

Texte

03
08

ISSN
1862-4804

Weiterentwicklung des Emissionshandels - national und auf EU-Ebene

Umwelt
Bundes
Amt 

Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 205 41 114
UBA-FB 001101



Weiterentwicklung des Emissionshandels - national und auf EU-Ebene

von

S. Wartmann, S. Klaus, M. Scharte und J. Harnisch
Ecofys GmbH, Nürnberg

S. Heilmann und R. Bertenrath
FiFo Köln

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter <http://www.umweltbundesamt.de> verfügbar.

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

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 2.2
Benjamin Lünenbürger

Dessau-Roßlau, Februar 2008

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer UBA-FB 001101	2.	3.
4. Titel des Berichts Weiterentwicklung des Handels mit Treibhausgasemissionsrechten in Deutschland und in der EU unter Berücksichtigung vorliegender Erfahrungen in anderen EU-Mitgliedstaaten		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Wartmann, Sina; Klaus, Sebastian; Scharte, Matthias; Harnisch, Jochen Heilmann, Sven; Bertenrath, Roman Fischer, Jochen		8. Abschlussdatum 30.09.2007
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Ecofys Germany GmbH, Landgrabenstr. 94, 90334 Nürnberg FiFo Köln, Zülpicher Str. 182, 50937 Köln Gaßner, Groth, Siederer & Coll., EnergieForum Berlin, Stralauer Platz 34 10243 Berlin		9. Veröffentlichungsdatum
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt, Postfach 14 06, 06813 Dessau-Roßlau		10. UFOPLAN-Nr. 205 41 114
		11. Seitenzahl 234
		12. Literaturangaben 133
		13. Tabellen und Diagramme 27
		14. Abbildungen 22
15. Zusätzliche Angaben		
16. Zusammenfassung Die Studie untersucht Weiterentwicklungsmöglichkeiten des EU-Emissionshandel nach 2012. Am Anfang steht eine Untersuchung der Auswirkungen des EU-Emissionshandels auf Unternehmen, Strompreise, Wettbewerb und Beschäftigung. Es folgt eine Analyse der klimarelevanten umweltpolitischen Instrumente EU-Emissionshandel, Öko- bzw. Energiesteuer, EEG und KWKG auf ihre Überschneidungen bzw. Unterdeckung von Bereichen. Die verschiedenen Instrumente werden bezüglich ihrer Kohärenz analysiert. Im Anschluss werden die NAP II von Frankreich, den Niederlanden, Großbritannien und Polen ausgewertet und Empfehlungen abgeleitet. Aus dem Vergleich der europäischen NAPs folgen Empfehlungen (Best Practices) die bei der Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels nach 2012 auf EU-Ebene und nationaler Ebene Anwendung finden sollten. Das letzte Kapitel beschäftigt sich mit Gestaltungscharakteristika von Zertifikatssystemen, die bei der internationalen Verknüpfung solcher Systeme zu beachten sind. Das Kapitel identifiziert kritische Systemcharakteristika und skizziert Lösungsmöglichkeiten für potentielle Probleme bei der Verknüpfung von Handelssystemen.		
17. Schlagwörter EU-Emissionshandel; Nationaler Allokationsplan, Verknüpfung von Emissionshandelssystemen; Öko-Steuer; Policy Mix		
18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No. UBA-FB 001101	2.	3.
4. Report Title Further development of the EU Emissions Trading Scheme in Germany and the European Union under consideration of experiences in other EU Member States		
5. Autor(s), Family Name(s), First Name(s) Wartmann, Sina; Klaus, Sebastian; Scharte, Matthias; Harnisch, Jochen Heilmann, Sven; Bertenrath, Roman Fischer, Jochen	8. Report Date 30.09.2007	
	9. Publication Date	
6. Performing Organisation (Name, Address) Ecofys Germany GmbH, Landgrabenstr. 94, 90334 Nürnberg FiFo Köln, Zülpicher Str. 182, 50937 Köln Gaßner, Groth, Siederer & Coll., EnergieForum Berlin, Stralauer Platz 34 10243 Berlin	10. UFOPLAN-Ref. No. 205 41 114	
	11. No. of Pages 234	
	12. No. of References 133	
7. Funding Agency (Name, Address) Umweltbundesamt (Federal Environmental Agency) Postfach 14 06, 06813 Dessau-Roßlau	13. No. of Tables, Diagrams 27	
	14. No. of Figures 22	
15. Supplementary Notes		
16. Abstract The study analyses options for further development of the EU Emissions Trading Scheme (EU-ETS) after 2012. The first analysis focuses on the effects of the EU-ETS on companies, power prices, competitiveness and employment. It is followed by an analysis of overlaps or lacking coverage regarding the climate policies EU-ETS, Eco-Tax (Ökosteuer) resp. Energy Tax, the Renewable Energy Sources Act and the Combined Heat and Power Act. These instruments are analysed with regards to their coherence. As a next step, the national allocation plans of France, The Netherlands, the United Kingdom and Poland are evaluated and recommendations are developed. Best practice recommendations for further developing the EU-ETS after 2012 both at the European and the national level are developed from the comparison of these European national allocation plans. Finally, design features of certificate systems relevant for international linking of such systems are addressed. In the analysis such design features are identified and approaches for problems potentially arising when certificate systems are linked, are developed.		
17. Keywords EU-ETS; National Allocation Plan, Linking; Eco-Tax; Policy Mix		
18. Price	19.	20.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VI
EXECUTIVE SUMMARY	IX
KURZFASSUNG	XVIII
I. ANALYSE DES EMISSIONSHANDELS IN DEUTSCHLAND VOR DEM HINTERGRUND DER AB 2005 GESAMMELTEN ERFahrungen	1
KAPITEL I WIRKUNGEN DES EMISSIONSHANDELS AUF UNTERNEHMENSEBENE (MIKROWIRKUNGEN)	2
1. EINFÜHRUNG	2
2. MIKROTHEORETISCHE FUNDIERUNG	2
2.1. THEORETISCHER BEZUGSRAHMEN	2
2.2. ERFASSUNG DER NEUEN RAHMENBEDINGUNGEN FÜR UNTERNEHMEN IM ST. GALLER MANAGEMENT-KONZEPT	3
2.3. ÜBERBLICK ÜBER DIE MANAGEMENT- UND PLANUNGSPROZESSE IM UNTERNEHMEN.....	5
2.4. DAS „IDEALE“ TREIBHAUSGAS-MANAGEMENT	7
2.5. ÖKONOMISCHE KALKÜL IM UNTERNEHMEN, ANWENDUNG DES OPPORTUNITÄTSKOSTENPRINZIPS	9
2.6. VERÄNDERUNGEN DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN	11
3. EXPERTEN-INTERVIEWS	18
3.1. GRUNDLAGEN UND ZIELSETZUNG.....	18
3.2. STRUKTUR, AUSWAHL DER BRANCHEN UND ABLAUF.....	19
4. ANREIZWIRKUNGEN AUF UNTERNEHMENSEBENE	20
4.1. AUFNAHME IN DIE ORGANISATION.....	20
4.2. AUFNAHME IN DAS RECHNUNGSWESEN	22
4.3. EINFLUSS AUF DIE OPERATIVE PLANUNG	23
4.4. EINFLUSS AUF DIE STRATEGISCHE PLANUNG.....	23
4.5. STROMPREISEFFEKTE	26
4.6. KOSTENÜBERWÄLZUNG	26
5. ERGEBNISSE DER INTERVIEWS IN DEN BRANCHEN	27
5.1. GROßE ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN (EVU).....	27
5.2. KLEINE ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN (EVU).....	30
5.3. RAFFINERIEEN.....	31
5.4. EISEN UND STAHL	32
5.5. ZEMENT	33
5.6. GLAS UND KERAMIK	34
5.7. ALUMINIUM	35
5.8. CHEMIE	35
5.9. BERATUNGS- UND PRÜFUNGSUNTERNEHMEN	36
5.10. MASCHINEN- UND ANLAGENBAU SOWIE ANDERE DIENSTLEISTER	37
6. ANREIZE DER SONDERREGELUNGEN	37
7. ABGLEICH MIT DEM EU-EH MID-TERM-REVIEW	38
8. ZUSAMMENFASSUNG	42
KAPITEL II – SEKTORALE AUSWIRKUNGEN DES EMISSIONSHANDELSSYSTEMS MIT SCHWERPUNKT AUF DER STROMPREISENTWICKLUNG	44
1. EINFÜHRUNG	44
2. BESTANDSAUFNAHME VORHANDENER LITERATUR ZU DEN AUSWIRKUNGEN AUF DEN STROMMARKT	44
3. PREISANPASSUNGEN AUF DEM STROMMARKT	46

3.1.	ENTWICKLUNGEN DER PREISE VON ZERTIFIKATEN UND STROM	46
3.2.	PREISBILDUNG IN EINEM FUNKTIONIERENDEN MARKT AN DER STROMBÖRSE.....	50
3.3.	STRUKTUR DES DEUTSCHEN STROMMARKTES.....	52
3.4.	PREISBILDUNG BEIM OLIGOPOL	54
3.5.	BEHANDLUNG DER WINDFALL PROFITS.....	56
4.	AUSWIRKUNGEN DES EU-EH AUF WETTBEWERBSFÄHIGKEIT UND BESCHÄFTIGUNG.....	57
4.1.	AUSWIRKUNG AUF DIE WETTBEWERBSFÄHIGKEIT DER EUROPÄISCHEN INDUSTRIEBRANCHEN	57
4.2.	AUSWIRKUNGEN AUF DIE BESCHÄFTIGUNG	59
5.	ZUSAMMENFASSUNG	60
II KOHÄRENZ DER DEUTSCHEN KLIMASCHUTZINSTRUMENTE.....		61
1.	EINLEITUNG	62
2.	AUSGESTALTUNG UND ZIELKONGRUENZ DER INSTRUMENTE IM ÜBERBLICK....	64
2.1.	AUSGESTALTUNG UND ZIELKONGRUENZ VON EMISSIONSHANDEL UND ENERGIEBESTEUERUNG (ÖKOSTEUER).....	64
2.2.	ZIELKONGRUENZ UND AUSGESTALTUNG VON EMISSIONSHANDEL UND EEG IM ÜBERBLICK ..	67
2.3.	ZIELKONGRUENZ UND AUSGESTALTUNG VON EMISSIONSHANDEL UND KWK-GESETZ IM ÜBERBLICK	69
3.	DIREKTE UND INDIREKTE INTERAKTION DER INSTRUMENTE	71
3.1.	GRUNDPROBLEMATIK DER DIREKTEN UND INDIREKTEN INTERAKTION	71
3.1.1.	<i>Direkte Überschneidungen von Emissionshandel und Energiesteuer.....</i>	<i>74</i>
3.1.2.	<i>Relevanzanalyse der direkten Überschneidungen zwischen EH und Energiebesteuerung....</i>	<i>82</i>
3.1.3.	<i>Direkte Überschneidungen von Emissionshandel und EEG</i>	<i>85</i>
3.1.4.	<i>Direkte Überschneidungen von Emissionshandel und KWK-Gesetz</i>	<i>85</i>
3.1.5.	<i>Fazit direkte Überschneidungen.....</i>	<i>86</i>
3.1.6.	<i>Beispielunternehmen – direkte Überschneidungen.....</i>	<i>89</i>
3.2.	RELEVANZANALYSE INDIREKTER ÜBERSCHNEIDUNGEN	93
3.2.1.	<i>Indirekte Interaktion von Emissionshandel und Energiesteuer.....</i>	<i>93</i>
3.2.2.	<i>Indirekte Interaktion von Emissionshandel und EEG</i>	<i>95</i>
3.2.3.	<i>Indirekte Interaktion von Emissionshandel und KWK-Gesetz</i>	<i>102</i>
3.2.4.	<i>Beispielunternehmen indirekte Überschneidungen - Aluminiumindustrie.....</i>	<i>105</i>
3.2.5.	<i>Indirekte Belastungswirkungen von EEG, Stromsteuer und KWK-Gesetz.....</i>	<i>106</i>
3.2.6.	<i>Verteilungswirkung klimapolitischer Instrumente</i>	<i>108</i>
3.2.7.	<i>Fazit indirekte Überschneidungen.....</i>	<i>109</i>
4.	FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....	112
III. VERGLEICHENDE UNTERSUCHUNG DER REGELUNGEN DER NATIONALEN ALLOKATIONSPLÄNE (INSBESONDERE NAP II) IM HINBLICK AUF DIE IDENTIFIZIERUNG BESONDERS EFFEKTIVER UND EFFIZIENTER REGELUNGEN		117
1.	EINLEITUNG	118
2.	ENTWICKLUNG DES EU-EMISSIONSHANDELS UND RECHTLICHER RAHMEN	118
2.1.	EU-EMISSIONSHANDEL.....	118
2.1.1.	<i>EU-Richtlinie zum Treibhausgas-Emissionshandel.....</i>	<i>119</i>
2.1.2.	<i>Mitteilungen der Kommission</i>	<i>120</i>
2.1.3.	<i>Wirkung der Kommissionsentscheidungen zur NAP II-Beurteilung</i>	<i>122</i>
3.	EMISSIONSHANDEL IN DER ÖKONOMISCHEN THEORIE	123
3.1.	FUNKTIONSWEISE.....	123
3.2.	SPEZIFISCHE PROBLEMSTELLUNGEN DER UMSETZUNG	125
3.2.1.	<i>Systemgrenzen.....</i>	<i>125</i>
3.2.2.	<i>Ausgabe der Zertifikate.....</i>	<i>127</i>
4.	BEURTEILUNGSSCHEMA.....	129
4.1.	ÖKOLOGISCHE TREFFSICHERHEIT	130
4.2.	EFFIZIENZ.....	131

4.3.	WETTBEWERBSWIRKUNGEN.....	135
4.4.	AUSWERTUNGSTABELLE	136
5.	ANALYSE DER NAP II.....	137
5.1.	AUSWAHL DER VERGLEICHSLÄNDER	137
5.2.	DATENBASIS	138
5.3.	FRANKREICH	140
5.3.1.	<i>Ökologische Treffsicherheit</i>	140
5.3.2.	<i>Effizienz</i>	140
5.3.3.	<i>Wettbewerbswirkungen</i>	143
5.3.4.	<i>Gesamtfazit für Frankreich</i>	143
5.4.	NIEDERLANDE.....	144
5.4.1.	<i>Ökologische Treffsicherheit</i>	144
5.4.2.	<i>Effizienz</i>	145
5.4.3.	<i>Wettbewerbswirkungen</i>	147
5.4.4.	<i>Gesamtfazit Niederlande</i>	148
5.5.	POLEN	149
5.5.1.	<i>Ökologische Treffsicherheit</i>	149
5.5.2.	<i>Effizienz</i>	150
5.5.3.	<i>Wettbewerbswirkungen</i>	152
5.5.4.	<i>Gesamtfazit Polen</i>	153
5.6.	VEREINIGTES KÖNIGREICH	154
5.6.1.	<i>Ökologische Treffsicherheit</i>	154
5.6.2.	<i>Effizienz</i>	155
5.6.3.	<i>Wettbewerbswirkungen</i>	158
5.6.4.	<i>Gesamtfazit für das Vereinigte Königreich</i>	158
6.	WEITERENTWICKLUNG DES EU-EMISSIONSHANDELS	160
6.1.	„BEST PRACTICE“-EMPFEHLUNGEN.....	160
6.2.	EMPFEHLUNGEN ZUR WEITERENTWICKLUNG AUF EUROPÄISCHER EBENE	163
6.3.	EMPFEHLUNGEN ZUR WEITERENTWICKLUNG AUF DEUTSCHER EBENE	165
IV.	KRITISCHE SYSTEMCHARAKTERISTIKA BEI DER VERKNÜPFUNG VON SYSTEMEN ZUM HANDEL MIT EMISSIONS-/REDUKTIONSZERTIFIKATEN	167
1.	EINLEITUNG	168
2.	LITERATURSCHAU	171
2.1.	ÖKONOMISCHE UND ÖKOLOGISCHE EFFEKTE.....	171
2.2.	RELEVANTE CHARAKTERISTIKA VON SYSTEMEN.....	172
3.	SYSTEMCHARAKTERISTIKA – AUSWIRKUNGEN UND LÖSUNGSANSÄTZE.....	176
4.	UMSETZUNG DER LÖSUNGSANSÄTZE.....	183
5.	VERKNÜPFUNG EU-EH UND RGGI.....	185
5.1.	DAS RGGI-SYSTEM.....	185
5.2.	LINKINGRELEVANTE SYSTEMCHARAKTERISTIKA RGGI UND EU-EH.....	187
5.3.	FAZIT ZUM LINKING VON EU-EH UND RGGI	192
6.	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK.....	193
	LITERATUR.....	195

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Stakeholder des Unternehmens in Bezug auf Emissionshandel und Klimawandel.....	4
Abbildung 2: Planungs- und Managementebenen des Unternehmens.....	6
Abbildung 3: Veränderung in der Merit Order der Kraftwerkstypen bei verschiedenen Zertifikatspreisen (Veränderung der variablen Kosten).....	15
Abbildung 4: Veränderungen der Gesamtkosten der Kraftwerkstypen bei verschiedenen Zertifikatspreisen (bei Grundlast).....	16
Abbildung 5: Veränderungen der Gesamtkosten der Kraftwerkstypen bei verschiedenen Zertifikatspreisen (bei Mittellast).....	16
Abbildung 6: Auswirkungen von THG-Emissionen bei Investitionsentscheidungen	25
Abbildung 7: Bereits erfolgte Einpreisung der Kosten für den Emissionshandel bei den befragten Unternehmen in Prozent	39
Abbildung 8 Geplante Einpreisung der Kosten für den Emissionshandel bei den befragten Unternehmen in Prozent	40
Abbildung 9: Einfluss des Emissionshandels auf strategische Entscheidungen, Antworten der befragten Unternehmen in Prozent	41
Abbildung 10: Preisentwicklung von EUA und Strompreis (Forwards 2006)	47
Abbildung 11: Entwicklung des Strompreises (Base Forward 2007).....	49
Abbildung 12: Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt.....	51
Abbildung 13: Struktur des deutschen Strommarktes	53
Abbildung 14: Direkte Überschneidungen in der Stromerzeugung.....	87
Abbildung 15: Direkte Überschneidungen in der sonst. Energieumwandlung (ohne Stromerzeugung)	87
Abbildung 16: Direkte Überschneidungen der Industrieanlagen.....	88
Abbildung 17: Indirekte Belastungswirkung von Stromsteuer, KWK-Gesetz und EEG	107
Abbildung 18: Abhängigkeit des Marktpreises und der Zertifikateverteilung von den Grenzvermeidungskosten.....	124
Abbildung 19: Preis- oder Mengenanpassung bei Minderungsinnovationen	125
Abbildung 20: Beurteilungsschema der NAP II-Analyse.....	136
Abbildung 21: Linking von Emissionshandelssystemen	169
Abbildung 22: Formen des indirekten Linkings.....	169

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Zuteilungen mit Ex-Post-Korrektur.....	11
Tabelle 2: Kosten verschiedener idealtypischer Kraftwerksarten.....	13
Tabelle 3: Veränderungen der variablen Kosten und Gesamtkosten bei Einbezug des Emissionshandels und Anwendung des Opportunitätskostenprinzips.....	14
Tabelle 4: Übersicht über die Ergebnisse der Experten-Interviews.....	28
Tabelle 5: Mineralöl- und Ökosteuersätze nach Energieträgern.....	65
Tabelle 6: Überschneidungsbereich von neuem Energiesteuerrecht und Industrieanlagen nach NAP II... 80	
Tabelle 7: Anspruchsgrundlage von prozessbedingten Emissionen und Gesamtemissionen sämtlicher emissionshandelspflichtiger Anlagen.....	84
Tabelle 8: Übersichts-Matrix der direkten Überschneidung.....	89
Tabelle 9: Beispielunternehmen Papierindustrie.....	90
Tabelle 10: Beispiel Heizkraftwerk im Krankenhaus.....	91
Tabelle 11: Verhältnisse privilegierter vs. Nicht privilegierter Letztverbrauch nach § 16 EEG ausgewählter Branchen im Jahr 2006.....	99
Tabelle 12: Entlastung der durch § 16 EEG begünstigten Unternehmen im Jahr 2006.....	100
Tabelle 13: Finanzielle Entlastung der durch § 16 EEG begünstigten Unternehmen im Jahr 2007.....	100
Tabelle 14: KWK-Zuschlagshöhe in Cent je kWh.....	104
Tabelle 15: Beispielunternehmen Aluminiumindustrie.....	105
Tabelle 16: Indirekte Verteilungswirkung klimapolitischer Instrumente.....	109
Tabelle 17: Übersichts-Matrix der indirekten Überschneidung.....	111
Tabelle 18: Bewertungsstufen der NAP II-Analyse.....	137
Tabelle 19: Kerndaten der NAP II.....	139
Tabelle 20: Auswertungsergebnisse Frankreich.....	144
Tabelle 21: Auswertungsergebnisse Niederlande.....	149
Tabelle 22: Auswertungsergebnisse Polen.....	153
Tabelle 23: Zuteilung und Berechnungsfaktoren für verschiedene Anlagentypen im britischen NAP II je 1000 MW installierter Kapazität.....	156
Tabelle 24: Auswertungsergebnisse Vereinigtes Königreich.....	159
Tabelle 25: Erläuterung relevanter Systemcharakteristika.....	172
Tabelle 26: Linkingrelevante Systemcharakteristika in Bezug auf den EU-EH.....	176
Tabelle 27: Linkingrelevante Systemcharakteristika RGGI und EU-EH.....	187

Abkürzungsverzeichnis

AAU	Assigned Amount Unit
BAFA	Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle
BAU	Business As Usual
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BWS	Bruttowertschöpfung
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -eq.	Kohlendioxidäquivalente
CRF	Common Reporting Format
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
ECCP	European Climate Change Programme
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange in Leipzig
EG	Europäische Gemeinschaft
ERU	Emission Reduction Unit
EU	Europäische Union/ European Union
EU ETS	European Union Emissions Trading System
EUA	European Union Allowance
EU-EH	EU-Emissionshandel
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FKW	Flourkohlenwasserstoff
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GJ	Gigajoule
GuD-KWK	Gas und Dampf-Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde

GWP	Global Warming Potential
HFKW	Halogenisierte Fluorkohlenwasserstoffe
HGB	Handelsgesetzbuch
HKW	Heizkraftwerk
IAS	International Accounting Standard
IPCC	International Panel on Climate Change
IRR	Internal Rate of Return
IZES	Institut für ZukunftsEnergieSysteme
JI	Joint Implementation
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEP	Large Electricity Producers
ME	Mengeneinheit
MRV	Monitoring, Reporting and Verification
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh/a	Megawattstunde pro Jahr
MWh _{el}	Megawattstunde elektrisch
N ₂ O	Distickstoffoxid
NACE	Nomenclature Générale des Activités Économiques dans les Communautés Européennes
NAP	Nationaler Allokationsplan
NE-Metalle	Nichteisenmetalle
NRW	Nordrhein-Westfalen
PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SK	Steinkohle
t	Tonne
TEHG	Treibhausgasemissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas
TJ	Terajoule
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt

UK	United Kingdom
UNFCCC	United Nations Framework Conventions on Climate Change
VDN	Verband der Netzbetreiber
VIK	Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
ZW	Zuteilungswert

Executive Summary

It can be assumed that at the first start of the EU-Emissions Trading Scheme (EU-ETS), being a new type of policy instrument, not all provisions have been designed in an optimal way. Therefore an early evaluation of first experiences with the EU-ETS is regarded as supportive for the future design of the scheme. This is the main aim of this project. At the same time, the project includes analyses of relevant issues in the ongoing political discussion about the further development of the scheme, e.g. the potential future linking of trading systems on the international level.

The project thus covers the following issues:

- Analysis of the economic effects of the current EU-ETS on companies, prices, competition and employment in Europe
- Analysis of the interaction of the EU-ETS and other climate policies instruments
- Analysis of national allocation plans for the second trading period of the EU-ETS
- Analysis of critical design features of trading systems regarding the linking of such systems

The recommendation resulting from these analyses are to be implemented after 2012, i.e. starting from the third trading period of the EU-ETS. Thus they address the political process regarding the review of the EU-ETS Directive, which have started during the project duration from September 2005-September 2007. Summarizing, the project allows to analyse “teething troubles” with respect to the cost-effectiveness of the EU-ETS as well as to identify potential long-term approaches to solve these problems. This applies especially to the harmonization of national EU-ETS approaches at EU-level, having great importance with regard to the allocation of emission certificates. The project also shows how early linking of trading systems can support and qualitatively enhance international climate policy. The latter can be the case if systems are harmonized towards the relatively strict EU-ETS provisions, e.g. regarding the determination of emission. Furthermore linking offers potential – depending on the design of the systems – to enhance cost-effectiveness in reaching emission targets. Contents and results of the various tasks of the project are presented in detail below.

Chapter 1: Analysing the EU-ETS in Germany based on experiences with the scheme starting 2005

This chapter analyses the effects of the EU-ETS on companies. The analysis applies to the micro-economic level as well as the sectoral level, i.e. to the companies, as well as to the development of power prices, competitiveness and employment.

Effects of the EU-ETS on companies

This section focuses on the effects of the EU-ETS experienced by companies and on how companies adapt internally to the EU-ETS as a new framework requirement.

For this purpose expert-interviews are held with employees of companies directly or indirectly affected by the EU-ETS. The interview approach refers to the ideal behavioural model of companies. On this basis also the integration of opportunity costs as well as the effects on the costs of electricity generation (incurred by costs arising from the EU-ETS) are analysed. Then the outline used for the expert interviews, the addressed sectors as well as the evaluation approach for the expert interviews are presented. Interviews were held with companies from the following sectors included in the EU-ETS: energy utilities (differentiated by large and small), refineries, cement producers, iron and steel producers, glass as well as ceramics producers. Interviewed sectors being indirectly affected by the EU-ETS were the following: from the industry side aluminium production and chemical industry, from the service side EU-ETS consultancy and certification companies as well as engineering companies, including companies offering plant construction, contracting and biogas plants. The results of the interviews are presented separately for each sector and are compared to the hypotheses of the ideal model as far as possible.

As theoretical basis for the interviews an ideal behavioural model based on the company model of the St. Gallen Management Concept was developed. The ideally behaving company takes the new framework requirements of the EU-ETS into consideration by

- Adapting its organization to the new requirements
- Integrating certificates and CO₂-emissions into its accounting and
- Considers these values for the short-term as well as
- For long-term planning

In the ideal model, companies have two options to use certificates. These can either be used as productive factor or they can be sold on the market. From the point of view of a company which is optimizing its profits, integrating these two options into its cost accounting (principle of opportunity costs) is effective and is in the interest of the company's investors.

In power generation, the application of the principle of opportunity costs affects the variable costs. This again leads to a change in the merit order of power plants depending on certificate prices. Looking at a price range of 0-30 EUR, new plants using lignite or hard coal generally have lower variable costs than new gas-fired gas and steam cogeneration plants. When considering not only the variable, but the overall costs, substantial changes in the merit order occurred. In this case new gas-fired gas and steam cogeneration plants seem most favourable, when certificate prices are high.

The interviews show that the largest emitters, large utilities and refineries, but also

single companies in iron and steel as well as aluminium production, have integrated the EU-ETS explicitly into their management structure and the respective processes (including accounting) and have built EU-ETS capacity. The integration into the long-term planning was also reflected in the way the interviews were held: questions were answered only partly or not at all, interviews were canceled at short notice referring to general statements regarding the EU-ETS made by the company's trade association.

With decreasing size of the companies as well as emitted amount of CO₂ less resources were available for the integration of the EU-ETS. This included workforce, capacity building, integration into the accounting as well as short- and long-term planning. Companies with low reduction potentials give little importance to the EU-ETS regarding their short-term planning.

Innovation effects due to the EU-ETS were only mentioned in the iron and steel sector.

Indirect effects of the EU-ETS are noticeable especially in industries with a high share of electricity costs in production costs like aluminium and steel production using electric arc furnaces.¹

Consultancy and certification companies state employment increases as well as the build-up of new capacities due to the EU-ETS. Producers of biogas plants showed low capacities regarding the EU-ETS. They were rarely aware of the potential effects the EU-ETS could have on the demand on the digester market. A change in demand had so far not been perceived. Contracting companies held more capacity about EU-ETS and its potential effects on their market. Nevertheless, a substantial effect on the market had not occurred so far. Plant constructors indicated that the EU-ETS will incur investments aiming at an efficiency increase only for one type of power plant – older coal-fired power plants. Generally a large wave of replacement and retrofit of the European electricity production capacities was expected. This was to happen independently from the EU-ETS and to have a substantially larger effect on the market.

Sectoral effects of the EU-ETS with focus on the development of power prices

The analysis is focused on price formation on the power markets. Effects on competitiveness and employment are also considered.

As a first step, the existing literature on the price formation on power markets is evaluated. Then the development of power and certificate prices as well as macro-economic mechanisms on the power markets are examined.

The literature review shows that power price increases in 2005 resulted from the EU-ETS, especially from the integration of opportunity costs into power prices. This is the case both with perfect competition as with oligopolistic markets. The level of integration depends on the respective market conditions, e.g. the existing power generation capacities. Based on the examination of the development of power and certificate prices as well as the basic pricing mechanisms on the power markets it can be shown that the power price increases, at least in 2005, stem mainly from the integration of opportunity costs into power prices. Again, this can be explained either by perfect competition or by an oligopolistic market.

The literature review on the effects of the EU-ETS on competitiveness and employment shows that electric utilities experience positive effects both regarding turnover and profits through the integration of opportunity costs. Sectors like cement, iron and steel as well as paper have slight negative effects regarding these indicators. Besides the direct cost of the EU-ETS the power price increase as an indirect effect is of great importance for the European industry. Sectors with high energy use in production like the chemical

¹ In Germany this applies to all installations producing aluminium and secondary steel.

sector or aluminium production have to bear significant negative effects. Only few studies regarding the employment effects of the EU-ETS exist. The overall effects projected are minor to moderate. Depending on the allocation approach a decline or increase in employment will take place.

Chapter 2: Coherence of German climate policy instruments

This chapter aims to identify multiple regulation or regulation gaps through the various German climate policy instruments. Resulting need for action as well as potential approaches are to be presented. For this purpose both burden and relief resulting from the instruments in question as well as the dependencies resulting from the interaction of the instruments and the overlap in targets are taken into consideration.

The EU-ETS as well as the Renewable Energy Sources Act and the Combined Heat and Power Act (ending 2010) are climate policy instruments and aim to reduce greenhouse gases. However, the latter two go beyond this by promoting the development of new technologies for renewable energy use and combined heat and power (CHP). The former Energy-Tax (Ökosteuern), today Energy Tax, internalizing external costs of energy use, is also part of the national climate policy. But again, this instrument has further aims, as tax revenues from the Energy-Tax are used to reduce pension fund contributions. It thus has to be considered that the Energy-Tax leads to a relief of labour costs from which also those not paying any Energy-Tax, benefit. Furthermore the Energy-Tax has no differentiation of tax rates related to the CO₂-content of the various fuels.

This chapter analyzes problem areas resulting from the co-existence of climate policy instruments through direct or indirect interaction:

(1) Installations of companies under the EU-ETS can experience a direct multiple regulation through various instruments (direct interaction). But also an incomplete coverage of companies and their installations despite of the existence of the various instruments is possible.

A direct interaction occurs, if several instruments with the same aim, cover or do not cover the same regulative area

a) Multiple coverage

There are only few areas with multiple coverage in direct interaction:

- Other energy conversion (excluding power generation) using oil, gas or coal (except in CHP plants or efficient gas and steam cogeneration plants) with full Energy-Tax rates for the areas of commerce, trade and service. For example heat generation in installations over 20 MW in hospitals. This applies to about 30 installations with negligible overall emissions.
- Other energy conversion (excluding power generation) using oil, gas or coal (except in CHP plants or efficient gas and steam cogeneration plants) for industry installations with reduced Energy-Tax rates and the option for top compensation.
- Industry installations which are not exempt from the Energy Tax according to §51 EnergieStG (Energy Tax). These are installations for the production of pulp, paper, cardboard or paperboard, crackers in the chemical industry, partly installations melting minerals.

In order to allow for a coherent climate policy the consideration of an exemption from the Energy Tax in the installation with multiple regulation would be an option. A restriction to the approach comes from the fact that it has to be taken into consideration that the main part of the revenues from the Energy Taxed are used for the reduction of pension fund contributions. At least labour-intensive companies can experience a net relief through the Energy-Tax.

b) Gap-areas are found

- in other thermal waste and exhaust air treatment
- in industry installations which are exempt from the Energy-Tax according to §51 EnergieStG and are not subject to the EU-ETS due to their small production capacity
- regarding process emissions in installations not subject to the EU-ETS due to their small production capacity
- in air and ship-transport
- energy use in electric utilities not subject to the EU-ETS, e.g. nuclear energy utilities. Here a subsequent taxation through the Electricity Tax applies.
- energy use in agriculture and forestry (tax rebates for diesel oil as well as reduced tax rates of 60%)

The above gaps could be closed by an adjustment of the Energy Tax. It has to be assessed whether such taxation might inhibit potential other objectives of the current instrumentation like the promotion of small and medium sized companies or the already highly complex provisions of the Recycling Management and Waste Law or the Federal Emission Control Act and subsequent provisions. Furthermore it has to be taken into consideration that the area of waste and exhaust air treatment could be at least partly integrated into the EU-ETS in the long term.

(2) Final consumers of power can be subject to indirect (cumulative) effects due to the potential integration of opportunity costs of the EU-ETS into power prices (indirect interaction)

The analysis of the indirect burden through the EU-ETS, the Renewable Energy Sources Act and the Electricity Tax and Combined Heat and Power Act showed that generally all end users of power face a cumulative burden through these instruments. But industry companies are subject to a reduced tax rate of 60% of the standard Electricity Tax rate. Furthermore they can, in case they exceed a certain annual power consumption, limit the cost burden for the amount of power generated according to the Renewable Energy Sources Act as well as the additional burden for the CHP surcharge. Additionally, analogously to §51 EnergieStG, also for the acquisition of power in the case of energy intensive companies, provisions aiming at the relief of the tax burden apply. These provisions allow for a rebate of the amount of energy tax paid. For other end users, provisions for the limitation of additional burden through the combined heat and power surcharge apply.

On the other side, private households, a large number of small and medium sized service companies, retailers and small and medium industry companies are strongly affected. As the specific burden for the end user through the Combined Heat and Power Act in 2010, amounting to 0.038 Cent/kWh, will be very low, the potential of promoting the CHP technology through the EU-ETS in the future, should be considered.

Summarizing, the study shows that only small areas of multiple regulation or with

regulation gaps exist. Possible solutions focus on an adjustment of the Energy Tax. A careful assessment of all potential individual cases would be necessary, in order to avoid the overruling of the aims of the existing Energy Taxes by the adjustment. Possible examples are the reduction of contributions for the pension funds collected through the Energy Tax, the promotion of small- and medium sized companies or the aims of non-climate-related environmental legislation.

Chapter 3: Comparative analysis of national allocation rules (especially regarding NAP II) in order to identify effective and efficient policies

The objective of this chapter is to develop recommendations for allocation rules on both the national and EU level by analyzing the national allocation plans for the second trading period (NAP II) of selected Member States. For this purpose, allocation plans with high importance for the EU ETS and a range of different characteristics were selected in close coordination with the German Federal Ministry of Environment and the Federal Environmental Agency. The NAP II of France, the Netherlands, Poland and the United Kingdom form a combination that fulfils these requirements. Results of the analysis are used to develop recommendations for a future improvement of the EU ETS, with special regard to the specifications of emission rights allocation.

The allocation plans are evaluated against the criteria of ecologic effectiveness, cost-efficiency and competition effects. The criteria are split into sub-criteria which allow for a differentiated and, as far as possible, objective evaluation of the NAP II. Besides the guiding EU ETS documents and relevant emissions data, new evolvments are included in the analysis. In detail, the revision of specific NAP II, e.g. the French NAP II, as well as the adjustment of allocation plans after their evaluation by the EU-Commission are taken into account.²

For the evaluation of the ecologic effectiveness, the amount of JI/ CDM-certificates allowed for coverage of the emissions and the allocation method are examined. As the maximum JI/ CDM-limit is prescribed by the Commission, complying with this limit is generally rated as „good“. A deviation from this Commission limit (Poland and United Kingdom) accordingly means a lower (exceeding) or higher (remaining below) rating. When looking at the allocation method, rules are identified which might lead to an exceedance of the planned allocation amount. This can be the case if installations are allocated on the basis of unverified or unverifiable data (for example future production), and have an absolute entitlement that is i.e. not depending on sector allocation.

The evaluation of the efficiency is split into the sub-criteria distribution of reduction efforts, JI/ CDM-limit, strategic incentives, dynamic incentives as well as simplicity and transparency. Regarding the first sub-criterion the distribution of reduction burden between the EU-ETS sectors and the non-EU-ETS sectors for the purpose of reaching the national Kyoto target is examined. If the burden is shared equally, a high rating is given; the more the burden is shifted towards the non-EU-ETS sectors, the lower the rating will be. For examination of the JI/ CDM-limit, an analogous procedure as noted above is employed, but leading to a reverse rating result: Exceeding of the limit leads to a higher, remaining below the limit to a lower rating. The sub-criteria of strategic incentives, dynamic incentives and simplicity and transparency demand a more complex

² See EU KOM (2006) and European Commission (2007a), (2007b) und (2007c)

examination. In this case the interaction of the relevant rules is judged in its entirety for each sub-criterion.

For the examination of competitive effects, the results of the analysis of allocation rules regarding cost-efficiency are used. However, the focus is placed on specifics that favour or disadvantage certain installations or installations groups (old plants vs. new entrants, energy vs. industry, small emitters vs. large emitters).

Finally, a short summary subsumes striking points of each NAP II and lists the results of the analysis in a table. An overall rating is omitted on purpose. Ranking the allocation plans might prevent a differentiated view on exceptionally strong or weak allocation provisions. It appears that great differences exist within an allocation plan as well as between the various NAP II. This is reflected by the best practice recommendations in chapter 6. Effective or efficient allocation rules can be found in all analysed NAP II. At the same time, each NAP II has its weaknesses.

A best practice measure extracted from the French NAP II is the replenishment of the new entrants' reserve. If new entrants apply for certificates when the reserve is empty, the requested certificates are supplied through state purchase. This way the allocation to new entrants is secured and new entrants are treated equally independently of the point of time they are going into operation. For the Netherlands, the application of a transfer rule as well as the use of a benchmarking approach also for the industry sector stands out positively. The transfer rule allows for a transfer of certificates from closures to new (parts of) installations under certain conditions. Negative incentives for closures are thus partly compensated. Including benchmarks for all sectors into the allocation formula, would allow to account for early actions and to have a harmonized allocation approach. The Polish NAP II includes a comprehensive documentation of the NAP development as well as extensive datasets on historic emission and production. This improves the transparency and therefore also efficiency of the NAP II in general. Unfortunately this level of transparency does not apply for the allocation rules. Finally the NAP II of the United Kingdom shows several prominent features: The allocation is carried out with a uniform approach, it includes a high share of auctioning and low allocation for the energy sector. Because of that, simplicity, transparency and incentive effects of emissions trading increase and windfall profits of energy producers decrease. Furthermore the exemption for small emitters by using the „de minimis“ rule has positive effects, because transaction costs are distinctly reduced while ecologic effectiveness is reduced negligibly.

Weaknesses found in the investigated NAP II are the inefficient distribution of reduction efforts between EU ETS sectors and the non-EU ETS sectors, a low share of auctioning, high complexity and low transparency of the allocation plans. The problems are sometimes related to each other. For example, auctioning the certificates would render many special allocation rules dispensable and therefore enhance simplicity and transparency. Other problems, such as the distribution of reduction efforts, can be analysed and solved separately. Positive ratings are given to allocation plans that contain uniform allocation rules with only few exemptions or differentiations. If differentiations are made, they should maintain the incentives of emissions trading and be applied according to objectively verifiable criteria, which were defined ex ante. This way, strategic and dynamic incentives can be upheld along with high simplicity and transparency and without negative effects on competitiveness.

The results of the analysis are used to formulate recommendations on national and EU-wide policies for the third phase of the EU ETS after 2012. For the national level, these recommendations include an allocation approach which is as uniform as possible for all sectors, an exploitation of the auctioning limit, and extensive use of benchmarking for free allocation. A simple and transparent design of the allocation approach is also to be

mentioned. For the development of the ETS on the European level, the allocation should take place completely by auctioning. In the case of free allocation, benchmarking is generally preferable to grandfathering. Overall, a greater harmonization should be achieved to protect the allocation against national interests and distortions of competition between EU installations.

Chapter 4: Characteristics of certificate systems critical to linking

The aim of the chapter is to identify and analyse characteristics of certificate systems which may prove critical when linking systems to each other. The chapter identifies generic characteristics of such systems, which, when systems are linked, might endanger the aim of linking – enhancing cost efficiency while reaching the ecologic target of the respective schemes. Then potential approaches and their effects on the complexity of the systems and on transaction costs are presented. Furthermore their implementation at the administrative level using clearing points and gateways are explained. As a last step, the characteristics and problems named earlier are analysed for the hypothetical case that the EU-ETS and the Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI), which is currently developed in the northeast of the U.S., were to be linked.

As a first step, potential economic and ecologic effects of linking as well as potentially critical system characteristics are identified in a short literature review. According to the existing literature, linking certificate systems can enhance the cost-efficiency of the linked systems. The design of the systems is decisive for the level of improvement, i.e. depending on the systems the increase in cost-efficiency might even only be marginal or negative. On the political side, linking the EU-ETS with other certificate systems might allow some influence on the design and future development of trading systems.

At the same time, linking can also endanger the ecologic target of the systems. Critical characteristics in linking are, among other, whether emission targets are stringent, provisions for emission determination, compliance provisions and mechanisms influencing market prices, like price thresholds. In most cases a solution can be found, which ensures that the ecologic target of the linked systems can be reached. At the same time, such approaches might lead to increased system complexity and transaction costs. The more similar systems are regarding the critical characteristics, the fewer problems occur in linking. An alternative to complex solutions is the harmonization of systems regarding the characteristics in question.

In the next section the critical characteristics are examined in more detail. Potential effects of linking the EU-ETS with a system that has other characteristics for a respective parameter are analysed and potential approaches are developed.

If an emission target is not below the business-as-usual-scenario for a system, it is not considered as stringent. If the EU-ETS is linked with a system without a stringent target, the ecologic target can be endangered. In this case it is questionable whether linking should take place as long as a stringent target has not been adopted.

This applies also for the comparability of the precision of emission monitoring and type and scope of verification of emission reports. Another critical constellation arises if the other certificate system includes market mechanisms aiming at influencing the market price in order to reach the emission target at lower overall costs. By linking the systems, these mechanisms can influence the overall market price. This can reduce innovation incentives through the EU-ETS and endanger its ecologic target. In this case linking

would only be advisable if it is possible to decrease the compliance limit of certificates from the other system, if such a market mechanism comes into force. This approach is regarded as very complex and makes planning difficult for EU-ETS participants. In this case linking does not seem advisable if no harmonisation is possible.

Consideration should also be given to the use of different global warming potentials or CO₂ mass units. If differing values are used, the amount of certificates to be transferred from one system to another has to be recalculated in a clearing point. While the technical cost of this is within reasonable limits, the result of the calculation, which will not be a full number in most cases, is problematic. As only full units of CO₂ (e.g. 1 tonne) can be transferred, a solution for the remaining amount has to be found. Complex approaches can be developed. But in order to keep to allocated certificate amounts consistent, a harmonization of global warming potentials and mass units seems advisable.

Linking the EU-ETS with systems based in states which have not ratified the Kyoto Protocol results problematic with respect to certificate transfers. The Kyoto-Protocol does allow the transfer of Assigned Amount Units only to Annex B states which have ratified the protocol. But from 2008 onwards, the certificates in the EU-ETS (EUAs) are connected to AAUs. Thus, EUAs cannot be sold into the other system, while buying other systems' certificates, which are not connected to an AAU, might endanger the Kyoto target of the EU. In this case, a gateway can offer a solution. EUAs (and their connected AAUs) which are to be sold into the other system remain in the gateway, while replacement EUAs without AAU characteristic are generated and transferred. A transfer from the other system is limited to the amount of EUAs stored in the gateway.

In the third section potential technical implementations of the named approaches using clearing points and gateways are presented. The implementation of a gateway seems cost-intensive at the beginning. If the gateway is designed in a way which allows its use in linking the EU-ETS to more than one system, the cost-effectiveness can be significantly increased.

The last section analyzes the potential linking of the EU-ETS and the RGGI system with respect to identified critical characteristics. The design of the systems regarding these characteristics is compared and potential problems arising from differences in design are briefly discussed. In general the systems are found to be compatible. A number of problems with differing design like the usage of differing global warming potentials as well as mass units have to be solved by clearing points or a harmonisation of systems. The lower precision in the determination of emissions as well as the applicability of certificates from afforestation projects are seen as problematic and could endanger the achievement of the ecologic targets of the EU-ETS. Furthermore the market mechanisms with their price thresholds are seen as problematic, as they will take a strong influence on the overall market price in the linked systems.

Kurzfassung

Wie bei allen neuartigen Politikinstrumenten ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass auch beim EU-Emissionshandel (EU-EH) zu Beginn nicht alle Regelungen optimal ausgestaltet werden konnten. Deswegen ist eine frühzeitige Auswertung der ersten Erfahrungen mit dem EU-EH für die zukünftige Gestaltung des Systems sinnvoll. Dies stellt die grundlegende Zielsetzung des vorliegenden Projektes dar. Gleichzeitig sollen im Rahmen des Projektes aktuelle Themen der politischen Diskussion in Bezug auf die Weiterentwicklung, beispielsweise die mögliche zukünftige Verknüpfung von Emissionshandelssystemen auf internationaler Ebene, aufgegriffen und analysiert werden.

Zusammenfassend werden folgende Projektinhalte bearbeitet:

- Ökonomische Wirkungsanalyse des bisherigen EU-EH auf Unternehmen, Preise, Wettbewerb und Beschäftigung in Deutschland und in Europa
- Überprüfung des Zusammenspiels von Emissionshandel mit anderen Klimaschutzinstrumenten
- Analyse nationaler Allokationspläne für die zweite Handelsperiode
- Untersuchung kritischer Systemcharakteristika bei der Verknüpfung von Handelssystemen

Die Ergebnisse der Arbeitspakete zielen sämtlich auf eine Weiterentwicklung nach 2012 ab, d.h. auf die Zeit nach der zweiten Verpflichtungsperiode des EU-EH. Sie sprechen damit die während der Arbeiten an diesem Projekt zwischen September 2005 und September 2007 anlaufenden politischen Prozesse zur Überarbeitung der EU-Emissionshandelsrichtlinie an. Insgesamt ermöglicht das Projekt die nähere Untersuchung von „Kinderkrankheiten“ in Bezug auf die Kosteneffizienz des EU-EH sowie die Identifikation möglicher langfristiger Lösungsansätze. Hierbei ist vor allem die Harmonisierung von Ansätzen auf EU-Ebene zu nennen, die gerade in Bezug auf die Zuteilung von Emissionsrechten von großer Bedeutung ist. Das Projekt zeigt weiterhin auf, wie frühzeitige Aktivitäten zur Verknüpfung von Emissionshandelssystemen internationale Klimaschutzaktivitäten unterstützen und qualitativ aufwerten können, wenn eine Harmonisierung in Bezug auf die strikteren Vorgaben des EU-Emissionshandels, beispielsweise die Emissionserfassung betreffend, erfolgt. Des Weiteren kann eine Verknüpfung von Handelssystemen, abhängig von deren Ausgestaltung, die Kosteneffizienz bei der Erreichung der gesetzten Emissionsziele insgesamt steigern.

Die Inhalte und Ergebnisse der einzelnen Abschnitte des Projektes werden im Folgenden detailliert vorgestellt.

Kapitel 1: Analyse des Emissionshandels in Deutschland vor dem Hintergrund der ab 2005 gesammelten Erfahrungen

Im Rahmen dieses Abschnittes erfolgt die Analyse der Auswirkungen des Emissionshandels auf Unternehmen. Dies bezieht sich auf die mikroökonomische wie sektorale Ebene, d.h. auf die Unternehmen selbst wie auch auf Strompreisentwicklungen, Wettbewerb und Beschäftigung. Das Vorgehen sowie die Ergebnisse des Arbeitspaketes werden im weiteren Verlauf erläutert.

Auswirkungen des EU-Emissionshandels auf Unternehmen

Der Schwerpunkt dieses Kapitels liegt auf der Analyse der Auswirkungen des Emissionshandels auf die Unternehmen. Hierbei wurde untersucht, welche Auswirkungen Unternehmen durch den EU-Emissionshandel wahrnehmen und wie die Anpassung an den EU-Emissionshandel als neue Rahmenbedingung intern erfolgt.

Zu diesem Zweck werden Experten-Interviews mit Mitarbeitern direkt bzw. indirekt betroffener Unternehmen durchgeführt. Als Basis für das Experteninterview wird ein Idealmodell bezüglich des Verhaltens von Unternehmen bei der Anpassung an den EU-Emissionshandel gewählt. In diesem Rahmen werden auch die Einpreisung von Opportunitätskosten sowie die Veränderung der Stromgestehungskosten durch Kosten des EU-EH untersucht. Anschließend werden der für die Experteninterviews verwandte Leitfaden, die angesprochenen Branchen sowie das Vorgehen bei der Auswertung der Interviews vorgestellt. Für die Interviews wurden Unternehmen aus den Branchen Energieversorgung (aufgeteilt in große und kleine Strom- und Wärmeversorger), Raffinerien, Zement, Eisen und Stahl, Glas und Keramik, die dem EU-Emissionshandel unterliegen, ausgewählt. Als indirekt betroffene Branchen aus dem Produktionssektor wurden die energieintensive Aluminiumproduktion und Chemische Industrie ausgewählt. Im Dienstleistungssektor wurden als indirekt betroffen u.a. EU-ETS-Beratungs- bzw. Prüfungsunternehmen sowie Unternehmen aus dem Maschinen- und Anlagenbau, darunter Kraftwerksbauer, Contracting-Anbieter und Biogasanlagenhersteller betrachtet. Die Ergebnisse der Interviews wurden für jede Branche separat dargestellt und, soweit möglich, den Hypothesen des Idealmodells gegenübergestellt.

Zur theoretischen Fundierung der Experten-Interviews wurde zunächst ein Idealmodell auf Basis des Unternehmensmodells des St. Galler Management-Konzeptes entwickelt. Das ideal operierende Unternehmen berücksichtigt die neuen Rahmenbedingungen des Emissionshandels bei seinen Planungs- und Entscheidungsprozessen, indem es

- seine Organisation an den neuen Anforderungen ausrichtet,
- Zertifikate und CO₂-Emissionen im Rechnungswesen integriert,
- diese Werte bei der operativen und
- strategischen Planung berücksichtigt.

Im Idealmodell zeigen sich zwei Möglichkeiten für Unternehmen, Emissionszertifikate zu verwenden. Zertifikate können entweder als Produktionsfaktor genutzt oder auf dem Markt veräußert werden. Die Aufnahme dieser alternativen Nutzungsmöglichkeiten in wirtschaftliche Kalkulationen (Opportunitätskostenprinzip) des Unternehmens, ist aus Sicht des gewinnoptimierenden Unternehmens zielführend und im Interesse der Kapitalgeber.

Im Bereich der Stromproduktion führt die Anwendung des Opportunitätskostenprinzips zu einer Veränderung der variablen Kosten. Dabei verändert sich bei verschiedenen Zertifikatspreisen die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Neuere Kraftwerke mit Braun- bzw. Steinkohlebefeuerung weisen im untersuchten Preisspektrum von 0-30 Euro allerdings durchgehend geringere variable Kosten auf, als ein neueres gasbefeuertes Gas und Dampf-Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk (GuD-KWK). Bei Betrachtung der Gesamtkosten, d.h. Investitions- wie variabler Kosten, kommt es bei höheren Zertifikatspreisen zu einer Veränderung der Merit-Order zugunsten neuerer GuD-KWKs.

Die Interviews zeigen, dass die größten Emittenten, die großen Energieversorger und die Raffinerien, aber auch einzelne Unternehmen der Eisen- und Stahl- sowie Aluminiumproduktion, den EU-EH detailliert in ihrer Managementstruktur und den entsprechenden Prozessen verankert sowie entsprechende Kompetenzen aufgebaut haben. In diesen Fällen ist der EU-EH auch tief in das Rechnungswesen wie auch in Bilanzierungsprozesse integriert. Die Einbeziehung des EU-EH in die strategische Planung zeigt sich auch in der Art der Interviewführung, welche auf Seiten der Unternehmensrepräsentanten stark reglementiert war. Fragen wurden in diesen Fällen nur teilweise oder gar nicht beantwortet, Interviews kurzfristig mit Verweis auf zum EU-Emissionshandel bereits getätigte allgemeine Aussagen des zugehörigen Verbandes abgesagt.

Wie die Interviews des Weiteren aufzeigen, werden bei abnehmender Unternehmensgröße und Emissionsmenge tendenziell auch weniger Ressourcen für die Integration des EU-EH bereitgestellt, sei es in Form von Arbeitskraft, dem Aufbau eigener Kompetenz, der Abbildung im Rechnungswesen oder der Berücksichtigung in der operativen und strategischen Planung. In Bezug auf die operative Planung wird dem EU-EH in Unternehmen mit geringen Reduktionspotenzialen in der Regel nur wenig Gewicht gegeben.

Innovationseffekte durch den EU-EH werden nur im Bereich Eisen und Stahl erwähnt.

In Bezug auf die indirekten Auswirkungen sind vor allem Industrien mit hohem Stromanteil an den Produktionskosten, wie Aluminium und Stahlherstellung im Lichtbogenofen, stark betroffen.³

Beratungs- und Prüfungsunternehmen nennen positive Beschäftigungseffekte sowie den Aufbau neuer Kompetenzen durch den EU-EH. Maschinen- und Anlagenbauer werden differenziert nach den Bereichen Biogasanlagen, Contracting und Anlagenbau betrachtet. Im Bereich Biogasanlagen sind in vielen Fällen nur geringe Kompetenzen hinsichtlich des EU-EH vorhanden; die möglichen Auswirkungen des EU-EH auf den Biogasanlagenmarkt sind den Herstellern solcher Anlagen daher oft nicht bewusst. Eine Auswirkung auf den Markt war bis zu dem Zeitpunkt des Interviews nicht wahrgenommen worden. Im Bereich Contracting ist das Grundprinzip des EU-Emissionshandels und seine möglichen positiven Auswirkungen auf den Contracting-Markt klarer. Eine gesteigerte Nachfrage ist bis dato aber kaum zu spüren gewesen. Im Bereich Anlagenbau wird darauf hingewiesen, dass der EU-Emissionshandel nur für bestimmte Kraftwerkstypen, nämlich ältere Kohlekraftwerke, zu Investitionen mit dem Ziel der Effizienzsteigerung führt. Generell steht in den nächsten Jahren europaweit eine Erneuerung des Kraftwerksparks an. Diese findet unabhängig von dem EU-Emissionshandel statt. Sie hat deutlich stärkere Auswirkungen auf den Markt, als dies bei dem EU-EH der Fall ist.

³ Für Deutschland betrifft dies sämtliche Standorte zur Aluminiumproduktion sowie zur Stahlproduktion aus Stahlschrott (sekundäre Produktion).

Sektorale Auswirkungen des EU-EH mit Schwerpunkt auf der Strompreisentwicklung

Der Schwerpunkt der Untersuchung über sektorale Auswirkungen des Emissionshandels liegt auf der Preisbildung auf den Strommärkten. Zusätzlich werden Auswirkungen auf Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung betrachtet.

Die Strommärkte betreffend wird zunächst die vorliegende Literatur ausgewertet. Es folgt eine Betrachtung der Strom- und Zertifikatspreisentwicklung sowie eine Betrachtung makroökonomischer Mechanismen auf den Strommärkten. Die Literaturschau kommt unter anderem zu dem Ergebnis, dass Strompreiserhöhungen im Laufe des Jahres 2005 auf den EU-EH zurückzuführen sind, insbesondere auf die Einpreisung von Opportunitätskosten. Dies ist sowohl im vollkommenen Markt wie auch auf Oligopolmärkten der Fall. Das Maß der Einpreisung hängt von den jeweiligen Marktbedingungen und dem Kraftwerkspark ab. Das Papier weist mittels der nachfolgenden Betrachtung der Strom und Zertifikatspreisentwicklung sowie der grundsätzlichen Preisbildungsmechanismen auf dem Strommarkt nach, dass Strompreiserhöhungen zum großen Teil, zumindest für das Jahr 2005, auf die Einpreisung von Opportunitätskosten zurückzuführen sind. Dies kann wiederum für einen vollkommenen Markt wie auch für Oligopolmärkten gezeigt werden.

Es folgen Literaturlauswertungen zu den Bereichen Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung. Die Auswertung zeigt, dass die Strombranche über die Einpreisung der Opportunitätskosten in Bezug auf Umsatz und Gewinn profitiert, während Branchen wie Zement, Stahl und Papier moderate negative Auswirkungen in Bezug auf diese Größen wahrnehmen. Neben den direkten Kosten durch den Emissionshandel spielt die Strompreiserhöhung als indirekter Effekt eine wichtige Rolle für die europäische Industrie. Für Branchen mit hohem Stromanteil an der Produktion, wie Chemie oder Aluminium, kann dies deutlich negative Auswirkungen haben. Zur Auswirkung auf die Beschäftigung existieren nur wenige Studien. Insgesamt werden geringfügige bis moderate Auswirkung prognostiziert, wobei es je nach Allokationsmethode zu einem Beschäftigungsrückgang oder -anstieg kommen kann.

Kapitel 2: Kohärenz der deutschen Klimaschutzpolitik

In diesem Arbeitspaket soll mittels einer Kohärenzanalyse untersucht werden, in wie weit es durch die verschiedenen Instrumente zu einer mehrfachen oder auch fehlenden Regulierung in der deutschen Klimaschutzpolitik kommt. Der daraus resultierenden Handlungsbedarf sowie entsprechende Handlungsoptionen sollen umrissen werden. Zu diesem Zweck wird die Zielkongruenz der Instrumente, mögliche Überschneidungen sowie fehlende Abdeckung bezüglich ihrer Anreizwirkungen sowie werden sowohl auftretende Be- als auch Entlastungen durch die Instrumente, die aus der Interaktion der Instrumente resultierenden Interdependenzenberücksichtigt.

Der EU-Emissionshandel ist in seiner Zielsetzung durch die Regulierung des Klimagases CO₂ – und zumindest mittelfristig auch weiterer Kyotogase – auf den Klimaschutz ausgerichtet. EEG und das 2010 auslaufende KWK-Gesetz flankieren in ihren Zielsetzungen zwar die Klimaschutzziele des Emissionshandels, gehen aber durch Förderung der Weiterentwicklung von Technologien zu Nutzung erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen in ihrer klimaschützenden Wirkung über die Ziele des Emissionshandels hinaus. Auch die Energiesteuer ist mit der Internalisierung von externen Kosten der Energienutzung Bestandteil der nationalen Klimaschutzpolitik. Diese geht aber durch die Aufkommensverwendung zur Senkung der

Rentenversicherungsbeiträge darüber hinaus. Ihre Steuersätze weisen bei den unterschiedlichen Energieträgern keinen systematischen CO₂-Bezug auf. Eine Diskussion um die Kohärenz der Energiebesteuerung mit anderen politischen Instrumenten muss daher jeweils auch die Entlastung des Faktors Arbeit berücksichtigen, die auch denjenigen zu Gute kommt, die selbst keine Energiesteuer zahlen.

Untersucht wurden Problemfelder, die sich aus der Koexistenz mehrerer Instrumente über direkte oder indirekte Interaktion ergeben können:

(1) Für die am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen kann es zu einer unmittelbaren Mehrfachregulierung durch die verschiedenen Instrumente kommen (direkte Interaktion). Möglich ist aber auch eine lückenhafte Erfassung von Unternehmen durch beide Instrumente.

Eine direkte Interaktion liegt vor, wenn durch verschiedene Instrumente, die das gleiche Ziel verfolgen, gleiche Regelungsbereiche erfasst bzw. nicht erfasst werden.

a) Doppelerfassung:

Im Bereich der direkten Interaktion ergeben sich nur wenige Bereiche mit Mehrfacherfassung:

- die sonstige Energieumwandlung (außer Stromerzeugung) durch Öl, Gas oder Kohle (außerhalb von KWK-Anlagen und effizienten GuD) mit vollen Steuersätzen der Energiesteuer für Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen. Ein Beispiel hierfür wäre die Wärmeerzeugung in Anlagen über 20 MW in Krankenhäusern. Dieser Fall trifft ca. 30 Anlagen mit vernachlässigbaren Gesamtemissionen.
- die sonstige Energieumwandlung (außer Stromerzeugung) durch Öl, Gas oder Kohle (außerhalb von KWK-Anlagen und effizienten GuD) für Anlagen des produzierenden Gewerbes, mit ermäßigten Steuersätzen der Energiesteuer und der Möglichkeit des Spitzenausgleichs.
- Industrieanlagen, die nicht durch § 51 EnergieStG von der Energiesteuer befreit sind. (Anlagen zur Gewinnung von Zellstoff, zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe, Cracker der Chemieindustrie, teilweise Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe)

Im Zuge einer kohärenten Klimapolitik wäre bei den einzelnen noch mehrfach betroffenen Unternehmen ein Abbau der Energiebesteuerung in den doppelt regulierten Anlagen in Betracht zu ziehen. Es muss hierbei einschränkend darauf hingewiesen werden, dass der überwiegende Teil der Einnahmen aus der Energiesteuer in die Senkung der Rentenversicherungsbeiträge fließt. Alle Unternehmen profitieren daher von verringerten Rentenversicherungsbeiträgen. Zumindest für beschäftigungsintensive Unternehmen kann es durchaus zu Nettoentlastungen durch die Energiesteuer kommen.

b) „Untererfasste Bereiche“ ergeben sich

- bei der sonstigen thermischen Abfall- und Abluftbehandlung,
- bei Industrieanlagen, die durch § 51 EnergieStG von der Energiesteuer befreit sind und auf Grund ihrer Größe *nicht* unter den Emissionshandel fallen,
- bei prozessbedingten Emissionen in Anlagen, die auf Grund ihrer Größe nicht unter den Emissionshandel fallen,
- im Rahmen des (gewerblichen) Luft- und Schiffsverkehrs,

- Energieeinsatz in Stromerzeugungsanlagen außerhalb des Emissionshandels, z.B. auch Kernenergie. Hier findet eine nachgelagerte Besteuerung durch die Stromsteuer statt.
- Energieeinsatz in Land- und Forstwirtschaft (erhalten Agrardieselregelung und nehmen an allgemeiner Steuerbegünstigung um 60% der Regelsätze teil).

Als Handlungsoptionen bietet sich eine Anpassung der Energiesteuer für die genannten Bereiche an. Zunächst ist zu prüfen, inwiefern eine Besteuerung anderen Zielsetzungen wie der Förderung kleiner und mittelständischer Unternehmen oder den bereits sehr komplexen Vorgaben des Kreislaufwirtschaft-Abfallgesetzes und des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sowie nachgelagerter Ausführungsbestimmungen entgegenläuft. Zudem muss in Betracht gezogen werden, dass im Bereich der Abfall- und Abluftbehandlung zumindest langfristig eine Einbeziehung in den Emissionshandel – zumindest für Teilbereiche (z.B. Hausmüllverbrennung) – auf EU-Ebene möglich wäre.

(2) Die nachgelagerten Endverbraucher von Strom können durch die Energiebesteuerung und die Umlage der Kosten aus dem EEG und des KWKG sowie durch die mögliche Einpreisung von Opportunitätskosten des Emissionshandels indirekten (kumulativen) Wirkungen unterliegen (indirekte Interaktion).

Bei Analyse der indirekten Belastungswirkungen durch Emissionshandel, EEG, Stromsteuer und KWK-Gesetz konnte festgestellt werden, dass grundsätzlich alle Letztverbraucher von Strom durch die Instrumente kumulativ belastet werden. Unternehmen des Produzierenden Gewerbes werden jedoch nur mit 60% der Stromsteuer belastet und können, falls ihre bezogene Jahresstrommenge bestimmte Schwellenwerte übersteigt, die Kostenbelastung durch die weitergereichte Menge an EEG-Strom je kWh sowie die Zusatzbelastung durch die KWK-Zuschläge erheblich begrenzen. Darüber hinaus gelten analog zu §51 EnergieStG auf der Inputseite auch für den Strombezug für energieintensive Unternehmen Entlastungsregelungen. Diese Regelungen sehen eine Rückerstattung der gezahlten Stromsteuer vor. Auch für andere Letztverbraucher existieren Regelungen zur Begrenzung der Zusatzbelastung durch die KWK-Zuschläge. Vergleichsweise stark betroffen sind dagegen die privaten Haushalte, eine Vielzahl von kleineren und mittleren Dienstleistungsunternehmen, Einzelhandelsunternehmen sowie kleine und mittlere Gewerbebetriebe. Da die spezifische Belastung der Letztverbraucher durch das KWK-Gesetz im Jahr 2010 mit 0,038 Cent/kWh sehr gering sein dürfte, ist zu überlegen, inwieweit zukünftig die Förderung des weiteren Ausbaus der KWK-Technologie über den Emissionshandel anreizverträglich ausgestaltet werden kann.

Zusammenfassend zeigte die Studie, dass nur kleine Zonen der Über- wie Unterregulierung existieren. Im Mittelpunkt möglicher Lösungsansätze steht eine Anpassung der Energiebesteuerung. Hierbei wäre allerdings für jeden Einzelfall zu analysieren, inwiefern Zielsetzungen der existierenden Besteuerungssituation durch die Anpassung außer Kraft gesetzt werden. Beispiele hierfür wären die Verringerung der über die Energiesteuer geleisteten Beiträge zur Rentenversicherung, die wirtschaftliche Förderung kleiner und mittelständischer Unternehmen oder die Erreichung von Zielen nicht-klimaschutzbezogener umweltpolitischer Gesetzgebung.

Kapitel 3: Vergleichende Untersuchung der Regelungen der nationalen Allokationspläne (insbesondere NAP II) im Hinblick auf die Identifizierung besonders effektiver und effizienter Regelungen

Ziel des Kapitels ist eine Ableitung von Verbesserungsoptionen für die Zuteilungsregeln auf nationaler und EU-Ebene durch die Analyse der NAP II ausgewählter Mitgliedstaaten. Hierzu wurden in Abstimmung mit dem BMU/ UBA Zuteilungspläne mit sowohl relativ hoher Bedeutung für den Emissionshandel als auch mit unterschiedlichen Charakteristika selektiert. Die NAP II von Frankreich, den Niederlanden, Polen und dem Vereinigten Königreich stellen eine diese Anforderungen erfüllende Kombination dar. Aus den Ergebnissen der Analyse werden Empfehlungen für die Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels entwickelt, mit besonderem Bezug auf die Vorgaben für die Allokation der Emissionsrechte.

Die Beurteilung der Allokationspläne erfolgt nach den Kriterien der ökologischen Treffsicherheit, der Effizienz und der Wettbewerbswirkungen. Diese Kriterien werden in weitere Unterkriterien aufgegliedert, die eine differenzierte und soweit möglich objektive Beurteilung der NAP II erlauben. Neben den maßgeblichen EU-Dokumenten zum Emissionshandel und relevanten Emissionsdaten werden auch neuere Entwicklungen in die Analyse mit einbezogen. Diese betrifft unter anderem die Überarbeitung einzelner NAP II, wie im Falle Frankreichs, sowie die Anpassung der Allokationspläne an die Kommissionsbeurteilung der jeweiligen NAP II.⁴

Für die Beurteilung der ökologischen Treffsicherheit werden die Höhe der zulässigen JI/ CDM-Zertifikate zur Deckung der Emissionen sowie die Allokationsmethode betrachtet. Da die JI/ CDM-Grenze in der Kommissionsentscheidung genau vorgegeben ist, wird in der Beurteilung standardmäßig als „gut“ bewertet, wenn diese Grenze eingehalten wurde. Ein Abweichen von der Kommissionsobergrenze (Polen und Vereinigtes Königreich) hatte eine entsprechend schlechtere (Überschreitung) oder bessere (Unterschreitung) Bewertung zur Folge. Bei Betrachtung der Allokationsmethode wird nach Zuteilungsregeln gesucht, die ein mögliches Überschreiten der Zuteilungsmenge bewirken könnten. Dies kann der Fall sein, wenn Anlagen auf der Grundlage von unsicheren Daten (z.B. zukünftige Produktion) einen Zuteilungsanspruch haben, der absolut und nicht z.B. von vorher limitierten Sektorzuteilungen abhängig ist.

Die Beurteilung der Effizienz wird in die Unterkriterien Aufteilung der Minderungsleistungen, JI/ CDM-Grenze, strategische Anreizwirkungen, dynamische Anreizwirkungen sowie Einfachheit und Transparenz aufgegliedert. Hinsichtlich des ersten Unterkriteriums wird die Aufteilung der Minderungslasten zwischen Emissionshandelsbereich und den übrigen Wirtschaftsbereichen zur Erreichung des nationalen Kyoto-Ziels betrachtet. Ist die Last gleichmäßig verteilt, erfolgt eine gute Bewertung; je einseitiger sie auf die andere Wirtschaftsbereiche abgeschoben wird, desto schlechter fällt die Bewertung aus. Bei der Betrachtung der JI/ CDM-Grenze wird analog der Beurteilung der Treffsicherheit verfahren, jedoch führt unter dem Gesichtspunkt der Effizienz ein Überschreiten zu einer Aufwertung, ein Unterschreiten zu einer Abwertung. Die Unterkriterien der strategischen Anreizwirkungen, der dynamischen Anreizwirkungen und der Einfachheit und Transparenz erfordern eine komplexere Betrachtung. Hierbei wird das Zusammenwirken der für die Zuteilung relevanten Regeln in seiner Gesamtheit jeweils mit unterschiedlichem Fokus bewertet.

⁴ Vgl. EU KOM (2006) und European Commission (2007a), (2007b) und (2007c)

Zur Beurteilung der Wettbewerbswirkungen wird schließlich auf die bereits erbrachte Analyse der Zuteilungsregeln zurückgegriffen. Der Fokus liegt allerdings nicht auf Effizienzgesichtspunkten, sondern auf Ausgestaltungsmerkmalen, die bestimmte Anlagen (Altanlagen/ Neuanlagen, Energie/ Industrie, kleine Emittenten/ große Emittenten) bevor- oder benachteiligen.

Am Ende der jeweiligen Auswertung des NAP II steht ein Gesamtfazit, das die markantesten Punkte zusammenfasst und in einer tabellarischen Übersicht die Ergebnisse auswertet. Auf eine „Gesamtnote“ wird dabei bewusst verzichtet. Eine Rangfolge unter den Allokationsplänen könnte den differenzierten Blick auf besonders gute oder schlechte Allokationsregeln eventuell verstellen. Denn im Ergebnis lassen sich deutliche Unterschiede sowohl innerhalb eines Allokationsplans, als auch zwischen den NAP II feststellen. Dies verdeutlichen auch die Best-Practice-Empfehlungen in Abschnitt 6 des Kapitels. In jedem der vier NAP II lassen sich effektive oder effiziente Zuteilungsregeln identifizieren. So weist aber auch jeder NAP II Mängel auf, die in der nächsten Handelsperiode behoben werden sollten.

Aus dem französischen NAP II lässt sich als „Best Practice“ die Wiederauffüllung der Neuanlagenreserve identifizieren. Sollten Neuanlagen Zertifikate beantragen, obwohl die Reserve bereits ausgeschöpft ist, werden die benötigten Emissionsrechte durch staatliche Käufe am Markt beschafft. Somit wird die Zuteilung für Neuanlagen gesichert und eine Gleichbehandlung von Neuanlagen gewährleistet, unabhängig davon, wann sie in Betrieb gehen. Bei den Niederlanden ist die Anwendung einer Ersatzanlagenregel sowie die Verwendung des Benchmarking-Ansatzes auch für den Industriesektor positiv herauszuheben. Die Ersatzanlagenregel erlaubt unter bestimmten Bedingungen den Zertifikatetransfer von geschlossenen auf neue Anlagen oder Anlagenteile. Dadurch werden negative Anreize für Anlagenschließungen teilweise kompensiert. Indem Benchmarks aus allen Sektoren in die Zuteilungsformeln aufgenommen werden können, werden frühzeitige Minderungsmaßnahmen berücksichtigt und die Zuteilungsmethodik vereinheitlicht. Im polnischen NAP II ist die Dokumentation der NAP-Erstellung und der historischen Emissions- und Produktionsentwicklung sehr ausführlich. Dies erhöht die Transparenz und dadurch auch grundsätzlich die Effizienz des NAP II. Die transparente Darstellung wird allerdings bei den Zuteilungsregeln im polnischen NAP nicht fortgeführt. Der NAP II des Vereinigte Königreichs schließlich weist mehrere herausragende Merkmale auf. Die Zuteilung erfolgt nach einem einheitlichen Ansatz, enthält einen hohen Auktionierungsanteil und eine niedrige kostenlose Zuteilung für den Energiesektor. Dadurch werden die Einfachheit, die Transparenz und die Anreizwirkungen des Emissionshandels erhöht und die Windfall-Profits der Energieerzeuger verringert. Weiterhin wirkt die Ausnahme für Kleinstemittenten über die „de minimis“-Regel positiv, da die Transaktionskosten deutlich gesenkt werden, bei nur minimal verringerter ökologischer Treffsicherheit.

Besondere Schwachstellen sind häufig die ineffiziente Aufteilung der Minderungsleistungen zwischen EU-EH und Nicht-EU-EH-Bereichen, ein geringer Auktionierungsanteil, eine große Komplexität und eine geringe Transparenz der Zuteilungspläne. Teilweise hängen die genannten Probleme zusammen: So würde eine Versteigerung der Zertifikate viele Sonderregeln und spezielle Zuteilungsberechnungen überflüssig machen und somit die Einfachheit und Transparenz erhöhen. Andere Probleme, wie die Aufteilung der Minderungsleistungen, können weitgehend isoliert betrachtet und gelöst werden. Positive Bewertungen erhielten Zuteilungspläne, die möglichst einheitliche Allokationsregeln mit wenigen Ausnahmen oder Differenzierungen beinhalten. Wenn Differenzierungen vorgenommen werden, sollten diese die Anreizwirkungen des Emissionshandels möglichst erhalten und nach objektiv erfassbaren, ex ante definierten Kriterien erfolgen. So können gleichzeitig die

strategischen und dynamischen Anreizwirkungen bei hoher Einfachheit und Transparenz und ohne negative Auswirkung auf den Wettbewerb erhalten bleiben.

Aus den Analyseergebnissen werden zukunftsgerichtete Empfehlungen für die dritte Phase des Emissionshandels nach 2012 sowohl für die europäische wie auch die deutsche Ebene entwickelt. Diese Empfehlungen beinhalten einen möglichst einheitlichen Zuteilungsansatz für alle Sektoren, die Ausschöpfung und Erhöhung der Auktionierungsgrenze und die möglichst weitgehende Verwendung des Benchmarking bei kostenloser Zuteilung. Ebenfalls ist eine einfache und transparente Gestaltung der Zuteilungsregeln hierbei zu nennen. Für die Weiterentwicklung des Emissionshandels auf europäischer Ebene sollte dementsprechend die Zuteilung in eine vollständige Versteigerung überführt werden. Im Falle kostenloser Zuteilung ist in der Regel das Benchmarking dem Grandfathering vorzuziehen. Insgesamt ist eine größere Harmonisierung der Zuteilungsregeln auf EU-Ebene anzustreben, um einer durch nationale Interessen motivierten Allokationspolitik und daraus folgenden Wettbewerbsverzerrungen zwischen Anlagen innerhalb der EU entgegenzuwirken.

Deutschland kann eigenständig zu Verbesserungen im Emissionshandel beitragen, indem es bei künftigen europäischen Auktionierungsgrenzen diese voll ausschöpft, den Allokationsplan möglichst einfach und transparent gestaltet und europäische Optionen zur Ausnahme von Kleinstemittenten nutzt.

Kapitel 4: Kritische Charakteristika bei der Verknüpfung von Emissionshandelssystemen

Ziel des Kapitels ist die Untersuchung kritischer Systemeigenschaften bei der Verknüpfung von Zertifikatssystemen. Das Kapitel identifiziert grundlegende Charakteristika von Zertifikatssystemen, die dem Ziel der Verknüpfung solcher Systeme, nämlich der Erhöhung der Kosteneffizienz bei gleichzeitiger Erhaltung der ökologischen Ziele, entgegenstehen können. Es werden zudem Lösungsansätze und ihre Auswirkungen auf Systemkomplexität und Transaktionskosten dargestellt und aufgezeigt, wie diese Lösungsansätze auf der administrativen Ebene, über Registerregelungen, Clearingstellen oder Gateways umgesetzt werden können. Es folgt eine praktische Untersuchung des möglichen Auftretens der genannten Probleme bei der potentiellen Verknüpfung des EU-Emissionshandels mit der derzeit im Nordosten der USA im Aufbau befindlichen Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI).

Zunächst erfolgt eine kurze Literaturschau, in deren Rahmen eine Liste von Systemcharakteristika erstellt wird, die sich bei der Verknüpfung von Systemen kritisch auswirken können. Die Literaturschau zeigt, dass eine Verknüpfung die Kosteneffizienz der Systeme erhöhen kann. Die Auswirkungen auf die Effizienz hängen stark von der Gestaltung der Systeme ab und können daher auch nur marginal positiv oder sogar negativ ausfallen. Politische Auswirkungen betreffend wird die mögliche Einflussnahme der EU auf die Gestaltung und zukünftige Entwicklung von Handelssystemen durch Verknüpfungen des EU-EH mit anderen Handelssystemen genannt.

Die Verknüpfung von Systemen kann allerdings auch die Erreichung der ökologischen Ziele gefährden. Als kritisch werden beispielsweise die Stringenz der Zielsetzung, die Genauigkeit der Methoden zur Emissionserfassung, die Compliance-Mechanismen und Mechanismen zur Marktbeeinflussung, wie beispielsweise

Preisgrenzen, identifiziert. In fast allen Fällen können technische Lösungen gefunden werden, um das Erreichen der ökologischen Zielsetzung sicher zu stellen. Diese gehen aber möglicherweise mit einem erhöhten Aufwand und erhöhter Systemkomplexität einher. Je ähnlicher Systeme in ihrer Ausgestaltung in Bezug auf die als kritisch identifizierten Charakteristika sind, desto unproblematischer ist die Verknüpfung möglich. Alternativ zu technisch aufwändigen Lösungen bietet sich eine Harmonisierung von Systemen bezüglich der kritischen Parameter an.

Im Folgenden Abschnitt der Analyse werden die im Rahmen der Literaturschau identifizierten kritischen Punkte näher betrachtet. Mögliche Auswirkungen bei der Verknüpfung des EU-EH mit einem System, das abweichende Ausprägungen der jeweiligen Systemparameter trägt, werden untersucht und potenzielle Lösungsansätze erläutert.

Liegt das Reduktionsziel eines Systems nicht unterhalb des entsprechenden Business-As-Usual-Szenarios, so wird die Zielsetzung als nicht stringent bezeichnet. Wird der EU-EH mit einem System mit nicht stringenter Zielsetzung verknüpft, kann dies die Erreichung seines ökologischen Zieles gefährden. Hier stellt sich die Frage, ob eine Verknüpfung sinnvoll ist, falls keine Harmonisierung in Hinblick auf die Stringenz der Ziele erfolgt. Ähnliches gilt für Unterschiede in der Genauigkeit der Emissionserfassung und Art und Umfang der Verifizierung. Kritisch können des Weiteren Mechanismen im anderen System sein, die auf die Beeinflussung des Marktpreises abzielen, um die Gesamtkosten des Emissionshandels zu verringern. Durch die Verknüpfung kann auch der Preis auf dem Gesamtmarkt beeinflusst werden. Hierdurch werden zum einen die durch den Handel beabsichtigten Innovationsanreize gehemmt, zum anderen wird das ökologische Ziel direkt gefährdet. Hier wäre eine Verknüpfung nur möglich, wenn es gelingt, die Anrechenbarkeit der Zertifikate aus dem anderen System nach unten anzupassen, sobald ein solcher Mechanismus in Kraft tritt. Dieser Ansatz wird als extrem aufwändig betrachtet, so dass in diesem Fall nicht zu einer Verknüpfung geraten wird.

Beachtung benötigt auch die Verwendung unterschiedlicher Global Warming Potentials oder CO₂-Einheiten. Die Zertifikate müssen in diesem Fall in einer Clearingstelle „umgerechnet“ werden. Während der technische Aufwand hierbei begrenzt bleibt, stellt das Ergebnis der Umrechnung, das in den meisten Fällen nicht ganzzahlig möglich sein wird, ein Problem dar. Da nur ganzzahlige CO₂-Mengen transferiert werden können, müssen Wege gefunden werden, wie mit dem Rest der errechneten Menge umzugehen ist. Aufwändige Ansätze sind denkbar. Um die Konsistenz der ausgegebenen Zertifikatsmengen in beiden Systemen zu wahren, wird aber zu einer Harmonisierung der verwendeten Global Warming Potentials und CO₂-Einheiten geraten.

Die Verknüpfung mit Systemen aus Staaten, die das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert haben, erweist sich als problematisch, was den Zertifikatstransfer betrifft. Das Kyoto-Protokoll verbietet den Transfer von Assigned Amount Units (AAUs) in diese Staaten. Ab 2008 sind aber EU-EH-Zertifikate (EUAs) jeweils mit AAUs verknüpft. Gleichzeitig tragen die Zertifikate des anderen Systems keine AAU-Eigenschaft, so dass ihre Anrechnung im EU-EH eine Gefährdung des Kyoto-Ziels darstellen kann. Hier bietet sich eine Lösung über ein Gateway an. In ihm verbleiben die verkauften EUAs/AAUs. Für diese werden Ersatzzertifikate generiert, welche in das andere System transferiert werden. Ein Transfer aus dem anderen System ist dann nur in dem Umfang möglich, in dem sich bereits EUAs im Gateway befinden.

Im folgenden Abschnitt werden mögliche technische Umsetzungen der genannten Lösungsansätze durch Clearingstellen und Gateways aufgezeigt. Zunächst erweist sich

vor allem die Einrichtung eines Gateways als kostenintensiv. Wird das Gateway allerdings so konzipiert, dass es für die Verknüpfung mit weiteren Systemen offen bleibt, kann die Kosteneffizienz verbessert werden.

Anschließend erfolgt eine praktische Prüfung der erarbeiteten kritischen Punkte für eine mögliche Verknüpfung des EU-Emissionshandelssystems und der Regional Greenhouse Gas Initiative. Die Ausprägungen der kritischen Punkte in den beiden Systemen werden verglichen. Mögliche daraus resultierende Probleme werden kurz diskutiert. Es zeigt sich, dass die Systeme vom Grundaufbau her kompatibel sind. Allerdings müssen einige inkompatible Ausprägungen wie die Verwendung unterschiedlicher Global Warming Potentials oder Masseneinheiten über Clearingstellen oder eine Harmonisierung gelöst werden. Als problematisch können sich die wahrscheinlich geringere Genauigkeit der Emissionserfassung sowie die Anrechenbarkeit von Aufforstungsprojekten im RGGI erweisen. Hier muss eine mögliche Gefährdung der ökologischen Ziele des EU-EH in Betracht gezogen werden. Als klar problematisch erweisen sich zudem die Preisgrenzen des Systems. Hierüber ist eine starke Einflussnahme auf den Marktpreis des EU-EH sowie eine Gefährdung des ökologischen Ziels zu erwarten.

I.
**Analyse des Emissionshandels in
Deutschland vor dem Hintergrund der ab
2005 gesammelten Erfahrungen**

Autor: Matthias Scharte (Ecofys GmbH)

Kapitel I Wirkungen des Emissionshandels auf Unternehmensebene (Mikrowirkungen)

1. Einführung

Der Fokus dieses Papiers liegt auf der Analyse der Auswirkungen des Emissionshandels auf die Unternehmen, die direkt oder indirekt (vor allem durch die Preiserhöhungen des Stroms) vom Emissionshandel betroffen sind. Betrachtet wird also die mikroökonomische Ebene.

Zu diesem Zweck wurden Experten-Interviews mit Mitarbeitern direkt bzw. indirekt betroffener Unternehmen durchgeführt. Als Basis für das Experteninterview wird zunächst ein Idealmodell auf Basis des Unternehmensmodells des St. Galler Management-Konzeptes gewählt. In diesem Rahmen werden auch die Einpreisung von Opportunitätskosten sowie die Veränderung der Stromgestehungskosten durch Kosten des EU-EH untersucht.

Der für die Experteninterviews verwandte Leitfaden, die angesprochenen Branchen sowie das Vorgehen bei der Auswertung der Interviews werden anschließend vorgestellt. Für Interviews ausgewählt wurden Unternehmen aus den Branchen Energieversorgung (aufgeteilt in große und kleine Strom- und Wärmeversorger), Raffinerien, Zement, Eisen und Stahl, Glas und Keramik, die dem EU-Emissionshandel unterliegen. Als indirekt betroffene Branchen aus dem Produktionssektor wurden Aluminiumproduktion und Chemische Industrie ausgewählt, als indirekt betroffene Branchen aus dem Dienstleistungssektor, Beratungs- bzw. Prüfungsunternehmen sowie Unternehmen aus dem Maschinen- und Anlagenbau.

Die Ergebnisse der Interviews werden für jede Branche separat dargestellt und, soweit möglich, den Hypothesen des Idealmodells gegenübergestellt. In einem letzten Punkt werden schließlich Ergebnisse einer Befragung von Ecofys und McKinsey im Rahmen des Mid-Term-Review Projektes im Auftrag der EU-Kommission zur Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels mit den Ergebnissen der Experteninterviews verglichen.

2. Mikrotheoretische Fundierung

2.1. Theoretischer Bezugsrahmen

In der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur wird häufig die Darstellung der Effekte des Emissionshandels reduziert auf die Anreizwirkungen im mikroökonomischen Kalkül der Gewinnoptimierung des Unternehmens, ohne die Komplexität der Entscheidungsprozesse im Unternehmen und der Umweltbedingungen zu beachten. Deswegen soll hier ein weitergehender Ansatz aufgegriffen werden, der das ökonomische Kalkül als einen (wichtigen) Teil des Planungs- und Entscheidungsprozesses im Unternehmen definiert. Zwei Aspekte sind zusätzlich in eine Analyse mit aufzunehmen:

- i) Unternehmen in Europa, die vom Instrument des Emissionshandels erfasst werden oder von den indirekten Wirkungen der Preiserhöhungen für Einsatzstoffe betroffen sind, sehen sich nicht nur den neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen des

Emissionshandels gegenüber, sondern auch anderen veränderten Rahmenbedingungen für ihre wirtschaftlichen Entscheidungen.

- ii) Planungs- und Entscheidungsprozesse in Unternehmen laufen auf verschiedenen Ebenen ab und können nicht auf ein reines, einfaches ökonomisches Kalkül der Grenzkostenbetrachtung reduziert werden. Natürlich sind die Optimierungsvorgänge wirtschaftsmathematisch fundiert, darüber hinaus gibt es aber Unvollkommenheiten und andere Aspekte, die sich nur teilweise durch die Berücksichtigung von Transaktionskosten erfassen lassen.

Im Folgenden wird der Ansatz dargestellt, mit dessen Hilfe die Komplexität der neuen Rahmenbedingungen und Entscheidungsprozesse systematisch erfasst werden kann und der als theoretischer Bezugsrahmen für die empirische Überprüfung mittels Experten-Interviews dient.

2.2. Erfassung der neuen Rahmenbedingungen für Unternehmen im St. Galler Management-Konzept

Unternehmen sehen sich nicht nur den neuen Gesetzgebungen zur Regulierung ihrer Treibhausgasemissionen gegenüber, sondern auch neuen Anforderungen, die durch die stärkere Wahrnehmung des Klimawandels als ein drängendes Problem in der Gesellschaft verursacht werden. Deswegen müssen bei unternehmerischen Entscheidungen nicht nur die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und die wirtschaftliche Optimierung beachtet werden, sondern auch die Interessen anderer „Stakeholder“ des Unternehmens wie Kapitalgeber und Kunden.

Für eine systematische Darstellung dieser Rahmenbedingungen des Unternehmens bietet sich das St. Galler Management-Konzept an. Dieses beruht vor allem auf der Übertragung der naturwissenschaftlichen Systemtheorie und Kybernetik auf das betriebswirtschaftliche Erkenntnisobjekt des Unternehmens. Daraus resultiert eine ganzheitliche Betrachtungsweise des Unternehmens und seiner Umwelt sowie eine Fokussierung auf die (Entscheidungs-) Prozesse, die im Unternehmen ablaufen.⁵

Dieser Ansatz findet seit längerem große Beachtung im angelsächsischen Raum, da die Betrachtungsweise von Unternehmen als komplexen Systemen hilft, die neuen Anforderungen durch die Umwelt an das Unternehmen zu systematisieren sowie die Entscheidungs- und Planungsprozesse über eine reine Fokussierung der wirtschaftlichen Optimierung hinaus darstellen zu können.

Das Unternehmensmodell des St. Galler Management-Konzepts begreift ein Unternehmen als ein komplexes System, das im Kontext einer vielfältigen Umwelt agiert. Danach existieren Unternehmen, um innerhalb der Gesellschaft Anliegen und Interessen von Personen(-gruppen), den so genannten Stakeholdern, zu erfüllen. Diese Ansprüche liegen nicht nur in der Gewinnoptimierung, wie in der neoklassischen Wirtschaftstheorie angenommen, sondern werden durch die Anliegen und Interessen der Personen festgelegt, die die Entscheidungsprozesse im Unternehmen beeinflussen können.

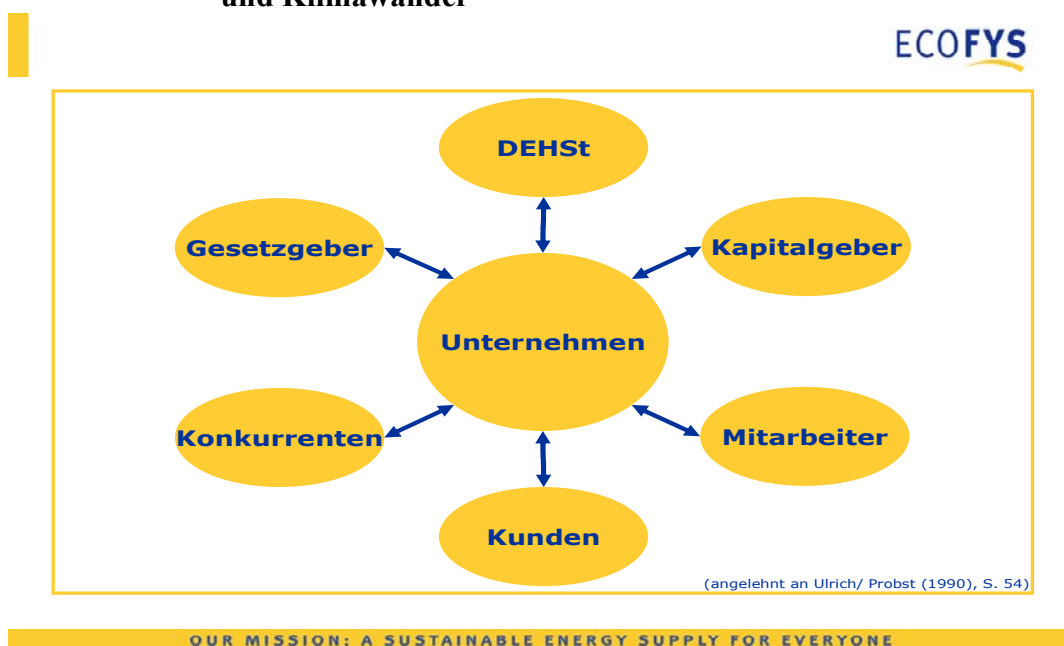
⁵ Siehe zur wirtschaftswissenschaftlichen Einordnung und Bedeutung des Ansatzes Scharte (2002). Eine ausführliche Darstellung des St. Galler Management-Konzepts findet sich in z.B. in Rüegg-Sturm (2000).

Je nach Fragestellung und Untersuchungsschwerpunkt lassen sich die Stakeholder unterschiedlich differenzieren und darstellen. Im Rahmen der vorliegenden Analyse der Auswirkungen des Emissionshandels lassen sich folgende Stakeholder herausarbeiten (siehe Abbildung 1)

a) Gesetzgeber:

Der Gesetzgeber erwartet von Unternehmen im Allgemeinen die Einhaltung der Gesetze, die Unterstützung seiner wirtschaftspolitischen Ziele sowie einen angemessenen Beitrag zur Finanzierung öffentlicher Aufgaben. Im Bezug auf den Beitrag des Unternehmenssektors zum Klimaschutz definiert der Gesetzgeber in Abstimmung mit den Unternehmen und anderen Interessengruppen die Reduktionsziele und die politischen Instrumente zu deren Einhaltung.

Abbildung 1: Stakeholder des Unternehmens in Bezug auf Emissionshandel und Klimawandel



Quelle: Eigene Darstellung

b) DEHSt:

Die Deutsche Emissionshandelsstelle ist die ausführende Behörde des Gesetzgebers im Rahmen des Emissionshandels. Sie emittiert die Zertifikate, sie führt das zentrale Register der Zertifikatekonten und überwacht das Berichtswesen. Die Unternehmen berichten an die DEHSt ihre Treibhausgasemissionen, für deren Ausgleich sie Zertifikate auf ihren Konten bereitstellen müssen.

c) Kapitalgeber:

Die Kapitalgeber erwarten vom Unternehmen generell eine angemessene Rendite sowie ein niedriges Verlustrisiko für ihre Kapitaleinlagen. Die klimapolitische Regulierung sowie das zunehmende Bewusstsein des Klimaproblems in der Gesellschaft beeinflusst zunehmend die Ertrags- und Risikosituation von Unternehmen, weswegen die Kapitalgeber an einer entsprechenden Würdigung dieser Aspekte bei Unternehmensentscheidungen Interesse haben. So sind die verschiedenen Initiativen der Kapitalgeber zur Offenlegung der klimapolitischen Risiken von Unternehmen zu verstehen.⁶

⁶ Z.B. die Initiative des Greenhouse Gas Protocol.

d) Mitarbeiter:

Die Mitarbeiter verlangen für ihre Mitarbeit bei der Verwirklichung der Unternehmensziele eine entsprechende Vergütung, sichere Arbeitsplätze und persönliche Entwicklungsmöglichkeiten. Darüber hinaus ist für die Identifikation mit dem Unternehmensleitbild, der so genannte „Corporate Identity“, von Bedeutung, weswegen klimapolitische Aspekte in dieses aufgenommen werden.

e) Kunden:

Die Kunden möchten Produkte und Dienstleistungen zu günstigen Preisen und in angemessener Qualität beziehen. Daneben spielen so genannte „weiche“ Faktoren bei der Bezugsentscheidung ebenfalls eine Rolle. Ein Aspekt könnte die Berücksichtigung der Klimaproblematik in der Unternehmensführung sein. Bezogen auf den Einkauf von Produktionsfaktoren (z.B. Strom) liegen die Interessen vor allem bei einer nur geringen Erhöhung der Bezugskosten.

f) Konkurrenten:

Die Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs oder die Einhaltung von erlaubten (und eventuell unerlaubten) Absprachen können die Anliegen von Konkurrenten des Unternehmens darstellen. Bezogen auf den Emissionshandel geht es z.B. um die gemeinsame Einflussnahme („Lobbying“) auf den Gesetzgeber, um vorteilhafte Zuteilungsverfahren zu erreichen. Zusätzlich können gemeinsame Interessen bei der Überwälzung der Opportunitätskosten des Emissionshandels auf die Kunden der Unternehmen genannt werden.

Die Ziele und Interessen der verschiedenen Stakeholder können übereinstimmen oder in Konkurrenz zueinander stehen. Welchen Interessen das Unternehmen letztendlich Vorrang gewährt, liegt an der Macht bzw. der Möglichkeit der Einflussnahme der einzelnen Stakeholder. Hier haben der Gesetzgeber und die ausführende Behörde DEHSt sehr große Möglichkeiten, da das Unternehmen die gesetzlichen Vorgaben einhalten muss und ansonsten unmittelbare Sanktionen auferlegt bekommt (z.B. die Strafzahlung in Höhe von 40 € bei einer nicht ausreichenden Vorlage von Zertifikaten gemäß den CO₂-Emissionen).

Deswegen ist zu erwarten, dass sich die Planungs- und Entscheidungsprozesse in Unternehmen vorwiegend an den gesetzlichen Vorgaben orientieren. Dabei ist bei längerfristigen Planungsprozessen neben der Berücksichtigung der aktuellen Gesetzgebung auch die langfristige Ausgestaltung der klimapolitischen Instrumente von Bedeutung.

Aber auch andere Gruppen wie die Kapitalgeber oder Kunden besitzen Macht, da sie die Unternehmensführung kontrollieren und deren Vergütung festlegen oder über den Absatz Erfolg des Unternehmens entscheiden. Deswegen ist es grundsätzlich ebenso interessant, in wie weit diese Aspekte schon von den Unternehmen tatsächlich aufgegriffen und im Planungs- und Entscheidungsprozess verarbeitet werden. Im Vordergrund stehen hier allerdings die Auswirkungen der Gesetzgebung zum Emissionshandel, wie es auch im Forschungsprojekt definiert wurde.

2.3. Überblick über die Management- und Planungsprozesse im Unternehmen

Die Gesetzgebung zum Emissionshandel sowie die neuen Anforderungen der übrigen Stakeholder werden von der Unternehmensführung aufgegriffen und fließen auf verschiedenen Ebenen in den Planungs- und Entscheidungsprozess des Unternehmens mit ein. Die hier übernommene Darstellung des Management- und Planungssystems eines

Unternehmens kombiniert das St. Galler Management-Konzept mit dem Ansatz von Kirsch zur Gesamtarchitektur von Managementsystemen.⁷

Zunächst sollen hier aufgrund der uneinheitlichen Abgrenzung wichtiger Begriffe in der betriebswirtschaftlichen Literatur und Praxis einige Begriffsdefinitionen erfolgen:

Management bedeutet das Führen von Unternehmen. Es besteht aus Planung, Steuerung und Kontrolle aller betrieblicher Aktivitäten. Je nach Art der zu behandelnden Problemstellungen werden drei Ebenen unterschieden in normatives, strategisches und operatives Management. Controlling ist ein Teil des Managementsystems eines Unternehmens und dient der Überwachung der Planumsetzung und zur Vorbereitung von Entscheidungen.

In der Abbildung 2 sind drei verschiedene Planungs- und Kontrollebenen erkennbar, die jedoch nicht eindeutig voneinander abzugrenzen sind. Die oberste ist die Unternehmenspolitische Rahmenplanung, deren Ergebnis das Unternehmensleitbild ist. Darunter steht die strategische Planung und Kontrolle, die in strategische Programme für die einzelnen Geschäftsfelder, Projekte und Investitionsobjekte mündet. Deren Vorgaben werden durch die operative Planung und Kontrolle in betriebliche Teilpläne umgesetzt. Die Planungs- und Kontrollebenen stimmen von der Art der Problemstellungen größtenteils mit den drei verschiedenen Managementebenen überein. Da jedoch z.B. das Unternehmensleitbild durchaus nicht nur normative, sondern auch strategische Elemente enthalten kann, ist eine eindeutige Abgrenzung und Zuordnung der Aufgaben- und Managementebenen nicht möglich.

Abbildung 2: Planungs- und Managementebenen des Unternehmens



OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Quelle: Eigene Darstellung

Das gesamte Managementsystem baut auf einer ausführlichen Analyse des Unternehmens und seiner Umwelt auf.⁸ Bei der Umweltanalyse werden die Chancen und Gefah-

⁷ Vgl. Kirsch (1997), S. 388.

⁸ Vgl. dazu ausführlich Perlit/ Seger (1999), S. 218ff.

ren ermittelt, die aus der Identifikation der wichtigsten Erfolgsfaktoren und der Einschätzung verschiedener Risiken resultieren. Die Analyse des Unternehmens erfolgt meistens im Rahmen einer betrieblichen Stärken- und Schwächenanalyse, bei der die Kernkompetenzen und die Entwicklungspotentiale des Unternehmens identifiziert und dargestellt werden. Die Umwelt- und Unternehmensanalyse bilden die Grundlage für die Entscheidungen auf allen Managementebenen, die zusätzlich von den Werten, Normen und Interessen der Entscheidungsträger sowie den Vorgaben der höheren Planungsebenen bestimmt werden.

Der Planungsprozess kann entweder von unten nach oben ("Bottom up") oder von oben nach unten ("Top down") verlaufen.⁹ Auf jeden Fall ergeben sich aufgrund der Interdependenzen zwischen den Ebenen etliche Feedbacks, die eine ständige Überprüfung und Anpassung der Planungen und Entscheidungen notwendig machen. Zusätzlicher Anpassungsbedarf kann sich aus den Erkenntnissen des Controllingsystems ergeben, bei dem die Abweichungen zwischen Planung und Umsetzung ermittelt und dargestellt werden. Aufgrund dieses sich wiederholenden Ablaufs von Planung, Umsetzung, und Kontrolle spricht man von einem "Regelkreissystem"¹⁰ der Unternehmensführung, dessen Steuerung und Ausrichtung auf die Unternehmensziele eine zentrale Aufgabe des Managements ist.

Es ist hervorzuheben, dass solch ein komplexes und entwickeltes Managementsystem meistens nur in größeren Unternehmen anzutreffen ist, da sich nur bei größeren Organisationen die Notwendigkeit der Koordination der Aktivitäten der verschiedenen Funktionsbereiche und Ebenen ergibt. In kleineren Unternehmen erfolgen die Planungs- und Managementprozesse häufig zentral bei einer Person oder einer kleineren Gruppe. Die Prozesse sind nicht zielstrebig entwickelt, sondern historisch gewachsen.

2.4. Das „ideale“ Treibhausgas-Management

Hier soll dargestellt werden, wie ein „ideal“ operierendes Unternehmen mit komplexen und entwickelten Managementprozessen die neuen Rahmenbedingungen bzw. Ansprüche der Stakeholder aus Klimawandel und Gesetzgebung zum Emissionshandel in einem speziellen Treibhausgas (THG)-Management berücksichtigt. Dieses Szenario dient als Grundlage für die Experteninterviews, bei denen der Frage nachgegangen wird, ob dieses denn tatsächlich in der „Realität“ von den deutschen Unternehmen so umgesetzt worden ist und welche Anreize dadurch gesetzt worden sind.

Dabei ist zu beachten, dass ein Management der THG-Emissionen nicht isoliert, sondern nur in Abstimmung mit dem Gesamtmanagement des Unternehmens erfolgen wird, da zwischen beiden viele Interdependenzen zu finden sind. Je nach strategischer Bedeutung der CO₂-Emissionen kann es separat oder als ein Teil des betrieblichen Umweltmanagementsystems umgesetzt werden.

Bei der Umweltanalyse des THG-Managements werden die oben beschriebenen Ansprüche der Stakeholder aufgenommen und analysiert, die sich z.B. in den Anforderungen der Berichterstattung an die DEHSt oder in der Nachfrage nach THG-freien Produkten äußern. Darüber hinaus sind aktuelle und zukünftige Marktdaten, insbesondere die Preise der verschiedenen Zertifikate, die Bedingungen für Investitionen in externe JI- und CDM-Projekte oder in entsprechende Fonds von Interesse. Zur Ermittlung der

⁹ Vgl. Perlitz (1997), S. 34f.

¹⁰ Vgl. Perlitz (1997), S. 37.

technologischen Möglichkeiten für eine Reduktion von THG-Emissionen benötigt das Unternehmen Informationen über die auf dem Markt vorhandenen Produktions- und Vermeidungstechnologien.

Bei der Unternehmensanalyse werden Daten zu den historischen, aktuellen und geplanten CO₂-Emissionen erhoben. Die historischen Daten wurden bei unter das TEHG fallenden Unternehmen bereits im Zuge des Antragsverfahrens 2004 erhoben und verarbeitet. Im Zuge der Einrichtung eines CO₂-Controllings werden die aktuellen Daten zu den Emissionen ständig erfasst und in bestimmten Abständen an die operative und strategische Planung berichtet. Diese Daten bilden zusammen mit den Ergebnissen der Umweltanalyse die Grundlagen für die Entscheidungen auf den Ebenen des THG-Managements.

Bei der unternehmenspolitischen Rahmenplanung werden die allgemeinen Prinzipien und Grundsätze definiert, die das Unternehmen bzw. seine Mitarbeiter einhalten bzw. berücksichtigen werden.¹¹ Das Ergebnis der Planung liegt in einem Unternehmensleitbild, das einen normativen Rahmen für die Aktivitäten des Unternehmens bzw. der Mitarbeiter darstellt. Darin wird die gesellschaftliche Funktion bzw. Aufgabe des Unternehmens sowie das Verhältnis und das Verhalten gegenüber den Anspruchsgruppen definiert. Das Unternehmensleitbild besitzt erstens eine Innenwirkung, indem es Leitlinien für die strategischen und operativen Entscheidungen der Mitarbeiter bereitstellt, und zweitens eine Außenwirkung, indem es ein bestimmtes "Image" des Unternehmens kommuniziert. Deshalb wird ein gutes THG-Management dafür sorgen, daß die Grundeinstellung des Unternehmens zum Klimawandel im Unternehmensleitbild integriert wird.

Dieses ist in letzter Zeit verstärkt bei großen Unternehmen erfolgt, die die erhöhte Sensibilität von Kapital- und Kundenseite in Bezug auf Klimawandel und THG-Emissionen in ihrer Firmenpolitik berücksichtigen. Viele Unternehmen berichten z.B. in ihrem jährlichen Umweltbericht über ihre direkten und indirekten Emissionen, manche Unternehmen integrieren Aspekte des Klimaschutzes in ihrem Unternehmensleitbild. Ein gutes Beispiel dafür ist BP, die seit einiger Zeit intensiv die Interpretation der Buchstaben in seinem Namen mit „Beyond Petroleum“ kommuniziert und so versucht, eine nachhaltige klimafreundliche Energieversorgung in sein „Image“ zu holen.

Die strategische Planung und Kontrolle umfasst alle Entscheidungen, die sich auf die Entwicklung, Nutzung und Beibehaltung von Erfolgspotentialen für das Unternehmen beziehen. Inhaltlich kann sie aus mehreren Komponenten bestehen. Dazu gehören vor allem die Auswahl der Betätigungsfelder für das gesamte Unternehmen und deren Aufteilung auf Strategische Geschäftsfelder. Daneben werden in den strategischen Programmen mittel- und langfristige Ziele sowie die dazu gehörenden Strategien und Maßnahmen definiert. Dazu zählt auch die grundlegende Festlegung über den Einsatz und die Verwendung der dazu benötigten Ressourcen. Eine weitere wichtige Aufgabe besteht in der Entwicklung und Einführung von Managementsystemen, mit denen das Unternehmen geführt werden kann. Dazu zählen die Planungs- und Kontroll-, die Informations- und Kommunikations- sowie die Personalführungs- und Organisationssysteme.¹²

¹¹ Vgl. dazu Hopfenbeck (1998), S. 586f.

¹² Vgl. zu den vielfältigen Aufgaben des strategischen Managements auch Rüegg-Stürm (2000), S. 29ff. und Bamberger/ Wrona (2000).

Ergebnis der strategischen Planung sind strategische Programme für Geschäftsfelder, Projekte oder Investitionsobjekte, die die Grundlage für die Teilpläne der operativen Planung darstellen. Sie enthalten Vorgaben zu den anzustrebenden Zielen, zu den dafür zu verfolgenden Strategien und Maßnahmen sowie zu den den Organisationseinheiten zugewiesenen Ressourcen. Diese Pläne sind sehr unternehmensspezifisch und werden bei der Darstellung des Leitfadens zu den Interviews näher erläutert.

Die operative Planung und Kontrolle bezieht sich auf die laufenden und konkreten Aktivitäten des Unternehmens. Durch sie erfolgt die Umsetzung der strategischen Pläne. Dabei werden verschiedenen Teilpläne erstellt, die entweder funktionsbezogen wie Absatzplan, Produktionsplan, Beschaffungsplan usw. oder funktionsübergreifend wie Finanzplan, Bereichsplan, Projektplan usw. sein können.

Dieses Unternehmensmodell soll herangezogen werden, um die Anreizwirkungen des Emissionshandels auf die Unternehmen systematisch zu untersuchen. Dabei ist die Frage zu stellen, ob und in welcher Weise die neuen Anforderungen der Stakeholder vom Planungs- und Managementsystems des Unternehmen aufgegriffen werden und welche Wirkungen die veränderten Rahmenbedingungen verursachen.

Dabei wird im Rahmen dieses Forschungsprojektes, das sich auf die Analyse der Stakeholder Gesetzgeber und Behörden fokussiert, auf die Untersuchung der Auswirkungen auf die normative Ebene verzichtet. Die unternehmenspolitische Rahmenplanung wird im Allgemeinen eher durch die Interessen anderer Stakeholder, wie der Kunden und Mitarbeiter bestimmt. Die Analyse konzentriert sich also auf die Wirkungen auf den Ebenen der strategischen und operativen Planung sowie die Frage, auf welche Weise die neuen Rahmenbedingungen des Emissionshandels in den Planungsprozess einfließen. Vor diesem Hintergrund erfolgte die Gestaltung des Leitfadens für die Experten-Interviews.

2.5. Ökonomische Kalkül im Unternehmen, Anwendung des Opportunitätskostenprinzips

An dieser Stelle soll der Frage grundsätzlich nachgegangen werden, wie der Emissionshandel bzw. die gesetzliche Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten in Höhe der CO₂-Emissionen der Produktionsprozesse die (wirtschaftsmathematisch fundierten) Planungs- und Entscheidungsprozesse des Unternehmens beeinflussen. Diese Fragestellung wird derzeit in der öffentlichen Diskussion um die Überwälzung der Zertifikatskosten bei der Stromproduktion stark diskutiert.

Zertifikate (Z) werden, ob sie nun kostenlos zugewiesen worden sind oder auf dem Markt erworben wurden, bei der Produktion der Endprodukte des Unternehmens „verbraucht“, d.h. sie tragen zur Gewinnerzielung des Unternehmens bei. Deswegen lassen sie sich gemäß der neoklassischen mikroökonomischen Theorie der Unternehmung als ein Produktionsfaktor betrachten. Alternativ dazu können die Unternehmen die Zertifikate auf dem Markt zum Preis p^Z veräußern. Die Aufnahme der alternativen Verwendung der Zertifikate in den wirtschaftlichen Kalkulationen ist also aus Sicht des gewinnoptimierenden Unternehmens zielführend und im Interesse der Kapitalgeber. Das ökonomische Kalkül des Unternehmens lässt sich nun wie folgt darstellen:

Das Unternehmen möchte die optimale Produktionsmenge des Outputs ermitteln, die den Gewinn π maximiert. Dadurch wird die optimale Einsatzmenge des

Produktionsfaktors Emissionsrechtszertifikate Z^0 festgelegt. Es wird angenommen, das Unternehmen produziert nur ein Produkt x und erwirtschaftet damit einen Deckungsbeitrag pro Stück in Höhe von d (in dem die Kosten für die Emissionsrechtszertifikate nicht eingeschlossen sind). Darüber hinaus gibt es keine Kapazitätsbegrenzungen bei der Produktion. In diesem Fall maximiert das Unternehmen seinen Gewinn mit folgendem Ansatz:

$$\begin{aligned} \text{Max } \pi &= d \cdot x(Z) - C(Z) \\ Z \\ \text{s.t. } x &= x(Z, \dots) \end{aligned}$$

Als Optimierungsbedingung erhält man die bekannte Gleichung: Grenzertrag $ME(Z)$ des letzten eingesetzten Emissionsrechtszertifikates gleich seinen Grenzkosten $MC(Z)$, also:

$$ME(Z) = d \cdot \frac{\partial x(Z)}{\partial Z} = \frac{\partial C(Z)}{\partial Z} = MC(Z)$$

So weit der mikroökonomisch fundierte und wirtschaftsmathematisch sinnvolle Optimierungsansatz, der derzeit (von den großen Stromproduzenten) herangezogen wird, um die Einpreisung der Opportunitätskosten in die Stromproduktion zu begründen.

Es ist davon auszugehen, dass der Gesetzgeber bei der Einführung des Emissionshandels genau auf diese Mikrowirkung abzielte, um die CO_2 -Intensität von Produktionsprozessen zu einem Faktor von wirtschaftlichen Entscheidungen zu machen. Was wahrscheinlich nicht beabsichtigt war und Ursache für die derzeitigen Diskussionen ist, die zu dem bekannten Kartellrechtsverfahren geführt haben, ist die fast vollständige Überwälzung der Opportunitätskosten auf die Nachfrageseite und die damit verbundenen „Windfall Profits“ auf der Angebotsseite, da die meisten Zertifikate den Anbietern kostenlos zugeteilt worden sind.

Diese unerwünschte Allokation von ökonomischen Renten auf der Angebotsseite und die einseitige Belastung der Nachfrageseite mit ebenfalls nicht beabsichtigten Auswirkungen auf deren Wettbewerbssituation ist ebenfalls Gegenstand der derzeitigen politischen Diskussion. Die Erklärungsansätze dafür liegen vor allem in der Marktsituation und der Elastizität von Angebot und Nachfrage und sollen zusammen mit ihren Auswirkungen bei der Makroanalyse weiter unten detailliert untersucht werden.

Hier steht zunächst im Rahmen der Mikroanalyse die Frage im Vordergrund, ob denn diese Anreizeffekte bereits in die Planungs- und Entscheidungsprozesse von Unternehmen einfließen und zu welchen Effekten dies führt.

Hier soll aber schon darauf hingewiesen werden, dass das Opportunitätskostenprinzip allerdings nur bei einer tatsächlich möglichen alternativen Verwendung der Zertifikate herangezogen werden kann. Dieses ist bei einem großen Teil der vom Emissionshandel betroffenen Anlagen nicht zutreffend (siehe Tabelle 1), bei denen die Zuteilung mit der so genannten Ex-Post-Korrektur verknüpft ist. In diesem Fall müssen die Unternehmen nicht benötigte Zertifikate an die Behörden zurückgeben und können sie nicht am Markt veräußern. Kosten werden hier nur wirksam, wenn die Unternehmen über die geplanten

und beantragten Mengen hinaus produzieren, da keine zusätzlichen Zertifikate nachträglich ausgegeben werden. Gemäß der Auswertung der DEHSt¹³ wurden insgesamt 19% der Zertifikate mit einer Ex-Post-Korrektur ausgegeben.

Tabelle 1: Zuteilungen mit Ex-Post-Korrektur

	Energiewirtschaft	Industrie	Gesamt
Gesamt Zuteilung für 2005-07	1170	315	1485
davon			
Optionsregel für Altanlagen	161	63	224
Zuteilung für Neuanlagen	44	17	61
Summe mit Ex-Post-Korrektur	205	80	285
In % von Zuteilung	18%	25%	19%
Quelle: DEHSt (2006a), Berechnungen von Ecofys.			

Quelle: Eigene Darstellung

2.6. Veränderungen der Stromgestehungskosten

Ob die Einführung des Emissionshandels zu einer erheblichen Erhöhung der Stromproduktionskosten führt, hängt grundlegend von der Frage ab, ob die zum größten Teil kostenlos ausgegebenen Zertifikate als Kostenbestandteile in die Kalkulation der Unternehmen mit einfließen. Die Preisentwicklung auf den Strommärkten¹⁴, die Ergebnisse der Experten-Interviews sowie die Presseveröffentlichungen der großen Energieproduzenten lassen diesen Schluss zu.

Es stellt sich nun die Frage, wie hoch bei den derzeitigen Zertifikatepreisen denn die Erhöhung der Kosten bei den einzelnen Brennstoffarten bzw. Kraftwerkstypen ist und ob diese Veränderungen zu einem grundsätzlich anderen Ergebnis in der operativen (kurzfristigen) oder strategischen (mittel- und langfristigen) Planung führen kann. In der operativen Kraftwerkseinsatzplanung wird die Einsatzreihenfolge der verschiedenen Kraftwerke, die so genannte „Merit Order“, festgelegt. Dabei ausschlaggebend sind die kurzfristigen Kosten, also die variablen Kosten der Stromproduktion, die sich aus den Brennstoffkosten, den Kosten für Zertifikate sowie anderen variablen Betriebskosten (z.B. Brennstofftransportkosten) zusammensetzen. Bei der mittel- und langfristigen Planung werden auch die fixen Kostenbestandteile miteinbezogen, da langfristig die Investitionskosten für den Kraftwerksbau (Kapitalkosten) amortisiert werden müssen.

Es existieren mehrere Ansätze zur Abschätzung der Erhöhung der Stromproduktionskosten, hier soll auf Berechnungen des IZES aufgebaut werden, das in einem Gutachten zu Strompreisszenarien die nationalen Stromgestehungskosten analysiert hat.¹⁵ Der Zertifikatepreis kletterte aufgrund veränderter Rahmenbedingungen (begründet vor allem mit der Veränderung des Kohle-Gas-Spreads und den dadurch verstärktem Einsatz an Kohle) seit Mitte 2005 über 20 € und wird eventuell dauerhaft in einem Bereich von 20-30 € liegen. Daher werden in den unten aufgeführten Berechnungen Werte im Bereich von 10-30 € untersucht.

¹³ Vgl. DEHSt (2006a).

¹⁴ Zu den verschiedenen Regressionsanalysen zu Strom- und Zertifikatepreis siehe weiter unten.

¹⁵ Vgl. zu Annahmen, Systematik und Datengrundlage: IZES (2004) Ausgewählte Fragestellungen zur EEG-Novellierung, Teilbericht: Strompreisszenarien und Strompreisvergleich

Bei den drei betrachteten Kraftwerkstypen handelt es sich um Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), Steinkohlekraftwerke und Braunkohlekraftwerke jeweils mit optimierter Anlagentechnik. Da sich die Daten des IZES auf neue Anlagen beziehen, wurden für Altanlagen folgende Annahmen getroffen: Die fixen Betriebskosten alter Anlagen liegen 25% unter denen neuer. Die spezifischen Investitionen belaufen sich auf 110% derjenigen neuer Anlagen. Für alte GuD-Kraftwerke wurde ein Jahresnutzungsgrad von 39% veranschlagt, sowie Jahresnutzungsgrade von 35% für alte Steinkohlekraftwerke und 34% für alte Braunkohlekraftwerke. Als Emissionsfaktoren wurden Standardwerte der DEHST zu den verschiedenen Brennstoffen gewählt. Die Zuteilungsfaktoren für Altanlagen wurden auf Basis des historischen Berichtsansatzes bestimmt, den Zuteilungsfaktoren für Neuanlagen liegt der Benchmarkansatz zugrunde, wobei Korrekturen bezüglich des Wirkungsgrades vorgenommen wurden.

Als erstes Ergebnis ist zunächst festzuhalten, dass bei Einbeziehung der Zuteilungswerte für die kostenlos zugeteilten Zertifikate die Steinkohlekraftwerke sowie das neue GuD-Kraftwerk vom Emissionshandel profitieren. Das alte wie das neue Braunkohlekraftwerk sowie das alte Steinkohlekraftwerk müssen Zertifikate zukaufen. Wie oben diskutiert, findet allerdings das Opportunitätskostenprinzip Anwendung, bei den Berechnungen der Kraftwerksbetreiber gehen alle benötigten Zertifikate als variable Kosten ein. Dieses ist für beide Planungshorizonte (kurzfristig und langfristig) entscheidend, da ansonsten keine relevanten Veränderungen der variablen Kosten zu verzeichnen sind und sich die Vorteilhaftigkeit, bzw. die Einsatzreihenfolge der Kraftwerksarten weder kurz- noch mittelfristig ändert.

Im Bereich der operativen Planung bzw. der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung kommt es bei den aktuellen hohen Zertifikatspreisen tatsächlich zu relevanten Veränderungen in der Merit Order, die in Abbildung 3 visualisiert wurden: Bei einem Preis von 10 € bleibt die Reihenfolge noch unverändert, nur die Kostendifferenzen zwischen den Kraftwerksarten nehmen mit steigendem Zertifikatspreis zugunsten der weniger CO₂-intensiven Kraftwerke ab. Bei 20 € verliert das alte Braunkohlekraftwerk aufgrund der bereits zu diesem Preis hohen Zertifikatskosten seinen 2. Platz in der Reihenfolge an das neue Steinkohlekraftwerk.

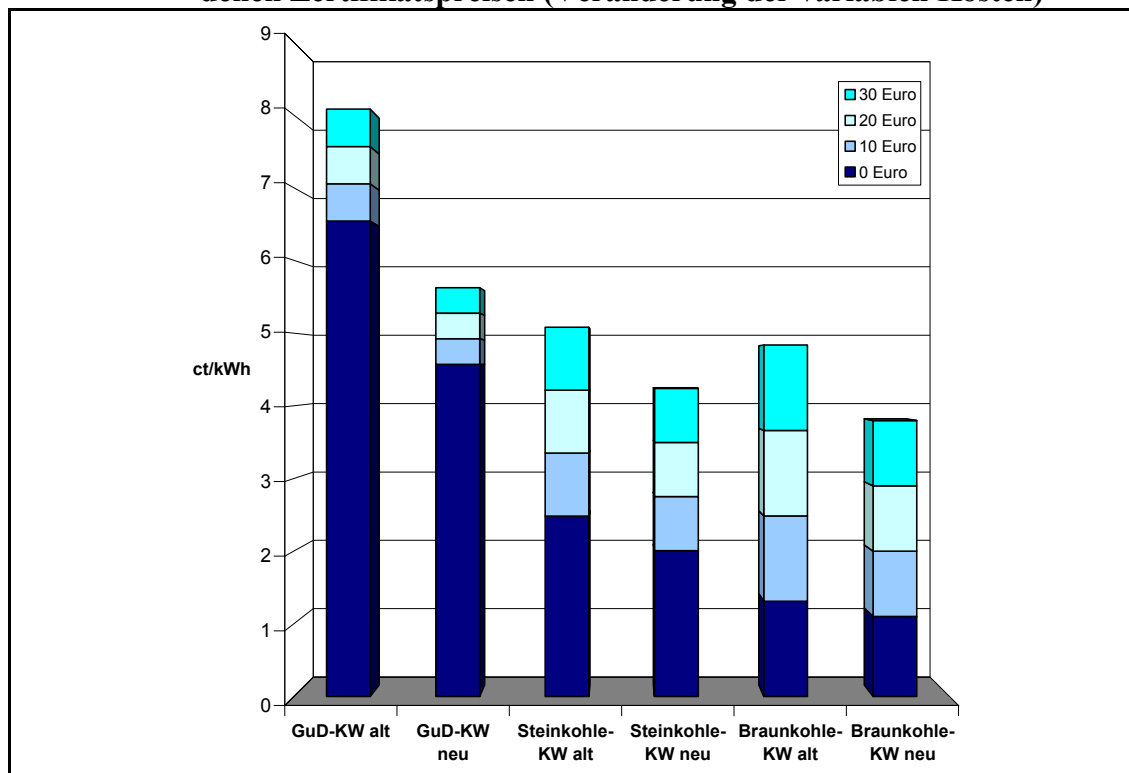
Tabelle 2: Kosten verschiedener idealtypischer Kraftwerksarten

		GuD-KW				Steinkohle-KW				Braunkohle-KW			
		alt		neu		alt		neu		alt		neu	
		Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast
Eingangsdaten													
Brennstoffpreis	ct/kWh	2,53	2,53	2,53	2,53	0,81	0,81	0,81	0,81	0,37	0,37	0,37	0,37
Emissionsfaktor	kgCO ₂ e/kWh	0,202	0,202	0,202	0,202	0,342	0,342	0,342	0,342	0,400	0,400	0,400	0,400
Jahresnutzungsgrad	%	39%	39%	56%	56%	35%	35%	44%	44%	34%	34%	42%	42%
Zinssatz	%/a	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Laufzeit	a	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Spez. Investitionen	EUR/kW	688	688	625	625	1100	1100	1000	1000	1320	1320	1200	1200
Volllaststunden	h/a	3500	7000	3500	7000	3500	7000	3500	7000	3500	7000	3500	7000
Fixe Betriebskosten	EUR/kW	7,55	7,55	10,06	10,06	34,22	34,22	45,63	45,63	39,67	39,67	52,89	52,89
Variable Betriebskosten	ct/kWh	0,051	0,051	0,051	0,051	0,168	0,168	0,168	0,168	0,220	0,220	0,220	0,220
Annuitätsfaktor	1/a	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872	0,0872
Emissionen	kgCO ₂ e/kWh	0,5140	0,5140	0,3513	0,3513	0,8658	0,8658	0,7435	0,7435	1,1765	1,1765	0,8989	0,8989
Zuteilungsfaktor		0,9260	0,9260	1,0500	1,0500	0,9260	0,9260	0,9800	0,9800	0,9260	0,9260	0,8600	0,8600
Zugeteilte Zertifikate	kgCO ₂ e/kWh	0,4760	0,4760	0,3689	0,3689	0,8017	0,8017	0,7286	0,7286	1,0894	1,0894	0,7731	0,7731
Fixkosten													
Kapitalkosten	ct/kWh	1,71	0,86	1,56	0,78	2,74	1,37	2,49	1,25	3,29	1,64	2,99	1,49
Fixe Betriebskosten	ct/kWh	0,22	0,11	0,29	0,14	0,98	0,49	1,30	0,65	1,13	0,57	1,51	0,76
Fixkosten gesamt	ct/kWh	1,93	0,96	1,84	0,92	3,72	1,86	3,79	1,90	4,42	2,21	4,50	2,25
Variable Kosten ohne Emissionshandel													
Variable Betriebskosten	ct/kWh	0,051	0,051	0,051	0,051	0,168	0,168	0,168	0,168	0,220	0,220	0,220	0,220
Brennstoffkosten	ct/kWh	6,49	6,49	4,52	4,52	2,31	2,31	1,84	1,84	1,09	1,09	0,88	0,88
Variable Kosten gesamt	ct/kWh	6,54	6,54	4,57	4,57	2,48	2,48	2,01	2,01	1,31	1,31	1,10	1,10
Gesamtkosten ohne Emissionshandel													
	ct/kWh	8,47	7,50	6,41	5,49	6,20	4,34	5,80	3,91	5,73	3,52	5,60	3,35
Quellen: IZES (2004); Berechnungen Ecofys (2006)													

Tabelle 3: Veränderungen der variablen Kosten und Gesamtkosten bei Einbezug des Emissionshandels und Anwendung des Opportunitätskostenprinzips

	GuD-KW				Steinkohle-KW				Braunkohle-KW				
	alt		neu		alt		neu		alt		neu		
	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	Mittellast	Grundlast	
Zertifikatspreis 10 Euro/tCO₂e													
Zertifikatskosten (variabel)	ct/kWh	0,51	0,51	0,35	0,35	0,87	0,87	0,74	0,74	1,18	1,18	0,90	0,90
Zuteilungswert (ZW)	ct/kWh	0,48	0,48	0,37	0,37	0,90	0,90	0,78	0,78	1,09	1,09	0,79	0,79
Erhöhung der variablen Kosten ohne ZW	%	7,9%	7,9%	7,7%	7,7%	34,9%	34,9%	37,0%	37,0%	89,9%	89,9%	81,6%	81,6%
Erhöhung der Gesamtkosten ohne ZW	%	6,1%	6,9%	5,5%	6,4%	14,0%	19,9%	12,8%	19,0%	20,5%	33,4%	16,0%	26,8%
Zertifikatspreis 20 Euro/tCO₂e													
Zertifikatskosten (variabel)	ct/kWh	1,03	1,03	0,70	0,70	1,73	1,73	1,49	1,49	2,35	2,35	1,80	1,80
Zuteilungswert (ZW)	ct/kWh	0,96	0,96	0,75	0,75	1,81	1,81	1,55	1,55	2,18	2,18	1,59	1,59
Erhöhung der variablen Kosten ohne ZW	%	15,7%	15,7%	15,4%	15,4%	69,8%	69,8%	74,0%	74,0%	179,9%	179,9%	163,3%	163,3%
Erhöhung der Gesamtkosten ohne ZW	%	12,1%	13,7%	11,0%	12,8%	27,9%	39,9%	25,6%	38,1%	41,1%	66,9%	32,1%	53,6%
Zertifikatspreis 25 Euro/tCO₂e													
Zertifikatskosten (variabel)	ct/kWh	1,29	1,29	0,88	0,88	2,16	2,16	1,86	1,86	2,94	2,94	2,25	2,25
Zuteilungswert (ZW)	ct/kWh	1,20	1,20	0,94	0,94	2,26	2,26	1,94	1,94	2,72	2,72	1,99	1,99
Erhöhung der variablen Kosten ohne ZW	%	19,7%	19,7%	19,2%	19,2%	87,2%	87,2%	92,5%	92,5%	224,8%	224,8%	204,1%	204,1%
Erhöhung der Gesamtkosten ohne ZW	%	15,2%	17,1%	13,7%	16,0%	34,9%	49,9%	32,0%	47,6%	51,3%	83,6%	40,1%	67,1%
Zertifikatspreis 30 Euro/tCO₂e													
Zertifikatskosten (variabel)	ct/kWh	1,54	1,54	1,05	1,05	2,60	2,60	2,23	2,23	3,53	3,53	2,70	2,70
Zuteilungswert (ZW)	ct/kWh	1,44	1,44	1,12	1,12	2,71	2,71	2,33	2,33	3,27	3,27	2,38	2,38
Erhöhung der variablen Kosten ohne ZW	%	23,6%	23,6%	23,1%	23,1%	104,6%	104,6%	111,0%	111,0%	269,8%	269,8%	244,9%	244,9%
Erhöhung der Gesamtkosten ohne ZW	%	18,2%	20,6%	16,4%	19,2%	41,9%	59,8%	38,4%	57,1%	61,6%	100,3%	48,1%	80,5%
Zuteilungswert = Wert der zugeteilten Zertifikate													
Quellen: Berechnungen Ecofys (2006)													

Abbildung 3: Veränderung in der Merit Order der Kraftwerkstypen bei verschiedenen Zertifikatspreisen (Veränderung der variablen Kosten)



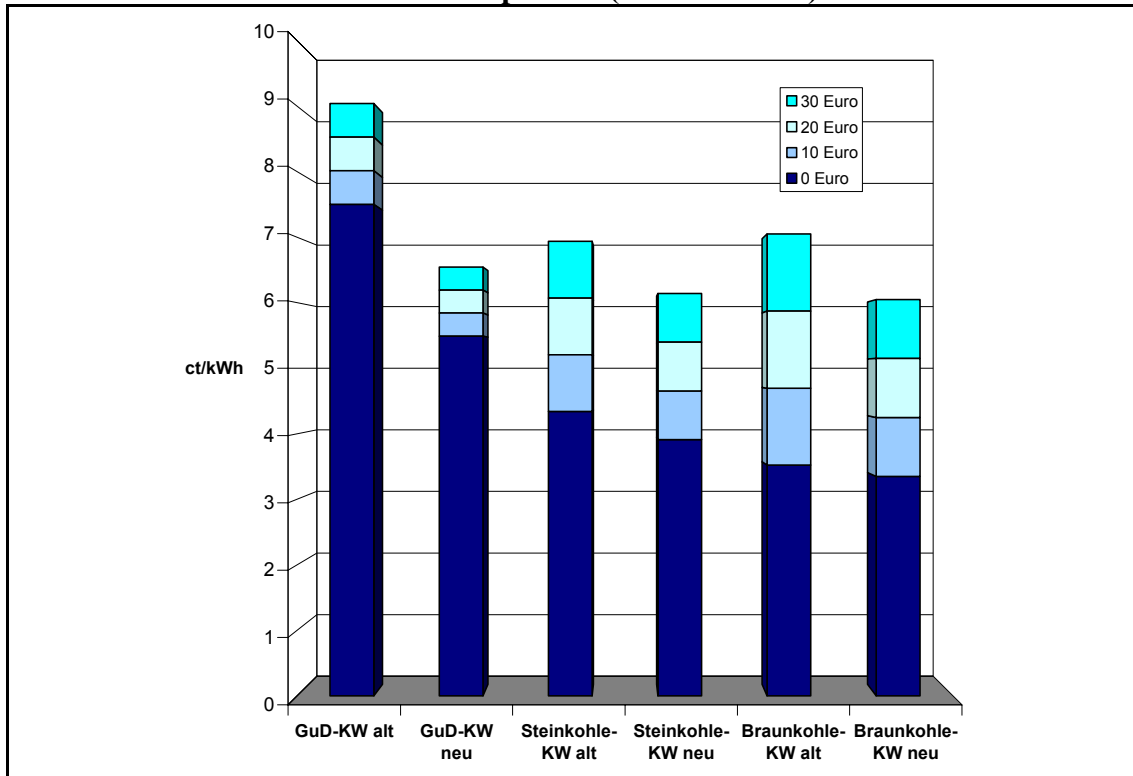
Quelle: Eigene Darstellung

Bei 30 € haben sich die variablen Kosten für die Braunkohlekraftwerke mehr als verdoppelt (270 % für die alten, 240 % bei den neuen), so dass sich eine neue Reihenfolge ergibt: Günstigstes Kraftwerk ist zwar immer noch das neue Braunkohlekraftwerk, allerdings ist die Differenz zum neuen Steinkohlekraftwerk stark geschrumpft. Geht man davon aus, dass bei den hier getroffenen Annahmen idealtypische Kraftwerke betrachtet werden und dass in der Praxis die variablen Kosten des einzelnen Kraftwerkes abweichen können, kann es zu einer Durchmischung der Merit Order mit den zwei Kraftwerkstypen kommen. Einzelne Steinkohlekraftwerke werden günstiger produzieren können als alte Braunkohlekraftwerke.

Dasselbe gilt auch für den 3. Platz, den nach dieser Argumentation das alte Braunkohlekraftwerk und das alte SK-Kraftwerk unter sich ausmachen. Auch in dieser „Kostenklasse“ können sich Durchmischungen ergeben. Das neue GuD-Kraftwerk hat die Kostendifferenz zu diesen Kraftwerken verringert, doch ist der Unterschied aufgrund der hohen Brennstoffkosten immer noch entscheidend.

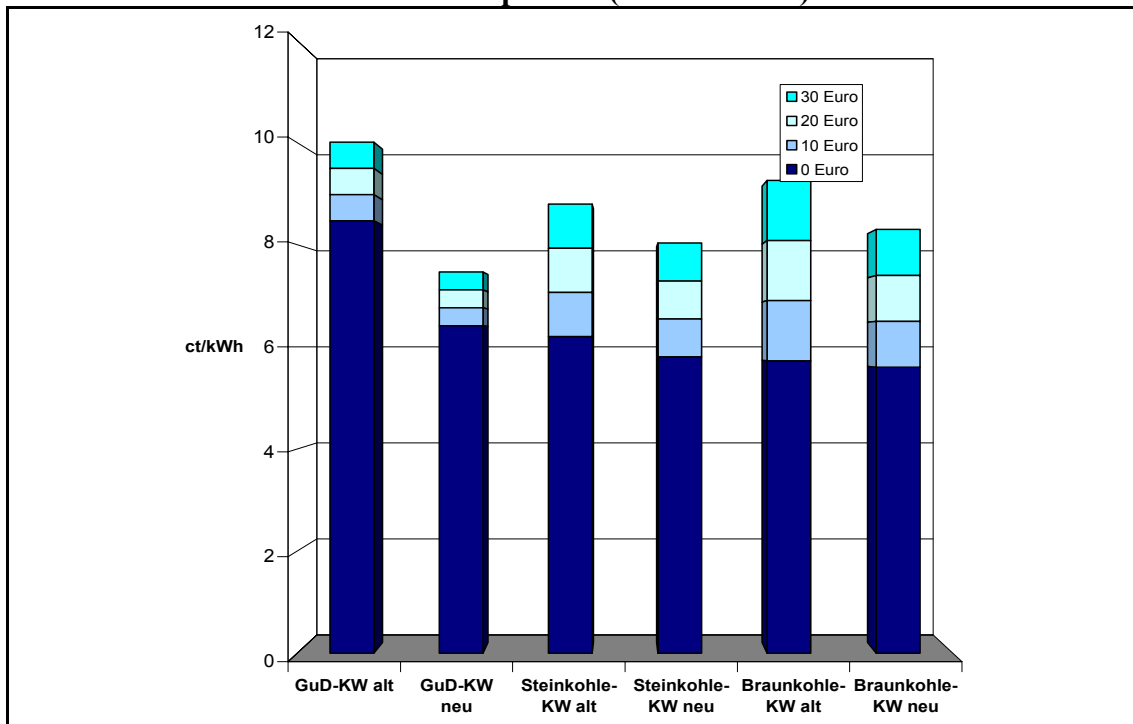
Im Bereich der strategischen Planung werden bei Investitionsentscheidungen nicht nur die variablen Kosten, sondern die gesamten Kosten pro kWh erzeugten Strom berücksichtigt. Die Abbildung 4 zeigt die Veränderung der Gesamtkosten für unterschiedliche Zertifikatspreise bei Grundlast, die Abbildung 5 bei Mittellast. Dabei sind die alten Kraftwerkstypen ebenso mit einbezogen, da aufgrund des geringeren Kapitaleinsatzes auch alte Technologien zur Anwendung kommen können.

Abbildung 4: Veränderungen der Gesamtkosten der Kraftwerkstypen bei verschiedenen Zertifikatspreisen (bei Grundlast)



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5: Veränderungen der Gesamtkosten der Kraftwerkstypen bei verschiedenen Zertifikatspreisen (bei Mittellast)



Quelle: Eigene Darstellung

Bei Einbeziehung der Gesamtkosten sind die Kostendifferenzen i.A. nicht so erheblich wie bei der Betrachtung der variablen Kosten. Dies liegt an den größeren Kapitalkosten für Braun- und Steinkohlekraftwerke. Hier wirkt sich der Emissionshandel wesentlich stärker aus.

Im Bereich der Grundlast ergeben sich bereits für einen Zertifikatspreis von 10 € Veränderungen in der Reihenfolge der Investitionsrechnung, da das alte Braunkohlekraftwerk seinen 2. Platz an das neue Steinkohlekraftwerk verliert. Dabei ist die Kostendifferenz allerdings nicht so erheblich. Auch bei 20 € bleibt die Reihenfolge bestehen, wobei sich die Kostendifferenzen verringern. Bei 30 € wird das neue GuD-Kraftwerk günstiger als die beiden alten Kohlekraftwerke, wobei nun die alte Steinkohletechnologie günstiger produziert als alte Braunkohlekraftwerke.

Im Bereich der Mittellast sind die Veränderungen in der Investitionsrechnung noch stärker, da die Wirkung der höheren Kapitalkosten durch die geringere Einsatzdauer verstärkt wird. Auch hier ergeben sich bei einem Zertifikatspreis von 10 € bereits Veränderungen in der Reihenfolge der Kraftwerksarten. Die neuen Braun- und Steinkohlekraftwerke weisen dabei fast identische Gesamtkosten pro KWh auf. Das neue GuD-Kraftwerk ist jetzt schon an die dritte Stelle vorgerückt, noch vor den alten Kohlekraftwerken.

Bei einem Preis von 20 € verstärken sich die Tendenzen, günstigstes Kraftwerk ist nun das neue GuD-Kraftwerk, gefolgt von den neuen Kohlekraftwerken. Die Kostendifferenz zu den alten Kohlekraftwerken steigt, wobei nun das alte Steinkohlekraftwerk günstiger produziert als das alte Braunkohlekraftwerk. Die höchsten Gesamtkosten weist immer noch das alte GuD-Kraftwerk auf. Bei einem noch höherem Zertifikatspreis von 30 € bleibt die Reihenfolge bestehen, wobei jetzt die drei neuen Technologien vorteilhafter werden.

Bei all diesen Ausführungen ist zu beachten, dass diesen Berechnungen wesentliche Annahmen und Unsicherheiten zugrunde liegen und deswegen nur gewisse Tendenzen aufzeigen können. Operative und Strategische Entscheidungen werden zusätzlich auch unter Risikoaspekten getroffen. Deswegen ist davon auszugehen, dass aufgrund von Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Brennstoffkosten und -verfügbarkeit eine Diversifikation aus verschiedenen Kraftwerkstypen zum Einsatz kommt. Eine Überprüfung der hier betrachteten Tendenzen (Hypothesen) zur Veränderung der Merit Order und der Vorteilhaftigkeit bei Investitionsentscheidungen soll durch die Experten-Interviews erfolgen.

Die hier für die Stromwirtschaft ausführlich dargestellten Veränderungen im Optimierungskalkül des Produktionsprozesses lassen sich natürlich auch für andere Industriezweige übertragen, die entweder direkt durch die Lieferungspflicht von Zertifikaten für ihre vom Gesetz erfassten CO₂-Emissionen und/ oder indirekt (durch die Erhöhung des Strompreises) vom Emissionshandel betroffen sind. Auch hier sollen die Anreizwirkungen durch die Experteninterviews überprüft werden.

3. Experten-Interviews

3.1. Grundlagen und Zielsetzung

Bei der Erhebung von Daten in der empirischen Wirtschaftswissenschaft gibt es grundsätzlich mehrere Möglichkeiten, u.A.: Meta-Analysen mit der Auswertung vorhandener Studien, eigene statistische Erhebungen und Auswertungen, spieltheoretisch gestützte Experimente sowie die Form der qualitativen Erhebung durch Experten-Interviews.

Für die Fragestellung des Arbeitspaketes der Mikroanalyse, der Bestandsaufnahme der Auswirkungen des Emissionshandels auf betroffenen Unternehmen, wurde die letztere Form gewählt, da

- die Planungs- und Entscheidungsprozesse in Unternehmen sehr komplex und spezifisch sind und in Experten-Interviews mit Betroffenen in diesen Unternehmen auf diese Besonderheiten eingegangen werden kann,
- der Emissionshandel erst am 01.01.2005 begonnen hat und dadurch die Herangehensweise eher explorativ und deskriptiv ist,
- der angesetzte Zeit- und Budgetrahmen eine größere statistische Erhebung nicht zulassen würde, von denen in letzter Zeit allerdings mehrere abgeschlossen worden sind.

Insgesamt eignet sich eine Untersuchung mittels qualitativen Experten-Interviews sehr gut dazu, ein umfassendes Bild über die Wirkungen eines relativ neuen politischen Instruments wie dem Emissionshandel auf sehr komplexe und heterogene Strukturen mit einem überschaubaren Zeit- und Kostenaufwand zu bekommen.

Gerade im Vergleich zu der „anonymen“ Erhebung von Daten im Rahmen einer größeren statistischen Erhebung kann in einem persönlichen Gespräch auf die spezifischen Umstände der befragten Person bzw. Unternehmens eingegangen werden. Darüber hinaus können bestimmte Themengebiete vertieft behandelt und komplexere Entscheidungsprozesse beleuchtet werden, die in einem Fragebogen in ihrer Komplexität nicht abgebildet werden könnten.

Besonders wichtig für den Erkenntnisfortschritt durch Experten-Interviews ist der Informationsstand des Fragestellers, der zumindest auf dem gleichen Informationsstand des Befragten sein sollte, um mit diesem bestimmte Problemstellungen kompetent beleuchten zu können. Dieses wurde durch den Einsatz von Fragestellern gewährleistet, die durch ihre Tätigkeit in der Beratung von Unternehmen zum Thema Emissionshandel sehr gute Kenntnisse über Prozesse und Strukturen von Unternehmen besitzen.

Darüber hinaus ist für die Qualität des Erkenntnisfortschritts die Wahrhaftigkeit der Antworten von besonderer Bedeutung, die normalerweise durch ein vertrauensvolles Gespräch und der Zusicherung einer Vertraulichkeitserklärung erzielt werden kann. Diese Befragung war allerdings durch die derzeit laufenden politischen Diskussionen um die Auswirkungen des Emissionshandels (insbesondere der so genannten „Windfall Profit“ durch die Einpreisung der Opportunitätskosten) und die Aufstellung der Zuteilungsregeln des 2. nationalen Allokationsplanes gekennzeichnet. Durch die anstehenden Gesetzgebungen werden Entscheidungen über die Zuteilungshöhe und die mit dem Emissionshandel verbundenen Lasten (und Gewinne) gefällt. Deswegen haben viele Unternehmen den Anreiz, die Antworten strategisch abzuwägen und die tatsächlichen Wirkungen zu unter- oder übertreiben, um Argumente für eine bessere Position bei der Zu-

teilung im nächsten Allokationsplan in den politischen Entscheidungsprozess zu bekommen.

Die Möglichkeit von strategischen Antworten war den Fragestellern bewusst. Deswegen wurde bei der Befragung versucht, auf Basis der guten Kenntnisse der Fragesteller über Prozesse und Strukturen in Unternehmen bestimmte Antworten zu hinterfragen und so einen besseren Erkenntnisfortschritt zu erzielen. Dies war teilweise gerade bei größeren Unternehmen nicht möglich, bei denen der Emissionshandel eine dominierende Bedeutung für die Vorteilhaftigkeit der Geschäftsmodelle innehat. Hier wurden entweder Interviews mit Hinweis auf die laufenden Verfahren bzw. Diskussion direkt abgelehnt oder bei Zustandekommen von Interviews die Antworten sorgfältig abgewogen. Dort war es auch bei hartnäckigem Nachfragen teilweise nicht möglich, über die vorher abgestimmten Antworten hinaus tiefere Einblicke in die tatsächlich ablaufenden Prozesse zu gewinnen.

Trotzdem wurde das Ziel der Untersuchung erreicht, einen Überblick über die Auswirkungen des Emissionshandels auf Unternehmensebene in den verschiedenen Branchen zu bekommen. Die Ergebnisse auf Basis der befragten Unternehmen spiegeln dabei teilweise die Veröffentlichungen und Stellungnahmen der Verbände wieder, teilweise weichen sie davon ab. Das ist eventuell mit der Anzahl und der Auswahl der befragten Unternehmen zu erklären, die natürlich sehr spezifische Situationen aufweisen.

3.2. Struktur, Auswahl der Branchen und Ablauf

Bei der Auswahl der Unternehmen für die Experten-Interviews wurden die Branchen aufgenommen, die direkt oder indirekt vom Emissionshandel betroffen sind und bei denen größere Effekte zu erwarten waren. Für diese Auswahl wurden die verschiedenen Studien zu den Auswirkungen des Emissionshandels auf gesamtwirtschaftlicher Ebene, die im anderen Teil dieses Arbeitspaketes analysiert werden, herangezogen.

Die Auswahl der konkret zu befragenden Unternehmen erfolgte vor allem danach, ob die Fragesteller einen Ansprechpartner in den Unternehmen besitzen, da dadurch schon im Vorherein eine vertrauensvolle Gesprächsatmosphäre positiv beeinflusst wird. Zusätzlich wurde darauf geachtet, dass die Größenverhältnisse innerhalb der Branchen abgebildet wurden und deshalb eine Mischung an kleinen und großen Unternehmen befragt wurde.

Folgende Branchen wurden befragt:

Branche	Anzahl der Interviews
Große Strom- und Wärmeversorger	3
Kleine Strom- und Wärmeversorger	4
Raffinerien	3
Eisen und Stahl	3
Zement	4
Glas und Keramik	4
Aluminium	1
Chemie	3
Beratungs- und Prüfungsunternehmen	4
Maschinen- und Anlagenbau	3

Nach der Auswahl der Branchen und Themenkomplexe wurde der Leitfaden zu den Experten-Interviews erstellt. Anschließend wurden in einem Pre-Test drei Interviews

durchgeführt, um durch den Praxistest die Qualität des Leitfadens zu erhöhen und Fehler auszubessern. Nach der Fertigstellung des Leitfadens wurden die Ansprechpartner in den Unternehmen kontaktiert, ob sie für diese Interviews zur Verfügung stehen würden. Ihnen wurde ein Anschreiben zugesandt mit einer Inhaltsübersicht sowie einer Vertraulichkeitserklärung. Dann wurden die Termine vereinbart, der Leitfaden wurde erst drei bis vier Tage vor Durchführung der Interviews zugesandt, um möglichen „Abstimmungsprozesse“ in größeren Unternehmen möglichst wenig Raum zu geben.

Die Interviews wurden teilweise in einem persönlichen Gespräch, teilweise per Telefon durchgeführt. Die Dauer betrug zwischen einer und zwei Stunden, je nach verfügbarer Zeit des Befragten und der Vertiefung von bestimmten Themen. Auf die Nutzung eines Aufnahmegerätes wurde verzichtet, da dieses bei Interviews zu einer misstrauischen Atmosphäre führen kann und häufig von Gesprächspartnern abgelehnt wird. Die Antworten wurden handschriftlich aufgezeichnet, nicht zu klärende Fragen während der Interviews wurden teilweise zu einem späteren Zeitpunkt beantwortet.

4. Anreizwirkungen auf Unternehmensebene

Der Leitfaden zum Experteninterview spiegelt die Erwartungen bzw. die Hypothesen wieder, die sich aus der wirtschaftswissenschaftlichen Analyse von Planungs- und Managementprozessen, die oben beschrieben sind, ergeben. Das ideal operierende Unternehmen berücksichtigt die neuen Rahmenbedingungen des Emissionshandels bei seinen Planungs- und Entscheidungsprozessen, indem es

- seine Organisation an den neuen Anforderungen ausrichtet,
- Zertifikate und CO₂-Emissionen im Rechnungswesen integriert,
- diese Werte bei der operativen und
- strategischen Planung berücksichtigt.

Darüber hinaus sollen hier die oben beschriebenen Effekte, die durch den Emissionshandel hervorgerufen werden, insbesondere

- die Veränderungen des Strompreis,
- sowie deren Auswirkungen auf die Industrie

auf ihre Ausprägungen in der Praxis überprüft werden.

Demnach ist der Leitfaden, der im Anhang zu finden ist, in diese Bereiche gegliedert worden. Darüber hinaus wurden noch allgemeine Informationen zu den Unternehmen und ihre Position bezüglich ihrer Zuteilung, Schätzungen zu den mit dem Emissionshandel verbundenen Kosten und ein Themenkomplex zur Betroffenheit von anderen klimapolitischen Instrumenten aufgenommen. Im Folgenden werden die einzelnen Themenkomplexe detaillierter beschrieben.

4.1. Aufnahme in die Organisation

Um die neuen Rahmenbedingungen des Emissionshandels zu berücksichtigen, müssen die damit verbundenen Aufgaben einer Person oder Stelle zugewiesen werden, Ressourcen dafür bereitgestellt und die Prozesse dazu definiert werden. Es ist also die Frage zu stellen, wie das THG-Management in die bestehende Organisation des Unternehmens integriert wird.

Dazu muß zuerst geklärt werden, was der Begriff Organisation bedeutet, da diese Sichtweise die Herangehensweise an Organisationsprobleme bestimmt. Nach dem St. Galler Management-Konzept wird ein Unternehmen als ein komplexes System interpretiert, das im Kontext einer vielfältigen Umwelt agiert. In diesem Modell wird die Organisation des Unternehmens als ein Instrument der Unternehmensführung verstanden, das zur Bewältigung der Komplexität beitragen soll.¹⁶ Dabei bilden die Organisationsstrukturen den strukturellen Rahmen für die Interaktionen der Mitarbeiter untereinander und mit der Umwelt.

Organisationsstrukturen werden bestimmt durch formale und informale Elemente. Die informalen Strukturen sind sehr unternehmensspezifisch, weshalb sie sich allgemeinen Analysen entziehen.¹⁷ Deshalb sollen im Folgenden Überlegungen zu formalen Strukturen eines „idealen“ THG-Managements angestellt werden, die durch die Unternehmensführung gestaltet werden können. Sie werden festgelegt, indem Aufgaben bestimmt, Verantwortlichkeiten definiert und Ressourcen zugeteilt werden.

Die Organisation des THG-Managements ist abhängig von der Bedeutung der THG-Emissionen für den Erfolg des Unternehmens. Je größer der Anteil der den Emissionshandel zu erwartenden Kosten an den Gesamtkosten des Unternehmens, desto wichtiger werden Planung und Kontrolle der CO₂-Emissionen. Deshalb wird ein ideales THG-Management bei Energieversorgern oder anderen emissionsintensiven Industrien zu einem wesentlichen Bestandteil der Unternehmensführung. Dementsprechend wird es als zentrale Stelle mit den notwendigen Verantwortlichkeiten, Weisungsbefugnissen und Ressourcen eingerichtet werden.¹⁸

Dabei werden spezifische Aufgaben den entsprechenden Abteilungen des Unternehmens zugeordnet. So wird die Abwicklung des Handels entweder der Einkaufsabteilung zugeordnet oder –wenn vorhanden– den Handelsabteilungen im Konzern, die für die Bereitstellung anderer Einsatzfaktoren zuständig sind. Die Buchhaltung wird sich mit den Fragestellungen zur Bilanzierung von Zertifikaten und CO₂-Emissionen beschäftigen und die Optimierung im Rahmen der Bilanzpolitik betreiben. Die Koordination aller Aufgaben findet aber durch eine zentrale Abteilung unter der Unternehmensführung statt.

Wenn die Anforderungen bzw. die Kosten durch den Emissionshandel für das Unternehmen nur von untergeordneter Natur sind, kann das THG-Management als Stabsstelle eingerichtet oder von einer bestehenden Abteilung, meist der Umweltabteilung, übernommen werden. Diese Stellen besitzen i.A. keine Weisungsbefugnisse und üben vorwiegend beratende und koordinierende Funktionen aus. Je nach Größe des Unternehmens kann diese Funktion evtl. ausgelagert werden. So kann es für ein mittleres oder kleines Unternehmen mit geringen CO₂-Emissionen ökonomisch sinnvoll sein, keine Ressourcen in den Aufbau einer eigenen Stabsstelle zu investieren, sondern externe Know-how-Träger zur Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen heranzuziehen.

Im Leitfaden (Abschnitt 4) wurden die Unternehmen zur organisatorischen Integration befragt, ob sie eine eigene Abteilung zum Emissionshandel gebildet haben und welche Abteilungen bei der Koordination der Aufgaben beteiligt sind.

¹⁶ Vgl. zur Unternehmensführung durch Komplexitätsbewältigung Ulrich/ Probst (1990), S. 255f. Vgl. zur Einordnung der Funktion "Organisation" in das St. Galler Management-Konzept Gomez/ Zimmermann (1993), S. 18.

¹⁷ Vgl. zu den formalen und informalen Elementen einer Organisationsstruktur Thommen (1996), S. 603.

¹⁸ Vgl. allgemein zur Einordnung von Umweltschutzaufgaben in die Aufbauorganisation von Industrieunternehmen Dyckhoff/ Jacobs (1993).

4.2. Aufnahme in das Rechnungswesen

Die Aufnahme von Zertifikaten und CO₂-Emissionen in das Rechnungswesen des Unternehmens ist aus zwei Gründen erforderlich. Erstens ist das Unternehmen verpflichtet, die Zertifikate aus der Zuteilung als Wertgegenstand in der Bilanz aufzunehmen sowie Rückstellungen für die Lieferungspflicht von Zertifikaten für die CO₂-Emissionen des laufenden Jahres zu bilden. Zweitens sollten die damit verbundenen Kosten (oder Erträge bei einer Long-Position) in den Kalkulationen des Unternehmens abgebildet werden. Deswegen ist eine Zuordnung der Kosten zu bestimmten Kostenstellen oder –trägern bei einem idealen THG-Management erforderlich.

Wie weiter oben ausführlich beschrieben, sind die Kosten für CO₂-Emissionen dem Wesen nach variable Kosten, d.h. von den Produktionsmengen abhängig. So sollten sie auch bei operativen und strategischen Planungsprozessen berücksichtigt werden. Falls die Kosten des Emissionshandels nur einen sehr geringen Anteil an den Gesamtkosten der Produktion ausmachen, könnten sie eventuell als Gemeinkosten z.B. der Energiebereitstellung für die Produktionsprozesse behandelt werden.

Da die Methodik und das Vorgehen bei der Erfassung und Ermittlung der CO₂-Emissionen durch den Gesetzgeber und die europäischen Monitoring&Reporting-Guidelines vorgegeben sind, konzentrierte sich der Leitfaden (Abschnitt 2.) auf den Komplex buchhalterische und kostenrechnerische Erfassung.

Es gibt derzeit weder in Deutschland noch auf internationaler Ebene verbindliche Vorgaben, wie der Bilanzierungsansatz von Zertifikaten und der Rückstellung für die Lieferungspflicht zu erfolgen hat. Je nach Berichtspflicht nach HGB (national) oder nach IAS (international), werden sich die Unternehmen also an den Kommentaren auf nationaler (Finanzverwaltung, deutsches Institut der Wirtschaftsprüfer) oder internationaler Ebene (Interpretationen der IAS) orientieren. Dazu wird stets eine Abstimmung mit dem Wirtschaftsprüfer erfolgen.

Wie bereits oben diskutiert, können Emissionsrechtszertifikate bei der ökonomischen Optimierung als ein Produktionsfaktor interpretiert werden, wobei sie zu den Betriebsstoffen zu zählen sind. Diese Sichtweise wird auch für die Finanzbuchhaltung übernommen. Deshalb kann dort ein Konto "Emissionsrechtszertifikate" im Umlaufvermögen unter den Betriebsstoffen gebildet werden. Auf diesem werden alle Transaktionen mit Zertifikaten wertmäßig erfasst: Käufe und Verkäufe, Verbuchung der Erstzuteilung sowie die Abbuchung bei der jährlichen Abrechnung durch die DEHSt. Auf der Passivseite sind Rückstellungen für die Lieferungspflicht von Zertifikaten im Folgejahr gemäß der festgestellten CO₂-Emissionen des Emissionsberichtes zu bilden.

Dabei ist die Frage zu klären, in wie weit Rückstellungen zu bilden sind, wenn Unternehmen bei ihrer Planung feststellen, dass sie aufgrund der geplanten Produktionszahlen in der ersten Handelsperiode zu wenig Zertifikate besitzen und diese in der Zukunft erwerben müssen.

Die Frage der Zurechnung auf Kostenstellen oder –trägern in den Kalkulationen ist für jedes Unternehmen gemäß ihrer Produkte und Produktionsprozesse zu entscheiden. Für ein ideales THG-Management sind die Kosten ursachengemäß zuzurechnen, d.h. den mit dem Verbrauch von Zertifikaten verbundenen Produkten zuzuordnen. Dabei sind auch die umsonst zugeteilten Zertifikate als Kosten zu berücksichtigen, da diese alternativ veräußert werden könnten. Dieses entspricht dem Prinzip der Opportunitätskosten, was weiter oben bereits diskutiert worden ist.

Neben der Fragestellung der kostenrechnerischen Erfassung ist auch die Frage der Bewertung von Interesse: Zu welchem Preis gehen die Zertifikate bzw. die CO₂-Emissionen in die Kalkulationsprozesse mit ein? Nach dem Opportunitätskostenansatz müsste der Preis herangezogen werden, der auf dem Markt zu erzielen wäre. Bei einem idealen THG-Management sollte der Wertansatz bei der operativen (kurzfristigen) Pla-

nung zeitlich mit den Preisschwankungen am Markt variieren, bei strategischen (Investitions-) Entscheidungen muss ein Prognosewert herangezogen werden.

4.3. Einfluss auf die operative Planung

Das operative THG-Management ist der Teil des THG-Managements, der nach den Vorgaben der strategischen Planung konkrete Maßnahmen plant, umsetzt und kontrolliert. Da diese Maßnahmen individuell vom Unternehmen und seiner spezifischen Umweltsituation abhängig sind, lassen sie sich nicht verallgemeinernd analysieren. Das operative THG-Management bezieht sich auf die laufenden und konkreten Aktivitäten des Unternehmens. Es besteht in der Planung, Kontrolle und Feinsteuerung von operativen Aufgaben, wobei häufig eine Unterteilung in Funktionsbereiche erfolgt.

Dieser Themenkomplex wurde im Abschnitt 5 des Leitfadens mit den Gesprächspartnern diskutiert. Im Vordergrund stand die Fragestellung, ob und wie die kurzfristige Produktionsplanung vom Emissionshandel beeinflusst wird. Bei einem idealen THG-Management werden die (täglich oder wöchentlich) schwankenden Preise für Zertifikate bei der Produktionsplanung berücksichtigt. Wie weiter oben ausführlich diskutiert, werden die Zertifikatekosten als variable Kosten berücksichtigt und können zu Veränderungen bei der Einsatzplanung von bestimmten alternativen Produktionsprozessen führen. Im Bereich der Stromproduktion kann durch einen hohen Zertifikatspreis die Kraftwerkseinsatzplanung beeinflusst werden, wodurch die „Merit Order“ des Einsatzes der verschiedenen Kraftwerke variiert.

Bei den übrigen industriellen Prozessen sind alternative Produktionsverfahren mit geringerer CO₂-Intensität kurzfristig meistens nur sehr gering vorhanden. Es ist zu erwarten, dass dennoch weitere Maßnahmen zur Vermeidung von CO₂-Emissionen z.B. durch die Optimierung der Energieeffizienz möglich sind, was mit den Experten in den Branchen diskutiert werden sollte.

4.4. Einfluss auf die strategische Planung

Wie oben definiert, umfasst das strategische Management alle Entscheidungen, die sich auf die Entwicklung von Erfolgspotentialen beziehen. Deshalb sollten auf dieser Planungsebene alle erfolgswirksamen Faktoren berücksichtigt werden, die sich bei der Umweltanalyse als relevant und langfristig herausstellen. Die Berücksichtigung des Emissionshandels in der strategischen Planung wird umso bedeutender, je höher die gesamten CO₂-Emissionen und je wichtiger die CO₂-emittierenden Geschäftsfelder für den Gesamterfolg des Unternehmens sind. Besonders betroffen sind deshalb die Energieproduzenten, sowie die energieintensiven Industrien wie z.B. die Hersteller von Aluminium sowie die Unternehmen mit CO₂-intensiven Produktionsprozessen, die in die Befragung aufgenommen worden sind.

Ein wichtiges Element der strategischen Planung ist die Investitionsplanung, die exemplarisch als Beispiel für den Einfluss des Emissionshandels bei der strategischen Planung dargestellt werden soll.

Die Investitionsrechnung ist ein Instrument des strategischen THG-Managements, das durch bestimmte Berechnungsverfahren Aussagen über die Vorteilhaftigkeit einer Investition erlaubt und die Vergleichbarkeit verschiedener Investitionen ermöglicht. Die dort verwendeten Rechenmethoden und -verfahren können auch bei anderen wirtschaftlichen Fragestellungen eingesetzt werden, z.B. wenn es um Fragen der Bewertung von

Unternehmen oder Unternehmensteilen geht.¹⁹ Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf Investitionsprojekte, sie sind deswegen jedoch auch auf andere Entscheidungssituationen übertragbar.

In der Investitionsrechnung werden verschiedene Rechenmethoden²⁰ verwendet, von denen bei langfristigen Investitionen die dynamischen Verfahren zur Anwendung kommen. Eine häufig verwendete Methode ist die Berechnung des Internen Zinsfußes²¹, bei dem die Rendite einer Investition ermittelt wird. Sie soll hier beispielhaft für die anderen Verfahren dargestellt werden:

Bei der Berechnungsmethode des Internen Zinsfußes werden zuerst die Ein- und Auszahlungen für jede Periode der Nutzungsdauer der Investition errechnet bzw. geschätzt. Danach wird ermittelt, bei welchem Abzinsungsfaktor der Wert dieser Zahlungsströme gleich der Investitionssumme ist, wann die Investition also einen Kapitalwert von Null aufweist. Dieser Abzinsungsfaktor ist der Interne Zinsfuß (IRR²²), der als eine wichtige Rentabilitätskennziffer von Investitionsprojekten verwendet wird.

Der IRR wird zur Einschätzung der Vorteilhaftigkeit einer Investition herangezogen, indem er mit einem mindestens geforderten Zins verglichen wird, der z.B. dem Zinsfuß des Kapitalmarktes plus einer Risikoprämie entspricht. Zusätzlich kann er bei der Auswahl zwischen mehreren Investitionsprojekten eingesetzt werden, indem bei knappen Finanzierungsmitteln die Projekte mit den höchsten IRRs durchgeführt werden. Die Berechnung des IRR sollte unter der Beachtung von drei Grundsätzen geschehen, deren Befolgung häufig mit einigen Problemen verbunden ist:

a) Verursachungsgerechte Zurechnung der Erträge und Aufwendungen:

Hier wird die Forderung erhoben, daß grundsätzlich alle von dem Projekt verursachten Erträge und Kosten einbezogen werden.

b) Korrekte zeitliche Erfassung der Zahlungsströme:

Die Erträge und Kosten sollten den Perioden zugerechnet werden, in denen sie zu einem tatsächlichen Zu- oder Abfluss von Finanzmitteln führen.

c) Berücksichtigung der Unsicherheit:

Da Investitionsprojekte häufig sehr langfristig sind, können viele Daten nur mit einem großen Unsicherheitsfaktor prognostiziert werden. Diese Unsicherheit sollte bei der Auswahl der Investitionsprojekte einbezogen werden.

Aufgrund des ersten Grundsatzes, der Forderung nach der Einbeziehung aller Erträge und Kosten, sollten die THG-Emissionen bzw. die dadurch verursachten Erträge oder Kosten bei der Ermittlung des IRR einer Investition berücksichtigt werden.

Darüber hinaus müssen alle Kosten den entsprechenden Perioden zugerechnet werden, was bei Investitionsentscheidungen über die erste Kyoto-Periode hinaus problematisch sein kann. Obwohl zum jetzigen Zeitpunkt nicht eindeutig feststeht, ob es nach dem Jahr 2012 eine weitere Regulierung von THG-Emissionen gibt, sollte ein ideales THG-Ma-

¹⁹ Vgl. Schierenbeck (1993), S. 316.

²⁰ Für eine Übersicht siehe z.B. Jacob (1993) oder Rüegg-Stürm (1996), S. 193ff.

²¹ Vgl. dazu z.B. Rüegg-Stürm (1996), S.203ff. Die folgenden Ausführungen beziehen sich zwar auf die Methode des IRR, gelten aber für alle Verfahren der Investitionsrechnung.

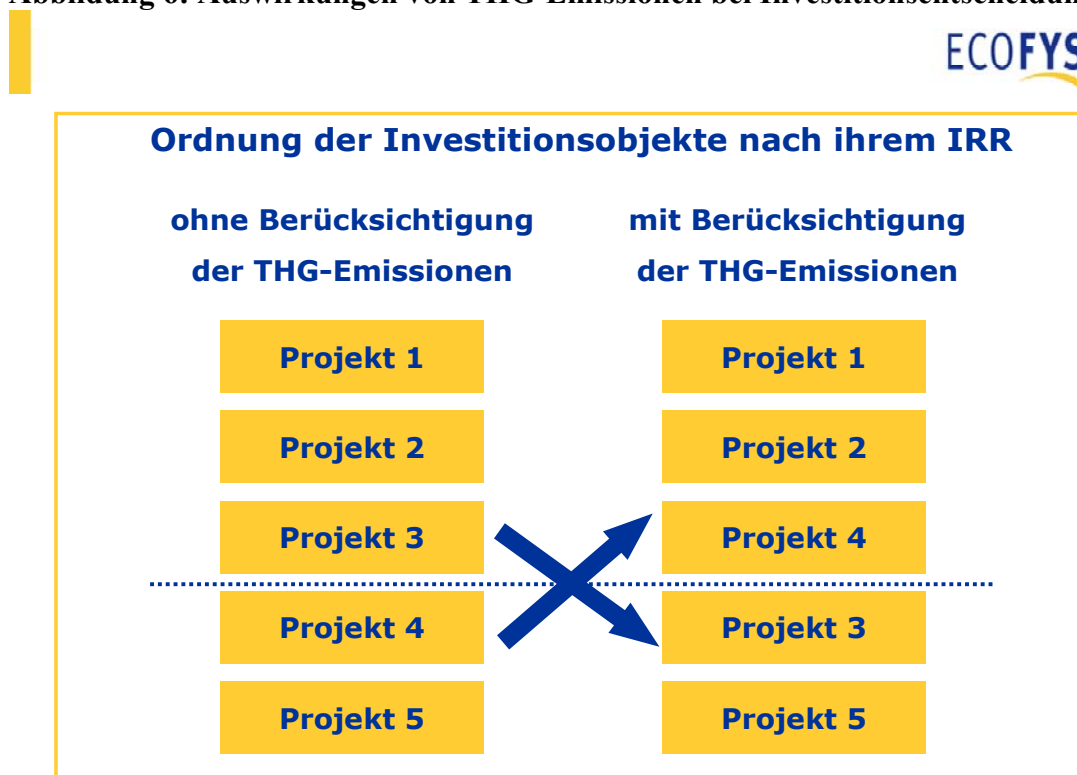
²² IRR ist die gebräuchliche Abkürzung für den englischen Begriff "Internal Rate of Return", die auch im Folgenden beibehalten wird.

nagement die Wahrscheinlichkeit dafür relativ hoch ansetzen und davon ausgehen, dass auch in weiterer Zukunft THG-Emissionen einen ökonomischen Wert besitzen werden. Ein weiteres schwerwiegendes Prognoseproblem besteht bei der Ermittlung des Preises für die Zertifikate in den verschiedenen Perioden. Zum jetzigen Zeitpunkt kann dieser nur näherungsweise geschätzt werden, da er von vielen Faktoren abhängig ist. Trotz der Schwierigkeiten bei der Prognose von zukünftigen Erstzuteilungen und Zertifikatepreisen werden die Unternehmen THG-Emissionen bei Investitionsentscheidungen bewerten und einbeziehen.

Abbildung 6 zeigt das mögliche Resultat der Einbeziehung von THG-Emissionen und Emissionsrechtszertifikaten bei der Auswahl von Investitionsprojekten. Die Projekte werden in der Reihenfolge nach ihrem IRR angeordnet. Aufgrund der Knappheit von Kapital, die durch die Trennlinie wiedergegeben wird, wurden hier die Projekte 1-3 ausgewählt.²³ Nach der Berücksichtigung der THG-Emissionen und der damit verbundenen Erträge und Kosten verändern sich die IRR der Projekte. In der Graphik tauschen die Projekte 3 und 4 die Plätze in der Reihenfolge, weswegen das Projekt 4 ausgewählt und das Projekt 3 nicht durchgeführt wird.

Wie sich die der Emissionshandel auf Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft auswirken kann, wurde weiter oben bereits diskutiert. Die Vorteilhaftigkeit der verschiedenen Kraftwerks- bzw. Brennstoffarten kann sich ändern, was bei den Gesprächen mit den Energieproduzenten abgefragt und diskutiert werden soll. Darüber hinaus ist von Interesse, mit welchen Szenarien die großen Unternehmen bezüglich einer zukünftigen THG-Regulierung rechnen bzw. wie hoch sie den Wert einer Tonne CO₂ bei Investitionsentscheidungen in einer weiteren Zukunft ansetzen.

Abbildung 6: Auswirkungen von THG-Emissionen bei Investitionsentscheidungen



OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Quelle: Eigene Darstellung

²³ Die Trennlinie könnte aber auch der geforderte Minimalzins sein, ab dem Projekte realisiert werden.

Darüber hinaus soll bei den Interviews mit der Industrie der Frage nachgegangen werden, ob auch hier der Emissionshandel ein wichtiger Faktor für langfristige Entscheidungen ist. Des Weiteren können durch den Emissionshandel bzw. die Kosten für die Emission von THG Anreize für die Forschung und Entwicklung von neuen, weniger THG-intensiven Technologien gesetzt werden. Auch dieses ist zu erwarten und soll bei den Gesprächen analysiert werden.

4.5. Strompreiseffekte

Ein weiterer Abschnitt des Leitfadens (Abschnitt 7) ist der Themenkomplex Strommarkt. Hier sollen mit den Gesprächspartnern vor allem die Fragen besprochen werden, die derzeit ebenso in der Öffentlichkeit starke Berücksichtigung erfahren und sehr kontrovers diskutiert werden: die Erhöhung des Strompreises durch den Emissionshandel und die Auswirkungen auf die Industrie.

Weiter unten bei der Analyse der Makrowirkungen wird auf die Bestimmungsfaktoren des Strompreises näher eingegangen. Es kristallisiert sich durch die Regressionsanalysen heraus, dass zumindest ein großer Teil der Strompreiserhöhungen durch den (von den meisten Akteuren nicht erwarteten) hohen Zertifikatspreis verursacht wird. Wie oben schon diskutiert, ist dieses bei der Anwendung des Opportunitätskostenprinzips zu erwarten gewesen. Diese Wirkungskette soll bei den Interviews mit den Experten diskutiert werden.

Durch die Erhöhung des Strompreises werden indirekt alle Weiterverteiler und Nutzer von Strom in ihren Produktionsprozessen betroffen. Je nach Bedeutung des Kostenblocks sind hier Anpassungen zu erwarten, die mit den Experten der verschiedenen Branchen angesprochen werden sollen. Darüber hinaus ist von Interesse, wer denn letztendlich die erhöhten Stromproduktionskosten zu tragen hat, deswegen soll mit den Stromproduzenten und Zwischenhändlern ihre Kundenstruktur und die mögliche Weitergabe der erhöhten Kosten aufgegriffen werden. Hier ist zu erwarten, dass aufgrund der deutschen Marktstruktur, die weiter unten ausführlich beschrieben ist, die Hauptlast von den Mittelspannungskunden zu tragen ist. Bei den Tarifkunden sind Preiserhöhungen genehmigungspflichtig, bei den Hochspannungskunden sollte die Verhandlungsmacht einen zu hohen Anstieg verhindern.

4.6. Kostenüberwälzung

Der Abschnitt 8 des Leitfadens ist für Industriebranchen bestimmt, die entweder direkt oder indirekt durch den Emissionshandel betroffen sind. Ähnlich wie bei den Stromproduzenten soll der Frage nachgegangen werden, wie hoch die zusätzlichen Kosten durch den Emissionshandel sind und ob diese Kosten durch eine Erhöhung des Produktpreises weitergegeben werden können. Hier ist zu erwarten, dass Branchen, die in einem intensiven (internationalen) Wettbewerb stehen oder deren Nachfrage sehr preiselastisch ist, weniger Möglichkeiten haben als solche, deren Wettbewerbsumfeld weniger kompetitiv ist und wo die Nachfrage weniger preissensibel reagiert.

5. Ergebnisse der Interviews in den Branchen

Die Tabelle 4 auf der folgenden Seite gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Experten-Interviews in den einzelnen Branchen, die in diesem Kapitel weiter ausgeführt werden.

Dabei wurde folgende Bewertungssystematik herangezogen:

Punktzahl	Aussage
2	Trifft zu
1	Trifft eher zu
0	Keine Aussage möglich
-1	Trifft eher nicht zu
-2	Trifft nicht zu

Es ist klar, dass dieses Bewertungsschema keine abschließenden Aussagen zulässt, da die Anzahl der befragten Unternehmen zu klein ist und deswegen hier spezifische Situationen aufgenommen worden sind. Dennoch lassen sich dadurch bestimmte Tendenzen aufzeigen, um die oben hergeleiteten Annahmen zu falsifizieren.

5.1. Große Energieversorgungsunternehmen (EVU)

Die großen Energieversorgungsunternehmen verhalten sich gemäß den oben getroffenen Hypothesen, sie haben am weitesten das oben skizzierte ideale THG-Management implementiert. Dieses ist durch die Höhe ihrer CO₂-Emissionen und deren Bedeutung für den Unternehmenserfolg zu erklären.

Eigentlich waren im Rahmen des Forschungsprojektes Experten-Interviews in allen vier großen EVUs und einigen großen Stadtwerken geplant. Mit Hinweis auf die laufenden Kartellrechtsverfahren und die aktuelle politische Diskussion um die Überwälzung der Zertifikatekosten und die so entstandenen „Windfall Profits“ wurden von einigen Unternehmen die Interviews abgelehnt bzw. eine Zusage so weit heraus geschoben, bis der Zeitrahmen überschritten war. Die durchgeführten Interviews fanden in einem nicht sehr offenen Verhältnis statt, es waren meist mehrere Gesprächspartner anwesend, die besonders darauf achteten, keine von den offiziellen Standpunkten abweichende Antworten zu geben.

Tabelle 4: Übersicht über die Ergebnisse der Experten-Interviews

Hypothese	Große EVU	Kleine EVU	Raffinerien	Eisen& Stahl	Zement	Glas/ Keramik	Chemie	Aluminium
Der Emissionshandel wurde organisatorisch integriert	2	-1	1	2	1/ -1	-2	2	2
Die Unternehmen haben Zertifikate und CO ₂ -Emissionen ins Rechnungswesen integriert	2	-1	1	2	1/ -1	-2	2	2
Der Emissionshandel wirkt sich auf die operative Planung der Unternehmen aus	2	1	1	-1	1	-1	-1	-2
Der Emissionshandel beeinflusst signifikant die strategischen Planung der Unternehmen	2	1	1	1	2	-2	2	2
Der Emissionshandel fördert Suche nach und Anwendung von innovativen Lösungen	2	1	-1	2	1	-1	2	1
Die Strompreiserhöhung als indirekter Effekt macht einen signifikanten Teil der gesamten Kostensteigerung durch den Emissionshandel aus	-	2	-1	2	2	-1	1	2
Der Produktpreis kann die Kostensteigerungen durch den Emissionshandel widerspiegeln	2	-1/ 1	-1	-2	-1	-1	-1	-2

Quelle: Eigene Darstellung

Anm.: Bei den kleinen EVU ist die Doppelwertung bezogen auf die Kundengruppen, bei der Zementindustrie zeigt sie die unterschiedlichen Auswirkungen bei kleinen Produzenten und Konzernen.

Es wurde stets betont, dass die Unternehmen keine größere Marktmacht besitzen, um den Strommarkt zu dominieren. Bezüglich der Position waren einige Unternehmen „short“, d.h. sie müssen zur Erfüllung der Lieferungspflicht für ihre CO₂-Emissionen Zertifikate dazukaufen, ein Unternehmen war aufgrund seines spezifischen Kraftwerksparks schwach „long“ und kann überflüssige Zertifikate veräußern.

Das THG-Management ist in diesen Unternehmen gut organisiert, die Strukturen und Prozesse sind eindeutig und effizient definiert. Die zentrale Koordination findet durch eine Stelle statt, die mit den entsprechenden Ressourcen und Entscheidungsbefugnissen ausgestattet ist. Einzelne Aufgaben sind bestimmten Abteilungen übertragen. So kümmert sich i.A. die Handelsabteilung um eine effiziente Bereitstellung von genügend Zertifikaten und übernimmt das Risikomanagement dazu.

Im Bereich des Rechnungswesens wurden Zertifikate und CO₂-Emissionen frühzeitig aufgenommen, die Buchhaltungsabteilung kümmert sich um die ordnungsgemäße Erfassung und Bilanzierung. Diese erfolgt in Unternehmen mit der Pflicht zur Bilanzierung nach internationalen Standards gemäß den Regeln des IAS (International Accounting Standards), wobei aufgrund verbindlicher Interpretationen die Abstimmung mit dem Wirtschaftsprüfer erfolgt. Bei den befragten Unternehmen, die nach HGB berichten müssen, erfolgt die Bilanzierung nach dem Netto-Prinzip.

Danach werden im Falle einer Short-Position nur die Rückstellungen wertmäßig zum Marktpreis am 31.12.2005 bilanziert, für die keine Deckung mit zugeteilten Zertifikaten vorliegt. Die anderen Rückstellungen wie die Zertifikate werden mit einem Erinnerungswert in die Bilanz aufgenommen. Bei einer Long-Position werden nur die überschüssigen Zertifikate auf der Aktivseite zum Marktpreis aufgeführt. Dieses wird von den meisten Unternehmen angewandt, um eine Verlängerung der Bilanz und damit einhergehende Verschlechterung der bilanziellen Kennzahlen zu vermeiden.

Interessant war die Frage nach der Bildung von Rückstellungen für die Lieferungspflicht für die Jahre 2006 und 2007. Ein befragtes Unternehmen, das in der Öffentlichkeit seine Short-Position für die gesamte erste Handelsperiode kommuniziert, erläuterte auf Nachfrage, dass keine Rückstellungen gebildet werden. Bei abzusehenden zukünftigen Verbindlichkeiten bzw. Kosten, die bereits erkannt worden sind, sollte dies aber gemäß dem Vorsichtsprinzip erfolgen. Deswegen kann durch eine fehlende Rückstellung die Relevanz der kommunizierten geplanten Handelsposition in Frage gestellt werden.

Größere EVU besitzen i.A. mehrere Kraftwerke, die sich nach Brennstoffen bzw. Brennstoffmix und Wirkungsgrad unterscheiden. Deswegen werden in der Kraftwerkseinsatzplanung (operative Planung) in kurzfristigen Abständen die Kosten pro Produktionsmenge neu berechnet, wobei nach der Einführung des Emissionshandels neben den Preisen für Brennstoffe und andere variable Betriebsmittel auch die Preise für Zertifikate berücksichtigt werden. Durch die hohen Zertifikatepreise kommen bei den befragten Unternehmen so tatsächlich Veränderungen in der Merit Order, also der Reihenfolge des Einsatzes der Kraftwerke, zustande. Dabei treten Veränderungen zwischen den sowie innerhalb der Kraftwerks- bzw. Brennstoffarten auf.

Ebenso werden die unterschiedlichen Zuteilungsarten berücksichtigt und die Nutzung der Anlagen optimiert. Dabei werden die geplanten Produktionsmengen bei Anlagen mit einer Ex-Post-Korrektur beachtet. Obwohl nach Wissen der Befragten bei keiner

Anlage der befragten Unternehmen die Produktionsmenge so gering ist, dass eine Kürzung der Zuteilung bei Unterschreitung von 60% der Zuteilung droht, würde diese Grenze beachtet und die Produktion bei diesen Anlagen erhöht werden.

Im Bereich der strategischen Planung wird die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Emissionshandels und die Kosten für Zertifikate als ein sehr wichtiger Faktor angeführt. Die Unternehmen gehen von einem Fortbestehen des Emissionshandels über 2012 hinaus aus und nehmen das in ihren Investitionsplanungen mit auf. Die Unsicherheit über die Kostenentwicklung wird mittels Bildung von Erwartungen und Sensitivitätsanalysen einbezogen.

Alle Unternehmen geben an, dass der Emissionshandel die Auswahl des neu geplanten Kraftwerksparks stark beeinflusst. Dabei werden insbesondere der Wechsel zu weniger CO₂-intensiven fossilen Brennstoffen oder der CO₂-freien Biomasse in die Planung aufgenommen und berücksichtigt. Die Ergebnisse der langfristigen Kraftwerksplanung hängen aber nicht nur von den zukünftigen Zertifikatepreisen, sondern auch von den Prognosen über die Entwicklung der Brennstoffpreise und –verfügbarkeit sowie den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab. Auch hier werden die oben durchgeführten Berechnungen zur Veränderung der Stromgestehungskosten bestätigt.

Der Themenkomplex Strommarkt fand besondere Beachtung bzw. Vorsicht bei den Interviews. Dabei wurde stets betont, dass der Strommarkt funktioniert und dieses durch verschiedene Argumente wie die Anzahl der Akteure, die internationale Preisgestaltung oder die vergleichbare Entwicklung der europäischen Strompreise unterstützt. Detaillierte Auskünfte über die Konditionen für verschiedene Kundengruppen wurden nicht gegeben.

Es wurde bestätigt, dass im Bereich der Tarifkunden durch die gesetzliche Preisgenehmigungspflicht eine starke Erhöhung der Preise zunächst ausgeschlossen ist. Bei der Vertragsgestaltung für Großkunden im Hochspannungsbereich sind sehr individuelle Konditionen möglich, wobei entweder der Kunde selbst oder das EVU das Risikomanagement bzw. die langfristige Absicherung der Lieferpreise übernimmt. Es gibt Verträge mit festen Preisen für bestimmte Zeiträume oder eine Bindung an den Börsenpreis. Im Bereich der Mittelspannungskunden werden standardisierte Verträge genutzt, wobei hier sehr häufig eine Bindung an den aktuellen oder einen durchschnittlichen Börsenpreis enthalten ist.

5.2. Kleine Energieversorgungsunternehmen (EVU)

Kleinere Energieversorgungsunternehmen wie die kleineren Stadtwerke besitzen häufig nur einen kleinen Kraftwerkspark, manchmal betreiben sie nur ein einziges Kraftwerk. Neben der eigenen Stromproduktion beziehen sie von den großen EVUs oder den regionalen Vertriebsunternehmen Strom (und teilweise Gas) und verteilen diesen weiter. Da sie einen großen Anteil an Tarifkunden haben, bei denen sie die Erhöhung der Bezugskosten nicht weitergeben können, verstärkt die Einführung des Emissionshandels bzw. die Erhöhung der Stromkosten die Tendenz, erstens die eigenen Erzeugungskapazitäten zu erweitern oder in CO₂-ärmere Brennstoffe zu investieren.

Obwohl in kleineren EVUs eine funktionale Aufgabenteilung existiert, wird das Thema Emissionshandel häufig nur von einer bestimmten Abteilung bearbeitet, manchmal nur

von einer Person. Die anderen Abteilungen werden bei Notwendigkeit instruiert, ohne in den Entscheidungsprozess einbezogen zu werden.

Das Rechnungswesen war bei den befragten Unternehmen nicht umfassend informiert, das Thema der Aufnahme von Zertifikaten und Emissionen wurde erst bei Erstellung des Jahresabschlusses aufgegriffen, wobei die Bilanzierungsansätze mit dem Wirtschaftsprüfer abgeklärt wurden. Hier wurden teilweise alle Zertifikate zum Marktpreis aufgenommen sowie die vollen Rückstellungen gebildet, teilweise kam auch hier das Nettoprinzip zur Anwendung. Eine Berücksichtigung von Zertifikatekosten bei der Kalkulation von Produktpreisen war deswegen auch bisher nicht erfolgt.

Da entweder nur ein Kraftwerk oder nur wenige Anlagen zur Stromproduktion zur Verfügung stehen, sind die Möglichkeiten zur Optimierung zwischen den Anlagen begrenzt. Die Ermittlung der CO₂-Emissionen und die Bestimmung der Position erfolgt in monatlichen oder vierteljährlichen Abständen. Dennoch finden sich auch hier Ansätze zur kurzfristigen Optimierung zwischen Anlagen. Bei einem befragten Unternehmen wurde am Ende des Jahres festgestellt, dass eine Anlage mit einer Ex-Post-Korrektur weit unterhalb der Planmengen lag und eventuell eine größere Anzahl an Zertifikaten zurückgegeben werden müsste. Deswegen wurde kurzfristig die Einsatzplanung zugunsten dieser Anlage umgestellt, um dieses zu vermeiden.

Der Emissionshandel wird nur als ein Einflussfaktor der strategischen Planung gesehen, bedeutender ist der starke indirekte Effekt durch die Erhöhung des Strompreises. Bei den befragten Unternehmen wurden so Entscheidungsprozesse angeregt, entweder alleine in eigene Produktionskapazitäten zu investieren oder sich an bestimmten Projekten zu beteiligen. Zwei Unternehmen gaben an, dass durch das Zusammenspiel von Emissionshandel und Erhöhung des Strompreises sowie Einspeisevergütung des EEGs Entscheidungen zur Investition in ein Biomasse-HKW getroffen worden sind.

Die Aussagen über den Strommarkt sind bei den kleinen EVUs sehr unterschiedlich. Während ein Gesprächspartner die Marktunvollkommenheiten als Hauptursache für die Erhöhung des Strompreises angab, sah ein Anderer die Steigerung der Brennstoffkosten als wichtigste Determinante an. Die Einpreisung der Zertifikate wurde teilweise unbedeutend, teilweise bedeutend eingeschätzt.

Die Bezugskosten für die befragten Unternehmen haben sich um 20-40% erhöht, die Produktionskosten teils leicht erhöht, teils leicht verringert. Die Weitergabe der erhöhten Bezugskosten wurde als größtes Problem bezeichnet, da die Tarifgestaltung für Privatkunden genehmigungspflichtig ist. Auf Seiten der Mittelspannungskunden konnten teilweise Preiserhöhungen durchgesetzt werden, teilweise sind dort die Verträge an den Börsenpreis gebunden und besitzen eine automatische Anpassung. Insgesamt wurde bestätigt, dass die Margen im Stromhandel sinken, was zu den oben beschriebenen Investitionsanreizen führt.

5.3. Raffinerien

Wie bei den großen EVUs wurden die Fragen gerade bei den großen Raffinerien sehr vorsichtig beantwortet und sorgfältig abgewogen. Dabei wurden insbesondere die schon hohe Energieeffizienz der Produktionsprozesse sowie die Einhaltung der Selbstverpflichtungserklärung der Branche betont. Besonderes Augenmerk legen die Raffinerien auf die Ausgestaltung des zweiten Allokationsplans, in dem sie die Auswirkungen der

neuen gesetzlichen Anforderungen zur Erhöhung der Produktqualität berücksichtigt sehen wollen. Sie argumentieren, dass dadurch die Energieeffizienz der Prozesse sinken wird und dieses in die Zuteilungsregeln einfließen muss. Nach Auskunft der befragten Unternehmen entspricht die Zuteilung in etwa den tatsächlichen Emissionen, obwohl die Auslastung der Raffinerien in 2005 leicht gestiegen ist.

Bei den befragten Unternehmen handelt es sich um größere Unternehmen mit entsprechender Funktionsaufteilung ähnlich wie bei den großen EVUs. Das Thema Emissionshandel wird auch hier zentral von einer Stelle koordiniert, wobei aus verschiedenen betroffenen Abteilungen Mitarbeiter in einem Projektteam zugezogen wurden.

Im Rechnungswesen wurde Zertifikate und CO₂-Emissionen zur Rechnungslegung frühzeitig aufgenommen, da die befragten Unternehmen nach IAS berichten und Quartalsberichte erstellen müssen. Die Kosten für Zertifikate werden in der Kostenrechnung berücksichtigt, wobei bei zwei von den befragten Unternehmen eine Einpreisung der Opportunitätskosten erfolgt, das dritte dieses in naher Zukunft beabsichtigt.

Innerhalb der strategischen Planung spielt das Thema Emissionshandel eine bedeutende Rolle. Dieses liegt allerdings nicht an den prozessbedingten Emissionen, die derzeit vom Emissionshandel erfasst werden, sondern an der diskutierten langfristigen Einbindung der Verkehrsemissionen, die die Raffinerien wesentlich stärker beeinträchtigen würde. Ansonsten spielen die mit den Produktionsprozessen verbundenen Kosten für den Emissionshandel keine strategisch wichtige Rolle, sie werden als eine zusätzliche staatliche Belastung angesehen.

Der Strom für die Produktionsprozesse wird überwiegend selbst produziert, weswegen die starke Erhöhung des Strompreises als nicht so wichtig erachtet wird. Bei der Frage nach der Einschätzung der Gründe für die Strompreiserhöhung werden die Erhöhung der Brennstoffkosten sowie die Einpreisung der Zertifikatekosten als wichtigste Gründe genannt.

Der Preis des Endproduktes Kraftstoffe wird vor allem auf europäischer Ebene am Rotterdamer Markt bestimmt. Deswegen wird betont, dass bei einer Einbeziehung des Verkehrs eine europäische Harmonisierung der Zuteilungsregeln aus Wettbewerbsgründen notwendig ist.

5.4. Eisen und Stahl

Bei der Einbettung des Emissionshandels in die Organisation wurde in der Mehrzahl der Fälle keine eigene Abteilung geschaffen, sondern Abteilungen (z.B. Abteilung Umwelt) um die Zuständigkeit für den Emissionshandel erweitert und Verknüpfungen zu anderen Abteilungen (Produktion, Controlling, Recht) geschaffen. In einem Fall wurde ein Arbeitsplatz für die Koordinierung der Zusammenarbeit der Abteilungen, in einem anderen speziell für die Übernahme der Zuständigkeit „Emissionshandel“ geschaffen.

In allen Fällen wurde der Emissionshandel ins Rechnungswesen mit eingebracht, für den Wert der Zertifikate aber nicht unbedingt eine Kostenstelle geschaffen. In allen Fällen wird die Emissionsentwicklung mindestens monatlich mit der Zertifikatsmenge abgeglichen. die Bilanzierung erfolgt zum Teil zum Erinnerungswert, zum Teil zum Marktpreis am Jahresende.

Der Einfluss auf die operative Planung ist gering, da Emissionsreduktionen im laufenden Prozess (z.B. durch Produktzusammensetzung) kaum möglich sind. Produktionsrückgänge zur Erreichung von Compliance sind möglich, aber nur in geringem Ausmaß zu erwarten.

Bezüglich der strategischen Planung lässt sich sagen, dass die Mehrzahl der angesprochenen Stahlhersteller nicht auf die gewinnmäßige Optimierung ihrer Teilnahme am EU-Emissionshandel hinarbeiten, sondern lediglich darauf, compliance zu erreichen. Nur in einem Fall gab es Hinweise auf eine dezidierte Handelsstrategie. Da im Rahmen der existierenden Produktionsverfahren bezüglich der Prozessemissionen kaum Reduktionen möglich sind und die Verbesserung der Energieeffizienz auch ohne den Emissionshandel beständig ein Ziel für die Standorte ist, bewirkt der EU-Emissionshandel kurz und mittelfristig kaum zusätzliche Investitionen. Eine Standortverlagerung wurde nur in einem Fall angedacht.

Die Strompreiseffekte werden von der Stahlindustrie deutlich wahrgenommen und in ihrer Wirkung auf die Produktionskosten ähnlich eingeschätzt, wie die direkten Auswirkungen des Emissionshandels. Bei Standorten mit Lichtbogenofen-Verfahren überwiegen die Strompreiseffekte die direkten Auswirkungen des Emissionshandels. Eine Kostenüberwälzung sowohl von Produktionskosten als auch Opportunitätskosten ist nicht möglich, da die Stahlbranche auf einem globalen Markt agiert.

Da die existierenden Prozessführungen wenig Potenzial für Emissionsreduktionen bieten, sucht die Stahlindustrie nach innovativen Lösungen. Zum einen werden hier mittelfristige Lösungen, wie die Einsatzmöglichkeit von Holzkohle²⁴ untersucht, zum anderen langfristige Lösungen z.B. die Entwicklung neuer Produktionsverfahren, bei der deutlich weniger Prozessemissionen anfallen. Der Zeitraum bis zum Einsatz solcher Verfahren wird auf 10-20 Jahre geschätzt.

5.5. Zement

In dieser Branche lässt sich hervorheben, dass durch den Emissionshandel zusätzlich nun die CO₂-Intensität bei der Brennstoffoptimierung, die traditionell durch den hohen Energiekostenanteil des Produktes einen hohen Stellenwert hat, einbezogen wird. Beide großen befragten Konzerne betonen, dass durch den Emissionshandel der Einsatz von Biomasse besondere Bedeutung erlangt hat.

Die befragten Unternehmen in der Zement-Branche unterscheiden sich stark nach ihrer Größe. Bei zwei Unternehmen handelt es sich um international operierende Konzerne, bei zwei Unternehmen um kleine lokale Produktionsbetriebe. Bei den großen Konzernen wurde das Thema Emissionshandel bzw. Kyoto-Mechanismen sehr früh aufgenommen, die dortigen Mitarbeiter sind bestens über das Thema informiert. Bei den kleinen Produzenten hingegen ist das Thema aus Mangel an Personal beim Geschäftsführer angesiedelt. Beide bedienen sich zur Bearbeitung der administrativen Aufgaben (Monitoring-Konzept, Emissionsbericht, etc.) externer Berater.

Beide Konzerne berichten nach IAS und wenden die Nettomethode in Abstimmung mit den Wirtschaftsprüfern an. Beide kleine Produzenten haben ebenfalls die Netto-Methode gewählt, sie berichten nach HGB, die Buchhaltung und Bilanzierung wird extern von

²⁴ Holzkohle ist, laut der Gesprächspartner aus der Stahlbranche allerdings nicht in ausreichenden Mengen auf dem Markt verfügbar, um größere Standorte zu versorgen.

einem Dienstleister erledigt. Bei den Konzernen sowie auch bei den kleinen Produzenten sind die Zertifikatekosten in das Rechnungswesen bzw. in die Kalkulationen mit aufgenommen.

Im Bereich der operativen Planung wird betont, dass im Bereich der Prozessemissionen eine Erhöhung der Produktionsmenge unmittelbar zu höheren CO₂-Emissionen führt. Deswegen werden bei allen Unternehmen die Kosten für Zertifikate berücksichtigt. Beide Konzerne produzieren selbst Energie und optimieren den Einsatz der Brennstoffe auch unter CO₂-Gesichtspunkten.

Im Bereich der strategischen Planung betonen die Unternehmen die Bedeutung der hohen Energiepreise. Eine Erhöhung der Energieeffizienz ist aufgrund des starken Anteils an den Produktionskosten bereits stark ausgereizt. Von den Konzernen wird betont, dass eine große Unsicherheit über die mittelfristigen Rahmenbedingungen in Europa herrscht, die zu einer Zurückhaltung bei Investitionsentscheidungen führt. Projekte außerhalb des Emissionshandelssystems werden bevorzugt, zumal bei diesen durch den Clean Development Mechanism zusätzliche Finanzierungsmittel generiert werden können.

Bei der Einschätzung bezüglich der Ursachen für die Erhöhung der Strompreise liegt die Betonung eher in Richtung von Marktversagen und Einpreisung der Zertifikatepreise. Insgesamt haben sich die Bezugskosten für den Strom um 10-25% erhöht. Diese Erhöhung der Produktionskosten in etwa derselben Größenordnung können nach Aussage der Unternehmen aufgrund der schwachen und preissensiblen Nachfrage nicht weiter gegeben werden. Eine Einpreisung der Zertifikate ist deswegen derzeit nicht möglich, wenngleich betont wird, dieses in Zukunft versuchen zu wollen.

5.6. Glas und Keramik

Insgesamt werden die Auswirkungen des Emissionshandels von den Gesprächspartnern in diesen Branchen als sehr gering eingeschätzt. Dies ist insbesondere bei der Ziegelindustrie bemerkenswert, deren Verband sich sehr kritisch zum Emissionshandel und den negativen Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Produzenten äußert. Generell ist bei den Interviews aufgefallen, dass die Produktionsvorgänge der befragten Unternehmen (Ziegelherstellung, Glaswolleproduktion, Glasproduktion) sehr heterogen sind und deswegen eine stärkere Differenzierung für übergreifende Aussagen notwendig gewesen wäre.

Die befragten Unternehmen waren in ihrer Position entweder schwach long oder short, die Zuteilung entsprach also in etwa den Emissionen. Die Kenntnisse der Ansprechpartner bezüglich des Emissionshandels waren nicht sehr stark ausgeprägt. Bei zwei Unternehmen übernehmen externe Dienstleister einige Aufgaben des Emissionshandels.

Das Thema Emissionshandel war bei zwei Unternehmen beim Betriebsleiter, bei einem beim Umweltbeauftragten und bei einem beim Rechnungswesen angesiedelt. Im Rechnungswesen wurden die Zertifikate und Emissionen erst zum Jahresabschluss berücksichtigt, wobei auch hier das Netto-Prinzip angewandt wurde. Die Bestandsführung an Zertifikaten wurde bei zwei Unternehmen von externen Dienstleistern übernommen, bei den anderen wurden separate Tabellen zur Erfassung der Emissionen und Zertifikate verwendet. Eine Integration in die Kostenrechnung fand nicht statt.

In der operativen Planung wurden die Kosten für Zertifikate nicht unmittelbar berücksichtigt, das Ziel besteht in der kostenminimalen Erfüllung der behördlichen Auflagen. Auch strategisch wird das Thema als nicht besonders relevant angesehen und deswegen nicht berücksichtigt. Bei der Einschätzung des Strommarktes dominiert die Meinung des mangelnden Wettbewerbs und Erhöhung der Brennstoffkosten

Zertifikatekosten werden nicht proportional zur Produktionsmenge erfasst, sondern als „laufende Betriebskosten“, sie sind nur marginal und werden deswegen bei der Kalkulation nicht berücksichtigt. Grundsätzlich wird betont, dass eine Erhöhung der Preise sehr schwierig wäre, da der Markt generell sehr kompetitiv ist und zusätzlich starker Wettbewerb von Substituten herrscht.

5.7. Aluminium

Leider konnte nur ein Interview mit Aluminiumherstellern geführt werden, das stellvertretend für mehrere Unternehmen gültig sein sollte. Da hier die Ergebnisse eines einzelnen Interviews nicht stellvertretend für eine Branche aufgeführt werden sollen, werden nur die wichtigsten Punkte kurz dargestellt.

In dem Gespräch wurden die bereits bekannten Positionen der Aluminiumbranche wiederholt:

- die Branche hat auf Aufnahme in den EU-Emissionshandel gedrungen, da Emissionsreduktionen inzwischen bereits durchgeführt wurden, ist eine Aufnahme in Zukunft nicht mehr vorteilhaft
- Bei einer Aufnahme in den EU-Emissionshandel hätten alle Kyoto-Gase, nicht nur CO₂ mit einbezogen müssen, da für die Aluminiumindustrie auch PFCs emissionsrelevant sind
- Die Branche ist intensiv durch die Strompreiseffekte betroffen, kann die Kostensteigerungen aber auf dem globalen Markt nicht weitergeben
- Aufgrund der unvorteilhaften Situation (Kostensteigerungen können nicht weitergegeben werden) wird über Standortverlagerungen nachgedacht.

5.8. Chemie

Die Gesprächspartner aus der Chemieindustrie betonten vor allem die Anreizwirkung des Emissionshandels auf die Entwicklung innovativer Produkte und Verfahren sowie die Förderung des Exports von Technologien zur Vermeidung von anderen THG-Emissionen.

Bisher werden bei der chemischen Industrie nur die energetischen Emissionen erfasst, erst in der zweiten Handelsperiode werden voraussichtlich die Prozessemissionen aufgenommen werden. In einem der befragten Unternehmen ergab sich eine erhebliche Long-Position, da bei der Energieproduktion Prozessgase mit verbrannt werden, die geringe CO₂-Inhalte besitzen. Deswegen liegen die tatsächlichen CO₂-Emissionen erheblich unter dem Benchmark.

Zwei der befragten Unternehmen haben spezielle Projektgruppen gebildet, die sich mit den Aufgaben des bestehenden Emissionshandelssystems beschäftigen, aber auch mit möglichen neuen Produkten und Märkten. Deswegen wurden hier auch Mitarbeiter aus dem F+E-Bereich integriert.

Die Kosten für die Zertifikate werden zu den internen Stromgestehungskosten dazu addiert und gehen so in das Rechnungswesen ein. Darüber hinaus werden bereits Schätzungen zu den Kosten bei der Aufnahme der Prozessemissionen durchgeführt. Buchhalterisch wenden alle Unternehmen das Netto-Prinzip an, wobei zwei Unternehmen nach IAS und eines nach HGB Berichten.

In der operativen Planung erfolgen die Optimierungen der eigenen Energieproduktion ähnlich wie bei den kleinen Energieversorgungsunternehmen. In der strategischen Planung wird die Einbeziehung der Prozessemissionen als wichtiger betrachtet. Bei einem Unternehmen wird derzeit an der Entwicklung neuer Produkte zur CO₂-Bindung bei Kraftwerksabgasen gearbeitet. Ein weiteres Unternehmen ist stark im Bereich CDM durch eine spezielle Technologie zur Vermeidung von extrem klimaschädlichen THG engagiert und kann so dieses Geschäftsfeld stark erweitern.

Die Steigerung der Produktionskosten wird in der ersten Handelsperiode als gering eingeschätzt, wird allerdings eventuell beim Einbezug der Prozessemissionen zunehmen. Eine Festlegung, wie hoch die Kostensteigerungen sein werden und ob diese Kosten weitergegeben werden können, wird aber verneint, da die Zuteilungsregeln noch nicht feststehen. Generell wird betont, dass die Preisbildung für chemische Produkte häufig auf dem Weltmarkt erfolgt und deswegen grundsätzlich Probleme bei der Überwälzung von höheren Kosten bestehen.

5.9. Beratungs- und Prüfungsunternehmen

Hier wurde der Leitfaden nicht herangezogen, da es sich bei den befragten Unternehmen um Dienstleister handelt, die ihre Leistungen für betroffene Unternehmen aus den verschiedenen Branchen erbringen. Der Fokus der Interviews lag deswegen auf die mit dem EH verbundenen Dienstleistungsangebote sowie den damit verbundenem Umsatz- sowie Personalentwicklungen.

Die befragten Unternehmen unterscheiden sich stark nach Größe und Spezialisierung, weswegen hier kurz die wichtigsten Ergebnisse skizziert werden. Die befragten größten Beratungsunternehmen haben beide eine Know-how-Gruppe innerhalb der bestehenden Organisation gebildet, die für die Vorhaltung des notwendigen Wissens verantwortlich ist. Es wurden keine zusätzlichen Berater eingestellt, das Thema wird bei bestehenden Kunden im Rahmen anderer Aufgabenstellungen behandelt.

Bei dem spezialisierten Beratungsunternehmen wurde ein umfangreiches Beratungsangebot zu verschiedenen Aspekten des Emissionshandels entwickelt und erfolgreich vertrieben, wobei eher kleinere und mittlere Unternehmen die Dienstleistungen in Anspruch nehmen. Es wurden 4 neue Mitarbeiter eingestellt. Hier werden allerdings nicht im Bereich Emissionshandel, sondern im Bereich JI/ CDM weiteres Wachstum erwartet.

Das befragte Verifizierungsunternehmen ist ein klassischer Umweltgutachter und betrachtet den Bereich Emissionshandel als ein neues zusätzliches Geschäftsfeld. Es hat ca. 50 Anlagen unter Vertrag, der Umsatz pro Anlage liegt zwischen 2.000 und 8.000 € je nach Komplexität. Eine Stelle wurde zusätzlich geschaffen, um das notwendige Know-how aufzubauen, des Weiteren zwei temporäre Stellen zur Unterstützung für die Monate November bis Februar. Nach Angaben des Unternehmens wird der Arbeitsaufwand in nächsten Jahren sinken, da die Monitoring-Konzepte vorliegen und die Anlagen bekannt sind.

5.10. Maschinen- und Anlagenbau sowie andere Dienstleister

Als indirekt betroffene Unternehmen wurden auch potenzielle Dienstleister für durch den Emissionshandel betroffene Firmen angesprochen. Hierzu gehören:

- Hersteller Biogasanlagen, Blockheizkraftwerken
- Contractinganbieter
- Anlagenbauer (Kraftwerksbereich).

Die Ansprechpartner wurden nach ihrer Vorbereitung auf den Emissionshandel als Marktchance, den Auswirkungen des Emissionshandels auf ihre Branche und ihr Unternehmen (Umsatz, Beschäftigung, Produktpalette) sowie die zukünftigen Marktpotenziale durch den EU-Emissionshandel befragt. Die Hersteller von Biogasanlagen zeigten wenig Interesse an dem Thema, das Wissen um die Möglichkeiten zum Einsatz der Technik im Emissionshandel waren oft nicht vorhanden („Wir sind doch gar nicht betroffen!“), in einigen Fällen war z.B. nicht klar, dass der Einsatz von Biomasse im Emissionshandel als emissionsfrei gilt. Von einer Auswirkung auf den Markt wurde nicht berichtet. Im Bereich Contracting waren die Anwendungsmöglichkeiten klarer, auch hier war aber kaum Auswirkungen auf den Markt zu spüren.

Anlagenbauer berichteten, dass der Emissionshandel nur für bestimmte Kraftwerkstypen, nämlich ältere Kohlekraftwerke, zu Investitionen mit dem Ziel der Effizienzsteigerung führt. Generell steht in den nächsten Jahren europaweit eine Erneuerung des Kraftwerksparks an, die unabhängig vom EU-Emissionshandel stattfindet und deutlich stärkere Auswirkungen auf den Markt hat. Die Auswahl der Brennstoffe betreffend, ist durch den EU-Emissionshandel angeblich eine Tendenz in Richtung Gas zu spüren, die damit eine deutlich stärker ausgeprägte allgemeine Tendenz zurück in Richtung Kohle leicht abmildert.

6. Anreize der Sonderregelungen

An dieser Stelle soll eine kurze Zusammenfassung zu den Ergebnissen aus den Experten-Interviews bezüglich der speziellen Zuteilungsregeln erfolgen. Grundsätzlich ist anzumerken, dass bei den Interviews der Raum für vertiefte Diskussion der Sonderregeln aufgrund des umfangreichen Themenkomplexes relativ klein war.

Bezüglich der Ex-Post-Korrektur ist festzustellen, dass bei fast allen Unternehmen, bei denen das Thema diskutiert wurde, die Optimierungsbemühungen zur Ausnutzung der geplanten Mengen zu sehen waren. Dieses ist interessant, da doch bei einem geringeren Wirkungsgrad als dem Benchmark mit jeder zusätzlichen Produktionseinheit Kosten für zusätzliche Zertifikate anfallen werden. Es lässt darauf schließen, dass es den meisten Unternehmen gelingt, entweder besser als der Benchmark zu produzieren oder die Kosten für Zertifikate durch die Gewinne aus der höheren Produktion auszugleichen.

Die KWK-Sonderzuteilung besitzt eine überproportionale Ex-Post-Korrektur, d.h. bei einer Produktion von KWK-Strom von 1 % unterhalb der geplanten Mengen müssen 5 % der Sonderzuteilung zurückgegeben werden. Hier wurde ebenfalls betont, dass diese Mengen beobachtet werden.

Bezüglich der Übertragungsregel bei Ersatzanlagen konnten die Gesprächspartner bis auf ein Unternehmen keine Aussagen zu der Anwendung dieser Regel machen. Grund-

sätzlich ist aber davon auszugehen, dass die Übertragungsregel bei Neuinvestitionen in der Kalkulation mit berücksichtigt wird. Bei dem einzigen Fall wurde die Übertragungsregel bei der Investitionsrechnung zu einem Biomasse-HKW als Ersatzanlage für ein GuD-Kraftwerk berücksichtigt.

Bezüglich der 60%-Regel konnte kein Gesprächspartner einen konkreten Fall benennen, bei dem eine Anlage an dieser kritischen Grenze arbeitete. Auf Nachfrage wurde betont, dass auch diese Grenze bekannt ist und berücksichtigt werden würde.

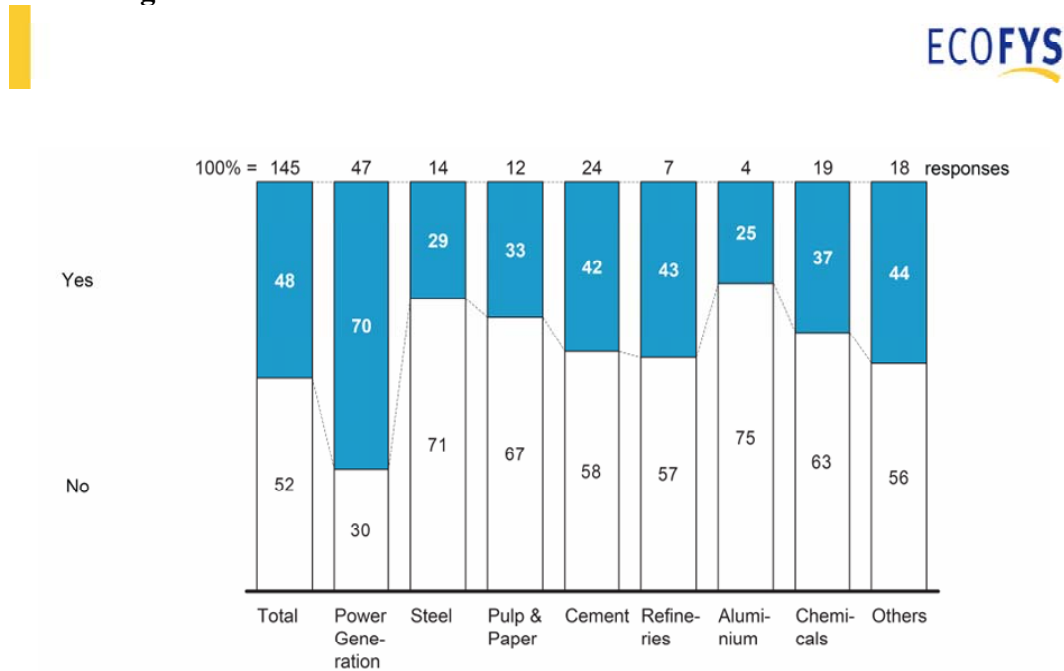
7. Abgleich mit dem EU-EH Mid-Term-Review

Im Juni bis September 2005 wurde im Rahmen des Mid-Term-Review des Europäischen Emissionshandels der Europäischen Kommission eine Internetgestützte Befragung von Stakeholdern durch die Unternehmensberatungen McKinsey und Ecofys durchgeführt. Neben staatlichen Organisationen und Institutionen, Unternehmensverbänden und anderen Teilnehmern nahmen insgesamt 167 Unternehmen an der Befragung teil, davon die meisten aus den Sektoren Energieerzeugung, Stahl, Raffinerien und Papier.

Im Folgenden sollen kurz die wichtigsten Ergebnisse dieser Befragung mit den Erkenntnissen der Experteninterviews dieses Projektes verglichen werden. Die Befragung der Europäischen Kommission bezog sich vor allem auf die zukünftige Ausgestaltung des Emissionshandels-Systems und die damit verbundenen notwendigen Harmonisierungen. Für den Vergleich werden hier die Erkenntnisse des ersten Teils der Befragung zu den Wirkungsmechanismen des bisherigen Emissionshandels herangezogen. Des Weiteren wurden im Mid-Term-Review die operationale Umsetzung in Unternehmen in die Organisation und das Rechnungswesen nicht untersucht, weswegen hier ein Abgleich nicht möglich ist. Für eine detaillierte Beschreibung vgl. die Veröffentlichungen der Europäischen Kommission.²⁵

²⁵ Hier wurde die bisher veröffentlichte Zusammenfassung der Europäischen Kommission herangezogen: European Commission Directorate General for Environment (2005).

Abbildung 7: Bereits erfolgte Einpreisung der Kosten für den Emissionshandel bei den befragten Unternehmen in Prozent



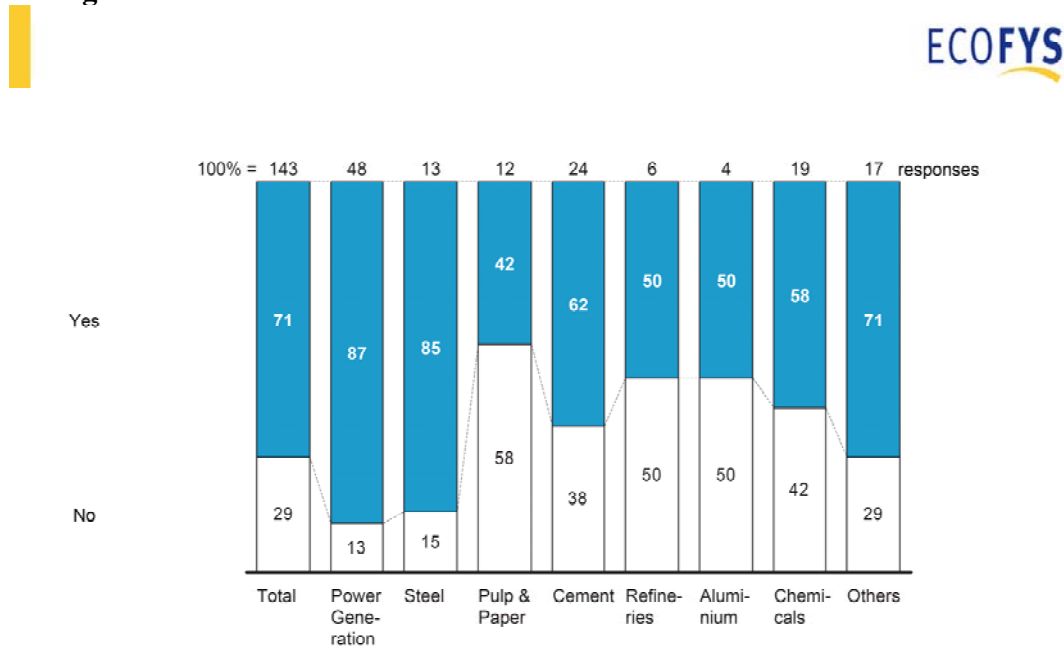
Source: Survey EU ETS Review

OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Insgesamt können also die Ergebnisse zu zwei Themenkomplexen verglichen werden, dem Einfluss des Emissionshandels auf die operative sowie auf die strategische Planung der Unternehmen.

Eine Fragestellung bezog sich auf die tatsächliche und die geplante Einpreisung der mit dem Emissionshandel verbundenen Kosten, was sich als Berücksichtigung in der operativen Planung der Unternehmen interpretieren lässt. Die Abbildungen 7.1. und 7.2. geben die Antworten auf diese Frage wieder. Hier werden die Erkenntnisse der Experten-Interviews grundsätzlich bestätigt. Vor allem EVUs sind in der Lage, die mit dem Emissionshandel verbundenen Kosten bei der Preiskalkulation zu berücksichtigen und an ihre Kunden weiter zu geben.

Abbildung 8 Geplante Einpreisung der Kosten für den Emissionshandel bei den befragten Unternehmen in Prozent

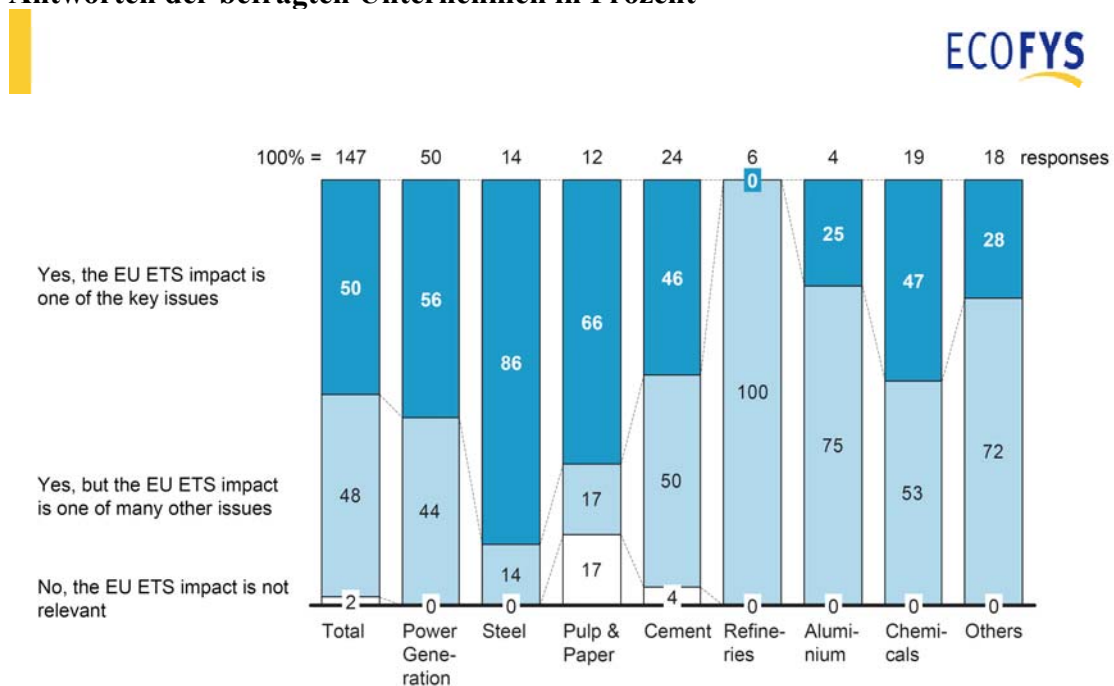


Source: Survey EU ETS Review

OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

In den anderen Branchen werden die Ergebnisse teilweise bestätigt, wobei Unterschiede durch die Berücksichtigung von kleineren und mittleren Unternehmen bei den Experten-Interviews, die wahrscheinlich nicht an dem Mid-Term-Review teilgenommen haben, zu erklären sind. Diese vollziehen die Implementierung der neuen Rahmenbedingungen des Emissionshandels i.A. etwas später als größere Unternehmen. Die Einpreisung ist bei den meisten Unternehmen noch nicht erfolgt, aber zumindest für die Zukunft beabsichtigt. Vor allem in der Stahlbranche scheint eine Einpreisung aufgrund der für Anbieter komfortablen Marktsituation durch die hohe Nachfrage möglich. Die zukünftige Einpreisung in Branchen mit schwierigeren Marktumständen wie z.B. der Aluminiumindustrie kann zwar beabsichtigt sein, aber eventuell aufgrund der Wettbewerbssituation nicht möglich.

Abbildung 9: Einfluss des Emissionshandels auf strategische Entscheidungen, Antworten der befragten Unternehmen in Prozent



Source: Survey EU ETS Review

OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Bei den Antworten zum Einfluss des Emissionshandels auf strategische Entscheidungen von Unternehmen werden ebenfalls die Trends der Experten-Interviews bestätigt. 98% der befragten Unternehmen geben an, dass der Emissionshandel zumindest einen wichtigen, wenn nicht sogar dominierenden Einfluss auf langfristige Entscheidungen hat, was ebenfalls ein Ergebnis dieses Projektes ist.

Besonders hervorzuheben ist hier vor allem die Stahlbranche, die den Emissionshandel als den dominierenden Faktor in der strategischen Planung angibt. Dieses stimmt mit den Ergebnissen der Experten-Interviews nicht überein und ist eventuell mit der geringen Anzahl der beteiligten Unternehmen sowie der Möglichkeit von „strategischen“ Verhalten der Unternehmen bei dem Mid-Term-Review zu erklären. Bei den Experten-Interviews zeigte sich, dass die Stahlbranche die Belastungen des Emissionshandels als nicht so relevant einschätzt und aufgrund der Marktsituation die Kosten gut überwälzen kann.

Einen tieferen Abgleich der Ergebnisse könnte zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, falls die Europäische Kommission die Ergebnisse der Unternehmensbefragung in einer weniger aggregierten Form freigeben würde.

8. Zusammenfassung

Der Fokus dieses Papiers liegt auf der Analyse der Auswirkungen des Emissionshandels auf die Unternehmen, die direkt oder indirekt (vor allem durch die Preiserhöhungen des Stroms) vom Emissionshandel betroffen sind. Dies erfolgte durch Experten-Interviews mit Mitarbeitern betroffener Unternehmen.

Zur theoretischen Fundierung der Experten-Interviews wurde Idealmodell auf Basis des Unternehmensmodells des St. Galler Management-Konzeptes entwickelt. Das ideal operierende Unternehmen berücksichtigt die neuen Rahmenbedingungen des Emissionshandels bei seinen Planungs- und Entscheidungsprozessen, indem es

- seine Organisation an den neuen Anforderungen ausrichtet,
- Zertifikate und CO₂-Emissionen im Rechnungswesen integriert,
- diese Werte bei der operativen und
- strategischen Planung berücksichtigt.

Im Rahmen des Aufbaus des Idealmodells wurde zudem untersucht, inwiefern der EU-Emissionshandel Planungs- bzw. Entscheidungsprozesse derart beeinflusst, dass durch den EU-EH entstehende Kosten auf Kunden überwältzt werden. Unternehmen können Zertifikate entweder als Produktionsfaktor „verwenden“ oder sie auf dem Markt veräußern. Die Aufnahme der alternativen Verwendung der Zertifikate in den wirtschaftlichen Kalkulationen (Opportunitätskostenprinzip) ist also aus Sicht des gewinnoptimierenden Unternehmens zielführend und im Interesse der Kapitalgeber.

Im Bereich der Stromproduktion führt die Anwendung des Opportunitätskostenprinzips zu einer Veränderung der variablen Kosten, die für einzelne idealtypische Kraftwerksarten differenziert untersucht wurde. Dabei verändert sich bei verschiedenen Zertifikatpreisen die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, es kommt zu Verschiebungen der Merit Order. Neuere Kraftwerke mit Braun- bzw. Steinkohlebefeurung weisen im untersuchten Preisspektrum allerdings durchgehend geringere variable Kosten auf als ein neueres gasbefeuertes GuD-KWK. Bei Betrachtung der Gesamtkosten, d.h. Investitions- wie variabler Kosten, ergeben sich ebenso sichtbare Veränderungen in der Merit Order. Die stärksten Auswirkungen ergeben sich im Mittellastbereich, zugunsten neuerer GuD-KWKs gegenüber Kraftwerken mit Stein- und Braunkohlebefeurung.

Es zeigte sich, dass die größten Unternehmen, die großen Energieversorger und die Raffinerien, aber auch einzelne Unternehmen der Eisen und Stahl bzw. Aluminiumproduktion, den EU-EH detailliert in ihrer Managementstruktur bzw. den entsprechenden Prozessen verankert sowie entsprechende Kompetenzen aufgebaut hatten. Die Einbeziehung des EU-EH in die strategische Planung zeigte sich auch in der Art der Interviewführung, die auf Seiten der Unternehmensvertreter bzgl. der übermittelten Informationen stark reglementiert war. In diesen Fällen war der EU-EH in das Rechnungswesen bzw. Bilanzierungsprozesse verankert.

Mit abnehmender Unternehmensgröße werden tendenziell auch absolut weniger Ressourcen für die Integration des EU-EH bereitgestellt, sei es in Bezug auf Arbeitskraft, Kompetenz, Rechnungswesen oder operative wie strategische Planung.

Zusätzlich wurde dem EU-EH in Bezug auf die operative Planung in Unternehmen mit (der eigenen Aussage nach) geringen Reduktionspotenzialen nur wenig Gewicht gegeben.

Innovationseffekte durch den EU-EH wurden nur im Bereich Eisen und Stahl erwähnt.

In Bezug auf die indirekten Auswirkungen zeigten sich vor allem Industrien mit hohem Stromanteil an den Produktionskosten wie Aluminium und Stahlherstellung im Lichtbogenofen stark betroffen.

Beratungs- und Prüfungsunternehmen nannten positive Beschäftigungseffekte sowie den Aufbau neuer Kompetenzen durch den EU-EH. Maschinen- und Anlagenbauer wurden differenziert nach Anlagentyp betrachtet. Im Bereich Biogasanlagen waren oft nur geringe Kompetenzen in Bezug auf den EU-EH vorhanden, Marktpotenziale daher oft nicht bewusst. Eine Auswirkung auf den Biogasanlagenmarkt war nicht wahrgenommen worden. Im Bereich Contracting waren die Anwendungsmöglichkeiten klarer, auch hier war aber kaum Auswirkungen auf den Markt zu spüren. Im Bereich Anlagenbau wurde darauf hingewiesen, dass der EU-Emissionshandel nur für bestimmte Kraftwerkstypen, nämlich ältere Kohlekraftwerke, zu Investitionen mit dem Ziel der Effizienzsteigerung führe. Generell steht in den nächsten Jahren europaweit eine Erneuerung des Kraftwerksparks an, die unabhängig vom EU-Emissionshandel stattfindet und deutlich stärkere Auswirkungen auf den Markt hat.

Die Ergebnisse des Experteninterviews in bezug auf die operative sowie die strategische Planung der Unternehmen wurde mit denen einer Befragung im Rahmen des Mid-Term-Review Projektes im Auftrag der EU-Kommission verglichen. In Bezug auf die Einpreisung von durch den EU-EH entstandenen Kosten werden die Ergebnisse der Experteninterviews grundsätzlich bestätigt, besonders in Bezug auf die Stromerzeugung. Die strategische Planung betreffend sind die Ergebnisse ebenfalls grundsätzlich vergleichbar. Eine Ausnahme stellt hierbei die Eisen- und Stahlerzeugung dar.

Kapitel II – Sektorale Auswirkungen des Emissionshandelssystems mit Schwerpunkt auf der Strompreisentwicklung

1. Einführung

Das vorliegende Papier befasst sich mit den sektoralen Auswirkungen des Emissionshandels. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf der Preisbildung auf den Strommärkten. Zusätzlich werden Auswirkungen auf Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung betrachtet.

Die Strommärkte betreffend wird zunächst die vorliegende Literatur ausgewertet. Es folgt eine Betrachtung der Strom und Zertifikatspreisentwicklung sowie eine dezidierte Betrachtung makroökonomischer Wirkmechanismen des Strommarktes.

Im Anschluss wird die bestehende Literatur zu den Auswirkungen des EU-Emissionshandel in Bezug auf Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung ausgewertet.

2. Bestandsaufnahme vorhandener Literatur zu den Auswirkungen auf den Strommarkt

Seit Beginn der Diskussion um ein mögliches Emissionshandelssystem in der EU, wurden die möglichen Auswirkungen eines solchen Systems in einer Vielzahl von Studien untersucht. Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über die wichtigsten Ergebnisse von Studien, die sich mit Auswirkungen auf die Strommärkte befassen. Untersucht wurde hierbei eine Bandbreite von Themen, wie die mögliche Überwälzung von Opportunitätskosten sowie deren Maß, die Auswirkungen auf Strompreise, Produktionsmengen und Veränderungen in der Merit-Order von Kraftwerken. Zu beachten ist hierbei, dass Studien bezüglich der getroffenen Annahmen voneinander abweichen und die quantitativen Ergebnisse daher nicht immer vergleichbar sind.

Im Anschluss an die Übersicht werden gemeinsame wie auch gegensätzliche Erkenntnisse aus den Studien zusammengefasst.

Ekins (2005) kommt zu dem Ergebnis, dass die Stromversorger Opportunitätskosten größtenteils oder in voller Höhe einpreisen werden, mit Strompreiserhöhungen von 4% für Privathaushalte und 10% für Industriekunden.

Kletzan (2002) beschäftigt sich mit dem Österreichischen Strommarkt und kommt zu dem Ergebnis, dass Industriebetriebe vermehrt auf Zukauf anstatt auf Eigenproduktion von Strom abstellen werden, und es bei den Energieerzeugern zu Stromimporten aus nicht EU-Ländern kommt.

Bode (2004) kommt zu dem Ergebnis, dass sich die Merit-Order erst ab einem Zertifikatspreis im unteren zweistelligen Bereich ändert. Unter dem Aspekt der Compliance-Kosten wird die Präferenz von Kraftwerkstypen für verschiedene Allokationsmöglichkeiten (historisch mit und ohne Updating in der Folgeperiode,

Benchmark mit und ohne Updating) untersucht. Es zeigt sich, dass bei Kraftwerken mit hoher Emissionsintensität eine historische Allokation ohne Updating, bei Kraftwerken mit geringer Emissionsintensität eine benchmarkbasierte Allokation mit Updating vorteilhaft ist.

IlexConsulting (2004) untersucht die Entwicklung der Strompreise in zehn Staaten der EU-15 (nicht betrachtet wurden Griechenland, Portugal, Österreich, Dänemark und Belgien) sowie die Einpreisung für die drei Abnehmergruppen Privathaushalte, mittlere Industriekunden und große Industriekunden. In Staaten mit geringer Emissionsintensität (z.B. Frankreich), geringen Reduktionsforderungen im NAP (Italien) oder signifikanter Regulierung in Bezug auf Preiserhöhungen (Irland, Spanien) geht die Studie davon aus, dass die Einpreisung von Opportunitätskosten nur teilweise erfolgt, während dies bei den anderen Staaten zu 100% der Fall ist. Für Deutschland führt die Überwälzung der Opportunitätskosten zu einer Erhöhung der Preise um 6% für Privathaushalte, 12% für mittelgroße Industriebetriebe und 18% für große Industriebetriebe.

Peek (2004) untersucht die Auswirkungen speziell auf den deutschen Kraftwerkspark und dessen Produktion. Für den Zeitraum 2006-2015 wird ein deutlicher Anstieg der Kapazitäten emissionsarmer Produktion, d.h. Gas-GuD und Gas-KWK prognostiziert, der Zubau von Braunkohle und Steinkohlekraftwerken erfolgt nur im Rahmen der Grundlastsicherung nach dem Atomausstieg. Lastspitzen werden anstatt von Gasturbinen von effizienteren Gas-GuD-Anlagen übernommen. Im Vergleich zur realen Entwicklung geht Peek 2004 von eher niedrigen Zertifikatspreisen aus und errechnet für das Jahr 2006 eine Erhöhung EUR/MWh im unteren einstelligen Bereich (bei 5 EUR/t CO₂) und für 2010 um im oberen einstelligen Bereich (bei 10 EUR/t CO₂).

Peterson (2003) prognostiziert mit Hilfe des DART-Modells in den neuen EU-Mitgliedstaaten ein Absinken der Stromerzeugung um 15-20% bei einer Zunahme von Stromimporten um 30-55% im Vergleich zum BAU-Szenario. Die entsprechende Produktion verschiebt sich in Nicht-EU-Staaten, d.h. Länder ohne Reduktionsverpflichtung.

Mannaerts and Mulder (2003) deuten an, dass auf perfekten Märkten der Preisanstieg dem Anstieg der Grenzkosten entspricht, in unvollkommenen Märkten dagegen der Preisanstieg den Anstieg der Grenzkosten übersteigt. Bei linearer Elastizität in unvollkommenen Märkten fällt der Preisanstieg moderater aus, um Verluste durch Nachfragerückgänge aufgrund des Preisanstiegs zu vermeiden. Letzteres trifft laut der Studie auf die Strommärkte zu. Für einen Zertifikatspreis von 20 EUR/t CO₂ prognostiziert die Studie einen Strompreisanstieg um durchschnittlich über 20% im Jahr 2010. Die Emissionen der Strombranche sinken dabei um über 10%

Sijm (2005) befasst sich mit den Auswirkungen auf den Strommarkt in den Ländern Belgien, Frankreich, Deutschland und den Niederlanden. Die Betrachtung erfolgt dabei für ein Jahr mit typischen Lastverläufen. Die Studie zeigt, dass unter der Annahme von Oligopolen (im Gegensatz zum perfekten Markt) bzw. bei niedriger oder Nullelastizität (im Gegensatz zu hoher Elastizität) die absoluten Strompreise deutlich höher liegen. In allen Szenarien wird ein wesentlicher Anstieg der Strompreise durch den EH verzeichnet. Bei niedrigen Elastizitäten ist der Preisanstieg im perfekten Markt am höchsten, in den Oligopolen am niedrigsten.

Betrachtungen der Durchreichungsraten nur für Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen zeigen, dass der Emissionshandel in allen Fällen für die durch den Emissionshandel

betroffenen Stromerzeuger (d.h. unter Verwendung fossiler Brennstoffe) profitabel ist, solange nur ein geringer Teil der Emissionen durch zugekaufte Zertifikate abgedeckt werden muss. Auf sämtliche Stromerzeuger bezogen, liegt die Durchreichungsrate allerdings EU-weit und auch in Deutschland immer über 100%, dabei höher in Staaten mit geringem fossilem Anteil an der Stromerzeugung. Besonders hoch liegen die Preise im perfekten Markt mit Nullelastizität sowie im Oligopolmarkt.

Betrachtet man die im System erreichten Emissionsreduktionen, so machen bis auf wenige Ausnahmen Produktionsrückgänge (im Gegensatz zu technischen Reduktionsmaßnahmen) den deutlich größeren Anteil aus.

Zusammenfassend kommen die Studien zu folgenden dem Ergebnissen:

- Der EU-Emissionshandel führt zu Strompreiserhöhungen
- Opportunitätskosten werden eingepreist. Mehrere Studien sprechen sich dafür aus, dass dies sowohl im vollkommenen Markt wie auch in Oligopolmärkten der Fall ist. Das Maß der Einpreisung hängt von den jeweiligen Marktbedingungen beziehungsweise dem Kraftwerkspark ab
- Zwei Studien weisen auf eine Verschiebung der Stromproduktion in Nicht-EU-Staaten hin

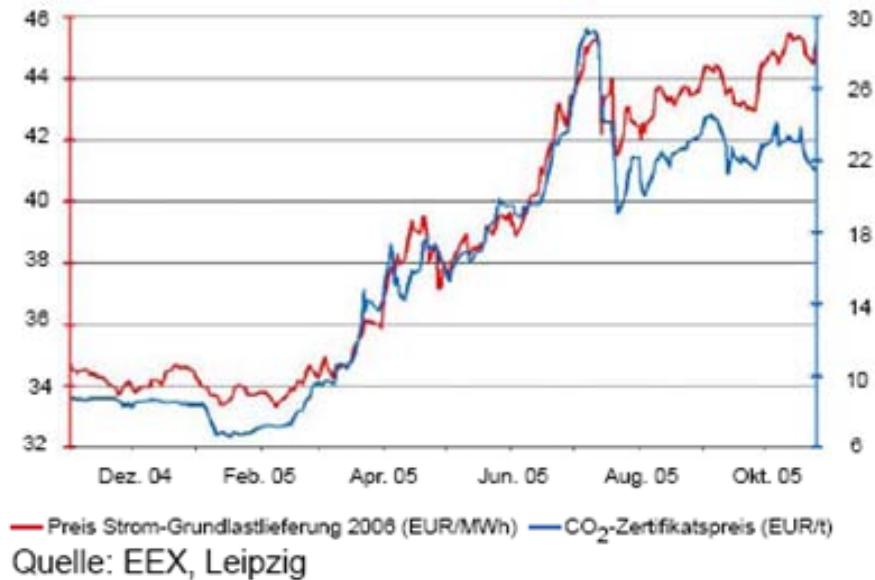
3. Preisanpassungen auf dem Strommarkt

3.1. Entwicklungen der Preise von Zertifikaten und Strom

Die Ergebnisse der Studien, die teilweise noch vor Einführung des Emissionshandels durchgeführt worden sind, werden in der Praxis bestätigt. Dies ist an den Preisentwicklungen für Zertifikate und Strom zu erkennen. Regressionsanalysen zeigen, dass die Erhöhung der Strompreise im Jahre 2005 vorwiegend durch den Anstieg der Zertifikatspreise zu erklären ist. Deshalb ist davon auszugehen, dass die Anbieter die Opportunitätskosten bei der Preiskalkulation mit einbeziehen und teilweise auf die Nachfrage überwälzen können.

Abbildung 10 zeigt die Preisentwicklung für EUA und des Strompreises von Dezember 2004 bis Januar 2006. Nach Start des Emissionshandels am 1. Januar 2005 stiegen die Preise bis zum Jahreshoch von fast 30 € im Juli 2005 kontinuierlich an, nach einem Rückgang bis auf 20 € bewegten sie sich bis Mitte Januar 2006 in einer Bandbreite von 20-25 €. Mitte Januar 2006 kam es wieder zu einem Anstieg über 25 €, derzeit pendeln sie sich in einer Bandbreite zwischen 25 und 28 €.

Abbildung 10: Preisentwicklung von EUA und Strompreis (Forwards 2006)



OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Quelle: Eigene Darstellung

Dieses Preisniveau war von den meisten Marktteilnehmern und in den verschiedenen Studien zu den Auswirkungen des Emissionshandels nicht erwartet worden, die meisten Teilnehmer rechneten mit Preisen um die 10 €. Als Erklärungen für diesen unerwarteten Anstieg werden vor allem angeführt:

- 1) Die Entwicklungen der Brennstoffpreise für Gas und Kohle
Die meisten Marktteilnehmer sehen hier den Hauptgrund für den hohen Zertifikatspreis. Während aufgrund der Ölpreisbindung der Preis für Gas sehr stark gestiegen ist, bewegten sich die Kohlepreise in etwa auf demselben Niveau. Dadurch sind die variablen Kosten für die Produktion von Strom aus Kohle im Vergleich zu Gas gesunken, es kommt zu einem verstärkten Einsatz von der CO₂-intensiveren Kohle mit entsprechend höheren Emissionen.
- 2) Generelle Knappheit des Marktes durch die Zuteilungsmengen
Es wird angeführt, dass die Zuteilungsmengen für die vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen geringer als erwartet ausgefallen sind. Dies wurde verstärkt durch das Verhalten der Europäischen Kommission, die bei der Genehmigung der Zuteilungspläne einzelner Länder (z.B. Polen, England oder Italien) den geplanten Zuteilungsmengen nicht zustimmte, sondern Kürzungen vornahm.
- 3) Unterentwicklung des Marktes
Manche Marktteilnehmer weisen auf die Unterentwicklung des Marktes hin. Da sich die Zuteilungsverfahren gerade in den Ländern verzögerten, die auf der

Verkäuferseite zu erwarten waren, wurde der Markt von der Nachfrageseite her dominiert. Darüber hinaus sind erst wenige Marktteilnehmer am Markt aktiv, die eventuell den Preis beeinflussen können. Viele Teilnehmer sind agieren sehr vorsichtig und haben ihre Positionsbestimmung für die erste Handelsperiode noch nicht abgeschlossen.

4) Wetter

Das Wetter ist ebenso ein Einflussfaktor für die Nachfrage nach Energie. In warmen Sommern wie im Sommer 2005 vor allem im Süden Europas wird mehr Energie für Kühlung benötigt, in kalten und lang andauernden Wintern wie derzeit mehr Energie für Heizung.

5) Angebot an anderen Zertifikaten

Unternehmen können neben EUA auch die Zertifikate aus dem Clean Development Mechanism, die so genannten Certified Emissions Reduction CERs, zur Erfüllung ihrer Lieferungspflicht einsetzen. Aufgrund von Verzögerungen bei der Einrichtung von notwendigen Strukturen auf internationaler Ebene wurden die Projektanträge sehr schleppend bearbeitet, so dass das Angebot an CERs in der ersten Handelsperiode geringer ausfallen wird als erwartet.

6) Wirtschaftswachstum

Als weiterer Einflussfaktor wird das Wirtschaftswachstum genannt. Derzeit sind die Wachstumsraten in den meisten Ländern Europas wieder angestiegen, was zu einer erhöhten Nachfrage nach Energie führt.

Aus dieser Aufstellung wird ersichtlich, dass die Entwicklung vieler Einflussfaktoren im Jahre 2005 für eine Verknappung des Angebots bzw. Erhöhung der Nachfrage sorgte. Marktteilnehmer berücksichtigen darüber hinaus bei ihren Entscheidungen auch Erwartungen über die Entwicklung der Preisdeterminanten in der ersten Handelsperiode. Dabei weisen die Faktoren, bei denen eine Erwartung gebildet werden kann, ebenfalls auf eine Erhöhung der Nachfrage hin: Öl- bzw. Gaspreise werden dauerhaft hoch, das Wirtschaftswachstum in der EU stabil erwartet. Bezüglich des Angebots an CERs werden voraussichtlich nur geringere Mengen auf dem Markt erscheinen.

Einige Marktteilnehmer haben hingegen die Erwartung, dass der Preis nach der Abgabe der Emissionsberichte für 2005 und insbesondere beim Übergang zur zweiten Handelsperiode deutlich sinken könnte. Die Forwards für die zweite Handelsperiode liegen mittlerweile deutlich unter den Preisen für die erste Handelsperiode.

Die Entwicklung des Strompreises in der Abbildung 10 weist eine Entwicklung auf, die auf den ersten Blick unmittelbar mit der Preisentwicklung der Zertifikatepreise zu erklären ist. Dazu wurden Korrelations- bzw. Regressionsanalysen angestellt, um diese graphische Übereinstimmung auch statistisch zu überprüfen: Bauer und Zink (2005) untersuchten vier verschiedene Hypothesen, die die Entwicklung des Strompreises erklären können. Dabei stellten sie Gleichungen für die Bestimmung des Strompreises auf, die sich durch die Einbeziehung von Brennstoff- und Zertifikatepreisen sowie die Höhe der Einpreisung der Zertifikate unterscheiden.

- 1) Der Strompreis wird alleine bestimmt durch die Brennstoffpreise, der Zertifikatepreis hat keinen Einfluss.

- 2) Der Strompreis wird bestimmt durch die Brennstoffpreise und den Verlauf der Zertifikatepreise, wobei nur die zugekauften Zertifikate bei der Preisbildung berücksichtigt werden.
- 3) Der Strompreis wird bestimmt durch die Brennstoffpreise und den Verlauf der Zertifikatepreise, wobei alle Zertifikate bei der Preisbildung berücksichtigt werden.
- 4) Der Strompreis wird bestimmt alleine durch den Preis der Zertifikate. Brennstoffpreise spielen keine Rolle.

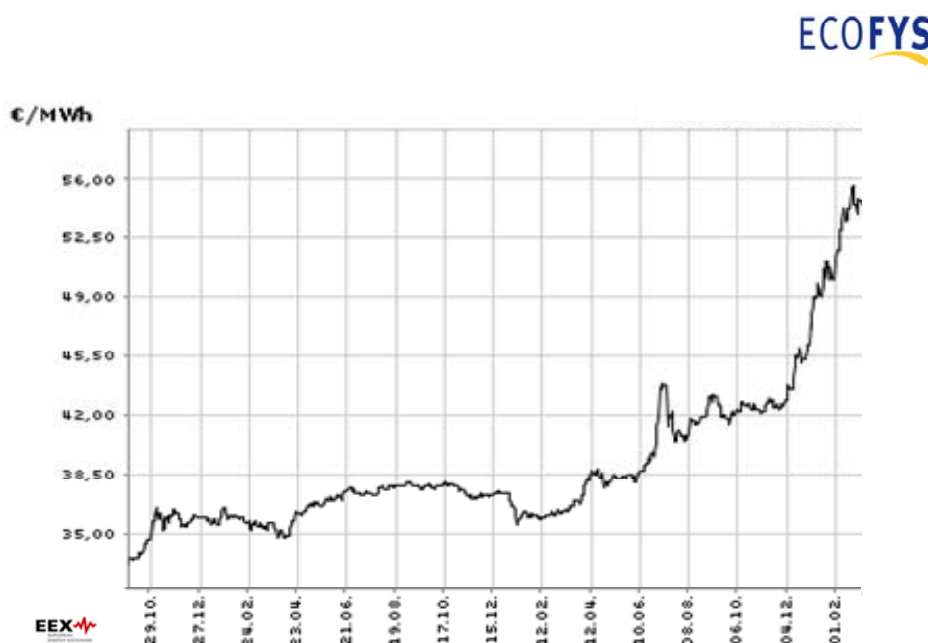
Sie überprüfen diese Hypothesen anhand der Preisentwicklungen von Anfang 2005 bis Mitte 2005 und kommen dabei zu dem Ergebnis, dass die Hypothese vier die Strompreisentwicklung in der Realität am besten erklären kann. Mit Hilfe der dritten These lassen sich zwar auch schwache Korrelationen bestimmen, die alleinige Einbeziehung der Zertifikatepreise weist allerdings eine wesentlich höhere Korrelation auf.

Eine noch bessere Korrelation ergibt sich bei der Annahme einer linearen Gleichung:

$$\text{Strompreis} = \text{Konstante} + \text{Faktor} * \text{Zertifikatepreis}$$

Eine lineare Regression für den betrachteten Zeitraum führt zu dem Ergebnis von 29,8 €/MWh und einem Faktor von 0,52 tCO₂/MWh. Bei diesen Werten ergibt sich eine noch bessere Korrelation mit einer Standardabweichung von 1,5 % um den Mittelwert. Die Autoren weisen darauf hin, dass dieser Wert übereinstimmt mit der durchschnittlichen CO₂-Intensität des deutschen Stromerzeugungs-Mix.

Abbildung 11: Entwicklung des Strompreises (Base Forward 2007)



OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Quelle: Eigene Darstellung

Eine weitere Regressionsanalyse von Ockenfels et al. (2005) kommt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass bei dem von ihnen untersuchten Zeitraum (Januar bis August 2005) die Strompreisentwicklung zu über 95% mit den Zertifikatepreisen erklärt werden kann.

Nach diesen Berechnungen verändert sich bei einer Erhöhung des Zertifikatepreises um 1 € der Preis pro MWh in Höhe von 0,556 €.

In den letzten Monaten scheinen sich aber die Strompreise von den Zertifikatepreisen abzukoppeln (vgl. Abbildung 11), leider lag zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieses Papiers für den genannten Zeitraum noch keine neue Analyse vor. Auf diese kurzfristige Entwicklung konnte im Rahmen des Forschungsprojektes mit eigenen Berechnungen nicht reagiert werden.

Diese Ergebnisse sind insofern interessant, dass die Entwicklung der Brennstoffpreise zumindest in großen Teilen des Jahres 2005 anscheinend keine Rolle für die Strompreise spielte. Eine mögliche Erklärung dafür ist, dass die unterschiedlichen Brennstoffpreisentwicklungen bereits bei der Preisbildung auf dem Zertifikatemarkt berücksichtigt wurden und so die Brennstoffpreisentwicklung indirekt in den Strompreis einfließt.

Die Entwicklungen der Strompreise deuten darauf hin, dass die Zertifikatepreise gemäß dem Opportunitätskostenprinzip voll eingepreist werden und es dadurch zu den betrachteten Strompreiserhöhungen kommt. Da dieses derzeit sehr kontrovers diskutiert wird, soll im Folgenden der Frage nachgegangen werden, ob diese Überwälzung der Kosten durch einen polypolistischen Markt oder durch das Ausnutzen von Marktmacht in einem Oligopol zu erklären ist.

3.2. Preisbildung in einem funktionierenden Markt an der Strombörse

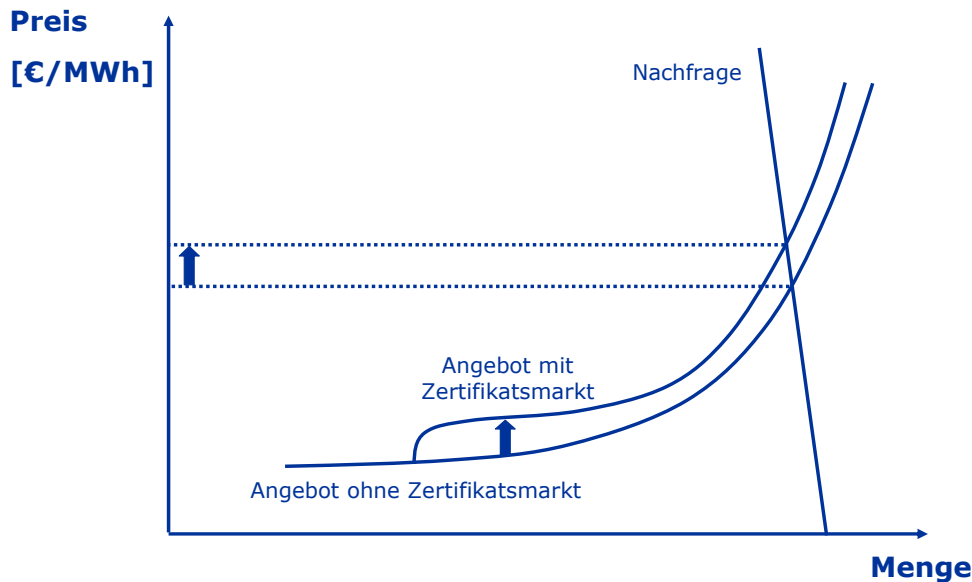
Preisbildungsprozesse an Börsen werden normalerweise herangezogen, um das optimale Funktionieren eines Wettbewerbsmarktes darzustellen. An der Börse herrschen die Bedingungen des vollständigen Wettbewerbs: vollständige Transparenz und Information, eine genügend große Anzahl von Anbietern und Nachfragern sowie eine effiziente Preisbildung durch den Versteigerungsprozess. Anbieter und Nachfrager werden ihre Angebote gemäß ihrer „wahren“ Präferenzen bzw. Optimierungskalküle an diesem Ort offen legen. Es kommt zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu einem Preis, bei dem die Grenzkosten des Grenzanbieters gleich sind dem Grenzertrag der Grenznachfragers.

Die Anbieter mit niedrigeren variablen Kosten und die Nachfrager mit höherem Grenzertrag nutzen die erzielten Renten zur Deckung der Fixkosten und zur Gewinnerzielung. Ohne diese Renten würden keine Investitionen in den Aufbau von Produktionskapazitäten getätigt werden.

Wie sieht nun die Preisbildung auf dem Strommarkt aus, der aufgrund der Eigenschaften des Produktes Strom (keine Lagerfähigkeit, kein Substitut vorhanden, Notwendigkeit des ständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage in der Praxis) besondere Eigenheiten aufweist.

Hier kalkulieren die Anbieter zunächst ihre kurzfristigen Grenzkosten der unterschiedlichen Kraftwerke, die vor allem bestimmt werden von den aktuellen (und zukünftigen) Preisen der Brennstoffe und seit Einführung des Emissionshandels durch die Kosten für Zertifikate. Der Kraftwerkspark der Anbieter eines Strommarktes setzt sich zusammen aus Kraftwerken mit relativ geringen variablen Kosten zur Deckung der Grundlast und Anderen mit relativ hohen zur Deckung der Spitzenlast. An den Kapazitätsgrenzen steigen aufgrund der technischen Gegebenheiten der Produktion die Grenzkosten stark an.

Da Strom nicht (oder nur zu hohen Kosten) lagerfähig ist und kein Substitut für dieses Input vorhanden ist, kann eine geringere Nachfrage nur durch einen geringeren Stromverbrauch (z.B. durch Effizienzsteigerung) oder einen Rückgang der damit verbundenen Produktion in den Unternehmen erzielt werden. Deswegen ist die Nachfrage nach Strom relativ unelastisch.

Abbildung 12: Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt

(Ockenfels et al. (2005))

OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Quelle: Ockenfels et al. (2005)

Diese Eigenheiten von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt können in der Abbildung 12 dargestellt werden.²⁶ Hieran ist auch einfach ersichtlich, dass eine Erhöhung der variablen Kosten auf Seiten der Anbieter je nach Marktsituation auf die Nachfrager weitergegeben werden kann. Je näher die Anbieter an den Kapazitätsgrenzen arbeiten und je unelastischer die Nachfrage ist, desto größer kann die Überwälzung der Kosten-erhöhungen auf die Nachfrager ausfallen.

Seit der Einführung des Emissionshandels müssen die Anbieter zusätzlich den „Verbrauch“ von Zertifikaten bei der Produktion von Strom als variable Kosten berücksichtigen. Da diese alternativ zum Einsatz in der Stromproduktion an der Börse oder an Dritte veräußert werden können, müssen sie gemäß dem Opportunitätskostenprinzip zum vollen Wert angesetzt werden. Dies gilt für alle eingesetzten Zertifikate, ob sie aus der kostenlosen Zuteilung stammen oder am Markt erworben wurden (Ausnahme: Ex-Post-Korrektur).

Es stellt sich nun die Frage, in welcher Marktsituation sich der deutsche Energiemarkt befindet. Zunächst muss hier die Frage der Abgrenzung des Marktes gestellt werden: Innerhalb Europas können aufgrund der Stromübertragungskapazitäten mehrere Teilmärkte abgegrenzt werden, die ein ähnliches Preisniveau aufweisen und die eine ähnliche Preisentwicklung zeigen. Hier existiert also aufgrund technischer Limitierungen kein Europäischer Binnenmarkt, sondern ein Konglomerat von mehreren Teilmärkten.

²⁶ Es muss darauf hingewiesen werden, dass auf dem Strommarkt zwei unterschiedliche Produkte gehandelt: Grundlast- und Spitzenlaststrom. Die Argumentation gilt für beide Produkte, da während der Spitzenlastzeiten zusätzlich Kraftwerke mit höheren variablen Kosten eingesetzt werden müssen.

Deutschland bildet in dieser Interpretation aufgrund der technischen und gesetzlichen Übertragungs- und Speichermöglichkeiten mit Frankreich und Österreich einen integrierten Teilmarkt.²⁷

Nach der Kraftwerksdatenbank des Energiewirtschaftlichen Instituts in Köln wurden alleine seit dem Jahr 2000 in Deutschland sehr viele Kraftwerke abgebaut bzw. vorübergehend stillgelegt und gleichzeitig nur zwei zusätzlich in Betrieb genommen, so dass sich die Kapazität des deutschen Kraftwerksbestands um etwa 10.000 -15.000 MW reduziert hat.²⁸ Dies bedeutet einen Abbau von etwa 8-12% der Gesamtkapazität von ca. 130.000 MW.²⁹ Gleichzeitig stieg in dem Zeitraum die Brutto-Stromerzeugung von 575 TWh auf 606 TWh. Aus diesen Entwicklungen lässt sich schließen, daß sich dadurch die Angebotskurve der Abbildung 12 nach links bewegt hat. Auf der Nachfrageseite ist der Verbrauch an Strom von 578 TWh auf 600 TWh gestiegen.

Angesichts der Abnahme der Kapazitäten bei einer gleichzeitigen Zunahme der Nachfrage lässt sich also vermuten, dass sich der deutsche Energiemarkt in etwa so darstellt wie in Abbildung 12 d.h. die erhöhten Kosten für die Zertifikate größtenteils auf die Nachfrager überwältigt werden können. Deswegen kann die Überwälzung der (Opportunitäts-) Kosten der Zertifikate mit einem funktionierenden Strommarkt begründet werden.

Es sollte aber nicht außer Acht gelassen werden, dass an der deutschen Strombörse nur etwa 10% des gesamten Stroms in Deutschland gehandelt werden. Deswegen sollte der Frage nachgegangen werden, ob sich die Erhöhung der Strompreise auch durch ein so genanntes „Marktversagen“, aufgrund zu stark konzentrierter Angebotsmacht erklären lässt. Deswegen sollte zunächst der Frage nachgegangen werden, wie denn der deutsche Strommarkt aufgebaut ist.

3.3. Struktur des deutschen Strommarktes

Die Struktur des deutschen Energiemarktes ist in Abbildung 13 dargestellt.³⁰ Die Produktion von Strom geschieht zu einem sehr großen Teil bei den so genannten „Großen Vier“, den großen Energieversorgern, die in klar abgegrenzten Versorgungsgebieten tätig sind. Innerhalb der Konzerne gibt es aufgrund der neuen gesetzlichen Anforderungen eine organisatorische und rechtliche Aufteilung nach Netzbetreiber-gesellschaften und Produktions- und Vertriebsunternehmen. Diese Konzerne sind verantwortlich für den überregionalen Energietransfer und beliefern direkt die Endkunden, die Regionalen EVUs sowie die lokalen Unternehmen.

Darüber hinaus gibt es die Regionalen EVUs sowie die lokalen Unternehmen, die regional Privatkunden oder einen oder mehrere Großabnehmer versorgen. Diese fungieren häufig auch als „Zwischenhändler“, d.h. sie beziehen den Strom von den Großen Vier und verteilen diesen an die Endverbraucher weiter. Die Großen Vier wiederum besitzen umfangreiche Beteiligungen an diesen Zwischenhändlern und an den lokalen EVUs. Aufgrund dieser Struktur kann auf der Angebotsseite ein Oligopol mit vier Teilnehmern angenommen werden.

²⁷ Zu diesem können eventuell noch die Niederlande und Belgien dazu gezählt werden, obwohl im Austausch mit diesen Märkten besonders im Bereich Spitzenlaststrom Grenzen gesetzt sind. Für eine detaillierte Beschreibung der Marktabgrenzung innerhalb Europas siehe Schiffer (2005), 176ff.

²⁸ Eine Aufstellung der Stilllegungen seit dem Jahr 2000 findet sich in Ockenfels et al. (2005), S. 10

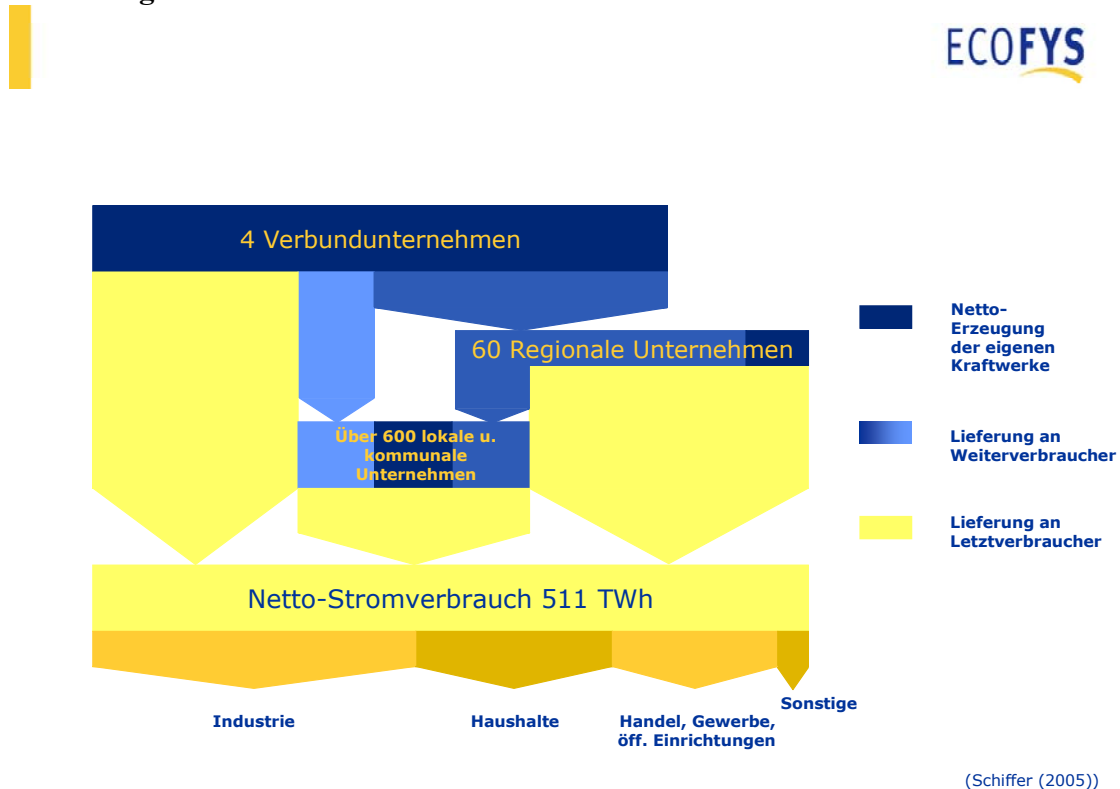
²⁹ Vgl. zu den Zahlen zur Gesamtkapazität, Stromproduktion und Verbrauch Schiffer (2005), S. 207ff.

³⁰ Siehe ausführlich zu der Darstellung des deutschen Strommarktes Schiffer (2005)

Auf der Nachfrageseite unterscheidet man in drei verschiedenen Gruppen, bei denen der Gesetzgeber unterschiedliche Freiheiten der Preis- und Tarifgestaltung erlaubt:

- 1) Privatkunden: Hier unterliegen die Versorgungsverträge der staatlichen Aufsicht und Genehmigung. Deswegen kam es in diesem Kundensegment nur zu geringeren Anpassungen der Preisstruktur. Sie lagen im Vergleich der Jahre 2005 und 2006 zwischen 0 und 7,5%, wobei die meisten Preiserhöhungen der regionalen Versorger bei ca. 3,5% lagen.³¹

Abbildung 13: Struktur des deutschen Strommarktes



OUR MISSION: A SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY FOR EVERYONE

Quelle: Eigene Darstellung

- 2) Mittelspannungskunden: Hier gilt der Grundsatz der Vertragsfreiheit. Generell werden Standardlieferverträge verwendet, deren Preis- und Konditionengestaltung vorgegeben ist. Grundsätzlich sind hier individuelle Vertragsgestaltungen möglich, aber selten, da die Verhandlungsmacht der Lieferanten groß ist. Häufig erfolgt auch eine Indexierung des Lieferpreises an den Börsenpreis für Strom.
- 3) Hochspannungskunden: Ebenfalls gilt hier Vertragsfreiheit. Großabnehmer von Strom können ihre Lieferkonditionen aber frei verhandeln, sie besitzen eine größere Verhandlungsmacht als Mittelspannungskunden. Im Rahmen der Strombereitstellung für Großabnehmer erfolgt i.A. ein Risikomanagement, das entweder durch den Kunden oder den Lieferanten erfolgen kann.

³¹ Siehe dazu die Übersicht zu den Strompreiserhöhungen unter <http://www.verivox.de/Strompreise.asp>.

Die Struktur auf der Angebotsseite kann also als ein Oligopol interpretiert werden, auf der Nachfrageseite muss man differenzieren: Hier gibt es bei den Privat-(Tarif-) Kunden keine unmittelbare Möglichkeit, höhere Kosten zu überwälzen, da die Preise und Konditionen von der staatlichen Aufsicht genehmigt werden müssen. Ein freier Preis bildet sich also bei den Mittel- und Hochspannungskunden, vor allem der Industrie und den Zwischenhändlern. Da hier von sehr vielen Teilnehmern auszugehen ist, ist von einer „normalen“ Nachfrageseite auszugehen, wobei allerdings die Preiselastizität aufgrund der oben diskutierten Eigenschaften des Stroms relativ gering ist.

3.4. Preisbildung beim Oligopol

Nach der hier beschriebenen Struktur lässt sich der deutsche Strommarkt als ein Angebots-Oligopol mit vier großen Teilnehmern und einer Nachfrageseite mit niedriger Preiselastizität interpretieren. Die Mikroökonomik stellt verschiedene Modelle bereit, um solche Märkte zu untersuchen.³² Diese zeichnen sich durch eine starke Abhängigkeit der Ergebnisse von den Annahmen über das strategische Verhalten der Anbieter und die Art der (inversen) Nachfragefunktion aus, die zu einem Preis über oder gleich den Grenzkosten führen können. Trotz dieser Schwächen der Oligopoltheorie sollen hier die Erkenntnisse zweier Ansätze dargestellt werden, von denen einer die Preisentwicklung des deutschen Strommarktes erklären könnte.

Da keiner der Anbieter in Deutschland eine dominierende Position einnimmt, ist hier weder das Modell der Preis- noch der Mengenfürerschaft, sondern das Modell der Optimierung bei Annahme der gleichzeitigen Optimierung bei den anderen Unternehmen, entweder das so genannte Cournot-Modell oder das Bertrand-Modell, zu wählen.

Bei dem Cournot-Modell optimiert ein Unternehmen i seine Menge x_i unter der Annahme, dass die anderen Anbieter dieses ebenso tun. Unter Beachtung des Marktpreises p und seiner Kostenfunktion $K_i(x_i)$ maximiert der Anbieter i seinen Gewinn (G_i). Der Gewinn ergibt sich aus der Differenz von Erlös und Kosten, wobei der Erlös des Anbieters von der Nachfragefunktion des Gesamtmarktes, $p(X)$ abhängt:

$$G_i = p(X)x_i - K_i(x_i),$$

die Gesamtmenge X ist gegeben durch

$$X = \sum_{i=1}^n x_i$$

Als Optimalbedingung ergibt sich:

$$\frac{dG_i}{dx_i} = 0 = p(x) + p'(x)x_i - K'_i$$

Unter gewissen Regularitätsannahmen lassen sich aus den Optimalitätsbedingungen der Marktteilnehmer die Reaktionsfunktionen ableiten. Für den konkurrierenden Anbieter j

drückt die Reaktionsfunktion $\frac{dx_j}{dx_i}$ die Reaktion auf die Wahl des Outputs von Anbieter

³² Nachzulesen sind diese in den Standardwerken zur Mikroökonomik, wie z.B. Varian (1999).

i aus. Über diese Reaktion kann er bestimmte Erwartungen haben, die von seiner relativen Bedeutung für den Markt und der Art der Nachfragekurve (linear, isoelastisch) abhängig sind. Die Erwartungsbildung und die damit verbundenen Ergebnisse können mit spieltheoretischen Verfahren analysiert werden.³³ Je besser die Erwartungen des Anbieters über das Verhalten der anderen, desto besser kann er sein Gewinnmaximum erreichen.

Innerhalb dieser Bedingung gibt der Term $\frac{dx_j}{dx_i}$ die Reaktion der Konkurrenten auf die

Wahl des Outputs des Anbieters i an. Über diese Reaktion kann er bestimmte Erwartungen haben, die von seiner relativen Bedeutung für den Markt und der Art der Nachfragekurve (linear, isoelastisch) abhängig sind. Die Erwartungsbildung und die damit verbundenen Ergebnisse können mit spieltheoretischen Verfahren analysiert werden.³⁴ Je besser die Erwartungen des Anbieters über das Verhalten der anderen, desto besser kann er sein Gewinnmaximum erreichen.

Gehen alle Anbieter auf dem Oligopolmarkt von einem rationalen Verhalten der Konkurrenten aus, so ist das Ergebnis der Höhe der Preisüberwälzung abhängig von Art der Nachfragekurve und deren Preiselastizität. In der oben bereits zitierten Studie von Sijm (2004) wurde die Höhe der Überwälzung von Kostenerhöhungen bei linearen Nachfragekurven unterschiedlicher Elastizität untersucht. Er kommt zu dem Ergebnis, dass bei einem angenommenen Oligopolmarkt in Deutschland und einer linearen Nachfragefunktion erstens das generelle Strompreisniveau höher ist als im Fall der vollständigen Konkurrenz und dass die Überwälzungsrate der Opportunitätskosten bei einer geringen Preiselastizität der Nachfrage zwischen 72% und 75% liegt.³⁵

Ein anderer spieltheoretischer Ansatz der Oligopoltheorie für die beschriebene Ausgangslage, der zu einem grundsätzlich anderen Ergebnis kommt, ist der des Bertrand-Wettbewerbs. Bei diesem optimieren die Unternehmen ihren Gewinn über den Preis und beziehen in ihr Optimierungskalkül die Reaktion der Konkurrenten mit ein. Bei diesem Ansatz führt das Optimierungsverhalten im Oligopol zu demselben Ergebnis wie im Wettbewerbsfall, der Preis ist gleich den Grenzkosten. Eine Erhöhung der Grenzkosten würde vollständig eingepreist werden.

Dies liegt an der Tatsache, dass jedes Unternehmen bei einem gegebenen Preis über den Grenzkosten den Anreiz hat, durch eine Preissenkung mehr veräußern zu können und den Gewinn zu erhöhen. Man kann sich dieses Modell wie eine Versteigerung vorstellen, bei dem die Anbieter ihre Preisvorstellung sukzessive abgeben müssen. Dieser Prozess führt letztendlich dazu, dass die Unternehmen ihre Produkte auch im Oligopolfall zu den Grenzkosten anbieten.

So führt die Annahme einer Optimierung über die Mengen im Cournot-Modell zu einer Preissetzung über den Grenzkosten, bei der Annahme der simultanen Preisfestsetzung im Bertrand-Wettbewerb kommt es zu einem Preis gleich Grenzkosten. Die Kostenüberwälzung von Erhöhungen der variablen Kosten liegt im Cournotfall bei etwa 3/4, beim Bertrand-Wettbewerb wie bei vollständiger Konkurrenz bei 100%.

In einem Oligopol sind für die Optimierungskalküle der Unternehmen viele Informationen über das Verhalten der Konkurrenten erforderlich. Zusätzlich könnten bei einer Optimierung über die Preissetzung wettbewerbsähnliche Ergebnisse mit geringen Gewinnen für die Anbieter entstehen. Deshalb sowie aufgrund der geringen Anzahl der Anbieter ist der Anreiz besonders hoch, Absprachen bzgl. Preis oder Mengen zu treffen. In

³³ Vgl. dazu die spieltheoretischen Ansatzpunkte z.B. bei Holler, Illing 1996.

³⁴ Vgl. dazu die spieltheoretischen Ansatzpunkte z.B. bei Holler, Illing 1996.

³⁵ Vgl. Sijm (2004), S. 74 ff.

einem Kartell könnten sich die Anbieter wie ein Monopolist verhalten und gemeinsam ihren Gewinn maximieren.

Die Fragestellung, ob die deutschen Anbieter auf dem Strommarkt ihre Marktmacht ausnutzen und gesetzeswidrige Absprachen treffen, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Eine juristische Klärung erfolgt derzeit durch das Bundeskartellamt. Es soll hier zumindest darauf hingewiesen werden, dass Absprachen entweder direkt oder indirekt getroffen werden können. Direkte Absprachen liegen vor, wenn die Anbieter in direkten Verhandlungen miteinander ein gemeinsames Verhalten beschließen.

Indirekte Absprachen können vorliegen, wenn Anbieter über Presserklärungen oder Verlautbarungen bestimmte Verhaltensweisen ankündigen, wobei sie davon ausgehen können, dass die anderen Anbieter ähnlich reagieren werden. So konnte auch die sehr offensive Vertretung der Anwendung des Opportunitätskostenprinzips als eine indirekte Absprache verstanden werden. Ob allerdings solche Absprachen gesetzwidrig sind, ist juristisch zu beurteilen.

3.5. Behandlung der Windfall Profits

Unabhängig von der Erklärung für die Überwälzung der Opportunitätskosten ist der Frage nachzugehen, ob die zusätzlichen Renditen, die bei den Anbietern durch die zu großen Teilen kostenlos zugeteilten Zertifikate entstehen, wohlfahrtstheoretisch gerechtfertigt sind und wie eine Neuallokation der Renten zu erreichen ist. Diese Fragestellung liegt außerhalb dieses Forschungsprojektes und bietet Raum für weitere Untersuchungen. Hier sollen nur einige Ansatzpunkte aufgezählt werden:

- 1) Auktionierung der Zertifikate: Dieser Ansatz wäre der mikroökonomisch beste Weg, da mit diesem Verfahren die Grenzerträge des Zertifikateinsatzes der Unternehmen offen gelegt würden. Dieses ist aufgrund der europäischen Direktive zum Emissionshandel allerdings nur zu maximal 10% der gesamten Zuteilungsmenge.
- 2) Benchmarking mit Ex-Post-Korrektur: Dieses Verfahren hat zwei Nachteile: Erstens wird dabei das Opportunitätskostenprinzip nicht angewandt, so dass die CO₂-Intensität bei den Optimierungskalkülen der Unternehmen nicht berücksichtigt wird. Zweitens ist es eventuell nicht konform mit dem Europäischen Recht, was derzeit noch vor dem Europäischen Gerichtshof anhängig ist.
- 3) Begrenzung des Preisniveaus für Zertifikate: Hier wäre die Frage zu klären, wie die Preiskontrolle funktionieren sollte, bzw. ob eine Art „Zentralbank“ für Zertifikate Stützungs geschäfte tätigen soll. Zusätzlich könnte eine Preislimitierung aufgrund des europäischen Marktes nur bei Einbeziehung aller EU-Länder funktionieren. Dagegen werden sich allerdings die Länder mit überschüssigen Zertifikaten aussprechen.
- 4) Zusätzliche Besteuerung der Unternehmen mit Windfall Profits: Hier wäre die Schwierigkeit zu lösen, die Höhe der Windfall Profits zu berechnen und eine angemessene Steuerbasis zu finden.
- 5) Wettbewerbsintensivierung auf dem Strommarkt: In diesem Fall würden die Strompreise zwar sinken, die Überwälzung der Zertifikatepreise mit den Windfall Profits trotzdem auftreten.

4. Auswirkungen des EU-EH auf Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung

Wie in Kapitel 1 für die Strommärkte, wird hier für die Bereiche Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industriebranchen und Beschäftigung eine Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse der Literatur zu den Auswirkungen des Emissionshandels gegeben. Wieder folgt eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten gemeinsamen Ergebnisse.

4.1. Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industriebranchen

Das *International Energy Agency (2005)* untersucht die Branchen Eisen&Stahl, Aluminium, Zement und Papier. Insgesamt wird für eine Short-Position der Branchen zwischen 2%-10% ein moderater Anstieg der Produktionskosten im unteren einstelligen Prozentbereich prognostiziert, der am geringsten für Stahl-Lichtbogenöfen und am höchsten für Aluminium (Primärschmelze) ausfällt. Die Margen fallen hierdurch für Eisen & Stahl, Zement und Papier um einen Anteil im einstelligen Prozentbereich, für Aluminium um ca. ein Drittel. Werden die Margen konstant gehalten, kommt es zu einem Nachfragerückgang für alle Branchen, der sich in einem ähnlichen Bereich wie der Produktionskostenanstieg bewegt und am niedrigsten für Zement und wiederum am höchsten für Aluminium ausfällt.

Ekins (2005) prognostiziert Strompreiserhöhungen von 10% für Industriekunden. Die Wirkung einer solchen Erhöhung wird für energieintensive Industrien, besonders jene, die nicht unter den EH fallen, als signifikant erachtet.

McKinsey & Ecofys (2005) betrachtet die Branchen Eisen & Stahl, Aluminium, Zement, Raffinerien und Papier. Als Indikator für die Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit werden die veränderten Produktionskosten (nach Überwälzung auf den Verbraucher) herangezogen. Während die Strombranche durch den EU-Emissionshandel klar profitiert – hierbei am stärksten ältere Atomkraftwerke und Braunkohlekraftwerke –, werden die Gesamtauswirkungen auf den Raffineriesektor als ausgeglichen sowie als geringfügig für die Papier und Pappe produzierende Industrie eingeschätzt.

Für den Zementsektor könnten sich negative Effekte in den Mitgliedstaaten mit hoher Importwahrscheinlichkeit (Italien, Südfrankreich, Griechenland, Spanien) ergeben. Bei der Eisen- & Stahlerzeugung kommt es zu deutlichen negativen Auswirkungen für die Hochofenroute, während die Auswirkungen für die Lichtbogenofenroute gering ausfallen. Die stärksten negativen Effekte werden für die Primärerzeugung von Aluminium prognostiziert.

Carbon Trust (2005) betrachtet die Branchen Strom, Papier, Zement, Eisen und Aluminium. Für die Branchen Papier, Zement und Strom kann die Rentabilität durch einen moderaten Preisanstieg und ohne Verluste von Marktanteilen konstant gehalten werden. Im Falle des Eisen & Stahl Sektors kommt es bei konstanter Rentabilität zu Verlusten von Marktanteilen. Nur für die Aluminium produzierende Branche kommt es zu einem Absinken der Rentabilität sowie zum Verlust von Marktanteilen. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass die finanziellen Auswirkungen des Emissionshandels auf Branchen vor allem von den folgenden drei Faktoren abhängen:

- In welchem Maße die Branchen Wettbewerb aus dem Nicht-EU-Ausland ausgesetzt sind
- Die Marktkonzentration, da bei hoher Konzentration die Marktpreise die Kosten stärker widerspiegeln
- Die Nachfrageelastizität des Produktes

Klepper und Peterson (2004) stellt heraus, dass die ökonomischen Auswirkungen des EU-Emissionshandels nicht mit einem BAU-Szenario, sondern dem Szenario nationaler Erreichung der Kioto-Ziele verglichen werden müssen. Die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der betrachteten Branchen (für einbezogene, wie indirekt betroffene Branchen) werden durch den Einsatz des EU-Emissionshandels verringert: Produktionsrückgänge fallen für die Strombranche um über 50%, für die restlichen Branchen des Emissionshandels um über 60% geringer aus. Über die Gesamtheit der Branchen fällt der Produktionsrückgang durch den Emissionshandel sehr gering aus. In den nicht im EU-Emissionshandel einbezogenen Branchen, die indirekt über die Strompreiserhöhung betroffen sind, ist der Produktionsrückgang deutlich ausgeprägter als in den einbezogenen Branchen.

Mannaerts und Moulder (2003) prognostizieren für die betrachteten Branchen Eisen & Stahl, Papier, Kunststoffproduzierendes Gewerbe, Aluminium und stickstoffverarbeitende Industrien einen Verlust von Marktanteilen auf dem Weltmarkt. Dieser Rückgang wird auf verringerten Produktionsoutput angesichts der gestiegenen Strompreise zurückgeführt. Die Studie geht von einem Rückgang der energieintensiven Primärproduktion zugunsten einer steigenden Sekundärproduktion aus, wodurch eine Reduktion der Emissionsintensität pro Produktionsoutput erreicht wird.

Peterson (2003) untersucht eine Vielzahl von Branchen innerhalb und außerhalb des EU-Emissionshandels.³⁶ Die Studie prognostiziert für Branchen in den alten Mitgliedstaaten Produktionsrückgänge unter 1% für das Jahr 2012. Die Wettbewerbsfähigkeit der betrachteten Branchen auf dem Weltmarkt wird kaum beeinflusst. Tendenziell dominieren die indirekten Effekte des Emissionshandels, d.h. nicht einbezogene Branchen sind in einigen Fällen stärker negativ betroffen als einbezogene.

Zusammenfassend kommen die Studien zu folgenden dem Ergebnissen:

- Die ökonomischen Auswirkungen des EU-Emissionshandels sind nicht mit einem BAU-Szenario, sondern mit dem Szenario der Erreichung der Kyoto-Ziele im nationalen Alleingang zu vergleichen
- Die Strombranche profitiert durch den EU-Emissionshandel
- Moderate Auswirkungen sind in den Bereichen Papier & Pappe, Eisen & Stahl, Zement zu erwarten
- Die Aluminiumbranche ist am stärksten negativ betroffen
- Der indirekte Effekt der Strompreiserhöhung verursacht einen signifikanten Anteil der Kostensteigerung durch den EH.
- Für Branchen, die nicht unter den Emissionshandel fallen, aber dem indirekten Effekt der Strompreiserhöhung ausgesetzt sind, kann dies deutlich negative Auswirkungen haben

³⁶ Kapazitätsgrenzen für die einzubeziehenden Anlagen wie im EU-Emissionshandel können dabei nicht berücksichtigt werden. In dem hier zitierten Szenario werden für den Emissionshandel Reduktionsziele entsprechend dem EU-Burdensharings angenommen.

4.2. Auswirkungen auf die Beschäftigung

Jensen und Rasmussen (2000) betrachten unterschiedliche Allokationsvarianten für ein Emissionshandelsystem für das Land Dänemark. Für ein Grandfathering-Szenario schließen sie aufgrund der durch die Allokationsmethode verursachten gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverluste und auf Grund höherer gesamtwirtschaftlicher Vermeidungskosten gesunkener Realeinkommen auf einen Beschäftigungsrückgang um ca. 1%. Eine Auktionierung, deren Rückführung so konzipiert ist, dass Steuern auf den Faktor Arbeit verringert werden, führt in den energieintensiven Sektoren zu einem Beschäftigungsrückgang, in den weniger energieintensiven aber zu einem Anstieg, so dass insgesamt ein leichter Anstieg der Beschäftigung zu verzeichnen ist. Eine outputbasierte kostenlose Zuteilung führt trotz hoher Wohlfahrtsverluste zu stabiler Beschäftigung, da die Vermeidungskosten geringer ausfallen als beim Grandfathering.

Cambridge Econometrics (2000) untersucht unter anderem die Beschäftigungswirkung des EU-Emissionshandels im Vergleich mit einer CO₂-Steuer. Für den EU-EH bei Annahme der vollständigen Zuteilung der Zertifikate durch Grandfathering werden zwei Szenarien unterschieden: 1. Weitergabe von Gewinnen aus Zertifikatsverkäufen an die Verbraucher in Form von Preissenkungen bei Produkten aus vom EU-EH betroffenen Anlagen und 2. Einbehaltung dieser Gewinne durch die Unternehmen. EU-weit führt die CO₂-Steuer zu einem leichten Beschäftigungsanstieg³⁷, der Emissionshandel zu einem geringfügigen Rückgang, der EU-weit betrachtet bei Weitergabe von Gewinnen aus Zertifikatsverkäufen höher ausfällt als bei Einbehaltung.

Für Westdeutschland wird bei Einbehaltung ein Rückgang um 0,26% (-75.000 Arbeitsplätze), für Ostdeutschland ein Anstieg um 0.14% prognostiziert (+7.600), bei Weitergabe ein Rückgang um 0.14% (-40.300) für Westdeutschland und 1.14% für Ostdeutschland (-60.700 Arbeitsplätze).

Böhringer und Lange (2003) vergleichen Allokationsvarianten für den EU-Emissionshandel: Auktionierung, auf historischen Emissionen basierte und auf Output basierte kostenlose Zuteilung. Die deutlichsten negativen Arbeitsplatzeffekte weist die Auktionierung auf, diese liegen bei Zertifikatspreisen zwischen 10-50 US\$/t CO₂ im einstelligen Prozentbereich. Eine kostenlose Zuteilung die auf historischen Emissionen basiert, führt zu einem geringfügigen Rückgang der Beschäftigung, während die outputbasierte kostenlose Zuteilung zu einer Stabilisierung bzw. einem sehr geringfügigen Anstieg führt.

³⁷ Die Autoren der Studie erklären dies mit der „Double Dividend-These“.

5. Zusammenfassung

Dieses Kapitel hatte die Analyse sektoraler Auswirkungen des Emissionshandels, insbesondere in Bezug auf die Strompreisentwicklung, aber auch auf den Wettbewerb sowie die Beschäftigung zum Ziel.

Die Auswertung von Studien zu Auswirkungen des EU-EH auf den Strommarkt kam zu dem Ergebnis, dass der EU-EH zu Strompreiserhöhungen führen wird, da die Einpreisung von Opportunitätskosten zu erwarten ist. Mehrere Studien sprechen sich dafür aus, dass dies sowohl im vollkommenen Markt wie auch in Oligopolmärkten der Fall ist. Das Maß der Einpreisung hängt von den jeweiligen Marktbedingungen. Wenige Studien weisen auf eine mögliche Verschiebung der Stromproduktion in Staaten außerhalb der EU hin.

Vermittels der nachfolgenden Betrachtung der Strom und Zertifikatspreisentwicklung sowie einer dezidierten makroökonomischen Betrachtung kam dieses Papier zu dem Ergebnis, dass Strompreiserhöhungen zum großen Teil, zumindest in 2005, auf die Einpreisung von Opportunitätskosten zurückzuführen sind. Dies kann sowohl für einen Markt mit vollständigem Wettbewerb, als auch für einen Oligopolmarkt erklärt werden.

Es folgen Literaturlauswertungen zu den Bereichen Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung. Die europäischen Industriebranchen betreffend zeichnet sich ab, dass die Strombranche über die Einpreisung der Opportunitätskosten profitiert, während Branchen wie Zement, Stahl und Papier moderate negative Auswirkungen wahrnehmen. Neben den direkten Kosten durch den Emissionshandel, spielt die Strompreiserhöhung als indirekter Effekt eine wichtige Rolle für die europäische Industrie. Für Branchen mit hohem Stromanteil an der Produktion, die nicht unter den Emissionshandel fallen, wie Chemie oder Aluminium, kann dies deutlich negative Auswirkungen haben.

Zur Auswirkungen auf die Beschäftigung existieren nur wenige Studien. Insgesamt werden geringfügige bis moderate Auswirkung prognostiziert, wobei es je nach Allokationsmethode zu einem Beschäftigungsrückgang oder -anstieg kommen kann.

II Kohärenz der deutschen Klimaschutzinstrumente

Autoren: Sven Heilmann und Roman Bertenrath (FiFo Köln)

1. Einleitung

Im Rahmen der nationalen sowie europäischen Klimapolitik stellt der Emissionshandel lediglich *ein* Instrument dar. Daneben existieren in Deutschland noch eine Vielzahl weiterer Instrumente, die zumindest teilweise eine klimapolitische Zielsetzung verfolgen, im Übrigen z.T. ähnlich wie der Emissionshandel auf europäischen Regelungen basieren (EE-Richtlinie, KWK-Richtlinie, Energiesteuerharmonisierungsrichtlinie) oder sie berücksichtigen müssen. Hierzu gehören insbesondere das Energiesteuergesetz bzw. vormals die Ökosteuer, das Erneuerbare-Energien-Gesetz, sowie das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz.

Durch die Europäische Richtlinie zum Emissionshandel werden hinsichtlich einer Verknüpfung des Emissionshandelssystems mit den schon bestehenden Instrumenten keine konkreten Vorgaben gemacht. Durch Anhang III der Richtlinie ist für die Aufstellung der nationalen Allokationspläne zur Einhaltung der nationalen Kyoto-Ziele nur vorgegeben, dass sie „mit den übrigen rechtlichen und politischen Instrumenten der Gemeinschaft in Einklang“ stehen müssen. Andersherum sieht allerdings die europäische Energiesteuerrichtlinie unter bestimmten Voraussetzungen explizit die Möglichkeit vor, Betriebe von der Energiebesteuerung freizustellen, wenn sie am Emissionshandel teilnehmen.

Mit dem Nebeneinander mehrerer Instrumente sind zwei Problemfelder verbunden:

- (1) Für die am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen kann es zu einer unmittelbaren Mehrfachregulierung durch die verschiedenen Instrumente kommen. Möglich ist aber auch eine lückenhafte Erfassung einzelner Bereiche durch etwaige Ausnahmeregelungen oder Regelungslücken.
- (2) Zusätzlich können etwaige Preisüberwälzungen auch zu indirekten (kumulativen) Wirkungen bei nachgelagerten Verbrauchern führen, die selbst gar nicht direkt dem Emissionshandel unterliegen; dies ist im Fall des Emissionshandels vor allem für Endverbraucher von Strom der Fall.

Vor allem auf Seiten der Unternehmen aber auch der Politik und Wissenschaft werden aufgrund der mehrfachen Regulierung Belastungswirkungen und damit letztendlich negative Folgen für die nationale Wirtschaft befürchtet. Auf der anderen Seite ist sowohl aus Gründen der Effizienz wie auch der Effektivität der Klimapolitik eine Schließung von Erfassungslücken wünschenswert.

Zu untersuchen ist daher, inwieweit es für die direkt, aber auch indirekt vom Emissionshandel erfassten Unternehmen zu einer mehrfachen Regulierung oder Untererfassung kommt und welcher Handlungsbedarf daraus entsteht. Ein besonderes Augenmerk ist dabei auch auf die Definition von Mehrfachregulierungen zu richten. Hierbei ist auch der unterschiedlichen Zielsetzung der verschiedenen Instrumente Rechnung zu tragen. Auch wenn unbestreitbar alle eine Klimaschutzbezogene Wirkung aufweisen, unterscheiden sie sich teilweise erheblich hinsichtlich ihrer tatsächlichen Zielsetzung. Bei den Handlungsempfehlungen müssen daher auch die über den Klimaschutz hinausgehenden Ziele mit berücksichtigt werden. Eine genauere Analyse der Zielüberschneidungen wird daher bei der jeweiligen Darstellung der Instrumente vorgenommen.

Im Unterschied zur isolierten Instrumentenanalysen werden bei der Kohärenzanalyse der deutschen Klimapolitik potentiell aus der Interaktion der Instrumente resultierende

Wirkungen mit in die Analyse einbezogen. Dabei steht die Frage im Vordergrund, in wie weit sich die Wirkungen der einzelnen Instrumente beeinflussen, verstärken oder aber auch kompensieren können. Erst durch die Berücksichtigung der aus der Interaktion rührenden Analyse ist eine Identifizierung möglicher Anpassungsbedarfe und -strategien der einzelnen Instrumente möglich.

Im Folgenden wird daher zunächst die Ausgestaltung und Zielkongruenz der verschiedenen Instrumente diskutiert. Daran schließt sich die eigentliche Analyse möglicher Überschneidungsbereiche der direkten und indirekten Interaktion an, wobei sowohl Belastungen als auch Entlastungen durch die Instrumente berücksichtigt werden. Aus der Analyse resultierende Handlungsempfehlungen schließen die Untersuchung ab.

Während des Projektverlaufs wurde der NAP II³⁸ der Bundesrepublik vorgestellt. Ebenso fand eine Neuregelung des deutschen Energiesteuerrechts durch das in Kraft tretende des Gesetzes zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes vom 15. Juli 2006 sowie das Biokraftstoffquotengesetz vom 18. Dezember 2006³⁹ statt. Ferner trat am 01.12.2006 das 1. EEG-Änderungsgesetz in Kraft, wodurch die Deckelregelung mit Aufhebung von § 16 Abs. 5 EEG rückwirkend zum 01.01.2006 wegfällt. Diese Änderungen wurden hinsichtlich ihrer Relevanz für die Kohärenz der deutschen Klimapolitik mit in die Analyse integriert und hinsichtlich möglicher Handlungsempfehlungen berücksichtigt. Stichtag der Analyse, bis zu dem Änderungen berücksichtigt werden konnten ist der 31.12.2006.

³⁸ Berücksichtigt wurde der Nationale Allokationsplan 2008-2012 in der Fassung vom 28.06.2006.

³⁹ Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften vom 18. Dezember 2006.

2. Ausgestaltung und Zielkongruenz der Instrumente im Überblick

2.1. Ausgestaltung und Zielkongruenz von Emissionshandel und Energiebesteuerung (Ökosteuer)

Mit der Einführung der Ökosteuer in 1999 wurden in mehreren Stufen verschiedene Energiesteuern erhöht oder eingeführt, um den Verbrauch von Brennstoffen zum Verheizen und von Strom zu reduzieren. Die Ökosteuer stellt als „querschnittsorientierte Maßnahme“ explizit einen „Bestandteil der Klimaschutzpolitik der Bundesregierung“ dar, so dass sich hier eine Zielkongruenz von Emissionshandel und Ökosteuer einstellt.⁴⁰ De facto stellt die Ökosteuer eine Ergänzung bzw. Änderung der vormals bestehenden Mineralölsteuersätze dar. Mit der Einführung des neuen Energiesteuerrechts vom 15. August 2006 gingen das Mineralölsteuergesetz sowie die Erhöhungen durch die Ökosteuer in das neue Energiesteuerrecht über. Damit bleibt aber auch die Zielüberschneidung der Energiebesteuerung und des Emissionshandels bestehen. Der Idee folgend, den Faktor Arbeit zu entlasten, während Energie belastet wird, wird der größte Teil des Aufkommens aus den durch die Ökosteuer erhöhten Steuersätzen zur Reduktion der Lohnnebenkosten durch die Senkung der Rentenbeiträge verwendet. Diese Regelung bleibt auch im neuen Energiesteuerrecht erhalten. Insofern muss bei einer Diskussion um eine mögliche Anpassung von Energiesteuern jeweils mit beachtet werden, dass den anfallenden Steuerzahlungen auch jeweils Einsparungen der Lohnnebenkosten gegenüber stehen, und zwar auch bei denjenigen Unternehmen, die selbst gar keine Energiesteuer zahlen. Berechnungen zu den Belastungswirkungen der Ökosteuer zeigen daher auch, dass das produzierende Gewerbe insgesamt einer vergleichsweise geringen Nettobelastung unterliegt, da es – wie im Weiteren noch näher beschrieben – ermäßigten Steuersätzen mit der Möglichkeit des so genannten Spitzenausgleichs unterliegt.⁴¹

Im Gegensatz zum Europäischen Emissionshandel, der sich derzeit noch auf das Klimagas CO₂ beschränkt und zumindest mittelfristig auch weitere Kyotogase mit einbeziehen soll, wird durch das Energiesteuerrecht ein großer Teil des Verbrauchs fossiler Brennstoffe besteuert. Dies geschieht einerseits durch die Verteuerung fossiler Brennstoffe auf der Inputseite sowie durch die Einführung einer Stromsteuer. Eng mit dem Ziel des Klimaschutzes verbunden, damit jedoch nicht deckungsgleich – verfolgt die Energiesteuer somit die Internalisierung der externen Kosten des Energieverbrauchs in Deutschland sowie eine Steigerung der Energieeffizienz. Als Nebenziele ergeben sich im Hinblick auf die steuerlichen Anreize einer Verteuerung herkömmlicher Energieerzeugung auch die „Innovations-, Technologie- und Exportförderung“ durch die Ökosteuer.⁴² Wie Tabelle 5 deutlich macht, variieren die Steuersätze sowohl hinsichtlich des CO₂-Gehalts als auch hinsichtlich des Energiegehalts, so dass von einer zum Emissionshandel äquivalenten Besteuerungsgrundlage nicht gesprochen werden kann. Dies gilt auch für den Bereich der Stromerzeugung. Die Stromsteuer ist als Mengensteuer pro Kilowattstunde Strom ausgestaltet und zur Überwälzung auf den Endverbraucher ausgelegt. Je nach Stromerzeugungstechnologie und Brennstoffeinsatz variiert auch hier die

⁴⁰ Nationales Klimaschutzprogramm (2000), S. 36. Zur Gesetzesgrundlage der Ökosteuer vgl. Bundesgesetzblatt (1999a) und (1999b).

⁴¹ Vgl. Bach (2005). Dies bedeutet jedoch nicht, dass einzelne Unternehmen sehr wohl einer hohen Ökosteuerbelastung ausgesetzt sein können.

⁴² Schlegelmilch und Bunse (2006).

Höhe der Stromsteuer pro Einheit CO₂. Eine rein auf den Klimaschutz und den Emissionshandel ausgerichtete Diskussion greift daher bei Betrachtung der aktuellen Ausgestaltung der Energiesteuer zu kurz. Daran konnten auch die jüngsten Änderungen durch das neue Energiesteuerrecht nichts ändern. Für eine mögliche Verzahnung mit dem Emissionshandel wäre daher eine stärkere Ausrichtung der Steuersätze hinsichtlich des CO₂-Gehalts der Einsatzstoffe notwendig.

Tabelle 5: Mineralöl- und Ökosteuersätze nach Energieträgern

Energieträger	Steuersätze bis 1998 je Mengeneinheit (ME)	Kumulierte Steuererhöhungen 2000 - 2003 (Ökosteuerteil)			Steuersätze (gesamt) ab 2003		
		Cent/ ME	Cent/ ME	€/t CO ₂	€/GJ	Cent/ ME	€/t CO ₂
Heizöl schwer (kg)	1,53	0,97	3,27	0,24	2,5	8,43	0,62
Heizöl leicht (Liter)	4,09	2,05	7,64	0,56	6,14	22,87	1,69
Erdgas (kWh)	0,18	0,37	18,23	1,03	0,55	27,1	1,53
Diesel (Liter)	31,7	15,34	58,25	4,43	47,04	178,62	13,18
Benzin (Liter)	50,11	15,34	64,02	4,73	65,45	273,17	20,16
Kohle (GJ)	-	-	-	-	0,33**	-	0,33**
Strom (kWh)	-	2,05	35,96*	5,69	2,05	33,23*	5,69***

* bezogen auf den gesamten Energieträgermix der allgemeinen Stromversorgung in 2005. Die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromproduktion betragen in 2005 616 g CO₂ je kWh Strom (vgl. Machat und Werner 2007).
 ** durch Einführung des Energiesteuergesetzes vom 15.8.2006
 *** Die Belastung des Stroms mit 5,69 €/GJ ist primärenergetisch betrachtet mit Blick auf Umwandlungsverluste von rund 38% im deutschen Kraftwerkspark deutlich geringer.

Quelle: BMU (2004), EnergieStG, eigene Berechnungen

Durch die Einführung des Energiesteuergesetzes am 15. Juli 2006 und die Änderungen durch das Biokraftstoffquotengesetz vom 18. Dezember 2006⁴³ wurde die europäische Energiesteuerrichtlinie in nationales Recht umgesetzt. Als wesentliche Änderungen zur bisherigen Regelung durch die Mineral- und Stromsteuer im Hinblick auf eine mögliche Interaktion mit dem Emissionshandel lassen sich folgende Details hervorheben:⁴⁴

In Zukunft wird Stein-, Braunkohle und Koks steuerpflichtig, wenn auch in Bezug auf den CO₂-Gehalt vergleichsweise nur mit geringen Steuersätzen belegt. Für private Haushalte wird die Kohlesteuer bis Ende 2010 aus sozialen Gründen ausgesetzt. Dagegen werden sämtliche Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung von der Energiebesteuerung generell befreit. Als Konsequenz aus der Entscheidung des europäischen Gerichtshofs vom 29. April 2004 (C-240/01) wird der Begriff des Verheizens im neuen Energiesteuerrecht als das „Verbrennen von Energieerzeugnissen zur Erzeugung von Wärme“

⁴³ Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz) vom 18. Dezember 2006, BGBl. I S. 3180.

⁴⁴ Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes vom 15. Juli 2006.

weiter gefasst (§ 2 Abs. 4 EnergieStG). Damit fallen nun z.B. auch Cracker im Bereich der Chemieindustrie unter die Energiebesteuerung. Allerdings wird eine Vielzahl von Prozessen des produzierenden Gewerbes durch § 51 EnergieStG auf Antrag von der Energiebesteuerung befreit. Hierzu gehören u.a. der Bereich der Glasherstellung, Ziegel-, Zement- und Keramikproduktion und die Metallerzeugung. Die Liste der Befreiungen wurde durch das Biokraftstoffquotengesetz noch leicht erweitert. So fallen nun auch Prozesse zur Herstellung von Zementplatten, mineralischer Dämmstoffe sowie weitere Prozesse der Metallerzeugung und –bearbeitung unter die Befreiungsregelung.

Darüber hinaus sind mit der Einführung des Energiesteuergesetzes auch Änderungen der Stromsteuer verbunden. Nach dem neu hinzugefügten §9a des Stromsteuergesetzes wird die Stromsteuer für einzelne Prozesse erstattet. Neben der Elektrolyse gehört hierzu u.a. der Strombezug zum „Brennen, Schmelzen, Warmhalten oder Entspannen“ im Bereich der Glasherstellung, Ziegel-, Zement- und Keramikproduktion sowie der Metallerzeugung. Auch im Bereich der Stromsteuer fand eine leichte Ausweitung der Ausnahmeregelungen durch das Biokraftstoffquotengesetz statt.

Insgesamt sind die Erweiterungen der Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen durch das neue Energiesteuerrecht quantitativ als vergleichsweise gering anzusehen. So werden die Entlastungen durch die Abschaffung von Einsatzstoffen in der Stromerzeugung auf 76 Mio. Euro, und die Steuerbefreiung bestimmter Prozesse auf 60 Mio. Euro geschätzt. Zum Vergleich: die Entlastungen im Bereich der bisherigen Ökosteuer beliefen sich auf rund 5,2 Mrd. Euro.⁴⁵

Im Hinblick auf die Verknüpfung mit dem Emissionshandel sind bei der Energiebesteuerung unter Berücksichtigung der geänderten Regelungen durch das Energiesteuer- und Biokraftstoffquotengesetz nunmehr folgende relevante Ausgestaltungsdetails hervorzuheben:

- Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie die Land- und Forstwirtschaft zahlen einen ermäßigten Steuersatz von 60% der regulären Energiesteuersätze für Strom und Gas und rund 73% für Heizöl. In der bisherigen Ökosteuerregelung bezog sich der ermäßigte Steuersatz für Erdgas und leichtes Heizöl dagegen nur auf die Erhöhungen durch die Ökosteuer, nicht aber auf die bereits vorher existierenden Mineralölsteuersätze.
- Energieintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes haben die Möglichkeit eines Spitzenausgleichs, d.h. auf Antrag werden 95% der Nettobelastung aus Ökosteuer und eingesparten Rentenversicherungsbeiträgen erstattet.⁴⁶ Die Grenzsteuersätze sind damit in Bezug auf den Ökosteueranteil auf 3% und weniger der regulären Ökosteuersätze ermäßigt.
- Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung sind generell von der Energiebesteuerung auf der Inputseite befreit. Damit gilt die bisher für hoch effiziente KWK- und GuD-Anlagen gewährte Steuerbegünstigung seit dem 1.8.2006 grundsätzlich für alle Stromerzeugungsanlagen. Gleichwohl gibt es auch nach Inkrafttre-

⁴⁵ Vgl. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes. Drucksache 16/1172, S. 33. Die Befreiungen durch das Biokraftstoffquotengesetz werden nach Angaben des Bundesumweltministeriums auf weitere 10 Mio. Euro geschätzt.

⁴⁶ Mit Einführung des Biokraftstoffquotengesetzes wurde beim Spitzenausgleich die Berechnung der eingesparten Rentenversicherungsbeiträge leicht modifiziert. Nach Artikel 1 Nr. 9 wird nun – vorbehaltlich der Genehmigung durch die Europäische Kommission – die zugerechnete Entlastung der Rentenversicherungsbeiträge durch die Energiesteuer auf mindestens 0,8 Prozentpunkte festgeschrieben.

ten des Energiesteuergesetzes zwei spezifische energiesteuerliche Vorteile für die Kraft-Wärme-Kopplung:

- Stromerzeugungsanlagen von nicht mehr als zwei Megawatt mit Eigennutzung des Stroms (gilt unter bestimmten Bedingungen auch für Contracting) sind gemäß dem am 1.8.2006 in Kraft getretenen Energiesteuergesetz zwar von der Stromsteuer befreit, nicht aber von den Energiesteuern auf die eingesetzten Energieträger. Hintergrund ist, dass nach Art. 21 der EU-Richtlinie zur Energiebesteuerung in der Stromerzeugung entweder eine Input- oder eine Outputbesteuerung erfolgen muss. Nur soweit zusätzlich das KWK-Kriterium eines Jahres- bzw. Monatsnutzungsgrades ab 70% erfüllt wird, gilt eine gleichzeitige Befreiung des produzierten Stroms von der Stromsteuer und der eingesetzten Energieträger von den Energiesteuern.
- Diejenigen Stromerzeugungsanlagen über 2 MW, die auch Wärme erzeugen, bekommen auch für den auf die Wärmeproduktion entfallenden Anteil die Inputsteuern erstattet. Sie werden insoweit gegenüber Heizwerken oder Einzelheizungen, die ausschließlich der Wärmeproduktion dienen, besser gestellt.

2.2. Zielkongruenz und Ausgestaltung von Emissionshandel und EEG im Überblick

Das EEG zielt auf die Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland und gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben aus der Richtlinie 2001/77/EG ab.⁴⁷ Hierbei soll der Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung im Interesse der Sicherung endlicher Energieressourcen und im Hinblick auf Umwelt- und Klimaschutz deutlich steigen und durch die Degressionseffekte der Breiten-einführung dazu beitragen, dass Strom aus Erneuerbaren Energien ohne finanzielle Förderung wettbewerbsfähig wird. Hinsichtlich der Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten der konventionellen und erneuerbaren Energien wurde der Weg über die relative Verteuerung konventioneller Energien durch eine Vergütung erneuerbarer Energien in dem Umfang gewählt, dass sie auch eine faire Chance zum Markteintritt und damit zur Substitution herkömmlicher Energieträger haben.

Es wird angestrebt, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2010 gegenüber 2000 auf mindestens 4,2 %⁴⁸ und an der Stromversorgung auf mindestens 12,5 % (bzw. mindestens 20 % bis zum Jahr 2020) zu erhöhen, vgl. § 1 Abs. 2 EEG. Dies steht im Einklang mit dem Richtziel der Europäischen Union, den Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch der Union auf 12 % bis zum Jahr 2010 zu erhöhen. Aus dem daraus abgeleiteten EU-weiten Richtziel von 22,1 % für den Anteil am Stromverbrauch in der EU ergibt sich für Deutschland das Ziel von 12,5 % für den Stromsektor bis 2010. Mit welchen Instrumenten dieses Richtziel erreicht wird, hat die Richtlinie den Mitgliedstaaten ausdrücklich frei gestellt.⁴⁹

⁴⁷ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

⁴⁸ Konsolidierte Fassung der Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2004, S. 2.

⁴⁹ Vgl. Bundestag-Drucksache 15/2864, S. 20.

Die genannten Ziele dienen damit auch der Minderung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, wie sie im Rahmen der Lastenverteilung der Europäischen Union zum Kyoto-Protokoll zur Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorgesehen sind. Wenngleich sich EEG und Emissionshandel auf verschiedene Anlagen beziehen – EEG-Anlagen unterliegen nicht dem Emissionshandel –, so besteht zwischen beiden Instrumenten gleichwohl eine Zielkomplementarität, da die Minderung von Treibhausgasemissionen bzw. „Klimaschutz“ als gemeinsames Ziel von beiden Instrumenten aus verschiedenen Richtungen angegangen wird.

Durch die langfristige Forcierung der Weiterentwicklung von Technologien zu Nutzung erneuerbarer Energien und der o.g. Proklamierung eines Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von mindestens 20 % im Jahr 2020 geht das EEG in seiner klimaschützenden Wirkung nicht nur zeitlich, sondern v.a. inhaltlich über die Ziele des Emissionshandels hinaus. Zudem greifen die im EEG angeführten Aspekte „Versorgungssicherheit“, „Ressourcenschonung“ und „Umweltschutz“ Ziele auf, die – allenfalls indirekt durch den Emissionshandel erreicht werden.

Der Emissionshandel führt zu einer Veränderung der relativen Preise zwischen regenerativen und fossilen Energieträgern. Zwar bewirkt das rigide Bewirtschaftungssystem des Emissionshandels eine tendenzielle Annäherung der Differenzkosten zwischen EEG-Strom und den infolge des Emissionshandels gestiegenen Preisen für Strom aus fossilen Energieträgern; gleichwohl entsprechen die Differenzkosten des EEG-Stroms gegenüber den Marktpreisen ungefähr Vermeidungskosten von 50 Euro/t CO₂ bis 80 Euro/t CO₂ und liegen somit erheblich über den CO₂-Vermeidungskosten des Emissionshandels (die Zertifikatpreise liegen derzeit bei unter 10 Euro/t CO₂).⁵⁰ Allein die emissionshandelsinduzierten relativen Preisänderungen bewirken keine Erreichung der weiteren, nicht-klimabezogenen EEG-Ziele.

Durch das EEG werden Netzbetreiber dazu verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas vorrangig abzunehmen und zu übertragen. Dabei greift der nachfolgend skizzierte (hier relevante) Ausnahme- bzw. Ermäßigungsmechanismus:

Die von den Netzbetreibern nach dem EEG gezahlten Einspeisevergütungen werden über den in § 14 EEG konzipierten Ausgleichsmechanismus zunächst gleichmäßig auf alle Netzbetreiber verteilt und auf die Stromhändler weitergewälzt. Alle Stromhändler werden pro kWh mit EEG-Zahlungen belastet und haben die Möglichkeit, die EEG-Zahlungen im Strompreis auf die Letztverbraucher zu überwälzen. Hierbei können allerdings *Unternehmen des produzierenden Gewerbes* und *Schienenbahnen* gleichwohl nach § 16 EEG eine Begrenzung der aus erneuerbaren Energieträgern gewonnenen und weitergereichten Strommenge erwirken:

- für Unternehmen, deren Strombezug im Sinne von § 16 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 i.V.m § 16 Abs. 4 EEG an einer Abnahmestelle *mindestens 100 GWh/Jahr* und deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung über 20 % beträgt, wird die anteilig an das Unternehmen weitergereichte Strommenge an der jeweiligen Abnahmestelle so begrenzt, dass die dort entstehenden Mehrkosten (Diffe-

⁵⁰ Vgl. Walz (2005), S. 264.

renzkosten) durch den Strom aus erneuerbaren Energiequellen auf 0,05 Cent/kWh reduziert werden.

- für Unternehmen, deren Strombezug im Sinne von § 16 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 i.V.m. § 16 Abs. 4 EEG an einer Abnahmestelle *unter 100 GWh/Jahr aber über 10 GWh/Jahr* an einer Abnahmestelle und deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung unter 20% aber mindestens 15% beträgt, wird die anteilig an das Unternehmen weitergereichte Strommenge auf 0,05 Cent/kWh an der jeweiligen Abnahmestelle nur für die Strommenge, die über 10% des bezogenen und verbrauchten Stromfremdbezugs im abgeschlossenen Geschäftsjahrs hinausgeht, begrenzt.

Für alle übrigen Letztverbraucher ist keine Begrenzung vorgesehen. Das bedeutet, dass der im privilegierten Sektor (produzierendes Gewerbe, Schienenbahnen) nicht abgenommene EEG-Strom auf die Gesamtheit aller sonstigen Stromverbraucher (private Haushalte, öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Handel und Gewerbe sowie auch alle übrigen, nicht von § 16 EEG erfassten industriellen Stromabnehmer) überwältzt wird.

Mit Inkrafttreten des 1. EEG-Änderungsgesetz am 01.12.2006 wurde die bis zu diesem Zeitpunkt geltende sog. „Deckelregelung“ (§ 16 Abs. 5 EEG a.F.) rückwirkend zum 01.01.2006 aufgehoben. Durch die Deckelregelung sollte ursprünglich eine unverhältnismäßige Belastung der nicht privilegierten Stromabnehmer verhindern werden, indem für diesen Bereich eine Obergrenze in der Weise eingezogen wurde, dass infolge der EEG-Begrenzungsregelung in § 16 Abs. 2 EEG zugunsten der privilegierten Letztverbraucher die Kosten der nicht privilegierten Stromverbraucher maximal um 10% gegenüber dem vorangegangenen Kalenderjahr steigen dürfen. Wurde dieser Gesamtdeckel von 10% überschritten, griff ein Kürzungsmechanismus zu Lasten des privilegierten Sektors und der von ihnen abzunehmende Prozentsatz bei EEG-Strom erhöht sich. Sowohl im EEG-Beschidverfahren für 2005 als auch für 2006 hat die Deckelregelung zu einer deutlichen Erhöhung der EEG-Differenzkosten der stromintensiven Unternehmen auf 0,11 Cent/kWh (für 2005) bzw. 0,2 Cent/kWh (für 2006) gegenüber dem in § 16 Abs. 2 i.V.m. § 16 Abs. 4 EEG angeführten „Richtwert“ von 0,05 Cent/kWh geführt.⁵¹ Die Erhöhung der EEG-Differenzkosten veranlasste die neue Bundesregierung bereits innerhalb der Koalitionsverhandlungen im Jahr 2005 dazu, sich auf eine Begrenzung der EEG-Differenzkosten für stromintensive Unternehmen zu einigen. Hierdurch soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit (v.a. in den Branchen Chemie und Erzeugung / Bearbeitung von NE-Metallen) der betroffenen Unternehmen verbessert und deren langfristige Kalkulationssicherheit gewährleistet werden.

2.3. Zielkongruenz und Ausgestaltung von Emissionshandel und KWK-Gesetz im Überblick

Im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele sollen durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-Gesetz) der verstärkte Einsatz der sehr energieeffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie in entsprechenden KWK-Anlagen vorangetrieben werden. Durch die zeitlich befristete Förderung von Modernisierung und weiterer Effizienzsteigerung von bestehenden KWK-Anlagen sowie dem Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die För-

⁵¹ Vgl. BMU (2006a), S. 2. Die in 2006 privilegierte Strommenge bei den durch § 16 begünstigten Industrieunternehmen sowie Schienenbahnen umfasst mit rd. 69 Mrd. kWh z.B. lediglich knapp 30 % des gesamten Stromverbrauchs in diesen beiden Sektoren.

derung der Markteinführung von Brennstoffzellen-Anlagen soll infolge einer verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung bis zum Jahre 2005 im Vergleich zum Basisjahr 1998 eine Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland in einer Größenordnung von 10 Millionen Tonnen und bis zum Jahre 2010 von mindestens 20 Millionen Tonnen erzielt werden, vgl. § 1 Abs. 2 KWKG.

Die Kraft-Wärme-Kopplung gilt als ressourcenschonende, umwelt- und klimafreundliche Form der Energieerzeugung, die aufgrund der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Nutzwärme einen höheren Primärenergienutzungsgrad als die getrennte Erzeugung in Kondensationskraftwerken und Heizkesseln ermöglicht. Durch das KWKG-Gesetz sollen Anreize zur Erhaltung und Modernisierung bestehender KWK-Anlagen geschaffen werden. Für Strom, der in besonders effizientem Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb erzeugt und in die Netze für die allgemeine Versorgung eingespeist wird, sieht das KWKG-Gesetz die Zahlung einer Einspeisevergütung vor, die sich aus dem Preis, der zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu vereinbaren ist, und einem Zuschlag zusammensetzt. Der Zuschlag soll den erhöhten Kosten der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung Rechnung tragen.⁵² Durch die im Rahmen der Zuschlagsregelung klar festgelegten Förderungszeiträume für neu zu bauende und zu modernisierende Anlagen von 10 Jahren bei gleichzeitiger Beschränkung des Förderbeginns bis Ende 2005 sollen Anreize für Investitionen geschaffen werden, ohne dass hierbei Mitnahmeeffekte und damit verbundene hohe volkswirtschaftliche Kosten entstehen.

Analog zu den Intentionen des EEG, flankiert auch das KWKG-Gesetz in seiner klimaschützenden Wirkung die Klimaschutzziele des Emissionshandels. Indem angestrebte CO₂-Minderungen infolge verstärkter Nutzung von KWK-Anlagen im KWKG-Gesetz aufgeführt werden, ist auch das KWKG-Gesetz geeignet, über die klimaschützenden Wirkungen des Emissionshandels hinauszugehen.

Durch die KWK-Förderung wird aber auch die technische Effizienzsteigerung der Kraftwerke im Rahmen der Stromerzeugung ausdrücklich angestrebt, was bei der Formulierung der Ziele im Emissionshandel nicht der Fall ist. Auch das KWKG-Gesetz bewirkt über die Vergütung eine Veränderung der relativen Preise, welches auch solche Investitionen in die Modernisierung des Kraftwerkparcs rentabel werden lässt, die ohne Förderung unterblieben wären. Dadurch können auch die weiteren, nicht nur auf den Klimaschutz bezogenen KWKG-Gesetz-Ziele (technologische Erneuerung der Kraftwerke, weitere Umweltschutzziele, Energieeffizienz) erreicht werden.

Auf der anderen Seite stehen Emissionshandelsrichtlinie und das ZuG 2007⁵³ der KWK-Technologie positiv gegenüber: So flankiert das ZuG 2007 die KWK-Technologie, indem es in § 14 ZuG 2007 festschreibt, dass KWK-Anlagen auf Antrag eine Sonderzuteilung von 27 Tonnen CO₂ je produzierter GWh Strom (KWK-Nettostromerzeugung) erhalten. Auch die EU-Emissionshandelsrichtlinie geht in Vorbemerkung 20 davon aus, dass der Emissionshandel den Einsatz energieeffizienter Technologien einschließlich der KWK-Technik zu fördern geeignet ist.

⁵² Die jährlichen Kosten der innovativen KWK-Systeme liegen über den Kosten eines konventionellen „Referenzkraftwerks“ (Braunkohle- oder reines Gaskraftwerk) zur reinen Stromerzeugung; insbesondere die Kapital- und Betriebskosten sind bei KWK-Kraftwerken im Vergleich zu reinen Stromkraftwerken höher, da die in den KWK-Kraftwerken eingesetzten Systeme technisch aufwändiger sind. Gleichwohl weisen KWK-Systeme gegenüber einer konventionellen Stromerzeugung natürlich eine höhere Gesamteffizienz auf.

⁵³ Das ZuG 2007 dient nach § 1 ZuG 2007 der Festlegung nationaler Ziele für die Emissionen von CO₂ in Deutschland sowie von Zuteilungs- und Ausgaberegeln für Emissionsberechtigungen an die Betreiber von Anlagen, die Anhang 1 TEHG unterfallen.

3. Direkte und indirekte Interaktion der Instrumente

3.1. Grundproblematik der direkten und indirekten Interaktion

Vor der Analyse der eigentlichen Überschneidungsbereiche der verschiedenen Instrumente werden kurz die Interaktionseffekte vorgestellt, die aus einer Überlagerung verschiedener am Klimaschutz ansetzender Instrumente resultieren. Es kann prinzipiell zwischen direkten und indirekten Interaktionen unterschieden werden.⁵⁴ So kann es etwa im Rahmen der Ökosteuerung prinzipiell zu direkten Überschneidungen auf der Inputseite bei einer gleichzeitigen Teilnahme am Emissionshandel sowie zu indirekten Überschneidungen durch die Stromsteuer und die Einpreisung von Opportunitätskosten des Emissionshandels kommen.

Wie bei der Analyse der Überschneidungsbereiche noch deutlich werden wird, kann von einer direkten Interaktion nur dann gesprochen werden, wenn durch verschiedene das gleiche Ziel verfolgende Instrumente die gleichen Regelungsbereiche – im Fall des Emissionshandels also die verschiedenen Anlagen – erfasst werden. Eine direkte Mehrfachregulierung läge z.B. dann vor, wenn eine KWK-Anlage eine emissionshandelspflichtige Anlage ist und gleichzeitig unter den Regelungsbereich von Energiesteuer und KWK-Gesetz fällt.

Für die spätere Diskussion möglicher Anpassungsnotwendigkeiten der Instrumente ist die Kenntnis über deren wechselseitige Beeinflussung notwendig. Denn die verschiedenen Instrumente agieren keineswegs unabhängig voneinander, sondern können sich gegenseitig beeinflussen. Um diese Interaktion besser zu verstehen werden die verschiedenen Wirkungsmechanismen der direkten Interaktion kurz in stilisierter Weise dargestellt.⁵⁵ Dafür wird idealtypischer Weise von einem geschlossenen Emissionshandelssegment ausgegangen, in dem Anlagen durch weitere auf den Klimaschutz gerichtete Instrumente mehrfach reguliert werden. In solch einem geschlossenen System kann es aus einer komparativ statischen Betrachtung durch die Einführung weiterer auf den Klimaschutz gerichteter Instrumente zwangsläufig nicht zu einer verstärkten Reduktion der CO₂-Emissionen in dem Gesamtsystem kommen. Zumindest dann nicht, wenn die mit dem Emissionshandel verbundene Mengenvorgabe klein genug gewählt wurde. Rein Klimapolitisch gesehen hätten die weiteren Instrumente also keinen zusätzlichen Nutzen. Denn solange die durch den Emissionshandel vorgegebene Mengenreduktion restriktiv genug ist, führen die anderen Instrumente nur zu einer Veränderung des Zertifikatpreises. Eine gleichzeitige Emissionssteuer vermindert beispielsweise lediglich den Zertifikatpreis, das Gesamtvermeidungsniveau bleibt jedoch gleich. Denn mit der Einführung einer (einheitlichen) Steuer erhöht sich für sämtliche Unternehmen der Anreiz zur Emissionsreduktion, was eine Senkung des Zertifikatpreises zur Folge hat. Die Steuer wirkt in diesem Fall lediglich als ein Instrument, mit dem potentielle durch die kostenlose Erstallokation der Emissionsrechte entstehende Windfall Profits durch den Staat abgeschöpft werden können. Denn bei einer kostenlosen Vergabe der Zertifikate entstehen für die emissionshandelspflichtigen Anlagen zwar Anreize zur

⁵⁴ Vgl. Walz (2003).

⁵⁵ Vgl. Heilmann (2005); Böhringer et al. (2005) und Walz (2005).

Emissionsvermeidung, jedoch keine direkten Kosten der Zertifikathaltung. Diese entstehen erst dann, wenn – beispielsweise durch striktere Mengenvorgaben – die Zertifikate nicht mehr ausreichen und zugekauft werden müssen. Ähnlich wie mit einer Steuer verhält es sich mit einer Förderung, z.B. durch das EEG oder auch die KWK-Umlage. Auch hier findet eine Anpassung des Zertifikatpreises statt. Denn die Vergütung des EEG stellt de facto eine Subventionierung der Produktion dar. Dies generiert zusätzliche Anreize zur emissionsfreien Energieerzeugungstechnik, dadurch sinken die CO₂-Emissionen in der Produktion so dass auch hier ceteris paribus eine negative Wirkung auf den Zertifikatpreis feststellbar ist. Sind dagegen die Mengenvorgaben aus dem Emissionshandel beispielsweise durch großzügige Anfangszuteilungen zu groß gewählt, um das vorgegebene Klimaschutzziel zu erreichen, führen zusätzliche Instrumente auch in einem geschlossenen System sehr wohl zu zusätzlichen Vermeidungsanstrengungen. Für den Fall der Steuer wäre dies dann der Fall, wenn die gewählten Steuersätze über dem Niveau der Zertifikatpreise liegen, die sich bei alleiniger Anwendung des Emissionshandels bilden würden. In diesem Fall würde die Steuer eine zusätzliche Vermeidung sicherstellen und die eingeschränkte Klimaschutzwirkung der Mengenvorgabe durch den Emissionshandel „heilen“.

Etwas anders sieht das Argumentationsmuster aus, wenn man sich von der realitätsfernen Annahme gleicher Förder- bzw. Steuersätze verabschiedet. Dies ist in der Praxis nicht nur zwischen unterschiedlichen Unternehmen sondern auch zwischen den Ländern der europäischen Union trotz Bemühungen in Richtung Harmonisierung der Energiebesteuerung immer noch der Fall. Hier kommt es zwangsläufig zu einer gesamtwirtschaftlich ineffizienten Vermeidung. Höher besteuerte Unternehmen werden mehr vermeiden, niedriger besteuerte weniger, als aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive effizient wäre. Auf den Fall international unterschiedlicher zusätzlicher Instrumente in den verschiedenen am Emissionshandel teilnehmenden Ländern übertragen trifft dieser Wirkungsmechanismus in ähnlicher Weise zu. Zusätzliche nationale Steuern auf klimaschädliche bzw. Subventionen auf klimafreundliche Aktivitäten führen zu einer tendenziellen Senkung des Zertifikatpreises für das Gesamtsystem, so dass die übrigen am Emissionshandel teilnehmenden Staaten von geringeren Vermeidungsanforderungen profitieren oder aber ihr Cap entsprechend senken können.

Neben der direkten Interaktion kann es durch eine mögliche Einpreisung der Opportunitätskosten des Emissionshandels auch zu einer indirekten Interaktion der Instrumente kommen. Denn prinzipiell stellen auch kostenlos zugewiesene Emissionsrechte auf Grund der möglichen Verkaufsoption einen Kostenfaktor in der Produktion dar. Vor allem die Abnehmer von Strom sehen sich daher potentiell einer mehrfachen Regulierung des Strompreises ausgesetzt.

Auf Grund der besonderen Bedeutung wird im Folgenden kurz die Rolle der Opportunitätskosten erläutert: Durch den Emissionshandel werden CO₂-Emissionen einem Handelsregime unterworfen, welches Knappheitsrelationen in Form eines Zertifikatpreises abbildet. Den vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen entstehen durch die kostenlose Zuteilung der Emissionszertifikate keine zusätzlichen direkten Kosten. Gleichwohl wird der Wert der Zertifikate v.a. von Stromerzeugern aber auch von anderen Unternehmen, die mit ihren Anlagen unter die Emissionshandelsrichtlinie fallen, in der Kostenrechnung berücksichtigt.⁵⁶ Die in den Handel einbezogenen Unternehmen gehen

⁵⁶ Die Emissionszertifikate werden somit ähnlich behandelt wie z.B. ein Grundstück, das einem Unternehmen geschenkt wird und später auch als Vermögensgegenstand Berücksichtigung findet.

also – betriebswirtschaftlich rational – dazu über, diese so genannten Opportunitätskosten bei der Kostenrechnung und Preisgestaltung ihrer erzeugten Produkte einzurechnen und unter bestimmten Umständen auch an die Verbraucher weiterzugeben. Der Grund für die Berücksichtigung der Werte dieser Zertifikate in der Kostenrechnung liegt darin, dass die Zertifikate potentielle Opportunitätskosten darstellen, da sich ein Unternehmen auch dazu entschließen könnte, die Zertifikate gerade nicht selbst zu verbrauchen, sondern sie zum aktuellen Handelspreis z.B. an der EEX zu verkaufen. Nach dieser Überlegung „erkauft“ sich das Unternehmen die Entscheidung, das Zertifikat zu verbrauchen mit dem Verzicht, das Zertifikat am Markt zu verkaufen.⁵⁷ Ein Stromproduzent könnte also sein Kraftwerk abschalten und die hierfür kostenlos zugeteilten Zertifikate an der EEX verkaufen; bleibt das Kraftwerk dagegen am Netz, werden diese potentiellen Verkaufserlöse nicht realisiert und müssen als Opportunitätskosten Berücksichtigung finden. Der Kraftwerksbetreiber wird also – entsprechend seiner angestellten Marginalbetrachtung über die Grenzkosten seiner Stromerzeugung – sein Kraftwerk nur dann ans Netz gehen lassen, wenn er neben den Brennstoffkosten auch die vollen Zertifikatkosten erlässt.⁵⁸

Eine bloße Einpreisung der Opportunitätskosten in den Strompreis gewährleistet per se aber nicht deren Überwälzung auf den Letztverbraucher. Eine vollständige Überwälzung dieser Opportunitätskosten gelingt nur dann, wenn die Letztverbraucher bei Strom kaum Ausweichmöglichkeiten auf Substitute haben, mithin die Preiselastizität der Stromnachfrage recht gering ist.⁵⁹ Mit Überwälzung der Opportunitätskosten auf den Verbraucher fallen auf Seiten der Stromproduzenten Windfall Profits an, wodurch sie eine Verteilungswirkung zu ihren Gunsten erzielen können. Da zumindest kurzfristig von einer recht unelastischen Nachfrage nach Strom auszugehen ist, gelingt es den Stromerzeugern auch, die Opportunitätskosten im hohen Maße auf die Letztverbraucher zu überwälzen.⁶⁰

Unabhängig davon wie hoch die Überwälzung denn nun tatsächlich ist, kann es für die Abnehmer von Strom zu einer Kumulierung von Belastungen durch die verschiedenen Instrumente kommen. So addiert sich zu der Einpreisung der Opportunitätskosten des Emissionshandels noch die Stromsteuer, die EEG-Umlage sowie Kosten des KWKG-Gesetzes. Allerdings stellt sich auch hier ähnlich wie schon bei den direkten Überschneidungen die Frage, in wie weit sich die verschiedenen Instrumente gegenseitig beeinflussen können. Denn analog zu der direkten Überschneidung findet auch bei der indirekten Interaktion tendenziell eine Beeinflussung des Zertifikatpreises statt. So geht Walz (2005) davon aus, dass aufgrund dieses Effektes die EEG-Umlage „bei vorgege-

⁵⁷ NERA Consulting Economists (2002): Evaluation of Alternative Initial Allocation Mechanisms in a European Union Greenhouse Gas Emissions Allowance Trading Scheme, S. 23; Mannearts & Mulder (2003): Emissions trading and the European electricity market, S. 7.

⁵⁸ HWWA (2006), S. 8.

⁵⁹ Außerdem erfolgt sie im Fall linearer Nachfragefunktionen (d.h., fallender Preiselastizität der Nachfrage) zu 100% nur bei polypolistischer Marktstruktur im Strommarkt; sie ist umso geringer, je höher die Marktkonzentration ist. Im Fall isoelastischer Nachfragefunktionen (d.h. konstanter Preiselastizität der Nachfrage) beträgt sie wenigstens 100% (bei polypolistischer Marktstruktur im Strommarkt) und sogar über 100% in monopolistischen oder oligopolistischen Märkten im Strommarkt. Diese u.U. kontraintuitiven Ergebnisse für den Fall linearer Nachfrageelastizitäten können damit erklärt werden, dass bei höherer Marktkonzentration bereits in der Ausgangssituation ohne Emissionshandel die Preise deutlicher über den Kosten liegen, während im polypolistischen Markt die Preise den Kosten entsprechen, so dass die Opportunitätskosten von allen Marktteilnehmern, die nicht austreten, „zwangsweise“ voll auf die Preise umgelegt werden (vgl. Sijm et al. (2005), S. 40).

⁶⁰ Wie hoch der tatsächliche Anteil ist, kann an dieser Stelle nicht abschließend geklärt werden. Hierbei sei auf die Arbeiten von Ecofys in diesem Forschungsprojekt verwiesen.

benem Emissionsbudget für den Emissionshandelsbereich kaum eine zusätzliche CO₂-Minderung bewirkt.“ Ebenso wird auch eine gleichzeitige Stromsteuer das Gesamtvermeidungsniveau des Emissionshandelssegments nicht senken, auch wenn für alle Stromabnehmer ähnliche zusätzliche Instrumente existieren. Allerdings steigt das Vermeidungsniveau der von mehreren Instrumenten regulierten Anlagen sehr wohl an.

Ein wesentlicher Unterschied der indirekten zu der direkten Interaktion zeigt sich somit weniger in der Anreizwirkung der Mehrfachregulierung, als vielmehr in der Belastungsstruktur. Denn bei der kostenlosen Vergabe der Zertifikate entstehen den emissionshandlungspflichtigen Anlagen zumindest für den Teil der Zertifikate keine direkten Kosten. Bei den indirekten Wirkungen über die Strompreise entstehen für den Endkunden dagegen sowohl mögliche Strompreiserhöhungen durch den Emissionshandel, sowie mögliche Belastungen durch die Stromsteuer und die EEG- oder KWKG-Umlagen.

Sowohl bei der direkten als auch der indirekten Mehrfachregulierung findet über mögliche Anpassungsreaktionen des Zertifikatpreises eine Interaktion der Instrumente statt. Eine Verbesserung des Klimaschutzes in Form einer zusätzlichen Vermeidung von CO₂ im Gesamtsystem des Emissionshandels ist daher durch eine Mehrfachregulierung zumindest kurzfristig nicht zu erreichen. Sind darüber hinaus nur ein Teil der unter den Emissionshandel fallenden Anlagen von weiteren Instrumenten des Klimaschutzes erfasst, haben sie einen höheren Vermeidungsanreiz, während die übrigen Anlagen einem entsprechend geringeren unterliegen. Im Gegensatz zu den direkt unter den Emissionshandel fallenden Anlagen profitieren die nur indirekt Betroffenen nicht von möglichen Windfall Profits. Zumindest in einer langfristigen Perspektive können zusätzliche Instrumente dennoch sinnvoll sein, vor allem dann, wenn man auch weitere Zielsetzungen mit in die Überlegungen einbezieht. So sind mit dem EEG auch strategische Ziele verbunden, z.B. die heute noch zum Teil vergleichsweise hohen Vermeidungskosten Erneuerbarer Energien zukünftig auf ein Wettbewerbsniveau abzuschmelzen. Dies wäre auch in dynamischer Sicht in Hinblick auf die sich in Zukunft verschärfenden Klimaschutzziele sicherlich wünschenswert und strategisch wichtig.

3.2 Direkte Überschneidungen

3.1.1. Direkte Überschneidungen von Emissionshandel und Energiesteuer

Ein Unternehmen ist mit seinen verschiedenen Anlagen und Unternehmensteilen verschiedenen Regelungsregimes unterworfen. Dies gilt selbstverständlich auch für den Bereich des Klimaschutzes. So wird zwangsläufig jedes Unternehmen, das dem Emissionshandel unterliegt für sich in Anspruch nehmen können, gleichzeitig auch Zahlungen im Rahmen der Energiesteuer leisten zu müssen (und von gesunkenen Rentenversicherungsbeiträgen profitieren zu können). Denn im Gegensatz zum Emissionshandel, der an den Anlagen der Industrie und Energiewirtschaft ansetzt, bezieht sich die Energiesteuer prinzipiell auf den gesamten Verbrauch fossiler Brennstoffe und den Bezug von Strom. So ist der Energiebedarf zum Beheizen der Gebäude aber auch der Verbrauch von Benzin zur Benutzung des Fuhrparks prinzipiell von der Energiesteuer betroffen. Unternehmen als Ganzes können daher zwangsläufig von beiden Instrumenten reguliert werden.⁶¹ Dies darf jedoch noch lange nicht mit einer direkten Überschneidung gleich

⁶¹ So weist Walz (2003) zu recht darauf hin, dass auf Ebene der Betreiber oder Investoren Überschneidungen durch mehrere Instrumente möglich sind.

gesetzt werden. Denn eine direkte Überschneidung liegt nur bei gleichzeitiger Anwendung mehrerer Instrumente an ein und demselben Regelungsbereich vor. Im Falle des Emissionshandels ist hier somit Bezug auf die *Anlage* zu nehmen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Emissionen einer Anlage dem Emissionshandel unterworfen sind und die dort eingesetzten Energieträger gleichzeitig auch der Energiesteuer unterliegen. Im Umkehrschluss wird damit aber auch deutlich, dass es im Bereich von Anlagen, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, potentiell auch zu einer aus klimapolitischer Sicht unzureichenden Regulierung kommen kann. Schließlich ist es für die Gewährleistung eines umfassenden Klimaschutzes notwendig, auf sämtlichen Ebenen der CO₂-Entstehung einen Anreiz zur CO₂-Minderung zu setzen. Möglicherweise auftretende „tote Winkel“ im Instrumenten-Mix sollten somit verhindert werden, um der „Querschnittsaufgabe Klimaschutz“ gerecht zu werden, zu der „alle Teile der Gesellschaft beitragen müssen“.⁶² Die Teilnahme einer Anlage am Emissionshandel als Begründung für eine Mehrfachregulierung eines ganzen Unternehmens- oder Produktionsablaufs kann aus dieser Perspektive nicht überzeugen. Lediglich hinsichtlich der Senkung der Rentenversicherungsbeiträge kommt es für jede Anlage zu einer direkten Überschneidung. Denn jeder Anlage sind zumindest anteilig Lohnkosten zuzurechnen, so dass diese Entlastungswirkung bei einer Bewertung der Instrumentenwirkungen berücksichtigt werden muss.

Die potentiellen Überschneidungsbereiche

Die Analyse der Doppelregulierung von Emissionshandel und Energiesteuer zeigt, dass eine Überschneidung beider Instrumente allein auf Seiten der Inputbesteuerung auftreten kann. Der zweite Bestandteil der Energiebesteuerung, die Stromsteuer, ist zwar ebenso wie die Inputbesteuerung zur Überwälzung auf den Endverbraucher vorgesehen; gleichwohl ist eine direkte Überschneidung von Emissionshandel und Stromsteuer bei der Stromproduktion nicht möglich. Denn Steuergegenstand der Stromsteuer ist nach § 1 StromStG elektrischer Strom und soweit dieser als Inputfaktor zur Stromproduktion verwendet wird, ist er gem. § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG von der Stromsteuer befreit. Die übrigen Inputfaktoren der Stromerzeugung unterliegen nicht der Stromsteuer. Sie können nur unter die Energiebesteuerung fallen. Im Bereich der Stromsteuer ist demgegenüber viel stärker mit indirekten Überschneidungen durch mögliche Strompreiserhöhungen durch die Überwälzung der Opportunitätskosten der Zertifikathaltung und gleichzeitige Stromsteuer zu rechnen (s.u.). Da davon potentiell jeder Abnehmer von Strom betroffen sein kann, wird die Stromsteuer noch ausführlicher bei der Analyse der indirekten Wirkungen betrachtet.

Durch die breit angelegte Besteuerung von Energie sind potentiell sämtliche Anlagen des Emissionshandels auch der Energiebesteuerung unterworfen. Aber erst eine exakte Analyse der tatsächlichen Ausgestaltungsdetails der beiden Instrumente verdeutlicht die tatsächlichen Überschneidungsbereiche.

Unter den Emissionshandel fallen nach Anhang 1 der europäischen Emissionshandelsrichtlinie Anlagen aus dem Bereich der Energieumwandlung mit einer Leistung von mehr als 20 MW und (große) Industrieanlagen ausgewählter Industriezweige. Im Folgenden werden kurz die für die Interaktion von Emissionshandel und Energiesteuer zentralen Änderungen des NAP II und des neuen Energiesteuerrechts vorgestellt.

⁶² Michaelowa, A. (2002). "Der Beginn einer wunderbaren Freundschaft : Ökosteuer und Emissionshandel sind miteinander vereinbar." Politische Ökologie 77-78, 85-87.

Zentrale Änderungen des NAP II und des neuen Energiesteuerrechts

Für das Zusammenspiel von Emissionshandel und Energiesteuer haben sich mit dem zweiten Nationalen Allokationsplan (NAP II) und dem im Sommer 2006 in Kraft getretenen Energiesteuergesetz einige zentrale Änderungen ergeben. Im Gegensatz zum NAP I wird im NAP II eine Differenzierung der Zuteilung zwischen Energieumwandlungs- und Industrieanlagen vorgenommen. Während Energieumwandlungsanlagen nach dem NAP II in der Version vom 30.6.2006 eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 15% im Vergleich zur Basisperiode vornehmen müssen, sind es bei Industrieanlagen nur 1,25%.⁶³ Als Gründe werden die hohe internationale Wettbewerbsintensität und eingeschränkte CO₂-Vermeidungsmöglichkeiten in den Industriesektoren, sowie allgemein eine angestrebte Verringerung der Komplexität des Emissionshandelssystems genannt. Zudem wird nicht mehr in energiebedingte und prozessbedingte Emissionen unterschieden. Nach der bisherigen Regelung im NAP I wurde demgegenüber für prozessbedingte Emissionen eine vollständige Ausstattung mit Zertifikaten gewährt, was eine Unterscheidung von prozess- und energiebedingten Emissionen innerhalb von Anlagen notwendig machte. Emissionen aus KWK-Produktion werden weiterhin gesondert behandelt. Sie bekommen im NAP II eine Zuteilung nach dem Erfüllungsfaktor für Industrieanlagen von 98,75%. Kleinemittenten mit Emissionen von bis zu 25.000 t CO₂ pro Jahr im Durchschnitt der Basisperiode erhalten durch einen Erfüllungsfaktor von 1 eine vollständige Ausstattung mit Zertifikaten.

Darüber hinaus werden auf Grund der auf EU-Ebene vereinbarten Harmonisierung des Anwendungsbereichs weitere große Anlagen im Bereich der Prozessfeuerung in Deutschland mit in den Emissionshandel einbezogen. Hierzu gehören z.B. Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe oder so genannte Cracker in der Chemieindustrie (siehe auch Abbildung 14). Insgesamt sind für die Erweiterung des Anwendungsbereichs 11 Mio. t CO₂ vorgesehen.

Ob eine Anlage unter den Regelungsbereich Energieumwandlung oder Industrieanlage im Emissionshandel fällt, hängt von der Art der Genehmigung ab: Entscheidend ist, ob die Energieumwandlungsanlage von Mineralöl oder Gas separat zum eigentlichen Prozess anfällt oder mit dem Industrieprozess eine Einheit bildet. Sofern sie nach dem BImSchG separat genehmigt wurde, wird sie im Emissionshandel der Kategorie Energieumwandlung zugeordnet. Findet ihre Verwendung dagegen im Zuge von Industrieprozessen statt, wird sie unter den jeweiligen Industrieanlagen geführt. Dies ist zukünftig für die Behandlung derartiger Anlagen im Emissionshandel deswegen von hoher Relevanz, da entsprechend dem Entwurf des NAP II Industrieanlagen mit einem einheitlichen Erfüllungsfaktor behandelt werden, der weit weniger restriktiv als der Erfüllungsfaktor für die Energieumwandlung ausfällt. Auf diese Weise soll u. a. in pauschaler Weise dem großen Anteil an Prozessemissionen im Bereich der Industrieanlagen Rechnung getragen werden. Je nach Art der Genehmigung kann damit zugleich eine gravierende Ungleichbehandlung der Energieumwandlung im Bereich der Industrie ein-

⁶³ In dem mittlerweile am 7.8.2007 in Kraft getretenen Zuteilungsgesetzes ZuG 2012 wurden weitere wesentliche Änderungen bei Zuteilungsregeln gegenüber der ersten Handelsperiode vorgenommen. So wurde das deutsche Emissionshandels-Gesamtbudget auf etwa 453 Mt gesenkt und gleichzeitig die Zuteilungsmethode für Energieanlagen auf „Benchmarking“ umgestellt. Weiterhin werden 40 Mio. Emissionsberechtigungen jährlich zu Lasten der verfügbaren Zuteilungsmenge für die Stromproduktion von Energieanlagen veräußert. Diese Regeln führen zu einer durchschnittlichen Kürzung der Zuteilungsmenge für Energieanlagen von ca. 30 Prozent. Die Reduktion bei den Industrieanlagen beträgt unverändert 1,25 Prozent.

hergehen. Allerdings resultiert dieses Problem nicht aus der Interaktion mit der Energiesteuer.

Hierbei sollte beachtet werden, dass die Problematik dann nicht relevant ist, sofern die Energieumwandlung in KWK-Anlagen erfolgt, da hier bisher eine Sonderzuteilung erfolgt und auch in Zukunft nach dem NAP II eine Zuteilung analog zur „Industriezuteilung“ angestrebt wird.

Im Bereich des Energiesteuerrechts können sich relevante Änderungen vor allem durch den im neuen Energiesteuergesetz erweiterten Begriff des Verheizens sowie durch die Einbeziehung von Kohle in die Besteuerung ergeben (§ 1 Abs. 8 EnergieStG). Die Verwendung von Kohle ist jedoch von der Steuer befreit, falls sie als Kraft- oder Heizstoff zur Stromerzeugung (§ 37 Abs. 2 Nr. 3 EnergieStG), für chemische Reduktionen in Hochöfen (§ 37 Abs. 2 Nr.4 EnergieStG) oder zu anderen Zwecken als zur Verwendung als Kraft- oder Heizstoff (§ 37 Abs.2 Nr.1 EnergieStG) verwendet wird.

Darüber hinaus sieht das neue Energiesteuergesetz nicht nur für den Einsatz von Kohle in der Stromerzeugung eine Steuerbefreiung vor (vgl. insb. § 37 Abs. 2 EnergieStG), sondern für den Bereich der Stromerzeugung generell, vgl. § 53 EnergieStG. Zwar war auch bisher in diesem Bereich eine Befreiung von der Ökosteuer vorgesehen, allerdings nicht zwangsläufig von der gesamten Mineralölsteuer. Dieser Mineralölsteueranteil fällt in Zukunft komplett weg. Dieses gilt auch für den Energieeinsatz in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und Gas- und Dampfturbinenanlagen, sofern der „Energieeinsatz in diesen Anlagen zuerst der Stromerzeugung und erst an zweiter Stelle der Wärmeauskopplung“ dient.⁶⁴

Durch die im neuen Energiesteuerrecht weiter gefasste Definition des Verheizens, nämlich dem „Verbrennen von Energieerzeugnissen zur Erzeugung von Wärme“ wurde der Anwendungsbereich des Energiesteuerrechts ausgedehnt. Um Nachteile für bestimmte bisher durch den Begriff des Verheizens begünstigte Unternehmen zu vermeiden, sieht § 51 EnergieStG eine Ausnahme verschiedener Prozessen des produzierenden Gewerbes vor. Hierzu gehören u.a. der Bereich der Glasherstellung, Ziegel-, Zement- und Keramikproduktion und die Metallerzeugung. Durch Einführung des Biokraftstoffquotengesetzes sind noch leichte Erweiterungen hinzugekommen.

Eine genauere Analyse einer möglichen Interaktion von Energiesteuer und Emissionshandel für die Bereiche der Energieumwandlung und der Industrieanlagen wird im Folgenden vorgenommen.

a) Energieumwandlung

Zum Überschneidungsbereich der Energieumwandlung gehören einerseits die Stromerzeugung, andererseits aber auch die übrigen Energieumwandlungen wie z.B. die Erzeugung von Prozessdampf, Warmwasser oder Prozesswärme.

i) Stromerzeugung:

Feuerungsanlagen zur Stromerzeugung sind nach den neuen Regelungen zur Energiebesteuerung generell von Energiesteuern auf der Inputseite ausgenommen. Anlagen zur Stromerzeugung sind damit im Regelfall keiner Inputbesteuerung durch die Energiesteuer unterworfen. Besteuert wird nur Strom aus An-

⁶⁴ Vgl. Deutscher Bundestag (2006), Drucksache 16/2061.

lagen mit nicht mehr als 2 MW und einem Jahres- bzw. Monatsnutzungsgrad unter 70%).

Für den gesamten Bereich der Stromerzeugung lässt sich damit keine Doppelregulierung zwischen Energiesteuer auf der Inputseite und Emissionshandel konstatieren. Dies bedeutet aber auch, dass die nicht unter den Emissionshandel fallenden Anlagen zur Stromerzeugung keiner Regelung auf der Inputseite unterworfen sind.⁶⁵

ii) Sonstige Energieumwandlung (außer Stromerzeugung):

Im Gegensatz zur Stromerzeugung kann es im Bereich der übrigen Energieumwandlung (Prozessdampf, Warmwasser etc.) durchaus zu Überschneidungen beider Instrumente kommen. Denn die sonstige Energieumwandlung unterliegt im Gegensatz zur Stromerzeugung prinzipiell der Energiebesteuerung. Allerdings findet für Stromerzeugungsanlagen ab einer elektrischen Nennleistung größer 2 MW – also für unter den Emissionshandel fallende Anlagen – keine Besteuerung statt, so dass es hier zu keiner Mehrfachregulierung kommt.

Hinsichtlich der Überschneidung ist eine Unterscheidung zwischen produzierendem Gewerbe und dem übrigen Bereich hinsichtlich der ermäßigten Energiesteuersätze und der Möglichkeit des Spitzenausgleichs zu machen. Denn Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft erhalten in den Fällen des mittelbaren oder unmittelbaren Verheizens einen ermäßigten Energiesteuersatz. Auch besitzen nur Unternehmen des produzierenden Gewerbes die Möglichkeit des Spitzenausgleichs. In den übrigen Sektoren ist dagegen die volle Energiesteuer ohne Spitzenausgleich zu entrichten. So sind große sonstige Energieumwandlungsanlagen z.B. in Krankenhäusern, Stadtverwaltungen oder Hochschulen von den kompletten Energiesteuersätzen ohne Möglichkeit des Spitzenausgleichs erfasst, während die gleichen Anlagen im produzierenden Gewerbe lediglich dem ermäßigten Steuersatz unterworfen sind und gegebenenfalls Anspruch auf den Spitzenausgleich besitzt. Vor allem bei den Anlagen außerhalb des produzierenden Gewerbes ist also eine direkte Überschneidung von Emissionshandel und Energiesteuer möglich. Zusätzliche Überschneidungen im Vergleich zu der bisherigen Ökosteuerverordnung können nur im Bereich der sonstigen Wärmeerzeugung durch den Einbezug von Kohle in die Besteuerung auftreten. Allerdings ist Kohle im Bereich der chemischen Reduktion in Hochöfen von der Besteuerung befreit darüber hinaus nur mit einem sehr geringen Steuersatz belegt. Zusätzlich ist die Metallerzeugung von der Steuerzahlung „entlastet“, bekommt sie also komplett zurückerstattet.⁶⁶

b) Industrieanlagen

Neben Anlagen aus dem Bereich der Energieumwandlung stellen ausgewählte Industrieanlagen z.B. aus dem Bereich der Eisenmetallerzeugung und –verarbeitung, der Zementherstellung oder zum Brennen keramischer Erzeugnisse, den zweiten Regelungsbe-

⁶⁵ Da sämtlicher Strombezug von der Stromsteuer erfasst ist, ist dies nach der europäischen Energiesteuererrichtlinie unproblematisch. Allerdings entstehen damit ungleiche Vermeidungsanreize zwischen Stromerzeugungsanlagen im und außerhalb des Emissionshandels.

⁶⁶ Kohle nimmt in Hochöfen der Eisen- und Stahlindustrie sowohl eine Funktion als Reduktionsmittel als auch als Energieträger ein (so genannte Dual Use). Für eine Diskussion um die daraus resultierende Abgrenzungsproblematik von prozess- und energiebedingter Emissionen siehe z.B. Sundmacher (2006).

reich des Emissionshandels dar. In diesen Anlagen kann es je nach Anlagentyp und Branche zu der Entstehung sowohl von Prozessemissionen als auch Emissionen aus dem Bereich der Energieumwandlung kommen. Für die zur Energieumwandlung benutzten Einsatzstoffe gelten die oben genannten Überlegungen zur Energiesteuer. Hier greift wiederum die Ermäßigungs- und Spitzenausgleichsregelung für das produzierende Gewerbe. Darüber hinaus sind nach §51 EnergieStG bestimmte Prozesse komplett von der Energiebesteuerung befreit (siehe auch Abbildung 14).

Die Prozessemissionen der Industrie sind demgegenüber ganz überwiegend von der Energiesteuer nicht erfasst.⁶⁷ Gleichzeitig erhielten Prozessemissionen unter dem Regime des ersten Nationalen Allokationsplans eine Zuteilung mit dem Erfüllungsfaktor 1. Sie mussten somit auch unter dem Emissionshandel bisher keine Minderung erzielen. Belastungen konnten daher nur im Falle eines Zukaufs bei Ausdehnung der Produktion auftreten. Im Zuge der Erstellung des NAP II hat sich diese Situation allerdings geändert, da wie schon beschrieben, nicht mehr zwischen Prozess- und Energieemissionen unterschieden wird, sondern ein einheitlicher Erfüllungsfaktor für die Industrieanlagen unabhängig von der Art der Emission erteilt wird.

Aufgrund der fehlenden Energiebesteuerung kommt es bei den Prozessemissionen nicht zu einer Doppelregulierung. Ganz im Gegenteil: diejenigen prozessbedingten Emissionen aus Anlagen unterhalb der Kapazitätsgrenzen des Emissionshandels unterliegen gar keiner klimapolitischen Regulierung.

In Abbildung 14 werden die nach NAP II unter den Emissionshandel fallenden Anlagen aus den Bereichen der Eisenmetallerzeugung und –verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie sowie sonstige Energiezweige und die nach § 51 des neuen Energiesteuerrechts bzw. der Änderungen des Biokraftstoffquotengesetzes von der Besteuerung (vollständig) „entlasteten“ Industrieanlagen gegenüber gestellt. Grau eingefärbt sind die im Vergleich zur heutigen Situation neu in den Anwendungsbereich des Emissionshandels fallenden Tätigkeiten.

⁶⁷ Prozessemissionen entstehen als „Nebenprodukt“ einer chemischen Reaktion im Produktionsprozess. Als Beispiel ist die Verwendung von Kohle im Bereich der Metallerzeugung zu nennen. Hier wird Kohle zwar einerseits zur Energieerzeugung verwendet, andererseits aber auch nicht-energetisch als Reduktionsmittel (so genannte „Dual Use“). Die nicht-energetische Nutzung von Mineralölen ist nach § 1 EnergieStG steuerfrei.

Tabelle 6: Überschneidungsbereich von neuem Energiesteuerrecht und Industrieanlagen nach NAP II

Tätigkeiten, die dem Emissionshandel unterfallen		Steuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren nach §51 EnergieStG
Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung		
VIII	Anlagen zum Rösten, Schmelzen oder Sintern von Eisenerzen	Metallerzeugung und -bearbeitung (§ 51 Abs. 1 Nr. 1 lit. b), chemische Reduktionsverfahren (§ 51 Abs. 1 Nr. 1 lit. c)
IX	Anlagen zur Herstellung oder zum Erschmelzen von Roheisen oder Stahl einschließlich Stranggießen, auch soweit Konzentrate oder sekundäre Rohstoffe eingesetzt werden, mit einer Schmelzleistung von 2,5 Tonnen oder mehr je Stunde, soweit nicht in integrierten Hüttenwerken betrieben	
IX a	Integrierte Hüttenwerke (Anlagen zur Gewinnung von Roheisen und zur Weiterverarbeitung zu Rohstahl, bei denen sich Gewinnungs- und Weiterverarbeitungseinheiten nebeneinander befinden und in funktionaler Hinsicht miteinander verbunden sind) mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr	
Mineralverarbeitende Industrie		
X	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker mit einer Produktionsleistung von mehr als 500 Tonnen je Tag in Drehrohröfen oder mehr als 50 Tonnen je Tag in anderen Öfen	Herstellung von Zement (§ 51 Abs. 1 Nr. 1 lit. a)
XI	Anlagen zum Brennen von Kalkstein oder Dolomit mit einer Produktionsleistung von mehr als 50 Tonnen Branntkalk oder gebranntem Dolomit je Tag	Herstellung von Zement, Kalk und gebranntem Gips, Kalksandsteinen, Porenbetonzeugnissen, Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips (§ 51 Abs. 1 Nr. 1 lit. a)
XII	Anlagen zur Herstellung von Glas, auch soweit es aus Alltags hergestellt wird, einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern, mit einer Schmelzleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag	Herstellung von Glas und Glaswaren (§ 51 Abs. 1 Nr. 1 lit. a)
XII a	Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe einschließlich Anlagen zur Herstellung von Mineralfasern, mit einer Schmelzleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag	Teilweise: Herstellung von Glas und Glaswaren, keramische Erzeugnisse, keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten, Ziegeln und sonstiger Baukeramik (§ 51 Abs.1 Nr.1 lit.a)
XIII	Anlagen zum Brennen keramischer Erzeugnisse, soweit der Rauminhalt der Brennanlage 4 m ³ oder mehr und die Besatzdichte 300kg/m ³ oder mehr beträgt	keramische Erzeugnisse, keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten, sonstige Baukeramik (§ 51 Abs. 1 Nr. 1 lit. a)
Sonstige Industriezweige		
XIV	Anlagen zur Gewinnung von Zellstoff aus Holz, Stroh oder ähnlichen Faserstoffen	keine Steuerentlastung nach §51 EnergieStG
XV	Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe mit einer Produktionsleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag	keine Steuerentlastung nach §51 EnergieStG
XVI	Anlagen zur Herstellung von Propylen oder Ethylen mit einer Produktionsleistung von 50.000 Tonnen oder mehr je Jahr	keine Steuerentlastung nach §51 EnergieStG
XVII	Anlagen zur Herstellung von Ruß, mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr	keine Steuerentlastung nach §51 EnergieStG
XVIII	Anlagen zum Abfackeln von gasförmigen Stoffen auf See ode in See-/Land-Übergabestationen für Mineralöl oder Gas mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr	nicht steuerpflichtig, da kein Verheizen!
	fällt nicht unter den Emissionshandel	thermische Abfall- und Abluftbehandlung

Quelle: eigene Darstellung FiFo Köln.

Es wird deutlich, dass es sowohl zu Mehrfachregulierungen als auch zu Unterregulierungen kommen kann. Die blau und gelb eingefärbten Bereiche markieren potentielle Mehrfachregulierungen. Durch die Änderungen im NAP II sind Anlagen zur Herstellung von Propylen oder Ethylen in Zukunft im Anwendungsbereich des Emissionshandels und der Energiebesteuerung. Gleiches gilt für Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton und Pappe, die unter den Emissionshandel fallen, aber nicht von der Energiebesteuerung ausgenommen ist. Hierbei ist aber zu beachten, dass Industrieanlagen nach dem NAP II von einem sehr niedrigen Erfüllungsfaktor betroffen sind, sowohl für die anteiligen Energie- als auch Prozessemissionen. Gleichzeitig liegt hier zwar keine Steuerbefreiung vor, die ermäßigten Steuersätze für das produzierende Gewerbe sowie die Möglichkeit des Spitzenausgleichs existieren allerdings sehr wohl.

Es kommt auch zu gar nicht regulierten Bereichen:

- So sind Einsatzstoffe für Anlagen der thermischen Abfall- und Abluftbehandlung nach §51 EnergieStG explizit aus der Energiebesteuerung ausgenommen und fallen auch nicht unter den Regelungsbereich des Emissionshandels.
- Gleiches gilt auch für alle Industrieanlagen, die durch § 51 EnergieStG von der Energiesteuer befreit sind bzw. über den Spitzenausgleich sehr weitgehende Steuerbegünstigungen erhalten und auf Grund ihrer Größe **nicht** unter den Emissionshandel fallen.
- Die prozessbedingten Emissionen in Anlagen, die auf Grund ihrer Größe nicht unter den Emissionshandel fallen sind weder von Emissionshandel noch von der Energiebesteuerung erfasst.
- Energieeinsatz in Stromerzeugungsanlagen außerhalb des Emissionshandels, z.B. auch Kernenergie. Allerdings findet hier eine nachgelagerte Besteuerung durch die Stromsteuer statt.
- Energieeinsatz in Land- und Forstwirtschaft (erhalten Agrardieselregelung und nehmen an allgemeiner Steuerbegünstigung um 60% der Regelsätze teil)
- Luft- und Schiffsverkehr

In den genannten Bereichen führen die selektiven Ansätze des Emissionshandels und der Energiebesteuerung zu einer Unterregulierung.

Zwischenfazit

Durch die Einführung des neuen Energiesteuerrechts ist die gesamte Stromerzeugung von keiner Doppelregulierung durch Emissionshandel und Energiesteuer betroffen. Stromerzeugungsanlagen, die nicht unter den Emissionshandel fallen unterliegen somit keiner direkten Regulierung, sondern nur der indirekten (und bisher nicht CO₂-basierten) Stromsteuer.

Überschneidungen kann es in zwei wesentlichen Bereichen geben:

- Bei der sonstigen Energieumwandlung durch Öl, Gas oder Kohle außerhalb der Stromerzeugung. Unternehmen des produzierenden Gewerbes unterliegen hierbei einem ermäßigten Satz mit der Möglichkeit auf Spitzenausgleich, während z.B. Krankenhäuser oder Universitäten die volle Energiesteuer tragen.
- Bei einem Teil der Industrieanlagen, die nicht durch § 51 EnergieStG von der Energiesteuer befreit sind. Es können Teile der emissionshandelspflichtigen Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe, zur Gewinnung von Zellstoff, zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe aber auch Cracker der Chemieindustrie mehrfach reguliert sein.

„Untererfasste Bereiche“ ergeben sich bei der sonstigen thermischen Abfall- und Abluftbehandlung. Sie ist nach § 51 EnergieStG explizit von der Energiebesteuerung ausgenommen und unterliegt nicht dem Emissionshandel.⁶⁸

⁶⁸ § 51 EnergieStG sieht explizit eine Entlastung von der Energiesteuer für Energieerzeugnisse zur Verwendung in thermischen Abfallverbrennungsanlagen vor. Denn Abfall als Brennstoff wird durch das Energiesteuerrecht sowie nicht besteuert. Darüber hinaus sind durch die Regelung des § 51 EnergieStG aber auch fossile Einsatzstoffe von der Energiesteuer „entlastet“.

Darüber hinaus kommt es für alle Industrieanlagen, die durch § 51 EnergieStG von der Energiesteuer befreit sind und auf Grund ihrer Größe **nicht** unter den Emissionshandel fallen zu einer Untererfassung. Dies gilt auch für die prozessbedingten Emissionen in Anlagen, die aufgrund ihrer geringen Kapazität nicht unter den Emissionshandel fallen. Auch hier findet weder eine Berücksichtigung im Emissionshandel noch in der Energiesteuer statt. Gleiches gilt auch für den (gewerblichen) Luft- und Schiffsverkehr. Dieser ist weder im Emissionshandel noch der Energiebesteuerung unterworfen. Für die Forst- und Landwirtschaft gelten dagegen zumindest ermäßigte Steuersätze.

3.1.2. Relevanzanalyse der direkten Überschneidungen zwischen EH und Energiebesteuerung

Die qualitative Analyse der direkten Überschneidungen deutet auf einen nur geringen Bereich möglicher Doppelregulierungen hin. Im Folgenden soll nun eine genauere Quantifizierung der Relevanz dieser Überschneidungen erfolgen und potenzielle Bereiche einer Mehrfachregulierung aber auch fehlenden Regulierung untersucht werden. Dazu wird einerseits die Relevanz hinsichtlich der CO₂-Emissionen untersucht. Andererseits wird der Versuch unternommen, die Relevanz der Belastungswirkungen aus der Mehrfachregulierung zu bestimmen.⁶⁹

Wie die qualitative Analyse möglicher Überschneidungsbereiche ergeben hat, kann eine Doppelregulierung durch Emissionshandel und Energiesteuer im Bereich der Energieumwandlung nur durch Verwendung von Gasöl, Erdgas und Flüssiggas und neuerdings Kohle außerhalb der Stromerzeugung entstehen.

Insgesamt ist der überwiegende Teil der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen dem Bereich der Energieumwandlung zuzurechnen. Von den derzeit 1.849 am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen gehören immerhin 1.234 dem Bereich Energieumwandlung an. Dies entspricht einem Anteil von knapp 75 %, wobei sogar 79 % der Emissionsberechtigungen auf die Anlagen der Energieumwandlung fallen.⁷⁰ Rechnet man die energiebedingten Emissionen aus den Industrieanlagen hinzu, entfallen rund 86,1% der Gesamtemissionen ohne Sonderzuteilung nach §§ 14, 15 ZuG 2007 auf die energiebedingten Emissionen.⁷¹

Der überwiegende Teil dieser Emissionen sind der Stromerzeugung zuzurechnen. Insgesamt fielen in der Energieumwandlung und –erzeugung im Jahr 2004 rund 330 Mio. t CO₂ der insgesamt knapp 383 Mio. t CO₂ auf die Stromkraftwerke, während 52,4 Mio. t CO₂ auf die Heizkraft- und Fernheizwerke sowie die übrigen Umwandlungsbereiche entfielen.⁷²

⁶⁹ Eine wesentliche Schwierigkeit in der Relevanzanalyse der Überschneidungen liegt in der Verfügbarkeit und der Kongruenz von Daten. So ist z.B. durch die fehlende NACE-Kodierung in der Anlagenliste eine Zuordnung der einzelnen Anlagen aus dem Bereich der Energieumwandlung zu Branchen nicht ohne weiteres möglich. Ebenso fehlt eine genaue Unterscheidung der energiebedingten Emissionen nach Art der Energieumwandlung, z.B. nach Stromerzeugung und sonstiger Energieumwandlung. Sie konnten auch nach Rücksprache mit dem Statistischen Bundesamt nicht zur Verfügung gestellt werden. Genau dies wäre jedoch aus den bisherigen Überlegungen folgend wünschenswert. Gleiches gilt für die Frage der Einsatzstoffe. Die Daten über die Art der Inputs zur Energieumwandlung der dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen liegen den Forschungsnehmern auch nach Rücksprache mit der DEHST nicht vor.

⁷⁰ DEHST(2006a).

⁷¹ Sonderauswertung der DEHST; § 14 ZuG 2007 regelt die Sonderzuteilung an Emissionsberechtigungen für KWK-Anlagen; nach § 15 ZuG 2007 wird eine Sonderzuteilung für die Einstellung des Betriebes von Kernkraftwerken gewährt.

⁷² Vorläufige Zahlen für das Jahr 2004, NAPII: Tabelle 1.

Als ein potentieller Überschneidungsbereich, der mit dem vollen Ökosteuersatz belastet ist, wurde die sonstige Energieumwandlung außerhalb des produzierenden Gewerbes identifiziert. Nach Angaben der DEHST ist die Bedeutung dieses Bereichs jedoch als eher gering einzuschätzen, da in diesem Segment „nur eine geringe Zahl von Betreibern“ vorzufinden ist: Insgesamt fallen nur 30 Anlagen außerhalb des produzierenden Gewerbes aus dem Bereich der Energieumwandlung unter den Emissionshandel; sie sind für weniger als 1 % der CO₂-Emissionen verantwortlich.⁷³ Berücksichtigt man ferner, dass hierin auch teilweise noch Emissionen zur Stromerzeugung sowie begünstigte KWK-Anlagen enthalten sind, ist dieser Bereich zumindest vom Volumen der CO₂-Emissionen her tatsächlich als unbedeutend einzustufen.

Als zweiter relevanter Überschneidungsbereich konnte die sonstige Energieumwandlung im produzierenden Gewerbe identifiziert werden; dieser Bereich unterliegt einem ermäßigten Ökosteuersatz von 60%. Da unter den Emissionshandel Anlagen der Energieumwandlung mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW fallen, ist ferner davon auszugehen, dass ein Großteil der verbleibenden mehrfach regulierten Anlagen der Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Bereich der Energiesteuer in den Genuss des Spitzenausgleich kommen und dort folglich nur noch mit einem Grenzsteuersatz von 3 % belastet werden.

Im Bereich der Industrieanlagen weisen nach Angaben der DEHST die prozessbedingten Emissionen einen Anteil von 49 % an den Gesamtemissionen auf. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass rund 51 % der Emissionen der Industrieanlagen wiederum den energiebedingten Emissionen zuzuordnen sind und damit potentiell doppelt reguliert sein können. Dies entspricht ca. 81,4 Mio. t CO₂ im Jahr 2004.⁷⁴ Nicht berücksichtigt sind bei diesen Werten die Feuerungsanlagen der Industrie, die im Emissionshandel als Anlagen der Energieumwandlung genehmigt wurden.

Wie hoch der Anteil der sonstigen Energieumwandlung ohne Stromerzeugung außerhalb begünstigter KWK-Anlagen für die einzelnen Branchen im Bereich des Emissionshandels ist, konnte in Ermangelung einer geeigneten und zugleich verfügbaren Datengrundlage leider bisher nicht abgeschätzt werden. Hierbei vermochte auch eine eigens durch die DEHST durchgeführte Sonderauswertung keinerlei neue Erkenntnisse in der für die Fragestellung überaus wichtigen Zuordnung von Energieumwandlungsanlagen zu den entsprechenden Branchen liefern: „Die Zuordnungen zu den Branchen und Tätigkeiten wurden von den Antragstellern eher nachlässig beantwortet. In Zweifelsfällen wurden keine Angaben gemacht und die Schwelle sich nicht wirklich mit den Klassifikationen auseinanderzusetzen war offensichtlich gering.“⁷⁵ Darüber hinaus fehlen Daten hinsichtlich der verwendeten Energieträger, so dass ein Rückschluss auf die Energiesteuerbelastung für die einzelnen Anlagen nicht möglich ist.

⁷³ Sonderauswertung der DEHST; § 14 ZuG 2007 regelt die Sonderzuteilung an Emissionsberechtigungen für KWK-Anlagen; nach § 15 ZuG 2007 wird eine Sonderzuteilung für die Einstellung des Betriebes von Kernkraftwerken gewährt.

⁷⁴ Vorläufige Zahlen für das Jahr 2004, NAPII: Tabelle 1.

⁷⁵ DEHST (2006b)

Tabelle 7: Anspruchsgrundlage von prozessbedingten Emissionen und Gesamtemissionen sämtlicher emissionshandelspflichtiger Anlagen.

Unterteilung nach TEHG-Tätigkeiten entsprechend der Klassifikation der Anlage durch die Betreiber. Angaben in Tonnen Kohlendioxid für die Handelsperiode 2005-2007, Gesamtemissionen ohne Sonderzuteilungen nach §§ 14 oder 15 Zug 2007.

Haupt-tätigkeit	Bezeichnung	Prozessbedingte Emissionen [t CO ₂ /2005-2007]	Gesamt-emissionen [t CO ₂ /2005-2007]	Anteil
I	Feuerungsanlagen ab 50MW	56.512.956	1.176.038.673	5%
II	Feuerungsanlagen 20 - 50MW	96.406	31.684.918	0%
III	Feuerungsanlagen 20 - 50MW (von II abweichende Brennstoffe)	0	1.559.014	0%
IV-V	Antriebsmaschinen	0	5.844.543	0%
VI	Raffinerien	19.397.316	76.735.150	25%
VII	Kokereien	2.088.446	10.846.057	19%
VI-XV	Roheisen und Stahl mit Kokerei (VII) und/oder Rösten, Schmelzen, Sintern von Eisenerzen (VIII)	31.550.848	44.052.717	72%
IX	Roheisen und Stahl	34.474.316	47.961.285	72%
I-III, VI-XV	Feuerungsanlagen & Industrieanlagen	0	1.624.335	0%
X	Zementklinker	46.052.788	72.695.954	63%
XI	Kalk	18.024.151	28.530.378	63%
XII	Glas	2.836.130	14.644.859	19%
XIII	Keramische Erzeugnisse	2.463.291	7.943.404	31%
XIV	Zellstoff	0	4.307.645	0%
XV	Papier, Karton, Pappe	0	15.379.818	0%
Gesamtergebnis		213.496.649	1.539.848.749	14%

Quelle: DEHST (2006a)

Tabelle 6 gibt jedoch zumindest einen Hinweis auf die Bedeutung der Energieumwandlung in den einzelnen Branchen. Während der Anteil energiebedingter Emissionen im Bereich der Zellstoffindustrie und Papier, Karton, Pappe bei 100 % der CO₂-Emissionen der Industrieanlagen liegt, sind es bei der Zementklinkerherstellung lediglich 27 %.

Darüber hinaus kann auf die Abschätzung des ökosteuerpflichtigen Mineralölanteils von Bach (2005) zurückgegriffen werden. Während die Raffinerien und Kokereien einen ökosteuerpflichtigen Anteil ihres Gasverbrauchs von knapp 35% und ihres Heizölverbrauchs von 21% haben, was u.a. im Herstellerprivileg begründet liegt, sind es beim Papiergewerbe 40% bzw. 100%, bei Glasgewerbe und Keramik schon 77% bzw. 70%, die potentiell für eine Doppelregulierung in Frage kommen.⁷⁶

Die Berechnungen von Bach (2005) geben auch einen Hinweis auf die geringe Relevanz der Überschneidungen im Bereich der direkten Interaktion. Er kommt zu dem Ergebnis, dass die Nettowirkungen der Ökosteuer für einzelne auch dem Emissionshandel unterworfenen Branchen zu Nettobelastungen führen können, die allerdings relativ gering ausfallen. In den Branchen mit einem vergleichsweise hohen Energieanteil am Bruttoproduktionswert, die auch am Emissionshandel teilnehmen – wie das Papierge-

⁷⁶ Bach (2005) rechnet jeweils mit Branchendurchschnitten. Eine Übertragbarkeit auf die dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen ist daher nicht vorbehaltlos möglich.

werke oder das Glasgewerbe und Keramik -, steigen die Belastungen zwar an, aber dieser Anstieg fällt vergleichsweise gering aus. Darüber hinaus ist bei den Berechnungen auch die Wirkung der Stromsteuer integriert, die jedoch nicht zu dem direkten Überschneidungsbereich zählt. Einschränkend muss jedoch angemerkt werden, dass es sich hier lediglich um Branchenbetrachtungen handelt, die auf Durchschnittswerten basiert. Aussagen für einzelne Unternehmen sind daraus nicht unmittelbar zu schlussfolgern. Außerdem wurden mit dem neuen Energiesteuerrecht genau in diesem Bereich Änderungen vorgenommen. So sind die Prozesse im Glasgewerbe und der Keramik jetzt explizit von der Energiebesteuerung ausgenommen.

Darüber hinaus sind in den Zahlen von Bach die Ausnahmeregelungen zu effizienten KWK-Anlagen nicht berücksichtigt. Dies führt zu einer Überschätzung des steuerpflichtigen Mineralölverbrauchs.⁷⁷ Genauere Recherchen haben ergeben, dass z.B. im Papiergewerbe mittlerweile über 90% der Netto-Stromerzeugung aus KWK-Anlagen stammt.⁷⁸ Darüber hinaus liegt den Berechnungen Bachs der gesamte Ökosteueranteil der Mineralölsteuer im Unternehmen zugrunde, also gerade auch der *nicht* auf die emissionshandelspflichtigen Anlagen entfallende Anteil, was die Identifikation des Überschneidungsumfangs erschwert. Der eigentliche Überschneidungsbereich wird somit nochmals deutlich geringer sein.

Insgesamt zeigen sich somit Anhaltspunkte, dass die Relevanz der direkten Überschneidung nur von untergeordneter Bedeutung ist. Im Bereich der Industrieanlagen ist von einer Steuerbefreiung der energieintensiven Prozesse oder einem geringen Grenzsteuersatz der Energiebesteuerung auszugehen, der mit einer fast vollständigen kostenlosen Zuteilung mit Emissionszertifikaten einhergeht. Im Bereich der – neben anderen Branchen – nicht von einer vollständigen Steuerbefreiung betroffenen Papierherstellung ist darüber hinaus mit einem hohen Anteil von begünstigten KWK-Anlagen zu rechnen.

3.1.3. Direkte Überschneidungen von Emissionshandel und EEG

Die Vielzahl der durch das EEG reglementierten Anlagen emittieren kein CO₂ (Strom aus Wasserkraft, Geothermie, Windenergie, solare Strahlungsenergie) und fallen insoweit schon nicht unter den Regelungstatbestand des Emissionshandels. Da zudem § 2 Abs. 5 TEHG Anlagen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien vom Emissionshandel freistellt, kann es zwischen EEG und Emissionshandel zu keiner direkten Überschneidung kommen. Lediglich auf Ebene eines Unternehmens insgesamt kann eine mehrfache Betroffenheit entstehen, wenn neben der Stromerzeugung aus konventionellen – insbesondere fossilen Energieträgern – auch Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energieträgern betrieben werden. Allerdings ist hierunter keine direkte Doppelregulierung zu verstehen, wie schon deutlich gemacht wurde.

3.1.4. Direkte Überschneidungen von Emissionshandel und KWK-Gesetz

Die KWK-Anlagen sind – anders als die durch das EEG reglementierten Anlagen – in das EU-Emissionshandelssystem einbezogen, wenn ihre Feuerungswärmeleistung über 20 MW liegt. Aufgrund der hohen Primärenergieausnutzung bei KWK und dem damit

⁷⁷ Diejenigen KWK-Anlagen, in denen ein relevanter Mineralölsteueranteil verbraucht wird (Heizöl in BHKW), sind kaum im EU-Emissionshandel vertreten. Im Übrigen dient leichtes Heizöl nur noch zum Hoch- und Herunterfahren der Kraftwerke.

⁷⁸ Vgl. VIK (2005): Statistik der Energiewirtschaft. Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

einhergehenden vergleichsweise geringeren CO₂-Emission im Vergleich zur isolierten Produktion von Strom und Wärme, werden im NAP II – wie auch schon im NAP I – neue KWK-Anlagen bei der Zuteilung nach einer doppelten Benchmark-Regel behandelt: Für die Strommenge erfolgt die Zuteilung nach dem Benchmark für Strom, für die Wärmemenge nach dem Benchmark für Wärme. Die Anlageneffizienz wird über die Stromkennzahl (§ 3 Abs. 7 KWK-Gesetz) berücksichtigt. Für die CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit der Kraft-Wärme-Koppelung in Bestandsanlagen erfolgt im NAP II die Zuteilung auf der Basis der historischen Emissionen in der Basisperiode und der Anwendung eines Erfüllungsfaktors, wie er für Anlagen des produzierenden Gewerbes Anwendung findet (98,75 %). Damit unterliegen auch KWK-Anlagen nur einem geringen Erfüllungsfaktor durch den Emissionshandel und können bei der derzeitigen kostenlosen Anfangsallokation der Emissionsrechte zumindest für den Bereich der Stromerzeugung auch potentiell von Windfall Profits profitieren. Gleichzeitig haben die Betreiber einer KWK-Anlage gem. § 5 KWK-Gesetz einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für den von ihnen eingespeisten KWK-Strom. Bei dieser direkten Überschneidung von Emissionshandel und KWK-Gesetz kann in Bezug auf die diesen beiden Regelungstatbeständen unterfallenden Anlagen daher von einer doppelten Belastung in der Regel nicht gesprochen werden. Dennoch entsteht durch die mehrfache Regulierung ein zusätzlicher Anreiz zur Emissionsminderung.⁷⁹

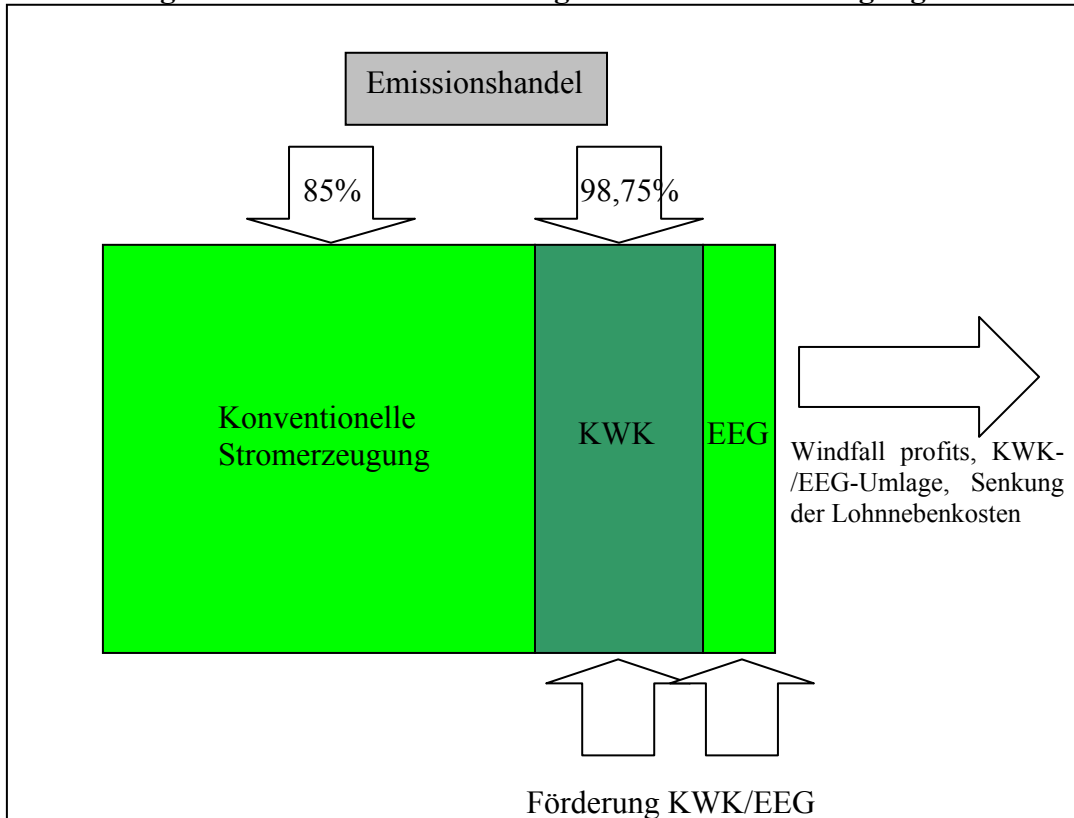
3.1.5. Fazit direkte Überschneidungen

Zur Veranschaulichung sind die sich durch die mehrfache Regulierung ergebenden Überschneidungsbereiche im Folgenden schematisch dargestellt.

Der weitaus größte Teil der Anlagen im Emissionshandel ist dem Bereich der Stromerzeugung zuzuordnen. Da Anlagen der Stromerzeugung von der Energiebesteuerung auf der Inputseite mit Einführung des neuen Energiesteuergesetzes komplett befreit sind, kommt es nur in sehr geringem Maße zu Mehrfachregulierungen, nämlich im Bereich der KWK-Anlagen. Diese erhalten eine fast vollständige kostenlose Zuteilung im Rahmen des Emissionshandels bei gleichzeitiger Förderung durch das KWK-Gesetz. Die erneuerbaren Energien sind dagegen nur durch das EEG reguliert, da sie nicht unter den Emissionshandel fallen.

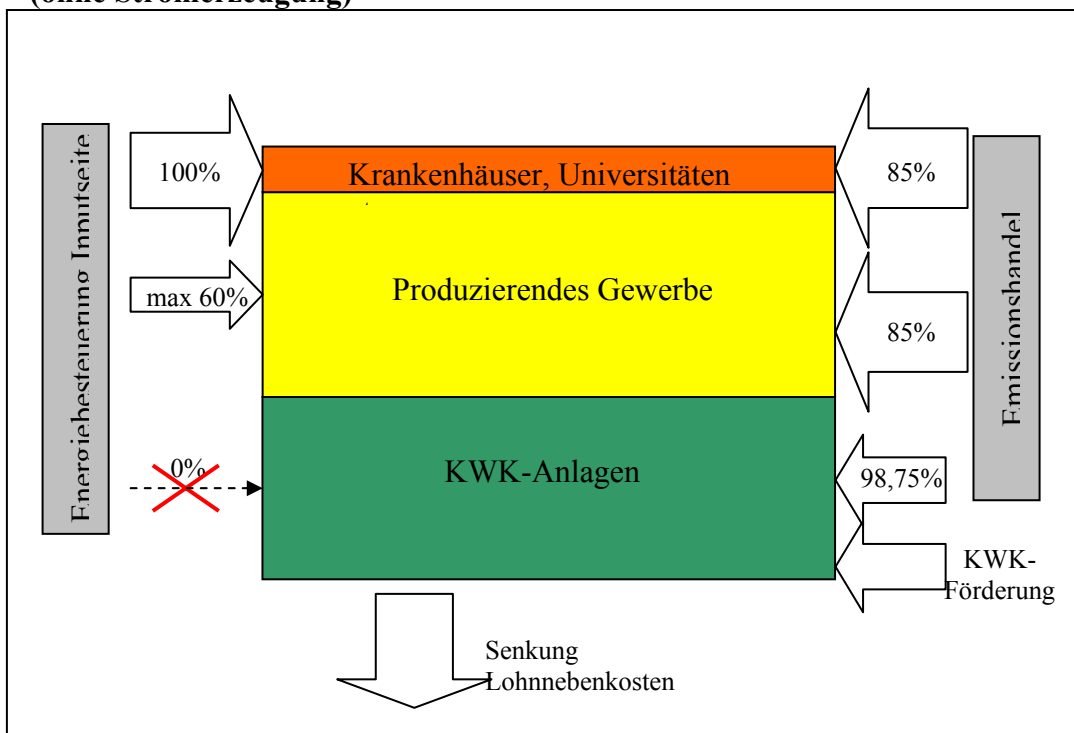
⁷⁹ Eine detaillierte Analyse möglicher Überschneidungen und Belastungen von KWK-Anlagen nach Branchen wäre an dieser Stelle wünschenswert, sprengt allerdings bei weitem den Rahmen dieses Gutachtens. Dabei sei auf DIW/Ökoinstitut (2005) verwiesen, die dort in Kap. 2.1 auf die Schwierigkeiten der Datenlage im Bereich der KWK-Anlagen hinweisen.

Abbildung 14: Direkte Überschneidungen in der Stromerzeugung



Quelle: Eigene Darstellung FiFo Köln

Abbildung 15: Direkte Überschneidungen in der sonst. Energieumwandlung (ohne Stromerzeugung)

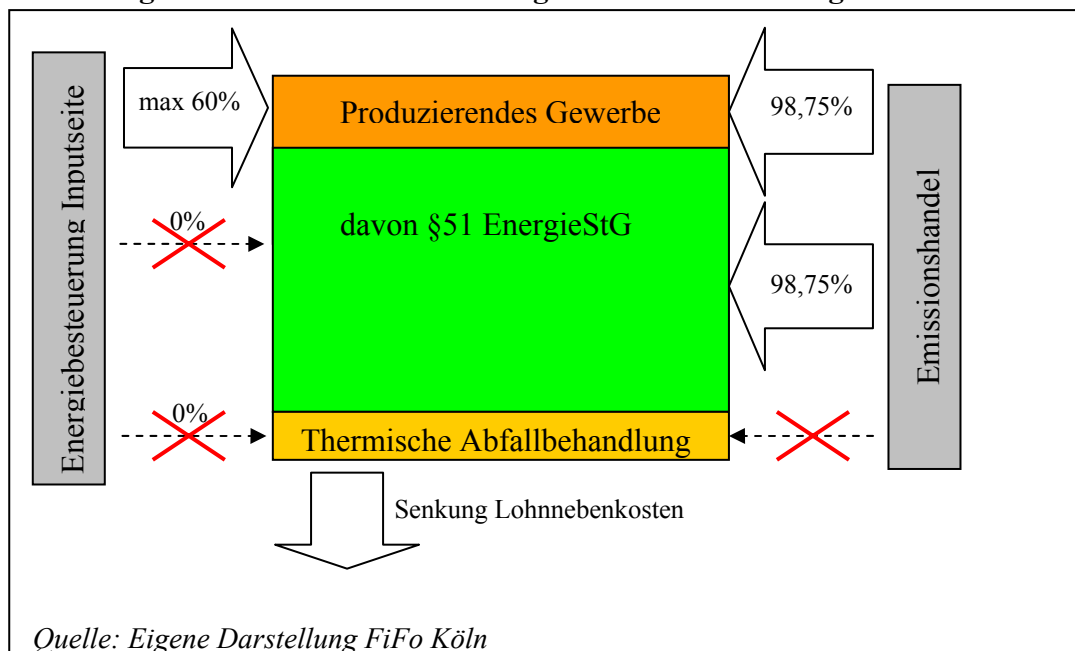


Quelle: Eigene Darstellung FiFo Köln

Im Bereich der sonstigen Energieumwandlung kristallisiert sich dagegen der Bereich der Energieumwandlung außerhalb des Produzierenden Gewerbes ohne Nutzung von KWK-Anlagen als besonders belastet heraus. Hier ist der volle Ökosteuersatz zu zahlen bei gleichzeitigem Erfüllungsfaktor im Emissionshandel von 85%. Die Anzahl davon betroffener Anlagen ist als sehr gering einzustufen. Für den Bereich des Produzierenden Gewerbes kann es zu Überschneidungen durch Ökosteuern und Emissionshandel kommen. Allerdings greifen hier die Ermäßigungsregeln und der Spitzenausgleich.

Sowohl im Bereich der Energieumwandlung als auch bei den Industrieanlagen findet dagegen eine Doppelregulierung bei allen Anlagen statt – durch die anteilig auf die Anlagen entfallende Rückerstattung durch die Senkung der Lohnnebenkosten durch die Ökosteuern. Davon profitieren auch die Betreiber von Anlagen, die selbst gar nicht der Ökosteuern unterliegen.

Abbildung 16: Direkte Überschneidungen der Industrieanlagen



Auch im Bereich der der Industrieanlagen stehen die Überschneidungen aus Emissionshandel und Ökosteuern im Vordergrund. Der überwiegende Teil der Anlagen ist nach Einführung des neuen Energiesteuergesetzes von keiner doppelten Regulierung mehr betroffen. Denn § 51 EnergieStG beinhaltet Befreiungsregeln für eine Vielzahl an unter den Emissionshandel fallende Prozesse. Allerdings können Teile der emissionshandlungspflichtigen Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe, zur Gewinnung von Zellstoff, zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe aber auch Cracker der Chemieindustrie mehrfach reguliert sein. Die Thermische Abfallbehandlung ist dagegen keinem der untersuchten Instrumente unterworfen.

In der folgenden Übersicht sind die potentiellen direkten Überschneidungen zum Überblick in einer Matrix dargestellt. Die potentiellen „Problemfelder“, in denen möglicherweise ein Handlungsbedarf wegen der Überschneidung mehrerer Instrumente entsteht, sind mit der Farbe orange gekennzeichnet. Es sei angemerkt, dass Tabelle 8 den potentiellen Handlungsbedarf auf Grund von Unterregulierung nur teilweise, nämlich für den Bereich der Abfall- und Abluftbehandlung, darstellt.

Tabelle 8: Übersichts-Matrix der direkten Überschneidung

Anlagentyp	Emissionshandel	Energiebesteuerung			KWK-Gesetz	EEG
		Mineralölsteueranteil	Stromsteuer	Senkung Lohnnebenkosten		
Stromerzeugung effiziente KWK	85%-Zuteilung windfall profits*	-	..	ja	-	-
	98,75%-Zuteilung windfall profits*	-	..	ja	KWK-Zuschlag	-
sonst. Energiewandlung prod. Gewerbe sonstige (Krankenhäuser, Universitäten etc.) effiziente KWK	85%-Zuteilung	ermäßigt, Spitzenausgleich	-	ja	-	-
	85%-Zuteilung	volle Ökosteuer	-	ja	-	-
	98,75%-Zuteilung	-	-	ja	KWK-Zuschlag	-
Industrieanlagen Befreiung (§51EnergieStG, KWK) Wärmeerzeugung Prozessemissionen effiziente KWK	98,75%-Zuteilung	-	-	ja	-	-
	98,75%-Zuteilung	ermäßigt, Spitzenausgleich	-	ja	-	-
	98,75%-Zuteilung	-	-	ja	-	-
	98,75%-Zuteilung	-	-	ja	KWK-Zuschlag	-
thermische Abfall- und Abluftbehandlung (Befreiung §51EnergieStG)	-	-	-	ja	-	-

* windfall profits werden aufgrund der besonderen Marktsituation im allgemeinen dem Strombereich zugeordnet. Sie können potentiell aber auch im Bereich der Industrie auftreten.
 ** zur Überwälzung auf den Endverbraucher angelegt. Deshalb liegt hier keine direkte Überschneidung vor.

Quelle: eigene Darstellung

3.1.6. Beispielunternehmen – direkte Überschneidungen

Zur Veranschaulichung der Mehrfachregulierungen werden auf Seite der direkten Überschneidung das Beispiel der Papierindustrie sowie eine Feuerungsanlage außerhalb des produzierenden Gewerbes herangezogen.

a) Papierindustrie

Wie die Analyse der direkten Überschneidungen gezeigt hat, stellt die Papierherstellung ein Beispiel für eine direkte Mehrfachregulierung dar, da sie mit Anlagen mit einer Produktionsleistung von mehr als 20 Tonnen pro Tag direkt unter den Emissionshandel fällt und gleichzeitig von der (ermäßigten) Energiebesteuerung betroffen ist.

In Deutschland werden 80% der zur Papierherstellung benötigten Cellulose importiert, so dass sich die Papierherstellung grob auf die Produktionsschritte der Herstellung der Pulpe, der Blattbildung und der Oberflächenveredelung konzentrieren lässt. Die Auflösung des Zellstoffs im Pulper erfordert eine Energie von 38 - 50 kWh/t. Ebenfalls sehr energieaufwändig ist die Trockenpartie im Rahmen der Blattbildung durch Kontakt-, Konvektions- oder Infrarottrocknung.⁸⁰ In der folgenden Tabelle sind exemplarisch die

⁸⁰ Vgl. zur Papierherstellung Angerer (2004), S. 2ff.

Rahmendaten einer typischen Anlage aus der Papierproduktion dargestellt (Produktions- und Verbrauchsangaben betreffen ein Jahr).

Tabelle 9: Beispielunternehmen Papierindustrie

Papierproduktion		
Kapazität	MWh therm	35
Erdgasverbrauch	MWh	14.000
Heizölverbrauch	l	6.000
Papierproduktion	t	27.000
Gesamtemission	t CO ₂	28.000
Beschäftigte		700

Quelle: Daten wurden von Ecofys zur Verfügung gestellt, eigene Schätzungen.

Im Jahr 2004 gab es in Deutschland 844 Unternehmen im Bereich des Papiergewerbes mit rund 142.000 Beschäftigten. Aus der insgesamt gezahlten Lohn- und Gehaltssumme von 4,992 Mrd. Euro pro Jahr in dieser Branche ergibt sich ein Durchschnittslohn von 35.155,- Euro pro Jahr bzw. ein Bruttomonatsverdienst von 2.930,- Euro.⁸¹ Auch hier ist wieder für die Berechnung der Netto-Wirkungen der verschiedenen Instrumente eine Zuordnung der Beschäftigten zu der jeweiligen Produktionsanlage notwendig. Die für eine exakte Analyse der Be- und Entlastungswirkungen klimaschützender Instrumente notwendige Beschäftigtenzahl für o.g. Anlage lagen Ecofys nicht vor und konnten demzufolge auch nicht in die nachfolgende Berechnung eingebaut werden. Daher mussten grobe Durchschnittswerte auf der Basis von Branchendaten gebildet werden: Die 100 (bzw. 25) umsatzgrößten Unternehmen im Papiergewerbe beschäftigen 49,2% (bzw. 23,6%) aller Beschäftigten in der Branche; dies sind in absoluten Zahlen 69.864 (bzw. 33.512) Beschäftigte.⁸² Die durchschnittliche Beschäftigtenzahl beträgt bei den 100 (bzw. 25) umsatzgrößten Unternehmen 698 (bzw. 1340) Beschäftigte. Es ist davon auszugehen, dass die unter den Emissionshandel fallenden Anlagen auch nahezu ausnahmslos den 100 umsatzstärksten Unternehmen zuzurechnen sind, so dass bei dem Beispielunternehmen von 700 Beschäftigten ausgegangen wird. Der Anteil der Personalkosten (einschließlich der Kosten für Leiharbeitnehmer) am Bruttoproduktionswert beträgt im Papiergewerbe 20,1%; der Anteil des Energieverbrauchs am Bruttoproduktionswert 5,1%.⁸³

Nach Reduzierung der Rentenbeiträge um 0,85% ergibt sich pro Beschäftigten eine Ersparnis von knapp 25,- Euro pro Monat bzw. knapp 299,- Euro pro Jahr. Berechnet man bei der Energiebesteuerung den Mineralölsteueranteil der bisherigen Ökosteuerregelung, so ist der Einsatz von Gas mit 2,196 Euro/MWh und der Einsatz von Heizöl mit 12,27 Euro/1.000 Liter (entspricht einem Ökosteueranteil von 60%) belastet. Dies ergibt für die Anlage eine Ökosteuerbelastung in Höhe von rund 30.818 Euro, was einer Belastung von 1,14 Euro/t Papier entspricht. Die Reduktion des Rentenbeitrags durch Ökosteuer beläuft sich hingegen auf 209.202,- Euro, dies entspricht 7,75 Euro/t Papier.

⁸¹ Statistisches Bundesamt (2006), S. 365.

⁸² Statistisches Bundesamt (2006), S. 368.

⁸³ Statistisches Bundesamt (2006), S. 367.

Da die Einsparung bei der Rentenversicherung um ein Vielfaches höher ist als die Zahlung an Ökosteuer, erhält dieses Unternehmen keine Rückerstattung der Ökosteuer.⁸⁴

Belastungen aus dem KWK-Gesetz und dem EEG fallen bei dieser Anlage aus der Papierproduktion nicht an, da es sich weder um eine KWK-Anlage noch um Anlage, welche die benötigte Wärme aus erneuerbaren Energieträgern gewinnt, handelt.⁸⁵ Die dargestellte Anlage wird als Industrieanlage der Papierherstellung bei der Zuteilung der Emissionsberechtigungen mit 98,75% bedacht, erhält also für die gesamten jährlichen CO₂-Emissionen in Höhe von 28.000 t CO₂ Berechtigungen zur Abdeckung von 27.650 t CO₂ kostenlos zugeteilt. Geht man von einer kurzfristig konstanten Produktion ohne Emissionseinsparpotentialen aus, entstehen für den Zukauf von Zertifikaten für 1.350 t CO₂ bei einem Zertifikatspreis von 10 Euro 13.500 Euro an Kosten. Insgesamt ergeben sich für die Anlage somit Kosten in Höhe 1,64 Euro/t Papier bei einem Papierpreis von 525,- Euro/t Papier.

Einschränkend sei aber noch auf folgendes hingewiesen: Hinsichtlich der Belastungswirkung des Unternehmens wäre eine genauere Analyse der Überwälzungsmöglichkeiten auf den Endverbraucher wünschenswert. Denn diese ist auch bei Industrieanlagen nicht zwangsläufig unmöglich, wie zumeist mit dem Verweis auf den intensiven Wettbewerbsdruck behauptet wird. Denn falls eine solche Überwälzung möglich ist, fände hier, ähnlich wie bei der Argumentation in der Stromerzeugung, auch eine Entlastung durch die (anteilige) Einpreisung der kostenlos zugeteilten Zertifikate statt, die insgesamt für die Anlage bei einem Zertifikatspreis von 10 Euro immerhin einen Wert von 276.500 Euro besitzen.

b) Heizkraftwerk eines Krankenhauses

Große Heizkraftwerke außerhalb des produzierenden Gewerbes fallen unter den Regelungsbereich des Emissionshandels und unterliegen gleichzeitig den vollen Ökosteuersätzen. Sie sind jedoch nicht direkt von EEG und KWKG betroffen. Im Folgenden ist als Beispiel ein Heizkraftwerk eines Krankenhauses dargestellt.

Tabelle 10: Beispiel Heizkraftwerk im Krankenhaus

Heizkraftwerk Krankenhaus		
Kapazität	MWh therm	30
	MWh el	5
Erdgasverbrauch	GJ	340000
Heizölverbrauch	GJ	20000
Strom-Output	MWh	18800
Wärme-Output	MWh	70200
Gesamtemission	t CO ₂	20500
Beschäftigtenzahl		3451

Quelle: Ecofys⁸⁶

⁸⁴ Dieses Ergebnis basiert v.a. auf der Annahme, dass in dieser Anlage 700 Beschäftigte (=durchschnittliche Zahl der Beschäftigten der 100 umsatzstärksten Branchenunternehmen) arbeiten. Das Ergebnis dürfte aber völlig anders ausfallen, wenn man die Anzahl der *tatsächlich* in dieser Anlage Beschäftigten ansetzen würde, die vielleicht ganz deutlich unter 100 liegen könnte; letztendlich bleibt die Zahl der Beschäftigten in dieser Anlage reine Spekulation.

⁸⁵ Aus diesem Grund findet hier auch keine Einspeisung und damit Vergütung in das Stromnetz statt.

⁸⁶ Die Anlagendaten wurden auf der Basis interner Expertise zusammengestellt.

Im Gegensatz zu einer entsprechenden Anlage im produzierenden Gewerbe sind bei dieser Beispielanlage die vollen Ökosteuersätze von umgerechnet 0,56 Euro pro GJ für Heizöl und 1,03 Euro pro GJ für Erdgas fällig. Daraus ergibt sich eine Steuerlast für den Ökosteueranteil von 350.200 Euro für Erdgas und 11.200 Euro für Heizöl, also einer Gesamtsumme von 361.400 Euro.

Eine Rückerstattung in Form des so genannten Spitzenausgleichs gibt es außerhalb des produzierenden Gewerbes nicht. Dennoch ist eine Abschätzung der Beschäftigtenzahl zur Bestimmung der Senkung der Lohnnebenkosten durch die Energiesteuer notwendig. Für das in Abbildung 20 aufgeführte Krankenhaus lagen konnten keine exakte Beschäftigtenzahl bereitgestellt werden; den Forschungsnehmern war lediglich die Bettenzahl des Krankenhauses in Höhe von 1.700 bekannt. Anhand der Bettenzahl in Krankenhäusern kann jedoch annähernd auf die Beschäftigtenzahl geschlossen werden. Die Bettenzahl kann als „Näherungslösung“ für die Berechnung der Beschäftigtenzahl fungieren, woraus dann in einem zweiten Schritt die Entlastung durch die Rentenbeitragsenkung vorgenommen werden kann.

Im Jahr 2004 gab es in Deutschland 2.166 Krankenhäuser mit insgesamt 531.333 aufgestellten Patientenbetten, woraus sich eine durchschnittliche Bettenzahl von 245 Betten je Krankenhaus ergibt;⁸⁷ in NRW waren es im gleichen Jahr 456 Krankenhäuser mit insgesamt 130.489 Betten, womit die durchschnittliche Bettenzahl je Krankenhaus in NRW 286 beträgt.⁸⁸ Ein „durchschnittliches“ Krankenhaus hat damit weit weniger als 300 Betten. Bundesweit kamen im Jahr 2004 in einem Krankenhaus durchschnittlich 2,0 Beschäftigte auf ein Patientenbett (1.079.831 Krankenhausbeschäftigte auf 531.333 Betten);⁸⁹ in NRW waren es 2004 immerhin noch 1,8 Beschäftigte je Bett (233.707 Beschäftigte auf 130.489 Betten).⁹⁰ Folglich kann in dem in Abbildung 20 angeführten Beispiel-Krankenhaus bei einer bekannten Bettenzahl von 1.700 von insgesamt 3.451 Beschäftigten ausgegangen werden, wenn man unter Zugrundelegung des Bundesdurchschnitts von 2,0 Beschäftigten je Patientenbett ausgeht; legt man dagegen den Durchschnittswert für NRW von 1,8 Beschäftigten je Patientenbett zugrunde, gelangte man im o.g. Beispiel bei einer Bettenzahl von 1.700 auf eine Beschäftigtenzahl von 3.060.⁹¹

Die Summe der Personalkosten in den Krankenhäusern belief sich bundesweit für das Jahr 2004 auf 40.859,407 Mio. Euro.⁹² Hieraus wurde ein Durchschnittsjahresgehalt von 37.838 Euro für Krankenhausbedienstete für das Jahr 2004 bzw. ein Bruttodurchschnittsmonatsgehalt von 3.153 Euro ermittelt. Für NRW ergibt sich aus der insgesamt gezahlten Lohn- und Gehaltssumme von 4,992 Mrd. Euro pro Jahr in dieser Branche ein Durchschnittslohn von 35.155,- Euro pro Jahr bzw. ein Bruttomonatsverdienst von 2.930,- Euro.⁹³

⁸⁷ Statistisches Bundesamt (2006), S. 243.

⁸⁸ Statistisches Jahrbuch NRW (2006), S. 106ff.

⁸⁹ Statistisches Bundesamt (2006), S. 229.

⁹⁰ Statistisches Jahrbuch NRW (2006), S. 106ff.

⁹¹ Die relativ hohe Beschäftigtenzahl je Patientenbett ist dem Umstand geschuldet, dass eben nicht nur Ärzte und Pflegepersonal, sondern auch das Personal aus den Funktionsbereichen (Radiologie, Endoskopie, Kodoskopie, Anästhesie etc.), dem medizinisch-technischen Dienst, sowie dem Versorgungs- und Verwaltungsdienst einbezogen werden muss, da auch diese Bereiche Aufgaben für alle Stationen erbringen. Für ein „durchschnittliches“ Krankenhaus dürfte der Betrieb eines eigenen Heizkraftwerks nicht unbedingt lohnend sein; dies dürfte eher bei einer größeren Bettenzahl (z.B. ab 600 Betten) der Fall sein.

⁹² Statistisches Bundesamt (2006), S. 245.

⁹³ Statistisches Bundesamt (2006), S. 365.

Ausgehend vom Bundesdurchschnittsjahresgehalt von 37.838 Euro für Krankenhausbedienstete für das Jahr 2004 ergibt sich nach Reduzierung der Rentenbeiträge um 0,85% pro Beschäftigten eine Ersparnis von 26,80 Euro pro Monat bzw. knapp 322,- Euro pro Jahr. Für das o.g. Beispiel-Krankenhaus und seine 3.451 Beschäftigten resultiert daraus eine Reduzierung der Rentenbeiträge in Höhe von 1.111.222,- Euro pro Jahr.

Im Rahmen des Emissionshandels erhält die Anlage als Energieumwandlungsanlage eine Zuteilung von 85%, also Zertifikate für 17.425 t CO₂. Bei einem Zertifikatspreis von 10 Euro müssen bei konstantem Emissionsniveau der Anlage Zertifikate im Wert von 30.750 Euro hinzu gekauft werden.

Zusammen mit der errechneten Belastung durch den Ökosteueranteil von 361.400 Euro fällt im o.g. Beispiel – trotz der gegenüber den Durchschnittszahlen zu übenden Vorsicht – die Bilanz positiv in dem Sinne aus, dass das Beispiel-Krankenhaus eine Nettoentlastung erfährt.

3.2. Relevanzanalyse indirekter Überschneidungen

3.2.1. Indirekte Interaktion von Emissionshandel und Energiesteuer

Indirekte Überschneidungen von Emissionshandel und Energiesteuer können durch die Einpreisung der Opportunitätskosten der Zertifikatehaltung und der zur Überwälzung an den Endverbraucher ausgerichteten Stromsteuer entstehen, ohne dass die betroffenen Unternehmen oder Anlagen selbst Teilnehmer am Emissionshandel sind.

Zwar wird die Stromsteuer als allgemeine Verbrauchsteuer vom Stromproduzenten abgeführt, sie ist allerdings zur Überwälzung auf den Stromkonsumenten vorgesehen. Potenziell sind damit alle Endverbraucher von Strom möglichen indirekten Mehrfachregulierungen durch Emissionshandel und Stromsteuer unterworfen. Allerdings hängt die Höhe des Steuersatzes von bestimmten Eigenschaften des Endverbrauchers ab. So unterliegen Unternehmen des produzierenden Gewerbes einem ermäßigten Stromsteuersatz von 60%. Sie haben zusätzlich die Möglichkeit des Spitzenausgleichs. Im neuen Energiesteuergesetz sind auch Änderungen der Stromsteuer vorgesehen. So wird erstmals von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, einzelne besonders energieintensive Prozesse von der Strombesteuerung zu befreien.⁹⁴ Analog zu den Erstattungen der Energiebesteuerung auf der Inputseite durch § 51 EnergieStG gehören nach § 9a StromStG hierzu die Elektrolyse, der Strombezug zum „Brennen, Schmelzen, Warmhalten oder Entspannen“ im Bereich der Glasherstellung, Ziegel-, Zement-, Kalk- und Keramikproduktion sowie die Metallerzeugung.

Für weite Teile der energieintensiven Industrieprozesse fällt damit überhaupt keine Stromsteuer an. Für den Rest des produzierenden Gewerbes gelten zumindest ermäßigte Steuersätze und die Möglichkeit des Spitzenausgleichs. Gleichzeitig profitieren sie alle von den durch die Ökosteuer gesunkenen Lohnnebenkosten.

Im Gegensatz zur direkten Doppelregulierung von Emissionshandel und Energiesteuer können bei der indirekten Überschneidung tatsächliche Kosten des Emissionshandels durch Überwälzung der Opportunitätskosten der Zertifikatehaltung entstehen. Im Gegensatz zur direkten Interaktion hat das doppelregulierte Unternehmen hierbei jedoch nicht die Möglichkeit einer Teilnahme am Emissionshandel. Die kostenlose Anfangsal-

⁹⁴ Nach der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG können energieintensive Prozesse unter bestimmten Bedingungen von einer Energiebesteuerung ausgenommen werden.

lokation der Zertifikate „schützt“ somit in diesem Fall nicht vor zusätzlichen Belastungen.⁹⁵

Hinsichtlich der Frage der Überwälzbarkeit ist zu berücksichtigen, dass der deutsche Stromerzeugungsmarkt aufgrund der besonderen technischen und ökonomischen Bedingungen der Stromversorgung (geringe Preiselastizität der Stromnachfrage und im Bereich des Spitzenlaststroms geringe Stromangebotselastizität) sehr anfällig für das Ausüben horizontaler Marktmacht ist. Insbesondere in Spitzenlastzeiten führen relativ kleine Lastanstiege zu erheblichen Preissteigerungen auf dem Großhandelsmarkt. Die Privathaushalte als Abnehmer haben kaum Möglichkeiten, ihre Stromnachfrage kurzfristig an steigende Preise anzupassen. Bei Industriekunden ist eine Anpassung der Nachfrage an steigende Strompreise mit dem Abschluss unterbrechbarer Stromlieferungsverträge in begrenztem Umfang möglich: sie können sich in vertraglich definierten Situationen gegen entsprechende Preisnachlässe von der Stromversorgung abschalten lassen. Diese Rahmenbedingungen erleichtern strategisches Angebotsverhalten marktmächtiger Erzeugungsunternehmen, die durch Zurückhalten von relativ geringen Produktionskapazitäten erhebliche Preissteigerungen herbeiführen können, ohne mit einem nennenswerten Rückgang der abgesetzten Menge oder einem großen Verlust an Marktanteilen rechnen zu müssen. Hierfür sind im Übrigen weder ein hochkonzentrierter Markt noch explizite Absprachen zwischen den Anbietern notwendig.⁹⁶

Ein wettbewerblich funktionsfähiger Stromgroßhandelsmarkt⁹⁷ setzt eine ausreichende Anzahl unabhängiger Anbieter voraus. Der deutsche Strommarkt hingegen wird von vier großen Stromproduzenten dominiert, welche ihre Opportunitätskosten zu überwiegenderem Teil auf die Letztverbraucher überwälzen. Es besteht also ein Oligopol mit Spielräumen für strategisches Verhalten, da diese 4 Unternehmen über 80% der deutschen Stromerzeugungskapazität (E.ON 34%, RWE 27%, Vattenfall 11%, EnBW 7%) und damit über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Denn nach § 19 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 GWB gilt die (widerlegbare) Vermutung, dass eine Gesamtheit von fünf oder weniger Unternehmen dann eine marktbeherrschende Stellung hat, wenn sie zusammen auf einen Marktanteil von zwei Drittel kommen. Auch auf vertikaler Ebene schreitet der Konzentrationsprozess voran, da nach Angaben des Bundeskartellamtes die Verbundunternehmen allein zwischen dem 1. Januar 2000 und dem 31. Dezember 2002 zusammen 82 neue Beteiligungen von mehr als 10 % an lokalen Stromverteilungsunternehmen erworben haben,⁹⁸ von denen allein 70 auf die beiden Marktführer RWE und E.ON entfielen.

Was die Höhe der vereinnahmten Windfall Profits anbelangt, soll nach Berechnungen des Verbands der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) bei RWE jeder Euro des CO₂-Zertifikatspreises zu Preissteigerungen bei Strom von mindestens 0,49 Eu-

⁹⁵ Vgl. Heilmann (2005).

⁹⁶ Vgl. Monopolkommission (2004), Rn. 1116.

⁹⁷ Der Strommarkt ist charakterisiert durch Homogenität des Gutes Strom, limitierte Möglichkeiten zur Produktdifferenzierung und zum Qualitätswettbewerb, Transparenz von Erzeugungskosten und Preisen sowie die geringe Preiselastizität der Nachfrage; dies begünstigt das gleichgerichtete Verhalten der Mitglieder des Oligopols.

⁹⁸ Vgl. Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2000/2001 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, BT-Drs. 15/1226 vom 27. Juni 2003, S. 163. Insgesamt halten die vier Verbundunternehmen an über 300 Regionalversorgern und Stadtwerken Mehrheits- und Minderheitsbeteiligungen. Von den etwa 900 Stadtwerken in Deutschland haben bisher 194 den beiden großen Verbundunternehmen E.ON und RWE eine Minderheitsbeteiligung von mehr als 10 % eingeräumt, auf E.ON allein entfallen 135.

ro/MWh führen.⁹⁹ Nach Schätzungen des VIK liegt bei RWE der emissionshandelsbedingte Preiszuschlag bei einem Zertifikatpreis von 22 Euro bei etwa 9,3 Euro/MWh (0,93 Cent/kWh). Bei Vermarktung der RWE-Stromproduktion zu diesen Konditionen würde daraus ein Windfall Profit von ca. 1,8 Mrd. Euro resultieren; hochgerechnet auf die gesamte deutsche Strombranche würden diese nach VIK-Rechnungen Windfall Profits von über 5 Mrd. Euro/Jahr erzielen.¹⁰⁰ Diese Zahlen geben sicherlich nur einen ersten Hinweis auf mögliche Dimensionen der Windfall Profits. Eigene Berechnungen haben dagegen ergeben, dass sich – bezogen auf die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromproduktion in Deutschland in 2005 – bei einem Zertifikatpreis von 10 Euro und einer unterstellten Überwälzung der Opportunitätskosten von 60% der Strompreis im Durchschnitt um 0,34 Cent/kWh erhöhen würde. Darüber hinaus deuten auch die in 2006 deutlich mit dem Zertifikatpreis korrelierenden Strompreise auf eine zumindest anteilige Überwälzung der Opportunitätskosten hin.

Abgesehen von den aufgeführten Ausnahmen ergibt sich damit für sämtliche Verbraucher von Strom eine Doppelregulierung durch Emissionshandel und Stromsteuer. Hierbei entsteht durch den Emissionshandel eine tatsächliche indirekte Doppelbelastung, da Minderungskosten aus dem Emissionshandel nicht durch eine kostenlose Anfangsallokation ausgeglichen werden können. Allerdings ist es fraglich, ob die verschiedenen Nachfragegruppen tatsächlich auch den gleichen Überwälzungsmustern unterliegen. Während ein großer Teil der energieintensiven Industrie neuerdings von der Stromsteuer ausgenommen ist, stellt sich auch für die übrigen Unternehmen die Frage, in wie weit sie neben der ermäßigten Stromsteuer tatsächlich die überwälzten Opportunitätskosten zu tragen haben. Vielmehr ist vorstellbar, dass ein Großteil der Windfall Profits im Bereich der Haushaltskunden als Nachfragegruppe entsteht. Zumindest deuten die unterschiedlichen Strompreise zwischen Haushalten und Industrie darauf hin. So zahlten nach Berechnungen des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft Baden-Württemberg e.V. im Jahr 2005 Haushalte einen Strompreis von 11,9 Cent pro kWh gegenüber 6,8 Cent pro kWh in der Industrie, jeweils ohne Konzessionsabgabe vor Stromsteuer, KWKG oder EEG.

3.2.2. Indirekte Interaktion von Emissionshandel und EEG

Der Mechanismus des EEG ist so angelegt, dass die Vergütung des aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Stroms durch die Netzbetreiber erfolgt. Letztere versuchen, diese Zusatzkosten durch die EEG-Vergütung auf die Letztverbraucher zu überwälzen, was aufgrund der relativ unelastischen Nachfrage nach Strom zum überwiegenden Teil auch möglich ist. Analog zur Stromsteuer ist es somit möglich, dass ein Unternehmen durch den Strombezug über den durch die EEG-Vergütung erhöhten Strompreis und mögliche Strompreiserhöhungen durch den Emissionshandel mehrfach belastet wird. Ähnlich dem Betroffenenkreis im Bereich der Stromsteuer, kommt es damit v.a im sonstigen Bereich der Energieumwandlung (außerhalb der Stromerzeugung) zu indirekten Überschneidungen von Emissionshandel und EEG.

Bei der Interaktion von Emissionshandel und EEG muss aber in diesem Zusammenhang auch ein anderer Aspekt genauer beachtet werden: Im Jahr 2006 stieg der Anteil Erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung von unter 63.600 GWh im Jahr 2005 auf 72.700 GWh und damit von 10,4 % im Jahr 2005 auf immerhin 11,8% in

⁹⁹ Nach Angaben des VDEW betragen die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromproduktion in 2005 0,57 kg CO₂ je kWh Strom

¹⁰⁰ Berechnungen des VIK; vgl. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (2005): VIK-Berechnungen zu den Windfall Profits der Strombranche durch den CO₂-Emissionshandel.

2006.¹⁰¹ Jede Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energieträgern bewirkt zugleich eine Vermeidung der Einspeisung von konventionell erzeugtem Strom.¹⁰² Im Rahmen der konventionellen Stromerzeugung werden hierdurch zugleich CO₂-Emissionen der Stromproduktion gesenkt, was zur Folge hat, dass die durch das EEG induzierte CO₂-Minderung nicht mehr durch andere Maßnahmen erbracht werden muss; der Preis für Emissionsberechtigungen auf dem CO₂-Markt kann sinken.¹⁰³ Hinsichtlich des Treibhauseffektes wird für das Jahr 2005 der rechnerische Minderungsbeitrag der erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung durch Einsatz erneuerbarer Energieträger mit 60 Mio t CO₂-Äquivalent beziffert.¹⁰⁴ Geht man davon aus, dass die EE-Einspeisung von der Industrie proportional zu ihrem Gesamtstromverbrauch abgenommen hat – 2004 betrug der Anteil des Industriestromverbrauchs am gesamten Stromverbrauch 42,19 %¹⁰⁵ –, so beträgt der im Bereich der Industrie durch EE vermiedene sonstige Strombezug (ungeachtet der Besonderen Ausgleichsregelung in § 16 EEG) 30.672 GWh für das Jahr 2006.¹⁰⁶

Das BAFA hat für das Antragsverfahren im Jahr 2007 eine zu privilegierende Strommenge von insgesamt rd. 72.040 GWh ermittelt, die nicht mit vollem, sondern begrenztem EEG-Anteil abzunehmen ist. Dies entspricht einem Anteil von 11,8 % am gesamten Jahresstromverbrauch.¹⁰⁷ Von der privilegierten Strommenge entfallen 94 % (67.826 GWh) auf Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, die restlichen 6% (4.214 GWh) auf Schienenbahnen.¹⁰⁸

Zwischen den einzelnen Branchen bestehen dabei deutliche Unterschiede beim jeweiligen Stromverbrauch, die durch die Ausweisung von Durchschnittswerten hinsichtlich des privilegierten Letztverbrauchs je begünstigtes Unternehmen noch tendenziell unterzeichnet werden. So haben die stromstärksten begünstigten Unternehmen aus den Bereichen Aluminium und Chemie jeweils einen Strombezug von mehreren Tausend GWh/a und liegen damit deutlich über den aufgeführten Durchschnittswerten bzgl. des privilegierten Letztverbrauchs je begünstigtem Unternehmen innerhalb einer Branche.

Auf vier Branchen – NE-Metalle, Chemie, Eisen/ Stahl und Papier – entfallen über 75 % des gesamten privilegierten Letztverbrauchs; sie sind Hauptnutznießer der Ausgleichsregelung.¹⁰⁹ Bereits für das Antragsjahr 2006 zeigte sich, dass zwischen 70% und 75 % des gesamten privilegierten Letztverbrauchs auf Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hoher Stromintensität (Anteil Stromkosten an Bruttowertschöpfung mind. 20%) und – gleichzeitig – Abnahmestellen mit besonders hohem Stromverbrauch (mind. 100 GWh/a und Abnahmestelle) entfielen.¹¹⁰

Bei genauerer Untersuchung des produzierenden Gewerbes (also ohne Schienenbahnen) entfallen knapp 30 % des privilegierten Letztverbrauchs auf die Chemieindustrie mit 52

¹⁰¹ BMU (2007a), S. 5; vgl. aber auch BEE (2007). Hierbei handelt es sich teilweise um vorläufige Zahlen, zum Teil auch noch um Schätzungen.

¹⁰² Bode/ Groscurth (2006), S. 738f.; HWWA (2006), S. 14.

¹⁰³ HWWA (2006), S. 14; Bode/ Groscurth (2006), S. 738ff.

¹⁰⁴ BMU (2007c), S. 14.

¹⁰⁵ VDEW (2006), S. 12, Tafel 1.3.

¹⁰⁶ Dies ergibt sich, indem man den Anteil der EE-Stromerzeugung in Höhe von 72.700 GWh mit 0,4219 (Anteil des Industriestromverbrauchs am gesamten Stromverbrauch) multipliziert.

¹⁰⁷ AG Energiebilanzen (2007); <http://www.ag-energiebilanzen.de/>. Der gesamte Stromverbrauch im Jahr 2005 betrug 609.500 GWh; die aktuellen Daten für das Jahr 2006 werden in Kürze von der AG Energiebilanzen veröffentlicht.

¹⁰⁸ BMU (2006a), S. 3.

¹⁰⁹ BMU (2006a), S. 3.

¹¹⁰ BMU (2005), S. 5.

Unternehmen, was einem privilegierten Letztverbrauch von durchschnittlich 389 GWh pro Jahr entspricht. Die Erzeugung und Bearbeitung von NE-Metallen beläuft sich auf 19 % des privilegierten Letztverbrauchs bei insgesamt 16 Unternehmen, was einem durchschnittlichen privilegierten Letztverbrauch von 811 GWh pro Jahr je Unternehmen entspricht. Auf die Metallindustrie (Eisen- und Stahlerzeugung) entfallen 13% des privilegierten Letztverbrauchs, was bei insgesamt 29 begünstigten Unternehmen einem durchschnittlichen privilegierten Letztverbrauch von 314 GWh pro Jahr entspricht. Fast 18 % des privilegierten Letztverbrauchs entfällt auf das Papiergewerbe, bei welchem 64 begünstigte Unternehmen auf einen durchschnittlichen privilegierten Letztverbrauch von 189 GWh pro Jahr aufweisen. Auf die Zementindustrie entfallen über 4 % des privilegierten Letztverbrauchs, was bei insgesamt 25 begünstigten Unternehmen einem durchschnittlichen privilegierten Letztverbrauch von 121 GWh pro Jahr entspricht.

Da bei konsequenter Anwendung der Deckelung nach § 16 EEG in Höhe von 0,05 Cent/kWh zu einer zusätzlichen Kostenbelastung der nicht privilegierten Abnehmer von 14% geführt hätte, wurde in den vergangenen Jahren die Kürzungs- und Rückverteilungsregel des § 16 Abs. 5 EEG a.F. angewendet, der zu Mehrkosten des Produzierenden Gewerbes als privilegierter Sektor führte. Diese EEG-Mehrkosten der privilegierten Stromabnehmer lagen bereits 2005 bei 0,11 Cent/kWh und verdoppelten sich im Jahr 2006 auf 0,2 Cent/kWh, was 29% bzw. 28% der EEG-Umlage für 2006 – sie beträgt je nach Berücksichtigung der Rückwirkung 0,68 bis 0,71 Cent/kWh¹¹¹ – entspricht.¹¹² Bei Überschreitung des „10%-Deckels“ führte damit die Rückverteilungsregelung in § 16 Abs. 5 EEG dazu, dass ein Teil der Begünstigung des produzierenden Gewerbes wieder abgeschmolzen wird.¹¹³ Nach Angaben des BMU beträgt die allgemeine EEG-Umlage für nicht-privilegierte Letztverbraucher im Jahr 2005 0,63 Cent/kWh, von welcher nachfolgend auch ausgegangen wird.¹¹⁴

Für Industriekunden galten bisher andere Zahlen: Aufgrund der Fixierung der Zusatzbelastung im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung des § 16 EEG auf 0,05 Cent/kWh bei Großabnehmern und der Rückverteilung infolge der bisherigen Deckelung, musste beispielsweise bei privilegierten Abnehmern von einer endgültigen Belastung¹¹⁵ durch das EEG in Höhe von 0,11 Cent/kWh für das Jahr 2005 und 0,2 Cent/kWh für das Jahr 2006 ausgegangen werden.¹¹⁶

Mit Inkrafttreten des 1. EEG-Änderungsgesetz am 01.12.2006 und der Aufhebung der bis zu diesem Zeitpunkt geltenden sog. „Deckelregelung“ (§ 16 Abs. 5 EEG a.F.) rückwirkend zum 01.01.2006, ist die Problematik der „endgültigen Belastung“ der Unternehmen des Produzierenden Gewerbes obsolet geworden. Die Fixierung der EEG-Umlage macht sich bei den für Industriekunden geltenden Großhandelspreisen für Strom ungleich stärker bemerkbar im Vergleich zu den privaten Haushalten als Strom-

¹¹¹ BMU (2007b), S. 22; andere Werte gibt BEE (2006) an.

¹¹² BMU (2005), S. 6

¹¹³ Dies soll gewährleisten, dass die Zusatzbelastung der nicht privilegierten Letztverbraucher nach EEG nicht ausuft.

¹¹⁴ BMU (2007b), S. 22 und 27. Vgl.

http://www.erneuerbar.com/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_strom_aus_ee.pdf.

¹¹⁵ Zusatzbelastung in dem Sinne, dass die im EEG begünstigten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes nicht in den Genuss der vollen Privilegierung kamen.

¹¹⁶ Der Strompreis inkl. Steuern und Abgaben betrug in Deutschland 2005 für den privaten Endverbraucher im Durchschnitt 19,8 Cent pro kWh. Der Strompreis für die Industrie lag im selben Jahr dagegen bei lediglich 8,96 ct/kWh, vgl. Schiffer (2005), S. 321. Dieser nur halb so hohe Preis für die Industrie erklärt sich sowohl durch die Ausnahmen für die Industrie beispielsweise bei der Stromsteuer als auch aufgrund besserer Konditionen aufgrund hoher Abnahmemengen.

kunden.¹¹⁷ Mit Wegfall der Deckelregelung – es gibt keine Rückverteilung auf die privilegierten Unternehmen mehr – erhöht sich künftig für nicht privilegierte Stromkunden (v.a. außerhalb des Produzierenden Gewerbes) der Anteil des EE-Stroms an der gesamten abgenommenen Strommenge; zumindest kurzfristig dürfte dies bei nicht privilegierten Stromkunden zu einer höheren EEG-Umlage führen. Langfristig führt ein weiter ansteigender Marktanteil Erneuerbarer Energien in der Stromproduktion aber auch zu höheren Economies of Scale und zu einem Abschmelzen der EEG-Differenzkosten. Letzteres wird auch durch die degressiven Vergütungen und den steigenden anlegbaren Wert begünstigt.

Um die Be- und Entlastungswirkungen durch ein Interagieren von Emissionshandel und EEG zu analysieren, werden nachfolgend die Be- und Entlastungen einzelner Branchen durch das EEG tabellarisch dargestellt. Zurückgegriffen wird hierbei auf den Stromverbrauch einzelner Branchen, wie er im Statistischen Jahrbuch 2006 aufgeführt ist; Ausgangsbasis bildet also die Verwendung des Energieträgers Strom in der Produktion als Inputfaktor.¹¹⁸ Die Auswahl beschränkt sich auf die Branchen „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“, Ernährungsgewerbe, Papiergewerbe und das Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln), da nur diese Branchen mit der zur Verfügung stehenden Datenbasis für den privilegierten Letztverbrauch in Einklang gebracht werden konnte. Die in diesem Zusammenhang interessanten Branchen NE-Metallerzeugung, Herstellung von Zement und Energieversorgung, für die zwar die Daten des privilegierten Stromverbrauchs vorliegen, konnten aus Daten des Statistischen Bundesamtes hinsichtlich des gesamten Stromverbrauchs dieser Branche nicht näher isoliert werden,¹¹⁹ so dass sie auch nicht in den nachfolgenden Tabellen aufgeführt sind.

¹¹⁷ HWWA (2006), S. 6.

¹¹⁸ Statistisches Bundesamt (2006), Kapitel 14, Tabelle 14.17, S. 389.

¹¹⁹ Nach WGZ 2003 werden unter der Nr. 27 die NE-Metallerzeugung und –bearbeitung, aber auch die Erzeugung von Rhoeseisen, Stahl und Ferrolegierungen zusammengefasst. In der für die Privilegierung des Letztverbrauchs bei EEG-Strom maßgeblichen BAFA-Statistik, sind genau diese Branchen einzeln aufgeführt, eine exakte Deckungsgleichheit konnte aber nicht herbeigeführt werden; dazu hätte es detaillierter Daten gebraucht.

Tabelle 11: Verhältnisse privilegierter vs. Nicht privilegierter Letztverbrauch nach § 16 EEG ausgewählter Branchen im Jahr 2006¹²⁰

Branche	Stromverwendung in TJ	Stromverwendung in MWh (1TJ = 278000 kWh)	Privilegierter Letztverbrauch in MWh	nicht Privilegierter Letztverbrauch in MWh	Verhältnis privilegierte Strommenge zur gesamten Strommenge der Branche	Verhältnis privilegierte Strommenge zur nicht privilegierten Menge je Branche	Verhältnis nicht privilegierte Strommenge zur gesamten Strommenge je Branche
Ernährungsgewerbe	57735	16.050.330	550.000	15.500.330	0,03	0,04	0,97
Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln)	15921	4.426.038	1.515.000	2.911.038	0,34	0,52	0,66
Papiergewerbe	71814	19.964.292	10.203.000	9.761.292	0,51	1,05	0,49
H. v. chemischen Erzeugnissen	184799	51.374.122	20.368.000	31.006.122	0,40	0,66	0,60

Quelle: eigene Darstellung FiFo Köln

Sodann wird für einzelne ausgewählte Branchen vom gesamten Branchenstromverbrauch die privilegierte Strommenge, wie sie das Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 2006 für die jeweilige Branche ermittelt hat, in Abzug gebracht. Man erhält so die nicht privilegierte Strommenge einer Branche, auf welche die allgemeine EEG-Umlage in Höhe von 0,63 Cent/kWh angewendet wird. Setzt man privilegierte und nicht privilegierte Mengen in Relation, erhält man für jede Branche eine Kennzahl hinsichtlich der relativen Belastung.

Man erkennt, dass insbesondere in der Papierindustrie der Anteil des privilegierten Letztverbrauchs knapp über die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs der Branche ausmacht; bei der Unternehmen der Herstellung von chemischen Erzeugnissen beträgt der Anteil immerhin noch 40%, im Holzgewerbe immerhin noch 34%. Demgegenüber fällt im Ernährungsgewerbe der Anteil des privilegierten Stroms kaum ins Gewicht.

Die Verhältniszahlen des privilegierten zum nicht privilegierten Strom sowie des nicht privilegierten Stroms zum Gesamtstrom der Branche sollen die Unterschiede nochmals verdeutlichen.

Im Ernährungsgewerbe hat die Privilegierung des Inputfaktors Strom kaum relevante Auswirkungen auf den brancheninternen Wettbewerb. Anders stellt sich dagegen die Situation in der Papierindustrie, dem Holzgewerbe, oder der Chemie dar, wo die privilegierten Unternehmen zumindest einen Wettbewerbsvorteil in der Form haben, dass sie infolge der Privilegierung nicht gezwungen sind, ihren Expansionspfad beim Einsatz des Faktor Strom in der Produktion zu verändern; dies kann allerdings bei Unternehmen, die nicht privilegiert sind, in den jeweiligen Branchen sehr wohl der Fall sein. Derartige Änderungen im Expansionspfad sind jedoch immer auch mit Kosten verbunden. Festzuhalten bleibt, dass in Branchen mit einem hohen Anteil der privilegierten Strommenge am gesamten Stromverbrauch der Branche größere Kostenverzerrungen auf der Inputseite auftreten im Vergleich zu Branchen, wo die privilegierte Strommenge verschwindend klein ist.

¹²⁰ Statistisches Bundesamt 2006, S. 389; BMU (2005), S. 4; eigene Berechnungen. Die Daten des BMU zur besonderen Ausgleichsregelung nach § 16 EEG vom 30.12.2005 entstammen den beim BAFA eingehenden Anträgen der Unternehmen aus dem Jahr 2005. Sie wurden dem sich an das Antragsverfahren anschließenden Bescheidverfahren des BAFA für das Jahr 2006 und die privilegierten Strommengen für 2006 zugrunde gelegt. Dies gilt auch für Tabelle 3.

Nachfolgende Tabelle 8 und die Tabelle 9 zeigen nochmals die Auswirkungen der Entlastung durch § 16 EEG bei den privilegierten Unternehmen.

Tabelle 12: Entlastung der durch § 16 EEG begünstigten Unternehmen im Jahr 2006

Branche	Anzahl der privilegierten Unternehmen der Branche	Stromverwendung in MWh (1TJ = 278000 kWh)	Privilegierter Letztverbrauch in MWh	Privilegierter Letztverbrauch je Unternehmen in MWh/a	Anteil priv. Letztverbrauch nach § 16 EEG in %
Ernährungsgewerbe	20	16.050.330	550.000	27.000	1
Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln)	17	4.426.038	1.515.000	89.000	2
Papiergewerbe	50	19.964.292	10.203.000	204.000	15
H. v. chemischen Erzeugnissen	47	51.374.122	20.368.000	433.000	30

Quelle: BMU (2005), S. 4; eigene Berechnungen

Tabelle 13: Finanzielle Entlastung der durch § 16 EEG begünstigten Unternehmen im Jahr 2007¹²¹

Branche	Anzahl der privilegierten Unternehmen der Branche	Anteil priv. Letztverbrauch nach § 16 EEG in %	Entlastung der durch § 16 EEG Begünstigten je Branche in Mio. € (bei Gesamtentlastung des prod. Gewerbes von 345 ¹²² mio €) p.a.	durchschnittl. Privilegierung je Branchenunternehmen in €	Gesamtkosten in € mit der regulären EEG-Umlage iHv 0,56 Cent/kWh (= EEG-Kosten ohne Privilegierung)	durchschnittl. EEG-Kosten (ohne Privilegierung) Unternehmen in €
Ernährungsgewerbe	33	2	6,9	209.091	7.963.200	241.309
Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln)	18	3	10,3	572.222	10.326.400	573.689
Papiergewerbe	65	17	58,7	903.077	67.855.200	1.043.926
H. v. chemischen Erzeugnissen	52	28	96,6	1.857.692	113.226.400	2.177.431

Untersucht man die indirekten Interaktionen von EEG und Emissionshandel, so müssen zu den bisher angestellten Überlegungen und Berechnungen noch die Kosten des Emissionshandels einbezogen werden. Auf indirekter Ebene werden diese von den Energieversorgungsunternehmen im Strompreis auf alle Letztverbraucher weitergewälzt, so dass es durch den Emissionshandel keine zusätzlichen brancheninternen Verzerrungen geben sollte, die über die des EEG hinausgehen.

¹²¹ BMU (2006a), S. 4; eigene Berechnungen. Dieser Tabelle liegen die BAFA-Daten aus dem Bescheidverfahren für das Jahr 2007 zur besonderen Ausgleichsregelung nach § 16 EEG zugrunde.

¹²² BMU (2006a), S. 5.

Grundsätzlich senden die zusätzlichen Belastungen durch die EEG-Umlage und die Opportunitätskosten des Emissionshandels über den Preis ein Knappheitssignal an die Stromverbraucher, welches diese dazu anreizt weniger stromintensiv zu produzieren und damit Substitutionseffekte bei den Inputfaktoren auslöst. Aber auch die Stromproduzenten erhalten über das EEG ein Signal, ihren Strom-Mix zu verändern. Gemäß ihrer angestellten Marginalbetrachtung nehmen die Stromproduzenten ein Kraftwerk dann ans Netz, wenn der Grenzerlös einer zusätzlich produzierten Kilowattstunde Strom über den hierfür aufgewendeten Betriebskosten liegt.¹²³ Über die Orientierung an den Grenzkosten der Produktion werden sie dazu übergehen, Strom aus einem Grenzkraftwerk – dies dürfte bei hoher Nachfrage ein Gaskraftwerk und bei niedriger Nachfrage i.d.R. ein Kohlekraftwerk sein¹²⁴ – als zweitbeste Alternative durch ein nunmehr rentables Kraftwerk mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu ersetzen bzw. Strom aus erneuerbaren Energien zu kaufen. Denn die für die Ermittlung der Grenzkosten relevanten Brennstoffkosten sind bei erneuerbaren Energien nur sehr gering (z.B. für Wind gleich Null). Durch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern verschiebt sich die aggregierte Grenzkostenkurve und damit die Angebotskurve (= die akkumulierte Kapazität bzw. die Merit Order) auf dem Spot Markt für Strom nach rechts und es kommt folglich zu einem geringeren Großhandelspreis an der Strombörse. Strom aus erneuerbaren Energien senkt also den Großhandelspreis an der Strombörse.¹²⁵ Ferner verdrängt Strom aus erneuerbaren Energien den Strom aus konventionellen Energieträgern, so dass weniger CO₂-Emissionen bei der Stromproduktion anfallen und die Stromproduzenten weniger Emissionsberechtigungen benötigen, also auch auf dem Sekundärmarkt weniger CO₂-Zertifikate nachfragen. Dadurch sinkt tendenziell der Preis für die Emissionsberechtigungen und damit die Opportunitätskosten, was sich schließlich auch auf den gesamten Strompreis auswirkt: Der Börsenpreis für Strom sinkt.¹²⁶

Über den Umfang dieser Substitutionseffekte lassen sich jedoch keine genauen Angaben machen. Dies hängt angebotsseitig von den Grenzkosten der Stromproduzenten sowie dem Emissionshandels-Cap für den Energiesektor, und nachfrageseitig von der Preiselastizität und den Substitutionsmöglichkeiten ab. Eine quantifizierbare Aussage der Art „Bei Zunahme des EEG-Stroms um 1% sinkt die Produktion von konventionellem Strom um 1% bei konstantem Strompreis für Endverbraucher“ ist nicht möglich, da der Preis für Emissionsberechtigungen eben nicht nur allein von den Grenzkosten der Stromproduktion sondern u.a. auch von der Entwicklung des Rohölpreises abhängt; und bei letzterem handelt es sich v.a. auch um einen politischen Preis.

Gleichwohl gibt es hierzu einige Modellierungen, welche die oben dargelegte Überlegung, dass eine steigende Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu sinkenden Großhandelsstrompreisen führt, bekräftigen.¹²⁷ Steigt z.B. bei einer jährlichen Betrachtung die Stromproduktion bei eher elastischer Nachfrage und einer installierten Leistung aus erneuerbaren Energien von 20.000 MW von 0 auf 36.714 GWh, so sinkt der durchschnittliche Großhandelsstrompreis von 45,3 Euro/MWh um 2,4 Euro auf 42,9 €/MWh. Rechnet man zu dem gesunkenen Großhandelsstrompreis die EEG-Umlage in Höhe von 0,5 €/MWh dazu, so ergeben sich „Strombezugskosten“ von 43,4 Euro/MWh für besonders stromintensive Unternehmen (ohne Netznutzungsentgelte etc.). Trotz der EEG-Umlage liegen diese Kosten noch 1,9 Euro/MWh unter dem Großhandelspreis des Ausgangsszenarios ohne Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (45,3 Euro/MWh).

¹²³ *Brennstoffkosten / Wirkungsgrad < erzielter Strompreis.*

¹²⁴ HWWA (2006), S. 11.

¹²⁵ HWWA (2006), S. 9-13.

¹²⁶ HWWA (2006), S. 14.

¹²⁷ HWWA (2006), S. 17 m.w.N.

Die Stromkosten bei Erhöhung der effektiven installierten Leistung aus EE-Anlagen um 1.000 MW sinken bei eher elastischer Nachfrage um durchschnittlich 0,55 Euro/MWh; bei eher unelastischer Nachfrage fällt die Preissenkung noch stärker aus, indem die Strombezugskosten dann sogar um ca. 0,65 Euro/MWh je 1.000 MW zusätzlich installierter Leistung aus EE-Anlagen abnehmen.

Zwischenfazit:

Bei den Letztverbrauchern kann das EEG allenfalls innerhalb einer Branche auf der Inputseite zu Verzerrungen in der Kostenstruktur führen. Augenfällig tritt dies zu Tage, wenn der Anteil der privilegierten Strommenge an der gesamten Strommenge der Branche nennenswerte Dimensionen aufweist; ist er hingegen vernachlässigbar klein, dürften auch die Verzerrungen vernachlässigbar sein. Zudem hängt ihr Umfang auch von der Marktstruktur innerhalb der Branche ab. Die zusätzlichen Kostenbelastungen der Letztverbraucher durch EEG-Umlage und Emissionshandel lösen bei den Stromabnehmern Substitutionseffekte bei der Wahl des Inputfaktors aus und bei den Stromproduzenten eine Veränderung des produzierten Strom-Mix durch Erhöhung des Anteils an EEG-Strom. Dadurch sinken mittel- bis langfristig die Preise für Emissionsberechtigungen und hierüber auch der Strompreis bei einer veränderten Kraftwerksstruktur mit mehr Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugen. Beide Instrumente konterkarieren sich damit nicht. Auch wenn der Emissionshandel alleine die Erreichung des vorgegebenen Minderungsziels sicherstellt, stellt das EEG den vermehrten Ausbau von erneuerbaren Energien sicher. Andererseits sorgt die Mengenrestriktion durch den Emissionshandel zu einer Erhöhung der Grenzkosten im Bereich der konventionellen Stromerzeugung, so dass die Differenzkosten des EEG sinken.

3.2.3. Indirekte Interaktion von Emissionshandel und KWK-Gesetz

a) Belastungswirkung für Stromkunden

Wie beim EEG ist auch beim KWK-Gesetz der Mechanismus so angelegt, dass die Vergütung des aus KWK-Anlagen erzeugten Stroms durch die Netzbetreiber erfolgt und auf die Letztverbraucher überwältzt wird. Im Geltungsbereich des KWK-Gesetzes gilt eine Grenze von 100 MWh, ab der ein Letztverbraucher (nicht: Unternehmen!) mit einer Abnahmestelle in den Genuss des Belastungsausgleichs nach § 9 KWK-Gesetz kommen kann. In diesem Fall kann er die Zusatzkosten durch KWKG-Vergütung für den 100 MWh *übersteigenden* Teil der Strommenge an einer Abnahmestelle auf 0,05 Cent/kWh beschränken. Unternehmen des produzierenden Gewerbes können diese Mehrbelastung durch KWK sogar auf 0,025 Cent/kWh beschränken. Es findet somit in beiden Fällen eine Deckelung der Mehrkosten ab 100 MWh statt. Infolge des ab dieser bezogenen Strommenge greifenden Belastungsausgleichs sind Unternehmen des produzierenden Gewerbes also weder von der Stromsteuer noch durch das KWK-Gesetz relativ pro kWh gravierend belastet.

Analog zum EEG und zur Stromsteuer kommt es auch durch das KWK-Gesetz zu indirekten mehrfachen Regulierungen durch mögliche Preisüberwälzungen. Auch hier ist es somit möglich, dass ein Unternehmen durch den Strombezug über den durch die KWKG-Vergütung erhöhten Strompreis und Strompreiserhöhungen durch den Emissionshandel mehrfach belastet wird. Als Betroffenenkreis lässt sich – wie schon bei der Überschneidung von Emissionshandel und EEG – wiederum der sonstige Bereich der Energieumwandlung (außerhalb der Stromerzeugung) für indirekte Überschneidungen von Emissionshandel und KWK-Gesetz identifizieren.

Analog zu den Überlegungen bei der Interaktion von EEG und Emissionshandel, sendet auch die Stromerzeugung in KWK-Anlagen an die Stromproduzenten ein (marginalanalytisches) Signal aus, zunehmend Strom aus KWK-Anlagen einzuspeisen, da diese Anlagen im Vergleich zu Strom aus konventionellen Kraftwerken geringe Brennstoffkosten bei höherem Wirkungsgrad aufweisen. Auch hier führt die verstärkte Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen zu einer Verschiebung der Angebotskurve (Merit Order) nach rechts und es kommt auf dem Spot Markt zu einem geringeren Großhandelspreis an der Strombörse. Wie schon der Strom aus EE verdrängt auch der Strom aus KWK-Anlagen den Strom aus konventionellen Kraftwerken, so dass weniger CO₂-Emissionen bei der Stromproduktion anfallen und die Stromproduzenten weniger Emissionsberechtigungen benötigen, also auch auf dem Sekundärmarkt weniger CO₂-Zertifikate nachfragen. Dadurch sinkt tendenziell der Preis für die Emissionsberechtigungen und damit die Opportunitätskosten, was sich schließlich auch auf den gesamten Strompreis auswirkt: Der Börsenpreis für Strom sinkt.

Die Anzahl der unter die Ermäßigungsregelungen des KWK-Gesetzes fallenden Unternehmen als Letztverbraucher entspricht mindestens der Anzahl der durch die besondere Ausgleichsregelung des EEG privilegierten Unternehmen, insoweit kann auf die Ausführungen zum EEG verwiesen werden. Hinzu kommen dann natürlich noch die Unternehmen, die weniger als 10 GWh pro Jahr aber mehr als 100 MWh pro Jahr an Strom abnehmen.¹²⁸

Im Rahmen des KWKG ergab sich für das Jahr 2004 eine KWKG-Vergütungssumme von insgesamt etwa 770 Millionen Euro.¹²⁹ Nach der Berücksichtigung stark ermäßigter Sätze bei besonders hoher Stromabnahme oder stromintensiven industriellen Abnehmern – von beiden werden Umlagen in Höhe von 0,05 bzw. 0,025 Cent/kWh erhoben – wird der verbleibende Betrag auf alle übrigen, nicht begünstigten Abnehmer umgelegt.¹³⁰ Nach Angaben des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) betrug die Umlage 2005 für alle nicht begünstigten Abnehmer 0,336 Cent/kWh.¹³¹

Nicht privilegierte Letztverbraucher nach KWK-Gesetz – also Letztverbraucher, die weniger als 100 MWh an Strom abnehmen – werden im Zeitraum 2002 bis 2010 mit insgesamt 4,2 Mrd. Euro bzw. 80 % belastet, während das Finanzvolumen für die stromintensive Industrie (produzierendes Gewerbe mit einem Stromverbrauch von mindestens 100 GWh) über diesen Zeitraum kaum mehr als 90 Mio. Euro und Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von mindestens 100 GWh mit knapp 1 Mrd. Euro belastet werden. Die spezifische Belastung der Letztverbraucher mit einer Abnahmemenge von weniger als 100 MWh geht von gegenwärtig knapp 0,3 Cent/kWh deutlich zurück auf nur noch 0,038 Cent/kWh im Jahr 2010.¹³² Ein Haushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh würde 2010 mit 1,33 Euro/Jahr (entspricht 11 Cent/Monat) durch das KWK-Gesetz belastet werden. In wenigen Jahren dürfte daher die Kostenbelastung der Stromverbraucher durch das KWK-Gesetz in Relation zur Belastung mit den weitergereichten Kosten des Emissionshandels vernachlässigbar gering sein.

¹²⁸In diesem Bereich lag den Forschungsnehmern kein konkretes Datenmaterial vor, um weitere Quantifizierungen vornehmen zu können.

¹²⁹ DIW (2005), Tabelle 2-2.

¹³⁰ Anders als das EEG, welches in § 16 Abs. 5 (a.F.) eine Deckelung vorsah, sieht das KWKG keine „Rückverteilung“ zu Lasten der privilegierten Letztverbraucher vor.

¹³¹ Vgl. hierzu www.vdn-berlin.de/kwk_aufschlag2005.asp,
<http://www.hessenenergie.de/Angebote/Contracting/Standard-BHKW/FoerderungBHKW.pdf>, S. 1
sowie <http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>.

¹³² Vgl. DIW (2005), Abbildung 2-4.

b) Überschneidung auf der Ebene der Produzenten

Hier gilt es zu unterscheiden zwischen der Wirkung auf Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen und der Wirkung auf Anlagen, die nicht am Emissionshandel teilnehmen. Letztere können prinzipiell von Strompreissteigerungen durch den Emissionshandel profitieren.

i) In den Emissionshandel einbezogene Produzenten

In den Emissionshandel einbezogene KWK-Anlagen können nur solche Anlagen sein, die eine Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW aufweisen. Wie schon in dem Kapitel betreffend die direkte Interaktion von Emissionshandel und KWK-Gesetz angedeutet, werden die Betreiber von KWK-Anlagen mit einer vergleichsweise geringen Kürzung von 1,25% mit Emissionsberechtigungen ausgestattet. Folglich kommen sie eher als potenzielle Verkäufer auf dem Sekundärmarkt für Emissionsberechtigungen in Frage mit der Konsequenz, dass es ihnen möglich wird, die überschüssigen (und ehemals kostenlos zugeteilten) Berechtigungen zu veräußern und auf diese Weise Windfall Profits zu realisieren. Darüber hinaus erhalten diese Energieversorgungsunternehmen noch den KWKG-Zuschlag, für welchen hinsichtlich der Anlagenkapazität keine Obergrenze existiert:

Tabelle 14: KWK-Zuschlagshöhe in Cent je kWh

KWK-Anlagentyp	KWK-Zuschlagshöhe in Eurocent je kWh				
	2006	2007	2008	2009	2010
alte Bestandsanlagen	0,97				
neue Bestandsanlagen	1,23	1,23	0,82	0,56	
modernisierte Anlagen	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
kleine Anlagen	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94

Quelle: KWK-Gesetz; eigene Darstellung

ii) Nicht in den Emissionshandel einbezogene Produzenten

Aber auch Unternehmen, die nicht am Emissionshandel teilnehmen, können von den gestiegenen Strompreisen profitieren, ohne dass reale Kostenerhöhungen gegenüberstehen. Nicht unter den Emissionshandel fallen zunächst die Betreiber von sog. kleinen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu zwei MW, § 3 Abs. 3 KWK-Gesetz; aber auch Betreiber von neuen, modernisierten oder alten Anlagen können unter diese Gruppe fallen, wenn die Feuerungswärmeleistung ihrer Anlage 20 MW nicht übersteigt. Diese Akteursgruppe profitiert von den durch den Emissionshandel gestiegenen Strompreisen und vereinnahmt die vollen KWKG-Zuschläge. Diese Betreiber können aber

zukünftig nicht mehr sonderlich durch das KWK-Gesetz zu einem weiteren für sie profitablen Zubau an KWK-Anlagen angereizt werden, da die letzte KWKG-Förderung spätestens im Jahr 2010 ausläuft. Substitutionseffekte herkömmlicher Stromerzeugungskraftwerke durch KWK-Anlagen – analog zum Substitutionsmechanismus wie er im Rahmen der indirekten Interaktion von Emissionshandel und EEG beschrieben wurde – treten hier also nur in schwacher Form mit Wirkung für die Zukunft auf. Gleichwohl ist auch die Stromerzeugung in KWK-Anlagen aufgrund der effizienten Ausnutzung der Primärenergie geeignet, Preissteigerungseffekte durch den Emissionshandel zumindest abzumildern, da infolge der KWK-Stromerzeugung Emissionsberechtigungen „eingespart“ werden, die bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme zugekauft werden müssten.

3.2.4. Beispielunternehmen indirekte Überschneidungen - Aluminiumindustrie

Im Bereich der indirekten Überschneidungen wird an dieser Stelle das Beispiel der Primäraluminiumherstellung angeführt. Sie wird auf Grund ihres hohen Energiebedarfs und der internationalen Wettbewerbssituation als besonders sensibel hinsichtlich Steigerungen der Energiepreise angesehen. Im Jahr 2005 waren rund 73.000 Beschäftigte in der Aluminiumindustrie tätig, der Exportanteil betrug rund 41% der deutschen Produktion; der Gesamtumsatz stieg in den letzten Jahren kontinuierlich auf 13,9 Mrd. Euro in 2005 an, der Gesamtbedarf an Primäraluminium übersteigt bei weitem das Angebot. Rund 75% der Gesamtproduktion an Aluminium entfallen auf Primäraluminium, der Rest auf die Herstellung von Sekundäraluminium.¹³³ Die Primäraluminiumherstellung unterliegt nicht direkt dem Emissionshandel, sondern nur indirekt, durch die Abnahme von Strom. Im Rahmen dieses Gutachtens interessiert nun, in wie weit es bei der Produktion von Primäraluminium zu Mehrfachregulierungen durch die verschiedenen Instrumente kommt. In der folgenden Tabelle sind daher die Rahmendaten für eine typische Anlage zur Primäraluminiumherstellung dargestellt.

Tabelle 15: Beispielunternehmen Aluminiumindustrie

Primäraluminium-Produktion		
Kapazität	t Aluminium	170.000
Stromverbrauch	MWh	2.380.000
Produktions-Output	t Aluminium	150.000
spez. Stromverbrauch	MWh/tAluminium	15,87
Beschäftigte		600

Quelle: Daten wurden von Ecofys¹³⁴ zur Verfügung gestellt; eigene Schätzungen

Für eine Berechnung der Netto-Wirkungen der verschiedenen Instrumente ist eine Zuordnung der Beschäftigten zu der jeweiligen Produktionsanlage notwendig. Denn der größte Teil der Einnahmen aus der Öko- bzw. Energiesteuer werden zur Senkung der Rentenversicherungsbeiträge verwendet. Da solch eine Zuordnung nicht ohne weiteres möglich ist wurde im Folgenden mit einer Beschäftigtenzahl von 600 bei einem Bruttomonatsverdienst von 2860 gerechnet.¹³⁵

¹³³ Vgl. Angaben des Gesamtverbands der Aluminiumindustrie e.V.

¹³⁴ Die Anlagendaten wurden auf der Basis interner Expertise zusammengestellt.

¹³⁵ Diese Annahmen stellen plausible Durchschnittswerte für eine Aluminiumhütte dar.

Die Rentenbeiträge werden um 0,85% gesenkt,¹³⁶ so dass sich eine Ersparnis von 24,- Euro pro Monat bzw. 291,- Euro pro Jahr ergibt. Die Belastungen aus dem KWK-Gesetz und dem EEG können für die Aluminiumindustrie mit 0,025 Cent/kWh bzw. 0,11 Cent/kWh angenommen werden. Berechnet man die Stromsteuerbelastung nach der bisherigen Ökosteuerverordnung unter Berücksichtigung des Spitzenausgleichs erhält man eine verbleibende Steuerbelastung von 0,06 Cent/kWh. Dem steht eine minimale Entlastung von 175.000,- Euro an Rentenbeiträgen gegenüber, dies entspricht 0,007 Cent/kWh. Nach neuem Energiesteuerrecht sind die Produktionsprozesse in der die Aluminiumindustrie jedoch vollständig von der Stromsteuer befreit. Die Steigerung der Stromkosten durch den Emissionshandel wurde bei einem Zertifikatpreis von 10 Euro und einer unterstellten Überwälzung der Opportunitätskosten von 60% mit 0,34 Cent/kWh angenommen (vgl. 3.2.1). Die kumulativen Belastungen addieren sich somit auf $0,025 + 0,110 + 0,340 - 0,007 = 0,468$ Cent/kWh. Bei einem angenommenen Strompreis für Industriekunden von 8,6 Cent/kWh¹³⁷ entspräche dies einem Anteil von rund 5,3%. Bei dem oben aufgeführten spezifischen Stromverbrauch verteuert sich eine Tonne Primäraluminium um 74,- Euro bei einem gegenwärtigen Aluminiumpreis von 2.000,- Euro/t.

3.2.5. Indirekte Belastungswirkungen von EEG, Stromsteuer und KWK-Gesetz

Hinsichtlich der indirekten Belastungswirkung durch EEG, Stromsteuer und KWK-Gesetz werden alle Letztverbraucher (Haushalte, Unternehmen) durch diese drei Instrumente gleichzeitig belastet, wenn sie nicht mehr als 41,6 MWh¹³⁸ pro Jahr an Strom abnehmen. Steigt die bezogene Jahresstrommenge über 41,6 MWh bis auf maximal 100 MWh, fällt für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes die Belastung durch die Stromsteuer (teilweise) weg; übersteigt bei Letztverbrauchern die bezogene Jahresstrommenge 100 MWh, werden sie bei Abnahme weiterer Strommengen auch nicht mehr nennenswert durch KWKG-Zuschläge (0,05 Cent/kWh bzw. 0,025 Cent/kWh bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes) in Relation zum „regulären“ KWKG-Zuschlag belastet. Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können bei Abnahme von mehr als 10 GW pro Jahr zusätzlich noch die weitergereichte Menge an EEG-Strom so begrenzen, dass die EEG-Kosten auf 0,05 Cent/kWh begrenzt werden.

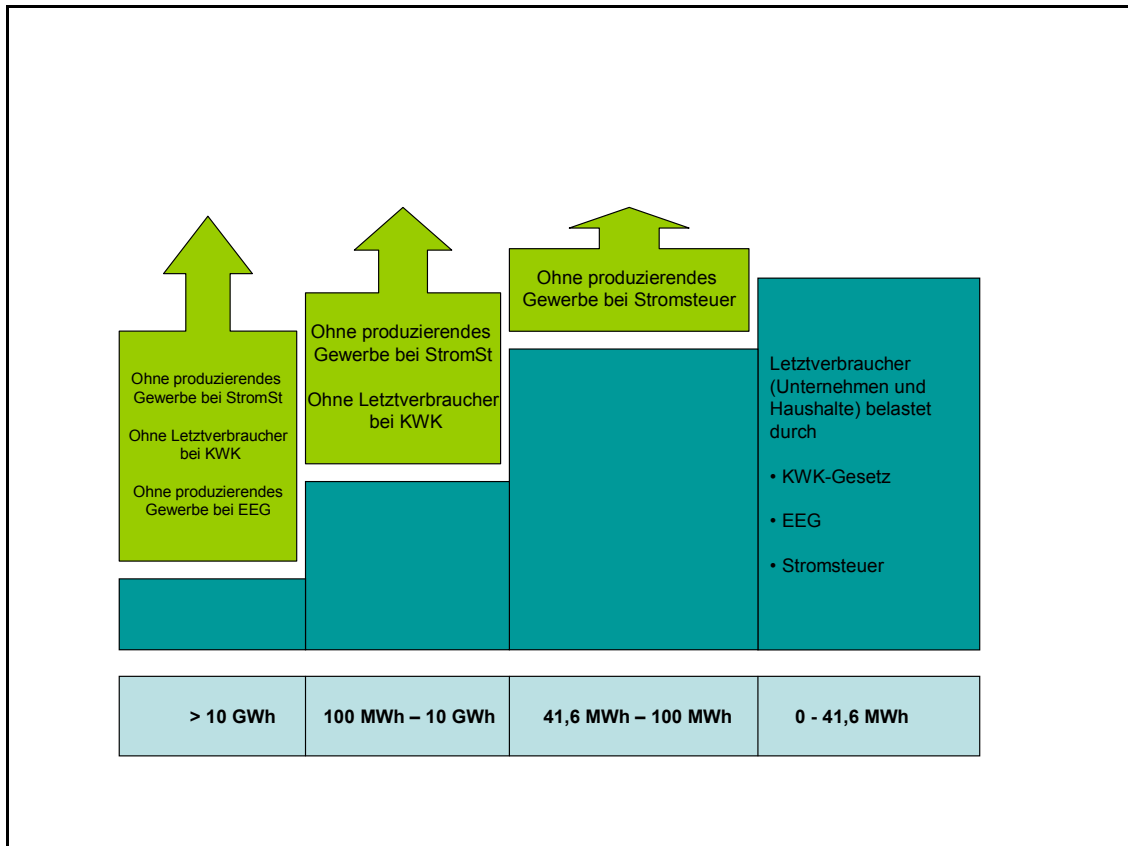
Das Zusammenspiel von Stromsteuer, EEG und KWK-Gesetz hinsichtlich ihrer kombinierten indirekten Belastungswirkung lässt sich anhand der nachfolgenden Grafik veranschaulichen:

¹³⁶ Vgl. BMU (2006b).

¹³⁷ Vgl. Verband der Elektrizitätswirtschaft Baden-Württemberg e.V.

¹³⁸ Strom unterliegt einem ermäßigten Steuersatz von 12,30 EUR je MW. Die Stromsteuer wurde nach § 10 Abs. 1 StromStG erlassen oder vergütet, soweit die Steuer im Jahr 512,50 EUR übersteigt. Dies ist dann der Fall, wenn im Jahr 41,6 MW Strom verbraucht werden.

Abbildung 17: Indirekte Belastungswirkung von Stromsteuer, KWK-Gesetz und EEG



Quelle: Eigene Darstellung, FiFo Köln.

Die genaue Analyse der Überschneidungen der verschiedenen Instrumente war durch erhebliche Schwierigkeiten in der Datenverfügbarkeit gekennzeichnet. Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft sowie der Schienenbahnverkehr unterliegen einem ermäßigten Stromsteuersatz. Die Definition, welche Unternehmen unter die soeben genannten Bereiche fallen, orientiert sich an der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes (WZ93 bzw. nunmehr WZ03). Leider sind die statistischen Erhebungen über den Stromverbrauch nicht exakt nach dieser Klassifikation aufgeschlüsselt. Die Statistiken der AG Energiebilanzen weisen den Stromverbrauch anhand der Gruppen Industrie, GHD, Verkehr und private Haushalte aus; zwar basiert diese Gliederung auch auf den NACE-Codes (die wiederum auch der WZ03 zugrunde liegen), aber es erschwert die Ermittlung und die sich daran anschließende Vergleichbarkeit des Stromverbrauchs im Sektor Industrie und GHD auf der einen Seite und im Produzierenden Gewerbe auf der anderen Seite.

Der Sektor „Produzierendes Gewerbe“, wie er im Rahmen des StromStG, EEG und KWK-Gesetz verwendet wird, ist breiter gefasst als der Sektor „Industrie“ in den Statistiken der AG Energiebilanzen; denn er erfasst neben den Abschnitten Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe auch das Baugewerbe und die Energie- und Wasserversorgung (Abschnitte C, D, E und F der WZ03) sowie Unternehmen und Betriebe, deren Inhaber in die Handwerksrolle eingetragen sind.¹³⁹ Gerade die Bereiche Energie- und Wasserversorgung und das Baugewerbe werden wiederum in den Statistiken der AG

¹³⁹ Statistisches Jahrbuch 2005, S. 364.

Energiebilanzen nicht unter dem Sektor „Industrie“ verzeichnet. Der Berichtskreis der Statistiken über das Produzierende Gewerbe erstreckt sich auf Unternehmen mit mindestens 20 Beschäftigten, deren wirtschaftlicher Schwerpunkt im Produzierenden Gewerbe liegt, sowie auf produzierende Betriebe von Unternehmen außerhalb des Produzierenden Gewerbes mit mindestens 20 Beschäftigten.¹⁴⁰ Der Sektor „GHD“ umfasst in den Statistiken der AG Energiebilanzen neben den Dienstleistungen und dem Groß- und Einzelhandel insbesondere auch die Gewerbebetriebe mit im allgemeinen weniger als 20 Beschäftigten, soweit sie nicht im Produzierenden Gewerbe erfasst werden.

Bei der Frage, welche Gruppen die Hauptlast der Zusatzbelastung durch EEG, KWKG und Stromsteuer zu tragen haben, wird man insbesondere die privaten Haushalte, eine Vielzahl von kleineren und mittleren Dienstleistungsunternehmen und kleine Handwerksbetriebe und Einzelhandelsunternehmen zu nennen haben; diese Gruppen dürften mit ihrer abgenommenen Strommenge je Letztverbraucher unter 41,6 MWh liegen und demzufolge nicht in den Genuss einer Ausgleichsregelung nach StromStG, KWK-Gesetz oder EEG kommen. Insbesondere die Ausnahmen im Stromsteuergesetz wurden dabei für energieintensive Prozesse durch das neue Energiesteuergesetz deutlich ausgeweitet. Das BMU beziffert im Jahr 2005 die EEG-Umlage mit 0,63 Cent/kWh. Für einen Haushalt mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 3500 kWh/Jahr führt dies zu einer monatlichen Belastung von 1,84 Euro aus dem EEG.¹⁴¹

Wer letztendlich die aus dem Emissionshandel resultierenden Strompreissteigerungen trägt, kann hier nicht abschließend geklärt werden; dies hängt insbesondere auch von der jeweiligen Marktconstellation ab. Im Gegensatz zu den einschlägigen Regelungen des EEG oder des KWK-Gesetzes existiert im Emissionshandel jedoch keine Beschränkung der weiter gewälzten Kosten, insbesondere auch nicht für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes.

3.2.6. Verteilungswirkung klimapolitischer Instrumente

Im Folgenden wird kurz auf Verteilungsaspekte der klimapolitischen Instrumente eingegangen werden. Hierbei wird eine grobe Klassifizierung in Regelbelastung, der v.a. die privaten Haushalte unterworfen sind, mittel energieintensive Unternehmen (Bäckereien, mittelständische Gewerbebetriebe etc.) sowie hoch energieintensive Unternehmen (z.B. Aluminium-Industrie) vorgenommen. Für jede Klasse wird sodann die Belastung durch Stromsteuer, EEG-Umlage und KWKG-Umlage ermittelt. Während sich sowohl die Regelbelastung als auch die Belastung für den hoch energieintensiven Bereich durch Stromsteuer, EEG-Umlage und KWK-Umlage relativ sicher aus den einschlägigen Gesetzen und den Statistiken entnehmen lassen (s.o.), muss für die Belastung von mittel energieintensive Unternehmen mit Hypothesen gearbeitet werden. Da der Jahresstromverbrauch eines 3-Personen-Musterhaushalts bei rund 3 MWh/a liegt, wird angenommen, dass bei mittel energieintensiven Unternehmen der Jahresstromverbrauch über 100 MWh aber unter 1 GWh liegt; sicherlich erscheint auch eine Annahme von 50 MWh Jahresstromverbrauch diskutabel; jedoch würde sich

¹⁴⁰ Statistisches Jahrbuch 2005, S. 364.

¹⁴¹ BMU (2006b), S. 22; 27.

http://www.erneuerbar.com/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_strom_aus_ee.pdf Vgl. ergänzend auch Deutscher Bundestag – Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 15. Wahlperiode, Ausschussdrucksache 15 (15), 232, S. 11 zu öffentlichen Anhörung am 08. März 2004. Hierbei ist anzumerken, dass der BDI damals noch eine weitere Stufe für den Belastungsausgleich bereits ab einem Stromverbrauch ab 100.000 kWh mit 0,1 Cent/kWh vorsah. Diese Stufe wurde indes nicht in das novellierte EEG von 2004 eingebaut.

dann die Belastung eines mittel energieintensiven Unternehmens nicht mehr von der Regelbelastung, wie sie z.B. auf die privaten Haushalte zutrifft, unterscheiden. Als geeignetes Beispiel für diese Klasse wird eine mittelständische Großbäckerei gewählt, deren spezifischer Stromverbrauch 1999 im Jahresdurchschnitt 262 kWh_{el}/t Mehl betrug.¹⁴² Dies ergibt bei einem Verbrauch von 1.000t Mehl im Jahr einen Stromverbrauch von 262 MWh_{el}/Jahr. Bei einem Jahresstromverbrauch von 250 MWh ergibt sich eine Belastung für das Unternehmen in Höhe von 1,23 Cent/kWh durch die Stromsteuer, 0,63 Cent/kWh durch die EEG-Umlage und 0,15 Cent/kWh aus der KWKG-Umlage.¹⁴³ Die Gesamtbelastung beläuft sich demnach auf 2,03 Cent/kWh für ein mittel energieintensives Unternehmen. Beträgt die abgenommene Jahresstrommenge hingegen 1 GWh, reduziert sich die Belastung aus der KWKG-Umlage auf 0,0565 Cent/kWh und die Gesamtbelastung für ein mittel energieintensives Unternehmen auf 1,9365 Cent/kWh. Die Entlastung für ein mittel energieintensives Unternehmen durch die Kappung bei der KWKG-Umlage beträgt bei einer abgenommenen Strommenge von 1 GWh allein bei der KWKG-Umlage 2.835 Euro pro Jahr.

Tabelle 16: Indirekte Verteilungswirkung klimapolitischer Instrumente

	a) Regelbelastung (u.a. private Haushalte) in Cent/kWh	b) Mittel energieintensive Unternehmen		c) Hoch energieintensive Unternehmen		Belastung von c) als Anteil von a)
		Belastung in Cent/kWh	Adressaten	Belastung in Cent/kWh	Adressaten	
Stromsteuer	2,05	1,23	Produzierendes Gewerbe sowie Land- und Forstwirtschaft	0,0615	Spitzenausgleich für Prod. Gewerbe	3,0%
EEG-Umlage	0,65	0,65	Land- und Forstwirtschaft, Handel, Gewerbe	0,05	Kappung Prod. Gewerbe	7,7%
KWKG-Umlage	0,34	0,15	Land- und Forstwirtschaft, Handel, Gewerbe	0,025	Kappung Prod. Gewerbe	7,3%
Summe	3,04	2,03		0,1365		18,0%

3.2.7. Fazit indirekte Überschneidungen

Im Rahmen der Analyse der indirekten Belastungswirkungen durch Emissionshandel, EEG, Stromsteuer und KWKG-Gesetz konnte festgestellt werden, dass alle diejenigen Letztverbraucher von Strom durch die Instrumente gleichzeitig belastet werden, die nicht mehr als 41,6 MWh pro Jahr an Strom abnehmen. Steigt die bezogene Jahresstrommenge über bestimmte Schwellenwerte, fällt bei den Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zuerst die Belastung durch die Stromsteuer (teilweise) weg und ab einer bestimmten Strombezugsmenge können insbesondere Unternehmen des Produzierenden Gewerbes die Zusatzbelastung durch die KWKG-Zuschläge und die Kostenbelastung durch die weitergereichte Menge an EEG-Strom je kWh erheblich begrenzen. Ü-

¹⁴² ZREU (2000), S. 14. Eine Bäckerei verbraucht – je nach Größe – die 10- bis 100-fache Jahresstrommenge im Vergleich zu einem 4-köpfigen Privathaushalt.

¹⁴³ Nach § 9 Abs. 7 KWKG gilt die Kappung auf 0,025 Cent/kWh erst für die 100 MWh übersteigende Strommenge. Die abgenommene Strommenge bis 100 MWh wird mit Regelumlage in Höhe von 0,34 Cent/kWh belastet. Die Belastung ergibt sich daher anhand folgender Berechnung: $100.000 \times 0,34 \text{ Cent} + 150.000 \times 0,025 \text{ Cent} = 0,15 \text{ Cent}$.

bersteigt bei Letztverbrauchern die bezogene Jahresstrommenge 100 MWh, werden sie bei Abnahme weiterer Strommengen auch nicht mehr nennenswert durch KWKG-Zuschläge belastet (0,05 Cent/kWh bzw. 0,025 Cent/kWh bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes). Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können bei Abnahme von mehr als 10 GW pro Jahr zusätzlich noch die weitergereichte Menge an EEG-Strom so begrenzen, dass die EEG-Kosten auf 0,05 Cent/kWh begrenzt werden.

Da die spezifische Belastung der Letztverbraucher mit einer Abnahmemenge von weniger als 100 MWh durch das KWKG-Gesetz auf 0,038 Cent/kWh im Jahr 2010 fallen dürfte¹⁴⁴, wird zukünftig die Kostenbelastung der Stromverbraucher durch das KWKG-Gesetz in Relation zur Belastung mit den weitergereichten Kosten des Emissionshandels eher gering sein. Ob der Emissionshandel über den Preismechanismus die relevanten Anreize zum weiteren Ausbau der KWK-Technologie setzt, wie es bisher Aufgabe des KWKG-Gesetzes war, kann hier nicht zweifelsfrei beurteilt werden.

In wenigen Jahren dürfte daher die Kostenbelastung der Stromverbraucher durch das KWKG-Gesetz in Relation zur Belastung mit den weitergereichten Kosten des Emissionshandels vernachlässigbar gering sein.

In der folgenden Übersicht sind die potentiellen indirekten Überschneidungen in einer Matrix zusammengestellt. Die „potentiellen Problemfelder“ in denen möglicher Weise ein Handlungsbedarf entsteht sind mit der Farbe orange gekennzeichnet.

¹⁴⁴ Vgl. DIW (2005), Abbildung 2-4.

Tabelle 17: Übersichts-Matrix der indirekten Überschneidung

Anlagentyp	Emissionshandel	Energiebesteuerung			EEG	KWK-Gesetz	
		MinölSt-anteil	Stromsteuer	Senkung Lohnnebenkosten			
Industrie nach § 9a StromStG 1)	s.u. 2)	Überwälzung Opportunitätskosten	-	0%	ja	s.u. 3)	s.u. 4)
Stromabnahme Prod. Gew.	mind. 100 GW und Stromkosten zu BWS >15%	Überwälzung Opportunitätskosten	-	60% Stromsteuer u. Möglichkeit des Spitzenausgleichs	ja	Kappung Differenzkosten 0,05 Cent/kWh	Kappung Erhöhung 0,025 Cent/kWh, § 9 Abs. 7 KWKG
	mindestens 10 GW bis 100 GW und deren Stromkosten zu BWS mind. 15%, aber < 20% sind	Überwälzung Opportunitätskosten	-	60% Stromsteuer u. Möglichkeit des Spitzenausgleichs	ja	Kappung Differenzkosten 0,05 Cent/kWh ab Strommenge >10%	Kappung Erhöhung 0,025 Cent/kWh, § 9 Abs. 7 KWKG
	>100 MW aber < 10 GW	Überwälzung Opportunitätskosten	-	60% Stromsteuer u. Möglichkeit des Spitzenausgleichs	ja	Keine Kappung	Kappung Erhöhung 0,025 Cent/kWh, § 9 Abs. 7 KWKG
	Bis 100 MW	Überwälzung Opportunitätskosten	-	60% Stromsteuer u. evtl. Möglichkeit des Spitzenausgleichs	ja	Keine Kappung	Keine Kappung
	< 10 MW	Überwälzung Opportunitätskosten	-	60% Stromsteuer u. Möglichkeit des Spitzenausgleichs	ja	Keine Kappung	Keine Kappung
Stromabnahme GHD	> 100 MW	Überwälzung Opportunitätskosten	-	100% Stromsteuer	ja	Keine Kappung	Kappung: Erhöhung 0,05 Cent/kWh, § 9 Abs. 7 KWKG
	Bis 100 MW	Überwälzung Opportunitätskosten	-	100% Stromsteuer	ja	Keine Kappung	Keine Kappung

1) Nach § 51 EnergieStG, der auf § 9a StromStG verweist, erhalten bestimmte Industrieunternehmen des Prod. Gewerbes (z.B. Zement, Glas, Keramik, Metallerzeugung, Elektrolyse) die Energiesteuer erstattet.

2) vgl. Größenklassen für Stromabnahme bei Stromabnahme Prod. Gewerbe

3) vgl. Kappung durch EEG bei Stromabnahme Prod. Gewerbe

4) vgl. Kappung durch KWK bei Stromabnahme Prod. Gewerbe

4. Fazit und Handlungsempfehlungen

In der vorliegenden Analyse wurden verschiedene klimapolitische Instrumente in Deutschland hinsichtlich ihrer Kohärenz untersucht. Neben der qualitativen Analyse wurden dabei auch Versuche der Quantifizierung unternommen. Wie ausführlich dargestellt, können letztere jedoch nur als erster Hinweis für weitere detaillierte Untersuchungen dienen.

Bei der Analyse wurden zwischen direkten und indirekten Überschneidungen der verschiedenen Instrumente mit dem Emissionshandel unterschieden. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden daher im Folgenden getrennt nach direkten und indirekten Überschneidungen dargestellt.

Direkte Überschneidungen

Im Bereich der direkten Überschneidung sind vergleichsweise wenige Anlagen des Emissionshandels von einer Mehrfachregulierung betroffen. Hierbei handelt es sich um:

- Anlagen außerhalb des Produzierenden Gewerbes
- Industrieanlagen, die nicht von der Energiesteuerbefreiung oder dem Spitzenausgleich profitieren
- Anlagen der sonstigen Energieumwandlung außerhalb der Stromerzeugung im produzierenden Gewerbe

Der gesamte Bereich der Stromerzeugung als von der Emissionsmenge her bedeutendster Bereich des Emissionshandels ist von der Energiebesteuerung auf der Inputseite befreit. Lediglich KWK-Anlagen sind durch das KWK-Gesetz und den Emissionshandel gleichzeitig betroffen. Allerdings unterliegen diese Anlagen im Rahmen des Emissionshandels deutlich geringeren Reduktionszielen als herkömmliche Anlagen der Stromerzeugung bei gleichzeitiger Förderung durch das KWK-Gesetz. Anlagen, die unter das EEG fallen, unterliegen dagegen nicht dem Emissionshandel. Etwas anders sieht dies im Bereich der sonstigen Energieumwandlung außerhalb der Stromerzeugung aus.

Hier sind Anlagen außerhalb des Produzierenden Gewerbes von den vollen Energiesteuersätzen betroffen, bei gleichzeitiger Teilnahme am Emissionshandel mit einem Erfüllungsfaktor von 1,25%. Dieser Bereich ist von der Anzahl an Anlagen und Emissionen als äußerst gering einzuschätzen, auch, weil hierbei potentiell von der Energiebesteuerung freigestellte KWK-Anlagen betroffen sein können. Dennoch können vereinzelt starke Belastungen auftreten.

Ähnlich verhält es sich für Anlagen im Produzierenden Gewerbe, die ebenfalls dem geringeren Erfüllungsfaktor von 1,25% unterliegen. Sie profitieren von ermäßigten Steuersätzen bei der Energiebesteuerung und potentiell von der Möglichkeit des Spitzenausgleichs. Insgesamt kann auf Branchenebene daher keine starke Mehrfachbelastung festgestellt werden. Allerdings darf dies nicht darüber hinweg täuschen, dass es in Einzelfällen zu starken Belastungen kommen kann.

Als weiteres Überschneidungsfeld ergibt sich der Bereich der Industrieanlagen. Da durch das neue Energiesteuergesetz jedoch der überwiegende Teil der energieintensiven Industrieprozesse von der Energiebesteuerung befreit ist, bleiben nur Teile der emissionshandelspflichtigen Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe, zur Gewinnung

von Zellstoff, zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe aber auch Cracker der Chemieindustrie als mehrfach reguliert übrig.

Von keinem der untersuchten Instrumente sind die folgenden Bereiche unterworfen:

- Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung
- Anlagen, die nach § 51 EnergieStG von der Energiebesteuerung ausgenommen sind und auf Grund ihrer Größe nicht unter den Emissionshandel fallen
- Die prozessbedingten Emissionen in Anlagen, die auf Grund ihrer Größe nicht unter den Emissionshandel fallen sind weder von Emissionshandel noch von der Energiebesteuerung erfasst.
- (gewerblicher) Luft- und Schiffsverkehr.
- Energieeinsatz in Stromerzeugungsanlagen außerhalb des Emissionshandels, z.B. auch Kernenergie. Allerdings findet hier eine nachgelagerte Besteuerung durch die Stromsteuer statt.

Die Nichterfassung durch beide Instrumente gilt allerdings nicht für die Entlastungswirkungen aus der Senkung der Rentenversicherungsbeiträge durch die Aufkommensverwendung aus der Energiesteuer. Denn hiervon profitieren alle Unternehmen.

Die Analyse der direkten Überschneidungen der untersuchten umweltpolitischen Instrumente führt zu folgenden Schlussfolgerungen. Im Zuge einer kohärenten Klimapolitik ist zumindest bei den einzelnen noch mehrfach betroffenen Unternehmen ein Abbau der Energiebesteuerung zu empfehlen. Dies wäre zumindest aus Effizienzgesichtspunkten zu begrüßen und zumindest aus klimapolitischer Sicht unbedenklich. Jedoch erscheint dies nur dann sinnvoll, wenn tatsächlich nur die in Emissionshandelsanlagen verwendeten Energieträger von der Energiebesteuerung befreit werden. Für die übrigen im Unternehmen verwendeten Energieträger gibt es dagegen keinen Grund für eine Steuerbefreiung. Gerade die Abgrenzung der Energieträger könnte jedoch zu erheblichem administrativem Aufwand führen. Denn eine Rückerstattung der Steuer kann sich jeweils nur auf den Teil der Energieträger beziehen, die tatsächlich auch in Anlagen des Emissionshandels anfallen.

Darüber hinaus müssen noch weitere Aspekte für mögliche Anpassungen der Energiebesteuerung beachtet werden.

Einen Aspekt bildet die Berechnung von Belastungswirkungen aus dem Emissionshandel, falls diese als Grund für Ausnahmeregelungen bei den übrigen Instrumenten angeführt werden sollen. Beispielsweise würde die Verwendung der Kosten eines Zertifikatankaufs als Basis für die Abschätzung der Belastung zu kurz greifen. Schließlich können dem Ankauf von Zertifikaten unterlassene Vermeidungsanstrengungen gegenüber stehen. Zudem müssen mögliche Windfall Profits durch Einpreisung der kostenlos zuge teilten Zertifikate einbezogen werden.

Daneben rückt die Abstimmung der Instrumente untereinander in den Vordergrund. Auch nach Einführung des neuen Energiesteuergesetzes stellt die Energiesteuer mit ihren bisherigen Steuersätzen keine allein auf den Klimaschutz gerichtete Steuer dar. Falls jedoch ein policy mix angestrebt wird, der eine arbeitsteilige Handhabung der Instrumente mit hauptsächlicher Ausrichtung auf den Klimaschutz zum Ziel hat, wäre eine Ausrichtung der Steuersätze auf das Klimagas CO₂ unverzichtbar.

Auch als Handlungsoption für die unregulierten Bereiche bietet sich grundsätzlich eine Anpassung der Energiesteuer für die genannten Bereiche an. Hier ist zunächst zu prüfen, inwiefern eine Besteuerung anderen Zielsetzungen wie der Förderung kleiner und mittelständischer Unternehmen bzw. den bereits sehr komplexen Vorgaben des Kreislaufwirtschaft-Abfallgesetzes und des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sowie nachgelagerter Ausführungsbestimmungen entgegenläuft. Zudem ist im Bereich der Abfall- und Abluftbehandlung zumindest langfristig eine Einbeziehung in den Emissionshandel für Teilbereiche (Hausmüllverbrennung) auf EU-Ebene möglich. Allgemeine Ausnahmen von der Energiebesteuerung für ganze Prozesse oder Produktionsbereiche, wie dies jetzt durch § 51 EnergieStG geschehen ist, führen wiederum zur Entstehung neuer nicht-regulierter Bereiche. Dies ist im Sinne einer umfassenden Klimapolitik kontraproduktiv. Zumindest aus der Perspektive des Klimaschutzes sollten die Unterregulierungen durch den Abbau der Energiesteuerermäßigungen oder die Etablierung alternativer Instrumente beseitigt werden.

Indirekte Überschneidungen

Im Bereich der indirekten Wirkungen kommt es zu Überschneidungen aller Instrumente. Diese ergeben sich aus der Überwälzung der Opportunitätskosten aus der Zertifikathaltung, die zu entsprechenden Gewinnen bei den Stromerzeugern führt. Potentiell sind damit sämtliche Stromendverbraucher einer mehrfachen Regulierung unterworfen. Im Gegensatz zu dem Bereich der direkten Regulierung profitieren sie jedoch nicht von kostenlos zugewiesenen Emissionsrechten. Der Emissionshandel mit kostenloser Zuteilung hat, im Falle einer vollständigen Einpreisung der Opportunitätskosten, damit auf die Verbraucher die gleiche Wirkung wie im Fall einer kostenpflichtigen Erstallokation der Emissionsrechte. Lediglich die Verteilungswirkungen unterscheiden sich. Während bei der kostenlosen Vergabe windfall profits bei den Stromerzeugern entstehen, fallen bei einer Auktionierung je nach Ausgestaltung Einnahmen beim Staat an.

Allerdings sind nicht alle Verbrauchergruppen auch von allen Instrumenten gleich betroffen. Im Bereich der stromintensiven Industrie ist davon auszugehen, dass sie sowohl unter die Kappungsregelungen von EEG und KWKG fallen als auch von Ermäßigungsregelungen und dem Spitzenausgleich bei der Stromsteuer profitieren. Darüber hinaus sind analog zu den Ausnahmeregelungen auf der Inputseite auch beim Strombezug stromintensive Industrieprozesse von der Stromsteuer befreit. Dies gilt allerdings nicht für alle Unternehmen.

Bei der Frage, welche Gruppen die Hauptlast der Zusatzbelastung durch EEG, KWKG und Stromsteuer zu tragen haben, sind daher insbesondere die privaten Haushalte, eine Vielzahl von kleineren und mittleren Dienstleistungsunternehmen, Einzelhandelsunternehmen sowie kleine und mittlere Gewerbebetriebe zu nennen.¹⁴⁵ Sie unterliegen der vollen EEG- und KWKG-Zusatzbelastung sowie der Stromsteuer, wobei es für den Fall des EEG strittig ist, ob unter Einbezug von Interaktionseffekten tatsächlich eine Strompreissteigerung durch das EEG eintritt; gute Gründe sprechen vielmehr für das Gegenteil.¹⁴⁶ Langfristig dürften alle Stromverbraucher von sinkenden Strompreisen infolge

¹⁴⁵ Siehe hierzu die sehr illustrativen Ausführungen von HWWA (2006), S. 6f. sowie Bode/ Groscurth (2006), S. 736f.

¹⁴⁶ Vgl. Bode/ Groscurth (2006), S. 738ff. Wie schon am Ende von Kapitel 4.2.2 (S. 47f.) dieses Gutachtens ausgeführt, wirkt der durch das EEG forcierte Ausbau erneuerbarer Energien nicht nur preissenkend auf den Stromgroßhandelsmarkt sondern durch die Zurückdrängung der Stromproduktion aus fossilen Energieträgern schlussendlich sich auch dämpfend auf den CO₂-Zertifikatpreis aus.

der Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien mittels EEG profitieren. Das EEG wirkt sich (*ceteris paribus*) auch kostendämpfend auf den Emissionshandel aus.

Wer letztendlich die aus dem Emissionshandel resultierenden Strompreissteigerungen trägt, hängt insbesondere von der jeweiligen Marktkonstellation ab sowie von den Angebots- und Nachfrageelastizitäten. Im Gegensatz zu den einschlägigen Kappingsregelungen des EEG oder des KWK-Gesetzes existiert im Emissionshandel keine Beschränkung der weiter gewälzten Kosten, insbesondere auch nicht für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes. Daher ist zu erwarten, dass sämtliche Verbrauchergruppen von Preissteigerungen betroffen sein werden, wenn auch wahrscheinlich in unterschiedlichem Ausmaß. Denn die Verhinderung der Überwälzung ist kaum möglich. Für die Preisüberwälzung ist es unerheblich, ob die Anfangsallokation kostenpflichtig oder kostenfrei erfolgt.

Um die auftretenden Mehrfachbelastungen für die Stromkunden zu reduzieren, wäre eine mögliche Lösungsmöglichkeit die Senkung der bestehenden Stromsteuer. Zwar würde sich der Zertifikatpreis in diesem Fall aufgrund der Interaktion zwischen Energiesteuer und Emissionshandel tendenziell nach oben bewegen, jedoch die Stromsteuer nicht vollständig kompensieren. Neben gesunkenen Strompreisen in Deutschland wäre darüber hinaus ein seit langem aus klimapolitischen Gesichtspunkten problematisches Detail der Stromsteuer obsolet: die unterschiedliche CO₂-Belastung je nach Erzeugungsart. Da die Stromerzeugung zu einem großen Teil (mit Ausnahme von Kleinemittenten, Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und Kernkraftwerken) dem Emissionshandel unterliegt, wäre dies zumindest aus klimapolitischer Perspektive unproblematisch. Notwendige Reduktionsziele im Bereich der Stromerzeugung könnten durch entsprechend restriktive Mengenvorgaben im Emissionshandel erreicht werden. Allerdings darf bei der Debatte um Mehrfachbelastungen nicht vergessen werden, dass eine Mehrfachbelastung auch konzeptionell solange im Sinne des Verursacherprinzips ist, wie die kumulierten Wirkungen noch unter den externen Kosten liegen.

Damit zeigt sich, dass die Stromsteuer über eine rein klimapolitische Ausrichtung hinausgeht. So sieht die Stromsteuer eine allgemeine Verteuerung von Strom vor, und zwar nahezu unabhängig von der Erzeugungsart und damit der CO₂-Intensität der Erzeugung. Damit wird aber auch z.B. Atomstrom und Strom aus Erneuerbaren Energien mit in die Besteuerung genommen. Darüber hinaus darf auch bei der Stromsteuer nicht vergessen werden, dass der überwiegende Teil des Aufkommens für die Senkung der Rentenbeiträge verwendet wird. Bei einer Senkung müsste dieses Aufkommen, z.B. durch eine Auktionierung der Emissionszertifikate, kompensiert werden.

III.
**Vergleichende Untersuchung der
Regelungen der nationalen Allokationspläne
(insbesondere NAP II) im Hinblick auf die
Identifizierung besonders effektiver und
effizienter Regelungen**

Autoren: Sebastian Klaus, Sina Wartmann und Jochen Harnisch (Ecofys GmbH)

1. Einleitung

In diesem Kapitel werden auf der Grundlage einer Auswahl von Ländern Nationale Allokationspläne (NAPs) für die zweite Phase des EU-Emissionshandels von 2008-2012 im Hinblick auf ökonomische und ökologische Kriterien analysiert und besonders interessante Ansätze herausgestellt. Die Ergebnisse sollen als Grundlage für konkrete Empfehlungen zur Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels (EU-EH) in einer dritten Phase nach 2012 dienen.

Ausgehend von der Zielsetzung des EU-EH, die durch das Kyoto-Protokoll und die Lastenteilung in der EU fest definierte Emissionsminderung mit möglichst geringen Kosten zu erreichen, werden Kriterien entwickelt, die spezifisch, transparent und praktisch anwendbar sind und eine genaue Beurteilung der Zielerreichung erlauben. Zu diesem Zweck werden die Ziele des EU-EH in die ökonomisch definierten Begriffe der Effektivität und Effizienz überführt. Diese Begriffe werden in in weitere, konkretere Unterkriterien aufgegliedert. Über diese werden spezifische Merkmale der Allokationspläne hinsichtlich ihrer Wirkung beurteilt und über die Kriterienstruktur können Wechselwirkungen zwischen den Allokationsregeln berücksichtigt werden. Die Ableitung der Kriterien und ihre Anwendung sind detailliert in Abschnitt 4 dieses Kapitels beschrieben.

Aus der Beurteilung der länderspezifischen NAP-Regelungen werden mit Hilfe der Kriterien zudem besonders sinnvoll erscheinende Ansätze identifiziert, deren Übernahme auch für die Kontexte anderer Mitgliedstaaten empfehlenswert erscheint. Um diese Übertragbarkeit auf andere Mitgliedstaaten zu gewährleisten und einen möglichst umfassenden Eindruck der alternativen Umsetzungen und der Wirkungen auf den Gesamthandel zu gewinnen, wurden die Vergleichsländer Frankreich, Niederlande, Polen und Vereinigtes Königreich ausgewählt. Als vergleichsweise große Emittenten (zusammen 36,6% der EU-25 Treibhausgasemissionen¹⁴⁷) haben ihre Allokationspläne deutlichen Einfluss auf das gesamte Handelssystem. Weiterhin repräsentieren sie Eigenschaften von EU-Mitgliedstaaten wie Mitglied der EU-15 bzw. neuer Mitgliedsstaat, hoher gegenüber geringer Kernenergieanteil und hohe gegenüber geringe Minderungspotentiale. Dementsprechend weisen die Ausgestaltungen dieser NAP II im vorgegebenen Rahmen der EU-Richtlinie 2003/87/EG einige Unterschiede zueinander auf.

2. Entwicklung des EU-Emissionshandels und rechtlicher Rahmen

2.1. EU-Emissionshandel

Im Kyoto-Protokoll hat sich die Europäische Union – als EU-15 ohne die seit 2004 hinzugekommenen 12 neuen Mitgliedstaaten – auf eine Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2012 auf 92% im Vergleich zum Basisjahr 1990 festgelegt.¹⁴⁸ Dabei wurden im *Burden Sharing Agreement* von 1998 im Innenverhältnis der EU wirtschaftlich weniger entwickelten Ländern, wie Irland, Portugal oder Griechenland, Emissionssteigerungen erlaubt, während die ökonomisch stärker

¹⁴⁷ Quelle: EEA (2006)

¹⁴⁸ Vgl. United Nations (1998), Annex B

entwickelten Länder höhere Minderungsleistungen erbringen müssen.¹⁴⁹ Die Spanne der unterschiedlichen Zielsetzungen ist beträchtlich, von -28% für Luxemburg bis zu +27% für Portugal. Das Reduktionsziel für Deutschland beträgt 21%.

Da Auswertungen der nationalen Emissionsentwicklungen verdeutlichten, dass auf dem bisher eingeschlagenen Weg die Minderungsziele nicht erreicht werden würden, wurden im Rahmen des European Climate Change Programme (ECCP) verschiedene Lösungsmöglichkeiten erarbeitet.¹⁵⁰ Nach eingehender Diskussion stellte sich ein EU-weiter Emissionshandel auf Ebene der Anlagen einiger emissionsintensiver Branchen als das Instrument heraus, welches große Minderungspotentiale zu akzeptablen Kosten bei relativ kurzfristiger Realisierbarkeit versprach.¹⁵¹

2.1.1. EU-Richtlinie zum Treibhausgas-Emissionshandel

Die EU-Richtlinie 2003/87/EG bildet die rechtliche Grundlage für den EU-Emissionshandel. In ihr werden den Mitgliedstaaten die entsprechenden Kompetenzen zur Erstellung von Nationalen Allokationsplänen (NAPs) zur Aufteilung der Emissionsrechte unter den teilnehmenden Anlagen (Artikel 9), von Überwachungs- und Berichtssystemen zur Emissionserfassung (Artikel 14 und 15) und von Registern zur Erfassung des Emissionsrechtbestandes (Artikel 19) zugewiesen. Darüber hinaus werden u.a.

- die Zielsetzung (Artikel 1)
- die wesentlichen Begrifflichkeiten (Zertifikat, Emissionen, Anlage, Betreiber, neuer Marktteilnehmer etc.) (Artikel 3)
- das Genehmigungsverfahren für teilnehmende Anlagen (Artikel 4-8)
- die Zuteilungsmethode, Vergabe und Gültigkeit der Zertifikate (Artikel 10-13)
- Sanktionen (Artikel 16)
- Verfahren zur Einbeziehung weiterer Gase (Artikel 24)
- die Verknüpfung mit anderen Systemen für den Handel mit Treibhausgasemissionen (Artikel 25)
- die betroffenen Tätigkeiten/ Branchen (Anhang I) und
- die erfassten Treibhausgase (Anhänge I und II)

definiert bzw. vorgegeben.

Da mit der Aufstellung der Nationalen Allokationspläne durch den Marktwert der handelbaren Zertifikate eine erhebliche Vermögensverteilung verbunden ist, hatten die Mitgliedstaaten großes Interesse daran, diesbezüglich so frei wie möglich entscheiden zu können, d.h. mit möglichst geringen Vorgaben der EU. Daher sind in den Artikeln 9, 10, 11 und Anhang III der EU-Richtlinie nur folgende Kriterien für die NAPs festgelegt:

- Das Zuteilungsverfahren muss auf objektiven und transparenten Kriterien beruhen (Artikel 9).
- In der ersten Handelsperiode von 2005 bis 2007 werden mindestens 95% der Zertifikate kostenlos zugeteilt. In der zweiten Handelsphase von 2008 bis 2012 mindestens 90% (Artikel 10).
- Es findet eine jährliche Vergabe von Zertifikaten statt (Artikel 11).

¹⁴⁹ Vgl. Rat der Europäischen Union (2002), Anhang II

¹⁵⁰ Vgl. EU KOM (2001)

¹⁵¹ Vgl. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2003), S.1

- Die Zuteilungsmenge muss mit dem Erreichen des Kyoto-Ziels, der erwarteten Emissionsentwicklung und dem Minderungspotential vereinbar sein (Anhang III, Punkte 1-3).
- Der Plan muss geltendes EU-Recht beachten (Anhang III, Punkt 4).
- Unternehmen oder Sektoren dürfen nicht ungerechtfertigt bevorzugt werden (Punkt 5).
- Der Plan muss Angaben zu neuen Marktteilnehmern, Vorleistungen, sauberen Technologien und der Beteiligung der Öffentlichkeit enthalten (Punkte 6-9).

2.1.2. Mitteilungen der Kommission

Diese teilweise abstrakt gehaltenen Angaben wurden durch die Mitteilungen der Kommission „Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG [...] aufgelisteten Kriterien“¹⁵² sowie „Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des Systems für den EU-Emissionshandel“¹⁵³ ergänzt. Im Unterschied zur EU-Richtlinie haben diese Mitteilungen allerdings keinen bindenden Charakter. Die Mitgliedstaaten müssen die NAPs allerdings der Kommission vorlegen; diese kann sie ablehnen.¹⁵⁴ Insofern haben die Hinweise zu den NAP-Kriterien einen hohen praktischen Stellenwert, wenn die Zuteilungspläne von der Kommission gebilligt werden sollen. Über das Ergebnis ihrer Prüfungen und ihre Beanstandungen hat die Kommission im November 2006 zusammen mit der Beurteilung der ersten zehn Allokationspläne eine Mitteilung „Über die Bewertung der nationalen Pläne für die Zuteilung von Zertifikaten für Treibhausgasemissionen im zweiten Zeitraum des EU-Emissionshandelssystems“¹⁵⁵ herausgegeben. Zur Prüfung der NAPs des ersten Handelszeitraums hatte die Kommission ebenfalls eine Mitteilung veröffentlicht.¹⁵⁶ Durch diese Mitteilungen wurde den Mitgliedstaaten einerseits eine konkretere Hilfe bei der NAP-Erstellung an die Hand gegeben, andererseits wurden die in der Richtlinie angelegten Grenzen des nationalen Gestaltungsspielraums konkretisiert. Die für die zweite Handelsperiode relevanten Kernpunkte der Mitteilungen sind:

- Um mit Kriterium 1 von Anhang III der EU-Richtlinie vereinbar zu sein, muss die Gesamtzertifikatmenge für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen zusammen mit den Emissionen der vom Emissionshandel nicht erfassten Bereiche das Kyoto-Ziel des Mitgliedstaates erreichen oder unterschreiten. Hält die Kommission die Prognose von Emissionsminderungen durch andere politische oder sonstige Maßnahmen in den nicht erfassten Bereichen für nicht belegt, muss die Zertifikatmenge um diese nicht belegten Minderungen multipliziert mit dem Anteil des Emissionshandelssektors an den Gesamtemissionen gekürzt werden.

*Formel 1:*¹⁵⁷

*Erforderlich durchschnittliche Kürzung pro Jahr = (UNSUB PM) * TSS*

Dabei ist: UNSUB PM = nicht belegte politische oder sonstige Maßnahme

TSS = Anteil des am Handel teilnehmenden Sektors (trading sector share)

¹⁵² KOM(2003) 830 endgültig

¹⁵³ KOM(2005) 703

¹⁵⁴ Vgl. Artikel 9, Abs. 3, EU KOM (2003)

¹⁵⁵ KOM(2006) 725

¹⁵⁶ KOM(2004) 500

¹⁵⁷ Vgl. EU KOM (2006), S. 7

Ebenso muss für die Erfüllung des Kriterium 1 die Menge des geplanten staatlichen Erwerbs von Kyoto-Einheiten korrekt belegt werden. Ist dies nach Auffassung der Kommission nicht der Fall, muss die Zuteilungsmenge in Höhe der nicht korrekt belegten Menge von Kyoto-Einheiten multipliziert mit dem Anteil des Emissionshandelssektors an den Gesamtemissionen gekürzt werden.

*Formel 2:*¹⁵⁸

*Erforderlich durchschnittliche Kürzung pro Jahr = (UNSUB GP) * TSS*

Dabei sind: *UNSUB GP = nicht konkret belegter, durchschnittlich geplanter staatlicher Erwerb von Kyoto-Einheiten pro Jahr*

TSS = Anteil des am Handel teilnehmenden Sektors (trading sector share)

- Um mit Kriterium 12 vereinbar zu sein, muss der Anteil der Emissionsrechte aus Projekten des Joint Implementation (JI) oder Clean Development Mechanism (CDM), die die Anlagen zur Deckung ihrer Emissionen mit Zertifikaten verwenden, „mit den ergänzenden Verpflichtungen des Mitgliedstaats im Rahmen des Kyoto-Protokolls und der Beschlüsse, die aufgrund des UNFCCC oder des Kyoto-Protokolls gefasst worden sind, in Einklang stehen.“¹⁵⁹ Danach sollen diese JI/ CDM-Zertifikate nur unterstützend zu den eigenen Bemühungen zur Erreichung des Kyoto-Ziels eingesetzt werden. Dieses Kriterium bewertet die Kommission anhand folgender Formel:

*Formel 3:*¹⁶⁰

A = Basisjahremissionen – im Rahmen des Kyoto-Ziels zulässige Emissionen

B = Treibhausgasemissionen 2004 – im Rahmen des Kyoto-Ziels zulässige Emissionen

C = projizierte Emissionen 2010 – im Rahmen des Kyoto-Ziels zulässige Emissionen

D = 50 % von Max (A, B, C) – durchschnittlicher staatlicher Erwerb von Kyoto-Einheiten pro Jahr

Zulässige Obergrenze (in %) = (D / jährliche durchschnittliche Obergrenze) oder 10 %.

D.h. dass je größer die Lücke zum Kyoto-Ziel ist, desto mehr JI/ CDM-Zertifikate dürfen verwendet werden. Mindestens die Hälfte der Minderungsleistung muss im eigenen Land erbracht bzw. durch Zertifikatszukäufe der Anlagen gedeckt werden.

- Ex-post Anpassungen der Zuteilungsmenge an Anlagen sind nicht erlaubt¹⁶¹
- Über die Zuteilungsperiode hinausgehende Zuteilungsgarantien stehen im Widerspruch zu geltendem EG-Recht und werden daher abgelehnt.¹⁶²
- Transparenz und Einfachheit der Zuteilungspläne sollen erhöht, Sonderregelungen abgebaut werden.¹⁶³
- Die Kommission empfiehlt, die Möglichkeit zur Auktionierung von Zertifikaten im Rahmen der erlaubten 10% stärker zu nutzen. Dadurch sollen Erfahrungen mit diesem Instrument gewonnen und Zufallsgewinne (windfall profits) in bestimmten Sektoren abgebaut werden.¹⁶⁴
- Bei der Zuteilung auf Anlagenebene soll auf Emissionen oder sonstige Daten aus der

¹⁵⁸ Vgl. EU KOM (2006), S. 6f.

¹⁵⁹ EU KOM (2006), S. 18

¹⁶⁰ Vgl. EU KOM (2006), S. 10ff.

¹⁶¹ Vgl. EU KOM (2006), S. 8f.

¹⁶² Vgl. EU KOM (2006), S. 11

¹⁶³ Vgl. EU KOM (2005), S. 3

¹⁶⁴ Vgl. EU KOM (2005), S. 10

- ersten Handelsperiode verzichtet werden, da sonst Anlagen, die ihre Emissionen gemindert haben, ungebührlich benachteiligt werden.¹⁶⁵
- Eine EU-weit einheitliche Benchmarking-Zuteilung erscheint zwar noch nicht anwendbar, für einzelne Sektoren (z.B. Stromsektor) oder Neuanlagen kann diese Methode allerdings sinnvoll sein.¹⁶⁶
 - Kleinanlagen bis 3MW können vom Emissionshandel ausgenommen werden¹⁶⁷
 - Neuanlagen können ihre Zertifikate durch Kauf am Markt, durch eine staatliche Auktionierung oder durch kostenlose Zuteilung aus einer Reserve erhalten. Alle drei Varianten sind erlaubt und mit dem Gebot der Gleichbehandlung vereinbar. Die Kommission merkt an, dass die Verwendung einer Reserve zusätzliche Zuteilungsregeln erforderlich macht und die Komplexität des Systems erhöht.¹⁶⁸

2.1.3. Wirkung der Kommissionsentscheidungen zur NAP II- Beurteilung

Die Beurteilungen der NAP II anhand der in KOM(2006) 725 angegebenen Maßstäbe hatte besonderes auf die jeweiligen Zuteilungsmengen große Auswirkungen.¹⁶⁹ Insgesamt wurde bei 20 von 24 beurteilten NAP II (nicht bei Dänemark, Frankreich, Slowenien und Vereinigtem Königreich) die Zuteilung um 198,2 Mio. Zertifikate gekürzt, im Vergleich zur geplanten Zuteilungsmenge um gut 9%.¹⁷⁰ Bei den in dieser Studie untersuchten NAP II wurden der polnische NAP II um 26,7% und der niederländische NAP II um 5,1% gekürzt. Die überarbeitete Version des französischen NAP II weist eine um knapp 9% geringere Zuteilung als der ursprüngliche Entwurf auf. Neben der Gesamtzuteilung wurde in einigen Fällen auch die JI/ CDM-Grenze deutlich gesenkt. Bei den untersuchten NAP II gab die Kommission für Polen eine Senkung von 25% auf 10% vor und für die Niederlande von 12% auf 10%.

Neben diesen positiven Effekten führte die Kürzung der Gesamtzuteilung allerdings im Falle Frankreichs dazu, dass besonders die Neuanlagenreserve verringert wurde. Von ursprünglich 9 Mio. Zertifikaten stehen jetzt nur noch 3,94 Mio. zur Verfügung. Innerhalb eines halben Jahres werden sich die Neubauprognosen allerdings in diesem Umfang nicht geändert haben. Durch die französische Wiederauffüllungsregel ist daher zu erwarten, dass der Staat für 100 Mio. EUR¹⁷¹ Zertifikate am Markt kaufen müssen wird, um Neuanlagen zu bedienen. Dieses Geld ist eine zusätzliche Einnahme für die zertifikatehaltenden Bestandsanlagen.

Durch die Kürzungen der Kommission ist insgesamt zu erwarten, dass der Zertifikatemarkt in der Periode 2008-2012 enger wird als in der ersten Handelsperiode und im Vergleich zum BAU-Szenario mehr Emissionen gemindert werden.

¹⁶⁵ Vgl. EU KOM (2005), S. 9

¹⁶⁶ Vgl. EU KOM (2005), S. 10

¹⁶⁷ Vgl. EU KOM (2005), S. 11

¹⁶⁸ Vgl. EU KOM (2004), S. 16

¹⁶⁹ Hier und in Kapitel 3 und 4 sind Daten und Pressemitteilungen der Kommission bis zum 31. August 2007 berücksichtigt. Zum Stichtag der Analyse der einzelnen NAP II s. Kapitel 5.

¹⁷⁰ Stand: 31.08.2007; Alle Daten aus Pressemitteilung der EU (2007b)

¹⁷¹ 5 Mio. Zertifikate × 20 EUR/Zertifikat

3. Emissionshandel in der ökonomischen Theorie

3.1. Funktionsweise

Der Kern des Handels mit Emissionsrechten besteht darin, das freie Gut „Emissionsrecht“ in ein handelbares **privates Gut** umzuwandeln (Luftverschmutzung wird nur noch mit Zertifikaten erlaubt). Durch den Handel mit diesen neu geschaffenen Gütern und den dadurch entstehenden Markt soll über den Preis und das Bestreben nach Nutzenmaximierung auf Konsumenten- und Gewinnmaximierung auf Unternehmensebene eine gesellschaftlich optimale Allokation erreicht werden.¹⁷² Die ausgegebene Zertifikatmenge muss dabei unterhalb der Emissionsmenge liegen, die im business-as-usual (BAU)-Szenario anfallen würde. Nur wenn die Zertifikate ein **knappes Gut** darstellen, werden die Teilnehmer am Emissionshandel vor die Wahl zwischen geminderter Beanspruchung des Gutes oder Zukauf von Zertifikaten gestellt. Durch die Knappheit des Gutes „Emissionsrecht“ entstehen ein Markt für Emissionsrechte und ein entsprechender Preis für die Zertifikate. Da die Emittenten im Zertifikatemarkt nur zwischen den Alternativen „Änderung des Emissionsniveaus“ und „Kauf/ Verkauf von Zertifikaten“ wählen können, hängt der Zertifikatepreis von den Vermeidungskosten (genauer: den Grenzvermeidungskosten) ab.¹⁷³ Der Emittent vergleicht die Kosten einer gewissen Emissionsminderung mit den Kosten, die durch den Kauf einer entsprechenden Zertifikatmenge entstehen und wählt die günstigere Alternative.¹⁷⁴ Geht man von der realitätsnahen Annahme aus, dass die Minderungskosten für eine Emissionseinheit (die Grenzvermeidungskosten) mit zunehmender Minderung steigen, so reduziert der Emittent seine Emissionen bis zu der Menge, bei der die Grenzvermeidungskosten genau dem Marktpreis der Zertifikate entsprechen (s. oberer Teil von Abbildung 25). Kann er seine Emissionen dann noch nicht über Zertifikate decken, wird er über diesen Punkt hinaus keine Minderungen durchführen sondern die dann günstigere Alternative „Zukauf von Emissionsrechten“ wählen.

Sollte ein Emittent seine Emissionen über eine entsprechende Menge an Emissionsrechten decken können und seine Grenzvermeidungskosten noch unter dem Marktpreis liegen, wird er weitere Minderungsleistungen durchführen und die dadurch überschüssigen Zertifikate am Markt verkaufen, da die Kosten der Minderung annahmegemäß unter den Einnahmen durch den Zertifikatekauf liegen. Aus Sicht des einzelnen Emittenten hängt sein Emissionsniveau also vom Marktpreis der Emissionsrechte im Verhältnis zu seinen individuellen Grenzvermeidungskosten ab.

Da dieses Kalkül für alle Emittenten gleich ist, werden alle Emittenten so handeln, dass ihre Grenzvermeidungskosten genau dem Zertifikatepreis entsprechen, d.h. dass die Kosten der letzten Minderungseinheit dem Zertifikatspreis entsprechen und alle übrigen Einheiten zu geringeren Kosten gemindert werden können.¹⁷⁵ Aus Sicht des Gesamtmarktes (unterer Teil von Abbildung 25) gleichen sich somit die Grenzvermeidungskosten der Emittenten einander an und die Minderungskosten werden minimiert, da alle Minderungen, die durchgeführt werden, geringere Kosten verursachen als der Kauf einer entsprechenden Zertifikatmenge und alle Minderungen, die nicht durchgeführt werden, teurer wären als die entsprechende Zertifikatmenge.

¹⁷² Zur gesellschaftlichen Effizienz von Märkten siehe z.B. Mankiw (2003), Kapitel 7

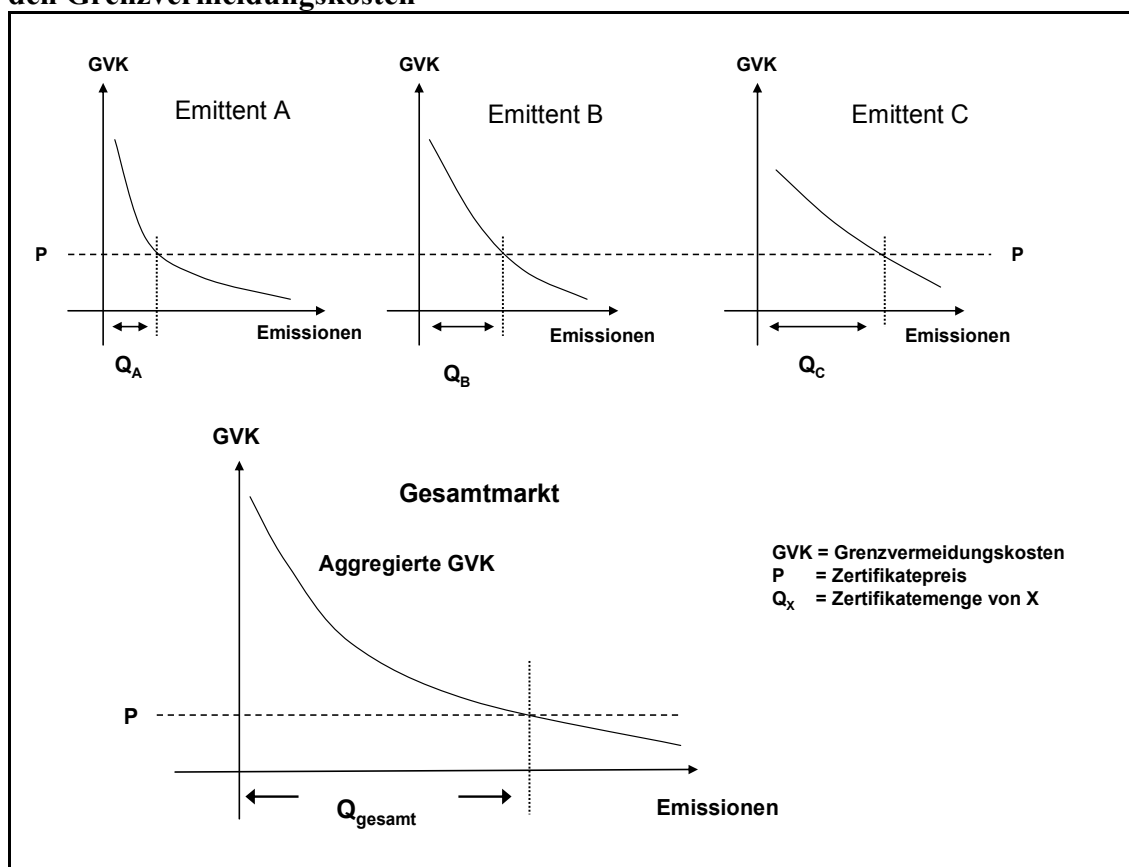
¹⁷³ Vgl. Binder (1999), S.144-150

¹⁷⁴ Hier wie im Folgenden wird rationales, nutzen-/gewinnmaximierendes Verhalten der Akteure unterstellt.

¹⁷⁵ Vgl. Feess (1995), S.71-73

Der Marktpreis der Zertifikate hängt damit von der Menge der ausgegebenen Zertifikate ab (die die erforderliche Minderungsmenge bestimmt) und den Kosten der letzten Einheit der aggregierten Minderungskosten, die noch gemindert wird,¹⁷⁶ wie ebenfalls in Abbildung 25 dargestellt wird. Dagegen ist der Zertifikatepreis in statischer Sicht unabhängig davon, ob die Zertifikate versteigert, verkauft oder kostenlos zugeteilt werden.¹⁷⁷ In der Regel wird der Emittent die Zertifikate zu ihren Opportunitätskosten¹⁷⁸ bewerten.

Abbildung 18: Abhängigkeit des Marktpreises und der Zertifikateverteilung von den Grenzvermeidungskosten



Quelle: Eigene Darstellung nach Binder (1999), S. 145

Ein Vorteil des Emissionshandels ist demnach seine statische Effizienz, da er die Grenzvermeidungskosten der Beteiligten angleicht und so die Minderungskosten minimiert.

Ein weiterer Vorteil besteht in der dynamischen Anreizwirkung für Innovationen des Emissionshandels. Unabhängig von der Position als Käufer oder Verkäufer von

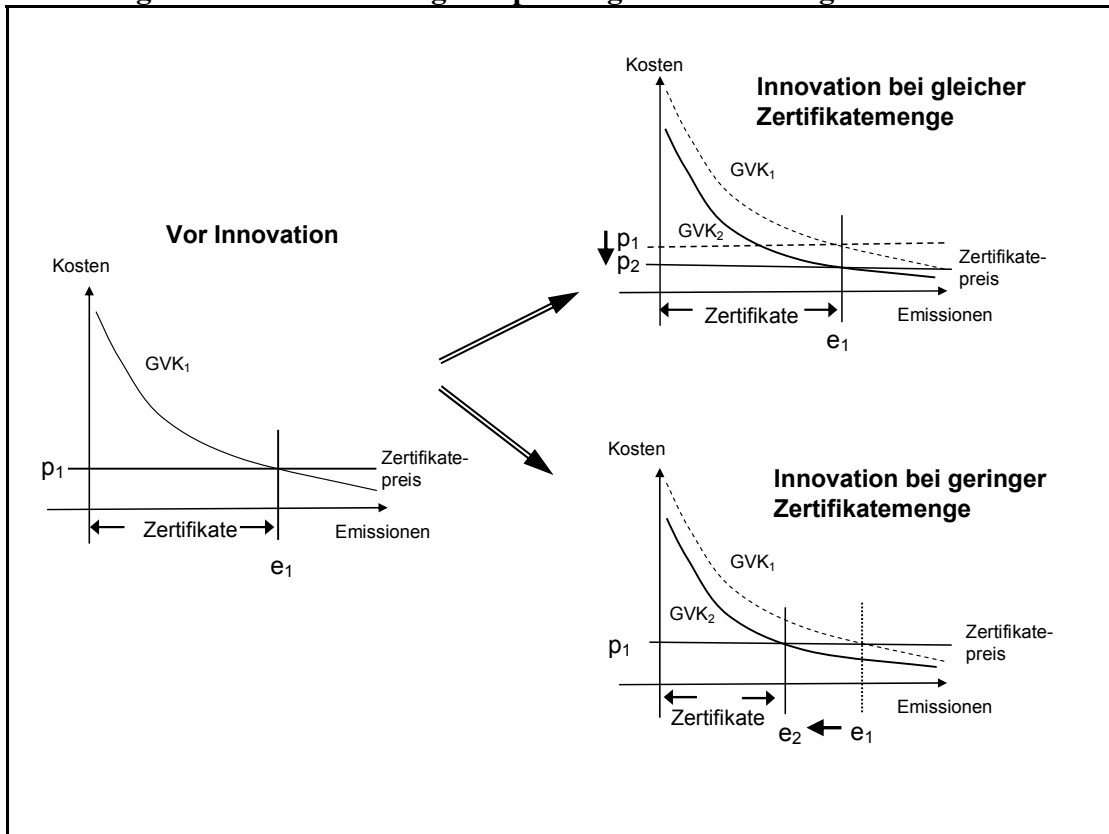
¹⁷⁶ Daraus lässt sich auch ableiten, dass der Wert aller Emissionsrechte (Zertifikatemenge × Zertifikatepreis) nicht dem Wert der Emissionen (Fläche zwischen aggregierter GVK-Kurve und Zertifikatepreislinie) oder dem Wert der Emissionsminderungen (Fläche zwischen Zertifikatepreislinie und aggregierter GVK-Kurve) entspricht.

¹⁷⁷ Vgl. Feess (2007), S. 73. Bei Betrachtung mehrerer Perioden können durch das gewählte Zuteilungsverfahren Innovations- und Investitionsanreize gesenkt werden. Dadurch steigen die Minderungskosten und mit ihnen der Zertifikatepreis (siehe Kapitel 3.2.3 und 3.2.4).

¹⁷⁸ Opportunitätskosten: „Was aufgegeben werden muss, um etwas anderes zu erlangen.“ s. Mankiw (2004), S. 6; in diesem Fall entsprechen die Opportunitätskosten beim Einsatz in der Produktion dem Marktpreis für Zertifikate, da sie bei Verwendung im Unternehmen nicht mehr verkauft werden können. Werden sie verkauft, bestehen die Opportunitätskosten in dem entgangenen Gewinn (bei Produktionssenkung) oder in den Kosten einer technischen Emissionsminderung.

Zertifikaten werden alle Beteiligten ständig nach Minderungsmöglichkeiten suchen, deren Kosten unter dem aktuellen Zertifikatpreis liegen. Somit entsteht ein Anreiz für kostengünstige Minderungsinnovationen und -investitionen. Bildlich gesprochen verschiebt sich bei Innovationen die Grenzvermeidungskostenkurve nach links unten (s. Abbildung 26). Dadurch verringern sich die Kosten bei gleicher Emissionsmenge, oder die Zertifikatmenge kann verringert werden, ohne dass die Minderungskosten steigen.

Abbildung 19: Preis- oder Mengenanpassung bei Minderungsinnovationen



Quelle: Eigene Darstellung

Im Idealmodell des Emissionshandels ist daher die Effektivität sichergestellt (die vorgegebene Emissionsmenge wird nicht überschritten) und die Minderungskosten werden unter statischer als auch dynamischer Sichtweise minimiert.

3.2. Spezifische Problemstellungen der Umsetzung

Bei der realen Umsetzung des Zertifikatmodells ergeben sich Probleme, die besonders die Effizienz, aber auch andere Kriterien negativ beeinflussen können.

Um die Diskussion stringent zu halten, werden zunächst nur jene Problembereiche erläutert, die sich aus den in der EU-Emissionshandelsrichtlinie festgelegten Rahmenbedingungen ergeben.

3.2.1. Systemgrenzen

Im Idealfall und unter Vernachlässigung der Transaktionskosten sollte der Emissionshandel alle CO₂-Emissionen erfassen, sodass kein Ausweichverhalten möglich ist. Der EU-Emissionshandel weist allerdings sowohl räumliche als auch zeitliche und anlagendefinitische Grenzen auf. Diese Grenzen schränken die ökologische Wirksamkeit als auch die Effizienz des Emissionshandels ein.

a) Räumliche Grenzen

Der EU-Emissionshandel bezieht sich, wie der Name sagt, auf Anlagen innerhalb der Europäischen Union. Emissionen und Minderungspotentiale außerhalb der EU werden von den Anreizen des Handelssystems also nicht erfasst. Dies führt zu zwei Problemen.

JI/ CDM-Problematik

Durch den beschränkten Geltungsbereich wird die Effizienz des Emissionshandels verringert, da potentiell günstigere Minderungsmöglichkeiten in Nicht-EU-Ländern ungenutzt bleiben. Für die gleiche Emissionsminderung müssen demnach teurere Reduktionen innerhalb der EU erbracht werden. Diesem Problem wird durch die Einbindung von Emission Reduction Units (ERUs) aus JI-Projekten und Certified Emission Reductions (CERs) aus CDM-Projekten in den Emissionshandel begegnet. Diese Zertifikate werden unter bestimmten Bedingungen für Emissionsminderungen außerhalb der EU im Rahmen des Kyoto-Protokolls vergeben.

Allerdings gibt es begründete Bedenken bezüglich der Äquivalenz von JI/ CDM-Minderungsleistungen im Vergleich zu Reduktionen innerhalb des EU-EH. Außerdem sollen diese Zertifikate die eigenen Emissionsminderungen lediglich unterstützen.

Wettbewerbsproblematik

Durch den Emissionshandel werden Produkte, bei deren Erzeugung CO₂-Emissionen verursacht werden, abhängig von ihrer Emissionsintensität verteuert. Dies gilt allerdings nur, solange sie bzw. ihre Vorprodukte durch Hersteller erfolgte, die vom EU-Emissionshandel reguliert werden. Ausländische Produkte werden nicht teurer. Wenn ausländische und EU-Produzenten in engem Wettbewerb miteinander stehen, kann der Preisvorteil zu einer Produktionsverlagerung ins Ausland führen. EU-Produzenten verlagern ihre Kapazitäten ins Ausland oder werden durch ausländische Wettbewerber vom Markt gedrängt. Beides würde die Wirksamkeit des EU-Emissionshandels auf die globalen Emissionen verringern und zudem zu ungewollten wirtschaftspolitischen Konsequenzen führen (Arbeitsplätzeabbau, Rückgang der Steuereinnahme).

b) Zeitliche Grenzen

Der EU-Emissionshandel ist zwar unbefristet, erfährt durch die Handelsperioden allerdings eine zeitliche Einteilung. Diese regelmäßigen Einschnitte beim Übergang von einer Handelsperiode zur nächsten bringen besondere Problemstellungen mit sich.¹⁷⁹

Durch die wiederholte kostenlose Zuteilung ergeben sich regelmäßig hohe politische Renten für die regulierten Unternehmen und damit Lobbyismuskosten. Dies führt zu einer geringeren Planbarkeit, einem höheren Investitionsrisiko und senkt durch die hohen Transaktionskosten die Effizienz des Emissionshandels. Außerdem kommt es zu negativen Anreizen bei Anlagenschließungen. Mit Schließung der Anlage besteht spätestens zu Beginn der nächsten Zuteilungsperiode kein Anspruch mehr auf Zertifikatezuteilung. Die kostenlose Zuteilung wird so zu einer Produktionssubvention.¹⁸⁰ Unter Umständen werden Anlagen in Betrieb gehalten, die ohne den Emissionshandel geschlossen worden und evtl. durch modernere Anlagen ersetzt worden wären. Eine Kompensation dieser negativen Anreizwirkung besteht in der so genannten Ersatzanlagenregel, die aber meist an enge Bedingungen geknüpft ist. Auch der Neubau von Anlagen wird bei kostenloser Zuteilung durch die Einteilung in

¹⁷⁹ Vgl. Grubb et al. (2006), S.15f. und Schleich, Betz und Rogge (2007), S. 19

¹⁸⁰ Vgl. Neuhoff et al. (2006), S.81f.

Handelsperioden beeinflusst.¹⁸¹ Um kostenlose Zertifikate an Neuanlagen vergeben zu können, werden Reserven angelegt. Die Bemessung dieser Reservemenge ist problematisch, da sie durch Lobbying der Bestandsanlagenbetreiber beeinflusst werden kann.

c) Anlagendefinitive Grenzen

Der EU-Emissionshandel erfasst nicht alle CO₂-Emittenten innerhalb der EU. Er beschränkt sich auf eine Anlagendefinition, die vor allem große, stationäre Emissionsquellen umfasst. Für einen umfassenden Klimaschutz werden die restlichen Emissionen durch andere Politikinstrumente reguliert. Durch die Aufteilung in zwei Bereiche (EU-EH und Nicht-EU-EH) müssen bei einem gemeinsamen Emissionsziel für beide Bereiche (Kyoto-Ziel) ebenso die Emissionsmengen aufgeteilt werden.¹⁸² Im Idealfall sollte der EU-EH-Bereich so viele Zertifikate bekommen, dass sich bei Erreichung des gemeinsamen Ziels die Grenzvermeidungskosten in beiden Bereichen angleichen.¹⁸³ Da die Anlagenbetreiber im EU-EH aber größeren politischen Druck ausüben können als die Betroffenen im Nicht-EU-EH-Bereich,¹⁸⁴ ist eine begünstigte Zuteilungsmenge für den EU-EH-Bereich zu erwarten. Dadurch wird die ökologische Treffsicherheit oder die Effizienz der Klimaschutzpolitik vermindert.

Da der Emissionshandel im Hinblick auf die Transaktionskosten besonders bei großen Emittenten effizienter ist als eine ordnungspolitische Regulierung, kommt es bei der Mindestgröße von betroffenen Anlagen zu Problemen. Unter Umständen können bei kleinen Anlagen, die gerade noch in die Grenzen des Emissionshandels fallen, die Transaktionskosten relativ zu ihrem Minderungspotenzial sehr hoch sein. Daher kann es Effizienzvorteile bringen, sie über eine so genannte „de minimis“-Regel aus dem Emissionshandel heraus zu nehmen. Die von der von der EU genehmigte Option sieht eine Herausnahme von Anlagen mit mehreren sehr kleinen Anlagenteilen vor.¹⁸⁵ Bei diesen Überlegungen muss dann aber berücksichtigt werden, wie hoch die Kosten einer alternativen Regulierung sind, was schwer einzuschätzen ist.

3.2.2. Ausgabe der Zertifikate

Ein weiteres Umsetzungsproblem stellt die Ausgabeform der Zertifikate dar. Grundsätzlich lassen sich eine kostenlose Ausgabe und eine Veräußerung unterscheiden. Wesentliche Varianten der kostenlosen Ausgabe an die Zertifikatspflichtigen sind das Grandfathering und das Benchmarking. Für die Veräußerung kommen ein Verkauf zum Festpreis und eine Versteigerung der Zertifikate in Frage.

a) Grandfathering

Beim Grandfathering werden die Emissionsrechte nach den historischen Emissionen einer Anlage kostenlos verteilt. Je mehr eine Anlage emittiert hat, desto mehr Zertifikate erhält sie.

Der Vorteil dieser Zuteilungsmethode liegt in der Einfachheit des Zuteilungsmodus und der leichteren Durchsetzbarkeit. Große Emittenten, die durch die Einführung eines

¹⁸¹ Vgl. Neuhoff et al. (2006), S.83-86

¹⁸² Vgl. hier und im Folgenden: Peterson (2006), und Böhringer et al. (2006).

¹⁸³ Vgl. hier und im Folgenden: Peterson (2006), und Böhringer et al. (2006).

¹⁸⁴ Vgl. Hepburn et al. (2006), S.138f.

¹⁸⁵ Wenn die Summe der Anlagenteile, die größer als 3 MW sind, unter 20 MW liegt, müssen diese Anlagen nicht am Emissionshandel teilnehmen. Sie können allerdings eine Opt-In-Möglichkeit nutzen.

Emissionshandels am meisten betroffen sind, erhalten beim Grandfathering viele Zertifikate, die abhängig vom Zertifikatepreis einen entsprechenden finanziellen Wert darstellen.

Nachteile sind der relativ hohe Erhebungsaufwand für vergangene Emissionsmengen, die unter Umständen geringeren Anreizwirkungen des Emissionshandels und die evtl. als ungerecht empfundene Verteilungswirkung.

b) Benchmarking

Die Benchmarkingzuteilung geht nicht von der realen Emissionstätigkeit einer Anlage aus, sondern benutzt Produktions- oder statische Anlagendaten, um die Anzahl der Zertifikate für eine Anlage zu ermitteln. Je weniger dabei die Zuteilung von anlagenspezifischen Daten beeinflusst wird und je mehr Standardwerte (Benchmarks) verwendet werden, desto geringer sind die Anreizverzerrungen.

Vorteile dieser Methode sind im Vergleich zum Grandfathering der geringere Datenerhebungsaufwand, die Berücksichtigung von frühzeitigen Emissionsminderungsmaßnahmen und die Möglichkeit zur Gleichbehandlung von Bestands- und Neuanlagen.

Nachteilig sind wie beim Grandfathering auch hier die anreizverzerrenden Effekte.¹⁸⁶ Erfolgt die Zuteilung nach Produktionsdaten werden die Anreize zur Einschränkung der Emissionstätigkeit verringert. Erfolgt die Zuteilung nach unterschiedlichen Technologie- oder Brennstoffbenchmarks gibt es nur noch geringe Anreize, auf eine weniger emissionsintensive Technologie oder einen emissionsärmeren Brennstoff zu wechseln.

c) Verkauf

Beim Verkauf veräußert der Staat die Zertifikate zum Festpreis. Ein vollständiger Verkauf kann bei fester Zuteilungsmenge nicht erfolgen, da im Marktmodell nicht Preis *und* Menge unabhängig voneinander bestimmt werden können. Ein Festpreisverkauf kann also immer nur für einen Teil der Gesamtmenge erfolgen.

Gegenüber einer kostenlosen Zuteilung nach Grandfathering oder Benchmarking bietet der Verkauf den Vorteil, dass keine Anreizverzerrungen durch die Zuteilung entstehen. Da die Menge der Zertifikate nicht von der Menge der Emissionen oder der Produktion abhängt, braucht der Anlagenbetreiber bei Emissionsminderungen keine geringere Zuteilung befürchten. So können sich durch den zertifikatehandel in effizienter Weise die Grenzvermeidungskosten der Betreiber angleichen. Weitere Vorteile des Verkaufs liegen im Vergleich zur Auktionierung in dem geringeren Preisrisiko für Anlagenbetreiber und Staat und der einfacheren und damit kostengünstigeren Abwicklungsgestaltung. Im Vergleich zur kostenlosen Vergabe ist der Informationsbedarf deutlich geringer, die Zuteilung ruft geringere direkte Lobbyismuskosten hervor und es werden u.U. hohe Staatseinnahmen generiert. Die Verteilung dieser Staatseinnahmen kann natürlich Ziel intensiven Lobbyings sein.¹⁸⁷

Nachteile des Verkaufs sind die bereits angesprochene Untauglichkeit als alleiniges Zuteilungsverfahren. Dadurch müssen stets zusätzliche Transaktionskosten für eine alternative Methode in Kauf genommen werden. Darüber hinaus führt er im Vergleich zur Auktionierung nicht zu einer effizienten Allokation der Zertifikate und gibt auch kein frühzeitiges Marktpreissignal.

¹⁸⁶ Vgl. Neuhoff et. al. (2006), S. 78f.

¹⁸⁷ Dieses Problem kann hier zwar erwähnt, durch die Vielzahl der Verteilungsoptionen aber im Rahmen dieser Arbeit nicht ausführlicher dargestellt werden.

d) Auktionierung

Bei der Auktionierung versteigert der Staat die Emissionszertifikate.¹⁸⁸ Verschiedene Versteigerungsformen kommen dafür in Frage. Auch der Kreis der Auktionsteilnehmer kann auf die nationalen Zertifikatspflichtigen beschränkt bleiben oder auf zusätzliche Teilnehmer ausgeweitet werden.

Der größte Vorteil der Auktionierung ist wie beim Verkauf die Unabhängigkeit der Zuteilung von der Anlagentätigkeit. Durch diese Unabhängigkeit wird die Tätigkeit nicht beeinflusst und Anreizverzerrungen werden vermieden.

Nachteile der Auktionierung bestehen im höheren Preisrisiko für Unternehmen und Staat, in der höheren Unsicherheit der Zuteilungsmenge für die Unternehmen und der möglichen Benachteiligung kleinerer Auktionsteilnehmer durch die relativ zum Umsatz höheren Informationskosten.

4. Beurteilungsschema

Die NAP II sind konkrete Gestaltungsregeln eines Emissionshandels. Für die Beurteilung solcher umweltpolitischen Instrumente haben sich die Kriterien der ökologischen Treffsicherheit¹⁸⁹ (Grad der Minderungszielerreichung) und Effizienz (Verhältnis von Mitteleinsatz zur Zielerreichung) etabliert.¹⁹⁰ Auf die Allokationspläne bezogen bedeutet dies, dass eine hohe ökologische Treffsicherheit erreicht wird, wenn die vorgegebene Zertifikatmenge mit hoher Wahrscheinlichkeit weder unter- noch überschritten wird. Dabei kann aus ökologischen Gesichtspunkten ein Unterschreiten eher in Kauf genommen werden als ein Überschreiten in gleichem Maße. Eine hohe Effizienz liegt vor, wenn die durch die Zertifikatmenge vorgegebene Minderungsleistung zu möglichst geringen Kosten erreicht wird.

Darüber hinaus werden die Zuteilungspläne nach ihrer Wirkung auf den Wettbewerb beurteilt. Dabei werden der brancheninterne Wettbewerb mit Konkurrenten außerhalb der EU, mit Konkurrenten innerhalb der EU und der Vergleich mit der Zuteilung für andere Branchen berücksichtigt. Im Rahmen dieser Studie können hier allerdings nur Tendenzen angedeutet werden.

Wie in Abbildung 27 dargestellt, werden die Kriterien der Treffsicherheit und Effizienz in Unterkriterien untergliedert, um die Analyse möglichst transparent und objektiv durchzuführen. Die Bewertung einzelner Gestaltungsmerkmale erfolgt im Wesentlichen aufbauend auf den in Kapitel 3 dargestellten ökonomischen Überlegungen und Empfehlungen. Für die Nutzung der flexiblen projektbezogenen Mechanismen (JI und CDM) wird statt der ökonomisch schwer begründbaren optimalen Grenze bei der Prüfung der NAPs auf die rechtlich bindenden Vorgaben der EU Bezug genommen. Bei diesen Kriterien wird also das ökonomische Optimum innerhalb des gegebenen EU-Rahmens überprüft.

Im Folgenden werden die ökologische Treffsicherheit, Effizienz und Wettbewerbswirkungen beurteilt.

¹⁸⁸ Vgl. hier und im Folgenden: Hepburn et al. (2006)

¹⁸⁹ Bei der Beurteilung von umweltpolitischen Instrumenten wird der Begriff der ökologischen Treffsicherheit dem allgemeineren Begriff der Effektivität vorgezogen, meint in diesem Kontext aber dasselbe.

¹⁹⁰ Vgl. Spitteller, Bahadir und Parlar (2000), S. 347 und Kim Petrick (2003), S.47-75.

4.1. Ökologische Treffsicherheit

a) Mengenplanung

Um die Treffsicherheit nicht zu beeinträchtigen, müssen die Zuteilungsregeln auf Sektoren- und Anlagenebene so gestaltet sein, dass die aggregierten Mengen der Mikroplanung die in der Makroplanung angegebene Gesamtmenge an Zertifikaten nicht übersteigen können. In wieweit dieses Risiko besteht, insbesondere im Hinblick auf die Zuteilung für Neuanlagen, wird in diesem Punkt bewertet.

b) JI/ CDM-Grenze

Wenn JI/ CDM-Zertifikate eine im Ausland erbrachte Minderungsleistung verkörpern, die gleichwertig zu einer Treibhausgasreduktion innerhalb des EU-Emissionshandels ist, kann die Nutzung dieser Zertifikate aus ökologischer Sicht uneingeschränkt erlaubt werden. Durch unterschiedlich anspruchsvolle Reduktionsanforderungen für die Annex B-Staaten des Kyoto-Protokolls haben aber einige Länder (insbesondere Russland) die Möglichkeit, selbst ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen ihr Kyoto-Ziel zu unterbieten. Die nicht genutzten Emissionsrechte können sie dann an andere Staaten verkaufen. So gelangen Zertifikate auf den Markt, denen keine entsprechende Emissionsminderung gegenübersteht. Durch diese sog. „hot air“-Problematik bei JI-Zertifikaten sowie begründete Zweifel an Nachhaltigkeit und Zusätzlichkeit von CDM-Projekten¹⁹¹ ist zu befürchten, dass JI/ CDM-Maßnahmen nicht im gleichen Maße zum Klimaschutz beitragen wie Minderungsleistungen innerhalb der EU. Unter dieser Annahme senkt die Anerkennung von Emissionsrechten aus JI/ CDM-Maßnahmen zwar die Minderungskosten und fördert den Technologietransfer in Entwicklungsländer, sie beeinträchtigt aber die Effektivität des Emissionshandels.

Darüber hinaus ist bereits im Kyoto-Protokoll festgelegt, dass der Erwerb von CDM-Zertifikaten „unterstützend“¹⁹² zu den inländischen Maßnahmen sein soll. Ebenso hat die EU auch ein politisches Interesse daran, ein international glaubwürdiges Zeichen zum Klimaschutz zu setzen. Der unterstützende Charakter von CDM-Zertifikaten und die europäische Vorreiterrolle im Klimaschutz sind kaum vereinbar mit einer unbeschränkten Zulässigkeit von JI/ CDM-Zertifikaten.

Allerdings sollte beachtet werden, dass beim Kauf von JI- oder CDM-Zertifikaten neben dem Kaufpreis auch Fixkosten, z.B. für Informationsbeschaffung und -auswertung, Vertragsgestaltung, etc., auftreten. Diese Fixkosten können bei einer niedrigen JI/ CDM-Grenze (im einstelligen Bereich) besonders kleinere Emittenten ganz vom Kauf abhalten, wodurch ein liquider Markt gefährdet würde. Aus diesen Gründen sollte die Deckung der Emissionen mit JI/ CDM-Zertifikaten nur bis zu einer angemessenen Grenze erlaubt werden. Diese Grenze sollte einen ausgewogenen Kompromiss zwischen einem liquiden Markt für kostengünstige Emissionsminderungen einerseits und effektiven, glaubwürdigen Klimaschutzmaßnahmen andererseits darstellen.

Durch die von der EU-Kommission verwendete Formel (s. Kapitel 2.2.2.) liegen die genehmigten JI/ CDM-Grenzen zwischen 10% und 13,5% der Zuteilung je Anlage. Im Vergleich dazu müssen im EU-ETS-Bereich Minderungen (Emissionen 2005 – Zuteilung NAP II)¹⁹³ von 1,25% erbracht werden.¹⁹⁴ Für die gesamte EU ergibt sich

¹⁹¹ Vgl. Umamaheswaran & Michaelowa (2006)

¹⁹² “The acquisition of emission reduction units shall be supplemental to domestic actions for the purposes of meeting commitments under Article 3.” United Nations (1998), Artikel 6, 1 (d).

¹⁹³ alle Daten von Pressemitteilung der EU (2007b)

¹⁹⁴ $(681,8 \text{ Mio. t CO}_2\text{äquiv.} - 673,3 \text{ Mio.}) / 681,8 \text{ Mio.} = 1,25\%$ (EU-27, außer Portugal, Bulgarien und Rumänien)

eine fünfprozentige Minderungsleistung¹⁹⁵ und eine durchschnittliche, gewichtete JI/ CDM-Grenze von 11,08%.¹⁹⁶

Unabhängig davon, ob dies im Einklang mit der Zielsetzung der JI/ CDM-Grenze steht, wird in der Bewertung lediglich die Relation zwischen der JI/ CDM-Grenze im Allokationsplan und dem Ergebnis der Kommissionsformel geprüft. Eine Unterschreitung der von der EU-Kommission erlaubten Grenze erhöht dabei die ökologische Treffsicherheit, verringert aber die Effizienz und umgekehrt.

4.2. Effizienz

a) Aufteilung der Minderungsleistung

Für eine hohe Effizienz der gesamtwirtschaftlichen Emissionsminderungen sollte die Gesamtmenge an Zertifikaten so gewählt werden, dass die Grenzvermeidungskosten des Emissionshandelssektors denen der nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren entsprechen.

Die Kriterien 1, 2 und 3 im NAP-Kriterienkatalog der EU-Kommission¹⁹⁷ beschränken die Zuteilungsmenge allerdings nur im Hinblick auf die sichere Kyoto-Ziel-Erreichung und die Konsistenz mit der historischen Entwicklung und dem technischen Potential. Die effiziente Aufteilung der Minderungsleistungen zwischen den vom Emissionshandel erfassten und nicht erfassten Emittenten wird nicht berücksichtigt.

In der Beurteilung wird dieses Unterkriterium daher nicht nur anhand der EU-Vorgaben überprüft. Zusätzlich wird die Zertifikatmenge ermittelt, die bei gleicher anteiliger Emissionsminderung von Emissionshandelssektor und anderen Sektoren an die Anlagen im Emissionshandel zugeteilt werden könnte.¹⁹⁸ Diese Berechnung führt aufgrund der niedrigeren Grenzvermeidungskosten im Emissionshandelssektor eher zu einer Überschätzung der effizienten Allokationsmenge des Handelssektors. Sollte die tatsächliche Zertifikatmenge dennoch über der berechneten Menge liegen, kann von einer Überallokation im Emissionshandelssektor zu Lasten der anderen Sektoren ausgegangen werden.¹⁹⁹

b) JI/ CDM-Grenze

Die Beurteilung der JI/ CDM-Grenze erfolgt nicht nur unter dem Kriterium der ökologischen Treffsicherheit, sondern auch bei der Betrachtung der Effizienz. Durch die Möglichkeit zur Nutzung günstigerer Minderungsoptionen im Ausland wird die Effizienz des Emissionshandels erhöht. Wegen der oben diskutierten Einschränkungen ist eine unbeschränkte Nutzung von JI/ CDM-Zertifikaten zur Erfüllung der Zertifikatpflicht aber nicht möglich. Im NAP II muss eine Grenze angegeben werden, die die JI/ CDM-Nutzung beschränkt.

Ähnlich wie bei der Beurteilung unter dem Kriterium der Treffsicherheit wird unter dem Effizienzkriterium anhand der EU-Formel überprüft, in wieweit die im NAP II festgelegte JI/ CDM-Grenze die von der EU gegebenen Möglichkeiten ausschöpft. Eine höhere Effizienz ist dann nur möglich, wenn das aus der EU-Formel ergebende Limit nicht voll genutzt wird.

¹⁹⁵ $(2028,2 \text{ Mio. t CO}_2\text{äquiv.} - 1927,8 \text{ Mio. t CO}_2\text{äquiv.}) / 2028,2 \text{ Mio. t CO}_2\text{äquiv.} = 4,95\%$ (EU-27, außer Portugal, Bulgarien und Rumänien)

¹⁹⁶ $196,16 \text{ Mio.} / 1770,9 \text{ Mio.} = 11,08\%$ (EU-27, außer Luxemburg, Malta, Portugal, Bulgarien und Rumänien)

¹⁹⁷ Vgl. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2003), Anhang 3

¹⁹⁸ Vgl. Schleich, Betz, Rogge (2007)

¹⁹⁹ Vgl. Schleich, Betz, Rogge (2007)

c) Strategische Anreizwirkungen der Allokationsregeln

Unter strategischen Anreizwirkungen werden Wirkungen von NAP-Regelungen verstanden, die bei gegebenen Minderungsoptionen und deren Kosten vornehmlich zu einer ineffizienten Nutzung dieser Minderungsoptionen führen. Verschiedene Allokationsregeln, wie die Anpassung der Basisperiode im Zeitablauf („Updating“) sowie Regeln zu Schließungen und Neuanlagen, können dazu führen, dass die Opportunitätskosten der Zertifikate bei der Nutzung für die Produktion aus strategischen Gründen vom Marktpreis der Zertifikate abweichen. Dadurch weicht die betriebswirtschaftliche optimale Produktionsentscheidung vom gesamtwirtschaftlichen Optimum ab und der Emissionshandel verliert an Effizienz.

Ein großer Nachteil der häufig verwendeten Grandfatheringzuteilung ist die zeitliche Gültigkeit der Zuteilung. Aus einer Once-and-for-all-Zuteilung (z.B. wie im US-amerikanischen Clean Air) folgen keine Anreizverzerrungen.²⁰⁰ Werden die Zertifikate unter den bestehenden Anlagen für alle Zeiten aufgeteilt, kann diese Vermögensverteilung zu Gunsten der Emittenten allerdings von der Öffentlichkeit als ungerecht empfunden werden. In Umkehrung des umweltpolitischen Polluter-pays-Prinzips verdient hier der Verschmutzer. Gilt die Zuteilung allerdings nur für einen begrenzten Zeitraum und wird danach neu festgesetzt, senkt Grandfathering die Minderungsanreize. Denn durch den permanenten Ersatz von alten durch neue Kraftwerke muss bei Beibehaltung des Grandfathering die Basisperiode für die Zuteilung angepasst werden (Updating).²⁰¹ Die Anlagenbetreiber können demnach damit rechnen, dass höhere Emissionen ihre Zuteilung in Zukunft erhöhen. Daher werden sie geringere Anreize haben, ihre Emissionen zu mindern.

Beim besonders für den Energiesektor verwendeten Benchmarking gibt es ähnliche Anreizverzerrungen. Wie in Kapitel 3.2 erläutert, senken technologie- oder brennstoffdifferenzierte Benchmarks die Anreize für einen Wechsel auf emissionsärmere Technologien bzw. Brennstoffe. Diese Technologie- und Brennstoffdifferenzierung ist in mehreren NAP II vorhanden. Ein differenzierter Benchmark kann für KWK-Anlagen unter Effizienzgesichtspunkten vertreten werden, um die energetisch effiziente Produktion von Strom und Wärme der reinen Stromproduktion gleichzustellen. Eine höhere Zuteilung für kohlebefeuerte Anlagen im Vergleich zu Gaskraftwerken behindert jedoch den emissionsmindernden Wechsel von Kohle zu Gas und ist ineffizient. Bei einer kapazitätsgebundenen Zuteilung wird schließlich der Bau größerer Anlagen gefördert, auch wenn diese dann u.U. nur gering ausgelastet sind.

Eine Auktionierung der Zertifikate stellt daher die effizienteste Allokationsmethode dar, da die Zuteilung nicht von Merkmalen der Produktion (Emissionshöhe, Brennstoff, Technologie o.ä.) abhängig ist. Die Anreizwirkungen und Effizienzvorteile des Emissionshandels bleiben bei Auktionierung also voll erhalten. Zudem ist eine hohe Effizienz der anfänglichen Zuteilung gegeben, die direkten Lobbyismuskosten fallen geringer aus, die Zuteilung erfordert sehr viel weniger Informationen auf Seiten des Staates, Neuanlagen können einfacher eingebunden werden und das Verursacherprinzip findet eine konsequente Umsetzung im Emissionshandel. Durch die großen Vorteile wird die Auktionierung von den meisten Fachleuten als das effizienteste Zuteilungsverfahren angesehen.²⁰² Die Vorteile hängen allerdings wesentlich von der gewählten Auktionierungsvariante ab. Hier gibt es bereits Studien und Empfehlungen zu. Diesem Punkt sollte in der Vorbereitung große Aufmerksamkeit gewidmet werden,

²⁰⁰ Vgl. Hepburn et al. (2006), S. 142f. oder Neuhoff et al. (2006), S. 78

²⁰¹ Vgl. Neuhoff et al. (2006), S.75-77

²⁰² Vgl. Hepburn et al. (2006); Neuhoff, Martinez, Sato (2006); Cramton, Kerr (2002) und Diekmann, Schleich (2006)

um die zahlreichen Vorteile, die bei angemessener Umsetzung möglich sind, nicht zu gefährden.

In der Beurteilung wird berücksichtigt, dass die Mitgliedstaaten in der zweiten Handelsperiode nur maximal 10% der Zertifikate versteigern dürfen. Für eine möglichst effiziente Allokation sollte dieser Wert ausgenutzt werden. Die verbleibenden kostenlosen Zertifikate sollten nach möglichst wenig differenzierten Benchmarks vergeben werden. Nur bei relativ kleinen Produktgruppen ist eine Grandfathering-Allokation vertretbar.

d) Dynamische Anreizwirkungen der Allokationsregeln (Wirkungen auf Innovationen)

Neben dem kosteneffizienten Einsatz der zur Verfügung stehenden Reduktionsmöglichkeiten soll der Emissionshandel auch dazu führen, dass weitere, effiziente Minderungsoptionen erschlossen werden.²⁰³ Die dafür notwendigen Innovationsanreize sollen durch den Zertifikatepreis und die damit verbundenen Gewinnmöglichkeiten gesetzt werden. Durch die Ausgestaltung des Allokationsplans können diese Innovationsanreize unterschiedlich groß ausfallen. Analog zur strategischen Anreizwirkung wirken hierbei solche Regelungen anreizmindernd, bei denen aus einer geringeren aktuellen Emissionsmenge eine geringere zukünftige Zertifikatezuteilung folgt. Daher wirken sich eine Zuteilung nach Grandfathering und auch Benchmarking negativ auf die dynamische Effizienz aus.

Es sollte allerdings berücksichtigt werden, dass der Zyklus einer Innovation von der Entwicklung bis zur Marktreife u.U. mehrere Jahre oder Jahrzehnte umfassen kann und dass sowohl bezüglich der politischen als auch der technologischen Entwicklung auf diese Frist nur begrenzt Prognosen gegeben werden können. Die politischen Rahmenbedingungen beinhalten mehrere Unsicherheitsfaktoren (globale Klimaschutzpolitik nach 2012, Entwicklung des EU-Emissionshandels, Zuteilungsregeln in zukünftigen Perioden), die eine monetäre Quantifizierung von längerfristigen Emissionsreduktionen erschweren. Zudem ist auch bei bekannten Rahmenbedingungen eine Quantifizierung des Minderungspotentials einzelner Technologien schwierig.²⁰⁴

In der Beurteilung der dynamischen Anreizwirkungen wird daher hier nicht eine detaillierte Prognose der zu erwartenden Wirkungen auf konkrete „innovative“ Techniken angestrebt. Stattdessen gelten erstens die zuvor erwähnten kurzfristigen strategischen Anreizwirkungen auch für die Beeinflussung von innovationsbezogenen Entscheidungen.

Zweitens werden, da neuere Minderungstechniken besonders beim Bau neuer Kraftwerke verwirklicht werden können, unter der dynamischen Anreizwirkung besonders die Regelungen für Neuanlagen beurteilt. Durch die inhaltliche Verwandtschaft werden dabei auch Regelungen zur Schließung von Anlagen und Regelungen für den Transfer von Zertifikaten von geschlossenen auf neue Anlagen (Ersatzanlagen) untersucht.

Aus ökonomischen Gesichtspunkten sollten Neuanlagen sich im Einklang mit den Kommissionsempfehlungen die Zertifikate am Markt kaufen müssen (allerdings gilt dies nur uneingeschränkt, wenn gleichzeitig bei Stilllegung die Zertifikate nicht eingezogen werden, siehe im Folgenden). Falls doch eine Reserve gebildet wird, sollte sie in regelmäßigen Abständen auktioniert werden, damit Neuanlagen zeitnah zur

²⁰³ Vgl. Feess, Eberhard (2007), S. 185

²⁰⁴ Vgl. Arthur, W.B. (1987)

Inbetriebnahme Zertifikate ersteigern können und es nicht zu strategischen Spitzen bei der Inbetriebnahme zu Anfang der Handelsperiode kommt. Bei kostenloser Vergabe der Reservezertifikate werden Regelungen für Über- und Unterdeckungen der Reserve notwendig. Diese erhöhen zum einen die Komplexität des NAP. Zum anderen können besonders die Regelungen zur Unterdeckung der Reserve unterschiedliche Wirkungen auf Effizienz und Wettbewerb haben. Grundsätzlich können dabei zwei Varianten gewählt werden: Entweder Neuanlagen, für die keine Reservezertifikate mehr zur Verfügung stehen, müssen sich am Markt eindecken, oder die Reserve wird durch staatliche Käufe am Markt wieder aufgefüllt. Erste Variante erfordert keine staatlichen Investitionen und verzerrt durch die geringere kostenlose Zuteilung auch weniger die Minderungsanreize, verschlechtert aber die Position „später“ Neuanlagen durch höhere Kapitalkosten. Die zweite Variante sorgt für eine Gleichbehandlung aller Neuanlagen, kann aber für den Staat, insbesondere angesichts der deutlichen Kürzungen bei den Reservemengen,²⁰⁵ zu hohen Investitionen führen. Im Zusammenhang mit Neuanlagen muss auch berücksichtigt werden, wie die Zuteilung auf die Minderungsanreize in folgenden Perioden wirkt, in denen die aktuellen Neuanlagen dann wie Bestandsanlagen behandelt werden. Außerdem wird bewertet, inwieweit bei Regeln der kostenlosen Zuteilung für Neuanlagen nach Brennstoffen oder Technologien differenziert wird (s. Kapitel 3.2.), da dies ebenfalls die durch den Emissionshandel gesetzten Preissignale verzerrt und auf den Wettbewerb verschiedener Techniken Einfluss nehmen kann. Werden Anlagen geschlossen, sollte die Zuteilung für die Periode erhalten bleiben.²⁰⁶ Müssen Zertifikate wegen Schließung oder Produktionsrückgang zurückgegeben werden, mindert eine Ersatzanlagenregelung die damit verbundenen negativen Effizienzwirkungen.²⁰⁷ Diese erlaubt die Übertragung des Zertifikateanspruchs von geschlossenen Anlagen auf Neuanlagen oder Bestandsanlagen, die ihre Kapazität erweitert haben. Im EU-Emissionshandel ist dieser Zertifikatetransfer allerdings meist an enge Voraussetzungen geknüpft (gleicher Betreiber, Nachweis der Produktionsübernahme), wodurch die kompensatorische Wirkung der Ersatzanlagenregel begrenzt wird.

e) Einfachheit und Transparenz

Die EU-Kommission hat in der Mitteilung KOM(2005) 703 betont, dass die Zuteilungspläne der ersten Phase deutlich zu komplex und intransparent waren.²⁰⁸ Zahlreiche Sonderregelungen hätten zu Verzerrungen geführt und die Art der Darstellung erschwerte eine einheitliche Beurteilung.

Diese Defizite wirken sich besonders auf die Transaktionskosten des Emissionshandels aus, die neben den Minderungskosten die Höhe der Gesamtkosten des Systems bestimmen. Um die Transaktionskosten nicht zu erhöhen und damit effizient zu sein, sollten die NAP-Regelungen zwar umfassend, aber dennoch in ihrer Anzahl so begrenzt wie möglich sein. Es sollte eine allgemein gültige Allokationsformel ohne Differenzierungen, Ausnahmen oder Sonderregeln für die Zuteilung verwendet werden. Einfache Regeln führen zu geringerem Aufwand bei der Zuteilung, ermöglichen den Unternehmen eine strategisch einfachere und damit zielgenauere Planung und erlauben allen Beteiligten eine hinreichend genaue Beurteilung des Systems. Diese Punkte werden bei der Beurteilung der Einfachheit berücksichtigt.

Im Hinblick auf die Transparenz wird die Eindeutigkeit und Objektivität der Zuteilungsregeln beurteilt. Sie müssen klar und nachvollziehbar formuliert werden,

²⁰⁵ In der Realität kann man feststellen, dass Kürzungen bei den NAP II vor allem zu Lasten der Neuanlagenreserven gingen.

²⁰⁶ Vgl. Schleich, Betz und Rogge (2007), S. 19

²⁰⁷ Vgl. Schleich, Betz und Rogge (2007), S. 19

²⁰⁸ Vgl. EU KOM (2005), S.3f. und S. 18

damit die Zuteilungsentscheidung vorhersagbar wird und die Unternehmen eine angemessen hohe Planungssicherheit haben.²⁰⁹

4.3. Wettbewerbswirkungen

Bereits in Kapitel 3.2. wurde die Wettbewerbsproblematik kurz dargestellt. Im internationalen Wettbewerb werden Unternehmen, die vom EU-EH betroffen sind, gegenüber nicht oder weniger betroffenen ausländischen Konkurrenten durch die CO₂-Kosten benachteiligt. Dies kann nicht nur zu unerwünschten ökonomischen Folgen wie Arbeitsplatzabbau und geringeren Steuereinnahmen führen. Die Verlagerung der Produktion in Länder mit geringeren Umwelt- und insbesondere Klimaschutzauflagen ist auch ökologisch nicht wünschenswert.

Daher wird in diesem Kapitel die Zuteilung für eine Branche im Hinblick auf ihre Position im internationalen Wettbewerb bewertet.²¹⁰ Zwar müssen die Produzenten bei betriebswirtschaftlich rationaler Kalkulation die (Opportunitäts-)Kosten der Zertifikate unabhängig von der Zuteilung einpreisen. Eine hohe kostenlose Zuteilung senkt allerdings die Kapitalkosten der Unternehmen, sodass der Wettbewerbsnachteil gegenüber nicht vom Emissionshandel erfassten Produzenten geringer ausfällt. Dabei muss allerdings beachtet werden, dass eine kostenlose Zuteilung langfristig die Einführung von emissionsabhängigen Zöllen und Subventionen im Rahmen der WTO behindert. Eine Importsteuer, die auf eingeführte Waren relativ zu ihrem CO₂-Gehalt erhoben wird, sowie eine analoge Exportsubvention, die den Emissionshandelsanteil auf exportierte Waren erstattet, ist langfristig das bessere Instrument zur Sicherstellung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.²¹¹ Bei einer hohen kostenlosen Zuteilung ist ein solches Vorgehen mit den regeln der WTO allerdings kaum vereinbar.

Wettbewerbsverzerrende Wirkungen können nicht nur im internationalen Vergleich, sondern ebenso bei der Behandlung von Bestands- und Neuanlagen auftreten.²¹² Unterschiedliche Zuteilungsmethoden können dazu führen, dass sich die Opportunitätskosten zwischen den Anlagengruppe unterscheiden oder dass die Kapitalkosten ungleichmäßig gesenkt werden. So führt ein auf die Bestandsanlagen begrenztes Grandfathering bei diesen Anlagen zu einer Senkung der Opportunitätskosten unter den Zertifikatepreis, da in diesen Fällen nicht nur (positiv) die Einnahmen aus dem Zertifikateverkauf, sondern auch (negativ) eine geringere Zuteilung in der nächsten Periode berücksichtigt werden muss.²¹³ Bei bedarfsorientierter Zuteilung gehen die Opportunitätskosten sogar gegen Null, da bei Minderungen die Zuteilung entsprechend gekürzt wird. Die geringeren Opportunitätskosten spiegeln sich im niedrigeren Marktpreis der Produkte wieder und können so zu ungerechtfertigten Wettbewerbsvorteilen führen. Auch wenn die kostenlose Zuteilung für Bestands- und Neuanlagen ungleich hoch ist können Wettbewerbsverzerrungen auftreten. Ein Zertifikatekauf führt durch die damit verbundenen Ausgaben zu höheren Kapitalkosten, da die Finanzmittel für den Zertifikate dann nicht mehr zinsbringend angelegt werden können oder durch Kredite finanziert werden müssen. Diese höheren Kosten werden ebenfalls in das Endprodukt mit eingepreist. Somit kann eine kostenlose Zuteilung eine fixe Produktionssubventionierung darstellen.

²⁰⁹ Vgl. Öko-Institut (2005), S.46

²¹⁰ Vgl. Smale et al. (2006)

²¹¹ Vgl. Hepburn (2006); S. 141 und Grubb et al. (2006), S.25

²¹² Vgl. Ahman et al. (2005), S.7-17

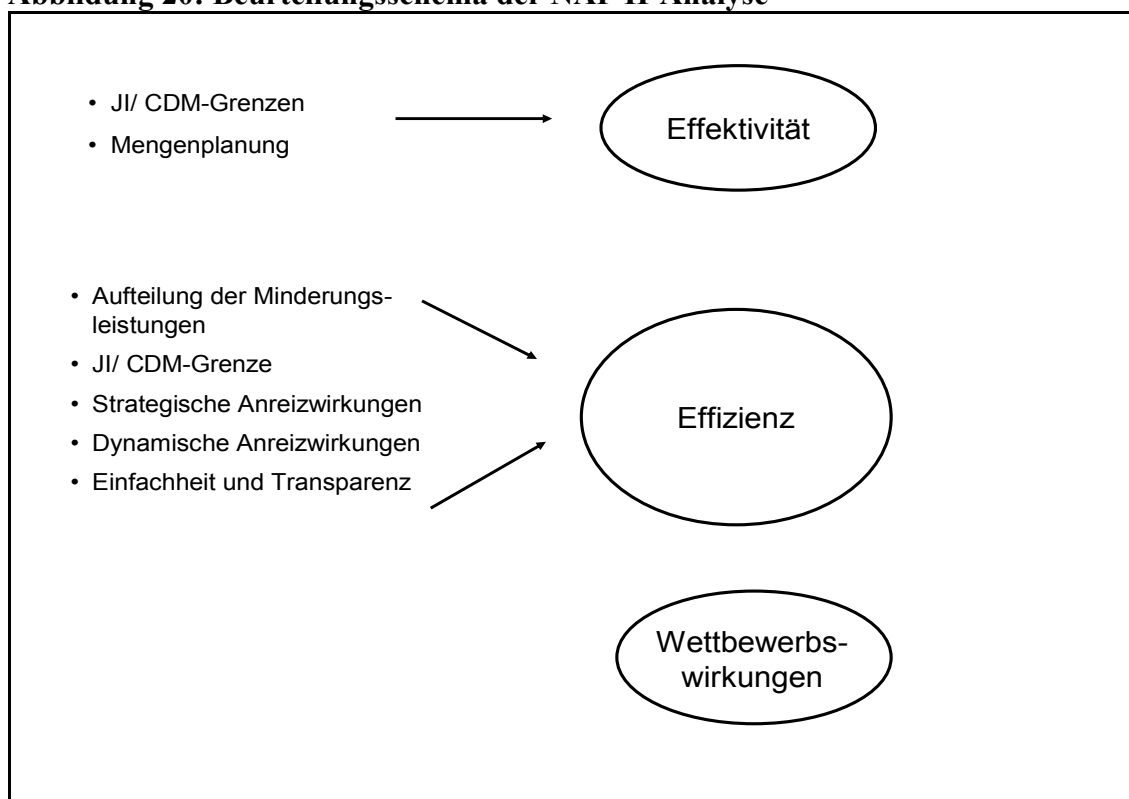
²¹³ Vgl. Ahman et al. (2005), S. 4-7

Im Vergleich von Bestands- und Neuanlagen spielen auch jene Aspekte eine Rolle, die bereits bei der Beurteilung der dynamischen Anreizwirkung diskutiert wurden, wie Regelungen zu Schließungen, Neu- und Ersatzanlagen.

In einer groben Näherung werden zudem die Zuteilungen für verschieden Branchen miteinander verglichen und – falls zutreffend – Bevorteilungen oder Benachteiligungen genannt. Abbildung 27 stellt das Beurteilungsschema grafisch dar.

Methodisch stützt sich die Beurteilung der Wettbewerbswirkung des NAP II auf relevante Punkte der vorhergehenden Effizienzanalyse. Besonderes die unter den Kriterien der strategischen und dynamischen Anreizwirkungen untersuchten Regelungen werden hier erneut aufgegriffen. In diesem Zusammenhang werden die Effekte allerdings nicht unter dem Gesichtspunkt der Effizienz sondern dem der Wettbewerbspolitik beurteilt.

Abbildung 20: Beurteilungsschema der NAP II-Analyse



Quelle: Eigene Darstellung

4.4. Auswertungstabelle

Die am Ende jeder landesspezifischen NAP II-Analyse eingefügte Auswertungstabelle soll eine Zusammenfassung der zuvor ausführlich dargestellten und begründeten Beurteilung geben. Dafür werden die im Text zuvor qualitativ formulierten Aussagen in Bewertungssymbole übersetzt. Im Speziellen wird bei der JI/ CDM-Bewertung 4 Sterne für eine Umsetzung der EU-Vorgabe vergeben. Bei einer Abweichung davon²¹⁴ nach oben fällt die Bewertung beim Kriterium der ökologischen Treffsicherheit entsprechend schlechter, beim Kriterium der Effizienz besser aus. Bei einer Abweichung nach unten gilt umgekehrtes. Bei den übrigen Bewertungskriterien wird versucht, das Ergebnis der

²¹⁴ Polen: Vorgaben noch nicht angenommen; Vereinigtes Königreich: Grenze unterhalb der EU-Obergrenze

schriftlichen Auswertung durch die Anzahl der Sternchen-Symbole so weit als möglich abzubilden.

In Tabelle 11 sind die einzelnen Bewertungsstufen mit ihren zugehörigen Bedeutungen zusammengefasst.

Tabelle 18: Bewertungsstufen der NAP II-Analyse

*****	Sehr gute Regelung(en) in diesem Punkt, vorbildhafte Umsetzung im Hinblick auf eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Ausgestaltung des Emissionshandels
****	Gute Regelungen in diesem Punkt, die Zielsetzungen des Emissionshandels werden weitgehend unterstützt
***	Angemessene Regelungsgestaltung in diesem Punkt im Hinblick auf die Ziele des Emissionshandels
**	Ausreichende Regelungsgestaltung, die allerdings noch einigen Spielraum zur Verbesserung bietet.
*	Regelungen bieten in diesem Punkt noch erhebliches Verbesserungspotential für einen zielführenden Emissionshandel

Quelle: Eigene Darstellung

5. Analyse der NAP II

5.1. Auswahl der Vergleichsländer

Für die zweite Phase von 2008-2012 nehmen 27 Mitgliedstaaten am Emissionshandel teil und müssen Nationale Allokationspläne vorlegen. Für die Wahl, welche NAPs in dieser Arbeit ausgewertet und beurteilt werden sollen, waren folgende Faktoren relevant:

- Die Allokationsmenge; die NAPs von Staaten mit einer großen Allokationsmenge haben erhebliche Auswirkungen auf den Zertifikatemarkt in der EU und sind auch politisch von größerem Gewicht
- Regionale Ausgewogenheit; aus der geographischen Lage ergeben sich zum einen Auswirkungen auf die Struktur der Stromversorgung, zum anderen spielen auch historisch-kulturelle und politische Unterschiede („alte“ Mitgliedstaaten in Westeuropa, neue Mitgliedstaaten in Osteuropa) eine Rolle.
- Unterschiedliche Struktur der Energieversorgung; ein hoher Kernenergie- oder Kohlestromanteil und der technische Standard bestimmen die Minderungspotentiale und Grenzvermeidungskosten des Anlagenparks mit und beein
- Gestaltungsmerkmale; aus einer Vorabauswertung einiger NAP konnten bereits die zentralen Gestaltungsmerkmale der jeweiligen Pläne festgestellt werden. Mit der Auswahl sollen möglichst viele verschiedene Ausgestaltungsoptionen abgedeckt werden.
- Vorliegen des NAP II-Entwurfs; obwohl die Abgabefrist am 30. Juni 2006 endete, gab es zahlreiche Mitgliedstaaten, die zu Beginn dieser Arbeit ihre NAP-Entwürfe nicht veröffentlicht hatten. Daher konnten die NAP einiger Mitgliedstaaten zum Zeitpunkt der Länderauswahl nicht berücksichtigt werden.

Nach Abwägung der o.g. Faktoren werden die NAPs folgender Mitgliedstaaten in dieser

Arbeit ausgewertet:

- Frankreich
- Niederlande
- Polen
- Vereinigtes Königreich.

5.2. Datenbasis

Die Grundlage für die Auswertung bilden die NAP II-Entwürfe der jeweiligen Mitgliedstaaten in der an die EU-Kommission zur Notifizierung übersendeten Version.²¹⁵ In den Fällen, in denen durch Verweise in den NAP auf weitergehende Gesetzgebung und andere Dokumente hingewiesen wird und diese einen wesentlichen Einfluss auf den Emissionshandel haben, werden auch diese zusätzlichen Quellen in die Auswertung miteinbezogen.

Hinzu kommen die Kommissionsentscheidungen zu den jeweiligen NAP II. Frankreich, die Niederlande und das Vereinigte Königreich haben die Entscheidungen akzeptiert und die beanstandeten Punkte geändert. Polen befindet sich derzeit in gerichtlicher Auseinandersetzung mit der EU-Kommission über seinen NAP II.

Die Analyse der NAP II erfolgt nach dem im vorigen Kapitel dargestellten Beurteilungsschema. Dabei wird jeder Plan einzeln ausgewertet und am Ende eine kurze Zusammenfassung der Ergebnisse gegeben.

In einem zweiten Schritt werden dann die NAP II miteinander verglichen und einige besonders empfehlenswerte Regelungen herausgehoben (Kapitel 6).

Die einzelnen NAP II werden in alphabetischer Reihenfolge ausgewertet:

- Frankreich
- Niederlande
- Polen
- Vereinigtes Königreich

Eine kurze Übersicht mit den wesentlichen quantitativen Daten der vier NAP II findet sich in Tabelle 12. Hier werden zentrale Daten der NAP II-Entwicklung, der Emissions- und Zertifikatemenge sowie zur Nutzung von Auktionierung, JI/ CDM und Reservebildung aus den untersuchten NAP II zusammengefasst und gegenübergestellt. So kann dem interessierten Leser ein erster Überblick und auch ein kurzer, quantitativer Vergleich ermöglicht werden.

²¹⁵ Wenn nicht anderes angegeben, wurde in die Analyse jeweils der bei der EU-Kommission eingereichte NAP II und die entsprechende Kommissionsbeurteilung einbezogen. Der Stand der Darstellung bezieht sich somit auf den Tag der Kommissionsentscheidungen zum französischen und polnischen NAP II, dem 26. März 2007.

Tabelle 19: Kerndaten der NAP II

	Frankreich	Niederlande	Polen	Vereinigtes Königreich
<i>NAP II-Version vom:</i>	28.12.2006	23.05.2006	22.05.2006	28.03.2006
<i>NAP II zur Notifizierung ge- sendet am:</i>	29.12.2006	28.09.2006	30.06.2006	28.08.2006
<i>Kommissionsentscheidung am:</i>	26.03.2007	16.01.2007	26.03.2007	29.11.2006
<i>Kyoto-Ziel (in Mio. t CO₂-eq.)</i>	567,1	201,5	531,3	652,8
<i>THG-Emissionen 2004 (in Mio. t CO₂-eq.)</i>	562,6	217,8	386,4	659,3
<i>Zuteilungsmenge NAP I (in Mio. t CO₂-eq.)</i>	156,5	95,3	239,1	245,3
<i>Zuteilungsmenge NAP II (in Mio. t CO₂-eq.)</i>	132,8 ¹	85,8	276,2	246,2
<i>EU-EH Emissionen 2005 (in Mio. t CO₂-eq.)</i>	131,3	80,4	195	242,4
<i>Auktionierungsanteil (in % der Gesamtzuteilung des NAP II?)</i>	0	ca. 4,5 ²	ca. 1	≥ 7
<i>Jl/ CDM-Grenze (in % der Gesamtemissionen einer An- lage des NAP II?)</i>	13,5	10	25	8,0
<i>Reserve-Anteil (in % der Ge- samtmenge der Zertifikate)</i>	6	7,6	4,5	7,0
1) davon 5,1 für N ₂ O und 4,67 für erweiterten Anlagenbegriff 2) aus Elektrizitätskürzung zum Verkauf am Markt				

Quellen: FR: Ministère de l'écologie et du développement durable (2006), NL: Minister for Economic Affairs and the State Secretary for Housing, Spatial Planning and the Environment (2006) PL: Ministry of Environment (2006), UK: Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006a), UNFCCC (2006), European Commission (2006), (2007a), (2007b) und(2007c) eigene Darstellung

5.3. Frankreich

5.3.1. Ökologische Treffsicherheit

a) JI/ CDM-Grenzen

Die Anlagen dürfen maximal 13,5% ihrer Zuteilung als CERs/ ERUs für die Erfüllung ihrer Minderungsziele nutzen. Mit der Kommissionsentscheidung vom 26.3.2007²¹⁶ und in Einklang mit der Kommissionsformel ist diese Grenze gebilligt worden.²¹⁷

b) Mengenplanung

Die Zuteilungsmengen auf Sektorebene sind mit der Gesamtmenge abgestimmt, so dass die Summe der Sektorenmengen die Gesamtmenge nicht übersteigt.

Die Zuteilung auf Anlagenebene erfolgt nach historischen Emissionen und anteilig an der jeweiligen Sektorenmenge. Somit können die Zuteilungen an die Anlagen eines Sektors die Sektorenmenge nicht übersteigen. Neuanlagen erhalten Zertifikate kostenlos aus einer Neuanlagenreserve. Ist die Reserve erschöpft, bevor alle Neuanlagen bedient werden konnten, wird die Reserve durch staatliche Käufe wieder aufgefüllt. Durch die Zuteilungsregeln bleibt die ökologische Treffsicherheit bezüglich der Mengenplanung demnach gewahrt.

5.3.2. Effizienz

a) Aufteilung der Minderungsleistungen

Da die Berechnung der Gesamtmenge der Zertifikate im französischen NAP II auf der Kommissionsformel zur Beurteilung der Kriterien 1 bis 3 beruht, sind diese Kriterien (Kyoto-Ziel, historische Entwicklung, technologisches Potential) erfüllt. In der Kommissionsentscheidung wird allerdings vermerkt, dass die Gesamtmenge von 132.801.430 t CO₂-eq. um solche Emissionen aus dem freiwillig eingebrachten N₂O-Sektor (insgesamt 5.108.612 t CO₂-eq.) gekürzt werden muss, deren Höhe nicht mit angemessen hoher Genauigkeit verifiziert worden ist.

Frankreichs Kyoto-Ziel besteht in einer Beibehaltung des Emissionsniveaus von 1990. Im Vergleich zu den EU-EH-Emissionen von 2005²¹⁸ wird die Zuteilung (abzüglich der N₂O-Emissionen) um 2,74 % gekürzt. Berücksichtigt man dazu die Gesamtemissionen Frankreichs, die leicht unterhalb des Niveaus von 1990 liegen, erlaubt die Zuteilung für den EU-EH-Sektor sogar eine geringfügige Ausweitung der Emissionen der anderen Sektoren. Damit kann die Zuteilung für den EU-EH-Sektor im Vergleich zu den Aufteilungen der Minderungslast in den anderen Ländern als effizient angesehen werden, auch wenn die Vermeidungskosten im französischen EU-EH-Bereich durch den relativ ineffizienten Anlagenpark gering sind.²¹⁹

²¹⁶ Vgl. hier und im Folgenden: European Commission (2007a)

²¹⁷ Berechnungshinweis: Maximum von THG-Emissionen 1990, 2004 und Prognose 2010: Prognose 2010

THG Emissionen 2010: 597 Mio. t CO₂-eq.

Kyoto-Ziel: 563 Mio. t CO₂-eq.

Differenz: 36 Mio. t CO₂-eq.

50% der Differenz: 18 Mio. t CO₂-eq.

18 Mio. t CO₂-eq./132 Mio. t CO₂-eq. * 100% = 13,6 % → D.h. dass Frankreich keinen staatlichen Erwerb von CER/ERUs plant?

²¹⁸ 131,3 Mio. t CO₂; Quelle: Pressemitteilung der EU (2007a)

²¹⁹ Vgl. Graus & Worrell (2006)

b) JI/ CDM-Grenze

Wie bereits angeführt, hat die Kommission die JI/ CDM-Grenze von 13,5 % angenommen und damit eine nicht nur geringfügige Nutzung dieses Instruments zur effizienten Emissionsminderung erlaubt.

c) Strategische Anreizwirkungen

Die Zuteilung für Bestandsanlagen beruht auf historischen Produktionsmengen, sektorspezifischen Produktionsprognosen und Emissionsfaktoren je produzierter Einheit. Davon wurde in der zuerst eingereichten NAP II-Version²²⁰ ein Erfüllungsfaktor von 2,7% abgezogen. In der überarbeiteten Version wurde der Erfüllungsfaktor auf durchschnittlich 14,5% deutlich erhöht und differenziert. Der Energiesektor unterliegt nun einem Erfüllungsfaktor von 22,1%, für die anderen Sektoren beträgt er 8,9%²²¹. Dadurch wird aus der im ursprünglichen NAP II-Entwurf nahezu bedarfsdeckende eine deutlich anspruchsvollere Zuteilung. Dies gilt insbesondere für den Bereich der Energieerzeugung.

Insgesamt setzt die Allokationsmethode eher geringe Anreize zur effizienten Emissionsminderung. Die Anlagenbetreiber müssen durch das Grandfathering befürchten, durch Reduktionen in der aktuellen Periode zukünftig eine geringere Zuteilung zu erhalten. Daher werden sie weniger daran interessiert sein, ihre Emissionen zu mindern, da dies mit zukünftigen Vermögenseinbußen verbunden ist.

d) Dynamische Anreizwirkungen

Die Zuteilung für die Bestandsanlagen des Energiesektors erfolgt auf der Basis von Produktionsprognosen und Emissionsbenchmarks (z.B. 0,95 Mio. t CO₂/TWh für Kohlestrom). Die Zuteilung an Neuanlagen soll sich an (nicht näher angegebenen) Benchmarks der besten verfügbaren Technologie orientieren. Daher ist unklar, ob die Zuteilung für Neuanlagen ähnlich ausfällt wie die anspruchsvoll gekürzte Zuteilung für Bestandsanlagen. Die Anreize, auf emissionsärmere Brennstoffe oder moderne, emissionsarme Technologien umzusteigen, hängen somit entscheidend von den endgültig gewählten Benchmarks und der individuellen Emissionssituation ab. Die fehlenden Angaben hierzu werden auch von der Kommission kritisiert.²²² Grundsätzlich gehen von einer auch nur annähernd bedarfsorientierten Benchmarking-Zuteilung aber negative Effizienzeffekte aus, da der Wettbewerbsvorteil eines emissionsärmeren Brennstoffs durch die geringere Zuteilung zumindest teilweise aufgehoben wird.

Weiterhin wird die Zuteilung durch Differenzierung der staatlich ermittelten Prognosefaktoren für jeden Sektor gesondert ermittelt. Dies kann zu einer Bevorzugung bzw. Benachteiligung bestimmter Sektoren führen, wie auch in der Kommissionsentscheidung angemerkt wird.²²³

Da der französische Allokationsplan keine Informationen zu Schließungen von Anlagen, Ersatzanlagen und Brennstoffwechsel gibt, können diesbezüglich keine Aussagen über mögliche anreizverzerrende Regelungen getroffen werden. Da der bestehende französische Kraftwerkspark eine unterdurchschnittliche Effizienz

²²⁰ Frankreich hatte bereits Ende September eine erste NAP II-Version vom 15. September 2006 bei der EU-Kommission zur Notifizierung eingereicht. Diese Version wurde am 28. November, einen Tag vor der Kommissionsentscheidung, zurückgezogen und in Anlehnung an die Kommissionsvorgaben überarbeitet.

²²¹ Bei Vergleich der Zuteilungsmengen ergeben sich unterschiedliche Kürzungen im Vergleich zum vorigen NAP II-Entwurf. Für Fernwärme liegt sie bei 2,6%, für viele Industriesektoren liegen sie zwischen 4 % und 7 %, für Raffinerien und Kokereien bei 12 % bzw. 19% und für den Elektrizitätssektor bei 25%.

²²² Vgl. EU KOM (2007), S. 6

²²³ Vgl. EU KOM (2007), S. 5f. und 7

aufweist²²⁴ und in diesem Bereich durch Modernisierungen Reduktionspotentiale vorhanden sind, fällt die eher geringe dynamische Effizienz somit besonders ins Gewicht. Einschränkend dazu kann angemerkt werden, dass Frankreich einen relativ hohen Kernenergieanteil im Strommix aufweist. Durch eine Ausweitung dieser Energieerzeugung kann eine Emissionsminderung unabhängig von der Modernisierung konventioneller Kraftwerke erreicht werden.

e) Einfachheit und Transparenz

Der im französischen NAP II gewählte Zuteilungsmechanismus ist eher komplex und intransparent. Die einzelnen Anlagen sind zur Ermittlung der Allokationsmengen zunächst in insgesamt 20 Sektoren (davon 6 für den erweiterten Anlagenbegriff) zusammengefasst worden. Für jeden Sektor werden dann Produktions- und Emissionsprognosen erstellt, um zusammen mit der Neuanlagenreserve (3,94 Mio. t) die prognostizierten Emissionen im EU-EH-Bereich für 2008-2012 zu ermitteln (145,57 Mio. t). Das Verhältnis der Emissionsprognose (ohne Neuanlagen) mit der nach der Formel der EU-Kommission berechneten Allokationsmenge (124,4 Mio. t CO₂) ergibt den durchschnittlichen Erfüllungsfaktor von 14,5 % (oder 0,855). Die Zuteilung der Anlagen bestimmt sich von der ermittelten Sektormenge ausgehend nach dem Anteil ihrer historischen Emissionen in einer sektorspezifischen Basisperiode von der Gesamtmenge der historischen Emissionen ihres Sektors in dieser Basisperiode. Die Formel für den Zeitraum 2008-2012 lautet wie folgt:

$$\text{Zuteilung der Anlage} = \frac{\text{Emissionen}_{\text{Basisperiode}} \text{ der Anlage}}{\text{Emissionen}_{\text{Basisperiode}} \text{ des Sektors}} \times \text{Zuteilung des Sektors}$$

Dabei sind die Basisperioden nicht einheitlich, auch gibt es weitere Abweichungen von dieser Regel. Für den Bereich Energieerzeugung erfolgt die Zuteilung auf Anlagenebene scheinbar nach einem Benchmarkingkonzept, das auf Produktionsprognosen basiert. Genauere Angaben hierzu fehlen im Allokationsplan. Durch die starke Ausdifferenzierung, die jeweils verwendeten Produktions-, Emissionsintensitäts- und Erfüllungsfaktoren sowie die zahlreichen Ausnahmen wird der französische NAP II komplex, ohne dass wesentliche Vorteile dieses Ansatzes ersichtlich würden.

Der französische NAP II weist eine geringe Transparenz auf. Es fehlen Angaben, die zwar nicht alle von der EU-Kommission zwingend vorgeschrieben sind,²²⁵ die für eine umfassende Beurteilung der Zuteilung aber erforderlich sind. So finden sich keine Informationen zum Umgang mit Stilllegungen, Ersatzanlagen, besonders emissionsarmen Technologien, evtl. Bankingmöglichkeiten, der Einbeziehung der Öffentlichkeit oder bzgl. Auswirkungen auf den Wettbewerb über EU-Grenzen hinweg. Historische Emissions- und Wirtschaftsdaten sowie Prognosen hierzu sind in der aktuellen NAP-Fassung enthalten.

Des Weiteren sind Angaben unvollständig oder zu kurz gefasst. Dazu zählen die nicht vollständigen Emissionsfaktoren der Industrie, die unzureichende Darstellung der Zuteilung für den Energiesektor, sowie ausführlichere Erläuterungen zu den Annahmen der Prognoserechnungen, den Tabellen und verwendeten Begrifflichkeiten. Insgesamt ist die Darstellung des Allokationsprozesses nur schwer nachzuvollziehen. Weiterführende Erklärungen mit ausführlichen, übersichtlichen Darstellungen wären hilfreich, um allen Interessengruppen das Verständnis zu erleichtern.

²²⁴ Vgl. Graus & Worrell (2006)

²²⁵ Vgl. EU KOM (2004), S.24 f.

5.3.3. Wettbewerbswirkungen

Der französische NAP II verursacht erkennbare Eingriffe in den Wettbewerb. Frankreich verzichtet auf die Möglichkeit zur Auktionierung. Dadurch entstehen für Unternehmen, die die Zertifikatspreise an Kunden weitergeben können, ggf. hohe Windfall Profits, die dann eine Verzerrung des Wettbewerbs zu Ihren Gunsten darstellen. Durch die Erhöhung des Strompreises, der durch den EU-EH verursacht wird, profitieren insbesondere die Energieerzeuger von der Zuteilung.²²⁶

Weiterhin kann eine Bevorteilung einiger Sektoren zu Lasten anderer durch die Differenzierung der Zuteilungsregeln erfolgen. Durch die intransparente Darstellung der für die Zuteilung innerhalb der Sektoren bestimmenden Wachstums- und Emissionsfaktoren lässt sich nicht ausschließen, dass diese Faktoren gewisse Sektoren begünstigen. Diese mögliche Verzerrung wäre durch eine deutlich geringere Differenzierung verhindert worden. Allerdings ist in der Differenzierung des Erfüllungsfaktors zwischen den Industriesektoren (8,9%) und dem Energiesektor (22,1%) eine Berücksichtigung der unterschiedlichen Wettbewerbssituationen zu erkennen.

Eine wettbewerbsneutrale Behandlung von Neuanlagen wurde nur bedingt erreicht. Zwar werden bei Unterdeckung der Reserve fehlende Zertifikate vom Staat am Markt gekauft und kostenlos an die Neuanlagen zugeteilt, doch soll die Zuteilung für Neuanlagen über Benchmarks nach der besten verfügbaren Technologie vorgenommen werden.²²⁷ Dadurch werden diese besonders im Energiesektor im Vergleich zu Bestandsanlagen, für die ein relativ hoher Emissionsbenchmark gilt,²²⁸ deutlich benachteiligt.

Insgesamt führen die relativ hohe kostenlose Zuteilung, die starke Differenzierung der Sektoren ohne eine (genannte) Berücksichtigung der Konkurrenzsituation sowie die Benachteiligung von Neuanlagen zu wettbewerbsverzerrenden Wirkungen.

5.3.4. Gesamtfazit für Frankreich

Durch den sehr hohen Prognoseaufwand und die stark differenzierte Zuteilung ist der französische NAP II zwar sehr effektiv in der Erreichung der angestrebten Emissionsminderung, aber auf diesem Weg wenig effizient. Kurzfristig ist die Zuteilung für Bestandsanlagen nach derselben Basisperiode wie im NAP I im Hinblick auf den geringeren Erhebungsaufwand vorteilhaft. Längerfristig behindern aber der damit verbundene Druck, zumindest die Basisperiode zu aktualisieren, sowie die differenzierten Benchmarks gerade höhere Investitionen für Emissionsminderungen wie Brennstoffwechsel und Ersatz- oder Neuanlagenbau. Zudem sorgen die Differenzierungen bei der Zuteilung durch die geringe Transparenz und hohe Komplexität für deutlich höhere Transaktionskosten als notwendig und rufen Wettbewerbsverzerrungen hervor, so dass insgesamt sowohl die Minderungs- wie auch die Transaktionskosten zu hoch sind, um zu einer effizienten Umsetzung des Emissionshandels zu führen. Eine Zusammenfassung der Auswertungsergebnisse bietet Tabelle 13.

²²⁶ Vgl. Rogge, Schleich, Betz & Cozijnsen (2006), S.26f

²²⁷ Einzelheiten zum Zuteilungsmechanismus für Neuanlagen stehen noch nicht fest.

²²⁸ Zum Vergleich dem Benchmark von 950 tCO₂/MWh für Kohlekraftwerke in Frankreich stehen 750 tCO₂/MWh für deutsche Anlagen entgegen.

Tabelle 20: Auswertungsergebnisse Frankreich

Auswertungsergebnisse Frankreich	
Ökologische Treffsicherheit	
JI/CDM-Grenze	****
Mengenplanung	*****
Effizienz	
Aufteilung der Minderungsleistungen	*****
JI/CDM-Grenze	****
Strategische Anreizwirkungen	***
Dynamische Anreizwirkungen	**
Einfachheit und Transparenz	**
Wettbewerbswirkungen	**

Quelle: Eigene Darstellung

5.4. Niederlande

5.4.1. Ökologische Treffsicherheit

a) JI/ CDM-Grenzen

Die Grenze für CERs/ ERUs ist mit 12% je Anlage angesetzt. Die Kommission hat in ihrer Entscheidung jedoch deutlich gemacht, dass den niederländischen Anlagen unter Verwendung der Kommissionsformel²²⁹ nur der Mindestsatz von 10% an Kyoto-Mechanismen zur Deckung ihrer Emissionen zugestanden werden darf.²³⁰ Daher muss die JI/ CDM-Grenze um 2 Prozentpunkte gekürzt werden. Die geplanten staatlichen Zukäufe für den Nicht-Handelssektor sind in dieser Berechnung schon berücksichtigt.

b) Mengenplanung

Die Zuteilung erfolgt für Bestandsanlagen auf Basis ihrer historischen Emissionen in der Basisperiode 2001-2005. Neuanlagen werden nach den Benchmarks des niederländischen *Benchmarking Covenant*²³¹ zugeteilt. Würden diese beiden Zuteilungsmethoden ohne Ausnahme und unter Zuhilfenahme von fixen Standardwerten angewandt, wäre die Berechenbarkeit der endgültigen gesamten Zertifikatmenge und damit die Effektivität sehr hoch.

Es werden allerdings mehrere Ausnahmen definiert, die auf Nachweis des Anlagenbetreibers zu Änderungen in der Zuteilung führen können. Dazu gehören eine alternative Methoden zur Emissionsberechnung, ein höherer Effizienzfaktor und der Wegfall einer Zuteilungskürzung für Teilnehmer des *Coal Covenant*.²³² Quantifizierbare Aussagen zum Umfang der Ausnahmegenehmigungen können durch

²²⁹ Vgl. EU KOM (2007), S. 15

²³⁰ Vgl. hier und im Folgenden: European Commission (2007b)

²³¹ Abkommen zwischen Staat, Provinzen und Verbänden, dem die meisten EU-EH-Anlagen angehören. Anlagen müssen von neutralen Gutachtern ihre Position im Hinblick auf die Emissionsintensität im Vergleich zu anderen Anlagen feststellen lassen und Maßnahmen definieren, die sie unter die weltweit besten 10% bringen.

²³² Im *Coal Covenant* haben sich kohlebefeuerte Anlagen zu einem erhöhten Einsatz von Biomasse bei der Energieerzeugung verpflichtet. In Höhe von 50% der ausgeweiteten Biomasseverwendung wird die Zuteilung für Teilnehmer am *Coal Covenant* gekürzt. Es sei denn, sie können belegen, dass sie an der Verwendung von Biomasse gehindert werden.

die unklare Formulierung im NAP II nicht gemacht werden, eine vereinzelt deutlich unterschiedliche Zuteilung bei vergleichbaren Anlagen scheint aber wahrscheinlich. Unsicherheiten bezüglich der Gesamtmenge können sich sowohl aus diesen Ausnahmen wie auch aus einer eventuellen Zuteilung auf Basis noch nicht vorliegender Daten ergeben. Aus dem NAP II geht nicht eindeutig hervor, ob der Anteil an Energie für Verbraucher außerhalb der Anlage sowie die Auslastung bei Berechnung der Benchmarks auf historischen Emissions- oder Produktionsdaten bzw. Standardwerten oder zukünftigen Daten basieren soll. Sollten zukünftige Daten über die Produktion in die Berechnung mit einfließen, würden sie zusätzlich zu den Ausnahmeregelungen zu Unsicherheit bezüglich der endgültigen Zertifikatmenge führen. Die Ausnahmen und intransparenten Datengrundlagen der Zuteilung mindern demnach die ökologische Treffsicherheit. Diese Sichtweise deckt sich mit der Beurteilung durch die EU-Kommission.²³³

5.4.2. Effizienz

a) Aufteilung der Minderungsleistungen

Die in der NAP II-Fassung vom 23.05.2006 festgelegte Gesamtmenge von 90.5 Mio. Zertifikaten hätte im Vergleich zu 2005 eine Erhöhung der Emissionen um 7,3% der Anlagen im EU-Emissionshandel erlaubt (ohne JI/ CDM-Zertifikate), während zur Erreichung des Kyoto-Ziels alle niederländischen Emissionen um 7,5% zurückgehen müssten (ohne Kyoto-Mechanismen) bzw. um 1,7% anwachsen könnten (mit Kyoto-Mechanismen). Den nicht vom Emissionshandel erfassten Bereichen wäre demnach eine ineffizient hohe Minderungslast aufgebürdet worden.

In der Kommissionsentscheidung ist die Gesamtmenge auf 85.8 Mio. Zertifikate im Vergleich zum eingereichten NAP II reduziert worden. Diese Zuteilung stellt eine Erhöhung der Emissionen von 1,8% (ohne JI/ CDM) bzw. 12,0% (mit JI/ CDM) im Vergleich zu den verifizierten Emissionen 2005 dar. Sowohl mit als auch ohne JI/ CDM-Zertifikate ergibt sich somit eine immer noch geringere Minderungslast für den Emissionshandel im Vergleich zu den Nicht-EU-EH-Bereichen.

b) JI/ CDM-Grenze

Wie bereits erläutert, wurde die JI-/ CDM-Grenze durch die Kommissionsentscheidung auf den Mindestsatz von 10% gesenkt.

c) Strategische Anreizwirkungen

Für Bestandsanlagen erfolgt die Zuteilung nach einem mehrstufigen Berechnungsverfahren nach dem Anteil ihrer historischen Emissionen an den Gesamtemissionen und in Bezug auf die Gesamtmenge der Zertifikate, wodurch eine relativ gleichmäßige Kürzung der Zuteilung erreicht wird. Zur Ermittlung der historischen Emissionen werden historische Produktionsdaten der drei emissionsstärksten Jahre der Periode 2001-2005 mit brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren und Effizienzwerten verrechnet. Weiterhin werden Prozessemissionen, Erweiterungen, Stromlieferungen oder -abnahmen nach/ von außerhalb der Anlage, ein Benchmarking-Faktor und ein Wachstumsfaktor berücksichtigt. Für Neuanlagen erfolgt die Zuteilung nach Produktionsschätzungen und einem anspruchsvollen Emissionsbenchmark. Anlagen, die ihre Produktion einstellen, erhalten keine neuen Zertifikate, dürfen die bereits ausgegebenen Zertifikate des laufenden Jahres aber behalten. Wird die Produktion einer geschlossenen Anlage von einer anderen Anlage übernommen, können auch die Zertifikate an die Ersatzanlage weitergegeben werden. Durch die niederländische Auslegung der Definition der

²³³ Vgl. EU KOM (2007)

Verbrennungsanlagen sollten zudem gewisse kleinere Anlagen nicht erfasst werden. Durch die Kommissionsentscheidung muss diese Definitionsauslegung allerdings der EU-Auslegung angepasst werden.

Aus ökonomischer Sicht führt die verwendete Zuteilungsmethodik dazu, dass zum einen Anreize zu Produktionsminderungen gesenkt werden, da der Betreiber bei niedriger Produktion eine geringere zukünftige Zuteilung befürchten muss. Durch die verwendeten brennstoffspezifischen Effizienz- und Emissionsfaktoren werden zudem Anreize für einen Brennstoffwechsel deutlich gemindert, da ein solcher Wechsel ebenfalls zu einer geringeren Zuteilung in der nächsten Periode führen würde.²³⁴ Beide Effekte werden durch die Ausweitung der Basisperiode auf das Jahr 2005 verstärkt. Positiv ist, dass durch den Bezug auf Produktionsdaten die Anreize für Emissionsminderungen durch Effizienzsteigerungen bestehen bleiben.

d) Dynamische Anreizwirkungen

Durch die aktualisierte Basisperiode (einschließlich des Jahres 2005), die brennstoffbezogenen Benchmarks sowie die unklare Zuteilung für Neuanlagen ist die dynamische Effizienz eher gering.

Das „Updating“ der Basisperiode führt bei den Anlagenbetreibern tendenziell zu der Annahme, dass auch für die Zuteilungsperiode nach 2012 die Emissionen der 2. Phase berücksichtigt werden, d.h. dass Emissionsminderungen durch Effizienzsteigerungen zu einer geringeren Zuteilung in Zukunft führen. Dadurch sinken die Anreize für derartige Minderungsmaßnahmen.

Das größte Minderungspotential besteht in dem Ersatz von älteren, ineffizienten Anlagen durch moderne, effizientere Anlagen. Der niederländische NAP II mindert die Anreize zum Bau neuer Anlagen sowie zur Schließung von Altanlagen durch entsprechende Regelungen. Neben den beschriebenen Problemen des Updating- und der brennstoffspezifischen Benchmarks gehört dazu auch die eingeschränkte Übertragbarkeit von Zertifikaten bei Produktionsrückgang oder Schließung. Lediglich zwischen Anlagen des gleichen Betreibers und mit dem gleichen Produkt können Emissionsrechte transferiert werden. Gerade im Bereich der Neuanlagen wirken die anspruchsvollen Benchmarks und das Risiko einer ausgeschöpften Neuanlagenreserve, da es keine staatliche Wiederauffüllung gibt, effizienzmindern.

Zu den genannten Punkten wirken auch allgemeine Ausgestaltungsmerkmale des NAP II negativ auf die dynamische Anreizwirkungen. Die intransparente, weitgehend bedarfsorientierte Zuteilung, die unklaren Regelungen für Neuanlagen und der nur geringe Einsatz von Auktionierung bzw. Verkauf von Zertifikaten bewirken insgesamt, dass Investitionen in Minderungstechnologien zukünftig einen geringeren wirtschaftlichen Vorteil bringen, als gesamtgesellschaftlich effizient wäre.

e) Einfachheit und Transparenz

Zur Berechnung der Zuteilung für (CO₂-emittierende) Bestandsanlagen werden insgesamt 16 Formeln angewandt. Die in den Formeln verwendeten Werte müssen teilweise aus anderen Dokumenten entnommen werden (Benchmarks aus Benchmarking Covenant) oder sind unzureichend definiert. Es gibt Ausnahmen für verschiedene Teilnehmerkreise, die sich an nationalen Initiativen beteiligt haben (Benchmarking Covenant, Kohleabkommen, langfristige Übereinkommen etc.), wodurch jeweils gesonderte Berechnungsvorschriften nötig werden. Ebenso können Anlagen die Anwendung von Standardwerten durch Nachweis von spezifischen Werten umgehen. Dadurch wird die Anwendung des im Grunde einfachen Grandfathering-Ansatzes

²³⁴ Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Anteil der gasbefeuerten Verbrennungsanlagen in den Niederlanden im europäischen Vergleich bereits relativ hoch ist.

deutlich komplizierter.

Der niederländische NAP II ist durch die anteilige Zuteilungsberechnung zudem mit Unsicherheiten behaftet. Hierbei bestimmt sich über die berechneten Emissionswerte jeder Anlage nur ihr Anteil an den insgesamt zur Verfügung stehenden Zertifikaten. Dadurch gibt es zwar eine hohe mengenmäßige Sicherheit in Bezug zur Gesamtmenge, die Zuteilung für eine einzelne Anlage ist aber nicht im Voraus berechenbar. Weitere Unklarheiten ergeben sich durch die mangelhafte Datenbasis. Prognosen über die zukünftige BAU-Entwicklung der Emissionen sind nur in grober Form vorhanden, Daten zur historischen Emissionsentwicklung sind nicht im NAP enthalten, ebenso wie die für die Zuteilung wichtigen Benchmark-Werte, für die auf das Benchmarking Covenant verwiesen wird.²³⁵ Eine zusätzliche Quelle für Unklarheiten sind fehlende Erläuterungen und ungenaue Bestimmungen. Bei den zahlreichen Formeln für die Berechnung der Zuteilung sind einige Schritte und Faktoren nicht oder nur unzureichend begründet, ebenso wie einige der Ausnahmen nicht vollständig nachzuvollziehen sind. Dazu werden bei der Zuteilung für Neuanlagen nur die bestimmenden Faktoren für die Zuteilungsentscheidung angeführt, eine Formel oder eine genaue Darstellung der Zuteilungsmethodik wird nicht gegeben.

Insgesamt summieren sich diese Unklarheiten und Unsicherheiten auf und erlauben insbesondere kleineren und neuen Anlagenbetreibern nur eine unzureichende Prognose ihrer Zuteilung sowie der Wirkungen der Allokationsregeln.

5.4.3. Wettbewerbswirkungen

Die Kommission kritisierte in ihrer Entscheidung zum niederländischen NAP II eine mögliche Überallokation für Anlagen durch die Verwendung nicht-repräsentiver Basisjahre, einer Umverteilung zwischen Elektrizitätsverkäufern und -käufern und der Verwendung von Effizienzfaktoren >1 .²³⁶ Durch diese Differenzierungen und Sonderregeln können bestimmte Anlagen Zuteilungen über ihrem Bedarf erhalten und werden deutlich begünstigt.

Im Bereich der Bestandsanlagen stellen die verschiedenen Emissions- und Effizienzfaktoren sowie die Sonderregeln für Teilnehmer an nationalen Energieabkommen eine ungünstige Beeinflussung des Wettbewerbs dar. Durch die verschiedenen Faktoren werden effiziente Anlagen mit emissionsarmen Brennstoffen in der Zuteilung tendenziell benachteiligt, während ineffiziente Anlagen mit emissionsintensiveren Brennstoffen höhere Zuteilungen erhalten. Die Sonderregeln begünstigen die Teilnehmer der Energieabkommen durch einen standardmäßig höheren Benchmarking-Faktor, der die Zuteilung erhöht, auf Kosten der Nicht-Teilnehmer. Auf diese Weise sollen die frühzeitigen Minderungsmaßnahmen der Teilnehmer berücksichtigt werden.

Neuanlagen werden insofern benachteiligt, als dass sie Emissionszertifikate auf eigene Kosten am Markt kaufen müssen, sollte die Neuanlagenreserve eine Unterdeckung aufweisen. Daher besteht für sie bezüglich der realen Kosten eine größere Unsicherheit als für Bestandsanlagen. Zudem ist die Zuteilungsmethodik für sie nur in groben Zügen im NAP II dargestellt. Somit gibt es ein höheres Risiko bei der Planung und infolge

²³⁵ Die Benchmark-Werte des Benchmarking Covenant werden für jede Anlage gesondert ermittelt. Das Covenant regelt u.a. die Erstellung und Anwendung der Benchmarks, konkrete Werte sind nicht enthalten.

²³⁶ Die Effizienzfaktoren bestimmen sich für einen großen Teil der Anlagen aus nationalen Vereinbarungen. In diesen kann der Bezugsrahmen so gewählt sein, dass der Effizienzfaktor >1 werden kann. Im NAP II wird er auf max. 1,15 beschränkt. Unter welchen Umständen genau die vier Berechnungsschritte im niederländischen NAP II mit zahlreichen Formeln und Faktoren zu einer Zuteilung über dem Bedarf führen, kann in diesem Rahmen nicht dargestellt werden.

dessen eine Benachteiligung gegenüber Bestandsanlagen. Lediglich für Neuanlagen, die als Ersatz für zu schließende Bestandsanlagen des gleichen Betreibers errichtet werden (Ersatzanlagen), steht die Zuteilung schon fest. Da sie die Zuteilung der alten Anlage übernehmen, haben sie zusammen mit der höheren Sicherheit ihrer Zuteilung einen doppelten Vorteil gegenüber „echten“ Neuanlagen.

Die Beurteilung der „Windfall-Profit-Kürzung“ ist nicht eindeutig. Hierbei wird die Zuteilung an CO₂-Emittenten der Stromversorgung um 15% gekürzt, diese Zertifikate werden zu einem Drittel an stromabnehmende EH-Anlagen außerhalb des Energiesektors umverteilt und zu zwei Drittel (insgesamt 4% der gesamten Zertifikatmenge) vom Staat am Markt verkauft.

Einerseits können durch diese Umverteilung die unterschiedlichen Wettbewerbspositionen der EU-EH-Teilnehmer auf ihren Produktmärkten – die Energieerzeuger können die Zertifikatskosten weitgehend an die Kunden weitergeben, andere Branchen eher weniger bis gar nicht – ausgeglichen werden, was unter wettbewerbspolitischen Gründen erwünscht sein kann. Bei einer 15prozentige Reduzierung und Umverteilung können allerdings immer noch relativ hohe Windfall Profits verbleiben.²³⁷ Andererseits ist es nicht unwahrscheinlich, dass die gekürzte Zuteilung bei den Energieversorgern im Falle der Lieferung an Stromabnehmer als kalkulatorische Kosten von den Erzeugern zu dem bisherigen Strompreis addiert werden, während auf der Seite der Stromabnehmer durch die höhere Zuteilung ein kalkulatorischer Abschlag erfolgt. Somit könnten die gewünschten Umverteilungseffekte durch einen entsprechende Aufschlag auf den Strompreis neutralisiert werden.²³⁸ Diese Umverteilung zu Gunsten der Stromabnehmer ist von der EU-Kommission abgelehnt worden,²³⁹ allerdings mit der Begründung der möglichen Überallokation für Stromabnehmer.

Insgesamt beeinflussen mehrere Faktoren der Zuteilungsmethodik den Wettbewerb. Wie groß die Effekte sind und in welche Richtung sie wirken, kann in Ermangelung einiger relevanter Werte und durch die komplexen Zuteilungsformeln nicht genau bestimmt werden. Sicher ist jedoch, dass durch die komplexe Methodik und die ungenaue Bestimmung der Zuteilung für Neuanlagen besonders kleine und neue Marktteilnehmer durch die höheren relativen Informationskosten und größeren Unsicherheiten benachteiligt werden.

5.4.4. Gesamtfazit Niederlande

Der niederländische NAP II führt insgesamt zwar zu einer angemessen effektiven, dabei aber wenig effizienten Erreichung des Kyoto-Ziels.

Die nur geringfügig zu hoch gewählte JI/ CDM-Grenze sowie die relativ sichere Basis der Zuteilungsentscheidung gewährleisten dabei eine effektive Emissionsminderung. Durch die stark am Bedarf orientierte Zuteilung sowie die recht komplizierte Zuteilungsmethodik werden zum einen keine Anreize gesetzt, sich um Emissionsreduktionen zu bemühen. Zum anderen werden für niederländische Emittenten auch keine Signale gesetzt, in die Entwicklung effizienter Minderungstechnologien zu investieren. Eine Übersicht zu den Auswertungsergebnissen bietet Tabelle 14.

²³⁷ Vgl. Hepburn, Cameron et al (2006), S. 26f.

²³⁸ Ob diese Reaktion tatsächlich eintritt, hängt von mehreren Faktoren ab, u.a. auch von der Einschätzung der Anlagenbetreiber bezüglich der Zuteilung in der kommenden Periode, und kann daher nicht mit Bestimmtheit prognostiziert werden.

²³⁹ Vgl. EU KOM (2007)

Tabelle 21: Auswertungsergebnisse Niederlande

Auswertungsergebnisse Niederlande	
Ökologische Treffsicherheit	
JI/CDM-Grenze	****
Mengenplanung	***
Effizienz	
Aufteilung der Minderungsleistungen	**
JI/CDM-Grenze	****
Strategische Anreizwirkungen	**
Dynamische Anreizwirkungen	**
Einfachheit und Transparenz	*
Wettbewerbswirkungen	***

Quelle: Eigene Darstellung

5.5. Polen

5.5.1. Ökologische Treffsicherheit

a) JI/ CDM-Grenzen

Im NAP II, den Polen an die EU-Kommission übermittelt hat, ist die JI/ CDM-Grenze mit 25% angegeben. Auf der Grundlage der bereits erläuterten Formel gesteht die Kommission Polen lediglich eine Grenze von 10% zu.²⁴⁰ Diese Kürzung der JI/ CDM-Grenze ist ein Streitpunkt der derzeitigen juristischen Auseinandersetzung zwischen Polen und der EU-Kommission.

b) Mengenplanung

Die Zuteilung erfolgt auf Basis von vorhandenen Produktionsdaten oder -prognosen und Emissionsbenchmarks ohne eine ex-post-Anpassung, die die Gesamtmenge verändern könnte, und ist damit angemessen effektiv.

Die Berechnung der zugeteilten Zertifikatmenge für 2008-2012 erfolgt abhängig von dem relevanten Sektor der Anlage nach zwei verschiedenen Methoden: Entweder erfolgt die Zuteilung nach den historischen Emissionen der Anlage im Jahr 2005,²⁴¹ den Gesamtemissionen des Sektors im Jahr 2005 und der Zertifikatmenge des Sektors für 2008-2012. Oder sie erfolgt auf Basis von Produktionsprognosen und Emissionsbenchmarks.²⁴² Ohne eine ex-post-Korrektur ist in beiden Fällen die Zuteilungsmenge im Vorhinein fest definiert und eine effektive Emissionssteuerung möglich.

Einschränkend muss angemerkt werden, dass die Regeln der zweiten Zuteilungsmethode auf Anlagenebene nur recht ungenau im polnischen NAP II angedeutet werden. Demgegenüber sind allerdings die Sektorenmengen fest definiert, so dass Ungenauigkeiten bei der Zuteilung auf Anlagenebene die Gesamtmenge nicht beeinflussen.

²⁴⁰ Vgl. hier und im Folgenden: European Commission (2007c)

²⁴¹ Die historischen Emissionen können auch durch Produktionsdaten und Emissionsbenchmarks ermittelt werden.

²⁴² Lt. NAP werden die Benchmarks so gewählt, dass die Sektorzuteilung erreicht wird.

5.5.2. Effizienz

a) Aufteilung der Minderungsleistungen

Im polnischen NAP II sind keine Daten zu den historischen Emissionen des EU-EH-Sektors enthalten. Die verifizierten Emissionen für 2005²⁴³ des CITL (Community Independent Transaction Log) belegen allerdings eine rund 15prozentige Überallokation. Angesichts dieser Überallokation und der um 17% erhöhten jährliche Zuteilung im NAP II im Vergleich zum NAP I müssten sich die Emissionen im BAU-Szenario um über 6% jährlich zwischen 2005 und 2010 erhöhen, wenn eine Überallokation vermieden werden soll. Im polnischen NAP II wird für diese Zeitperiode von einem jährlichen Wirtschaftswachstum von ca. 5% und einem Wachstum der Stromerzeugung von jährlich 2,2% ausgegangen, so dass davon ausgegangen werden kann, dass die polnischen EU-EH-Teilnehmer auch in der Phase von 2008-2012 deutlich mehr Zertifikate erhalten als sie, auch ohne Minderungsmaßnahmen, benötigen. In ihrer Entscheidung legt auch die EU-Kommission eine deutlich geringere Gesamtmenge für Polen fest. Die angestrebten 276,2 Mio. Zertifikate müssen um mindestens 76,1 Mio. Zertifikate gekürzt werden. Weitere Kürzung sind entsprechend der Menge für zusätzliche Anlagen und der Menge an zu verkaufenden JI-Zertifikaten vorzunehmen.

Legt man allerdings wie bereits erläutert eine gleichmäßige Emissionsentwicklung für den EU-EH-Bereich und die nicht durch den EU-EH regulierten Bereiche hin zum Kyoto-Ziel zu Grunde, könnten dem EU-EH Bereich 268 Mio. Zertifikate zugestanden werden.

Durch die vergleichsweise günstigen Reduktionsmöglichkeiten (z.B. der hohe Kohlefeuerungsanteil) und die bereits in der ersten Zuteilungsphase deutliche Überallokation in Polen scheint die durch die Kommissionsmethodik ermittelte Zuteilungsmenge allerdings angemessener für eine effiziente Aufteilung der Minderungsleistungen.

b) JI/ CDM-Grenze

Wie bereits erwähnt hat die Kommission in ihrer Entscheidung die JI/ CDM-Grenze von 25% auf die Mindestgrenze von 10% gekürzt.

c) Strategische Anreizwirkungen

Zum einen werden die Anreize des Emissionshandels zu Effizienzsteigerungen gemindert, da die Basisperiode zur Berechnung der historischen Emissionen lediglich aus dem Jahr 2005 besteht. Anlagenbetreiber müssen daher befürchten, dass die Zuteilung der nächsten Periode ebenfalls auf aktuellen Daten beruht, d.h. dass die Zuteilung nach 2012 auf Daten aus der Periode 2008-2012 basiert. Somit würden aktuelle Emissionsminderungen durch Effizienzsteigerungen oder Produktionseinschränkungen zu einer geringeren Zuteilung in der kommenden Periode führen und der finanzielle Anreiz zu Minderungen würde somit gesenkt. Auch die EU-Kommission hat dieses Element der polnischen Zuteilungsmethode kritisiert.

Des Weiteren werden auch Anreize für Emissionsminderungen durch einen Brennstoffwechsel auf weniger emissionsintensive Brennstoffe gehemmt. Durch den sehr hohen Kohlefeuerungsanteil²⁴⁴ ergibt sich für Polen mit 0,662 kg CO₂/kWh eine relativ hohe Emissionsintensität für die Stromerzeugung.²⁴⁵ Umgekehrt bedeutet dies ein hohes Reduktionspotential durch Brennstoffwechsel. Durch die Verwendung dieser

²⁴³ Für ca. 90% der Emissionen verfügbar

²⁴⁴ Nach IEA-Daten stammen 60% der Primärenergieerzeugung aus Kohle, bei den anderen Ländern sind es max. 16% (UK); Vgl. <http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp> (zuletzt gesehen am 23.07.2007)
→ Kohlestromanteil von UK ist also größer als von NL und F?

²⁴⁵ Nach IEA-Daten max. 0,473 kg CO₂/kWh (UK) bei den anderen Vergleichsländern; Vgl. <http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp> (zuletzt gesehen am 23.07.2007)

brennstoffabhängigen, an den durchschnittlich verursachten Emissionen orientierten Benchmarks führt eine Minderung der Emissionen durch Brennstoffwechsel zu einer geringeren Zuteilung in der Zukunft. In der Folge werden, ähnlich wie beim Updating der Grandfathering-Basisperiode, die eigentlich intendierten finanzielle Anreize des Emissionshandels gesenkt. Einzig der gewährte KWK-Bonus setzt Anreize zu einer emissionsparenden Energieerzeugung.

d) Dynamische Anreizwirkungen

Auch Emissionsminderungen durch Anlagenneubau werden durch die Zuteilungsregeln weniger attraktiv. Durch die an Produktionsprognosen angepasste Zuteilung für Neuanlagen und die auf Wachstum ausgelegte Zuteilung für Bestandsanlagen werden letztere tendenziell bevorteilt, was zu geringeren Emissionsminderungen durch Neuanlagenbau und verlängerten Laufzeiten von Bestandsanlagen führt. Bei einem hohen Minderungspotential durch einen alten Anlagenpark sind solche Laufzeitverlängerungen besonders negativ.

Bei Schließungen erfolgt keine Zuteilung mehr für den Rest der Periode. Diese Regel wirkt wie bereits erläutert als Produktionssubvention für den Weiterbetrieb bestehender Anlagen. Diese negative Wirkung wird durch die ebenfalls bestehende Transferregel allerdings gemindert, da Zertifikate der geschlossenen Anlage auf eine neue Anlage übertragen werden können.

e) Einfachheit und Transparenz

Zur Bestimmung der Zuteilung auf Anlagenebene wird zunächst unter Einbeziehung verschiedener Faktoren und jeweils individuell die Zertifikatmenge je Sektor bestimmt. Von dieser Menge ausgehend wird nach sektorspezifischen Formeln der Anteil bestimmt, den eine einzelne Anlage vom Sektorbudget erhält.²⁴⁶ Dieses Verfahren ist ineffizient, da es sehr komplex ist, ohne dabei positive Effekte auf die Emissionsreduktionen zu induzieren oder einer sektorspezifischen Notwendigkeit zu entsprechen.

Das im polnischen NAP II enthaltenen Datenmaterials ist sehr umfangreichen. Es stellt die im Vergleich mit den anderen NAP II umfangreichste Dokumentation zu Methodik, Emissionsprognosen und Einbeziehung der Öffentlichkeit dar. Doch ist die Transparenz eher gering. Die vorhandenen Erklärungen und Ausführungen beziehen sich größtenteils auf die politischen und sonstigen Rahmenbedingungen der NAP-Erstellung und die Interpretation des historischen Datenmaterials. Auch die Herleitung der Sektorbudgets erfolgt nicht in konkludenter Weise. Konkrete Formeln oder zumindest die Bemessung der Zertifikatmenge für den EU-EH-Sektor und die Zuteilung je Anlage fehlen. Der ausführlichen Darstellung der öffentlichen Diskussionsphase lässt sich entnehmen, dass Betreiber und Verbände großen Einfluss auf die Zuteilungen hatten und diese in starkem Maße weniger an einer allgemeinen Formel sondern mehr an individuellen Bedürfnissen orientiert waren. Durch diesen Mangel an klaren und allgemeinen Regeln für die Zuteilung und den vermutlich intensiven Anpassungsprozess auf individueller Ebene kann die Zuteilung weder für eine einzelne Anlage noch für verschiedene Gruppen des Emissionshandels angemessen genau prognostiziert werden.

Die unnötig komplexe Zuteilungsmethode sowie die mangelhafte und intransparente Datenbasis werden auch von der EU-Kommission kritisiert.²⁴⁷

²⁴⁶ Für den Stromsektor z.B. nach der Formel:

$$\text{Zuteilung} = \text{Emissionsfaktor}_{\text{Brennstoff}} * [\text{Energieproduktion}^{2005} - 0,3 * \text{Energieproduktion}^{2005} * (w^e - w^{gr}) / (w^{\max} - w^{gr})]$$

Eine Erläuterung der Formel sowie Formeln für die übrigen Sektoren finden sich im polnischen NAP II ab Seite 70 der englischen Fassung.

²⁴⁷ Vgl. EU KOM (2007), S. 12-14

5.5.3. Wettbewerbswirkungen

Innerhalb der Bestandsanlagen findet durch die brennstoffabhängigen Benchmarks gemessen an den verursachten Emissionen eine Benachteiligung der emissionsärmeren gasbefeuerten Anlagen und eine Bevorteilung der emissionsintensiveren kohlebefeuchten Anlagen statt. Zudem werden die Stromerzeuger ebenso behandelt wie andere Anlagen, obwohl sie durch die unterschiedliche Marktposition die Kosten des Emissionshandels in weitaus höherem Maße an ihre Kunden weitergeben können und somit deutliche Windfall Profits generieren. Auch eine Benachteiligung durch die sektorspezifische Zuteilung kann nicht ausgeschlossen, durch die mangelnde Transparenz aber auch nicht bestätigt werden.

Für Neuanlagen erfolgt die Zuteilung einheitlich nach Produktionsprognosen. Eine Benachteiligung kann hier durch eine unterschiedliche Verifizierung dieser Prognosen entstehen. Grundsätzlich besteht für alle Neuanlagen jedoch das gleiche potentielle Risiko, insofern wird der Wettbewerb in diesem Bereich in geringem Maße negativ beeinflusst.

Im Wettbewerb zwischen Bestands- und Neuanlagen werden erstere, wie bereits erläutert, durch eine vermutlich deutlich über dem Bedarf liegende Zuteilung tendenziell bevorteilt. Dies steht in deutlichem Gegensatz zur Intention des Emissionshandels, der zu Gunsten der in der Regel effizienteren Neuanlagen wirken sollte. Hinweise zum Vorgehen bei Unterdeckung der Neuanlagenreserve sind nicht im NAP II enthalten, es wird lediglich ausgeführt, dass bei Überdeckung die überschüssigen Zertifikate auktioniert werden.

Die Eingriffe in den Wettbewerb durch den polnischen NAP II stehen zwar in einigen Fällen in deutlichem Gegensatz zu den Intentionen des Emissionshandels, durch die insgesamt hohe Zuteilung wird die Wettbewerbsposition der Anlagen in den meisten Fällen jedoch nicht verschlechtert, sondern ist im europäischen Vergleich eher günstig. Von der EU-Kommission wurden zusätzlich die Bonusregelungen für KWK- und Biomasseanlagen kritisiert, da dadurch eine individuelle Überallokation sehr wahrscheinlich wird und dies eine ungerechtfertigte staatliche Beihilfe darstellen könnte.

5.5.4. Gesamtfazit Polen

Der polnische NAP II ist durch die hohe JI/ CDM-Grenze in leicht unterdurchschnittlichem Maße effektiv und weist ebenso nur eine geringe Effizienz auf. Durch den polnischen NAP II wird die Erreichung des Kyoto-Ziels nicht gefährdet, aber selbst gemessen an den prognostizierten BAU-Emissionen (ohne Minderungsmaßnahmen) findet wahrscheinlich eine Überallokation statt. Die Beschreibung der Diskussionsphase und die intransparenten und unklaren Regelungen zur Zuteilung auf Anlagenebene legen nahe, dass die Allokation stark von individuellen Bedürfnissen der Betreiber und Verbände geprägt wurde. Dadurch erhält der NAP II nicht die Funktion eines wirksamen Anreizinstrumentes zur Emissionsminderung sondern lediglich eines kostenintensiven Verwaltungsinstrumentes der Emissionszertifikate. So hat z.B. die Wahl der Brennstoffbenchmarks eine Sicherung der Konkurrenzfähigkeit der polnischen Braun- und Steinkohleverstromung zur Folge. Ebenso bewirken weitere Regeln tendenziell eine Sicherung der aktuellen Wettbewerbspositionen und üben keinen Anreiz zu Investitionen in Emissionsreduktionen aus. Eine Übersicht über die Auswertungsergebnisse gibt Tabelle 15. Die Beurteilung der JI/ CDM-Grenze beruht auf den im NAP II vorgesehenen 25%, da die Kommissionsentscheidung, die eine Grenze von 10% vorsieht, von Polen noch nicht angenommen wurde.

Tabelle 22: Auswertungsergebnisse Polen

Auswertungsergebnisse Polen	
Ökologische Treffsicherheit	
JI/CDM-Grenze	*
Mengenplanung	****
Effizienz	
Aufteilung der Minderungsleistungen	**
JI/CDM-Grenze	*****
Strategische Anreizwirkungen	**
Dynamische Anreizwirkungen	*
Einfachheit und Transparenz	**
Wettbewerbswirkungen	**

Quelle: Eigene Darstellung

5.6. Vereinigtes Königreich

5.6.1. Ökologische Treffsicherheit

a) JI/ CDM-Grenzen

Bei der im NAP II angegebenen JI/ CDM-Grenze von 8% können jährlich ca. 19,7 Mio. t CO₂ Minderungsleistung über Projektmechanismen erbracht werden, was etwa zwei Drittel der gesamten durch das Kyoto-Ziel geforderten, jährlichen Minderungsleistung von 29,3 Mio. t CO₂ im Vergleich zum BAU-Szenario entspricht. Dadurch wird eine im Vergleich zu den anderen in dieser Untersuchung berücksichtigten Ländern deutlich höhere relative Minderungsleistung der einheimischen Emittenten verlangt.

In der Kommissionsentscheidung wird auf die JI/ CDM-Grenze nicht Bezug genommen.²⁴⁸ Da die Mindestgrenze 10% beträgt, ist die britische Grenze niedriger als aus Sicht der Kommission notwendig.

b) Mengenplanung

115,2 Mio. Zertifikate der kostenlosen Zuteilung von jährlich insgesamt 228,9 Mio. Zertifikaten werden auf Basis historischer Emissionen vergeben, und zwar für die meisten Sektoren (außer große Elektrizitätsproduzenten und Neuanlagen) und alle KWK-Anlagen. Dafür wird für die Bestimmung der „relevanten Emissionen“ standardmäßig der Durchschnittswert der drei emissionsstärksten Jahre zwischen 2000 und 2003 gebildet; für später in Betrieb gegangene Anlagen oder solche, deren Emissionsbasis sich in oder seit dieser Periode geändert hat, wird die Periode nach konkret genannten Kriterien angepasst bzw. die „relevanten Emissionen“ werden geändert. Die Verwendung dieser historischen Daten wird ausdrücklich auf Grund der hohen Effizienz der Methode und guten Verifizierbarkeit der Daten im NAP hervorgehoben, wodurch die ökologische Treffsicherheit positiv beeinflusst wird.

Für den Sektor der großen Elektrizitätsproduzenten (Large Electricity Producers – LEP), Phase I-Neuanlagen²⁴⁹ und Phase II-Neuanlagen²⁵⁰ erfolgt die Zuteilung nach Kapazitätsbenchmarks. Die Benchmarks sind in Bezug auf Effizienz, Auslastung, Kohlenstoffgehalt etc. standardisiert und nach Technologie und Brennstoff differenziert.²⁵¹

Die Zuteilung auf Anlagenebene erfolgt sowohl beim Grandfathering wie auch beim Benchmarking als Anteil am fest begrenzten Sektorenbudget. Auch die Neuanlagenreserve und die Menge an auktionierten Zertifikaten ist fest definiert. Daher ist der weitaus größte Teil der Zuteilungsmenge mengenmäßig eindeutig begrenzt.

Lediglich durch eine „de minimis“-Regel²⁵² wird eine vernachlässigbar kleine Unsicherheit bezüglich der benötigten Zertifikate induziert (0,04% der britischen EU-EH-Emissionen in der 2. Phase²⁵³).

²⁴⁸ Vgl. hier und im Folgenden: European Commission (2006)

²⁴⁹ Anlagen, die im Zeitraum 2005-2007 in Betrieb gegangen sind

²⁵⁰ Anlagen, die ihren Betrieb im Zeitraum 2008-2012 aufnehmen

²⁵¹ Die Differenzierung gilt nur für Bestandsanlagen, Neuanlagen werden nach einem einheitlichen Benchmarks zugeteilt, der sich an modernen Gaskraftwerken orientiert.

²⁵² Anlagen, die durch die Summierung von Anlagenteilen, die eine Kapazität von weniger als 3MW haben, über die Emissionshandelsgrenze von 20MW kommen, können entscheiden, ob sie am EU-EH teilnehmen wollen oder nicht.

²⁵³ Vgl. Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006d)

5.6.2. Effizienz

a) Aufteilung der Minderungsleistungen

Das Vereinigte Königreich hat sich im Burden Sharing Agreement zu einer Minderung seiner Treibhausgasemissionen um 12,5% auf 672 Mio. t CO₂-eq. verpflichtet. Bereits 2004 lagen die nationalen Emissionen mit 662 Mio. t CO₂-eq. um 15,1% unter dem Wert des Basisjahrs und damit auf gutem Weg zum selbst gesteckten Ziel einer 20prozentigen Reduktion bis 2010.

Durch die Begrenzung der Zuteilungsmenge auf knapp 90% (bezogen auf den Anwendungsbereich NAP I) im Vergleich zu den BAU-Schätzungen müssen die EU-EH-Teilnehmer weitere Minderungen erbringen, während die nicht im EU-EH erfassten Bereiche ihre Emissionen erhöhen könnten. Auch für diese sind aber, beispielsweise im UK Climate Change Programme 2006²⁵⁴ und im Energy White Paper 2003²⁵⁵, Emissionsminderungsprogramme vorgesehen.

Im Vergleich zu den Informationen aus den übrigen untersuchten NAP II erscheinen daher die Minderungsverpflichtungen auf EU-EH-Bereich und Nicht-EU-EH-Bereich gleichermaßen ambitioniert. Eine mögliche Differenz zwischen den Grenzvermeidungskosten der beiden Bereiche wird dadurch gering gehalten. Somit werden auch die gesamten Minderungskosten im Vergleich zu einer effizienten Aufteilung allenfalls gering erhöht.

Als eines von drei²⁵⁶ der 23 von der Kommission geprüften Länder²⁵⁷ wurde die Zuteilungsmenge des britischen NAP II nicht gekürzt.²⁵⁸

b) JI/ CDM-Grenze

Wie bereits erwähnt liegt die JI/ CDM-Grenze im britischen NAP II unterhalb der von der Kommission erlaubten Mindestgrenze von 10%.

c) Strategische Anreizwirkungen²⁵⁹

Grundsätzlich gilt für die Zuteilung auf Anlagenebene folgende Formel:

$$\text{Zuteilung Phase II} = \frac{\text{relevante Emissionen der Anlage}}{\text{relevante Emissionen des Sektors}} \times \text{Sektorbudget Phase II}$$

Die relevanten Emissionen sind standardmäßig die durchschnittlichen jährlichen Emissionen der drei emissionsstärksten Jahre zwischen 2000 und 2003. Es gibt verschiedene Regelungen für eine abweichende Berechnung für Anlagen(-teile), deren Konfiguration oder Produktion sich während oder nach der Basisperiode wesentlich verändert hat. Diese haben durchweg eine repräsentative Emissionsberechnung unter weitgehender Beibehaltung des Grundschemas zum Ziel. Vorteilhaft ist weiter, dass die Basisperiode zur Berechnung der Zuteilung keine Jahre der EU-EH-Phase I beinhaltet und zudem eine deutliche Absichtserklärung zu Gunsten einer vollständigen Auktionierung in späteren Phasen gegeben wird. Hierdurch werden allenfalls geringe Anreize zu einer strategisch erhöhten Produktions-/ Emissionstätigkeit gesetzt.

Abweichend vom allgemeinen Grandfathering-Ansatz werden Neuanlagen und LEP-Anlagen nach einem Benchmarking-Ansatz zugeteilt. Die Benchmarking-Formel lautet:

²⁵⁴ Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006e)

²⁵⁵ Department of Trade and Industry (DTI) (2003); *Energy White Paper. Our energy future creating a low carbon economy*; London.

²⁵⁶ FN 225-227 bitte in eine FN zusammen fassen. Die beiden anderen Länder sind Slowenien und Frankreich. Frankreich hatte seinen ersten Entwurf kurz vor der Kommissionsentscheidung zurückgezogen.

²⁵⁷ Stand: 18.07.2007

²⁵⁸ Vgl. Pressemitteilung der EU (2007a)

²⁵⁹ Vgl. hier und im Folgenden: Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006b)

Zuteilung = Kapazität x Auslastung x Treibstoffemissionsfaktor / Effizienz

Mit:

Kapazität: *anlagenspezifisch; Einheit MW*

Auslastung: *subsektorspezifisch; Einheit %*

Treibstoffemissionsfaktor: *brennstoffspezifisch, für Neuanlagen einheitlich; Einheit t CO₂/MWh*

Effizienz: *kapazitäts- und technologiespezifisch; Einheit %*

Aus der Benchmarking-Formel ergibt sich, dass die Zuteilung je MW installierte Kapazität desto größer ist, je:

- größer der Auslastungsfaktor ist
- größer der Treibstoffemissionsfaktor ist
- geringer die Effizienz ist.

Die Faktoren für einzelne Anlagenkategorien sowie die sich daraus ergebende Zuteilung je 1000 MW installierter Kapazität sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 23: Zuteilung und Berechnungsfaktoren für verschiedene Anlagentypen im britischen NAP II je 1000 MW installierter Kapazität

Parameter/ Variable	Einheiten	Neuanlage	Bestehende GuD-Anlage	Bestehendes Kohlekraftwerk
Anlagenannahmen				
Lastfaktor=Auslastung	%	66,2%	58,9%	51,5%
Bruttoeffizienz	%	52,2%	46,8%	35,5%
Brennstoffemissionsfaktor	tCO ₂ /MWh	0,19	0,19	0,19
Implizierte Mengen				
Implizierte Stromabgabe	Gwh	5,798	5,159	4,516
Implizierter Brennstoffverbrauch	Gwh	11,107	11,024	12,720
Zuteilung nach Benchmark	ktCO ₂	2,110	2,094	4,071
Zuteilung/ Kapazität	tCO ₂ /MW	2,11	2,09	4,07
Zuteilung/ Stromabgabe	tCO ₂ /MWh	0,364	0,406	0,901

Quelle: DTI Energy Group (2006)

Durch das Benchmarking bleiben die kurzfristigen Minderungsanreize durch Effizienzsteigerungen voll erhalten. Der Anlagenbetreiber muss keine größeren Verluste in Form einer geringeren Zuteilung in der nächsten Periode befürchten, daher wird eine „strategische“ Erhöhung der Minderungskosten vermieden.

d) Dynamische Anreizwirkungen

Bei Ersatz von bestehenden (kohlebefeuerten) Anlagen durch moderne GuD- oder KWK- Kraftwerke ergeben sich längerfristig höhere Minderungsmöglichkeiten. Die Nachteile von Bestandsanlagen bezüglich Effizienz und Emissionsintensität werden

durch bedarfsangepasste Effizienz- und Emissionsfaktoren und eine in Folge dessen höhere Zuteilung ausgeglichen. So werden die durch den Emissionshandel möglichen Anreize zu einem frühzeitigen Ersatz durch emissionsparende Neuanlagen deutlich gemindert. Anlagenbetreiber werden demnach besonders in Effizienzsteigerungen investieren und bestehende Anlagen, besonders Kohlekraftwerke, im Vergleich zu einer effizienten Zuteilung länger in Betrieb lassen.

Durch die fest begrenzte Reserve besteht für Neuanlagen zusätzlich das Risiko, dass keine kostenlosen Zertifikate mehr für Neuanlagen zur Verfügung stehen und Zertifikate für diese am Markt gekauft werden müssen.

Wenn eine Neu- oder Ersatzanlage errichtet wird, gibt es durch die geringe Differenzierung der Benchmarks für Neuanlagen deutliche Vorteile für emissionsarme GuD- und KWK-Anlagen.²⁶⁰ Unabhängig von Brennstoff oder Technologie wird bei jeder Neuanlage derselbe Emissionsfaktor für Erdgas (0,19 tCO₂/MWh) zu Grunde gelegt, sowie eine höhere Effizienz (52,2%) und eine höhere Auslastung (66,2%). Für KWK-Anlagen ist der Auslastungsfaktor nochmals erhöht (72%), die Effizienz gemindert (technologieabhängig zwischen 12% und 45%), sodass auch hier die langfristigen Anreize des Emissionshandels erhalten bleiben.

e) Einfachheit und Transparenz

Durch die weitgehende Verwendung einer einheitlichen Basisperiode für die Zuteilung an Bestandsanlagen sowie den einheitlichen Benchmarking-Ansatz für die Neuanlagenzuteilung ist der britische NAP II in dieser Hinsicht verglichen mit den übrigen untersuchten NAP II einfach gestaltet.

Allerdings wirken die Aufteilung in 19 Sektoren, sektorspezifische Beiträge zur (KWK-)Neuanlagenreserve und differenzierte Benchmarks für unterschiedliche Kraftwerkstypen negativ. Insbesondere die Differenzierung der LEP-Benchmarks macht die Zuteilung für Energieerzeuger deutlich komplexer und eine wesentlich höhere Datenmenge für die Erstellung des NAP erforderlich. Auch die variierten Benchmarks für Neuanlagen tragen zu einer höheren Komplexität bei. Die verschiedenen Ausnahmeregelungen erscheinen jedoch im Hinblick auf eine möglichst repräsentative Basisperiode sinnvoll und sind in ihrer Form relativ einfach gehalten.

Für eine hohe Transparenz und Übersichtlichkeit nimmt der britische NAP II anhand der von der EU-Kommission gestellten Fragestruktur auf alle Beurteilungskriterien Bezug und stellt die festgelegten Regelungen und Mengen ausführlich und begründet dar. Die Begründungen sind in den meisten Fällen verständlich und nehmen nachvollziehbar Bezug auf die Zielsetzungen des Emissionshandels. Die wichtige Festlegung der Mengen für den gesamten EU-EH-Bereich, die einzelnen Sektoren und die Neuanlagenreserve werden ebenfalls ausführlich dokumentiert. Weiterhin ist positiv anzumerken, dass an mehreren Stellen Studien unabhängiger Institutionen zitiert werden, so dass die zu Grunde liegenden Daten eine hohe Glaubwürdigkeit besitzen.

Einschränkend hinsichtlich der Transparenz ist, dass durch die ausschließliche Verwendung der Frage-Antwort-Struktur die Darstellung an einigen wenigen Stellen nicht sehr stringent wirkt. Darüber hinaus fehlen für den Benchmarking-Ansatz übersichtliche Tabellen mit den verwendeten Benchmark-Werten, ohne die eine Beurteilung des Zuteilungsmechanismus nur eingeschränkt möglich ist. Zwar sind umfangreiche Anlagen und unterstützende Dokumentationen vorhanden und außerhalb des NAP verfügbar²⁶¹, zum einen sind aus diesen die notwendigen Daten aber nur

²⁶⁰ Vgl. Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006c)

²⁶¹ Z.B. sechs Appendices zum NAP II, sechs Regulatory Impact Assessments, "UK energy and CO₂ emissions projections" (s. <http://www.dti.gov.uk/files/file31861.pdf>) und insgesamt 23 Benchmarking Reports (s. <http://www.dti.gov.uk/energy/environment/euEH/phase2/new-entrants/benchmarks-review/page29366.html>)

schwer ausfindig zu machen, zum anderen führt der Umfang der Datenmenge selbst zu einer geringeren Transparenz.

Ein weiterer Schwachpunkt ist die Zuteilung nach relativen Sektoranteilen, d.h. dass ein Anlagenbetreiber zwar seine relevanten Emissionen sehr genau bestimmen kann, diese Emissionen aber nicht direkt, sondern nur indirekt über den Sektoranteil die Höhe seiner Zuteilung beeinflussen. Das bedeutet, dass die Zuteilung für eine Anlage abhängig ist von den relevanten Emissionen der anderen Anlagen des Sektors und somit für den Anlagenbetreiber wenig transparent. Dafür ist allerdings die Zuteilung für den Sektor als Ganzes sehr transparent hergeleitet und konkret quantifiziert.

Eine höhere Transparenz könnte in größerem Umfang wahrscheinlich nur durch eine einfachere Zuteilungsmethode erreicht werden. An verschiedenen Stellen wird hierauf Bezug genommen, indem eine deutliche Absicht zu einer zukünftigen Auktionierung bekundet wird. Auch dadurch erhöht sich die Transparenz und Berechenbarkeit des Systems.

5.6.3. Wettbewerbswirkungen

Auf Sektorebene wurden die Zuteilungsmengen aufgrund von unabhängigen Wachstums- und Potentialprognosen festgelegt. Dem Energiesektor, der die Emissionskosten am besten an seine Kunden weitergeben kann und außerdem nicht von höheren Strompreisen betroffen ist, wurde die Differenz aus der gesamten EU-EH-Menge und dem addierten Sektorenbedarf zugeteilt und davon noch die für die Auktionierung bestimmte Menge abgezogen. Diese deutliche Mehrbelastung ist durch die Möglichkeit zur Kostenweitergabe des Energiesektors angemessen und würde bei anderweitigem Vorgehen zu einer effektiven Mehrbelastung der anderen Sektoren führen.

Auf Anlagenebene ergibt sich durch die gewählten Benchmarks eine höhere, am Bedarf orientierte Zuteilung für Bestandsanlagen, insbesondere Kohlekraftwerke. Im Vergleich zu einer Auktionierung werden bestehende Kohlekraftwerke, z.B. gegenüber GuD-Anlagen, durch den bedarfsangepassten höheren Brennstoffemissionsfaktor und den niedrigeren Effizienzfaktor bevorteilt. Der Effekt wird im Gegenzug zwar durch einen niedrigeren Auslastungsfaktor etwas gemindert. Dennoch resultiert eine nahezu doppelt so hohe Zuteilung für Kohlekraftwerke. Da bei gleicher Stromerzeugung das Kohlekraftwerk etwa doppelt so hohe Emissionen wie das GuD-Kraftwerk verursacht, werden die Effekte der höheren Emissionsintensität durch die höhere Zuteilung kompensiert und somit wird der Wettbewerb negativ beeinflusst. Darüber hinaus ergibt sich durch die strikt begrenzte Neuanlagenreserve, die bei Unterdeckung nicht durch staatliche Zertifikatkäufe aufgefüllt wird, und die damit verbundene nicht sichere Zuteilung für Neuanlagen ein höheres Zuteilungsrisiko im Vergleich zu Bestandsanlagen, die durch die festen Sektorenmengen nur eine geringe Unsicherheit in Bezug auf ihre Zuteilung tragen müssen. Allerdings gehört die britische Neuanlagenreserve im Vergleich der untersuchten NAP II zu den höher bemessenen Reserven. Dennoch verschlechtert diese Ausgestaltung die Wettbewerbsposition für Neuanlagen. Innerhalb der Neuanlagen ist der Zuteilungsmechanismus durch die einheitlichen Benchmarks allerdings wettbewerbsneutral.

5.6.4. Gesamtfazit für das Vereinigte Königreich

Der britische NAP II führt insgesamt zu einer effektiven und effizienten Emissionsminderung.

Zentral dafür ist die konsequent an anspruchsvollen Minderungszielen orientierte Zuteilung für den Gesamtbereich so wie die insgesamt relativ effiziente Zuteilung für

den Energiesektor. Weiterhin trägt die transparente Dokumentation der Entscheidungsfindung und die ausführliche und nachvollziehbare Begründung der Regelungen zu einer effizienten Umsetzung der Zielsetzungen des Emissionshandels bei. Die stringenten Veränderungen und Vereinfachungen gegenüber dem NAP I und die deutlichen Signale für eine höheren Auktionsanteil in zukünftigen Phasen geben den Anlagenbetreibern eine angemessene Sicherheit, dass emissions sparende Investitionen auch in Zukunft ökonomischen Vorteile bringen. Daher fallen auch die effizienz mindernden bedarfsorientierten Benchmarks für bestehende Anlagen weniger ins Gewicht. Eine Zusammenfassung der Auswertungsergebnisse zum britischen NAP II bietet Tabelle 17.

Tabelle 24: Auswertungsergebnisse Vereinigtes Königreich

Auswertungsergebnisse Vereinigtes Königreich	
Ökologische Treffsicherheit	
JI/CDM-Grenze	*****
Mengenplanung	****
Effizienz	
Aufteilung der Minderungsleistungen	****
JI/CDM-Grenze	***
Strategische Anreizwirkungen	***
Dynamische Anreizwirkungen	****
Einfachheit und Transparenz	****
Wettbewerbswirkungen	****

Quelle: Eigene Darstellung

6. Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels

Die Ergebnisse der vorangegangenen Analyse werden im folgenden Kapitel dazu genutzt, Empfehlungen für die Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels zu geben. Im ersten Abschnitt werden dazu Regelungen identifiziert, die in ihrem Kontext eine gelungene Umsetzung und Ausgestaltung der EU-Emissionshandelsrichtlinie im Hinblick auf die genannten Kriterien darstellen. Es sind Regelungen die sich positiv von vergleichbaren Regelungen der anderen NAPs hervorheben. Die zusammenfassende Darstellung dieser „Best Practice“-Regelungen vor dem Hintergrund der bestehenden Richtlinie ist dabei vor allem rückblickend, da für den Zeitraum nach 2012 über eine Weiterentwicklung der Richtlinie verhandelt wird. Einige der Best Practices, etwa hinsichtlich der Einfachheit und Transparenz, können sicherlich auch als Hilfestellung für eine dritte Handelsperiode genutzt werden. Darüber hinaus können Umsetzungsschwierigkeiten des Emissionshandelsmodells, bei denen die Best Practices lediglich einen guten Kompromiss zwischen schlechten Alternativen darstellen (z.B. Ersatzanlagenregel), besser erkannt und die zu Grunde liegenden Probleme des bisherigen rechtlichen Rahmens beseitigt werden.

Im zweiten Abschnitt werden dann Empfehlungen gegeben, die sich auf die europäische Ebene beziehen. Sie sind zukunftsbezogen und richten sich auf eine Überarbeitung der Emissionshandelsrichtlinie. Da diese Überarbeitung nur im europäischen Konsens erfolgen kann, kann Deutschland lediglich auf Verbesserungen politisch hinwirken, ohne eigenständige Entscheidungsmöglichkeiten zu haben.

Auf Bereiche in denen Deutschland weitgehend eigenständige Entscheidungsmöglichkeiten besitzt, bezieht sich der letzte Abschnitt. Hier werden Empfehlungen gegeben, die auf nationaler Ebene zu einer Verbesserung des Emissionshandels in Bezug auf Effektivität und Effizienz beitragen können.

6.1. „Best Practice“-Empfehlungen

Einheitlicher Zuteilungsansatz (Beispiel: Vereinigtes Königreich)

Für eine hohe Einfachheit, Transparenz und Wettbewerbsneutralität sollte bei Aufteilung in verschiedene Sektoren ein möglichst einheitlicher Zuteilungsansatz gewählt werden. Im britischen NAP II erfolgt die Zuteilung einheitlich nach der Menge der „relevanten Emissionen“. Die „relevanten Emissionen“ werden für die großen Energieerzeuger (LEP) nach einem Benchmarking-Ansatz, für die anderen Sektoren nach historischen Emissionen ermittelt. Abhängig von der Höhe ihrer „relevanten Emissionen“ erhalten die Anlagen dann eine anteilige Zuteilung vom Sektorenbudget. Der Vorteil liegt zum einen darin, dass die Zuteilungsmethode für alle Sektoren gleich ist, und nur die Berechnung der „relevanten Emissionen“ differiert. Zum anderen können so auch bei der Zuteilung innerhalb eines Sektors, wenn er ein festes Sektorbudget hat, Grandfathering- und Benchmarking-Ansätze grundsätzlich nebeneinander existieren. So können zur besseren Transparenz und Berechenbarkeit Sektoren größer gefasst und dennoch eine angemessene Zuteilungsmethode gewählt werden. Werden Gesamtbudgets allerdings sowohl nach Grandfathering wie auch Benchmarking zugeteilt, verschärft sich die Problematik der Festlegung von „fairen“ Benchmarks, da die Höhe der Benchmarks dann auch die Zuteilung für die Grandfathering-Anlagen beeinflusst.

Auktionierung und geringere Zuteilung für Energiesektor (Beispiel: Vereinigtes Königreich)

Bei Beachtung einiger wesentlicher Gestaltungsmerkmale²⁶² stellt die Auktionierung die effizienteste Allokationsmethode der Zertifikate dar, da jedes Unternehmen so lange Zertifikate ersteigert, bis die Grenzkosten der Zertifikate (der Preis) den eigenen Grenzvermeidungskosten entsprechen. Darüber hinaus können auf diese Weise Staatseinnahmen generiert werden, mit denen Klimaschutzmaßnahmen außerhalb des EU-EH oder andere staatliche Vorhaben finanziert werden können (z.B. Senkung der Lohnnebenkosten).²⁶³ Im britischen NAP II wird die von der EU gesetzte Auktionierungsgrenze von 10% mit über 7% nahezu ausgeschöpft. Die Menge der auktionierten Zertifikate wird von der Zuteilung des Energiesektors abgezogen. Somit dürften die Energieerzeuger auch den Großteil der Nachfrager in der Auktion darstellen und durch die Versteigerung reale Kosten tragen. Dies ist eine Benachteiligung gegenüber den anderen Sektoren, deren Zertifikatebedarf nahezu vollständig kostenlos zugeteilt wird. Sie kann aber damit begründet werden, dass die Energieerzeuger durch ihre spezielle Wettbewerbssituation die Zertifikatskosten zu einem relevanten Anteil an ihre Kunden (u.a. Unternehmen aus den anderen Sektoren) weitergeben können. Durch die teilweise Auktionierung entstehen neben den Kosten für Grandfathering bzw. Benchmarking (die bei nur unvollständiger Auktionierung nicht wegfallen) zwar zusätzliche Transaktionskosten, es wird aber ein deutliches Zeichen für eine zunehmende Abkehr von der weitgehend kostenlosen Zuteilung gesetzt. Zudem steigt die Notwendigkeit zur Durchführung effizienter Emissionsreduktionen.

Nutzung des Benchmarking-Ansatzes (nicht nur) für Energiesektor (Beispiel: Niederlande, Vereinigtes Königreich)

Die kostenlose Zuteilung sollte so weit wie möglich nach Benchmarks erfolgen. Hierdurch können frühzeitige Minderungen berücksichtigt und transparente Anreize zu Minderungsleistungen gesetzt werden. Dieser Ansatz wurde im britischen NAP II für den Energiesektor gewählt. Hier eignet er sich besonders, da alle Anlagen ein homogenes Gut (Strom) produzieren, während es in anderen Sektoren Unterschiede z.B. in der Qualität der Produkte geben kann.

In den Niederlanden wird die Zuteilung nach historischen Emissionen mit einem Benchmarking-Ansatz kombiniert, indem über die nationalen Reduktionsvereinbarungen (Benchmarking-Covenant, Long Term Agreements), in die die meisten EU-EH-Anlagen eingebunden sind, Benchmarkingfaktoren ermittelt werden. Dadurch kann der Benchmarking-Ansatz in den Niederlanden auch auf Sektoren mit weniger einheitlichen Produkten als die Energieerzeugung angewendet werden.

Standardwerte beim Benchmarking (Beispiel: Vereinigtes Königreich)

Um die Zuteilungsmenge nicht von der zukünftigen Produktion einer Anlage abhängig und damit unsicher und anfällig für strategisches Verhalten zu machen, sollten Standardwerte für den Betrieb (Auslastung, Effizienz, Emissionswerte etc.) festgelegt werden. So ist die Zuteilung nur noch von der Kapazität der Anlage abhängig, die zum Zeitpunkt der Zuteilung bereits bestimmt werden kann. Diese Standardwerte sollten so gewählt werden, dass damit möglichst große Produktgruppen abgedeckt werden, bzw. dass die Anzahl der verschiedenen Standardwerte so gering als möglich ist. So können Anreizverzerrungen, z.B. zwischen Technologien oder Brennstoffen, vermieden werden.

²⁶² Vgl. Ecofys (2005)

²⁶³ Vgl. Cramton, Peter & Kerr, Suzi (1999) sowie Hepburn, Cameron et al. (2006), S. 140f.

Dieses Vorgehen erlaubt zudem eine einheitliche Behandlung von Bestands- und Neuanlagen und durch eine geringe Anzahl von Standardwerten werden außerdem die Kosten des Benchmarkings relativ gering gehalten.

Transferregel für Ersatzanlagen (Beispiel: Niederlande, Polen, Vereinigtes Königreich)

Durch eine Ersatzanlagenregel werden die negativen Effekte von Schließungsregeln zumindest teilweise aufgehoben. Wenn bei Schließungen erhaltene Zertifikate zurückgegeben werden müssen oder für den Rest der Zuteilungsperiode keine weiteren Zertifikate ausgegeben werden, entstehen ineffiziente Anreize, die Laufzeit von Anlagen zu verlängern, anstatt in neue und effiziente Anlagen zu investieren. Können die Zertifikate der geschlossenen Anlage jedoch an eine Neuanlage übertragen werden, fallen diese Anreize weg.

Wiederauffüllung der Neuanlagenreserve bei Unterdeckung (Beispiel: Frankreich)

Um eine Benachteiligung von „zu spät gekommenen“ Neuanlagen durch höhere Kosten beim Markteintritt auszuschließen, sollte bei einer Unterdeckung die Neuanlagenreserve durch staatliche Käufe am Zertifikatemarkt wieder aufgefüllt werden. Dadurch wird den Bestandsanlagen ein geringerer Anreiz gegeben, ihre Prognosen bezüglich des Anlagenneubaus evtl. strategisch zu formulieren, um Neuanlagen vom Markt fern zu halten. Da die Bestandsanlagenzuteilung allerdings um die Reservemenge verringert wird, besteht solch ein Anreiz weiterhin.

Die zusätzlichen Staatsausgaben werden bei Unterdeckung der Reserve evtl. durch einen höheren Auktionsanteil in der nächsten Zuteilungsperiode (bei gleichem Gesamtemissionsbudget!) wieder ausgeglichen.

„De minimis“-Grenze für Kleinanlagen (Beispiel: Vereinigtes Königreich)

Unterhalb einer gewissen Anlagengröße können die potentiellen Kosteneinsparungen durch Umsetzung der Minderungspotentiale geringer sein als die durch den Emissionshandel verursachten Transaktionskosten. Um solche Ineffizienzen zu vermeiden, wendet der britische NAP II im Einklang mit dem EU-Guidance-Paper²⁶⁴ eine „de minimis“-Grenze von 3 MW für Anlagenteile bei der Kapazitätsbestimmung an.²⁶⁵ Über eine Opt-In-Möglichkeit besteht für diese Anlagen weiterhin die Möglichkeit, am Emissionshandel teilzunehmen.

Dadurch können die Transaktionskosten des Systems verringert werden, bei einem vernachlässigbaren Verlust an Effizienz durch den kleineren Teilnehmerkreis.

Dokumentation: historische Daten und BAU-Prognosen (Beispiel: Polen)

Eine Effizienz des NAP erfordert eine hohe Transparenz in seiner Dokumentation. Dazu gehören die übersichtliche Darstellung historischer Daten zu der mengenmäßigen Entwicklung der einzelnen Treibhausgase, zu den Anteilen der EU-EH- und Nicht-EU-EH-Bereiche an den Gesamtemissionen, zur Produktionsentwicklung der EU-EH-Sektoren etc.. Ebenso sollten Prognoserechnungen hierzu im Allokationsplan enthalten sein, wenn möglich mit verschiedenen Szenarien. Von den untersuchten NAP II beinhaltet der polnische NAP II die ausführlichste Dokumentation zu Emissionsprognosen. Insbesondere wird auf den Energiesektor eingegangen der in Polen, aber auch in vielen anderen EU-Staaten, der größte Sektor des Emissionshandels ist. Durch eine hohe Qualität in der Dokumentation kann die Allokation besser

²⁶⁴ Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2005)

²⁶⁵ Vgl. Abschnitt 5.6.1 b)

begründet und ihre Auswirkungen besser abgeschätzt werden. Hierdurch wird sowohl die Bewertung des Allokationsplans durch die EU-Kommission als auch durch die Teilnehmer am Emissionshandel und durch Dritte wesentlich vereinfacht.

Das Beispiel Polen zeigt aber auch, dass eine gute Dokumentation keine Garantie für eine angemessene Zuteilung ist.

6.2. Empfehlungen zur Weiterentwicklung auf europäischer Ebene

Dieser Abschnitt äußert Empfehlungen für eine Weiterentwicklung der EU-Emissionshandelsrichtlinie für die Handelsperiode ab 2013. Hierbei erfolgt klar die Empfehlung einer weitgehenden Auktionierung der Zertifikate.

Auktionierung zur Regel, kostenlose Zuteilung zur Ausnahme

Niedrigere Transaktionskosten

Die kostenlose Zuteilung in wiederkehrenden Zuteilungsperioden führt zu hohen Transaktionskosten durch hohen Informationsbedarf bei allen Beteiligten und Lobbyismuskosten durch die Chance auf politische Renten. Durch die Auktionierung fallen alle diese Probleme weg. Die Verteilung der Emissionsrechte wird bei einem geeigneten Auktionsverfahren durch die Zahlungsbereitschaft der Anlagenbetreiber bestimmt und ist dann ökonomisch optimal. Der enorme Effizienzgewinn ergibt sich durch die Tatsache, dass im Falle der Auktionierung der Staat als Auktionator nur einen Bruchteil der Informationen über die Anlagen besitzen muss, die er bei einer „angemessenen“ kostenlosen Zuteilung benötigt. Zudem sinken auf Seiten der Anlagenbetreiber die Transaktionskosten, da es bei der Versteigerung keine politischen Renten wie bei kostenloser Zuteilung gibt, die durch Lobbyarbeit abgeschöpft werden könnten. Allerdings wird unter Umständen die Lobbyingproblematik nur verlagert, wenn es um die Verteilung der Auktionseinnahmen geht.

Keine Anreizverzerrungen

Bei wiederkehrenden Zuteilungsperioden kommt es sowohl beim Grandfathering als auch beim Benchmarking zu Anreizverzerrungen. Durch Anlagenschließungen und -neubau wird ein Updating der Basisperiode beim Grandfathering früher oder später unvermeidlich. Beim Benchmarking müssen Benchmarkgruppen gebildet werden, wodurch negative Anreize entstehen, durch Emissionsminderungen einer Benchmarkgruppe mit niedrigerem Benchmark zugeordnet zu werden.²⁶⁶ Durch die Auktionierung der Zertifikate gibt es keinen Anreiz mehr, aus strategischen Gründen auf Emissionsminderungen durch Produktionseinschränkungen, Brennstoffwechsel oder Anlagenneubau zu verzichten. Dies gilt auch für Investitionen in die Entwicklung von neuen Reduktionsmöglichkeiten.

Einfachheit und Transparenz

Durch den geringeren Informationsbedarf ist eine Auktionierung bei entsprechender Gestaltung wesentlich einfacher und transparenter als ein Verfahren der kostenlosen Zuteilung. Ein Großteil der Komplexität der bisherigen NAPs ist Folge der kostenlosen Zuteilung, deren Schwachstellen durch Sonderregelungen und Ausnahmen ausgebessert werden. So fallen bei einer Versteigerung der Zertifikate die in der NAP II-Analyse diskutierten Probleme z.B. mit Basisperioden, Benchmarks, Schließungen und Neuanlagen weg.

²⁶⁶ Vgl. Vgl. Abschnitte 3.2. und 4.2. c)

Möglichkeit zur Harmonisierung

Eine Versteigerung der Zertifikate auf nationaler Ebene könnte auch der Weg zu einer stärkeren Harmonisierung der nationalen Zuteilungsmethodiken sein. Nicht nur Unterschiede in Basisperioden, Benchmarks und Schließungsregeln zwischen den Mitgliedstaaten würden entfallen, durch die einheitliche Zuteilungsmethodik könnte längerfristig auch der Weg zu einer gemeinsamen europäischen Versteigerung geebnet werden.

Da angesichts der Unsicherheiten im EU-EH Review-Prozess die Möglichkeit der Durchführung einer vollständigen Auktionierung bereits ab 2013 allerdings unsicher ist, erfolgen zusätzlich weitere Empfehlungen im Hinblick auf eine zumindest teilweise kostenlose Zuteilung.

Benchmarking als „Second Best“

Für Sektoren, die die für sie relativ hohen Zertifikatkosten nicht weitergeben können, soll evtl. auf eine vollständige Versteigerung der Zertifikate verzichtet werden. In diesem Fall sollte die kostenlose Zuteilung möglichst nach Benchmarking erfolgen. Dabei muss für eine hohe Effizienz beachtet werden, dass die Benchmarkgruppen möglichst groß sind, da durch Differenzierungen die Anreize zur Emissionsreduktion gemindert werden. Insbesondere sollten Differenzierungen nach Brennstoffen und unterschiedliche Technologien für vergleichbare Produkte unterbleiben.

Durch den etwas geringeren Informationsbedarf kann bei kleinen oder heterogenen Gruppen auf das Grandfathering zurückgegriffen werden, bei dem ein Updating der Basisperiode möglichst vermieden werden sollte.

Größere Harmonisierung

Die Zuteilungspläne sollten in einigen Aspekten stärker harmonisiert werden, um Vorteile durch eine günstige Zuteilung auf Kosten der anderen Mitgliedstaaten auszuschließen. Dies betrifft zum einen die Anlagendefinition. Hier sollte eine möglichst detaillierte und objektive Grundlage geschaffen werden, nach der die Zuordnung zum Emissionshandel eindeutig durchgeführt werden kann. Ebenso sollte sichergestellt werden, dass die Erfassung und Berichterstattung der Emissionen einheitlich vollzogen wird. Kritisch ist hier z.B. der Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung oder der Kuppelgase.

Bei Beibehaltung der kostenlosen Zuteilung sollten auch die Benchmarks für verschiedene Produktgruppen und die Regelungen zu Schließungen, Ersatz- und Neuanlagen weitgehend vereinheitlicht werden, um ein kontraproduktives „Regelungs-Dumping“ zu vermeiden. Dies betrifft auch Ausnahmen und Sonderregeln, die die Komplexität erhöhen, die Effizienz senken und auf die deshalb so weit als möglich verzichtet werden sollte.

6.3. Empfehlungen zur Weiterentwicklung auf deutscher Ebene

Ausschöpfen der Auktionierungsgrenze

Wird den Mitgliedstaaten in einer zukünftigen Handelsperiode erneut ein Spielraum für die Menge der auktionierten Zertifikate gegeben, so sollte Deutschland diesen Spielraum so weit als möglich ausnutzen und so viele Zertifikate wie zulässig versteigern. Wie bereits erläutert, kann auf diesem Wege die Zuteilung deutlich vereinfacht und mit geringeren Transaktionskosten verbunden werden.

Der Wettbewerb mit europäischen Konkurrenten, die ebenfalls dem EU-EH unterliegen und Zertifikate evtl. in höherem Umfang kostenlos bekommen, wird dadurch nur gering negativ beeinflusst, da die eingepreisten Opportunitätskosten unabhängig von den realen Zertifikatkosten der Zuteilungsmethode sind. Eine kostenlose Zuteilung kann evtl. für Unternehmen oder Branchen gerechtfertigt sein, die die notwendigen Ausgaben für Zertifikate nicht finanzieren können.²⁶⁷

Größere Einfachheit und höhere Transparenz

Unabhängig von dem gewählten Zuteilungsmodus sollte der Nationale Allokationsplan soweit möglich einfach und transparent gestaltet werden. Einerseits führen die Probleme der kostenlosen Zuteilung selbst zu zusätzlichen Differenzierungen und Ausnahmen, die in vielen Fällen die Effizienz des Instruments beeinträchtigen. Andererseits können komplexe und undurchsichtige Regelungen auch verteilungspolitischen Interessen dienen. Die bisherigen Erfahrungen in der Emissionserfassung sollten in jedem Fall genutzt werden, die Zuteilungen auf eine stringenteren historische Datengrundlage zu stellen.

Nutzung der „De minimis“-Option

Die von der EU-Kommission erlaubte Ausnahme vom Emissionshandel von Kleinanlagen sollte genutzt werden. Dadurch können in diesem Bereich die Transaktionskosten sowohl für die staatliche Seite wie auch für die Unternehmen deutlich gesenkt werden, bei nur sehr geringen Effizienzverlusten durch den kleineren Erfassungsbereich. Wahrscheinlich könnten auch gewisse Ausnahmen und Sonderregeln (z.B. Härtefallregel) dadurch entfallen, da größere Emittenten die Belastungen des Emissionshandels zumeist strukturell besser aufnehmen können.

²⁶⁷ Vgl. Abschnitt 4.3

IV.
**Kritische Systemcharakteristika bei der
Verknüpfung von Systemen zum Handel mit
Emissions-/ Reduktionszertifikaten**

Autor: Sina Wartmann (Ecofys GmbH)

1. Einleitung

Neben dem seit dem 1. Januar 2005 laufenden EU-Emissionshandelssystem (EU-EH), sind weltweit zahlreiche weitere Systeme zum Handel mit Emissions- bzw. Reduktionszertifikaten entstanden bzw. im Aufbau. Beispielsweise bestehen derzeit Pläne zur Einführung eines Emissionshandels in verschiedenen Staaten der USA und durch den Clean Development Mechanism (CDM) können CO₂-Reduktionsmaßnahmen honoriert werden. Aus ökonomischer Sicht ermöglicht die Verknüpfung von Systemen die Nutzung zusätzlicher Reduktionspotenziale (aus Sicht der Einzelsysteme) und damit potenziell eine Erhöhung der Kosteneffizienz bei der Erreichung der gesetzten Emissionsziele. Zudem kann die Liquidität des Zertifikatsmarktes erhöht und die Marktmacht einzelner Teilnehmer verringert werden. Eine Verknüpfung kann aber, je nach Aufbau der jeweiligen Systeme, auch negative Auswirkungen auf das Erreichen des Reduktionsziels in einem oder beiden Systemen mit sich bringen. Im Rahmen der Entwicklung der EU Linking-Directive²⁶⁸, die die Verwendung von Zertifikaten aus Projekten des Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) zur Compliance im EU-Emissionshandelssystem regelt, wurden Lösungsansätze zur Sicherstellung der ökologischen Effizienz entwickelt. Es zeigte sich in den Diskussionen zur EU-Registerverordnung²⁶⁹, dass die Einbindung der Zertifikate aus CDM und JI-Projekten aber auch mit deutlichem administrativem Aufwand verbunden ist.

Im Rahmen der Diskussion um die Überarbeitung der EU-Emissionshandelsrichtlinie wird auch die mögliche Verknüpfung zu anderen Handelssystemen bzw. Reduktionssystemen in Betracht gezogen. Ziel dieses Papiers ist es, diese Diskussion zu unterstützen:

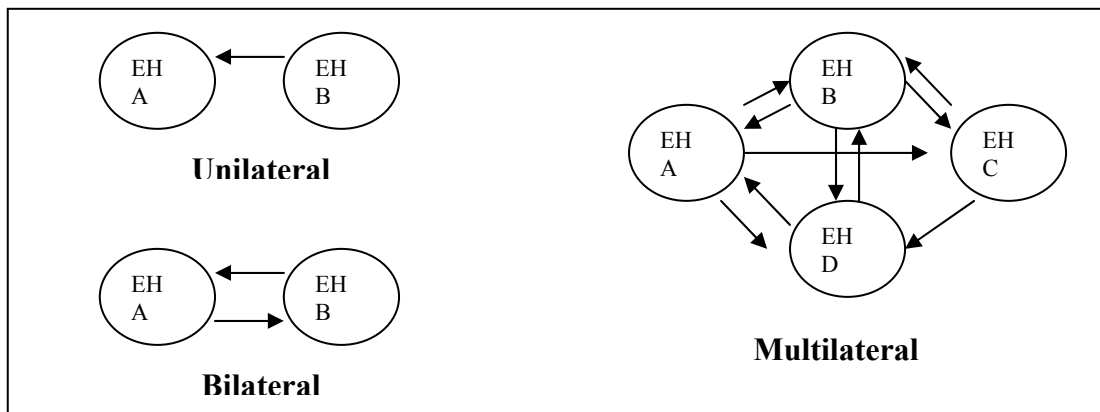
Dieses Kapitel untersucht unter dem Begriff „Linking“ grundsätzlich die mögliche Verknüpfung von Emissionshandelssystem miteinander, aber auch von Emissionshandels- und Reduktionssystemen. Mit Verknüpfung ist hierbei nicht nur der reine Handel mit Zertifikaten eines Systems durch Akteure eines anderen Systems gemeint. Dieser ist im EU-EH bereits möglich. Verknüpfung bezieht sich im Rahmen dieser Untersuchung auf die Möglichkeit der Verwendung von Zertifikaten eines anderen Systems zur Erfüllung der durch das eigene System gesetzten Verpflichtungen, d.h. das Einreichen von Zertifikaten in Höhe der Vorjahresemission.

Im Zentrum der Betrachtung steht dabei eine mögliche Verknüpfung des EU-Emissionshandels mit anderen Systemen. Die Betrachtungen erfolgen zum vereinfachten Verständnis für ein bilaterales Linking (Abbildung 28 – ein Zertifikatsfluss ist von System A nach B wie auch umgekehrt möglich), lassen sich aber auch auf multilaterales Linking anwenden (Abbildung 28, die Verbindungen zwischen den Systemen sind teils unilateral, teils multilateral und als solche rein exemplarisch.).

²⁶⁸ European Commission (2004a)

²⁶⁹ European Commission (2007d)

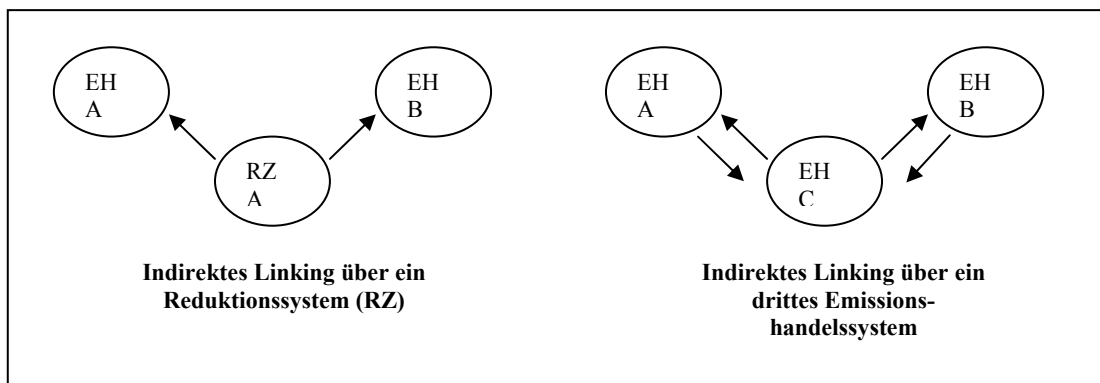
Abbildung 21: Linking von Emissionshandelssystemen



Quelle: Eigene Darstellung

Zwei Spezialfälle sollen vorab genannt sein, die im Folgenden nicht separat betrachtet werden: wenn zwei Emissionshandelssysteme nicht miteinander, sondern jeweils mit einem dritten System verknüpft sind. Es besteht in diesem Fall eine indirekte Verknüpfung über ein drittes System (siehe Abbildung 29). Handelt es sich hierbei um ein Reduktionssystem, wie im Falle der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Clean Development Mechanism und Joint Implementation, so können Zertifikate nur von dem Reduktionssystem in die Handelssysteme fließen, nicht aber umgekehrt (siehe Abbildung 29, Darstellung links).

Abbildung 22: Formen des indirekten Linkings



Quelle: Eigene Darstellung

Ein indirekter Zertifikatstransfer über das Reduktionssystem ist somit nicht möglich. Eine Einflussnahme der Handelssysteme aufeinander kann allerdings über die Nachfrage nach Reduktionssystemen und somit über den Zertifikatspreis erfolgen (siehe Abbildung 29, Darstellung rechts).

Handelt es sich dagegen um ein weiteres Handelssystem, so können grundsätzlich Zertifikatsmengen von System A über System C nach System B fließen und umgekehrt. Dies kann beispielsweise erfolgen, indem durch den Ankauf von A-Zertifikaten freigebliebene C-Zertifikate nach System B verkauft werden. Die indirekte Verknüpfung über C sorgt für zwar für eine Verzögerung im Zertifikatsfluss, je nach Ausgestaltung der Systeme könnten aber dennoch Wirkungen wie im Falle eines bilateralen Linkings eintreten.

Das Papier identifiziert grundlegende Charakteristika von Zertifikatssystemen, die dem primären Ziel der Verknüpfung von Systemen – der Erhöhung der Kosteneffizienz bei gleichzeitiger Einhaltung der ökologischen Ziele – entgegenstehen können. Es werden zudem Lösungsansätze und ihre Auswirkungen auf Systemkomplexität und Transaktionskosten dargestellt. Anschließend wird aufgezeigt, wie diese Lösungsansätze auf der administrativen Ebene, über Registerregelungen, Clearingstellen oder Gateways umgesetzt werden können.

Hierzu erfolgt zunächst eine Übersicht der relevanten Literatur zum Thema der Verknüpfung von Emissionshandelssystemen sowie eine kurze Darstellung der dort genannten möglichen Problempunkte. Im Anschluss werden mögliche Problempunkte sowie potenzielle Lösungen und deren Folgen speziell in Bezug auf den EU-Emissionshandel erläutert und die Möglichkeiten der technischen Umsetzung diskutiert. Es folgt eine praktische Untersuchung bezüglich des möglichen Auftretens der genannten Probleme bei der potentiellen Verknüpfung des EU-Emissionshandels mit der derzeit im Nordosten der USA im Aufbau befindlichen Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI).

2. Literaturschau

Mögliche Auswirkungen des Linkings wurden, ohne Bezug auf konkrete Systeme, bereits vor Verabschiedung der EU-Emissionshandelsrichtlinie im Juli 2003 diskutiert. Konkretere Analysen bezogen sich auf die Einbeziehung von Zertifikaten aus den projektbezogenen flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Clean Development Mechanism und Joint Implementation, in Emissionshandelssysteme. In diesem Abschnitt erfolgt eine Übersicht der vorhandenen Literatur und ihrer Ergebnisse, diemöglichen ökonomische und ökologische Auswirkungen durch die Verknüpfung von Systemen betreffend.

2.1. Ökonomische und ökologische Effekte

Ellis und Tirpak (2006), Haites und Mullins (2001) sowie Bygrave und Bosi (2004) kommen zu dem Ergebnis, dass Linking von Handels- bzw. Reduktionssystemen die Liquidität des Zertifikatsmarktes sowie (aus Sicht der Einzelsysteme) die zur Verfügung stehenden Reduktionspotenziale erhöht. Die Gesamtreduktionskosten für beide Systeme verringern sich, die Verknüpfung verbessert somit die ökonomische Effizienz des Systems. Ellis und Tirpak heben allerdings hervor, dass je nach spezieller Ausgestaltung der Systeme auch negative Effekte auftreten können. Ob ein Linking sinnvoll ist, muss daher je nach Einzelfall entschieden werden. Bygrave und Bosi weisen auf die Möglichkeiten des Technologietransfers durch Linking hin. Sie zeigen zudem auf, dass Linking es ermöglicht, Einfluß auf die Integration von Umweltpolitik außerhalb der EU zu nehmen, sowie unterstützend bei der internationalen Zusammenarbeit zum Klimaschutz wirken kann.

Sterk et al. (2006) merkt in Bezug auf den EU-Emissionshandel an, dass ein Linking von Systemen, mit seinen Implikationen auf die notwendige Passgenauigkeit der Systeme, die Gefahr der Verlagerung von Standorten zur Vermeidung stringenter Umweltauflagen verringert. Zudem würde der Top-Down-Ansatz des Kyoto-Protokolls, durch Bottom-Up-Daten aus nationalen Emissionshandelssystemen gestärkt. Es muss allerdings beachtet werden, dass es aufgrund der Angleichung unterschiedlicher Preisniveaus durch die Verknüpfung Gewinner wie auch Verlierer gibt. Gewinner sind Käufer aus dem System mit zuvor höherem Preise und Verkäufer aus dem System mit zuvor niedrigerem Preis. Verlierer sind Käufer aus dem System mit dem zuvor niedrigeren Preis, sowie Verkäufer aus dem System mit dem zuvor höheren Preis.

Alexeeva und Anger (2007) kommen in Bezug auf den EU-Emissionshandel durch Anwendung eines berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodells zu dem Ergebnis, dass Linking die Effizienz der Systeme auf jeden Fall erhöht. In Bezug auf die aggregierten Wohlfahrtseffekte sind die Wirkungen aber gering. Die Wettbewerbsauswirkungen auf einzelne Sektoren hängen sehr stark von der Ausgestaltung der verlinkten Systeme ab.

Anger (2006) wendet ein Gleichgewichtsmodell für ein Linking des EU-Emissionshandels unter Berücksichtigung des internationalen Emissionshandels des Kyoto-Protokolls ab 2008 an. Unter der theoretischen Annahme, dass kein

internationalen Emissionshandel zwischen Staaten existiert, erbringt die Verknüpfung des EU-EH mit potentiellen Handelssystemen außerhalb der EU nur marginale Effizienzverbesserungen in Bezug auf die Erreichung der Kyoto-Ziele der EU-27. Dies liegt seiner Aussage nach daran, dass die einbezogenen Sektoren des EU-EH zu großzügig mit Zertifikaten ausgestattet wurden. Daher muss der Großteil der Kyoto-Reduktionsverpflichtung von nicht-EH-Sektoren zu deutlich höheren Reduktionskosten erbracht werden. Die Kosten der Kyoto-Zielerreichung für die EU-27 mit Linking liegen daher maximal 1% unter den Kosten ohne Linking.

Betrachtet man allerdings die Verknüpfung des EU-Emissionshandel mit einem parallel laufenden internationalen Emissionshandel zwischen Annex B Staaten, so erhöht sich die Effizienz in Bezug auf die Kyoto-Ziele deutlich, da der internationale Emissionshandel die ineffiziente Allokation im EU-Emissionshandel ausgleicht.

2.2. Relevante Charakteristika von Systemen

Tabelle 15 zeigt die in der gesichteten Literatur genannten für die Verknüpfung relevanten Charakteristika sowie eine kurze Erläuterung, soweit diese nicht selbsterklärend sind. Im Folgenden werden die wichtigsten Studien sowie ihre Ergebnisse in Bezug auf diese Charakteristika präsentiert.

Tabelle 25: Erläuterung relevanter Systemcharakteristika

Systemcharakteristika	Erläuterung
Stringenz ökologischer Ziele	Differenz zwischen Reduktionsziel und Business-As-Usual Szenario. Als nicht stringent werden im Rahmen dieser Studie Ziele bezeichnet, deren Emissionsniveau nicht unter dem Business-As-Usual-Szenario liegt. Dies wären somit Ziele, die auch ohne auf den Klimaschutz abzielende Maßnahmen erreicht würden. In Bezug auf den EU-EH bedeutet Stringenz auch, inwiefern die Zielsetzung eines Mitgliedsstaates zur Erreichung seines nationalen Kyoto-Zieles beiträgt.
Zielsetzung: relativ/ absolut	<ul style="list-style-type: none"> - Absolut: Reduktionsziel hat einen absoluten Wert, d.h. eine bestimmten Menge CO₂-eq. - Relativ: Reduktionsziel entspricht einer spezifischen Menge CO₂-eq, z.B. bezogen auf die Produktion (t CO₂ pro produzierte Einheit)
Systemrichtung: Upstream/ Downstream	<ul style="list-style-type: none"> - Upstream: Zertifikatpflichtige Akteure im Emissionshandel sind die Bereitsteller von Stoffen, die zu Emissionen führen können (z.B. Brennstoffe, HFKW-haltige Kühlmittel am Anfang der Handelskette (z.B.

	<p>Betreiber von Raffinerien)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Downstream: Zertifikatpflichtig sind die Emittenten von Klimagasen, z.B. Betreiber von Kohlekraftwerken
Einbeziehung direkter/ indirekter Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> - Direkte Emissionen: Nur die am Standort der betrachteten Anlage emittierte Gasmenge - Indirekte Emissionen: Sämtliche, durch die Aktivitäten der Anlage sowie vor- und nachgelagerte Aktivitäten emittierte Treibhausgasemissionen
Monitoring, Reporting, Verification (MRV)-Regelungen	Sämtliche Regelungen Erfassung, Berichterstattung und Verifizierung von Treibhausgasemissionen betreffend; Diese Regelungen sind grundlegend für die Einhaltung der ökologischen Zielsetzung. Sie sollen sicherstellen, dass die auf einem Zertifikat verbriefte Emissionsmenge auch der realen Emissionsmenge, die sie darstellen soll, entspricht.
Banking	Einbehalten nicht genutzter Emissionszertifikate nach Ende einer Handelsperiode und Nutzung in der nächsten
Borrowing	„Leihen“ von Emissionszertifikaten späterer Handelsperioden und Nutzung in der aktuellen Periode
Compliance Regelungen	Regelungen, die im Falle einer Nichterreicherung des Reduktionsziels greifen. Hierzu gehören z.B. Strafzahlungen, Rückgabemengen über die fehlende Menge hinaus (z.B. Faktor 1,3)
Markteingriff	Regelungen, die bei einer bestimmten Marktlage (z.B. Überschreiten einer Preisgrenze) das Erreichen der Reduktionsverpflichtung erleichtern sollen, z.B. durch die Vorgabe von Maximalpreisen oder die Erlaubnis, erhöhte Mengen an Zertifikaten aus anderen Systemen zu nutzen („Safety Valve“-Mechanismen) ²⁷⁰
Verwendete Masseneinheiten	Zur Beschreibung der CO ₂ -Menge, die ein Zertifikate verbrieft. Beispielsweise metrische Tonnen, short tonnes
Verwendete Global Warming Potentials	Zur Umrechnung der nicht CO ₂ -

²⁷⁰ Diese Art von Regelungen übt einen Einfluss auf den Marktpreis und die ökologische Stringenz des Systems aus.

(GWPs)	Treibhausgase Methan, Lachgas, H-FKWS, FKWs und SF6 in CO ₂ -Äquivalente verwendete Faktoren. Werden unterschiedliche Faktoren verwendet, repräsentieren Zertifikate aus unterschiedlichen Systemen mit nominell gleicher Emissionsmenge (z.B. 1 t CO ₂ -eq.) unterschiedliche Emissionsmengen in der Realität. Z.B. stellt 1 t SF ₆ laut dem 2. IPCC Assessment Report 23.900 t CO ₂ -eq. dar, laut dem 3. Assessment Report aber 22.200 t CO ₂ -eq.
Akzeptierte Zertifikatstypen	Für die Compliance zulässige Typen von Zertifikaten aus anderen Handels- oder Reduktionssystemen, ggf. mit Mengenbegrenzung
Kyoto-Ratifikationsstand des Linking-Partners	Der Transfer von Assigned Amount Units (AAUs) des internationalen Emissionshandels ist nur in Annex B-Staaten des Kyoto-Protokolls, die das Protokoll ratifiziert haben, erlaubt. Für den EU-EH stellt dies insofern ein Problem dar, als EUAs an AAUs gekoppelt sind.
Start-/ Endzeitpunkt der Handelsperiode	

Quelle: Eigene Darstellung

Haites und Mullins (2001) nennen Charakteristika, die im Falle eines Linkings potenziell zur Gefährdung der Erreichung der ökologischen Ziele führen können, wie die Höhe der Strafzahlungen bei Non-Compliance, Banking, Borrowing, Safety Valves, etc. Als unkritisch werden die einbezogenen Sektoren und Gase sowie die Allokationsmethoden gesehen. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass technische Lösungen zur Sicherstellung der Emissionsziele in fast allen Fällen verfügbar sind. Die Gefährdung der ökologischen Ziele wird geringer, je ähnlicher die Systeme sich bezüglich der genannten Charakteristika sind.

Blyth und Bosi (2004) kommen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die Verknüpfung von Systemen die Erreichung der ökologischen Ziele der Einzelsysteme gefährden kann. Grundsätzlich sind aber Maßnahmen zur Minimierung dieser Gefahr verfügbar.

Baron und Bygrave (2002) stellen die mögliche Erhöhung der Emissionen im Gesamtsystem bei der Verknüpfung von Systemen mit relativen und absoluten Zielen fest. Weiterhin zeigen sie die stark erhöhte Komplexität der Zertifikatsbilanzierung bei der Verknüpfung von upstream und downstream Systemen auf, falls zwischen den Systemen Handel mit den einbezogenen Brennstoffen geführt wird. Lösungsansätze für diese Probleme können entwickelt werden, führen aber zu erhöhten administrativen Kosten.

Bygrave und Bosi (2004) untersuchen die Verknüpfung von nationalen Emissionshandelssystemen mit projektbezogenen Mechanismen. Die Studie zeigt potenziell kritische Systemcharakteristika in Bezug auf die ökologischen Ziele des Systems bzw. die Compliance der Teilnehmer, z.B. Nichterreichung eingeplanter Projektmissionen, relative Baselines, Doppelzählung, sowie Möglichkeiten zu deren Eindämmung auf.

Ellis und Tirpak (2006) und Sterk et al. (2006) identifizieren Systemcharakteristika von EH-Systemen, bezüglich derer im Rahmen einer Verknüpfung Anpassungsmaßnahmen notwendig sein können, um die ökologische Zielerreichung sicher zu stellen. Hierzu gehören u.a. die Art der Zielfestlegung (absolut/ relativ), non-Compliance Regelungen, Banking, Borrowing, Verwendbarkeit von Zertifikaten aus Reduktionsprojekten. Sterk et al. stellen zudem fest, dass die Zuteilungsmethodik sowie die einbezogenen Gase und Sektoren keine Auswirkungen auf die Erreichung des Reduktionsziels haben.

Haites und Wang (2006) stellen fest, dass Veränderungen der Handelssysteme über die Zeit auch eine Veränderung der Verknüpfungsregelungen notwendig machen, wenn die ökologische Zielerreichung weiterhin sichergestellt werden soll. Hierzu müssen klare Abläufe sowohl bei der Verhandlung von Systemänderungen und der entsprechenden Anpassung der Verknüpfung, als auch zur möglichen Beendigung der Verknüpfung geschaffen werden.

Edenhofer et al. (2007) nennen als kritische und damit harmonisierungsbedürftige Aspekte unter anderem die Messung, Verifizierung und Berichterstattung, Sanktionsmechanismen bei Emissionsüberschreitung, Akzeptanz von Zertifikatstypen aus Reduktionsprojekten, Banking sowie den Zeitraum der Handelsperioden. Die Harmonisierung soll über eine internationale Clearingstelle, die auch ein Handelsregister für sämtliche verknüpften Systeme beinhaltet, koordiniert werden. Dieser internationale Knotenpunkt für den Handel innerhalb und unter den verknüpften Systemen könnte beispielsweise beim Sekretariat der UNFCCC angesiedelt werden.

Den Arbeiten ist insgesamt zu entnehmen, dass die Verknüpfung von Systemen umso einfacher ist, je höher der Grad der Harmonisierung zwischen den Systemen ist. Gewisse Charakteristika können bei einer Verknüpfung die ökologische Effizienz gefährden. Üblicherweise können im Rahmen eines Verknüpfungsabkommens Regelungen zur Sicherstellung der ökologischen Effizienz getroffen werden. Diese resultieren aber möglicherweise in erhöhter Komplexität des Systems und erhöhten Transaktionskosten.

3. Systemcharakteristika – Auswirkungen und Lösungsansätze

Tabelle 16 zeigt für die im vorangegangenen Abschnitt identifizierten Systemcharakteristika mögliche Auswirkungen einer Verknüpfung sowie entsprechende Lösungsansätze auf. Als Bezugssystem wird hierbei der EU-EH (Handelsperiode 2008-2012) verwendet und im Vergleich dazu jeweils mögliche alternative Ausprägungen für die jeweiligen Charakteristika genannt. Mögliche Auswirkungen der jeweiligen Ausprägungen der Systeme im Falle einer Verknüpfung werden in der nachfolgenden Spalte erläutert und daraufhin potenzielle Lösungsansätze präsentiert. Diese Lösungsansätze werden schließlich in Bezug auf die Erhöhung der Systemkomplexität und der Transaktionskosten, die sie induzieren, grob bewertet.²⁷¹

Tabelle 26: Linkingrelevante Systemcharakteristika in Bezug auf den EU-EH

Thema	EU-ETS 2008-2012	Alternatives System („System B“)	Auswirkungen der Verknüpfung	Lösungsansätze	Erhöhung von Komplexität und (Gesamt-) Transaktionskosten durch Lösungsansatz
Stringenz ökologischer Ziele ²⁷²	Zielsetzung auf Kyoto-Ziele ausgerichtet, hohe Allokation verschiebt allerdings den Großteil der Reduktionsverpflichtung auf Nicht-EU-EH-Sektoren ²⁷³	Ziel nicht stringent	Unterschiede in der Stringenz der Ziele können drücken sich in unterschiedlichen Preisen aus, stellen aber keine Gefährdung der Erreichung des ökologischen Zieles dar. Dies ist nur bei der Verknüpfung mit einem System, das über ein nicht stringentes Ziel verfügt, der Fall.	Im Falle nicht stringenter Ziele ist von einer Verknüpfung abzuraten.	
Zielsetzung relativ/	Absolute Ziele auf	Relative Zielsetzung z.B.	Für das verknüpfte Gesamtsystem liegt kein absolutes Emissionsziel vor, dies	Einführung eines „Gateway“, d.h. eines Schnittstellenmechanismus zwischen den	XXX

²⁷¹ Legende: X = Leichte Erhöhung, XX = Merkliche Erhöhung, XXX= Starke Erhöhung.

²⁷² Bei bereits verknüpften Systemen stellt sich bei der Festlegung von Zielen der Einzelsysteme für kommende Verpflichtungsperioden die Frage, ob die Stringenz bzw. der Grad der Ambitioniertheit von Zielen mit oder ohne Berücksichtigung der Verknüpfung, die ja das Zugreifen auf zusätzliche Reduktionspotenziale ermöglicht, zu bewerten ist.

²⁷³ Anger 2006.

Thema	EU-ETS 2008-2012	Alternatives System („System B“)	Auswirkungen der Verknüpfung	Lösungsansätze	Erhöhung von Komplexität und (Gesamt-) Transaktionsko- sten durch Lösungsansatz
absolut	nationaler Ebene	bezogen auf produzierte Einheit	stellt eine Gefährdung der Zielerreichung im System mit absolutem Ziel dar.	Systemen, der die Zertifikatsflüsse kontrolliert. In diesem Fall können Zertifikate aus System B nur in der Menge in den EU-EH verkauft werden, in der vorher auch Zertifikate in die Gegenrichtung geflossen sind. Damit werden absolut gesehen geringere Effizienzgewinne für den EU-ETS als Ganzes realisiert als ohne Gateway möglich wäre. Individuell können aber u. U. die Effizienzgewinne voll verwirklicht werden.	
Upstream/ Downstream	Downstream	Möglichkeiten: - Upstream, - Ustream/ downstream hybrid	Wo die Systeme sich überlappen, kann es potenziell zu Doppelzahlungen kommen. ²⁷⁴ Dies kann beispielsweise bei über weite Distanzen transportierbaren Brennstoffen wie Kohle, raffiniertem Öl oder Erdgas der Fall sein. Im Fall von Grandfathering kann es in der Folge zu zusätzlichen Windfall Profits durch doppelte Anrechnung von Emissionsreduktionen kommen.	Die Systeme müssen an Stellen möglicher Überlappung sehr klar voneinander abgegrenzt werden, um Doppelzahlungen zu vermeiden. Im Falle eines Upstream-Systems in Bezug auf Brennstoffe in Land B könnte dies ein notwendiger Herkunftsnachweis sein, den Anlagenbetreiber im EU-ETS bei der Verifizierung präsentieren müssen, um zu belegen, dass Emissionen für die fraglichen Brennstoffe bereits in System B angerechnet wurden. ²⁷⁵	XXX

²⁷⁴ Überlappungen finden beispielsweise dort statt, wo emittive Materialströme, z.B. Brennstoffe sowohl in das Upstream System (z.B. Diesel für PKW-Betrieb in System A) als auch das Down-Stream-System (z.B. Diesel für das Anfahren von gasbetriebenen Verbrennungsanlagen im EU-EH) abgehen, z.B. bei Brennstoffherstellern, die in Land A ansässig sind, aber auch in Land B liefern.

²⁷⁵ Haites 2003.

Thema	EU-ETS 2008-2012	Alternatives System („System B“)	Auswirkungen der Verknüpfung	Lösungsansätze	Erhöhung von Komplexität und (Gesamt-) Transaktionskosten durch Lösungsansatz
Direkte/ indirekte Emissionen	Direkte Emissionen aus den einbezogenen Anlagen	Indirekte Emissionen	Werden aus vergleichbaren Sektoren des EU-EH direkte und des System B direkte wie indirekte Emissionen einbezogen, so kann es zu Doppelzählungen kommen. ²⁷⁶ Doppelzählungen in Bezug auf die Reduktion von Emissionen (d.h. Überschätzung der Reduktionsmenge = Unterschätzung der Emissionsmenge) können Erreichung des ökologischen Ziels gefährden.	Werden Zertifikate aus indirekten Emissionen als für die Compliance im EU-EH nicht zulässig kategorisiert, kann die ökologische Effizienz des EU-EH sichergestellt werden. Doppelzählungen im System B sind allerdings immer noch möglich.	XXX
MRV-Regelungen	EU-weite Vorgaben bezüglich Monitoring, Reporting und teilweise Verifizierung	Weniger stringente bzw. stringenterer Vorgaben und Umsetzung bezüglich der Genauigkeit der Emissionserfassung/ -berichterstattung und Überprüfung durch Verifizierungen	Bei signifikantem Unterschied in der Genauigkeit müssen Zertifikate aus EU-EH und System B bezüglich der Emissionsmenge, die eine Einheit repräsentiert, als nicht vergleichbar bezeichnet werden. Dies hat potenziell negative Auswirkungen die Erreichung des ökologischen Ziels im System mit dem ambitionierteren Reduktionsziel.	Eine exakte Quantifizierung und damit Vergleichbarkeit der Stringenz für die einzelnen Systeme ist nur schwer möglich. Hinweise können Genauigkeitsanforderungen in Bezug auf MRV-Regelungen geben (z.B. maximale Unsicherheitsgrenzen bei der Ermittlung von Aktivitätsdaten oder der Emissionsmenge für die gesamte Anlage, Genauigkeitsanforderungen in Bezug auf die Verifizierung). Sinnvoll erscheint eine Harmonisierung der MRV-Regelungen, die auf eine vergleichbare Gesamtgenauigkeit in beiden Systemen abzielt.	
Banking	Grundsätzlich möglich	Banking nicht erlaubt	Ist im EU-ETS Banking erlaubt, so können überschüssige Zertifikate aus System B in der Höhe im EU-EH gebankt werden, in der B-Zertifikate für die Compliance im EU-EH verwendet werden dürfen. Eine entsprechende	Erfragen der im EU-EH zum Ende der Handelsperiode für die Compliance verwendete Menge an B-Zertifikaten und Löschung der entsprechenden Menge an B-Zertifikaten aus einem speziell hierfür angelegten Allokationstopf auf nationaler Ebene. Das	XXX

²⁷⁶ Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn Staaten (Hier: Land A und Land B), deren nationale Emissionshandelssysteme gelinkt sind, auch verbundene Stromversorgungsnetze aufweisen. In einem System A würden dann beispielsweise Emissionen für die Stromerzeugung erfasst werden, in System B aber für Stromerzeugung und Stromverbrauch. Eine Überschneidung kann auftreten, wenn Strom aus Anlagen in Land A von Verbrauchern im Land B eingesetzt wird. In diesem Fall würde eine Erfassung derselben Emissionsmenge im System B als indirekte Emissionen aus Stromverbrauch und in System A als direkte Emissionen aus Stromerzeugung erfolgen. Emissionen werden dann doppelt gezählt (Emissionsmenge in System A + B wird überschätzt), Reduktionen allerdings auch (Reduktionsmenge in Systemen A und B wird überschätzt). Für den EU-EH ist dieses Beispiel in Bezug auf die Stromversorgung aufgrund der begrenzten Verknüpfung der europäischen Stromverteilungsnetzes zu nicht-EU Nachbarstaaten allerdings nur begrenzt anwendbar.

Thema	EU-ETS 2008-2012	Alternatives System („System B“)	Auswirkungen der Verknüpfung	Lösungsansätze	Erhöhung von Komplexität und (Gesamt-) Transaktionskosten durch Lösungsansatz
			Menge EU-EH Zertifikate steht dann für das Banking zur Verfügung und erhöht so die Menge verfügbarer Zertifikate in der nachfolgenden Handelsperiode. Das ökologische Ziel des Systems B in dieser Handelsperiode kann hierdurch gefährdet werden.	Anlegen eines solchen Topfes kann politisch schwer durchsetzbar sein. Das Vorgehen ist zudem bei gleichzeitigem Ende/ Neubeginn der Handelsperioden zeitkritisch. Alternativ wäre es möglich, gebankte EU-EH-Zertifikate im Code zu kennzeichnen und ihre Verwendung in B entsprechend einzuschränken. Die Kennzeichnung des Bankings im Code der Zertifikate würde allerdings eine Änderung der EU-Registerverordnung erfordern.	
Borrowing	Nicht erlaubt	Erlaubt	Durch Borrowing von Zertifikaten in System B und Verkauf nach EU-EH ist Borrowing grundsätzlich für das Gesamtsystem möglich. Potenziell kritisch für die Erreichung des ökol. Ziels.	Beschränkung der für die Compliance in EU-EH zulässigen Zertifikate auf die in System B zu Beginn der Handelsperiode zugeteilten.	XXX
Compliance Regelungen	EUR 100 pro nicht eingereichtes t CO ₂ -eq, zusätzlich zur Verpflichtung der Nachreichung der fehlenden Zertifikatsmenge	a) Strafzahlung anderer Höhe + Verpflichtung zur Nachreichung der fehlenden Zertifikate b) Strafzahlung pro fehlendem Zertifikat, ohne Nachreichung der Zertifikate („Price Cap“)	Über die Höhe der Strafzahlung stellen Compliance-Regelungen eine Art Markteingriff dar. Die weniger stringente Compliance-Regelung bestimmt die Stringenz für das Gesamtsystem. In Systemen ohne Verpflichtung zur Nachreichung fehlender Zertifikate am Ende der Handelsperiode wird die ökologische Zielsetzung des Gesamtsystems eventuell nicht erreicht: Liegt der Marktpreis am Ende der Handelsperiode über dem Price Cap, werden Teilnehmer in System B ihre Zertifikate an den EU-EH verkaufen und anstatt der fehlenden Zertifikate die Strafzahlung leisten.	Eine Lösung bietet sich hier nur in Form einer Harmonisierung der Compliance-Regelungen, z.B. durch Hochsetzen des Strafzahlungsbetrages an.	XXX

Thema	EU-ETS 2008-2012	Alternatives System („System B“)	Auswirkungen der Verknüpfung	Lösungsansätze	Erhöhung von Komplexität und (Gesamt-) Transaktionskosten durch Lösungsansatz
Marktbeeinflussung	Keine	Safety Valve Mechanismen	Steigt der Marktpreis über den Grenzwert der Safety Valve, wird die Zertifikatsmenge in System B und damit im Gesamtsystem erhöht. Dies kann über mehrere Wege, z.B. den Verkauf von zusätzlichen Zertifikaten erreicht werden. Dies kann die Erreichung des ökologischen Zieles im EU-ETS gefährden. Die erhöhte Zertifikatsmenge führt zudem zu einem geringeren Zertifikatspreis, der die Innovationswirkung bzw. Ausschöpfung des Reduktionspotenzials im Handelssystem einschränken kann.	Zertifikate dürfen ab einem gewissen Zeitpunkt (z.B. Marktpreis über Safety Valve Grenzwert) nicht mehr in den EU-EH verkauft bzw. grundsätzlich oder nur eingeschränkt für die Compliance verwendet werden können. Diese Lösungsansätze sind registertechnisch nur sehr aufwendig umzusetzen und würden einen starken Eingriff in das Marktgeschehen bedeuten. Hier muss die Frage gestellt werden, ob die Effizienzgewinne durch die Verknüpfung die hohen administrativen Kosten bzw. die Gefährdung des ökologischen Zieles im EU-EH rechtfertigen. Eine Harmonisierung stellt in diesem Fall die einfachere Lösung dar.	
Verwendete Einheiten	Metrische Tonnen CO ₂ -eq.	Andere Einheiten wie z.B. Short tons (RGGI)	Zertifikate stellen unterschiedliche Mengen an CO ₂ -eq. dar, daher nicht vergleichbar.	Eine Umrechnung der Zertifikatsmenge beim Transfer zwischen den Systemen ist notwendig. Bei einem Transfer von A nach B müssten daher entsprechend der umgerechneten Zertifikatsmenge neue Zertifikate geschaffen, und mit den Attributen der zu transferierenden Zertifikate (System, Projekttyp, etc.) versehen werden. Die zu transferierenden Zertifikate müssten gelöscht werden. Bei der Umrechnung müsste das Ergebnis entweder auf die jeweils kleinere ganze Einheit aufgerundet werden – was aber dazu führt, dass Teile von Einheiten „verschwinden“. Um dies zu vermeiden, dürften nur Mengen übertragen werden, die eine ganzzahlige Umrechnung erlauben, was den Handel stark einschränken, bis unmöglich machen kann. Hier wäre eine Harmonisierung der verwendeten Einheiten die praktikabelste Lösung.	X
Verwendete	GWP-Werte	GWP-Werte aus	Zertifikate stellen unterschiedliche	Eine Umrechnung der Zertifikatsmenge beim	X

Thema	EU-ETS 2008-2012	Alternatives System („System B“)	Auswirkungen der Verknüpfung	Lösungsansätze	Erhöhung von Komplexität und (Gesamt-) Transaktionskosten durch Lösungsansatz
GWPs	entsprechend dem IPCC 2nd Assessment Report	anderen Quellen ²⁷⁷	Mengen an CO ₂ -eq. pro Einheit dar, daher nicht vergleichbar.	Transfer zwischen den Systemen ist notwendig. Bei einem Transfer von A nach B müssten daher entsprechend der umgerechneten Zertifikatsmenge (zur Problematik der Umrechnung siehe auch Lösungsansatz zur Charakteristik „verwendete Einheiten“) neue Zertifikate geschaffen, und mit den Attributen der zu transferierenden Zertifikate (System, Projekttyp, etc.) versehen werden. Die zu transferierenden Zertifikate müssten gelöscht werden. Bei der Umrechnung müsste das Ergebnis entweder auf die jeweils kleinere ganze Einheit aufgerundet werden – was aber dazu führt, dass Teile von Einheiten „verschwinden“. Um dies zu vermeiden, dürften nur Mengen übertragen werden, die eine ganzzahlige Umrechnung erlauben, was den Handel stark einschränken, bis unmöglich machen kann. Hier wäre eine Harmonisierung der verwendeten Einheiten die praktikabelste Lösung.	
Weitere akzeptierte Zertifikatstypen	ERUs, CERS	Zertifikate aus -nicht-CDM/ JI Reduktionsprojekten -nationalen oder Regionalen ETS-Systemen von Kyoto-Ratifikationsstaaten - nationale oder regionale ETS	Wird ein Zertifikatstyp in System B anerkannt, in EU-EH jedoch nicht, können Unternehmen in System B große Mengen dieses Zertifikatstyps kaufen und dafür andere Zertifikate, die in beiden Märkten anerkannt werden, an Unternehmen im EU-ETS verkaufen. ²⁷⁸ Die Menge an im System verfügbaren Zertifikaten erhöht sich somit und gefährdet die Erreichung des Emissionsziels.	Vorgabe von dezidierten prozentualen Grenzwerten bei der Nutzung von Zertifikatstypen für die Compliance. Dies ist im EU-ETS durch die Forderung des Kyoto-Protokolls, den Großteil der Reduktionsverpflichtung national zu erbringen bereits implizit verankert und in Bezug auf CDM/ JI auch der Fall. ²⁷⁹	X

²⁷⁷ Dies sieht beispielsweise die Regional Greenhouse Gas Initiative vor, die anstatt der GWPs aus dem zweiten Sachstandsbericht des IPCC, die des dritten Sachstandsberichts verwendet. Zu den Unterschieden zwischen den Werten siehe Kapitel 5.2.

²⁷⁸ Als Beispiele ließen sich aktuell in Bezug auf den EU-Emissionshandel Zertifikate aus nationalen Reduktionsprojekten nennen.

²⁷⁹ Eine ökologische Zielverfehlung wird durch dieses bereits umgesetzte Vorgehen allerdings nicht vermieden, sondern nur eingeschränkt.

Thema	EU-ETS 2008-2012	Alternatives System („System B“)	Auswirkungen der Verknüpfung	Lösungsansätze	Erhöhung von Komplexität und (Gesamt-) Transaktionsko- sten durch Lösungsansatz
		Systeme von nicht- Ratifikations- staaten			
Kyoto- Ratifikation- stand der Linking- Partner	Kyoto- Ratifikation in 2002	Keine Kyoto- Ratifikation	Transfer von EUAs in nicht-Kyoto- Ratifikationsstaaten nicht mehr möglich, da EUAs AAUs entsprechen und der Transfer an AAUs nur an Annex B- Staaten des Kyoto-Protokolls, die ratifiziert haben, erlaubt ist. Ein zweites Problem stellt die Tatsache dar, dass im Falle eines Netto-Ankaufs von B-Zertifikaten in den EU-EH die Emissionen im EU-EH steigen würden, ohne dass die für die Erreichung des Kyoto Ziels notwendigen AAUs vorhanden wären. Somit würde nicht nur die Erreichung der Kyoto-Ziele gefährdet. Zudem wären die betroffenen Mitgliedsstaaten zur Nachreichung der fehlenden AAU inklusive eines Strafzuschlags sowie Strafzahlungen pro fehlendem Zertifikat verpflichtet. ²⁸⁰	Der Verkauf von EUAs verlangt in diesem Fall eine „Trennung“ von den AAUs, die sie darstellen. Dies ist möglich, wenn der Verkauf über ein Gateway läuft, in dem die verkauften EAUs (mitsamt ihrer AAU-Eigenschaft) verbleiben. Aus dem Gateway generiert und in das andere System übertragen werden (neu generierte) EUAs ohne AAU-Eigenschaft, wie sie auch beim Transfer von EUAs aus Malta bzw. Zypern in andere EU-Mitgliedsstaaten verwendet werden. ²⁸¹ Unbedingt notwendig ist hierbei das Verbleiben der EUAs/ AAUs im Gateway, damit die Gesamtmenge an EUAs nicht erhöht wird.	XXX
Start-/ Endzeit- punkt der Handels- periode	01.01.2008- 31.12.2012	- Früherer oder späterer Startzeitpunkt - Früherer oder späterer Endzeitpunkt	Unterschiedliche Start- und Endzeitpunkte haben langfristig keine Auswirkung auf die Erreichung der ökologischen Ziele. Zu erwarten sind aber deutliche Preis- und Liquiditätsschwankungen, die die Effizienz beeinflussen können.		

²⁸⁰ Sterk et al. 2006²⁸¹ Liegen beim Verkauf von EUAs nach System B bereits B-Zertifikate aus früheren Transfers im Gateway vor, können auch diese (in der vorliegenden Menge) für den aktuellen Transfer verwendet werden, eine Generierung von EUAs ohne AAU-Eigenschaft wäre dann nicht, bzw. nur in geringerer Menge notwendig.

4. Umsetzung der Lösungsansätze

Die meisten der in Abschnitt 3 genannten Lösungsansätze können über das Register oder Clearingstellen bzw. Gateways, d.h. über Bilanzierungsmethodiken umgesetzt werden. Diese Ansätze werden im folgenden Abschnitt näher geschildert. Die in Abschnitt 2 genannten Vorteile einer Verknüpfung von Handelssystemen, die im Falle der Sicherstellung der ökologischen Zielerreichung genutzt werden können, werden dabei nicht mehr im Einzelnen hervorgehoben.

Die EU-Registerverordnung, in der die Notwendigkeiten zur Einbeziehung von CDM und JI Zertifikaten schon berücksichtigt sind, sieht zur Identifizierung von Zertifikaten einen elfstelligen Code vor.²⁸²

Für mögliche Lösungsansätze zu folgenden der oben beschriebenen Charakteristika müssten ggf. Änderungen an den Identifikationscodes²⁸³ vorgenommen werden:

- Banking (kein Problem im EU-EH selbst)
- Compliance Regelungen
- Mechanismen zur Marktbeeinflussung
- Akzeptierte Zertifikatstypen (inkl. indirekte Emissionen)

Entsprechend der erläuterten Lösungswege müssten zusätzliche Identifikatoren dafür sorgen, dass die Zertifikate ab einem gewissen Zeitpunkt (z.B. Marktpreis über Safety Valve Grenzwert) nicht mehr in den EU-EH verkauft bzw. grundsätzlich oder nur eingeschränkt für die Compliance verwendet werden können. Die entsprechende Information muss dann bereits im Code der Zertifikate aus dem verknüpften System vorhanden sein oder daraus generiert werden können. Die bestehende Registerverordnung sieht solche Identifikatoren allerdings nicht vor, so dass die genannten Lösungswege aktuell nicht umgesetzt werden können. Dies wäre erst nach einer Änderung der Registerverordnung möglich.

Ein Gateway, d.h. eine Art „Passage“ zwischen Registern, die Zertifikate nur unter bestimmten Bedingungen passieren dürfen, könnte für die Lösungsansätze zu relativen/ absoluten Emissionszielen sowie zum Handel mit Systemen in Staaten ohne Kyoto-Ratifikation genutzt werden. Problematisch an der Nutzung eines Gateways ist grundsätzlich, dass es eine technisch aufwändige Lösung darstellt und den freien Zertifikatshandel zwischen den Systemen abhängig von seiner Ausgestaltung mehr oder weniger stark einschränkt. Das Vorgehen ist zudem für Marktteilnehmer möglicherweise nicht leicht nachvollziehbar und erschwert damit den Handel.

Eine Clearingstelle, d.h. ein Mechanismus zur Koordination zwischen nur teilweise kompatiblen Systemen, kann im Fall der Verwendung unterschiedlicher Einheiten und GWPs in den verknüpften Systemen verwandt werden. Die Umrechnung und Umwandlung der Zertifikate erfolgt dann in der Clearingstelle. Der technische Aufwand der Lösung hält sich in Grenzen. Allerdings löst die Clearingstelle nur das Problem der Umrechnung, nicht die Fragestellung, wie mit einem nicht ganzzahligen Ergebnis der Umrechnung umzugehen ist.

²⁸² European Commission (2007d)

²⁸³ Hierzu wäre eine Änderung der „Technical Standards for Data Exchange“ (24/CP8) notwendig, die politisch als sehr aufwendig angesehen wird. Eine Alternative wäre die Einführung zusätzlicher Einheitentypen.

Die Implementierung der Lösungsansätze über Gateways oder Clearingstellen führt zu zusätzlichem administrativem Aufwand. Dieser kann verringert werden, wenn Gateway oder Clearingstelle bei der Einrichtung für die Verknüpfung mit weiteren Systemen offen gehalten werden. Die zusätzlichen Kosten für eine weitere Verknüpfung mit Gateway oder Clearingstelle fallen dann entsprechend geringer aus als bei deren erstmaligen Einrichtung.²⁸⁴

Mit Blick auf den Handel muss darauf hingewiesen werden, dass bei Gateway-Lösungen nur ein eingeschränkter Handel möglich ist. In einigen Fällen könnten die Lösungen der genannten Maßnahmen in ihrer Komplexität abschreckend auf Anlagenbetreiber als Marktteilnehmer wirken und den Handel zusätzlich hemmen oder zu Fehlentscheidungen führen. Hier wäre eine sehr klare Kommunikation der Handelsmechanismen durch die Betreiber der Systeme (z.B. EU-Kommission, zuständige Behörde auf nationaler Ebene) und Unterstützung der Marktteilnehmer durch Auskunftsstellen (z.B. telefonisch) hilfreich.

²⁸⁴ So könnte ein Gateway sowohl für die derzeit vorbereitete Einbeziehung des internationalen Flugverkehrs in das EU-EH genutzt werden als auch für die Verknüpfung mit anderen Staaten oder Regionen ohne Kyoto-Bindungen.

5. Verknüpfung EU-EH und RGGI

Dieser Abschnitt wendet die Betrachtungen aus den Abschnitten 3 und 4 konkret auf das Beispiel einer bilateralen Verknüpfung zwischen dem EU-EH und einem anderen Handelssystem an. Ausgewählt wurde hierfür die so genannte Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI).

Das RGGI-System wird im Folgenden kurz beschrieben, anschließend werden die kritischen Systemcharakteristika aus Abschnitt 3 in Bezug auf ein Linking der Systeme angewandt. Die wichtigsten Erkenntnisse hieraus werden abschließend zusammengefasst.

5.1. Das RGGI-System

Das Handelssystem resultiert aus einer Kooperation von US-Bundesstaaten an der Ostküste. Derzeit beteiligen sich sieben Bundesstaaten: Connecticut, Delaware, Maine, New Hampshire, New Jersey, New York und Vermont. Am 30.06.2007 ist auch Maryland dem System beigetreten. Die Regelungen des Systems sind derzeit noch in der so genannten „Model-Rule“²⁸⁵ festgelegt, die in jeweils in bundesstaatliches Recht überführt werden soll.

Einbezogen sind bisher nur Anlagen zur Stromerzeugung ab 25 MW, die über 50% fossile Brennstoffe verfeuern und mehr als 10% der Stromerzeugung einspeisen. Startzeitpunkt ist 2009 mit einem gestaffelten Reduktionsziel von 10% bis Ende 2018. Dabei ist bis 2014 eine Stabilisierung der Emissionsmengen im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu erbringen, danach jährlich eine Verringerung um 2,5%. Im Vergleich zum BAU-Szenario wird dabei eine Verringerung um 35% erzielt.

Ein Cap für das gesamte System sowie die einzelnen Staaten steht bereits fest. Insgesamt sollen 2009-2014 jährlich 158.757.533 short tons CO₂-equ. zugeteilt werden, d.h. 144.022.453 t CO₂-equ.²⁸⁶ Dies entspricht 7-8% der Zuteilungsmenge des EU-EH in 2008-2012.

Die Allokation muss zu 25% in Form einer Auktionierung erfolgen, das weitere Verfahren steht den teilnehmenden Staaten frei. Die Erträge der Auktionierung sind vorgegebenen Zwecken zuzuführen, entweder zum Vorteil der Stromverbraucher oder für strategische Maßnahmen (z.B. Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen) im Energiesektor.

Die Abgabe der Emissionszertifikate erfolgt im Normalfall alle drei Jahre. Zum 1. März ist ein Bericht über die Emissionsmengen der drei Vorjahre einzureichen. Die Zertifikate werden von der zuständigen Behörde selbst von den Konten der Anlagenbetreiber abgebucht. Eine Verifizierung der Berichte durch unabhängige und fachkundige Dritte, wie im EU-EH, erfolgt nicht.

²⁸⁵ Siehe www.rggi.org.

²⁸⁶ Dieser Wert bezieht auch die Cap-Menge für Maryland bereits mit ein.

Im Normalfall können bis zu 3,3% der Emissionen einer Anlage über Zertifikate aus Reduktionsprojekten gedeckt werden, das entspricht im Durchschnitt 50% der benötigten Reduktionsmenge. Zunächst sind sechs Projekttypen für Offsetprojekte zugelassen:

- Energieeffizienzprojekte in Bezug auf Erdgas, Heizöl und Propan
- Deponiegasprojekte
- Reduktion von Methanemissionen aus der Tierhaltung
- Aufforstung nicht bewaldeten Landes
- Reduktion von SF₆-Emissionen aus Stromnetzen
- Reduktion von Emissionen aus Erdgasnetzen

Für die Emissionserfassung verweist die Model Rule auf das Regelwerk *Code of Federal Regulations 40 Part 75*. Grundsätzlich sieht dieses Regelwerk eine kontinuierliche Messung von CO₂-Emissionen vor. Eine auf den Brennstoffverbrauch bezogene Emissionsberechnung ist nur bei Verwendung von Öl oder Erdgas als Primärbrennstoff möglich.

Das System enthält eine Safety-Valve in zwei Stufen. Ein Ereignis der ersten Stufe tritt ein, falls der Preis in der Handelsperiode über einen Zeitraum von zwölf Monaten hinweg im Durchschnitt über US \$ 7²⁸⁷ pro Zertifikat (Inflationsbereinigt, Basisjahr 2005) liegt. In diesem Fall dürfen bis zu 5% der Emissionen aus Offset-Projekten gedeckt werden.²⁸⁸ Im Falle der zweiten Stufe ist das Vorgehen analog. Die Preisgrenze ist hierbei allerdings nicht fix, sondern steigert sich, wiederum inflationsbereinigt auf der Basis 2005, jährlich um 2%. Der Startpreis für 2005 liegt bei US \$ 10²⁸⁹ pro Zertifikat, die Preisgrenze ohne Inflationsbereinigung für 2009 läge damit bei US \$ 10.8 pro Zertifikat. In diesem Fall dürfen bis zu 10% der Emissionen durch Zertifikate aus Offset-Projekten gedeckt werden.²⁹⁰

²⁸⁷ Dies entspricht € 5,1/t CO₂ (siehe de.finance.yahoo.com/waehrungsrechner, 13.08.2007)

²⁸⁸ Die Preisprognose für die Verpflichtungsperiode 2008-2012 des EU-EH liegt in den letzten 12 Monaten jeweils deutlich über 15 €/t CO₂. Siehe hierzu auch Abschnitt 5.2.

²⁸⁹ Dies entspricht € 7,3 /t CO₂ (siehe de.finance.yahoo.com/waehrungsrechner, 13.08.2007)

²⁹⁰ In diesem Fall kann die gesamte Reduktionsverpflichtung aus Offset-Projekten erbracht werden.

5.2. Linkingrelevante Systemcharakteristika RGGI und EU-EH

In Tabelle 20 werden die in Abschnitt 3 erläuterten linkingrelevanten Systemcharakteristika für die Handelssysteme RGGI und EU-EH verglichen. Hierbei werden die Ausprägungen der einzelnen Punkte jeweils kurz beschrieben und, wo relevant, näher erläutert und mögliche Probleme andiskutiert. Lösungsansätze werden nur vorgestellt, sofern sie sich von den in Abschnitt 3 genannten unterscheiden.

Tabelle 27: Linkingrelevante Systemcharakteristika RGGI und EU-EH

Thema	EU-EH 2008-2012	RGGI-System	Kommentar
Stringenz ökologischer Ziele	Zielsetzung grundsätzlich an Kyoto-Zielen orientiert	10% Reduktion im Vergleich zu 1990 bis 2018	Im Vergleich zu dem im Kyoto-Protokoll für die USA festgelegten Reduktionswert von 7% im Zeitraum 2008-2012 im Vergleich zu 1990 und der Annahme, dass im Stromsektor kostengünstige Vermeidungsoptionen zur Verfügung stehen ²⁹¹ , erscheint das Ziel nur mäßig stringent. Hieraus ergeben sich allerdings keine Probleme in Bezug auf die ökologische Zielerreichung.
Zielsetzung relativ/absolut	Absolute Ziele auf nationaler Ebene	Absolutes Ziel	Übereinstimmend
Upstream/Downstream	Downstream	Downstream	Übereinstimmend
Direkte/indirekte Emissionen	Direkte Emissionen aus den einbezogenen Anlagen	Direkte Emissionen	Übereinstimmend
MRV-Regelungen	Detaillierte Vorgaben zur Emissionsberechnung, grundlegende Vorgaben zur Emissionsmessung auf EU-Ebene. (EU-MRG) Vorgaben zur Verifizierung durch externe	Detaillierte Vorgaben zu kontinuierlicher Messung, grundlegende Vorgaben zur Emissionsberechnung. (CRF 40 Part 75) Verifizierung erfolgt durch die zuständige	Während die Monitoring und Reporting Guidelines im EU-EH den Schwerpunkt der Emissionserfassung für CO ₂ auf die Emissionsberechnung legen und kontinuierliche Messung nur in Sonderfällen erlauben, legt das RGGI den Schwerpunkt auf die kontinuierliche Messung und erlaubt die Berechnung nur unter bestimmten Bedingungen. Die kontinuierliche Emissionsmessung beruhend auf den Vorgaben des CRF 40 Part 75, dem für das Acid Rain Programm verwendeten Regelwerk, ist detaillierter als die des EU-MRG und von der Stringenz her vergleichbar: Für das Gesamtsystem wird eine Unsicherheit von maximal 10% gefordert. Eine begleitende Emissionsberechnung wie im EU-EH wird nicht gefordert. Emissionsberechnung ist im RGGI nur zulässig bei Anlagen, die Öl oder Gas als Primärbrennstoff

²⁹¹ Hier gilt es zu beachten, dass das im Kyoto-Protokoll festgelegte Reduktionsziel sämtliche nationalen Reduktionspotenziale umfasst. Für manche Sektoren ist diese Zielsetzung schwerer, für andere leichter erreichbar. Für Sektoren, in denen kostengünstige Reduktionspotenziale verfügbar sind, muss ein Reduktionsziel, um als stringent zu gelten, daher höher liegen als das vereinbarte nationale Gesamtziel.

Thema	EU-EH 2008-2012	RGGI-System	Kommentar
	<p>Gutachter größtenteils auf nationaler Ebene.</p>	<p>Behörde.</p>	<p>verwenden. Für diese Brennstoffe wird jeweils ein Emissionsfaktor bereitgestellt. Ein Oxidationsfaktor wird nicht mit einbezogen.²⁹² Für Erdgas weicht der RGGI-Emissionsfaktor im Vergleich zu dem analogen Wert in den IPCC 2006 Guidelines, wie sie in der für den EU-EH 2008-2012 gültigen Monitoring and Reporting Guidelines (MRG) als Standardemissionsfaktoren verwendet werden, um weniger als 1% nach unten ab. Die Kategorie Öl wird nicht näher spezifiziert, im Vergleich zu schwerem Heizöl ergibt sich ebenfalls eine Abweichung um weniger als 1% nach unten, zu leichtem Heizöl, aber um 6% nach oben. In Bezug auf diese Faktoren kann man grundsätzlich von einer geringen Abweichung sprechen. Gleichsam wird damit aber auch nur ein Teil der Brennstoffe abgedeckt. Die MRG erlauben je nach Anlagengröße die Verwendung von Emissionsfaktoren unterschiedlichen Genauigkeitsgrades. IPCC-Faktoren stellen dabei die geringste Genauigkeitsstufe dar, wie sie von Anlagen bis 50kt CO₂ p.a. grundsätzlich verwendet werden darf. Für größere Anlagen sind nationale oder brennstoffspezifische Faktoren zu verwenden. Diese Möglichkeit bietet das Regelwerk, auf das das RGGI Bezug nimmt, nicht. Betrachtet man die vorab erstellten Anlagenlisten, so weisen 620 von 894 Anlagen als Primärbrennstoff Öl²⁹³ oder Erdgas auf, diese machen 63% der gesamten Produktionskapazität aus. Dies bedeutet, dass fast zwei Drittel der Produktionskapazitäten für eine brennstoffbezogene Emissionsberechnung in Frage kämen. Betrachtet man die Größenkategorien im EU-EH, die für die Wahl des Emissionsfaktors relevant sind, und setzt, da für das RGGI keine Emissionsdaten verfügbar sind, die Kapazität in Bezug zur möglichen Emission, so liegen unter Annahme von Erdgas als Brennstoff 54% dieser Anlagen mit einem Anteil von 57% an der Gesamtkapazität oberhalb von 50kt CO₂ p.a., dürften im EU-EH also keinen Standardemissionsfaktoren verwenden.</p> <p>Während im EU-EH Emissionsberichte von externen Verifizierern geprüft werden, übernimmt dies im RGGI-System die jeweils zuständige staatliche Behörde. Eine Vorgabe zu Anlagenbegehungen wie im EU-EH existiert nicht. Zur Prüfung durch die zuständige Behörde macht die Model Rule praktisch keine Vorgaben. Der Unterschied bezüglich der Verifizierung mag daran liegen, dass die kontinuierliche CO₂-Messung als vorherrschender Ansatz zur Emissionserfassung im RGGI-System angesehen wird. Da in diesem Fall eine regelmäßige Zertifizierung des Meßsystems gefordert wird und keine Belege wie im Falle der Berechnung zu prüfen sind, ist die Notwendigkeit einer Vorortbegehung nicht gegeben.</p> <p>Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die MRV-Regelungen des RGGI-Systems insgesamt eine geringere Genauigkeit als die Regelungen des EU-EH ermöglichen. Grundsätzlich stellt die im RGGI-System als genereller Ansatz gewählte Messung bei gut gewarteten Systemen eine Methode zur Ermitt-</p>

²⁹² Dies nur zur Beschreibung der Berechnungsmethodik. Für Öl und Gas als Brennstoffe führt das Weglassen des Oxidationsfaktors in der Berechnung nicht zu relevanten Abweichungen, vor allem, da die MRG ab 2008 standardmäßig die Verwendung eines Oxidationsfaktors von 1.0 erlauben.

²⁹³ Als Öl wurde in diesem Fall gezählt: Schweres Heizöl, Kerorsin, Diesel.

Thema	EU-EH 2008-2012	RGGI-System	Kommentar
			<p>lung der CO₂-Emissionen mit hoher Genauigkeit dar. Allerdings stehen über 60% der Produktionskapazitäten im RGGI-System die Möglichkeit offen, berechnete, anstatt gemessener Werte zu berichten. Diese Werte werden nicht verifiziert. Da Installation und Betrieb von Messsystemen um ein mehrfaches teurer als Einrichtung und Nutzung von Berechnungsmethoden ist, ist damit zu rechnen, dass Anlagenbetreiber die Möglichkeit der Berechnungsmethode bevorzugt nutzen werden. In diesem Fall wäre eine differenziertere Berechnungsmethodik mit Verifizierung notwendig, um eine dem EU-EH vergleichbare Genauigkeit zu erreichen.</p>
Banking	Grundsätzlich erlaubt	Grundsätzlich erlaubt	Übereinstimmend
Borrowing	Nicht erlaubt	Nicht erlaubt	Übereinstimmend.
Markteingriff		<p>Sonderregelungen bei Überschreiten der Preisgrenzen von US\$ 7 („Stufe 1“ bzw. „Offset Trigger“) bzw. US \$ 10 pro Zertifikat („Stufe 2“ bzw. „Safety Valve Trigger“) über 12 Monate</p>	<p>Werden die genannten Preisgrenzen überschritten, dürfen im Falle von Stufe 1 bis zu 5% der Emissionen aus Offset-Projekten gedeckt werden, im Falle von Stufe 2 bis zu 10%. Die Ausweitung der Deckelung von Offset-Zertifikaten auf 5% bzw. 10% der Emissionen entspricht einer Deckung von 75% bzw. 100% des durchschnittlichen Reduktionsziels. Da die Preisgrenzen mit € 5.1/t CO₂- bzw. €7.3/t CO₂ deutlich unter den Preisprognosen für den EU-EH für die Verpflichtungsperiode 2008-2012 von 15-25 EUR t CO₂-eq. liegen, ergibt sich hieraus ein deutlicher Einfluss auf den Marktpreis im EU-EH mit entsprechenden Auswirkungen auf die Ausschöpfung der Reduktionspotenziale. Es sind im Falle eines Stufe-2-Safety-Valve neben Zertifikaten aus Offset-Projekten auch Zertifikate aus anderen Handelssystemen bzw. Reduktionsmechanismen zulässig.²⁹⁴ Dies bedeutet, dass auch CERs/ ERUs für die Compliance verwendet werden können. Es ergibt sich hieraus eine Verknüpfung von EU-EH und RGGI auf indirektem Wege, die über die Nachfrage nach ERUs/ CERs eine Auswirkung auf den Marktpreis dieser Zertifikate haben kann.²⁹⁵ Im Stufe-2-Fall wird zusätzlich die Handelsperiode um ein Jahr auf vier Jahre verlängert (siehe hierzu auch die Ausführungen zum Start-/ Endzeitpunkt der Handelsperiode) Die Zielsetzung der Safety-Valves beruht auf der kostengünstigen Erreichung des nominellen Reduktionsziel, nicht auf der tatsächlichen Sicherstellung des ökologischen Ziels, das unter anderem durch höhere Ungenauigkeit bei Offset-Projekten gefährdet werden kann. Dies bedeutet auch eine Gefährdung des ökologischen Ziels des EU-Emissionshandels durch die Verfügbarkeit einer große Anzahl kostengünstiger Zertifikate mit eventuell hoher Ungenauigkeit.²⁹⁶ Möglich wäre die</p>

²⁹⁴ Diese Zertifikate werden in Offset-Zertifi über ein „Retirement Account“ gelöscht und gleichzeitig von der zuständigen Behörde in gleicher Menge als Offset-Zertifikate wieder freigegeben.

²⁹⁵ Aufgrund der deutlichen höheren Genauigkeitsanforderungen, höherem administrativem Aufwand und Kosten, stellt sich die Frage, ob CERs und ERUs, die seit Anfang des Jahres 2007 vorwiegend in den Preisintervallen € 6-9 bzw. €9-13, mit steigender Tendenz, gehandelt werden (siehe www.pointcarbon.com) für RGGI-Teilnehmer interessant sind, wenn die Safety-Valve-Grenze für Stufe 2 umgerechnet bei € 7,3 (siehe de.finance.yahoo.com/waehrungsrechner, 13.08.2007) liegt.

²⁹⁶ Auch wenn Offset-Zertifikate im EU-EH nicht für die Compliance verwendet werden dürfen, so werden durch die Verwendungsmöglichkeit von zusätzlichen Zertifikaten aus Offset-Projekten mehr RGGI-Zertifikate für den Verkauf in den EU-EH frei.

Thema	EU-EH 2008-2012	RGGI-System	Kommentar
			Einschränkung des Prozentsatzes der für die Compliance verwendbaren RGGI-Zertifikate ab Auslösen der Safety-Valve. Dies bedeutet allerdings eine Unsicherheit für EU-EH Teilnehmer in Bezug auf RGGI-Zertifikate, die den Wert der Zertifikate mindern und somit die ökonomischen Effekte des Linkings deutlich verringern kann.
Compliance Regelungen	EUR 100 pro nicht eingereichter t CO ₂ -eq. zusätzlich zur Verpflichtung der Nachreichung der fehlenden Zertifikatsmenge	Nachreichen der dreifachen Fehlmenge	Für jedes fehlende Zertifikat am Ende der Handelsperiode müssen drei Zertifikate nachgereicht werden. Ein Strafpfeil existiert im Gegensatz zum EU-Emissionshandel nicht. Die Regelungen sind grundsätzlich vergleichbar stringent. Angesichts der zahlreichen Sicherheitsvorkehrungen zur Erreichung der kostengünstigen Compliance im RGGI-System ist allerdings fraglich, ob diese Regelungen tatsächlich zur Anwendung kommen. ²⁹⁷
Verwendete Einheiten	Metrische Tonnen CO ₂ -eq.	Short tons	Unterschiedliche Einheiten. Bei Verkauf von Zertifikaten ins jeweils andere System ist daher eine Anpassung der Einheiten über eine Clearingstelle notwendig. Da eine ganzzahlige Umrechnung bei handelsüblichen Mengen kaum möglich sein wird, müssen die Dezimalstellen der umgerechneten Menge jeweils weggestrichen werden. Die Gesamtmenge an Zertifikaten im System aus dem verkauft wird, verringert sich damit geringfügig, dies führt zu Inkonsistenzen in Bezug auf die ausgegeben Menge an Zertifikaten. Ebenso verringert sich der transferierte Zertifikatswert geringfügig. Die geringfügigen Auswirkungen können bei Betrachtung sämtlicher Transfers ökonomisch bzw. systembezogen signifikant werden. Hier wäre eine Harmonisierung der verwendeten Einheiten eine sinnvolle Lösung.
Verwendete GWPs	GWP-Werte entsprechend dem IPCC 2nd Assessment Report ²⁹⁸	GWP-Werte aus dem IPCC 3rd Assessment Report ²⁹⁹	Unterschiedliche GWPs. Zum Tragen käme dies beim Ankauf von CERs/ ERUs aus nicht CO ₂ -basierten Projekten ins RGGI bzw. Offset-Zertifikaten in den EU-EH. Offset-Projekte können neben CO ₂ auch auf Methan und SF ₆ abzielen. Die GWPs im 3rd Assessment Report weichen im Vergleich zum 2nd Assessment Report für Methan um 9.5% nach oben und für SF ₆ um 9.1% nach unten ab. Bei Verkauf von Zertifikaten ins jeweils andere System ist daher eine Anpassung der Einheiten über eine Clearingstelle notwendig. Da eine ganzzahlige Umrechnung bei handelsüblichen Mengen kaum möglich sein wird, müssen die Dezimalstellen der umgerechneten Menge jeweils weggestrichen werden. Die Gesamtmenge an Zertifikaten im System aus dem verkauft wird, verringert sich damit geringfügig, dies führt zu Inkonsistenzen in Bezug auf die ausgegeben Menge an Zertifikaten. Ebenso

²⁹⁷ Während im EU-EH die Anlagenbetreiber verpflichtet sind, die Zertifikate einzureichen, werden diese im RGGI-System von staatlicher Seite „abgebucht“. Nach Ende der Handelsperiode 2005 reichten zahlreichen Anlagenbetreiber die notwendige Zertifikatsmenge nicht rechtzeitig ein, obwohl sie über die ausreichende Menge verfügten. Der notwendige Schritt war in diesen Fällen schlichtweg vergessen worden. Im RGGI ist dies nicht zu erwarten, da eine Einreichung durch den Anlagenbetreiber nicht vorgesehen ist. Anlagenbetreiber müssen lediglich über eine ausreichende Menge an Zertifikaten verfügen.

²⁹⁸ IPCC 1996

²⁹⁹ IPCC 2001

Thema	EU-EH 2008-2012	RGGI-System	Kommentar
			verringert sich der transferierte Zertifikatswert geringfügig. Die geringfügigen Auswirkungen können bei Betrachtung sämtlicher Transfers ökonomisch bzw. systembezogen signifikant werden. Hier wäre eine Harmonisierung der verwendeten Einheiten eine sinnvolle Lösung.
Akzeptierte Zertifikatstypen	ERUs, CERs	Zertifikate aus Offsetprojekten	<p>Berechnungsmethoden für die verschiedenen Offsetprojekttypen werden in der Model Rule vorgegeben. Die erzielte Genauigkeit liegt dabei klar ersichtlich geringer als die in CRF 40 Part 50 geforderte. Der Detailgrad liegt deutlich unter dem von CDM/ JI-Projekten. Eine Verifizierung durch von den zuständigen Behörden akkreditierten Verifizierer ist vorgesehen. Die administrative Struktur ist dabei deutlich schlanker als im Falle von CDM/ JI. Projektlaufzeiten für nicht-Aufforstungsprojekte sind mit 2x10 Jahren denen im CDM/ JI mit 3x7 Jahren vergleichbar. Im CDM ist allerdings auch eine Laufzeit von nur 1x10 Jahren möglich.</p> <p>Offsetprojekte sind zulässig in allen RGGI-Teilnehmerstaaten, US-Staaten mit Cap&Trade-System bzw. weiteren Staaten, mit denen ein Memorandum of Understanding in Bezug auf Offset-Projekte abgeschlossen wurde.</p> <p>Die für Offset-Projekte zulässigen Projekttypen sind im EU-EH grundsätzlich akzeptiert, mit Ausnahme von Aufforstungsprojekten. Die höhere Unsicherheit in Bezug auf die durch die Offset-Zertifikate verbriefte Emissionsmengen kann eine Gefährdung des ökologischen Ziels des EU-EH darstellen.</p>
Kyoto-Ratifikationsstand der Linking-Partner	Kyoto-Ratifikation 2002 erfolgt	Keine Kyoto-Ratifikation	<p>EUAs können aufgrund ihrer Bindung an AAUs nicht in das RGGI-System verkauft werden, da die USA das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert haben. Weiterhin kann eine Anrechnung der RGGI-Zertifikaten im EU-EH die Erreichung des Kyoto-Ziels der EU gefährden, da die RGGI-Zertifikate keine AAUs darstellen. Mögliche Lösungen bieten sich über die Verwendung eines Gateway an, siehe Abschnitt 3.2.</p> <p>Den Ankauf betreffend, muss sichergestellt sein, dass RGGI-Zertifikate und Zertifikate aus dem EU-EH dieselbe Emissionsmenge darstellen, die sie verbriefen, um die ökologische Zielsetzung des EU-EH bzw. das Kyoto-Ziel nicht zu gefährden (siehe auch Abschn. 3.2. zu MRV-Regelungen)</p>
Start-/Endzeitpunkt der Handelsperiode	01.01.2008-31.12.2012	01.01.2009-31.12.2011, analog 2012-2014, 2015-2018	<p>Während im EU-EH eine Rückgabe von Zertifikaten für das Vorjahr aktiv bis zum 30.04. eines jeden Jahres zu erfolgen hat, ist dies im RGGI-System nur alle drei Jahre der Fall. Hier werden die Zertifikate nach Einreichen des Berichtes zum 1. März des Jahres, das auf das letzte Jahr einer Handelsperiode folgt, automatisch durch die zuständige Behörde eingezogen.</p> <p>Die unterschiedlichen Endzeitpunkte von Handelsperioden/ Rückgabezeitpunkte beeinflussen die Marktliquidität, stellen aber grundsätzlich kein Problem dar.</p> <p>Im Falle eines Ereignisses der Stufe zwei wird die Compliance Periode um ein Jahr verlängert. Durch die Verschiebung des Endpunktes der langen Handelsperiode sind zum einen deutliche Auswirkungen auf die Liquidität zu erwarten. Zum anderen erlaubt die Verschiebung eine Art Borrowing bei den RGGI-Teilnehmern, wenn das vierten Jahr der RGGI-Verpflichtungsperiode mit dem ersten Jahr einer EU-EH Verpflichtungsperiode zusammenfällt.</p>

5.3. Fazit zum Linking von EU-EH und RGGI

Die beiden Systeme weisen ihre Ausgestaltung betreffend eine grundlegende Kompatibilität auf. Dies ist beispielsweise der Fall in Bezug auf die Stringenz der Ziele, Banking/ Borrowing, relative/ absolute Ziele.

Folgende Punkte erfordern Anpassungsmaßnahmen in Bezug auf ein Linking oder erweisen sich als kritisch:

- In Bezug auf unterschiedliche GWPs bzw. CO₂-Masseneinheiten ist die Umrechnung über eine Clearingstelle notwendig. Die Umrechnung bedeutet, dass nur ganze Einheiten gehandelt werden können, das Wegfallen des Dezimalbetrags der umgerechneten CO₂-Menge. Dies führt zu Inkonsistenzen in der Gesamtmenge vorhandener Zertifikate und stellt einen geringfügigen Wertverlust im Transferprozess dar. Hier wäre eine Harmonisierung von großem Vorteil.
- Die Vorgaben des RGGI im Bereich der Emissionserfassung und Berichterstattung erscheinen grundsätzlich ausreichend genau. Probleme bezüglich der Genauigkeit könnten sich ergeben, falls ein Großteil der Anlagenbetreiber sich für die Emissionsberechnung anstatt der kontinuierlichen Messung entscheidet. In diesem Bereich ist eine weniger genaue Emissionserfassung als im EU-EH zu erwarten. Ähnlich sieht es für die Verifizierung aus, die nur durch die zuständigen Behörden auf staatlicher Ebene ohne Vorortbegehung erfolgt.

Auch in Bezug auf Offset-Projekte erscheint die Genauigkeit geringer als im EU-Emissionshandel. Zulässig sind hier auch Aufforstungsprojekte, die derzeit aufgrund ihrer deutlich höheren Unsicherheit in Bezug auf die Emissionserfassung im EU-Emissionshandel nicht zulässig sind. Werden Zertifikate aus solchen Offset-Projekten im EU-Emissionshandel als nicht anrechenbar deklariert, so können diese über die Anrechnung von Offset-Zertifikaten bei RGGI-Teilnehmern (mit der Folge des Freiwerdens zugeteilter RGGI-Zertifikate) allerdings indirekt über das Gesamtsystem in den EU-EH Eingang finden. Problematisch sind im Falle einer Stufe 2-Safety-Valve die im RGGI anrechenbaren Zertifikate aus beliebigen anderen Handels- oder Reduktionssystemen, die wiederum eine abweichende Genauigkeit bzw. unerwünschte Typen von Reduktionsprojekten aufweisen können.

Die geringere Genauigkeit der Emissionserfassung sowie die Anrechenbarkeit von Aufforstungsprojekten könnten eine Gefährdung für die Erreichung der ökologischen Ziele im EU-EH darstellen

- Da die USA das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert haben, können EUAs angesichts ihrer Bindung an AAUs nicht in ein US-Handelssystem verkauft werden. Desweiteren kann das Anrechnen von RGGI-Zertifikaten im EU-EH das Kyoto-Ziel der EU gefährden, da den RGGI-Zertifikaten keine AAUs gegenüberstehen. Hier bietet sich eine Lösung über ein Gateway an (siehe Abschnitt 3.). In jedem Fall muss sichergestellt werden, dass die RGGI-Zertifikate mit ausreichender Genauigkeit der Emissionsmenge entsprechen, die sie verbriefen, um eine Gefährdung des Ziels des EU-EH wie auch des EU-weiten Kyoto-Zieles auszuschließen.
- Grundsätzlich problematisch erscheinen die Safety-Valve-Lösungen im RGGI-System, die Preisgrenzen von US \$ 7 bzw US \$ 10.8 (im Jahr 2009) setzen.

Futures für 2008EUAs lagen in den letzten 12 Monaten zwischen 15-25 EUR.³⁰⁰ Durch die Safety-Valve wäre somit eine klare Beeinflussung des Marktpreises im EU-EH nach unten zu erwarten, mit entsprechenden Auswirkungen auf die europäischen Emissionsminderungsanstrengungen. Je mehr Zertifikate aus Offset-Maßnahmen mit geringerer Genauigkeit in der Emissionserfassung angerechnet werden können, desto geringer wird die durchschnittliche Genauigkeit der im Gesamtsystem verfügbaren Zertifikate mit potenziell negativen Auswirkungen auf die ökologische Zielsetzung im EU-EH. Als Gegenmaßnahme wäre eine starke Deckelung der Anrechenbarkeit von Zertifikaten aus dem RGGI-System denkbar, mit dem Anreiz, die Deckelung in Abhängigkeit einer Harmonisierung der Systeme von Seiten des RGGI (höhere Safety Valve-Grenzen, Wegfallen der Safety-Valve, höhere Genauigkeit für Offset Projekte, etc.) zu lockern oder aufzuheben.

6. Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Rahmen dieses Papiers wurden kritische Punkte im Bezug auf die Verknüpfung von Zertifikatssystemen identifiziert und untersucht. Zu diesem Zweck erfolgte zunächst eine kurze Literaturschau, in deren Rahmen eine Liste relevanter Systemcharakteristika im Zusammenhang mit Linking erstellt wurde. Grundsätzlich ging aus der Literaturschau hervor, dass die Verknüpfung zwar die Kosteneffizienz erhöhen, die Erreichung des ökologischen Ziels aber auch gefährden kann. Es zeigt sich zudem, dass in fast allen Fällen technische Lösungen gefunden werden können, um das Erreichen der ökologischen Zielsetzung sicher zu stellen, diese aber mit einem erhöhten Aufwand bzw. erhöhter Systemkomplexität einhergehen können. Vor einer möglichen Verknüpfung muss daher jeweils die Frage gestellt werden, ob dieser zur Erreichung des ökologischen Ziels notwendige zusätzliche Aufwand die Erhöhung der Kosteneffizienz nicht überkompensiert.

Neben dem möglichen ökonomischen Vorteil wird auch die Möglichkeit einer Einflussnahme auf die Integration von Umweltpolitik außerhalb der EU genannt, beispielsweise noch im Aufbau befindliche Systeme betreffend. Auch eine unterstützende Wirkung des Linkings bei der internationalen Zusammenarbeit zum Klimaschutz wird hervorgehoben.

Die im Rahmen der Literaturschau identifizierten kritischen Punkte wurden im Folgenden in Bezug auf den EU-EH bzw. alternative Ausprägungen untersucht und mögliche Auswirkungen unterschiedlicher Ausprägungen und Lösungsansätze erläutert. Im folgenden Abschnitt wurden mögliche technische Umsetzungen von Lösungsansätzen durch Clearingstellen und Gateways aufgezeigt.

Anschließend erfolgte eine praktische Prüfung der erarbeiteten kritischen Punkte in Bezug auf ein mögliches Linking des EU-Emissionshandelssystems und der Regional Greenhouse Gas Initiative. Die Ausprägungen dieser Punkte in den beiden Systemen wurde verglichen und mögliche daraus resultierende Probleme kurz diskutiert. Es zeigte sich, dass die Systeme vom Grundaufbau her kompatibel sind, wobei einige inkompatible Ausprägungen wie die Verwendung unterschiedlicher GWPs oder CO₂-Einheiten über Clearingstellen gelöst werden müssen. Als problematisch könnten sich

³⁰⁰ Preisangaben von www.pointcarbon.com.

die Genauigkeit der Emissionserfassung sowie die Anrechenbarkeit von Aufforstungsprojekten erweisen. Hier muss eine mögliche Gefährdung der Erreichung der ökologischen Ziele des EU-EH in Betracht gezogen werden. Als klar problematisch erweisen sich zudem die Preisgrenzen des Systems, hierüber ist eine starke Einflussnahme auf den Marktpreis des EU-EH zu erwarten. Die Vorreiterrolle des EU-EH, die sich unter anderem in ambitionierten Zielen und daraus resultierenden hohen Preisen ausdrückt, kann über die Einflussnahme auf den Marktpreis, die wiederum die Erreichung des ökologischen Zieles gefährden kann, ausgehebelt werden.

Folgende Fragestellungen konnten im Rahmen dieses Papieres nicht geklärt werden, erscheinen aber im Zusammenhang mit Linking von hoher Relevanz:

- Inwiefern sind Handels- bzw. Reduktionssysteme bezüglich der Genauigkeit der Emissionserfassung, Berichterstattung und Verifizierung als „vergleichbar“ einzustufen? Hierfür müsste zunächst eine Metrik entwickelt werden;
- In welchem Rahmen kann eine politische Einflussnahme durch ein frühes Linking des EU-Emissionshandels mit anderen Systemen eine Verbreitung gemeinsamer Standards (ausgehend von denen des EU-EH) fördern und inwiefern kann die politische Kooperation, die sich im Linking ausdrückt, zukünftige internationale Aktivitäten in Bezug auf den Klimaschutz fördern?
- Wie kann die Kosten/ Nutzen-Bilanz des Linking, in der sich potenzielle Effizienzgewinne, politische Erwägungen in Bezug auf den globalen Klimaschutz und Kosten für administrative und technische Maßnahmen zur Sicherstellung des ökologischen Ziels der verlinkten Systeme gegenüberstehen, in den einzelnen Fällen bewertet werden und wie sind die jeweiligen Argumente zueinander zu gewichten?
- Wie können technische Lösungen in Bezug auf die Identifikationscodes, Clearingstellen, Gateways (besonders in Bezug auf die Verknüpfung mit Nicht-Kyoto-Ratifikationsstaaten), etc. im Detail aussehen und wie ist ihre Anbindung an die jeweiligen Register zu gestalten?
- Wie können technische Lösungen soweit offen gestaltet werden, dass zu einem späteren Zeitpunkt weitere Zertifikatssysteme mit evtl. anderen Anforderungen noch berücksichtigt/ eingepasst werden können?
- Wie kann ein erfolgreiches Linking über die Zeit sichergestellt werden und in welchen Abständen ist eine Überprüfung sinnvoll? Wie kann ein solcher Review-Prozess organisiert werden?
- Ist die Schaffung einer Marktaufsicht oder anderer Organe mit dem Ziel der aktiven Marktbeeinflussung sinnvoll? Wie kann eine solche Institution aussehen?

Literatur

- Ahman, Markus et al. (2005), *The Ten-Year Rule – Allocation of Emission Allowances in the EU Emission Trading System*; Resources for the Future Discussion Paper, Washington.
- Alexeeva-Talebi, V. / Anger, N. (2007), *Developing supra-European emission trading schemes: An Efficiency and international trade analysis*; Centre for European Economic Research, Discussion Paper No. 07-038; Mannheim.
- Anger, N. (2006), *Emission trading beyond Europe: Linking schemes in a post-Kyoto world*; Centre for European Economic Research, Discussion Paper No. 06-058; Mannheim.
- Angerer, Gerhard (2004), *Tätigkeitsspezifische Leitfäden für Unternehmen zur CO₂-Emissionsberichterstattung; Herstellung von Zellstoff und Papier*; Stand: 16.07.2004. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe.
- Arthur, W.B. (1987), *Competing Technologies, increasing returns, and lock-in by historical events*; in: *Economic Journal* (1989), 99, S.116-131.
- Bach, Stefan (2005), *Be- und Entlastungswirkungen der Ökologischen Steuerreform nach Produktionsbereichen*. Band I des Endberichts für das Projekt: „Quantifizierung der Effekte der Ökologischen Steuerreform auf Umwelt, Beschäftigung und Innovation“ Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamts.
- Bamberger, Ingolf / Wrona, Thomas (2000): *Konzeptionen der strategischen Unternehmensberatung*; in: Bamberger, Ingolf (Hrsg.): *Strategische Unternehmensberatung*, Wiesbaden.
- Baron, R. / Bygrave, S. (2002), *Towards international emission trading design implications for linkages*; Organisation for Economic Co-operation and Development and International Energy Agency, Paris.
- Bauer, C. / Zink, J. (2005): *Korrelation zwischen Strompreisen und CO₂-Zertifikatpreisen*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55, S. 574-577.
- BEE (2006), *Pressemitteilung vom 16.08.2006*; <http://www.bee-ev.de/presse.php?pr=1070>.
- BEE (2007), *BEE-Pressekonferenz vom 04.01.2007, Jahr der Rekorde: Erneuerbare Energien 2006*; <http://www.bee-ev.de/uploads/EE2006-Jahresrueckblick.pdf>.
- Binder, Klaus Georg (1999), *Grundzüge der Umweltökonomie*; Vahlen, München.
- BMU (2004a), *Die Ökologische Steuerreform: Einstieg, Fortführung und Fortentwicklung zur Ökologischen Finanzreform*; Bundesministerium für Umwelt-, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2004b), *Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005-2007*. Berlin, 31. März 2004
- BMU (2005), *Informationen zur Anwendung von § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen) für das Jahr 2006*.
- BMU (2006a), *Informationen zur Anwendung von § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2007, einschl. der rückwirkenden Anwendung des 1. EEG-Änderungsgesetz (Wegfall der sog. Deckelregelungen) für 2006*.
- BMU (2006b), *Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet*. Hrsg. vom

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Berlin, 2006.
http://www.erneuerbar.com/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_strom_aus_ee.pdf.
- BMU (2006c), *Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland*. Berlin, 28. Juni 2006
- BMU (2007a), *Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2006 in Deutschland*; Stand: 21. Februar 2007. Aktuelle Daten des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2006 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) Herausgegeben vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 21.02.2007.
- BMU (2007b), *Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet*; Hrsg. vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Berlin, Januar 2007.
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_strom_aus_ee_neu.pdf
- BMU (2007c), *Umweltpolitik. Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung*; Stand: Januar 2007.
- Bode, S. (2004), *Multi-period emissions trading in the electricity sector – winners and losers*; HWWA Discussion Paper 268; 2004
- Bode, S. / Groscurth, H. (2006), *Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis*; In: HWWA Discussion Paper Nr. 348. Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA), 2006.
- Bode, Sven und Helmuth Groscurth (2006), *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreis*; In: Wirtschaftsdienst, Nr. 11, S. 735-740.
- Böhringer, C. / Lange, A. (2003), *Economic Implications of Alternative Allocation Schemes for Emission Allowances. A Theoretical and Applied Analysis*; ZEW Discussion Paper No. 03-22; 2003.
- Böhringer, Christoph/ Hoffmann, Tim/ de Lara Peñate, Casiano Manrique (2006), *The Efficiency Costs of Separating Carbon Markets Under the EU Emissions Trading Scheme: A Quantitative Assessment for Germany*; ZEW Working Paper No. 05-06.
- Böhringer, Christoph; Koschel, Henrike; Moslener (2005), *Emissionshandel, Ökosteuern und Förderung erneuerbarer Energien: Ökonomische Überlegungen zum Zusammenwirken dreier Instrumente in der Praxis*; In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft 29 (2005), Heft 1, S. 39-46.
- Bygrave S./Bosi, M. (2004), *Linking Project-Based Mechanisms with domestic greenhouse-gas emissions trading schemes*; Organisation for Economic Co-operation and Development.
- Cambridge Econometrics (2000), *Industrial benefits and costs of greenhouse gas abatement strategies: applications of E3M*; E3mE-Project Working Paper for Task 9: GHG abatement benefits and costs.
- Capros, P., Mantzos, L. (2000), *The economic effect of EU-wide industry-level emission trading to reduce greenhouse gases. Results from PRIMES energy Systems Model*.
- Carbon Trust (2004), *The European Emissions Trading Scheme: Implications for Industrial Competitiveness*.

- Commissie Benchmarking (1999), *Energy Efficiency Benchmarking Covenant*.
- Cramton, Peter & Kerr, Suzi (1999), *The Distributional Effects of Carbon Regulation: Why auctioned carbon permits are attractive and feasible*; in: Sterner, Thomas (Hrg.) (1999): *The Market and the Environment*, Cheltenham, Edward Elgar.
- Cramton, Peter & Kerr, Suzi (2002), *How and why to auction not grandfather*; in: Energy Policy 30, S.333-345.
- DEHST (2006a), *Emissionshandel: CO₂-Emissionen des Jahres 2005. Auswertung der Ist-Emissionen des Emissionshandelssektors im Jahr 2005 in Deutschland*.
- DEHST (2006b), *Sonderauswertung „Kurzbericht für das FiFO Köln im Rahmen des UFOPLAN Kz 205 41 114 von Volker Kathöfer*.
- Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006a), *EU Emissions Trading Scheme – UK National Allocation Plan 2008-2012*, London.
- Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006b), *EU Emissions Trading Scheme Phase II (2008 – 2012) – Allocation Methodology – Revised Partial Regulatory Impact Assessment*, London.
- Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006c), *EU Emissions Trading Scheme Phase II (2008 – 2012) – New Entrant Reserve and Closure – Revised Partial Regulatory Impact Assessment*, London.
- Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006d), *Consultation on the exclusion of certain small emitters in the EU Emissions Trading Scheme, Phase II*, London.
- Department for Environment, Food and Rural Affairs (2006e); *Climate Change. The UK Programme 2006*; London.
- Department of Trade and Industry (DTI) (2003); *Energy White Paper. Our energy future creating a low carbon economy*; London.
- Department of Trade and Industry (DTI) Energy Group (2006), *ESI New Entrants' Benchmark Report*, London.
- Diekmann, Jochen & Schleich, Joachim (2006), *Auktionierung von Emissionsrechten. Eine Chance für mehr Gerechtigkeit und Effizienz im Emissionshandel*; in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 30 (2006) 4.
- Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'Énergie (2006), *Bilan énergétique de l'année 2005 en Franc*; Paris.
- DIW/Ökoinstitut (2005), *Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten*; Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes. Bearbeitet von: M. Horn, H.-J. Ziesing, F. C. Matthes, R. Harthan, R. Menzler. Berlin 2005.
- Dyckhoff, Jacobs, (1994) *Organisation des Umweltschutzes in Industriebetrieben*; in: *ZfB*, Jg. 64, H. 6, S. 717-735.
- Ecofys (2004), *Analysis of the National Allocation Plans for phase I of the EU emissions trading scheme*; London.
- Ecofys (2005), *Auctioning of CO₂ emission allowances in the EU ETS*; Utrecht.
- Edenhofer, O./ Flachsland, C. / Marschinski, R.; *Wege zu einem globalen CO₂-Markt; Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung; 2007*.

- Ekins, P. (2005), *Emissions trading: impacts on electricity consumers*; Policy Studies Institute.
- Ellis, J. / Tirpak, D.(2006), *Linking GHG Emission Trading Schemes and Markets*; Organisation for Economic Co-operation and Development.
- EU KOM (2001), *Mitteilung der Kommission über die Durchführung der ersten Phase des Europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP)* (KOM(2001) 580 endgültig); Brüssel.
- EU KOM (2004), *Mitteilung der Kommission über Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates aufgelisteten Kriterien sowie über die Bedingungen für den Nachweis höherer Gewalt*, (KOM(2003) 830 endgültig); Brüssel.
- EU KOM (2005), *Mitteilung der Kommission „Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des Systems für den EU-Emissionshandel“* (KOM(2005) 703 endgültig), Brüssel.
- EU KOM (2006), *Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über die Bewertung der nationalen Pläne für die Zuteilung von Zertifikaten für Treibhausgasemissionen im zweiten Zeitraum des EU-Emissionshandelssystems mit Bezug auf die Entscheidungen der Kommission über die nationalen Zuteilungspläne Deutschlands, Griechenlands, Irlands, Lettlands, Litauens, Luxemburgs, Maltas, der Slowakei, Schwedens und des Vereinigten Königreichs gemäß der Richtlinie 2003/87/EG*; Brüssel.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2003), *Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates*; Luxemburg.
- European Commission (2004a), *Directive 2004/101/EC of 27 October 2004 amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms*; Brussels.
- European Commission (2006), *Commission decision concerning the national allocation plan for the allocation of greenhouse gas emission allowances notified by United Kingdom in accordance with Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council*; Brüssel.
- European Commission (2004b), *COMMISSION REGULATION (EC) No 2216/2004 of 21 December 2004 for a standardised and secured system of registries pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council and Decision No 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council*; Brussels.
- European Commission (2007a), *Commission decision concerning the national allocation plan for the allocation of greenhouse gas emission allowances notified by France in accordance with Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council*; Brüssel.
- European Commission (2007b), *Commission decision concerning the national allocation plan for the allocation of greenhouse gas emission allowances notified by The Netherlands in accordance with Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council*; Brüssel.

- European Commission (2007c), *Commission decision concerning the national allocation plan for the allocation of greenhouse gas emission allowances notified by Poland in accordance with Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council*; Brüssel.
- European Commission Directorate General for Environment (2005): *Review of EU Emissions Trading Scheme, Survey highlights*; Brussels.
- European Energy Exchange (EEX), *EUA-Preise (Forwards 2005) und Strompreisentwicklung November 2004-November 2005*; www.eex.com; 14.02.2006.
- European Environment Agency (2006), *Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2006*; Kopenhagen.
- Feess, Eberhard (2007), *Umweltökonomie und Umweltpolitik*, Vahlen, München.
- Gomez, Peter / Zimmermann, Tim (1993): *Unternehmensorganisation, Profile, Dynamik, Methodik*; Frankfurt a.M, New York.
- Graus, W. & Worrel, E. (2006), *Comparison of efficiency fossil power generation*; Utrecht.
- Grubb, Michael und Neuhoff, Karsten (2006), *Allocation and competitiveness in the EU emissions trading scheme: policy overview*, in: *Climate Policy 6* (2006). Haites, E. / Wang, X (2006), *Ensuring the environmental effectiveness of linked emission trading schemes*; Margaree.
- Haites, E. / Mullins, F. (2001), *Linking domestic and industry Greenhouse gas emissions Trading Schemes*; IETA/EPRI/IEA.
- Heilmann, Sven (2005), *Abgaben- und Mengenlösungen im Klimaschutz. Die Interaktion von europäischem Emissionshandel und deutscher Ökosteuer*; Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge, Nr. 05-2.
- Hepburn, Cameron et al. (2006), *Auctioning of EU ETS phase II allowances: how and why?*; in: *Climate Policy 6* (2006).
- Hopfenbeck (1998), S. 586f. *Allgemeine Betriebs- und Managementlehre: das Unternehmen im Spannungsfeld zwischen ökonomischen und ökologischen Interessen*; Landsberg/Lech
- Ilex Energy Consulting (2004), *Impact of the EU ETS on European electricity prices*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2001), *Climate Change 2001: The Scientific Basis*; Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (1996), *Climate Change 1995: The Science of Climate Change*; Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- International Energy Agency (2005); *Industrial Competitiveness under the European Union Emissions Trading Scheme*;
http://www.iea.org/textbase/papers/2005/Industrial_Competitiveness.pdf
- IZES (2004) *Ausgewählte Fragestellungen zur EEG-Novellierung, Teilbericht: Strompreisszenarien und Strompreisvergleich*
- Jensen, J./Rasmussen, T.N. (2000), *Allocation of CO₂ emission permits. A general equilibrium analysis of policy instruments*; *Journal of Environmental Economics and Management* 40; p. 111-136.
- Kirsch, Werner (1997): *Betriebswirtschaftslehre. Eine Annäherung aus der Perspektive der Unternehmensführung*; München.

- Klepper, G. / Peterson, S. (2004), *The EU emissions trading scheme. Allowance prices, trade flows, competitiveness effects*; FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei) Working Paper No. 49.04.
- Kletzan, D; Köppl, A; Kratena, K (2002), *E3 Impacts of domestic emissions trading regimes in liberalised energy markets: carbon leakage or double dividend?*
- Lindenberger, Dietmar und Walter Schulz (2003), *Entwicklung der Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes*; Kurzgutachten im Auftrag der Hydro Aluminium GmbH. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln, 2003. http://www.uni-koeln.de/wiso-fak/energie/Aktuell/Hydro_Aluminium.pdf
- Machat, Marcus und Kathrin Werner (2007), *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix*; Climate Change Nr. 1/07, Umweltbundesamt, Dessau.
- Mankiw, G (2004), *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre*, 3.Aufl, Schäffer-Poeschel, Stuttgart.
- Mannaerts, H. / Mulder, M. (CPB Netherlands' Bureau for Economic Policy Analysis) (2003), *Emissions trading and the European electricity market. Consequences of emissions trading on prices of electricity and competitiveness of basic industries.*
- McKinsey & Ecofys (2005). *EU ETS review. Interim Report on International Competitiveness.* European Commission, DG environment.
- Michaelowa, Axel (2002), *Der Beginn einer wunderbaren Freundschaft – Ökosteuer und Emissionshandel sind miteinander vereinbar.* In: Politische Ökologie, Nr. 77/78, S. 85-87.
- Minister for Economic Affairs and the State Secretary for Housing, Spatial Planning and the Environment (2006), *Netherlands national allocation plan for greenhouse gas allowances 2008-2012.*
- Ministère de l'écologie et du développement durable (2006), *Projet de plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ II) (Période: 2008 à 2012)*, Paris.
- Ministry of Environment (2006), *National Allocation Plan of CO₂ Emission Allowances for 2008-2012 Settlement Period*, Warschau.
- Nationales Klimaschutzprogramm (2000), *Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000. Fünfter Bericht der interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“*; Berlin.
- Neuhoff, Karsten/ Keats Martinez, Kim/ Sato, Misato (2006), *Allocation, incentives and distortions: the impact of EU ETS emissions allowance allocations to the electricity sector*; in: *Climate Policy* 6 (2006).
- Ockenfels, Axel; Gatzen, Christoph; Peek, Markus (2005): *Sind die Gesetze des Wettbewerbs auf dem Strommarkt außer Kraft gesetzt?*; in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg. Special
- Öko-Institut (2005), *The environmental effectiveness and economic efficiency of the European Union Emissions Trading Scheme: Structural aspects of allocation*; Berlin.
- Peek, M/ Bartels, M./ Gatzen, C. (2004), *Modellgestützte Analyse der Auswirkungen des CO₂-Zertifikatehandels auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*; in: *Zfe, Zeitschrift für Energiewirtschaft* 28 (2004)1.
- Perlitz, Manfred / Seger, Frank (1999): *Strategische Unternehmensführung*; in: Kieser, Alfred / Oechsler, Walter A. (Hrsg.): *Unternehmungspolitik*, Stuttgart, S. 211-271.

- Peterson, Sonja (2003), *The EU Emissions Trading Scheme and its Competitiveness Effects for European Business – results from the CGE Model DART*; Carbon Trust.
- Peterson, Sonja (2006), *Efficient Abatement in Separated Carbon Markets: A Theoretical and Quantitative Analysis of the EU Emissions Trading Scheme*; Kieler Working Paper No. 1271.
- Petrick, Kim (2003), *Markt und Staat im Klimaschutz. Ordnungspolitik und Interventionismus in einem System international handelbarer Emissionsrechte*; Tenea, Berlin.
- Pressemitteilung der EU (2007a), *Emissionshandel: Kommission entscheidet über den nationalen Zuteilungsplan Zyperns für 2008-2012*, vom 18.07.2007
- Pressemitteilung der EU (2007b), *Emissionshandel: Kommission hat heute über den nationalen Zuteilungsplan Dänemarks für 2008-2012 entschieden*, vom 31.08.2007
- Rat der Europäischen Union (2002), *Entscheidung des Rates über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen (2002/358/EG)*, Luxemburg.
- Rogge, K./ Schleich, J./ Betz, R. & Cozijnsen, J.(2006), *Increasing the Ambition of EU Emissions Trading – An Assessment of the Draft Second Allocation Plans and Verified Emission Reports of Germany, the United Kingdom and the Netherlands*; Amsterdam.
- Rüegg-Stürm, Johannes (1996): *Controlling für Manager: Grundlagen, Methoden, Anwendungen*; Zürich.
- Rüegg-Stürm, Johannes (2000): *Was ist eine Unternehmung? Ein Unternehmungsmodell zur Einführung in die Grundkategorien einer modernen Managementlehre*; Diskussionsbeitrag des Instituts für Betriebswirtschaft, St. Gallen.
- Schierenbeck, Henner (1993): *Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre*; München, Wien.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (2005), *Energiemarkt Deutschland*; TÜV-Verlag: Köln.
- Schlegelmilch, Kai und Maike Bunse (2006), *Ökologische Steuerreform und Emissionshandel*; Buchprojekt, unveröffentlicht.
- Schleich, Joachim/ Betz, Regine/ Rogge, Karoline (2007), *EU Emissions Trading – Better Job Second Time Around?*; Kapitel 2.3. Working Paper Sustainability and Innovation Nr. S 2/2007, Fraunhofer Institute Systems and Innovations Research.
- Sijm; J.P.M. et al (2005), *CO₂ price dynamics. The implications of EU emissions trading for the price of electricity*.
- Smale, Robin et al. (2006), *The impact of CO₂ emissions trading on firm profits and market prices*; in: Climate Policy 6 (2006), S. 29-46
- Spiteller, M./ Bahadir, M/ Parlar, H. (2000), *Springer Umweltlexikon*; 2.Auflage, Springer, Berlin.
- Statistisches Bundesamt (2005), *Produzierendes Gewerbe 2004. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe*; Fachserie 4, Reihe 6.4.
- Statistisches Bundesamt (2006), *Statistisches Jahrbuch 2006*; Für die Bundesrepublik Deutschland. Hrsg. vom Statistischen Bundesamt (Federal Statistical Office), Wiesbaden, September 2006.
- Statistisches Jahrbuch NRW (2006), *Statistisches Jahrbuch Nordrhein-Westfalen 2006*; 48. Jahrgang. Hrsg. vom Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik Nordrhein-

- Westfalen, Düsseldorf 2006.
- Sterk, W. / Braun, M. / Haug, C. / Korytarova, K. / Scholten, A. (2006), *Ready to Link Up? Implication of design differences for Linking domestic emissions trading schemes; Cross-Section Project 4 of the the project "Joint Emissions Trading as a Scio-Ecological Transformation"*; Wuppertal Institute.
- Sundmacher, Torsten (2006), *Inside Emission Trading oder wie Detailregelungen die Wirkung eines Instrumentes bestimmen: Das Beispiel „prozessbedingter Emissionen“ der Eisen- und Stahlindustrie im deutschen Emissionshandels-Gesetzgebungsprozess*; In: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht (ZfU), 2/2006, S. 235-277.
- Thommen, Jean-Paul (1996): *Managementorientierte Betriebswirtschaftslehre*; Zürich.
- Ulrich, Hans / Probst, Gilbert J.B. (1990): *Anleitung zum ganzheitlichen Denken und Handeln: ein Brevier für Führungskräfte*; Bern, Stuttgart.
- Umamaheswaran, K. & Michaelowa, Axel (2006), *Additionality and Sustainable Development Issues Regarding CDM Projects in Energy Efficiency Sector*; HWWA Discussions Paper No. 346.
- United Nations (1998), *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*; Kyoto.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (2006), *National greenhouse gas inventory data for the period 1990–2004 and status of reporting*.
- Varian, Hal R. (1999): *Grundzüge der Mikroökonomik*; Oldenbourg.
- Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) (2006), *Endenergieverbrauch in Deutschland 2004*; Energie Spezial. Praxis-Informationen für VDEW-Mitglieder. Berlin, April 2006 (Tabellen in der Fassung 01.12.2006).
- Verband der Netzbetreiber (VDN) (2006), *EEG – Prognose- und Abrechnungswerte 2000-2005*.
- VIK (2005), *Statistik der Energiewirtschaft*; Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
- Walz, Rainer (2005), *Interaktion des EU Emissionshandels mit dem Erneuerbare Energien Gesetz*; in: ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft 29 (2005), Heft 4, S. 261-270.
- Walz, Rainer; Betz, Regina, *Interaction of the EU Directive with German climate policy instruments*; Final Report within the EU Project Interaction in Climate Policy (INTERACT), Karlsruhe.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004), *Stellungnahme zur Förderung erneuerbarer Energien vom 16. Januar 2004*.
- Ziesing, Hans-Joachim (2006), *CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahre 2005 deutlich gesunken*; DIW-Wochenbericht, Nr. 12, 2006.
- ZREU (2000), ZREU Zentrum für rationelle Energieanwendung und Umwelt GmbH in Zusammenarbeit mit Technische Universität München, Lehrstuhl für Energie- und Umwelttechnik der Lebensmittelindustrie und in Kooperation mit MÜLLER-BROT Neufahrn GmbH & Co. KG: *Minderung öko- und klimaschädigender Abgase aus industriellen Anlagen durch rationelle Energienutzung - Großbäckerei -*; Gutachten im Auftrag des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz, Augsburg 2000