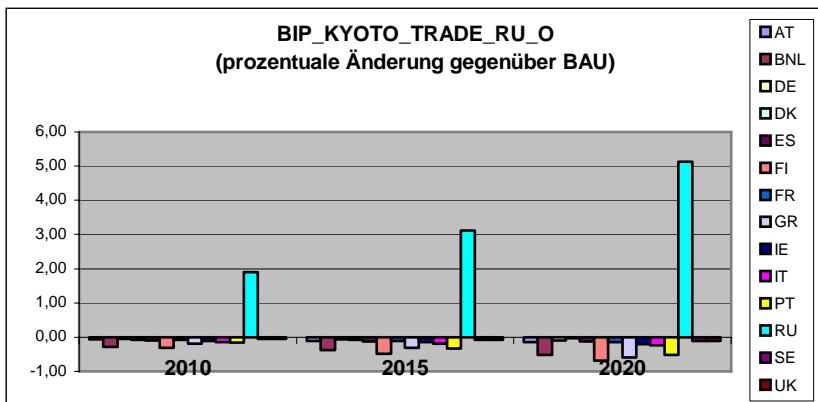


Abb. 7.7: Veränderung des BIPs im KYOTO\_RU\_O-Szenario im Vergleich zum wahrscheinlichen Referenzszenario in %

Die detaillierten Ergebnisse dieses Szenarios sind im Anhang unter dem Abschnitt 10.3 aufgeführt.

### 7.3 Szenarien UNIFORM und UNIF\_T (Sensitivitätsrechnungen)

In diesen Szenarien wurde ein Fall simuliert, in dem alle EU-Mitgliedsstaaten ein gleiches CO<sub>2</sub>-Minderungsziel haben, welches dem Reduktionsziel der gesamten Europäischen Union entspricht (vgl. Kapitel 6). Diese Simulationen werden als Sensitivitätsrechnungen angesehen. Die resultierenden CO<sub>2</sub>-Steuersätze des Szenarios UNIFORM, welche die Reduktionskosten eines europäischen Durchschnitts bei Betrachtung der jeweiligen Struktur eines Landes (mit der Annahme der wahrscheinlichen Wirtschaftsentwicklung Russlands) darstellen, sind in der Abbildung 7.8 illustriert.

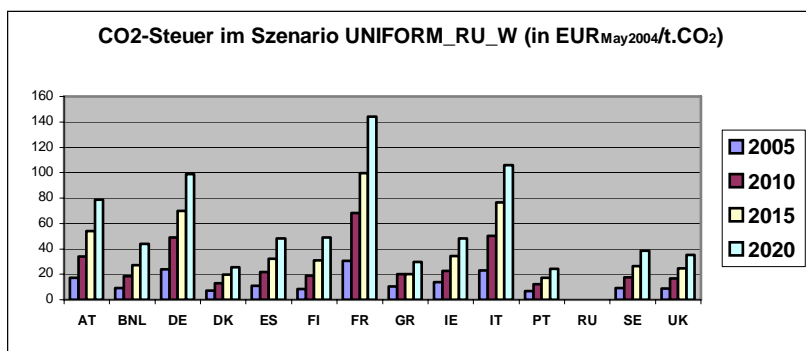


Abb. 7.8: CO<sub>2</sub>-Steuer im Szenario UNIFORM\_RU\_W

Vergleicht man die Abbildungen 7.1 und 7.8, stellt man erwartungsgemäß prinzipielle Änderungen der Positionierung der Länder fest. Die höchsten Reduktionskosten bei den gleichen Minderungszielen sind in Frankreich, Italien, Deutschland und Österreich zu beobachten. Die größten Verlierer des Szenarios Kyoto mit den höchsten CO<sub>2</sub>-Minderungskosten waren Finnland, Griechenland und Portugal. Im Szenario UNIFORM haben Finnland und Portugal durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zu tragen und Portugal weist die geringsten Minderungskosten auf.

Am stärksten ist demnach Frankreich betroffen, wo der erforderliche CO<sub>2</sub>-Steuersatz in der Budgetperiode 68,38 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> beträgt. Weiterhin folgen Italien und Deutschland mit den Vermeidungskosten im Jahr 2010

von 50,12 und 49,01 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>. Dahinter steht Österreich mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer von 33,77 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>. Österreich folgen Irland, Spanien, Griechenland, Finnland, die Benelux-Staaten, Schweden und England, wo die Vermeidungskosten der Budgetperiode in einem Korridor von 22,75 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> (Irland) und 16,86 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> (England) liegen. Der niedrigsten Minderungskosten im Szenario UNIFORM sind im Jahr 2010 in Dänemark und Portugal festzustellen, wo diese entsprechend 12,88 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> und 12,34 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> betragen. Im Jahr 2020 sind die vier höchsten CO<sub>2</sub>-Steuersätze in Frankreich, Italien, Deutschland und Österreich zu beobachten, wo diese bei 144,10 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>, 106,03 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>, 98,72 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> und 78,68 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> liegen. Eine weitere Ländergruppe einschließlich Finnland, Spanien, Irland und der Benelux-Staaten weist Vermeidungskosten in einer Spannbreite von 49,12 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> (Finnland) und 43,80 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> (Benelux) auf. Es folgen Schweden, England und Griechenland, wo sich CO<sub>2</sub>-Steuersätze von entsprechend 38,65 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>, 35,16 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> und 29,93 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> einstellen. Dänemark und Portugal mit ihren Minderungskosten von 25,49 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> und 24,14 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> sind, wie in der Budgetperiode, die am leichtesten belasteten Staaten.

Die resultierenden Auswirkungen auf die Wirtschaften der betrachteten Länder folgen der Logik des Szenarios KYOTO, nur fallen die makroökonomischen und sektoralen Effekte entsprechend der sich geänderten Belastung stärker oder schwächer aus als im KYOTO-Fall. Die Resultate des Szenarios UNIFORM sind im Anhang unter dem Abschnitt 10.5 aufgeführt.

Bei der Einführung eines Handels mit Emissionen (Szenario UNIF\_T) ergeben sich CO<sub>2</sub>-Marktpreise, die nicht sehr stark von den Preisen des Szenarios KYOTO\_TRADE\_RU\_W abweichen. In der Budgetperiode liegt der CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis bei 2,03 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>, im Jahr 2015 beträgt dieser 5,45 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> und im Jahr 2020 steigt der Emissionspreis auf 10,23 EUR<sub>Mai2004</sub>/t.CO<sub>2</sub> an. Die daraus resultierenden makroökonomischen und strukturellen Effekte tendieren zu den Auswirkungen des Szenarios KYOTO\_TRADE\_RU\_W. Eine genaue Darstellung der Ergebnisse ist im Anhang im Abschnitt 10.6 gegeben.

## 7.4 Szenarienvergleich (Einfluss der russischen Wirtschaftsentwicklung)

Wie oben gezeigt, bringt die Einführung eines Emissionsrechtehandels, nach den im Kapitel 6 definierten Szenarien, Russland ein Wachstum des Bruttoinlandsproduktes, welches sich in der Budgetperiode in einem Korridor von 0,18 % bis 1,9 % befindet, abhängig von der zukünftigen Entwicklung der russischen Ökonomie. Im Jahr 2020 liegt der Anstieg des Bruttoinlandsproduktes zwischen 1,9 % und 5,13 %. Um dies zu gewährleisten, wird gleichzeitig damit der Output Russlands in der Budgetperiode zwischen 0,15 % und 2,03 % niedriger sein und im Jahr 2020 wird sich sein Rückgang in einer Spannbreite von 0,94 % bis 2,36 % bewegen. Eine grafische Illustration geben die Abbildungen 7.9 und 7.10

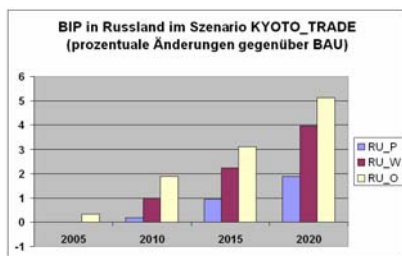


Abb. 7.9: BIP in Russland im Szenario KYOTO-TRADE

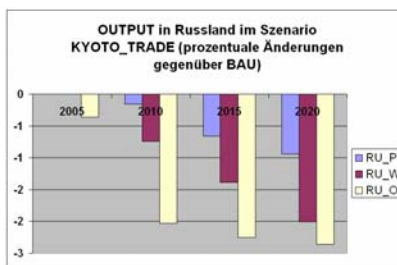


Abb. 7.10: OUTPUT in Russland im Szenario KYOTO-TRADE

Anschließend wird in diesem Kapitel der Einfluss der zukünftigen Entwicklung der russischen Wirtschaft auf die durch den Handel mit Emissionen verursachten Effekte in den ausgewählten EU-Mitgliedsstaaten dargestellt. Abbildung 7.11 zeigt die Abhängigkeit der Auswirkungen der Einführung eines Emissionsrechtehandels von der Wirtschaftsentwicklung der Russischen Föderation auf das Bruttoinlandsprodukt der ausgewählten EU-Länder.

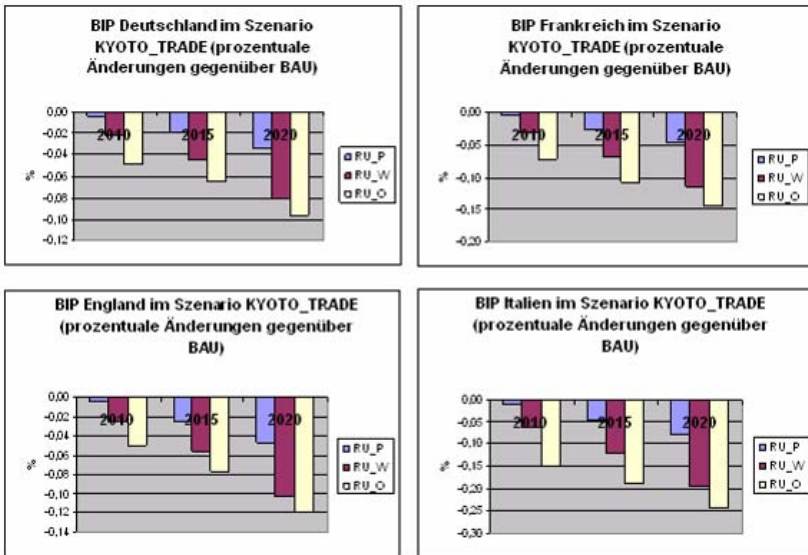


Abb. 7.11: Bruttoinlandsprodukt ausgewählter EU-Länder im Szenario *KYOTO\_TRADE* (prozentuale Änderungen gegenüber BAU)

Der Einfluss Russlands auf die Effekte der Emissionshandelseinführung in der EU ist augenfällig. Folgt die russische Wirtschaft dem Weg der Stagnation (das pessimistische Szenario), geht das Bruttoinlandsprodukt beispielsweise Deutschlands in der Budgetperiode nur um weniger als 0,01 % zurück. Die wirtschaftlichen Erfolge Russlands führen dagegen etwa zur Verfünffachung der Verluste des deutschen Bruttoinlandsproduktes. In Frankreich, England und insbesondere in Italien ist der Unterschied noch stärker ausgeprägt. So sind die Verluste des italienischen BIPs in der Budgetperiode 15 Mal größer bei der optimistischen Entwicklung Russlands als bei der pessimistischen. Weiterhin wird im Kapitel 8 zu einer Zusammenfassung der Resultate übergegangen.

## 8 Zusammenfassende Betrachtung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde versucht, die Effekte der Einführung eines Emissionsrechtehandels in der Europäischen Union und Russland zu simulieren und diese mit den Effekten, entstehend im Falle des Alleingangs jedes einzelnen Landes, zu vergleichen.

Die wirtschaftliche Entwicklung der Russischen Föderation ist unsicher und daher schwer prognostizierbar. Aus diesem Grund wurden in dieser Arbeit verschiedene Entwicklungspfade der russischen Ökonomie und somit auch der CO<sub>2</sub>-Emissionen betrachtet sowie alle zukünftigen Entwicklungsszenarien in Abhängigkeit vom Verhalten Russlands gestellt.

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Erfüllung der Ziele nach Kyoto ohne Emissionsrechtehandel erfordert in den EU-Mitgliedsstaaten die Einführung eines hohen CO<sub>2</sub>-Steuersatzes, was zu einer Senkung des BIPs in jedem einzelnen EU-Land führt. Diese befinden sich in der Budgetperiode in einem Rahmen von 1,3 % bis 0,03 % (unter der Annahme der wahrscheinlichen Variante der russischen Wirtschaftsentwicklung) und im Jahr 2020 in einem Korridor von 0,07 % bis 3,58 % (bei der Einhaltung des „KYOTO forever“-Zieles). Die Größe dieser wirtschaftlichen Verluste bleibt praktisch unverändert, unabhängig von der Entwicklung der Ökonomie in Russland. Folgt Russland dem pessimistischen oder dem wahrscheinlichen Szenario, gibt es keine wesentlichen Auswirkungen des Kyoto-Protokolls auf die makroökonomische Lage des Landes, da die Minderungsziele in beiden Szenarien negativ bleiben. Im optimistischen Szenario wird Russland in den Jahren nach 2015 seine Emissionen reduzieren müssen, was zu den negativen wirtschaftlichen Effekten in einer Größenordnung der Produktionsverluste im Jahr 2020 von ca. 0,2 % führen würde.
- Die Einführung eines Emissionsrechtehandels zwischen den EU-Ländern und Russland erlaubt es, die negativen makroökonomischen Auswirkungen einer Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen wesentlich zu vermindern. Die zu Erfüllung der angenommenen Verpflichtungen notwendige CO<sub>2</sub>-Steuer beträgt in der Budgetperiode 2,89 ECU95/t.CO<sub>2</sub> und im Jahr 2020



11,28 ECU95/t.CO<sub>2</sub> unter Berücksichtigung der wahrscheinlichen Entwicklung der russischen Ökonomie und beeinflusst somit die Wirtschaften Europas relativ unbedeutend. Im Falle des Emissionszertifikatehandels ist der Einfluss der zukünftigen makroökonomischen Entwicklung Russlands von großer Bedeutung, da das Angebot an Emissionsrechten und somit die Preise der Emissionen in einer direkten Abhängigkeit von dieser stehen. Im Falle der optimistischen Entwicklung der russischen Wirtschaft liegen diese in der Budgetperiode bei 7,47 ECU95/t.CO<sub>2</sub> und im Jahr 2020 bei 15,14 ECU95/t.CO<sub>2</sub>, während im pessimistischen Szenario die Preise im Jahr 2010 nur 0,46 ECU95/t.CO<sub>2</sub> und im Jahre 2020 4,09 ECU95/t.CO<sub>2</sub> betragen.

- Von der wirtschaftlichen Seite ausgehend profitiert Russland vom Verkauf der Emissionsrechte, sein Bruttoinlandsprodukt steigt bis auf 8 % im Vergleich zum Basisszenario. Die Zahlen sprechen deutlich für die Einführung eines Emissionsrechtshandels. Dieses Wachstum basiert aber paradoxerweise auf einem starken Rückgang der russischen heimischen Produktion. Um mehr Emissionen verkaufen zu können, beginnt Russland seine eigenen CO<sub>2</sub>-Ausstöße zu reduzieren, da die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten deutlich unter den Preisen der Emissionsrechte liegen. Somit „lebt“ das Land vom Verkauf der Emissionszertifikate und von Importen, was in der Zukunft zu einer drastischen Reduzierung der ohnehin schwachen inländischen Wirtschaft führen wird. Somit sind Restriktionen auf die Verkaufsmengen erforderlich.

Als weitere Vorgehensweise der Forschungsentwicklung und Modellerweiterung wird Folgendes vorgeschlagen:

- Separate Modellierung und Integration des Stromsektors: Der Stromsektor ist einer der relevantesten Sektoren für die Umweltpolitik, da ein bedeutender Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Erzeugung von Strom entsteht. Als Erweiterung des Modells bietet sich eine Darstellung der technologischen Möglichkeiten der Stromerzeugung über tatsächliche prozesstechnische Optionen an. Die Formulierung und Lösung des verwendeten Modells im Komplementaritätsansatz ermöglichen die vorgeschlagene Erweiterung<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Vgl. Böhringer 1996, S. 189.

- Eine detailliertere Modellierung des Außenhandels mit der Einführung der bilateralen Handelsströme: Im in dieser Arbeit benutzten Modell wurde aufgrund der fehlenden Importdaten das Konzept des Welthandelspools verwendet. Mit der Verbesserung der Statistik in der Russischen Föderation wird die Modellierung des internationalen Handels mit der vollständigen Abbildung von bilateralen Handelsströmen interessant.
- Erweiterung des Modells auf die weiteren Länder: Im verwendeten Modell sind die Wirtschaften der EU-15 und Russlands detailliert abgebildet. Die übrigen Wirtschaften wurden zur Wirtschaft des Restes der Welt konsolidiert. In Abhängigkeit von der Problemstellung können in das Modell weitere Länder integriert werden, auf die im Rahmen dieser Arbeit nicht näher eingegangen wurde. Besonders interessant ist die Integrierung der neuen Mitgliedstaaten der EU-25. Die beigetretenen Länder werden in das EU-Emissionshandelssystem am 1. Januar 2005 einbezogen. Hier ergeben sich in der langfristigen Perspektive erhebliche Interessengegensätze in der europäischen Klimapolitik.
- Ökonometrische Abschätzung der Substitutionselastizitäten, bzw. Integrierung eines ökonometrischen Modells für die Definierung der freien Parameter: Im verwandten Modell sind die Substitutionselastizitäten als exogene Parameter definiert, wobei deren Werte der Fachliteratur entnommen wurden. Von Interesse wäre eine Integrierung des ETAS-Modells mit einem ökonometrischen Modell, in welchem die Substitutionselastizitäten berechnet werden und als Inputdaten dienen.
- Simulierung einer Einführung der Restriktionen auf die Verkaufsmengen: Die in dieser Arbeit durchgeführte Analyse zeigt, dass die Einführung des globalen Emissionsrechtehandels Restriktionen auf die Verkaufsmengen erfordert. Somit wäre eine Erweiterung des Modells auf die zusätzlichen Nebenbedingungen interessant, welche die Verkaufsmengen eines Landes in Abhängigkeit von den Auswirkungen limitieren. Die Zeitstruktur des angewandten Modells ist rekursiv-dynamisch mit myopischen (statischen) Zukunftserwartungen, welche der heutigen wirtschaftlichen Situation in Russland entsprechen. Der Einfluss von Erwartungen über sich zukünftig ändernde Preise auf heutige Angebots- und Nachfrageentscheidungen ist ausgeschlossen. Von Interesse wäre eine Integration der Annahme der intertemporalen Voraussicht der Modellagenten in das Modell. In diesem Ansatz werden alle Wirtschaftssubjekte konsistente Projektionen zukünft-

tiger Preise (somit auch der Emissionspreise) machen und ihre intertemporale Wohlfahrt maximieren.

Weitere Forschungen auf diesem Gebiet sollten die im Rahmen dieser Arbeit gemachte Analyse vertiefen.

## 9      **Literatur**

- ARMINGTON, P. S. (1969): "A theory of Demand for Products Distinguished by Place of Production", IMF Staff Papers 16, 159–176.
- ARROW, K.J./ DEBREU, G. (1954): "Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy", *Econometrica* 22, 265–290.
- ASHMANOV, S.A.: "Vvedenie v matematicheskuiu ekonomiku", Nauka, 1984.Ch. III. S. 220–225.
- BEUTEL, J. (1999): „Input-Output Tables for the European Union 1995: Report to the Statistical Office of the European Communities“, Volume 1–16, Konstanz/Luxembourg.
- BURNIAUX, J.-M./ MARTIN, J.P./ NICOLETTI, G./ OLIVERA MARTINS, J. (1992): "GREEN – A Multi-Sector, Multi-Region General Equilibrium Model for Quantifying the Costs of Curbing CO<sub>2</sub> Emissions: A Technical Manual", OECD Economics Department Working Paper No. 116, Paris.
- BÖHRINGER/ WELSCH/ HOSTER: "CO<sub>2</sub> Abatement and Economic Structural Change in the European Internal Market".
- BÖHRINGER, C./ RUTHERFORD, T.F. (2001): "Carbon Abatement and International Spillovers: A Decomposition of General Equilibrium Effects". [www.gams.com](http://www.gams.com)
- BÖHRINGER, C./ WELSCH, H./ EHRENHEIM, V./ LÖSCHEL, A. (2000): „Umweltsteuern, internationaler Wettbewerb und Beschäftigung in einem Simulationsmodell unvollkommener Konkurrenz“. Ein Projekt im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Umwelt als knappes Gut: Steuerungsverfahren und Anreize zur Schadstoff- und Abfallverringerung“ der Volkswagenstiftung. Schlussbericht Oldenburg/Mannheim.
- BÖHRINGER, C. (1996): "Allgemeine Gleichgewichtsmodelle als Instrument der energie- und umweltpolitischen Analyse: theoretische Grundlagen und empirische Anwendung", Lang.
- BLOK, K./ PHYLIPSEN, G.J.M./ BODE, J.W. (1997): The Triptique Approach. Burden Differentiation of CO<sub>2</sub> Emission Reduction Among European Union Member States. Diskussionspapier für den informellen Work-

shop für die European Union Ad Hoc Group on Climate Change, Zeist, The Netherlands, 16.–17 January 1997.

- BMU (1994), (Hrsg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit): „Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen“, Umweltpolitik-Klimaschutz in Deutschland. Erster bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Bonn: BMU.
- BROOKE, A./ KENDRICK, D./ MEERAUS, A. (1988): “GAMS – A User Guide”, San Francisco: The Scientific Press.
- BYSYGIN V.P./ ZHELOBODKO, E.V/ ZYPLAKOV, A.A. (1998): “Lekzii po mikroekonomicheskoi teorii”, Staatsuniversität Novosibirsk.
- DUNCAN, P. (1995): „Geopolitische Aspekte der Öl- und Gaswirtschaft“, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2.
- ECB (1999): ECB Monthly Bulletin January 1999. <http://www.ecb.int/pub/pdf/mobu/mb199901en.pdf>
- ECB (2004): ECB Monthly Bulletin June 2004. <http://www.ecb.int/pub/pdf/mobu/mb200406en.pdf>
- EICKHOFF, G./ REMPEL, H. (1995): „Weltreserven und -ressourcen beim Energierohstoff Erdgas“, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11.
- ENERGIESTRATEGIE (2000): Ministerstvo Energetiki Rossiiskoi Federazii, “Osnovnye polozhenia Energeticheskoi strategii Rossii na period do 2020 goda.” – (*Energieministerium der Russischen Föderation*, „Grundsätze der Energiestrategie Russlands für die Periode bis 2020“), Moskau 2000, [http://www.mte.gov.ru/oficial/strateg\\_energ.htm](http://www.mte.gov.ru/oficial/strateg_energ.htm)
- ENGERER, H. (1992): „Einsparpotentiale in der sowjetischen Energiewirtschaft“, in: Friedemann Müller (Hg.), Russlands Energiepolitik: Herausforderung für Europa, Baden-Baden 1992 (Aktuelle Materialien zur Internationalen Politik, Bd. 31), S. 59–64.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (1996): Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020 – Ein Szenarien-Ansatz. (Energy in Europe. Sonderausgabe – Frühjahr 1996). Generaldirektion für Energie (XVII), Brüssel/Luxemburg.

- EUROPÄISCHE KOMMISSION (1997a): Globale Sicht der Energiepolitik und des Energiepolitischen Handelns. Mitteilung der Kommission (KOM(97) 167 endg.), Brüssel.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (1997b): Die energiepolitische Dimension der Klimaänderung. Mitteilung der Kommission (KOM(97) 196 endg.), Brüssel.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (1998): Communication from the Commission – Energy Efficiency in the European Union – Towards a Strategy for the Rational Use of Energy (no number), Brüssel.
- FERRIS, M.C./ MUNSON, T.S. (2000): “GAMS/PATH User Guide. Version 4.3” <http://www.gams.com/docs/solver/path.pdf>
- FRANKFURTER RUNDSCHAU vom 12.11.02, S. 4: „Zertifikate als Ergänzung. Ökosteuer bleibt das entscheidende Lenkungsmittel“.
- GAGARINSKI, A., Ju.: „Hohe Erwartungen in die russische Kernenergie“, SVA-Bulletin Nr. 21/2000, S. 23.
- GTAP 1998: McDougall, R.A./ Elbehri, A./ Truong, T.P. (1998): Global Trade Assistance and Protection: The GTAP 4 Data Base, Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
- GILL, P.E. et al. (1981): “Practical optimization”, London.
- GINSBURGH, V./ KEYZER, M. (1997): „The Structure of Applied General Equilibrium Models“, Massachusetts Institute of technology.
- GOSKOMSTAT (1999), „Natsional'nie scheta Rossii v 1991–1998.“ Moskva: Goskomstat.
- GÖTZ, R. (1996): „Die Wirtschaftsentwicklung der GUS-Staaten in den neunziger Jahren“, Berichte des Bundesinstituts für ostwissenschaftliche und internationale Studien, Bericht des BIOst Nr. 38/1996.
- GRANDBERG, A.G. (1988): „Modelirovanie Sozialisticheskoi Ekonomiki“, Moskva, Izdatelstvo Economica 1988.
- GRUNDMANN, T. (1997): „Zur Verbindung von einem energietechnischen mit einem ökonomischen Modell am Beispiel des deutschen IKARUS-Instrumentariums“.
- GRÜNBUCH 2000: Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch „Hin zu einer Europäischen Strategie für Energieversorgungs-

- sicherheit", Brüssel 2000, [http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/grp/2000/com2000\\_0769de01-01.pdf](http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/grp/2000/com2000_0769de01-01.pdf)
- GRÜNBUCH (2000a): Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch „Zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union“, Brüssel 2000, KOM(2000) 87 endgültig.
- IEA 1995: International Energy Agency „Energy Policies of the Russian Federation“ OECD/IEA,1995 Survey.
- IEA 1997: International Energy Agency: “CO<sub>2</sub>-Emissions from Fuel Combustion. A New Basis for Comparing Emissions of a Major Greenhaus Gas.” Paris: IEA/OECD.
- EIE (1999): Energy in Europe: „European Union Energy Outlook to 2020“, European Commission, Brussels.
- INTERFAX STATISTICAL REPORT 12/2001 vom 23.03.2001.
- IPCC (1996), (hrsg. von Watson, R.T./ Zinyowera, M.C./ Moss, R.H./ Dokken D.J.): “Climate change 1995. Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change: Scientific-Technical Analysis. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”, Cambridge: Cambridge University Press.
- JOHANSEN, L. (1960): “A Multisectoral Study of Economic Growth”, Amsterdam.
- HANDELSBLATT Nr. 60 vom 26.03.03, S. 4: „Das Kyoto-Ziel anders als gedacht erreichen“.
- HANDELSBLATT vom 24.07.01, S. 2: „Ruhrgas will sich für die Modernisierung russischer Pipelines Gutschriften geben lassen. Dem Handel mit Emissionen sind kaum Grenzen gesetzt“.
- HANDELSBLATT vom 10.12.02, S.3 „Ministerrat kommt deutschen Wünschen entgegen EU macht Weg für Emissionshandel frei“.
- HOLUB/ SCHNABEL (1995): „Input-Output Rechnung: Input-Output-Tabellen 3. Auflage“, München
- HOLZAPFEL, C./ WAGNER, H.-J. (1995, S. 416): Treibhauseffekt und Klimamodelle. 1. Jülicher Ferienkurs „Energieforschung aus technischer, ökonomischer, ökologischer und politischer Sicht“. Jülich 4.– 13.10.1995. Berichtsband, 411–430.

- HOSTER, F./ WELSCH, H./ BÖHRINGER, C.: “CO<sub>2</sub> Abatement and Economic Structural Change in the European Internal Market”.
- KREPS, D.M. (1994): „Mikroökonomische Theorie“, Landsberg: moderne industrie.
- KOM (1999) 230 endgültig vom 19.05.1999: „Vorbereitungen für die Umsetzung des Kyoto-Protokolls“.
- KOM (1998) 353 endgültig vom 03.06.1998: „Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament – Klimaänderungen – Zu einer EU-Strategie nach Kyoto“.
- KOZLOV, V. (1994): “Alternative power in the former UdSSR and scope for international cooperation”, in: International Journal of Global Energy Issues, Special Issue on Central and Eastern Energy Policy, Vol. 6, Nos. 3/4/5, S. 170–182.
- LEMKE, L. (1965): “Bimatrix Equilibrium Points and Mathematical Programming”, Management Science 11, 681–689.
- MANNE, A.S. (1985): “On the formulation and solution of economic equilibrium models”, in: A.S. Manne (1985) “Economic Equilibrium – Model Formulation and solution”, Mathematical Programming Study 23, 1–22.
- MASTEPANOV, A.: “Russian Energy Strategy and CO<sub>2</sub> Emission Trends”, Workshop “Energy and Climate: Russian-European Partnership”, The Royal Institute of International Affairs Moscow, 14–15 May 2001.
- MCDUGALL, R.A./ ELBEHRI, A./ TRUONG, T.P. (1998): “Global Trade Assistance and Protection: The GTAP 4 Data Base”, Center for Global Trade Analysis, Purdue University. [http://www.agecon.purdue.edu/gtap/databases/v4/v4\\_doco.asp](http://www.agecon.purdue.edu/gtap/databases/v4/v4_doco.asp)
- MERENKOV, A./ SANEEV, B. (1994): „Sibiriens Brennstoff- und Energiewirtschaft“, in: Tagesfragen, Heft 12.
- MINTZER, I.M. (1992): “Confronting climate change. Risks, implications and responses”, Cambridge University Press, Cambridge.
- OBERTHÜR, S./ OTT, H.E. (2000): „Das Kyoto-Protokoll“, Opladen.
- PAHLKE, A. (1998): „Allokative und intergenerationale Effekte einer ökologischen Steuerreform“.



- PERMINOV, E. (1994): Die Windenergietechnik in Russland – Stand und Entwicklungsperspektiven, Deutsch – Russische Konferenz, Tagungsband.
- PFAFFENBERGER W./ OPITZ, P. (1996): „Verpaßte Stunde Null? : Transformation am Beispiel der russischen Elektrizitätswirtschaft“, Münster : LIT.
- PLAKUNOV, M.K./ Raiazkas, R.L. (1984): „Proizvodstvennyye funkzii v ekonomicheskom analize“. Vilnius: Mintis.
- RENTZ, O./ WITSCHEL, M./ ARDONE, A./ FICHTNER, W./ GÖBELT, M. (1998): „Zur Effizienz einer länderübergreifenden Zusammenarbeit bei der Klimavorsorge. Analyse von Joint Implementation unter Einbezug eines Emissionsrechtehandels für die Bundesrepublik Deutschland, die Russische Föderation und Indonesien“.
- ROSBUSINESSCONSULTING: „Rossia ne toropitsia s ratifikaziei Kytoskogo Protokola“.  
[http://top.rbc.ru/index.shtml?/news/dailythemes/2003/09/29/2913958\\_bod.shtml](http://top.rbc.ru/index.shtml?/news/dailythemes/2003/09/29/2913958_bod.shtml)
- RUTHERFORD, T.F. (1994): “Applied general equilibrium modeling with MPSGE as GAMS subsystem”, discussion paper, Department of Economics, University of Colorado.
- RUTHERFORD, T.F. (1995): “Constant Elasticity of Substitution Functions: Some Hints and Useful Formulae”, GAMS General Equilibrium Workshop, Colorado 1995.
- RUTHERFORD, T.F. (1997): “MILES: A Mixed Inequality and nonlinear Equation Solver”. <http://www.gams.com/docs/solver/miles.pdf>
- RUTHERFORD, T./ PALTSEV, S. (1999): “From an Input-Output Table to a General Equilibrium Model: Assessing the Excess Burden of Indirect Taxes in Russia”. Department of Ecomocs University of Colorado, <http://debreu.colorado.edu/papers/exburden.pdf>
- SCARF, H.E. (1973): “The Computation of Economic Equilibria”, New Haven.
- STERN 2001: Stern, Jonathan, “Traditionalists Versus the New Economy: Competing Agendas for European Gas Markets to 2020”, London: The Royal Institute of International Affairs, Energy and Environment Programs, November 2001 (Briefing Paper New Series No. 26), <http://www.riia.org/research/eep/stern2020.pdf>.

- SIMEONOVA/ MIBFELDT 1997: "Emission Trends in Economies in Transition" (EEP Climate Change Briefing). London: The Royal Institute of International Affairs.
- StBA 1996 „Länderbericht Russische Föderation 1996“, Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 1996.
- SWP 2002: GÖTZ., R. „Russlands Ergas und die Energiesicherheit der EU“, SWP Studie, April 2002, Berlin. Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit.
- WELSCH, H. (1996): „Klimaschutz, Energiepolitik und Gesamtwirtschaft. Eine allgemeine Gleichgewichtsanalyse für die Europäische Union“, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 48. Hrsg. vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln. R. Oldenburg Verlag, München 1996.
- WELSCH, H. (2001): "Armington Elasticities and Product Diversity in the European Community: A Comparative Assessment of Four Countries", Carl v. Ossietzky Universität Oldenburg, Wirtschaftswissenschaftliche Diskussionsbeiträge.
- WELSCH, H./ OCHSEN C. (2001): Dismantling of Nuclear Power in Germany: Sectoral and Macroeconomic Effects, *Energy Policy* 29, 279–289.
- WWF (1996): Policies and Measures to Reduce CO<sub>2</sub> Emissions by Efficiency and Renewables. A Preliminary Survey for the Period to 2005 (hrsg. Von Kornelis Blok, Detlef van Vuuren, Ad van Wijk und Lars Hein). Utrecht (The Netherlands): Department of Science, Technology and Society, Utrecht University.



# 10 Anhang

## 10.1 Das Szenario KYOTO\_RU\_O

### 10.1.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	9.98	23.89	0.00	16.60	33.73	43.74	28.15	35.11	56.58	38.92	27.31	0.00	20.61	5.23
2010	28.23	59.40	26.00	31.09	24.88	102.67	41.84	31.09	41.39	59.24	30.70	0.00	26.28	16.65
2015	56.43	85.59	35.29	28.36	33.31	210.91	78.60	29.83	52.97	71.93	90.83	0.63	37.61	24.28
2020	79.47	136.17	54.77	18.68	38.00	368.35	112.11	48.64	67.75	96.44	281.79	1.24	48.87	34.68
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in EUR<sub>05.2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	10,55	25,24	0,00	17,54	35,64	46,22	29,74	37,10	59,78	41,12	28,86	0,00	21,78	5,53
2010	29,83	62,76	27,47	32,85	26,29	108,48	44,21	32,85	43,73	62,59	32,44	0,00	27,77	17,59
2015	59,63	90,44	37,29	29,97	35,20	222,85	83,05	31,52	55,97	76,00	95,97	0,67	39,74	25,65
2020	83,97	143,88	57,87	19,74	40,15	389,21	118,46	51,39	71,59	101,90	297,75	1,31	51,64	36,64
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.17	-0.65	0.02	-0.14	0.00	-1.23	-0.13	-1.10	0.02	-0.24	-0.77	0.02	-0.27	-0.07
2010	-0.35	-1.15	-0.23	-0.15	-0.17	-1.74	-0.14	-1.02	0.15	-0.29	-0.81	0.04	-0.27	-0.19
2015	-0.50	-1.28	-0.24	-0.07	-0.18	-2.33	-0.23	-4.74	0.15	-0.24	-1.78	-0.13	-0.31	-0.22
2020	-0.51	-1.54	-0.31	0.03	-0.12	-2.86	-0.25	-6.44	0.11	-0.23	-2.78	-0.24	-0.37	-0.28
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.06	-0.09	-0.02	-0.07	-0.27	-0.53	-0.11	-0.33	-0.31	-0.26	-0.29	0.08	-0.06	0.01
2010	-0.12	-0.32	-0.07	-0.10	-0.11	-1.23	-0.13	-0.31	-0.03	-0.34	-0.34	0.12	-0.08	-0.04
2015	-0.19	-0.43	-0.08	-0.01	-0.11	-2.33	-0.22	-0.30	-0.05	-0.32	-1.01	0.20	-0.12	-0.07
2020	-0.24	-0.65	-0.12	0.13	-0.07	-3.58	-0.28	-0.67	-0.11	-0.38	-2.29	0.28	-0.19	-0.11
<b>Konsum (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.13	-0.17	-0.02	-0.13	-0.50	-0.81	-0.25	-0.62	-0.80	-0.50	-0.34	0.05	-0.07	0.01
2010	-0.31	-0.54	-0.22	-0.22	-0.24	-1.84	-0.29	-0.72	-0.32	-0.65	-0.38	0.09	-0.09	-0.05
2015	-0.52	-0.74	-0.26	-0.08	-0.27	-3.43	-0.52	-0.70	-0.36	-0.65	-1.30	0.29	-0.14	-0.08
2020	-0.64	-1.10	-0.38	0.12	-0.22	-5.22	-0.66	-1.42	-0.45	-0.75	-3.06	0.69	-0.24	-0.14
<b>Investitionen (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.17	0.45	-0.01	0.43	0.82	0.60	0.57	0.92	1.57	0.95	0.07	0.05	0.43	0.17
2010	0.41	0.87	0.46	0.64	0.67	0.89	0.73	0.85	1.18	1.15	0.05	0.08	0.51	0.40
2015	0.70	1.11	0.59	0.61	0.80	1.08	1.21	-0.37	1.26	1.29	-0.16	0.36	0.65	0.51
2020	0.84	1.50	0.82	0.52	0.84	1.12	1.54	-0.92	1.35	1.48	-0.70	0.80	0.78	0.59
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	-0.97	0.09	-0.67	0.00	-0.75	-0.23	-2.99	-1.09	-0.36	-0.53	0.11	-0.89	-0.36
2010	0.01	-1.38	-0.26	-0.66	-0.60	-0.54	-0.20	1.90	-0.85	-0.67	-0.45	0.14	-0.71	-0.83
2015	0.00	-1.36	-0.25	-0.43	-0.50	-0.24	-0.25	-6.65	-0.90	-0.68	-0.16	-0.48	-0.61	-0.82
2020	0.07	-1.56	-0.27	-0.22	-0.34	0.24	-0.26	-8.75	-0.90	-0.75	0.70	-0.94	-0.42	-0.79
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.04	-0.96	0.05	-0.57	0.00	-1.17	-0.31	-2.06	-1.14	-0.58	-0.63	0.35	-1.01	-0.21
2010	-0.05	-1.38	-0.22	-0.60	-0.66	-1.06	-0.31	0.41	-0.78	-0.97	-0.63	0.49	-0.83	-0.63
2015	-0.08	-1.35	-0.20	-0.32	-0.57	-0.89	-0.37	-3.67	-0.76	-0.96	-0.74	0.13	-0.74	-0.65
2020	-0.06	-1.47	-0.19	0.03	-0.40	-0.61	-0.37	-4.80	-0.71	-1.02	-0.42	-0.14	-0.63	-0.66

### 10.1.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

#### 10.1.2.1 Auswirkungen auf den OUTPUT im Szenario KYOTO\_RU\_O (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.16	0.39	AGR	0.01	-3.70
BUIL	0.08	0.30	BUIL	1.98	-6.23
CHM	0.45	-0.02	CHM	-11.18	-6.10
COAL	-11.75	-26.55	COAL	-24.57	-37.58
ELE	-0.46	-1.31	ELE	-1.73	-4.72
GAS	-3.56	-4.06	GAS	1.06	-0.11
MAC	0.21	0.39	MAC	-1.75	-4.17
OIL	-27.81	-44.69	OIL	-20.24	-30.93
TRN	-0.45	-1.22	TRN	-0.32	-4.60
Y	-0.09	-0.09	Y	-0.71	-4.65
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	1.16	-0.40	AGR	0.78	1.45
BUIL	0.74	1.25	BUIL	0.64	0.83
CHM	-2.70	-6.56	CHM	-2.46	-3.34
COAL	-48.77	-63.46	COAL	-23.96	-31.13
ELE	-1.17	-3.08	ELE	-0.60	-1.09
GAS	-4.21	-8.17	GAS	-0.12	0.00
MAC	2.47	3.57	MAC	2.34	3.14
OIL	-48.51	-59.98	OIL	-23.50	-34.98
TRN	-6.67	-12.48	TRN	1.77	3.37
Y	1.21	1.66	Y	0.16	0.11
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.74	-1.03	AGR	-0.22	-0.12
BUIL	0.12	0.29	BUIL	0.64	0.94
CHM	-0.19	-0.25	CHM	-3.20	-3.36
COAL	-7.07	-12.40	COAL	-59.05	-68.48
ELE	-0.61	-1.01	ELE	-0.65	-0.83
GAS	-4.86	-8.32	GAS	-22.58	-18.01
MAC	0.26	0.45	MAC	0.04	0.05
OIL	-21.36	-33.52	OIL	-11.03	-14.65
TRN	-1.01	-1.58	TRN	-4.01	-4.78
Y	-0.06	-0.07	Y	0.60	0.64
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.68	0.30	AGR	0.28	-5.18
BUIL	0.30	0.10	BUIL	-0.59	-0.70
CHM	1.93	2.14	CHM	-2.04	-16.82

<b>COAL</b>	-22.05	-13.83	<b>COAL</b>	-65.16	-88.48
<b>ELE</b>	-0.85	-0.32	<b>ELE</b>	-0.30	-4.17
<b>GAS</b>	-20.41	0.81	<b>GAS</b>	-5.66	-26.14
<b>MAC</b>	0.91	-0.26	<b>MAC</b>	1.41	2.30
<b>OIL</b>	-43.34	-23.63	<b>OIL</b>	-33.57	-81.84
<b>TRN</b>	0.97	2.59	<b>TRN</b>	-2.38	-17.32
<b>Y</b>	-0.05	-0.28	<b>Y</b>	0.62	1.46
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.21	0.33	<b>AGR</b>	-0.14	0.61
<b>BUIL</b>	0.56	0.72	<b>BUIL</b>	0.23	0.07
<b>CHM</b>	-0.14	0.23	<b>CHM</b>	0.33	1.63
<b>COAL</b>	-22.83	-28.40	<b>COAL</b>	0.91	-15.59
<b>ELE</b>	-0.01	0.02	<b>ELE</b>	0.05	-0.06
<b>GAS</b>	-2.69	-0.84	<b>GAS</b>	-0.94	-4.79
<b>MAC</b>	1.22	1.23	<b>MAC</b>	-0.36	0.09
<b>OIL</b>	-21.20	-23.85	<b>OIL</b>	0.75	-0.18
<b>TRN</b>	-2.27	-2.14	<b>TRN</b>	-0.05	-0.94
<b>Y</b>	0.31	0.23	<b>Y</b>	-0.14	-0.16
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.16	-1.79	<b>AGR</b>	-0.11	-0.21
<b>BUIL</b>	0.07	-0.02	<b>BUIL</b>	0.17	0.31
<b>CHM</b>	-13.63	-31.18	<b>CHM</b>	-1.38	-1.98
<b>COAL</b>	-36.14	-55.77	<b>COAL</b>	-15.70	-28.19
<b>ELE</b>	-5.50	-13.03	<b>ELE</b>	-0.15	-0.31
<b>GAS</b>	-14.12	-29.15	<b>GAS</b>	-4.03	-6.92
<b>MAC</b>	3.56	8.63	<b>MAC</b>	0.93	1.43
<b>OIL</b>	-70.66	-87.59	<b>OIL</b>	-30.92	-39.22
<b>TRN</b>	-9.05	-17.23	<b>TRN</b>	0.36	0.52
<b>Y</b>	0.46	0.48	<b>Y</b>	0.11	0.13
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.02	-0.14	<b>AGR</b>	0.93	1.57
<b>BUIL</b>	0.29	0.72	<b>BUIL</b>	0.15	0.24
<b>CHM</b>	-0.78	-2.47	<b>CHM</b>	0.62	0.85
<b>COAL</b>	-20.91	-36.06	<b>COAL</b>	-22.76	-30.84
<b>ELE</b>	-0.12	-0.56	<b>ELE</b>	-0.02	-0.22
<b>GAS</b>	-1.59	-3.37	<b>GAS</b>	-5.28	-7.63
<b>MAC</b>	0.46	0.84	<b>MAC</b>	0.58	0.75
<b>OIL</b>	-12.75	-24.60	<b>OIL</b>	-21.31	-33.92
<b>TRN</b>	-0.95	-2.40	<b>TRN</b>	0.52	0.94
<b>Y</b>	0.17	0.37	<b>Y</b>	0.15	0.14

10.1.2.2 Auswirkungen auf die ARBEIT im Szenario KYOTO\_RU\_O  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.11	0.24	AGR	1.46	12.35
BUIL	0.15	0.39	BUIL	3.21	-6.76
CHM	0.80	0.81	CHM	-9.27	15.18
COAL	-11.81	-26.75	COAL	-28.70	-46.28
ELE	0.84	2.51	ELE	11.91	18.42
GAS	-5.57	-7.50	GAS	9.31	-1.50
MAC	0.21	0.36	MAC	-1.06	-3.92
OIL	-27.83	-44.77	OIL	-20.92	-31.92
TRN	0.14	-0.06	TRN	4.88	25.14
Y	-0.11	-0.18	Y	-0.49	-4.49
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	1.35	1.24	AGR	0.30	0.88
BUIL	0.41	0.98	BUIL	0.20	0.27
CHM	-1.45	-3.77	CHM	-1.61	-2.03
COAL	-55.74	-70.43	COAL	-24.61	-31.94
ELE	0.67	1.58	ELE	2.99	4.89
GAS	-4.29	-8.36	GAS	-0.24	0.00
MAC	1.81	2.86	MAC	1.67	2.25
OIL	-48.98	-60.66	OIL	-25.58	-38.52
TRN	-5.05	-9.23	TRN	1.94	3.61
Y	0.75	1.18	Y	-0.14	-0.25
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.35	-0.36	AGR	0.35	0.55
BUIL	0.25	0.44	BUIL	0.44	0.55
CHM	0.44	0.87	CHM	-0.97	-0.77
COAL	-7.96	-14.07	COAL	-60.46	-70.18
ELE	1.63	2.66	ELE	1.80	3.54
GAS	-6.97	-12.40	GAS	-28.19	-26.53
MAC	0.31	0.48	MAC	0.04	-0.10
OIL	-21.37	-33.53	OIL	-13.83	-18.60
TRN	-0.05	0.00	TRN	-1.89	-2.03
Y	-0.01	-0.05	Y	0.47	0.36
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.34	0.23	AGR	1.04	0.62
BUIL	0.11	0.05	BUIL	-0.36	0.38
CHM	1.81	2.14	CHM	0.02	-6.30
COAL	-22.46	-14.09	COAL	-67.16	-89.58

<b>ELE</b>	1.78	1.06	<b>ELE</b>	0.04	0.76
<b>GAS</b>	-24.58	1.10	<b>GAS</b>	-7.07	-32.03
<b>MAC</b>	0.67	-0.33	<b>MAC</b>	1.34	2.32
<b>OIL</b>	-44.18	-24.61	<b>OIL</b>	-33.77	-82.02
<b>TRN</b>	1.27	2.80	<b>TRN</b>	-0.65	-8.89
<b>Y</b>	-0.16	-0.31	<b>Y</b>	0.67	1.72
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.48	0.73	<b>AGR</b>	-0.11	0.75
<b>BUIL</b>	0.23	0.33	<b>BUIL</b>	0.26	0.23
<b>CHM</b>	0.69	1.32	<b>CHM</b>	0.35	1.98
<b>COAL</b>	-23.02	-28.73	<b>COAL</b>	0.91	-15.66
<b>ELE</b>	0.91	1.10	<b>ELE</b>	0.07	0.75
<b>GAS</b>	-5.12	-2.15	<b>GAS</b>	-1.02	-5.18
<b>MAC</b>	0.97	0.94	<b>MAC</b>	-0.34	0.18
<b>OIL</b>	-21.66	-24.45	<b>OIL</b>	0.76	-0.19
<b>TRN</b>	-1.01	-0.57	<b>TRN</b>	-0.02	-0.73
<b>Y</b>	0.11	0.00	<b>Y</b>	-0.11	0.04
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	1.38	2.82	<b>AGR</b>	0.10	0.32
<b>BUIL</b>	0.32	0.32	<b>BUIL</b>	0.06	0.14
<b>CHM</b>	-8.94	-21.10	<b>CHM</b>	-0.78	-0.96
<b>COAL</b>	-36.22	-55.88	<b>COAL</b>	-15.94	-28.57
<b>ELE</b>	14.11	38.19	<b>ELE</b>	-0.15	-0.37
<b>GAS</b>	-16.76	-33.87	<b>GAS</b>	-4.07	-7.01
<b>MAC</b>	3.51	8.49	<b>MAC</b>	0.81	1.26
<b>OIL</b>	-71.07	-87.83	<b>OIL</b>	-31.27	-39.70
<b>TRN</b>	-4.56	-7.63	<b>TRN</b>	0.84	1.40
<b>Y</b>	0.41	0.32	<b>Y</b>	0.02	-0.01
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.18	0.41	<b>AGR</b>	0.66	1.19
<b>BUIL</b>	0.20	0.52	<b>BUIL</b>	0.09	0.18
<b>CHM</b>	0.04	-0.62	<b>CHM</b>	0.85	1.34
<b>COAL</b>	-25.21	-43.47	<b>COAL</b>	-22.92	-31.12
<b>ELE</b>	-0.32	-0.90	<b>ELE</b>	1.68	3.54
<b>GAS</b>	-3.99	-8.68	<b>GAS</b>	-6.35	-9.51
<b>MAC</b>	0.35	0.64	<b>MAC</b>	0.38	0.49
<b>OIL</b>	-13.20	-25.96	<b>OIL</b>	-21.74	-34.65
<b>TRN</b>	-0.14	-0.59	<b>TRN</b>	0.57	1.11
<b>Y</b>	0.01	0.05	<b>Y</b>	0.00	-0.05



10.1.2.3 Auswirkungen auf die IMPORTE im Szenario KYOTO\_RU\_O  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.65	-1.41	AGR	-2.74	0.60
BUIL	0.18	-0.08	BUIL	-1.81	-3.86
CHM	0.33	0.37	CHM	6.73	-5.15
COAL	-10.65	-23.60	COAL	-29.68	-49.00
ELE	-0.04	0.15	ELE	2.21	-4.60
GAS	-2.87	-1.67	GAS	-	-
MAC	0.00	0.01	MAC	0.96	-1.64
OIL	-1.71	1.80	OIL	-19.42	-27.75
TRN	0.05	0.04	TRN	-1.19	-3.28
Y	-0.15	-0.37	Y	-0.70	-2.22
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.17	2.49	AGR	-1.22	-1.71
BUIL	-0.55	-1.20	BUIL	0.55	0.50
CHM	-0.82	-2.35	CHM	-0.10	-0.33
COAL	-40.11	-47.42	COAL	-21.65	-29.89
ELE	-0.51	-1.47	ELE	1.29	1.92
GAS	-3.29	-6.84	GAS	4.42	7.21
MAC	0.45	0.63	MAC	0.85	1.11
OIL	-24.23	-17.69	OIL	-34.16	-49.53
TRN	-3.00	-5.45	TRN	1.48	2.63
Y	-0.18	-0.69	Y	0.14	0.13
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	1.08	1.53	AGR	1.25	1.12
BUIL	0.25	0.26	BUIL	-0.90	-1.26
CHM	0.10	0.23	CHM	0.17	0.37
COAL	-5.95	-10.51	COAL	-39.27	-49.20
ELE	0.15	0.15	ELE	0.27	0.94
GAS	-6.43	-11.67	GAS	-18.49	-16.48
MAC	0.06	0.12	MAC	0.11	0.15
OIL	-6.00	-7.37	OIL	-6.31	-8.62
TRN	0.06	0.36	TRN	0.48	0.99
Y	-0.06	-0.08	Y	-0.24	-0.31
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-1.77	-0.51	AGR	-0.40	12.64
BUIL	-0.15	0.63	BUIL	-1.77	-4.10
CHM	0.78	0.86	CHM	0.44	4.44
COAL	-24.54	-17.39	COAL	-69.30	-90.64

<b>ELE</b>	0.18	0.00	<b>ELE</b>	-0.61	-3.29
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.22	-0.04	<b>MAC</b>	-0.44	-1.91
<b>OIL</b>	-39.39	-23.55	<b>OIL</b>	-1.53	11.96
<b>TRN</b>	0.90	2.24	<b>TRN</b>	-0.43	-2.42
<b>Y</b>	-0.12	0.47	<b>Y</b>	-0.63	-3.34
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.17	-0.12	<b>AGR</b>	1.17	-1.16
<b>BUIL</b>	-1.30	-1.46	<b>BUIL</b>	1.39	0.37
<b>CHM</b>	0.53	0.71	<b>CHM</b>	0.01	0.32
<b>COAL</b>	-13.21	-19.27	<b>COAL</b>	-1.09	-18.61
<b>ELE</b>	0.23	0.21	<b>ELE</b>	-0.01	0.08
<b>GAS</b>	-5.46	-2.06	<b>GAS</b>	-1.02	-5.73
<b>MAC</b>	0.13	0.14	<b>MAC</b>	0.40	0.01
<b>OIL</b>	-10.67	-10.63	<b>OIL</b>	-2.06	-3.69
<b>TRN</b>	-0.24	0.17	<b>TRN</b>	-0.12	-1.76
<b>Y</b>	-0.44	-0.40	<b>Y</b>	0.73	0.53
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	2.46	10.53	<b>AGR</b>	0.19	0.37
<b>BUIL</b>	-1.47	-5.61	<b>BUIL</b>	-0.28	-0.70
<b>CHM</b>	-1.02	-0.55	<b>CHM</b>	-1.34	-1.97
<b>COAL</b>	-15.43	-14.84	<b>COAL</b>	-24.19	-40.16
<b>ELE</b>	2.98	7.85	<b>ELE</b>	-0.34	-0.68
<b>GAS</b>	-18.87	-37.92	<b>GAS</b>	-4.49	-8.79
<b>MAC</b>	0.17	0.68	<b>MAC</b>	0.21	0.31
<b>OIL</b>	-11.86	3.05	<b>OIL</b>	-13.35	-5.93
<b>TRN</b>	-0.73	0.24	<b>TRN</b>	0.56	0.98
<b>Y</b>	-0.91	-2.62	<b>Y</b>	-0.10	-0.20
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.37	1.33	<b>AGR</b>	-1.73	-3.27
<b>BUIL</b>	0.11	-0.09	<b>BUIL</b>	0.15	0.02
<b>CHM</b>	0.16	0.25	<b>CHM</b>	0.38	0.57
<b>COAL</b>	-22.60	-37.98	<b>COAL</b>	6.74	14.14
<b>ELE</b>	-0.39	-1.03	<b>ELE</b>	0.63	1.25
<b>GAS</b>	-4.39	-9.54	<b>GAS</b>	10.21	14.52
<b>MAC</b>	0.06	0.18	<b>MAC</b>	-0.20	-0.31
<b>OIL</b>	-5.19	-6.82	<b>OIL</b>	-18.62	-27.35
<b>TRN</b>	0.52	1.34	<b>TRN</b>	-0.53	-0.64
<b>Y</b>	-0.13	-0.32	<b>Y</b>	-0.12	-0.25

10.1.2.4 Auswirkungen auf die Exporte im Szenario KYOTO\_RU\_O  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.72	1.95	AGR	2.47	-2.78
BUIL	-0.79	0.32	BUIL	9.66	-6.85
CHM	0.95	0.50	CHM	-21.28	0.52
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.22	-1.05	ELE	-3.70	0.06
GAS	4.40	-17.03	GAS	-	-
MAC	0.07	0.16	MAC	-2.79	-2.37
OIL	-74.19	-94.71	OIL	-58.60	-71.09
TRN	0.11	-1.05	TRN	5.42	-1.72
Y	-0.39	-0.07	Y	-0.62	-9.93
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.78	-1.15	AGR	1.83	3.34
BUIL	2.71	5.62	BUIL	-0.32	0.18
CHM	-3.22	-7.63	CHM	-4.24	-5.30
COAL	-99.38	-99.98	COAL	-96.69	-98.91
ELE	-0.44	-1.21	ELE	-1.74	-2.77
GAS	22.98	-7.00	GAS	-	-
MAC	2.33	3.38	MAC	2.31	3.12
OIL	-86.60	-97.63	OIL	-68.59	-83.13
TRN	-12.00	-22.88	TRN	3.02	6.33
Y	4.22	7.12	Y	-0.53	-1.10
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.86	-0.79	AGR	-0.73	-0.06
BUIL	-0.98	-0.56	BUIL	3.38	5.05
CHM	-0.23	-0.32	CHM	-7.49	-7.82
COAL	-61.40	-82.80	COAL	-100.00	-100.00
ELE	-0.55	-0.85	ELE	-0.64	-1.29
GAS	-6.31	-32.73	GAS	-94.38	-88.28
MAC	0.31	0.49	MAC	-0.39	-0.60
OIL	-73.75	-90.98	OIL	-60.90	-71.95
TRN	-2.03	-3.60	TRN	-14.24	-17.06
Y	-0.59	-1.05	Y	2.58	2.50
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	2.12	1.34	AGR	0.64	-10.56
BUIL	0.64	-1.98	BUIL	2.57	8.69
CHM	2.97	3.75	CHM	-4.65	-38.16
COAL	-98.40	-89.86	COAL	-74.99	-100.00

<b>ELE</b>	-0.70	-0.07	<b>ELE</b>	0.41	-0.63
<b>GAS</b>	-43.19	6.26	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.75	-0.72	<b>MAC</b>	2.43	5.88
<b>OIL</b>	-82.49	-50.08	<b>OIL</b>	-85.91	-99.99
<b>TRN</b>	2.23	5.03	<b>TRN</b>	-5.17	-43.39
<b>Y</b>	-0.34	-3.65	<b>Y</b>	4.04	17.89
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.21	1.04	<b>AGR</b>	-0.52	1.59
<b>BUIL</b>	4.32	5.07	<b>BUIL</b>	-2.06	-0.45
<b>CHM</b>	-0.94	0.03	<b>CHM</b>	0.60	2.47
<b>COAL</b>	-97.53	-98.97	<b>COAL</b>	4.90	-32.04
<b>ELE</b>	-0.09	0.01	<b>ELE</b>	-0.10	-0.46
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-1.82	-6.34
<b>MAC</b>	1.59	1.43	<b>MAC</b>	-0.98	0.23
<b>OIL</b>	-68.18	-78.02	<b>OIL</b>	3.11	-0.44
<b>TRN</b>	-5.51	-4.97	<b>TRN</b>	0.01	2.11
<b>Y</b>	2.27	1.33	<b>Y</b>	-2.30	-1.86
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-1.77	-8.11	<b>AGR</b>	-0.03	0.27
<b>BUIL</b>	3.26	14.12	<b>BUIL</b>	0.61	1.91
<b>CHM</b>	-25.78	-55.20	<b>CHM</b>	0.66	1.21
<b>COAL</b>	-100.00	-100.00	<b>COAL</b>	-17.14	-30.84
<b>ELE</b>	-7.19	-17.34	<b>ELE</b>	0.31	0.54
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	5.88	14.26	<b>MAC</b>	1.08	1.64
<b>OIL</b>	-99.24	-99.99	<b>OIL</b>	-65.48	-83.98
<b>TRN</b>	-25.08	-47.05	<b>TRN</b>	1.19	1.90
<b>Y</b>	4.66	11.28	<b>Y</b>	0.21	0.13
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.09	-0.42	<b>AGR</b>	2.01	4.13
<b>BUIL</b>	-0.12	1.27	<b>BUIL</b>	-0.54	-0.16
<b>CHM</b>	-1.16	-4.20	<b>CHM</b>	1.29	1.91
<b>COAL</b>	-96.57	-100.00	<b>COAL</b>	-87.98	-97.05
<b>ELE</b>	0.40	0.67	<b>ELE</b>	-0.48	-1.19
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-7.96	-23.98
<b>MAC</b>	0.43	0.69	<b>MAC</b>	0.92	1.18
<b>OIL</b>	-70.74	-94.24	<b>OIL</b>	-43.46	-70.17
<b>TRN</b>	-3.49	-9.91	<b>TRN</b>	4.41	7.40
<b>Y</b>	0.52	1.53	<b>Y</b>	0.39	0.38

## 10.2 Das Szenario KYOTO\_RU\_P

### 10.2.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	9.98	23.88	0.00	16.60	33.73	43.74	28.15	35.11	56.57	38.92	27.30	0.00	20.61	5.23
2010	28.23	59.38	26.00	31.09	24.88	102.67	41.84	31.09	41.38	59.25	30.70	0.00	26.27	16.65
2015	56.44	85.63	35.30	28.36	33.30	210.92	78.62	29.84	52.97	71.98	90.82	0.00	37.26	24.25
2020	79.51	136.34	54.80	18.67	37.99	368.37	112.18	48.66	67.76	96.54	281.84	0.00	47.96	34.62
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer(in EUR<sub>05.2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	10,55	25,23	0,00	17,54	35,64	46,22	29,74	37,10	59,77	41,12	28,85	0,00	21,78	5,53
2010	29,83	62,74	27,47	32,85	26,29	108,48	44,21	32,85	43,72	62,60	32,44	0,00	27,76	17,59
2015	59,64	90,48	37,30	29,97	35,19	222,86	83,07	31,53	55,97	76,06	95,96	0,00	39,37	25,62
2020	84,01	144,06	57,90	19,73	40,14	389,23	118,53	51,42	71,60	102,01	297,80	0,00	50,68	36,58
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.17	-0.65	0.02	-0.14	0.00	-1.23	-0.13	-1.10	0.02	-0.24	-0.77	0.02	-0.27	-0.07
2010	-0.35	-1.15	-0.23	-0.15	-0.17	-1.74	-0.14	-1.02	0.15	-0.29	-0.81	0.04	-0.27	-0.19
2015	-0.50	-1.28	-0.24	-0.07	-0.18	-2.33	-0.23	-4.74	0.15	-0.24	-1.78	0.05	-0.31	-0.22
2020	-0.51	-1.54	-0.31	0.03	-0.12	-2.86	-0.25	-6.44	0.11	-0.23	-2.78	0.07	-0.37	-0.27
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.06	-0.09	-0.02	-0.07	-0.27	-0.53	-0.11	-0.33	-0.31	-0.26	-0.29	0.08	-0.06	0.01
2010	-0.12	-0.32	-0.07	-0.10	-0.11	-1.23	-0.13	-0.31	-0.03	-0.34	-0.34	0.11	-0.08	-0.04
2015	-0.19	-0.42	-0.07	0.00	-0.11	-2.32	-0.22	-0.30	-0.05	-0.32	-1.01	0.16	-0.12	-0.07
2020	-0.24	-0.62	-0.11	0.13	-0.07	-3.58	-0.28	-0.67	-0.11	-0.37	-2.28	0.25	-0.19	-0.11
<b>Konsum (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.13	-0.17	-0.02	-0.13	-0.50	-0.81	-0.25	-0.62	-0.80	-0.50	-0.34	0.05	-0.07	0.01
2010	-0.31	-0.54	-0.22	-0.22	-0.24	-1.84	-0.29	-0.72	-0.32	-0.65	-0.38	0.09	-0.09	-0.05
2015	-0.52	-0.72	-0.26	-0.08	-0.27	-3.43	-0.52	-0.70	-0.36	-0.65	-1.30	0.14	-0.14	-0.08
2020	-0.64	-1.07	-0.37	0.12	-0.21	-5.22	-0.66	-1.42	-0.45	-0.74	-3.06	0.26	-0.24	-0.14
<b>Investitionen (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.17	0.45	-0.01	0.43	0.82	0.60	0.57	0.92	1.57	0.95	0.07	0.05	0.43	0.17
2010	0.41	0.87	0.46	0.64	0.67	0.89	0.73	0.85	1.18	1.15	0.05	0.07	0.51	0.40
2015	0.70	1.12	0.59	0.61	0.80	1.08	1.21	-0.37	1.26	1.30	-0.16	0.12	0.64	0.50
2020	0.85	1.51	0.82	0.52	0.84	1.13	1.54	-0.92	1.36	1.49	-0.70	0.24	0.75	0.59
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	-0.97	0.09	-0.67	0.00	-0.75	-0.23	-2.99	-1.09	-0.36	-0.53	0.11	-0.89	-0.36
2010	0.01	-1.38	-0.26	-0.66	-0.60	-0.54	-0.20	1.90	-0.85	-0.67	-0.45	0.15	-0.71	-0.83
2015	0.00	-1.36	-0.25	-0.43	-0.50	-0.24	-0.25	-6.65	-0.90	-0.69	-0.16	0.14	-0.60	-0.82
2020	0.07	-1.57	-0.28	-0.22	-0.34	0.24	-0.26	-8.74	-0.90	-0.75	0.70	0.12	-0.41	-0.78
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.04	-0.96	0.05	-0.57	0.00	-1.17	-0.31	-2.06	-1.14	-0.58	-0.63	0.35	-1.01	-0.21
2010	-0.05	-1.38	-0.22	-0.60	-0.66	-1.06	-0.31	0.41	-0.78	-0.97	-0.63	0.49	-0.83	-0.63
2015	-0.08	-1.34	-0.19	-0.32	-0.57	-0.89	-0.37	-3.67	-0.76	-0.96	-0.74	0.57	-0.74	-0.65
2020	-0.05	-1.45	-0.18	0.03	-0.40	-0.60	-0.36	-4.79	-0.70	-1.01	-0.42	0.68	-0.64	-0.66

### 10.2.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

#### 10.2.2.1 Auswirkungen auf den OUTPUT im Szenario KYOTO\_RU\_P (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

<b>AT</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>GR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.16	0.40	AGR	0.01	-3.70
BUIL	0.08	0.30	BUIL	1.98	-6.23
CHM	0.45	-0.01	CHM	-11.18	-6.09
COAL	-11.75	-26.64	COAL	-24.57	-37.60
ELE	-0.46	-1.31	ELE	-1.73	-4.72
GAS	-3.56	-4.08	GAS	1.06	-0.11
MAC	0.21	0.39	MAC	-1.75	-4.17
OIL	-27.81	-44.72	OIL	-20.24	-30.96
TRN	-0.45	-1.23	TRN	-0.32	-4.60
Y	-0.09	-0.09	Y	-0.71	-4.65
<b>BNL</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>IE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	1.16	-0.40	AGR	0.78	1.47
BUIL	0.74	1.26	BUIL	0.64	0.83
CHM	-2.70	-6.54	CHM	-2.46	-3.33
COAL	-48.76	-63.52	COAL	-23.96	-31.25
ELE	-1.17	-3.07	ELE	-0.60	-1.09
GAS	-4.20	-8.23	GAS	-0.12	0.00
MAC	2.47	3.56	MAC	2.34	3.13
OIL	-48.50	-60.02	OIL	-23.50	-35.02
TRN	-6.66	-12.51	TRN	1.77	3.36
Y	1.21	1.66	Y	0.16	0.12
<b>DE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>IT</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.74	-1.03	AGR	-0.22	-0.11
BUIL	0.12	0.29	BUIL	0.64	0.94
CHM	-0.19	-0.24	CHM	-3.20	-3.36
COAL	-7.07	-12.42	COAL	-59.05	-68.63
ELE	-0.61	-1.01	ELE	-0.66	-0.83
GAS	-4.86	-8.35	GAS	-22.58	-18.04
MAC	0.26	0.45	MAC	0.04	0.04
OIL	-21.37	-33.55	OIL	-11.03	-14.67
TRN	-1.01	-1.58	TRN	-4.01	-4.78
Y	-0.06	-0.07	Y	0.60	0.64
<b>DK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>PT</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.68	0.32	AGR	0.28	-5.17
BUIL	0.30	0.10	BUIL	-0.59	-0.70
CHM	1.93	2.14	CHM	-2.04	-16.81

<b>COAL</b>	-22.05	-13.94	<b>COAL</b>	-65.16	-88.50
<b>ELE</b>	-0.85	-0.32	<b>ELE</b>	-0.30	-4.17
<b>GAS</b>	-20.41	0.73	<b>GAS</b>	-5.66	-26.14
<b>MAC</b>	0.91	-0.26	<b>MAC</b>	1.41	2.29
<b>OIL</b>	-43.34	-23.68	<b>OIL</b>	-33.57	-81.84
<b>TRN</b>	0.97	2.59	<b>TRN</b>	-2.38	-17.31
<b>Y</b>	-0.05	-0.28	<b>Y</b>	0.62	1.46
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.21	0.34	<b>AGR</b>	-0.14	-0.05
<b>BUIL</b>	0.56	0.72	<b>BUIL</b>	0.23	0.38
<b>CHM</b>	-0.14	0.23	<b>CHM</b>	0.33	1.00
<b>COAL</b>	-22.83	-28.46	<b>COAL</b>	0.90	1.81
<b>ELE</b>	-0.01	0.02	<b>ELE</b>	0.05	0.12
<b>GAS</b>	-2.69	-0.85	<b>GAS</b>	-0.91	-1.59
<b>MAC</b>	1.22	1.22	<b>MAC</b>	-0.36	-0.58
<b>OIL</b>	-21.20	-23.87	<b>OIL</b>	0.74	1.02
<b>TRN</b>	-2.27	-2.14	<b>TRN</b>	-0.05	-0.02
<b>Y</b>	0.31	0.23	<b>Y</b>	-0.14	-0.21
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.16	-1.79	<b>AGR</b>	-0.11	-0.19
<b>BUIL</b>	0.07	-0.02	<b>BUIL</b>	0.17	0.29
<b>CHM</b>	-13.63	-31.18	<b>CHM</b>	-1.38	-1.96
<b>COAL</b>	-36.14	-55.82	<b>COAL</b>	-15.70	-29.83
<b>ELE</b>	-5.50	-13.02	<b>ELE</b>	-0.15	-0.31
<b>GAS</b>	-14.09	-29.21	<b>GAS</b>	-4.03	-6.86
<b>MAC</b>	3.56	8.62	<b>MAC</b>	0.93	1.43
<b>OIL</b>	-70.66	-87.59	<b>OIL</b>	-30.92	-38.77
<b>TRN</b>	-9.05	-17.23	<b>TRN</b>	0.36	0.58
<b>Y</b>	0.46	0.48	<b>Y</b>	0.11	0.13
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.02	-0.13	<b>AGR</b>	0.93	1.57
<b>BUIL</b>	0.29	0.72	<b>BUIL</b>	0.15	0.24
<b>CHM</b>	-0.78	-2.47	<b>CHM</b>	0.62	0.86
<b>COAL</b>	-20.90	-36.15	<b>COAL</b>	-22.76	-30.98
<b>ELE</b>	-0.12	-0.55	<b>ELE</b>	-0.02	-0.21
<b>GAS</b>	-1.59	-3.38	<b>GAS</b>	-5.28	-7.63
<b>MAC</b>	0.46	0.83	<b>MAC</b>	0.58	0.74
<b>OIL</b>	-12.75	-24.63	<b>OIL</b>	-21.31	-33.92
<b>TRN</b>	-0.95	-2.41	<b>TRN</b>	0.52	0.94
<b>Y</b>	0.17	0.37	<b>Y</b>	0.15	0.14

10.2.2.2 Auswirkungen auf die ARBEIT im Szenario KYOTO\_RU\_P  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.11	0.24	AGR	1.46	12.35
BUIL	0.15	0.39	BUIL	3.21	-6.76
CHM	0.80	0.81	CHM	-9.27	15.19
COAL	-11.81	-26.84	COAL	-28.70	-46.30
ELE	0.84	2.50	ELE	11.91	18.42
GAS	-5.56	-7.52	GAS	9.31	-1.50
MAC	0.21	0.36	MAC	-1.06	-3.92
OIL	-27.83	-44.79	OIL	-20.92	-31.95
TRN	0.14	-0.06	TRN	4.88	25.13
Y	-0.11	-0.18	Y	-0.49	-4.49
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	1.35	1.25	AGR	0.30	0.90
BUIL	0.41	0.98	BUIL	0.20	0.27
CHM	-1.45	-3.76	CHM	-1.61	-2.01
COAL	-55.73	-70.49	COAL	-24.60	-32.06
ELE	0.67	1.58	ELE	2.99	4.88
GAS	-4.28	-8.42	GAS	-0.24	0.00
MAC	1.81	2.85	MAC	1.67	2.25
OIL	-48.98	-60.70	OIL	-25.58	-38.56
TRN	-5.04	-9.26	TRN	1.94	3.60
Y	0.75	1.18	Y	-0.14	-0.25
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.35	-0.36	AGR	0.35	0.56
BUIL	0.25	0.44	BUIL	0.44	0.55
CHM	0.44	0.87	CHM	-0.97	-0.77
COAL	-7.97	-14.10	COAL	-60.47	-70.33
ELE	1.63	2.66	ELE	1.80	3.54
GAS	-6.97	-12.43	GAS	-28.18	-26.57
MAC	0.31	0.48	MAC	0.04	-0.10
OIL	-21.37	-33.56	OIL	-13.84	-18.63
TRN	-0.05	0.00	TRN	-1.89	-2.04
Y	-0.01	-0.05	Y	0.47	0.36
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.34	0.25	AGR	1.04	0.62
BUIL	0.11	0.05	BUIL	-0.36	0.38
CHM	1.81	2.14	CHM	0.02	-6.29
COAL	-22.46	-14.21	COAL	-67.16	-89.60



<b>ELE</b>	1.78	1.06	<b>ELE</b>	0.04	0.76
<b>GAS</b>	-24.57	0.98	<b>GAS</b>	-7.07	-32.02
<b>MAC</b>	0.67	-0.33	<b>MAC</b>	1.34	2.32
<b>OIL</b>	-44.19	-24.65	<b>OIL</b>	-33.76	-82.01
<b>TRN</b>	1.27	2.79	<b>TRN</b>	-0.64	-8.89
<b>Y</b>	-0.16	-0.31	<b>Y</b>	0.67	1.72
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.48	0.74	<b>AGR</b>	-0.11	-0.02
<b>BUIL</b>	0.23	0.33	<b>BUIL</b>	0.26	0.41
<b>CHM</b>	0.69	1.32	<b>CHM</b>	0.35	1.03
<b>COAL</b>	-23.01	-28.79	<b>COAL</b>	0.91	1.82
<b>ELE</b>	0.91	1.10	<b>ELE</b>	0.07	0.13
<b>GAS</b>	-5.12	-2.17	<b>GAS</b>	-1.00	-1.74
<b>MAC</b>	0.97	0.93	<b>MAC</b>	-0.34	-0.56
<b>OIL</b>	-21.66	-24.47	<b>OIL</b>	0.74	1.03
<b>TRN</b>	-1.01	-0.57	<b>TRN</b>	-0.02	0.01
<b>Y</b>	0.11	0.00	<b>Y</b>	-0.11	-0.18
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	1.38	2.83	<b>AGR</b>	0.10	0.33
<b>BUIL</b>	0.32	0.32	<b>BUIL</b>	0.06	0.13
<b>CHM</b>	-8.94	-21.10	<b>CHM</b>	-0.78	-0.95
<b>COAL</b>	-36.22	-55.93	<b>COAL</b>	-15.93	-30.23
<b>ELE</b>	14.11	38.18	<b>ELE</b>	-0.15	-0.36
<b>GAS</b>	-16.73	-33.94	<b>GAS</b>	-4.07	-6.95
<b>MAC</b>	3.51	8.48	<b>MAC</b>	0.81	1.26
<b>OIL</b>	-71.07	-87.83	<b>OIL</b>	-31.27	-39.24
<b>TRN</b>	-4.56	-7.63	<b>TRN</b>	0.84	1.45
<b>Y</b>	0.41	0.32	<b>Y</b>	0.02	0.00
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.18	0.42	<b>AGR</b>	0.66	1.19
<b>BUIL</b>	0.20	0.52	<b>BUIL</b>	0.09	0.18
<b>CHM</b>	0.04	-0.61	<b>CHM</b>	0.85	1.35
<b>COAL</b>	-25.21	-43.57	<b>COAL</b>	-22.92	-31.26
<b>ELE</b>	-0.32	-0.90	<b>ELE</b>	1.68	3.53
<b>GAS</b>	-3.99	-8.70	<b>GAS</b>	-6.35	-9.51
<b>MAC</b>	0.35	0.63	<b>MAC</b>	0.38	0.49
<b>OIL</b>	-13.20	-25.98	<b>OIL</b>	-21.74	-34.65
<b>TRN</b>	-0.14	-0.60	<b>TRN</b>	0.57	1.10
<b>Y</b>	0.01	0.05	<b>Y</b>	0.00	-0.05

10.2.2.3 Auswirkungen auf die IMPORTE im Szenario KYOTO\_RU\_P  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.65	-1.40	AGR	-2.75	0.61
BUIL	0.18	-0.07	BUIL	-1.81	-3.86
CHM	0.33	0.36	CHM	6.73	-5.16
COAL	-10.65	-22.98	COAL	-29.68	-48.53
ELE	-0.04	0.15	ELE	2.21	-4.60
GAS	-2.87	-1.45	GAS	-	-
MAC	0.00	0.01	MAC	0.96	-1.64
OIL	-1.71	1.83	OIL	-19.42	-27.74
TRN	0.05	0.04	TRN	-1.19	-3.28
Y	-0.15	-0.37	Y	-0.70	-2.22
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.17	2.54	AGR	-1.22	-1.68
BUIL	-0.55	-1.18	BUIL	0.55	0.51
CHM	-0.82	-2.34	CHM	-0.10	-0.33
COAL	-40.11	-47.04	COAL	-21.64	-29.37
ELE	-0.51	-1.46	ELE	1.29	1.92
GAS	-3.29	-6.65	GAS	4.42	7.52
MAC	0.45	0.63	MAC	0.85	1.11
OIL	-24.23	-17.66	OIL	-34.16	-49.53
TRN	-3.00	-5.45	TRN	1.48	2.63
Y	-0.18	-0.68	Y	0.14	0.13
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	1.08	1.54	AGR	1.25	1.14
BUIL	0.25	0.27	BUIL	-0.90	-1.25
CHM	0.10	0.23	CHM	0.17	0.36
COAL	-5.95	-9.68	COAL	-39.27	-48.99
ELE	0.15	0.15	ELE	0.27	0.94
GAS	-6.43	-11.45	GAS	-18.49	-16.30
MAC	0.06	0.13	MAC	0.11	0.15
OIL	-6.00	-7.35	OIL	-6.31	-8.60
TRN	0.06	0.37	TRN	0.48	1.00
Y	-0.06	-0.07	Y	-0.24	-0.31
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-1.78	-0.48	AGR	-0.40	12.64
BUIL	-0.15	0.64	BUIL	-1.77	-4.09
CHM	0.78	0.86	CHM	0.44	4.43
COAL	-24.54	-16.71	COAL	-69.30	-90.56

ELE	0.18	0.00	ELE	-0.61	-3.29
GAS	-	-	GAS	-	-
MAC	0.22	-0.04	MAC	-0.44	-1.91
OIL	-39.39	-23.55	OIL	-1.52	12.00
TRN	0.90	2.24	TRN	-0.42	-2.42
Y	-0.12	0.47	Y	-0.63	-3.34
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.17	-0.10	AGR	1.17	0.84
BUIL	-1.30	-1.45	BUIL	1.39	1.79
CHM	0.53	0.71	CHM	0.01	0.09
COAL	-13.21	-18.58	COAL	-1.10	-0.71
ELE	0.23	0.21	ELE	-0.01	-0.01
GAS	-5.45	-1.80	GAS	-1.00	-1.75
MAC	0.13	0.14	MAC	0.39	0.48
OIL	-10.67	-10.60	OIL	-2.08	-1.78
TRN	-0.24	0.18	TRN	-0.12	-0.31
Y	-0.44	-0.40	Y	0.73	1.09
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	2.46	10.55	AGR	0.18	0.31
BUIL	-1.47	-5.60	BUIL	-0.28	-0.73
CHM	-1.02	-0.56	CHM	-1.34	-2.00
COAL	-15.43	-14.14	COAL	-24.19	-39.43
ELE	2.98	7.85	ELE	-0.34	-0.68
GAS	-18.85	-37.79	GAS	-4.49	-7.37
MAC	0.17	0.68	MAC	0.21	0.31
OIL	-11.86	3.07	OIL	-13.36	-5.97
TRN	-0.73	0.25	TRN	0.56	1.00
Y	-0.91	-2.61	Y	-0.10	-0.21
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.37	1.36	AGR	-1.73	-3.25
BUIL	0.11	-0.08	BUIL	0.15	0.03
CHM	0.16	0.25	CHM	0.38	0.57
COAL	-22.60	-37.52	COAL	6.72	16.92
ELE	-0.39	-1.03	ELE	0.63	1.25
GAS	-4.39	-9.31	GAS	10.21	15.71
MAC	0.06	0.19	MAC	-0.20	-0.31
OIL	-5.19	-6.77	OIL	-18.63	-27.31
TRN	0.52	1.34	TRN	-0.53	-0.64
Y	-0.13	-0.32	Y	-0.12	-0.25

10.2.2.4 Auswirkungen auf die EXPORTE im Szenario KYOTO\_RU\_P  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.72	2.01	AGR	2.47	-2.71
BUIL	-0.79	0.30	BUIL	9.66	-6.85
CHM	0.95	0.51	CHM	-21.28	0.52
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.22	-1.04	ELE	-3.70	0.06
GAS	4.44	-16.86	GAS	-	-
MAC	0.07	0.16	MAC	-2.79	-2.37
OIL	-74.19	-94.73	OIL	-58.60	-71.16
TRN	0.11	-1.07	TRN	5.42	-1.72
Y	-0.39	-0.06	Y	-0.62	-9.91
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.78	-1.10	AGR	1.83	3.40
BUIL	2.71	5.57	BUIL	-0.32	0.17
CHM	-3.22	-7.60	CHM	-4.23	-5.28
COAL	-99.38	-99.98	COAL	-96.68	-98.95
ELE	-0.44	-1.21	ELE	-1.74	-2.76
GAS	23.10	-5.66	GAS	-	-
MAC	2.33	3.37	MAC	2.31	3.12
OIL	-86.59	-97.65	OIL	-68.58	-83.17
TRN	-11.99	-22.94	TRN	3.02	6.31
Y	4.22	7.10	Y	-0.53	-1.10
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.86	-0.72	AGR	-0.73	0.00
BUIL	-0.98	-0.57	BUIL	3.38	5.03
CHM	-0.23	-0.31	CHM	-7.49	-7.81
COAL	-61.40	-83.65	COAL	-100.00	-100.00
ELE	-0.55	-0.85	ELE	-0.64	-1.29
GAS	-6.28	-32.78	GAS	-94.38	-88.31
MAC	0.31	0.48	MAC	-0.39	-0.61
OIL	-73.75	-91.00	OIL	-60.90	-72.03
TRN	-2.03	-3.62	TRN	-14.24	-17.08
Y	-0.59	-1.04	Y	2.58	2.50
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	2.12	1.40	AGR	0.64	-10.50
BUIL	0.64	-1.99	BUIL	2.57	8.68
CHM	2.97	3.75	CHM	-4.65	-38.14
COAL	-98.40	-90.24	COAL	-74.99	-100.00

<b>ELE</b>	-0.70	-0.06	<b>ELE</b>	0.41	-0.63
<b>GAS</b>	-43.16	6.07	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.75	-0.72	<b>MAC</b>	2.43	5.87
<b>OIL</b>	-82.48	-50.15	<b>OIL</b>	-85.90	-99.99
<b>TRN</b>	2.23	5.01	<b>TRN</b>	-5.17	-43.38
<b>Y</b>	-0.35	-3.64	<b>Y</b>	4.04	17.90
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.21	1.10	<b>AGR</b>	-0.52	0.08
<b>BUIL</b>	4.32	5.05	<b>BUIL</b>	-2.05	-2.54
<b>CHM</b>	-0.94	0.04	<b>CHM</b>	0.61	1.56
<b>COAL</b>	-97.53	-99.01	<b>COAL</b>	4.90	4.51
<b>ELE</b>	-0.09	0.01	<b>ELE</b>	-0.10	-0.20
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-1.81	-3.02
<b>MAC</b>	1.59	1.42	<b>MAC</b>	-0.98	-1.46
<b>OIL</b>	-68.17	-78.05	<b>OIL</b>	3.12	3.48
<b>TRN</b>	-5.51	-4.98	<b>TRN</b>	0.01	0.50
<b>Y</b>	2.27	1.33	<b>Y</b>	-2.30	-3.51
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-1.77	-8.06	<b>AGR</b>	-0.03	0.40
<b>BUIL</b>	3.26	14.09	<b>BUIL</b>	0.61	1.94
<b>CHM</b>	-25.78	-55.19	<b>CHM</b>	0.66	1.30
<b>COAL</b>	-100.00	-100.00	<b>COAL</b>	-17.13	-32.51
<b>ELE</b>	-7.19	-17.33	<b>ELE</b>	0.31	0.54
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	5.88	14.24	<b>MAC</b>	1.08	1.65
<b>OIL</b>	-99.24	-99.99	<b>OIL</b>	-65.48	-83.39
<b>TRN</b>	-25.08	-47.06	<b>TRN</b>	1.19	2.07
<b>Y</b>	4.66	11.29	<b>Y</b>	0.21	0.19
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.09	-0.37	<b>AGR</b>	2.01	4.20
<b>BUIL</b>	-0.12	1.25	<b>BUIL</b>	-0.54	-0.16
<b>CHM</b>	-1.16	-4.19	<b>CHM</b>	1.30	1.93
<b>COAL</b>	-96.57	-100.00	<b>COAL</b>	-87.98	-97.16
<b>ELE</b>	0.40	0.67	<b>ELE</b>	-0.48	-1.18
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-7.95	-24.26
<b>MAC</b>	0.43	0.68	<b>MAC</b>	0.92	1.18
<b>OIL</b>	-70.74	-94.26	<b>OIL</b>	-43.45	-70.15
<b>TRN</b>	-3.49	-9.93	<b>TRN</b>	4.41	7.40
<b>Y</b>	0.52	1.53	<b>Y</b>	0.39	0.39

## 10.3 Das Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_O

### 10.3.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
2010	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47
2015	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77
2020	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer(in EUR<sub>05.2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
2010	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89
2015	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38
2020	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	-0,02	0,00	-0,02	0,00	0,00	-0,02	-0,15	0,00	-0,01
2015	-0,03	-0,06	-0,02	-0,01	-0,02	-0,08	-0,01	-0,40	0,00	-0,01	-0,08	-0,66	-0,01	-0,03
2020	-0,04	-0,09	-0,03	-0,02	-0,03	-0,11	-0,01	-0,59	0,00	-0,02	-0,11	-0,94	-0,03	-0,05
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	-0,01	-0,02	0,00	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,18	0,00	0,00
2015	-0,03	-0,09	-0,02	-0,03	-0,03	-0,12	-0,03	-0,09	-0,04	-0,05	-0,08	0,94	-0,01	-0,02
2020	-0,05	-0,16	-0,03	-0,02	-0,05	-0,21	-0,05	-0,21	-0,07	-0,08	-0,15	1,90	-0,03	-0,05
<b>Konsum (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	0,26	0,00	0,00
2015	-0,04	-0,12	-0,03	-0,03	-0,05	-0,13	-0,04	-0,14	-0,05	-0,06	-0,09	1,58	-0,02	-0,02
2020	-0,07	-0,19	-0,05	-0,03	-0,07	-0,23	-0,06	-0,29	-0,09	-0,10	-0,16	4,11	-0,03	-0,05
<b>Investitionen (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	-0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,33	0,01	0,01
2015	0,02	-0,01	0,03	0,03	0,04	-0,05	0,03	-0,13	0,03	0,02	-0,05	1,87	0,04	0,03
2020	0,02	-0,03	0,05	0,06	0,06	-0,11	0,04	-0,29	0,03	0,02	-0,12	4,51	0,06	0,04
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	0,00	-0,01	0,00	-0,01	-0,01	0,01	0,00	0,06	-0,01	0,00	0,00	-0,75	-0,02	-0,03
2015	0,02	-0,02	0,00	-0,05	-0,03	0,08	0,01	-0,26	-0,06	0,01	0,08	-3,33	-0,05	-0,11
2020	0,04	0,00	0,03	-0,10	-0,03	0,18	0,03	-0,15	-0,09	0,03	0,18	-5,11	-0,04	-0,13
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	-0,01	-0,03	-0,01	-0,02	-0,03	-0,03	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,18	-0,02	-0,03
2015	-0,03	-0,14	-0,05	-0,09	-0,12	-0,13	-0,06	-0,44	-0,09	-0,10	-0,11	-0,70	-0,07	-0,14
2020	-0,05	-0,20	-0,07	-0,12	-0,16	-0,19	-0,09	-0,69	-0,14	-0,16	-0,20	-0,91	-0,08	-0,21

### 10.3.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

#### 10.3.2.1 Auswirkungen auf den OUTPUT im Szenario

KYOTO\_TRADE\_RU\_O (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.03	0.05	AGR	-0.01	-1.22
BUIL	0.02	0.03	BUIL	0.55	-1.56
CHM	0.09	0.08	CHM	-2.89	-1.22
COAL	-3.44	-6.84	COAL	-7.25	-14.32
ELE	-0.17	-0.35	ELE	-0.46	-1.59
GAS	-0.86	-0.67	GAS	0.28	-0.04
MAC	0.09	0.17	MAC	-0.39	-1.12
OIL	-9.17	-12.77	OIL	-5.58	-11.84
TRN	-0.23	-0.29	TRN	-0.17	-1.76
Y	-0.02	-0.03	Y	-0.19	-1.67
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.37	0.29	AGR	0.06	0.27
BUIL	0.08	0.12	BUIL	0.08	0.14
CHM	-0.13	-0.52	CHM	-0.48	-0.90
COAL	-11.26	-17.80	COAL	-5.74	-9.94
ELE	-0.08	-0.31	ELE	-0.17	-0.34
GAS	-0.23	-0.40	GAS	-0.02	0.01
MAC	0.52	0.77	MAC	0.50	0.96
OIL	-10.39	-14.88	OIL	-4.96	-10.56
TRN	-0.66	-1.22	TRN	0.44	0.85
Y	0.17	0.20	Y	0.01	0.03
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.22	-0.33	AGR	-0.02	0.00
BUIL	0.03	0.06	BUIL	0.05	0.09
CHM	-0.08	-0.11	CHM	-0.37	-0.57
COAL	-2.18	-3.97	COAL	-17.00	-27.66
ELE	-0.20	-0.33	ELE	-0.10	-0.20
GAS	-1.34	-2.27	GAS	-3.47	-3.06
MAC	0.12	0.23	MAC	0.06	0.09
OIL	-7.07	-11.62	OIL	-1.36	-2.33
TRN	-0.38	-0.60	TRN	-0.59	-0.92
Y	-0.02	-0.02	Y	0.07	0.09
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.21	0.22	AGR	0.13	-0.01
BUIL	0.08	0.16	BUIL	-0.18	-0.25
CHM	0.62	0.84	CHM	-0.47	-0.82

<b>COAL</b>	-6.94	-11.84	<b>COAL</b>	-19.53	-33.55
<b>ELE</b>	-0.23	-0.30	<b>ELE</b>	-0.07	-0.28
<b>GAS</b>	-3.76	-5.25	<b>GAS</b>	-1.64	-3.02
<b>MAC</b>	0.36	0.39	<b>MAC</b>	0.46	0.68
<b>OIL</b>	-16.57	-24.57	<b>OIL</b>	-10.82	-16.13
<b>TRN</b>	0.35	0.35	<b>TRN</b>	-0.66	-1.05
<b>Y</b>	-0.01	-0.04	<b>Y</b>	0.19	0.23
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.06	0.08	<b>AGR</b>	3.79	7.67
<b>BUIL</b>	0.15	0.25	<b>BUIL</b>	-1.80	-1.99
<b>CHM</b>	-0.03	-0.11	<b>CHM</b>	-1.37	-1.96
<b>COAL</b>	-8.90	-14.80	<b>COAL</b>	-36.37	-63.18
<b>ELE</b>	-0.01	-0.05	<b>ELE</b>	-1.68	-1.55
<b>GAS</b>	-0.71	-0.21	<b>GAS</b>	-16.35	-28.91
<b>MAC</b>	0.48	0.70	<b>MAC</b>	2.29	3.48
<b>OIL</b>	-7.96	-12.08	<b>OIL</b>	-7.80	-15.47
<b>TRN</b>	-0.78	-1.26	<b>TRN</b>	-5.14	-6.60
<b>Y</b>	0.11	0.13	<b>Y</b>	0.64	1.14
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.00	-0.08	<b>AGR</b>	-0.04	-0.11
<b>BUIL</b>	-0.09	-0.21	<b>BUIL</b>	0.08	0.13
<b>CHM</b>	-1.06	-1.98	<b>CHM</b>	-0.36	-0.71
<b>COAL</b>	-5.01	-8.43	<b>COAL</b>	0.90	-0.21
<b>ELE</b>	-0.59	-1.24	<b>ELE</b>	-0.05	-0.13
<b>GAS</b>	-0.91	-1.41	<b>GAS</b>	-0.79	-1.90
<b>MAC</b>	0.53	1.01	<b>MAC</b>	0.28	0.52
<b>OIL</b>	-15.63	-20.11	<b>OIL</b>	-11.08	-16.35
<b>TRN</b>	-0.91	-1.30	<b>TRN</b>	-0.07	-0.21
<b>Y</b>	0.04	0.00	<b>Y</b>	0.02	0.03
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.05	-0.05	<b>AGR</b>	0.48	0.74
<b>BUIL</b>	0.04	0.07	<b>BUIL</b>	0.10	0.14
<b>CHM</b>	-0.06	-0.11	<b>CHM</b>	0.14	0.11
<b>COAL</b>	-4.68	-7.74	<b>COAL</b>	-12.80	-17.66
<b>ELE</b>	-0.02	-0.07	<b>ELE</b>	0.00	-0.11
<b>GAS</b>	-0.25	-0.42	<b>GAS</b>	-2.57	-3.54
<b>MAC</b>	0.12	0.21	<b>MAC</b>	0.39	0.60
<b>OIL</b>	-2.37	-3.97	<b>OIL</b>	-11.97	-19.69
<b>TRN</b>	-0.16	-0.27	<b>TRN</b>	0.01	0.04
<b>Y</b>	0.02	0.03	<b>Y</b>	0.11	0.14



10.3.2.2 Auswirkungen auf die ARBEIT im Szenario  
KYOTO\_TRADE\_RU\_O (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.03	0.03	AGR	0.41	3.93
BUIL	0.04	0.06	BUIL	0.92	-1.45
CHM	0.21	0.28	CHM	-2.37	5.70
COAL	-3.46	-6.90	COAL	-8.75	-19.00
ELE	0.28	0.64	ELE	3.00	6.18
GAS	-1.36	-1.27	GAS	2.38	-0.51
MAC	0.10	0.17	MAC	-0.17	-0.87
OIL	-9.18	-12.80	OIL	-5.80	-12.31
TRN	-0.05	-0.02	TRN	1.17	7.92
Y	-0.02	-0.04	Y	-0.12	-1.56
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.34	0.43	AGR	0.00	0.10
BUIL	0.01	0.06	BUIL	0.01	0.00
CHM	0.08	-0.03	CHM	-0.27	-0.53
COAL	-14.08	-22.27	COAL	-5.93	-10.27
ELE	0.15	0.36	ELE	0.65	1.33
GAS	-0.23	-0.41	GAS	-0.04	0.02
MAC	0.39	0.64	MAC	0.40	0.74
OIL	-10.56	-15.21	OIL	-5.50	-12.00
TRN	-0.43	-0.74	TRN	0.49	0.89
Y	0.08	0.11	Y	-0.03	-0.06
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.10	-0.12	AGR	0.08	0.15
BUIL	0.07	0.11	BUIL	0.03	0.05
CHM	0.12	0.23	CHM	0.01	0.00
COAL	-2.48	-4.56	COAL	-17.76	-29.11
ELE	0.48	0.76	ELE	0.33	0.85
GAS	-1.94	-3.47	GAS	-4.57	-4.86
MAC	0.14	0.25	MAC	0.08	0.09
OIL	-7.07	-11.62	OIL	-1.74	-3.06
TRN	-0.08	-0.10	TRN	-0.23	-0.35
Y	0.00	-0.01	Y	0.06	0.06
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.07	0.09	AGR	0.33	0.47
BUIL	0.01	0.08	BUIL	-0.12	-0.05
CHM	0.57	0.80	CHM	0.09	0.21
COAL	-7.09	-12.07	COAL	-20.81	-35.66

<b>ELE</b>	0.47	0.66	<b>ELE</b>	0.00	0.02
<b>GAS</b>	-4.70	-6.97	<b>GAS</b>	-2.07	-3.93
<b>MAC</b>	0.28	0.30	<b>MAC</b>	0.44	0.71
<b>OIL</b>	-17.02	-25.57	<b>OIL</b>	-10.91	-16.26
<b>TRN</b>	0.39	0.47	<b>TRN</b>	-0.18	-0.16
<b>Y</b>	-0.05	-0.08	<b>Y</b>	0.20	0.27
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.16	0.26	<b>AGR</b>	4.49	7.67
<b>BUIL</b>	0.05	0.11	<b>BUIL</b>	-0.99	-1.72
<b>CHM</b>	0.25	0.38	<b>CHM</b>	1.25	0.46
<b>COAL</b>	-8.99	-15.00	<b>COAL</b>	-36.52	-63.32
<b>ELE</b>	0.32	0.47	<b>ELE</b>	3.09	5.92
<b>GAS</b>	-1.38	-0.54	<b>GAS</b>	-17.60	-30.76
<b>MAC</b>	0.41	0.60	<b>MAC</b>	2.65	3.31
<b>OIL</b>	-8.16	-12.42	<b>OIL</b>	-7.86	-15.56
<b>TRN</b>	-0.38	-0.58	<b>TRN</b>	-3.79	-5.63
<b>Y</b>	0.05	0.05	<b>Y</b>	1.76	1.82
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.17	0.31	<b>AGR</b>	-0.01	0.02
<b>BUIL</b>	-0.05	-0.15	<b>BUIL</b>	0.03	0.06
<b>CHM</b>	-0.55	-1.03	<b>CHM</b>	-0.18	-0.37
<b>COAL</b>	-5.02	-8.46	<b>COAL</b>	0.92	-0.21
<b>ELE</b>	1.37	2.74	<b>ELE</b>	-0.07	-0.19
<b>GAS</b>	-1.11	-1.73	<b>GAS</b>	-0.80	-1.93
<b>MAC</b>	0.55	1.07	<b>MAC</b>	0.23	0.44
<b>OIL</b>	-15.85	-20.40	<b>OIL</b>	-11.24	-16.61
<b>TRN</b>	-0.40	-0.43	<b>TRN</b>	0.06	0.06
<b>Y</b>	0.04	0.04	<b>Y</b>	-0.02	-0.03
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.01	0.03	<b>AGR</b>	0.33	0.54
<b>BUIL</b>	0.03	0.05	<b>BUIL</b>	0.06	0.09
<b>CHM</b>	0.12	0.21	<b>CHM</b>	0.23	0.30
<b>COAL</b>	-5.86	-10.09	<b>COAL</b>	-12.90	-17.84
<b>ELE</b>	-0.05	-0.11	<b>ELE</b>	0.74	1.58
<b>GAS</b>	-0.64	-1.11	<b>GAS</b>	-3.10	-4.45
<b>MAC</b>	0.10	0.19	<b>MAC</b>	0.28	0.46
<b>OIL</b>	-2.47	-4.24	<b>OIL</b>	-12.23	-20.19
<b>TRN</b>	0.00	0.01	<b>TRN</b>	0.02	0.09
<b>Y</b>	-0.01	-0.02	<b>Y</b>	0.03	0.03

10.3.2.3 Auswirkungen auf die IMPORTE im Szenario  
KYOTO\_TRADE\_RU\_O (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.24	-0.45	AGR	-1.25	-1.55
BUIL	-0.04	-0.21	BUIL	-0.69	-1.62
CHM	0.04	0.02	CHM	1.69	-1.58
COAL	-4.54	-8.99	COAL	-10.82	-23.27
ELE	-0.03	0.00	ELE	0.56	-1.65
GAS	-2.30	-2.69	GAS	-	-
MAC	-0.04	-0.08	MAC	0.03	-1.10
OIL	-1.00	-0.68	OIL	-6.45	-12.50
TRN	-0.11	-0.15	TRN	-0.58	-1.80
Y	-0.09	-0.19	Y	-0.47	-1.59
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	-0.43	-0.43	AGR	-0.41	-0.81
BUIL	-0.30	-0.61	BUIL	-0.01	-0.11
CHM	-0.01	-0.19	CHM	-0.07	-0.21
COAL	-13.22	-20.50	COAL	-6.86	-12.38
ELE	-0.04	-0.15	ELE	0.23	0.48
GAS	-1.85	-3.12	GAS	-1.07	-1.33
MAC	0.01	-0.01	MAC	0.13	0.25
OIL	-6.34	-7.73	OIL	-8.85	-18.32
TRN	-0.32	-0.59	TRN	0.28	0.50
Y	-0.15	-0.36	Y	-0.04	-0.10
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	0.25	0.38	AGR	-0.03	-0.11
BUIL	0.00	-0.05	BUIL	-0.28	-0.49
CHM	-0.01	-0.02	CHM	0.00	-0.02
COAL	-3.30	-6.21	COAL	-13.64	-23.65
ELE	0.02	0.00	ELE	0.03	0.19
GAS	-3.66	-6.25	GAS	-4.76	-5.54
MAC	0.00	0.00	MAC	-0.05	-0.09
OIL	-2.50	-3.54	OIL	-1.44	-2.49
TRN	-0.06	-0.03	TRN	-0.01	-0.01
Y	-0.08	-0.15	Y	-0.12	-0.21
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-0.85	-0.86	AGR	-0.37	-0.78
BUIL	-0.20	-0.13	BUIL	-0.65	-1.16
CHM	0.20	0.26	CHM	0.07	0.02
COAL	-9.18	-15.63	COAL	-23.44	-39.69

<b>ELE</b>	0.04	-0.01	<b>ELE</b>	-0.18	-0.43
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.04	0.05	<b>MAC</b>	-0.20	-0.56
<b>OIL</b>	-16.63	-25.45	<b>OIL</b>	-1.23	-0.68
<b>TRN</b>	0.20	0.25	<b>TRN</b>	-0.21	-0.41
<b>Y</b>	-0.11	-0.09	<b>Y</b>	-0.25	-0.73
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.19	-0.22	<b>AGR</b>	-5.35	-4.65
<b>BUIL</b>	-0.62	-0.95	<b>BUIL</b>	-4.66	-4.99
<b>CHM</b>	0.13	0.18	<b>CHM</b>	-0.16	-0.10
<b>COAL</b>	-6.82	-12.54	<b>COAL</b>	-36.75	-63.75
<b>ELE</b>	0.07	0.06	<b>ELE</b>	0.35	2.13
<b>GAS</b>	-3.40	-3.49	<b>GAS</b>	-19.33	-33.25
<b>MAC</b>	-0.01	-0.01	<b>MAC</b>	-1.42	-0.08
<b>OIL</b>	-5.10	-7.38	<b>OIL</b>	-10.68	-19.07
<b>TRN</b>	-0.21	-0.31	<b>TRN</b>	-5.61	-6.66
<b>Y</b>	-0.26	-0.41	<b>Y</b>	-0.61	0.11
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.24	-0.49	<b>AGR</b>	0.02	0.15
<b>BUIL</b>	-0.45	-1.22	<b>BUIL</b>	-0.06	-0.22
<b>CHM</b>	-0.13	-0.36	<b>CHM</b>	-0.31	-0.61
<b>COAL</b>	-4.64	-8.47	<b>COAL</b>	-7.06	-14.43
<b>ELE</b>	0.22	0.38	<b>ELE</b>	-0.11	-0.25
<b>GAS</b>	-3.39	-5.53	<b>GAS</b>	-10.35	-17.10
<b>MAC</b>	-0.05	-0.09	<b>MAC</b>	0.05	0.09
<b>OIL</b>	-5.26	-4.29	<b>OIL</b>	-6.33	-6.10
<b>TRN</b>	-0.25	-0.42	<b>TRN</b>	0.03	0.02
<b>Y</b>	-0.23	-0.56	<b>Y</b>	-0.05	-0.12
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.08	-0.17	<b>AGR</b>	-0.96	-1.65
<b>BUIL</b>	-0.06	-0.21	<b>BUIL</b>	-0.14	-0.32
<b>CHM</b>	0.00	-0.03	<b>CHM</b>	0.08	0.07
<b>COAL</b>	-6.95	-12.34	<b>COAL</b>	-1.88	-2.72
<b>ELE</b>	-0.09	-0.19	<b>ELE</b>	0.30	0.58
<b>GAS</b>	-2.58	-4.31	<b>GAS</b>	-3.50	-6.07
<b>MAC</b>	-0.05	-0.10	<b>MAC</b>	-0.15	-0.25
<b>OIL</b>	-1.95	-3.05	<b>OIL</b>	-11.42	-18.41
<b>TRN</b>	0.04	0.06	<b>TRN</b>	-0.42	-0.67
<b>Y</b>	-0.07	-0.15	<b>Y</b>	-0.16	-0.33

10.3.2.4 Auswirkungen auf die EXPORTE im Szenario  
KYOTO\_TRADE\_RU\_O (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.10	0.06	AGR	0.74	-0.02
BUIL	-0.05	0.32	BUIL	3.07	-0.15
CHM	0.17	0.15	CHM	-6.07	0.31
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.10	-0.29	ELE	-0.99	0.07
GAS	5.65	14.40	GAS	-	-
MAC	0.05	0.14	MAC	-0.54	-0.25
OIL	-33.13	-47.94	OIL	-18.05	-31.69
TRN	-0.24	-0.14	TRN	1.82	0.54
Y	0.00	0.12	Y	0.85	-0.74
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.21	0.18	AGR	0.10	0.61
BUIL	0.76	1.52	BUIL	0.03	0.34
CHM	-0.18	-0.63	CHM	-0.80	-1.45
COAL	-44.19	-67.92	COAL	-48.71	-69.14
ELE	-0.02	-0.13	ELE	-0.39	-0.81
GAS	10.91	12.87	GAS	-	-
MAC	0.50	0.78	MAC	0.51	1.01
OIL	-21.68	-35.80	OIL	-16.46	-28.77
TRN	-1.08	-2.04	TRN	0.80	1.64
Y	0.86	1.49	Y	-0.06	-0.02
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.55	-0.70	AGR	-0.27	-0.22
BUIL	-0.12	0.09	BUIL	0.63	1.18
CHM	-0.16	-0.25	CHM	-0.83	-1.28
COAL	-19.37	-31.83	COAL	-87.68	-97.30
ELE	-0.19	-0.29	ELE	-0.09	-0.31
GAS	1.81	-2.53	GAS	-23.48	-16.65
MAC	0.20	0.40	MAC	0.09	0.12
OIL	-34.42	-52.93	OIL	-7.76	-12.29
TRN	-0.99	-1.69	TRN	-1.96	-3.03
Y	-0.02	0.03	Y	0.45	0.67
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.55	0.58	AGR	0.06	0.26
BUIL	0.53	0.43	BUIL	1.01	2.08
CHM	0.90	1.19	CHM	-1.11	-1.80
COAL	-68.90	-88.20	COAL	-22.87	-40.99

ELE	-0.20	-0.22	ELE	0.12	0.15
GAS	-7.32	-8.56	GAS	-	-
MAC	0.32	0.25	MAC	0.80	1.57
OIL	-34.48	-53.86	OIL	-42.02	-61.27
TRN	0.81	0.75	TRN	-1.41	-1.96
Y	0.12	-0.26	Y	1.36	3.10
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.09	-0.06	AGR	5.44	7.22
BUIL	1.78	2.82	BUIL	5.92	6.26
CHM	-0.31	-0.67	CHM	-2.69	-4.23
COAL	-72.20	-88.61	COAL	-91.12	-98.94
ELE	-0.06	-0.10	ELE	-1.97	-3.52
GAS	-	-	GAS	-18.01	-31.88
MAC	0.68	0.97	MAC	5.49	5.43
OIL	-30.53	-49.01	OIL	-25.92	-48.13
TRN	-1.91	-3.12	TRN	1.43	0.11
Y	1.13	1.63	Y	3.44	2.78
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.09	0.04	AGR	-0.32	-0.47
BUIL	0.69	2.17	BUIL	0.15	0.57
CHM	-2.03	-3.63	CHM	0.00	-0.13
COAL	-54.71	-74.98	COAL	0.69	-0.78
ELE	-0.69	-1.39	ELE	0.07	0.12
GAS	-	-	GAS	-	-
MAC	0.90	1.74	MAC	0.29	0.55
OIL	-40.68	-58.29	OIL	-27.54	-46.37
TRN	-2.13	-2.72	TRN	-0.14	-0.44
Y	0.76	1.72	Y	0.00	0.12
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.25	-0.18	AGR	0.71	1.38
BUIL	0.03	0.37	BUIL	0.33	0.73
CHM	-0.04	-0.11	CHM	0.22	0.15
COAL	-46.42	-64.08	COAL	-64.72	-82.88
ELE	0.08	0.13	ELE	-0.27	-0.64
GAS	-	-	GAS	-8.87	-15.14
MAC	0.14	0.28	MAC	0.67	1.04
OIL	-17.58	-29.10	OIL	-25.92	-44.11
TRN	-0.51	-0.87	TRN	1.22	2.00
Y	0.08	0.22	Y	0.77	1.30

## 10.4 Das Szenario KYOTO\_TRADE\_RU\_P

### 10.4.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
2015	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32	2.32
2020	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09	4.09
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer(in EUR<sub>05.2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
2015	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
2020	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.01	-0.01	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.00	-0.02	0.00	0.00	-0.02	-0.15	0.00	-0.01
2015	-0.03	-0.06	-0.02	-0.01	-0.02	-0.08	-0.01	-0.40	0.00	-0.01	-0.08	-0.66	-0.01	-0.03
2020	-0.04	-0.09	-0.03	-0.02	-0.03	-0.11	-0.01	-0.59	0.00	-0.02	-0.11	-0.94	-0.03	-0.05
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.01	-0.02	0.00	-0.01	-0.01	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	0.18	0.00	0.00
2015	-0.03	-0.09	-0.02	-0.03	-0.03	-0.12	-0.03	-0.09	-0.04	-0.05	-0.08	0.94	-0.01	-0.02
2020	-0.05	-0.16	-0.03	-0.02	-0.05	-0.21	-0.05	-0.21	-0.07	-0.08	-0.15	1.90	-0.03	-0.05
<b>Konsum (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.01	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.01	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	0.26	0.00	0.00
2015	-0.04	-0.12	-0.03	-0.03	-0.05	-0.13	-0.04	-0.14	-0.05	-0.06	-0.09	1.58	-0.02	-0.02
2020	-0.07	-0.19	-0.05	-0.03	-0.07	-0.23	-0.06	-0.29	-0.09	-0.10	-0.16	4.11	-0.03	-0.05
<b>Investitionen (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	-0.01	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.33	0.01	0.01
2015	0.02	-0.01	0.03	0.03	0.04	-0.05	0.03	-0.13	0.03	0.02	-0.05	1.87	0.04	0.03
2020	0.02	-0.03	0.05	0.06	0.06	-0.11	0.04	-0.29	0.03	0.02	-0.12	4.51	0.06	0.04
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	0.00	-0.01	0.00	-0.01	-0.01	0.01	0.00	0.06	-0.01	0.00	0.00	-0.75	-0.02	-0.03
2015	0.02	-0.02	0.00	-0.05	-0.03	0.08	0.01	-0.26	-0.06	0.01	0.08	-3.33	-0.05	-0.11
2020	0.04	0.00	0.03	-0.10	-0.03	0.18	0.03	-0.15	-0.09	0.03	0.18	-5.11	-0.04	-0.13
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.01	-0.03	-0.01	-0.02	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.18	-0.02	-0.03
2015	-0.03	-0.14	-0.05	-0.09	-0.12	-0.13	-0.06	-0.44	-0.09	-0.10	-0.11	-0.70	-0.07	-0.14
2020	-0.05	-0.20	-0.07	-0.12	-0.16	-0.19	-0.09	-0.69	-0.14	-0.16	-0.20	-0.91	-0.08	-0.21

## 10.4.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

### 10.4.2.1 Auswirkungen auf den OUTPUT im Szenario

KYOTO\_TRADE\_RU\_P (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.00	0.01	AGR	0.00	-0.33
BUIL	0.00	0.00	BUIL	0.04	-0.37
CHM	0.01	0.02	CHM	-0.18	-0.23
COAL	-0.22	-1.93	COAL	-0.48	-4.10
ELE	-0.01	-0.10	ELE	-0.03	-0.44
GAS	-0.05	-0.17	GAS	0.02	-0.01
MAC	0.01	0.05	MAC	-0.02	-0.28
OIL	-0.62	-3.79	OIL	-0.37	-3.46
TRN	-0.01	-0.08	TRN	-0.01	-0.51
Y	0.00	-0.01	Y	-0.01	-0.47
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.03	0.10	AGR	0.00	0.07
BUIL	0.01	0.03	BUIL	0.00	0.03
CHM	-0.01	-0.12	CHM	-0.03	-0.27
COAL	-0.75	-5.41	COAL	-0.37	-2.88
ELE	0.00	-0.08	ELE	-0.01	-0.11
GAS	-0.01	-0.11	GAS	0.00	0.01
MAC	0.04	0.23	MAC	0.03	0.28
OIL	-0.71	-4.55	OIL	-0.32	-3.06
TRN	-0.04	-0.31	TRN	0.03	0.25
Y	0.01	0.06	Y	0.00	0.01
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.01	-0.09	AGR	0.00	0.00
BUIL	0.00	0.01	BUIL	0.00	0.02
CHM	0.00	-0.03	CHM	-0.02	-0.17
COAL	-0.14	-1.10	COAL	-1.31	-9.70
ELE	-0.01	-0.09	ELE	-0.01	-0.06
GAS	-0.08	-0.63	GAS	-0.22	-0.82
MAC	0.01	0.07	MAC	0.00	0.03
OIL	-0.47	-3.41	OIL	-0.08	-0.63
TRN	-0.02	-0.17	TRN	-0.04	-0.26
Y	0.00	-0.01	Y	0.00	0.02
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.02	0.07	AGR	0.01	0.00
BUIL	0.01	0.04	BUIL	-0.01	-0.06
CHM	0.04	0.26	CHM	-0.03	-0.23



COAL	-0.47	-3.60	COAL	-1.06	-8.12
ELE	-0.01	-0.09	ELE	-0.01	-0.08
GAS	-0.23	-1.41	GAS	-0.11	-0.86
MAC	0.03	0.13	MAC	0.03	0.20
OIL	-1.22	-8.31	OIL	-0.75	-4.93
TRN	0.03	0.14	TRN	-0.04	-0.29
Y	0.00	-0.01	Y	0.01	0.06
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.01	0.03	AGR	0.31	2.82
BUIL	0.01	0.06	BUIL	-0.11	-0.59
CHM	0.00	-0.01	CHM	-0.05	-0.22
COAL	-0.63	-4.73	COAL	-4.31	-38.86
ELE	0.00	-0.01	ELE	-0.11	-0.60
GAS	-0.04	-0.04	GAS	-1.16	-9.64
MAC	0.03	0.22	MAC	0.18	1.33
OIL	-0.55	-3.78	OIL	-0.51	-4.44
TRN	-0.05	-0.32	TRN	-0.42	-2.74
Y	0.01	0.04	Y	0.06	0.39
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.00	-0.02	AGR	0.00	-0.03
BUIL	-0.01	-0.06	BUIL	0.01	0.06
CHM	-0.07	-0.55	CHM	-0.01	-0.11
COAL	-0.33	-2.47	COAL	0.53	4.76
ELE	-0.04	-0.36	ELE	0.00	-0.03
GAS	-0.05	-0.34	GAS	-0.05	-0.51
MAC	0.04	0.31	MAC	0.01	0.11
OIL	-1.16	-6.54	OIL	-0.77	-5.11
TRN	-0.06	-0.36	TRN	-0.01	-0.09
Y	0.00	0.00	Y	0.00	-0.01
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.00	-0.02	AGR	0.03	0.22
BUIL	0.00	0.02	BUIL	0.01	0.04
CHM	0.00	-0.03	CHM	0.01	0.07
COAL	-0.30	-2.19	COAL	-0.98	-5.82
ELE	0.00	-0.02	ELE	0.00	-0.02
GAS	-0.02	-0.11	GAS	-0.16	-0.97
MAC	0.01	0.06	MAC	0.03	0.20
OIL	-0.15	-1.10	OIL	-0.83	-6.29
TRN	-0.01	-0.07	TRN	0.00	0.02
Y	0.00	0.01	Y	0.01	0.04

10.4.2.2 Auswirkungen auf die ARBEIT im Szenario  
KYOTO\_TRADE\_RU\_P (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.00	0.01	AGR	0.03	1.07
BUIL	0.00	0.01	BUIL	0.06	-0.32
CHM	0.01	0.08	CHM	-0.15	1.64
COAL	-0.22	-1.94	COAL	-0.58	-5.63
ELE	0.02	0.18	ELE	0.19	1.72
GAS	-0.08	-0.33	GAS	0.15	-0.14
MAC	0.01	0.06	MAC	-0.01	-0.20
OIL	-0.62	-3.80	OIL	-0.38	-3.61
TRN	0.00	0.00	TRN	0.07	2.15
Y	0.00	-0.01	Y	-0.01	-0.44
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.02	0.13	AGR	0.00	0.03
BUIL	0.00	0.01	BUIL	0.00	-0.01
CHM	0.01	0.01	CHM	-0.02	-0.16
COAL	-0.96	-6.99	COAL	-0.39	-2.98
ELE	0.01	0.10	ELE	0.04	0.39
GAS	-0.01	-0.11	GAS	0.00	0.01
MAC	0.03	0.20	MAC	0.03	0.22
OIL	-0.73	-4.66	OIL	-0.36	-3.52
TRN	-0.02	-0.18	TRN	0.03	0.27
Y	0.01	0.03	Y	0.00	-0.02
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.01	-0.03	AGR	0.01	0.05
BUIL	0.00	0.03	BUIL	0.00	0.01
CHM	0.01	0.07	CHM	0.00	0.00
COAL	-0.16	-1.27	COAL	-1.38	-10.32
ELE	0.03	0.21	ELE	0.02	0.26
GAS	-0.12	-0.97	GAS	-0.29	-1.31
MAC	0.01	0.08	MAC	0.01	0.03
OIL	-0.47	-3.41	OIL	-0.11	-0.83
TRN	-0.01	-0.02	TRN	-0.01	-0.10
Y	0.00	0.00	Y	0.00	0.02
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.01	0.03	AGR	0.02	0.13
BUIL	0.00	0.02	BUIL	-0.01	-0.01
CHM	0.04	0.24	CHM	0.00	0.06
COAL	-0.48	-3.68	COAL	-1.14	-8.80

ELE	0.03	0.19	ELE	0.00	0.00
GAS	-0.29	-1.89	GAS	-0.13	-1.13
MAC	0.02	0.11	MAC	0.03	0.20
OIL	-1.26	-8.71	OIL	-0.76	-4.98
TRN	0.03	0.17	TRN	-0.01	-0.04
Y	0.00	-0.03	Y	0.01	0.07
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.01	0.08	AGR	0.38	3.02
BUIL	0.00	0.03	BUIL	-0.03	-0.32
CHM	0.02	0.13	CHM	0.14	0.64
COAL	-0.64	-4.80	COAL	-4.33	-39.02
ELE	0.02	0.15	ELE	0.24	2.06
GAS	-0.08	-0.10	GAS	-1.27	-10.46
MAC	0.03	0.20	MAC	0.23	1.45
OIL	-0.57	-3.89	OIL	-0.51	-4.47
TRN	-0.02	-0.13	TRN	-0.31	-2.29
Y	0.00	0.01	Y	0.15	0.77
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.01	0.09	AGR	0.00	-0.01
BUIL	0.00	-0.05	BUIL	0.00	0.03
CHM	-0.03	-0.28	CHM	0.00	-0.02
COAL	-0.33	-2.48	COAL	0.54	4.85
ELE	0.09	0.78	ELE	-0.01	-0.06
GAS	-0.06	-0.41	GAS	-0.05	-0.52
MAC	0.04	0.32	MAC	0.01	0.08
OIL	-1.18	-6.65	OIL	-0.78	-5.20
TRN	-0.03	-0.12	TRN	0.00	-0.03
Y	0.00	0.01	Y	0.00	-0.04
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	0.00	0.01	AGR	0.02	0.17
BUIL	0.00	0.01	BUIL	0.00	0.03
CHM	0.01	0.06	CHM	0.02	0.12
COAL	-0.38	-2.89	COAL	-0.99	-5.89
ELE	0.00	-0.03	ELE	0.05	0.45
GAS	-0.04	-0.30	GAS	-0.20	-1.23
MAC	0.01	0.06	MAC	0.02	0.16
OIL	-0.16	-1.17	OIL	-0.85	-6.47
TRN	0.00	0.01	TRN	0.00	0.03
Y	0.00	-0.01	Y	0.00	0.01

10.4.2.3 Auswirkungen auf die IMPORTE im Szenario  
KYOTO\_TRADE\_RU\_P (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.02	-0.14	AGR	-0.09	-0.66
BUIL	0.00	-0.07	BUIL	-0.05	-0.49
CHM	0.00	0.01	CHM	0.11	-0.42
COAL	-0.41	-3.72	COAL	-0.86	-8.24
ELE	0.00	0.00	ELE	0.04	-0.47
GAS	-0.15	-0.78	GAS	-	-
MAC	0.00	-0.03	MAC	0.00	-0.37
OIL	-0.08	-0.28	OIL	-0.44	-3.87
TRN	-0.01	-0.05	TRN	-0.04	-0.59
Y	-0.01	-0.06	Y	-0.04	-0.53
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	-0.03	-0.17	AGR	-0.03	-0.26
BUIL	-0.02	-0.19	BUIL	0.00	-0.05
CHM	0.00	-0.04	CHM	0.00	-0.07
COAL	-1.03	-7.64	COAL	-0.57	-4.77
ELE	0.00	-0.04	ELE	0.01	0.14
GAS	-0.12	-0.94	GAS	-0.07	-0.40
MAC	0.00	-0.01	MAC	0.01	0.07
OIL	-0.45	-2.53	OIL	-0.60	-5.65
TRN	-0.02	-0.16	TRN	0.02	0.14
Y	-0.01	-0.11	Y	0.00	-0.04
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	0.01	0.09	AGR	0.00	-0.06
BUIL	0.00	-0.03	BUIL	-0.02	-0.16
CHM	0.00	0.00	CHM	0.00	-0.01
COAL	-0.33	-2.93	COAL	-1.18	-9.45
ELE	0.00	-0.01	ELE	0.00	0.06
GAS	-0.24	-1.84	GAS	-0.31	-1.56
MAC	0.00	-0.01	MAC	0.00	-0.03
OIL	-0.18	-1.13	OIL	-0.10	-0.75
TRN	0.00	-0.02	TRN	0.00	-0.02
Y	-0.01	-0.05	Y	-0.01	-0.07
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-0.06	-0.31	AGR	-0.03	-0.25
BUIL	-0.02	-0.07	BUIL	-0.04	-0.32
CHM	0.01	0.08	CHM	0.00	0.01
COAL	-0.74	-5.93	COAL	-1.46	-11.41

ELE	0.00	-0.01	ELE	-0.01	-0.13
GAS	-	-	GAS	-	-
MAC	0.00	0.01	MAC	-0.01	-0.16
OIL	-1.26	-9.01	OIL	-0.10	-0.34
TRN	0.01	0.09	TRN	-0.01	-0.12
Y	-0.01	-0.04	Y	-0.02	-0.21
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.02	-0.13	AGR	-0.34	-1.70
BUIL	-0.04	-0.30	BUIL	-0.32	-1.84
CHM	0.01	0.05	CHM	0.01	0.11
COAL	-0.61	-5.19	COAL	-4.50	-40.13
ELE	0.01	0.02	ELE	0.04	0.83
GAS	-0.22	-1.00	GAS	-1.43	-11.59
MAC	0.00	-0.01	MAC	-0.10	-0.13
OIL	-0.38	-2.58	OIL	-0.74	-5.98
TRN	-0.01	-0.09	TRN	-0.48	-3.02
Y	-0.02	-0.14	Y	-0.04	-0.14
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.02	-0.19	AGR	0.00	0.07
BUIL	-0.03	-0.37	BUIL	0.00	0.01
CHM	-0.01	-0.10	CHM	-0.01	-0.04
COAL	-0.42	-3.64	COAL	-0.40	-3.72
ELE	0.01	0.10	ELE	-0.01	-0.07
GAS	-0.22	-1.56	GAS	-0.70	-5.31
MAC	0.00	-0.03	MAC	0.00	0.02
OIL	-0.43	-1.68	OIL	-0.47	-2.30
TRN	-0.02	-0.13	TRN	0.00	-0.01
Y	-0.02	-0.17	Y	0.00	-0.02
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.01	-0.07	AGR	-0.07	-0.53
BUIL	-0.01	-0.07	BUIL	-0.01	-0.14
CHM	0.00	-0.01	CHM	0.01	0.03
COAL	-0.57	-4.72	COAL	-0.59	-4.80
ELE	-0.01	-0.06	ELE	0.02	0.16
GAS	-0.17	-1.27	GAS	-0.25	-2.00
MAC	0.00	-0.04	MAC	-0.01	-0.09
OIL	-0.14	-0.96	OIL	-0.83	-6.26
TRN	0.00	0.01	TRN	-0.03	-0.24
Y	0.00	-0.05	Y	-0.01	-0.12

10.4.2.4 Auswirkungen auf die EXPORTE im Szenario  
KYOTO\_TRADE\_RU\_P (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.01	-0.01	AGR	0.06	0.16
BUIL	0.00	0.10	BUIL	0.21	0.20
CHM	0.01	0.05	CHM	-0.40	0.15
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.01	-0.08	ELE	-0.06	0.03
GAS	0.35	3.75	GAS	-	-
MAC	0.00	0.05	MAC	-0.03	-0.01
OIL	-2.59	-17.10	OIL	-1.23	-9.81
TRN	-0.01	-0.01	TRN	0.13	0.41
Y	0.00	0.03	Y	0.08	0.07
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.02	0.06	AGR	0.01	0.17
BUIL	0.05	0.45	BUIL	0.00	0.11
CHM	-0.01	-0.15	CHM	-0.05	-0.43
COAL	-3.07	-22.89	COAL	-3.93	-26.33
ELE	0.00	-0.03	ELE	-0.03	-0.24
GAS	0.64	3.10	GAS	-	-
MAC	0.03	0.23	MAC	0.03	0.30
OIL	-1.53	-11.60	OIL	-1.11	-8.67
TRN	-0.06	-0.51	TRN	0.05	0.50
Y	0.06	0.44	Y	0.00	0.01
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.04	-0.22	AGR	-0.02	-0.07
BUIL	-0.01	0.03	BUIL	0.04	0.34
CHM	-0.01	-0.05	CHM	-0.05	-0.38
COAL	-0.73	-4.33	COAL	-13.81	-68.70
ELE	-0.01	-0.08	ELE	-0.01	-0.10
GAS	0.13	-0.55	GAS	-1.72	-5.22
MAC	0.01	0.13	MAC	0.01	0.05
OIL	-2.69	-19.39	OIL	-0.51	-3.56
TRN	-0.06	-0.45	TRN	-0.12	-0.83
Y	0.00	0.01	Y	0.03	0.21
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.04	0.19	AGR	0.00	0.07
BUIL	0.04	0.18	BUIL	0.06	0.58
CHM	0.06	0.36	CHM	-0.07	-0.51
COAL	-7.18	-45.56	COAL	-1.26	-10.10

<b>ELE</b>	-0.01	-0.06	<b>ELE</b>	0.01	0.04
<b>GAS</b>	-0.46	-2.31	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.02	0.10	<b>MAC</b>	0.05	0.44
<b>OIL</b>	-2.61	-18.98	<b>OIL</b>	-3.52	-24.12
<b>TRN</b>	0.06	0.31	<b>TRN</b>	-0.09	-0.54
<b>Y</b>	0.01	-0.03	<b>Y</b>	0.08	0.85
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.00	0.01	<b>AGR</b>	0.37	2.60
<b>BUIL</b>	0.12	0.85	<b>BUIL</b>	0.42	2.49
<b>CHM</b>	-0.01	-0.14	<b>CHM</b>	-0.13	-0.76
<b>COAL</b>	-7.86	-45.73	<b>COAL</b>	-15.14	-76.05
<b>ELE</b>	0.00	-0.03	<b>ELE</b>	-0.15	-1.38
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-1.30	-10.84
<b>MAC</b>	0.05	0.32	<b>MAC</b>	0.41	2.22
<b>OIL</b>	-2.28	-17.14	<b>OIL</b>	-1.76	-15.43
<b>TRN</b>	-0.11	-0.77	<b>TRN</b>	0.17	0.85
<b>Y</b>	0.08	0.52	<b>Y</b>	0.27	1.46
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.00	0.03	<b>AGR</b>	-0.02	-0.18
<b>BUIL</b>	0.05	0.63	<b>BUIL</b>	-0.01	0.01
<b>CHM</b>	-0.13	-1.01	<b>CHM</b>	-0.01	-0.10
<b>COAL</b>	-4.61	-30.04	<b>COAL</b>	0.54	4.81
<b>ELE</b>	-0.04	-0.40	<b>ELE</b>	0.00	0.03
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.06	0.52	<b>MAC</b>	0.01	0.08
<b>OIL</b>	-3.38	-22.49	<b>OIL</b>	-2.03	-16.11
<b>TRN</b>	-0.13	-0.73	<b>TRN</b>	-0.02	-0.23
<b>Y</b>	0.05	0.52	<b>Y</b>	-0.02	-0.12
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.02	-0.07	<b>AGR</b>	0.05	0.41
<b>BUIL</b>	0.00	0.11	<b>BUIL</b>	0.03	0.30
<b>CHM</b>	0.00	-0.03	<b>CHM</b>	0.02	0.11
<b>COAL</b>	-3.55	-22.11	<b>COAL</b>	-6.20	-37.69
<b>ELE</b>	0.01	0.03	<b>ELE</b>	-0.02	-0.18
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-0.57	-4.28
<b>MAC</b>	0.01	0.09	<b>MAC</b>	0.05	0.36
<b>OIL</b>	-1.20	-9.01	<b>OIL</b>	-1.85	-14.63
<b>TRN</b>	-0.03	-0.21	<b>TRN</b>	0.09	0.66
<b>Y</b>	0.01	0.06	<b>Y</b>	0.06	0.44

## 10.5 Das Szenario UNIFORM\_RU\_W (Sensitivitätsrechnung)

### 10.5.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	16.12	8.84	22.52	6.71	10.34	7.80	29.13	9.89	12.98	21.80	6.47	0.00	8.66	8.31
2010	31.96	17.29	46.38	12.19	20.48	17.81	64.72	19.09	21.53	47.43	11.68	0.00	16.66	15.96
2015	50.95	25.82	66.23	18.64	30.35	29.48	94.54	18.89	32.70	72.40	16.16	0.00	25.14	23.55
2020	74.46	41.45	93.43	24.12	45.63	46.49	136.38	28.33	45.53	100.35	22.85	0.00	36.58	33.28
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer(in EUR<sub>05.2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	17,03	9,34	23,80	7,09	10,93	8,24	30,78	10,45	13,71	23,03	6,84	0,00	9,15	8,78
2010	33,77	18,27	49,01	12,88	21,64	18,82	68,38	20,17	22,75	50,12	12,34	0,00	17,60	16,86
2015	53,83	27,28	69,98	19,70	32,07	31,15	99,89	19,96	34,55	76,50	17,08	0,00	26,56	24,88
2020	78,68	43,80	98,72	25,49	48,21	49,12	144,10	29,93	48,11	106,03	24,14	0,00	38,65	35,16
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.29	-0.25	-0.27	-0.05	0.00	-0.35	-0.15	-0.36	0.03	-0.13	-0.23	0.02	-0.12	-0.12
2010	-0.40	-0.41	-0.39	-0.05	-0.17	-0.55	-0.24	-0.68	0.07	-0.24	-0.36	0.03	-0.19	-0.18
2015	-0.45	-0.49	-0.43	-0.05	-0.20	-0.69	-0.29	-3.16	0.08	-0.28	-0.49	0.04	-0.24	-0.22
2020	-0.49	-0.62	-0.49	-0.04	-0.22	-0.83	-0.32	-4.02	0.05	-0.29	-0.49	0.05	-0.33	-0.27
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.06	-0.01	-0.06	0.01	-0.06	-0.10	-0.10	-0.06	-0.01	-0.13	-0.05	0.05	-0.02	-0.02
2010	-0.11	-0.03	-0.12	0.01	-0.11	-0.21	-0.19	-0.15	0.01	-0.25	-0.11	0.08	-0.06	-0.05
2015	-0.14	-0.05	-0.16	0.02	-0.13	-0.30	-0.25	-0.10	0.00	-0.32	-0.15	0.11	-0.09	-0.07
2020	-0.19	-0.09	-0.22	0.04	-0.16	-0.44	-0.33	-0.22	-0.03	-0.39	-0.19	0.15	-0.16	-0.11
<b>Konsum (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.18	-0.03	-0.21	0.00	-0.13	-0.13	-0.24	-0.12	-0.13	-0.27	-0.05	0.04	-0.02	-0.01
2010	-0.32	-0.08	-0.38	-0.01	-0.22	-0.28	-0.47	-0.37	-0.14	-0.51	-0.10	0.06	-0.05	-0.05
2015	-0.44	-0.12	-0.50	-0.03	-0.28	-0.42	-0.62	-0.29	-0.19	-0.66	-0.15	0.09	-0.10	-0.09
2020	-0.57	-0.20	-0.67	0.00	-0.35	-0.61	-0.81	-0.55	-0.26	-0.78	-0.17	0.13	-0.19	-0.14
<b>Investitionen (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.28	0.21	0.48	0.24	0.31	0.16	0.59	0.35	0.47	0.57	0.05	0.03	0.21	0.22
2010	0.48	0.36	0.79	0.35	0.53	0.32	1.07	0.59	0.66	0.95	0.07	0.06	0.33	0.37
2015	0.67	0.48	1.02	0.44	0.70	0.47	1.43	-0.09	0.84	1.28	0.08	0.08	0.44	0.47
2020	0.84	0.65	1.27	0.50	0.88	0.62	1.82	-0.27	0.98	1.51	0.05	0.12	0.58	0.56
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.06	-0.38	-0.37	-0.36	0.00	-0.29	-0.24	-1.35	-0.46	-0.25	-0.24	0.09	-0.45	-0.69
2010	-0.02	-0.49	-0.48	-0.42	-0.59	-0.29	-0.27	0.92	-0.62	-0.58	-0.31	0.13	-0.54	-0.84
2015	0.00	-0.49	-0.48	-0.36	-0.52	-0.24	-0.28	-4.48	-0.77	-0.73	-0.29	0.14	-0.51	-0.83
2020	0.06	-0.55	-0.46	-0.31	-0.43	-0.18	-0.30	-5.54	-0.84	-0.81	-0.29	0.15	-0.41	-0.80
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	-0.08	-0.35	-0.33	-0.26	0.00	-0.46	-0.30	-0.84	-0.44	-0.39	-0.23	0.25	-0.50	-0.54
2010	-0.06	-0.44	-0.40	-0.29	-0.62	-0.54	-0.37	0.12	-0.53	-0.81	-0.33	0.40	-0.64	-0.69
2015	-0.06	-0.43	-0.38	-0.24	-0.59	-0.51	-0.37	-2.47	-0.61	-0.95	-0.37	0.47	-0.64	-0.71
2020	-0.05	-0.47	-0.34	-0.15	-0.53	-0.48	-0.38	-3.03	-0.61	-1.02	-0.44	0.57	-0.63	-0.71



## 10.5.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

### 10.5.2.1 Auswirkungen auf den OUTPUT im Szenario UNIFORM\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.19	0.32	AGR	0.08	-2.12
BUIL	0.14	0.32	BUIL	1.22	-3.89
CHM	0.14	-0.32	CHM	-7.20	-3.49
COAL	-13.08	-25.58	COAL	-16.67	-24.70
ELE	-0.56	-1.27	ELE	-1.10	-2.88
GAS	-4.07	-3.84	GAS	0.69	-0.07
MAC	0.22	0.38	MAC	-1.08	-2.40
OIL	-30.62	-43.13	OIL	-13.78	-20.00
TRN	-1.00	-1.61	TRN	-0.18	-2.72
Y	-0.04	-0.01	Y	-0.44	-2.86
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.76	0.61	AGR	0.52	1.18
BUIL	0.25	0.52	BUIL	0.36	0.63
CHM	0.35	-0.55	CHM	-1.11	-2.20
COAL	-23.19	-37.01	COAL	-14.63	-24.07
ELE	0.12	-0.38	ELE	-0.34	-0.75
GAS	-0.81	-1.76	GAS	-0.04	0.03
MAC	0.84	1.35	MAC	1.28	2.26
OIL	-21.24	-32.11	OIL	-14.15	-27.56
TRN	-1.30	-3.23	TRN	1.49	2.58
Y	0.30	0.43	Y	0.04	0.08
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-1.23	-2.02	AGR	-0.14	-0.34
BUIL	0.26	0.46	BUIL	0.53	0.93
CHM	-1.27	-2.00	CHM	-2.60	-3.91
COAL	-11.68	-18.82	COAL	-54.13	-69.44
ELE	-1.23	-1.94	ELE	-0.54	-0.95
GAS	-8.67	-13.68	GAS	-19.03	-18.69
MAC	0.54	0.88	MAC	-0.01	-0.02
OIL	-33.65	-47.62	OIL	-9.03	-15.35
TRN	-2.34	-3.36	TRN	-3.33	-5.37
Y	0.01	0.05	Y	0.49	0.72
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.32	0.44	AGR	0.25	0.14
BUIL	0.14	0.18	BUIL	-0.29	-0.29
CHM	1.33	2.02	CHM	-0.39	-0.73

<b>COAL</b>	-10.59	-17.29	<b>COAL</b>	-30.66	-48.33
<b>ELE</b>	-0.35	-0.42	<b>ELE</b>	-0.06	-0.21
<b>GAS</b>	-4.19	-5.59	<b>GAS</b>	-2.36	-3.82
<b>MAC</b>	0.28	0.14	<b>MAC</b>	0.66	0.88
<b>OIL</b>	-23.35	-31.97	<b>OIL</b>	-15.74	-22.15
<b>TRN</b>	1.03	1.59	<b>TRN</b>	-0.51	-0.79
<b>Y</b>	-0.09	-0.19	<b>Y</b>	0.23	0.26
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.21	0.20	<b>AGR</b>	-0.09	-0.08
<b>BUIL</b>	0.45	0.76	<b>BUIL</b>	0.17	0.25
<b>CHM</b>	-0.08	-0.47	<b>CHM</b>	0.34	0.79
<b>COAL</b>	-19.98	-31.91	<b>COAL</b>	0.50	0.92
<b>ELE</b>	-0.01	-0.19	<b>ELE</b>	0.04	0.10
<b>GAS</b>	-2.21	-1.17	<b>GAS</b>	-0.70	-1.06
<b>MAC</b>	0.99	1.45	<b>MAC</b>	-0.28	-0.42
<b>OIL</b>	-18.79	-27.67	<b>OIL</b>	0.60	0.77
<b>TRN</b>	-2.00	-3.62	<b>TRN</b>	-0.04	-0.02
<b>Y</b>	0.26	0.33	<b>Y</b>	-0.10	-0.16
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.04	0.02	<b>AGR</b>	-0.02	-0.15
<b>BUIL</b>	0.08	0.24	<b>BUIL</b>	0.12	0.21
<b>CHM</b>	-2.20	-5.61	<b>CHM</b>	-0.74	-1.64
<b>COAL</b>	-10.98	-20.65	<b>COAL</b>	-11.53	-27.93
<b>ELE</b>	-1.18	-2.95	<b>ELE</b>	-0.08	-0.24
<b>GAS</b>	-2.40	-5.21	<b>GAS</b>	-2.61	-5.37
<b>MAC</b>	0.92	1.99	<b>MAC</b>	0.63	1.19
<b>OIL</b>	-29.95	-42.73	<b>OIL</b>	-22.12	-32.48
<b>TRN</b>	-1.74	-3.22	<b>TRN</b>	0.40	0.38
<b>Y</b>	0.04	0.04	<b>Y</b>	0.06	0.13
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.08	-0.38	<b>AGR</b>	1.00	1.49
<b>BUIL</b>	0.46	0.87	<b>BUIL</b>	0.19	0.27
<b>CHM</b>	-2.07	-3.86	<b>CHM</b>	0.58	0.55
<b>COAL</b>	-28.46	-40.29	<b>COAL</b>	-22.45	-30.52
<b>ELE</b>	-0.35	-0.80	<b>ELE</b>	0.01	-0.22
<b>GAS</b>	-2.47	-4.12	<b>GAS</b>	-5.37	-7.60
<b>MAC</b>	0.59	0.96	<b>MAC</b>	0.64	0.82
<b>OIL</b>	-18.80	-28.61	<b>OIL</b>	-22.67	-34.14
<b>TRN</b>	-1.97	-3.38	<b>TRN</b>	0.28	0.49
<b>Y</b>	0.32	0.54	<b>Y</b>	0.18	0.20

10.5.2.2 Auswirkungen auf die ARBEIT im Szenario UNIFORM\_RU\_W  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.16	0.19	AGR	1.03	7.49
BUIL	0.23	0.41	BUIL	2.03	-4.11
CHM	0.54	0.45	CHM	-5.97	9.40
COAL	-13.14	-25.77	COAL	-19.76	-31.70
ELE	0.91	2.33	ELE	7.49	11.71
GAS	-6.34	-7.09	GAS	5.93	-0.87
MAC	0.24	0.36	MAC	-0.62	-2.20
OIL	-30.63	-43.20	OIL	-14.28	-20.73
TRN	-0.34	-0.52	TRN	3.07	15.36
Y	-0.04	-0.09	Y	-0.29	-2.74
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.69	0.96	AGR	0.27	0.70
BUIL	0.10	0.36	BUIL	0.13	0.23
CHM	0.70	0.40	CHM	-0.57	-1.24
COAL	-28.19	-44.07	COAL	-15.06	-24.75
ELE	0.53	1.10	ELE	1.75	3.55
GAS	-0.82	-1.81	GAS	-0.08	0.07
MAC	0.56	1.01	MAC	0.93	1.63
OIL	-21.54	-32.68	OIL	-15.55	-30.64
TRN	-0.80	-2.06	TRN	1.58	2.72
Y	0.10	0.19	Y	-0.11	-0.18
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.57	-0.91	AGR	0.33	0.39
BUIL	0.47	0.69	BUIL	0.39	0.57
CHM	-0.20	-0.20	CHM	-0.77	-1.23
COAL	-13.09	-21.19	COAL	-55.57	-71.12
ELE	2.66	4.11	ELE	1.50	3.57
GAS	-12.25	-19.89	GAS	-23.99	-27.45
MAC	0.63	0.94	MAC	0.01	-0.13
OIL	-33.65	-47.63	OIL	-11.38	-19.47
TRN	-0.78	-0.90	TRN	-1.60	-2.54
Y	0.09	0.09	Y	0.40	0.47
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.17	0.32	AGR	0.57	0.82
BUIL	0.06	0.10	BUIL	-0.17	-0.04
CHM	1.27	2.00	CHM	0.48	0.76
COAL	-10.81	-17.61	COAL	-32.42	-50.77

<b>ELE</b>	0.90	1.18	<b>ELE</b>	0.08	0.19
<b>GAS</b>	-5.23	-7.41	<b>GAS</b>	-2.97	-4.96
<b>MAC</b>	0.18	0.04	<b>MAC</b>	0.64	0.90
<b>OIL</b>	-23.95	-33.16	<b>OIL</b>	-15.85	-22.32
<b>TRN</b>	1.15	1.83	<b>TRN</b>	0.23	0.47
<b>Y</b>	-0.14	-0.24	<b>Y</b>	0.26	0.31
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.46	0.76	<b>AGR</b>	-0.07	-0.05
<b>BUIL</b>	0.20	0.38	<b>BUIL</b>	0.19	0.27
<b>CHM</b>	0.63	0.87	<b>CHM</b>	0.36	0.80
<b>COAL</b>	-20.15	-32.27	<b>COAL</b>	0.50	0.93
<b>ELE</b>	0.79	1.18	<b>ELE</b>	0.06	0.11
<b>GAS</b>	-4.23	-3.00	<b>GAS</b>	-0.76	-1.15
<b>MAC</b>	0.81	1.19	<b>MAC</b>	-0.26	-0.41
<b>OIL</b>	-19.21	-28.34	<b>OIL</b>	0.61	0.78
<b>TRN</b>	-0.95	-1.73	<b>TRN</b>	-0.03	0.00
<b>Y</b>	0.11	0.11	<b>Y</b>	-0.08	-0.14
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.38	0.75	<b>AGR</b>	0.12	0.26
<b>BUIL</b>	0.15	0.33	<b>BUIL</b>	0.04	0.09
<b>CHM</b>	-1.09	-3.27	<b>CHM</b>	-0.36	-0.86
<b>COAL</b>	-11.01	-20.72	<b>COAL</b>	-11.71	-28.32
<b>ELE</b>	3.11	7.50	<b>ELE</b>	-0.07	-0.27
<b>GAS</b>	-2.91	-6.35	<b>GAS</b>	-2.64	-5.44
<b>MAC</b>	0.92	1.95	<b>MAC</b>	0.55	1.07
<b>OIL</b>	-30.32	-43.19	<b>OIL</b>	-22.40	-32.91
<b>TRN</b>	-0.63	-1.07	<b>TRN</b>	0.71	1.05
<b>Y</b>	0.03	0.01	<b>Y</b>	0.00	0.04
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.19	0.28	<b>AGR</b>	0.70	1.11
<b>BUIL</b>	0.34	0.62	<b>BUIL</b>	0.11	0.19
<b>CHM</b>	-0.85	-1.69	<b>CHM</b>	0.77	0.99
<b>COAL</b>	-33.75	-48.00	<b>COAL</b>	-22.61	-30.80
<b>ELE</b>	-0.63	-1.24	<b>ELE</b>	1.58	3.34
<b>GAS</b>	-6.12	-10.48	<b>GAS</b>	-6.47	-9.47
<b>MAC</b>	0.45	0.72	<b>MAC</b>	0.42	0.56
<b>OIL</b>	-19.44	-30.10	<b>OIL</b>	-23.11	-34.87
<b>TRN</b>	-0.77	-1.24	<b>TRN</b>	0.31	0.63
<b>Y</b>	0.10	0.15	<b>Y</b>	0.02	0.00

10.5.2.3 Auswirkungen auf die IMPORTE im Szenario UNIFORM\_RU\_W  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.54	-0.90	AGR	-1.88	0.29
BUIL	0.13	-0.06	BUIL	-1.21	-2.43
CHM	0.25	0.27	CHM	4.24	-3.23
COAL	-10.94	-21.71	COAL	-20.83	-34.29
ELE	-0.03	0.18	ELE	1.45	-2.82
GAS	-3.27	-1.35	GAS	-	-
MAC	0.03	0.06	MAC	0.64	-0.80
OIL	-1.53	1.72	OIL	-13.84	-18.80
TRN	-0.21	-0.18	TRN	-0.86	-2.11
Y	-0.17	-0.35	Y	-0.51	-1.34
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	-0.27	0.23	AGR	-0.78	-1.28
BUIL	-0.06	-0.29	BUIL	0.31	0.36
CHM	0.46	0.22	CHM	0.05	-0.14
COAL	-23.53	-33.87	COAL	-13.64	-22.96
ELE	0.21	0.06	ELE	0.73	1.44
GAS	-0.57	-1.33	GAS	2.68	5.57
MAC	0.15	0.24	MAC	0.46	0.80
OIL	-11.91	-13.60	OIL	-21.82	-40.69
TRN	-0.34	-1.04	TRN	1.15	1.96
Y	-0.02	-0.22	Y	0.06	0.09
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	1.98	3.35	AGR	0.99	1.68
BUIL	0.14	0.12	BUIL	-0.73	-1.28
CHM	-0.15	-0.12	CHM	0.14	0.34
COAL	-7.42	-11.94	COAL	-36.30	-49.18
ELE	0.23	0.19	ELE	0.24	0.97
GAS	-11.20	-18.10	GAS	-15.83	-16.88
MAC	0.17	0.30	MAC	0.09	0.17
OIL	-8.08	-9.52	OIL	-5.14	-8.86
TRN	-0.08	0.43	TRN	0.33	0.90
Y	-0.35	-0.52	Y	-0.19	-0.35
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-0.79	-0.69	AGR	-0.48	-0.52
BUIL	0.09	0.25	BUIL	-0.77	-1.02
CHM	0.55	0.84	CHM	0.17	0.27
COAL	-12.32	-19.59	COAL	-34.76	-53.56

<b>ELE</b>	0.12	0.04	<b>ELE</b>	-0.24	-0.44
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.07	0.05	<b>MAC</b>	-0.19	-0.32
<b>OIL</b>	-22.65	-31.38	<b>OIL</b>	-1.37	0.17
<b>TRN</b>	0.83	1.43	<b>TRN</b>	0.04	0.15
<b>Y</b>	0.05	0.19	<b>Y</b>	-0.26	-0.53
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.10	0.46	<b>AGR</b>	0.85	0.85
<b>BUIL</b>	-1.16	-1.90	<b>BUIL</b>	1.03	1.35
<b>CHM</b>	0.46	0.70	<b>CHM</b>	0.04	0.09
<b>COAL</b>	-11.47	-19.73	<b>COAL</b>	-0.82	-0.99
<b>ELE</b>	0.21	0.17	<b>ELE</b>	0.01	0.02
<b>GAS</b>	-4.51	-2.57	<b>GAS</b>	-0.77	-1.16
<b>MAC</b>	0.10	0.15	<b>MAC</b>	0.32	0.44
<b>OIL</b>	-9.81	-11.53	<b>OIL</b>	-1.52	-1.77
<b>TRN</b>	-0.29	-0.48	<b>TRN</b>	-0.08	-0.17
<b>Y</b>	-0.41	-0.71	<b>Y</b>	0.57	0.87
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.08	0.02	<b>AGR</b>	-0.07	0.25
<b>BUIL</b>	-0.27	-0.99	<b>BUIL</b>	-0.23	-0.70
<b>CHM</b>	-0.07	-0.56	<b>CHM</b>	-0.90	-1.76
<b>COAL</b>	-6.97	-12.70	<b>COAL</b>	-17.71	-36.10
<b>ELE</b>	0.63	1.47	<b>ELE</b>	-0.21	-0.51
<b>GAS</b>	-3.55	-7.60	<b>GAS</b>	-3.04	-5.95
<b>MAC</b>	0.03	0.13	<b>MAC</b>	0.13	0.26
<b>OIL</b>	-8.55	-4.50	<b>OIL</b>	-10.60	-6.75
<b>TRN</b>	-0.12	-0.09	<b>TRN</b>	0.45	0.69
<b>Y</b>	-0.23	-0.59	<b>Y</b>	-0.08	-0.21
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	1.01	2.37	<b>AGR</b>	-1.80	-2.95
<b>BUIL</b>	0.04	-0.14	<b>BUIL</b>	-0.02	-0.11
<b>CHM</b>	0.12	0.21	<b>CHM</b>	0.37	0.47
<b>COAL</b>	-28.42	-40.14	<b>COAL</b>	7.81	17.43
<b>ELE</b>	-0.63	-1.24	<b>ELE</b>	0.65	1.24
<b>GAS</b>	-6.56	-11.09	<b>GAS</b>	8.63	14.05
<b>MAC</b>	0.14	0.28	<b>MAC</b>	-0.21	-0.29
<b>OIL</b>	-5.59	-6.78	<b>OIL</b>	-19.82	-27.83
<b>TRN</b>	0.78	1.62	<b>TRN</b>	-0.61	-0.75
<b>Y</b>	-0.27	-0.46	<b>Y</b>	-0.18	-0.34

10.5.2.4 Auswirkungen auf die EXPORTE im Szenario UNIFORM\_RU\_W  
(prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.78	1.54	AGR	1.92	-1.26
BUIL	-0.34	0.51	BUIL	6.08	-4.25
CHM	0.47	-0.05	CHM	-14.02	0.90
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.30	-1.00	ELE	-2.35	0.16
GAS	-22.47	-25.74	GAS	-	-
MAC	0.09	0.19	MAC	-1.82	-1.53
OIL	-80.67	-94.43	OIL	-42.00	-48.35
TRN	-1.51	-2.71	TRN	4.10	0.04
Y	-0.01	0.34	Y	-0.23	-6.44
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.92	0.93	AGR	1.36	2.74
BUIL	0.42	1.57	BUIL	-0.25	0.21
CHM	0.46	-0.53	CHM	-1.77	-3.39
COAL	-78.05	-96.58	COAL	-85.93	-96.68
ELE	0.07	-0.15	ELE	-0.92	-1.93
GAS	69.30	96.42	GAS	-	-
MAC	0.68	1.13	MAC	1.22	2.23
OIL	-43.06	-70.17	OIL	-43.89	-68.69
TRN	-2.31	-5.90	TRN	2.60	4.82
Y	0.59	1.35	Y	-0.56	-0.87
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-1.53	-2.37	AGR	-0.41	-0.54
BUIL	0.04	0.74	BUIL	2.84	5.26
CHM	-2.93	-4.96	CHM	-6.04	-9.18
COAL	-87.22	-96.73	COAL	-100.00	-100.00
ELE	-1.17	-1.70	ELE	-0.52	-1.38
GAS	-61.83	-80.81	GAS	-91.14	-91.42
MAC	0.83	1.30	MAC	-0.40	-0.68
OIL	-91.81	-98.22	OIL	-55.63	-76.44
TRN	-6.88	-11.06	TRN	-11.89	-19.55
Y	0.87	1.29	Y	2.07	3.19
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	1.16	1.59	AGR	0.79	1.15
BUIL	-0.25	-0.65	BUIL	0.87	1.43
CHM	2.21	3.40	CHM	-0.54	-1.12
COAL	-84.35	-95.99	COAL	-35.67	-58.42

<b>ELE</b>	-0.23	-0.14	<b>ELE</b>	0.32	0.43
<b>GAS</b>	-6.73	-7.17	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.11	-0.18	<b>MAC</b>	1.02	1.44
<b>OIL</b>	-47.55	-67.44	<b>OIL</b>	-53.71	-71.06
<b>TRN</b>	2.21	3.15	<b>TRN</b>	-0.63	-0.97
<b>Y</b>	-0.97	-2.18	<b>Y</b>	1.31	2.05
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.37	0.49	<b>AGR</b>	-0.25	0.07
<b>BUIL</b>	3.81	6.60	<b>BUIL</b>	-1.52	-1.98
<b>CHM</b>	-0.64	-1.79	<b>CHM</b>	0.65	1.32
<b>COAL</b>	-96.21	-99.62	<b>COAL</b>	2.64	2.74
<b>ELE</b>	-0.07	-0.12	<b>ELE</b>	-0.02	-0.04
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-1.28	-1.92
<b>MAC</b>	1.31	1.89	<b>MAC</b>	-0.77	-1.14
<b>OIL</b>	-63.75	-86.28	<b>OIL</b>	2.02	2.51
<b>TRN</b>	-4.91	-8.94	<b>TRN</b>	-0.06	0.21
<b>Y</b>	2.03	3.10	<b>Y</b>	-1.82	-2.80
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.38	0.68	<b>AGR</b>	0.33	0.40
<b>BUIL</b>	0.48	2.54	<b>BUIL</b>	0.52	1.85
<b>CHM</b>	-4.11	-10.25	<b>CHM</b>	0.96	1.30
<b>COAL</b>	-85.31	-98.20	<b>COAL</b>	-12.60	-30.40
<b>ELE</b>	-1.43	-3.60	<b>ELE</b>	0.27	0.47
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	1.41	3.05	<b>MAC</b>	0.73	1.42
<b>OIL</b>	-68.58	-90.60	<b>OIL</b>	-50.26	-75.86
<b>TRN</b>	-4.28	-8.33	<b>TRN</b>	1.22	1.39
<b>Y</b>	0.51	1.56	<b>Y</b>	0.03	0.39
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.52	-1.38	<b>AGR</b>	2.23	3.84
<b>BUIL</b>	0.63	1.93	<b>BUIL</b>	0.11	0.40
<b>CHM</b>	-3.67	-6.94	<b>CHM</b>	1.18	1.26
<b>COAL</b>	-99.37	-100.00	<b>COAL</b>	-88.81	-97.40
<b>ELE</b>	0.42	0.66	<b>ELE</b>	-0.45	-1.15
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-19.05	-33.40
<b>MAC</b>	0.57	0.85	<b>MAC</b>	1.07	1.37
<b>OIL</b>	-87.58	-97.12	<b>OIL</b>	-47.27	-71.54
<b>TRN</b>	-8.53	-15.01	<b>TRN</b>	3.46	5.45
<b>Y</b>	1.72	2.92	<b>Y</b>	0.87	1.15



## 10.6 Das Szenario UNIFORM\_TRADE\_RU\_W (Sensitivitätsrechnung)

### 10.6.1 CO<sub>2</sub>-Steuer und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

	AT	BNL	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IE	IT	PT	RU	SE	UK
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in ECU95/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92
2015	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16
2020	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68	9.68
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer (in EUR<sub>05.2004</sub>/t.CO<sub>2</sub>)</b>														
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
2015	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
2020	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23
<b>OUTPUT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.03	-0.06	-0.02	-0.01	-0.02	-0.08	-0.01	-0.07	0.00	-0.01	-0.07	-0.50	-0.02	-0.03
2015	-0.07	-0.14	-0.04	-0.03	-0.05	-0.17	-0.02	-0.90	0.00	-0.03	-0.18	-1.15	-0.05	-0.06
2020	-0.10	-0.21	-0.07	-0.04	-0.07	-0.25	-0.03	-1.42	0.00	-0.05	-0.23	-1.79	-0.09	-0.10
<b>BRUTTOINLANDSPRODUKT (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.02	-0.06	-0.02	-0.01	-0.03	-0.05	-0.02	-0.04	-0.02	-0.04	-0.02	0.63	-0.01	-0.02
2015	-0.06	-0.14	-0.05	-0.03	-0.07	-0.12	-0.06	-0.10	-0.05	-0.10	-0.07	1.70	-0.03	-0.05
2020	-0.10	-0.25	-0.10	-0.05	-0.11	-0.22	-0.11	-0.23	-0.10	-0.17	-0.12	3.21	-0.07	-0.09
<b>Konsum (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.04	-0.07	-0.03	-0.02	-0.04	-0.05	-0.03	-0.06	-0.03	-0.05	-0.02	0.84	-0.01	-0.02
2015	-0.09	-0.19	-0.08	-0.05	-0.09	-0.14	-0.08	-0.17	-0.08	-0.13	-0.07	2.38	-0.03	-0.05
2020	-0.16	-0.33	-0.15	-0.07	-0.15	-0.26	-0.14	-0.36	-0.15	-0.22	-0.11	4.84	-0.08	-0.10
<b>Investitionen (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	0.02	0.02	0.02	0.04	0.04	0.02	0.02	0.03	0.05	0.02	0.01	1.10	0.04	0.03
2015	0.04	0.04	0.06	0.09	0.09	0.03	0.05	-0.13	0.09	0.04	0.01	3.00	0.09	0.08
2020	0.06	0.05	0.09	0.14	0.13	0.03	0.08	-0.30	0.13	0.06	-0.01	5.87	0.14	0.11
<b>EXPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	0.01	-0.06	0.01	-0.08	-0.06	-0.03	0.01	0.17	-0.07	0.01	-0.04	-2.77	-0.08	-0.13
2015	0.03	-0.10	0.05	-0.13	-0.08	-0.01	0.04	-0.92	-0.15	0.03	-0.06	-6.51	-0.13	-0.23
2020	0.07	-0.10	0.13	-0.19	-0.05	0.06	0.09	-1.27	-0.24	0.06	-0.08	-10.37	-0.14	-0.30
<b>IMPORTE (prozentuale Änderung gegenüber BAU)</b>														
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	-0.02	-0.13	-0.05	-0.09	-0.12	-0.12	-0.05	-0.05	-0.08	-0.09	-0.07	-0.55	-0.09	-0.14
2015	-0.06	-0.27	-0.11	-0.17	-0.24	-0.22	-0.12	-0.85	-0.18	-0.20	-0.17	-1.04	-0.17	-0.29
2020	-0.09	-0.40	-0.16	-0.23	-0.33	-0.30	-0.20	-1.33	-0.28	-0.33	-0.27	-1.22	-0.24	-0.43

### 10.6.2 Strukturelle Effekte (sektorale Ebene)

#### 10.6.2.1 Auswirkungen auf den OUTPUT im Szenario UNIFORM\_ TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.01	0.03	AGR	0.00	-0.79
BUIL	0.00	0.02	BUIL	0.14	-1.12
CHM	0.02	0.04	CHM	-0.78	-1.00
COAL	-0.92	-4.54	COAL	-1.96	-9.41
ELE	-0.04	-0.23	ELE	-0.12	-1.03
GAS	-0.22	-0.43	GAS	0.08	-0.02
MAC	0.03	0.10	MAC	-0.10	-0.70
OIL	-2.54	-8.55	OIL	-1.51	-7.93
TRN	-0.06	-0.19	TRN	-0.04	-1.07
Y	-0.01	-0.02	Y	-0.05	-1.06
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.10	0.19	AGR	0.02	0.18
BUIL	0.03	0.12	BUIL	0.03	0.11
CHM	-0.05	-0.37	CHM	-0.14	-0.61
COAL	-3.13	-12.27	COAL	-1.56	-6.69
ELE	-0.02	-0.20	ELE	-0.04	-0.22
GAS	-0.04	-0.19	GAS	-0.01	0.01
MAC	0.14	0.49	MAC	0.13	0.61
OIL	-2.90	-10.10	OIL	-1.33	-6.98
TRN	-0.18	-0.83	TRN	0.11	0.55
Y	0.05	0.14	Y	0.00	0.03
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.05	-0.20	AGR	0.00	0.00
BUIL	0.00	0.02	BUIL	0.01	0.05
CHM	-0.02	-0.04	CHM	-0.11	-0.38
COAL	-0.58	-2.62	COAL	-5.20	-20.01
ELE	-0.05	-0.22	ELE	-0.03	-0.14
GAS	-0.35	-1.48	GAS	-0.92	-1.96
MAC	0.04	0.17	MAC	0.02	0.05
OIL	-1.92	-7.73	OIL	-0.35	-1.49
TRN	-0.10	-0.38	TRN	-0.16	-0.60
Y	-0.01	-0.02	Y	0.02	0.06
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.06	0.16	AGR	0.04	0.03
BUIL	0.03	0.09	BUIL	-0.04	-0.12
CHM	0.16	0.58	CHM	-0.13	-0.59

<b>COAL</b>	-1.93	-8.16	<b>COAL</b>	-5.03	-22.82
<b>ELE</b>	-0.06	-0.20	<b>ELE</b>	-0.02	-0.11
<b>GAS</b>	-0.98	-3.35	<b>GAS</b>	-0.42	-1.76
<b>MAC</b>	0.10	0.28	<b>MAC</b>	0.12	0.44
<b>OIL</b>	-4.89	-17.50	<b>OIL</b>	-3.03	-10.83
<b>TRN</b>	0.09	0.29	<b>TRN</b>	-0.18	-0.75
<b>Y</b>	0.00	-0.03	<b>Y</b>	0.05	0.17
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.02	0.07	<b>AGR</b>	1.07	4.80
<b>BUIL</b>	0.04	0.15	<b>BUIL</b>	-0.39	-1.34
<b>CHM</b>	0.00	-0.04	<b>CHM</b>	-0.05	-1.22
<b>COAL</b>	-2.57	-10.31	<b>COAL</b>	-14.07	-49.13
<b>ELE</b>	0.00	-0.03	<b>ELE</b>	-0.36	-1.22
<b>GAS</b>	-0.18	-0.12	<b>GAS</b>	-4.75	-20.40
<b>MAC</b>	0.13	0.48	<b>MAC</b>	0.68	2.31
<b>OIL</b>	-2.24	-8.28	<b>OIL</b>	-2.39	-10.94
<b>TRN</b>	-0.20	-0.78	<b>TRN</b>	-1.47	-5.21
<b>Y</b>	0.03	0.08	<b>Y</b>	0.22	0.79
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.00	-0.02	<b>AGR</b>	-0.01	-0.07
<b>BUIL</b>	0.00	0.00	<b>BUIL</b>	0.03	0.09
<b>CHM</b>	-0.30	-1.38	<b>CHM</b>	-0.09	-0.47
<b>COAL</b>	-1.36	-5.63	<b>COAL</b>	0.96	0.48
<b>ELE</b>	-0.15	-0.76	<b>ELE</b>	-0.01	-0.08
<b>GAS</b>	-0.23	-0.89	<b>GAS</b>	-0.20	-1.21
<b>MAC</b>	0.13	0.57	<b>MAC</b>	0.07	0.32
<b>OIL</b>	-4.64	-13.96	<b>OIL</b>	-3.12	-11.16
<b>TRN</b>	-0.25	-0.86	<b>TRN</b>	-0.02	-0.14
<b>Y</b>	0.01	0.01	<b>Y</b>	0.00	0.02
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.01	-0.04	<b>AGR</b>	0.14	0.50
<b>BUIL</b>	0.01	0.04	<b>BUIL</b>	0.03	0.09
<b>CHM</b>	-0.02	-0.07	<b>CHM</b>	0.05	0.10
<b>COAL</b>	-1.26	-5.14	<b>COAL</b>	-3.98	-12.69
<b>ELE</b>	-0.01	-0.05	<b>ELE</b>	0.00	-0.07
<b>GAS</b>	-0.07	-0.27	<b>GAS</b>	-0.67	-2.29
<b>MAC</b>	0.03	0.14	<b>MAC</b>	0.11	0.41
<b>OIL</b>	-0.62	-2.58	<b>OIL</b>	-3.37	-13.66
<b>TRN</b>	-0.04	-0.18	<b>TRN</b>	0.01	0.02
<b>Y</b>	0.00	0.02	<b>Y</b>	0.03	0.09

10.6.2.2 Auswirkungen auf die ARBEIT im Szenario UNIFORM\_  
TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	0.01	0.02	AGR	0.11	2.53
BUIL	0.01	0.04	BUIL	0.24	-1.07
CHM	0.05	0.18	CHM	-0.64	3.46
COAL	-0.92	-4.58	COAL	-2.39	-12.68
ELE	0.07	0.41	ELE	0.78	4.11
GAS	-0.35	-0.81	GAS	0.63	-0.31
MAC	0.03	0.11	MAC	-0.04	-0.55
OIL	-2.54	-8.57	OIL	-1.57	-8.26
TRN	-0.01	-0.01	TRN	0.31	5.22
Y	0.00	-0.02	Y	-0.03	-0.99
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.09	0.27	AGR	0.00	0.06
BUIL	0.01	0.07	BUIL	0.01	0.02
CHM	0.01	-0.07	CHM	-0.08	-0.37
COAL	-3.99	-15.57	COAL	-1.61	-6.91
ELE	0.03	0.20	ELE	0.18	0.87
GAS	-0.04	-0.20	GAS	-0.01	0.02
MAC	0.10	0.40	MAC	0.10	0.47
OIL	-2.95	-10.33	OIL	-1.48	-7.98
TRN	-0.12	-0.53	TRN	0.13	0.58
Y	0.02	0.08	Y	-0.01	-0.03
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.02	-0.06	AGR	0.02	0.11
BUIL	0.02	0.06	BUIL	0.01	0.03
CHM	0.03	0.18	CHM	0.00	-0.01
COAL	-0.66	-3.01	COAL	-5.46	-21.17
ELE	0.12	0.49	ELE	0.09	0.56
GAS	-0.51	-2.27	GAS	-1.21	-3.14
MAC	0.04	0.19	MAC	0.02	0.06
OIL	-1.92	-7.74	OIL	-0.45	-1.96
TRN	-0.02	-0.05	TRN	-0.06	-0.23
Y	0.00	-0.01	Y	0.02	0.04
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.02	0.07	AGR	0.09	0.33
BUIL	0.01	0.04	BUIL	-0.03	-0.01
CHM	0.14	0.55	CHM	0.01	0.07
COAL	-1.97	-8.33	COAL	-5.41	-24.48

<b>ELE</b>	0.12	0.43	<b>ELE</b>	0.00	0.05
<b>GAS</b>	-1.23	-4.47	<b>GAS</b>	-0.53	-2.30
<b>MAC</b>	0.07	0.22	<b>MAC</b>	0.12	0.45
<b>OIL</b>	-5.04	-18.27	<b>OIL</b>	-3.06	-10.92
<b>TRN</b>	0.10	0.36	<b>TRN</b>	-0.05	-0.19
<b>Y</b>	-0.01	-0.05	<b>Y</b>	0.05	0.19
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.05	0.19	<b>AGR</b>	1.27	5.13
<b>BUIL</b>	0.01	0.06	<b>BUIL</b>	-0.17	-0.88
<b>CHM</b>	0.07	0.28	<b>CHM</b>	0.54	0.71
<b>COAL</b>	-2.60	-10.46	<b>COAL</b>	-14.13	-49.26
<b>ELE</b>	0.09	0.32	<b>ELE</b>	0.92	4.00
<b>GAS</b>	-0.35	-0.31	<b>GAS</b>	-5.14	-21.82
<b>MAC</b>	0.12	0.42	<b>MAC</b>	0.79	2.44
<b>OIL</b>	-2.30	-8.52	<b>OIL</b>	-2.41	-11.01
<b>TRN</b>	-0.09	-0.33	<b>TRN</b>	-1.15	-4.30
<b>Y</b>	0.01	0.03	<b>Y</b>	0.49	1.51
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.04	0.18	<b>AGR</b>	0.00	0.01
<b>BUIL</b>	0.01	0.03	<b>BUIL</b>	0.01	0.04
<b>CHM</b>	-0.17	-0.79	<b>CHM</b>	-0.04	-0.25
<b>COAL</b>	-1.37	-5.65	<b>COAL</b>	0.97	0.49
<b>ELE</b>	0.36	1.78	<b>ELE</b>	-0.02	-0.12
<b>GAS</b>	-0.28	-1.10	<b>GAS</b>	-0.20	-1.23
<b>MAC</b>	0.13	0.57	<b>MAC</b>	0.05	0.27
<b>OIL</b>	-4.71	-14.17	<b>OIL</b>	-3.16	-11.35
<b>TRN</b>	-0.11	-0.32	<b>TRN</b>	0.01	0.04
<b>Y</b>	0.01	0.02	<b>Y</b>	-0.01	-0.02
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.00	0.02	<b>AGR</b>	0.09	0.37
<b>BUIL</b>	0.01	0.03	<b>BUIL</b>	0.02	0.06
<b>CHM</b>	0.03	0.14	<b>CHM</b>	0.07	0.23
<b>COAL</b>	-1.59	-6.75	<b>COAL</b>	-4.01	-12.83
<b>ELE</b>	-0.01	-0.07	<b>ELE</b>	0.20	1.04
<b>GAS</b>	-0.17	-0.73	<b>GAS</b>	-0.82	-2.89
<b>MAC</b>	0.03	0.13	<b>MAC</b>	0.08	0.32
<b>OIL</b>	-0.64	-2.75	<b>OIL</b>	-3.45	-14.03
<b>TRN</b>	0.00	0.01	<b>TRN</b>	0.01	0.06
<b>Y</b>	0.00	-0.01	<b>Y</b>	0.01	0.02

10.6.2.3 Auswirkungen auf die IMPORTE im Szenario UNIFORM\_  
TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.07	-0.30	AGR	-0.31	-0.56
BUIL	-0.02	-0.16	BUIL	-0.18	-0.99
CHM	0.01	0.01	CHM	0.45	-1.03
COAL	-1.36	-6.06	COAL	-3.14	-15.76
ELE	-0.01	0.00	ELE	0.15	-1.04
GAS	-0.62	-1.79	GAS	-	-
MAC	-0.01	-0.06	MAC	0.02	-0.51
OIL	-0.31	-0.54	OIL	-1.80	-8.42
TRN	-0.03	-0.11	TRN	-0.14	-0.97
Y	-0.03	-0.13	Y	-0.12	-0.84
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	-0.11	-0.26	AGR	-0.11	-0.53
BUIL	-0.06	-0.32	BUIL	0.00	-0.06
CHM	-0.01	-0.14	CHM	-0.02	-0.15
COAL	-3.96	-14.72	COAL	-2.02	-8.42
ELE	-0.01	-0.10	ELE	0.06	0.32
GAS	-0.48	-2.00	GAS	-0.29	-0.90
MAC	0.01	0.01	MAC	0.03	0.16
OIL	-1.81	-5.39	OIL	-2.45	-12.47
TRN	-0.09	-0.39	TRN	0.07	0.33
Y	-0.03	-0.19	Y	-0.01	-0.05
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	0.05	0.17	AGR	-0.01	-0.09
BUIL	-0.01	-0.10	BUIL	-0.08	-0.35
CHM	0.00	-0.01	CHM	0.00	-0.02
COAL	-1.03	-4.21	COAL	-4.37	-17.36
ELE	0.00	-0.01	ELE	0.01	0.12
GAS	-0.99	-4.17	GAS	-1.29	-3.64
MAC	0.00	-0.01	MAC	-0.01	-0.07
OIL	-0.72	-2.48	OIL	-0.40	-1.68
TRN	-0.02	-0.05	TRN	-0.01	-0.02
Y	-0.03	-0.14	Y	-0.03	-0.15
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	-0.23	-0.64	AGR	-0.07	-0.15
BUIL	-0.04	-0.15	BUIL	-0.15	-0.55
CHM	0.06	0.18	CHM	0.03	0.10
COAL	-2.70	-10.83	COAL	-6.37	-27.63

ELE	0.01	-0.02	ELE	-0.04	-0.20
GAS	-	-	GAS	-	-
MAC	0.01	0.02	MAC	-0.04	-0.19
OIL	-5.02	-18.52	OIL	-0.39	-0.50
TRN	0.05	0.19	TRN	-0.05	-0.21
Y	-0.02	-0.09	Y	-0.06	-0.31
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.07	-0.24	AGR	-1.17	-2.92
BUIL	-0.17	-0.69	BUIL	-1.17	-3.37
CHM	0.04	0.12	CHM	0.07	0.04
COAL	-2.14	-8.89	COAL	-14.58	-49.80
ELE	0.02	0.04	ELE	0.21	1.24
GAS	-0.91	-2.30	GAS	-5.77	-23.71
MAC	0.00	-0.03	MAC	-0.32	-0.28
OIL	-1.52	-5.34	OIL	-3.29	-13.49
TRN	-0.05	-0.20	TRN	-1.72	-5.34
Y	-0.07	-0.31	Y	-0.18	0.03
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.03	-0.16	AGR	0.01	0.09
BUIL	-0.07	-0.46	BUIL	0.00	-0.14
CHM	-0.03	-0.23	CHM	-0.06	-0.39
COAL	-1.40	-5.68	COAL	-1.69	-9.25
ELE	0.07	0.30	ELE	-0.03	-0.16
GAS	-0.90	-3.59	GAS	-2.89	-11.68
MAC	-0.01	-0.02	MAC	0.01	0.05
OIL	-1.66	-3.16	OIL	-1.89	-4.62
TRN	-0.06	-0.18	TRN	0.01	0.01
Y	-0.04	-0.25	Y	-0.01	-0.08
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
AGR	-0.03	-0.13	AGR	-0.28	-1.14
BUIL	-0.03	-0.17	BUIL	-0.05	-0.27
CHM	0.00	-0.02	CHM	0.02	0.05
COAL	-2.04	-8.39	COAL	-1.40	-3.01
ELE	-0.03	-0.13	ELE	0.08	0.38
GAS	-0.70	-2.88	GAS	-1.03	-4.24
MAC	-0.02	-0.08	MAC	-0.05	-0.18
OIL	-0.56	-2.11	OIL	-3.33	-13.15
TRN	0.00	0.03	TRN	-0.13	-0.48
Y	-0.02	-0.11	Y	-0.05	-0.24

10.6.2.4 Auswirkungen auf die EXPORTE im Szenario UNIFORM\_  
TRADE\_RU\_W (prozentuale Änderung gegenüber BAU)

AT	2010	2020	GR	2010	2020
AGR	-0.02	0.02	AGR	0.18	-0.38
BUIL	0.00	0.26	BUIL	0.77	-0.53
CHM	0.04	0.09	CHM	-1.67	0.06
COAL	-	-	COAL	-	-
ELE	-0.03	-0.19	ELE	-0.27	0.01
GAS	1.47	9.24	GAS	-	-
MAC	0.02	0.08	MAC	-0.15	-0.31
OIL	-10.25	-34.95	OIL	-5.05	-22.01
TRN	-0.05	-0.08	TRN	0.46	-0.12
Y	0.01	0.08	Y	0.20	-1.08
BNL	2010	2020	IE	2010	2020
AGR	0.06	0.10	AGR	0.03	0.38
BUIL	0.18	0.90	BUIL	0.00	0.23
CHM	-0.06	-0.46	CHM	-0.23	-0.99
COAL	-13.01	-50.81	COAL	-15.96	-53.92
ELE	0.00	-0.08	ELE	-0.10	-0.53
GAS	2.65	7.92	GAS	-	-
MAC	0.12	0.45	MAC	0.13	0.63
OIL	-6.22	-25.02	OIL	-4.54	-19.43
TRN	-0.30	-1.44	TRN	0.20	1.04
Y	0.20	0.85	Y	-0.02	-0.03
DE	2010	2020	IT	2010	2020
AGR	-0.13	-0.42	AGR	-0.06	-0.14
BUIL	0.00	0.23	BUIL	0.17	0.82
CHM	-0.03	-0.07	CHM	-0.24	-0.86
COAL	-4.58	-21.35	COAL	-45.04	-91.83
ELE	-0.05	-0.18	ELE	-0.03	-0.21
GAS	0.54	-1.30	GAS	-6.91	-11.22
MAC	0.07	0.34	MAC	0.02	0.08
OIL	-10.62	-39.02	OIL	-2.10	-8.09
TRN	-0.23	-0.96	TRN	-0.52	-1.96
Y	0.02	0.13	Y	0.12	0.47
DK	2010	2020	PT	2010	2020
AGR	0.16	0.44	AGR	0.01	-0.07
BUIL	0.14	0.43	BUIL	0.22	0.92
CHM	0.22	0.81	CHM	-0.33	-1.48
COAL	-27.05	-76.33	COAL	-5.92	-27.91



<b>ELE</b>	-0.05	-0.14	<b>ELE</b>	0.03	0.08
<b>GAS</b>	-1.93	-5.45	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.08	0.20	<b>MAC</b>	0.19	0.76
<b>OIL</b>	-10.41	-39.16	<b>OIL</b>	-13.67	-46.65
<b>TRN</b>	0.22	0.62	<b>TRN</b>	-0.41	-1.74
<b>Y</b>	0.02	-0.07	<b>Y</b>	0.32	1.47
<b>ES</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>RU</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	0.00	0.03	<b>AGR</b>	1.30	4.47
<b>BUIL</b>	0.49	1.99	<b>BUIL</b>	1.54	4.15
<b>CHM</b>	-0.08	-0.36	<b>CHM</b>	-0.26	-2.85
<b>COAL</b>	-29.33	-76.92	<b>COAL</b>	-47.70	-95.30
<b>ELE</b>	-0.01	-0.06	<b>ELE</b>	-0.55	-2.37
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-5.26	-22.56
<b>MAC</b>	0.19	0.69	<b>MAC</b>	1.42	3.83
<b>OIL</b>	-9.11	-35.43	<b>OIL</b>	-7.29	-34.42
<b>TRN</b>	-0.48	-1.89	<b>TRN</b>	0.73	0.35
<b>Y</b>	0.32	1.19	<b>Y</b>	1.07	2.04
<b>FI</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>SE</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.04	-0.09	<b>AGR</b>	-0.08	-0.31
<b>BUIL</b>	0.11	0.92	<b>BUIL</b>	0.02	0.39
<b>CHM</b>	-0.58	-2.58	<b>CHM</b>	-0.02	-0.10
<b>COAL</b>	-18.75	-60.28	<b>COAL</b>	0.94	0.15
<b>ELE</b>	-0.19	-0.92	<b>ELE</b>	0.02	0.08
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-	-
<b>MAC</b>	0.20	0.89	<b>MAC</b>	0.06	0.33
<b>OIL</b>	-13.19	-44.08	<b>OIL</b>	-8.13	-33.36
<b>TRN</b>	-0.63	-2.16	<b>TRN</b>	-0.06	-0.30
<b>Y</b>	0.14	0.70	<b>Y</b>	-0.03	0.06
<b>FR</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>UK</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>AGR</b>	-0.05	-0.12	<b>AGR</b>	0.21	0.94
<b>BUIL</b>	0.02	0.31	<b>BUIL</b>	0.13	0.63
<b>CHM</b>	-0.01	-0.07	<b>CHM</b>	0.08	0.16
<b>COAL</b>	-14.73	-48.58	<b>COAL</b>	-24.19	-69.27
<b>ELE</b>	0.02	0.08	<b>ELE</b>	-0.07	-0.41
<b>GAS</b>	-	-	<b>GAS</b>	-2.33	-9.89
<b>MAC</b>	0.05	0.20	<b>MAC</b>	0.20	0.73
<b>OIL</b>	-4.88	-19.86	<b>OIL</b>	-7.46	-31.17
<b>TRN</b>	-0.12	-0.53	<b>TRN</b>	0.36	1.40
<b>Y</b>	0.03	0.18	<b>Y</b>	0.24	0.95