

CLIMATE CHANGE

07/2022

Vermeidungskostenkurven für das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS)

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 07/2022

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 3715 42 502 1

FB000336/1

Vermeidungskostenkurven für das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS)

Abschlussbericht

von

Vicki Duscha, Tobias Fleiter, Matthias Rehfeldt, Frank
Sensfuss

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Abschlussdatum:

Juli 2020

Redaktion:

Fachgebiet V 3.3 Ökonomische Grundsatzfragen des Emissionshandels, Monitoring,
Auswertungen
Steffen Schlömer, Frank Gagelmann

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2022

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Vermeidungskostenkurven für das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS)

Der vorliegende Bericht präsentiert Vermeidungskostenkurven für Treibhausgasemissionen (THG-VKK) im stationären Teil des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (stationäres EU ETS) für die Jahre 2030 und 2040. Sie umfassen alle 31, am EU ETS beteiligten Länder (inkl. Großbritannien) und alle relevanten Tätigkeiten/Sektoren mit Ausnahme des Luftverkehrssektors. Bei der Entwicklung der EU ETS-spezifischen Vermeidungskostenkurve kam ein System aus zwei Modellen zum Einsatz: Enertile, ein Modell zur Optimierung des Europäischen Stromsystems und FORECAST-Industry, ein Bottom-up-Simulationsmodell für die Industriesektoren inklusive Raffinerien. Neben einem Basisszenario wurden drei Sensitivitätsanalysen zur Überprüfung der Robustheit der Ergebnisse durchgeführt.

Dieser Bericht enthält die entwickelten VKK, die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen sowie eine detaillierte Darstellung der eingesetzten Modelle und getroffenen Annahmen, um die Interpretation der VKK zu ermöglichen. Zusätzlich wurden die Ergebnisse mit anderen Studien verglichen und es werden die größten methodischen und inhaltlichen Herausforderungen bei der Entwicklung der VKK diskutiert.

Abstract: Abatement cost curves for the European Emissions Trading System (EU ETS)

This report presents marginal abatement cost curves (MACCs) for greenhouse gas emissions in the stationary part of the European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS) for the years 2030 and 2040, covering all 31 countries participating in the EU ETS (including the UK) and all relevant activities/sectors with the exception of the aviation sector. The development of the EU ETS-specific MACCs was based on a system of two models: Enertile, a model to optimise the European electricity system and FORECAST-Industry, a bottom-up simulation model for the industrial sectors including refineries. In addition to a base scenario, three sensitivity analyses were carried out to verify the robustness of the results.

This report contains the developed MACCs, the results of the sensitivity analyses as well as a detailed description of the models used and assumptions made to allow the interpretation of the MACCs. In addition, the results were compared with other studies and the main methodological and substantive challenges in the development of MACCs are discussed.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis	16
Zusammenfassung	17
Summary	39
1 Einleitung	59
Teil A: Vorüberlegungen und Vorarbeiten zu Vermeidungskostenkurven.....	60
2 Typen und Darstellungsformen von Vermeidungskostenkurven	61
2.1 Ansatz zur Entwicklung der Kurven: technologiebasiert und modellbasiert	61
2.1.1 Technologiebasierte Vermeidungskostenkurven	61
2.1.2 Modellbasierte Vermeidungskostenkurven.....	62
2.2 Darstellungsformen von Vermeidungskostenkurven.....	63
2.2.1 Abbildung von Vermeidungspotenzialen: Emissionen oder <i>Emissionsreduktionen</i>	63
2.2.2 Referenzsystem: „Baseline“ oder Basisjahr	64
2.3 Vermeidungskostenkurven aus privater und sozialer Perspektive	65
3 Vermeidungskostenkurven in der Literatur.....	67
4 Anforderungen an Vermeidungskostenkurven für das stationäre EU ETS.....	74
Teil B: Methodischer Ansatz zur Entwicklung von Vermeidungs-kostenkurven	77
5 Modellsystem	78
5.1 Das Strommarktmodell Enertile®	78
5.1.1 Überblick	78
5.1.1.1 Eingangsdaten	80
5.1.1.2 Ergebnisse	81
5.1.2 Relevante Technologien und ihre Entwicklung.....	82
5.1.3 Ökonomische Entscheidungen.....	84
5.2 FORECAST-Industry – ein Modell der industriellen Energieverbräuche und Emissionen.....	85
5.2.1 Überblick	85
5.2.1.1 Eingangsgrößen.....	91
5.2.1.2 Ergebnisse	92

5.2.2	Relevante Technologien und ihre Entwicklung.....	93
5.2.2.1	Das Modul „Prozesstechniken“	93
5.2.2.2	Das Modul „Dampferzeugung“	94
5.2.2.3	Das Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“	94
5.2.3	Ökonomische Entscheidungen.....	95
5.2.3.1	... im Modul „Prozesstechniken“	95
5.2.3.2	... im Modul „Dampferzeugung“	96
5.2.3.3	... im Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“	97
5.2.4	Intertemporale Aspekte und Umgang mit Pfadabhängigkeiten.....	98
5.2.4.1	... im Modul „Prozesstechniken“	98
5.2.4.2	... im Modul „Dampferzeugung“	99
5.2.4.3	... im Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“	99
5.3	Die Modellkopplung	99
5.3.1	Systemgrenzen des Modellverbunds	100
5.3.2	Interaktion der Modelle	100
5.3.3	Harmonisierung der Modellansätze.....	101
5.4	Abdeckung des EU ETS durch den Modellverbund & Anpassungen zur Steigerung der Passgenauigkeit.....	102
5.4.1	Abdeckung der EU ETS-Mitgliedstaaten	102
5.4.2	Abdeckung der emissionshandelspflichtigen Treibhausgasemissionen	103
5.4.3	Abdeckung der emissionshandelspflichtigen Anlagen durch die Modellsektoren	103
5.4.3.1	Auslassung und Dopplungen.....	104
5.4.3.2	Berücksichtigung von Größenbeschränkungen	108
5.4.3.3	Definition von und Zuordnung zu Sektoren	109
6	Rahmenannahmen für das Basisszenario.....	122
6.1	Sozio-ökonomische Rahmenannahmen.....	122
6.2	Technische und techno-ökonomische Rahmenannahmen.....	125
6.2.1	Enertile	126
6.2.2	FORECAST	128
6.2.2.1	Das Modul „Prozesstechniken“	128
6.2.2.2	Das Modul „Dampferzeugung“	129

6.2.2.3	Das Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“	131
6.3	Politische Rahmenannahmen.....	131
Teil C: Vermeidungskostenkurven für das EU ETS.....		132
7	Überblick über die Eigenschaften der entwickelten Vermeidungskostenkurven für das stationäre EU ETS.....	133
7.1	Zum Umfang der berücksichtigten Treibhausgase	133
7.2	Zum geographischen Umfang und Detailgrad.....	134
7.3	Zum sektoralen Umfang und Detailgrad	134
7.4	Zum technologischen Detailgrad.....	135
7.5	Zur ökonomischen Perspektive	136
7.6	Zum Referenzsystem	137
8	Ergebnisse: Vermeidungskostenkurven für das stationäre EU ETS im Basisszenario	138
8.1	Überblick der Ergebnisse für das EU ETS.....	138
8.2	Ergebnisse für Strom und Wärme	143
8.3	Ergebnisse für die Industriesektoren	147
8.3.1	Vorbemerkungen zur Einordnung der Ergebnisse	147
8.3.2	Gesamtbild Industrie.....	151
8.3.2.1	Prozessbedingte Emissionen	154
8.3.2.2	Technisch bedingt fixe energiebedingte Emissionen.....	155
8.3.2.3	Variable energiebedingte Emissionen.....	157
9	Einordnung der Ergebnisse im Kontext anderer Klimaschutzszenarien	165
9.1	Systemgrenze „Gesamtes EU ETS“	166
9.2	Studienvergleich für „Strom und Wärme im EU ETS“	170
9.3	Studienvergleich für „Industrie im EU ETS“	174
10	Sensitivitätsanalysen zur Rolle ausgewählter Annahmen im Basis-Szenario	178
10.1	Sensitivität „Erdgaspreis“	178
10.1.1	Hintergrund und Implementierung.....	178
10.1.2	Überblick der Ergebnisse.....	178
10.1.3	Ergebnisse für Strom und Wärme.....	180
10.1.4	Ergebnisse für die Industriesektoren	182
10.2	Sensitivität „Privatwirtschaftliche Perspektive“	184
10.2.1	Hintergrund und Implementierung.....	184

10.2.2	Überblick der Ergebnisse	186
10.2.3	Ergebnisse für Strom und Wärme.....	187
10.2.4	Ergebnisse für die Industriesektoren	189
10.3	Sensitivitätsanalyse „Innovative Technologien und Technologiekosten“	193
10.3.1	Hintergrund und Implementierung.....	193
10.3.1.1	Technologiekosten im Stromsektor	194
10.3.1.2	Innovative Technologien in der Industrie	194
10.3.2	Ergebnisse veränderter Technologiekosten im Stromsektor	194
10.3.3	Ergebnisse der Berücksichtigung innovativer Technologien in den Industriesektoren.....	196
10.3.3.1	Kostenabschätzung für „innovative Technologien“	197
10.3.3.2	NE-Metalle	201
10.3.3.3	Emissioneneinsparungen durch Einsatz „innovativer Technologien“	202
11	Methodische Schlussfolgerungen.....	205
11.1	Zum modellbasierten Ansatz.....	205
11.2	Zum geographischen Umfang und Detail.....	208
11.3	Zum sektoralen Umfang und Detail	209
11.3.1	Verbrennungsanlagen im EU ETS (Tätigkeit 20).....	209
11.3.2	Industrieanlagen im EU ETS (Tätigkeiten 21–44).....	210
11.3.3	Sonstige.....	211
11.4	Zum Umfang und Detail (technischer) Vermeidungsoptionen	211
11.4.1	Zum ausgewiesenen technischen Detailgrad	211
11.4.2	Zum Umfang abgebildeter Vermeidungsoptionen	211
11.5	Zur ökonomischen Perspektive	212
11.5.1	Zur Abbildung einer sozialen Perspektive.....	213
11.5.2	Zur Relevanz unterschiedlicher ökonomischer Perspektiven	215
11.6	Zu intertemporalen Aspekten und Pfadabhängigkeiten	216
11.7	Methodischer Ausblick und Einsatzmöglichkeiten der Vermeidungskostenkurven	217
12	Inhaltliche Schlussfolgerungen und Ausblick	219
13	Literatur	221
A	Anhang.....	227
A.1	Liste der Energieeffizienzoptionen im Modul „Industrielle Prozesse“	227

A.2	Gegenüberstellung Rahmendaten mit anderen wichtigen Studien für Deutschland.....	230
A.3	BU-TD-Abgleich nach Ländern.....	231
A.4	Detailanalyse Stahlwerke und Energieerzeugungsanlagen in der Stahlindustrie	232
A.5	Prozessaktivitäten in FORECAST	236
A.6	Ausführliche Darstellung der Passgenauigkeit der unkalibrierten Modellergebnisse und EU ETS (nach Regionen).....	243
A.7	Ausführliche Liste der Kalibrierungsfaktoren (korrigierte VET-Emissionen geteilt durch Modellergebnisse (2015))	244

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vermeidungskostenkurve für das stationäre EU ETS in 2030 (oben) und 2040 (unten), differenziert nach Technologiegruppen	21
Abbildung 2:	Vermeidungskostenkurve für Strom- und Wärmeerzeugung im EU ETS in 2040	23
Abbildung 3:	Zusammensetzung der Stromerzeugung im EU ETS für das Stützjahr 2040	24
Abbildung 4:	Vermeidungskostenkurve für Industrie im EU ETS in 2040	27
Abbildung 5:	Gesamtindustrielle ETS-Emissionen nach Typ in 2015, 2030 und 2040 für 0, 30, 60 und 90 €/t CO ₂	29
Abbildung 6:	Wirkung des Gaspreises auf die errechneten Emissionen im Stromsektor in 2040	34
Abbildung 7:	Emissionsentwicklung im Szenario innovative Technologien.....	38
Abbildung 8:	Beispiel einer technologiebasierten Vermeidungskostenkurve	62
Abbildung 9:	Beispiel einer modellbasierten Vermeidungskostenkurve, erzeugt mit UK MARKAL.....	63
Abbildung 10:	Darstellungsformen für Vermeidungskostenkurven, basierend auf Emissionen (links) und auf Emissionsvermeidung (rechts)	64
Abbildung 11:	Schematische Zuordnung von Potenzialgruppen für die Emissionsvermeidung	69
Abbildung 12:	Kombinierte Wedge- und Vermeidungskostenkurve	71
Abbildung 13:	Enertile® Eingabedaten und Ergebnisse	80
Abbildung 14:	Stundenscharfe Beispielergebnisse für Deutschland im Jahr 2050 in einem Szenario mit hohen EE-Anteilen	82
Abbildung 15:	Überblick über das Modell FORECAST-Industry	90
Abbildung 16:	Kopplung der Modelle und Systemgrenzen.....	100
Abbildung 17:	Abbildungsbereiche und Abgrenzung der Modelle	105
Abbildung 18:	Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach 6 Sektoren für das Jahr 2015. Die Prozentwerte an den Balken geben die prozentuale Abweichung von den unkalibrierten Modellemissionen an.....	112
Abbildung 19:	Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach 7 Regionen für das Jahr 2015. Die Prozentwerte an den Balken geben die prozentuale Abweichung von den unkalibrierten Modellemissionen an.....	113
Abbildung 20:	Altersverteilung der Prozesswärmeerzeuger 2040 nach Typ und Altersklasse, Deutschland, Basisszenario, 0 €/t CO ₂	130
Abbildung 21:	Investitionen für Prozesswärmeanlagen über der Anlagengröße, 2015 (logarithmische Skala).....	131

Abbildung 22:	Vermeidungskostenkurve für das stationäre EU ETS in 2030, differenziert nach Technologiegruppen	139
Abbildung 23:	Vermeidungskostenkurve für das stationäre EU ETS in 2040, differenziert nach Technologiegruppen	140
Abbildung 24:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO ₂ -Preisen von 0, 30, 60 und 90 €/t in 2040, differenziert nach Technologiegruppen.....	141
Abbildung 25:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO ₂ -Preisen von 0, 30, 60 und 90 €/t in 2040, aufgeteilt nach Ländergruppen (Definition siehe Kapitel 1)	142
Abbildung 26:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO ₂ -Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040, aufgeteilt nach Sektoren (Definition siehe Kapitel 1)	143
Abbildung 27:	Vermeidungskostenkurve für Strom und Wärme im EU ETS in 2040, differenziert nach Technologiegruppen	144
Abbildung 28:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale in der der emissionshandelspflichtigen Strom- und Wärmeerzeugung bei CO ₂ - Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040.....	145
Abbildung 29:	Zusammensetzung der Stromerzeugung für das Stützjahr 2040.....	146
Abbildung 30:	Zusammensetzung der Stromerzeugung für das Stützjahr 2030.....	147
Abbildung 31:	Aktivitätsentwicklung ausgewählter industrieller Prozesse und Subsektoren in den EU ETS-Ländern.....	149
Abbildung 32:	Vermeidungskostenkurve für industrielle ETS-Sektoren in 2030, differenziert nach Sektoren	151
Abbildung 33:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale industrieller ETS-Sektoren bei CO ₂ -Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2030.....	152
Abbildung 34:	Emissionen nach Typ in 2015, 2030 und 2040 für alle Preisstufen, Subsektoren und Regionen.....	154
Abbildung 35:	Prozessbedingte Emissionen nach industriellem Prozess.....	155
Abbildung 36:	„Fix energiebedingte“ Emissionen 2015, 2030, 2040, nach Subsektoren ..	157
Abbildung 37:	Variable energiebedingte Emissionen je Region, alle Subsektoren.....	158
Abbildung 38:	Energieträgernutzung Mineralölraffinerien in 2040, EU28+NO, IS	160
Abbildung 39:	Energieträgernutzung Stahlindustrie in 2040, EU28+NO, IS.....	161
Abbildung 40:	Energieträgernutzung Papierindustrie in 2040, EU28+NO, IS	161
Abbildung 41:	Energieträgernutzung chemische Industrie in 2040, EU28+NO, IS	162
Abbildung 42:	Energieträgernutzung NE-Metallindustrie in 2040, EU28+NO, IS	162
Abbildung 43:	Energieträgernutzung aller Subsektoren in 2040, EU28 + NO, IS	164

Abbildung 44:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO ₂ -Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040, Sensitivität „30 % höherer Gaspreis“	179
Abbildung 45:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO ₂ -Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040, Sensitivität „30 % niedrigerer Gaspreis“	180
Abbildung 46:	Wirkung des Gaspreises auf die errechneten Emissionen 2040.....	181
Abbildung 47:	Stromerzeugung aus Gaskraftwerken	182
Abbildung 48:	Energieträgernutzung der Industrie in den Sensitivitätsrechnungen Gaspreis	183
Abbildung 49:	Emissionen der Industrie in den Sensitivitätsrechnungen zum Gaspreis in 2040	184
Abbildung 50:	Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO ₂ -Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040,, unterschieden nach Sektoren, Sensitivität „Private Perspektive“	187
Abbildung 51:	Wirkung des Zinssatzes auf die errechneten CO ₂ -Emissionen	188
Abbildung 52:	Stromerzeugung nach Technologiegruppen in 2040.....	189
Abbildung 53:	Emissionen in der Sensitivität privatwirtschaftliche Perspektive.....	190
Abbildung 54:	Energieträgernutzung in der Sensitivität privatwirtschaftliche Perspektive	190
Abbildung 55:	Energiebedarf in der Sensitivität wirtschaftliche Perspektive.....	191
Abbildung 56:	Diffusionsparameter über Amortisationszeit, verschiedene wirtschaftliche Perspektiven und Schwellenwerte.....	192
Abbildung 57:	Wirkung des CO ₂ -Preises auf die Amortisationszeit der betrachteten Effizienzoptionen Sensitivität „Private Perspektive“	193
Abbildung 58:	Emissionen in 2040 unter verschiedenen Annahmen zu Technologiekosten für Erneuerbare Energien-Technologien PV und Wind.....	195
Abbildung 59:	Emissionsentwicklung im Szenario innovative Technologien, verglichen mit der Preisstufe 0 €/t im Basisszenario	202

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Innovative Technologien, Kostenabschätzungen und zusätzliche Einsparungen im Vergleich zu 0€/t im Basisszenario	37
Tabelle 2:	Stärken und Schwächen von Vermeidungskostenkurven, differenziert nach Typen.....	72
Tabelle 3:	Prozessstruktur des Modells FORECAST-Industry und Einordnung in relevante Ordnungssysteme.....	86
Tabelle 4:	Zentrale Eingangsdaten des Modells FORECAST-Industry.....	92
Tabelle 5:	Industrie-KWK-Wärme-Emissionen in FORECAST-Industry und Korrekturmöglichkeiten	108
Tabelle 6:	Definition der ausgewiesenen Modellsektoren nach EHRL-Tätigkeit und mit FORECAST modellierten industriellen Prozessen	110
Tabelle 7:	Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach sechs Sektoren für das Jahr 2015.....	111
Tabelle 8:	Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach sieben Regionen für das Jahr 2015	112
Tabelle 9:	Zum Abgleich in Stahlsektor verschobene Stahlwerke und Kraftwerke.....	117
Tabelle 10:	Tätigkeit-99-Emissionen und ihre Zuordnung	118
Tabelle 11:	Sektoren nach größter verbleibender Abweichung in Mt CO ₂ -Äq	118
Tabelle 12:	Sektoren nach größter verbleibender Abweichung in Prozent der verifizierten EU ETS-Emissionen	119
Tabelle 13:	Regionen nach größter verbleibender Abweichung in Mt CO ₂ -Äq.....	120
Tabelle 14:	Regionen nach größter verbleibender Abweichung in Prozent der verifizierten EU ETS-Emissionen	120
Tabelle 15:	Wichtigste Rahmendaten für die zu entwickelnden ETS-Vermeidungskostenkurven.....	122
Tabelle 16:	Produktionszahlen [kt] für die wichtigsten Produkte für die EU28+No+Li+Is	123
Tabelle 17:	Restleistung konventioneller Kraftwerke in 2030 und 2040 in Enertile	126
Tabelle 18:	Spezifikationen konventioneller Kraftwerke in Enertile	126
Tabelle 19:	Spezifikationen für KWK-Anlagen in Enertile.....	127
Tabelle 20:	Spezifikationen für Heizkessel in Enertile	127
Tabelle 21:	Spezifikation von Speichertechnologien in Enertile	128
Tabelle 22:	Spezifikation von PV-Anlagen in Enertile.....	128
Tabelle 23:	Die 12 wichtigsten Effizienzoptionen und Einsparungen 2040 im Basisszenario.....	129
Tabelle 24:	Überblick über die Eigenschaften der entwickelten Vermeidungskostenkurven, die sich aus den Anforderungen des Projektes sowie dem gewählten Ansatz ergeben.....	133

Tabelle 25:	Annahmen für die privatwirtschaftliche und die soziale Perspektive	136
Tabelle 26:	Entwicklung der Energieträgerpreise am Beispiel Deutschland	150
Tabelle 27:	Emissionssockel durch Koks und Kohle im Hochofen sowie Prozessgasnutzung 2040, EU28+NO,IS	156
Tabelle 28:	Variable energiebedingte Emissionen je Subsektor, EU 28+NO, IS	158
Tabelle 29:	Variable energiebedingte Emissionen je Region, alle Subsektoren.....	159
Tabelle 30:	Vergleich der ETS-Vermeidungskostenkurven mit anderen Minderungsstudien, ETS gesamt	166
Tabelle 31:	Vergleich der ETS-Vermeidungskostenkurven mit anderen Minderungsstudien, Strom und Wärme.....	170
Tabelle 32:	Bruttostromerzeugung in den verschiedenen Szenarien 2030/2040.....	173
Tabelle 33:	Vergleich der ETS-Vermeidungskostenkurven mit anderen Minderungsstudien, Industrie im EU ETS	174
Tabelle 34:	Überblick über die Eigenschaften der entwickelten Vermeidungskostenkurven, die sich aus den Anforderungen des Projektes sowie dem gewählten Ansatz ergeben.....	205
Tabelle 35:	Liste der Energieeffizienzoptionen auf Prozessebene (um Mehrfachnennungen generischer Bezeichnungen, z. B. „Maßnahmenpaket“ reduziert)	227
Tabelle 36:	Wichtige Rahmendaten in aktuellen Studien für die EU und Deutschland	230
Tabelle 37:	Passgenauigkeit der unkalibrierten Modellergebnisse und EU ETS nach Regionen (grüne Felder: Verbesserung; gelbe Felder: Verschlechterung).243	

Abkürzungsverzeichnis

CO₂-Äq	CO ₂ -Äquivalent
EUA	Emission Unit Allowance; Emissionsberechtigung
ggü.	gegenüber
GJ	Gigajoule
Gt	Gigatonne
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mt	Megatonne
NE-Metalle	Nichteisenmetalle
RE	Renewable Energies
THG	Treibhausgas
TJ	Terajoule
TWh	Terawattstunden
UBA	Umweltbundesamt, Dessau
VKK	Vermeidungskostenkurven

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht präsentiert Vermeidungskostenkurven für Treibhausgasemissionen (THG-VKK) im stationären Teil des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (stationäres EU ETS) für die Jahre 2030 und 2040. Sie umfassen alle 31, am EU ETS beteiligten Länder (inkl. Großbritannien) und alle relevanten Tätigkeiten/Sektoren mit Ausnahme des Luftverkehrssektors.

THG-VKK bilden den negativen Zusammenhang zwischen Preisen für und Mengen von THG-Emissionen grafisch ab. Sie sollen Aufschluss geben über Höhe und Wirtschaftlichkeit der verfügbaren THG-Vermeidungsoptionen und sind das Ergebnis von modellgestützten Zukunftsszenarien. Sowohl die eingesetzten Modelle als auch die den Szenarien zugrunde liegenden Rahmendaten und -annahmen sind von zentraler Bedeutung für die korrekte Interpretation der Ergebnisse. Sie werden im vorliegenden Bericht ausführlich und hier zusammenfassend dargestellt.

Methodik zur Entwicklung von Vermeidungskostenkurven für das stationäre EU ETS

Bei der Entwicklung der EU ETS-spezifischen Vermeidungskostenkurve (VKK) kam ein System aus zwei Modellen zum Einsatz: Enertile, ein Modell zur Optimierung des Europäischen Stromsystems und FORECAST-Industry, ein Bottom-up-Simulationsmodell für die Industriesektoren inklusive Raffinerien. Die beiden eingesetzten Modelle erlauben die Berechnung von Vermeidungskosten und -potenzialen anhand von umfangreichen Datenbanken zu Erzeugungs-/Produktionstechnologien und unter Berücksichtigung von Annahmen zur Entwicklung der sozio-ökonomischen, technischen und politischen Rahmenbedingungen. Dabei werden innerhalb der Modelle Investitions- und Einsatzentscheidungen von miteinander im Wettbewerb stehenden Technologien unter definierten gesellschaftlichen, wirtschaftlichen, technischen und politischen Rahmenbedingungen abgebildet. Beim Strommarktmodell Enertile steht dabei die Deckung der Nachfrage zu minimalen Kosten im Mittelpunkt (Optimierung basierend auf statischen Erwartungen). Bei FORECAST-Industry werden darüber hinaus auch nicht-kostenbasierte Überlegungen in die Investitionsentscheidung einbezogen (Simulationsansatz).

Im Projekt wurden den Modellen CO₂-Preise, interpretierbar als Preise für Emissionsberechtigungen (EUA)¹, vorgegeben, um die Zusammensetzung der Produktionstechnologien zu bestimmen und daraus das realisierbare Vermeidungspotenzial zu berechnen. Um eine Vermeidungskostenkurve daraus erstellen zu können, wurden diese CO₂-Preise systematisch variiert mit einem Startwert von 0 € und weiteren Preisstufen von 30 €, 60 € und 90 €². Die VKK weisen entsprechend das Vermeidungspotenzial für vier CO₂-/EUA-Preisstufen aus. Das Vermeidungspotenzial auf der 0-€-Stufe resultiert aus der Differenz von Emissionen in 2030 bzw. 2040 und Emissionen im Basisjahr 2015. Es gibt damit einen Anhaltspunkt, wie stark sich die Treibhausgasemissionen ohne CO₂-Preis allein durch die

¹Eine Emissionsberechtigung (EUA, Emission Unit Allowance) berechtigt den Besitzer zum Ausstoß von einer Tonne an Kohlendioxid-äquivalenten Emissionen.

² Das Preisniveau gilt dabei annahmegemäß ab 2015 und bleibt danach konstant.

angenommene Veränderung der sozio-ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen im Zeitraum von 2015 bis 2030 bzw. 2040 verändern. Nicht Ziel der Studie und in dem vorgegebenen Zeithorizont bis 2040 und mit den genutzten Modellkonfigurationen nicht erreichbar war es, sehr langfristige und vollständige Dekarbonisierungspfade für den Geltungsbereich des EU ETS abzuleiten.

Die sozio-ökonomischen Rahmenannahmen für die Modellierung orientieren sich an den Annahmen des EU-Referenzszenarios 2016³. Dies umfassen insbesondere die Vorgaben zur Produktionsentwicklung (Bruttosozialprodukt bzw. Bruttowertschöpfung auf Sektorebene) und die Entwicklung der Energieträgerpreise.^{4,5} Die technischen Rahmenannahmen unterstellen eine fortschreitende technologische Entwicklung z. B. im Bereich der Erneuerbaren Energien. Innovative Technologien, auch Breakthrough-Technologien genannt, die heute noch nicht am Markt verfügbar sind, werden als zukünftige Vermeidungsoptionen im Basisszenario nicht berücksichtigt. Die politischen Rahmenannahmen blenden komplementäre Maßnahmen als Ergänzung zum CO₂-Preis aus.

Die Wirtschaftlichkeit der Vermeidungspotenziale wird (im Basisszenario) aus einer (weitgehend) sozialen Perspektive bewertet⁶. Um sich einer Bewertung aus sozialer Perspektive anzunähern, werden – je nach Modellansatz – verschiedene Annahmen getroffen, u. a. wird eine niedrigere Zinsrate für Investitionen von nur 3 % angesetzt (anstelle von 7,5 %, die für eine Bewertung aus privatwirtschaftlicher Sicht unterstellt werden). Die ausgewiesenen Vermeidungspotenziale zeigen insofern näherungsweise die Höhe an THG-Emissionseinsparungen, die bei den unterstellten CO₂-Preisen aus gesellschaftlicher Sicht wirtschaftlich wären⁷.

Die **Ergebnisse der Modellierung** wurden in Form von **mehrstufigen VKK** für das EU ETS aufbereitet. Diese liegen für die Jahre **2030 und 2040** sowie in einer regionalen Aufbereitung für **Deutschland und sechs weitere Regionen der EU** vor. Im Industriesektor werden die Ergebnisse klassisch als Einsparungen in sechs verschiedenen Sektoren⁸ bzw.

³ Das EU Referenzszenario 2016 wurde unter Beteiligung nationaler Experten aller EU-Mitgliedstaaten entwickelt und stellt eine Referenzentwicklung des europäischen Wirtschaftsraums und der EU-weiten THG-Emissionen bis 2050 dar. Es dient der Schaffung einheitlicher Rahmenbedingungen als Grundlage für Gesetzesfolgenabschätzungen der Europäischen Kommission – insbesondere DG Energie und DG Klima – und wird in regelmäßigen Abständen aktualisiert.

⁴ Im EU-Referenzszenario sind allerdings keine physischen Produktionsmengen angegeben, sondern Prognosen der Bruttowertschöpfung auf Branchenebene. Eine Umrechnung von Bruttowertschöpfung in physische Produktionsmengen erfolgt in diesem Projekt anhand der historischen Relation von physischer Produktion und Bruttowertschöpfung.

⁵ Die Entwicklung der Energieträgerpreise wird dabei allerdings nur mit Einschränkungen übernommen (siehe Abschnitt „Einordnung der Kernergebnisse“).

⁶ Unter einer sozialen Perspektive wird hier verstanden, dass ökonomische Entscheidungen vollkommen rational, unter vollständiger Kenntnis zukünftiger Rahmenbedingungen (wie Preisen und Kosten) und unter Anwendung einer sozialen Diskontrate, getroffen werden, so dass im Ergebnis die langfristigen, gesamtwirtschaftlichen Kosten minimiert werden. Diese Bedingungen zur Abbildung einer sozialen Perspektive können von den eingesetzten Modellen jedoch nur teilweise erfüllt werden.

⁷ Zwar werden die Vermeidungspotenziale im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse zusätzlich für eine stärker privatwirtschaftliche Perspektive ermittelt. Die Frage, welche unterstützenden politischen Maßnahmen sinnvoll oder erforderlich sind, um das gesellschaftlich wünschenswerte (höhere) Niveau an Emissionseinsparungen bei den gegebenen CO₂-Preisen zu erreichen, wurde im Rahmen des Projektes allerdings nicht näher untersucht.

⁸ Unterschieden werden die Sektoren Raffinerien (Tätigkeit 21 der ETS-Registerverordnung (RegVO)), Eisen und Stahl (Tätigkeit 22-25), NE-Metalle (Tätigkeit 26-28), nichtmetallische Mineralstoffe (Tätigkeit 29-34), Papier und Zellstoff (Tätigkeit 35 und 36) und Grundstoffchemie (Tätigkeit 37-44).

für drei Technologiebereiche⁹ ausgewiesen. Abweichend davon werden die Einsparungen im Bereich Strom und Wärme nicht den verschiedenen (erneuerbaren) Technologien zugewiesen (z. B. PV oder Wind), sondern den fossilen Erzeugungstechnologien (z. B. Braun- oder Steinkohle), die ihre Strom- bzw. Wärmeerzeugung und damit ihre Emissionen reduziert haben. Neben den Emissionseinsparungen enthalten die VKK auch Informationen zu gestiegenen Emissionen.¹⁰

Neben den oben dargestellten Basisszenarien wurden außerdem **Sensitivitätsanalysen** durchgeführt, um die Robustheit der Ergebnisse zu testen. Untersucht wurde in drei Sensitivitätsszenarien (S1, S2, S3) der Einfluss folgender Annahmen: S1 – Energieträgerpreise, insbesondere Preisdifferenz zwischen Erdgas und Kohle; S2 – Bewertung der Wirtschaftlichkeit aus privatwirtschaftlicher statt sozialer Perspektive; S3 – Kosten für Solar- und Wind-Strom und die Rolle von innovativen Technologien in der Industrie.

Darstellung der Kernergebnisse: Vermeidungskostenkurven für das EU ETS

Im **Jahr 2015** wurden im stationären EU ETS rund 1,8 Gt CO₂-Äq. emittiert. Davon entfielen rund 1,2 Gt CO₂-Äq. auf den Sektor Strom und Wärme, rund 0,6 Gt CO₂-Äq. auf den Sektor Industrie¹¹.

Im hier erstellten Basisszenario entspricht das gesamte **Minderungspotenzial im Anwendungsbereich des stationären EU ETS** bei einem CO₂-Preis von 90 € rund 1,1 Gt CO₂-Äq. im Jahr 2030 und rund 1,2 Gt CO₂-Äq. im Jahr 2040 (vgl. Abbildung 1). Dabei fallen zwei Punkte besonders ins Auge:

Einerseits gibt es auch bei einem CO₂-Preis von 0 € bereits ein nicht zu vernachlässigendes Potenzial für Emissionsminderungen in Höhe von rund 0,3 Gt CO₂-Äq. in 2030 und rund 0,4 Gt CO₂-Äq. in 2040 (relativ zu den historischen Emissionen im Jahr 2015). Bei einem CO₂-Preis von 30 € ab 2015 weist das Szenario ein noch deutlich höheres Vermeidungspotenzial aus – von insgesamt rund 0,8 Gt CO₂-Äq. in 2030 und rund 0,9 Gt CO₂-Äq. in 2040. Das heißt, ein großer Teil der erzielbaren Minderungen ist im Basisszenario unabhängig vom CO₂-Preis. Ein noch größerer Teil der möglichen Minderungen wird schon bei einem relativ niedrigen CO₂-Preis von 30 € wirtschaftlich.

Die Minderungspotenziale, die beim Anstieg von 30 auf 60 € und insbesondere von 60 auf 90 € wirtschaftlich werden, sind dagegen deutlich geringer. **Bei einem EUA-Preis von 30€ wäre das wirtschaftliche Potenzial zur Vermeidung von THG-Emissionen im EU ETS (aus sozialer Perspektive) demnach deutlich größer als nötig, um die nominelle Emissionsobergrenze in 2030 einzuhalten** (1,3 Gt CO₂-Äq.). Ein EUA-Preis von 30€

⁹ Als Technologiebereiche werden industrielle Prozesse, Dampf- und Raumwärme sowie Industrieöfen unterschieden.

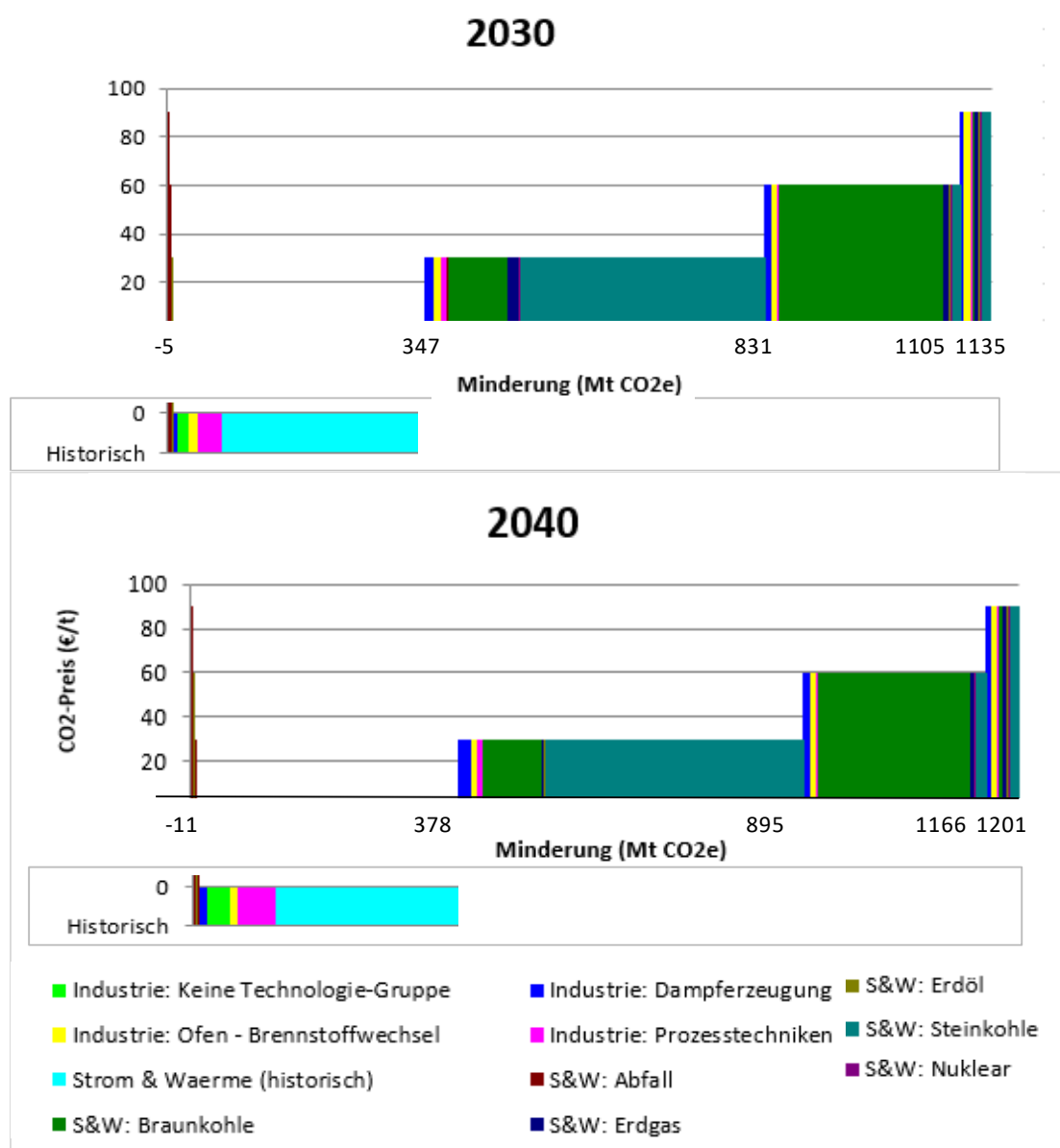
¹⁰ Zusätzlich zu den Vermeidungspotenzialen und -preisen wurden weitere Modellergebnisse zur Einordnung der VKK ausgewertet. Dabei konnte zurückgegriffen werden auf Informationen zu installierten Kapazitäten und Erzeugung im Bereich Strom und Wärme, differenziert für zehn Energieträger und zwei Flexibilitätsoptionen (Abregelung von Wind- und Solarstromerzeugung und Stromspeicher), zu Stromimporten und -exporten sowie zum industriellen Endenergieverbrauch, differenziert für vier fossile und zwei erneuerbare Brennstoffe sowie für den industriellen Stromverbrauch und den Einsatz von Fernwärme im Industriesektor.

¹¹ Die Darstellung folgt der korrigierten Zuordnung von Emissionen auf Sektoren, die im Bericht ausführlich dargelegt wird.

wäre hingegen **gerade nicht mehr ausreichend zur Einhaltung der nominellen Emissionsobergrenze in 2040** (0,8 Gt CO₂-Äq.). Die Minderungspotenziale bei einem EUA-Preis von 60€ fallen hingegen deutlich höher aus als nötig, um die nominelle Emissionsobergrenze in 2040 einzuhalten.¹²

¹² Auch für eine Einhaltung der 1,5-°C-kompatiblen nominellen Emissionsobergrenze in 2030 von 930 Mt CO₂-Äq. wäre ein EUA-Preis von 60 € mehr als ausreichend. Zur Einhaltung der 1,5-°C-kompatiblen Emissionsobergrenze in 2040 wären hingegen im vorliegenden Szenario Preise jenseits des höchsten hier untersuchten Preises von 90 € erforderlich.

Abbildung 1: Vermeidungskostenkurve für das stationäre EU ETS in 2030 (oben) und 2040 (unten), differenziert nach Technologiegruppen



Auf der 0-€-Stufe sind die Minderungspotenziale ausgewiesen, die bei CO₂-Preisen von 0-€ bis 2030 bzw. 2040 im Vergleich zum historischen Basisjahr 2015 (ausgewiesen durch das Wort „historisch“) existieren.¹³ Am linken Rand der Abbildungen sind negative Minderungspotenziale bzw. Potenziale für Emissionssteigerungen ausgewiesen, die durch Wechselbewegungen von emissionsintensiven zu weniger emissionsintensiven (aber nicht emissionsfreien) Technologien auftreten.¹⁴

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

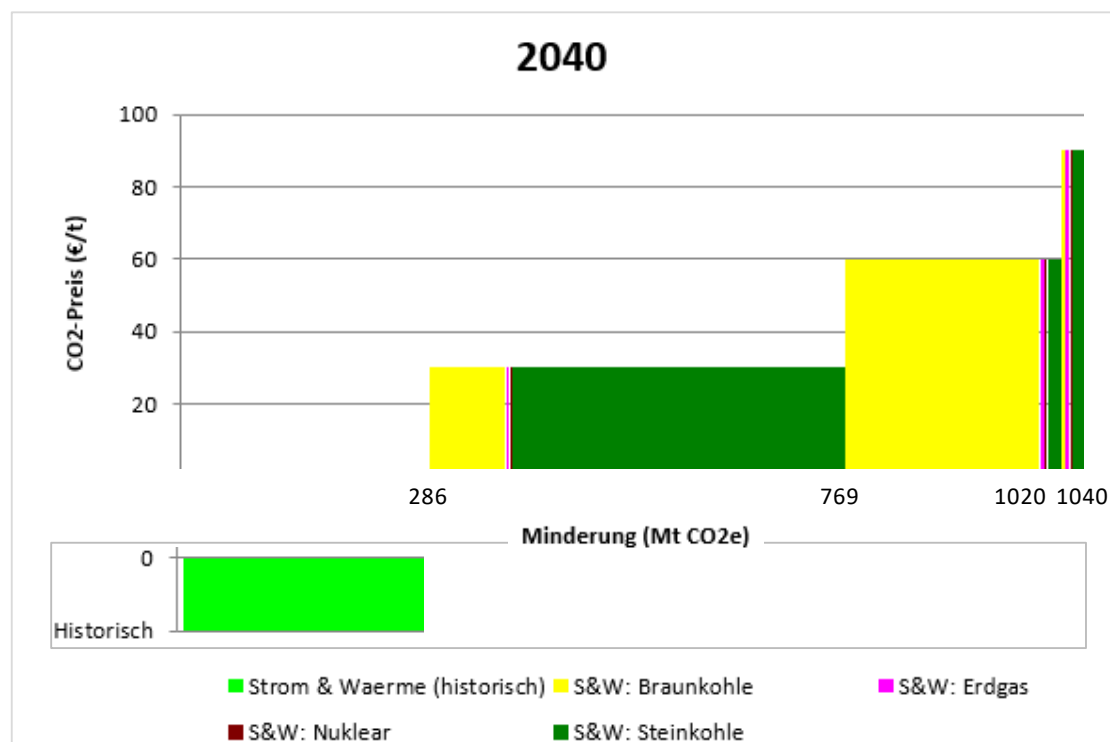
¹³ Die Verlängerung der y-Achse in den Bereich unterhalb von 0 € dient der grafischen Darstellung aller unterschiedenen Technologiegruppen, die bei einem CO₂-Preis von 0 € Minderungspotenziale aufweisen. Es handelt sich nicht um Minderungspotenziale bei negativen CO₂-Preisen.

¹⁴ Dies sind bei CO₂-Preisen von 30 € die erhöhte Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdöl, bei 60 und 90 € der erhöhte Einsatz von Abfall als Brennstoff. In Summe sind diese Effekte allerdings sehr gering.

Für eine genauere Analyse der Ergebnisse ist eine Unterscheidung zwischen dem Strom- und Wärmesektor bzw. **Feuerungsanlagen und Industrieanlagen im EU ETS** sinnvoll. Sie zeigt, dass ein deutlicher Beitrag zu den potenziellen Minderungen im EU ETS aus dem Strom- und Wärmesektor kommt – also aus den Feuerungsanlagen, während die Industrieanlagen im EU ETS im vorliegenden Szenario nur ein geringes preisinduziertes Potenzial zur Vermeidung von Emissionen aufweisen. **Der überwiegende Anteil des hier untersuchten Vermeidungspotenzials im EU ETS besteht**, insbesondere bei CO₂-Preisen bis einschließlich 60 €, **in der Verringerung von Emissionen aus fossiler Strom- und Wärmeerzeugung**. Es macht bei einem CO₂-Preis von 0 € mehr als 76 % des Minderungspotenzials, bei CO₂-Preisen zwischen 30 und 60 € mehr als 93 % des hinzukommenden Minderungspotenzials aus. Erst bei einem CO₂-Preis von 90 € haben die Vermeidungsoptionen im Industriebereich einen Anteil von gut 40 % am zusätzlichen Minderungspotenzial, wobei hier auch das gesamte Minderungspotenzial am geringsten ausfällt. Die bei einem CO₂-Preis von 90 € noch verbleibenden Restemissionen in Höhe von rund 0,7 Gt CO₂-Äq. in 2030 bzw. 0,6 Gt CO₂-Äq. in 2040 sind entsprechend hauptsächlich im Industriesektor des EU ETS zu verorten.

Eine Detailbetrachtung der **Strom- und Wärmeerzeugung** zeigt, dass bei einem CO₂-Preis von 90 € bereits bis 2030 rund 1,0 Gt CO₂-Äq. an THG-Emissionen eingespart werden können. Bis 2040 steigen die möglichen Minderungen nur leicht auf 1,04 Gt CO₂-Äq. an (vgl. Abbildung 2). Emissionseinsparungen in Höhe von 0,3 Gt CO₂-Äq. wären bereits bei einem CO₂-Preis von 0 € wirtschaftlich, u. a. aufgrund des technischen Fortschritts und der damit einhergehenden Kostensenkungen für Strom und Wärme aus Erneuerbaren Energien, die zu einer Verdrängung von fossiler Strom- und Wärmeerzeugung führen. Die Einführung eines CO₂-Preises in Höhe von 30 € bringt weitere Einsparpotenziale in Höhe von fast 0,5 Gt CO₂-Äq., ein CO₂-Preis in Höhe von 60 € noch einmal gut 0,2 Gt CO₂-Äq. Die Restemissionen des Sektors bei einem CO₂-Preis von 90 € belaufen sich auf etwa 140 Mt CO₂-Äq., von denen etwa zwei Drittel auf die Wärmeerzeugung zurückzuführen sind.

Abbildung 2: Vermeidungskostenkurve für Strom- und Wärmeerzeugung im EU ETS in 2040



Auf der 0-€-Stufe sind die Minderungspotenziale ausgewiesen, die bei CO₂-Preisen von 0 € bis 2040 im Vergleich zum historischen Basisjahr 2015 (ausgewiesen durch das Wort „historisch“) existieren.

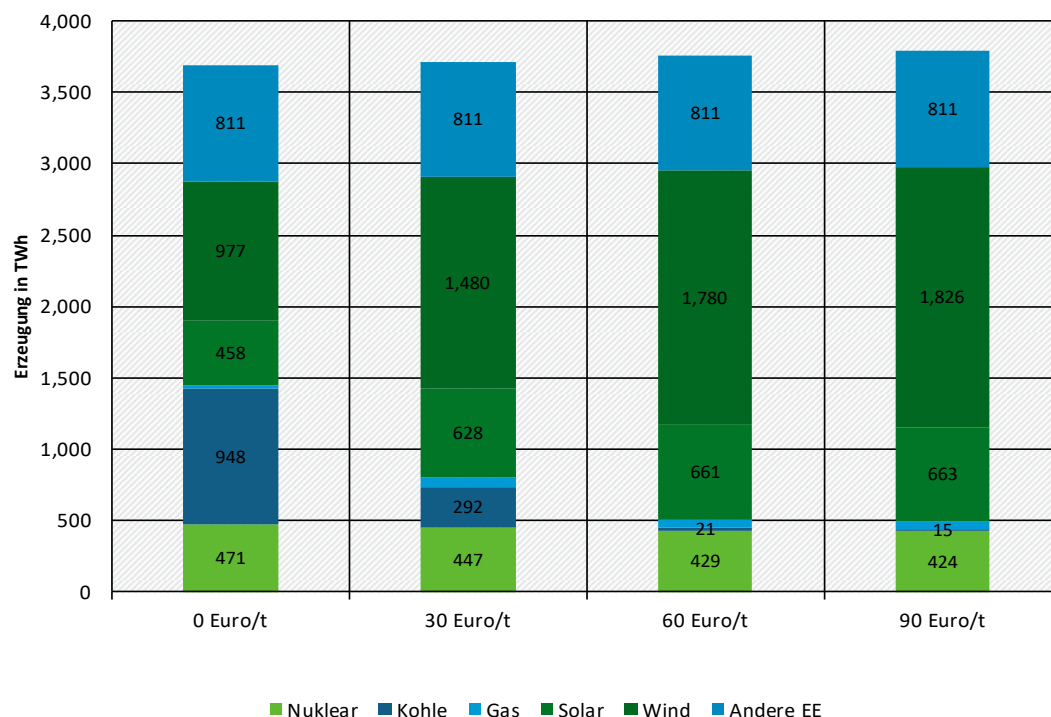
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Bei ausschließlicher Betrachtung der Emissionen im Stromsektor zeigt sich, dass das Minderungspotenzial bei einem CO₂-Preis von 30 € hauptsächlich auf die fast vollständige **Verdrängung der Steinkohlekraftwerke im EU ETS**, in geringerem Umfang auch auf die Reduktion der Braunkohleverstromung zurückzuführen ist. Das Potenzial für eine nahezu vollständige **Verdrängung der Braunkohlekraftwerke im EU ETS** stellt sich allerdings erst bei CO₂-Preisen von 60 € ein. Diese Vermeidungspotenziale durch die schrittweise Verdrängung fossiler Kraftwerke führen zu einer **Veränderung des Strommixes**¹⁵. Wie Abbildung 3 zeigt, führt ein ansteigender CO₂-Preis zu einem starken Ausbau der Windenergie. Dieser Ausbau ersetzt im Wesentlichen Stromerzeugung aus Kohle, die bei einem CO₂-Preis von 0 € noch eine große Rolle spielt und bereits bei einem CO₂-Preis von 30 € deutlich unterhalb 500 TWh fällt. Erdgas spielt dagegen in den gewählten Szenarien keine bedeutende Rolle. Bei niedrigen CO₂-Preisen, den unterstellten Gaspreisen und unter Berücksichtigung der niedrigen Zinssätze der sozialen Perspektive sind zunächst Kohletechnologien günstiger als Gaskraftwerke. Bei CO₂-Preisen über 30 € gewinnt Gas zwar an

¹⁵ Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Kapazitäten von Kernenergie und die Erzeugung aus „Andere EE“ (Biomasse und Wasserkraft) in den Rechnungen fixiert sind und sich zwischen den Szenarien nicht verändern. Veränderungen in der Erzeugung von Kernenergie ergeben sich ausschließlich durch hohe Stromerzeugung von Erneuerbaren Energien in einzelnen Stunden, in denen auch die Kernenergie als Technologie mit niedrigen variablen Kosten aus dem Erzeugungsmix verdrängt wird.

Konkurrenzfähigkeit gegenüber Kohlekraftwerken, verliert jedoch an Konkurrenzfähigkeit gegenüber den Erneuerbaren Energien.

Abbildung 3: Zusammensetzung der Stromerzeugung im EU ETS für das Stützjahr 2040



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im emissionshandelspflichtigen Teil des **Industriesektors** werden, verglichen mit dem Strom und Wärmesektor, selbst bis 2040 und bei CO₂-Preisen von 90 € mit 160 Mt CO₂-Äq. nur gut 25 % der THG-Emissionen gegenüber 2015¹⁶ eingespart. Bereits bei einem CO₂-Preis von 0 € besteht ein Einsparpotenzial von rund 90 Mt CO₂-Äq. bzw. 15 % der industriellen ETS-Emissionen in 2015. Zusätzliches Minderungspotenzial bei positiven CO₂-Preisen von bis zu 90 € beläuft sich dementsprechend auf nur knapp 70 Mt CO₂-Äq. bzw. etwas mehr als 10 % der industriellen ETS-Emissionen im Jahr 2015. Eine Einordnung der Ergebnisse auf dieser aggregierten Ebene erfolgt vor dem Hintergrund der angenommenen Rahmenbedingungen in Abschnitt 3 der Zusammenfassung. In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die detaillierteren Ergebnisse auf der Ebene der unterschiedlichen industriellen Subsektoren dargestellt.

Die **Mineralölraffinerien** emittierten in 2015 rund 128 Mt CO₂-Äq. (**20 % der industriellen ETS-Emissionen in 2015**). Gleichzeitig birgt der Sektor bei CO₂-Preisen bis 90 € die größten Minderungspotenziale (67 Mt CO₂-Äq. bzw. **42 % des gesamtindustriellen Minderungspotenzials in 2040**). Dies entspricht dem stärksten Reduktionspotenzial im

¹⁶ Der Wert für 2015 beträgt 624 Mt CO₂-Äq.. Abweichungen zu Daten aus dem EEA data viewer ergeben sich aus einer Verschiebung von Anlagen zwischen den Sektoren „Feuerungsanlagen“ und Industriesektoren. Die Herleitung des Wertes wird genauer erläutert in Abschnitt 5.4.3.3

Vergleich der Industriesektoren, und zwar in Höhe von 52 % der 2015er-Emissionen der Raffinerien. Positive CO₂-Preise wirken sich auf das Minderungspotenzial in Raffinerien allerdings kaum aus. **Fast das gesamte Minderungspotenzial (64 Mt CO₂-Äq.) besteht bereits bei Preisen von 0 €/t CO₂.** Dies ist insbesondere auf eine deutliche Reduktion der im Szenario exogen vorgegebenen Produktionsmenge sowie auf günstige inkrementelle Effizienzmaßnahmen, die bereits im Rahmen der regelmäßigen Modernisierungsmaßnahmen durchgeführt werden, zurückzuführen¹⁷.

In der **Eisen- und Stahlherstellung** entstanden in 2015 189 Mt CO₂-Äq. (**30 % der industriellen ETS-Emissionen in 2015**). Entsprechend liegt ein großer Anteil des industriellen Minderungspotenzials bei Preisen bis 90 € im Eisen- und Stahlsektor (51 Mt CO₂-Äq. bzw. **32 % des gesamtindustriellen Minderungspotenzials in 2040**). Mit 27 % seiner 2015er Emissionen liegt das Minderungspotenzial des Eisen- und Stahlsektors (27 % der 2015er Emissionen des Sektors) leicht über dem oben genannten industrieweiten Durchschnitt. **Der überwiegende Teil des Minderungspotenzials (35 Mt CO₂-Äq.) besteht allerdings auch schon bei Preisen von 0 €/t CO₂.** Auch hier werden viele Effizienzmaßnahmen aufgrund der sozialen Perspektive frühzeitig umgesetzt. **Dennoch weist der Eisen- und Stahlsektor das zweitgrößte preissensitive Minderungspotenzial aller Industriesektoren aus (16 Mt CO₂-Äq.).**

Der Sektor **nichtmetallische Mineralien** verursachte in 2015 182 Mt CO₂-Äq. (ebenfalls knapp **30 % der industriellen ETS-Emissionen in 2015**). Das Minderungspotenzial bei CO₂-Preisen bis 90 € (18 Mt CO₂-Äq. bzw. **11 % des gesamtindustriellen Vermeidungspotenzials in 2040**) fällt allerdings deutlich unterdurchschnittlich aus: Es entspricht lediglich 10 % der Emissionen des Sektors in 2015. Der EUA-Preis spielt in diesem Sektor jedoch eine erhebliche Rolle. **Der Großteil des Minderungspotenzials (13 Mt CO₂-Äq.) entsteht bei erst positiven Preisen.**

Die Emissionen der **Grundstoffchemie** beliefen sich in 2015 auf 81 Mt CO₂-Äq. (**13 % der industriellen ETS-Emissionen in 2015**). Das Minderungspotenzial bei CO₂-Preisen von 90 € liegt bei rund 15 Mt bzw. 18 % der 2015er Emissionen des Sektors. Dies entspricht **9 % des gesamtindustriellen Vermeidungspotenzials in 2040**. Der CO₂-Preis spielt eine zentrale Rolle für das THG-Vermeidungspotenzial in diesem Sektor und für die Industrie als Ganzes: **33 % der CO₂-preisinduzierten Minderungspotenziale der Industrie liegen in der Grundstoffchemie (23 von 70 Mt CO₂-Äq.).** Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Emissionen dieses Sektors bei CO₂-Preisen von 0 € bis 2040 um knapp 8 Mt CO₂-Äq. ansteigen würden (10 % der 2015er Emissionen des Sektors). Positive CO₂-Preise von bis zu 90 € führen hingegen zu einem Minderungspotenzial in Höhe von knapp 23 Mt CO₂-Äq. (28 % der 2015er Emissionen des Sektors), so dass in Summe ein Minderungspotenzial von 15 Mt CO₂-Äq. gegenüber 2015 resultiert.

Die **Papier- und Zellstoffindustrie** verursachte 2015 vergleichsweise wenig Emissionen (27 Mt CO₂-Äq. bzw. **4 % der industriellen ETS-Emissionen in 2015**). Das Minderungspotenzial bei CO₂-Preisen von 90 € liegt bei 5 Mt CO₂-Äq. in 2040 (**3 % des gesamtindus-**

¹⁷ Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit bei den untersuchten Effizienzoptionen in beiden Perspektiven gegeben. Bei einer Betrachtung aus der sozialen Perspektive fällt die Bewertung allerdings noch günstiger aus.

triellen Minderungspotenzials in 2040). Intrasektoral betrachtet fallen die Minderungspotenziale bei CO₂-Preisen von 90 € leicht unterdurchschnittlich aus (18 % der 2015er Emissionen des Sektors). **Allerdings ist das Minderungspotenzial in der Papier- und Zellstoffindustrie so stark vom CO₂-Preis abhängig wie in keinem anderen Industriesektor.** Bei einem CO₂-Preis von 0 € würden die Emissionen dieses Sektors bis 2040 um 7 Mt CO₂-Äq. (25 % der 2015er Emissionen des Sektors) ansteigen. Positive CO₂-Preise von bis zu 90 € resultieren hingegen in Minderungspotenzialen von knapp 12 Mt CO₂-Äq. (42 % der 2015er Emissionen des Sektors).

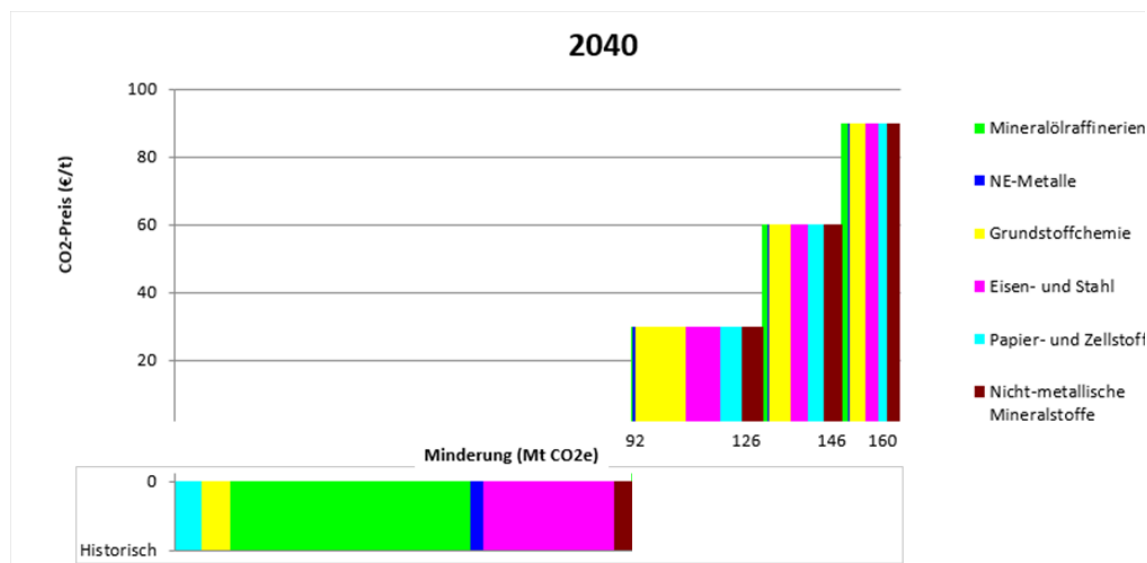
In der **Herstellung von NE-Metallen** entstanden in 2015 rund 16 Mt CO₂-Äq. an THG-Emissionen (**3 % der industriellen ETS-Emissionen in 2015**). Das Minderungspotenzial bei CO₂-Preisen von 90 € liegt bei 4 Mt CO₂-Äq. (**3 % des gesamtindustriellen Minderungspotenzials in 2040**). Zwei Drittel davon bestehen bereits bei einem CO₂-Preis von 0 €. Das Minderungspotenzial in der Herstellung von NE-Metallen kann daher als **wenig preissensitiv** eingestuft werden.

Aus Industriesektor-übergreifender Perspektive lässt sich festhalten, dass das **vom CO₂-Preis unabhängige Minderungspotenzial** von in Summe rund 90 Mt CO₂-Äq. bis 2040 **fast vollständig im Bereich der Mineralölraffinerien und im Eisen- und Stahlsektor liegt**. Es umfasst rund die Hälfte der 2015er Emissionen der Raffinerien (64 Mt CO₂-Äq. in 2040 vs. 128 Mt CO₂-Äq. in 2015) und leicht unter 20 % der 2015er Emissionen aus der Eisen- und Stahlerzeugung (35 Mt CO₂-Äq.).¹⁸

Das vom CO₂-Preis abhängige Minderungspotenzial von in Summe rund 70 Mt CO₂-Äq. bis 2040 verteilt sich, wie oben dargestellt, breiter auf die verschiedenen Sektoren.

¹⁸ In einigen anderen Sektoren (Grundstoffchemie und Papier- und Zellstoffherstellung) steigen die Emissionen im Vergleich zu 2015 leicht an.

Abbildung 4: Vermeidungskostenkurve für Industrie im EU ETS in 2040



Auf der 0-£-Stufe sind die Minderungspotenziale ausgewiesen, die bei CO₂-Preisen von 0 € bis 2040 im Vergleich zum historischen Basisjahr 2015 (ausgewiesen durch das Wort „historisch“) existieren.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Eine **Detailbetrachtung der Industrie** zeigt, wo die verbliebenen Emissionen in Höhe von etwa 460 Mt CO₂-Äq. zu finden sind und warum hier – gemäß den Annahmen und Modellergebnissen – weiteres Einsparpotenzial fehlt. Dazu hilft es, drei Emissionstypen zu unterscheiden:

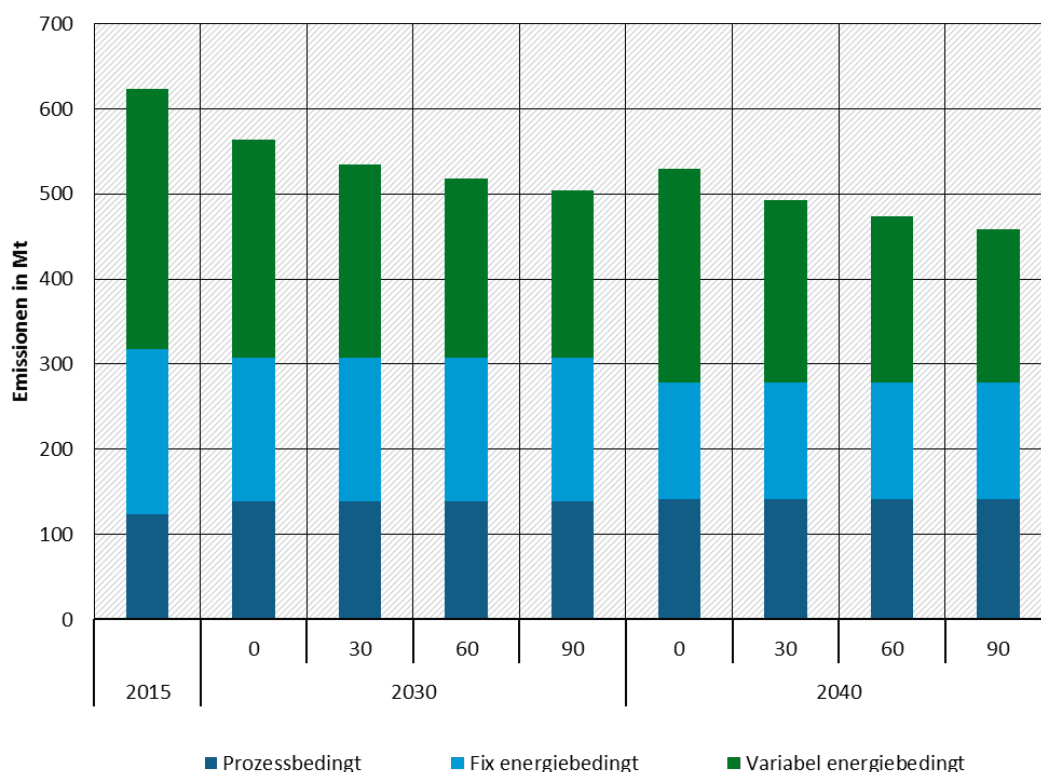
- ▶ **Prozessbedingte Emissionen:** Emissionen aus Prozessen, die direkt aus chemischen oder physikalischen Zusammenhängen und nicht im Zusammenhang mit einer energetischen Nutzung von Brennstoffen entstehen und nur durch Prozessänderungen reduziert werden können. Beispiel: Freisetzung von rohstoffgebundenem CO₂ bei der Klinker-, Kalk- oder Ziegelproduktion. Weitere Sektoren, in denen prozessbedingte Emissionen in größerem Umfang anfallen, sind die Primäraluminiumherstellung sowie die Herstellung von Salpetersäure und Ammoniak.
- ▶ **Technisch-bedingt fixe Emissionen:** Emissionen, die durch die Verwendung von nicht- oder schwer substituierbaren Brennstoffen in Prozessen entstehen. Dies beinhaltet technische (und nachgelagert teilweise wirtschaftliche) Aspekte. Darunter fallen Koks- und Kohleanteile im Hochofen (technische Restriktion) und Prozessgasnutzung im Stahl- und Raffineriesektor (technisch-bedingte Erzeugung, teilweise wirtschaftlich bedingte Verwendung).
- ▶ **Variable energiebedingte Emissionen:** Emissionen, die durch Verwendung von Brennstoffen entstehen und die nicht unter die Kategorie „technisch-bedingt fix“

fallen, insbesondere also preissensitiv sind. Beispiele: Erdgasnutzung zur Dampferzeugung in der Papierindustrie, Kohlenutzung außerhalb des Hochofens im Stahlsektor, Erdgasnutzung im Raffineriesektor.

Prozessbedingte und technisch-bedingt fixe Emissionen werden als **nicht preissensitiv** eingeschätzt, d. h. existierende Minderungspotenziale insbesondere bei den technisch-bedingt fixen Emissionen müssten auf anderem Weg in den Markt kommen. Diese Emissionsgruppe macht etwa die Hälfte (318 Mt CO₂-Äq.) der industriellen ETS-Emissionen im Jahr 2015 (624 Mt CO₂-Äq.) aus (siehe Abbildung 5). Entsprechend bleiben diese Emissionen auch bei steigenden CO₂-Preisen nahezu identisch. Sie ändern sich nur im Zeitverlauf entsprechend der unterstellten Produktionsentwicklung und fallen in 2030 nur geringfügig und in 2040 deutlich niedriger aus als in 2015 (307 und 278 Mt CO₂-Äq.). Dabei steigen die prozessbedingten Emissionen zwischen 2030 und 2040 aufgrund der steigenden Produktion von Zement und Kalk sogar an. Dagegen sinken die technisch-bedingt fixen Emissionen aus den Sektoren Raffinerien und Eisen und Stahl zwischen 2030 und 2040. Dies ist auf die Diffusion von Effizienzoptionen in den beiden Sektoren zwischen 2030 und 2040 zurückzuführen. Für eine vollständige Dekarbonisierung dieses Bereiches sind ergänzende klimapolitische Instrumente, jenseits der CO₂-Bepreisung, besonders wichtig.

Variable energiebedingte Emissionen sind hingegen durch Energieträgerpreise und **durch den EUA-Preisauflage aus dem EU ETS beeinflussbar**. Sie machen etwa die andere Hälfte (306 Mt CO₂-Äq.) der industriellen ETS-Emissionen im Jahr 2015 aus. Aufgrund der Rahmenannahmen (u. a. im Hinblick auf die Brennstoffpreise und die eingenommene soziale Perspektive) nehmen auch die variablen energiebedingten Emissionen bereits bei einem CO₂-Preis von 0 € um 50 Mt CO₂-Äq. (16 %) bis 2040 ab. Die Einführung eines CO₂-Preises von 90 € führt darüber hinaus zu weiterem Einsparpotenzial bei den variablen energiebedingten Emissionen in Höhe von rund 75 Mt CO₂-Äq. (24 %) in 2040. Dies entspricht **bei CO₂-Preisen von 90 € einer Gesamtreduktion der variablen energiebedingten Emissionen um rund 40 % im Vergleich zu 2015**. Durch den hohen Anteil der als nicht preissensitiv angenommenen Emissionen (prozessbedingt und energiebedingt) fällt das Minderungspotenzial selbst bei einem CO₂-Preis von 90 € in Summe mit 160 Mt CO₂-Äq. in 2040 nur relativ gering aus.

Abbildung 5: Gesamtindustrielle ETS-Emissionen nach Typ in 2015, 2030 und 2040 für 0, 30, 60 und 90 €/t CO₂



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im **Vergleich zwischen den Ländern** weist Deutschland als größter Emittent bei einem CO₂-Preis von 90 € mit in Summe 292 Mt CO₂-Äq. in 2030 bzw. 323 Mt CO₂-Äq. in 2040 die höchsten Einsparpotenziale im EU ETS auf, gefolgt von Osteuropa¹⁹ mit 244 Mt CO₂-Äq. in 2030 und 250 Mt CO₂-Äq. in 2040. Anders als in Deutschland werden für Osteuropa bei einem CO₂-Preis von 0 € nur sehr geringe Einsparpotenziale ermittelt. Dies reflektiert die Unterschiede in den Annahmen zur Produktionsentwicklung.

Einordnung der Kernergebnisse

Die geschätzten Vermeidungspotenziale für das stationäre EU ETS auf den unterschiedlichen Preisstufen sind vor dem Hintergrund der eingesetzten Modelle und der gewählten exogenen Rahmenannahmen zu betrachten.

Ein Vergleich mit anderen verfügbaren Studien ist nur begrenzt möglich²⁰. Dennoch zeigt sich, dass andere Studien für annähernd vergleichbare CO₂-Preise im Jahr 2030 bzw. 2040

¹⁹ Die Modellregion Osteuropa umfasst in der hier verwendeten Definition Bulgarien, Polen, Rumänien, die Slowakei, Tschechien, Ungarn, Österreich, Slowenien, Kroatien und Liechtenstein.

²⁰ Herangezogen wurden das EU-Referenzszenario 2016 (EC 2016), die EU Low Carbon Economy Roadmap (EC 2011) und die Energy [r]evolution Studie für Europa (Teske 2014). Für globale Vergleichswerte wurde der IEA World Energy Outlook 2016 (IEA 2016) genutzt, für Deutschland das BMUB Klimaschutzszenario 2050. (Fraunhofer ISI und Öko-Institut 2015; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Am besten ist die Vergleichbarkeit für die erstgenannten Studien und für das BMUB Klimaschutzszenario 2050. Die Energy [r]evolution Studie macht keine Angaben zu CO₂-Preisen. Die globalen Angaben des World Energy Outlook haben keine direkte Aussagekraft für den Zusammenhang von Preisen und Minderungen im EU ETS.

meist deutlich geringere Minderungspotenziale ausweisen. Dies gilt im Strom- und Wärmesektor ebenso wie für den Industriesektor – hier jedoch insbesondere im Bereich der niedrigen CO₂-Preise. Höhere als die hier untersuchten CO₂-Preise resultieren in anderen Studien dagegen in größeren Minderungen in der Industrie als für das höchste hier untersuchte Preisniveau.

Um diese Unterschiede einzuordnen und bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen, werden zunächst Einzelaspekte qualitativ thematisiert, die im Gesamtkontext der Modelle und Rahmenannahmen besonders relevant erscheinen. Ergänzend dazu werden im Folgeabschnitt die quantitativen Ergebnisse von Sensitivitätsanalysen vorgestellt.

Die ausgewiesenen Vermeidungspotenziale sind unter der Annahme **konstanter (Energie- und) CO₂-Preise** ab 2015 berechnet²¹. Außerdem sind die Modelle „myopisch“, d. h. sie berücksichtigen bei Investitionen grundsätzlich nicht die Möglichkeit zukünftiger Preisänderungen und ihre Auswirkungen für die Rentabilität einer Investition²². Sie weichen daher ab von Vermeidungspotenzialen, die ansteigende Preispfade unterstellen und bei Investitionen berücksichtigen.

Folgende Vermeidungsoptionen werden vom Modellverbund nicht abgebildet, sondern sind durch Annahmen exogen festgelegt:

- ▶ **Innovative Technologien**, sogenannte Breakthrough-Technologien, sind annahm gemäß im Basisszenario **nicht berücksichtigt**. Die Analyse umfasst also lediglich heute bereits ausgereifte, am Markt verfügbare Technologien sowie inkrementelle Verbesserungen dieser Technologien, z. B. im Bereich der Effizienz.
- ▶ Eine **Veränderung der Produktionsmengen** (Strom oder energieintensive Güter) z. B. infolge von Substitution energieintensiver Produkte durch andere Güter wird **nicht modellendogen** abgebildet.
- ▶ Die **Substitution alternativer Prozesse**, z. B. Stahl aus Hochofen vs. Stahl aus Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen, wird **modellexogen per Annahme gesetzt**.

Innovative Technologien haben das Potenzial für deutlich weitergehende THG-Minderungen in der Industrie. Welche Techniken im größeren Umfang realisierbar sind oder welche Techniken sich am Markt durchsetzen, ist allerdings unsicher. Deshalb werden sie in den hier gezeigten VKK nicht berücksichtigt. Darüber hinaus ist nach aktuellem Entwicklungsstand ein wirtschaftlicher Einsatz vieler innovativer Technologien erst bei EUA-Preisen deutlich jenseits der hier untersuchten CO₂-Preise von bis zu 90 € vorstellbar. Die

²¹ Die Energiepreise sind – abweichend vom EU-Referenzszenario 2016 – konstant und bereits 2015 auf das (höhere) Niveau des Zieljahres (je nach Szenario 2030 oder 2040) festgesetzt. Die CO₂-Preise entsprechen für den gesamten Zeitraum konstant 0, 30, 60 oder 90 €. Es wurde also anders als im EU-Referenzszenario 2016 nicht mit sich im Zeitablauf verändernden Preisen modelliert. Dieses Vorgehen war notwendig, da mit dem Modell Enertile nur einzelne Zieljahre modelliert wurden, nicht jedoch der zeitliche Verlauf. Die Ergebnisse von Enertile basieren daher auf den CO₂- und Energieträgerpreisen des Zieljahres. Um die Ergebnisse der beiden Modelle vergleichbar zu machen, wurden entsprechend auch beim Modell FORECAST-Industry (das Investitionsentscheidungen in jedem Jahr des betrachteten Zeitraums trifft) die CO₂- und Energieträgerpreise als konstant angenommen.

²² Beide Punkte sind zentral. In myopischen Modellen werden auch bei ansteigenden Preispfaden die jeweiligen Preise im Jahr der Investition als konstant unterstellt.

Potenziale bei Preisen jenseits der 90 € werden in den vorliegenden THG-VKK allerdings nicht abgebildet. Eine spezifischere Förderung des Einsatzes dieser Technologien dürfte auch dazu beitragen, ihre Kosten zu senken. Ebenso steigt die Wirtschaftlichkeit innovativer Technologien grundsätzlich mit steigenden EUA-Preisen. Beide Effekte sind relevant, denn langfristig ist davon auszugehen, dass sich innovative Technologien nur dann in großem Umfang am Markt durchsetzen, wenn sie wirtschaftlich sind.

Die exogene Festlegung von **Produktionsmengen** ist im hier verwendeten Modellrahmen zwingend nötig. Steigende Preise von energieintensiven Gütern können allerdings auch zu **Veränderungen in der Nachfrage** hin zu weniger energieintensiven Gütern sowie höherer Materialeffizienz und/oder höheren Recyclinganteilen führen und so zu niedrigerer Produktion und entsprechend geringeren Emissionen beitragen. Diese nachfrageseitigen Vermeidungspotenziale liegen außerhalb des Modellrahmens und sind daher in den Vermeidungspotenzialen nicht enthalten. In der derzeitigen Ausgestaltung des EU ETS dürften allerdings infolge der – vor allem an die aktuellen Produktionsmengen gekoppelten – kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen an den Großteil der Industrieanlagen und des internationalen Wettbewerbs ohnehin kaum höhere Produktpreise für industrielle Güter resultieren. Daher werden im Industriebereich derzeit auch in der Realität nur geringe Wechselanreize auf dieser Ebene gesetzt.

Auch die Festlegung von Produktionsmengen für **alternative Prozessoptionen** zur Herstellung gleicher oder ähnlicher Produkte ist im hier verwendeten Modellrahmen erforderlich. Steigende EUA-Preise können zwar prinzipiell die Produktionskosten besonders CO₂-intensiver Prozessoptionen und damit die wirtschaftliche Attraktivität alternativer Prozessoptionen erhöhen. Verbleibende Qualitätsunterschiede führen allerdings nur zu einer teilweisen Substituierbarkeit der Prozessalternativen. Eine Quantifizierung unter Berücksichtigung qualitativer Unterschiede wäre daher nach aktuellem Forschungsstand nicht robust. Darüber hinaus werden aufgrund der Festlegung unterschiedlicher Benchmarks für alternative Prozesse (z. B. für Hochofen- und Elektrostahl) als Grundlage für die kostenlose Zuteilung potenzielle Wechselanreize bei teilweise substituierbaren Produkten von der aktuellen Ausgestaltung des EU ETS nicht gestützt.

Ein weiterer zentraler Aspekt zur richtigen Einordnung der Ergebnisse ist die gewählte Perspektive für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit. **Vermeidungspotenziale aus sozialer Perspektive** basieren auf der Annahme, dass ein absolut rationaler Entscheider – der soziale Planer – mit vollkommener Information (u. a. über heutige und zukünftige Preise/Kosten) sein Handeln auf die Maximierung des Gemeinwohls ausrichtet. Diese Perspektive kann **über die eingesetzten Modelle nur näherungsweise abgebildet** werden. Hauptgrund dafür ist, dass die Veränderungen im Anlagenbestand nicht nach rein rationalen Kriterien modelliert werden:

- ▶ So wird u. a. die Stilllegung von Produktionsanlagen vor dem Erreichen ihrer technischen Lebensdauer auch dann ausgeschlossen, wenn ein frühzeitiger Ersatz wirtschaftlich wäre.
- ▶ Der Einsatz effizienterer Technologien wird teilweise auf ein Maß begrenzt, das geringer ist als das wirtschaftliche Potenzial. Durch die Annahme erhöhter

Risikobereitschaft abgebildet durch die Akzeptanz stark erhöhter Amortisationszeiten, die nahe bei der Lebensdauer der Investitionen liegen, wird versucht die Einschränkung weitgehend aufzulösen.

- Das „myopische“ Verhalten der Modelle lässt insbesondere zukünftig erwartete Preissteigerungen bei Investitionsentscheidungen unberücksichtigt.

Grundsätzlich ist für das Verständnis der Ergebnisse auch Folgendes wichtig: die **Modelle der industriellen Aktivitäten basieren sehr stark auf in der Vergangenheit beobachteten Mustern**. Dadurch ergibt sich, dass als Reaktion des Industrie-Modells FORECAST auf starke Veränderungen der wirtschaftlichen Anreize, z. B. dauerhaft hohe und/oder ansteigende EUA-Preise, dennoch **keine strukturellen Brüche** auftreten. Welche Wirkung von im historischen Vergleich sehr hohen EUA- und Brennstoffpreisen ausgehen könnte, kann für die Industrie empirisch nicht oder nur sehr schwer plausibilisiert werden. Es wird daher an der Annahme festgehalten, dass grundlegende Entscheidungsmuster in der Industrie in den untersuchten Szenarien stabil bleiben. Dies verursacht u. a. **relativ geringe Auswirkungen der EUA- und Brennstoffpreise auf die Wahl der eingesetzten Brennstoffe**. Allerdings ist auch unsicher, inwieweit es bei CO₂-Preisen von 90 € bereits zu weitreichenden Veränderungen im Investitionsverhalten kommen würde und wie diese aussehen würden.

Neben den Modellen selbst erschweren Herausforderungen bei der Datenlage eine passgenaue **Abbildung des EU ETS**:

Eine quantitative Bewertung der **Passgenauigkeit von Emissionen des Modellsektors Strom- und Wärme mit den Emissionen in der EU ETS-Tätigkeit „Feuerungsanlagen“** war im Rahmen des Projektes nicht möglich, weil das Modell Enertile lediglich eingesetzt wurde, um Aussagen für ein zukünftiges Zieljahr zu machen. Anders als FORECAST-Industry basiert Enertile auf einer Datenbank, die die Kraftwerke Europas blockscharf abbildet. Der Einsatz der Kraftwerke (und die damit verbundenen CO₂-Emissionen) wird dann modellendogen auf Basis der Energie- und CO₂-Preise sowie der Stromnachfrage bestimmt. Grundsätzlich ist es dabei möglich, historische Jahre mit Enertile zu modellieren. Dazu wird mit Hilfe der Einsatzbereitschaft der Kraftwerke das Modell so kalibriert, dass es die historischen Einsatzzeiten der Kraftwerke möglichst gut abbildet. Da jedoch die Einsatzbereitschaft der Kraftwerke von Jahr zu Jahr deutlich schwanken kann, ist eine solche Kalibrierung auf ein historisches Jahr zur Erstellung von Zukunftsszenarien nicht hilfreich.

Um die **Passgenauigkeit von modellierten Industrieemissionen und den verifizierten industriellen Emissionen im EU ETS** herzustellen, waren mehrere Schritte nötig:

Erstens erfolgten Korrekturen in der Zuordnung von Anlagen zu den EU ETS-Aktivitäten „Feuerungsanlagen“ und „Herstellung von Eisen und Stahl“. Die Passgenauigkeit der (noch nicht kalibrierten) Modellemissionen mit den verifizierten Emissionen wird dadurch grundsätzlich erhöht. Es verbleiben allerdings dennoch in Einzelfällen Abweichungen auf Ebene der sechs unterschiedenen Sektoren und der unterschiedenen Ländergruppen. In einem weiteren Schritt erfolgt zweitens eine **Kalibrierung der Modellemissionen auf die zu modellierenden Emissionen der EU ETS-Aktivitäten, um verbleibende Abweichungen zu korrigieren**.

Weitere Herausforderungen ergeben sich einerseits dadurch, dass **Teilbereiche des EU ETS** von den eingesetzten Modellen nicht abgebildet werden²³. Hier erfolgt eine **modell-exogene Schätzung der Emissionen**. Andererseits existieren **Bereiche, in denen sich die beiden Modelle überlappen**²⁴. Unterschiedliche Modellierungsansätze und -ergebnisse für industrielle KWK-Anlagen erfordern differenzierte Korrekturen, um Doppelzählungen von Emissionen zu vermeiden. **Größenbeschränkungen von Anlagen im EU ETS** können **nicht explizit berücksichtigt** werden²⁵.

Abschließend sei noch darauf hingewiesen, dass **andere VKK, die in der Fachliteratur veröffentlicht wurden**, sowohl durch eine **große Vielfalt hinsichtlich der betrachteten Treibhausgase, Regionen, Sektoren und Arten von Vermeidungsoptionen** gekennzeichnet sind als auch durch sehr **unterschiedliche methodische Ansätze**. Da alle VKK grundsätzlich sehr komplexe Zusammenhänge in einfacher Form darzustellen versuchen, ist ein **hohes Maß an Transparenz** bezüglich der getroffenen Annahmen und Modelle notwendig, um nachvollziehbare Analysen mit den zur Verfügung gestellten Kurven durchführen und die Ergebnisse einordnen zu können. Aus diesem Grund enthält der vorliegende Projektbericht umfangreiche Informationen zu den eingesetzten Modellen und getroffenen Annahmen.

Um die in den Daten enthaltenen **Unsicherheiten sichtbar zu machen**, wurden neben der umfangreichen Dokumentation zu Methodik und Annahmen auch gezielt **Sensitivitätsanalysen für das Jahr 2040** durchgeführt. Diese veranschaulichen die Relevanz ausgewählter Annahmen.

Darstellung und Einordnung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

Annahmen zu Energieträgerpreisen und der Kostenentwicklung von Erneuerbaren Energien wirken sich offensichtlich auf die Kosten der THG-Vermeidung aus. Die Frage ist, wie sehr. Eine vergleichbare Frage stellt sich auch im Hinblick auf die Wahl einer sozialen Perspektive bei Investitionsentscheidungen im EU ETS (wie hier geschehen). Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Sensitivitätsanalysen geben darüber Aufschluss.

Sie zeigen einerseits, dass diese drei sehr unterschiedlichen **Annahmen zu Kosten für Erdgas, PV und Wind sowie zur Diskontrate** sich auf die Höhe der Vermeidungspotenziale insbesondere im Strom- und Wärmesektor stark auswirken können. Gleichzeitig zeigen die Sensitivitätsanalysen, dass diese Annahmen **bei höheren CO₂-Preisen von 30–60 € im Stromsektor kaum noch Auswirkungen** auf die Höhe der Vermeidungspotenziale haben. Insofern kann die Höhe der Vermeidungspotenziale für höhere CO₂-Preise als robuster betrachtet werden.

²³ Dies betrifft die nicht-industrielle Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken für alle Länder außer Deutschland.

²⁴ Dies betrifft die industrielle Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken für Deutschland und die industrielle Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen (Wärme > 100 °C) für ganz Europa.

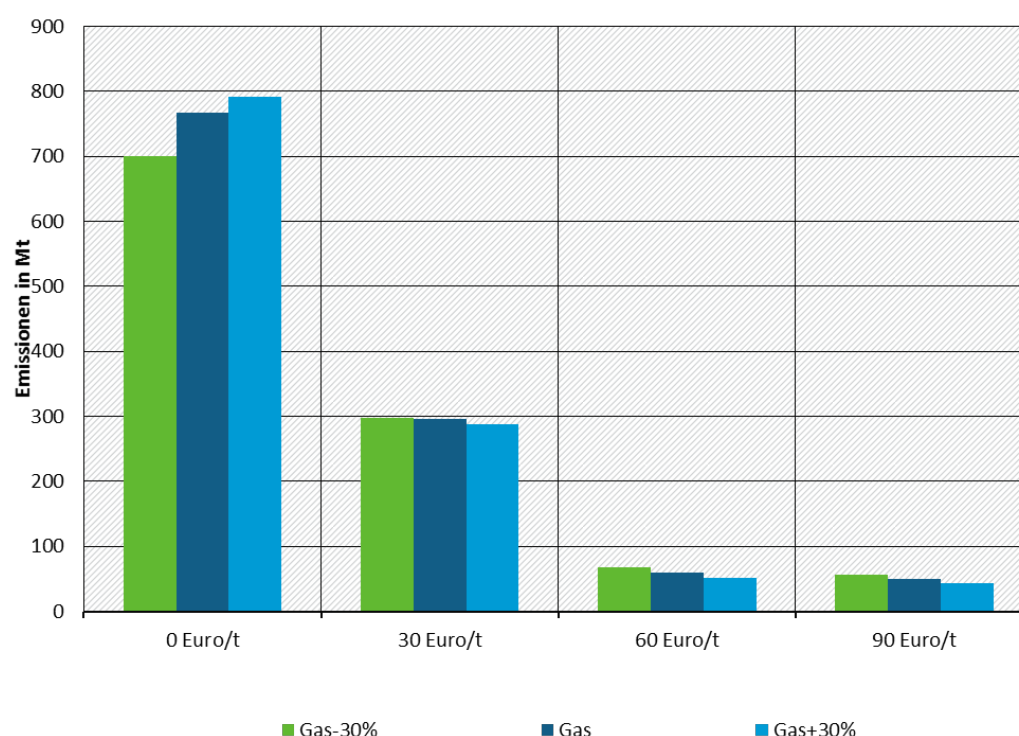
²⁵ Im Bereich Strom und Wärme ist es zwar grundsätzlich möglich, die heute bestehenden, aber nicht vom EU ETS erfassten Anlagen aus der Datenbasis (Kraftwerksdatenbank) rauszunehmen, allerdings ist es schwierig bis unmöglich abzuschätzen, Kraftwerke welcher Größenklassen zukünftig zugebaut werden. In FORECAST-Industry findet dagegen keine anlagenscharfe Abbildung der Industrie statt, so dass hier eine Unterscheidung nicht möglich ist. Allerdings wird durch die durchgeführte abschließende Kalibrierung auf historische Emissionen sichergestellt, dass die Gesamtemissionen den im EUTL berichteten Emissionen entsprechen.

Sensitivitätsanalyse „Erdgaspreis“

In der **Sensitivitätsanalyse „Erdgaspreis“** werden die Auswirkungen eines deutlich angehobenen bzw. abgesenkten Gaspreises (+/-30 %) für die Rolle von Gaskraftwerken im Stromsektor und die Bedeutung des Brennstoffwechsels von Kohle zu Gas in der Industrie untersucht. Die Analysen beziehen sich auf das Jahr 2040. **Bei CO₂-Preisen ab 30 € zeigen sich nur geringe Auswirkungen auf die Vermeidungspotenziale im EU ETS insgesamt** (ca. +/-10 Mt CO₂-Äq. bzw. unter 1 % der THG-Emissionen in 2015).

Deutliche Veränderungen in Abhängigkeit vom Gaspreis sind dagegen für einen CO₂-Preis von 0 € zu finden. Bei CO₂-Preisen von 0 € und 30 % höheren Gaspreisen würde Steinkohle eine wichtigere Rolle im Strommix des Jahres 2040 spielen und teilweise die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken verdrängen. Entsprechend lägen die Emissionen aus dem Stromsektor dann oberhalb der Emissionen des Basisszenarios. Bei EUA-Preisen von 30 € ergäbe sich dementsprechend ein höheres Potenzial zur Vermeidung von Emissionen aus der Steinkohleverstromung. Bei niedrigen CO₂-Preisen und niedrigeren Gaspreisen sind die Effekte entsprechend umgekehrt. Bei CO₂-Preisen ab 30 € verliert die Stromerzeugung aus Steinkohle hingegen bereits stark an Attraktivität, so dass sich nur noch geringe Effekte von Gaspreisänderungen auf Emissionen und Vermeidungspotenziale ergeben (Abbildung 6).

Abbildung 6: Wirkung des Gaspreises auf die errechneten Emissionen im Stromsektor in 2040



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im **Industriesektor** zeigen sich zwar ebenfalls deutliche Verschiebungen zwischen den genutzten Energieträgern²⁶. Da dies jedoch gleichermaßen auf Energieträger mit höherem wie mit niedrigerem Emissionsfaktor zutrifft, sind die Effekte auf die Gesamtemissionen der Industrie vernachlässigbar.

Sensitivitätsanalyse „private Perspektive“

Eine zweite **Sensitivitätsanalyse** betrachtet den Unterschied zwischen der Wahl einer sozialen Perspektive für das Basisszenario und einer **privatwirtschaftlichen Perspektive**. Dazu wurde in beiden Modellen, Enertile und FORECAST, der Zins für Kapital auf 7,5 % angehoben. In FORECAST wurden darüber hinaus je nach Modul kürzere Amortisationszeitanforderungen oder kürzere Kalkulationszeiträume unterstellt sowie Steuern und Abgaben auf Energieträger berücksichtigt. Außerdem wurden die in FORECAST-Industry hinterlegten Diffusionsparameter angepasst, um Investitionshemmnisse, Trägheiten und Marktheterogenität in die Betrachtung mit aufzunehmen.

Auffällig ist, dass insbesondere **bei niedrigen CO₂-Preisen** deutlich höhere Emissionsniveaus verglichen mit dem Basisszenario bzw. **deutlich geringere privatwirtschaftliche Vermeidungspotenziale** resultieren. Bei einem CO₂-Preis von 0 € liegt das ausgewiesene privatwirtschaftliche Vermeidungspotenzial in 2040 bei nur rund 0,2 Gt CO₂-Äq. (knapp 60 % des Potenzials aus sozialer Perspektive), bei einem CO₂-Preis von 30 € liegt es bei rund 0,7 Gt CO₂-Äq. (knapp 80 % des sozialen Vermeidungspotenzials). **Bei höheren CO₂-Preisen** von 60 bis 90 € **beläuft sich das Vermeidungspotenzial aus privatwirtschaftlicher Perspektive hingegen auf über 90 % des sozialen Vermeidungspotenzials** (etwas unter bzw. über 1,1 Gt CO₂-Äq.). Das heißt, eine Reihe von Minderungsmaßnahmen, die in der sozialen Perspektive bereits ohne CO₂-Preis bzw. bei geringen CO₂-Preisen bereits wirtschaftlich sind, werden aus einer privatwirtschaftlichen Perspektive erst bei höheren CO₂-Preisen als wirtschaftlich bewertet.

Im **Stromsektor** zeigen sich Auswirkungen der veränderten Zinsrate bei kapitalintensiven Technologien wie Kohlekraftwerken und Erneuerbaren Energien. Dabei führt ein erhöhter Zinssatz bei niedrigeren CO₂-Preisen zu einer steigenden Produktion aus Kohlekraftwerken zu Lasten der Erneuerbaren Energien und damit zu höheren CO₂-Emissionen bzw. zu einem geringeren privatwirtschaftlichen Vermeidungspotenzial gegenüber 2015. Dieser Effekt ist vor allem bei CO₂-Preisen von 0 € sichtbar: Das privatwirtschaftliche Minderungspotenzial beläuft sich – wie für das EU ETS insgesamt – auf knapp 60 % des sozialen Vermeidungspotenzials. Bei höheren CO₂-Preisen ab 60 € verschwindet der Effekt fast vollständig, da die Wirkung des höheren Zinssatzes hier nicht mehr ausreicht, um die höheren CO₂-Kosten für Kohlekraftwerke aufzuwiegen. Das privatwirtschaftliche Vermeidungspotenzial liegt dann nur noch 1–2 % unter dem sozialen Vermeidungspotenzial.

Auch in der Industrie führt die Veränderung von der sozialen zur privatwirtschaftlichen Perspektive zu deutlich höheren Emissionen in 2040 bzw. zu geringeren Vermeidungspotenzialen, hier jedoch noch deutlicher bei allen untersuchten CO₂-Preisen. Dies ist vor allem auf zwei Effekte zurückzuführen: Erstens verringern die in der privat-

²⁶ Bei einem höheren Gaspreis wird Gas einerseits durch Kohle, aber auch durch Biomasse ersetzt. Bei einem niedrigeren Gaspreis ersetzt Erdgas sowohl Kohle und andere fossile Energieträger als auch Biomasse und Strom.

wirtschaftlichen Perspektive wirkenden Markthemmnisse die Verbreitung von energieeffizienten Technologien, was zu einem deutlich höheren Energiebedarf (+9 % gegenüber dem Basisszenario mit sozialer Perspektive) sowie zu einem deutlich höheren Strombedarf in 2040 führt. Zweitens geht gleichzeitig der CO₂-preisinduzierte Wechsel der eingesetzten Brennstoffe deutlich langsamer voran, da Preisunterschiede (und damit auch EUA-Preis-bedingte Anstiege) weniger stark wahrgenommen werden und Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer öfter ohne nähere Analyse mit ihrem Vorgängermodell ersetzt werden. Dadurch verbleiben Kohle, Erdgas und Heizöl stärker im Markt, während die Zugewinne von Biomasse schwächer ausfallen.

Sensitivitätsanalyse „Technologiekosten und innovative Technologien“

Die **Sensitivität „Technologiekosten und innovative Technologien“** untersucht die Auswirkungen der Annahmen zu Technologien auf die ausgewiesenen Ergebnisse. Anders als bei den anderen beiden Sensitivitäten wird hier für Industrie und Strom und Wärme ein grundsätzlich unterschiedliches Vorgehen angewendet.

Für Strom und Wärme untersucht die Sensitivitätsrechnung die Auswirkung veränderter Technologiekosten für die relevantesten Erneuerbaren-Energien-Technologien (Wind und Solar). Dabei wurde bewusst eine sehr große Spannweite angenommen: einerseits ein Stagnieren der EE-Kosten auf dem Niveau des Jahres 2020, andererseits ein Halbieren der EE-Kosten gegenüber dem Basisszenario.

Die Sensitivität der Ergebnisse ist stark abhängig vom CO₂-Preis:

Bei einem **CO₂-Preis von 0 €** führt ein **Halbieren der Technologiekosten** dazu, dass die Erneuerbaren Energien – auch ohne CO₂-Preis – die dominante Technologie darstellen. Als Folge sinken die Emissionen gegenüber dem Basisszenario um 370 Mt CO₂-Äq. **Die Vermeidungspotenziale steigen entsprechend bei 0 €/t CO₂ auf mehr als das Doppelte (+130 %).** Bei **stagnierenden Technologiekosten** dagegen steigen die Emissionen gegenüber dem Basisszenario um 180 Mt CO₂-Äq. Entsprechend **sinken die Vermeidungspotenziale bei einem CO₂-Preis von 0 € um fast die Hälfte** auf 60 % des Potenzials im Basisszenario.

Bereits bei einem CO₂-Preis von 30 € ist der Effekt deutlich reduziert, insbesondere im Falle von erhöhten Technologiekosten. Im Fall der niedrigeren EE-Kosten sind die Emissionen um ca. 240 Mt CO₂-Äq. niedriger als im Basisszenario. Die Vermeidungspotenziale bei 30 €/t CO₂ fallen entsprechend um 30 % höher aus.

Bei CO₂-Preisen ab 60 € haben auch die angenommenen erheblichen Unterschiede in der Technologiekostenentwicklung fast keine Auswirkungen mehr auf die Emissionen bzw. die Vermeidungspotenziale. Bei niedrigen EE-Technologiekosten ist dies darauf zurückzuführen, dass Erneuerbare Energien bereits im Basisszenario die dominante Technologie sind und somit der Spielraum für eine weitere Verdrängung konventioneller Erzeugung begrenzt ist. Im Fall stagnierender EE-Kosten reicht der höhere CO₂-Preis aus, um die Erneuerbaren Energien trotz der veränderten Kostenannahmen in eine ähnlich dominante Marktposition zu bringen.

Für die Industriesektoren wurde die Sensitivität nicht über die Kosten der Technologien, sondern über deren Verfügbarkeit durchgeführt. Dabei unterstellt das Basisszenario eine relativ konservative Entwicklung der Technologien. Entsprechend sind dort einige innovative Technologien, die sich in sehr frühen Stadien der Entwicklung befinden, aber eine relativ hohe Emissionseinsparung versprechen, nicht enthalten. In diesem Sensitivitätsszenario wurden einige dieser innovativen Technologien untersucht und in das Szenario mit aufgenommen, um die damit verbundenen möglichen Einsparungen zu untersuchen. Da eine wirtschaftlich motivierte Diffusion der Technologien anders als bei den etablierten Technologien aufgrund ihres Entwicklungsstandes nicht sinnvoll abgeschätzt werden kann, wurden einerseits die Vermeidungskosten für einzelne Technologien abgeschätzt und andererseits ihr Einsparpotenzial unter exogenen vorgegebenen Marktanteilen berechnet.

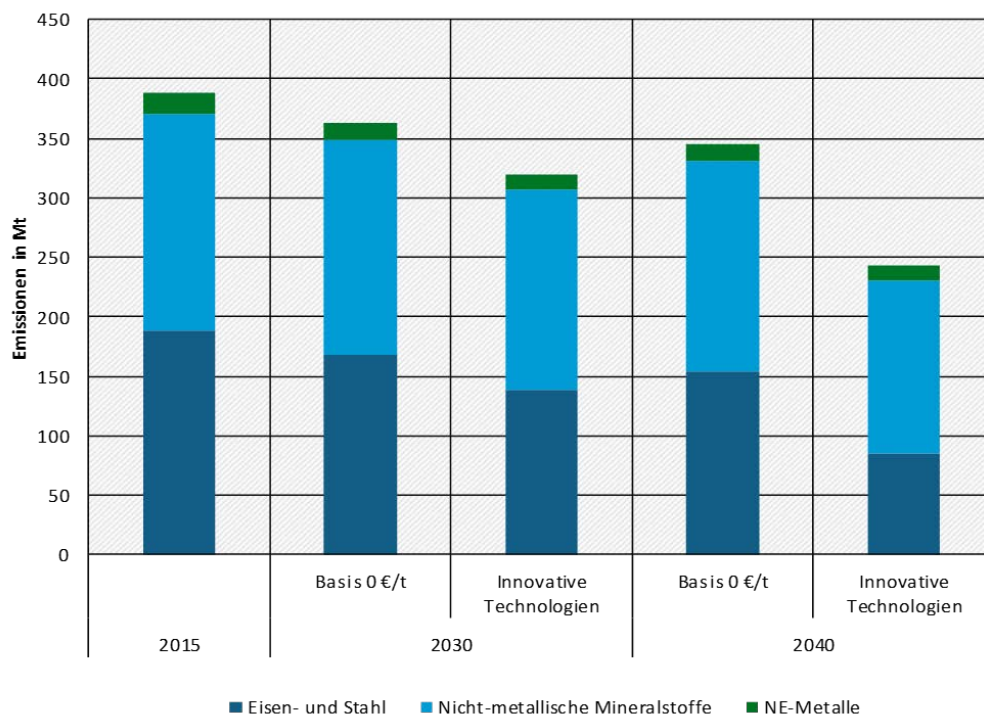
Die Vermeidungspotenziale im Szenario „innovative Technologien“, die zusätzlich zum preisunabhängigen Minderungspotenzial bei 0 €/t CO₂ im Basisszenario resultieren, belaufen sich in 2040 auf rund 100 Mt CO₂-Äq. (vgl. Tabelle 1 und Abbildung 7). Davon entfallen 66 % auf die Stahlerzeugung durch die reduzierte Kohlenutzung in Hochöfen und weitere 25 % auf den Zementsektor durch den Einsatz innovativer, klinkereffizienter Zementsorten. Diese basieren auf einer unterschiedlichen Gewichtung der Klinkerphasen (Belit, CSH, Calcium-Silikate). Das so geschätzte Potenzial ist größer als das durch einen CO₂-Preis von 90 € induzierte Vermeidungspotenzial im Industriesektor in Höhe von rund 70 Mt CO₂-Äq. Um die zugrunde gelegten Marktanteile zu realisieren, wären allerdings weitreichende Fördermaßnahmen erforderlich.

Tabelle 1: Innovative Technologien, Kostenabschätzungen und zusätzliche Einsparungen im Vergleich zu 0€/t im Basisszenario

Sektor und innovative Technologie	Abschätzung Vermeidungskosten in 2040	Angenommener Marktanteil in 2040	Zusätzliche Einsparungen in 2040 (in Mt CO ₂ -Äq.) ggü. 0€/t-Stufe im Basisszenario
Eisen und Stahl		60%	68 Mt
- wasserstoffbasierte Stahlherstellung	128-256€/t CO ₂		
- Eisenerzelektrolyse	80-160€/t CO ₂ variable Kosten für Umstellung auf Strom + unbekannte Investitionen und Betriebskosten für Elektrolyse-Reduktion		
- Schmelzbadtechnologien	128-256€/t CO ₂		
- Gichtgasrückführung	Ca. 90€/t CO ₂		

Sektor und innovative Technologie	Abschätzung Vermeidungskosten in 2040	Angenommener Marktanteil in 2040	Zusätzliche Einsparungen in 2040 (in Mt CO ₂ -Äq.) ggü. 0€/t-Stufe im Basisszenario
Zement		40%	26 Mt
- neue Bindemittel	unbekannt		
Glas		40%	7 Mt
- Elektrischer Schmelzofen	Ca. 250€/t CO ₂		
- Oxy-fuel Verbrennung	48€/t +/- Betriebskosten		
Nichteisenmetalle			1 Mt
-Stromstärkerhöhung (Al-Elektrolyse)	unbekannt		
- inerte Anoden (Al-Elektrolyse)	unbekannt		

Abbildung 7: Emissionsentwicklung im Szenario innovative Technologien



Verglichen mit den Emissionen im Basisszenario, die bei einem CO₂-Preis von 0 € resultieren, für die relevanten Industriesektoren.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Summary

This report presents **marginal abatement cost curves for greenhouse gas emissions (MACCs) in the stationary part of the European Union Emissions Trading Scheme (stationary EU ETS) for the years 2030 and 2040**. They cover all 31 countries participating in the EU ETS (including the UK) and all relevant activities/sectors except the aviation sector.

MACCs graphically illustrate the negative relationship between prices and quantities of GHG emissions. They are intended to provide information on the level and cost-effectiveness of available GHG abatement options and are **the result of model-based future scenarios**. Both, the models used and the framework data and assumptions underlying the scenarios are of central importance for the correct interpretation of the results. They are presented in detail in this report and are summarized here.

Methodology for developing marginal abatement cost curves for the stationary EU ETS

The development of the EU ETS-specific marginal abatement cost curves (MACCs) has been based on a **system of two models: Enertile**, a model for the optimization of the European electricity system and **FORECAST-Industry**, a bottom-up simulation model for the industrial sectors including refineries. The two models used allow the calculation of abatement costs and potentials based on extensive databases on generation/production technologies and taking into account assumptions on the development of the socio-economic, technical and political framework. Within the models, investment and deployment decisions of competing technologies are mapped under defined social, economic, technical and political conditions. The electricity market model Enertile focuses on meeting demand at minimum cost (optimization based on static expectations). In addition, the FORECAST-Industry model also includes non-cost-based considerations in the investment decision (simulation approach).

In the project, CO₂ prices, which can be interpreted as prices for emission allowances (EUAs)²⁷, were used as input into the models in order to determine the composition of the production technologies and to calculate the resulting abatement potential. In order to be able to create a marginal abatement cost curve, these CO₂ prices were systematically varied with an initial value of 0€ and further price levels of 30€, 60€ and 90€. The resulting MACCs show the **abatement potential for four CO₂/EUA price levels**²⁸. The abatement potential at the €0 level results from the difference between emissions in 2030 or 2040 and emissions in the base year 2015. It thus provides an indication of the extent to which greenhouse gas emissions without a CO₂ price change solely as a result of the assumed change in the socio-economic and technical framework conditions in the period from 2015 to 2030 or 2040. It was not the aim of the study and not achievable within the given time horizon until 2040 and with the model configurations used to derive very long-term and complete decarbonisation pathways for the scope of the EU ETS.

²⁷ An Emission Unit Allowance (EUA) entitles the owner to emit one ton of carbon dioxide equivalent emissions.

²⁸ The price level is assumed to apply from 2015 and will remain constant thereafter.

The socio-economic framework assumptions for the modelling are based on the assumptions of the EU Reference Scenario 2016²⁹. This includes in particular the targets for production development (gross national product or gross value added at sector level) and the development of energy carrier prices.^{30 31} The **technical framework** assumptions suppose a progressive technological development, e.g. in the field of renewable energies. Innovative technologies, also known as breakthrough technologies, which are not yet available on the market today, are not considered as future abatement options in the baseline scenario. The **political framework assumptions** ignore complementary measures to supplement the CO₂ price.

The **cost-effectiveness of the abatement potential** is assessed (in the base scenario) **from a (largely) social perspective**³². In order to approach an assessment from a social perspective, various assumptions are made - depending on the model approach - including a lower interest rate for investments of only 3% (instead of the 7.5% assumed for an assessment from a private sector perspective). In this respect, the abatement potential indicated show the amount of GHG emission savings that would be cost-effective from a societal perspective at the assumed CO₂ prices³³.

The **results of the modelling** are presented in the form of **multi-step MACCs** for the EU ETS. These are available for the years **2030 and 2040** and in a regional format for **Germany and six other EU regions**. In the industrial sector, the results are classically shown as savings in six different sectors³⁴ or for three technology areas³⁵. In contrast, the savings in the electricity and heat sector are not allocated to the various (renewable) technologies (e.g. PV or wind), but to the fossil generation technologies (e.g. lignite or hard coal), which have reduced their electricity or heat generation and thus their emissions. In addition to the emission savings, the MACCs also contain information on increases in emissions where relevant³⁶.

²⁹ The EU Reference Scenario 2016 was developed with the participation of national experts from all EU member states and represents a reference development of the European Economic Area and EU-wide GHG emissions until 2050. It serves to create a uniform framework as a basis for regulatory impact assessments by the European Commission - in particular DG Energy and DG Climate - and is updated at regular intervals.

³⁰ In the EU Reference Scenario, however, no physical production quantities are given, but rather forecasts of gross value added at the sectoral level. In this project, gross value added is converted into physical production quantities using the historical relationship between physical production and gross value added.

³¹ The development of energy source prices is only used with restrictions (see section "Classification of Core Results").

³² A social perspective is understood as completely rational economic decision-making under full knowledge of future framework conditions (such as prices and costs) and by applying a social discount rate, so that the long-term macroeconomic costs are minimized. However, these conditions for the representation of a social perspective can only be partially fulfilled by the models applied.

³³ In addition, a sensitivity analysis was performed to determine abatement costs for a more private sector perspective. However, the question of which supportive policy measures are necessary or useful to achieve the socially desirable (higher) level of emission savings at the given CO₂ prices was not examined in detail within the project.

³⁴ A distinction is made between the sectors refineries (activity 21 of the ETS Registry Regulation (**RegVO**)), iron and steel (activities 22-25), non-ferrous metals (activities 26-28), non-metallic minerals (activities 29-34), pulp and paper (activities 35 and 36), and basic chemicals (activities 37-44).

³⁵ The technology areas are industrial processes, steam and space heating, and industrial furnaces.

³⁶ In addition to the abatement potentials and prices, further model results were evaluated to classify the MACCs. Information on installed capacities and generation in the electricity and heat sector, differentiated for ten energy sources and two flexibility options (balancing wind and solar power generation and electricity storage), on electricity imports and

In addition to the basic scenarios presented above, **sensitivity analyses** were carried out to test the robustness of the results. In three sensitivity scenarios (S1, S2, S3) the influence of the following assumptions was examined: S1 - energy carrier prices, in particular the price difference between natural gas and coal; S2 - assessment of economic efficiency from a private sector rather than a social perspective; S3 - costs of solar and wind power and the role of innovative technologies in industry.

Presentation of the core results: Marginal abatement cost curves for the EU ETS

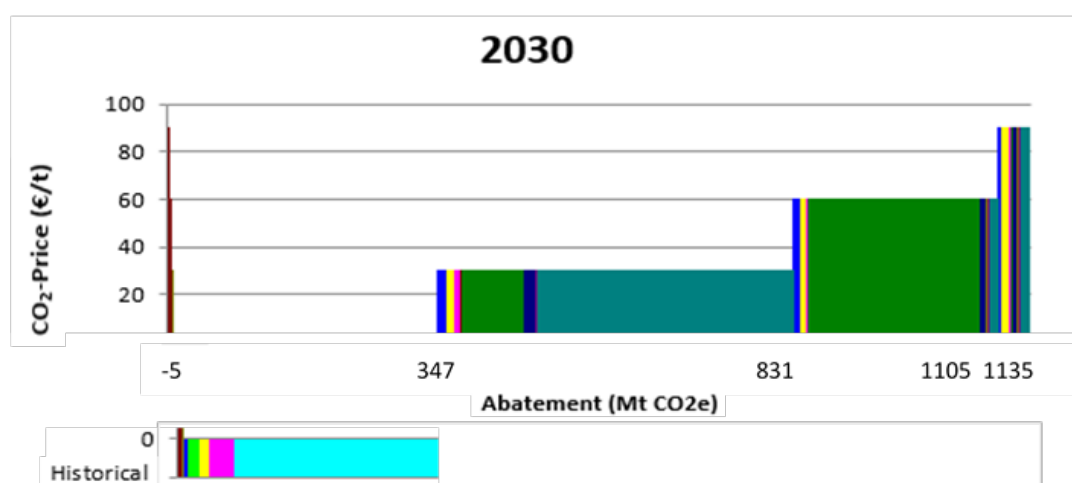
In 2015, the stationary EU ETS emitted around 1.8 Gt CO₂ eq. Of this, around 1.2 Gt CO₂ eq. were emitted by the electricity and heat sector and around 0.6 Gt CO₂ eq. by the industry sector³⁷.

In our baseline scenario, the **total reduction potential within the scope of the stationary EU ETS** at a CO₂ price of 90€ corresponds to around 1.1 Gt CO₂ eq. in 2030 and around 1.2 Gt CO₂ eq. in 2040 (see Figure 1). Two points are particularly striking:

First, for a CO₂ price of 0€, there is already a significant potential for emission reductions of around 0.3 Gt CO₂-eq. in 2030 and around 0.4 Gt CO₂-eq. in 2040 (relative to historic emissions in 2015). Second, with a CO₂ price of €30 (starting in 2015), the scenario shows an even higher abatement potential - of a total of around 0.8 Gt CO₂ eq. in 2030 and around 0.9 Gt CO₂ eq. in 2040. This means that a large part of the achievable reductions in the base scenario are independent of the CO₂ price. An even greater part of the calculated abatement potential becomes economically viable at a relatively low CO₂ price of 30€.

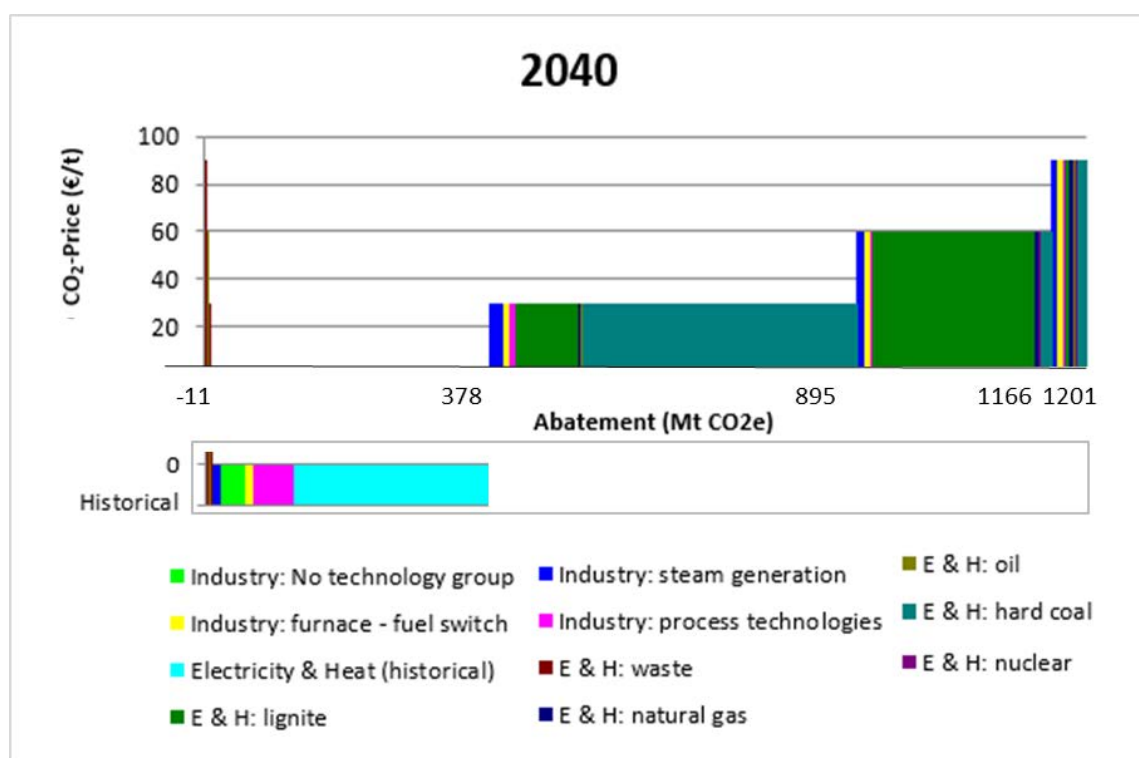
In contrast, the reduction potentials that become economic when the price rises from 30€ to 60€ and especially from 60€ to 90€ are significantly lower.

Figure 1: Marginal abatement cost curve for the stationary EU ETS in 2030 (top) and 2040 (bottom), differentiated by technology groups



exports as well as on industrial final energy consumption, differentiated for four fossil and two renewable fuels as well as for industrial electricity consumption and the use of district heating in the industrial sector, was used.

³⁷ The presentation applies a corrected allocation of emissions to sectors, which is explained in detail in the report.



The 0€ level shows the abatement potential that exists for a CO₂ price of 0€ by 2030 or 2040 compared to the historical base year 2015 (indicated by the word "historical")³⁸. On the left-hand side of the graphs, negative reduction potential (i.e. emission increases) are shown, which can occur due to switching from emission-intensive to less emission-intensive (but not emission-free) technologies³⁹.

Source: Own representation, Fraunhofer ISI

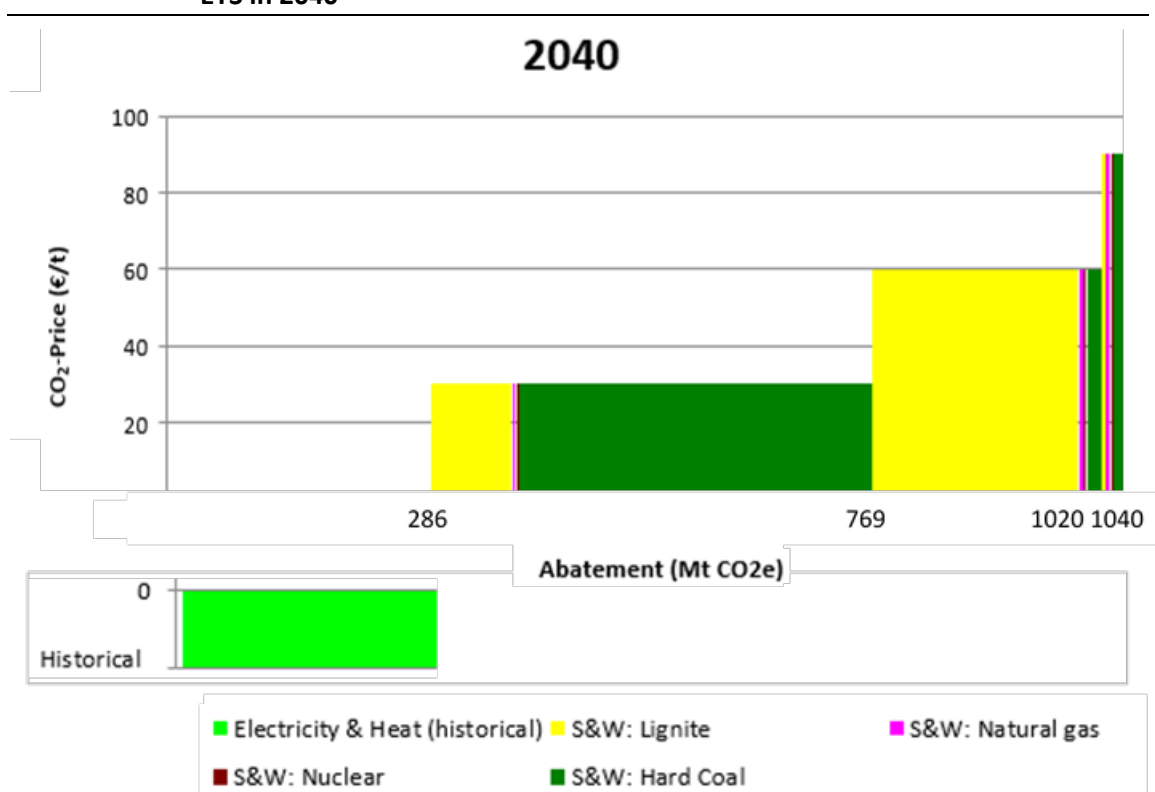
For a more detailed analysis of the results, we distinguish between the electricity and heat sector **(combustion plants) and industrial plants in the EU ETS**. The analysis shows that the electricity and heat sector (i.e. combustion plants) is responsible for a significant part of the abatement potential in the EU ETS, whereas in our scenario industrial plants in the EU ETS have only a small price-induced potential for emission reductions. The **predominant share of the abatement potential in the EU ETS examined here, especially for CO₂ prices up to and including 60€, consists in the reduction of emissions from fossil electricity and heat generation**. At a CO₂ price of 0€, it accounts for more than 76% of the abatement potential, and at CO₂ prices between 30€ and 60€ more than 93% of the additional abatement potential. Only at a CO₂ price of 90€, the abatement options in the industrial sector account for roughly 40% of the additional abatement potential. However, this is also the price step with the lowest additional abatement potential of the ones analyzed here. The remaining emissions for the stationary EU ETS at a CO₂ price of 90€, amounting to around 0.7 Gt CO₂ eq. in 2030 and 0.6 Gt CO₂ eq. in 2040, are therefore mainly located in the industrial sector of the EU ETS.

³⁸ The extension of the y-axis into the range below 0€ serves as a graphic representation of all the different technology groups that have reduction potential at a CO₂ price of 0€. These are not reduction potentials with negative CO₂ prices.

³⁹ With CO₂ prices of 30€, these are the increased electricity and heat generation from crude oil, with 60 and 90€ the increased use of waste as fuel. In total, however, these effects are very small.

A detailed analysis of **electricity and heat production** shows that, at a CO₂ price of 90€, around 1.0 Gt CO₂ eq. of GHG emissions can be saved by 2030. By 2040, the abatement potential increase only slightly to 1.04 Gt CO₂ eq. (see Figure 2). Emission savings of 0.3 Gt CO₂-eq. are cost-effective at a CO₂ price of 0€, mainly due to technical progress and the associated cost reductions for electricity and heat from renewable energies, which lead to a displacement of fossil electricity and heat generation. The introduction of a CO₂ price of 30€ brings further savings potential of almost 0.5 Gt CO₂ eq., a CO₂ price of 60€ brings another good 0.2 Gt CO₂ eq. The remaining emissions of the sector at a CO₂ price of 90€ amount to about 140 Mt CO₂ eq., of which about two thirds are located in heat generation.

Figure 2: Marginal abatement cost curve for electricity and heat generation in the EU ETS in 2040



The 0€ level shows the abatement potential for CO₂ prices of 0€ by 2040 compared to the historical base year 2015 (indicated by the word "historical").

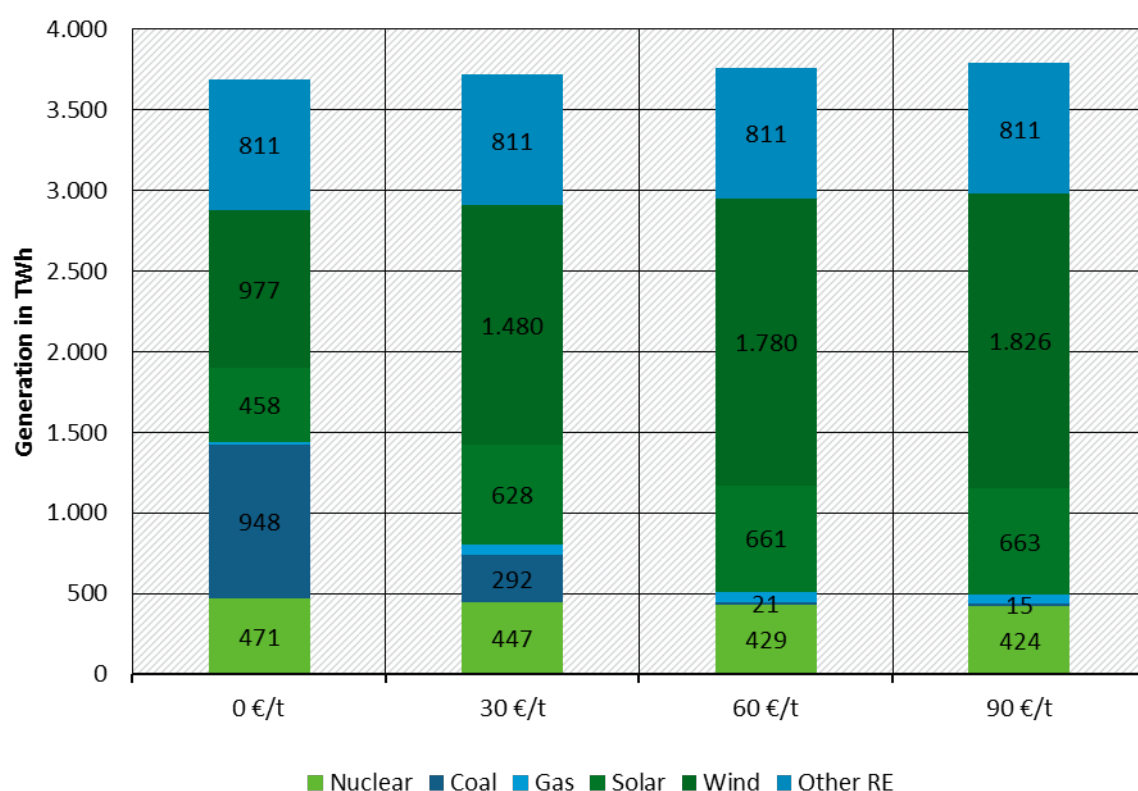
Source: Own representation, Fraunhofer ISI

Within the electricity sector, the abatement potential at a CO₂ price of 30€ is mainly coming from the almost complete **replacement of hard coal-fired power plants in the EU ETS**, and to a lesser extent to the reduction of lignite-based electricity generation. The potential for an almost complete replacement of **lignite-fired power plants in the EU ETS** only materializes at CO₂ prices of 60€. This gradual replacement of fossil power plants leads to a **change in the electricity mix**⁴⁰. As Figure 3 shows, a rising CO₂ price

⁴⁰ When interpreting the results, it should be taken into account that nuclear energy capacities and generation from "other renewables" (biomass and hydropower) are fixed in the calculations and do not change between the scenarios. Changes in

leads to a strong expansion of wind energy. This expansion essentially replaces electricity generation from coal, which still plays a major role at a CO₂ price of 0€ and already falls well below 500 TWh for a CO₂ price of 30€. In contrast, natural gas does not play a significant role in the selected scenarios. With low CO₂ prices, the assumed gas prices and taking into account the low interest rates for the social perspective, coal technologies are initially cheaper than gas power plants. With CO₂ prices above €30, gas gains competitiveness compared to coal-fired power plants, but loses competitiveness compared to renewable energies.

Figure 3: Composition of electricity generation in the EU ETS for the support year 2040



Source: Own representation, Fraunhofer ISI

In the part of the **industrial sector** subject to emissions trading, even by 2040 and at CO₂ prices of 90€, only 160 Mt CO₂ eq. or about 25% of GHG emissions⁴¹ can be saved in the baseline scenario compared to 2015. Abatement potential for a CO₂ price of 0€ already amounts to around 90 Mt CO₂ eq. or 15% of industrial ETS emissions in 2015. Additional reduction potential triggered by CO₂ prices of up to 90€ accordingly amounts to roughly 70 Mt CO₂ eq. or just over 10% of industrial ETS emissions in 2015. A comparison of the

the generation of nuclear energy result exclusively from high electricity generation from renewables in individual hours, in which nuclear energy is also displaced from the generation mix as a technology with low variable costs.

⁴¹ The figure for 2015 is 624, with differences to data from the EEA data viewer due to a shift of installations between the combustion plants and industrial sectors. The derivation of the value is explained in more detail in Section 5.4.3.3.

results with other studies at this aggregated level is provided in section 3 of the summary in light of the assumed framework conditions. In the following sections the more detailed results at the level of the different industrial subsectors are presented first.

Mineral oil refineries emitted about 128 Mt CO₂ eq. in 2015 (**20% of industrial ETS emissions in 2015**). At the same time and with a CO₂ price of up to 90€, the sector has the largest abatement potential (67 Mt CO₂ eq. or **42% of the total industrial reduction potential in 2040**). This corresponds to the largest abatement potential within the industrial sectors, amounting to 52% of the 2015 emissions of refineries. However, positive CO₂ prices have little impact on the abatement potential in refineries. **Almost the entire abatement potential (64 Mt CO₂-eq.) already exists at prices of 0€/t CO₂**. This is due in particular to a significant reduction in the production volume specified in the exogenous scenario and to favorable incremental efficiency measures that are already being implemented as part of the regular modernization measures⁴².

Iron and steel production generated 189 Mt CO₂ eq. in 2015 (**30% of industrial ETS emissions in 2015**). Accordingly, a large share of the industrial reduction potential for a price up to 90€ can be found in the iron and steel sector (51 Mt CO₂ eq. or **32% of the total industrial reduction potential in 2040**). With 27% of its 2015 emissions, the reduction potential of the iron and steel sector (27% of the sector's 2015 emissions) is slightly higher than the industry-wide average mentioned above. However, **the majority of the reduction potential (35 Mt CO₂ eq.) already exists at prices of 0€/t CO₂**. Again, many efficiency measures are implemented early as a result of the social perspective assumed in the baseline scenario. **Nevertheless, the iron and steel sector has the second largest price sensitive reduction potential of all industrial sectors (16 Mt CO₂-eq.)**.

The **non-metallic minerals sector** caused 182 Mt CO₂-eq. in 2015 (**nearly 30% of industrial ETS emissions in 2015**). However, the reduction potential for CO₂ prices up to 90€ (18 Mt CO₂-eq. or **11% of the total industrial abatement potential in 2040**) is significantly below average: it corresponds to only 10% of the sector's emissions in 2015. Nevertheless, the CO₂ price plays a significant role in this sector. **most of the abatement potential (13 Mt CO₂-eq) is generated when prices are first positive**.

Emissions from **basic chemicals** in 2015 were 81 Mt CO₂-eq (**13% of industrial ETS emissions in 2015**). The abatement potential at CO₂ prices of 90€ is about 15 Mt or 18% of the sector's 2015 emissions. This corresponds to **9% of the total industrial abatement potential in 2040**. The CO₂ price plays a central role in the GHG abatement potential of the sector and industry as a whole: **33% of the CO₂ price induced abatement potential of industry is in basic chemicals** (23 out of 70 Mt CO₂ eq). It must be taken into account that for CO₂ prices of 0€ emissions were to rise by almost 8 Mt CO₂ eq by 2040 (10% of the sector's 2015 emissions). For positive CO₂ prices of up to €90, on the other hand, the abatement potential amounts to almost 23 Mt CO₂-eq (28% of the sector's 2015 emissions), resulting in a total abatement potential of 15 Mt CO₂-eq compared to 2015.

⁴² In principle, the economic viability of the examined efficiency options is given in both perspectives. However, when viewed from the social perspective, the assessment is even more favourable.

The **pulp and paper industry** had comparatively low emissions in 2015 (27 Mt CO₂-eq or **4% of industrial ETS emissions in 2015**). The reduction potential at CO₂ prices of 90€ is 5 Mt CO₂-eq in 2040 (**3% of total industrial reduction potential in 2040**). From an intrinsic sectoral perspective, the reduction potential at CO₂ prices of 90€ is slightly below average (18% of the sector's 2015 emissions). **However, the reduction potential in the pulp and paper industry is more dependent on the CO₂ price than in any other industrial sector.** With a CO₂ price of €0, the sector's emissions would be reduced by 7 Mt CO₂ eq. by 2040. (25% of the sector's 2015 emissions) by 2040. Positive CO₂ prices of up to €90, on the other hand, result in abatement potential of just under 12 Mt CO₂-eq (42% of the sector's 2015 emissions).

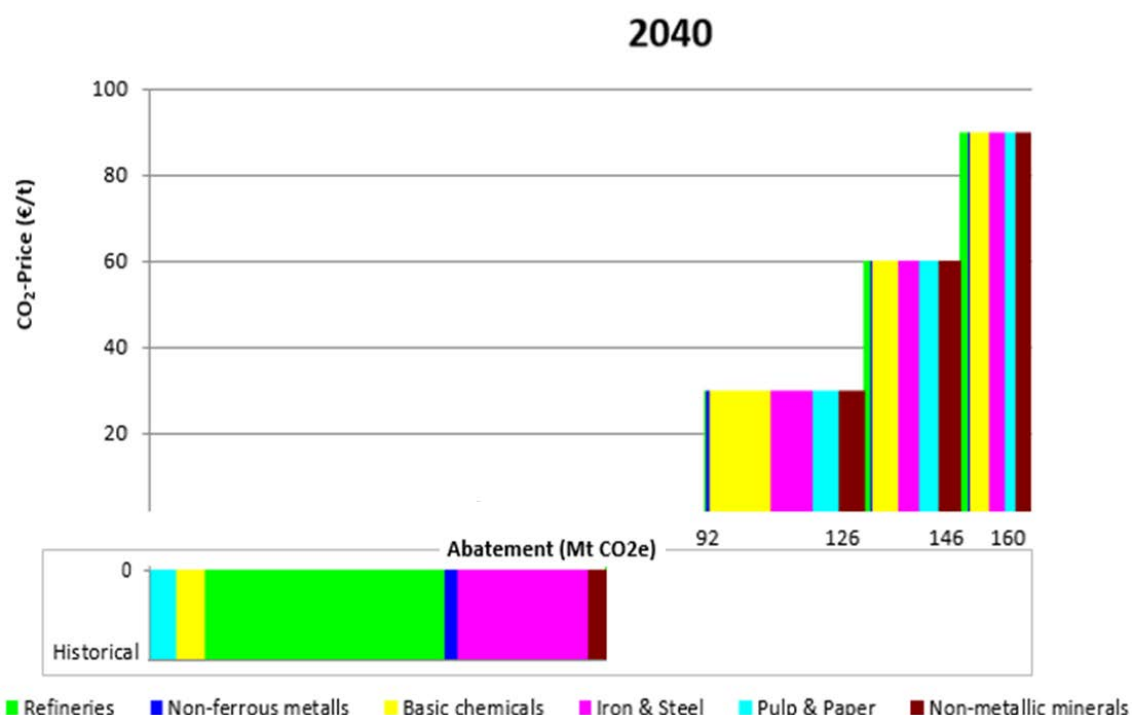
The **production of non-ferrous metals** generated around 16 Mt CO₂-eq of GHG emissions in 2015 (**3% of industrial ETS emissions in 2015**). The abatement potential at CO₂ prices of 90€ is 4 Mt CO₂-eq (**3% of total industrial reduction potential in 2040**). Two thirds of this potential already exist at a CO₂ price of 0€. The abatement potential in the production of non-ferrous metals can therefore be classified as **not very price sensitive**.

From a cross-sectoral perspective, it can be stated that the **abatement potential** of around 90 Mt CO₂ eq. by 2040, **independent of the CO₂ price, lies almost entirely in the area of mineral oil refineries and in the iron and steel sector.** It comprises about half of the 2015 emissions from refineries (64 Mt CO₂-eq in 2040 vs. 128 Mt CO₂-eq in 2015) and slightly less than 20% of the 2015 emissions from iron and steel production (35 Mt CO₂-eq)⁴³.

The abatement potential of around 70 Mt CO₂-eq. by 2040, which depends on the CO₂ price, is distributed more broadly across the various sectors, as shown above.

⁴³ In some other sectors (basic chemicals and pulp and paper production) emissions will increase slightly compared to 2015.

Figure 4: Abatement cost curve for industry in the EU ETS in 2040



The 0€ level shows the reduction potentials that exist for CO₂ prices of 0€ by 2040 compared to the historical base year 2015 (indicated by the word "historical").

Source: Own representation, Fraunhofer ISI

A **detailed examination of the industry** shows where the remaining emissions of about 460 Mt CO₂-eq are to be found and why - according to the assumptions and model results - further abatement potential is missing here. It helps to distinguish between three types of emissions:

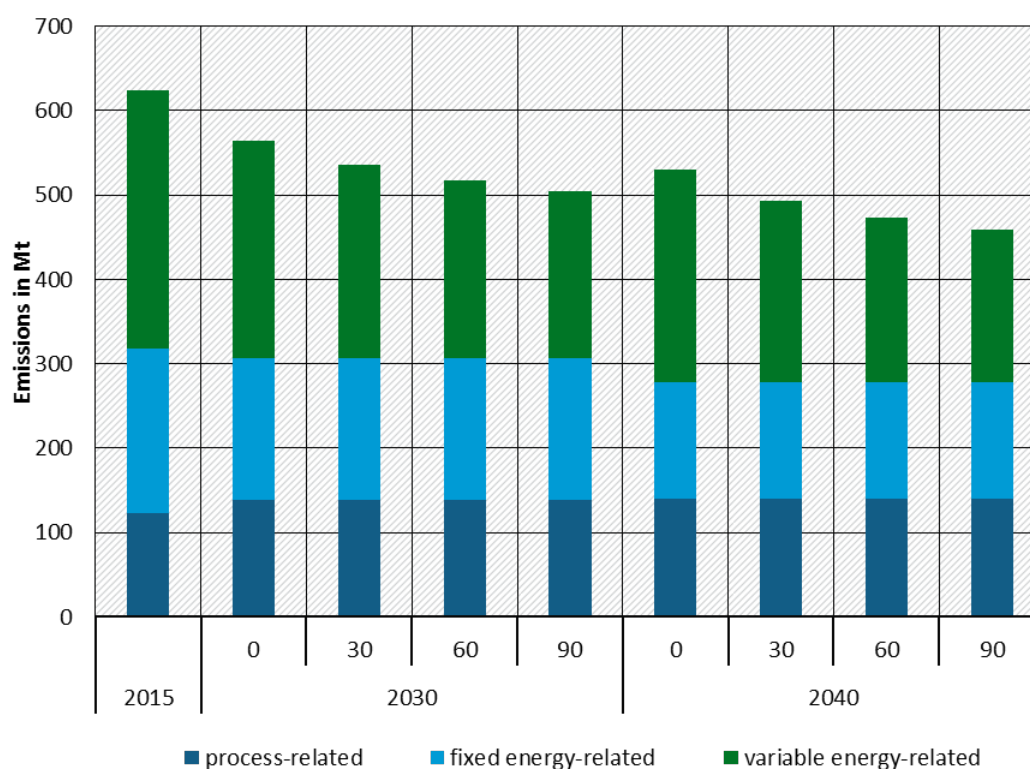
- ▶ **Process-related emissions:** emissions from processes that arise directly from chemical or physical relationships and not in connection with the energetic use of fuels and that can only be reduced by process changes. Example: release of raw material-bound CO₂ during clinker, lime or brick production. Other sectors in which process-related emissions occur on a larger scale are primary aluminium production and the production of nitric acid and ammonia.
- ▶ **Fixed emissions for technical reasons:** emissions resulting from the use of fuels in processes that are not substitutable or difficult to substitute. This includes technical (and downstream partly economic) aspects. They include coke and coal fractions in the blast furnace (technical restriction) and process gas use in the steel and refinery sector (technically driven production, partly economic use).
- ▶ **Variable energy-related emissions:** emissions resulting from the use of fuels which do not fall under the category "technically fixed", i.e. in particular those which are

price sensitive. Examples: use of natural gas for steam generation in the paper industry, use of coal outside the blast furnace in the steel sector, use of natural gas in the refinery sector.

Process-related and technically fixed emissions are **not considered to be price sensitive**, i.e. existing abatement potential, especially for technically fixed emissions, would have to be brought to market by other means. This emission group accounts for about half (318 Mt CO₂ eq) of industrial ETS emissions in 2015 (624 Mt CO₂ eq) (see Figure 5). Accordingly, these emissions will remain almost constant even if CO₂ prices rise. They only change over time in line with the assumed production development and are only slightly lower in 2030 and significantly lower in 2040 than in 2015 (307 and 278 Mt CO₂ eq). Process-related emissions even increase between 2030 and 2040 due to the increasing production of cement and lime. In contrast, technically fixed emissions from the refineries and iron and steel sectors decrease between 2030 and 2040 in our scenario, due to the diffusion of efficiency options in both sectors between 2030 and 2040. For a complete decarbonisation for these two GHG sources, complementary climate policy instruments, beyond CO₂ pricing, are particularly important.

Variable energy-related emissions, on the other hand, can be **influenced** by energy source prices and **by the EUA price premium from the EU ETS**. They account for about the other half (306 Mt CO₂-eq.) of industrial ETS emissions in 2015. Due to the framework assumptions (e.g. with regard to fuel prices and the social perspective taken), even variable energy-related emissions increase by 50 Mt CO₂-eq at a CO₂ price of 0€ (16 %) by 2040. The introduction of a CO₂ price of 90€ also leads to further abatement potential in variable energy-related emissions of around 75 Mt CO₂-eq (24%) by 2040. **With CO₂ prices of 90€**, this corresponds to a **total reduction in variable energy-related emissions of around 40% compared to 2015**. Due to the high proportion of emissions assumed to be non-price sensitive (process-related and energy-related), the reduction potential, even with a CO₂ price of 90€, is relatively small at 160 Mt CO₂-eq. in 2040.

Figure 5. Total industrial ETS emissions by type in 2015, 2030 and 2040 for 0, 30, 60 and 90 €/t CO₂



Source: Own representation, Fraunhofer ISI

In **comparison between the countries**, Germany - the largest emitter - with a CO₂ price of 90 €/t and a total of 292 Mt CO₂-eq in 2030 and 323 Mt CO₂-eq. in 2040 respectively, has the highest abatement potential in the EU ETS, followed by Eastern Europe⁴⁴ with 244 Mt CO₂-eq in 2030 and 250 Mt CO₂-eq in 2040. In contrast to Germany, the abatement potential determined for a CO₂ price of 0€/t is very small. This reflects the differences in the assumptions on production development.

Interpretation of core results

The estimated abatement potential for the stationary EU ETS at the different price levels must be considered against the background of the models used and the selected exogenous framework assumptions.

A comparison with other available studies is only possible to a limited extent⁴⁵. Nevertheless, other studies show that for approximately comparable CO₂ prices in 2030

⁴⁴ In the definition used here, the model region Eastern Europe includes Bulgaria, Poland, Romania, Slovakia, the Czech Republic, Hungary, Austria, Slovenia, Croatia and Liechtenstein.

⁴⁵ The EU Reference Scenario 2016 (EC 2016), the EU Low Carbon Economy Roadmap (EC 2011) and the Energy [r]evolution Study for Europe (Sven Teske 2014) were used. For global reference values, the IEA World Energy Outlook 2016 (IEA 2016) was used, for Germany the BMUB climate protection scenario 2050 (Fraunhofer ISI & Öko-Institut e.V. et al. 2015; Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015). The comparability is best for the former studies and for the BMUB climate protection scenario 2050. The Energy [r]evolution study does not provide any information on CO₂ prices. The global data of the World Energy Outlook have no direct significance for the connection between prices and reductions in the EU ETS.

and 2040, the abatement potential is usually significantly lower. This applies to the electricity and heat sector as well as to the industrial sector - but here especially in the area of low CO₂ prices. In other studies, however, higher CO₂ prices than those examined here result in larger reductions in industry than for the highest price level examined here.

In order to classify these differences and to take them into account when interpreting the results, individual aspects are first qualitatively addressed which appear to be particularly relevant in the overall context of the models and framework assumptions. In addition, the quantitative results of sensitivity analyses are presented in the following section.

The abatement potentials shown are calculated on the assumption of **constant (energy and) CO₂ prices** from 2015 onwards⁴⁶. Furthermore, the models are "myopic", i.e. they do not take into account the possibility of future price changes and their effects on the profitability of investments⁴⁷. They therefore deviate from abatement potentials that assume rising price paths and take them into account in investments.

The following abatement options are not represented by the model network, but are determined exogenously by assumptions:

- ▶ **Innovative technologies**, so-called breakthrough technologies, **are not considered** in the base scenario, as assumed. The analysis therefore only covers technologies that are already mature and available on the market today, and incremental improvements to these technologies, e.g. in the area of efficiency.
- ▶ **Changes in production volumes** (electricity or energy-intensive goods), for example as a result of the substitution of energy-intensive products by other goods, **are not modelled endogenously**.
- ▶ The **substitution of alternative processes**, e.g. steel from blast furnaces vs. steel from direct reduction and electric arc furnaces, **is assumed to be model exogenous**.

Innovative technologies have the potential for significantly more extensive GHG reductions in industry. However, it is uncertain which technologies can be implemented on a larger scale or which technologies will prevail on the market. For this reason, they are not considered in the GHG reductions shown here. Furthermore, according to the current state of development, an economic use of many innovative technologies is only conceivable at EUA prices well beyond the CO₂ prices of up to 90€ investigated here. However, the potentials at prices beyond 90€ are not reflected in the MACCs shown here. A more specific promotion of the use of these technologies should also help to reduce their costs. Likewise, the economic efficiency of innovative technologies generally increases

⁴⁶ Energy prices are - in contrast to the EU Reference Scenario 2016 - constant and already fixed in 2015 at the (higher) level of the target year (2030 or 2040, depending on the scenario). The CO₂ prices remain constant for the entire period at € 0, 30, 60 or 90. Thus, unlike in the EU Reference Scenario 2016, it has not been modelled with prices changing over time. This procedure was necessary because the Enertile model was used to model only individual target years, but not the course over time. The results of Enertile are therefore based on the CO₂ and energy carrier prices of the target year. In order to make the results of the two models comparable, the CO₂ and energy source prices were assumed to be constant in the FORECAST-Industry model (which makes investment decisions in each year of the period under consideration).

⁴⁷s Both points are central. In myopic models, the respective prices in the year of investment are assumed to be constant, even if the price path increases.

with rising EUA prices. Both effects are relevant, because in the long run it can be assumed that innovative technologies will only be able to establish themselves on the market on a large scale if they are economically viable.

Within the modelling framework applied here **production quantities need to be exogenously determined**. Rising prices of energy-intensive goods can, however, also lead to **changes in demand** towards less energy-intensive goods as well as higher material efficiency and/or higher recycling percentages, thus contributing to lower activity rates and correspondingly lower emissions. These demand-side abatement potentials lie outside the model framework and are therefore not included in the abatement potentials. In the current design of the EU ETS, however, the free allocation of emission allowances to the majority of industrial plants - which is primarily linked to current activity data - and international competition are unlikely to result in higher product prices for industrial goods anyway. Therefore, in the industrial sector there are currently only few incentives for switching at this level.

Similarly, activity rates for **alternative process options** for the manufacture of the same or similar products also need to be exogenously determined in the model framework applied here. Rising EUA prices can in principle increase the production costs of particularly CO₂-intensive process options and thus the cost-effectiveness of alternative process options. However, remaining differences in quality only lead to a partial substitutability between process alternatives. A quantification taking into account qualitative differences would therefore not be robust according to the current state of research. Moreover, due to the setting of different benchmarks for alternative processes (e.g. for blast furnace steel and electric steel) as the basis for free allocation, potential incentives to switch in the case of partially substitutable products are not supported by the current design of the EU ETS.

Another central aspect for the correct interpretation of the results is the chosen perspective for the evaluation of economic efficiency. **Avoidance potentials from a social perspective** are based on the assumption that an absolutely rational decision-maker - the social planner - with complete information (including information on current and future prices/costs) directs his actions towards maximising the social welfare. This perspective can **only be approximated by the models applied**. The main reason for this is that changes in the existing plants are not modelled according to purely rational criteria:

- ▶ For example, the **decommissioning of production facilities before they reach their technical lifetime is excluded** even if early replacement would be economically viable.
- ▶ The **use of more efficient technologies** is sometimes **limited** to a level that is lower than the economic potential. By accepting greatly increased amortization periods that are close to the service life of the investments, an attempt is made to largely dissolve the restriction through increased willingness to take risks.
- ▶ The **"myopic" behaviour of the models** ignores in particular expected future price increases in investment decisions.

Another aspect is also important for interpreting the results: **models of industrial activities are very much based on patterns observed in the past**. As a result, the industrial model FORECAST **does not show any structural breaks** in response to strong changes in economic incentives, e.g. permanently high and/or rising EUA prices. The effect that very high EUA and fuel prices in historical comparison could have on the industry cannot or only with great difficulty be empirically checked for plausibility. Therefore, the assumption is maintained that basic decision-making patterns in industry remain stable in the scenarios examined. This causes, among other things, **relatively little impact of EUA and fuel prices on the choice of fuels used in production**. However, it is also uncertain to what extent CO₂ prices of 90€ would already lead to far-reaching changes in investment behaviour and what these would look like.

In addition to the models themselves, challenges in the data situation make it difficult to achieve an **accurate representation of the EU ETS**:

A quantitative evaluation of the accuracy of the emissions of the model sector electricity and heat with the emissions in the EU ETS activity "combustion plants" was not possible within the framework of the project because the Enertile model was only used to make statements for a future target year. In contrast to FORECAST-Industry, Enertile is based on a database that provides a clear picture of the power plants in Europe. The deployment of the power plants (and the associated CO₂ emissions) is then determined model-endogenously on the basis of energy and CO₂ prices and electricity demand. In principle, it is possible to model historical years with Enertile. For this purpose, the model is calibrated on the operational readiness of the power plants so that it reflects the historical operating times of the power plants as well as possible. However, since the operational readiness of the power plants can vary significantly from year to year, such a calibration to a historical year is not helpful for the creation of future scenarios.

Several steps were undertaken to establish **the fit of modelled industrial emissions and verified industrial emissions in the EU ETS**:

First, corrections were made in the allocation of installations to the EU ETS activities "Combustion plants" and "Iron and steel production". By this, the accuracy of the fit of the (not yet calibrated) model emissions with the verified emissions could fundamentally be increased. However, in individual cases there are still deviations at the level of the six sectors and the different groups of countries. In a further step, secondly, **the model emissions were calibrated against the emissions of the EU ETS activities to be modelled in order to correct any remaining deviations**.

Further challenges arise, on the one hand, from the fact **that parts of the EU ETS** are not covered by the models used⁴⁸. This is where a **model-exogenous estimation of the emissions takes place**. On the other hand, there are **areas where the two models overlap**⁴⁹. Different modelling approaches and results for industrial CHP plants require

⁴⁸ This concerns non-industrial heat generation in pure heating plants for all countries except Germany.

⁴⁹ This concerns industrial heat production in pure heating plants for Germany and industrial heat production in CHP plants (heat >100°C) for all of Europe.

differentiated corrections to avoid double counting of emissions. **Size limitations of installations in the EU ETS cannot be explicitly taken into account**⁵⁰.

Finally, it should be noted that other **MACCs published in the literature** are characterised by a great **diversity in terms of greenhouse gases, regions, sectors and types of abatement options considered**, as well as by **varying methodological approaches**. As all MACCs generally attempt to present very complex relationships in a simple form, a **high degree of transparency** with regard to the assumptions made and models applied is necessary in order to be able to carry out comprehensible analyses with the curves provided and to be able to correctly interpret the results. For this reason, the present project report contains extensive information on the models used and assumptions made.

In order to make the **uncertainties contained in the data visible, sensitivity analyses for the year 2040 were carried out** in addition to the extensive documentation on methodology and assumptions. These illustrate the relevance of selected assumptions.

Presentation and classification of the results of the sensitivity analyses

Assumptions on energy carrier prices and the cost development of renewable energies obviously have an impact on the costs of GHG abatement. The question is to what extent. A similar question arises with regard to the choice of a social perspective for investment decisions in the EU ETS (as happened here) in contrast to a private sector perspective. The sensitivity analyses carried out in the context of the project provide information on this.

On the one hand, they show that these three very different **assumptions on costs for natural gas, PV and wind as well as on the discount rate** can all have a strong impact on the level of abatement potentials, especially in the electricity and heat sector. At the same time, the sensitivity analyses show that with **higher CO₂ prices of 30-60€ in the electricity sector, these assumptions have hardly any impact** on the level of abatement potential. In this respect, the level of abatement potential for higher CO₂ prices can be considered more robust.

Sensitivity analysis "Natural gas price"

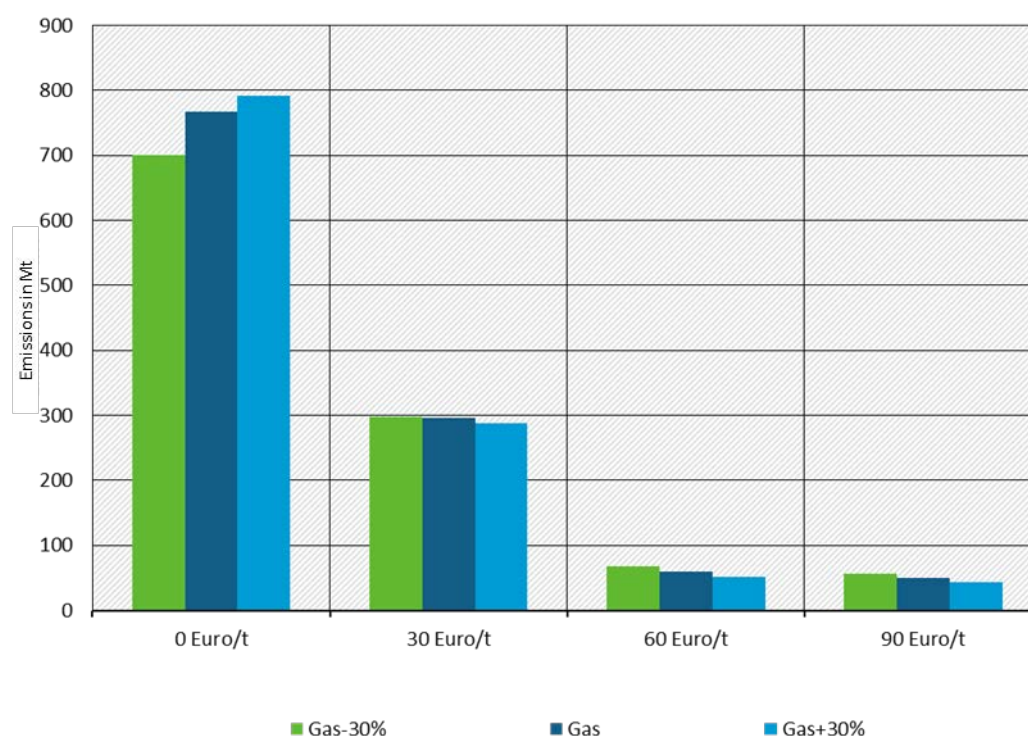
The **sensitivity analysis "Natural gas price"** examines the effects of a significant increase or decrease in the price of gas (+/- 30%) on the role of gas-fired power plants in the electricity sector and the significance of the fuel switch from coal to gas in industry. The analysis refers to the year 2040, and **CO₂ prices starting at 30€ show only minor effects on the abatement potential of the EU ETS as a whole** (approx. +/- 10 Mt CO₂-eq or less than 1% of GHG emissions in 2015).

Significant changes depending on the gas price, however, can be found for a CO₂ price of 0€. At CO₂ prices of 0€ and 30% higher gas prices, hard coal would play a more important role in the electricity mix of 2040 and partially displace electricity generation from gas-fired power plants. Accordingly, emissions from the electricity sector would then be above

⁵⁰ In the area of electricity and heat it is possible to remove from the database (power plant database) those plants that exist today but are not covered by the EU ETS, but it is difficult or even impossible to estimate which size of power plant will be added in the future. In FORECAST-Industry, on the other hand, there is no clear picture of the industry, so that a distinction is not possible here. However, the final calibration to historical emissions ensures that the total emissions correspond to the emissions reported in the EUTL.

the emissions of the baseline scenario. At EUA prices of 30€, the potential for avoiding emissions from hard coal-fired power generation would therefore be higher. With low CO₂ prices and lower gas prices, the effects are reversed accordingly. With CO₂ prices starting at 30€, however, electricity generation from hard coal is already losing much of its attractiveness, so that only minor effects of changes in gas prices on emissions and abatement potential arise (Figure 6).

Figure 6: Effect of the gas price on the calculated emissions 2040 in electricity generation



Source: Own representation, Fraunhofer ISI

In the **industrial sector**, also clear shifts between the energy sources used⁵¹ could be found. However, since this applies equally to energy sources with a higher and lower emission factor, the effects on the total emissions of industry are negligible.

Sensitivity analysis "private perspective"

A second sensitivity analysis looks at the difference between choosing a social perspective for the baseline scenario and a **private sector perspective**. To this end, the interest rate on capital was raised to 7.5% in both models, Enertile and FORECAST. In FORECAST, shorter payback periods or shorter calculation periods were assumed depending on the module, and taxes and levies on energy sources were taken into account. In addition, the

⁵¹ If gas prices are higher, gas will be replaced by coal on the one hand, but also by biomass on the other. At a lower gas price, natural gas replaces coal and other fossil fuels as well as biomass and electricity.

diffusion parameters applied in FORECAST-Industry were adjusted in order to include investment obstacles, inertia and market heterogeneity in the analysis.

It is noticeable that, especially in the **case of low CO₂ prices**, significantly higher emission levels result compared to the baseline scenario and **abatement potential is significantly lower under a private sector perspective**. At a CO₂ price of 0€, the private sector abatement potential in 2040 is only around 0.2 Gt CO₂-eq (just under 60% of the potential from a social perspective), at a CO₂ price of 30€ it is around 0.7 Gt CO₂-eq (almost 80% of the social abatement potential). **With higher CO₂ prices of 60 to 90€, the abatement potential from a private sector perspective, on the other hand, amounts to over 90% of the social abatement potential** (slightly below or above 1.1 Gt CO₂-eq). This means that a number of abatement measures that are already economically viable from a social perspective without a CO₂ price or at low CO₂ prices, are only considered economically viable from a private sector perspective at higher CO₂ prices.

In the **electricity sector**, the effects of the changed interest rate on more capital-intensive technologies such as coal-fired power plants and renewable energies are becoming apparent. A higher interest rate at lower CO₂ prices leads to an increase in production from coal-fired power plants at the expense of renewable energies and thus to higher CO₂ emissions or to a lower private sector abatement potential compared to 2015. This effect is particularly visible with CO₂ prices of 0€: the private sector abatement potential amounts - as for the EU ETS as a whole - to almost 60% of the social abatement potential. With higher CO₂ prices from 60€, the effect almost disappears completely, since the effect of the higher interest rate is no longer sufficient to offset the higher CO₂ costs for coal-fired power plants. The private sector abatement potential is then only 1-2% below the social abatement potential.

In industry, too, moving from the social to the private sector perspective leads to significantly higher emissions in 2040 or to lower abatement potential, but here even more so for all CO₂ prices examined. This is mainly due to two effects: first, the market barriers acting in the private sector perspective reduce the diffusion of energy-efficient technologies, which leads to a significantly higher energy demand (+9% compared to the baseline scenario with social perspective) and to a significantly higher electricity demand in 2040. Second, at the same time, the CO₂-price-induced change in the fuels used proceeds much more slowly, since price differences (and thus EUA price-induced increases) are perceived less strongly and plants at the end of their service life are replaced more often with their predecessor model without closer analysis. As a result, coal, natural gas and fuel oil remain more in the market, while biomass gains are weaker.

Sensitivity analysis "Technology costs and innovative technologies"

The **sensitivity "Technology costs and innovative technologies"** examines the effects of assumptions on technologies on the reported results. In contrast to the other two sensitivities, a fundamentally different approach is applied here for industry and electricity and heat.

For electricity and heat, the sensitivity calculation examines the impact of changed technology costs for the most relevant renewable energy technologies (wind and solar). Here, a wide range was assumed: on the one hand, a stagnation of RE costs at the

level of 2020, on the other hand, a halving of RE costs compared with the baseline scenario.

The sensitivity of the results is strongly dependent on the CO₂ price: With a CO₂ **price of 0€, halving the technology costs** leads to renewable energies being the dominant technology - even without a CO₂ price. As a result, emissions are reduced by 370 Mt CO₂-eq compared to the base scenario. **Accordingly, the abatement potential at 0€/t CO₂ increases to more than twice the amount (+130%).** With stagnating technology costs, on the other hand, emissions increase by 180 Mt CO₂-eq. compared to the base scenario. **Accordingly, at a CO₂ price of 0€, the abatement potential drops by almost half** to 60% of the potential in the base scenario.

Already at a CO₂ price of 30€ the effect is significantly reduced, especially in case of increased technology costs. In the case of lower RE costs, the emissions are about 240 Mt CO₂-eq lower than in the base scenario. The abatement potential at 30€/t CO₂ is 30% higher.

With CO₂ prices starting at 60€, even the assumed significant differences in technology cost development have almost no effect on emissions or abatement potential. With low RE technology costs, this is due to the fact that renewable energies are already the dominant technology in the baseline scenario and thus the scope for further displacement of conventional generation is limited. In the case of stagnating RE costs, the higher CO₂ price is sufficient to place renewables in a similarly dominant market position despite the changed cost assumptions.

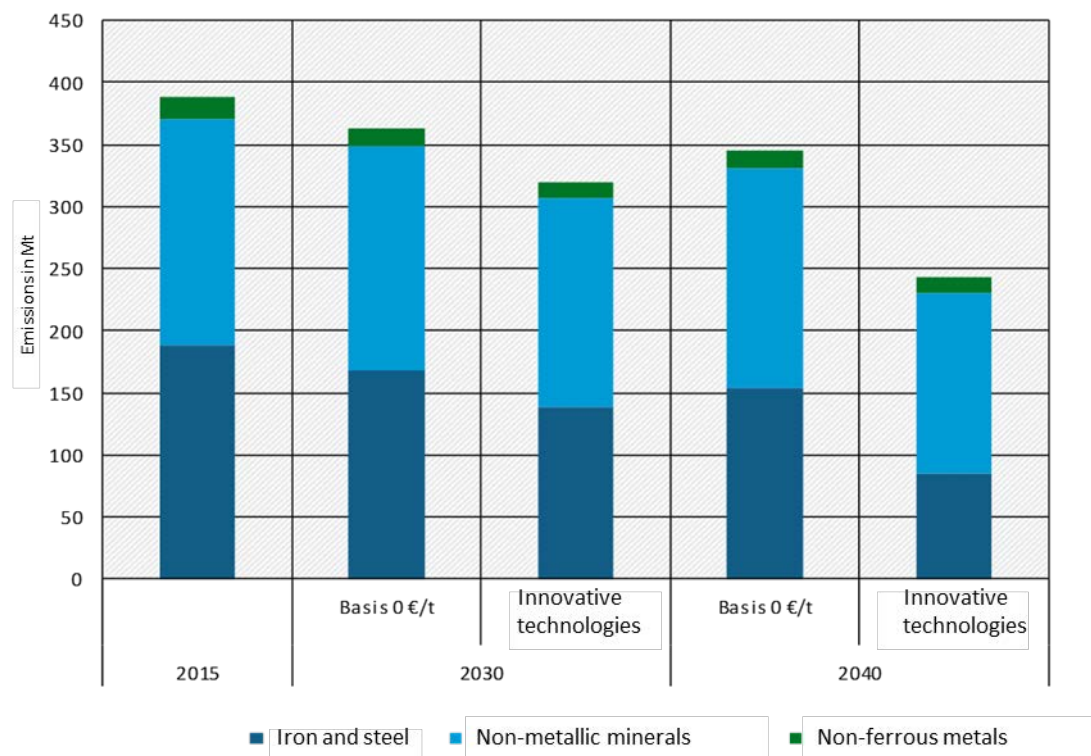
For the industrial sectors, sensitivity was measured not on the costs of the technologies, but on their availability. The base scenario assumes a relatively conservative development of the technologies. Accordingly, some innovative technologies that are in very early stages of development but promise relatively high emission savings are not included. In this sensitivity scenario, some of these innovative technologies were examined and included in the scenario in order to examine the potential savings associated with them. Since an economically motivated diffusion of the technologies, unlike with the established technologies, cannot be meaningfully estimated due to their stage of development, two approaches were being taken: on the one hand, the abatement costs for individual technologies were estimated. On the other hand, their abatement potential was calculated under exogenous given market shares.

The abatement potential in the "innovative technologies" scenario, which result in addition to the price-independent abatement potential of 0€/t CO₂ in the base scenario, amount to around 100 Mt CO₂ eq. in 2040 (compare Table 2 and Figure 9). Of this amount, 66% is accounted for by steel production through reduced coal use in blast furnaces and a further 25% by the cement sector through new, clinker-efficient cements. These are based on differently weighted clinker phases (belite, CSH, calcium-silikates). The potential estimated in this way is greater than the abatement potential in the industrial sector induced by a CO₂ price of €90, which amounts to about 70 Mt CO₂-eq. In order to realize the underlying market shares, however, far-reaching promotional measures would be necessary.

Table 1: Innovative technologies, cost estimates and additional savings compared to 0€/t in the baseline scenario

Sector and innovative technology	Estimation of abatement costs in 2040	Assumed market share in 2040	Additional savings in 2040 (in Mt CO ₂ -eq) compared to 0€/t stage in the baseline scenario
Iron and Steel		60%	68 Mt
- hydrogen based steelmaking	128-256€/t CO ₂		
- Iron ore electrolysis	80-160€/t CO ₂ variable costs for conversion to electricity + unknown investments and operating costs for electrolysis reduction		
- Melt Bath Technology	128-256€/t CO ₂		
- Blast furnace gas recirculation	Approx. 90€/t CO ₂		
Cement		40%	26 Mt
- new binders	unknown		
Glass		40%	7 Mt
- Electric melting furnace	Approx. 250€/t CO ₂		
- oxy-fuel combustion	48€/t +/- operating costs		
Non-ferrous metals			1 Mt
-current increase (Al electrolysis)	unknown		
- inert anodes (Al electrolysis)	unknown		

Figure 7: Emission development in the innovative technologies scenario, compared with the emissions in the baseline scenario, resulting in a CO₂ price of 0€, for the relevant industrial sectors



Source: Own representation, Fraunhofer ISI

1 Einleitung

Kenntnisse über verfügbare Minderungspotenziale und damit verbundene Kosten sind ein zentraler Punkt im Kontext klimapolitischer Fragestellungen. Dies gilt auch für Analysen von Politikvorschlägen bzw. die Entwicklung von Vorschlägen im Zusammenhang mit dem EU-Emissionshandelssystem (EU ETS). Vermeidungskostenkurven (VKK) bilden dabei in sehr anschaulicher Form diese Informationen zu verfügbaren Vermeidungspotenzialen und den damit verbundenen Kosten ab.

Ziel des UBA-Projektes „Modellierung des Emissionshandels im Kontext europäischer energie- und klimapolitischer Maßnahmen: Entwicklung von ETS-spezifischen Vermeidungskostenkurven“ ist es, modellgestützte Vermeidungskostenkurven für die stationären, dem EU ETS unterliegenden Sektoren und Länder, zu generieren. Dabei verfolgt das Projekt das Teilziel, die den Kurven zugrundeliegenden Annahmen und Modelllogiken transparent aufzubereiten und darzustellen. Damit soll dem Nutzer der Kurven die spätere Verwendung erleichtert werden, es soll die Möglichkeit geschaffen werden, die abgebildeten Potenziale und Kosten entsprechend einordnen und die Kurven entsprechend verwenden zu können und die Ergebnisse in geeigneter Weise zu interpretieren.

Der vorliegende Bericht stellt die Arbeiten im Rahmen des Projektes vor, von den theoretischen Überlegungen zu Vermeidungskostenkurven über die praktische Umsetzung im Projekt, die Darstellung der Ergebnisse und die Einordnung der Vermeidungskostenkurven sowie ihrer Nutzbarkeit. Er ist in vier Teile untergliedert. In Teil A sind die Grundlagen zur Erstellung und Nutzung von Vermeidungskostenkurven aufbereitet. Zusätzlich werden aus den vorliegenden Arbeiten und Einsatzwünschen des Auftraggebers erste Anforderungen für die zu entwickelnden Vermeidungskostenkurven abgeleitet.

In Teil B wird der im Rahmen des Projektes gewählte Ansatz zur Erstellung der Vermeidungskostenkurven dargestellt. Dazu werden die verwendeten Modelle vorgestellt und wichtige Modelleigenschaften sowie ihre Auswirkungen auf die erzeugten Vermeidungskostenkurven dargestellt und diskutiert. Weiterhin werden die gewählten Systemgrenzen und Rahmenparameter der Kurven dargelegt und Annahmen soweit möglich diskutiert und begründet.

In Teil C sind die erzeugten Kurven dargestellt, insbesondere eine erste Auswertung der Basiskurven, und die Hintergründe und Auswirkungen der Sensitivitätsrechnungen werden diskutiert. Außerdem werden die Ergebnisse in den breiteren Kontext eingeordnet, es werden vergleichbare Studien herangezogen und mit den Aussagen der in diesem Projekt erzeugten Kurven verglichen und es werden die Stärken und Schwächen sowie Einsatzbereiche der erzeugten Kurven diskutiert.

Teil A: Vorüberlegungen und Vorarbeiten zu Vermeidungskostenkurven

2 Typen und Darstellungsformen von Vermeidungskostenkurven

Vermeidungskostenkurven sind eine gängige Art, um Informationen zu Vermeidungskosten und –potenzialen grafisch darzustellen. Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die verschiedenen Möglichkeiten, Vermeidungskostenkurven zu erstellen und die Information aufzubereiten. Es dient als Basis für die weiteren Überlegungen im Rahmen des Projektes.

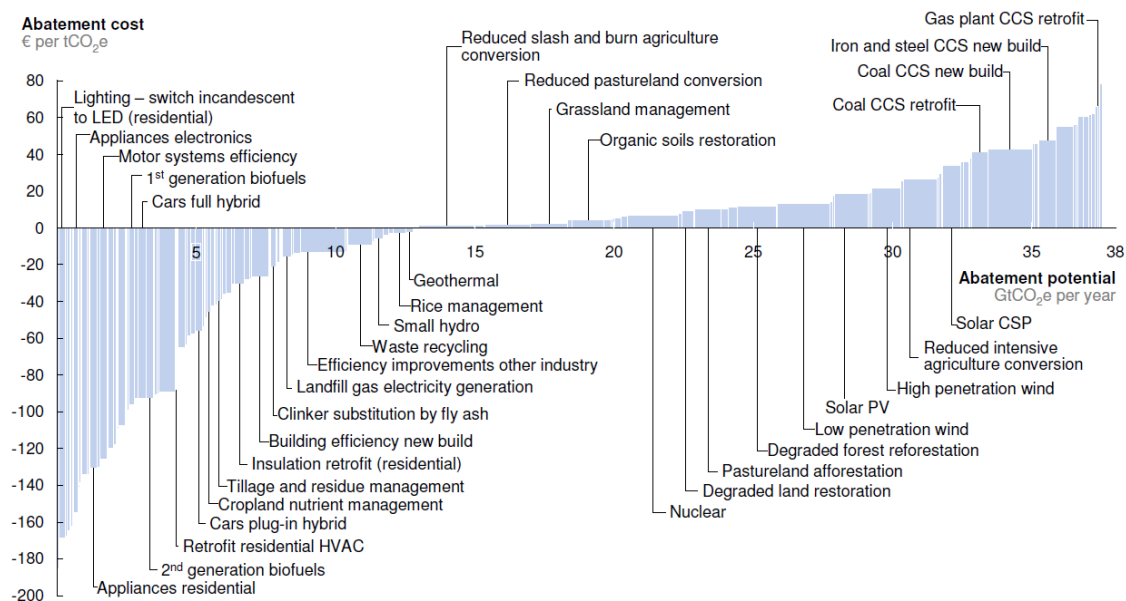
2.1 Ansatz zur Entwicklung der Kurven: technologiebasiert und modellbasiert

Vermeidungskostenkurven können grundsätzlich auf zwei Arten entwickelt werden: basierend auf einer detaillierten Technologieanalyse (technologiebasierte oder expertenbasierte Vermeidungskostenkurven) und unter Einsatz eines (oder mehrerer) Modelle (modellbasierte Vermeidungskostenkurven). Die Art der Kurvenentwicklung hat Auswirkungen auf die in der Kurve enthaltenen Informationen und die spätere Interpretation und Einsetzbarkeit dieser Informationen.

2.1.1 Technologiebasierte Vermeidungskostenkurven

Vermeidungskostenkurven wie z. B. die von McKinsey entwickelte Kurve weisen das Vermeidungspotenzial verschiedener Technologien differenziert aus (vgl. Abbildung 8). Dazu werden Informationen zu den unterschiedlichen verfügbaren Technologien gesammelt, ihre Potenziale – in der Regel im Kontext eines stark vereinfachten vordefinierten Szenarios – abgeschätzt und im Kontext der mit einer Technologie verbundenen Vermeidungskosten in aufsteigender Höhe dargestellt. Anders als die Unterscheidung in technologiebasierte und modellbasierte Kurven vermuten lässt, kommt es auch im Fall einer technologiebasierten Vermeidungskostenkurve zu einer Szenariodefinition bzw. Modellbildung, d. h. es werden Annahmen getroffen zur Entwicklung wichtiger Rahmenparameter wie Wirtschaftswachstum, Produktionsentwicklung und Entwicklung der Energiepreise sowie der Entwicklung der Emissionen ohne CO₂-Preis. Auf Basis der Entwicklung der Emissionen ohne CO₂-Preis können dann die Vermeidungspotenziale der einzelnen verfügbaren Technologien abgeschätzt werden. Wichtig ist, dass auch in diesem Fall optimalerweise Vergleichstechnologien und ihre Kosten herangezogen werden und nur die Differenzkosten zwischen den neuen CO₂-armen Technologien und den Vergleichstechnologien in den Vermeidungskostenkurven ausgewiesen werden.

Abbildung 8: Beispiel einer technologiebasierten Vermeidungskostenkurve



Note: The curve presents an estimate of the maximum potential of all technical GHG abatement measures below €80 per tCO₂e if each lever was pursued aggressively. It is not a forecast of what role different abatement measures and technologies will play.

Source: Global GHG Abatement Cost Curve v2.1

Quelle: McKinsey (2010)

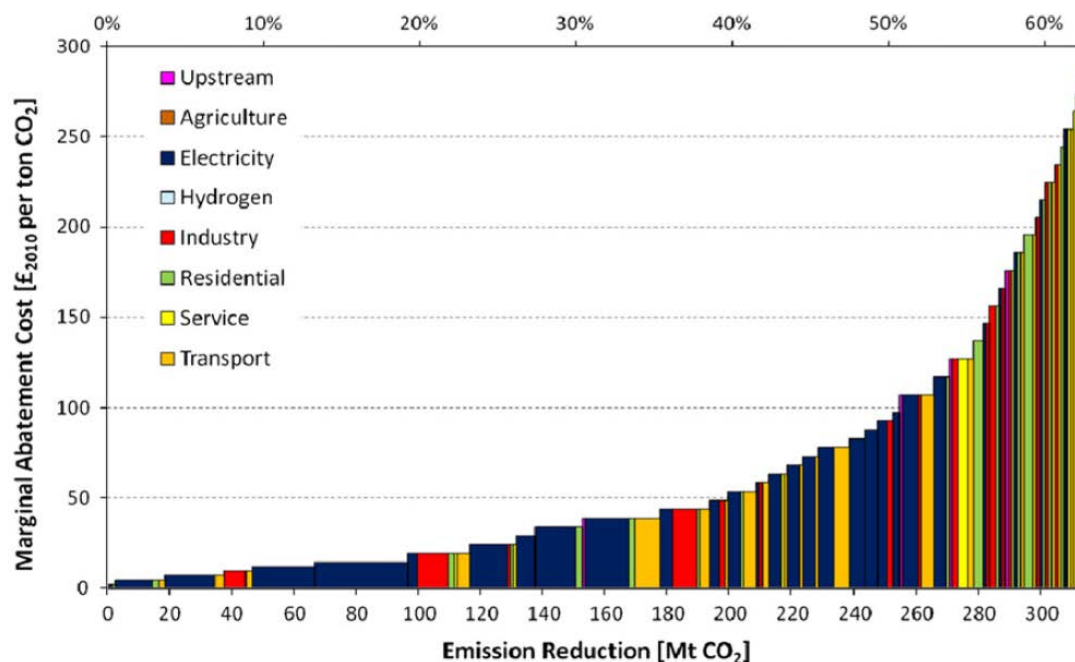
2.1.2 Modellbasierte Vermeidungskostenkurven

Alternativ dazu können Vermeidungskostenkurven als Output sogenannter Bottom-up- oder Top-down-Modelle erzeugt werden. Dabei werden mehrere Szenarien mit verschiedenen CO₂-Preisen gerechnet. Die Vermeidungskostenkurve ergibt sich dann einerseits aus den angesetzten CO₂-Preisen in den verschiedenen Szenarien – sie definieren die Stufen – und andererseits aus der Differenz der mit den verschiedenen Szenarien verbundenen Emissionsniveaus – sie definieren das Vermeidungspotenzial auf den einzelnen Stufen. Als Basisszenario dient dabei in der Regel ein Szenario mit einem Preis von 0 €/t CO₂.

In der Regel entspricht das Vermeidungspotenzial, das sich hinter jeder Stufe verbirgt, einem Mix an unterschiedlichen Technologien, die allerdings nicht oder nur in geringem Maße ausdifferenziert ausgewiesen werden. Insbesondere im Falle von Bottom-up-Modellen besteht eine besonders detaillierte technologische Datenbasis, während Top-down-Modelle typischerweise von den zugrunde liegenden Technologien abstrahieren (z. B. rechnen allgemeine Gleichgewichtsmodelle in der Regel nur mit Wertgrößen).

Grundsätzlich können die verschiedenen Stufen der Vermeidungskostenkurve auch über eine Vorgabe der Emissionen und das Berechnen des dazugehörigen CO₂-Preises entwickelt werden. Dieser Ansatz ist jedoch weniger verbreitet.

Abbildung 9: Beispiel einer modellbasierten Vermeidungskostenkurve, erzeugt mit UK MARKAL



Quelle: Kesicki (2013)

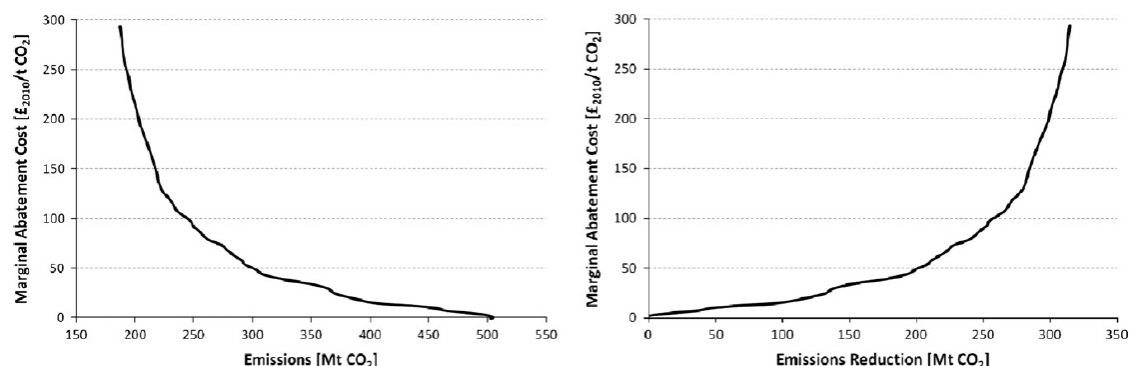
Teilweise ist es für den weiteren Einsatz von Vermeidungskostenkurven, die mit Modellen erzeugt wurden, hilfreich, wenn diese stetig und differenzierbar sind. Zu diesem Zweck werden aus den stufenförmigen Vermeidungskostenkurven häufig quadratische Formen abgeleitet. Die Darstellung in Form einer Funktion erleichtert häufig den weiteren Einsatz, insbesondere wenn die Kurven in weitere Rechnungen einfließen sollen.

2.2 Darstellungsformen von Vermeidungskostenkurven

2.2.1 Abbildung von Vermeidungspotenzialen: Emissionen oder *Emissionsreduktionen*

Grundsätzlich gibt es zwei Herangehensweisen, Vermeidungspotenziale und Kosten in einer Kurve darzustellen. In beiden Fällen sind auf der y-Achse die Vermeidungskosten abgebildet. Unterschiede ergeben sich in der Darstellung der Vermeidungspotenziale. Der häufigere Fall ist die in der rechten Grafik von Abbildung 10 gewählte Darstellungsform. Dabei werden die vermiedenen Emissionsmengen berechnet und auf der x-Achse aufgetragen. In diesem Fall erhält man – in der Regel – eine ansteigende Kurve. Die weniger häufige Darstellungsform (siehe die linke Grafik in Abbildung 10) bildet das gesamte Emissionsniveau ab. Die sich ergebende Kurve ist in diesem Fall – in der Regel – fallend. Dabei zeichnet sich die zweite Darstellungsform dadurch aus, dass sie neben den Informationen zu der Menge der vermiedenen Emissionen auch Informationen zu den – angenommenen – absoluten Emissionen enthält. (vgl. auch Kesicki 2013).

Abbildung 10: Darstellungsformen für Vermeidungskostenkurven, basierend auf Emissionen (links) und auf Emissionsvermeidung (rechts)



Quelle: Kesicki (2013)

2.2.2 Referenzsystem: „Baseline“ oder Basisjahr

Vermeidungskostenkurven weisen in der Regel *Differenzkosten* gegenüber alternativen Technologien bzw. Szenarien, dem „Referenzsystem“, aus. Differenzkosten unterstreichen, dass es in vielen Fällen ohnehin zu Investitionen kommen würde, bei der Berücksichtigung von CO₂ in der Investitionsentscheidung jedoch eine teurere Alternative⁵² zum Einsatz kommen kann, um die CO₂-Emissionen gegenüber einer konventionellen Technologie zu reduzieren.

Für die weiteren Erläuterungen unterscheiden wir zunächst zwischen *Referenzsystemen* und 0-€-Szenario. Das 0-€-Szenario stellt das Ausgangsszenario für die weiteren Berechnungen der Preisszenarien dar. Die Festlegungen wichtiger Rahmenparameter wie Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Produktionsentwicklung und insbesondere die Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise und Politiken beeinflusst dabei in hohem Maße die Entwicklung der zukünftigen Emissionen bereits im 0-€-Szenario. Diese Veränderungen der Emissionen sind dann bei einem Vergleich zwischen dem 0-€-Szenario und den Preisszenarien – in denen es nur noch zu einer Variation des CO₂-Preises, nicht jedoch der anderen Parameter kommt – nicht mehr sichtbar.

In der Regel entspricht bei Vermeidungskostenkurven das Referenzsystem dem 0-€-Szenario. Aufgrund der oben beschriebenen Veränderungen in den Emissionen im 0-€-Szenario bereits aufgrund sich verändernder Rahmenparameter – und nicht des CO₂-Preises – entfallen bei der Verwendung des 0-€-Szenarios als Referenzsystem also wichtige Informationen. Daher kann es unter Umständen sinnvoll sein, ein vom 0-€-Szenario abweichendes Referenzsystem zu wählen. Dies kann entweder ein historischer Zeitpunkt oder ein weiteres Szenario sein. Bei der Wahl eines weiteren Szenarios kommen hier häufig so genannte Frozen-Efficiency-Szenarien zum Einsatz. Diese bilden nur Veränderungen in Aktivitätsgrößen wie Bruttowertschöpfung oder Produktionszahlen ab.

⁵² Dies gilt nicht bei end-of-pipe-Technologien, die ausschließlich mit dem Ziel der CO₂-Vermeidung installiert werden.

Es wird dagegen angenommen, dass die technologische Struktur (z. B. Energieeffizienz) konstant bleibt.

In Abhängigkeit vom gewählten Referenzsystem lassen sich unterschiedliche Aussagen ableiten:

- ▶ Historisches Basisjahr als Referenzsystem: „Bis zum Jahr 2030 können europaweit 40 % der Treibhausgas (THG)-Emissionen gegenüber 2005 eingespart werden (= Vermeidungspotenzial 40 %).“ Hierbei ist wichtig anzugeben, auf welches Basisjahr (hier: 2005) sich die Aussage bezieht, da dies unter Umständen große Auswirkungen auf das Vermeidungspotenzial hat.
- ▶ 0-€-Szenario als Referenzsystem: „Bei Einsatz aller heute verfügbaren Effizienztechnologien könnten im Jahr 2020 20 % der THG-Emissionen eingespart werden, die bei unveränderten Rahmenbedingungen emittiert würden.“ Wie bereits erläutert, hängt hierbei das ausgewiesene Vermeidungspotenzial in hohem Maß von der Definition des 0-€-Szenarios ab.

2.3 Vermeidungskostenkurven aus privater und sozialer Perspektive

Vermeidungskostenkurven können – je nach zugrunde liegendem Ansatz, eingesetzten Daten und Modell – stärker eine soziale oder eine private Perspektive abbilden. Werden Vermeidungskosten für beide Perspektiven bestimmt, lassen sich je nach Definition und Implementierung unterschiedliche Schlussfolgerungen aus dem Vergleich beider Perspektiven ziehen.

Die soziale Perspektive basiert auf der Vorstellung, dass ein absolut rationaler Entscheider – der soziale Planer – mit vollkommener Information (u. a. über heutige und zukünftige Preise/Kosten) sein Handeln auf die Maximierung des Gemeinwohls ausrichtet. Im Kontext des Klimaschutzes im EU ETS ließe sich das Ziel eines sozialen Planers z. B. konkretisieren als die Vermeidung einer bestimmten Menge an Emissionen zu minimalen gesellschaftlichen THG-Vermeidungskosten (bei gleichzeitiger Deckung der Nachfrage nach Energie und Industriegütern). Dabei umfasst die Gesellschaft nicht nur die heutige, sondern auch zukünftige Generationen, deren Gemeinwohl maximiert bzw. Klimaschutzkosten minimiert werden sollen. Wie stark die Interessen zukünftiger Generationen dabei berücksichtigt werden, hängt – bei unendlichem Zeithorizont⁵³ – lediglich von der Gewichtung zukünftiger Werte ab. Diese erfolgt über die Wahl der so genannten sozialen Diskontrate, welche nur auf der Grundlage ethischer Prinzipien determiniert werden kann. Generell lässt sich festhalten, dass die soziale Diskontrate niedriger als die private, aber dennoch positiv ist (vgl. IPCC 2014). Dadurch werden Werte umso geringer gewichtet, je weiter sie in der Zukunft liegen. Steuern, Abgaben und ähnliches werden aus sozialer Perspektive üblicherweise nicht für das Gemeinwohl bzw. in den Vermeidungskosten berücksichtigt, sondern als reine Umverteilungsmechanismen betrachtet, die die Höhe des Gemeinwohls bzw. der Klimaschutzkosten nicht beeinflussen.

⁵³ Der Zeithorizont des sozialen Planers wird üblicherweise als unendlich angenommen.

Die private Perspektive basiert auf Annahmen/Kenntnissen dazu, wie private Akteure handeln, z. B. die Unternehmen im EU ETS. Hier kann grundsätzlich eine Gewinnerzielungsabsicht (oder zumindest Minimierung der privaten THG-Vermeidungskosten) unterstellt werden, die aber u. a. unter den Vorzeichen begrenzter Rationalität, unvollständiger Information sowie anderer unternehmensinterner oder -externer Hemmnisse steht. Unsicherheit über aktuelle Rahmenbedingungen und zukünftige Entwicklungen erhöht diese Kosten. Sie wird von privaten Akteuren über höhere Diskontraten, also eine geringere Gewichtung zukünftiger Werte berücksichtigt⁵⁴. Zur vereinfachten Entscheidungsfindung werden darüber hinaus auch begrenzt rationale Methoden und Metriken angewendet, z. B. indem in fernerer Zukunft liegende Zahlungsströme ganz ausgeblendet werden. Steuern, Abgaben und Subventionen können aus Sicht des Einzelnen eine große Rolle spielen und werden kontextbezogen berücksichtigt.

⁵⁴ So verlangen Banken z. B. umso höhere Kreditzinsen, je unsicherer die zukünftige Zahlungsfähigkeit des Kreditnehmers ist. Diese höheren Kreditzinsen werden wiederum von Unternehmen bei ihren Investitionsentscheidungen in die Kalkulation einbezogen.

3 Vermeidungskostenkurven in der Literatur

Vermeidungskostenkurven werden in der Literatur sowohl zur Darstellung von Ergebnissen als auch zur Analyse von Politikvorschlägen verwendet. Weithin bekannt sind die von McKinsey veröffentlichte globale sowie mehrere regionale Vermeidungskostenkurven⁵⁵. Sie beruhen auf einem technologiebasierten Ansatz und wurden in Zusammenarbeit mit Industrievertretern entwickelt. Auch andere Studien verwenden Vermeidungskostenkurven zur Darstellung von Studienergebnissen (siehe auch Ibrahim und Kennedy 2016, Du et al. 2015, van den Bergh und Delarue 2015, Wächter 2013). Dabei werden Vermeidungskostenkurven auf globaler oder regionaler Ebene bis hin zu Städten für einzelne Sektoren oder für gesamte Volkswirtschaften entwickelt.

In anderen Studien werden Vermeidungskostenkurven eingesetzt, um darauf aufbauend weitere Analysen der Vermeidungskosten und Potenziale durchzuführen (für einen Überblick über Anwendungen siehe z. B. Huang et al. 2016). Zum Beispiel analysieren Duscha et al. (2010) die Folgen eines hypothetischen globalen Ausstiegs aus der Kernenergie für die Kosten des Klimaschutzes. Dazu werden je Land bzw. Region modellbasierte VKK mit und ohne Kernenergie berechnet. Zusätzlich wurden die Wirkungen unterschiedlicher Emissionshandelsregimes (mit und ohne bestimmte Ländergruppen) auf die Vermeidungskosten (jeweils mit und ohne Kernenergie) betrachtet. Eine ähnliche Methodik liegt den Untersuchungen von Kersting et al. (2017) hinsichtlich einer globalen Exploration von Schiefergas zugrunde. Teilweise werden eigens dafür weitere Softwaremodule und -tools entwickelt, um detailliertere Auswertungen vornehmen zu können. Beispiele sind die ASPEN-Software⁵⁶ oder ClimStrat (Duscha et al. 2010).

Der vielfältige Einsatz von Vermeidungskostenkurven hat auch zu einer kritischen Auseinandersetzung mit dem Analysetool Vermeidungskostenkurve an sich geführt. Hervorzuheben sind dabei die Arbeiten von Kesicki, die sich intensiv mit den Vor- und Nachteilen von Vermeidungskostenkurven und den möglichen Einsatzgebieten beschäftigen. Kesicki (2013) stellt dabei dem Vorteil, dass Vermeidungskostenkurven eine gut verständlich aufbereitete Form der Informationen zu den mit Klimaschutz verbundenen Kosten darstellen, eine Reihe von Nachteilen gegenüber, aufgrund derer VKK bei der Entwicklung von Klimaschutzpolitik nur vorsichtig und keinesfalls exklusiv eingesetzt werden sollten.

So weist er insbesondere auf die mangelnde Transparenz bezüglich der zugrunde liegenden Annahmen, die fehlenden Pfadabhängigkeiten und intertemporalen Dynamiken sowie das Fehlen von Co-Benefits und Unsicherheiten in den Technologieinformationen hin.

⁵⁵ <http://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/greenhouse-gas-abatement-cost-curves>

⁵⁶ Siehe <http://www.enerdata.net/enerdatauk/solutions/energy-models/aspn-model.php>

Textbox 1: Pfadabhängigkeiten, intertemporale Dynamiken und Co-Benefits in Vermeidungskostenkurven

Pfadabhängigkeiten und intertemporale Dynamiken: Die Vermeidung einer Tonne THG-Emissionen kann nur einmal erfolgen. Wenn z. B. heute in die CO₂-Reduktion in einem Kraftwerk investiert wird, indem das Kraftwerk stillgelegt und stattdessen Strom aus Erneuerbaren Energien gewonnen wird, so sind diese Emissionen in der Folge verringert und stehen zukünftig nicht mehr als Einsparoption (z. B. durch die Nutzung von Carbon Capture and Storage-Technologie) zur Verfügung. Gleichzeitig bestimmt der Zeitpunkt, zu dem in eine Technologie investiert wird, wie sich ihre Kosten entwickeln (intertemporale Dynamik) sowie die aktuellen Rahmenbedingungen ob die Investition rentabel ist. So zeigen z. B. Klepper und Peterson (2006) mithilfe des Top-down-CGE-Modells DART, dass die Kosten fossiler Energieträger einen Einfluss auf die Vermeidungskosten haben. Amir et al. (2008) untersuchen die Auswirkung von Innovation auf die Vermeidungskostenkurve und zeigen, dass verschiedene Formen von Innovationen unterschiedliche Auswirkungen auf den Verlauf der Vermeidungskostenkurve haben.

Um Vermeidungskostenkurven zu entwickeln, werden sowohl zum Zeitpunkt der Investition als auch zur Entwicklung der Kosten (optimalerweise in Abhängigkeit von den getätigten Investitionen) Annahmen getroffen, die in den VKK jedoch nicht in transparenter Weise dargestellt sind und somit zu fehlerhaften Interpretationen der in den Kurven enthaltenen Informationen führen können.

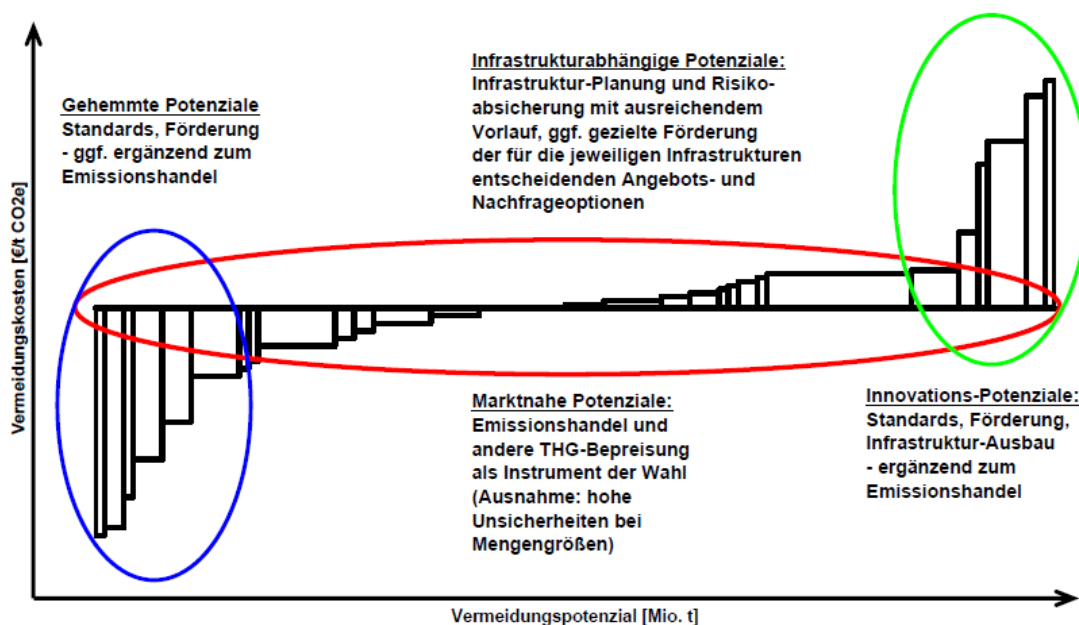
Co-Benefits: Als Co-Benefits bezeichnet man positive Auswirkungen, die sich aus der Treibhausgasvermeidung in anderen Bereichen ergeben. So führt z. B. das Abschalten eines Kohlekraftwerks neben der Verringerung der CO₂-Emissionen auch zu einer Reduktion der lokalen Luftschadstoffe und hat damit positive Auswirkungen auf die Anzahl von Atemwegserkrankungen. Vermeidungskostenkurven beschränken sich in der Regel auf die zum Einsatz der Technologie anfallenden Kosten, ohne die positiven Auswirkungen in anderen Bereichen diesen Kosten gegenüberzustellen.

Im Hinblick auf technologiebasierte VKK listet Kesicki (2013) noch zusätzliche Schwächen auf: die mangelnde Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen Vermeidungsoptionen und die damit verbundene Gefahr der Doppelzählung von Vermeidungspotenzialen, potenzielle Inkonsistenzen in den zugrunde gelegten Referenzemissionen und die mangelnde Berücksichtigung von nicht-monetären Kosten und verhaltensspezifischen Einflussfaktoren.

Darüber hinaus sind aus seiner Sicht die meisten verfügbaren Vermeidungskostenkurven nur eingeschränkt nutzbar, um zu beantworten, welche Vermeidungsoptionen von Unternehmen bei bestimmten CO₂-Preisen eingesetzt werden. Denn die Kurven nehmen häufig eine soziale Perspektive ein, in der Steuern und Subventionen in den Kosten nicht enthalten sind und in der niedrigere Diskontraten/Kapitelkosten als bei Investitionsentscheidungen im Unternehmen zugrunde gelegt werden. Der Einfluss von Politikinstrumenten, die THG-Emissionen nur indirekt verteuern, verkompliziert außerdem den Einsatz von VKK.

Neben einer allgemeinen Einordnung von Vermeidungskostenkurven weist Kesicki (2010) auch explizit auf Vor- und Nachteile von technologiebasierten und modellbasierten Vermeidungskostenkurven hin (vgl. Tabelle 2). Dabei kommt für ihn bei modellbasierten Vermeidungskostenkurven insbesondere zum Tragen, dass die Implementierung einer konsistenten Baseline leichter erfolgen kann, dass Szenarien und damit Kurven schneller erzeugt werden können und dass die Wechselwirkung zwischen Vermeidungsoptionen und die Bedeutung des zeitlichen Verlaufs berücksichtigt werden können. Demgegenüber erlauben technologiebasierte Kurven die Abbildung von technologischen Marktverzerrungen und die Abbildung von Hemmnissen in Form von negativen Vermeidungskostenkurven. Entsprechend identifiziert Kesicki (2010) unterschiedliche Einsatzbereiche für die beiden Kurventypen: modellbasierte Kurven könnten eingesetzt werden zur Analyse von anreizbasierten Instrumenten (d. h. CO₂-Preisen) in einzelnen Sektoren, um das Vermeidungspotenzial abzuschätzen. Technologiebasierte Kurven seien dagegen eher geeignet um Aussagen zu nicht-anreizbasierten Instrumenten wie F&E-Förderung oder Command-and-Control-Politiken zu treffen. Eine ähnliche Klassifizierung von Vermeidungspotenzialen innerhalb von Vermeidungskostenkurven ist auch zu finden in Matthes (2010).

Abbildung 11: Schematische Zuordnung von Potenzialgruppen für die Emissionsvermeidung



Quelle: Öko-Institut (2010)

Um die Wirkung bestimmter CO₂-Preise abschätzen zu können, ist neben dem Vermeidungskostenkurventyp auch relevant, wie realitätsgetreu die Akteure, die auf den CO₂-Preisreize reagieren (sollen), abgebildet sind. Das erfordert eine privatwirtschaftliche Perspektive bei der Bestimmung der VKK, d. h. die Berücksichtigung von Steuern und Subventionen sowie von höheren Diskontraten. Wie Kesicki (2013) anmerkt, werde diese Bedingung von existierenden (modellbasierten) VKK meist nicht erfüllt.

Auch Huang et al. (2016) untersuchen basierend auf einer Literaturlauswertung mithilfe von Mind Maps, welche Vermeidungskostenkurven – differenziert nach Bottom-up-, Top-down- und Hybrid-Ansatz – für welche Anwendungszwecke besonders geeignet sind. Dabei untersuchen sie u. a. die Rolle der Stakeholder, den Untersuchungsgegenstand, die angewandten Kostenkonzepte sowie die zeitliche und räumliche Auflösung der Kurven. Sie kommen zu dem Schluss, dass die Daten, die die Basis für eine Vermeidungskostenkurve darstellen, in der Regel sehr komplex sind. Häufig wird in der relativ einfachen Darstellungsform der Vermeidungskostenkurve nur ein Bruchteil der für die Interpretation der Kurven relevanten Informationen integriert und wichtige Informationen fehlen. Eine der Schlussfolgerungen ist daher, dass es nicht unbedingt ratsam ist, immer komplexere Methoden (also z. B. in Form von sehr komplexen Hybrid-Modellen, deren Wirkzusammenhänge nachzuvollziehen für den Anwender der Vermeidungskostenkurven nicht mehr möglich ist) anzuwenden, sondern dass der Informationsgehalt der Kurve auf den Nutzer angepasst werden sollte.

Delarue et al. (2010) zeigen, dass konventionelle Vermeidungskostenkurven für die Abbildung kurzfristiger Brennstoffwechseloptionen im Stromsektor ungeeignet sind und schlagen eine alternative Darstellungsform vor, um die komplexen Zusammenhänge abzubilden, die die Beschaffenheit des Strommarkts und der Preisbildung berücksichtigen.

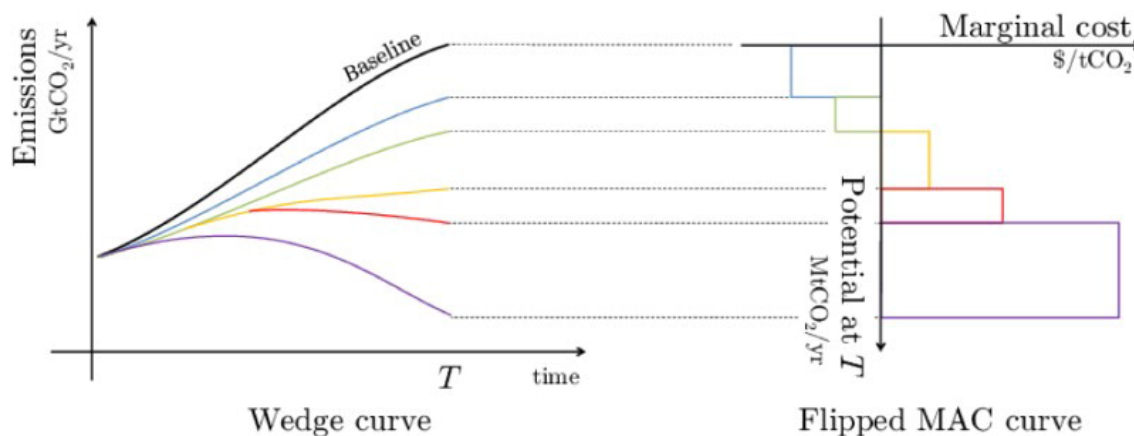
Auch Morris et al. (2012) untersuchen die Robustheit von Vermeidungskostenkurven. Sie kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass man beim Einsatz von Vermeidungskostenkurven vorsichtig sein muss, weil die in den Kurven enthaltenen Informationen stark von den vorgegebenen Annahmen abhängen. Morris et al. (2012) betonen insbesondere die Relevanz der getroffenen Politikannahmen. Weichen die zur Erstellung der Kurven getroffenen Annahmen stark von der tatsächlichen Entwicklung in der Realität ab, so hat dies einen wichtigen Einfluss auf den Verlauf der Kurven und ihre Aussagekraft.

Sowohl Ward (2014) als auch Taylor (2012) setzen sich mit dem manchmal in Vermeidungskostenkurven (insbesondere in technologiebasierten Kurven) abgebildeten negativen Vermeidungspotenzial auseinander. Sie zeigen, dass die Standardinterpretation von Vermeidungskostenkurven im negativen Bereich nicht anwendbar ist. In beiden Studien wird gezeigt, warum nicht zwangsweise die Vermeidungskostenoption mit den höchsten negativen Kosten (= höchsten Einsparungen) die ist, die zuerst umgesetzt werden sollte, sondern dass Optionen mit geringeren negativen Kosten unter Umständen einen höheren Wert haben können und daher bevorzugt werden sollten. Sie warnen daher davor, Entscheidungen im Bereich von negativen Kostenoptionen basierend auf Standard-Vermeidungskostenkurven zu treffen.

In eine ähnliche Richtung gehen auch die Arbeiten von Vogt-Schilb und Hallegatte (2014) und Vogt-Schilb et al. (2015). Allerdings sind ihre Aussagen nicht auf die negativen Bereiche der Vermeidungskostenkurven beschränkt, sondern betreffen alle Bereiche von technologiebasierten Kurven. Sie argumentieren, dass langfristig andere Vermeidungsoptionen optimaler sind als kurzfristig. Daher ist es wichtig, nicht die Vermeidungskostenkurve zu einem einzigen Zeitpunkt als Ausgangspunkt zu nehmen und darauf basierend der Reihe nach die günstigsten Optionen abzuarbeiten. Vielmehr sollte bei der Entscheidung, welche Vermeidungsoptionen in welcher Reihenfolge realisiert werden, neben den

Kosten auch das langfristige Vermeidungspotenzial und die Zeitspanne bis zur Realisierung der Vermeidung berücksichtigt werden. Eine Möglichkeit, dies zu veranschaulichen, sind so genannte Wedge-Kurven, die nicht nur die Vermeidungspotenziale, sondern auch die dahinter liegenden Szenarien beinhalten (vgl. Abbildung 12). Entsprechend kann es sinnvoller sein, teurere Vermeidungsoptionen zu realisieren, um langfristig ein hohes Vermeidungspotenzial zu realisieren und nicht in technologische Lock-ins zu geraten.

Abbildung 12: Kombinierte Wedge- und Vermeidungskostenkurve



Quelle: Vogt-Schilb et al. (2015)

Andere Arbeiten beschäftigen sich darüber hinaus direkt mit der Frage, wie die genannten Schwächen der konventionellen Vermeidungskostenkurven abgeschwächt oder behoben werden können. Tomaschek (2015) präsentiert eine Darstellungsform, die es zulässt, Verschiebungen der Emissionen zwischen einzelnen Technologien darzustellen. Am Beispiel des Transportsektors in einer südafrikanischen Provinz weist seine Vermeidungskostenkurve dabei Anstiege der Emissionen durch bestimmte Technologien und Emissionsreduktionen durch andere Technologien aus. Auch die bereits angesprochenen Arbeiten von Delarue et al. (2010) schlagen eine alternative Darstellungsform für Vermeidungspotenziale vor, um den Eigenschaften von kurzfristigen Brennstoffwechseln im Stromsektor gerecht zu werden. Sie verwenden dazu dreidimensionale topographische Abbildungen.

Tabelle 2: Stärken und Schwächen von Vermeidungskostenkurven, differenziert nach Typen

	Vermeidungskostenkurven allgemein	Technologiebasierte Kurven	Modellbasierte Kurven
Stärken	Vereinfachte Darstellung von Vermeidungspotenzialen und ihren (Grenz- und Gesamt-) Kosten⁵⁷ Ausgangspunkt für Bewertung der Effizienz und Effektivität von Klimaschutzinstrumenten	Hoher technologischer Detailgrad möglich Berücksichtigung von technologie-spezifischen Marktverzerrungen (Subventionen, Standards, ...) Marktverzerrungen durch negative Vermeidungskosten (z. B. Mieter-Vermieter-Dilemma, unvollständige Information, hohe Anfangsinvestitionen mit langen Payback-Zeiten)	Bessere Abbildung von Wechselwirkungen (auch intertemporaler) zwischen Maßnahmen (Details abhängig von eingesetzten Modellen) Keine oder geringe Gefahr von Doppelzählung Konsistente Baseline Hohe Vergleichbarkeit von Ergebnissen für modellierte Teilregionen, Sektoren und Technologien Abbildung von Verhalten und Unsicherheit in den Modellen möglich (z. B. mittels Sensitivitätsanalysen, Monte-Carlo-Analysen, stochastische Modellierung) Relativ zügige Erstellung der Kurven, sofern VKK auf etablierten Modellen, Szenarien und Dateninputs basieren
Schwächen	Mangelnde Transparenz bzgl. Annahmen und Unsicherheiten (z. B. in Bezug auf Baseline, Energieträgerpreisen/-kosten, Verfügbarkeit und Kosten von THG-armen Technologien, die eingenommene Perspektive und entsprechende Diskontrate (sozial, privat), die Berücksichtigung weiterer Externalitäten sowie von Steuern und Subventionen u. v. m.) Unklarheiten bezüglich Interpretation und Validität Auf zukünftige Zeitpunkte bezogene Darstellung, fehlende Pfadabhängigkeiten, fehlende intertemporale Dynamik:	Erhöhte Gefahr von Inkonsistenzen in der Baseline Keine/geringe Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen, Nicht-Additivität von Maßnahmen (Pfadabhängigkeiten) werden in Darstellung nicht deutlich	Technologisches Detail stark von Modelltypus abhängig (Trade-off zwischen technologischem Detail und anderen Modellschwerpunkten) Mangelnde Transparenz bzgl. der hinter den Ergebnissen stehenden Modelle und der darin abgebildeten Zusammenhänge sowie der den Kurven zugrundeliegenden Szenarien

⁵⁷ Berechnung von durchschnittlichen Vermeidungskosten möglich

	Vermeidungskostenkurven allgemein	Technologiebasierte Kurven	Modellbasierte Kurven
Einsatz	Bedeutung der davor stattfindenden (technischen, ökonomischen, politischen) Entwicklungen wird nicht deutlich Kosten einzelner Vermeidungsoptionen im Zeitverlauf nicht konstant → Reihung abhängig vom betrachteten (Ziel-)Zeitpunkt Kurzfristige und langfristige Kosten einzelner Vermeidungsoptionen unterschiedlich → Reihung abhängig vom Betrachtungszeitraum Fehlende Co-Benefits Andere Kostenbewertung und damit Reihung der Vermeidungsoptionen bei Berücksichtigung von Co-Benefits Häufig fehlende eindeutige Ausweisung der eingenommenen Perspektive	Mangelnde Transparenz bzgl. der Berücksichtigung von Marktverzerrungen, Marktversagen, Verhaltensaspekten, institutionellen oder Implementierungshemmnisse Mangelnde Kombinierbarkeit verschiedener Kurven aufgrund unterschiedlicher Annahmen	
		Analysen zu nicht-anreizbasierten Instrumenten (z. B. Identifikation von Potenzialen für F&E-Förderung, Command-and-Control-Politiken)	Analysen der Wirkung anreizbasierter Instrumente in den verschiedenen betroffenen Sektoren und Regionen

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf Kesicki (2013)

4 Anforderungen an Vermeidungskostenkurven für das stationäre EU ETS

Ziel des Projektes ist die Entwicklung von Vermeidungskostenkurven für das EU ETS, die möglichst detaillierte Aussagen über das vorhandene Minderungspotenzial und dessen Kosten machen. Aus dieser Zielsetzung lassen sich folgende Anforderungen ableiten:

- ▶ **Ansatz:** Um die komplexen (räumlichen, zeitlichen, technischen und wirtschaftlichen) Zusammenhänge im Rahmen des EU ETS und die damit einhergehenden Wechselwirkungen zwischen den Vermeidungspotenzialen und -kosten in einzelnen Ländern und Sektoren und von einzelnen Technologien abbilden zu können, ist der modellbasierte Ansatz erforderlich (vgl. Abschnitt 2.1).
- ▶ **Darstellungsform**
 - **Vermeidungspotenzial:** Es sollten möglichst beide Darstellungsvarianten erstellt werden. Die „klassische“ Darstellung mit den Minderungsmengen und die Variante, aus der auch die verbleibenden Emissionen ablesbar sind (vgl. Abschnitt 2.2.1)
 - **Referenzsystem:** Das in den Kurven ausgewiesene Vermeidungspotenzial sollte auch die Minderungen enthalten, die zukünftig allein durch veränderte demographische, ökonomische, technische oder sonstige Rahmenbedingungen entstehen, aber unabhängig vom CO₂-Preis sind. Dafür müssen – wie in Abschnitt 2.2.2 dargestellt – die Emissionen bzw. Minderungen im 0-€-Szenario in Relation zu einem historischen Ausgangsjahr dargestellt werden. Nur so können die Vermeidungspotenziale ins Verhältnis zu Klimaschutzzielen gesetzt werden, welche sich stets auf eine historische Referenzgröße beziehen (z. B. die Emissionen des Jahres 1990 oder 2005, um typische Referenzgrößen zu nennen).⁵⁸
 - **Zeitlicher Horizont:** Die Vermeidungskosten und -potenziale sollten für relevante Zeitpunkte in der Zukunft erstellt werden, die mit den eingesetzten Modellen sinnvoll abbildbar sind.
 - **Perspektive und ökonomisches Kalkül:** Die Vermeidungskosten sollten aus sozialer Perspektive dargestellt werden. Unterschiede zur privaten Perspektive sollten über entsprechende Sensitivitätsanalysen dargestellt werden. Für die soziale Perspektive sollten ökonomische Entscheidungen möglichst dem Modell des sozialen Planers folgen, also einen absolut rationalen Entscheider mit vollkommener Infor-

⁵⁸ Wie stark einzelne der veränderten Rahmenbedingungen jeweils zu den vom CO₂-Preis unabhängigen Emissionsminderungen beitragen, lässt sich so nicht ableiten. Wie in Kapitel 2.2.2 erläutert, wären dafür weitere Szenarien erforderlich, in denen sehr selektiv bestimmte Rahmenbedingungen variiert werden müssten. Diese Aspekte stehen aber nicht im Zentrum des hier verfolgten Forschungsinteresses.

mation (u. a. über heutige und zukünftige Preise/Kosten) unterstellen, dessen Handeln auf die Minimierung der langfristigen, gesamtwirtschaftlichen Kosten ausgerichtet ist. Für die private Perspektive sollten die ökonomischen Entscheidungen realitätsnäher modelliert werden – also u. a. eingeschränkt rationales Verhalten, unvollständige Information sowie einen stärkeren Fokus auf kurzfristig anfallende Kosten unterstellen.

- **Pfadabhängigkeiten & intertemporale Dynamik:** Es sollte ein Weg gefunden werden darzustellen, dass die Kurven Pfadabhängigkeiten unterliegen und welche dies sind. Ebenso sollten in einem gewissen Maße intertemporale Dynamiken abgebildet werden.
- **Technologien/Vermeidungsoptionen:**
 - **Umfang:** Begrenzung auf heute bereits verfügbare (und marktreife) Technologien. Kein Einbezug neuer, heute noch in der Entwicklung befindlicher Technologien, da solche Technologien noch großen Unsicherheiten bzgl. ihrer Einsetzbarkeit, Entwicklung hin zur Marktreife und Kostendegression unterliegen. Die Rolle neuer Technologien kann in Form von Sensitivitäten dargestellt werden. Möglichst Abbildung aller Vermeidungsoptionen, inkl. Verhaltens-/Konsumänderungen wie Produktsubstitution.
 - **Detailgrad:** Es sollte eine möglichst hohe Differenzierung der Vermeidungsoptionen ausgewiesen werden.
- **Geographie:**
 - **Umfang:** Es sollten alle dem EU ETS unterliegenden Länder abgedeckt werden.
 - **Detailgrad:** Möglichst länderscharfe Ausweisung von Vermeidungskosten und -potenzialen.
- **Sektoren**
 - **Umfang:** Es sollten alle stationären Anlagen erfasst werden, die dem EU ETS unterliegen⁵⁹.
 - **Detailgrad:** Möglichst trennscharfe Ausweisung von Vermeidungskosten und -potenzialen für die laut EHRL emissionshandelspflichtigen Tätigkeiten

⁵⁹ Aufgrund der Besonderheiten des Flugverkehrs ist dieser aus der Betrachtung ausgenommen.

- **Emissionen**

- **Umfang:** Es sollten alle Emissionen des EU ETS erfasst werden, aber keine darüber hinausgehenden; es darf nicht zu Doppelzählungen kommen
- **Detailgrad:** Eine getrennte Ausweisung von Minderungsoptionen für unterschiedliche THGs ist nicht nötig.

Dieses Set an Anforderungen lässt sich aufgrund der in den vorangegangenen Kapiteln identifizierten Schwächen und Verbesserungsmöglichkeiten von VKK (vgl. insb. Tabelle 1) um folgende Punkte erweitern:

- **Transparenz:** Ein hohes Maß an Transparenz bezüglich der getroffenen Annahmen und Modelle ist herzustellen, um nachvollziehbare Analysen mit den zur Verfügung gestellten Kurven durchführen und die Ergebnisse einordnen zu können. Diesem Zweck sind vor allem die nachfolgenden Kapitel 5 und 6 gewidmet.
- **Unsicherheit:** Die in den Daten enthaltenen Unsicherheiten müssen untersucht und gut dokumentiert werden, um die Ergebnisse späterer Analysen mithilfe der Vermeidungskostenkurven einordnen zu können. Darüber hinaus soll die Relevanz der Unsicherheit in den Daten sowie der Unsicherheit über die Passfähigkeit der eingesetzten Modelle für die Ergebnisse mittels ausgewählter Sensitivitätsanalysen abgeschätzt werden.

Dieses Set an Anforderungen ist in die Entwicklung der Vermeidungskostenkurven im Rahmen des Projektes eingeflossen. Die konkrete Methodik zur Entwicklung der Vermeidungskostenkurven sowie eine detaillierte Beschreibung der Vermeidungskostenkurven erfolgt in den Teilen B und C.

Teil B: Methodischer Ansatz zur Entwicklung von Vermeidungskostenkurven

5 Modellsystem

Wie in Teil A dargestellt, wird in diesem Projekt auf einen modellbasierten Ansatz zurückgegriffen, um die Anforderungen an die zu entwickelnden Vermeidungskostenkurven zu erfüllen, insbesondere die komplexen Zusammenhänge innerhalb der Sektoren und zwischen den Sektoren. Dabei kommt ein System aus zwei Modellen zum Einsatz: einem Modell zur Optimierung des europäischen Stromsystems (Enertile) und einem Bottom-up-Simulationsmodell für die Industriesektoren sowie die Raffinerien in der EU (FORECAST-Industry). Die beiden eingesetzten Modelle erlauben anhand von umfangreichen Datenbanken zu Erzeugungs-/Produktionstechnologien und ihren Kosten und unter Berücksichtigung von Potenzialen und Nachfrage nach Produkten und Strom und Wärme sowie einer systemischen Entwicklung der Technologien Vermeidungskosten und -Potenziale zu berechnen.

In diesem und den folgenden Kapiteln sind die Eigenschaften der eingesetzten Modelle sowie die Eingangsparameter, Ausgangsparameter und Verbindungen zwischen den Modellen detailliert dargestellt. Diese Ausführungen dienen dazu, das Verständnis über die entwickelten Vermeidungskostenkurven zu verbessern und den Anforderungen an die Transparenz der Vermeidungskostenkurven nachzukommen.

5.1 Das Strommarktmodell Enertile®

Das von Fraunhofer ISI entwickelte Modell Enertile® wird eingesetzt um die Vermeidungspotenziale und -kosten im Strommarkt zu analysieren. Zusätzlich zu den hier dargestellten können weitere Informationen der Seite www.enertile.eu entnommen werden.

5.1.1 Überblick

Enertile® ist ein Modell zur detaillierten Optimierung des Elektrizitätssystems. Es wird eingesetzt, um zu gegebenen Rahmenbedingungen kosteneffiziente Entwicklungspfade des Systems bis zum Jahr 2050 zu untersuchen. Dafür berechnet Enertile® für eine festzulegende Auswahl an Jahren („Stützjahre“) den kostenminimalen Mix aus Erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Stromnetzen und Energiespeichern, der die exogen vorgegebene Stromnachfrage deckt.

Aufgrund der hohen Anforderungen an die benötigte Rechenleistung kann Enertile nicht jedes Jahr bis zum Jahr 2050 einzeln rechnen. Aus diesem Grund wird in Schritten von 10 Jahren berechnet. Diese Stützjahre geben die Bedingungen des jeweiligen Jahres z. B. 2030 wieder. Der Ausbau der installierten Leistung der Technologien steht dabei repräsentativ für die gesamte vorangegangene Dekade.

In einem Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung beeinflusst die Stochastik wetterabhängiger Wind- und Solarstromerzeugung die Auslegung des Systems signifikant. Aus diesem Grund besitzt Enertile® eine stündliche Auflösung und berücksichtigt jeweils 8.760 Stunden pro Jahr. Geographisch umfasst es aktuell die EU-Mitgliedstaaten sowie die Schweiz, Norwegen, den Balkan und die Staaten der MENA

Region (Marokko, Algerien, Libyen, Tunesien, Ägypten, Saudi-Arabien, Syrien, Israel, Libanon, Jordanien).

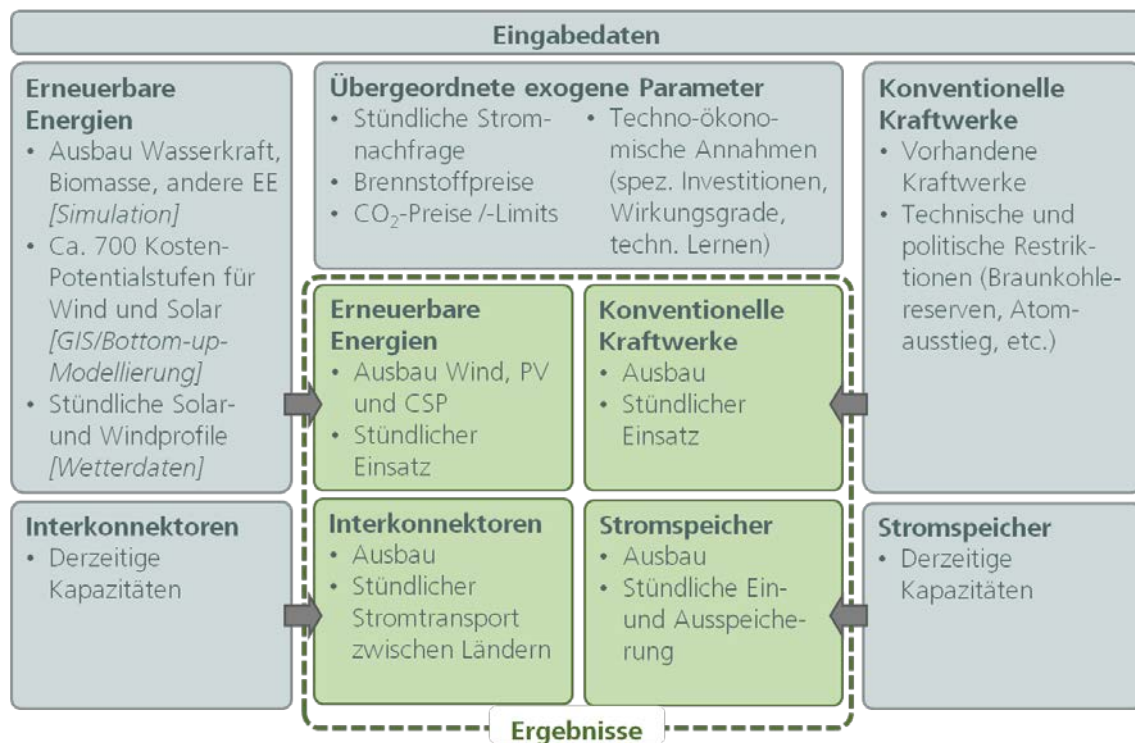
Für eine bestimmte Anzahl an Stützjahren, typischerweise die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050, wird ein lineares Optimierungsproblem aufgestellt und gelöst. Dabei werden der Ausbau und der Einsatz der Infrastrukturen zur Erzeugung, Übertragung und Speicherung von Strom über den gesamten Zeitraum simultan optimiert. Dies erlaubt es, Wechselwirkungen und Komplementaritäten zwischen Systemkomponenten zu erfassen und so deren optimalen Mix zu bestimmen.

Neben der durchgehend stündlichen Auflösung ist der hohe Detailgrad in der Darstellung der Erneuerbaren Energien (EE) eine zentrale Stärke des Modells. Für diese werden mithilfe von GIS-basierten Modellen räumlich hochaufgelöste und techno-ökonomisch detaillierte Potenziale berechnet. Während der Laufzeit des Modells wird die Stromerzeugung auf der Basis von echten Wetterdaten des Jahres 2010 berechnet. Dabei werden jedoch die Winderträge und Wärmenachfragen auf das langjährige Mittel normiert. Dadurch werden stochastische Zusammenhänge zwischen Standorten und Technologien (bspw. Windenergie und Photovoltaik) implizit berücksichtigt.

Das Modell ist modular aufgebaut, so dass neue Technologien und Entwicklungen, wie bspw. zusätzliche Flexibilität durch Demand-Side-Management, schnell und einfach als zusätzliche Entscheidungsoptionen im Modell hinterlegt werden können. Die technische Entwicklung der abgebildeten Technologien und ihrer Kosten wird dem Modell exogen vorgegeben.

Als Nebenbedingung können entweder globale oder regionale CO₂-Minderungsziele oder CO₂-Preise vorgegeben sowie ein Mindestanteil an regenerativer Erzeugung als Zielgröße definiert werden. In dieser Studie wurde mit CO₂ Preisvorgaben gearbeitet.

Abbildung 13: Enertile® Eingabedaten und Ergebnisse



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.1.1.1 Eingangsdaten

Neben Daten zur stündlichen Stromnachfrage benötigt Enertile® verschiedene technische und wirtschaftliche Eingangsdaten zur Berechnung des kostenminimalen Infrastrukturmixes, der zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt wird. Dies umfasst für die konventionellen Erzeugungstechnologien Daten zu den spezifischen Investitionen, Kapazität, Wirkungsgrad, technischer Verfügbarkeit, technischer Lebensdauer und Energieträger. Zusätzlich fließen Energieträger- und CO₂-Preise sowie Diskontraten als Eingangswerte in die Berechnungen ein.

Datenbasis zum Kraftwerksbestand ist die Platts-Datenbank (S&P Global 2017). Existierende Kraftwerke werden auf Basis ihrer Wirkungsgrade, Brennstoffe und Umwandlungseffizienz für einzelne Länder und Regionen aggregiert. Beim Ausbau der Technologien wird dann über die Erhöhung der installierten Leistung in bestimmten Technologieaggregaten entschieden.

Die genannten Parameter werden, bis auf die Energieträgerpreise, auch für die Abbildung der regenerativen Stromerzeugung benötigt. Ergänzend dazu sind für jede regenerative Stromerzeugungstechnologie regionale Kostenpotenzialkurven im Modell hinterlegt, die aus hochaufgelösten GIS-Daten gewonnen werden. Diese enthalten Informationen darüber, wie hoch das regenerative Stromerzeugungspotenzial für die Region ist und beeinflussen, welche Erzeugungskosten für das Ausschöpfen einzelner Potenzialstufen anfallen. Hierbei gehen neben technischen Informationen, wie z. B. den Leistungskennlinien und

Nabenhöhen von Windenergieanlagen oder der Ausrichtung der PV-Module, auch Naturschutzregelungen ein. Zudem enthält Enertile® stündliche, regional spezifische Stromerzeugungsprofile für die unterschiedlichen Energietechnologien, die mithilfe dezidierter Modelle aus historischen Wetterdaten und Anlagenparametern generiert werden.

Viele der genannten Daten verändern sich im Zeitablauf. Auch hierzu werden exogene Annahmen getroffen (siehe Abschnitt 6.2.2). Insbesondere bei den regenerativen Stromerzeugungstechnologien wird von einer signifikanten technischen Entwicklung mit entsprechenden Auswirkungen auf ihre Wirtschaftlichkeit ausgegangen.

Darüber hinaus wird – mit Ausnahme der regenerativen Stromerzeugungspotenziale – von überregional einheitlichen Parametern ausgegangen.

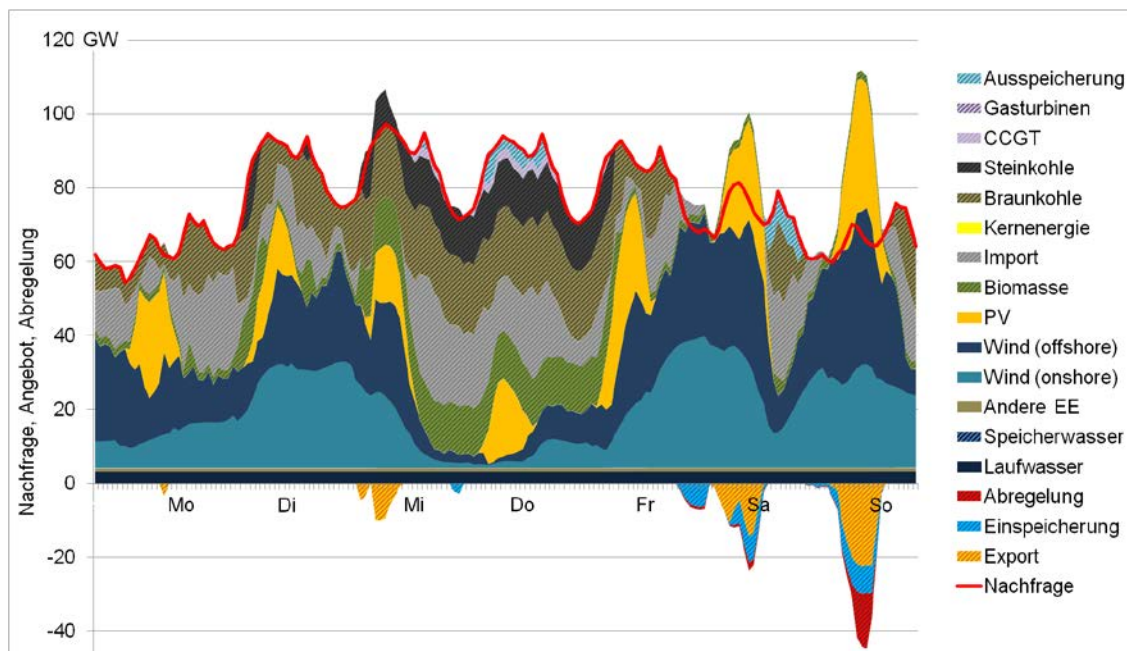
5.1.1.2 Ergebnisse

Zentrale Ergebnisse der Optimierung sind Zubau und stündlicher Einsatz von EE-Technologien, konventionellen Kraftwerken, Energiespeichern und Übertragungsnetzen. Das Modell berechnet, in welchen Ländern bestimmte regenerative oder konventionelle Technologien zugebaut werden und wie zwischen Ländern und Regionen die Netze ausgebaut werden, um die vorgegeben Ziele z. B. bezüglich Emissionsminderung oder EE-Anteilen kosteneffizient zu erreichen. Die wichtigsten Ausgabegrößen von Enertile im Rahmen dieses Projektes sind Informationen zur Stromerzeugung und installierten Kapazität sowie die mit der Erzeugung verbundenen Brennstoffverbräuche. Im Bereich der Kosten werden Kapitalkosten⁶⁰, Wartungskosten und Brennstoffkosten ausgegeben.

Weiterhin ermöglicht die hohe zeitliche Auflösung einen realitätsnahen Einblick in die Struktur der Stromerzeugung und in die länderübergreifenden Stromflüsse (siehe folgende Abbildung). Damit kann für jedes Land bzw. jede Region visualisiert werden, auf welche Weise der Strombedarf gedeckt wird, d. h. welche regenerativen oder konventionellen Energieträger eingesetzt werden sowie ob und in welchem Maße Strom importiert bzw. exportiert wird. Das Modell wurde bereits erfolgreich in einer Vielzahl von Projekten eingesetzt.

⁶⁰ Die Kapitalkosten sollten nicht verwechselt werden mit den spezifischen Investitionen, welche eine der zentralen Eingangsgrößen darstellen. Aus ihnen und den ermittelten Ausbaumengen resultieren unter Berücksichtigung der Verzinsung die gesamten Kapitalkosten als Ergebnisgröße.

Abbildung 14: Stundenscharfe Beispielergebnisse für Deutschland im Jahr 2050 in einem Szenario mit hohen EE-Anteilen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.1.2 Relevante Technologien und ihre Entwicklung

In Enertile unterscheiden sich die Ansätze für konventionelle Kraftwerke, Wärme, Stromspeichertechnologien, Stromnetze und Erneuerbare Energien. Im Folgenden ist die Abbildung der einzelnen Technologien kurz umrissen. Für detailliertere Ausführungen sei auf die Ausführungen in Fraunhofer ISI et al. (2017) verwiesen.

Beim endogenen Zubau konventioneller Kraftwerke unterscheidet Enertile zwischen drei Energieträgern (Braunkohle, Steinkohle und Erdgas), für Erdgas zwischen zwei Erzeugungstechnologien (Gasturbinen und GuD-Kraftwerke) sowie für alle Energieträger zwischen Kraftwerken mit und ohne CCS. Neben der Höhe der Investition sind für konventionelle Kraftwerke außerdem über den eingesetzten Brennstoff, den Nettowirkungsgrad ihre technische Lebensdauer und die anfallenden Kosten für Wartung und Betrieb spezifiziert und für die Investitionsentscheidungen relevant. Bei den konventionellen Kraftwerken gilt in den meisten Fällen, dass für die zentralen Parameter über den betrachteten Zeitraum keine oder nur geringe Änderungen unterstellt werden. Es gibt zwar leichte Verbesserungen des Wirkungsgrads sowie ein leichtes Absinken der Investitionen bei Gaskraftwerken, gerade im Vergleich mit EE-Technologien verbessern sich konventionelle Technologien jedoch nur noch in sehr geringem Ausmaß.

Die Modellierung von Wärme erfolgt bisher ausschließlich für Deutschland. Hier wird zunächst unterschieden zwischen der Wärmenachfrage in Nah- und Fernwärmenetzen und der industriellen Wärmenachfrage. Die Wärmenachfrage, stündlich aufgelöst, stellt einen wichtigen Inputparameter für das Modell dar. Die Wärme kann entweder als gekoppelte Wärme in KWK-Anlagen oder als ungekoppelte Wärme in Heizkesseln produziert werden.

Dabei stehen als Energieträger Gas und Steinkohle zur Verfügung, sowie im Fall von Elektrodenheizkesseln Strom. Wärmeerzeugung aus Biomasse stellt keine endogene Modellgröße dar, sondern wird im Vorfeld oder Nachgang bestimmt. Insgesamt stehen entsprechend sechs verschiedene Wärmeerzeugungstechnologien endogen zur Verfügung:

- ▶ KWK-Gasturbine
- ▶ KWK-GuD
- ▶ KWK-Steinkohle
- ▶ Kohle-Heizkessel
- ▶ Gas-Heizkessel
- ▶ Elektroheizkessel

Zur Stromspeicherung steht eine Speichertechnologie zur Verfügung, die in ihren technischen Eigenschaften Pumpspeicherkraftwerken nachempfunden ist und mit einem Speicherreservoir von acht Volllaststunden ausgestattet ist. Da diese Technologie über den betrachteten Zeitraum die günstigste großskalige Stromspeichertechnologie bleiben, vom Modell aber nicht ausgebaut wird, kann auf die Abbildung weiterer Stromspeichertechnologien verzichtet werden.

Besonders ausdifferenziert erfolgt die Abbildung Erneuerbarer-Energien-Technologien. Für Photovoltaik werden zwei Typen von Anlagen unterschieden: Aufdachanlagen und Freiflächenanlagen. Dabei wird die Kostenentwicklung der verschiedenen Komponenten (Module, Wechselrichter, Verkabelung, ...) unabhängig voneinander vorgegeben. Anders als bei den konventionellen Kraftwerken werden hier (ebenso wie bei den meisten anderen Erneuerbare-Energien-Technologien) noch deutliche Kostensenkungspotenziale unterstellt. Um den Ertrag einer Anlage zu ermitteln, wird zunächst in Abhängigkeit der verfügbaren Fläche und des spezifischen Flächenbedarfs die installierbare Leistung pro Kachel berechnet. In Kombination mit solaren Strahlungsdaten von HELIOCLIM-3 können die Erträge berechnet werden und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlage.

Bei Wind-Onshore wird ähnlich wie im Falle der Photovoltaik die nutzbare Fläche und der mögliche Ertrag ermittelt. Dabei wird für Wind-Onshore-Anlagen in einem aufwändigen Verfahren die optimale Anlagenauslegung für jeden Standort ermittelt; eine tabellarische Angabe zu Kosten ist daher nicht möglich, eine detaillierte Beschreibung wird in Fraunhofer ISI et al. (2017) gegeben. Die zentralen Größen sind die Nabenhöhe der Anlage und das Verhältnis von Generatorleistung zur Rotorfläche. Bezüglich der Nabenhöhe wird in einem vorgegebenen Bereich in 10-m-Schritten die Anlagenkonfiguration mit den geringsten spezifischen Erzeugungskosten ausgewählt. Die Spannweite der Nabenhöhe steigt im Zeitverlauf von 90–140 auf 90–160m. Die spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche nimmt dagegen im Zeitverlauf ab. Hier wird zusätzlich zwischen Stark- und Schwachwindanlagen unterschieden. Die Kosten der Anlage setzen sich dann zusammen aus den Kosten für den Turm (weitgehend getrieben von der Nabenhöhe), den Kosten für

die Rotorblätter sowie die übrigen Komponenten (u. a. Generator). Dem gegenüber steht der Ertrag, der sich aus dem Standort und der Anlagenspezifikation ergibt.

Die Berechnung für Wind-Offshore-Anlagen folgt einem ähnlichen Muster, unterscheidet in der Auslegung der Anlage jedoch nicht nach Standorten, da die Windsituation im Offshorebereich deutlich homogener ist als an Land. Stattdessen werden hier Wassertiefen und Entfernung zur Küste als Kostentreiber berücksichtigt. In die Berechnung der Erträge werden dann wiederum Wetterdaten einbezogen, um das Potenzial und die Volllaststunden einzelner Technologien abzubilden.

5.1.3 Ökonomische Entscheidungen

Zur Abbildung des Stromsektors in Enertile findet ein stützjahrbezogener Optimierungsansatz Anwendung. Minimiert werden dabei die Erzeugungskosten von Strom im Stützjahr mit Fokus auf der günstigsten technologischen Lösung (das Modell abstrahiert dabei z. B. vom Marktdesign).

Die Zielfunktion beinhaltet die fixen (Kapitalkosten als Annuität und Wartungskosten, C_i^{fix}) und variablen Kosten (Betriebskosten bestehend aus Brennstoff- und CO₂-Kosten, C_i^{var}) der Erzeugung. Diese werden in Summe über alle verfügbaren Technologien i und Stunden des betrachteten Stützjahres h minimiert. Die zu optimierenden Variablen sind die verfügbaren Kapazitäten der einzelnen Technologien X_i einerseits und der tatsächliche Einsatz der einzelnen Technologien $x_{i,h}$ andererseits.

$$\min_{X,x} \sum_i \left(C_i^{fix} X_i + \sum_h C_i^{var} x_{i,h} \right)$$

Dabei werden die Investitionen zu Kapitalkosten annuisiert, um sie mit den Betriebskosten vergleichen zu können. Kapitalkosten (weighted average costs of capital) werden als einheitlich über alle Technologien angenommen, d. h. dass bei der Annuisierung der Investition die gleiche Diskontrate angelegt wird⁶¹. Die Brennstoff- und CO₂-Kosten können in Abhängigkeit vom betrachteten Stützjahr gewählt werden.

Zu den wichtigsten Nebenbedingungen der Optimierung gehört, dass die Stromnachfrage überall und zu jeder Stunde des Stützjahres gedeckt ist. Netzrestriktionen und damit Anforderungen an die Netzinfrastruktur und Speicher werden nur zwischen Regionen, nicht jedoch innerhalb einer Region in die Betrachtung mit einbezogen. Regional stark differenziert abgebildet wird dagegen das Potenzial für regenerative Energien. Als weitere Nebenbedingungen fließen die Restlebensdauern der Kraftwerke in die Optimierung mit ein.

Der Vorteil des gewählten Ansatzes ist, dass im Rahmen der Optimierung eine hohe räumliche, zeitliche und technologische Auflösung erreicht werden kann. Insbesondere durch die immer größere Bedeutung fluktuierender Erneuerbarer Energien werden räumliche und zeitliche Aspekte immer wichtiger für das Verständnis der Entwicklungen im Stromsektor. Weiterhin erlaubt der in sich geschlossene Ansatz der Optimierung eine konsistente Analyse der sehr komplexen räumlichen, zeitlichen und technologischen Zusammenhänge. Die Annahme der ökonomischen Optimierung ist im Strommarkt auch deutlich

⁶¹ In der Realität unterscheiden sich diese aufgrund von technologiespezifischen Risiken und Renditeerwartungen.

naheliegender als z. B. im Industriesektor, da die Energieerzeugung bzw. Wandlung hier der Hauptzweck der ökonomischen Aktivität ist. Dagegen ist im Industriesektor Energie nur ein Nebenaspekt der eigentlichen Geschäftstätigkeit.

Im Abgleich mit realen Investitionsentscheidungen sind bei dem hier gewählten Ansatz zwei zentrale Faktoren zu nennen. Ein wichtiger Aspekt ist, dass durch die Abbildung eines einzelnen Stützjahres Zukunftserwartungen, z. B. über steigende CO₂ Preise, nicht abgebildet werden. Somit werden die ermittelten Potenziale zur Emissionsminderung ggf. unterschätzt⁶². Andererseits erreicht der Ansatz der modellgestützten Optimierung ein perfektes auf die im Modell herrschenden Rahmenbedingungen abgestimmtes System, das in der Realität durch technische, regulatorische und menschliche Hemmnisse vermutlich nicht erreicht werden kann. Dies führt eher zu einer leichten Überschätzung der Minderungspotenziale.

5.2 FORECAST-Industry – ein Modell der industriellen Energieverbräuche und Emissionen

Das Modell FORECAST-Industry, ein Bestandteil des FORECAST-Modellsystems, wird eingesetzt, um die Energieverbräuche und Emissionsentwicklungen in der Industrie zu simulieren. Weitere Informationen finden sich unter <http://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>, eine ausführliche Modellbeschreibung in Fleiter et al. (2018).

5.2.1 Überblick

Das Modell FORECAST-Industry gehört zur Gruppe der nachfrageseitigen Bottom-up-Modelle. Mithilfe von Energienachfragemodellen lassen sich Möglichkeiten und Potenziale zur Verbesserung der Energieeffizienz und zum Einsatz von alternativen Technologien und ihre Auswirkungen auf den langfristigen Energiebedarf simulieren. Diese Modelle berechnen Energiebedarf und Emissionen sowie Kosten und Wirkungen von Einsparmaßnahmen auf Prozessebene und bilden damit die Technologiestruktur der Industrie im Modell ab. Hierzu greift das Modell auf statistische Daten, Veröffentlichungen und Expertenschätzungen zurück.

FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet (Tabelle 3), welche durch einen spezifischen Energiebedarf und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden.

⁶² Dies gilt insbesondere für die Potenziale aus sozialer Perspektive, in der von einer vollkommenen Voraussicht ausgegangen wird. Es gilt auch, aber weniger stark für die Potenziale aus privater Perspektive, für die von einer zeitlich begrenzten Vorausschau auszugehen ist.

Tabelle 3: Prozessstruktur des Modells FORECAST-Industry und Einordnung in relevante Ordnungssysteme

Sektor (AGEB Energiebilanzen) ¹	FORECAST-Prozess
Verarbeitung v. Steine u. Erden	Klinker Brennen (trocken)
	Aufbereitung von Kalkstein
	Gips
	Zementmahlen
	Kalkmahlen
	Ziegel
	Kalkbrennen
Glas u. Keramik	Behälterglas
	Flachglas
	Glasfasern
	Übriges Glas
	Haushalts- und Sanitärkeramik
	Technische Keramik
	Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik
Gummi- u. Kunststoffwaren	Extrusion
	Spritzgießen
	Blaßformen
Metallerzeugung / Metallbearbeitung	Sintern
	Oxygenstahl – Hochofen
	Elektrostahl – EAF
	Walzstahl
	Koksofen
	Schmelzreduktion
	Direkte Reduktion
NE-Metalle, -Gießereien	Aluminium primär
	Aluminium sekundär
	Aluminium Strangpressen
	Aluminium Gießereien

Sektor (AGEB Energiebilanzen)1	FORECAST-Prozess
	Aluminium Walzen
	Kupfer primär
	Kupfer sekundär
	Kupferbearbeitung
	Primärzink
	Sekundärzink
Papiergewerbe	Papier
	Zellstoff – Verfahren
	Holzstoff – Verfahren
	Altpapierstoff
Ernährung und Tabak	Zucker
	Molkerei
	Bierbrauen
	Fleischverarbeitung
	Backwaren
	Stärke
Grundstoffchemie	Adipinsäure
	Ammoniak
	Calciumcarbid
	Industrieruß
	Chlor, Diaphragma
	Chlor, Membran
	Chlor, Amalgan
	Ethylen
	Methanol
	Salpetersäure
	Sauerstoff
	Polycarbonat
	Polyethylen
	Polypropylen

Sektor (AGEB Energiebilanzen)1	FORECAST-Prozess
	Polysulfone
	Soda
	TDI
	Titandioxid
Maschinenbau	-
Fahrzeugbau	-
Sonstige Wirtschaftszweige	-
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	-
Sonstige chemische Industrie	-

1: Siehe AGEB (2017).

Eine große Herausforderung bei der Bottom-up-Modellierung der Industrie ist die hohe Vielfalt an unterschiedlichen Prozessen und Unternehmen, welche technologisch im Modell abgebildet werden müssen. Entsprechend orientiert sich die Struktur des Modells zum einen an der Struktur des Industriesektors, wobei möglichst homogene Bereiche (z. B. Raumwärme) zusammengefasst werden, und zum anderen an der Datenverfügbarkeit. Bezüglich der Technologiestruktur können die Technologiefelder/Module *energieintensive Prozesse*, („Prozesstechniken“) *Elektromotorsysteme und Beleuchtung*), („Prozesstechniken“) *Raumwärme*, *Industrieöfen* („Ofen-Brennstoffwechsel“) und *Warmwasser- und Dampferzeugung und Verteilung* („Dampferzeugung“) unterschieden werden (siehe auch Abbildung 15 zur zugrundeliegenden Struktur des Modells).⁶³

Mithilfe eines zweistufigen Vorgehens werden dabei statistisch-verfügbare Werte in das Modell übertragen. Dazu findet zunächst ein Abgleich der Informationen der Energiebilanz (siehe auch Abschnitt 5.1.1.1) mit den Produktionsmengen der berücksichtigten Industrie-prozesse statt. Dadurch wird eine Verbindung zwischen den im Modell abgebildeten Prozessen, die Eigenschaften wie Temperaturniveau, spezifische Energiebedarfe und eingesetzte Technologien besitzen; und dem statistisch belegten Energiebedarf eines Sektors hergestellt. Die Energiebilanz wird also um zusätzliche Informationen erweitert. In einem zweiten Schritt wird dann der Energiebedarf eines jeden Prozesses auf Anwendungen aufgeteilt. Das Ergebnis dieses Vorgehens ist eine um verschiedene Dimensionen erweiterte Form der Energiebilanz.

Ein Beispiel: Im Sektor Eisen und Stahl macht die Roheisenerzeugung im Hochofen etwa 60 % des Energiebedarfes aus (Bottom-up-Berechnung und Abgleich mit der Energiebilanz). Eigenschaften der Prozesse können so auf Energiemengen übertragen werden. Insbesondere das hohe Temperaturniveau der Roheisenerzeugung (über 1.000 °C) und die technisch notwendige Verwendung von Koks kennzeichnen den Prozess und limitieren

⁶³ In Klammern jeweils die aus Gründen der Lesbarkeit verwendeten Kurzbezeichnungen.

zum Beispiel Brennstoffwechsellpotenziale. Weiterhin lässt sich abschätzen, wie viel Energie für Hilfsaggregate (z. B. Winderhitzer) aufgewendet wird. Dadurch ist eine Aufteilung des Energiebedarfes auf Anwendungen („Industrieöfen“, „Dampfsysteme“, „Elektromotoren“) möglich. Für die Roheisenerzeugung im Hochofen entsteht somit (je produzierter Tonne) folgendes Mengengerüst: 11,6 GJ Brennstoffbedarf, davon 13 % unter 500 °C, 20 % zwischen 500 °C und 1.000 °C und 67 % über 1.000 °C. Außerdem 0,6 GJ Strombedarf, davon 50 % für Gebläse, je 20 % für Pumpen und andere Motoranwendungen und 10 % für elektrisch erzeugte Prozesswärme. Auf diese Energiemengen lassen sich im weiteren Verlauf der Modellierung zielgerichtet Effizienz- sowie Brennstoff- und Technologiewechsellpotenziale anwenden.

Darüber hinaus besteht durch diese Aufschlüsselung die Möglichkeit, die Entwicklung des Energiebedarfs anhand der Eingangsgrößen fortzuschreiben. In den jeweiligen Anwendungen werden weitere Modellierungstechniken angewendet, um z. B. die Entscheidung für Energieeffizienzmaßnahmen oder Umwandlungstechnologien und Energieträger zu simulieren. Dabei sind grob fünf Technologiebereiche mit unterschiedlichen Ansätzen unterscheidbar:

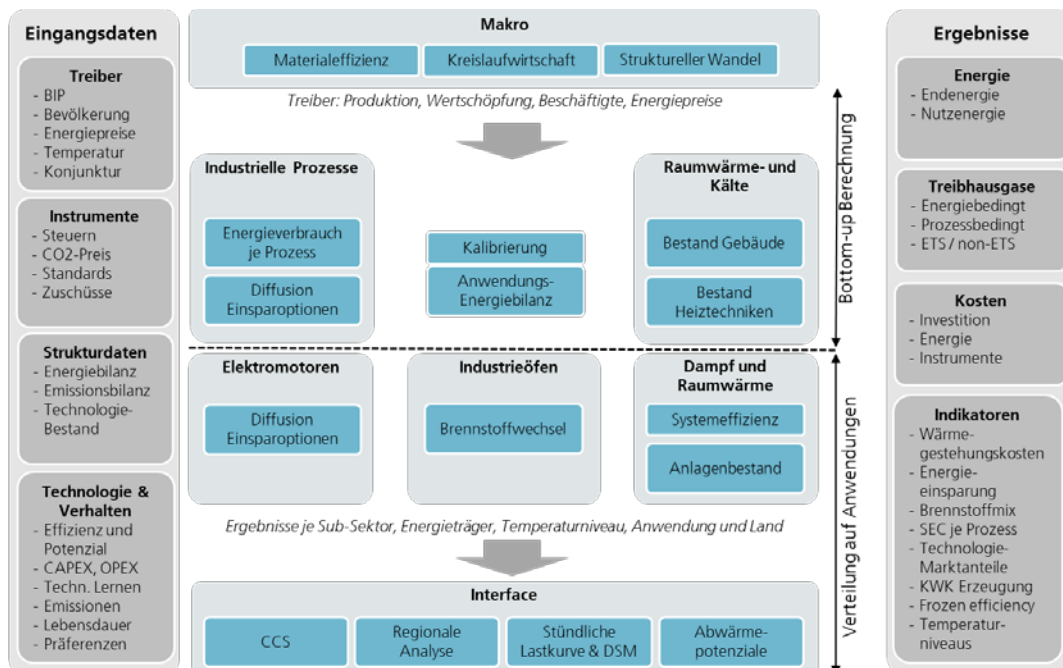
- ▶ *Industrielle Prozesse („Prozesstechniken“)* bilden die Struktur der energieintensiven Subsektoren auf Prozessebene ab – als Beispiel kann der Hochofenprozess bei der Stahlherstellung genannt werden. In diesem Modul wird die Diffusion von Effizienztechniken basierend auf ihrer Amortisationsdauer simuliert. Annahmen und Methodik sind ausführlich in Fleiter et al. (2013); Fleiter et al. (2012) zusammengefasst.
- ▶ *Elektromotorsysteme und Beleuchtung („Prozesstechniken“)* finden in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen Anwendung: Elektromotoren werden zum Beispiel sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt. Beiden Technologiegruppen sind Einsparmaßnahmen zur Effizienzverbesserung zugeordnet, in der Regel in Form neuer Technologien oder organisatorischer Maßnahmen. Das Modul verwendet die gleiche Methode wie das der energieintensiven Prozesse. Im Folgenden sind diese beiden Module gemeint, wenn verkürzt von „Energieeffizienztechnologien“ gesprochen wird.
- ▶ Der Wärmebedarf in „Ofen – Brennstoffwechsel“ findet vorwiegend im Temperaturniveau über 500 °C statt und beruht auf den Berechnungen der energieintensiven Prozesse. In diesem Modul wird der Brennstoffwechsel je Subsektor simuliert, wobei Parameter wie die Energiepreise, der CO₂-Preis sowie die historischen Trends berücksichtigt werden (dargestellt in Rehfeldt et al. (2018b), der Ansatz ähnelt Kesicki und Yanagisawa (2015)).
- ▶ *Warmwasser- und Dampferzeugung und -verteilung („Dampferzeugung“)* werden in einer Vielzahl von Prozessen vor allem in der chemischen Industrie, dem Papier- und dem Nahrungsmittelgewerbe benötigt. Aufgrund der Ähnlichkeit der technischen Sys-

teme wird die Dampferzeugung in FORECAST im Sinne einer Querschnittstechnik modelliert. Dabei wird sowohl ein Effizienzfortschritt bei den häufig schlecht gedämmten Dampfsystemen wie auch eine Bestandsmodellierung der Dampferzeuger berücksichtigt. Der technische Wandel wird anhand von alternativen Wärmeerzeugern abgebildet, deren Einsatz mittels „discrete choice“ Methode simuliert wird (siehe z. B. Jaccard 2005). Eine umfassende Beschreibung des Moduls findet sich in Biere (2015).

- Der *Raumwärmebedarf* wird über Flächenkennwerte je Subsektor berechnet. Dies beruht auf einem Bestandsmodell, in dem die Kapitalumwälzung anhand der Altersstruktur modelliert wird. Es werden die beiden Bereiche Gebäudehülle und Heizungssystem unterschieden. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in Biere (2015). Aufgrund der methodischen Ähnlichkeit des Modellierungsansatzes wird im Folgenden die Raumwärmeberechnung mit der Dampferzeugung als „Dampferzeugung“ zusammengefasst. Auf Besonderheiten der jeweiligen Modellteile wird bei Bedarf hingewiesen.

In der oben beschriebenen und in Abbildung 15 dargestellten Systematik nimmt die Raumwärme eine Sonderrolle ein, da sie Elemente der Bottom-up-Berechnung, basierend auf dem Flächenbedarf der Industrie, und der Verteilung auf Anwendungen (Wahl von Technologien und Energieträgern) vereint. Diese Doppelrolle wird durch den Umstand notwendig, dass in der Energiebilanz Raumwärme nicht von anderweitigem Energiebedarf unterscheidbar ist, mit etwa 10 % aber eine relevante Größe darstellt, die nicht notwendig von der Produktionsmenge als Aktivitätsgröße beeinflusst ist.

Abbildung 15: Überblick über das Modell FORECAST-Industry



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Für die Modellierung des Emissionshandels sind besonders die drei Module energieintensive Prozesse, „Prozesstechniken“ „Dampferzeugung“ und Industrieöfen („Ofen – Brennstoffwechsel“) relevant. Wenngleich sich der Modellierungsansatz in den drei Modulen entsprechend der Datenverfügbarkeit unterscheidet, so verfolgen alle Module einen Simulationsansatz, welcher die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Investitionen berücksichtigt und darauf abzielt, Investitionsentscheidungen möglichst real nachzubilden. Entsprechend wird auch die Wirkung des Emissionshandels über die Wirtschaftlichkeit der Investitionen simuliert. Das Gesamtmodell ist myopisch, da es Investitionsentscheidungen für das jeweils kommende Jahr nur auf Basis der zu dem Zeitpunkt bekannten Energieträger- und CO₂-Preise trifft. Detaillierte Erwartungen an die zukünftige Entwicklung der Energieträger- und -Preise fließen nicht in die Investitionsentscheidung ein.

5.2.1.1 Eingangsgrößen

Das Modell FORECAST-Industry nutzt verschiedene Gruppen von Eingangsdaten. Darunter fallen ökonomische Treiber, Preise sowie Technologiedaten. Im Folgenden ist eine Auswahl der zentralen Größen aufgeführt. Besonders bei den Technologiedaten – dem Kern des Modells – wird eine große Vielfalt an Eingangsdaten genutzt, welche hier nur teilweise dargestellt ist (Tabelle 4).

Eine zentrale Eingangsgröße des Modells sind die Produktionsmengen. Diese Angaben können in der Regel nicht direkt aus anderen Studien übernommen werden, da sie häufig gar nicht oder nur in anderer/unzureichender Disaggregation ausgewiesen werden. Daher werden in einem ersten Schritt die notwendigen physikalischen Produktionszahlen aus der verfügbaren ökonomischen und demographischen Information, wie der Bruttowertschöpfung und dem Bevölkerungswachstum, abgeleitet. Basierend auf detaillierten Untersuchungen wurden drei unterschiedliche Wege zur Ermittlung der für die Szenarien angenommenen zukünftigen physikalischen Produktionsmengen entwickelt, welche in erster Linie auf historischen Trends und Literaturanalyse beruhen und abhängig vom betrachteten Produkt zum Einsatz kommen:

- ▶ Abschätzung basierend auf historischen Pro-Kopf-Nachfrageentwicklungen unter Berücksichtigung von erwarteten Veränderungen in der Pro-Kopf-Nachfrage wie z. B. Sättigungseffekte
- ▶ Abschätzung basierend auf der historischen spezifischen Wertschöpfungsentwicklung pro Tonne Produkt unter Berücksichtigung von möglichen Veränderungen wie z. B. Trends zu höherer Wertschöpfung aufgrund von sich verändernden Produktqualitäten oder Veränderungen der Industriestruktur wie z. B. Verschiebung von Primär- auf Sekundärproduktion
- ▶ Multi-Parameter-Abschätzung basierend auf verschiedenen Trends, die relevant für die Entwicklung der physikalischen Produktion zu sein scheinen (dieser Ansatz findet insbesondere dann Anwendung, wenn die Produkte einem größeren Sektor angehören wie z. B. im Falle von Ethylen als Bestandteil der Grundstoffchemie oder im Falle von

Papier, bei dem in der Regel auch Druckereien und Verlage in den ökonomischen Sektordaten enthalten sind)

Ergänzend zu diesen drei möglichen Ansätzen zur Produktionsprojektionsentwicklung werden produktspezifische Annahmen zu zukünftigen Materialstrategieverbesserungen getroffen (z. B. erhöhte Materialeffizienz durch geringere/n Abfallproduktion/Rohstoffeinsatz und verbesserte Materialeigenschaften/Produktdesign, Materialsubstitution, Änderungen im Nutzerverhalten z. B. Carsharing etc.). Diese Annahmen erfolgen durch den Modellierer (sind also Modell-exogen) und in Abhängigkeit der Szenarien.

Tabelle 4: Zentrale Eingangsdaten des Modells FORECAST-Industry

Zentrale Eingangsdaten des Modells FORECAST-Industry	
Treiber	Produktion je Prozess [Tonnen/a] Bruttowertschöpfung je Subsektor [Mio. Euro/a] Anzahl Beschäftigte je Subsektor [Personen/a]
Preise	Energiepreise (Endverbraucher) EUA-Preise
Rahmendaten	Emissionsfaktoren der Energieträger Heizgradtage
Technologiedatenbank	Prozesse: Spezifischer Energiebedarf Prozessbedingte Emissionen Temperaturniveau der Wärmenachfrage Einsparoptionen: Technisches Einsparpotenzial CAPEX und OPEX Lebensdauer Diffusionsgrenzen Technologien zur Erzeugung von Dampf und Warmwasser: Nutzungsgrad, JAZ, Stromkennzahl CAPEX und OPEX Nichtmonetäre Entscheidungsparameter Marktanteile für t=0 Altersstruktur des Bestandes Gebäude Spezifischer Energiebedarf für neue Gebäude und Bestand Gebäudetyp und Alter je Subsektor Weitere Mittlerer Nutzungsgrad Dampfsysteme Entscheidungsparameter Brennstoffwechsel in Öfen Technische Restriktionen von Energieträgereinsatz in Industrieöfen

5.2.1.2 Ergebnisse

Zentrale Modellergebnisse sind Pfade zum Energiebedarf und CO₂-Emissionen der Industrie. Diese lassen sich anhand unterschiedlicher Dimensionen auflösen, wie z. B. Länder, Subsektoren, Anwendungen, Temperaturniveaus, Technologien etc.

Die Energie- und Emissionspfade werden anhand der technologischen Entwicklung sowie des gesamten Mengengerüsts berechnet. Die technologische Entwicklung wird durch Annahmen zu techno-ökonomischen Daten, Preisen und Politikinstrumenten in Form der Investitionsentscheidung beeinflusst.

Entsprechend können auch Ergebnisse zur Entwicklung einzelner Technologien, Marktanteile und Minderungsbeiträge ausgewiesen werden. Kosten sind für eine Vielzahl von Technologien hinterlegt und können separat ausgewiesen werden.

5.2.2 Relevante Technologien und ihre Entwicklung

Drei Module von FORECAST sind für die Modellierung des EU ETS relevant: „Prozesstechniken“, „Dampferzeugung“ und „Ofen – Brennstoffwechsel“. Das Modul „Elektromotorsysteme und Beleuchtung“ hat zwar Einfluss auf den Endenergiebedarf, nicht jedoch auf die direkten THG-Emissionen, da die Nachfrage ausschließlich über Strom gedeckt wird.

5.2.2.1 Das Modul „Prozesstechniken“

Im Modul „Prozesstechniken“ wird eine Verknüpfung von Produktionsmenge der Prozesse eines Sektors und dem in der Energiebilanz berichteten Energiebedarf hergestellt. Es bildet konkurrierende und komplementäre Prozesse⁶⁴ ab, die zur Herstellung der unterschiedenen industriellen Güter (basierend auf EU-Referenzszenario 2016, Zahlen beziehen sich auf EU-28 ohne Kroatien; Tabelle 16) eingesetzt werden. Industrielle Prozesse sind definiert über ein Produkt (z. B. Klinker), den zur Erzeugung benötigten spezifischen Energieverbrauch an Strom und Brennstoff je Prozess und die nötigen Temperaturniveaus. In jedem Prozess stehen Energieeffizienztechnologien⁶⁵ zur Auswahl, die sich u. a. hinsichtlich ihrer Energieeinsparungen und ihrer Kosten unterscheiden. Die Wahl der Energieeffizienztechnologien determiniert die Energieeinsparungen je Produkteinheit. Auch die prozessbedingten Emissionen je Output sind ein Ergebnis der Prozessauswahl. Der Endenergiebedarf je Prozess wird weitergereicht an die folgenden Module.

Dazu gehört auch die Modellierung der Effizienzverbesserung von Querschnittstechnologien. Auf diese wird im Folgenden nicht weiter eingegangen, da ausschließlich elektrische Energie für die dort untersuchten Anwendungen aufgewendet wird und dieser Modellteil daher keinen Einfluss auf die entstehenden Emissionen in der Industrie hat. Methodisch entspricht die Modellierung der Querschnittseffizienztechnologien dem Modul „Prozesstechniken“. Jährliche Kostensenkungen bei den Prozessalternativen bzw. Energieeffizienztechnologien bewegen sich zwischen 0 % und 2 %, wobei die bestehende technologische Reife maßgeblichen Einfluss auf diese Annahme hat. Bei Technologien im Demonstrations- und Entwicklungsstadium, die noch nicht kommerziell erhältlich sind, wird eine höhere Kostendegression angenommen⁶⁶. Im Markt verfügbare Technologien, Maßnahmenpakete

⁶⁴ Die Prozesse in der Papierindustrie werden ausführlich in Fleiter et al. (2012) beschrieben. Der gleiche Ansatz wird für alle anderen Industriezweige verwendet.

⁶⁵ Tabelle 35 im Anhang A listet alle berücksichtigten Prozesse und Energieeffizienzoptionen auf.

⁶⁶ Diese sind allerdings im Basisszenario nicht als Optionen enthalten (vgl. Kapitel 6).

oder organisatorische Maßnahmen weisen eine geringere oder keine Kostendegression auf.⁶⁷

5.2.2.2 Das Modul „Dampferzeugung“

Das Modul „Dampferzeugung“ bildet Anlagen zur Warmwasser und Dampferzeugung ab, die Wärme im Temperaturbereich bis maximal 500 °C erzeugen. Dieses Modul deckt somit den Anteil der nach dem Durchlauf des Moduls „Prozesstechniken“ verbliebenen Endenergienachfrage im Bereich < 500 °C ab. Insgesamt stehen 21 Technologien zur Verfügung. Sowohl reine Heizwerke als auch KWK-Anlagen und erneuerbare Wärmetechnologien werden abgebildet. Der Bedarf an Wärme unter 100 °C wird im Modell gesondert berücksichtigt, so dass auch Technologien wie z. B. die Solarthermie, die nur Temperaturniveaus unter 100 °C (Warmwasser) zur Verfügung stellen können, zur Auswahl stehen. Das Modul ermittelt den Primärenergieverbrauch, die eingesetzten Brennstoffe und resultierenden THG-Emissionen.

Die Entwicklung der Technologien im Bereich der Dampferzeugung wird explizit modelliert. Modellparameter wie Kostenbestandteile und Erzeugungseffizienz sind mit einem exogenen Entwicklungspfad belegt. Allgemein ist festzuhalten, dass das Potenzial für technologische Weiterentwicklungen mit der Ausnahme Brennstoffzellen und Wärmepumpen als gering eingeschätzt wird. Überwiegend handelt es sich bei den im Markt vertretenen Anlagen um ausgereifte Technologien.

Wie in Rehfeldt et al. (2018a) dargestellt, ist die unter 100°C nachgefragte Energiemenge für industrielle Prozesse im Vergleich zu Bereichen der Dampferzeugung (< 500 °C) und Industrieöfen (> 500 °C) gering und auf wenige Sektoren (Chemie, Nahrung, Papier) konzentriert. In den energetisch relevantesten Prozessen spielt das Temperaturniveau kaum eine Rolle. In Kombination mit dem Raumwärmebedarf ergeben sich in einigen Ländern der EU dennoch Anteile zwischen 20 und 30 %. Auf dieses Temperaturniveau beschränkte Technologien wie die Wärmepumpe oder Brennstoffzellen haben also Potenzial, müssen sich aber auch gegen Technologien mit einem breiteren Temperaturprofil durchsetzen. Ist an einem Standort bereits eine Anlage für höhere Temperaturen vorhanden, wird oft der gesamte Bedarf über die vorhandene Anlage gedeckt. Auch Abwärme aus Prozessen kann im industriellen Bereich eine Konkurrenz (bzw. ein Komplement im Fall der Wärmepumpen) für Niedertemperaturtechnologien sein. Darüber hinaus bleibt zu berücksichtigen, dass bei Dampferzeugungstechnologien der Kapitaleinsatz mit etwa 15 % den kleineren Teil der Kosten ausmacht, wodurch sich Preisveränderungen der Investition schwächer auf die Wettbewerbssituation auswirken als Preisveränderungen der verwendeten Energieträger.

5.2.2.3 Das Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“

Das Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“ dient – in Abgrenzung zum Modul „Dampferzeugung“ – zur Modellierung von Anlagen, die Wärme im Temperaturbereich über 500 °C erzeugen. Dieses Modul deckt somit den Anteil der nach dem Durchlauf des Moduls „Prozesstechniken“ verbliebenen Endenergienachfrage im Bereich > 500 °C ab und

⁶⁷ Zukünftig potenziell relevante, aber derzeit noch nicht bis zur Marktreife entwickelte Technologien werden im Kapitel 10.3.3 thematisiert.

vervollständigt das Modellergebnis hinsichtlich des insgesamt benötigten Primärenergieverbrauchs, der eingesetzten Brennstoffe und resultierenden THG-Emissionen. Diese Anlagen sind Industrieöfen, die in verschiedensten Prozessen Anwendung finden und jeweils entsprechend angepasste Designs aufweisen. Daher sind Industrieöfen anders als Dampferzeuger nicht als Querschnittstechnologie abbildbar, da sie sich stark voneinander unterscheiden können. Bedeutende Beispiele sind Hochöfen in der Primärstahlerzeugung, Glasmelzöfen und Drehrohröfen zum Brennen von Zementklinker.

Die THG-Vermeidungsoption in diesem Modul besteht ausschließlich im Brennstoffwechsel. Der Bestand an Anlagen und Bestandsveränderungen durch Investitionen in Neuanlagen oder Modernisierungen werden aufgrund fehlender Datenverfügbarkeit nicht abgebildet. Optionen zur Effizienzverbesserung stehen daher als THG-Vermeidungsoption in diesem Modul nicht explizit zur Verfügung. Allerdings sind Effizienzverbesserung der Industrieöfen indirekt über das Modul „Prozesstechniken“ berücksichtigt. Darin enthalten sind unter anderem Optionen, die sich auf die Effizienz des Ofens auswirken (z. B. Abwärmenutzung).

5.2.3 Ökonomische Entscheidungen

FORECAST-Industry ist ein Bottom-up-Simulationsmodell. Auf jährlicher Basis wird dabei mit dem Modell der Energiebedarf der einzelnen Produktionsprozesse und die daraus resultierenden THG-Emissionen bestimmt. Dazu werden die Diffusion von Energieeffizienz- und THG-Minderungsoptionen sowie die Energieerzeugungsanlagen für Dampf und Wärme und der Brennstoffeinsatz in Industrieöfen wie oben beschrieben modelliert. Neben den Technologie-Kosten werden bei der Investitionsentscheidung auch Marktheterogenität und sektoral ausgeprägte Präferenzen berücksichtigt. Dabei variiert der verwendete Simulationsansatz zwischen den verschiedenen betrachteten Technologien und Anwendungsbereichen entsprechend Datenverfügbarkeit und Investitionskalkül. Im Folgenden werden die ökonomischen Entscheidungskalküle in den drei relevanten Modulen „Prozesstechniken“, „Dampferzeugung“ und „Ofen – Brennstoffwechsel“ kurz dargestellt.

5.2.3.1 ... im Modul „Prozesstechniken“

Die Modellierung von Energieeffizienz- und THG-Minderungsoptionen auf Prozessebene erfolgt mithilfe eines Diffusionsmodells. Die Wahl alternativer Technologien wird beeinflusst durch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, ist aber in der Höhe durch eine exogen vorgegebene Unter- und eine Obergrenze zur Marktdurchdringung beschränkt. Beide – Unter- und Obergrenze – steigen im Zeitverlauf an, sind also in naher Zukunft niedriger als in ferner Zukunft. Der Verlauf der Obergrenze wird dabei unter der Annahme festgelegt, dass die Energieeffizienztechnologie entsprechend ihrer technischen Möglichkeiten eingesetzt wird und der Austausch von Altanlagen dann erfolgt, wenn diese das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben. Vorzeitige Stilllegungen sind dagegen nicht berücksichtigt – auch dann nicht, wenn diese wirtschaftlich sinnvoll wären. Mit diesem Ansatz soll vermieden werden, dass „unrealistische“ Diffusionspfade neuer Technologien aus dem Modell resultieren. (vgl. Biere 2015, Fleiter et al. 2012)

Die Attraktivität von THG-Vermeidungsoptionen wird im Modul „Prozesstechniken“ anhand der Amortisationszeit der Investition bewertet. Je kürzer/länger die Amortisationszeit ist, desto stärker nähert sich die Marktdurchdringung der Technologie der exogen vorgegebenen Ober-/Untergrenze an (Biere 2015). Dabei werden von Entscheidungsträgern in der Industrie, also aus privatwirtschaftlicher Sicht, erfahrungsgemäß geringe Amortisationszeiten (unter 2–3 Jahren, IREES/ISI 2014) erwartet. Beeinflusst wird die Amortisationszeit sowohl durch die anfänglichen Investitionen als auch durch die zu erwartenden Rückflüsse. Diese können sowohl in Energieeinsparungen als auch in Emissionsreduktionen bestehen. Für die Rückflüsse sind daher die vom Entscheidungsträger wahrgenommenen und für die Zukunft erwarteten Energieträger- und CO₂-Preise relevant. Es werden ausschließlich Investitionen zur Auswahl gestellt, die im Rahmen ihrer Lebensdauer positive Nettobarwerte generieren, also grundsätzlich wirtschaftlich sind. In Abgrenzung dazu stellt die Amortisationszeit eine darüber hinausgehende Anforderung an die Investition dar. Nämlich, dass positive Nettobarwerte (je nach Anforderung) bereits deutlich früher erreicht sein müssen. Bei der Amortisationszeit handelt sich daher um eine Risikomaßzahl, die die Risikobereitschaft der Entscheider beschreibt⁶⁸. Das Kriterium der Amortisationszeit zieht eine zeitliche Grenze bei der Investitionsbewertung, indem in fernerer Zukunft liegende Zahlungsströme nicht mehr berücksichtigt werden. Investitionen, die sich erst über längere Zeiträume rentieren, wie dies bei einigen Effizienzinvestitionen häufig der Fall ist, werden dadurch schlechter gestellt.

5.2.3.2 ... im Modul „Dampferzeugung“

Die Modellierung von Warmwasser- und Dampferzeugung erfolgt mithilfe eines Bestandsmodells mit Discrete-Choice-Technologiewahl. Dabei wird angenommen, dass bestehende Technologien nach Erreichen ihrer Lebensdauer ausgetauscht werden. In Abhängigkeit von der Wirtschaftlichkeit einzelner Technologien sowie ggf. weiterer Präferenzen und Marktheterogenität wird die Ersatztechnologie gewählt.

Dazu wird zunächst festgelegt, welcher Anlagenbestand in einem spezifischen Jahr entsprechend der Altersstruktur ausgetauscht werden muss und welche zusätzlichen Kapazitäten benötigt werden. Der Einsatz alternativer Technologien ist in diesem Modul also in der Höhe beschränkt auf Ersatzinvestitionen (d. h. auf die Produktionsvolumina, die durch Stilllegungen alter Anlagen bei konstanter Nachfrage frei werden) und Investitionen zur Deckung einer steigenden Nachfrage. Anders als im Modul „Prozesstechniken“ werden der existierende Anlagenbestand und seine Altersstruktur explizit abgebildet. Wann eine Anlage stillgelegt wird, entscheidet das Modell auf Basis der verbleibenden technischen Lebensdauer (Biere 2015). Ökonomische Betrachtungen spielen dabei keine Rolle. Vorzeitige Stilllegungen sind insofern nicht möglich, selbst wenn sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen stark verändert haben. Ebenfalls nicht abgebildet sind Modernisierungen des alten Anlagenbestands.

Dort, wo das Modul Wahlmöglichkeiten zulässt, – bei Ersatzinvestitionen und Investitionen zur Deckung von erhöhter Nachfrage – erfolgt die Technologiewahl auf Basis von

⁶⁸ Im Zusammenhang mit Investitionen in Energieeffizienz kann das zum Beispiel so interpretiert werden, dass Unternehmen zögern, in die Effizienz einer Produktionslinie zu investieren, deren Betriebszustand während der nächsten 5 Jahre nicht absehbar ist.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen⁶⁹. Allerdings wird unterstellt, dass auch Technologien mit geringerer Wirtschaftlichkeit gewisse Marktanteile erreichen (Biere 2015, Kap. 3.2.2 (3))⁷⁰. Dadurch wird ebenso wie im Modul „Prozesstechniken“ eine Obergrenze für die Verbreitung der wirtschaftlichsten Technologie eingezogen, wobei diese Grenze weniger starr ist und durch die Wahl entsprechender Parameter fast vollständig ausgeschaltet werden kann (vgl. Details in Kap. 7.3).

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Ersatzinvestitionen werden in „Dampferzeugung“ die spezifischen Jahresdurchschnittskosten herangezogen (Biere 2015, Kap. 3.2.2). Anders als beim Kriterium der Amortisationszeit werden hierbei alle zukünftigen Zahlungsströme der Ausgabenseite innerhalb der (technischen oder kalkulatorischen) Lebensdauer berücksichtigt⁷¹. Allerdings wird ebenfalls davon ausgegangen, dass variable Stückkosten, z. B. für CO₂-Emissionen und für Brennstoffe, in Zukunft konstant auf dem aktuellen Niveau verbleiben⁷².

5.2.3.3 ... im Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“

Die Modellierung von Industrieöfen erfolgt auf Basis eines Discrete-Choice-Modells, welches Technologien stärker abstrahiert und den Fokus auf die Energieträgerwahl legt. Der hier implementierte Ansatz ähnelt dem von Kesicki und Yanagisawa (2015), eine detaillierte Beschreibung ist in Rehfeldt et al. (2018b) veröffentlicht.

Investitionskosten, die bei einem Brennstoffwechsel anfallen, sind aufgrund der Heterogenität der Anlagen unbekannt und werden im Modell nicht abgebildet⁷³. Der Brennstoffwechsel wird stattdessen modelliert auf der Basis der historisch beobachteten Verschiebung der Energieträgeranteile innerhalb der Subsektoren⁷⁴, was in Hinsicht auf CO₂-Emissionen zunächst auch relevanter ist als die konkret eingesetzten Ofentypen. Diese Beobachtung wird genutzt, um einen parametrisierten Nutzwert der Energieträger zu definieren. Dieser beinhaltet im Idealfall sämtliche nicht direkt beobachtbaren Einflüsse (z. B. an Energieträger gebundene Infrastruktur, Lieferverträge, bestehende Verwendung von bestimmten Energieträgern am Standort) auf die Energieträgerwahl. Explizit berücksichtigt sind die mit dem Energieeinsatz bedingten effektiven variablen Kosten (Energieträgerpreis inklusive CO₂-Preisauflage sowie Steuern, sofern in Abhängigkeit der Perspektive anfallend). Die ermittelten Nutzwerte der konkurrierenden Energieträger

⁶⁹ In Abhängigkeit der Anfangsinvestitionen, Energie- und CO₂-Kosten sowie der Wartungskosten wird dabei der Nutzen jeder dieser Technologien bewertet.

⁷⁰ In der Energiebilanz und der Platts-Datenbank (S&P Global 2017) beobachtete technologische, nicht-monetäre (oder nicht monetär erklärbare) Präferenzen werden parametrisiert abgebildet, indem die wahrgenommenen Kosten angepasst werden.

⁷¹ Je nachdem, ob die technische oder kalkulatorische Lebensdauer angesetzt wird, wird hier vorausschauendes oder myopisches Verhalten unterstellt.

⁷² Auch dieser Ansatz der Wirtschaftlichkeitsbewertung blendet die Einnahmenseite aus (siehe dazu auch Fußnote 3).

⁷³ Durch die Technologievielfalt der Industrieöfen und die mangelnde Datenlage bezüglich des Bestandes und detaillierter technischer Daten ist es anders als bei der Modellierung der Dampferzeuger nicht möglich, die Technologiewahl als konkurrierende Optionen darzustellen. Dafür wäre es notwendig, Investitionen, Betriebskosten usw. der zur Wahl stehenden Technologien zu kennen. Zusätzlich zu den Anlageninvestitionen kommen standortspezifische Umbaumaßnahmen in der umgebenden Infrastruktur und wirtschaftlich relevante Einflüsse wie Umbau- und Stillstandszeiten. Für die Modellierung geeignete, verallgemeinerbare Gesamtinvestitionen sind nicht bekannt.

⁷⁴ Maßgeblich ist die zwischen 1992 und 2013 beobachtete Korrelation zwischen Energieträgerpreisen und Marktanteilen auf Ebene der Subsektoren.

begründen eine Wahlwahrscheinlichkeit, die als Wechselwille (bzw. Beharrungswille bei unverändertem Energieträger) interpretiert werden kann. Dieser Wille findet allerdings nicht unmittelbar Ausdruck in einem tatsächlichen Energieträgerwechsel, sondern unterliegt einer Trägheit. Diese Trägheit des Anlagenbestands ist vereinfacht berücksichtigt, indem der jedes Jahr vom Wechsel betroffene Energiebedarf mit der in der Historie beobachteten Wechselgeschwindigkeit multipliziert wird. Als weitere Einschränkungen der Wechseloptionen und -geschwindigkeit sind der Einfluss des Temperaturniveaus auf die Energieträgerbewertung sowie technische Grenzen von Brennstoffwechsel auf Prozessebene integriert. Konkret beinhalten diese Mindest- und Höchstwerte für den Einsatz bestimmter Energieträger in Prozessen. So wird in Hochöfen immer Koks eingesetzt und nach heutigem Kenntnisstand immer benötigt werden. Zusammen mit den in den Rahmenannahmen der Szenarien hinterlegten Produktionszahlen ergibt sich somit ein stabiler Mindestkoksbedarf. Die Pfadabhängigkeit entsteht über die exogenen Annahmen der Produktionsmengen in Hochöfen. Dies ermöglicht die Darstellung weniger bzw. nicht-flexibler Energieträgernutzung, wie sie in Hochöfen, Raffinerien und zum Teil im Bereich der nichtmetallischen Mineralien beobachtet werden kann.

5.2.4 Intertemporale Aspekte und Umgang mit Pfadabhängigkeiten

Im Rahmen der Modellierung werden Pfadabhängigkeiten auf unterschiedliche Art und Weise abgebildet. Die grundlegende Annahme bei der Ausgestaltung dieser Pfadabhängigkeiten ist für alle Module gleich: Es wird angenommen, dass zukünftige Änderungen sehr ähnlich zu den in der Vergangenheit beobachteten Entwicklungen ausfallen werden. Ihre Wirkung ist, dass als Reaktion der Module auf starke Veränderungen der wirtschaftlichen Anreize, z. B. dauerhaft hohe und/oder ansteigende CO₂-Preise, keine strukturellen Brüche auftreten. Dieser Modellierungsansatz ist mit der Annahme motiviert, dass Beobachtungen der Vergangenheit am ehesten Plausibilität begründen. Theoretische Erklärungsansätze über die Wirkung von im historischen Vergleich sehr hohen CO₂- und Brennstoffpreisen hingegen können empirisch nicht oder nur sehr schwer plausibilisiert werden. Die hier verfolgten Ansätze werden nachfolgend im Einzelnen erläutert.

5.2.4.1 ... im Modul „Prozesstechniken“

Die Diffusion von Energieeffizienzoptionen im Bereich der Prozess- und Querschnittstechnologien ist in dem Sinne pfadabhängig, als dass Effizienzfortschritte einem exogen vorgegebenen Korridor folgen: Die maximal mögliche Diffusion ist technisch motiviert und schränkt den Handlungsspielraum ein, während der Minimalpfad einer autonomen Diffusion entspricht. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen diktieren die tatsächliche Diffusion innerhalb dieser Grenzen. Sind die Rahmenbedingungen im Basisszenario allerdings so gewählt, dass die Maximalgrenze darin bereits erreicht ist, wird die Wirkung anderer Einflussgrößen (wie z. B. höherer CO₂-Preise) reduziert und im Extremfall ganz ausgeschaltet⁷⁵.

⁷⁵ Annahmen zu den Energieträgerpreisen haben daher einen starken Effekt auf den Technologiemix und die verbleibenden THG-Vermeidungspotenziale zu den Zeitpunkten, für die die VKK erstellt werden (2030 und 2040). Dieser Aspekt wird in Abschnitt 6.1 und 11.6 näher erläutert bzw. diskutiert.

5.2.4.2 ... im Modul „Dampferzeugung“

Bei diesem Modul handelt es sich um ein Bestandsmodell. Die Altersstruktur der Produktionsanlagen wird also detailliert abgebildet. Beispielsweise hat somit eine Investition in eine mit fossilem Brennstoff betriebene KWK-Anlage im Jahr 2020 Auswirkungen auf den Technologiemarkt 2040. Ein vorzeitiger Austausch von Anlagen, d. h. vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer, ist nicht vorgesehen. Die „Bestandsumwälzung“ orientiert sich also nicht ausschließlich an ökonomischen Gesichtspunkten, sondern weist gewisse Trägheiten auf.

5.2.4.3 ... im Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“

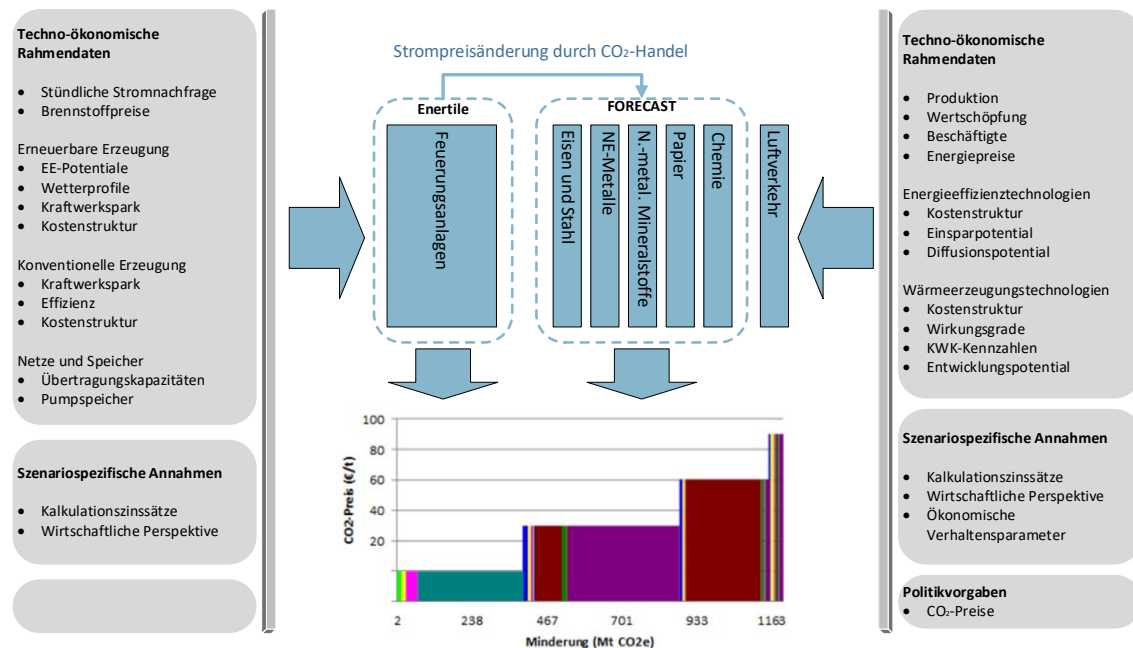
Ein mit der Bestandsumwälzung im Modul „Dampferzeugung“ vergleichbarer Zusammenhang wird im Industrieöfenmodell simuliert. Allerdings handelt es sich hier nicht um ein Bestandsmodell. Der Bestand an Industrieöfen und ihr Alter sind nicht im Modul hinterlegt. Der jährliche Energieträgerwechsel ist aber – ebenso wie die Möglichkeiten zur Energieeffizienzsteigerung in der Erzeugung von „Dampferzeugung“ – auf einen (vom Land und Subsektor abhängigen) Anteil des Gesamtmarktes limitiert. Die Höhe dieses Anteils orientiert sich an Zeitreihenbeobachtungen (1992–2013) und bewirkt, dass die Realisierung eines bestehenden Wechsellpotenzials (bspw. von Kohle auf Biomasse) zwischen 10 und 25 Jahre dauert⁷⁶. Diese Zeiträume liegen innerhalb der im industriellen Zusammenhang erwarteten Modernisierungsintervallen, wenn neben dem Neubau von Anlagen (40+ Jahre) auch grundlegende Revisionen (5–10 Jahre) und damit verbundene Modernisierungen berücksichtigt werden.

5.3 Die Modellkopplung

Zur Entwicklung der Vermeidungskostenkurven wurden die beiden Modelle Enertile und FORECAST gemeinsam eingesetzt, um alle dem EU ETS unterliegenden Sektoren abzubilden. Neben der Notwendigkeit einer sauberen Abgrenzung der Modelle stellt sich bei der Anwendung eines Bottom-up-Modellsystems auch die Frage nach der Abbildung von Interaktionen zwischen den beiden Modellen, nach den Systemgrenzen nach außen sowie nach der Abstimmung bzw. Harmonisierung von Modellunterschieden.

⁷⁶ Im engeren Sinne ist dies keine Pfadabhängigkeit, da eine Trendumkehr jederzeit möglich ist. Da die Rahmenbedingungen der Szenarien allerdings überwiegend monoton verlaufen, modelliert diese Modelleigenschaft die Effekte einer Pfadabhängigkeit (Trägheit bzw. Verzögerungen der Systemantwort auf externe Einflüsse, z. B. Preissignale).

Abbildung 16: Kopplung der Modelle und Systemgrenzen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.3.1 Systemgrenzen des Modellverbunds

Bezüglich der Systemgrenzen werden folgende Festlegungen getroffen:

- **Internationale Brennstoffpreise** gehen in beide Modelle **exogen** ein, es werden keine Rückkopplungen auf die internationalen Marktpreise berücksichtigt.
- Die **Produktionsmenge** energieintensiver Güter sowie Wertschöpfung und Beschäftigte sind **exogene** Eingangsgrößen in **FORECAST**. Rückkopplungen über Produktionsverschiebungen in andere Länder außerhalb des EU ETS werden nicht berücksichtigt. Ebenso werden keine Verschiebungen zwischen Ländern innerhalb des EU ETS bzw. zwischen Produkten (Produktsubstitution) innerhalb des EU ETS endogen berücksichtigt. Sie können nur exogen vorgegeben werden.
- Die **Stromnachfrage** (inkl. Im- und Exportmengen) zur Berechnung des Strompreises geht **exogen** in **Enertile** ein. Veränderungen in der Stromnachfrage im Industriesektor aufgrund höherer CO₂-Preise sind in der Stromnachfrage nicht berücksichtigt (siehe auch nächster Abschnitt).

5.3.2 Interaktion der Modelle

Bezüglich der Interaktionen zwischen den beiden Modellen wurden folgende Festlegungen getroffen:

- ▶ Die **Änderung des Strompreises** durch den CO₂-Handel für Industrieunternehmen wird in Enertile entsprechend des Strommarktes **endogen** berechnet und an FORECAST übergeben (vgl. Tabelle 26 für einen Überblick über die Veränderung der Strompreise)
- ▶ In **FORECAST** wird die **Stromnachfrage** aus dem Industriesektor **endogen** bestimmt. Wie bereits geschrieben, wird jedoch **keine Rückkopplung** zwischen der veränderten Stromnachfrage aus FORECAST und dem Stromangebot in Enertile gerechnet, insbesondere weil die Nachfrage aus dem Energiesektor nur einen Teil der Gesamtnachfrage ausmacht (im EU-Referenzszenario beträgt der Anteil der Industrie an der gesamten Stromnachfrage 34 bis 35 %, vgl. auch Tabelle 15 in Abschnitt 6.1) und die zu erwartenden Effekte daher als gering erachtet werden.

5.3.3 Harmonisierung der Modellansätze

Um ein konsistentes Datengerüst zu erhalten, das in einer Vermeidungskostenkurve zusammengeführt werden kann, ergeben sich gewisse Anforderungen an den Einsatz der beiden Modelle.

- ▶ Die Hauptherausforderung besteht darin, die Modellunterschiede, die sich aus der Stützjahrbetrachtung auf der einen Seite und der Pfadbetrachtung auf der anderen Seite ergeben, zu berücksichtigen. Dabei gilt bei der Stützjahrbetrachtung in Enertile, dass die Investitionsentscheidung auf Basis der im Stützjahr vorliegenden Rahmenbedingungen (sowohl hinsichtlich der herrschenden Preise als auch hinsichtlich der auszutauschenden Kapazität) getroffen wird. Bei der Pfadbetrachtung in FORECAST wird dagegen eine kontinuierliche Technologiediffusion und ein kontinuierlicher Anlagenaustausch unter sich jährlich verändernden Rahmenbedingungen modelliert. Um diese Unterschiede auszugleichen, werden bei der Berechnung des Basisszenarios auch für FORECAST über den gesamten Zeitraum hinweg konstante Preise angenommen, die deckungsgleich sind mit den in Enertile hinterlegten Preisen für das Stützjahr.
- ▶ Die Unterschiede in den mit den Modellen abgebildeten Investitionslogiken lassen sich dagegen nicht grundsätzlich auflösen. Um eine möglichst weitreichende Passfähigkeit der Ergebnisse zu erzielen, wird in beiden Modellen der gleiche Zinssatz für Investitionen (im Basisszenario sowie allen Sensitivitäten außer der Sensitivität „Private Perspektive“ in Höhe von 3 % p. a.) zum Ansatz gebracht. Weiterhin wird (im Basisszenario sowie allen Sensitivitäten außer der Sensitivität „Private Perspektive“ in Höhe von 3 % p. a.) die Parametrisierung der Investitionsentscheidung im Modell FORECAST einem aus Unternehmenssicht wirtschaftlichen Optimum angenähert (Marktheterogenität und Hemmnisse werden ausgeblendet). Die myopische Sicht der

Unternehmen wird beibehalten, d. h. Unternehmen kennen weiterhin nicht die zukünftige Entwicklung von Energie- oder CO₂-Preisen, sondern gehen von einer konstanten Entwicklung aus.

5.4 Abdeckung des EU ETS durch den Modellverbund & Anpassungen zur Steigerung der Passgenauigkeit

Um eine gute Schätzung der Vermeidungspotenziale in den einzelnen Sektoren des EU ETS mit Modellen zu erhalten, ist es wichtig, dass die Modelle den EU ETS möglichst gut abbilden. Wenn die durch die Modelle berechneten Emissionen deutlich höher als die real im Emissionshandel auftretenden sind, so kann das Vermeidungspotenzial leicht überschätzt werden. Wenn andererseits die Emissionen deutlich niedriger sind, so ist zu erwarten, dass auch das modellierte Vermeidungspotenzial niedriger ist als in der Realität zu erwarten, z. B. weil Prozesse oder Sektoren, die über Vermeidungspotenziale verfügen, von den Modellen nicht abgebildet sind. Zudem besteht bei einem Abgleich von realen historischen und zukünftigen modellierten Emissionen die Gefahr, das Vermeidungspotenzial als Differenz zwischen historischen und projizierten Emissionen zu überschätzen/unterschätzen, wenn die Modelle geringere/höhere historische Emissionen ausweisen als im Emissionshandel bestehen.

Im Folgenden untersuchen wir daher, wie gut die Modelle die Emissionen derjenigen Anlagen abbilden, die dem Emissionshandel unterliegenden. Dies bestimmt sich insbesondere aus der geografischen Abdeckung der Modelle, den in den Modellen abgebildeten Treibhausgasen und der Abdeckung der emissionshandelspflichtigen Tätigkeiten nach Emissionshandelsrichtlinie – Anlage I. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass es an keiner Stelle zu einer Doppelzählung von Emissionen kommt. Diese Herausforderung ergibt sich aus dem Einsatz zweier Modelle anstelle eines geschlossenen Modellsystems, bei dem dies bereits automatisch berücksichtigt wäre.

5.4.1 Abdeckung der EU ETS-Mitgliedstaaten

Sowohl Enertile als auch FORECAST-Industry bilden alle 28 Länder der EU sowie Norwegen ab. Am EU ETS sind außerdem noch die Länder Island und Liechtenstein beteiligt.

Liechtenstein hat unter dem EU ETS keine Industrieemissionen gemeldet, sondern nur Emissionen aus Feuerungsanlagen. Liechtenstein ist zwar nicht als eigene Region in Enertile abgebildet, die Kraft- und Heizwerke Liechtensteins sind aber in Enertile als Bestandteil der angrenzenden Länder erfasst. Somit sind alle ETS-Emissionen Liechtensteins vom Modellverbund abgedeckt

Island wiederum ist in FORECAST-Industry abgebildet, in Enertile jedoch nicht. Schaut man auf die ETS-Emissionsquellen Islands, so sind fast alle Anlagen dem 99er-Sektor zugeordnet. Die unter dem 99er-Sektor gemeldeten Emissionen sind hauptsächlich in der Aluminiumproduktion⁷⁷ zu finden (2016: 95 %). Daher wurden die isländischen ETS-Emissionen komplett dem Aluminiumsektor zugeschlagen. Die Erzeugung von Strom und Wärme

⁷⁷ Neben Aluminiumproduktion und Vorprodukten bzw. Einsatzstoffen der Aluminiumproduktion gibt es eine Anlage mit geringfügigen Emissionen in Höhe von 53 t in 2016 (Datenzentrum/Rechenzentrum) und einen Fischereibetrieb (genehmigt unter Sektor 20) mit Emissionen in Höhe von 10,4 kt in 2016.

erfolgt in Island vollständig aus erneuerbaren Energiequellen und weist daher keine Emissionen auf. Entsprechend sind die isländischen ETS-Emissionen – trotz mangelnder Abbildung des Strom- und Wärmesektors in Enertile – vom Modellverbund komplett erfasst. Der Modellverbund weist daher keine regionalen Lücken oder Überschneidungen in der Abdeckung der EU ETS-Mitgliedstaaten auf.

5.4.2 Abdeckung der emissionshandelspflichtigen Treibhausgasemissionen

Das EU ETS umfasst neben CO₂-Emissionen in einzelnen Tätigkeiten noch Emissionen von N₂O und PFC (vgl. EHRL, Anhang I). Anlagen zur Herstellung von Primäraluminium (Tätigkeit 26) müssen auch für ihre PFC-Emissionen Zertifikate abgeben, Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure sowie von Glyoxal und Glyoxalsäure (Tätigkeiten 38–40) auch für N₂O-Emissionen.⁷⁸

In Enertile werden die mit der Strom- und Wärmeerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen berechnet. In FORECAST-Industry sind neben den energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen auch N₂O und PFC erfasst.

Damit sind alle Treibhausgase im Emissionshandel grundsätzlich erfasst. Eine Ausweisung von Minderungspotenzialen nach THGs erfolgt nicht.

5.4.3 Abdeckung der emissionshandelspflichtigen Anlagen durch die Modellsektoren

Im Bereich der emissionshandelspflichtigen Anlagen stellt sich die Situation etwas komplexer dar.

Laut EHRL sind alle stationären Anlagen emissionshandelspflichtig, die eine oder mehrere der in Anhang I der EHRL aufgeführten Tätigkeiten (nachfolgend: EHRL-Tätigkeiten⁷⁹) durchführen. Sie lassen sich grob in zwei Gruppen unterteilen:

- ▶ Feuerungsanlagen (EHRL-Tätigkeit 20)
- ▶ Industrieanlagen (EHRL-Tätigkeiten 21–44 und 99).

Dabei gilt, dass grundsätzlich alle Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW emissionshandelspflichtig sind (EHRL-Tätigkeit 20). Zusätzlich sind einige Tätigkeiten der Industrie als emissionshandelspflichtig eingestuft (vgl. Anhang I der EU-Emissionshandels-Richtlinie, Tätigkeiten 21–44 und 99). Damit unterliegen einerseits die Anlagen des Energiesektors (Stromerzeugung, Heizwerke und KWK-Anlagen mit einer thermischen Leistung von mind. 20 MW) und andererseits die Anlagen der Industrie dem EU ETS. Dies umfasst auch Industriekraftwerke, industrielle Wärmeerzeugung und Industrie-KWK-Anlagen, sofern diese zumindest die 20-MW-Größenbeschränkung überschreiten oder als Bestandteil einer Industrieanlage genehmigt sind.

⁷⁸ Mengenmäßig sind PFC und N₂O-Emissionen vernachlässigbar. In 2015 betrugen sie in Deutschland zusammen weniger als 0,2 % der gesamten CO₂-äquivalenten Emissionen im EU ETS.

⁷⁹ Die Nummerierung der EHRL-Tätigkeiten folgt der Nummerierung der European Environment Agency (EEA).

Enertile bildet grundsätzlich alle Anlagen ab, die im Zusammenhang mit der Stromerzeugung stehen. Dazu gehören neben reinen Stromerzeugungsanlagen in der Energiewirtschaft auch Stromerzeugungsanlagen in der Industrie (Industrie-Strom-Anlagen), KWK-Anlagen in der Energiewirtschaft und KWK-Anlagen in der Industrie. Entsprechend besteht eine hohe Übereinstimmung zwischen dem Typ von Anlagen, die von Enertile abgebildet werden, und dem Typ von Anlagen, deren Emissionen unter EHRL-Tätigkeit 20 zusammengefasst sind. Nicht systematisch für die gesamte EU, sondern nur für Deutschland abgebildet ist in Enertile dagegen die reine Wärmeerzeugung.

FORECAST bildet alle industriellen Anlagen der energieintensiven Industrie ab. Im Verlaufe des Projektes wurden zusätzlich die Raffinerien in FORECAST ergänzt. Damit sind die EHRL-Tätigkeiten 21–44 grundsätzlich in FORECAST erfasst.

Eine Herausforderung stellt der Detailabgleich zwischen den vom Emissionshandel erfassten Anlagen und den grundsätzlich in den Modellen erfassten Sektoren dar. Um zu beurteilen, wie gut der Modellverbund die emissionshandelspflichtigen Anlagen einzelner EHRL-Tätigkeiten im Detail repräsentiert, wurden drei Fragen untersucht:

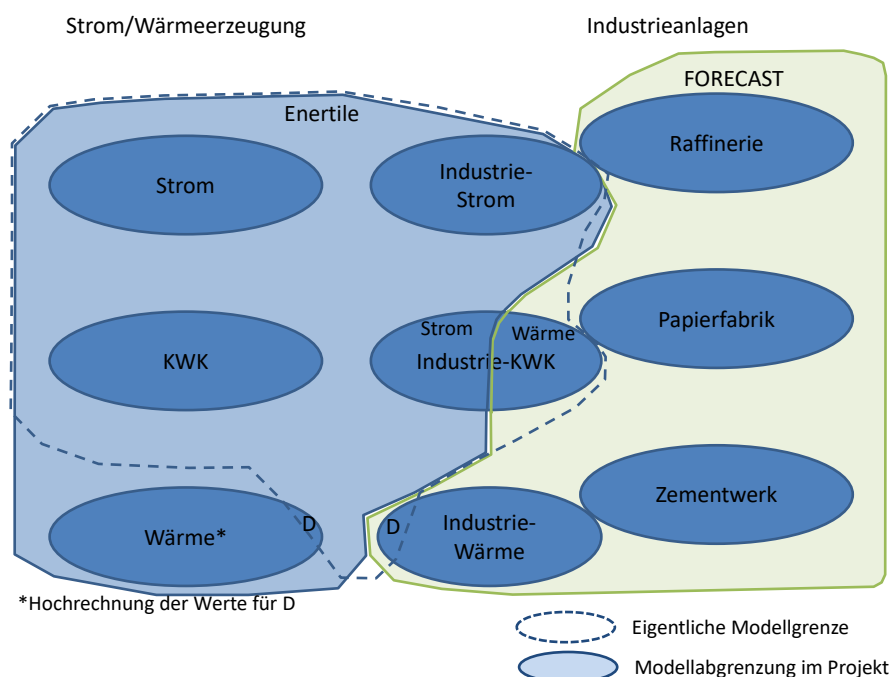
1. Gibt es Dopplungen oder Auslassungen bei der Abbildung der emissionshandelspflichtigen Anlagen im Modellverbund und wie können diese behoben werden?
2. Sind im Emissionshandel geltende Größenbeschränkungen für Anlagen in den Modellen abgebildet?
3. Wie wirken sich die Unterschiede in der Definition der Sektoren und in der Zuordnung von Anlagen zu Sektoren aus?

In den folgenden Abschnitten wird auf alle drei Fragen näher eingegangen und anschließend das jeweils gewählte Vorgehen zur Erhöhung der Passgenauigkeit beschrieben.

5.4.3.1 Auslassung und Dopplungen

Abbildung 17 zeigt überblicksartig die Abdeckung der Anlagentypen durch die eingesetzten Modelle und die vorgenommene Abgrenzung im Rahmen des Projektes.

Abbildung 17: Abbildungsbereiche und Abgrenzung der Modelle



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Folgende Auslassungen bestehen in dem Modellverbund:

- ▶ die nicht-industrielle Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken außerhalb Deutschlands

Die wesentlichen Dopplungen bzw. Überlappungen zwischen den Modellen sind:

- ▶ die industrielle Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken für Deutschland
- ▶ die industrielle Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen (Wärme > 100 °C) für ganz Europa

Um die Emissionen aller stationären Anlagen im EU ETS trotz der genannten Auslassungen und Dopplungen möglichst genau abzubilden, werden die Modellergebnisse wie folgt angepasst:

Schätzung der nicht-industriellen Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken außerhalb Deutschlands

Nicht-industrielle Wärme aus reinen Heizwerken ist nur für Deutschland enthalten. Um die nicht-industrielle Wärme aus reinen Heizwerken in den übrigen EU ETS-Regionen zu erhalten, werden auf Basis der Szenarioergebnisse für Deutschland und der Menge an netzgebundener Wärme aus dem EU-Referenzszenario die Mengen der übrigen Regionen hochgerechnet. Dies betrifft die Regionen Skandinavien und Osteuropa.

Konkret erfolgt die Hochrechnung dabei folgendermaßen: Im EU-Referenzszenario entspricht die gesamte netzgebundene Wärmeerzeugung in der EU in 2030 6,3-mal der netzgebundenen Wärmeerzeugung in Deutschland. Dies teilt sich auf zwischen den Regionen Skandinavien und Baltikum (27 %) und Osteuropa (73 %).

Die Vermeidungspotenziale in der nicht-industriellen Wärmeerzeugung werden entsprechend von Deutschland auf den Rest der EU übertragen.

Bereinigung der Dopplung bei industrieller Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken in Deutschland

Bei industrieller Wärmeerzeugung wird grundsätzlich auf die Ergebnisse von FORECAST zurückgegriffen. Da die industrielle Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken in Deutschland in Enertile explizit ausgewiesen wird, sind keine weiteren Maßnahmen zur Bereinigung der Daten notwendig. Es ist lediglich darauf zu achten, dass bei der Berechnung der Gesamtemissionen die Daten zur industriellen Wärmeerzeugung in reinen Heizwerken in Deutschland aus Enertile nicht in die Gesamtbilanz aufgenommen werden.

Bereinigung der Dopplung bei industrieller KWK-Wärme

Bei industrieller Wärme aus KWK-Anlagen wird grundsätzlich auf die Ergebnisse von FORECAST zurückgegriffen. Um eine Doppelzählung der Emissionen aus der industriellen KWK-Wärmeerzeugung zu verhindern, werden entsprechende Emissionsmengen in FORECAST ermittelt und aus dem Emissionsbudget von Enertile herausgerechnet. Eine vollständige Bereinigung ist aber nicht möglich, da Unterschiede in der Modellierung dieser Anlagen in Enertile und FORECAST bestehen, die zu verschiedenen Projektionen von Einsatz und Emissionen aus diesen Anlagen führen. Eine weitere verbleibende Ungenauigkeit besteht darin, dass die derart in FORECAST ermittelten Industrie-KWK-Wärme-Emissionen auch Wärme < 100 °C enthält, die in Enertile nicht enthalten ist. Der daraus resultierende Fehler ist jedoch zu vernachlässigen.

Der grundsätzliche Unterschied in der Modellierung der KWK-basierten Wärmeerzeugung besteht darin, dass in FORECAST-Industry eine fixe Vergütung für den KWK-Strom angenommen wird und darüber hinaus eine stärkere Bindung an historische KWK-Anlagen vorliegt als in Enertile. Dies führt dazu, dass in Enertile grundsätzlich ein niedrigerer KWK-Anteil rentabel erscheint als in FORECAST-Industry. Bevor die Herausrechnung der KWK-Mengen erfolgen kann, wird der Anteil der KWK-Wärmeerzeugung in FORECAST auf die Mengen in Enertile abgestimmt. Dazu wird der fixe Vergütungssatz in FORECAST-Industry ermittelt, bei dem die erzeugten KWK-Wärmemengen in etwa denen in Enertile entsprechen. Dies erfolgt wiederum auf Basis der Werte für Deutschland, da nur hier die Industrie-KWK in FORECAST explizit ausgewiesen wird. Der entsprechende Vergütungssatz wird dann für die übrigen Länder übertragen. Die sich daraus ergebenden Emissionen für Industrie-KWK-Wärme in FORECAST-Industry werden von den Emissionen für Strom in Enertile abgezogen. Die Anrechnung auf Strom erfolgt, da, wie oben beschrieben, in Enertile die Wärmeemissionen über die niedrigeren Wirkungsgrade implizit in den Stromemissionen enthalten sind.

Dieses Vorgehen funktioniert in den meisten Fällen, jedoch nicht für Regionen oder Szenarien, die einen sehr hohen Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromerzeugung haben. In

diesen Fällen liegen die in FORECAST-Industry berechneten Emissionsmengen für Industrie-KWK trotz der beschriebenen Anpassung der KWK-Vergütung über den durch Erdgas und Kohle erzeugten Treibhausgasemissionen. Einen Überblick gibt Tabelle 5. Die Abweichungen der Emissionen ergeben sich wie oben beschrieben aus der stärker angenommenen Flexibilität für KWK-Anlagen in Enertile als in FORECAST-Industry. Obwohl der Vergütungssatz in FORECAST-Industry so niedrig angesetzt wurde wie möglich und damit in den meisten Szenarien (Ausnahme: private Perspektive) keine neuen KWK-Anlagen mehr gebaut werden, verbleiben sowohl bis 2030 als auch bis 2040 noch Altanlagen im System und verursachen weiterhin Emissionen. Dies ist in Enertile anders.

Die Korrektur für die Industrie-KWK-Wärme-Emissionen wurde daher wie folgt vorgenommen: Soweit möglich, wurden die mit FORECAST-Industry ermittelten Wärmeemissionen mit Erdgas verrechnet (möglich für FRENELUX, Mittelmeer und UKI). Soweit eine Verrechnung mit Erdgas nicht möglich war, wurde versucht, die Emissionen mit kohlebasierter KWK zu verrechnen (EEU, verrechnet mit Steinkohle). In den beiden verbliebenen Regionen (Anpassungen für Deutschland sind nicht nötig, da hier die entsprechenden Korrekturwerte direkt in Enertile zur Verfügung stehen) wurde keine Verrechnung der Emissionen aus Industrie-KWK-Wärme vorgenommen.⁸⁰

⁸⁰ In letzter Konsequenz heißt dies, dass für diese beiden Regionen die angenommenen Strom- und Wärmesysteme zwischen den Modellen nicht schlüssig sind. In zukünftigen Projekten sollte versucht werden, dies zu verbessern.

Tabelle 5: Industrie-KWK-Wärme-Emissionen in FORECAST-Industry und Korrekturmöglichkeiten

Region	CO2-Preis [€/t CO2]	Enertile Emissionen aus Stromerzeugung [kt]				FORECAST-Industry Emissionen aus Industrie-KWK Wärmeanteil [kt]
		Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Gesamt	Gesamt
EEU	0	527	53.293	167.188	221.008	786
EEU	30	605	1.637	124.747	126.989	747
EEU	60	640	1.255	2.346	4.241	728
EEU	90	548	994	1.449	2.991	716
ESPT	0	0	0	0	0	569
ESPT	30	0	0	0	0	553
ESPT	60	0	0	0	0	544
ESPT	90	0	0	0	0	537
FRENELUX	0	1.441	73.296	0	74.737	905
FRENELUX	30	1.797	3.690	0	5.487	885
FRENELUX	60	1.078	2.718	0	3.796	874
FRENELUX	90	993	2.248	0	3.240	865
MITTELMEER	0	240	117.647	37.802	155.689	167
MITTELMEER	30	1.098	5.107	17.647	23.852	164
MITTELMEER	60	1.266	3.603	0	4.869	162
MITTELMEER	90	1.593	2.131	0	3.724	160
SCA	0	873	2.591	472	3.936	774
SCA	30	655	0	45	700	720
SCA	60	366	0	34	400	689
SCA	90	329	0	28	358	674
UKI	0	3.221	47.087	0	50.308	263
UKI	30	3.243	0	0	3.243	263
UKI	60	2.550	0	0	2.550	263
UKI	90	2.375	0	0	2.375	262

In blau: Regionen, für die keine Korrektur möglich ist

5.4.3.2 Berücksichtigung von Größenbeschränkungen

Da sowohl Enertile als auch FORECAST-Industry nicht spezifisch auf den Emissionshandel zugeschnitten sind, bilden die Modelle zunächst alle Anlagen unabhängig von ihrer Größe ab. Die Größenbeschränkung ist nicht berücksichtigt. Für den Einsatz der Modelle im Rahmen dieses Projektes wurden folgende Überlegungen angestellt:

Feuerungsanlagen Strom und KWK: Aufgrund der anlagenscharfen Abbildung wäre es in Enertile grundsätzlich möglich, die Anlagen unter 20 MW Feuerungsleistung aus dem heute bestehenden Kraftwerkspark herauszurechnen. Schwierig ist jedoch abzuschätzen, Anlagen welcher Größenklassen in Zukunft zugebaut werden. Daher wird hier vereinfachend die komplette zukünftige Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigt.

Bei FORECAST-Industry findet anders als in Enertile keine anlagenscharfe Abbildung der Industrie statt. Da keine Informationen vorliegen zu den einzelnen Anlagen und ihrer Größe, kann an dieser Stelle auch keine Unterscheidung vorgenommen werden. Anders als im Falle von Enertile wird FORECAST-Industry allerdings auf historische Werte kalibriert (Details siehe im nachfolgenden Abschnitt 5.4.3.3). An dieser Stelle wird also sichergestellt, dass die Gesamtemissionen denen entsprechen, die im EUTL berichtet werden. Nicht berücksichtigt bleiben aber mögliche generelle Unterschiede zwischen großen und kleinen Anlagen.

5.4.3.3 Definition von und Zuordnung zu Sektoren

Während die Modelle grundsätzlich alle EHRL-Tätigkeiten abbilden, kann es im Detail größere Unterschiede geben. Um quantitative Aussagen über die Unterschiede treffen zu können, werden die modellgestützt ermittelten Emissionen für das Basisjahr 2015 mit den unter dem EU ETS berichteten Emissionen verglichen⁸¹.

Der Vergleich erfolgt für die in Tabelle 6 definierten Modellsektoren, die jeweils einzelne oder mehrere EHRL-Tätigkeiten repräsentieren und verschiedene im Modell hinterlegte Prozesse umfassen. Auch hier ist ein Abgleich für den Modellsektor „Strom und Wärme“ mit der EHRL-Tätigkeit 20 Verbrennungsanlagen nicht möglich, da mit Enertile im Rahmen des Projektes nur zukünftige Jahre untersucht werden⁸².

⁸¹ Dabei wird auf die Daten der EEA zurückgegriffen, die im Vergleich zum EUTL leicht aufbereitet sind.

⁸² Grundsätzlich bietet Enertile die Möglichkeit, ein historisches Jahr zu simulieren. Allerdings wurde im Kontext des Projektes darauf verzichtet, da die Betrachtung eines historischen Jahres und eine gute Abbildung des historischen Kraftwerkseinsatzes sehr stark von den spezifischen Rahmenbedingungen (u. a. Windgeschwindigkeiten und Sonnenscheindauer, aber auch die verminderte Verfügbarkeit einzelner Kraftwerke z. B. wegen einer Revision) des betrachteten Jahres abhängig ist. Die Rahmenbedingungen dieses einen Jahres im Modell gut widerzuspiegeln ist zeitintensiv. Gleichzeitig tragen diese sehr spezifischen Anpassungen nicht dazu bei, die Modellierung zukünftiger Jahre zu verbessern.

Tabelle 6: Definition der ausgewiesenen Modellsektoren nach EHRL-Tätigkeit und mit FORECAST modellierten industriellen Prozessen

Aggregierte Sektoren	EHRL-Tätigkeit	Nr.	FORECAST-Prozesse ¹	Mt CO ₂ -Äq. (2015)
Raffinerien	Raffination von Mineralöl	21	Raffinerien (4 Typen)	127.9
Eisen und Stahl	Herstellung von Koks	22	Koksofen	141.5
	Röstung oder Sinterung von Metallerz	23	Sintern	
	Herstellung von Roheisen oder Stahl	24	Oxygenstahl, Elektrostahl, Direktreduktion	
	Herstellung/Verarbeitung von Eisenmetallen	25	Walzstahl	
NE-Metalle	Herstellung von Primäraluminium	26	Aluminium primär	15.1
	Herstellung von Sekundäraluminium	27	Aluminium sekundär	
	Herstellung/Verarbeitung von NE-Metallen	28	Aluminiumbearbeitung, Kupfer und Zink	
Nichtmetallische Mineralien	Herstellung von Zementklinker	29	Klinker Brennen, Zementmahlen	182.3
	Herstellung von Kalk	30	Kalkbrennen, Kalkstein, Kalkmahlen	
	Herstellung von Glas	31	Behälterglas, Flachglas, Glasfasern, Übriges Glas	
	Herstellung von keramischen Erzeugnissen	32	Verschiedene Keramik (5 Prozesse)	
	Herstellung von Dämmmaterial	33	Übriges Glas	
	Trocknen oder Brennen von Gips	34	Gips	
Papier	Herstellung von Zellstoff	35	Zellstoff, Holzstoff, Altpapierstoff	27.2
	Herstellung von Papier	36	Papier	
Grundstoffchemie	Herstellung von Industrieruß	37	Industrieruß	80.9
	Herstellung von Salpetersäure	38	Salpetersäure	
	Herstellung von Adipinsäure	39	Adipinsäure	
	Herstellung von Glyoxal	40	-	
	Herstellung von Ammoniak	41	Ammoniak	
	Herstellung von organischen Grundchemikalien	42	Ethylen, Methanol	
	Herstellung von Wasserstoff/Synthesegas	43	-	
	Herstellung von Soda	44	Soda	
Summe Industrie	-	21-44	-	574.9
Strom und Wärme	Feuerungsanlagen	20	-	1225

1: Aktivitäten, die nicht durch Prozesse in FORECAST abgebildet werden, sind im Zuge der Kalibrierung abstrakt (auf Sektorebene) berücksichtigt.

Um die Passfähigkeit zu untersuchen und zu erhöhen, wurden fünf Schritte durchgeführt:

- ▶ Schritt 1: Identifikation der bedeutendsten Abweichungen zwischen unkalibrierten Modellemissionen und den EU ETS-Emissionen
- ▶ Schritt 2: Detaillierte Untersuchung der bedeutendsten Abweichungen
- ▶ Schritt 3: Umsetzung möglicher Anpassungen zur Erhöhung der Passfähigkeit
- ▶ Schritt 4: Abgleich angepasste Modellemissionen mit den EU ETS-Emissionen
- ▶ Schritt 5: Kalibrierung des Modells auf die EU ETS-Emissionen, um die verbliebenen Abweichungen auszugleichen

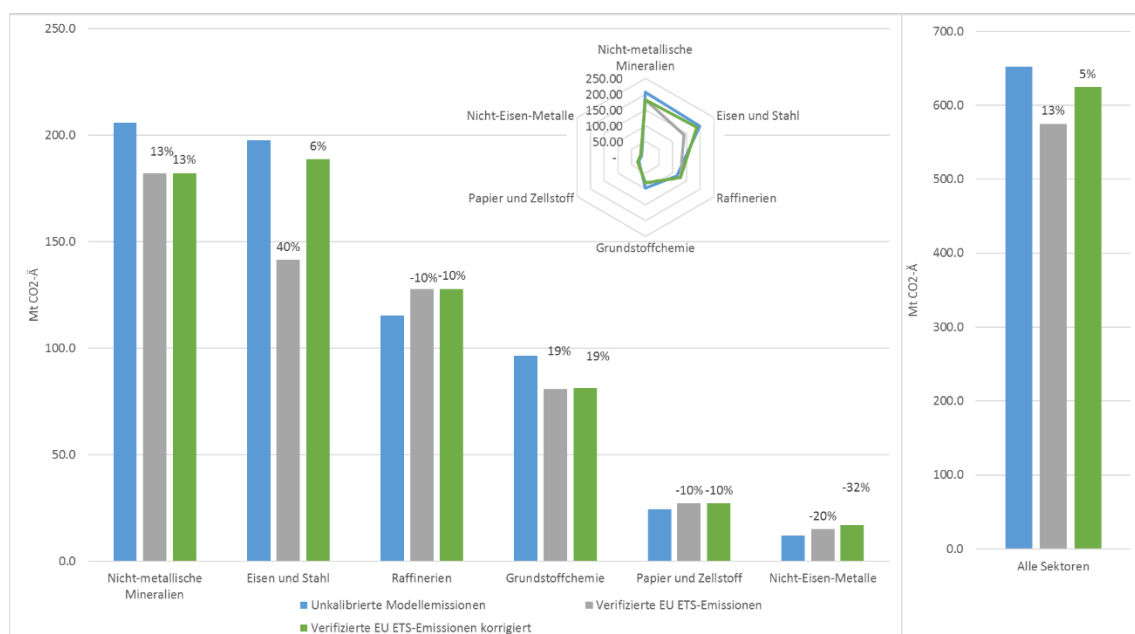
Tabelle 7, Tabelle 8, Abbildung 18 und Abbildung 19 fassen die Ergebnisse von Schritt 1, 3 und 4 für sechs Industriesektoren und sieben Regionen zusammen. Nachfolgend sind die Ergebnisse der Schritte 1–4 dokumentiert.

Tabelle 7: Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach sechs Sektoren für das Jahr 2015

Emissionen 2015 [Mt CO ₂ -Äq.]	Unkalibrierte Modell- emissionen	Verifizierte EH- pflichtige Emissionen		Korrektur	Abweichung absolut		Abweichung prozentual (Basis: verifizierte EH- pflichtige Emissionen)	
			korrigiert			korrigiert		korrigiert
Nichtmetallische Mineralien	206.0	182.3	-182.3	-0.0	23.7	-23.7	13 %	-13 %
Eisen und Stahl	197.6	141.5	188.7	47.2	56.1	8.9	40 %	6 %
Raffinerien	115.3	127.9	-127.9	-0.0	- 12.6	-12.6	- 10 %	-10 %
Grundstoffchemie	96.6	80.9	81.4	0.5	15.7	15.2	19 %	19 %
Papier und Zellstoff	24.4	27.2	-27.2	-0.0	-2.8	-2.8	- 10 %	-10 %
NE-Metalle	12.1	15.1	16.9	1.8	-3.0	-4.8	- 20 %	-32 %
Alle Sektoren	652.0	574.9	624.4	49.6	77.1	27.5	13 %	5 %

Anmerkungen: „-“ bedeutet, dass keine Korrektur durchgeführt wurde. Die Abweichungen bleiben also in Höhe der vorherigen Abweichung bestehen.

Abbildung 18: Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach 6 Sektoren für das Jahr 2015. Die Prozentwerte an den Balken geben die prozentuale Abweichung von den unkalibrierten Modellemissionen an.



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

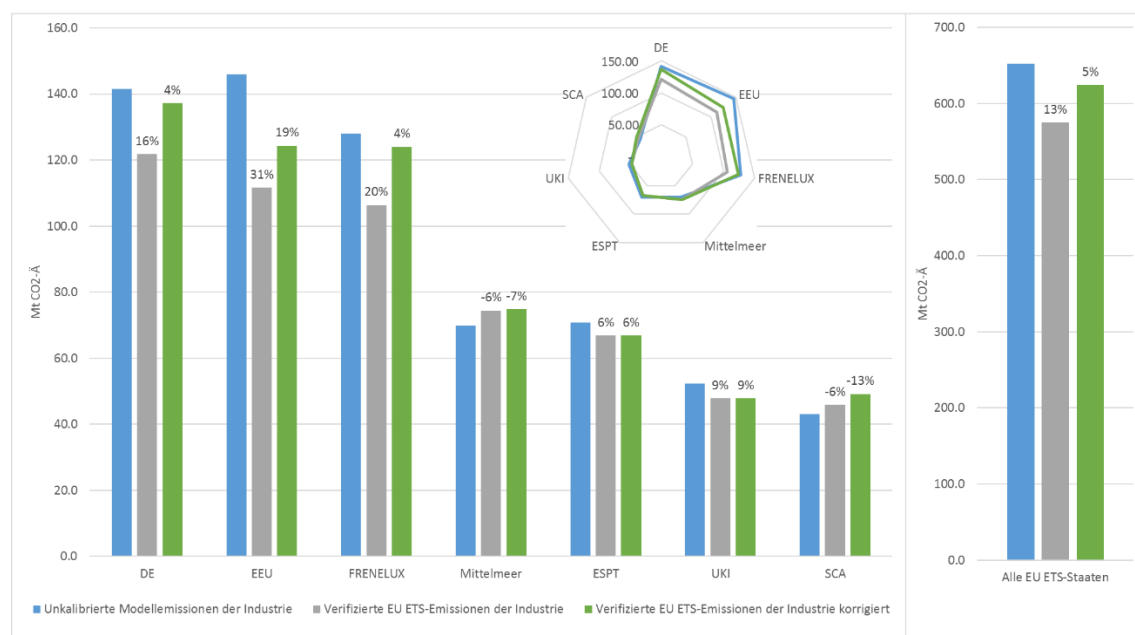
Tabelle 8: Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach sieben Regionen für das Jahr 2015

Emissionen 2015 [Mt CO ₂ -Äq.]	Unkalibrierte Modellemissionen	Verifizierte EH-pflichtige Emissionen		Korrektur	Abweichung absolut		Abweichung prozentual (Basis: verifizierte EH-pflichtige Emissionen)	
			korrigiert			korrigiert		korrigiert
DE	141.6	121.8	137.3	15.5	19.8	4.3	16 %	4 %
EEU	146.1	111.7	124.4	12.7	34.3	21.7	31 %	19 %
FRENELUX	128.0	106.4	124.0	17.6	21.6	4.0	20 %	4 %
Mittelmeer	69.9	74.4	74.9	0.5	-4.5	-4.9	-6 %	-7 %
ESPT	70.8	66.9	66.9	0.0	4.0	4.0	6 %	6 %
UKI	52.4	47.8	47.8	0.0	4.5	4.5	9 %	9 %

Emissionen 2015 [Mt CO ₂ -Äq.]	Unkalibrierte Modellemissionen	Verifizierte EH-pflichtige Emissionen		Korrektur	Abweichung absolut		Abweichung prozentual (Basis: verifizierte EH-pflichtige Emissionen)	
			korrigiert			korrigiert		korrigiert
SCA	43.2	45.8	49.2	3.4	-2.7	-6.0	-6 %	-13 %
Alle EU ETS-Staaten	652.0	574.9	624.4	49.6	77.1	27.5	13 %	5 %

Anmerkungen: „-“ bedeutet, dass keine Korrektur durchgeführt wurde. Die Abweichungen bleiben also in Höhe der vorherigen Abweichung bestehen.

Abbildung 19: Passgenauigkeit von unkalibrierten Modellergebnissen und EU ETS-Emissionen differenziert nach 7 Regionen für das Jahr 2015. Die Prozentwerte an den Balken geben die prozentuale Abweichung von den unkalibrierten Modellemissionen an.



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Schritt 1: Identifikation der bedeutendsten Abweichungen zwischen unkalibrierten Modellemissionen und den EU ETS-Emissionen

Wie aus den obigen Tabellen und Abbildungen ersichtlich, liegt die Gesamtabweichung zwischen unkalibrierten Modellemissionen und EU ETS-Emissionen vor Anpassungen bei 77 Mt CO₂-Äq bzw. 13 % der EU ETS-Emissionen. Dabei gibt es in einigen Sektoren

regional noch größere Abweichungen als für den Sektor auf Ebene aller EU ETS-Staaten. Gleichmaßen gibt es in einigen Regionen sektoral noch größere Abweichungen als für die Region insgesamt.

Auf der Sektorebene besonders große Abweichungen sowohl absolut wie auch prozentual sieht man im Sektor Eisen und Stahl sowie prozentual in den Sektoren Grundstoffchemie und NE-Metalle. Relativ große absolute Abweichung sieht man außerdem in den Sektoren nichtmetallische Mineralien und Mineralölraffinerien. Aufgrund der Größe dieser Sektoren liegen die Abweichungen hier jedoch bei unter 15 % (vgl. Tabelle 7 und Abbildung 18).

Regional sieht man die größten absoluten und prozentualen Abweichungen in den Modellregionen mit den höchsten Emissionen DE, EEU, FRENELUX. Die Abweichung für Osteuropa ist dabei am höchsten (vgl. Tabelle 8 und Abbildung 19).

Schritt 2: Detaillierte Untersuchung der bedeutendsten Abweichungen

Ein zentraler Dateninput für die Berechnung der unkalibrierten Modellemissionen mit FORECAST sind die Endenergieverbräuche der Industriesektoren, welche den Energiebilanzen von Eurostat entnommen werden. Die Sektoren sind dort definiert auf Basis der Wirtschaftszweigklassifikation. In dieser Studie werden die Sektoren jedoch auf Basis der EHRL-Tätigkeit definiert (vgl. Tabelle 6). Anlagen mit derselben EHRL-Tätigkeit können unterschiedlichen Wirtschaftszweigen und damit auch unterschiedlichen Sektoren zugeordnet sein. Die Definition von Sektoren auf Basis von WZ-Klassifikation und auf Basis von EHRL-Tätigkeiten (wie hier) ist also – trotz gleicher Benennung – nicht deckungsgleich. Die von FORECAST berechneten sektoralen Ergebnisse repräsentieren insofern in erster Linie die WZ-basierten Sektoren und nur eingeschränkt – je nach Grad der Übereinstimmung zwischen beiden Vorgehensweisen bzw. Definitionen – die nach EHRL-Tätigkeit definierten Sektoren.

Die Zuordnung von EH-pflichtigen Anlagen und ihren Emissionen zu EHRL-Tätigkeiten erfolgt grundsätzlich auf Ebene der am EU ETS teilnehmenden Staaten. Die Vorgehensweise bei der Zuordnung von Anlagen und ihren Emissionen zu der einen oder anderen Tätigkeit kann jedoch zwischen den teilnehmenden Staaten variieren. Es besteht also eine gewisse Unschärfe in der Zuordnung von Anlagen und ihren Emissionen zu EHRL-Tätigkeit 20 oder zu industriellen EHRL-Tätigkeiten 21–44. Diese Unschärfe gilt daher auch für die Zuordnung von Emissionen zum Sektor „Strom und Wärme“ bzw. zu den sechs hier unterschiedenen Industrie-Sektoren (vgl. Tabelle 6). Regional kann die Unschärfe unterschiedlich stark ausgeprägt sein.

Exkurs: Zusammenfassung des Wissens über die Zuordnungspraxis in Deutschland

Für das vorliegende Projekt wurde versucht, auf Basis des Wissens über die Genehmigungslage in Deutschland ⁸³ ein besseres Verständnis über die vorliegenden Abweichungen zu gewinnen.

Für Deutschland regelt das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) die Genehmigung von Anlagen. Danach unterliegen sämtliche Verbrennungsanlagen mit einer thermischen

⁸³ Gespräche mit Sektorexpertinnen und -experten der DEHSt sowie öffentlich verfügbarer Dokumente.

Feuerungsleistung von mindestens 20 MW dem EU ETS. Diese Verbrennungseinheiten werden dem EHRL-Tätigkeitsbereich 20 „Feuerungsanlagen“ zugeordnet. Diese Tätigkeit definiert hier den Sektor „Strom und Wärme“. Zusätzlich ist eine Reihe von Industriebereichen emissionshandelspflichtig. Im Falle von Energieanlagen, die an Industriestandorten stehen, kann es dabei zu unterschiedlichen Genehmigungslagen kommen. Es kann – je nach Ausgangslage und Genehmigungslage unter dem BImSchG – zu einer Genehmigung als ein Standort kommen, womit die Emissionen der Energieanlage dann dem Industriesektor zugeordnet sind; alternativ kann es zu einer getrennten Genehmigung kommen, wobei die Emissionen der Energieanlage dem EHRL-Tätigkeitsbereich 20 und die Emissionen der Industrieanlage dem entsprechenden industriellen EHRL-Tätigkeitsbereich zugeordnet werden. Im Fall von Raffinerien schreibt das TEHG vor, dass die Energieanlage als Bestandteil der Industrieanlage genehmigt werden muss. Gleichzeitig wiederum führt die Erfassung von Verbrennungseinheiten jeder Art, soweit sie die Größenbeschränkung erfüllen, dazu, dass auch industrielle Wärmeerzeugung teilweise im Tätigkeitsbereich 20 gemeldet ist.

Neben der Erfassung der Verbrennungsanlagen ergibt sich eine weitere Schwierigkeit beim Abgleich der EUTL-Daten mit den Modelldaten aus der Tatsache der integrierten Produktion. Während in FORECAST die Emissionen sehr genau auf einzelne Prozesse aufgeteilt werden, sind diese in der Realität dort, wo es sich um eine integrierte Anlage handelt, in der Regel auch als eine Anlage genehmigt. Entsprechend werden bei der Berichterstattung alle in dieser Anlage anfallenden Emissionen dem Tätigkeitsbereich zugerechnet, unter dem die Anlage genehmigt ist (in der Regel das in der Anlage erzeugte Hauptprodukt). Beispielsweise gibt es laut Produktionsstatistik in Deutschland 9 Unternehmen, die Adipinsäure herstellen, der Bericht zur kostenlosen Zuteilung 2013–2020 weist dagegen nur 2 emissionshandelspflichtige Anlagen in dieser Tätigkeit aus. Eine Erklärung dafür könnte sein, dass in den anderen 7 Anlagen Adipinsäure nicht das Hauptprodukt ist. Ähnliche Abweichungen finden sich auch in anderen Bereichen, sowohl in der chemischen Industrie als auch in anderen Industriesektoren.

Nachfolgend werden einige mögliche Ursachen der in Tabelle 7 ausgewiesenen Abweichungen zwischen den EU ETS-Emissionsdaten und den unkalibrierten Modellemissionen erläutert.

1. Zuordnung der Emissionen aus der Stromerzeugung in Raffinerien

Raffinerien, die unter dem EU ETS (zumindest in Deutschland) immer inklusive der angelagerten Stromerzeugungsanlagen genehmigt sind, sind in FORECAST separat modelliert. Die Ergebnisse werden im gleichnamigen Sektor ausgewiesen. Die Emissionen aus der angelagerten Stromerzeugung werden nicht von FORECAST ermittelt, sondern in Enertile bestimmt. Sie werden in der Modellierung daher dem Sektor „Strom und Wärme“ zugerechnet. Eine Quantifizierung ist ohne zusätzliche umfangreiche Auswertungen der EU ETS-Daten nicht möglich. Die Tatsache, dass die unkalibrierten Modellemissionen ca. 10 % niedriger ausfallen als die EU ETS-Emissionen des Sektors kann dadurch aber erklärt werden.

2. Allgemeine Unschärfe in der Zuordnung von Feuerungsanlagen

Auch in anderen Industriesektoren bleibt die Zuordnung von Energieanlagen zu Industrietätigkeiten schwierig. Wie weiter oben beschrieben, findet in der Modellierung eine systematische Zuordnung von Emissionen aus Industriestrom zum Sektor „Strom und Wärme“ statt, während Wärme und Emissionen aus industrieller KWK den jeweiligen Industriesektoren zugeordnet werden (bei Emissionen lediglich der anteilige Energiebedarf für die Wärmeerzeugung entsprechend finnischer Methode). Die Quantifizierung der sich hieraus ergebenden Abweichungen ist ohne weitere vertiefte Analysen ebenfalls nicht möglich. Dennoch können Abweichungen in allen Sektoren zumindest qualitativ erklärt werden.

3. Zuordnung der Emissionen in Verbindung mit Kuppelgasen

Sogenannte Kuppelgase sind eine weitere Ursache von Schwierigkeiten in der Zuordnung von Emissionen zu Sektoren. Bei Kuppelgasen handelt es sich um ein Nebenprodukt, das bei der Erzeugung von industriellen Produkten entsteht. Es fällt insbesondere in der Eisen- und Stahlproduktion an, wird aber z. T. als Brennstoff z. B. an Stromerzeugungsanlagen weitergeleitet. In FORECAST werden Kuppelgase als Teil der Emissionen derjenigen Industriesektoren bilanziert, in denen sie entstehen, und nicht im Sektor „Strom und Wärme“. In den EU ETS-Daten werden sie dagegen mehrheitlich als Teil der Emissionen der Feuerungsanlagen (Tätigkeit 20 bzw. Sektor „Strom und Wärme“) ausgewiesen, die diese verbrennen⁸⁴. Durch Einbeziehung der Kuppelgasflüsse zwischen dem Sektor „Strom und Wärme“ und den Industriesektoren in den Vergleich der EU ETS-Daten mit den modellierten Emissionen können Abweichungen erklärt werden. Eine Quantifizierung stellt sich aufgrund der unterschiedlichen nationalen Berichterstattungen als schwierig dar⁸⁵, wurde aber unter den unten beschriebenen Annahmen dennoch umgesetzt.

4. Zuordnung von Stahlwerken zu EHRL-Tätigkeit 20 bzw. dem Sektor „Strom und Wärme“

Eine Prüfung hat ergeben, dass im EU ETS Stahlwerke teilweise als Energieerzeugungsanlagen bilanziert sind. Entsprechend sind in diesem Fall die Emissionen aus der Stahlerzeugung unter dem EU ETS den Feuerungsanlagen (EHRL-Tätigkeit 20) zugeordnet. Die durch Überprüfung auf Anlagenebene ermittelten Anlagen sind in unten stehender Tabelle 9 mit aufgeführt.

5. Opt-in Aktivitäten

Eine eigene Gruppe bilden die unter der Tätigkeit 99 „Opt-In-Aktivitäten“ verbuchten Emissionen. Diese Mischgruppe ist in keinem der beiden Modelle per se enthalten. Im Zuge der oben beschriebenen Anpassung wurde die relevanteste Menge (Aluminiumherstellung in Island) in die NE-Metalle verschoben. Allerdings sind die Gesamtemissionen in dieser Tätigkeit mit 2,8 Mt in 2016 relativ klein.

⁸⁴ Die Weiterleitung der Kuppelgase ist nach der Richtlinie 2003/87/EG (EU-Parlament 2003) erfasst (Meldung von „inhärentem CO₂“ bei Weiterleitung zwischen emissionshandelspflichtigen Anlagen).

⁸⁵ So beinhaltet der deutsche Bericht aus dem Jahr 2014 das Gesamtpotenzial (etwa 27 Mt), nicht lediglich das inhärente CO₂. Andere nationale Berichte weisen teilweise keine Weiterleitung auf, obwohl Unternehmensberichte der jeweiligen Stahlwerke die Annahme nahelegen, dass relevante Mengen Gichtgas in Kraftwerken verwendet werden. Dies kann auch auf eine interne Weiterleitung hindeuten, die nicht notwendig (wenn als gemeinsame Anlage gemeldet) nach Artikel 21 berichtet werden muss. Insgesamt ist die Verlässlichkeit und Vergleichbarkeit der Berichte jedoch als schwierig zu bewerten. Gerade für den Stahlsektor in Deutschland ergibt sich so eine relativ große unklare Emissionsmenge (27,6 Mt weitergeleitete Kuppelgase gegenüber 33,6 Mt im EUTL erfassten Emissionen).

Schritt 3: Umsetzung möglicher Anpassungen zur Erhöhung der Passfähigkeit

Nur ein Teil der beschriebenen Abweichungen konnte im vorliegenden Projekt quantifiziert werden. Aufgrund der absoluten Menge der Emissionen fokussierten sich die Anpassungen auf den Eisen- und Stahlsektor und einfache andere Anpassungen. Die vorgenommenen Anpassungen sind:

6. Zuordnung von Stahlwerken und Kraftwerken mit direktem Bezug zur Stahlindustrie zu EHRL-Tätigkeit 20 bzw. dem Sektor „Strom und Wärme“

Die Emissionen von 13 Anlagen mit EHRL-Tätigkeit 20, die als Stahlwerke oder alternativ als Kuppelgas aus der Stahlindustrie nutzende Kraftwerke identifiziert wurden, wurden dem Stahlsektor zugeschlagen. Damit wurden insgesamt 48 Mt CO₂-Äq aus dem Sektor „Strom und Wärme“ in den Sektor „Eisen und Stahl“ verschoben (vgl. Tabelle 7). Ein einzeln genehmigtes Kraftwerk in der Slowakei, das in räumlicher Nähe zu einem verschobenen Stahlwerk steht und dessen Emissionen sich auf 1,1 Mt CO₂ belaufen, wurde im Sektor „Strom und Wärme“ belassen. Für Details siehe Tabelle 9.

Tabelle 9: Zum Abgleich in Stahlsektor verschobene Stahlwerke und Kraftwerke

Land	Anlage	EHRL-Tätigkeit	Emissionen in 2015 [Mt]
Slowakei	U. S. Steel Košice	20	8,65
Slowakei	U. S. Steel Košice	-	(1,09)
Frankreich	ArcelorMittal Atlantique Et Lorraine	20	8,98
Tschechische Republik	ArcelorMittal Ostrava	1	2,83
Tschechische Republik	TAMEH Czech	20	2,21
Schweden	Luleå KVV	1	1,54
Niederlande	Nuon Power Velsen	20	4,05
Belgien	Electrabel – Knippegroen	1	4,57
Deutschland	1404 – Anlagenkonto	20	2,16
Deutschland	Kraftwerk Hallendorf	20	3,13
Deutschland	Gichtgaskraftwerk Dillingen/Saar	20	1,23
Deutschland	Heizkraftwerk Duisburg Ruhrort	20	3,18
Deutschland	Heizkraftwerk Duisburg Hamborn	20	2,20
Deutschland	HKM Kraftwerk	20	3,59
Gesamt	---	---	48,32

7. Opt-in Aktivitäten

Um eine vollständigere Abdeckung zu erhalten, wurden die Tätigkeit-99-Emissionen einer der anderen Tätigkeiten zugeordnet. Dazu wurden die Anlagen, die unter der 99 gemeldet sind, untersucht und auf dieser Basis entschieden, welcher Tätigkeit die historischen Emissionen zugeschlagen wurden. Der größte Block dieser Emissionen (1,8 Mt) sind für Island gemeldet und wurden der Aluminiumproduktion bzw. dem Sektor „NE-Metalle“ zugeordnet. Die zweit- und drittgrößten Blöcke mit 450 kt in Italien und 270 kt in UK wurden dem Sektor „Grundstoffchemie“ bzw. „Strom und Wärme“ zugeordnet. (vgl. Tabelle 7 und Tabelle 10). Die in Tabelle 7 dargestellte Verschlechterung der Passgenauigkeit im Sektor der NE-Metalle ist maßgeblich auf die Verschiebung der Anlage zur Aluminiumproduktion in Island zurückzuführen. Aufgrund der eindeutigen Identifikation der Anlage ist die Verschiebung allerdings notwendig.

Tabelle 10: Tätigkeit-99-Emissionen und ihre Zuordnung

Land	VET 2016 (kt)	zugeordnet
Tschechische Republik	61,9	Chemische Industrie (Plastikherstellung)
Österreich	113,6	Strom und Wärme
Finnland	42,2	Strom und Wärme (hauptsächlich Heizwerke)
UK	271,4	Strom und Wärme (hauptsächlich KWK-Anlagen und ein LNG-Terminal)
Island	1.810,8	Aluminiumproduktion
Italien	453,1	Chemie (Plastikherstellung)
Lettland	58,4	Strom und Wärme

Schritt 4: Abgleich angepasste Modellemissionen mit den EU ETS-Emissionen

Die oben dargestellten Anpassungen erlauben es, einen Teil der Lücke zwischen EU ETS-Emissionen und den unkalibrierten Modellemissionen zu schließen. Die verbleibende Abweichung beläuft sich insgesamt auf 28 Mt CO₂-Äq (4 %). Maßgebliche Änderungen ergeben sich aufgrund des gewählten Vorgehens hauptsächlich im Stahlsektor (vgl. Tabelle 7, Abbildung 18, Tabelle 11 und mindestens ebenso wichtig Tabelle 12. Tabelle 12 zeigt z. B., dass im verhältnismäßig kleinen Sektor NE-Metalle die Abweichung durch die vorgenommenen Anpassungen von 20 % auf 28 % sogar steigt. Dies gilt es bei der Bewertung der Ergebnisse für den Sektor zu beachten.).

Für die Gruppe aller am EU ETS teilnehmenden Staaten verbleiben die größten absoluten Abweichungen in den Sektoren nichtmetallische Mineralien, Grundstoffchemie und Raffinerien. Aufgrund umgekehrter Vorzeichen gleichen sich die Abweichungen allerdings in Summe teilweise aus (vgl. Tabelle 11). Dies ist bei der Bewertung der Ergebnisse – sowohl auf regionaler als auch auf Ebene aller EU ETS-Staaten – zu berücksichtigen.

Tabelle 11: Sektoren nach größter verbleibender Abweichung in Mt CO₂-Äq

EU ETS Modellsektoren	Abweichung absolut (Absolutwert in Mt CO ₂ -Äq)		Vorzeichen der Abweichung
		korrigiert	
Nicht-metallische Mineralien	 23.7	 23.7	+
Grundstoffchemie	 15.7	 15.2	+
Raffinerien	 12.6	 12.6	-
Eisen und Stahl	 56.1	 8.9	+
Nicht-Eisen-Metalle	 3.0	 4.8	-
Papier und Zellstoff	 2.8	 2.8	-

Für die Bewertung der Passgenauigkeit des Modells auf sektoraler Ebene sind die relativen Abweichungen mindestens ebenso wichtig. Tabelle 12 zeigt z. B., dass im verhältnismäßig kleinen Sektor NE-Metalle die Abweichung durch die vorgenommenen Anpassungen von 20 % auf 28 % sogar steigt. Dies gilt es bei der Bewertung der Ergebnisse für diesen Sektor zu beachten.

Tabelle 12: Sektoren nach größter verbleibender Abweichung in Prozent der verifizierten EU ETS-Emissionen

Rangfolge entsprechend größter verbleibender Abweichung prozentual	EU ETS Modellsektoren	Abweichung prozentual (Absolutwert; Basis: verifizierte EU-ETS Emissionen)		Vorzeichen der Abweichung
			korrigiert	
1	Nicht-Eisen-Metalle	 20%	 28%	+
2	Grundstoffchemie	 19%	 19%	+
3	Nicht-metallische Mineralien	 13%	 13%	-
4	Papier und Zellstoff	 10%	 10%	+
5	Raffinerien	 10%	 10%	-
6	Eisen und Stahl	 40%	 5%	-

Regional zeigen sich deutliche Verbesserungen vor allem für die Regionen DE, FRENELUX und – in geringerem Ausmaß – EEU (vgl. Tabelle 13). Ursächlich dafür sind deutliche Verbesserungen für den Eisen und Stahl-Sektor in diesen Regionen (vgl. Tabelle 9). Positiv ist dabei hervorzuheben, dass für alle Regionen mit Ausnahme von Osteuropa (EEU) die verbleibenden Abweichungen in Summe bei unter 5 Mt CO₂-Äq liegen. In Osteuropa (EEU) verbleibt eine signifikant höhere Abweichung von 20 Mt. Die Sektor-übergreifenden Modellergebnisse für die übrigen fünf Modellregionen können aus dieser Perspektive hingegen als verhältnismäßig robust betrachtet werden.

Tabelle 13: Regionen nach größter verbleibender Abweichung in Mt CO₂-Äq

EU ETS Modellsektoren	Abweichung absolut (Absolutwert in Mt CO ₂ -Äq)		Vorzeichen der Abweichung
		korrigiert	
EEU	32.3	19.7	+
Mittelmeer	4.5	4.9	-
UKI	4.5	4.5	+
DE	19.8	4.3	+
FRENELUX	21.6	4	+
ESPT	4	4	+
SCA	0.7	4	-

Auch eine Betrachtung der relativen Abweichungen auf Ebene der Regionen ändert diese Einschätzung kaum. Ins Auge fällt jedoch, dass es auch auf regionaler Ebene im Fall von SCA (und in sehr geringem Ausmaß auch in der Mittelmeer-Region) zu einer Verschlechterung der Passgenauigkeit durch die Korrekturen kommt (vgl. Tabelle 14)⁸⁶.

Tabelle 14: Regionen nach größter verbleibender Abweichung in Prozent der verifizierten EU ETS-Emissionen

Rangfolge entsprechend größter verbleibender Abweichung prozentual	EU ETS Modellsektoren	Abweichung prozentual (Absolutwert; Basis: verifizierte EU ETS- Emissionen)		Vorzeichen der Abweichung
			korrigiert	
1	EEU	29%	16%	+
2	UKI	9%	9%	+
3	SCA	1%	8%	-
4	Mittelmeer	6%	7%	-
5	ESPT	6%	6%	+
6	FRENELUX	20%	3%	+
7	DE	16%	3%	+

Vergleiche auf weiter disaggregierter Ebene, d. h. für Sektoren innerhalb einzelner Regionen, zeigen ein gemischtes Bild mit Abweichungen, die z. T. stärker sind als in Summe für eine Region bzw. einen Sektor, aber unter 10 Mt CO₂-Äq. Aus der Detailbetrachtung

⁸⁶ Siehe dazu die Bemerkungen zu den Anpassungen der Opt-in-Tätigkeiten.

können sich weitere Anhaltspunkte für Korrekturen ergeben, die allerdings im Rahmen des vorliegenden Projektes nicht mehr durchgeführt werden konnten.

Die größten verbliebenen Abweichungen in Osteuropa (EEU) zeigen sich bei Eisen und Stahl, im Bereich der nichtmetallischen Mineralien sowie der Mineralölraffinerien. Für FRENELUX ist auffällig, dass es zu einer deutlichen Unterschätzung im Bereich der Mineralölraffinerien und einer deutlichen Überschätzung im Bereich der Grundstoffchemie kommt, was auf weitere Zuordnungsschwierigkeiten der Anlagen hindeutet.

Die Abweichungen bei den nichtmetallischen Mineralien sind zum Großteil auf Abweichungen in EEU, FRENELUX und der Mittelmeer-Region zurückzuführen. Die Abweichungen in der Grundstoffchemie entfallen zu ca. einem Drittel auf FRENELUX.

Schritt 5: Kalibrierung des Modells auf die korrigierten EU ETS-Emissionen, um die verbliebenen Abweichungen auszugleichen

Um die verbliebenen Abweichungen auszugleichen, wurde zuletzt eine Kalibrierung der Modellemissionen durchgeführt. Dazu wurde basierend auf den verifizierten EU ETS-Emissionen und den unkalibrierten Modellemissionen ein Faktor berechnet, der die Abweichung zwischen den beiden Werten widerspiegelt. Mit diesem Faktor wurden die Modell-Emissionen multipliziert. Der Faktor ist je Land und Sektor unterschiedlich⁸⁷. Durch die Kalibrierung entsprechen die Modell-Emissionen für das Kalibrierungsjahr 2015 genau den zugrunde gelegten EU ETS-Emissionen (unter Berücksichtigung der oben angeführten Verschiebung).

Die vorgenommene Kalibrierung beschränkt sich auf die Emissionen, die Energieverbräuche und Produktionsmengen werden nicht verändert. Im Grundsatz wird also davon ausgegangen, dass die dem Modell zugrunde gelegten physikalischen Größen (spezifischer Energiebedarf und Produktionsmengen) plausibel sind und sich die Abweichungen in erster Linie aus den durchschnittlichen verwendeten CO₂-Emissionsfaktoren (z. B. durch geringfügig abweichende Energieträgeranteile und Produktgaszusammensetzungen (Gichtgas, Raffineriegas)) ergeben. Die daraus ableitbaren Emissionsfaktoren ($t\ CO_2/t_{Produkt}$) ändern sich durch die Kalibrierung lediglich geringfügig.

⁸⁷ Aus den sechs Sektoren (Raffinerien, Stahl, Papier, NE-Metalle, Chemie, Mineralien) und den 30 berechneten Ländern ergeben sich insgesamt 180 Einzelfaktoren.

6 Rahmenannahmen für das Basisszenario

Bei der Definition der Rahmenparameter für die Szenarien ist es wichtig, ein konsistentes Szenario zu erstellen. Aus diesem Grund ist es empfehlenswert, auf bestehende Veröffentlichungen zurückzugreifen. Da der Fokus auf der EU liegt und in den Modellen eine differenzierte Modellierung fast aller Länder erfolgt, wurde wo möglich auf das EU-Referenzszenario⁸⁸ zurückgegriffen. Damit ist eine Anschlussfähigkeit an viele andere modellgestützte Analysen gegeben.

Die Idee, zusätzlich für einzelne Länder auf Länderstudien zurückzugreifen und damit eine Passfähigkeit zu nationalen Studien herzustellen (z. B. für Deutschland), wurde verworfen. Einerseits würde dadurch die Konsistenz des Datengerüsts aufgehoben, andererseits ist die Recherche länderspezifischer Rahmendaten sehr zeitintensiv.

Nachfolgend sind die wichtigsten Rahmenparameter und ihre Übersetzung in Inputparameter für die beiden Modelle aufgeführt. Im Anhang findet sich – für Deutschland – eine Gegenüberstellung der Rahmenparameter aus dem EU-Referenzszenario mit Annahmen in wichtigen anderen Szenarien.

6.1 Sozio-ökonomische Rahmenannahmen

Tabelle 15 zeigt die wichtigsten demographischen und ökonomischen Eingangsgrößen für die EU-27, übernommen aus dem EU-Referenzszenario 2016. (basierend auf EU-Referenzszenario 2016, Zahlen beziehen sich auf EU-28 ohne Kroatien; Tabelle 16 zeigt darüber hinaus die aus dem EU-Referenzszenario abgeleiteten Produktionszahlen für alle abgebildeten Länder (vgl. Abschnitt 5.2.2. zur Methodik, die eingesetzt wurde, um die Produktionszahlen abzuleiten).

Tabelle 15: Wichtigste Rahmendaten für die zu entwickelnden ETS-Vermeidungskostenkurven

Parameter	Einheit	2015	2030	2040
Bevölkerung	Mio.	505.	516.	521.
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €	13427.	16682.	19431.
Bruttowertschöpfung (BWS)				
- Chemie	Mrd. € 2013		263,4.	293,1.
- Eisen & Stahl	Mrd. € 2013	.	48,0.	49,4.
- NE-Metalle	Mrd. € 2013	.	24,9	26,1.

⁸⁸ In regelmäßigen Abständen wird von der EU-Kommission ein Referenzszenario veröffentlicht, welches Angaben zu Energiebedarf, Energiebereitstellung, Investitionen, Preisen und Treibhausgasemissionen für die 28 Mitgliedstaaten sektoral differenziert enthält. Das Referenzszenario dient als Basis für viele der Kommissionsstudien (z. B. Impact Assessments) und wird darüber hinaus in vielen nationalen Studien aufgegriffen, um eine Vergleichbarkeit der Analysen zu gewährleisten. Das 2016 Referenzszenario wurde im Juli 2016 veröffentlicht. Die Informationen des Referenzszenarios werden unter anderem in den Guidelines der Kommission zur Erstellung der nationalen Projektionsberichte unter der UNFCCC aufgegriffen.

Parameter	Einheit	2015	2030	2040
- Nichtmetallische Mineralien	Mrd. € 2013	.	84,7.	93,3.
- Papier	Mrd. € 2013	.	99,8.	108,9.
Primärenergiepreise ⁸⁹				
- Rohöl	€/bbl		112.6	124.3
- Erdgas	€/boe		68.1	75.2
- Kohle	€/boe		24.6	27.2

basierend auf EU-Referenzszenario 2016, Zahlen beziehen sich auf EU-28⁹⁰ (ohne Kroatien)

Tabelle 16: Produktionszahlen [kt] für die wichtigsten Produkte für die EU28+No+Li+Is

	Tätigkeit EU ETS	Prozess	2015	2030	2040
Stahl	Rösten und Sintern	Sintern	110.58	115.38	114.37
Stahl	Roheisen und Stahl	Oxygenstahl	100.62	101.86	99.40
Stahl	Roheisen und Stahl	Elektrostahl	66.18	73.57	74.86
Stahl	Weiterverarbeitung	Walzstahl	151.14	158.89	157.89
Stahl	Kokereien	Koksofen	40.71	41.90	40.94
NE-Metalle	Primäraluminium	Aluminium primär	3.95	3.88	3.83
NE-Metalle	Sekundär-aluminium	Aluminium sekundär	3.28	3.44	3.55
NE-Metalle	Weiterverarbeitung	Aluminium-verarbeitung	8.46	8.44	8.44
NE-Metalle	NE-Metalle	Kupfer primär	1.97	1.97	1.97
NE-Metalle	NE-Metalle	Kupfer sekundär	0.84	0.84	0.84
NE-Metalle	NE-Metalle	Kupferbearbeitung	4.76	4.77	4.77
NE-Metalle	NE-Metalle	Primärzink	2.60	2.60	2.60
NE-Metalle	NE-Metalle	Sekundärzink	0.09	0.09	0.09
Papier	Papier	Papier	94.39	101.27	103.01
Papier	Zellstoff	Zellstoff - Verfahren	27.01	28.33	28.63
Papier	Zellstoff	Holzstoff - Verfahren	9.66	9.92	9.88

⁸⁹ Die Primärenergiepreise werden in den hier verwendeten Modellen abweichend vom EU Referenzszenario festgelegt.

⁹⁰ Die Werte von 2030 und 2040 entstammen dem EU-Referenzszenario, die Werte von 2015 sind aus den Modellrahmendaten entnommen und an den EU-Referenzszenario-Pfad angepasst.

	Tätigkeit EU ETS	Prozess	2015	2030	2040
Papier	Zellstoff	Altpapierstoff	49.02	53.63	55.47
Nichtmetall. Mineralien	Glas	Behälterglas	22.85	23.53	22.48
Nichtmetall. Mineralien	Glas	Flachglas	13.06	14.61	14.83
Nichtmetall. Mineralien	Glas	Glasfasern	2.66	2.94	2.99
Nichtmetall. Mineralien	Glas	Übriges Glas	1.71	1.99	1.98
Nichtmetall. Mineralien	Keramik	Keramikprodukte	6.10	6.62	6.90
Nichtmetall. Mineralien	Zementklinker	Klinker Brennen	132.09	151.53	152.52
Nichtmetall. Mineralien	Kalk	Aufbereitung von Kalkstein	144.48	162.87	164.91
Nichtmetall. Mineralien	Gips	Gips	116.99	119.38	119.76
Nichtmetall. Mineralien	Zementklinker	Zementmahlen	169.01	202.57	208.23
Nichtmetall. Mineralien	Kalk	Kalkmahlen	28.10	34.00	35.93
Nichtmetall. Mineralien	Keramik	Ziegel	80.77	82.53	83.00
Nichtmetall. Mineralien	Kalk	Kalkbrennen	37.47	45.34	47.91
Chemie	Adipinsäure	Adipinsäure	0.59	0.59	0.59
Chemie	Ammoniak	Ammoniak	17.97	18.57	19.01
Chemie	Grundstoff-chemie	Calciumcarbid	0.33	0.33	0.33
Chemie	Industrieruß	Industrieruß	1.55	1.53	1.52
Chemie	Grundstoff-chemie	Chlor, Diaphragma	1.69	1.42	1.34
Chemie	Grundstoff-chemie	Chlor, Membran	7.38	10.29	10.34
Chemie	Grundstoff-chemie	Chlor, Amalgan	2.73	-	-
Chemie	Grundstoff-chemie	Ethylen	16.30	17.69	18.45
Chemie	Grundstoff-chemie	Methanol	2.15	2.21	2.25
Chemie	Salpetersäure	Salpetersäure	18.70	18.70	18.70
Chemie		Sauerstoff	32.90	32.90	32.90
Chemie	Grundstoff-chemie	Polymere	19.29	21.88	23.79

	Tätigkeit EU ETS	Prozess	2015	2030	2040
Chemie	Soda	Soda	8.02	8.02	8.02
Chemie		TDI	0.48	0.64	0.77
Chemie		Titandioxid	0.46	0.53	0.59
Nahrungs- und Genussmittel		Zucker	15.65	16.05	16.15
Nahrungs- und Genussmittel		Molkerei	69.97	71.61	72.31
Nahrungs- und Genussmittel		Bierbrauen	38.22	38.79	38.94
Nahrungs- und Genussmittel		Fleischverarbeitung	56.63	57.62	58.06
Nahrungs- und Genussmittel		Backwaren	24.35	24.64	24.76
Chemie	Grundstoff-chemikalien	Kunststoffverarbeitung	31.31	34.75	37.24
Raffinerien	Mineralöl-raffinerien	Raffinerie Typ 1	127.94	111.20	109.15
Raffinerien	Mineralöl-raffinerien	Raffinerie Typ 2	293.47	255.58	251.31
Raffinerien	Mineralöl-raffinerien	Raffinerie Typ 3	100.22	85.07	82.40
Raffinerien	Mineralöl-raffinerien	Raffinerie Typ 4	218.56	191.06	189.10

Ein weiterer wichtiger Rahmenparameter ist die Wahl der Diskontrate.

Bei der Erstellung der ETS-Vermeidungskostenkurven wird zunächst eine soziale Perspektive eingenommen. Daher finden Hemmnisse und Renditeerwartungen, die Unternehmensentscheidungen beeinflussen, keine Berücksichtigung. Dies drückt sich in einer niedrigen Diskontrate (in Enertile: Kapitalkosten) von 3 % p. a. aus. Ebenfalls werden bei der Abbildung der Investitionsentscheidung in FORECAST die Parameter (Nutzenparameter bei der Discrete-Choice-Modellierung) entsprechend gewählt, sodass insbesondere Risikoerwartungen, die sich in höheren angelegten Zinssätzen und Anforderungen an Amortisationszeiten niederschlagen, nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus wird in der sozialen Perspektive von einer hohen Markthomogenität ausgegangen, die die Diffusion der wirtschaftlichsten Technologien begünstigt (vgl. dazu auch Abschnitt 7.2 zu den Annahmen für eine private Perspektive). Zur Vervollständigung der sozialen Perspektive wird soweit möglich auf die Einbeziehung von Steuern und Abgaben (Ausnahme: CO₂-Preise) verzichtet.

6.2 Technische und techno-ökonomische Rahmenannahmen

In den nachfolgenden Tabellen sind wichtige technische und techno-ökonomische Eingangsgrößen der beiden Modelle aufgeführt, beginnend mit Enertile. Grundsätzlich gilt dabei für das Basisszenario, dass heute am Markt verfügbare Technologien inkl. technischer Weiterentwicklungen (z. B. Windräder mit größerer Rotorfläche) zur Verfügung stehen. Auf innovative Technologien wird dagegen gezielt verzichtet. Damit werden Technologien

aus der Betrachtung ausgeschlossen, deren Realisierung aufgrund des aktuellen Entwicklungsstandes einer großen Unsicherheit unterliegt. Dazu gehören z. B. alternative Zementsorten oder die Realisierung von CCS in der Industrie.

6.2.1 Enertile

Tabelle 17 zeigt die verbleibende Restleistung konventioneller Kraftwerke für die Jahre 2030 und 2040. Sie bestimmt die Flexibilität des Stromsystems maßgeblich mit.

Tabelle 17: Restleistung konventioneller Kraftwerke in 2030 und 2040 in Enertile

	Restleistung in 2030 [MW]	Restleistung in 2040 [MW]
Kernenergie	29.530	16.040
Braunkohle	9.859	7.183
Steinkohle	26.348	13.429
Erdgas	62.487	5.950
Öl	4.518	84

Wie in Abschnitt 5.1 dargestellt, sind in Enertile verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Parametern hinterlegt. Nachfolgend sind die zentralen Annahmen für konventionelle Kraftwerke (Tabelle 18), Wärmeerzeuger (Tabelle 19 und Tabelle 20), Speichertechnologien (Tabelle 21) und Erneuerbare-Energien-Technologien (Tabelle 22) zusammengefasst. Die grau hinterlegten Technologien stehen für die vorliegenden Analysen nicht zur Verfügung und sind nur der Vollständigkeit halber hier auch aufgeführt.

Tabelle 18: Spezifikationen konventioneller Kraftwerke in Enertile

Technologie	Baujahr	Elektr. Netto-wirkungs-grad	Techn. Lebens-dauer	CO2-Abscheide-rate	Spez. Investi-tionen	Wartung und Betrieb (fix)	Wartung und Betrieb (variabel)
	-	%	Jahre	%	[EUR/kW]	[EUR/(kW*a)]	[EUR/MWh]
Braunkohle	Bis 2030	46	40	-	1.900	57	1,5
	Bis 2040	47	40	-	1.900	57	1,5
Steinkohle	Bis 2030	47	40	-	1.700	42,5	1,5
	Bis 2040	48	40	-	1.700	42,5	1,5
Erdgas (GuD)	Bis 2030	59	30	-	925	11,3	3
	Bis 2040	60	30	-	910	11,3	3

Technologie	Baujahr	Elektr. Netto-wirkungs-grad	Techn. Lebens-dauer	CO2-Abscheide-rate	Spez. Investi-tionen	Wartung und Betrieb (fix)	Wartung und Betrieb (variabel)
	-	%	Jahre	%	[EUR/kW]	[EUR/(kW*a)]	[EUR/MWh]
Erdgas (Gas-turbine)	Bis 2030	40,5	30	-	425	7,5	2,7
	Bis 2040	41	30	-	410	7,5	2,7
CCS Braun-kohle	Bis 2030	36	40	90%	3.800	114	1,5
	Bis 2040	36,5	40	92%	3.600	108	1,5
CCS Steinkohle	Bis 2030	37	40	90%	3.400	85	1,5
	Bis 2040	38	40	93%	3.300	82,5	1,5
CCS Erdgas (GuD)	Bis 2030	52	30	93%	1.500	22,5	4
	Bis 2040	54	30	95%	1.400	21	4

Tabelle 19: Spezifikationen für KWK-Anlagen in Enertile⁹¹

	Jahr	Wirkungs-grad KWK	Lebens-dauer	Strom-kenn-zahl	Wirkungs-grad elektrisch	Inves-tition	W&I ⁹² (fix)	W&I (variabel)
		-	a	-	-	EUR/kW _{el}	EUR/kW	[EUR/MWh] _{el}
KWK-Gas-turbine	Bis 2030	85%	30	0,65	34%	708	29	1,5
	Bis 2040	85%	30	0,67	34%	687	28	1,5
KWK GuD	Bis 2030	88%	30	1,24	49%	922	29	3
	Bis 2040	88%	30	1,3	50%	894	28	3
KWK Steinkohl e	Bis 2030	89%	40	0,7	37%	1.746	44	1,5
	Bis 2040	89%	40	0,73	37%	1.694	42	1,5

Tabelle 20: Spezifikationen für Heizkessel in Enertile

	thermische Leistung	Investition	Lebensdauer	Wirkungsgrad	W&B fix
	MW	EUR/kW _{th}	a		EUR/kW

⁹¹ Eine detaillierte Darstellung der Kosten und Modellierung der Windenergie findet sich unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-2-modelle-und-modellverbund.pdf?__blob=publicationFile&v=6

⁹² W&I: Wartung und Instandhaltung

	thermische Leistung	Investition	Lebensdauer	Wirkungsgrad	W&B fix
Kohle-Heizkessel	5	32	20	90%	2,25
Gas-Heizkessel	5	54	20	94%	2,17
Elektroheizkessel	10	100	20	95%	5,54

Tabelle 21: Spezifikation von Speichertechnologien in Enertile

Technologie	Baujahr	Elektr. Netto-wirkungs-grad	Techn. Lebens-dauer	Spez. Investi-tionen	Wartung und Betrieb (fix)	Wartung und Be-trieb (variabel)
	-	%	Jahre	[EUR/ kW]	[EUR/ (kW*a)]	[EUR/ MWh]
Speicher-Dummies	2014-2040	80,0	40	1.100	10	0

Tabelle 22: Spezifikation von PV-Anlagen in Enertile

	PV-Freiflächenanlage (5 MW)		PV-Aufdachanlage (30 kW)	
Jahr	Spez. Invest. [EUR/kW]	Betriebskosten [EUR/(kW a)]	Spez. Invest. [EUR/kW]	Betriebskosten [EUR/(kW a)]
2021–2030	802	13	1.098	18
2031–2040	644	11	928	16

6.2.2 FORECAST

Wie bereits in Abschnitt 5.2 dargestellt, kommen in FORECAST-Industry unterschiedliche Modellierungsansätze zum Einsatz. Diese bestimmen die notwendigen Eingangsgrößen zur Beschreibung der Technologien.

6.2.2.1 Das Modul „Prozesstechniken“

Im Bereich der Energieeffizienztechnologien wird nicht mit einem Bestandsmodell gerechnet, da davon ausgegangen wird, dass Re- und Neuinvestitionen von gesamten Industrieanlagen (z. B. Hochofen, Raffinerie) weitaus weniger verlässlich anhand von verallgemeinerten Lebensdauern simuliert werden können. Daher trifft der Technologiebereich der Energieeffizienztechnologien keine explizite Aussage darüber, welche Anlagen in welcher Altersstruktur aktiv sind. Modellhaft gesprochen handelt es sich beim existierenden Anlagenpark in 2040 um die gleichen Anlagen wie 2015 mit inkrementellen, abstrahierten Verbesserungen der Effizienz. Im Rahmen der Diffusionslogik sind dabei auch Energieeffizienztechnologien enthalten, die in der Praxis den Neubau von Anlagen beinhalten oder notwendig machen (z. B. die Effizienzoption „Neue Anlage (BVT)“). Dies wird jedoch wie andere Energieeffizienztechnologien als kontinuierlicher Diffusionsprozess modelliert.

Für die Entwicklung der Emissionen in FORECAST sind zwei Bereiche mit expliziten Technologiedaten relevant: Energieeffizienztechnologien und Prozessdampferzeuger. Insgesamt sind im Bereich der Effizienzmaßnahmen 144 Einzelmaßnahmen (= Technologien)

abgebildet. Darunter sind allgemeine Effizienzmaßnahmen, die auf eine Verringerung des allgemeinen spezifischen Energiebedarfes zielen („Maßnahmenpaket“, neue Anlage nach bester verfügbarer Technik) ebenso wie prozessspezifische Maßnahmen mit besonders hohem Einsparpotenzial (endabmessungsnahes Gießen). Die wichtigsten 12 Maßnahmen (Tabelle 23 erreichen 2040 zusammen 50 % der Energieeinsparungen im Basisszenario (im Mittel 12 PJ je Maßnahme). Die nächsten 25 % der Einsparungen werden durch 20 (im Mittel 3,3 PJ je Maßnahme), der Rest durch 100 Maßnahmen (im Mittel 0,6 PJ je Maßnahme) realisiert. Bestimmte Maßnahmen mit weiterem Einsparpotenzial (CO₂-arme Zementsorten, Gichtgasrückführung) sind im Basisszenario nicht zugelassen, da sie aufgrund ihrer technischen Reife als innovative Technologien eingestuft sind und in einer Sensitivität gezielt untersucht werden. Eine aus Gründen der Lesbarkeit geringfügig gekürzte Liste ist im Anhang (Tabelle 35) zu finden.

Tabelle 23: Die 12 wichtigsten Effizienzoptionen und Einsparungen 2040 im Basisszenario

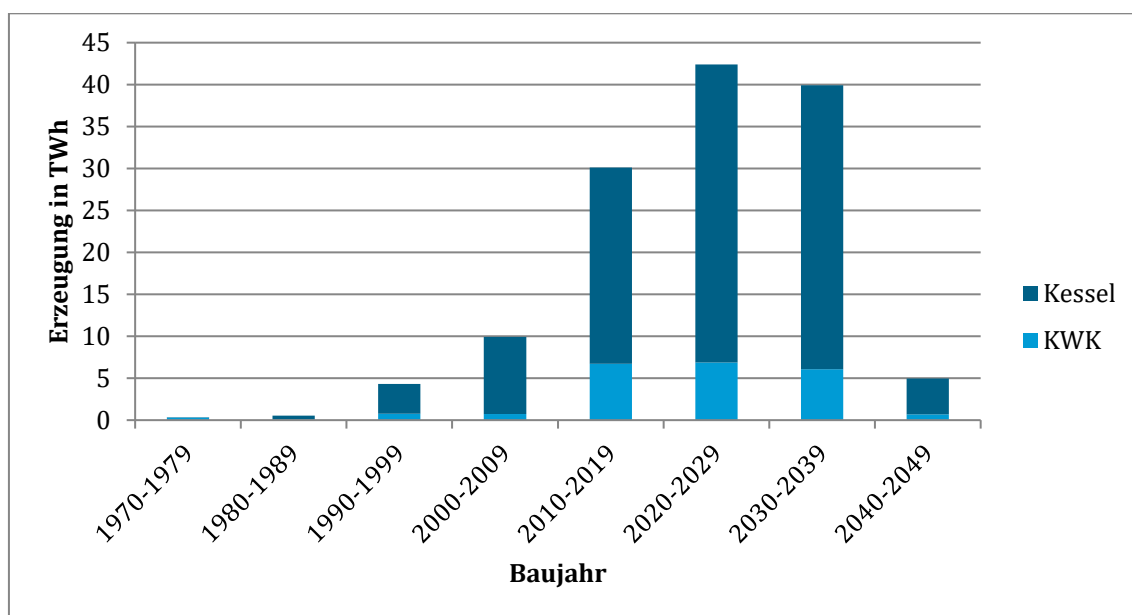
Effizienzoption	Einsparungen 2040 [PJ]
Neue Anlage (BVT)	26,2
Wärmerückgewinnung	20,4
Endabmessungsnahes Gießen	17,3
Ersatz Hydraulik durch Direktantrieb	12,4
Abwärmenutzung Walzwerksöfen	12,0
Optimierte Verbrennung	9,6
Modernisierung	6,3
Neue interne Komponenten in Raffineriekolonnen Typ 2	5,6
Energiemanagement	4,9
Maßnahmenpaket	4,5
Gasrezirkulation	4,4
Vorkalziniierung	4,4

6.2.2.2 Das Modul „Dampferzeugung“

Die Erzeugung von Prozesswärme und Dampf wird in FORECAST in einem Bestandsmodell berechnet. Das bedeutet, dass Anlagen in jedem Berechnungsschritt mit bestimmten Eigenschaften behaftet im Zeitverlauf beobachtet werden. Zu diesen Eigenschaften gehört die Anlagengröße, der anwendende Subsektor, die Unternehmensgröße, der Anlagentyp und das Baujahr (damit auch abgeleitet das Alter). Mit diesen Informationen kann im Zieljahr des Szenarios dargestellt werden, welcher Anteil der im Betrieb befindlichen Anlagen im Berechnungszeitraum ausgetauscht wurde und welche Anlagen sich noch aus dem Startjahr im Bestand befinden. Beim Austausch der Anlagen nutzt das Modell eine schiefe Normalverteilung (Weibull-Verteilung), die die Ausfallwahrscheinlichkeit einer Anlage abhängig von ihrem Alter berechnet (d. h. alte Anlagen werden mit höherer Wahrscheinlichkeit ersetzt als neue Anlagen). Die „Schiefe“ der Verteilung ist ein auf Expertenschätzung beruhender Parameter. Im Basisszenario lässt sich beispielhaft für Deutschland zeigen, dass im letzten Jahr der Szenariorechnung (2040) noch 45 TWh Prozesswärmeerzeugung in Anlagen stattfindet, die vor 2020 erbaut wurden (Abbildung 20). Das entspricht bei der

Gesamtmenge von 132 TWh etwa 34 %. Aufgrund der Altersklassenzuordnung in 10-Jahresschritten ist allerdings nicht klar ersichtlich, welche Menge hiervon vor Beeinflussung des Szenarios durch den CO₂-Handel (ab 2016), und welche Menge bis 2015 errichtet wurde. Allgemein ist von einer Gleichverteilung in den Dekaden auszugehen, womit etwa 30 TWh (23 % der in 2040 vorhandenen Erzeugung) vor 2016 errichtet und bis 2040 nicht ersetzt wurden.

Abbildung 20: Altersverteilung der Prozesswärmeerzeuger 2040 nach Typ und Altersklasse, Deutschland, Basisszenario, 0 €/t CO₂

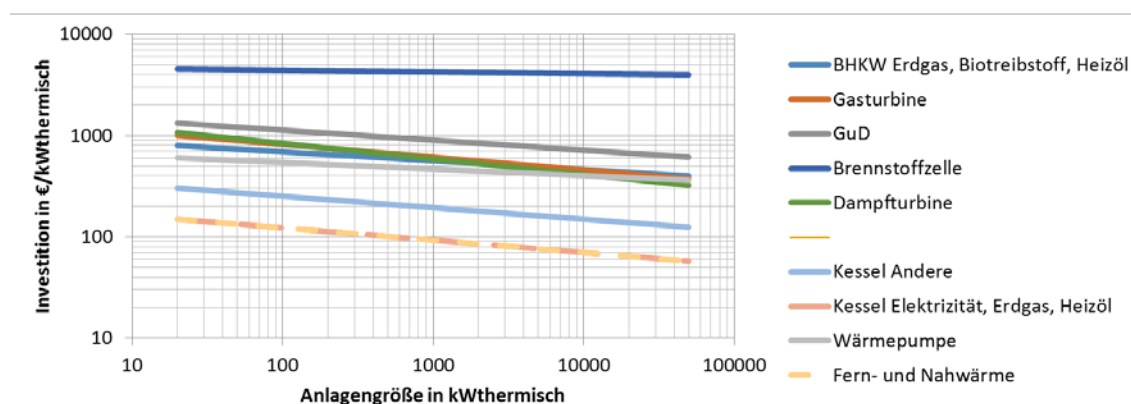


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Prozesswärmetechnologien lassen sich grob in Kessel und KWK-Anlagen aufteilen; beide wiederum sind weiter unterteilt nach den genutzten Energieträgern. Die unterschiedlichen Anlagen stehen, wenn eine Ersatz- oder Neuinvestition getätigt werden muss, miteinander im Wettbewerb. Die Höhe der Anfangsinvestitionen für diese Technologien ergeben sich in Abhängigkeit von der Größe und dem Energieträger (Abbildung 21). Abgesehen von Brennstoffzellen und (geringfügiger) Wärmepumpen sind zeitabhängige Reduktionen der Investitionen durch technischen Fortschritt vernachlässigbar, da es sich bei KWK-Anlagen und Kesseln um weitestgehend ausgereifte Technologien handelt. Insgesamt lässt sich sagen, dass die Gesamtkosten der Prozesswärmeerzeugung bei den Kesseln zu über 90 % und bei der KWK zu etwa 65 % von den Energieträgerkosten (bzw. bei der KWK auch von der Differenz Brennstoff-Strompreis) bestimmt sind⁹³.

⁹³ Basierend auf Beispielrechnung nach U.S. DOE (2016).

**Abbildung 21: Investitionen für Prozesswärmeanlagen über der Anlagengröße, 2015
(logarithmische Skala)**



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

6.2.2.3 Das Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“

Ähnlich wie die Effizienztechnologien wird der Brennstoffwechsel in Industrieöfen als Diffusionsprozess modelliert, da er sich grundsätzlich mit den gleichen Anlagen (bzw. einer Teilmenge davon) auseinandersetzt. Hier sind drei Formen von Brennstoffwechsel zu unterscheiden: kurzfristiger Wechsel durch den Einsatz von Mehrstoffbrennern, was innerhalb weniger Stunden realisierbar ist, so die technischen Voraussetzungen bestehen; mittelfristiger Wechsel durch Modernisierung/Umbau der bestehenden Produktionsanlagen im Rahmen einer planmäßigen Revision (bekannt sind zeitliche Abstände zwischen 5 und 10 Jahren); und schließlich langfristige Brennstoffwechsel, die nur bei Neubau einer Anlage alle 40 (oder mehr) Jahre geschehen. Aus diesen theoretischen Möglichkeiten wird unter Berücksichtigung der in der Vergangenheit beobachteten Flexibilität und Expertenschätzungen ein Parameter bestimmt, der festlegt, welcher Anteil der als sinnvoll identifizierten (also nach Einbeziehung technischer Gegebenheiten wirtschaftlichen) Brennstoffwechsel jedes Jahr durchgeführt werden können. Im Basisszenario schwankt dieser Parameter zwischen 0,1 und 0,4. Das bedeutet, dass jedes Jahr 10 % (bis 40 %) des ermittelten Brennstoffwechselpotenzials realisiert wird. Im Zusammenspiel mit den Rahmendaten, die einen sofortigen Anstieg sowohl der CO₂-Preise als auch der Energieträgerpreise auf das Niveau von 2040 beinhalten, erzeugt dies teilweise eine sehr schnelle Wechselbewegung. Dies entspricht somit der Szenariodefinition, die einen möglichst geringen Einfluss von Markthemmnissen voraussetzt.

6.3 Politische Rahmenannahmen

Vorgaben zu Politiken sind wichtige Treiber in den eingesetzten Modellen. Häufig werden bereits in Basisszenarien bestimmte Politiken abgebildet, um damit auszudrücken, dass gewisse Entwicklungen bereits erwartet werden. Dies ist z. B. im EU-Referenzszenario für die 2020er-Ziele der Fall. In diesem Projekt wurde bewusst darauf verzichtet, zusätzliche Politiken neben dem CO₂-Preis abzubilden. Der Ausschluss weiterer Effekte erlaubt eine gezieltere Untersuchung der Wirkung des CO₂-Preises.

Teil C: Vermeidungskostenkurven für das EU ETS

7 Überblick über die Eigenschaften der entwickelten Vermeidungskostenkurven für das stationäre EU ETS

Die Vermeidungskostenkurven für das EU ETS wurden auf der Basis der dargestellten Rahmenannahmen mit den Modellen Enertile und FORECAST-Industry für die Jahre 2030 und 2040 erstellt. Jede Vermeidungskostenkurve wird erstellt aus den Ergebnissen von vier Einzelszenarien, in denen jeweils (in allen modellierten Jahren) konstante CO₂-Preise von 0, 30, 60 oder 90 €/t CO₂-Äq unterstellt werden, und den Informationen über ein historisches Basisjahr. Das bei x €/t CO₂-Äq ausgewiesene Vermeidungspotenzial ergibt sich als Differenz zwischen den Emissionen im x-€-Szenario und denen im Basisjahr 2015. Tabelle 24 gibt einen Überblick über weitere relevante Eigenschaften der in Kapitel 8 präsentierten Vermeidungskostenkurven. Der Rest des Kapitels erläutert die Definition von Emissionen, Regionen, Sektoren und Technologien, die in den Vermeidungskostenkurven ausgewiesen werden, sowie der ökonomischen Perspektive, die den Kurven zugrunde liegt.

Tabelle 24: Überblick über die Eigenschaften der entwickelten Vermeidungskostenkurven, die sich aus den Anforderungen des Projektes sowie dem gewählten Ansatz ergeben

Eigenschaften	Ausprägung
Ansatz	Modell-/szenariobasiert, unter Einsatz von zwei Bottom-up-Modellen (Enertile, FORECAST-Industry)
Zeitlicher Horizont	THG-Vermeidungskostenkurven für zwei Zeitpunkte: 2030, 2040
CO ₂ /EUA-Preisstufen	4 Szenarien mit zeitlich konstanten Preisen von 0, 30, 60 und 90 €/t CO ₂ -Äq.
Umfang der Emissionen	Alle Emissionen des EU ETS, keine Doppelzählung
Geographischer Umfang	Alle dem EU ETS unterliegenden Länder: EU-28, Island, Liechtenstein und Norwegen
Geographischer Detailgrad	DE und sechs Ländergruppen
Sektoraler Umfang	Alle stationären EU ETS-Sektoren: Tätigkeiten 20–99 gemäß RegVO
Sektoraler Detailgrad	Weitgehend gemäß der EU ETS-Tätigkeiten, aggregiert zu sieben Tätigkeitsgruppen
Technologischer Umfang	Alle heute am Markt verfügbaren Technologien, keine innovativen Technologien wie z. B. CCS in der Industrie
Technologischer Detailgrad/ Vermeidungsoptionen	Technologische Differenzierung in den Kurven
Ökonomische Perspektive	Soziale Perspektive (u. a. 3-% Diskontrate, keine Steuern und Subventionen)
Referenzsystem	Emissionen in 2015

7.1 Zum Umfang der berücksichtigten Treibhausgase

Die Vermeidungskostenkurven umfassen Vermeidungspotenziale für alle dem EU ETS unterliegenden Treibhausgase.

7.2 Zum geographischen Umfang und Detailgrad

Die in den Vermeidungskostenkurven abgebildeten Länder/Regionen sind:

- ▶ DE: Deutschland
- ▶ UKI: UK + Irland
- ▶ FRENELUX: Frankreich + Benelux: Frankreich, Niederlande, Belgien, Luxemburg
- ▶ ESPT: Spanien + Portugal
- ▶ MITTELMEER: Italien, Griechenland, Zypern, Malta
- ▶ EEU (Osteuropa): Bulgarien, Kroatien, Liechtenstein, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn,
- ▶ SCA: Skandinavien + Baltikum: Dänemark, Finnland, Schweden, Estland, Lettland, Litauen, Norwegen, Island

7.3 Zum sektoralen Umfang und Detailgrad

Für die Industrie werden die Ergebnisse der Modellierung in den Vermeidungskostenkurven auf Sektorebene aggregiert ausgewiesen. Die abgebildeten Sektoren sind:

- ▶ Mineralölraffinerien (Tätigkeit 21 der ETS Registerverordnung (RegVO))
- ▶ Eisen und Stahl (Tätigkeit 22-25)
- ▶ NE-Metalle (Tätigkeit 26-28)
- ▶ Nichtmetallische Mineralien (Tätigkeit 29-34)
- ▶ Papier und Zellstoff (Tätigkeit 35 und 36)
- ▶ Grundstoffchemie (Tätigkeit 37-44)

Erläuterungen zur Passfähigkeit zwischen den in FORECAST-Industry abgebildeten Sektoren und den Tätigkeiten im EU ETS finden sich in Abschnitt 5.4.3.

Für die emissionsmäßig relevanteste Tätigkeit im EU ETS, die Verbrennungsanlagen (Tätigkeit 20), werden die Ergebnisse der Modellierung in folgenden Gruppen ausgewiesen:

- ▶ Strom
- ▶ Wärmenetze (ohne KWK)
- ▶ Strom und Wärme (historisch)

Die Ausweisung „Strom und Wärme (historisch)“ anstelle einer Einzelausweisung von „Strom“ und „Wärmenetze (ohne KWK)“ erfolgt jeweils nur für die 0-€-Stufe. Dies ist notwendig, da die historischen Daten für Strom und Wärme nur als Aggregat vorliegen. Entsprechend kann die Einsparung auf der 0-€-Stufe nur als Gesamteinsparung gegenüber dem historischen Wert ausgewiesen werden und nicht aufgeteilt nach Strom und Wärmenetzen.

Zur Passfähigkeit der Emissionen in diesen Gruppen mit den „Verbrennungsanlagen“ (Tätigkeit 20) finden sich ebenfalls umfangreiche Informationen in Abschnitt 5.4.3.

7.4 Zum technologischen Detailgrad

Während für den Industriesektor die klassische Darstellung von Einsparungen für Technologiebereiche⁹⁴ für die Kurven gewählt wurde, werden im Strom- und Wärmebereich Emissionsminderungen nicht für Vermeidungstechnologien sondern für vermiedene Technologien ausgewiesen. Das heißt, anstelle von Angaben zu der Menge verschiedener erneuerbaren Technologien und den dadurch erzielten Emissionseinsparungen enthält die Kurve Informationen dazu, welche Emissionseinsparungen durch den Rückgang des Einsatzes von Kohle und Erdgas erzielt werden. Diese Art der Ausweisung verzichtet darauf, die erzielten Einsparungen bestimmten erneuerbaren Technologien (bzw. in niedrig-CO₂-Preisszenarien und im Wärmesektor ggf. auch anderen fossilen Energietechnologien) zuzuweisen. Anstiege der Emissionen durch einen Anstieg des Einsatzes von fossilen Energieträgern (z. B. ein Anstieg der Wärmeerzeugung aus Erdgas) sind entsprechend in den Vermeidungskostenkurven als negatives Einsparpotenzial, also ein Emissionsanstieg, ausgewiesen.

Im Industriesektor (in den Vermeidungskostenkurven gekennzeichnet mit einem vorangestellten „Industrie:“) werden drei Technologiegruppen unterschieden, die in Abschnitt 5.2.2 dargestellt werden:

- ▶ Dampferzeugung
- ▶ Ofen – Brennstoffwechsel
- ▶ Prozesstechniken

Darüber hinaus gibt es Vermeidungspotenzial, dass unter folgender Bezeichnung ausgewiesen wird:

- ▶ Keine Technologie-Gruppe

Dies umfasst die Einsparungen gegenüber dem historischen Basisjahr 2015. Hier gilt – ähnlich wie bereits für den Bereich Strom und Wärme erläutert – dass historisch keine Aufteilung der Emissionen für die Technologiebereiche vorliegt. Daher werden die Einsparungen als Aggregat ausgewiesen.

⁹⁴ Drei Technologiebereiche werden unterschieden: industrielle Prozesse, Dampf- und Raumwärme sowie Industrieöfen.

Im Strom- und Wärmesektor (gekennzeichnet durch ein vorangestelltes „S&W:“) werden – wie eingangs beschrieben – folgende Aggregate von „vermiedenen Technologien“ ausgewiesen:

- Abfall
- Braunkohle
- Erdgas
- Erdöl
- Nuklear
- Steinkohle

Die Vermeidungspotenziale in der Strom- und Wärmeerzeugung werden darin gemeinsam ausgewiesen.

7.5 Zur ökonomischen Perspektive

Die Wirtschaftlichkeit der Vermeidungspotenziale wird im Basisszenario aus einer (näherungsweise) sozialen Perspektive bewertet. In einer Sensitivitätsanalyse wird dagegen eine privatwirtschaftliche Perspektive eingenommen (siehe Abschnitt 10.2). Um sich einer Bewertung aus sozialer Perspektive anzunähern, werden – je nach Modellansatz – verschiedene Annahmen getroffen, die in Tabelle 25 überblicksartig dargestellt werden. Neben der Zinsrate werden in den verschiedenen Modellteilen von FORECAST weitere Modellparameter angepasst, um eine soziale Perspektive abzubilden⁹⁵.

Tabelle 25: Annahmen für die privatwirtschaftliche und die soziale Perspektive

Annahmen	Privat	Sozial	Relevanz je Modell/Modelteil
Diskontrate	7,5 %	3 %	Enertile, FORECAST (außer Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“)
Maximale Amortisationszeit	2–3 Jahre (Mittelwert)	~ 10 Jahre (Mittelwert)	FORECAST Modul „Prozesstechniken“
Marktheterogenität	Vorhanden	Nicht vorhanden	FORECAST Modul „Dampferzeugung“
Kalkulationszeitraum	Kalkulatorische Lebensdauer	Technische Lebensdauer	Enertile, FORECAST (außer Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“)
Steuern und Abgaben auf Energieträger	Ja	Nein	Enertile, FORECAST (alle Module)
Trägheit im Verhalten	Höher	Geringer	FORECAST Modul Industrieöfen

Die wichtigste Anpassung ist dabei die Senkung der Anforderungen an Energieeffizienzinvestitionen, ausgedrückt in einer höheren verlangten Amortisationszeit von den üblichen

⁹⁵ Die Bedeutung dieser Parameter wird insbesondere in den Kapiteln 5.2.3 und 5.2.4 erläutert.

2–3 Jahren⁹⁶ auf etwa 10 Jahre. Darüber hinaus wird die Marktheterogenität im Bereich der Dampferzeuger ausgeschaltet, wodurch die Diffusion neuer Technologien deutlich beschleunigt wird. Die für die Berechnung der wirtschaftlich in Konkurrenz stehenden Dampferzeuger angenommene Lebensdauer wird auf die technische Lebensdauer erhöht. Dadurch erscheinen ebenfalls neue Technologien (mit höheren Investitionen, aber geringeren laufenden Kosten) attraktiver. Die tatsächliche Lebensdauer der Anlagen ist davon nicht betroffen. Schließlich werden bei allen Energieträgern die vollen Steuern und Abgaben⁹⁷ abgezogen (ausgenommen Mehrwertsteuer) und damit in der Investitionsentscheidung nicht berücksichtigt.

Die einzige Anpassung, die in Enertile vorgenommen wird, ist ein Absenken der Diskont-rate von 7,5 % auf 3 % in der sozialen Perspektive.

Unverändert bleibt dagegen in beiden Modellen und allen Szenarien die Annahme, dass CO₂- und Energieträgerpreise ab dem Startjahr der Modellierung (2016) konstant auf dem Niveau des Jahres bleiben, für das Vermeidungskostenkurven erstellt werden (2030 bzw. 2040). Auch wenn die Abbildung sich verändernder Preise und eine Entscheidung auf Basis von heutigen oder in naher Zukunft zu erwartenden Preisen ein wichtiger Bestandteil der privaten und der sozialen Perspektive bildet, so erlaubt das modell-technische Vorgehen bei Enertile (ausschließliche Berechnung einzelner Stützjahre) keine Berücksichtigung sich verändernder Preise. Aus Konsistenzgründen wurde daher auch beim Einsatz von FORECAST auf sich verändernde Preise verzichtet.

7.6 Zum Referenzsystem

Neben einer Abbildung der Vermeidungspotenziale in 2030/2040 bei höheren CO₂-Preisen gegenüber dem Szenario mit einem CO₂-Preis von 0 € weisen die Vermeidungskostenkurven zusätzlich auch die Minderungspotenziale in 2030/2040 bei einem CO₂-Preis von 0 € gegenüber dem Niveau von 2015 aus. Dadurch wird transparent dargestellt, wie sich die Emissionen im Szenario mit einem CO₂-Preis von 0 € gegenüber dem historischen Stand verändern. Dies ist in klassischen Vermeidungskostenkurven üblicherweise nicht transparent.

⁹⁶ Die Amortisationszeit als alleiniges Entscheidungskriterium heranzuziehen (und etwa keine Berechnung des *return on investment*) ist für vergleichsweise kleine Investitionen, die nicht das Kerngeschäft betreffen, üblich (IREES, ISI 2014). Die Beschränkung auf Amortisationszeiten von 2–3 Jahren bedeutet, dass eigentlich wirtschaftliche Optionen nicht realisiert werden. Für die Modellierung bedeutet das konkret, dass Energieeffizienzoptionen mit 3 Jahren Amortisationszeit zu 30 % realisiert werden, 60 % Realisierungsrate werden ab einem Jahr Amortisationszeit erreicht. Im Basisszenario werden ab 7 Jahren Amortisationszeit 95 % der Energieeffizienzmaßnahmen realisiert.

⁹⁷ Gemäß Eurostat-Definition (Europäische Kommission 2016a, Anhang 1, 6).

8 Ergebnisse: Vermeidungskostenkurven für das stationäre EU ETS im Basisszenario

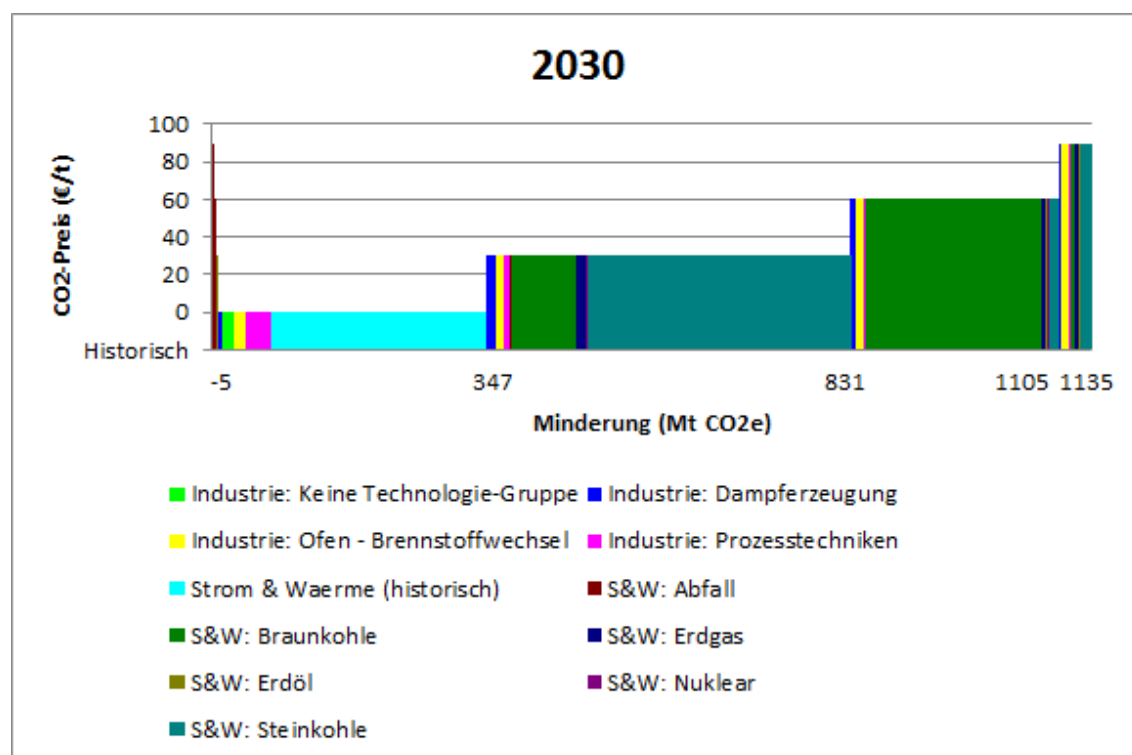
8.1 Überblick der Ergebnisse für das EU ETS

Die Gesamtminderungen im Basisszenario erreichen in 2030 1.135 Mt (63 % Minderung gegenüber 2015 bzw. verbleibende Emissionen in Höhe von 668 Mt), in 2040 1.201 Mt (67 % Minderung gegenüber 2015 bzw. verbleibende Emissionen in Höhe von 603 Mt) bei einem CO₂-Preis von 90 €. Zwei Punkte sind dabei besonders auffällig: Einerseits wird bereits auf der „0 €/t“-Stufe ein bedeutender Anteil der Minderungen (347 Mt bzw. 31 % der Gesamtminderung in 2030 bzw. verbleibende Emissionen von 1.456 Mt und 3.785 Mt bzw. 31 % in 2040 bzw. verbleibende Emissionen von 1.425 Mt) realisiert. Noch deutlicher sind die Minderungen beim Anstieg des CO₂-Preises von 0 auf 30 €/t CO₂ (zusätzlich 483 Mt bzw. knapp 43 % der Gesamtminderungen bzw. verbleibende Emissionen von 973 Mt in 2030, 518 Mt bzw. 43 % der Gesamtminderungen bzw. 908 Mt in 2040). Das heißt, ein großer Teil der erzielten Minderungen ist im Basisszenario unabhängig vom CO₂-Preis bzw. wird schon bei einem relativ niedrigen CO₂-Preis realisiert. Die Minderungen, die beim Anstieg von 30 auf 60 €/t und insbesondere von 60 auf 90 €/t erzielt werden, sind dagegen deutlich geringer.

Andererseits zeigt die Aufschlüsselung nach Technologien einen deutlichen Fokus auf Minderungen im Stromsektor. In 2030 dominieren auf allen Stufen mit Ausnahme der letzten die Stromerzeugungstechnologien die Vermeidungskostenkurve. Sie machen zwischen 84 und 94 % der Minderungen auf den einzelnen Stufen aus. Nur auf der Preisstufe 90 €/t CO₂ haben die Industrievermeidungsoptionen einen Anteil von 42 %, wobei hier auch die Gesamtminderungen mit 31 Mt am geringsten sind (vgl. Abbildung 22). Das Bild für 2040 ist vergleichbar (siehe Abbildung 23).

Abbildung 24 verdeutlicht die verbleibenden Restemissionen in Höhe von 603 Mt in 2040 (668 Mt in 2030). Wie die sektorspezifische Analyse unten zeigt, sind diese hauptsächlich im Industriesektor zu verorten. Auch in dieser Darstellung wird nochmal deutlich, welche Vermeidungspotenziale der Strom- und Wärmesektor und insbesondere die Kohlekraftwerke haben.

Abbildung 22: Vermeidungskostenkurve für das stationäre EU ETS in 2030, differenziert nach Technologiegruppen



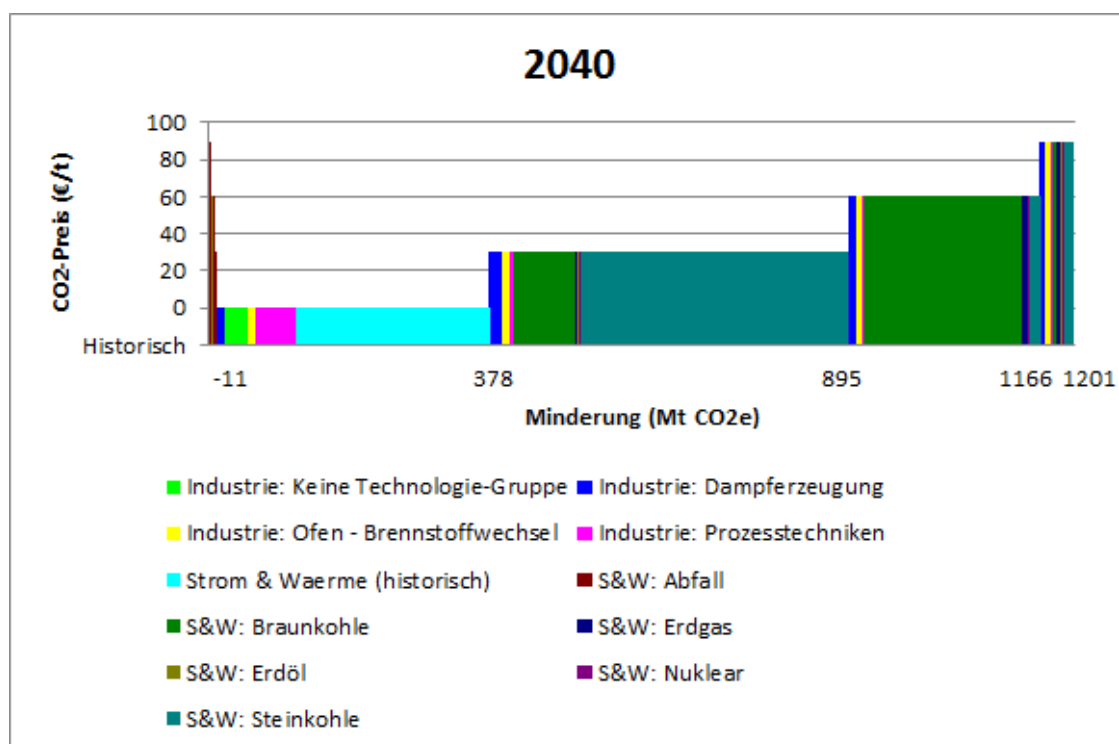
Auf der 0-€-Stufe sind die Minderungspotenziale ausgewiesen, die bei CO₂-Preisen von 0 € bis 2030 bzw. 2040 im Vergleich zum historischen Basisjahr 2015 (ausgewiesen durch das Wort „historisch“) existieren.⁹⁸ Am linken Rand sind negative Minderungspotenziale bzw. Potenziale für Emissionssteigerungen ausgewiesen, die durch Wechselbewegungen von emissionsintensiven zu weniger emissionsintensiven (aber nicht emissionsfreien) Technologien auftreten.⁹⁹

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

⁹⁸ Die Verlängerung der y-Achse in den Bereich unterhalb von 0 € dient der grafischen Darstellung aller unterschiedenen Technologiegruppen, die bei einem CO₂-Preis von 0 € Minderungspotenziale aufweisen. Es handelt sich nicht um Minderungspotenziale bei negativen CO₂-Preisen.

⁹⁹ Dies sind bei CO₂-Preisen von 30 € die erhöhte Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdöl, bei 60 und 90 € der erhöhte Einsatz von Abfall als Brennstoff. In Summe sind diese Effekte allerdings sehr gering.

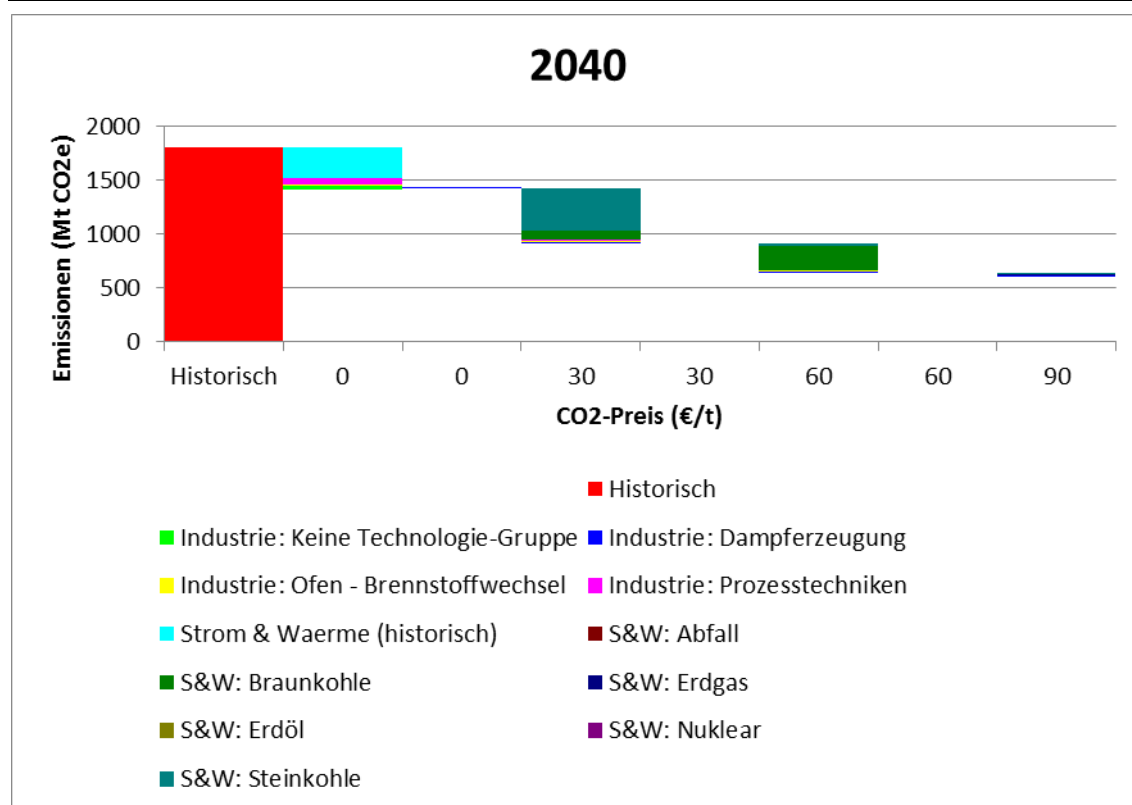
Abbildung 23: Vermeidungskostenkurve für das stationäre EU ETS in 2040, differenziert nach Technologiegruppen



Auf der 0-€-Stufe sind die Minderungspotenziale ausgewiesen, die bei CO₂-Preisen von 0 € bis 2030 bzw. 2040 im Vergleich zum historischen Basisjahr 2015 (ausgewiesen durch das Wort „historisch“) existieren. Am linken Rand sind negative Minderungspotenziale bzw. Potenziale für Emissionssteigerungen ausgewiesen, die durch Wechselbewegungen von emissionsintensiven zu weniger emissionsintensiven (aber nicht emissionsfreien) Technologien auftreten.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

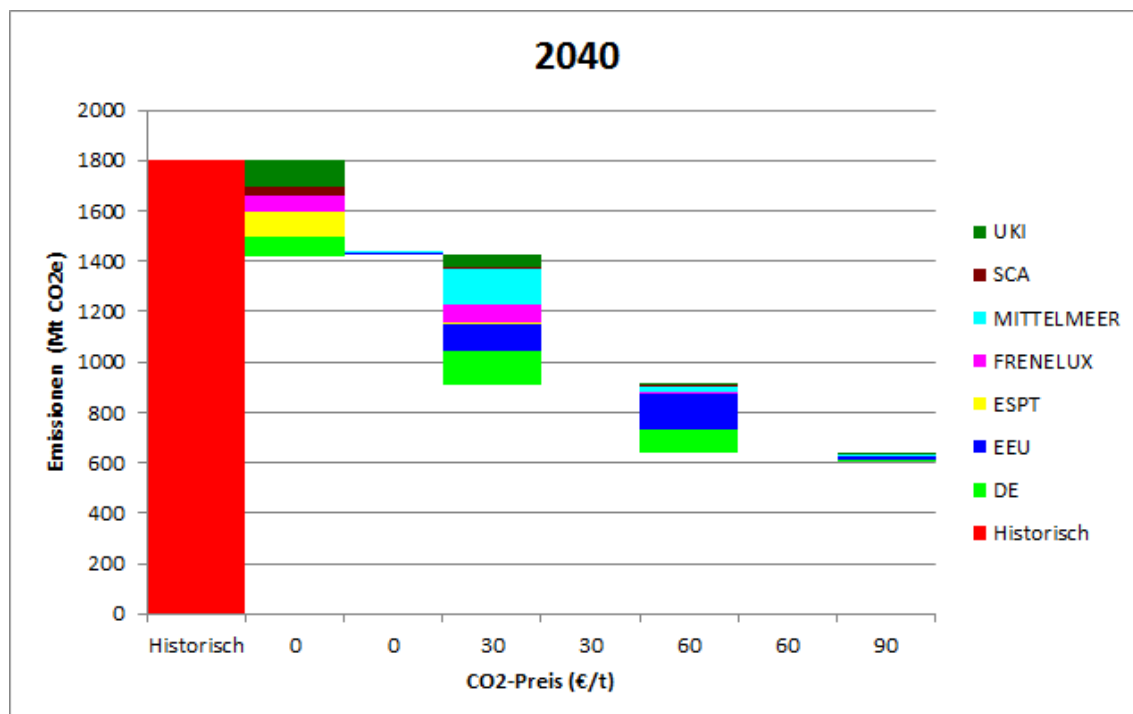
Abbildung 24: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 €/t in 2040, differenziert nach Technologiegruppen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

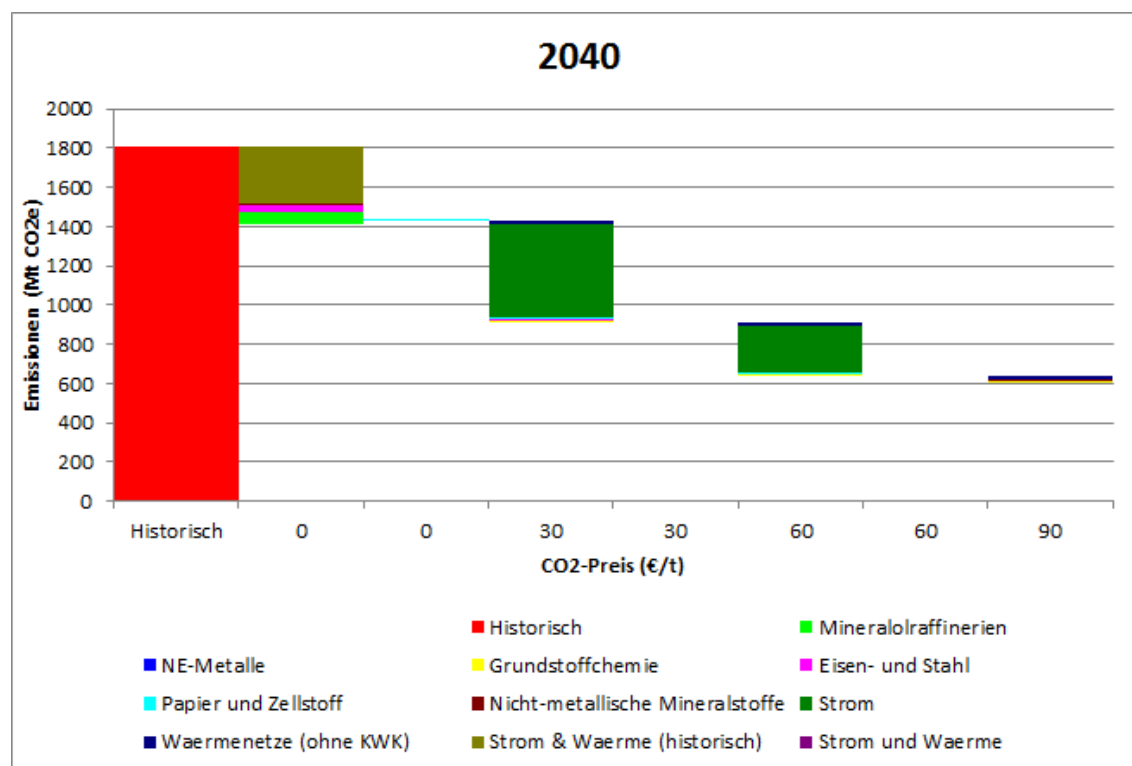
Betrachtet man die Verteilung der Minderungen über die Ländergruppen, so zeigt sich, dass Deutschland mit in Summe 308 bzw. 338 Mt CO₂-Äq die höchsten Einsparpotenziale ausweist. Das zweithöchste Vermeidungspotenzial findet sich in Osteuropa mit 256 Mt CO₂-Äq in 2030 bzw. 263 Mt CO₂-Äq in 2040. Auffällig ist, dass in Osteuropa im Gegensatz zu Deutschland nur sehr geringe Einsparpotenziale ohne CO₂-Preis ausgewiesen werden. Die Minderungen werden hier für CO₂-Preise von 30 bzw. 60 €/t CO₂-Äq ausgewiesen. Weiterführende Analysen zu den beobachteten Effekten finden sich in den folgenden Ergebniskapiteln

Abbildung 25: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 €/t in 2040, aufgeteilt nach Ländergruppen (Definition siehe Kapitel 1)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 26: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040, aufgeteilt nach Sektoren (Definition siehe Kapitel 1)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

8.2 Ergebnisse für Strom und Wärme

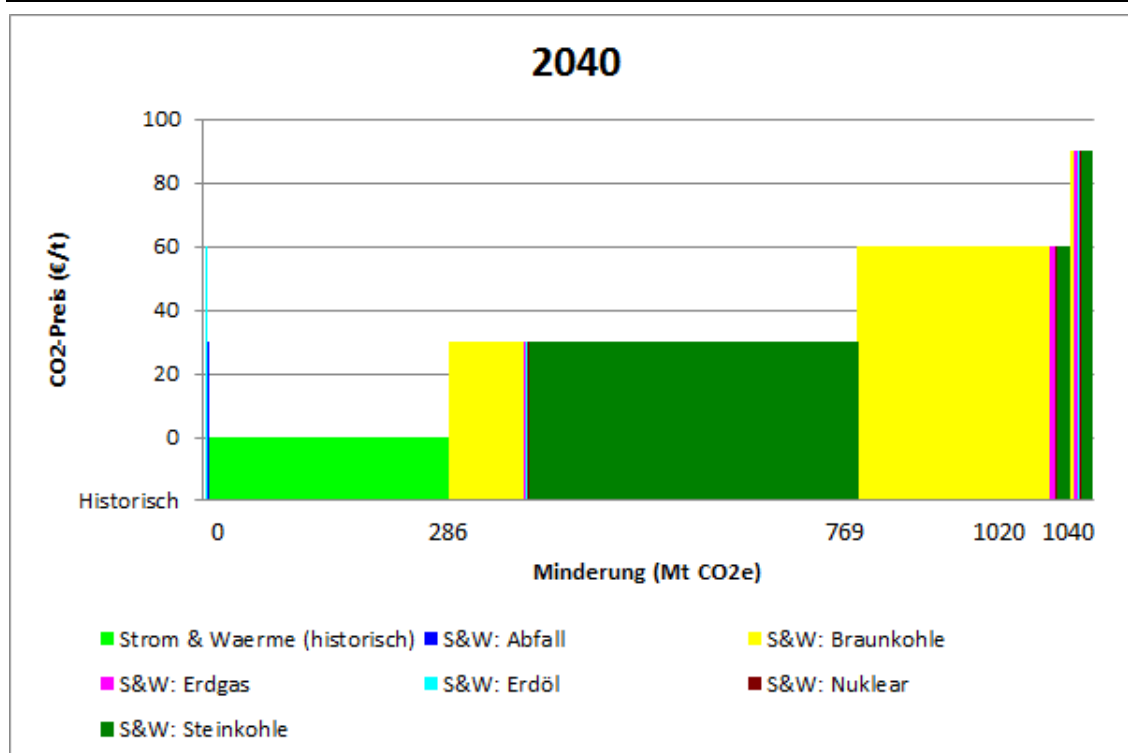
Zur Einordnung der Ergebnisse für den Stromsektor sei daran erinnert, dass die Berechnung der Emissionen im Rahmen der Optimierung des Stromsystems für jeweils ein Stützjahr erfolgt, in dem ein bestimmter CO₂-Preis unterstellt wird. Die Jahre 2030 und 2040 unterscheiden sich dabei in zwei wesentlichen Aspekten:

- Der erste Aspekt ist, dass im Jahr 2040 weniger Kraftwerke aus dem heutigen Anlagenpark in Betrieb sind und das Modell somit mehr Freiräume für die Optimierung des Stromsystems ausschöpfen kann.
- Der zweite Aspekt betrifft die Parametrierung der Technologiekosten. Hier wird insbesondere für die Erneuerbaren Energien von geringeren Technologiekosten im Jahr 2040 ausgegangen.

Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen die Vermeidungskostenkurve für den Strom- und Wärme-Sektor für das Jahr 2040. Die Gesamtminderungen von 755 Mt CO₂ sind hauptsächlich auf die Verdrängung von Braun- und Steinkohle auf der 30-€-Stufe, in geringerem Umfang auch noch auf der 60-€-Stufe zurückzuführen. Bei einem CO₂-Preis von 0 Euro/t liegen die Emissionen noch oberhalb von 700 Mt für beide Stützjahre. Diese sinken bereits

bei einem Preis von 30 €/t auf ca. 300 Mt. Ein CO₂-Preis von 60 €/t führt zu einer Reduktion auf weniger als 80 Mt. Die letzte Preisstufe von 90 €/t reduziert die Emissionen auf ca. 50 Mt. Das Bild für 2030 entspricht dabei qualitativ und quantitativ weitgehend dem für 2040.

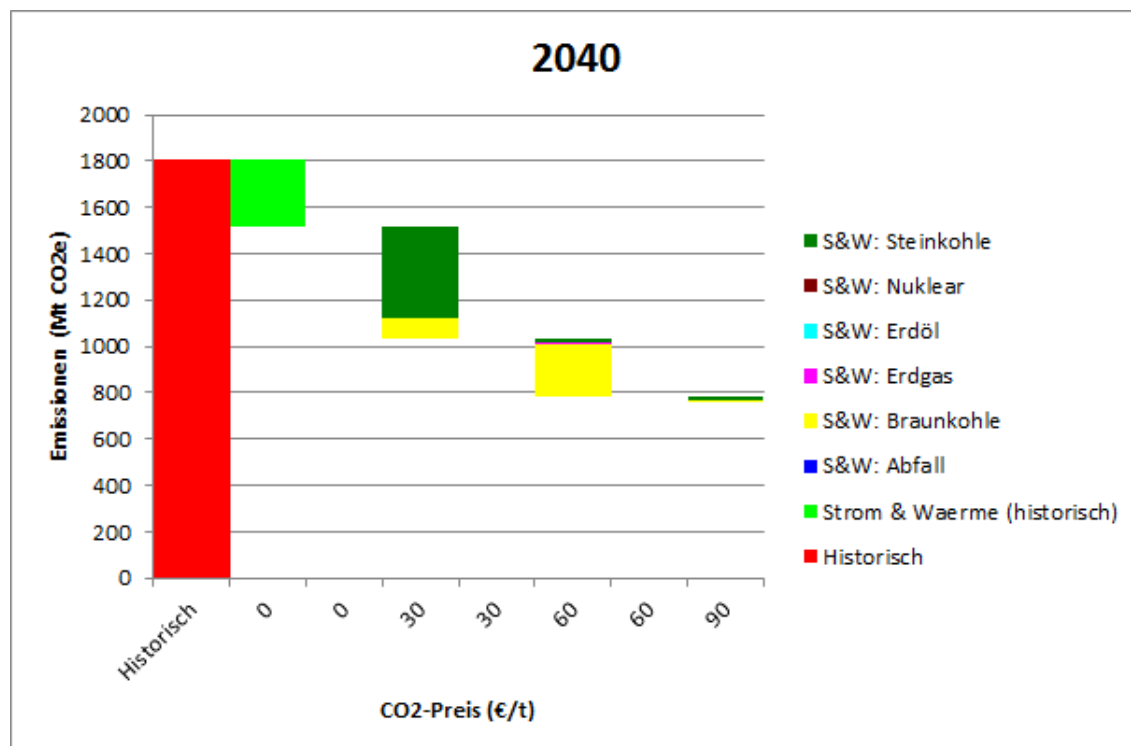
Abbildung 27: Vermeidungskostenkurve für Strom und Wärme im EU ETS in 2040, differenziert nach Technologiegruppen



Ausgewiesen werden Technologiegruppen, innerhalb derer Emissionsminderungen auftreten. Auf der 0-€-Stufe sind die Minderungspotenziale ausgewiesen, die bei CO₂-Preisen von 0 € bis 2030 bzw. 2040 im Vergleich zum historischen Basisjahr 2015 (ausgewiesen durch das Wort „historisch“) existieren. Am linken Rand sind negative Minderungspotenziale bzw. Potenziale für Emissionssteigerungen ausgewiesen, die durch Wechselbewegungen von emissionsintensiven zu weniger emissionsintensiven (aber nicht emissionsfreien) Technologien auftreten.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

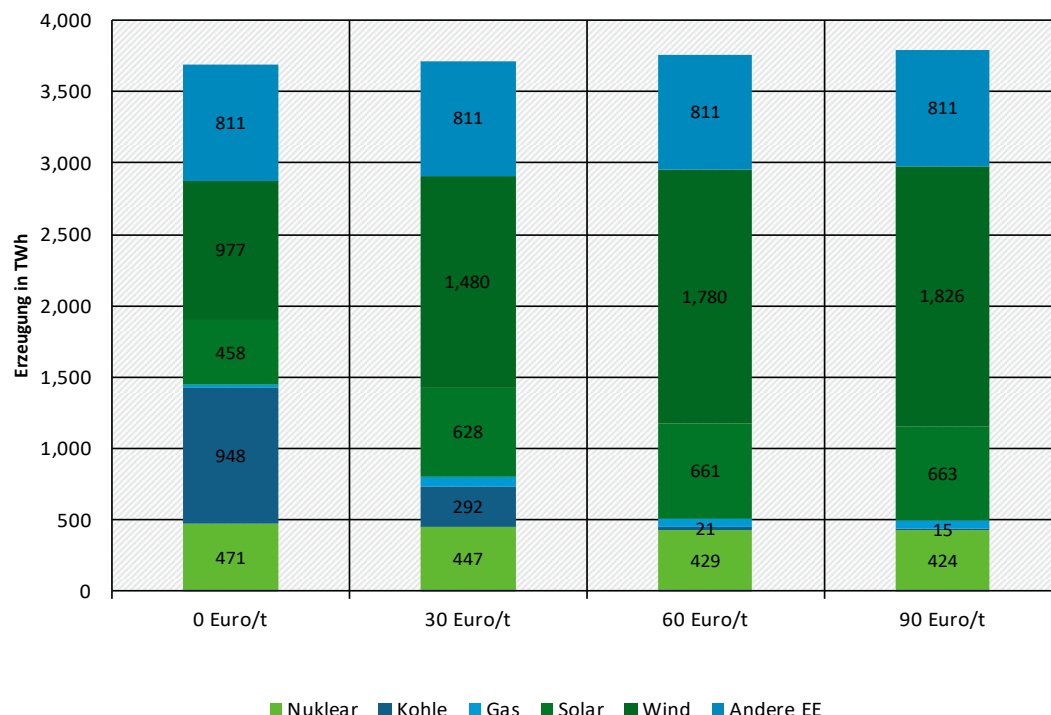
Abbildung 28: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale in der emissionshandelspflichtigen Strom- und Wärmeerzeugung bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im folgenden Abschnitt sollen die Ursachen für die errechnete Reduktion der Emissionen dargestellt werden. Diese liegen in der Änderung des Erzeugungsmixes begründet. Die folgende Abbildung zeigt die Stromerzeugung für das Jahr 2040 bei unterschiedlichen CO₂-Preisen. Ein wichtiger Aspekt für das Verständnis der Darstellung ist, dass „Andere EE“ (Biomasse und Wasserkraft) in den Rechnungen fixiert sind und sich somit nicht ändern. Im Bereich der Kernenergie ist die installierte Leistung fixiert. Eine Absenkung der Stromerzeugung der Kernenergie bei höheren CO₂-Preisen entsteht also nur durch hohe Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in einzelnen Stunden, in denen auch die Kernenergie, als Technologie mit niedrigen variablen Kosten, aus dem Erzeugungsmix verdrängt wird. Bei den durch das Modell frei optimierten Technologien zeigt sich ein klarer Trend. Ein ansteigender CO₂-Preis führt zu einem starken Ausbau der Windenergie. Dieser Ausbau verdrängt im Wesentlichen Stromerzeugung aus Kohle, die bei einem CO₂-Preis von 0 €/t noch eine große Rolle spielt und bereits bei einem CO₂-Preis von 30 €/t deutlich unterhalb 500 TWh fällt. In dieser zweiten Preisstufe wird im Wesentlichen nur Steinkohle verdrängt. In der dritten Preisstufe von 60 €/t wird dann in der gegebenen Parametrierung des Stromsystems auch die Braunkohle weitgehend verdrängt.

Abbildung 29: Zusammensetzung der Stromerzeugung für das Stützjahr 2040



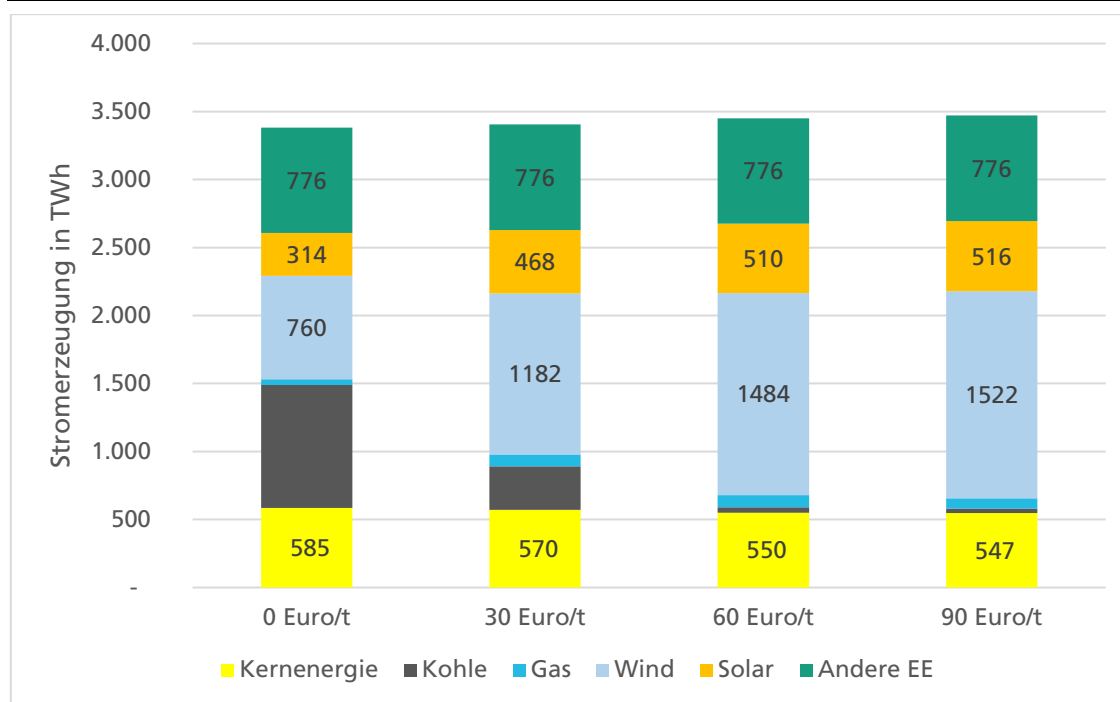
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Erdgas spielt in allen Preisstufen bei der gegebenen Parametrierung des Stromsystems keine bedeutende Rolle. Bei geringen CO₂-Preisen und dem unterstellten Zinssatz von 3 % sind Kohletechnologien bei den unterstellten Gaspreisen günstiger als Gaskraftwerke, und Erneuerbare Energien spielen eine bedeutende Rolle. Bei Preisen von 0 €/t und 30 €/t CO₂ sind bei hohen Volllaststunden Braun- und Steinkohlekraftwerke deutlich günstiger als Gaskraftwerke. Bei weiter steigenden CO₂-Preisen gewinnt Gas zwar an Konkurrenzfähigkeit gegenüber Kohlekraftwerken, verliert jedoch an Konkurrenzfähigkeit gegenüber den Erneuerbaren Energien. Aus diesem Grund übersteigt die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken auf keiner Preisstufe 100 TWh. Die Stromerzeugung der Solarenergie folgt dem generellen Trend der Windenergie, jedoch auf niedrigerem Niveau. Die Stromerzeugung startet bei 456 TWh und steigt bis auf 663 TWh für den höchsten CO₂-Preis. Grund für den geringeren Ausbau der PV gegenüber der Windenergie ist die Kostensituation und das im Tages- und Jahresverlauf weniger gleichmäßige Einspeiseprofil der PV.

Der Ausbau von Wind und PV geht einher mit einem starken, auch grenzüberschreitenden Ausbau des Stromnetzes, um einen kostenoptimalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu ermöglichen, einem Ausbau von Stromspeichern sowie einer deutlichen Steigerung der strombasierten Wärmeerzeugung. Bei steigenden CO₂ Preisen steigt die Handelsintensität Deutschlands und Deutschland importiert bei sehr hohen Preisen auch mehr Strom.

Für die berechneten Stützjahre (2030 und 2040) ergeben sich die gleichen Trends in der Entwicklung der Stromerzeugung. Die installierte Restleistung an Kernenergie ist in 2030 jedoch annahmegemäß höher. (vgl. Abschnitt 6.2.1) Somit fallen mehr als 100 TWh Stromerzeugung aus Kernenergie mehr an als in 2040. Der verbleibende Bestand an älteren fossilen Kraftwerken ist ebenfalls höher. Die Stromerzeugung aus der Kategorie „Andere EE“ ist um 36 TWh niedriger vorgegeben. Insgesamt ist damit der Anteil der vom Modell optimierten Stromerzeugung niedriger. Dies äußert sich in einer insgesamt geringeren Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Abbildung 30: Zusammensetzung der Stromerzeugung für das Stützjahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

8.3 Ergebnisse für die Industriesektoren

8.3.1 Vorbemerkungen zur Einordnung der Ergebnisse

Zur Einordnung der Ergebnisse sind nachfolgend nochmals die wichtigsten Annahmen kurz zusammengefasst und eingeordnet. Dies sind:

- ▶ Annahmen der Aktivitätsgrößen (Produktionszahlen)
- ▶ Annahmen der Preisentwicklung der Energieträger
- ▶ Berücksichtigte Technologien

Die für die Szenarien unterstellten Produktionszahlen in den wirtschaftlich, energetisch und im Zusammenhang mit Treibhausgasemissionen wichtigsten industriellen Prozessen

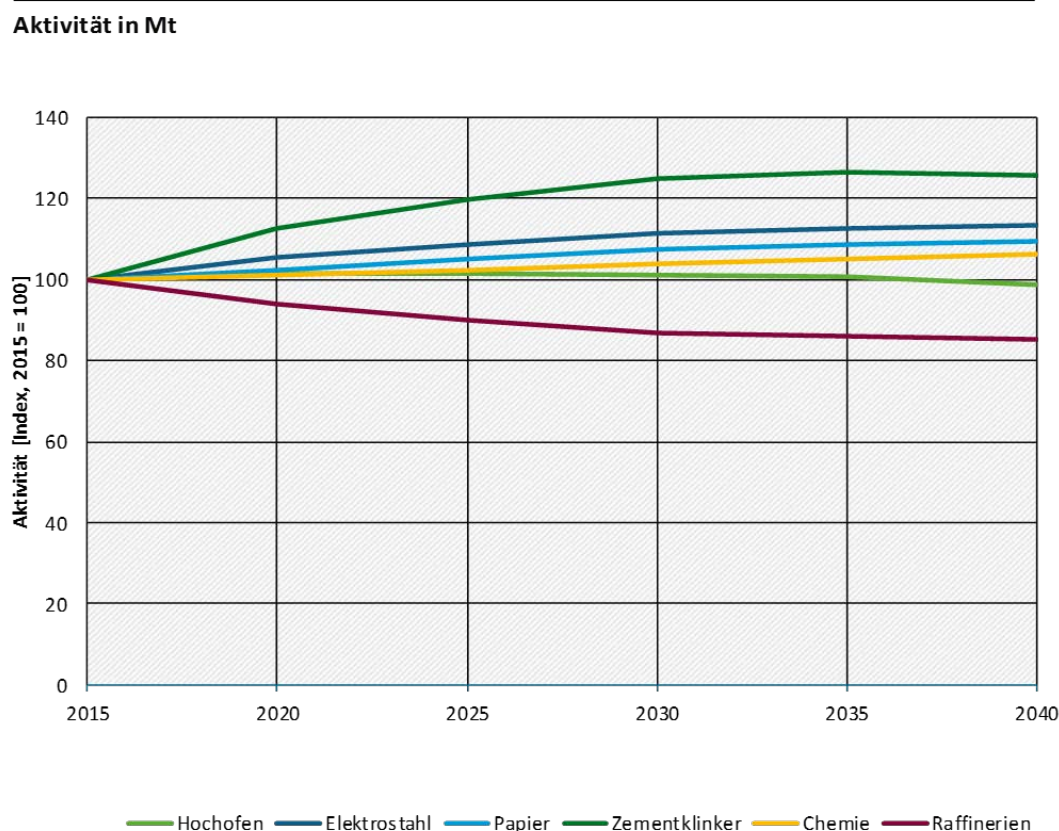
sind überwiegend gleichbleibend oder im Rahmen eines geringfügigen Wirtschaftswachstums als leicht ansteigend angenommen (Abbildung 31, vgl. basierend auf EU-Referenzszenario 2016, Zahlen beziehen sich auf EU-28 (ohne Kroatien) Tabelle 16).

Im betrachteten Zeitraum bewegen sich die mittleren Steigerungsraten der Aktivität zwischen -0,05 % p. a. (Hochofen) und 0,5 % p. a. (Elektrostahl). Ausnahmen bilden die Herstellung von Zementklinker mit einer Steigerungsrate von 0,92 % p. a. und die Raffinerien mit einem negativen Wachstum von -0,63 % p. a. (letztere basieren auf Annahmen zur Nachfrage nach Mineralölprodukten aus den Sektoren Transport, Industrie und Energie entsprechend dem EU-Referenzszenario 2016).

Innerhalb der betrachteten Sektoren (Grundstoffchemie, nichtmetallische Mineralien, NE-Metalle, Eisen und Stahl, Papier und Zellstoff, Raffinerien) finden keine maßgeblichen Verschiebungen der Produktionsmengen statt, lediglich einige als veraltet angesehen Produktionsverfahren werden durch bereits etablierte Alternativen ersetzt (Amalganverfahren der Chlorherstellung, nasses und halbtrockenes Verfahren der Klinkerherstellung). Abhängig vom Subsektor können allerdings auch geringe Verschiebungen merkliche Auswirkungen auf die entstehenden Emissionen haben, wenn etwa strom- durch brennstoffintensive Prozesse ersetzt werden (zu beobachten beispielsweise im Subsektor „Grundstoffchemie“ in Spanien und Portugal).

Die Annahmen zur Aktivität sind somit insgesamt als konservativ zu bewerten. Regionale Unterschiede bestehen im Papiersektor, der insbesondere in den Regionen Skandinavien + Baltikum, Osteuropa, Spanien + Portugal und den Mittelmeerstaaten wächst, während er in Deutschland und Frankreich + Benelux schrumpft oder stagniert. Vergleichbares gilt in abgeschwächter Form für nichtmetallische Mineralien, die besonders in Osteuropa und den Mittelmeerstaaten wachsen.

Abbildung 31: Aktivitätsentwicklung ausgewählter industrieller Prozesse und Subsektoren in den EU ETS-Ländern



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Bezüglich der Energieträgerpreise, die maßgeblich die Wirtschaftlichkeit von Technologien beeinflussen, wurden im Basisszenario folgende Annahmen getroffen:

Die im Jahr 2040 gültigen Energieträgerpreise werden bereits im ersten nicht-historischen¹⁰⁰ Modellierungsjahr (2016) wirksam. Daher existiert kein Preispfad, sondern ein Preissprung auf das Niveau von 2040. Dieses Niveau entspricht der im EU-Referenzszenario (Europäische Kommission 2016b) angenommenen Preissteigerung für 2040. Diese Annahme stellt eine starke Abstraktion dar, die getroffen wurde, um die Ergebnisse mit dem Sektor „Strom und Wärme“ vergleichbar zu machen.

Im Basisszenario wird entsprechend der sozialen Perspektive keine steuerliche Belastung der Energieträger angenommen, wie sie von Eurostat verwendet wird (Europäische Kommission 2016a).

Der Vergleich der Energieträger untereinander und im Vergleich zu historischen Werten für 2015 (Tabelle 26) zeigt zunächst, dass große Unterschiede der Preissteigerungen vorhanden sind. Insbesondere Heizöl (115 %), Kohle (90 %) und Biomasse (77 %) weisen

¹⁰⁰ Das heißt, das erste Jahr, für das nicht durchgängig alle im Modell notwendigen historischen Daten vorliegen. Maßgeblich sind in diesem Zusammenhang die überprüften Emissionen im ETS (EEA 2017b).

starke Preissteigerungen auf. Strom erreicht in der 0-€-Preisstufe 2040 wieder das Preisniveau von 2015. In höheren Preisstufen führt die in Enertile modellierte andere Erzeugungsstruktur zu deutlich höheren Preisen.

Es wird weiterhin deutlich, dass trotz dieser Steigerung Kohle auch 2040 der günstigste Energieträger pro Energieeinheit bleibt, dicht gefolgt von weiteren fossilen Brennstoffen (Kokereigas, Gichtgas, nicht erneuerbarer Müll). Mit einigem Abstand folgen übrige Erneuerbare (EE-Methan, Wasserstoff, Umgebungswärme, Geothermie; diese spielen mengenmäßig keine Rolle), Biomasse und Erdgas. Die teuersten Energieträger bleiben Strom, Fernwärme und Heizöl. Es entsteht also bezüglich der reinen Energieträgerpreise kein grundsätzlich neues Bild. Lediglich die stärkere Preissteigerung der Biomasse, die so einen Vorteil gegenüber Erdgas einbüßt, ist hervorzuheben. Die besonders hohe Preissteigerung von Heizöl bewirkt eine schnelle Substitution dieses Energieträgers. Allerdings sind die Marktanteile bereits bis 2015 rückläufig, so dass sich hier nur ein bestehender Trend fortsetzt. In der Modellierungslogik bedeutet dies aber auch, dass der Einfluss steigender CO₂-Preise (in der höchsten Preisstufe 6,7 €/GJ bei Heizöl) gegenüber dem der allgemeinen Preissteigerung (in allen Preisstufen knapp 14 €/GJ bei Heizöl) zurücktritt. Die Steigerungen sind zwischen den untersuchten Regionen vergleichbar, auch wenn der Basiswert 2015 teilweise stark schwankt¹⁰¹.

Analog zu den Annahmen zur Aktivität sind auch die Annahmen der Preisentwicklung der Energieträger insgesamt als konservativ zu bewerten.

Tabelle 26: Entwicklung der Energieträgerpreise am Beispiel Deutschland

Energieträgerpreise [€/GJ]	2015	2030/40	Steigerung
Mit Steuern			
Strom (0 €/t CO ₂)	44,64	45,00	1 %
Strom (30 €/t CO ₂)		59,76	34 %
Strom (60 €/t CO ₂)		66,87	50 %
Strom (90 €/t CO ₂)		70,34	58 %
Fernwärme	21,54	30,90	43 %
Übrige EE	13,94	15,16	9 %
Heizöl	13,05	28,06	115 %
Erdgas	11,12	15,63	41 %
Biomasse	9,50	16,68	76 %
Übrige fossil	4,63	7,08	53 %
Kohle	2,96	5,63	90 %
Ohne Steuern			
Strom	23,73	23,92	1 %
Fernwärme	21,54	30,90	43 %
Heizöl	11,99	25,77	115 %
Erdgas	10,00	14,06	41 %
Biomasse	8,90	15,49	74 %

¹⁰¹ Bis zu Faktor 2–3 bei Erdgas und Strom, Faktor 2 bei Kohle.

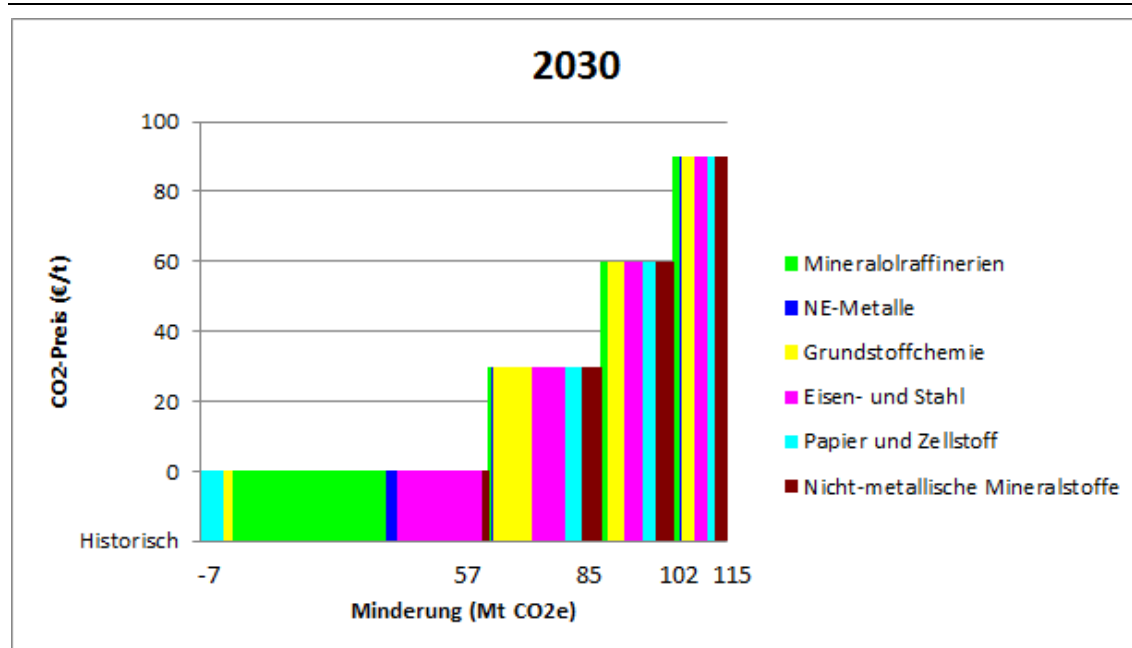
Energieträgerpreise [€/GJ]	2015	2030/40	Steigerung
Übrige EE	8,43	9,50	13 %
Übrige fossil	4,22	6,44	53 %
Kohle	2,96	5,63	90 %

Mittelwerte über Energieträgergruppen

Im Rahmen der Definition des Basisszenarios ist festgelegt, dass lediglich am Markt verfügbare Technologien untersucht werden. Dies schließt insbesondere auch bis 2040 Technologien aus, die sich in verschiedensten Stadien der Forschung und Erprobung befinden, aber auch solche, die aufgrund ihrer wirtschaftlichen Rahmendaten zurzeit nicht wirtschaftlich anwendbar sind. Darunter emissionsrelevant sind verschiedene Energieeffizienztechnologien, besonders aber neue industrielle Verfahren, die prozessbedingte Emissionen mindern können (neue Zementsorten) oder technische Restriktionen bezüglich der Energieträgerwahl eliminieren (Direktreduktion und Lichtbogenofen statt Hochofen). Diese Einschränkung bezüglich der Auswahl der Technologien ist eine eher konservative Annahme.

8.3.2 Gesamtbild Industrie

Abbildung 32: Vermeidungskostenkurve für industrielle ETS-Sektoren in 2030, differenziert nach Sektoren¹⁰²

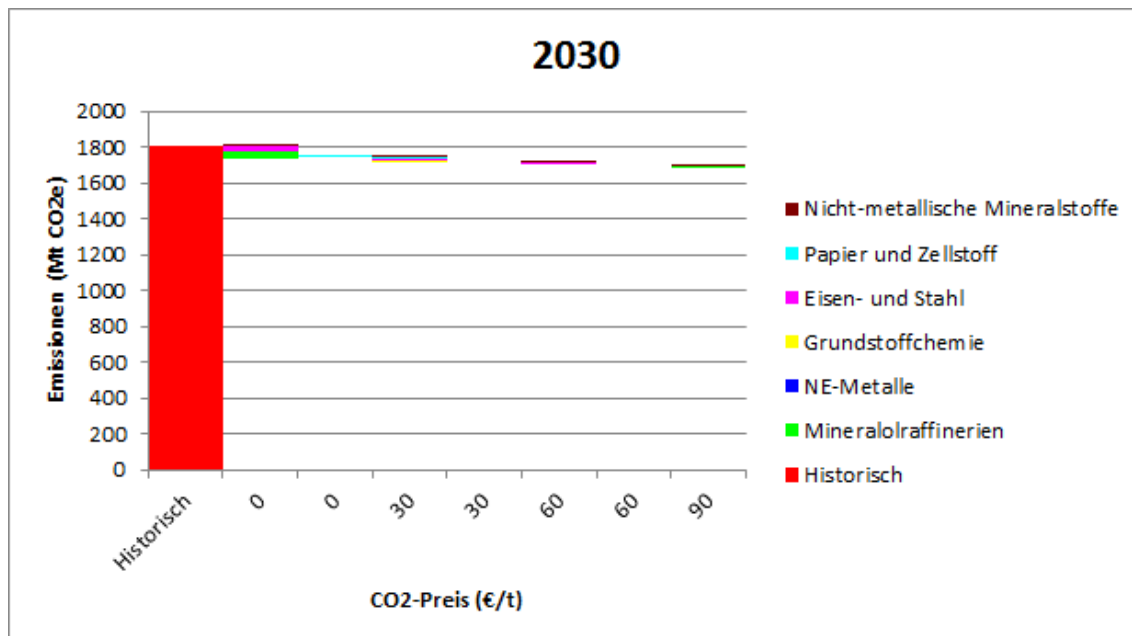


Auf der 0-€-Stufe sind die Minderungspotenziale ausgewiesen, die bei CO₂-Preisen von 0 € bis 2030 bzw. 2040 im Vergleich zum historisch Basisjahr 2015 (ausgewiesen durch das Wort „historisch“) existieren.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

¹⁰² Sektoren sind hier definiert als Aggregate von EHRL-Tätigkeiten (vgl. Tabelle 6 in Kapitel 5.4.3.3).

Abbildung 33: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale industrieller ETS-Sektoren¹⁰² bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2030



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im Folgenden sind die wichtigsten Effekte auf die Emissionen erläutert. Dabei werden die Ergebnisse der Modellrechnung in den vier Preisstufen 0 €/t CO₂, 30 €/t CO₂, 60 €/t CO₂ und 90 €/t CO₂ für 2040 (und 2030) den Emissionen aus dem Jahr 2015 („historisch“) gegenübergestellt (Abbildung 34). Die zwischen den Stufen „historisch“ und „0 €/t“ auftretenden Effekte sind sowohl durch die veränderten Energieträgerpreise als auch durch die veränderten Aktivitätsgrößen bedingt. Auf den Preisstufen von 0 €/t bis 90 €/t werden identische Annahmen zur industriellen Aktivität (Produktionsmengen) angesetzt. Vergleiche der Emissionen zwischen den Preisstufen sind auf preisgetriebenen Brennstoffwechsel in Folge des CO₂-Preises sowie Energieeffizienz zurückzuführen. Im Basis-szenario kommt hinzu, dass aufgrund der Annahme der sozialen Perspektive Energieeffizienzmaßnahmen überwiegend bereits in der 0 €/t-Preisstufe realisiert werden.

Für das Verständnis der Emissionsminderungen ist es hilfreich, drei Emissionstypen nach ihrer Beschaffenheit zu unterscheiden:

- ▶ **Prozessbedingte Emissionen:** Emissionen aus Prozessen, die direkt aus chemischen oder physikalischen Zusammenhängen und nicht im Zusammenhang mit einer energetischen Nutzung von Brennstoffen entstehen und nur durch Prozessänderungen reduziert werden können. Beispiel: Freisetzung von rohstoffgebundenem CO₂ bei der Klinkerproduktion.
- ▶ **Technisch-bedingt fixe Emissionen:** Emissionen, die durch die Verwendung von nicht- oder schwer substituierbaren Brennstoffen in Prozessen entstehen. Dies beinhaltet technische (und nachgelagert teilweise wirtschaftliche) Aspekte. Darunter fallen Koks-

und Kohleanteile im Hochofen (technische Restriktion) und Prozessgasnutzung im Stahl- und Raffineriesektor (technisch-bedingte Erzeugung, teilweise wirtschaftlich bedingte Verwendung¹⁰³).

- Variable energiebedingte Emissionen: Emissionen, die durch Verwendung von Brennstoffen entstehen und die nicht unter die Kategorie „technisch-bedingt fix“ fallen, insbesondere also preissensitiv sind. Beispiele: Erdgasnutzung zur Dampferzeugung in der Papierindustrie, Kohlenutzung außerhalb des Hochofens im Stahlsektor, Erdgasnutzung im Raffineriesektor.

Abbildung 34 zeigt die Entwicklung der verbleibenden ETS-Emissionen im Industriesektor, aufgeteilt nach den drei genannten Kategorien. Etwa die Hälfte (318 Mt) der 2015 vorhandenen Emissionen (624 Mt) werden als nicht preissensitiv angesehen. Entsprechend sind diese Emissionsanteile für alle CO₂-Preise identisch und ändern sich nur im Zeitverlauf entsprechend der in diesem Szenario unterstellten Produktionsentwicklung (vgl. Abschnitt 6.1).

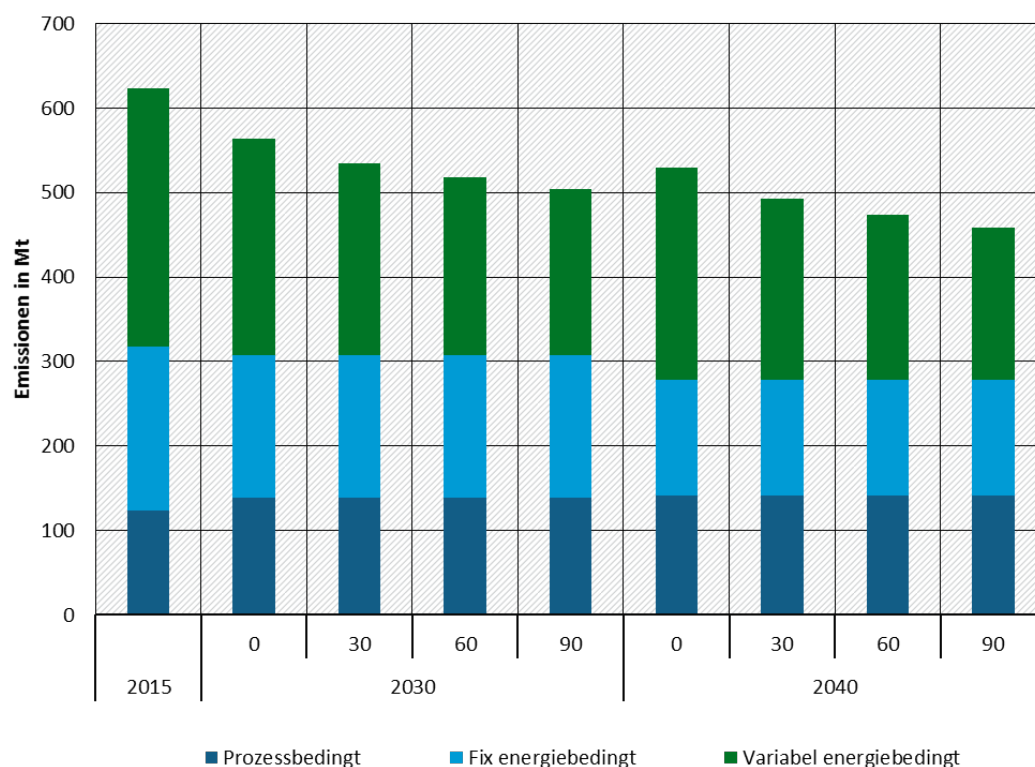
Darin sind 124 Mt (39 %) durch prozessbedingte und 194 Mt (61 %) durch technisch-bedingt fixe Emissionen beinhaltet. Durch Aktivitätseffekte verschiebt sich dieses Verhältnis bis 2040 zugunsten der prozessbedingten Emissionen: Die maßgeblich für diesen Typ verantwortlichen Prozesse der nichtmetallischen Mineralien wachsen. Gleichzeitig schrumpfen die Oxygenstahlherstellung und die Raffinerieaktivität, die zusammen die fixen energiebedingten Emissionen bestimmen. Im Jahr 2040 beträgt das Verhältnis in der Gruppe der nicht-preissensitiven Emissionen 51 % (141 Mt) prozessbedingt zu 49 % (137 Mt) fix energiebedingt. Diese Entwicklung ist bereits in 2030 zu beobachten (45 %, 138 Mt prozessbedingt, 55 % bzw. 169 Mt fix energiebedingt) und setzt sich bis 2040 fort.

Dem gegenüber stehen die durch Energieträgerpreise und den Emissionshandel beeinflussbaren „variablen energiebedingten“ Emissionen. Sie machen 2015 49 % (306 Mt) der Gesamtemissionen aus. Bis 2040 nimmt ihre Gesamtmenge bei einem CO₂-Preis von 0 €/t aufgrund von autonomen, d. h. ebenfalls preisunabhängigen, Effizienzverbesserungen um ca. 12 % (50 Mt CO₂-Äq.) ab, ihr Anteil verändert sich aber nicht maßgeblich (48 %, 252 Mt). Lediglich dieser Anteil der industriellen Gesamtemissionen ist durch CO₂-Preise beeinflussbar.

In den höheren Preisstufen 30 €/t, 60 €/t und 90 €/t sinken die variablen energiebedingten Emissionen weiter und auch ihr Anteil an den Gesamtemissionen sinkt auf 44 % (215 Mt), 41 % (195 Mt) und 39 % (181 Mt). Bezogen auf die Anteile an den Gesamtemissionen sind diese Effekte im betrachteten Szenario bereits 2030 überwiegend realisiert. Die absoluten Emissionen sinken aber zwischen 2030 und 2040 noch merklich (zwischen 6 %, 34 Mt bei 0 €/t und 9 %, 46 Mt bei 90 €/t).

¹⁰³ Die Abgrenzung zwischen technisch und wirtschaftlich bedingter Verwendung ist im Fall von Prozessgasen nicht trivial: Eindeutig ist die energetische Nutzung dem Abfackeln vorzuziehen. Andererseits konkurrieren diese Energieträger mit weniger emissionsintensiven Optionen der Strom- und Wärmeerzeugung. Letztlich stammen die Prozessgase in Hochofen und Raffinerie aus Kohle bzw. Mineralöl und könnten unter entsprechenden wirtschaftlichen Voraussetzungen in ihrer Eigenschaft als Energieträger eingesetzt werden. Dies setzt allerdings alternative Nutzungen voraus, die aktuell, und auch bei den im Modell gerechneten CO₂-Preisen bis 90 Euro nicht wirtschaftlich oder nicht marktreif sind (Gichtgasrückführung im Hochofen (siehe auch 10.3.3), stoffliche Nutzung Raffineriegas).

Abbildung 34: Emissionen nach Typ in 2015, 2030 und 2040 für alle Preisstufen, Subsektoren und Regionen



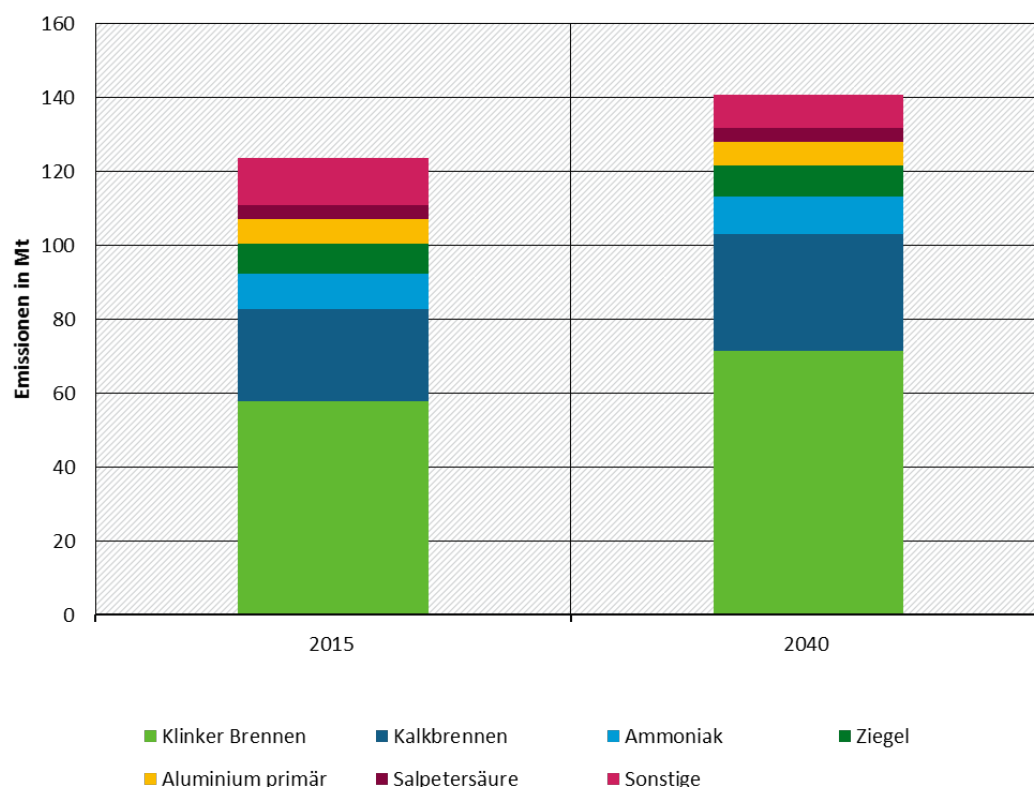
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

8.3.2.1 Prozessbedingte Emissionen

Prozessbedingte Emissionen entstehen auch in chemischen Prozessen (Ammoniakherstellung, Adipin- und Salpetersäureherstellung) und den NE-Metallen (Primär-aluminiumherstellung), hauptsächlich jedoch in Prozessen der nichtmetallischen Mineralstoffe (Glas, Keramik, Ziegel, hauptsächlich Klinkerherstellung (Abbildung 35)). In der Klinkerherstellung handelt es sich um direkte CO₂-Emissionen, die durch die notwendige und gewollte Ablösung vom Rohmaterial Calciumcarbonat (CaCO₃) entstehen. Das entstehende Calciumoxid (CaO) bildet die Basis des Klinkers. Gleiches gilt für die Produktion von Kalk.

Die prozessbedingten Emissionen sind unter den vorliegenden Szenarioannahmen ausschließlich von der Produktionsmenge abhängig und nicht vom CO₂-Preis zu beeinflussen. Minderungsoptionen gibt es innerhalb der „am Markt verfügbaren“ Technologien im Basisszenario keine. Aufgrund der unterstellten steigenden Produktionsmengen steigen auch die prozessbedingten Emissionen in den vorliegenden Szenarien im Zeitverlauf an.

Abbildung 35: Prozessbedingte Emissionen nach industriellem Prozess



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

8.3.2.2 Technisch bedingt fixe energiebedingte Emissionen

Einige untersuchte Prozesse sind im Hinblick auf die Energieträgerwahl aus technischen und nachgelagert wirtschaftlichen Gründen besonders stark limitiert und bilden damit einen weiteren an die Produktionszahlen gekoppelten Emissionssockel. Um das durch den Emissionshandel zu beeinflussende Potenzial realistisch abzuschätzen, müssen diese Prozesse gezielt untersucht werden:

Im Hochofen werden Mindestanteile an Koks und Kohle benötigt¹⁰⁴. Diese Abhängigkeit ist technisch-bedingt und somit (abgesehen von einem Verfahrenswechsel) nicht preissensitiv. Diese Mindestnutzung wird in keiner CO₂-Preisstufe bis 2040 überschritten (d. h. neben der festgelegten Nutzung von Koks und Kohle im Hochofen findet keine Nutzung dieser Energieträger im Stahlsektor mehr statt).

Über diese technische Restriktion hinausgehend bestehen wirtschaftliche Einschränkungen in einigen Prozessen, die aufgrund ihrer Bedeutung im Einzelnen modelliert werden:

¹⁰⁴ Im Hochofen wirkt das im Boudouard-Gleichgewicht entstehende Kohlenmonoxid reduzierend auf das Eisenerz. Um eine hohe Umwandlungsgeschwindigkeit und einen stabilen Betrieb zu gewährleisten, muss ein Zielkonflikt beachtet werden: freie Gasströmung bei gleichzeitiger mechanischer Stabilität und Aufkohlung des Eisens zur Senkung der Schmelztemperatur im Eutektikum. Zur Auflösung des Konfliktes ist Koks geeignet, andere feste Energieträger bieten nicht die benötigte Gasdurchlässigkeit (z. B. Kohle) oder Festigkeit (z. B. Holzkohle). Detailliertere Informationen und weiterführende Literaturangaben können unter anderem bei Arens et al. (2016) gefunden werden.

- Nutzung Prozessgase in Raffinerien („Raffineriegas“) ¹⁰⁵
- Nutzung Prozessgase im Stahlsektor (Gichtgas und Konvertergas)

Diesen Gasen ist gemein, dass sie im jeweiligen Prozess entstehen und zurzeit üblicherweise ortsnahe (zum Beispiel in Industriekraftwerken, siehe auch 5.4.3.3) verwendet werden. Obwohl lediglich ihre Entstehung (nicht ihre Verwendung) technischen Notwendigkeiten ¹⁰⁶ folgt, sind wirtschaftliche Alternativen zur energetischen Verwendung nicht vorhanden. Die Modellierung dieses Zusammenhanges folgt daher der Logik des Koksanteils im Hochofen. Zusätzlich zu einem Mindestwert wird allerdings auch ein Maximalwert festgelegt. Zusammen schreiben diese den Anteil dieser Energieträger an der Nachfrage für die jeweiligen Prozesse auf dem Niveau von 2015 in engen Grenzen fort. Diesem Vorgehen liegt die Annahme zugrunde, dass entstehendes Prozessgas auch weiterhin zwangsläufig genutzt wird (d. h. keine wirtschaftlich sinnvollen Alternativen zur Nutzung der Prozessgase vorliegen) und die Entstehung nicht maßgeblich verändert werden kann (nicht preissensitiv ist).

Daraus ergibt sich ein weiterer nicht durch Preissignale beeinflussbarer Emissionssockel von 194 Mt (2015) beziehungsweise 137 Mt (2040) (Abbildung 36, Tabelle 27). Die Reduktion dieses Blocks im Verlauf der Modellrechnung ist vollständig auf Aktivitätsänderungen zurückzuführen (-26 Mt Eisen- und Stahl, -31 Mt Mineralölraffinerien); technologische Veränderungen, die eine Reduktion bewirken könnten, sind szenariobedingt nicht berücksichtigt.

Tabelle 27: Emissionssockel durch Koks und Kohle im Hochofen sowie Prozessgasnutzung 2040, EU28+NO,IS

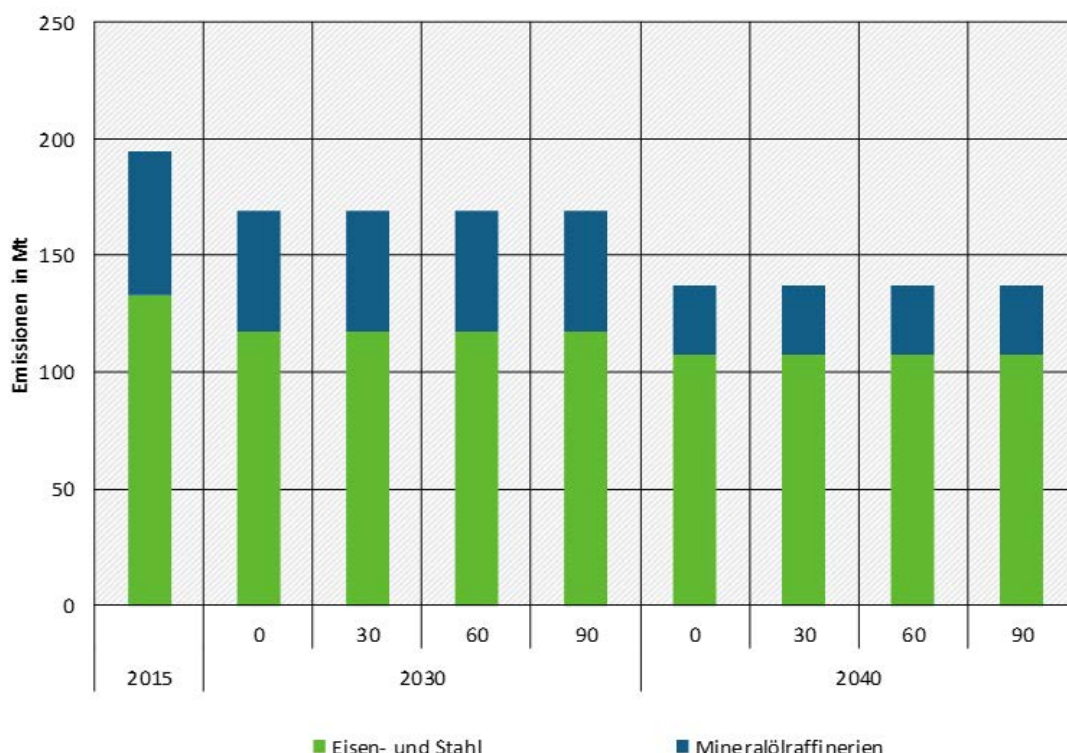
Sektor	Energieträger	Angepasster Bedarf ¹⁰⁷	Emissionsfaktor	Emissionen
Einheit	-	TWh	Mt CO ₂ /TWh	Mt
Eisen und Stahl	Koks	153,6	0,389	59,7
Eisen und Stahl	Kohle	57,4	0,338	19,4
Eisen und Stahl	Gichtgas	30,2	0,936	28,2
Mineralölraffinerien	Raffineriegas	137,2	0,216	29,64
Summe	-	278,4	-	136,9

¹⁰⁵ Für Petrolkoks ließe sich in Raffinerien ein ähnlicher Zusammenhang annehmen: Es handelt sich um ein Produkt aus anders nicht oder schwer zu verwertenden Stoffen und weist eine geringe Preissensitivität in der historischen Betrachtung auf. Durch technische Maßnahmen und unterschiedliche Betriebsweisen ist eine Mindestmenge allerdings schwerer zu definieren, daher wird Petrolkoks hier den variablen Energieträgern zugerechnet.

¹⁰⁶ Der Begriff „technische Notwendigkeit“ ist szenariospezifisch zu verstehen. Entsprechend der Szenariodefinition sind innovative Prozessänderungen, die zu einer reduzierten oder vermiedenen Entstehung dieser Prozessgase führen könnten, im Basisszenario nicht berücksichtigt. Grundsätzlich bestehen aber technisch machbare Alternativen zu den beschriebenen Prozessen; so wäre für das Raffineriegas eine stoffliche Verwertung denkbar, Gichtgas könnte in den Hochofenprozess zurückgeführt werden.

¹⁰⁷ Siehe zur Definition des „angepassten Bedarfs“ Abschnitt 5.4.3.3 zur Kalibrierung der Modellergebnisse an die Systematik der bestätigten Emissionen.

Abbildung 36: „Fix energiebedingte“ Emissionen 2015, 2030, 2040, nach Subsektoren



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

8.3.2.3 Variable energiebedingte Emissionen

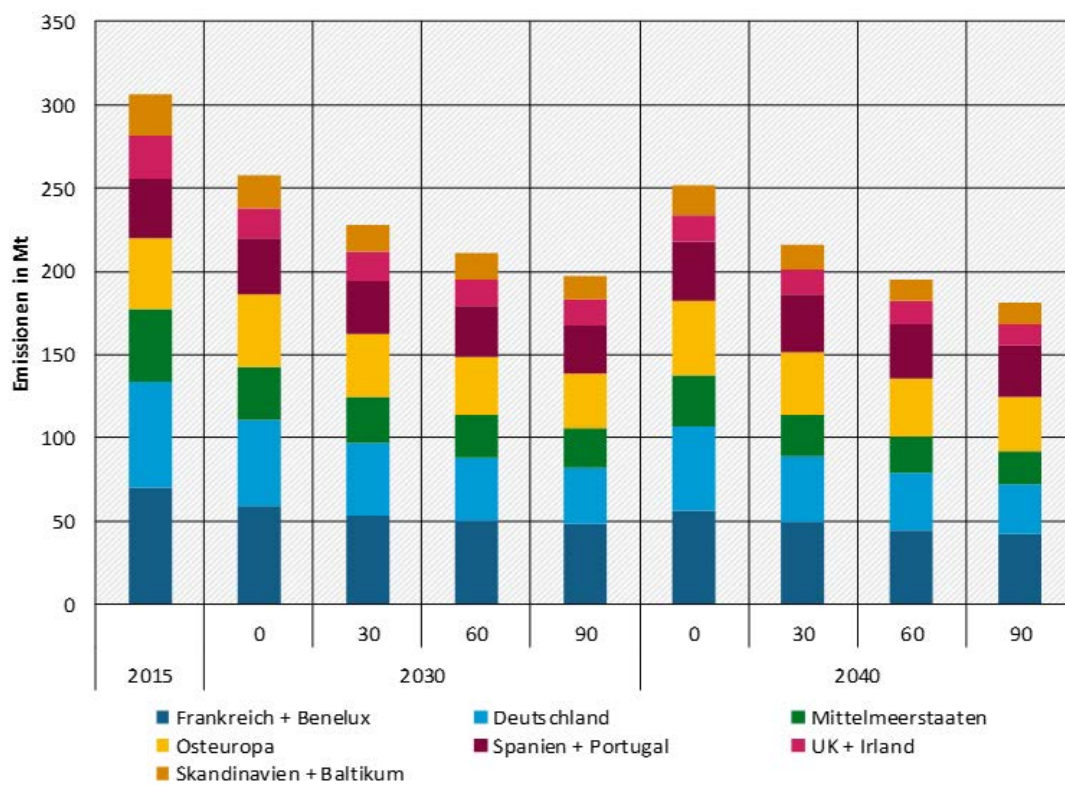
Die übrigen Emissionen sind im Rahmen der Szenarioannahmen durch wirtschaftliche Maßnahmen beeinflussbar. Die Entscheidung für oder gegen bestimmte Energieträger in diesem Segment wird daher als überwiegend wirtschaftlich motiviert betrachtet. Im Gegensatz zu den anderen eingeführten Emissionstypen sind diese Emissionen also durch Preisänderungen, insbesondere den Emissionshandel, beeinflussbar.

Subsektor-übergreifend (Tabelle 28) ist zwischen den untersuchten Preisstufen eine Reduktion dieser Emissionen um 60 Mt (23 %) in 2030 und um 71 Mt (28 %) in 2040 zu beobachten. Aktivitäts- und effizienzbedingt sinken die Emissionen zwischen 2015 und 2030 in der „0-€/t“-Preisstufe bereits um 49 Mt (16 %), bis 2040 um 54 Mt (18 %).¹⁰⁸

Innerhalb der meisten Regionen (Tabelle 28, Abbildung 37) wird in der „30-€/t“-Preisstufe die Hälfte der insgesamt erzielten preissensitiven Einsparungen umgesetzt, in beiden folgenden Preisstufen (60 €/t, 90 €/t) jeweils ein Viertel (bezogen auf die 0-€/t-Preisstufe). Eine Ausnahme bildet die Region „Spanien und Portugal“, in der erst die letzte Preisstufe die Hälfte der Gesamteinsparungen erzeugt.

¹⁰⁸ Insgesamt beträgt der Emissionsrückgang durch Aktivitätseffekte 33 Mt, durch Energieeffizienz 58 Mt (Preisstufe „0“) und 65 Mt (Preisstufen „30“ bis „90“). Die Zuordnung auf technisch-bedingt fixe und variable energiebedingte Emissionen ist hier nicht mehr möglich.

Abbildung 37: Variable energiebedingte Emissionen je Region, alle Subsektoren



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Tabelle 28: Variable energiebedingte Emissionen je Subsektor, EU 28+NO, IS

Jahr	Preisstufe	Variable energiebedingte Emissionen in Subsektor [Mt] und Veränderung gegenüber 0-€/t-Stufe [%]													
		Nichtmetallische Mineralstoffe		Grundstoffchemie		Mineral-ölraffinerien		Eisen- und Stahl		Papier und Zellstoff		NE-Metalle		SUMME	SUMME
		Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%
2015		79	--	67	--	67	--	56	--	27	--	10	--	306	-
2030	0	62	--	69	--	35	--	51	--	32	--	8	--	257	-
	30	57	8	59	14	35	0	41	20	28	13	7	6	228	11
	60	53	15	55	20	33	4	36	29	25	21	7	9	211	18
	90	50	20	52	24	31	10	33	35	24	27	7	11	197	23
	0	57	--	75	--	32	--	47	--	34	--	7	--	252	-
2040	30	51	10	62	18	33	-1	35	26	28	16	7	8	215	14
	60	47	18	56	25	31	4	30	35	25	27	6	12	195	22
	90	44	23	52	30	29	9	27	42	22	34	6	15	181	28

Tabelle 29: Variable energiebedingte Emissionen je Region, alle Subsektoren

Jahr	Preisstufe	Variable energiebedingte Emissionen in Subsektor [Mt] und Veränderung gegenüber 0-€/t-Stufe [%]															
		Frankreich+Benelux		Deutschland		Mittelmeerstaaten		Osteuropa		Spanien+Portugal		UK+Irland		Skandinavien+Baltikum		SUMME	SUMME
		Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%
2015		71	--	63	--	44	--	43	--	36	--	26	--	25	--	306	
2030	0	59	--	52	--	32	--	43	--	33	--	19	--	19	--	257	
	30	54	9	43	17	28	12	37	14	32	3	17	7	16	15	228	11
	60	50	15	38	26	26	20	35	20	30	9	16	12	15	21	211	18
	90	48	19	35	33	24	26	33	24	29	14	16	16	14	25	197	23
	0	56	--	51	--	30	--	45	--	36	--	16	--	18	--	252	
2040	30	49	13	40	22	25	16	38	16	35	4	14	10	15	18	215	14
	60	45	20	34	33	22	27	35	23	33	9	14	16	13	25	195	22
	90	42	25	30	40	20	34	33	27	31	15	13	21	12	30	181	28

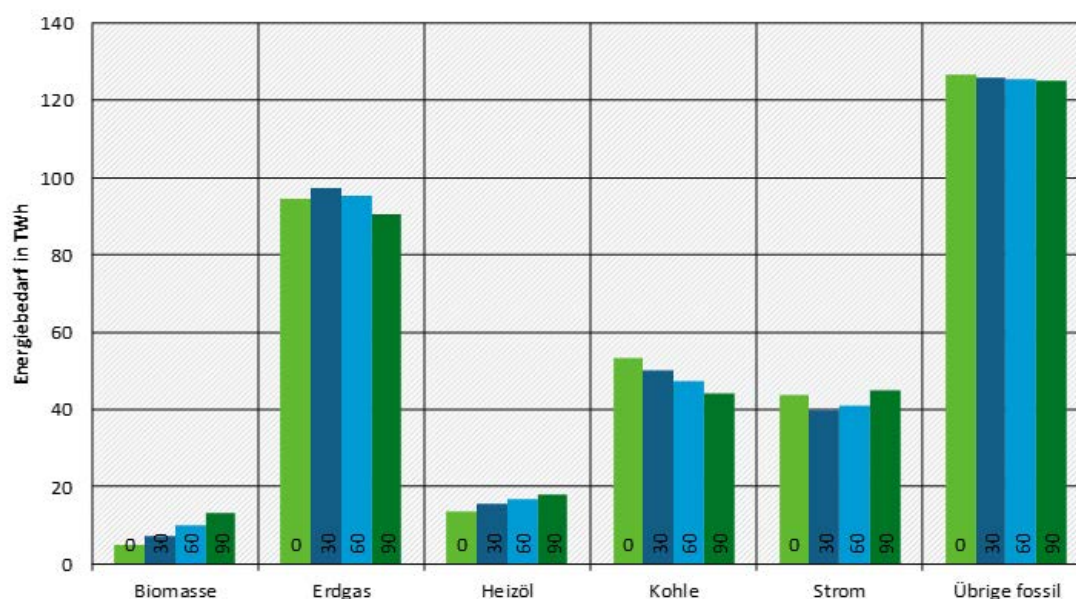
In der Subsektorbetrachtung in Tabelle 29 fällt die Entwicklung bei den Raffinerien für das Jahr 2040 besonders auf. Dort ist in der „30-€/t“-Preisstufe ein intuitiv nicht plausibler Anstieg der durch Brennstoffwechsel beeinflussbaren Emissionen zu beobachten. Eine Auswertung der Energieträgernutzung auf den unterschiedlichen Preisstufen (Abbildung 38) zeigt, dass zunächst in der 30-€/t-Preisstufe ein Wechsel weg vom Strom hin zu Erdgas stattfindet. Somit verlagern sich Emissionen vom Umwandlungs- in den Industriesektor. Dies ist ein direkter Effekt der Strompreisteigerung in Abhängigkeit vom CO₂-Preis, die wiederum über die Kopplung der Strompreise zwischen Enertile und FORECAST in der Modellierung berücksichtigt wird. In höheren Preisstufen ist die Preissteigerung von Strom geringer als von Erdgas, der Wechsel kehrt sich um. Parallel findet ein konstanter Wechsel von Kohle (und geringfügig Raffineriegas) zu Biomasse und Heizöl statt. Letzterer ist durch die (als Produkt) einfachere Verfügbarkeit und daraus resultierend geringerer Preissensitivität (trotz eines höheren Emissionsfaktors) als Erdgas zu erklären.

Darüber hinaus ist auf der 0-€/t-Preisstufe in der Region „Osteuropa“ (EEU) im Gegensatz zu allen anderen Regionen kein Rückgang der Emissionen zu beobachten. Dies hat zwei Ursachen: Erstens ist der Aktivitätsrückgang von Raffinerien für einen Großteil der Reduktionen in der 0-€/t-Preisstufe verantwortlich. Emissionen aus Raffinerien sind in der „Osteuropa“-Region aber vergleichsweise gering. Zweitens wurden weitere Annahmen zu Produktionsmengen auf der Basis historischer Entwicklungen der einzelnen Länder abgeschätzt und zum Teil fortgeschrieben. Es stellt sich heraus, dass in der „Osteuropa“-

Region insgesamt der Trend der Produktionsmenge nach oben zeigt. Dies ist keine beabsichtigte Setzung, sondern ergibt sich aus den länderspezifischen Annahmen beziehungsweise der Aggregation der Länder in Gruppen.

Da diese Annahmen der Produktionsmengen modellexogen erfolgen, sollte dieses spezielle Ergebnis nicht überbewertet werden. Insbesondere weist es keine Verbindung zum Untersuchungsgegenstand auf; es lässt sich daraus keine für die Region spezifische Aussage zur Wirkung des EU ETS treffen.

Abbildung 38: Energieträgernutzung Mineralölraffinerien in 2040, EU28+NO, IS

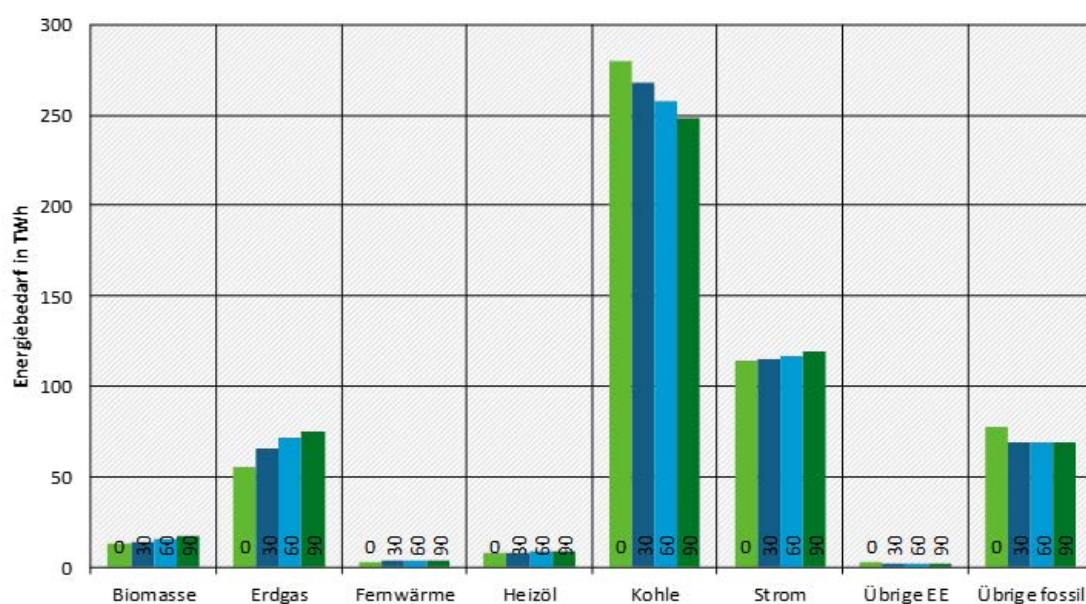


„Kohle“ in Raffinerien ist Petrolkoks, „Übrige fossil“ ist Raffineriegas

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

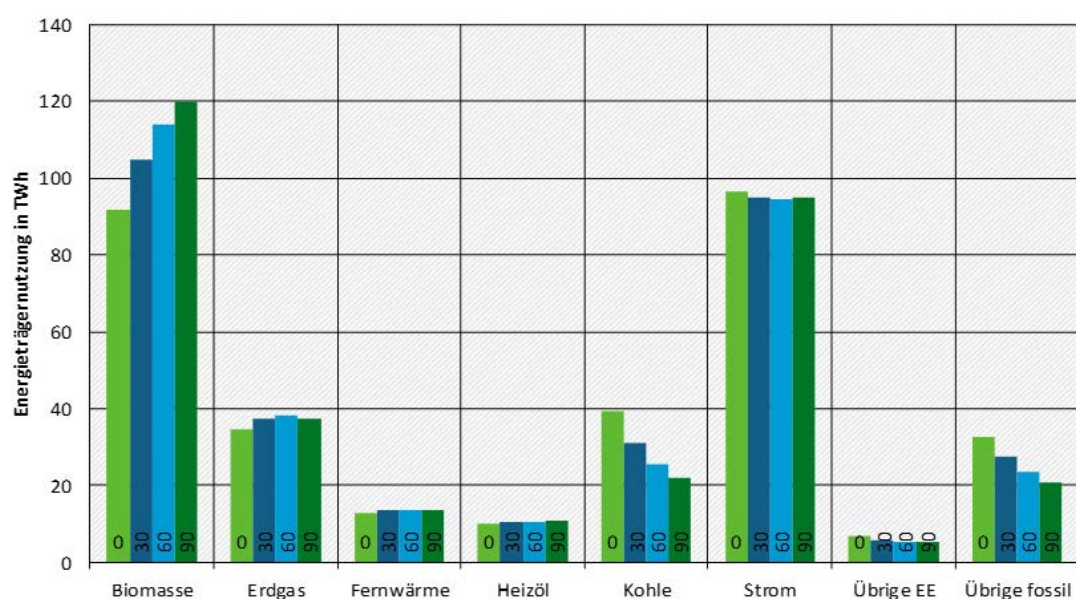
Die höchsten relativen Emissionseinsparungen sind in den Sektoren Stahl (Abbildung 39) und Papier (Abbildung 40) zu beobachten. Hier kommt es zu einer Reduktion der Kohlenutzung, wobei im Stahlsektor ein Wechsel zu Erdgas und Strom, im Papiersektor zu Biomasse stattfindet.

Abbildung 39: Energieträgernutzung Stahlindustrie in 2040, EU28+NO, IS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

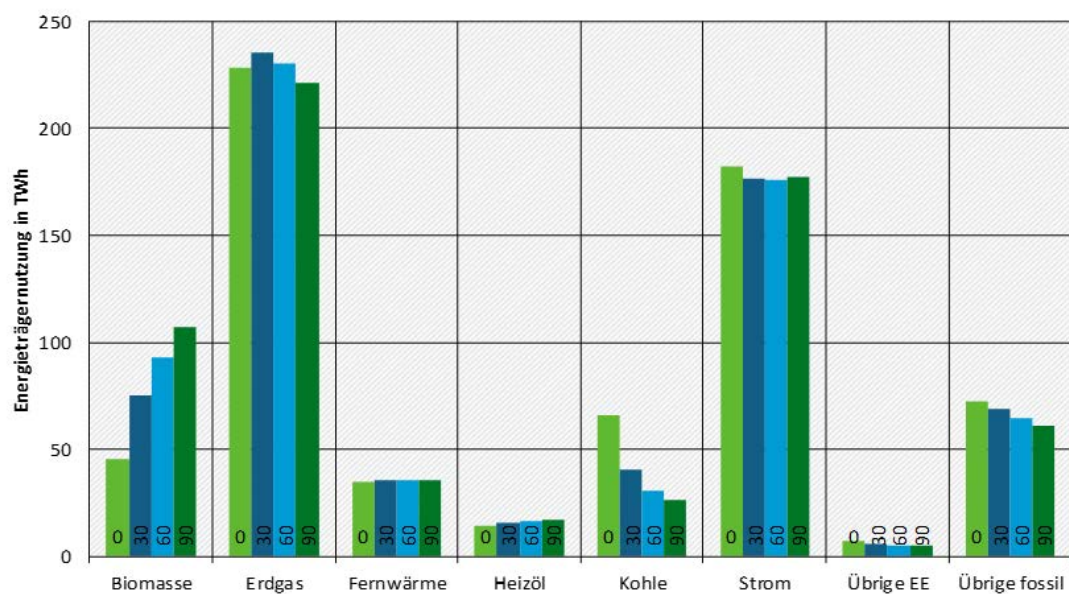
Abbildung 40: Energieträgernutzung Papierindustrie in 2040, EU28+NO, IS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

In der chemischen Industrie (Abbildung 40) ist ein den Raffinerien ähnlicher Effekt im Wechsel von Erdgas zu Strom in der zweiten Preisstufe (30 €/t) zu beobachten. Dieser ist jedoch vom allgemeinen Wechsel von Kohle zu Biomasse überlagert und zeigt sich nicht in der Deutlichkeit des Raffineriesektors bei den Gesamtemissionen des Sektors (Tabelle 28).

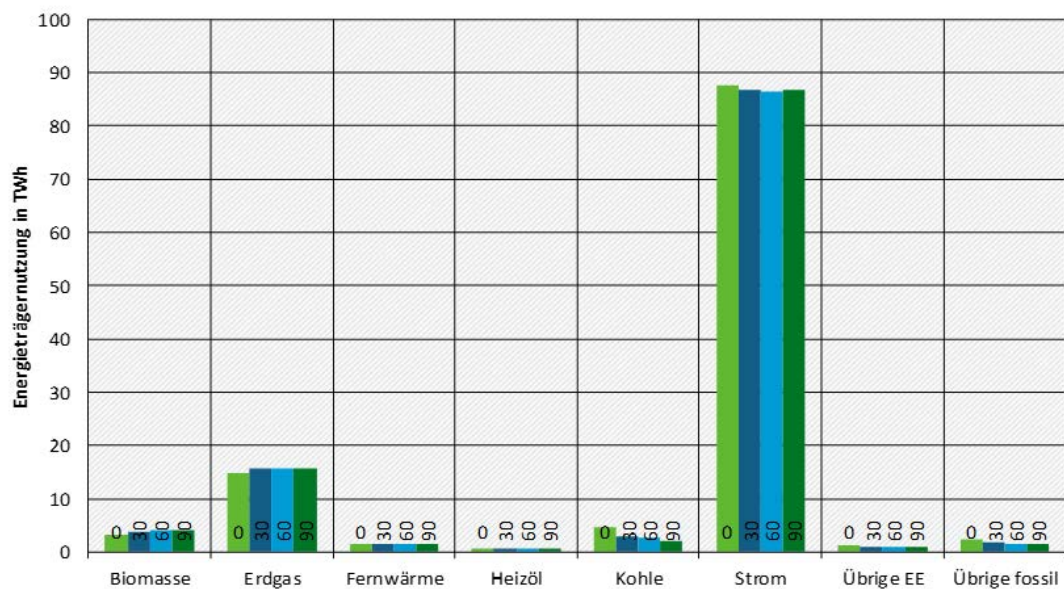
Abbildung 41: Energieträgernutzung chemische Industrie in 2040, EU28+NO, IS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Bei den nichtmetallischen Mineralien ist ebenfalls ein starker Wechsel zu Biomasse zu beobachten, ergänzt durch einen Trend zu Erdgas (Abbildung 42).

Abbildung 42: Energieträgernutzung NE-Metallindustrie in 2040, EU28+NO, IS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

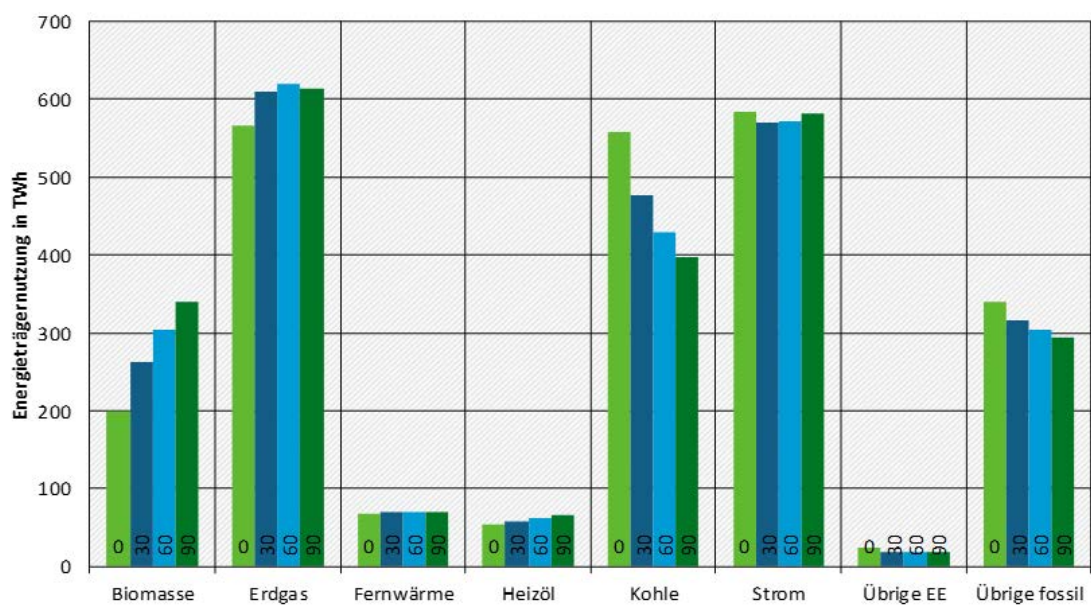
Die NE-Metalle folgen grundsätzlich diesem Trend, auch wenn hier Strom als Energieträger traditionell deutlich dominiert und dementsprechend Brennstoffe (und ihre Emissionen) eine nachgeordnete Rolle spielen.

Über alle Subsektoren und Regionen hinweg betrachtet lassen sich die beschriebenen Effekte der Nutzung der als „variabel“ definierten Energieträgeranteile wie folgt zusammenfassen (Abbildung 43):

- ▶ Es findet ein genereller Wechsel von Kohle (inklusive Koks) zu Erdgas und/oder Biomasse statt; in der höchsten Preisstufe bis auf den subsektoral hinterlegten Mindestwert von Koks in der Stahlindustrie (siehe Abschnitt 8.3.2.2). Diese bleibt mit knapp 250 TWh auch der mit Abstand größte Kohle-Nutzer.
- ▶ Es kommt zu einem Rückgang der Stromnutzung auf der 30-€/t-Preisstufe (Grund: Anstieg der Strompreise); auf den höheren Preisstufen steigt die Stromnutzung wieder an, wenn andere Energieträger höhere Preissteigerungen erfahren.
- ▶ Verbleibende, als variabel eingestufte emissionsintensive Energieträgernutzung entsteht überwiegend durch den Einsatz von Erdgas (600 TWh), das auch in hohen Preisstufen nur geringfügig verdrängt wird. Hinzu kommt nicht verdrängte Kohle in den nicht mit „technisch-bedingt fixen“ Energieträgernutzungen belegten Sektoren (hauptsächlich Raffinerien (44 TWh Petrolkoks) und nichtmetallische Mineralien (15 TWh Petrolkoks, 33 TWh Steinkohle)¹⁰⁹).
- ▶ Die Nutzung von Heizölen steigt in höheren Preisstufen an. Dieser Effekt ist mit dem gegenüber der verdrängten Kohle geringeren Emissionsfaktor zu erklären. Insgesamt verbleibt die Heizöl-Nutzung allerdings auf niedrigem Niveau (< 3 % der Gesamtnutzung).

¹⁰⁹ Der Kohleeinsatz in diesen beiden Sektoren erscheint historisch sehr stabil und wird bei mit anderen Sektoren vergleichbaren Modellannahmen deutlich schwächer von CO₂-Preisen beeinflusst. Dies legt nahe, dass es eine spezielle Ursache für die Kohlenutzung gibt. Für Raffinerien ist diese Ursache mit der Eigenerzeugung von Petrolkoks ausreichend beschrieben, für die nichtmetallischen Mineralien ist kein entsprechender Zusammenhang bekannt.

Abbildung 43: Energieträgernutzung aller Subsektoren in 2040, EU28 + NO, IS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

9 Einordnung der Ergebnisse im Kontext anderer Klimaschutzszenarien

Um eine bessere Einschätzung der Vermeidungspotenziale in den entwickelten Vermeidungskostenkurven zu ermöglichen, werden die ausgewiesenen Potenziale mit anderen verfügbaren Studien verglichen. Dabei wird im Folgenden zunächst auf die Vermeidungspotenziale und damit verbundenen Kosten eingegangen. Um eine Einordnung vornehmen zu können, werden darüber hinaus auch die wichtigsten, den Studien zugrunde liegenden Annahmen kurz diskutiert.

Zur Einordnung wurden verschiedene aktuelle Studien herangezogen, soweit möglich mit einem Fokus auf der EU. Dazu gehören mit dem EU-Referenzszenario 2016 (EC 2016) sowie der EU Low Carbon Economy Roadmap (European Commission (EC) 2011) zwei wichtige aktuelle Studien der Europäischen Kommission. Aus dem Bereich der internationalen Studien wurde der aktuelle World Energy Outlook der IEA (IEA 2016) in den Vergleich einbezogen. Hinzu kommen außerdem die Energy [r]evolution Studie für Europa (Teske 2014) sowie das BMUB Klimaschutzszenario 2050 (Fraunhofer ISI und Öko-Institut 2015; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), das sich nur auf Deutschland bezieht, und die Studie „Decarbonising Europe’s energy intensive industries – The Final Frontier“ (Wyns und Axelson 2016) zum Vermeidungspotenzial in der Industrie. Mit Ausnahme des EU-Referenzszenario 2016 untersuchen alle Studien in mindestens einem Szenario Dekarbonisierungsszenarien entweder mit dem Fokus auf eine 80-95 % Minderung bis 2050 oder auf dem 2°C-Ziel (IEA 2016).

Keine der hinzugezogenen Studien jedoch hat explizit einen Fokus auf dem EU ETS oder auf der Entwicklung von Vermeidungskostenkurven. Daraus ergibt sich einerseits, dass der sektorale Fokus bzw. die Einbeziehung von Anlagen in den hier entwickelten ETS-Vermeidungskostenkurven restriktiver ist als in den anderen Studien, die in der Regel Zahlen für den Industriesektor insgesamt ausweisen

Die Ausweisung der Ergebnisse in den Studien erfolgt in unterschiedlicher Form. Gleichzeitig divergiert der Fokus der Studien, insbesondere die Einbeziehung von Prozessemissionen oder Nicht-CO₂-Treibhausgasen. Um die Daten dennoch vergleichen oder zumindest einordnen zu können, wurde für die vorliegenden Studien versucht, mindestens drei Informationen zusammenzutragen: Die Emissionsniveaus in 2030 und 2040 (können verglichen werden, wenn Studien mit einem ähnlichen Fokus vorliegen), die Reduktion gegenüber 2005 (können verglichen werden, wenn Studien mit unterschiedlichem regionalen Fokus vorliegen, aber ansonsten vergleichbarem Fokus) und der CO₂-Preis. Soweit diese Informationen nur teilweise direkt in den Studien vorlagen, wurde versucht, mithilfe von Abbildungen oder Sekundärquellen die entsprechenden Größen abzuschätzen. Zusätzlich werden Hinweise auf Besonderheiten der jeweiligen Studien gegeben, z. B. wenn ein anderer regionaler Fokus vorliegt oder nur bestimmte Treibhausgase in der Studie untersucht werden.

9.1 Systemgrenze „Gesamtes EU ETS“

Tabelle 30: Vergleich der ETS-Vermeidungskostenkurven mit anderen Minderungsstudien, ETS gesamt

	2030			2040			Kommentare
	THG-Emissionen [Mt CO ₂ -Äq]	Reduktion vs. Bezugsjahr (i. d. R. 2005) [%]	CO ₂ -Preis [€/t CO ₂ -Äq]	THG-Emissionen [Mt CO ₂ -Äq]	Reduktion vs. 2005 [%]	CO ₂ -Preis [€/t CO ₂ -Äq]	
ETS-Sektoren (Strom, Wärme und Industrie)							
Alle THGs							
ETS-VKK							
Basisszenario	973	59 %	30	908	62 %	30	Basis: scope-korrigierte Werte (Quelle: ETS data viewer), 2005: 2.373 Mt CO ₂ -Äq
Basisszenario	699	71 %	60	637	73 %	60	
Basisszenario	668	72 %	90	603	75 %	90	
COM low carbon economy roadmap							
- Referenzszenario	1.781	27 %	36	1.414	42 %	52	Emissionen geschätzt aus Abb. 4, COM 2011, impact assessment, Werte für 2030 aus EU-Referenzszenario 2009 Basis: nicht-scope-korrigierte Werte (Quelle: EU-Referenzszenario 2009), 2005: 2.438 Mt CO ₂ -Äq
- 80 % Minderungsszenarien	1.390–1.268	43–48 %	42–62	n.a.	n.a.	55–131	Berechnet aus Angaben in COM 2011, Impact assessment, 88–92 % Minderung in 2050 Basis: nicht-scope-korrigierte

	2030			2040			Kommentare
	THG-Emissionen [Mt CO ₂ -Äq]	Reduktion vs. Bezugsjahr (i. d. R. 2005) [%]	CO ₂ -Preis [€/t CO ₂ -Äq]	THG-Emissionen [Mt CO ₂ -Äq]	Reduktion vs. 2005 [%]	CO ₂ -Preis [€/t CO ₂ -Äq]	
							Werte (Quelle: EU-Referenzszenario 2009), 2005: 2.438 Mt CO ₂ -Äq
EU-Referenzszenario 2016	1.559	38 %	37	1.269	44 %	50	Preise geschätzt aus Abb. 2, EU-Referenzszenario 2016 Basis: scope-korrigierte Werte (Quelle: EU-Referenzszenario 2016), 2005: 2.501 Mt CO ₂ -Äq
Energiebedingte Emissionen							
ETS-VKK							
Basisszenario	834	46 %	30	767	50 %	30	Bezugsjahr 2015 Basis: nur energie-bedingte Emissionen (Quelle: Energy [r]evolution study), 2015: 1.534 Mt CO ₂
Basisszenario	560	63 %	60	496	68 %	60	
Basisszenario	530	65 %	90	462	70 %	90	
Energy [r]evolution							
- COM Szenario	775	53 %	--	516	69 %	--	Bezugsjahr 2015 Basis: nur energie-bedingte Emissionen (Quelle: Energy [r]evolution study), 2015: 1.534 Mt CO ₂
- High RES-Szenario	577	65 %	--	323	81 %	--	
- High efficiency-Szenario	519	69 %	--	262	84 %	--	
Regional							
Welt							

	2030			2040			Kommentare
	THG-Emissionen [Mt CO ₂ -Äq]	Reduktion vs. Bezugsjahr (i. d. R. 2005) [%]	CO ₂ -Preis [€/t CO ₂ -Äq]	THG-Emissionen [Mt CO ₂ -Äq]	Reduktion vs. 2005 [%]	CO ₂ -Preis [€/t CO ₂ -Äq]	
WEO 2016 – 450-ppmSzenario	12.500	32 %	83	8.700	52 %	116	Bezugsjahr 2010 nur energiebedingtes CO ₂ CO ₂ -Preise von 100/140\$/t in 2030/2040
Deutschland							
ETS-VKK							
Basisszenario	272	40 %	30	240	47 %	30	
Basisszenario	173	62 %	60	143	69 %	60	Basis: nicht-scope-korrigierte Werte (Quelle: ETS data viewer), 2005: 456 Mt CO ₂ -Äq
Basisszenario	163	64 %	90	133	71 %	90	
BMUB Klimaschutzszenario 2050							
- AMS (2012)	427	25 %	30	378	33 %	40	
KS 80	292	49 %	50	195	66 %	90	
KS 95	1.999	65 %	87	117	79 %	143	

Betrachten wir zunächst das ETS als Ganzes. Die Anzahl der Studien, die den gleichen Umfang haben wie die hier entwickelten Kurven, beschränken sich auf COM-Studien. In 2030, liegt dabei das Minderungsniveau der entwickelten ETS-VKK mit 60 % gegenüber 2005 bei einem Preis von 30 €/t CO₂ deutlich höher als in den EU-Studien mit vergleichbarem Minderungspreis, die zu Minderungen zwischen 27 und 38 % kommen. Noch deutlicher ist die Differenz bei einem Preis von 60 €/t. Dies führt bei den hier entwickelten Kurven zu Minderungen in Höhe von gut 70 %, während die COM-Studien Minderungen in Höhe von maximal 48 % bei Preisen von bis zu 62 €/t CO₂ ausweisen. Die zusätzlich möglichen Minderungen bei höhere CO₂-Preisen sind auch in den hier entwickelten Kurven dann aber begrenzt. Zu beachten ist bei dem Vergleich, dass die angesetzten Emissionen im Vergleichsjahr 2005 unterschiedlich sind. Dies ergibt sich aus den unterschiedlichen angewendeten Datenquellen. Die grundsätzliche Aussage ändert dies jedoch nicht.

Ein Vergleich der energiebedingten Emissionen der hier entwickelten Kurven mit den in der energy [r]evolution-Studie ausgewiesenen Vermeidungspotenzialen dagegen zeigt größere Vermeidungspotenziale in der energy [r]evolution-Studie. Während die Minderungen der energiebedingten Emissionen im ETS-VKK-Basisszenario abhängig vom CO₂-

Preis bei 46–70 % gegenüber 2015 liegen, erzielen die ambitionierten Minderungsszenarien der energy [r]evolution-Studie Minderungen von 53–84 %. Da die energy [r]evolution-Studie keine CO₂-Preise zu den Szenarien angibt, können hier keine Rückschlüsse gezogen werden.

Vergleicht man die Emissionsentwicklungen für Deutschland zwischen dem ETS-VKK-Basisszenario und dem BMUB-Klimaschutzszenario 2050, so zeigen sich insgesamt leicht größere Vermeidungspotenziale in BMUB-Klimaschutzszenario 2050. Gleichzeitig sind damit jedoch auch höhere Kosten verbunden. Bei gleichen Kosten im unteren untersuchten Bereich (~30 €/t CO₂) weist die BMUB-Klimaschutzszenario-2050-Studie dagegen geringere Vermeidungen aus als das ETS-VKK-Basisszenario.

Wenig vergleichbar sind die Zahlen des WEO, die sich auf die ganze Welt beziehen. Hier sind Minderungen von maximal 52 % möglich bei CO₂-Preisen von über 110 €/t. Allerdings liegen der globalen Entwicklung entsprechend andere Wachstumsprognosen zugrunde als für die EU bzw. Deutschland.

Vergleicht man die beiden großen Sektoren der Vermeidungskostenkurven (Strom & Wärme vs. Industrie) mit den Ergebnissen anderer Studien, so zeigen sich große Unterschiede.

9.2 Studienvergleich für „Strom und Wärme im EU ETS“

Tabelle 31: Vergleich der ETS-Vermeidungskostenkurven mit anderen Minderungsstudien, Strom und Wärme

	2030			2040			Kommentare
	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. Bezugsjahr (i. d. R. 2005) [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. 2005 [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	
Strom & Wärme							
ETS-VKK							
- Basisszenario	434	72 %	30	410	73 %	30	Basis: scope-korrigierte Werte ¹ (Quelle: ETS data viewer), abzüglich der korrigierten Stahlwerke (48.32 Mt CO2), 2005: 1.542 Mt CO2-Äq
- Basisszenario	177	89 %	60	159	90 %	60	
- Basisszenario	159	90 %	90	139	91 %	90	
COM low carbon economy roadmap							
- Referenzszenario	998	36 %	36	638	61 %	52	Basis: Emissionen von „Power generation/District Heating“ + „Energy Branch“
- 80 % Minderung	786–524	50–66 %	42–62	425–49	73–97 %	55–131	
- EU-Ref-Sz. 2016	978	41 %	37	770	54 %	50	
WEO 2016							
450ppm Szenario	446	65 %	83	213	83 %	116	2005er Zahlen interpoliert aus Daten für 1990 und 2014, CO2-Preise von 100/140\$/t in 2030/2040
ETS-VKK							

	2030			2040			Kommentare
	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. Bezugsjahr (i. d. R. 2005) [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. 2005 [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	
Basisszenario	434	64 %	30	410	66 %	30	Basis: 1.212 Mt CO2 in 2015 (Quelle: ETS data viewer)
Basisszenario	177	85 %	60	159	87 %	60	
Basisszenario	159	87 %	90	139	89 %	90	
Energy [r]evolution							
- COM Szenario	427	60 %	---	312	71 %	---	Basis: 1.063 Mt CO2 in 2015 (Quelle: Energy [r]evolution study)
- High RES	309	71 %	---	176	83 %	---	
- High efficiency	251	76 %	---	120	89 %	---	

Im Strom- und Wärmesektor wird in den hier entwickelten Vermeidungskostenkurven bereits bis 2030 bei einem CO₂-Preis von 60 €/t eine weitgehende Dekarbonisierung erreicht. Dagegen zeigt sich kaum ein Unterschied zwischen 2030 und 2040 bezogen auf das erreichte Minderungspotenzial. Auch eine Steigerung des CO₂-Preises auf 90 €/t führt nur zu sehr geringfügigen zusätzlichen Minderungen (< 10 Mt). Die verbleibenden Emissionen stammen überwiegend aus der Fernwärmeerzeugung, die in den vorliegenden Szenarien nicht vollständig dekarbonisiert wird, sondern einen Sockel an Restemissionen behält.

Verglichen damit zeigen die EU-Studien insbesondere in 2030 ein deutlich geringeres Vermeidungspotenzial. Die absoluten Emissionen liegen hier zwischen 520 und 1.000 Mt CO₂-Äq. bei CO₂-Preisen zwischen 30 und 60 €/t CO₂. Die ETS-VKK weisen hier dagegen nur noch Restemissionen zwischen 160 und 430 Mt CO₂ bei vergleichbaren CO₂-Preisen aus. Für 2040 ändert sich das Bild in den EU-Studien etwas. Bei hohen CO₂-Preisen von 130 €/t CO₂ werden die Emissionen auf nur noch 50 Mt CO₂ reduziert wohingegen für einen CO₂-Preis von 90 €/t CO₂ in den entwickelten Vermeidungskostenkurven noch Restemissionen in Höhe von etwa 140 Mt CO₂ verbleiben. Nicht erkennbar ist, bei welchen Preisen die zusätzlichen Minderungen in den EU-Studien realisiert werden, so dass auch hier ein Vergleich schwierig ist. Bei vergleichbaren CO₂-Preisen zwischen 50 und 60 €/t CO₂ bleibt das Bild aus 2030 dagegen bestehen: Die ETS-VKK weisen ein deutlich höheres CO₂-Vermeidungspotenzial aus verglichen mit den EU-Studien.

Der IEA World Energy Outlook weist ebenfalls geringere Vermeidungspotenziale aus. Hier werden Restemissionen in Höhe von 450 Mt in 2030 bzw. 210 Mt CO₂ in 2040 erzielt, jedoch verglichen mit den ETS-VKK mit deutlich höheren CO₂-Preisen von 80 bzw. 110 €/t CO₂.

Die Potenziale in der Greenpeace Energy [r]evolution Studie sind in etwa vergleichbar mit denen der hier entwickelten ETS-VKK. In 2030 liegt das Potenzial mit rund 100 Mt zusätzlicher Minderung dabei leicht über dem in den ETS-VKK erreichten Emissionen. In 2040 gleicht sich dieser Unterschied fast vollständig an. Aufgrund der fehlenden CO₂-Preise in der Energy [r]evolution Studie ist eine echte Einordnung über Preise nicht möglich.

Bei der Strom- und Wärmeerzeugung sind die Systemgrenzen der verglichenen Studien sehr ähnlich. In allen Fällen sind die Systemgrenzen der Studien bezogen auf die einbezogenen Gase und Sektoren weitgehend vergleichbar (energiebedingte CO₂-Emissionen). Deutliche Unterschiede können sich jedoch aus den zugrunde liegenden erzeugten Strommengen ergeben. Diese sind in Tabelle 32 dargestellt. Insgesamt ordnen sich dabei die erzeugten Strommengen für die ETS-Vermeidungskostenkurven ganz gut in die Spannweite der anderen Studien ein. Auffällig ist die relativ geringe Stromerzeugung im High-Efficiency-Szenario der Energy [r]evolution Studie, die die niedrigen Emissionen in diesem Szenario ein Stück weit erklärt. Die erzeugten Strommengen in der Low Carbon Economy Roadmap der EU dagegen liegen deutlich über den Annahmen der entwickelten Vermeidungskostenkurven (und damit den Annahmen des Referenzszenario 2016) und erklären damit zumindest teilweise die geringeren Reduktionen in diesen Studien.

Tabelle 32: Bruttostromerzeugung in den verschiedenen Szenarien 2030/2040

	2030 [TWh]	2040 [TWh]
ETS-VKK	3.323	3.615
COM Low Carbon Economy Roadmap*		
Referenzszenario	4.000	4.500
80 % Minderungsszenarien	2.800-4.300	4.300-5.000
EU-Referenzszenario 2016	3.528	3.760
Energy [r]evolution 2015		
COM Szenario	3.499	4.151
High RES-Szenario	3.543	4.030
High-Efficiency-Szenario	2.932	3.308
WEO 2016 – 450-ppm-Szenario	3.379	3.427
* Bruttostrombedarf		

9.3 Studienvergleich für „Industrie im EU ETS“

Tabelle 33: Vergleich der ETS-Vermeidungskostenkurven mit anderen Minderungsstudien, Industrie im EU ETS

	2030			2040			Kommentare
	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. Bezugsjahr (i. d. R. 2005) [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. 2005 [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	
Industrie (alle THGs)							
ETS-VKK							
Basisszenario	539	35 %	30	498	40 %	30	Basis: 831 Mt CO2-Äq in 2005 (Quelle: ETS data viewer + Begleitmaterial, eigene Scope-Korrektur ¹), inklusive der korrigierten Stahlwerke (48.32 Mt CO2)
Basisszenario	522	37 %	60	478	42 %	60	
Basisszenario	509	39 %	90	464	44 %	90	
COM low carbon economy roadmap							
- Referenz	744	16 %	36	722	19 %	52	Emissionen von „Industry“ + „CO ₂ , non energy and non-land use related“
- 80 % Minderung	767–667	13–25 %	42–62	544–289	39 %–67 %	55–131	
EU-Ref-Sz. 2016	600	35 %	37	483	47 %	50	
Industrie (energiebedingte Emissionen)							
ETS-VKK							
Basisszenario	400	20 %	30	357	29 %	30	

	2030			2040			Kommentare
	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. Bezugsjahr (i. d. R. 2005) [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	THG-Emissionen [Mt CO2-Äq]	Reduktion vs. 2005 [%]	CO2-Preis [€/t CO2-Äq]	
Basisszenario	383	23 %	60	337	33 %	60	Basis: 500 Mt CO2 in 2015 (Quelle: FORECAST-Industry)
Basisszenario	371	26 %	90	323	35 %	90	
Energy [r]evolution							
- COM Szenario	348	26 %	--	204	57 %	--	Basis: 471 Mt CO2 in 2015 (Quelle: Energy [r]evolution study)
- High RES	268	43 %	--	147	69 %	--	
- High efficiency	268	43 %	--	142	70 %	--	
Regional - Welt							
WEO 2016 – 450-ppm-Szenario	5.800	0 %	83	5.200	10 %	116	Basis: 5,8 Gt CO2 in 2010 (Geschätzt aus Abb. 8.10)

1 Zahlen zur Scope-Korrektur werden von der EEA nur für das gesamte EU ETS veröffentlicht. Für die hier dargestellten Zahlen wurde abgeschätzt, welcher Anteil der Scope-Korrektur (insgesamt 359 Mt CO₂-Äq) auf den Industriesektor entfällt (geschätzt: 230 Mt CO₂-Äq). Folgende Annahmen wurden getroffen:

Für die sechs Beitrittsstaaten wurden 40 Mt CO₂-Äq der Industrie zugeschlagen

PFC und N₂O wurde zu 100 % der Industrie zugeschlagen (58 Mt CO₂-Äq)

von den in der 3. HP neu hinzugekommenen CO₂-Emissionen wurden 90 % der Industrie zugeschlagen (86 Mt CO₂-Äq)

von den in der 2. HP neu hinzugekommenen Emissionen wurden 50 Mt CO₂-Äq der Industrie zugerechnet (Emissionen aus der erweiterten Definition von Verbrennungsanlagen)

Für den Industriesektor ergibt sich kein klares Bild zwischen den im Rahmen des Projektes ermittelten und den in anderen Studien ausgewiesenen Vermeidungspotenzialen.

Die Szenarien der Low Carbon Economy Roadmap der EU-Kommission weisen für 2030 niedrigere relative Minderung bei vergleichbaren CO₂-Preisen zwischen 30 und 60 €/t CO₂ aus und weisen entsprechend deutlich höhere Restemissionen aus. In den Minderungsszenarien der EU Low Carbon Economy Roadmap für 2040 wiederum werden neben niedrigeren relativen Emissionsminderungen bei einem höheren CO₂-Preis von gut 50 €/t CO₂ im Referenzszenario auch deutlich höhere relative Minderungen bei CO₂-Preisen zwischen 55 und 130 €/t CO₂ und entsprechend niedrigere Emissionsniveaus erreicht.

Allerdings ist ein Vergleich der Zahlen zwischen den hier entwickelten ETS-Vermeidungskostenkurven und den in der Low Carbon Economy Roadmap ausgewiesenen Zahlen methodisch schwierig. Dabei spielt insbesondere die Abgrenzung der ETS-Sektoren eine Rolle, die auf Basis der Kommissionsstudien nicht eindeutig möglich ist. Zur Berechnung der Industrieemissionen für den Vergleich wurde hier auf die Emissionen der Kategorien „Industry“ und „CO₂ emissions (non energy and non land use related)“ zurückgegriffen. Darin sind einerseits auch die Industriesektoren enthalten, die nicht dem ETS unterliegen, andererseits können in der zweiten Kategorie auch Nicht-Industrie-Emissionen enthalten sein. Es ist also anzunehmen, dass der Bezugsrahmen deutlich größer ist als für die ETS-Vermeidungskostenkurven. Dem entgegen wirkt allerdings die Tatsache, dass in den Kommissionsstudien nur CO₂-Emissionen abgebildet sind, die nicht-CO₂-Treibhausgase (die im Industriesektor jedoch gering sind) nicht. Außerdem fehlt in der Kommissionsstudie eine detaillierte Darstellung der ergriffenen Maßnahmen für die Minderungsszenarien. Angegeben wird, dass CCS eine wichtige Rolle spielt, eine Option, die in den ETS-Vermeidungskostenkurven nicht zur Verfügung steht.

Die Energy [r]evolution Studie und der World Energy Outlook bilden im Unterschied zu den anderen Studien nur energiebedingte Emissionen ab. Auch hier ist ein Vergleich also methodisch schwierig. Verglichen mit der Entwicklung der energiebedingten Emissionen in den ETS-VKK kommt die Energy [r]evolution Studie zu deutlich höheren Minderungen sowohl in 2030 (mit bis zu 100 Mt niedrigeren Emissionsniveaus) als auch insbesondere in 2040 (mit bis zu 180 Mt niedrigeren Emissionsniveaus). Erläuterungen dazu, wie diese Minderungen erreicht werden, gibt es keine. Allerdings ist in FORECAST-Industry der Wechsel von Brennstoffen eher träge. Die Sensitivitätsrechnung zu innovativen Technologien bildet ein Szenario ab, das weitere technologische Möglichkeiten abbildet, die in der Modellogik von FORECAST-Industry zunächst nicht abgebildet sind und die zu deutlich höheren Minderungen führen könnten.

Im Gegensatz dazu erzielt der World Energy Outlook selbst bei einem Preis von 116 €/t CO₂ nur eine Minderung von 10 % bezogen auf 2010. Sowohl Energieeffizienz als auch CCS werden als Kernmaßnahmen hervorgehoben um die Emissionen im Industriesektor zu senken. Es ist zu vermuten, dass ein Hauptunterschied zwischen dem World Energy Outlook einerseits und den europäischen Studien andererseits in den unterschiedlichen Annahmen zur Produktionsentwicklung liegen. In den genannten Studien für Europa wird – wenn überhaupt – ein eher schwaches Wachstum der Industriesektoren unterstellt. Es ist zu vermuten, dass im World Energy Outlook, der alle Regionen, industrialisierte und

noch nicht industrialisierte, abbildet, dagegen ein deutliches Wachstum der Industrie-sektoren unterstellt wird. Diese Vermutung kann jedoch nicht überprüft werden, da keine Angaben zur Entwicklung der Produktion gemacht werden.

10 Sensitivitätsanalysen zur Rolle ausgewählter Annahmen im Basis-Szenario

Um die Robustheit der erzeugten Vermeidungskostenkurven zu testen, wurden eine Reihe von Sensitivitätsszenarien entwickelt und Vermeidungskostenkurven dazu berechnet. Um die Anzahl der Szenarien zu begrenzen, wurden die Sensitivitäten lediglich für das Stützjahr 2040 durchgeführt. Durch die Wahl des späteren Zeitpunktes ergeben sich höhere Freiheitsgrade für die Modelle und es ist dementsprechend eine höhere Varianz durch die Veränderung der Parameter zu erwarten. Nachfolgend sind die den Sensitivitäten zugrunde liegenden Überlegungen sowie die wichtigsten Ergebnisse dargestellt.

10.1 Sensitivität „Erdgaspreis“

10.1.1 Hintergrund und Implementierung

Energiepreise haben bereits im 0-€-Szenario und ggf. im Referenzszenario wichtige Auswirkungen auf den Einsatz der verschiedenen Brennstoffe, aber auch auf die Entscheidung zwischen erneuerbaren Energieträgern und fossiler Energieerzeugung. Ein auffälliges Ergebnis im Basisszenario ist die geringe Bedeutung von Gas, insbesondere von Gaskraftwerken im Stromsektor. Eine mögliche Ursache für dieses Ergebnis kann der unterstellte Gaspreis sein.

Ausgangspunkt für diese Sensitivität ist die historische Entwicklung des relativen Preisverhältnisses von Gas zu Steinkohle. Während das Preisverhältnis seit 1995 einen deutlichen Aufwärtstrend zeigt (vgl. Abb. 9 in EU Ref 2016), wird im hier definierten Basisszenario (entsprechend dem EU-Referenzszenario 2016) von einer Trendumkehr und Stabilisierung des Preisverhältnisses von Gas zu Kohle ausgegangen.

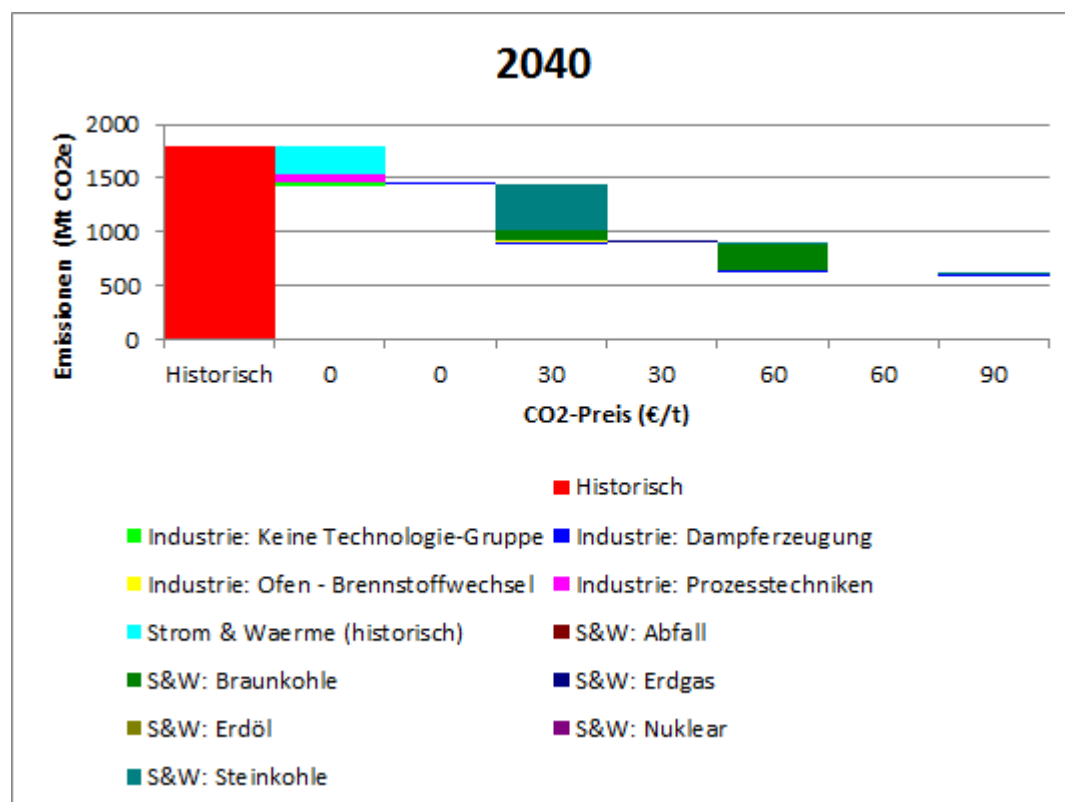
Im Rahmen der Sensitivitätsrechnungen wird nun untersucht, wie sich ein sich weiter verteuender Gaspreis oder ein sich deutlich reduzierender Gaspreis auf die Vermeidungskosten auswirken.

Dafür werden die vier Rechnungen für das Jahr 2040 mit jeweils um 30 % abgesenkten und um 30 % angehobenen Gaspreis wiederholt.

10.1.2 Überblick der Ergebnisse

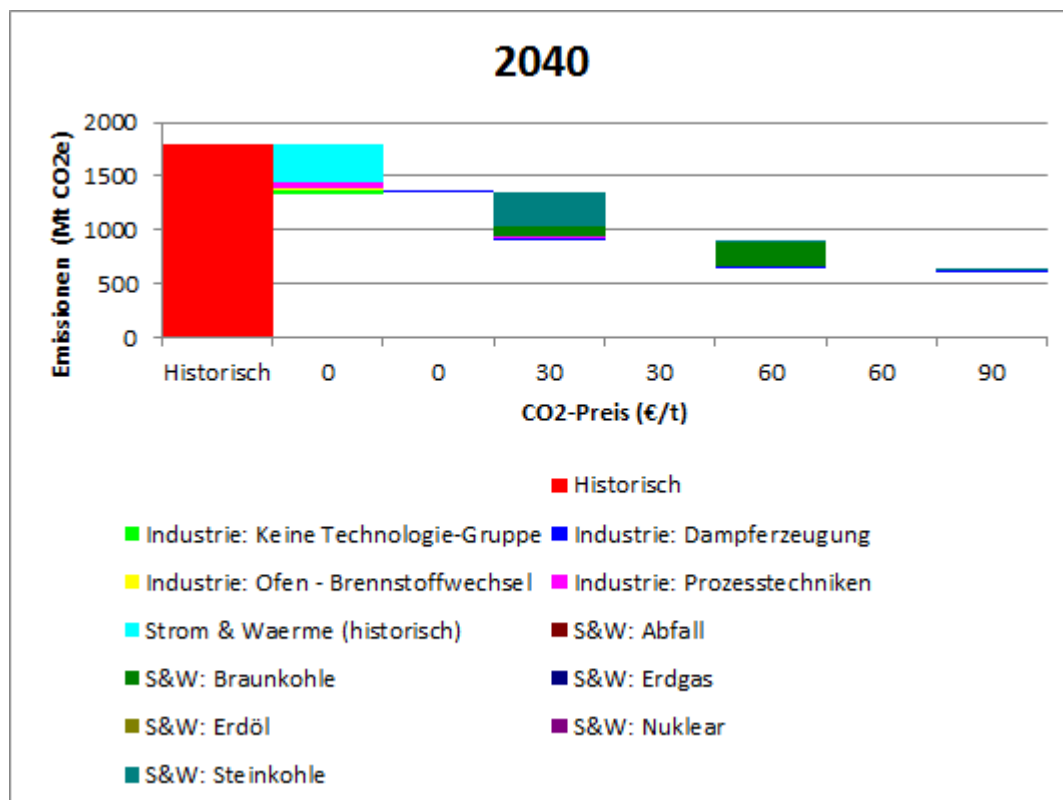
Auswirkungen der Sensitivität über Gaspreise sind insgesamt eher gering. Die Gesamtmininderungen bei höheren Gaspreisen sind leicht höher als im Basisszenario (1.212 Mt CO₂-Äq) und bei niedrigeren Gaspreisen leicht niedriger als im Basisszenario (1.191 t CO₂-Äq). Deutlich verändert ist das Vermeidungspotenzial von Steinkohle, das im Falle eines höheren Gaspreises ansteigt (457 Mt CO₂-Äq) und im Falle eines niedrigeren Gaspreises reduziert wird (343 Mt CO₂-Äq). Damit einher geht eine deutliche Veränderung des Vermeidungspotenzials auf der „0-€“-Stufe. Es liegt im Falle der höheren Gaspreise bei 500 Mt und im Falle der niedrigeren Gaspreise bei 414 Mt CO₂-Äq.

Abbildung 44: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040, Sensitivität „30 % höherer Gaspreis“



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 45: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040, Sensitivität „30 % niedrigerer Gaspreis“

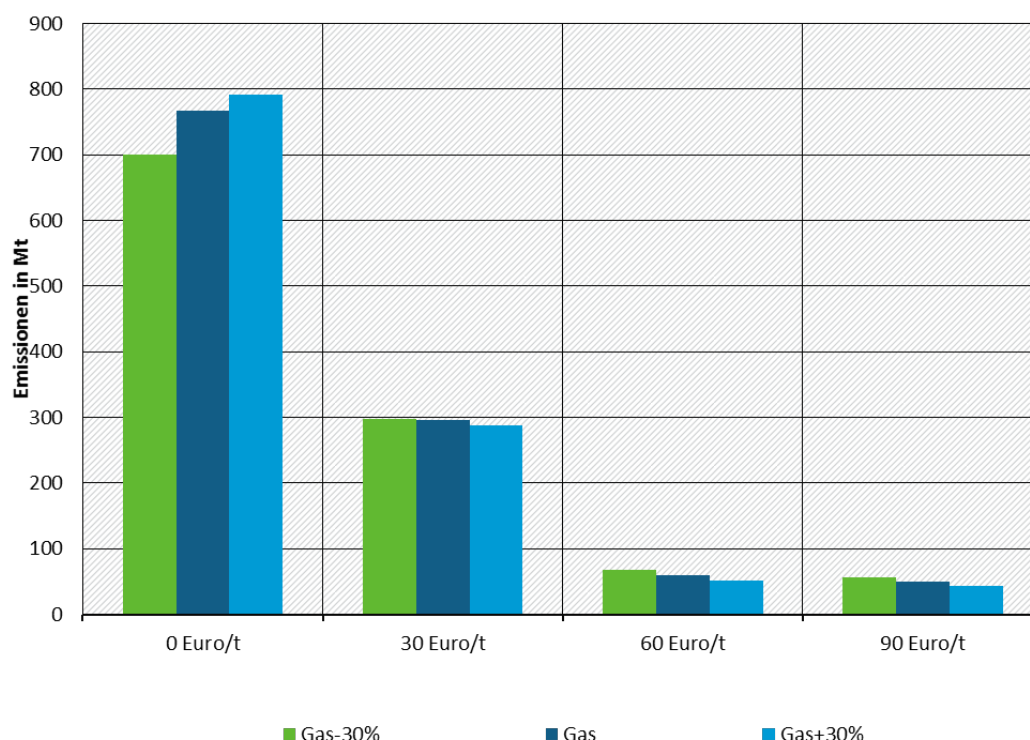


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.1.3 Ergebnisse für Strom und Wärme

Die Auswirkung der Variation des Gaspreises auf die Emissionen im Stromsystem sind in der nachfolgenden Grafik dargestellt. Die deutlichsten Auswirkungen zeigen sich bei einem CO₂-Preis von 0 €/t. Hier führt ein niedrigerer Gaspreis zu einem Absinken der Emissionen gegenüber der Referenz um 66 Mt. Ein höherer Gaspreis führt zu einem leichten Anstieg der Emissionen. Bei CO₂-Preisen ab 30 €/t sind Auswirkungen des Gaspreises auf die Emissionen im Vergleich zum Basisszenario sehr gering.

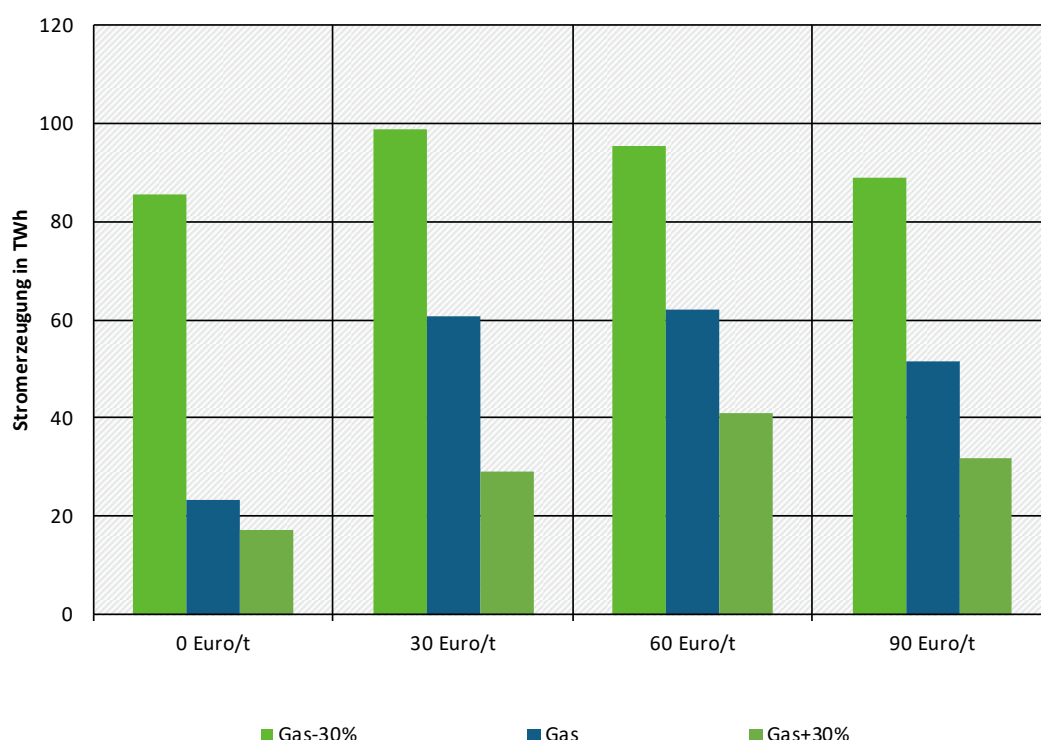
Abbildung 46: Wirkung des Gaspreises auf die errechneten Emissionen 2040



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Ursache für diese Effekte lassen sich anhand der weiteren Abbildung der Entwicklung der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken in den analysierten Rechnungen erläutern. Bei einem CO₂-Preis von 0 €/t steigt die Stromproduktion aus Gaskraftwerken von 23 TWh auf 85 TWh durch den niedrigeren Gaspreis an. In dieser Abbildung zeigt sich deutlich, dass ein Anstieg des Gaspreises aufgrund des niedrigen Ausgangswertes nur geringe Wirkung auf die Erzeugung bzw. Emissionen hat. Die weiteren Preisstufen weisen ähnliche Effekte auf. Ein sinkender Gaspreis führt zu deutlich steigender Produktion aus Gaskraftwerken. Höhere Gaspreise führen zu sinkender Produktion. Aufgrund des höheren Ausgangswertes in der Referenz von 50–60 TWh ist hier die Wirkung der Absenkung bei höheren CO₂-Preisen deutlicher. Die Tatsache, dass die höhere Produktion bei niedrigen Gaspreisen und höheren CO₂-Preisen nicht zu geringeren CO₂-Emissionen führt, liegt in der Verdrängungswirkung begründet. Bei niedrigen CO₂-Preisen verdrängt Strom aus Gaskraftwerken verstärkt Kohlestrom und wenig Erneuerbare Energien in der hier relevanten Vollkostenbetrachtung. Bei hohen CO₂-Preisen sind Erneuerbare Energien die dominante Technologie im System und ein niedrigerer Gaspreis führt hier verstärkt zu einer Verdrängung Erneuerbarer Energien und somit höheren Emissionen.

Abbildung 47: Stromerzeugung aus Gaskraftwerken



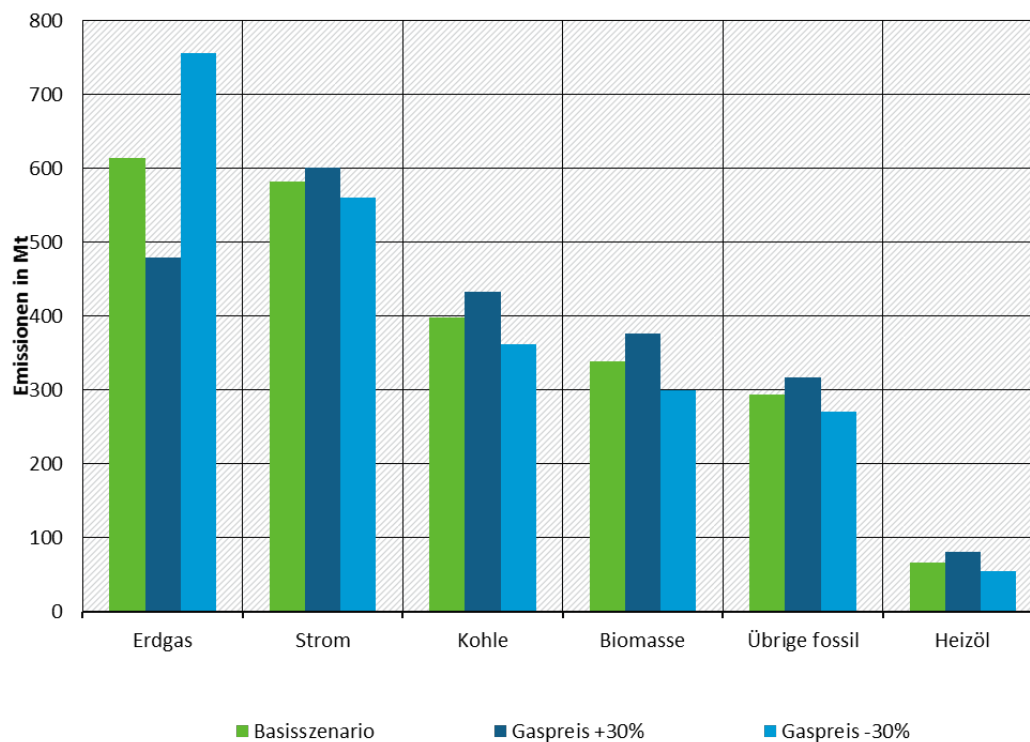
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.1.4 Ergebnisse für die Industriesektoren

Die grundlegenden Effekte bleiben in der Sensitivitätenrechnung mit 30 % höherem Erdgaspreis erhalten. Maßgebliche Veränderungen finden in einer Verschiebung aller konkurrierenden Energieträger weg von Erdgas statt (beispielhaft dargestellt für die 90-€-Preisstufe in Abbildung 48). Da dies alle Energieträger betrifft; insbesondere solche mit höherem (Kohle) und niedrigerem (Biomasse) Emissionsfaktor, hält sich in Summe die Wirkung auf die Emissionen trotz einer hohen verschobenen Energiemenge (Erdgas etwa -130 TWh, Strom +20 TWh, Kohle +40 TWh, Biomasse +40 TWh, „Übrige fossil“ +20 TWh, Heizöl +15 TWh) in Grenzen (Abbildung 49).

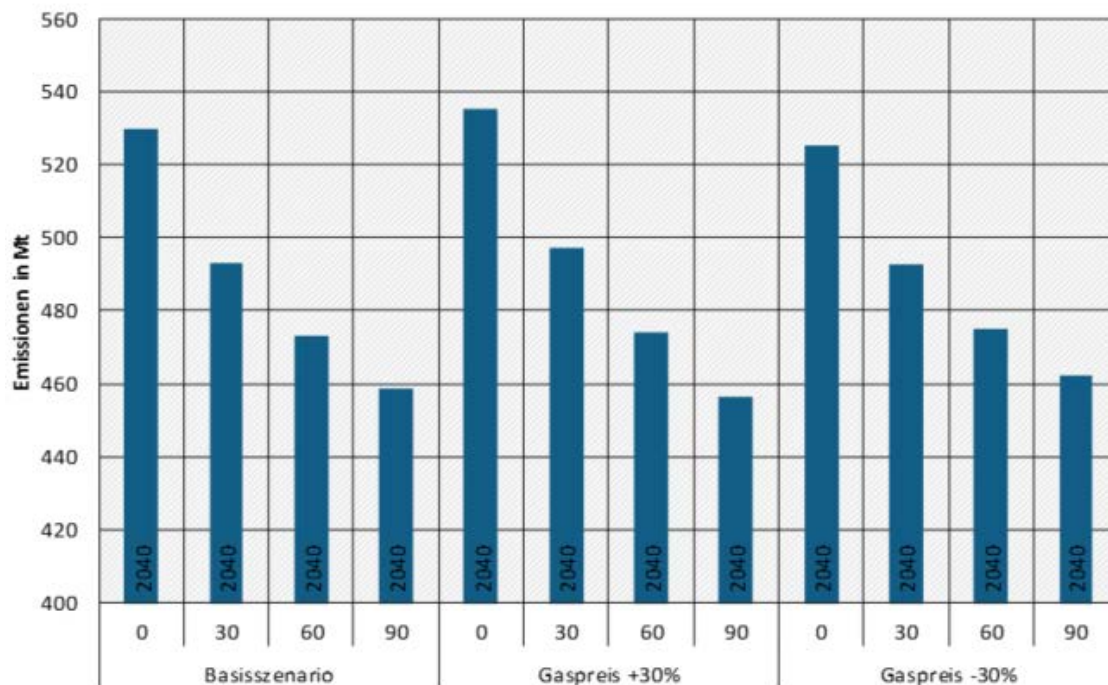
Für die Sensitivitätsrechnung mit niedrigerem Erdgaspreis gilt mit umgekehrten Vorzeichen der Zusammenhang ebenso. Auch hier kommt es zwar zu deutlichen Verschiebungen in der Nutzung der Energieträger von den übrigen Energieträgern hin zu einer deutlich erhöhten Erdgasnutzung. Da aber sowohl die emissionsintensiven Energieträger Kohle und Übrige Fossile als auch die emissionsfreien Energieträger Biomasse und Strom verlieren, hebt sich der Effekt auf die Emissionen aus. Zusammenfassend ist zu beobachten, dass ein niedrigerer Erdgaspreis im Modell in niedrigen CO₂-Preispfaden leicht verringerte, in hohen CO₂-Preispfaden leicht erhöhte Emissionen verursacht (etwa gleich bei 60 €/t CO₂-Äq). (Abbildung 49.)

Abbildung 48: Energieträgernutzung der Industrie in den Sensitivitätsrechnungen Gaspreis



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 49: Emissionen der Industrie in den Sensitivitätsrechnungen zum Gaspreis in 2040



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.2 Sensitivität „Privatwirtschaftliche Perspektive“

10.2.1 Hintergrund und Implementierung

Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, hat die Wahl der Perspektive (sozial vs. privatwirtschaftlich) wichtige Implikationen für die Wahl der Technologien. Das Basisszenario orientiert sich bei der Abbildung von Entscheidungen, Kosten und Potenzialen an einer sozialen Perspektive. Die darin ausgewiesenen Vermeidungspotenziale bilden also näherungsweise den Technologiemarkt ab, der aus gesellschaftlicher Sicht wirtschaftlich sinnvoll wäre (vgl. Ausführungen in Abschnitt 5.1.3, 5.2.3 und 7.5).

In dieser Sensitivitätsanalyse wird dagegen eine privatwirtschaftliche Perspektive eingenommen, d. h. hier wird zum Beispiel berücksichtigt, dass Investitionsentscheidungen in Unternehmen mit einer Gewinnerzielungsabsicht und unter Berücksichtigung kurzfristiger Risiken getroffen werden. Das Risiko mittel- und langfristig steigender CO₂- und Energieträgerpreise wird hingegen ausgeblendet. Zur Umsetzung wurden insbesondere die folgenden Parameter angepasst:

- **Enertile:** In Enertile wurde die Zinsrate für Kapital auf 7,5 % angepasst.

- FORECAST: Neben der Zinsrate (wie bei Enertile: 7,5 %) wurden weitere Modellparameter angepasst, um in der privatwirtschaftlichen Perspektive Investitionshemmnisse und Trägheiten im Markt abzubilden (vgl. auch Abschnitt 7.5 und Tabelle 25).

In den verschiedenen Modellteilen von FORECAST lassen sich die maßgeblichen Einflüsse der veränderten wirtschaftlichen Perspektive folgendermaßen zusammenfassen:

Prozesstechniken:

- Erhöhung der Amortisationsanforderungen von etwa 7 Jahren (95 % der Investitionen werden getätigt) auf 1 Jahr (60 % der Investitionen werden getätigt), siehe auch Abbildung 57.
- Verwendung der kalkulatorischen Lebensdauer für alle Wirtschaftlichkeitsberechnungen (kürzer als technische Lebensdauer)
- Erhöhung der allgemeinen Diskontrate auf 7,5 %.

Dampferzeugung:

- Verringerung der (in der sozialen Perspektive sehr hohen) Markthomogenität¹¹⁰, um Ineffizienz durch fehlende Information darzustellen; es werden häufiger nicht-optimale Optionen gewählt.
- Erhöhung des Anteils an Entscheidungen, die nicht auf einer wirtschaftlichen Analyse der verfügbaren Technologien, sondern einer Weiternutzungstendenz der bisherigen Technologie beruhen (von 0 % auf 50 %).
- Verwendung der kalkulatorischen Lebensdauer für alle Wirtschaftlichkeitsberechnungen (kürzer als technische Lebensdauer)
- Erhöhung der allgemeinen Diskontrate auf 7,5 %.

Ofen – Brennstoffwechsel:

- Leichte Reduktion der Diffusionsgeschwindigkeit von Marktanteiländerungen (Anlagenerneuerungen dauern länger)

Alle Modellteile von FORECAST:

¹¹⁰ Die Markthomogenität beschreibt die Eigenschaft eines definierten Marktes (hier: Angebot an Technologien zur Dampferzeugung), einheitliche Lösungen zu erzielen. Ein Markt ist stark homogen, wenn ein Großteil der Akteure die gleichen Entscheidungen treffen. Hohe Homogenität äußert sich daher in der Dominanz der (entsprechend der angelegten Kriterien) besten Option. Niedrige Homogenität ‚verwischt‘ die von den Akteuren wahrgenommenen Eigenschaften der Optionen. Die Markthomogenität kann zum einen durch tatsächlich vorhandene, unterschiedliche Voraussetzungen der Akteure (Nischenanwendungen) oder durch mangelnde Information niedrig sein. Für den sozialen Planer sind lediglich tatsächlich vorhandene Inhomogenitäten relevant. Die Markthomogenität ist daher im Basisszenario sehr hoch, aber nicht absolut.

- Einbeziehung nicht-erstattungsfähiger Steuerbestandteile (Definition gemäß Eurostat, siehe Europäische Kommission 2016a) in Energieträgerpreise.

Die wichtigste Anpassung ist dabei die Erhöhung der Anforderungen an Energieeffizienzinvestitionen, ausgedrückt in einer verringerten verlangten Amortisationszeit auf übliche 2–3 Jahre¹¹¹. Darüber hinaus wird eine stärkere Marktheterogenität im Bereich der Dampferzeuger angenommen, wodurch die Diffusion neuer Technologien verzögert wird. Die für die Berechnung der wirtschaftlich in Konkurrenz stehenden Dampferzeuger angenommene Lebensdauer wird auf die kalkulatorische Lebensdauer verringert. Dadurch erscheinen ebenfalls neue Technologien (mit höheren Investitionen, aber geringeren laufenden Kosten) unattraktiver. Die tatsächliche Lebensdauer der Anlagen ist davon nicht betroffen. Schließlich werden alle Energieträger mit den vollen Steuern und Abgaben¹¹² belastet (ausgenommen Mehrwertsteuer).

Unverändert bleibt dagegen in beiden Modellen die Annahme konstanter CO₂- und Energieträgerpreise über den gesamten Zeitraum. Auch wenn die Abbildung sich verändernder Preise und eine Entscheidung auf Basis von heutigen oder in naher Zukunft zu erwartenden Preisen ein wichtiger Bestandteil der privaten Perspektive bildet, so erlaubt das modelltechnische Vorgehen bei Enertile (ausschließliche Berechnung einzelner Stützjahre) keine Berücksichtigung sich verändernder Preise. Aus Konsistenzgründen wurde daher auch beim Einsatz von FORECAST auf sich verändernde Preise verzichtet.

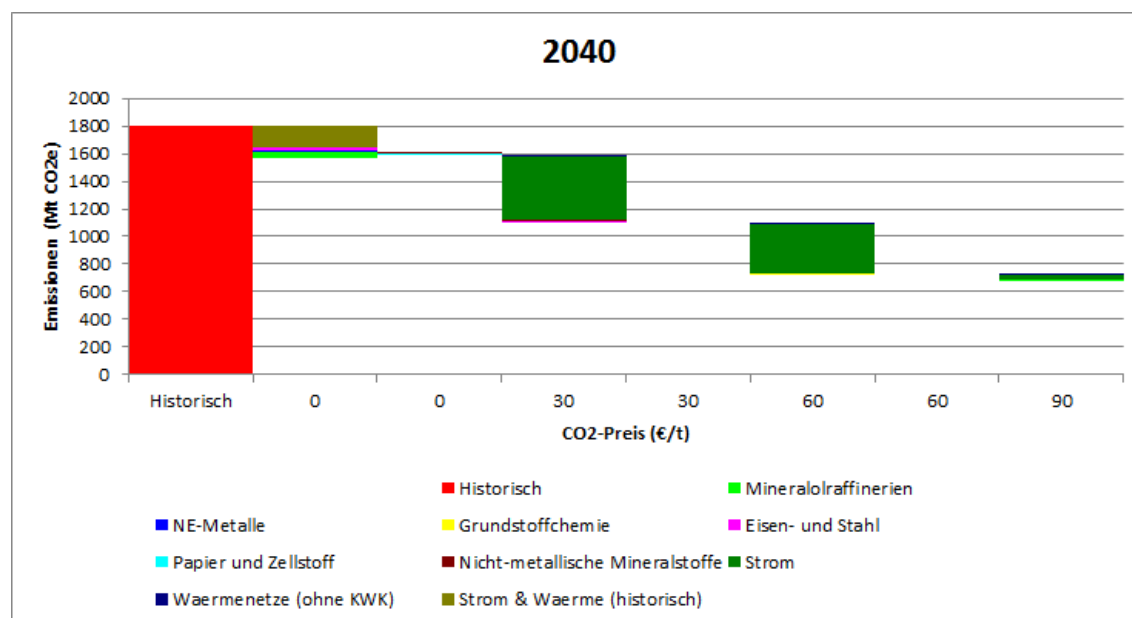
10.2.2 Überblick der Ergebnisse

Auffällig sind hier die insgesamt deutlich höheren Emissionsniveaus verglichen mit dem Basisszenario, insbesondere auf den niedrigen CO₂-Preisstufen (0 €/t und 30 €/t). Bei einem Preis von 90 €/t CO₂ weist die Kurve ein Vermeidungspotenzial in Höhe von 1.121 Mt CO₂-Äq auf und liegt damit unterhalb des Vermeidungspotenzials im Basisszenario. Unterschiede ergeben sich insbesondere auf der 0- und 30-€/t-Stufe. Hier liegt das ausgewiesene Potenzial bei nur 214 Mt bzw. 488 Mt im Vergleich zu 377 Mt und 518 Mt im Basisszenario. Das heißt, eine Reihe von Minderungsmaßnahmen, die in der sozialen Perspektive ohne CO₂-Preis bzw. mit sehr geringen CO₂-Preisen bereits realisiert werden, werden aus einer privaten Perspektive nicht mehr oder erst bei höheren CO₂-Preisen realisiert.

¹¹¹ Die Amortisationszeit als alleiniges Entscheidungskriterium heranzuziehen (und etwa keine Berechnung des *return on investment*) ist für vergleichsweise kleine Investitionen, die nicht das Kerngeschäft betreffen, üblich (IREES, ISI 2014). Die Beschränkung auf Amortisationszeiten von 2–3 Jahren bedeutet, dass eigentlich wirtschaftliche Optionen nicht realisiert werden. Für die Modellierung bedeutet das konkret, dass Energieeffizienzoptionen mit 3 Jahren Amortisationszeit zu 30 % realisiert werden, 60 % Realisierungsrate werden ab einem Jahr Amortisationszeit erreicht. Im Basisszenario werden ab 7 Jahren Amortisationszeit 95 % der Energieeffizienzmaßnahmen realisiert.

¹¹² Gemäß Eurostat-Definition (Europäische Kommission 2016a, Anhang 1, 6).

Abbildung 50: Emissionen im stationären Teil des EU ETS in 2015 (rote Säule „historisch“) und Minderungspotenziale bei CO₂-Preisen von 0, 30, 60 und 90 € in 2040,, unterschieden nach Sektoren, Sensitivität „Private Perspektive“

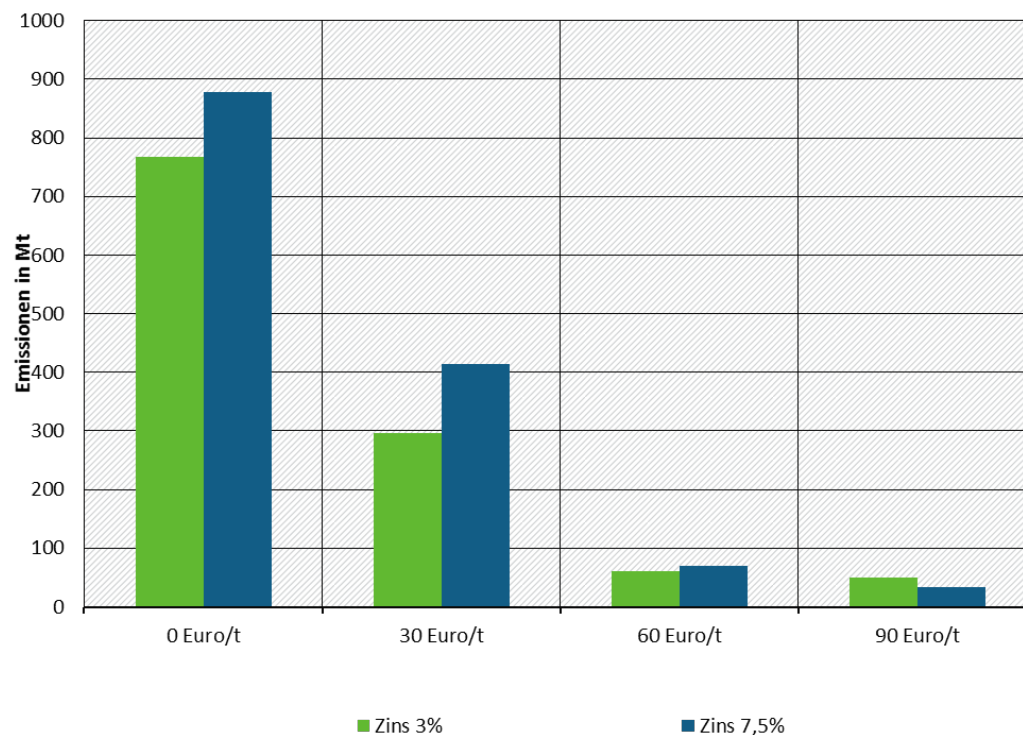


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.2.3 Ergebnisse für Strom und Wärme

Für den Bereich Strom und Wärme ist der Wechsel der Perspektive von sozial zu privat ausschließlich mit einer Veränderung der Zinsrate für Kapital von 3 % auf 7,5 % verbunden. Der Effekt dieser Variation auf die Emissionen ist in der folgenden Grafik dargestellt. Es zeigt sich, dass ein höherer Zinssatz auf allen Preisstufen zu höheren CO₂-Emissionen führt. In den ersten Preisstufen für CO₂ (30 €/t) ergibt sich ein Anstieg von über 110 Mt.

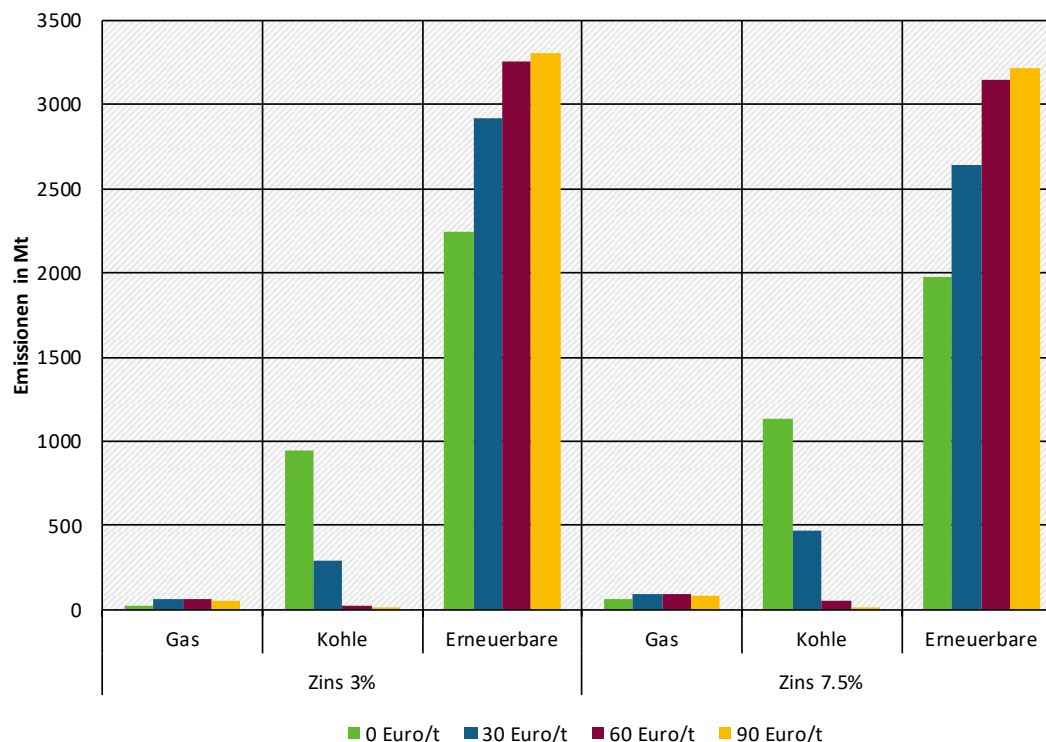
Abbildung 51: Wirkung des Zinssatzes auf die errechneten CO₂-Emissionen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 52 zeigt die Stromerzeugung der einzelnen Technologiegruppen in TWh für die unterschiedlichen Zinssätze und CO₂-Preise aufbereitet. Dabei zeigt sich, dass die Auswirkung des Zinssatzes auf die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken gering ist. Ein geringerer Zinssatz führt hier zu leicht steigender Erzeugung. Deutlichere Wirkungen des Zinssatzes zeigen sich bei den kapitalintensiveren Technologien. Hierzu gehören Kohlekraftwerke und Erneuerbare Energien. Bei niedrigen CO₂-Preisen führt ein höherer Zinssatz zu einer steigenden Produktion aus Kohlekraftwerken. Dies geschieht auf Kosten der Erneuerbaren Energien, deren Kosten zu einem größeren Anteil aus Kapitalkosten bestehen. Dieser Effekt nimmt bei höheren CO₂-Preisen ab, da die Wirkung des höheren Zinssatzes hier nicht ausreicht um die höheren CO₂-Kosten für Kohlekraftwerke aufzuwiegen.

Abbildung 52: Stromerzeugung nach Technologiegruppen in 2040



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.2.4 Ergebnisse für die Industriesektoren

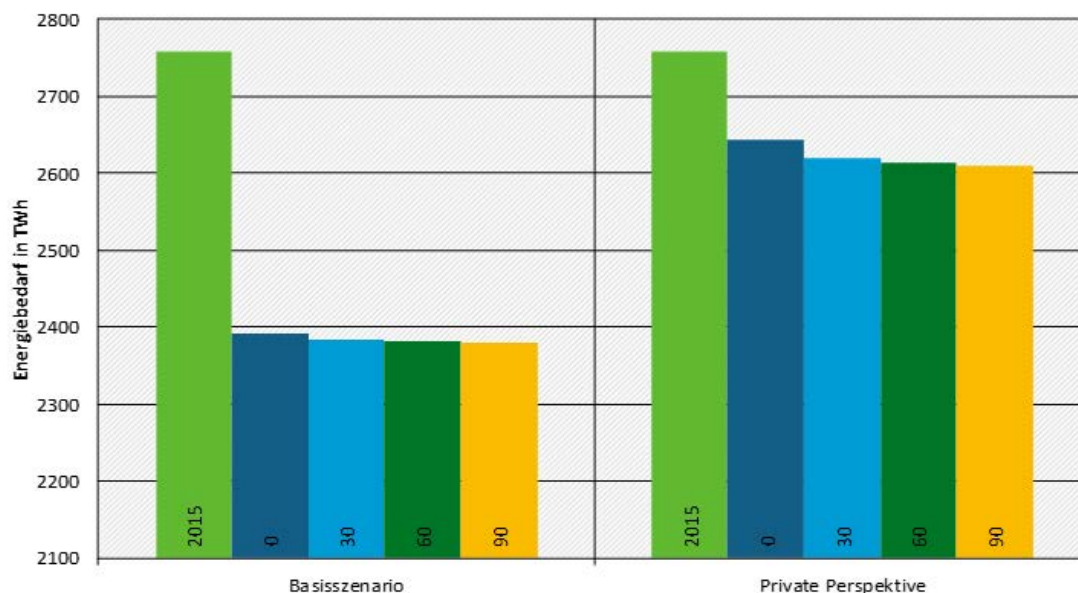
Die veränderte wirtschaftliche Perspektive dieser Sensitivitätsrechnung beeinflusst vor allem die Wahrnehmung der Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzoptionen und die Marktdynamik der Prozesswärmeerzeugung und der Industrieöfen (vgl. Abschnitt 10.2.1).

Im Ergebnis bedingen diese Einflüsse deutlich höhere Emissionen in 2040 (41Mt bei 0 €/t, 55Mt bei 30 €/t, 62Mt bei 60 €/t und 66Mt bei 90 €/t, vgl. Abbildung 53). Die höheren Emissionen lassen sich auf zwei Effekte zurückführen:

- ▶ **Höherer Energiebedarf durch geringere Diffusion von Energieeffizienzmaßnahmen:** Die in der privaten Perspektive wirkenden Markthemmnisse verringern die Verbreitung von energieeffizienten Technologien; der Gesamtenergiebedarf in 2040 ist um 9 % (200 TWh) höher als im Basisszenario. Hinzu kommt ein (nicht in den Emissionen sichtbarer) deutlich höherer Strombedarf, da viele der wichtigsten Effizienztechnologien den Stromverbrauch betreffen.
- ▶ **Trägerer Brennstoffwechsel:** Der preisinduzierte Wechsel der eingesetzten Brennstoffe geht deutlich langsamer voran, da Preisunterschiede (und damit auch CO₂-Preis bedingte Anstiege) weniger stark wahrgenommen werden und Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer öfter ohne nähere Analyse mit ihrem Vorgängermodell ersetzt werden.

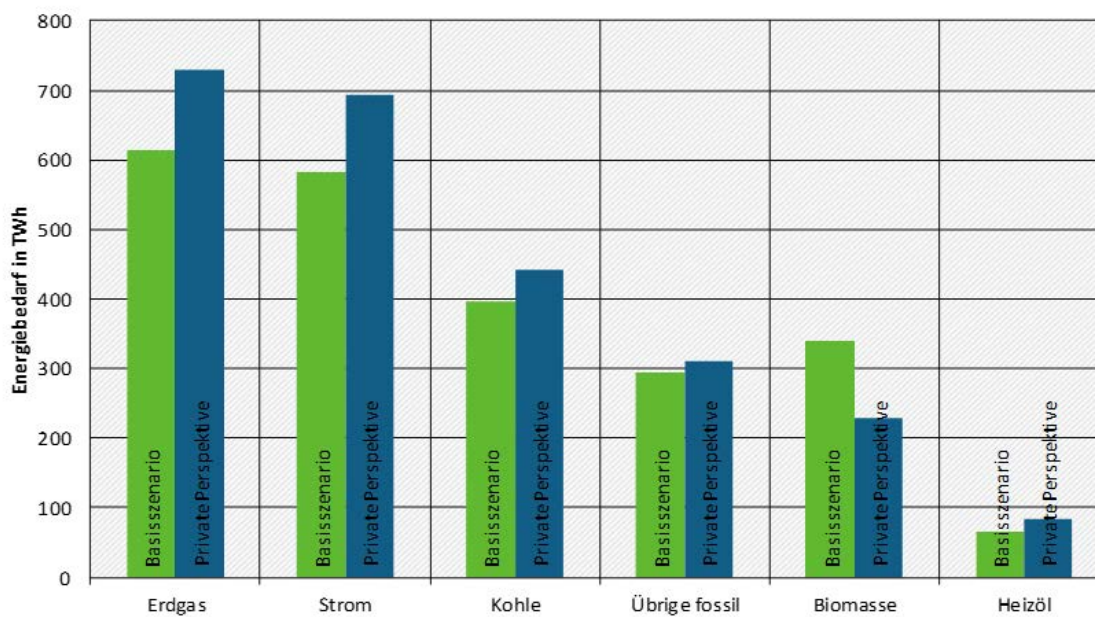
Dadurch verbleiben Kohle, Erdgas und Heizöl stärker im Markt, Biomasse wächst schwächer (Abbildung 54).

Abbildung 53: Emissionen in der Sensitivität privatwirtschaftliche Perspektive



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

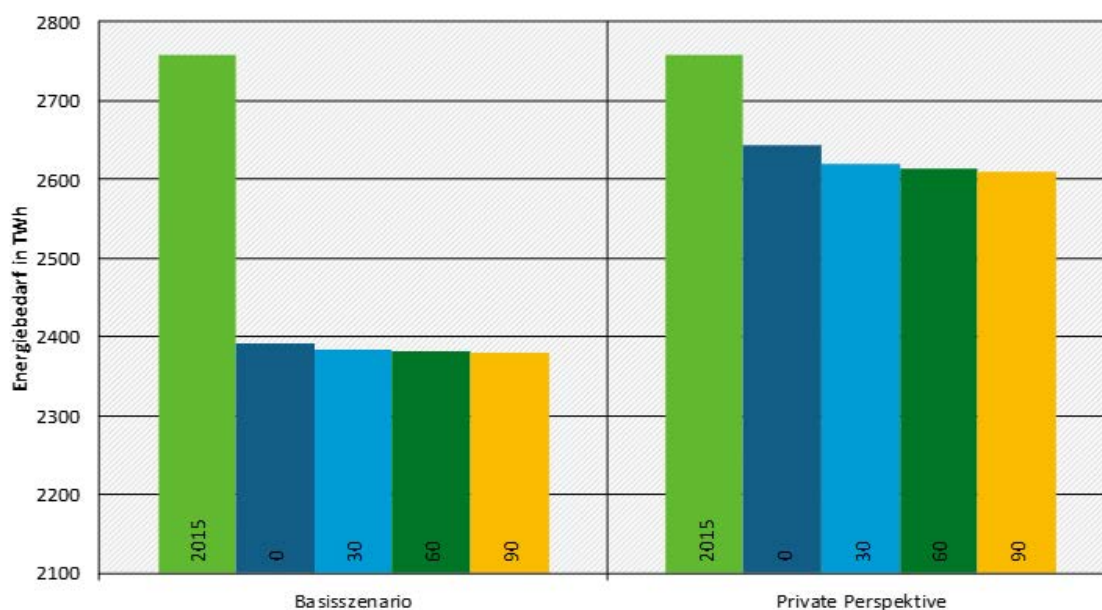
Abbildung 54: Energieträgernutzung in der Sensitivität privatwirtschaftliche Perspektive



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die geringere Diffusion von Effizienztechnologien macht sich besonders deutlich in der 0-€/t-Preisstufe bemerkbar, da hier im Basisszenario bereits so gut wie alle Effizienzoptionen gezogen werden. In der privaten Perspektive existieren hingegen Effizienzoptionen, die auch in der höchsten Preisstufe nicht attraktiv genug erscheinen. Zusammen mit dem trägeren Brennstoffwechsel verbleiben in der privaten Perspektive in der 90-€/t-Preisstufe Gesamtemissionen (524 Mt), die in der sozialen Perspektive bereits ohne CO₂-Preis erreicht werden (530 Mt).

Abbildung 55: Energiebedarf in der Sensitivität wirtschaftliche Perspektive

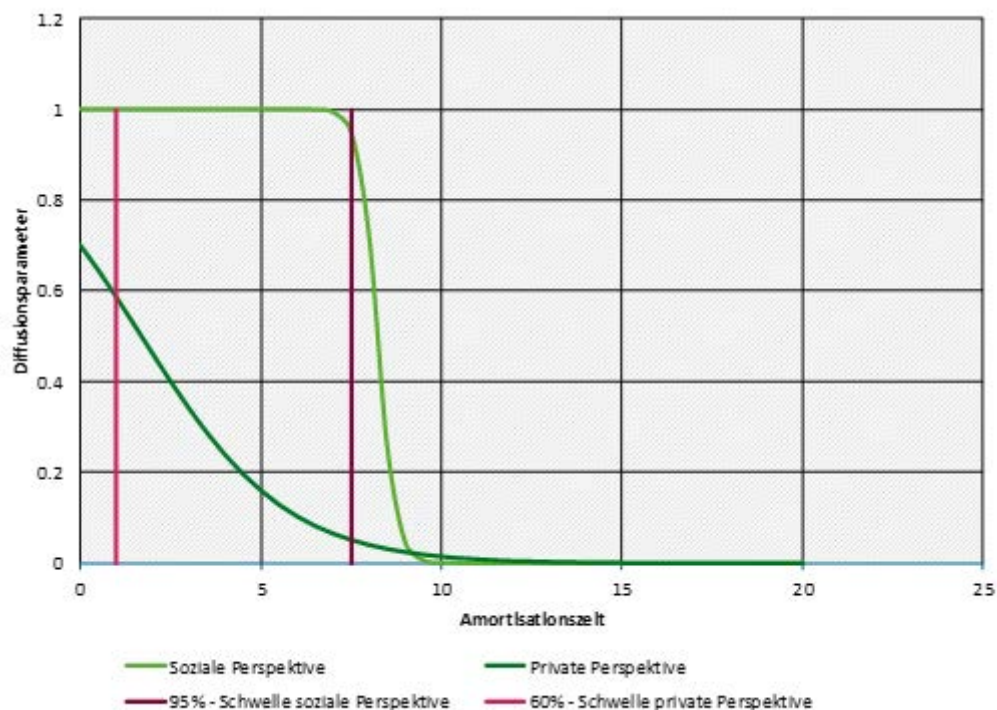


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Gut veranschaulichen lässt sich die reduzierte Diffusion in der Betrachtung des gesamten Energiebedarfes (Abbildung 55). Während 2040 im Basisszenario bereits in der 0-€/t-Preisstufe im Grunde sämtliche Energieeinsparungen (Aktivitätseffekte¹¹³ und Effizienzoptionen, zusammen 360 TWh) realisiert sind, entstehen in der privaten Perspektive auch bei höheren Preisstufen Gesamteinsparungen von lediglich 150 TWh gegenüber 2015. Die unterschiedlichen Anforderungen an die Amortisationszeit sind in Abbildung 56 verdeutlicht. Der dargestellte Diffusionsparameter lässt sich näherungsweise als Adoptionsrate interpretieren. Hervorgehoben sind zwei Schwellenwerte, bei denen 95 % (soziale Perspektive) und 60 % (private Perspektive) der Einsparoptionen realisiert werden. Diese Schwellen sind in Abbildung 57 wieder aufgegriffen.

¹¹³ Also Emissionsreduktionen durch Verringerung bzw. Verschiebung der Produktion. Diese Aktivitätsveränderungen sind in allen Szenarien gleich.

Abbildung 56: Diffusionsparameter über Amortisationszeit, verschiedene wirtschaftliche Perspektiven und Schwellenwerte



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Beispielhaft für Deutschland lässt sich anhand der Effizienzoptionen (im Modul „Energieintensive Prozesse“) die Wirkung des Emissionshandels auf die Amortisationszeiten zeigen. In Abbildung 57 sind die 130 relevantesten Effizienzoptionen (zusammengefasst als Fläche, X-Achse) mit ihrer jeweiligen Amortisationszeit (Y-Achse, logarithmische Darstellung) aufgetragen. Die Amortisationszeit der Energieeffizienztechnologien reduziert sich bei steigendem CO₂-Preis (Preisstufen 0 €/t–90 €/t). Zusätzlich sind zwei Schwellenwerte angegeben, bei denen jeweils in der sozialen und privaten Perspektive der erwähnte Schwellenwert der Investitionen erreicht wird: Effizienztechnologien mit Amortisationszeiten unter der jeweiligen Linie werden zum angegebenen Anteil umgesetzt. Die Wirkung des CO₂-Handels besteht darin, den Schnittpunkt der Schwellenwerte mit der grünen Fläche nach rechts zu verschieben. Somit werden mehr Effizienzoptionen realisiert.

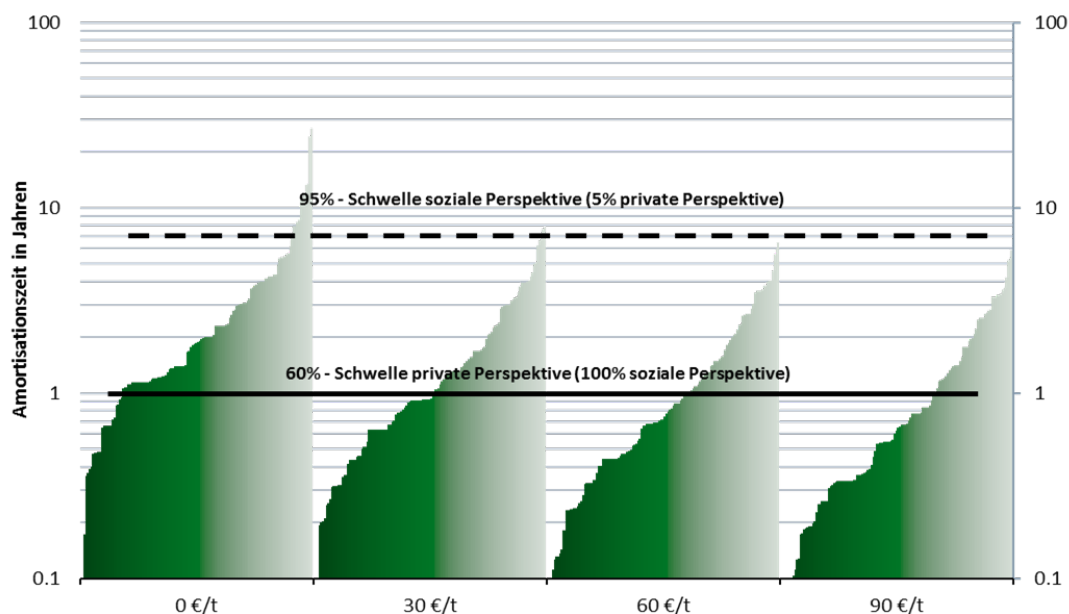
In der privaten Perspektive ist ersichtlich, dass der Großteil der Einsparoptionen in der 0-€/t-Preisstufe nicht realisiert wird: Ihre Amortisationszeit liegt über dem Schwellenwert von einem Jahr, bei dem 60 % der Investitionen¹¹⁴ getätigt werden. Dem gegenüber steht das in der sozialen Perspektive deutlich gesenkte Anforderungsniveau: 95 % der

¹¹⁴ Diese sowie die entsprechende Angabe in der sozialen Perspektive beziehen sich auf die technisch möglichen Investitionen. Durch Nutzungskonkurrenz verschiedener Effizienzoptionen (z. B. Ofeneffizienz gegen Abwärmenutzung) und nicht-nachrüstbare Anlagen kann die maximal mögliche Diffusion von Effizienzoptionen unter 100 % der Anlagen liegen.

Investitionen werden bereits ab Amortisationszeiten von 7 Jahren getätigt¹¹⁵. Dies betrifft die überwiegende Mehrheit der Effizienzoptionen bereits in der 0-€/t-Preisstufe.

Abbildung 57: Wirkung des CO₂-Preises auf die Amortisationszeit der betrachteten Effizienzoptionen Sensitivität „Private Perspektive“

Wirkung des Emissionshandels auf die Amortisationszeit der betrachteten Effizienzoptionen (Deutschland 2040)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.3 Sensitivitätsanalyse „Innovative Technologien und Technologiekosten“

10.3.1 Hintergrund und Implementierung

Die Verfügbarkeit und Kosten von Technologien bestimmen in hohem Maße das sich einstellende Emissionsniveau unter verschiedenen CO₂-Preisen wie auch das sich einstellende Emissionsniveau im Falle von 0 €. Hier wurden für Strom und die Industriesektoren leicht unterschiedliche Szenarienausprägungen gewählt, um die Robustheit der ermittelten Minderungspotenziale im Basisszenario gegenüber den getroffenen Annahmen zu untersuchen.

¹¹⁵ Sämtliche untersuchten Energieeffizienzoptionen sind in dem Sinne wirtschaftlich, dass sie innerhalb der jeweils angelegten (soziale Perspektive: technisch, private Perspektive: kalkulatorisch) Lebensdauer ihre Investitionen durch Einsparungen aufwiegen. Die für diesen Zusammenhang maßgebliche Unterscheidung der privaten und sozialen Perspektive ist demnach keine der Wirtschaftlichkeit, sondern des Risikos (was auch aus der Bezeichnung der Amortisationszeit als „Risikomaß“ (IREES, ISI 2014) hervorgeht).

10.3.1.1 Technologiekosten im Stromsektor

Neben den Zinssätzen für Kapital und Brennstoffpreise spielen auch die Technologiekosten eine bedeutende Rolle. In den vorangegangenen Analysen hat sich gezeigt, dass Erneuerbare Energien der zentrale Faktor für die Dekarbonisierung des Stromsystems sind.

Aus diesem Grund werden in einer weiteren Sensitivität die Technologiekosten (Anschaffungskosten und jährliche Betriebskosten) der Erneuerbaren Energien variiert. Zur Abbildung eines möglichst breiten Korridors werden dabei die Technologiekosten für die beiden wichtigsten Erzeugungstechnologien, Wind- und Solarenergie, gegenüber dem Referenzfall im Jahr 2040 halbiert. Die Sensitivität hinsichtlich höherer EE-Kosten bilden wir ab, indem wir annehmen, dass die Kosten auf dem Niveau des Jahres 2020 stagnieren und somit kein technologisches Lernen bei den Erneuerbaren Energien stattfindet. Diese sehr große Spannweite wurde bewusst gewählt um einen möglichst breiten Korridor der Sensitivität abzutasten.

Die Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Dabei zeigt sich ein interessantes Ergebnis, das auch noch einmal die Wahl der großen Spannbreite der Sensitivität bestätigt.

10.3.1.2 Innovative Technologien in der Industrie

Für die Industriesektoren wurden dagegen innovative Technologien in die Betrachtung mit einbezogen, die sich heute noch im Entwicklungsstadium befinden und deren Verfügbarkeit und Kosten deswegen noch hohen Unsicherheiten unterliegen. Die zusätzlich berücksichtigten innovativen Technologien betreffen die Sektoren Eisen und Stahl, Zement, Glas, Papier und NE-Metalle. Sie adressieren insbesondere Emissionen, die bisher in FORECAST-Industry nicht oder nur schwer vermieden werden konnten.

Die Szenariorechnungen werden ergänzt um Überschlagsrechnungen auf Basis grundlegender Kennzahlen. Ziel dieser Rechnungen ist es, (a) zumindest eine ungefähre Größenordnung der für einen wirtschaftlichen Einsatz dieser Technologien notwendigen CO₂-Preise zu erhalten, und (b) den Einfluss dieser Technologien auf die Minderungspotenziale bei den hier modellierten Preisen von 30, 60 und 90 €/t CO₂ grundlegend einschätzen zu können.

10.3.2 Ergebnisse veränderter Technologiekosten im Stromsektor

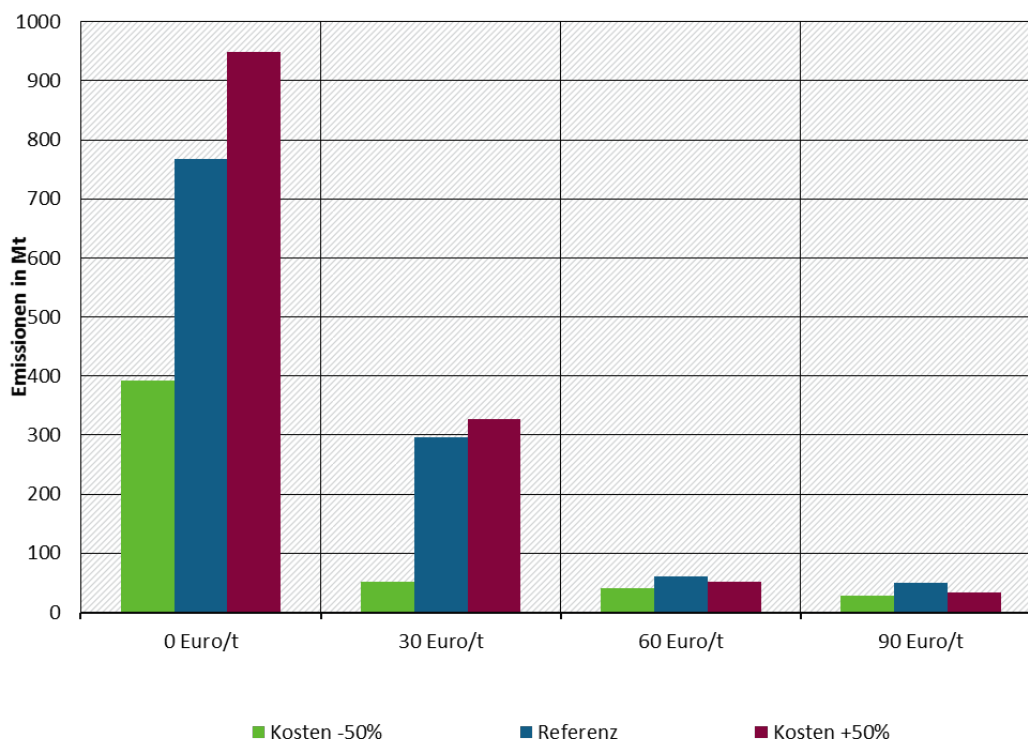
Während bei einem Preis von 0 €/t eine sehr deutliche Auswirkung auf die Emissionen entsteht, sinkt die Sensitivität bei steigendem CO₂-Preis stark ab. Im Falle der halbierten Technologiekosten werden die Erneuerbaren Energien auch ohne CO₂-Preis zur dominanten Technologie und die Emissionen sinken gegenüber der Referenz um 370 Mt. Für den Fall der stagnierenden Kosten Erneuerbarer Energien steigen die Emissionen in diesem Fall um 180 Mt. Hier zeigt sich schon eine deutlich geringere Sensitivität für den Fall steigender EE-Kosten. Der zentrale Grund ist dabei, dass bereits in erheblichem Umfang Erneuerbare Energien im Stromsystem vorhanden sind, die den Marktanteil konventioneller emissionsintensiver Technologien begrenzen.

Für einen CO₂ Preis von 30 €/t fällt die Veränderung der Emissionen bereits deutlich geringer aus. Für den Fall der hohen EE-Kosten entsteht kaum Veränderung der Emissionen. Erneuerbare Energien sind mit den unterstellten Kostenannahmen bereits bei diesem CO₂-Preis eine sehr wichtige Technologiegruppe. Im Fall der niedrigen EE-Kosten sinken die Emissionen um ca. 240 Mt.

Bereits bei hohen CO₂-Preisen ab 60 €/t sinkt die Sensitivität der Ergebnisse deutlich. Es entstehen nur noch Schwankungen in einer Bandbreite von 20 Mt. Bei niedrigen EE-Kosten lässt sich dieser Effekt dadurch erklären, dass Erneuerbare Energien bei diesem CO₂-Preisniveau bereits in der Referenz die dominante Technologie sind und somit der Spielraum für eine weitere Verdrängung konventioneller Erzeugung begrenzt ist. Für den Fall der stagnierenden EE-Kosten reicht der höhere CO₂-Preis aus, um die Erneuerbaren Energien trotz der veränderten Kostenannahmen in eine ähnliche dominante Marktposition zu bringen.

Innerhalb der Erneuerbaren Energien kommt es jedoch zu einer leichten Verschiebung von solaren Energien zur Windenergie, da hier die in der Referenz unterstellten Lernraten geringer ausfallen und sich somit der Wegfall des technologischen Lernens in der Sensitivität geringer auswirkt. Diese Verschiebung in der Technologiewahl sorgt indirekt über leichte Veränderungen des Gesamttechnologiemixes dafür, dass es keinen einheitlichen Trend zwischen EE-Kosten und Emissionen für die höheren CO₂-Preise mehr gibt.

Abbildung 58: Emissionen in 2040 unter verschiedenen Annahmen zu Technologiekosten für Erneuerbare Energien-Technologien PV und Wind



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

10.3.3 Ergebnisse der Berücksichtigung innovativer Technologien in den Industriesektoren

Anders als für den Stromsektor wurde für den Industriesektor eine Sensitivität nicht über die Kosten der Technologien, sondern über deren Verfügbarkeit durchgeführt. Dabei unterstellt das Basisszenario eine relativ konservative Entwicklung der Technologien. Entsprechend sind dort einige innovative Technologien, die sich in sehr frühen Stadien der Entwicklung befinden, aber eine relativ hohe Emissionseinsparung versprechen, nicht enthalten. In diesem Sensitivitätsszenario wurden einige weitere Technologien untersucht und in das Szenario mit aufgenommen, um die damit verbundenen möglichen Einsparungen zu untersuchen. Aufgrund ihres Entwicklungsstandes sind diese Technologien nur langfristig (und unter der unsicheren Annahme einer erfolgreichen Weiterentwicklung zur Marktreife) in der Lage, relevante Marktanteile einzunehmen. Dies spiegelt sich in den angenommenen Diffusionskurven wider. Insbesondere sind die mit den Technologien assoziierten Differenzkosten zu konventionellen bzw. etablierten Prozessen nicht bzw. kaum robust abzuschätzen. Daher wird der Fokus auf die transparente Darstellung der Methode der Kostenschätzung gelegt. Regelmäßig sind Investitionssummen für die Anlagen und technische Gerätschaften unbekannt. Hauptmethode ist somit die Kostenabschätzungen über den Inputfaktor Energie, da viele alternative Verfahren auf den Ersatz fossiler Energieträger durch Wasserstoff oder Strom abzielen. Dies hat den Vorteil, dass sich die Vermeidungskosten transparent aus den Energieträgerpreisannahmen der Szenarien ergeben. Allerdings wird damit lediglich eine untere Grenze angegeben, hinzu kommen weitere, unbekannte Kostenbestandteile. Allein die Abhängigkeit von den angenommenen Energieträgerkosten verdeutlicht den Schätzungscharakter der Angaben. Die Unsicherheit der berechneten Vermeidungskosten ist daher als hoch anzunehmen.

Im Folgenden werden die Technologien und Kosten zunächst kurz vorgestellt. Im Anschluss sind die damit möglichen Einsparungen aufgezeigt. Eine Hauptherausforderung ist dabei die Tatsache, dass eine wirtschaftlich motivierte Diffusion der Technologien (z. B. über den CO₂-Preis), anders als bei den etablierten Technologien oder den Marktanteilen der Energieträger, aufgrund ihres Entwicklungsstandes nicht sinnvoll abgeschätzt werden kann. Als maßgeblich für die potenzielle Marktdurchdringung ist vielmehr die Entwicklung der technischen und wirtschaftlichen Parameter der Technologien selber anzusehen und erst nachgeordnet das Marktumfeld. Daher wurde die Diffusion der Technologien exogen über die angenommenen Produktionsmengen vorgegeben und die damit zu erzielende CO₂-Vermeidung berechnet. Damit wird angenommen, dass die beschriebenen Technologien im Allgemeinen ab 2020 in kleinem Maßstab umgesetzt werden und ab 2030 nennenswerte (~20 %) Marktanteile einnehmen¹¹⁶. Bis 2040 werden neue Stahlerzeugungsprozesse mit einem Marktanteil von 60 % angenommen, neue

¹¹⁶ Da sich viele der Technologien in der Forschungsphase befinden, ist dieses Szenario als sehr ambitioniert zu betrachten. Die Ergebnisse der Rechnung sollten daher immer vor dem Hintergrund der exogen unterstellten Marktdiffusion interpretiert werden. Zusätzlich sind große Unsicherheiten bezüglich der endgültigen Ausgestaltung der Technologien und ihrer Parameter vorhanden, die über die in der Szenarioanalyse üblichen Unsicherheiten hinausgehen. Die Ergebnisse sind daher allenfalls als aus heutiger Sicht plausibel erscheinende Möglichkeit zu verstehen. Vergleiche zur Interpretation von Szenarioaussagen auch Dieckhoff et al. (2014).

Prozesse der Zementherstellung erreichen 40 %, ebenso wie die innovative Glasherstellung.

10.3.3.1 Kostenabschätzung für „innovative Technologien“

10.3.3.1.1 Eisen und Stahl

Neue Prozesse¹¹⁷:

- *Wasserstoffbasierte Stahlherstellung:* Der Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Herstellung von Roheisen liegt insofern nahe, als dass bereits in heute angewendeter Technologie Wasserstoff als Bestandteil von Erdgas als Reduktionsmittel wirksam ist. Das Verfahren des direkt reduzierten Eisens (DRI) ersetzt grundsätzlich die Reduktion im Hochofen und damit auch dessen Limitierung auf fossile Energieträger (Koks und Kohle, siehe 8.3.2.2). Aus wirtschaftlichen Gründen konnte sich erdgasbasiertes DRI bisher in Europa nicht durchsetzen, so dass davon auszugehen ist, dass eine Variante basierend auf aus erneuerbarem Strom produziertem Wasserstoff deutliche Kostensenkung erfahren müsste, um wirtschaftlich relevant zu werden.

Kosten: Die Technologie der erdgasbasierten Direktreduktion in Schachtöfen ist etabliert und Stand der Technik. Obwohl Elemente des Verfahrens an einen Wasserstoffbetrieb angepasst werden müssten (insbesondere die Prozessgasaufbereitung), ist dies nicht notwendig immer mit steigenden Kosten verbunden, da (im Teilbetrieb) einige Anlagenteile entlastet werden. Eine vollständige Substitution von Erdgas würde ein Nutzungsende bedeutender Anlagenteile nach sich ziehen. In Europa konnte sich Direktreduktion aus Kostengründen bisher nicht durchsetzen, da Erdgas gegenüber Kohle/Koks zu teuer ist. Der überwiegende Teil der weltweiten DRI-Produktion ist daher im Nahen Osten, Nordafrika, Asien und Lateinamerika zu finden (Midrex 2014). Wasserstoffbasierte Direktreduktion würde diesen Nachteil erben bzw. ausbauen. Unter bewusster Vernachlässigung anderer Einflüsse kann grob angenommen werden, dass erdgasbasierte Direktreduktion bei Erdgaspreisen, wie sie beispielsweise in Venezuela und Mexiko (etwa 3,4 €/GJ) (EIA 2017) zu beobachten sind, wirtschaftlich arbeiten (also zu Weltmarktpreisen produzieren) kann. Bei den in unseren Szenarien 2040 angenommenen Preisen für Koks von 8 €/GJ, Erdgas im Mittel 14 €/GJ und Wasserstoff 25 €/GJ¹¹⁸, ergibt sich das deutliche Bild, dass wasserstoffbasierte Direktreduktion (dann CO₂-neutral, entspricht Einsparungen von etwa 2 tCO₂/t Flüssigstahl¹¹⁹) etwa 128 €/t CO₂ Vermeidungskosten bedingt. Berücksichtigt man die im Rahmen des Szenarios möglichen Brennstoffwechsel- und Effizienzpotenziale sowie die Unsicherheit bezüglich des Hochofen-Emissionsfaktors, kann auch von geringeren Einsparungen ausgegangen werden (z. B. 1 t CO₂/t Flüssigstahl. Insbesondere die Bilanzierung von Gichtgas in einer weitgehend dekarbonisierten Stromerzeugung ist unklar. Demnach ist eine Spannweite von 128 €/t CO₂ bis 256 €/t CO₂ denkbar. Dies ergibt sich nach Formel 10.3.2.1:

¹¹⁷ Berücksichtigte Prozesse basieren maßgeblich auf EUROFER (2017).

¹¹⁸ Annahme entsprechend Abschätzung in BMWi (2017) (2050: 74-118 €/MWh).

¹¹⁹ Vgl. ArcelorMittal Galati (2017).

$$\text{Mehrkosten}_{\text{H}_2} \left[\frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{CO}_2}} \right] = \frac{\text{Energiebedarf}_{\text{Stahl}} \left[\frac{\text{GJ}}{\text{t}_{\text{Stahl}}} \right] \cdot (\text{Preis}_{\text{H}_2} \left[\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right] - \text{Preis}_{\text{Koks}} \left[\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right])}{\text{Emissionen}_{\text{Stahl}} \left[\frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{t}_{\text{Stahl}}} \right]}$$

$$127,5 \left[\frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{CO}_2}} \right] = \frac{15 \left[\frac{\text{GJ}}{\text{t}_{\text{Stahl}}} \right] \cdot (25 \left[\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right] - 8 \left[\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right])}{2 \left[\frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{t}_{\text{Stahl}}} \right]}$$

(10.3.2.1)

Eisenerzelektrolyse: Die elektrochemische Reduktion des Eisenerzes vermittels Elektrolyse ist eine weitere Möglichkeit, fossile Brennstoffe potenziell vollständig zu ersetzen. Das entstehende Roheisen wird anschließend unter Zugabe von Legierungsbestandteilen (u. a. Kohlenstoff) in einem konventionellen Lichtbogenofen zu Stahl gekocht. Wie bei allen auf Strom basierenden Technologien ist auch hier der bezogene Strommix maßgeblich für das CO₂-Einsparpotenzial.

Kosten: Aufgrund des Einsatzes von Strom kann bei dieser Technologie von einer erhöhten Energieeffizienz ausgegangen werden. Durch die nicht länger notwendige Verbrennungsreaktion, den demzufolge niedrigeren Abgasverlusten und ohne Einschmelzvorgang während der Reduktion des Erzes sind etwa 30 % verbesserte Energieeffizienz denkbar. Der dann anzunehmende Energiebedarf von 10 GJ/t Flüssigstahl (gegenüber 15 GJ/t Flüssigstahl) müsste aber vollständig mit Strom gedeckt werden. Unter den bestehenden Szenarioannahmen in 2040 (Kokspreis 8 €/GJ, mittlerer Strompreis 28 €/GJ) ergeben sich so Mehrkosten¹²⁰ von 160 €/t Flüssigstahl. Bei einer vollständigen Dekarbonisierung der Prozesskette (Einsparung 1–2 t CO₂/t Flüssigstahl) entspräche dies Vermeidungskosten von 80–160 €/t CO₂ (Berechnung analog zu Formel 10.3.2.1). Die nicht bekannten Differenzkosten von Investition und Betrieb sind hierbei nicht berücksichtigt. Da Teile des Verfahrens aber auf heute verfügbare und wettbewerbsfähige Technologie (Elektro-Lichtbogenofen EAF) zurückgreifen, verbleibt lediglich die Elektrolyse-Reduktion des Erzes als Unbekannte.

- **Schmelzbadtechnologie:** Durch eine vorhergehende Teilreduktion des Eisenerzes mit Prozessgasen aus dem Hauptreaktor wird in einem Wasserstoff-Plasma das direkte Schmelzen des Eisens zu Stahl (unter Zugabe von Legierungsbestandteilen) ermöglicht.

Kosten: Die Kosten der technologischen Komponente dieses innovativen Stahlerzeugungsprozesses sind aufgrund des Entwicklungsstandes nicht absehbar. Während die Vorreduktion des Eisenerzes und die Gaswäsche als Stand der Technik beschrieben werden können und auch Plasmafackeln kommerziell verfügbar sind, besteht vermutlich die größte Herausforderung in der Hochskalierung der Plasmatechnologie von derzeit niedrigen Leistungen in Bereiche von hunderten MW. Zum Vergleich: Ein Hochofen mit einer Produktion von 10 kt pro Tag und 15 GJ/t Flüssigstahl Energiebedarf (inklusive Kuppelgase) benötigt am Tag 150 TJ. Das entspricht einer mittleren energetischen Leistung von 1,7 GW. Dazu kommen Fragen der Prozessführung und Qualitätssicherung. Eine Kostenabschätzung

¹²⁰ 280 €/t Flüssigstahl in der Elektrolyse gegenüber 120 €/t Flüssigstahl in der konventionellen Herstellung. Bei diesen Angaben handelt es sich lediglich um Vergleichsrechnungen der Energiekosten; die Vollkosten heutiger Stahlerzeugung sind so nicht zu erfassen.

kann daher zunächst nur über den Energieträgeransatz erfolgen. Mit Wasserstoff als einzigem Energieträger bietet sich der direkte Vergleich zur Kohle an. Es wird die Annahme eines identischen spezifischen Energiebedarfes getroffen, da die chemisch und physikalisch notwendigen Prozesse (Reduktion, Einschmelzen) dem Hochofen ähnlich sind. Dann entsprechen die Kosten des neuen Verfahrens dem auf die Energiemenge bezogenen Energieträgerpreisfaktor. Bei einem in beiden (Basis und innovative Technologien) Szenarien unterstellten Kokspreis von 8 €/GJ (2040) und einem angenommenen Wasserstoffpreis von 25 €/GJ, ergeben sich (analog zur Direktreduktion, Formel 10.3.2.1) Vermeidungskosten von 128–256 €/t CO₂.

Vermeidungsoptionen im konventionellen Hochofen:

- **Gichtgasrückführung:** Mit der Technik der Gichtgasrückführung wird das im Hochofen entstehende Gichtgas separiert und die nutzbaren Bestandteile als Reduktionsmittel in den Hochofen geleitet (CO₂ wird abgeschieden). Dadurch reduziert sich der Koksbedarf des Hochofens. Dies hat direkte Auswirkungen auf den unter 8.3.2.2 erläuterten Emissionssockel der technisch-bedingt fixen energiebedingten Emissionen. Aufgrund ihres Entwicklungsstandes und der großen Unsicherheit bezüglich ihrer technischen und wirtschaftlichen Parameter wird die Technologie im Basisszenario nicht berücksichtigt.

Kosten: Helle et al. (2010) suchten in einem selbstentwickelten Optimierungsmodell die optimalen Rückführungsraten unter variablen Rahmenbedingungen. Sie berücksichtigten dabei Energieträgerkosten, CO₂-Preise, den Wert des rückgeführten Brenngases sowie Abscheidungskosten des CO₂. Obwohl nicht alle verwendeten Parameter mit den hier angenommenen vergleichbar sind, ist festzustellen, dass Abscheideraten über 70 % in allen in Helle et al. (2010) untersuchten Szenarien auftreten. Insbesondere ist dieses robuste Ergebnis nicht abhängig von CO₂-Preisen sowie Abscheidungskosten des CO₂ (obwohl hohe CO₂-Preise den Wert erhöhen können). Ausschlaggebend sind oft andere Betriebsparameter wie die Produktionsleistung. In der höchsten Ausprägung (98 % Diffusion der Rückführung) sinken die Emissionen auf unter 0,5 t CO₂/t Flüssigstahl (von heute zwischen 1,7–2,1). In diesen Fällen liegen die notwendigen Emissionspreise 20 €/t CO₂ über den Abscheidekosten. Über diese Aussage lässt sich eine Analogie zu CCS-Technologien herstellen, die im Stahlsektor ab etwa 70 €/t CO₂ auf breiter Basis wirtschaftlich sein können (eigene Berechnung auf der Basis von Kostenschätzungen durch Kuramochi et al. (2012)). Somit sind die Kosten der Gichtgasrückführung auf etwa 90 €/t CO₂ (bzw. 70 €/t CO₂ bei 70 % Diffusion) abzuschätzen.

10.3.3.1.2 Zement

Neue Prozesse:

- **Neue Bindemittel:** Neue Bindemittel, die nicht auf Kalziumkarbonat basieren und bei deren Herstellung weniger prozessbedingtes CO₂ entsteht, können Anteile des Klinkers im Zement ersetzen. Dabei sind je nach Zementqualität unterschiedliche Mischungsverhältnisse angezeigt, die im untersuchten Szenario von 30 % bis 70 % (mit entsprechenden Emissionseinsparungen) reichen.

Kosten: Der vollständige Ersatz von Klinker durch andere, CO₂-freie Materialien, die aber lediglich geringfügige oder keine Verschlechterung der Materialeigenschaften nach sich ziehen, erfordern eine Abkehr von Calciumkarbonat als Rohstoff¹²¹. Cembureau (o. J.) erwartet in einer Roadmap-Studie geringe Effekte durch bereits heute bekannte Klinkeralternativen. Technologien, die eine Reduktion des Klinkeranteils unter 70 % bewirken, werden allgemein als „Breakthrough“ klassifiziert, mit unbekannten Kosten.

10.3.3.1.3 Glas

Neue Prozesse:

- *Elektroglasschmelzöfen*: Die Verwendung von Strom als Zusatzheizung in der Glasindustrie ist bereits heute üblich. Allerdings dominieren Erdgasöfen deutlich. Der verstärkte Einsatz insbesondere von CO₂-freiem Strom kann die energiebedingten CO₂-Emissionen der Glasherstellung deutlich reduzieren.

Kosten: Aus technischen Gesichtspunkten erscheint es möglich, den Wärmebedarf der Glasherstellung zu 100 % aus Strom zu decken. Die Energieeffizienz mag dadurch (analog zum Stahlsektor) etwas ansteigen. Die deutliche im Szenario angenommene Preisdifferenz von Erdgas zu Strom (2040: 14 €/GJ gegenüber 28 €/GJ) bedeutet aber in etwa eine Verdopplung der Energiekosten. Bei einer Emissionsintensität von 0,056 t CO₂/GJ von Erdgas (und angenommen 0 t CO₂/GJ bei Strom) ergäben sich Vermeidungskosten von 250 €/t CO₂ gemäß Formel 10.3.2.2¹²².

$$\text{Differenzkosten} \left[\frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{CO}_2}} \right] = \frac{\text{Energiepreisdifferenz} \left[\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right]}{\text{Emissionsfaktordifferenz} \left[\frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{GJ}} \right]}$$

$$250 \left[\frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{CO}_2}} \right] = \frac{14 \left[\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right]}{0,056 \left[\frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{GJ}} \right]} \quad (10.3.2.2)$$

Vermeidungsoptionen im konventionellen Herstellungsprozess

- *Oxy-fuel-Verbrennung*: Der Einsatz von sauerstoffangereicherter Zuluft verringert die zu- und abgeführten Massenströme (Reduktion des Stickstoffballastes der Luft) und erhöht so die Verbrennungseffizienz erheblich. Der Energiebedarf der Sauerstoffherzeugung muss dabei berücksichtigt werden. Denkbar, aber in diesem Szenario nicht berücksichtigt, ist die Kombination mit Elektrolyse-Wasserstoff aus erneuerbarem Strom.

¹²¹ Der reduzierte bzw. effizientere Einsatz von Kalziumkarbonat im Klinker selbst wird zum Beispiel unter dem Markennamen Celitement (o. J.) erforscht. Der Einsatz im Massenmarkt ist aber nicht absehbar.

¹²² Im Vergleich zu dem für die Stahlindustrie verwendeten Ansatz ist festzuhalten, dass hier der tabellierte Emissionsfaktor von Erdgas verwendet wird. Demgegenüber stehen die Annahmen für die Stahlherstellung, die sich auf Top-down-Berechnungen beziehen und somit einen Umwandlungsverlust beinhalten. So ist der verwendete Emissionsfaktor für die Stahlindustrie (0,133 t CO₂/GJ) um 15–30 % höher als die tabellierten Werte für Steinkohle (0,094 t CO₂/GJ) und Koks (0,112 t CO₂/GJ). Wird eine ähnliche Abweichung für Erdgas angenommen (0,056 t CO₂/GJ * 1,15 (1,3)), sinken die Vermeidungskosten durch eine größere Einsparung auf 217 €/t CO₂ bzw. 192 €/t CO₂.

Kosten: Die Annahmen zu Differenzkosten beruhen hauptsächlich auf Überlegungen zu zusätzlich notwendigen Investitionen und werden mit 48 €/t geschätzt¹²³. Die Betriebskosten (Sauerstofferzeugung) sind abhängig vom Strompreis und können die Einsparungen durch reduzierten Brennstoffbedarf aufwiegen oder übertreffen (BritishGlass 2014).

10.3.3.2 NE-Metalle

Vermeidungsoptionen im konventionellen Herstellungsprozess

- *HAL4e*: Die Herstellung von Aluminium basiert auf Elektrolyse (Hall-Héroult-Prozess). Durch die Erhöhung der Stromstärke kann dabei die Effizienz deutlich gesteigert werden. Die HAL4e Technologie verspricht eine Reduktion des spezifischen Energiebedarfes um etwa 10–20 % gegenüber dem globalen Durchschnitt (Hydro 2016). Sie ist als inkrementelle Verbesserung der Energieeffizienz zu sehen, auch wenn sie den Bau neuer Anlagen erfordert.

Kosten: Die Geschichte der Aluminiumelektrolyse ist von einer ständigen Erhöhung der Stromstärke gekennzeichnet. Im konservativeren Basisszenario wird davon ausgegangen, dass die möglichen Effizienzgewinne der weiteren Erhöhung die Kosten nicht aufwiegen. Im Szenario innovative Technologien gehen wir davon aus, dass die Weiterentwicklung des Prozesses erfolgreich voranschreitet und die Effizienzgewinne langfristig ausreichen, um eine Bestandsumwälzung ohne Mehrkosten auszulösen. Dies entspräche der historisch beobachteten langfristigen Entwicklung (Hydro 2016). Die Emissionsminderung ist allerdings maßgeblich vom Strommix abhängig und wäre grundsätzlich im Umwandlungssektor zu verbuchen.

- *Inerte Anoden*: In der Aluminiumherstellung stellt der Abbrand der Anoden eine relevante Emissionsquelle (Perfluorocarbon, PFC) dar (IPCC 2001). Die Verwendung inerter (d. h. nicht auf Kohlenstoff basierender) Anoden kann dies komplett ausschließen. Ihre Integration in den Prozess bedingt allerdings gleichsam ein verändertes Zelldesign. Inerte Anoden sind bereits seit längerer Zeit in Forschung und Entwicklung, ohne bedeutende Durchbrüche zu verzeichnen (ITP Aluminium 1998).

Kosten: Informationen zur Kostenstruktur von inerten Anoden sind nicht bekannt. Durch den Abbrand der Anoden (etwa 400 kg Kohlenstoff je t Aluminium (Khaji und Al Wassemi 2016), werden etwa 0,85 t CO₂-Äq pro Tonne Aluminium erzeugt. Bei Preisen von etwa 100 € pro Tonne (konventioneller) Anoden (ClimateTechWiki o.J.) ergeben sich (ohne Berücksichtigung von Emissionspreisen) einzusparende Kosten in Höhe von 250 €/t Aluminium (etwa 10–15 % des Marktpreises). Bewegten sich die tatsächlichen Kosten der inerten Anode in diesem Bereich, wären keine oder negative Vermeidungskosten anzunehmen.

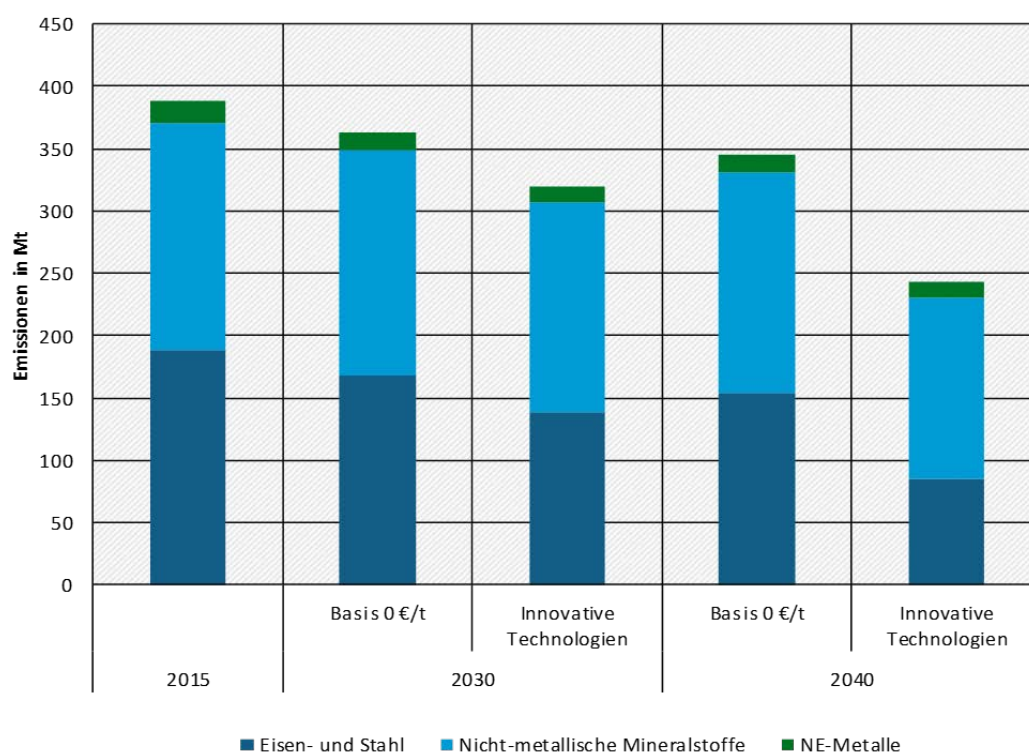
¹²³ Eigene Berechnung basierend auf BritishGlass (2014) und WSP Parsons Brinckerhoff (2015).

10.3.3.3 Emissioneneinsparungen durch Einsatz „innovativer Technologien“

Die Emissionseinsparungen durch den in diesem Szenario exogen festgelegten Einsatz „innovativer Technologien“ sind überwiegend von der reduzierten Kohlenutzung im Stahlsektor getrieben. Insgesamt werden im Vergleich zur „0-€/t“-Preisstufe im Basisszenario 102 Mt CO₂ eingespart (Abbildung 59). Davon entfallen 68 Mt (66 %) auf die Stahlherstellung, 26 Mt (25 %) auf die Zement- und 7Mt (7 %) auf die Glasherstellung sowie 1 Mt (1 %) auf die NE-Metalle (Abbildung 59). Relativ zu den Gesamtemissionen der jeweiligen Sektoren ausgedrückt realisieren die berücksichtigten neuen Prozesse und Vermeidungsoptionen im konventionellen Herstellungsprozess im Stahlsektor eine Reduktion um 44 % (bei einer Marktdurchdringung von 60 %), in den nichtmetallischen Mineralien 18 % (Marktdurchdringung 40 %) und in den NE-Metallen 7 % (Marktdurchdringung 40 %). Insgesamt wird dadurch in dem Szenario mit innovativen Technologien in 2030 ein ähnliches Emissionsniveau erreicht wie auf der „90-€/t“-Stufe, für 2040 sogar ein niedrigeres Niveau als bei 90 €/t CO₂-Preis. Eine Kopplung von CO₂-Preis und innovativen Technologien sowie die Einbeziehung weiterer neuer Technologien in den anderen Sektoren könnten zu weiteren Emissionsreduktionen führen.

Abbildung 59: Emissionsentwicklung im Szenario innovative Technologien, verglichen mit der Preisstufe 0 €/t im Basisszenario

Emissionseinsparungen durch innovative Technologien, alle Regionen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Bei den im Folgenden im Detail angegebenen Einsparungen der einzelnen Technologien handelt es sich stets um Netto-Einsparungen. Das bedeutet, dass im „innovative Technologien“-Szenario durch Prozesswechsel nicht erfolgte Einsparungen (z. B. Brennstoffwechsel im Hochofen) bereits in die Analyse einbezogen sind.

Im Stahlsektor entspricht dies einer Reduktion der Aktivität des Prozesses „Hochofen“ von 100 Mt auf 40 Mt. Diese Aktivitätsdifferenz wird vollständig durch die neuen Prozesse aufgefangen, so dass das Gesamtniveau der Stahlherstellung konstant bleibt: Schmelzbadverfahren (15 Mt), Elektrolyse (25 Mt) und wasserstoffbasierte Reduktion (20 Mt). Dies entspricht auch in etwa der Emissionsminderung: Schmelzbadverfahren (16 Mt CO₂), Elektrolyse (26,7 Mt CO₂) und wasserstoffbasierte Reduktion (21,3 Mt). Die spezifische Emissionsminderung liegt somit in der Größenordnung von 1 t CO₂/t Stahl¹²⁴. Dies ist sowohl mit Energieeffizienzfortschritt als auch Brennstoffwechsel am Hochofen im 0-€/t-Szenario (der aufgrund geringerer Aktivität im „innovative Technologien“-Szenario absolut geringer ausfällt) zu erklären. Die Gichtgasrückführung trägt etwa 4 Mt zur Emissionsminderung bei, allerdings ist die Zuordnung des Netto-Effektes durch den stark zurückgehenden Anteil der Hochofenaktivität nicht eindeutig.

Die Emissionsreduktion der Klinkerherstellung ist mit dem Einsatz von Klinker mit geringerem Kalziumkarbonatanteil verknüpft. Dabei spielen die relativ niedrig-gemischten (30 %) Sorten mit (46,5 Mt, 75 % der ersetzten Aktivität) die Hauptrolle, gefolgt von den technologisch deutlich spekulativeren höher-gemischten (50 %, 70 %) Sorten mit je 7,8 Mt (12,5 % der ersetzten Aktivität). Die Netto-Einsparungen von 25,5 Mt verteilen sich dementsprechend auf 30-%-Mischung (15,3 Mt, 60 %), 50-%-Mischung (4,25 Mt, 17 %) und die 70-%-Mischung (5,95 Mt, 23 %).

Der Prozesswechsel zum Elektroofen in der Glasherstellung trägt mit 5,6 Mt zur Emissionsminderung bei, die Effizienzoption Oxy-fuel mit 1,5 Mt (beides wiederum Netto-Effekte).

Die gut 1 Mt Emissionsminderung in den NE-Metallen lässt sich (da die Effizienzsteigerung durch den HAL4e-Prozess im Umwandlungssektor wirkt) vollständig auf die Nutzung inerter Anoden zurückführen. Bei einer Marktdurchdringung von 40 % werden die PFC-Emissionen von 0,84 t CO₂-Äq/t Aluminium auf 0,5 t CO₂-Äq /t Aluminium gesenkt. Dies entspricht bei einer Primäraluminiumproduktion von 3,8 Mt 2040 einer Emissionsminderung von 1,3 Mt.

Der Vergleich der beiden Szenarien ist allerdings mit den erheblichen Unsicherheiten der Marktdurchdringung der Technologien behaftet. Dadurch ist eine Abwägung im Sinne eines „Entweder-Oder“ nicht sinnvoll. Vielmehr wird deutlich, dass beide Ansätze komplementär wirken und überwiegend unterschiedliche Emissionsmengen adressieren. Dies kommt insbesondere bei den Prozessen mit großen Blöcken technisch-bedingt fixer bzw. prozessbedingter Emissionen zum Tragen (Hochofen und Klinker brennen), die durch

¹²⁴ Vgl. ArcelorMittal Galati (2017).

Preisreize nicht oder nur geringfügig mit Brennstoffwechsel oder Energieeffizienz beeinflussbar sind¹²⁵. Durch Prozesswechsel und Materialsubstitution werden diese hingegen direkt erreicht.

¹²⁵ Auch wenn, wie mit dem Begriff Netto-Effekt beschrieben, zum Teil Wechselwirkungen vorliegen.

11 Methodische Schlussfolgerungen

Im Rahmen des Projektes wurden Vermeidungskostenkurven für die EU ETS-Sektoren entwickelt. Nicht nur aus den entwickelten Daten, sondern auch aus den Arbeitsschritten, die zur Entwicklung dieser Kurven notwendig waren, lassen sich Erkenntnisse für die zukünftige Entwicklung und den Einsatz von Vermeidungskostenkurven ableiten. Ausgangspunkt für die in diesem Kapitel präsentierten Schlussfolgerungen zur gewählten Methodik sind die zu Beginn des Projektes aufgestellten Anforderungen, die sich einerseits aus den Fragestellungen, andererseits aus den Schwächen existierender Ansätze von Vermeidungskostenkurven ergeben haben (vgl. Tabelle 24).

Tabelle 34: Überblick über die Eigenschaften der entwickelten Vermeidungskostenkurven, die sich aus den Anforderungen des Projektes sowie dem gewählten Ansatz ergeben

Eigenschaften	Ausprägung
Ansatz	Modell-/szenariobasiert, unter Einsatz von zwei Bottom-up-Modellen (Enertile, FORECAST-Industry)
Zeitlicher Horizont	VKK für zwei Zeitpunkte: 2030, 2040
CO ₂ /EUA-Preisstufen	4 Szenarien mit zeitlich konstanten Preisen von 0, 30, 60 und 90 €/t CO ₂ -Äq.
Umfang der Emissionen	Alle Emissionen des EU ETS, keine Doppelzählung
Referenzsystem	Emissionen in 2015
Geographischer Umfang	Alle dem EU ETS unterliegenden Länder: EU-28, Island, Liechtenstein und Norwegen
Geographischer Detailgrad	DE und sechs Ländergruppen
Sektoraler Umfang	Alle stationären EU ETS-Sektoren: Tätigkeiten 20–99 gemäß RegVO
Sektoraler Detailgrad	Weitgehend gemäß der EU ETS-Tätigkeiten, aggregiert zu sieben Tätigkeitsgruppen
Technologischer Umfang	Alle heute am Markt verfügbaren Technologien, keine innovativen Technologien wie z. B. CCS in der Industrie
Technologischer Detailgrad/ Vermeidungsoptionen	Technologische Differenzierung in den Kurven
Ökonomische Perspektive	Soziale Perspektive (u. a. 3 % Diskontrate, keine Steuern und Subventionen)

11.1 Zum modellbasierten Ansatz

Der Anlass, Vermeidungskostenkurven modellbasiert zu entwickeln, waren einerseits die komplexen Zusammenhänge (und damit verbundenen Wechselwirkungen) zwischen den

einzelnen Sektoren und Ländern im EU ETS sowie andererseits die Tatsache, dass sich damit Pfadabhängigkeiten teilweise berücksichtigen lassen. Außerdem sind modellbasierte Vermeidungskostenkurven verhältnismäßig gut geeignet, um anreizbasierte Instrumente wie das EU ETS abzubilden und dabei auf die unterschiedlichen Perspektiven (privat, sozial) einzugehen. Hinzu kommt die relativ einfache Implementierung von konsistenten Baselines, die Berücksichtigung von intertemporalen Wechselwirkungen¹²⁶, die Möglichkeit die Kurven relativ zügig zu erstellen und darüber hinaus relativ einfach Unsicherheiten zu untersuchen.

Im Rahmen des Projektes wurden zwei Modelle zur Entwicklung der Vermeidungskostenkurven eingesetzt: Enertile, ein Optimierungsmodell für den europäischen Strommarkt und FORECAST-Industry, ein Simulationsmodell für die europäischen Industriesektoren. Beide Modelle verfügen über ein hohes Maß an technologischem Detail und werden in einer Vielzahl deutscher und europäischer Projekte eingesetzt. Im Verlauf des Projekts zeigten sich einerseits die Stärken, die der Einsatz dieser Modelle mit sich bringt, aber auch die Herausforderungen, die er birgt.

Die Hauptstärke des gewählten Ansatzes besteht in der Kopplung eines hohen technologischen Details einerseits mit der Anwendung eines in sich konsistenten Sets an Szenarien (u. a. konsistente Rahmenannahmen). Dies wurde durch den Einsatz von Modellen möglich, die ein hohes Maß an technologischem Detail ausweisen. Der Einsatz der beiden Modelle und des darin bereits gesammelten Wissens zu den Sektoren in einzelnen Ländern führt dazu, dass in den Kurven ein hoher Grad an Detail enthalten ist, auch wenn er in den endgültigen Kurven nur eingeschränkt ausgewiesen wird. Die verfügbaren Informationen erlauben sehr detaillierte Auswertungen über die den Kurven zugrunde liegenden Wirkzusammenhänge. Auch auf diesem bereits stark aggregierten Niveau liefern die Kurven bereits sehr viel mehr Informationen, als mit vergleichbarem Aufwand als technologiebasierte Kurve hätte entwickelt werden können.

Insgesamt wurden im Rahmen des Projektes verschiedene Vermeidungskostenkurven entwickelt, die das komplette stationäre EU ETS abbilden und sieben Länder bzw. Regionen sowie sieben Sektoren bzw. EU ETS-Tätigkeiten unterscheiden. Darin enthalten sind Vermeidungskostenkurven, die aus verschiedenen Sensitivitätsanalysen resultieren und dazu beitragen, ein tieferes Verständnis über die möglichen Minderungspotenziale zu gewinnen.

Ebenfalls dank der bereits vorhandenen Modellbasis konnte für den Industriesektor ein detaillierter Abgleich vorgenommen werden zwischen den Emissionen unter dem EU ETS und den in den Modellen abgebildeten Emissionen. Dies half Unstimmigkeiten in den Datenbasen zu beseitigen oder zumindest ein besseres Verständnis dafür zu entwickeln, an welchen Stellen es Abweichungen gibt und somit die Ergebnisse besser einschätzen zu können (Details in Abschnitt 11.3).

Eine weitere Stärke im Einsatz der beiden Modelle lag in der Verfügbarkeit eines konsistenten Gerüsts von Rahmendaten aus dem EU-Referenzszenario. Dieses Zahlengerüst ist

¹²⁶ Intertemporale Wechselwirkungen beschreibt z. B., dass in eine Anlage, in die im Jahr x investiert wurde, nicht im Jahr x + 1 erneut, ggf. mit einer alternativen Maßnahme, die nicht mit der ersten Maßnahme kompatibel ist, investiert wird. So wird sichergestellt, dass das Minderungspotenzial nicht durch die einfache Addition verschiedener komplementärer Maßnahmen überschätzt wird.

bereits für andere Projekte in den Modellen implementiert worden und konnte entsprechend direkt übernommen werden. Die wichtigsten Rahmenparameter sind in Kapitel 6 dokumentiert. Im Anhang zu diesem Dokument finden sich auch die Annahmen auf Ebene der gebildeten Ländergruppen. Hier kommt den Kurven die Passfähigkeit zu vielen anderen Studien auf EU-Ebene zugute.

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Sensitivitätsanalysen geben Aufschluss darüber, wie sich zentrale Annahmen auf die Vermeidungskostenkurven auswirken. Dazu zählen Annahmen zu Energieträgerpreisen und der Kostenentwicklung von Erneuerbaren Energien ebenso wie die Wahl der ökonomischen Perspektive.

In ihrem jeweiligen Rahmen haben die Modelle es dadurch u. a. ermöglicht, die Auswirkungen des Perspektivenwechsels zwischen sozial und privat zu untersuchen und dabei die Rolle von Hemmnissen zu untersuchen. Dabei kam die detaillierte Abbildung des Investitionskalküls von Unternehmen zum Tragen, insbesondere von Unternehmen der Industrie in FORECAST (vgl. Details in Abschnitt 11.5).

Im Einsatz der beiden Modelle haben sich jedoch auch eine Reihe an Herausforderungen ergeben. Die vielleicht wichtigste war die mit der hohen Komplexität der eingesetzten Modelle einhergehende Herausforderung ihrer transparenten Darstellung.

Beide eingesetzten Modelle sind über einen Zeitraum von mehr als 10 Jahren und von unterschiedlichen Entwicklern entwickelt worden. Entsprechend komplex sind die Modellstrukturen. Dies gilt insbesondere für das Industriemodell, das noch weniger als im Fall von Enertile durchgängig einer einzigen Logik folgt, sondern in unterschiedlichen Modulen unterschiedliche Modellierungsansätze einsetzt und diese entsprechend in den Modellergebnissen kombiniert.

Im vorliegenden Bericht wurde versucht, die wichtigsten Charakteristika der Modelle im Rahmen der Entwicklung von Vermeidungskostenkurven weitgehend transparent und verständlich aufzuarbeiten. Dies sind zum Beispiel die Abbildung von Investitionsentscheidungen, der zugrunde liegende Modellansatz und die wichtigsten techno-ökonomischen Eingangsdaten. Um den Umfang der Dokumentation zu den Vermeidungskostenkurven handhabbar zu gestalten, musste jedoch an vielen Stellen abgeschnitten werden. Soweit verfügbar, wird in der vorliegenden Dokumentation auf weiterführende Quellen bezüglich der Modellcharakteristika verwiesen.

Eine Abbildung all dieser Informationen in einer Grafik ist nicht vorstellbar. Die transparente Darstellung des methodischen Ansatzes zur Erstellung der Vermeidungskostenkurven bildet daher die Voraussetzung für ein umfassendes Verständnis der Vermeidungskostenkurven als grafische Abbildung.

Weitere Herausforderungen ergaben sich auch hinsichtlich der Entwicklung eines im Detail konsistenten Szenarios aus der Kopplung zweier unabhängiger Modelle. So zeigten

Dopplungen in der Abbildung der Industrie-KWK¹²⁷, dass die beiden Modelle unterschiedlichen Logiken folgen und unterschiedliche Ergebnisse produzieren¹²⁸. Ebenfalls nur teilweise berücksichtigt sind Wechselwirkungen zwischen den in den beiden Modellen getrennt abgebildeten Systemen. Die sich verändernde Stromnachfrage aus dem Industriesektor in den Szenarien mit hohen CO₂-Preisen ist z. B. nicht berücksichtigt. Dies ergibt sich aus der fehlenden festen Kopplung zwischen den beiden Modellen, die eine automatische Übergabe von Daten zwischen den Modellen erlauben würde.

Weitere spezifische Herausforderungen, die der qualitativen Einordnung der Ergebnisse dienen, werden in den Folgeabschnitten erläutert.

11.2 Zum geographischen Umfang und Detail

Die entwickelten Vermeidungskostenkurven weisen die Ergebnisse aufgeschlüsselt für sechs Länder und Regionen aus. Während grundsätzlich die meisten Länder einzeln in den Modellen enthalten sind¹²⁹, wurde auf eine Ausweisung länderscharfer Daten bewusst verzichtet. Denn die Robustheit von Modellergebnissen lässt im Allgemeinen und auch bei FORECAST-Industry und Enertile mit zunehmender geographischer Auflösung nach¹³⁰. Je kleinräumiger Modellergebnisse ausgewiesen werden, desto größer wird die mit den Ergebnissen verbundene Unsicherheit. Durch die Aggregation zu Modellregionen werden Scheingenauigkeiten vermieden.

Für die Emissionen der Industrie im EU ETS wird in Abschnitt 5.4.3.3 gezeigt, dass die Aggregation zu Modellregionen die Abweichungen zwischen unkalibrierten Modellemissionen¹³¹ und verifizierten EU ETS-Emissionen auf maximal -13 % (Skandinavien und Baltikum) bzw. +19 % (Osteuropa) begrenzt. Die Abweichungen für einzelne Länder betragen hingegen bis zu -66 % (Estland) bzw. +69 % (Slowenien). Hohe relative

¹²⁷ Der damit verbundene Ansatz zur Vermeidung von Doppelzählung wird in Abschnitt 5.4.3.1 dargestellt. Die Herausforderung, Minderungspotenziale in Verbindung mit KWK-Anlagen gemäß der EU ETS-Sektoren bzw. -Tätigkeiten auszuweisen, wird in Abschnitt 11.3.1 thematisiert.

¹²⁸ Enertile als reines Optimiermodell sieht insbesondere in Szenarien mit sehr hohen EE-Anteilen keinen Einsatz für KWK-Anlagen, da der Strom der KWK-Anlagen in den meisten Stunden keinen Abnehmer findet. Im Gegensatz dazu unterstellt der Simulationsansatz in FORECAST eine stärkere Trägheit des Systems. Einerseits verfolgt das Modell nicht so strikt wie Enertile den Austausch einer Anlage am Ende seiner Lebensdauer, sondern unterstellt lediglich eine Austauschwahrscheinlichkeit. Andererseits geht die Modellierung der Investitionsentscheidung in FORECAST auch von einem gewissen Beibehalten alter Angewohnheiten aus, d. h. dass auch im Austauschfall teilweise wieder KWK-Anlagen gebaut werden, auch wenn diese ggf. nicht die kostengünstigste Alternative ist. Informationshemmnisse und Erfahrungen mit der alten Technik können im Unternehmen dennoch dazu führen, dass eine entsprechende Entscheidung getroffen wird und bekannte Anlagen eingesetzt werden anstatt auf neue (emissionsärmere) Technologien zu setzen, auch wenn diese aus Kostengesichtspunkten von Vorteil wären (vgl. Abschnitte 5.2.3 und 5.2.4).

¹²⁹ Einschränkungen ergaben sich für kleine Länder (Malta, Zypern, Liechtenstein), die in den Modellen häufig nicht einzeln abgebildet sind. Einzige Lücke, die sich bei der geographischen Abdeckung der Länder und Sektoren ergeben hat, ist die Abbildung des Strom- und Wärmesektors in Island, da Island als Land nicht in Enertile abgebildet ist. Emissionsseitig ist dies kein Problem, da der Sektor komplett dekarbonisiert ist. Allerdings fehlen die isländischen Kapazitäten und Erzeugungszahlen.

¹³⁰ Dies liegt u. a. in der Verfügbarkeit und Genauigkeit der verfügbaren Daten begründet. Insbesondere bei kleinen Ländern können Ungenauigkeiten in der Datenlage große prozentuale Auswirkungen haben, die für das Gesamtergebnis auf EU-Ebene weniger ausschlaggebend sind.

¹³¹ Die Kalibrierung der Modellemissionen bewirkt, dass die kalibrierten Modellemissionen für 2015 den verifizierten Emissionen dieses Jahres (laut EEA EU ETS data viewer) entsprechen. So werden verbleibende Unterschiede beseitigt. Die Anpassung der Modellemissionen späterer Jahre (beeinflusst z. B. durch Einsparmaßnahmen) erfolgt im Rahmen der Kalibrierung auf Basis der Abweichungen in 2015. Eine Liste der sich aus diesem Vergleich ergebenden Kalibrierungsfaktoren (auf Sektorebene) ist in Anhang A.7 zu finden.

Abweichungen betreffen besonders Länder mit geringen Emissionen. Die absolut höchsten Abweichungen treten in Rumänien (+9 Mt) und Belgien (-5 Mt) auf. In Summe beträgt die Abweichung für das stationäre EU ETS 28 Mt (5 %).

Die Ursachen der verbleibenden Abweichungen konnten nicht im Detail nachvollzogen werden. Daher ist unklar, inwieweit sie auch die errechneten Vermeidungspotenziale beeinflussen. Allgemein nimmt die Aussagekraft mit größeren Abweichungen aber ab. Da dies insbesondere in höher aufgelösten Betrachtungen (einzelne, kleinere Länder) der Fall ist, bietet sich für diese ein anderer Ansatz, z. B. eine gezielte Untersuchung auf Anlagen-ebene, an.

Ein Vergleich der modellierten Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis von Enertile mit den verifizierten Emissionen für Verbrennungsanlagen (EHRL-Tätigkeit 20) ist nicht möglich, da mit Enertile lediglich Ergebnisse für die Stützjahre 2030 und 2040 ermittelt werden, nicht jedoch für 2015 (vgl. Abschnitt 5.4.3.3). Jedoch zeigt sich in Enertile, dass Kraftwerke teilweise willkürlich an Ländergrenzen gebaut werden können, sofern die Kapazität der Interkonnektoren keine Einschränkung darstellt. Hier könnten also bei zu kleinräumiger Ausweisung von Modellergebnissen Scheingenauigkeiten auftreten.

11.3 Zum sektoralen Umfang und Detail

Die eingesetzten Modelle weisen in weiten Teilen eine sehr gute Abdeckung der stationären EU ETS-Sektoren auf. Herausforderungen im Hinblick auf die Abdeckung und Passgenauigkeit werden nachfolgend sowohl für die Verbrennungsanlagen (Tätigkeit 20) und für die industriellen Tätigkeiten als auch für die mengenmäßig deutlich weniger relevanten Opt-In-Aktivitäten (Tätigkeit 99) erläutert.

11.3.1 Verbrennungsanlagen im EU ETS (Tätigkeit 20)

Um eine vollständige Abbildung der Verbrennungsanlagen im EU ETS für alle 31 Mitgliedstaaten zu ermöglichen, wurden vereinfachte Abschätzungen für nicht-industrielle Emissionen aus Heizwerken in Wärmenetzen für alle Länder außer Deutschland vorgenommen. Dies wurde notwendig, da Modell-seitig im Bereich der reinen Wärmeerzeugung in Enertile nur die Emissionen für Deutschland abgebildet sind. Hier wurde die Wärmemenge auf die EU hochgerechnet, basierend auf dem EU-Referenzszenario 2016 (Skalierungsfaktor D:EU: 6,3), und zu rund drei Vierteln auf die Modellregion EEU und zu rund einem Viertel auf die Modellregion SCA verteilt (vgl. Abschnitt 5.4.3). Dem Vorgehen liegt die Annahme zugrunde, dass Potenziale und Brennstoffeinsätze für Wärmenetze in den betroffenen Ländern vergleichbar sind zu denen in Deutschland. Auch wenn eine Abbildung innerhalb des Modells die präferierte Lösung wäre, stellt der gewählte Ansatz die bessere Alternative gegenüber einem Ausklammern der entsprechenden Emissionen dar. Dies ergibt sich insbesondere daraus, dass bei entsprechend hohen CO₂-Preisen der Stromsektor zwar weitgehend dekarbonisiert ist, dies aber nicht für die Wärmenetze gilt. Daher würde bei Vernachlässigung der Emissionen aus Wärme eine mengenmäßig relevante Emissionsquelle fehlen.

Die Emissionen aus industrieller KWK-Wärme sind in Enertile in den Emissionen der Stromerzeugung enthalten. Emissionen aus der Stromerzeugung zählen in der Zuordnungslogik des EU ETS zu den Verbrennungsanlagen (Tätigkeit 20). Emissionen aus industrieller KWK-Wärme sind jedoch den industriellen Tätigkeiten (Tätigkeiten 21–44) zuzuordnen. Um eine Doppelzählung von Emissionen zu vermeiden, wurden die Emissionsmengen für Industrie-KWK-Wärme in FORECAST-Industry berechnet und soweit es geht für die übrigen Regionen (nicht D) aus den Stromemissionen herausgerechnet. Dies ist möglich für EEU, FRENELUX, Mittelmeer und UKI. Für SCA und ESPT konnte keine Anpassung vorgenommen werden.

Anders als für die industriellen Tätigkeiten ist eine Kalibrierung der Modellemissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung auf die verifizierten Emissionen der Verbrennungsanlagen im EU ETS nicht erfolgt. Dies ist aufgrund der Beschaffenheit des Modells für den Strom- und Wärmesektor nicht möglich gewesen, weswegen hier kein Abgleich vorgenommen werden konnte. Allerdings ist grundsätzlich davon auszugehen, dass die in Enertile abgebildeten Strom- und Wärmeerzeuger eher über den unter dem EU ETS erfassten Anlagen (und damit auch Emissionen) liegen, weil bei der Berechnung keine Größenbegrenzungen berücksichtigt wurden.

11.3.2 Industrieanlagen im EU ETS (Tätigkeiten 21–44)

Zur Abbildung der industriellen Tätigkeiten im EU ETS wurden die einzelnen in FORECAST abgebildeten Prozesse den industriellen EU ETS-Tätigkeiten zugeordnet. Eine Herausforderung ergibt sich beim Abgleich der EUTL-VET-Daten mit den Modelldaten. Dabei gibt es grundsätzlich zwei Schwierigkeiten: Einerseits gibt es Zuordnungen von Emissionen, bei denen sich die Zuordnungsregeln zwischen EU ETS und Modell grundlegend unterscheiden. Ein klassisches Beispiel sind die Kuppelgase der Stahlindustrie, die im EU ETS mehrheitlich den Feuerungsanlagen zugerechnet werden, im Modell aber klar mit der Stahlindustrie verbunden sind. Durch die teilweise unterschiedliche Genehmigungslage ist eine einfache Anpassung der Emissionen nicht möglich¹³². Auch ist es zumindest schwierig, die konkrete Menge an Kuppelgasen abzuschätzen.

Die zweite Schwierigkeit besteht in der Tatsache, dass Industrieanlagen teilweise als Feuerungsanlagen (Tätigkeit 20) genehmigt sind, z. B. wenn diese bereits vor der Aufnahme der Tätigkeit in das EU ETS aufgrund der Feuerungsleistung der Anlage am EU ETS teilgenommen haben.

Unklare Zuordnungen wurden auf Anlagenebene beispielhaft für den Stahlsektor untersucht. Dabei konnten teilweise Anlagen identifiziert werden, die unter der Tätigkeit Stahl gemeldet wurden, aber zumindest teilweise für die Verbrennung von Kuppelgasen verantwortlich sind. Darüber hinaus wurden Anlagen identifiziert, die als Feuerungsanlagen genehmigt, aber als Stahlerzeuger einzuordnen sind. Vergleichbare Untersuchungen wurden für andere Sektoren aufgrund des hohen Zeitaufwands jedoch nicht durchgeführt.

¹³² Kraftwerke sind teilweise als Bestandteil des Stahlwerks im Stahlsektor genehmigt, teilweise getrennt von den Stahlwerken. Im letzten Fall werden ihre Emissionen dann der nicht-industriellen Tätigkeit 20, den Feuerungsanlagen, zugeordnet.

Im Rahmen des Projektes wurden die Emissionen für die Industriesektoren daher während der Berechnungen entsprechend kalibriert, um die im EUTL gemeldeten Emissionen widerzuspiegeln und damit eine Vergleichbarkeit zwischen den historischen Emissionen und den projizierten Emissionen herzustellen.

11.3.3 Sonstige

Die Emissionen der Opt-in-Aktivitäten (Tätigkeit 99) wurden basierend auf einer Auswertung der unter dieser Tätigkeit gemeldeten Anlagen auf die Sektoren – Feuerungsanlagen oder spezifische Industriesektoren, insbesondere Aluminium und Chemische Industrie – aufgeteilt und somit in die Projektionen integriert (vgl. Abschnitt 5.4.3).

11.4 Zum Umfang und Detail (technischer) Vermeidungsoptionen

Die Integration von technologischen Informationen in die modellbasierten Vermeidungskostenkurven stellte eine gewisse Herausforderung dar, obwohl beide eingesetzten Modelle über einen hohen technologischen Detailgrad verfügen. Die gewählte Art der Integration stellt einen Kompromiss dar.

11.4.1 Zum ausgewiesenen technischen Detailgrad

Die Vermeidungskostenkurven weisen im Bereich Strom und Wärme keine Vermeidungstechnologien (wie PV, Wind etc.) aus, sondern vermiedene Emissionen aus fossilen Kraft- und Heizwerken. Dies liegt insbesondere in der Tatsache eines sich von Preisstufe zu Preisstufe neu zusammensetzenden Energiesystems begründet. So spielt beispielsweise KWK auf den niedrigeren Preisstufen durchaus eine Rolle als Emissionseinsparoption, während die Menge der KWK-Anlagen in einem Energiesystem mit hohen CO₂-Preisen deutlich niedriger ist. Eine klassische Darstellung in Vermeidungskostenkurvenform mit Ausweisung der zusätzlich hinzukommenden Vermeidungstechnologien auf den einzelnen Preisstufen ist in diesem Fall irreführend. Die aus den zugrunde liegenden CO₂-Preisszenarien resultierenden Modellergebnisse umfassen neben den Emissionsmengen auch die Erzeugungskapazitäten und die erzeugten Strom- und Wärmemengen ausdifferenziert nach Erzeugungstechnologien (vgl. Abbildung 29 und Abbildung 30).

Im Bereich der Industrieemissionen dagegen liegt eine stärkere Additivität der Vermeidungsoptionen auf den einzelnen Stufen vor, so dass eine Integration der Technologieinformationen in die Vermeidungskostenkurven hier möglich war. Eine Übernahme des hohen Detailgrades aus FORECAST dagegen erschien nicht sinnvoll. Als Kompromiss wurden hier die Vermeidungsoptionen entsprechend der drei in FORECAST enthaltenen Module eingeordnet: Prozesstechniken, Dampferzeugung und Ofen – Brennstoffwechsel. Zusätzlich ist eine Zuordnung auf einzelne Sektoren möglich, wodurch bereits relativ viel Information zu verschiedenen Vermeidungsoptionen verfügbar ist.

11.4.2 Zum Umfang abgebildeter Vermeidungsoptionen

Die eingesetzten Modelle und die Bildung des Modellverbundes im Gegensatz zu einem geschlossenen Modellsystem führen dazu, dass einige Vermeidungsoptionen nicht Modellendogen abgebildet werden können. Dies beinhaltet:

- ▶ Reduktion der Produktionsmengen (Strom, energieintensive Güter), z. B. infolge von Substitution energieintensiver Produkte durch andere Güter
- ▶ Substitution alternativer Prozesse, z. B. Stahl aus Hochofen vs. Stahl aus Direktreduktion und EAF

Auch sind die Modelle nicht geeignet Verhaltensänderungen endogen abzubilden. Einerseits fehlt die Rückkopplung, die sich aus den Veränderungen auf dem Strommarkt über Preise in den Nachfragesektoren ergeben würde. In den vorliegenden Modellrechnungen ist die Stromnachfrage unabhängig vom Strompreis konstant. Analog gilt für die Produktionsmengen von Gütern, dass sie nicht flexibel auf Preisveränderungen reagiert. Zur Abbildung solcher Effekte wären volkswirtschaftliche Modelle vonnöten.

Teilweise werden die nicht Modell-endogen abgebildeten Vermeidungsoptionen über Annahmen exogen durch den Modellierer mit einbezogen (z. B. Substitution alternativer Prozesse für die Stahlherstellung oder im Bereich der Zementherstellung).

Eine weitere Schwierigkeit bei der Abbildung von Vermeidungstechnologien besteht darin, dass Modelle sehr stark auf in der Vergangenheit beobachteten Mustern basieren. Dadurch ergibt sich, dass als Reaktion der Modelle auf starke Veränderungen der wirtschaftlichen Anreize, z. B. dauerhaft hohe und/oder ansteigende CO₂-Preise, keine strukturellen Brüche auftreten. Dieser Modellierungsansatz ist mit der Annahme motiviert, dass Beobachtungen der Vergangenheit am ehesten Plausibilität begründen. Theoretische Erklärungsansätze über die Wirkung von im historischen Vergleich sehr hohen CO₂- und Brennstoffpreisen hingegen können empirisch nicht oder nur sehr schwer plausibilisiert werden. Modellvalidierungen von FORECAST-Industry beispielsweise zeigen, dass das Modell in der Lage ist, in der Vergangenheit getroffene Entscheidungen nachzuvollziehen (Rehfeldt et al. 2018b). Da sich die Variationen im Basisszenario auf den CO₂-Preis beschränken und plausible alternative Entscheidungsmuster mangels Beobachtung nicht bekannt sind, wird auch für die Herleitung der Vermeidungskostenkurven hier an der typischen Annahme festgehalten, dass grundlegende Entscheidungsmuster in den untersuchten Szenarien stabil bleiben. Die Sensitivitätsrechnung zu innovativen Technologien in den Industriesektoren zeigt beispielhaft die Vermeidungspotenziale, wenn neue Technologien unabhängig von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen in den Markt kommen.

11.5 Zur ökonomischen Perspektive

Eine weitere zentrale Eigenschaft der aus dem Basisszenario entwickelten Vermeidungskostenkurven ist, dass sie näherungsweise eine soziale Perspektive widerspiegeln. Die ausgewiesenen Vermeidungspotenziale zeigen insofern die Höhe an THG-Emissionseinsparungen, die bei den unterstellten CO₂-Preisen aus gesellschaftlicher Sicht wirtschaftlich wären.

Unter einer sozialen Perspektive wird hier verstanden, dass ökonomische Entscheidungen vollkommen rational, unter vollständiger Kenntnis zukünftiger Rahmenbedingungen (wie Preisen und Kosten) und unter Anwendung einer sozialen Diskontrate getroffen werden,

so dass im Ergebnis die langfristigen, gesamtwirtschaftlichen Kosten minimiert werden (siehe auch Abschnitt 2.3).

Diese Bedingungen zur Abbildung einer sozialen Perspektive können von den eingesetzten Modellen jedoch nur teilweise erfüllt werden (vgl. Kapitel 7.5). Dabei ist zu berücksichtigen, dass beide Modelle, aber insbesondere FORECAST, zunächst versuchen, das Investitionsverhalten von Unternehmen möglichst realitätsnah abzubilden (d. h. unter Einbeziehung von technischen Grenzen und Gegebenheiten, beobachteten Verhaltensmustern und Bestandsumwälzungen). Dies stellt die Grundlage dar, um die Wirkung von Politikinstrumenten zu simulieren.

11.5.1 Zur Abbildung einer sozialen Perspektive

Aus den eingesetzten Modellen und dem in Abschnitt 7.5 dokumentierten Vorgehen für die Abbildung der sozialen Perspektive ergeben sich Grenzen insbesondere in folgenden Zusammenhängen:

- ▶ **Vorzeitiger Austausch von Anlagen:** Aus der sozialen Perspektive geht es nicht um die Simulation möglichst realistischer Entwicklungen, sondern um die Analyse der volkswirtschaftlich erstrebenswerten Entwicklungen. Insbesondere die Annahme, dass alle bereits existierenden Anlagen bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben, ist eine Vereinfachung, die aus sozialer Perspektive nicht gerechtfertigt ist. Mit diesem Ansatz wird die Diffusion effizienterer Technologien auf ein Maß reduziert, das historisch – auf Basis der betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Firmen – zu beobachten war (vgl. Biere 2015, Fleiter et al. 2012). Der Idealtypus des sozialen Planers würde hingegen auch den existierenden Anlagenbestand auf seine Wirtschaftlichkeit prüfen, um sogenannte „stranded investments“ zu identifizieren und stillzulegen. Die wirtschaftliche Dynamik der Bestandserneuerung und das damit aus sozialer Perspektive in Verbindung stehende THG-Vermeidungspotenzial werden vom Modell daher in unbekanntem Ausmaß unterschätzt¹³³.
- ▶ **Verwendung von Amortisationszeiten:** Auch die Bewertung der Attraktivität von Investitionen anhand der Amortisationszeit entspricht grundsätzlich nicht dem Ansatz eines sozialen Planers (vgl. auch Abschnitte 2.3 und 4). Aus Sicht eines sozialen Planers mit perfekter Voraussicht und einem generationenübergreifenden Zeithorizont müssten Investitionen ebenso wie Altanlagen anhand ihres Nettogegenwartswertes bewertet werden.¹³⁴ Daher werden im Basis-Szenario (aus der sozialen Perspektive) stark erhöhte Amortisationszeiten akzeptiert, die nahe bei der Lebensdauer der Investitionen liegen (vgl. auch Abschnitte 7.5 und 10.2.4). Dadurch werden die beschriebenen Einschränkungen durch Risikobereitschaft größtenteils

¹³³ Insbesondere in den Bereichen, in denen Investitionen (gegenüber den Energiekosten) eine vergleichsweise geringe Rolle bei den Gesamtkosten einer Anlage spielen, ist dies eine bedeutende Einschränkung, also z. B. Dampf und Raumwärme. Auch unter betriebswirtschaftlicher Perspektive ist in der Realität natürlich ein Anlagenersatz vor Erreichen der Lebensdauer aufgrund von Änderungen zentraler Kostenbestandteile denkbar.

¹³⁴ „Stranded investments“ weisen einen negativen Nettogegenwartswert auf.

aufgelöst und beinahe alle wirtschaftlichen Effizienzinvestitionen getätigt. Im Rahmen der Sensitivitätsrechnung „privatwirtschaftliche Perspektive“ wird der Einfluss der Amortisationszeitanforderungen auf die Diffusion von Effizienztechnologien vergleichend dargestellt.

- ▶ Wirtschaftlichkeitsbetrachtung: In den Modulen „Dampferzeugung“ und „Prozesstechniken“ sind Obergrenzen für die Verbreitung der wirtschaftlichsten Technologie eingezogen. Dadurch erreichen auch Technologien mit geringerer Wirtschaftlichkeit gewisse Marktanteile (Biere 2015, Kap. 3.2.2 (3))¹³⁵. Auch dieser Aspekt verstärkt in begrenztem Maße die Tendenz des Modells, das aus sozialer Perspektive wirtschaftliche THG-Vermeidungspotenzial zu unterschätzen. Während diese Obergrenze im Modul „Prozesstechniken“ relativ starr ist, ist sie für „Dampferzeugung“ weniger starr und kann durch die Wahl entsprechender Parameter fast vollständig ausgeschaltet werden¹³⁶.
- ▶ Im Modul „Ofen – Brennstoffwechsel“ werden auf historischen Beobachtungen basierende Verhaltensparameter verwendet. Diese beinhalten notwendig die private Perspektive. Vergleichspunkte, wie sich diese Parameter unter einer sozialen, also idealtypisch vorausschauenden und vollständig rationalen Perspektive darstellen würden, existieren nicht. Vereinfachend wurde von einer im Vergleich zur privaten Perspektive schnelleren Diffusion von als günstig erkannten Optionen (konkret Energieträgernutzungen) ausgegangen.
- ▶ Vorausschau des Modells: Von seiner Anlage her ist FORECAST ein myopisches Modell, d. h. die Investitionsentscheidung wird auf Basis aktueller Preise (CO₂ und Brennstoffe) getroffen und nicht in Kenntnis zukünftiger Preise. Im Rahmen der Szenariodefinition werden jedoch die CO₂- und Energieträgerpreise wie oben beschrieben ab 2016 konstant auf dem Wert des Endjahres gehalten. Diese Annahme führt zu einem Investitionsverhalten, das der Perspektive des sozialen Planers mit einer anfänglichen Voraussicht auf etwa 25 Jahre näherkommt und im Zeitverlauf abnimmt. Entsprechend werden die Abweichungen, die durch die fehlende Vorausschau des Modells entstehen, zumindest zu Beginn durch die Annahme konstanter CO₂- und Energieträgerpreise abgemildert. Preisveränderungen über den betrachteten Zeitrahmen hinaus und ihr Einfluss auf die Investitionsentscheidungen bleiben jedoch weiter unberücksichtigt.

¹³⁵ In der Energiebilanz und der Platts-Datenbank (S&P Global 2017) beobachtete technologische, nicht-monetäre (oder nicht monetär erklärbare) Präferenzen werden parametrisiert abgebildet, indem die wahrgenommenen Kosten angepasst werden.

¹³⁶ Nicht abschließend geklärt ist die Frage, ob die in der Realität beobachtbare Heterogenität in der Wahl von Brennstoffen Resultat von heterogenen Anforderungen der Marktteilnehmer und darauf optimal abgestimmten Entscheidungen ist oder ob sie Ergebnis von Informationsdefiziten ist und daher suboptimale Entscheidungen repräsentiert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die oben genannten Punkte dazu führen, dass die soziale Perspektive nur näherungsweise abgebildet wird.

11.5.2 Zur Relevanz unterschiedlicher ökonomischer Perspektiven

Aus der Sensitivitätsanalyse zur privatwirtschaftlichen Perspektive wird – trotz der oben erläuterten methodischen Einschränkungen – deutlich, wie stark die Höhe der ermittelten Vermeidungspotenziale von der Wahl der Perspektive abhängt (zur Spezifikation von privater und sozialer Perspektive siehe Abschnitt 7.5, zu den Ergebnissen Abschnitt 10.2).

Auffällig ist, dass insbesondere bei niedrigen CO₂-Preisen deutlich höhere Emissionsniveaus verglichen mit dem Basisszenario bzw. deutlich geringere privatwirtschaftliche Vermeidungspotenziale resultieren. Bei einem CO₂-Preis von 0 € liegt das ausgewiesene privatwirtschaftliche Vermeidungspotenzial in 2040 bei nur rund 0,2 Gt CO₂-Äq. (knapp 60 % des Potenzials aus sozialer Perspektive), bei einem CO₂-Preis von 30 € liegt es bei rund 0,7 Gt CO₂-Äq. (knapp 80 % des sozialen Vermeidungspotenzials). Bei höheren CO₂-Preisen von 60 bis 90 € beläuft sich das Vermeidungspotenzial aus privatwirtschaftlicher Perspektive hingegen auf über 90 % des sozialen Vermeidungspotenzials (etwas unter bzw. über 1,1 Gt CO₂-Äq.). Das heißt, eine Reihe von Minderungsmaßnahmen, die in der sozialen Perspektive bereits ohne CO₂-Preis bzw. bei geringen CO₂-Preisen bereits wirtschaftlich sind, werden aus einer privatwirtschaftlichen Perspektive erst bei höheren CO₂-Preisen als wirtschaftlich bewertet.

Im Stromsektor zeigen sich Auswirkungen der veränderten Zinsrate bei kapitalintensiven Technologien wie Kohlekraftwerken und Erneuerbaren Energien. Dabei führt ein erhöhter Zinssatz bei niedrigeren CO₂-Preisen zu einer steigenden Produktion aus Kohlekraftwerken zu Lasten der Erneuerbaren Energien und damit zu höheren CO₂-Emissionen bzw. zu einem geringeren privatwirtschaftlichen Vermeidungspotenzial gegenüber 2015. Dieser Effekt ist vor allem bei CO₂-Preisen von 0 € sichtbar: Das privatwirtschaftliche Minderungspotenzial beläuft sich – wie für das EU ETS insgesamt – auf knapp 60 % des sozialen Vermeidungspotenzials. Bei höheren CO₂-Preisen ab 60 € verschwindet der Effekt fast vollständig, da die Wirkung des höheren Zinssatzes hier nicht mehr ausreicht, um die höheren CO₂-Kosten für Kohlekraftwerke aufzuwiegen. Das privatwirtschaftliche Vermeidungspotenzial liegt dann nur noch 1–2 % unter dem sozialen Vermeidungspotenzial.

Auch in der Industrie führt die Veränderung von der sozialen zur privatwirtschaftlichen Perspektive zu deutlich höheren Emissionen in 2040 bzw. zu geringeren Vermeidungspotenzialen, hier jedoch noch deutlicher bei allen untersuchten CO₂-Preisen. Dies ist vor allem auf zwei Effekte zurückzuführen: Erstens verringern die in der privatwirtschaftlichen Perspektive wirkenden Markthemmnisse die Verbreitung von energieeffizienten Technologien, was zu einem deutlich höheren Energiebedarf (+9 % gegenüber dem Basisszenario mit sozialer Perspektive) sowie zu einem deutlich höheren Strombedarf in 2040 führt. Zweitens geht gleichzeitig der preisinduzierte Wechsel der eingesetzten Brennstoffe deutlich langsamer voran, da Preisunterschiede (und damit auch EUA-preisbedingte Anstiege) weniger stark wahrgenommen werden und Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer öfter ohne nähere Analyse mit ihrem Vorgängermodell ersetzt werden. Dadurch verbleiben Kohle, Erdgas und Heizöl stärker im Markt, während die Zugewinne von Biomasse schwächer ausfallen.

Wie eingangs beschrieben, weisen die Vermeidungspotenziale aus sozialer Perspektive im Basisszenario die Höhe an THG-Emissionseinsparungen aus, die bei den unterstellten CO₂-Preisen aus gesellschaftlicher Sicht wirtschaftlich wären. Die Frage, welche unterstützenden politischen Maßnahmen für die privatwirtschaftlichen Akteure im EU ETS sinnvoll oder erforderlich sind, um dieses gesellschaftlich wünschenswerte (höhere) Niveau an Emissionseinsparungen bei den gegebenen CO₂-Preisen zu erreichen, wurde im Rahmen des Projektes nicht näher untersucht.

11.6 Zu intertemporalen Aspekten und Pfadabhängigkeiten

Kesicki (2010) sieht einen Vorteil von modellbasierten Vermeidungskostenkurven darin, dass sie Pfadabhängigkeiten und intertemporale Dynamiken berücksichtigen (vgl. Kapitel 3). Trotz des Einsatzes von Modellen ist dies im vorliegenden Fall nur bedingt richtig, da mit dem Modell Enertile im Rahmen des Projektes nur zwei Stützjahre (2030 und 2040) analysiert wurden (vgl. Abschnitt 5.1).

Anders als mit Enertile wurden mit FORECAST für alle Preisszenarien die kompletten Pfade bis 2040 modelliert. Allerdings wurden die Annahmen zu Energieträgerpreisen aus dem EU-Referenzszenario 2016 (EC 2016) so angepasst, dass die Ergebnisse weit möglichst die Stützjahanalyse aus Enertile simulieren. Dazu wurden die CO₂-Preise genauso wie die Energiepreise ab 2016 auf das Zielniveau von 2030 bzw. 2040 gesetzt. Anders als in sonstigen Modellierungen mit FORECAST, in denen normalerweise Preisentwicklungen über die Zeit angenommen werden, z. B. ein linear ansteigender CO₂-Preis, entspricht dies also einem stilisierten Satz von Szenarien. Die noch in den Kurven enthaltenen Pfadabhängigkeiten bestehen ausschließlich aus der Kostendegression von Technologien, die nicht ausgeschaltet wurde, sowie aus einer relativ starken Abhängigkeit zukünftiger Entscheidungen von historischen Entwicklungspfaden (vgl. Abschnitt 5.2.4).

Nichtsdestotrotz hat diese sehr stilisierte Szenariodefinition auch einen Vorteil. Anders als in Szenarien, die die Vermeidungspotenziale im Falle von (ansteigenden) Preispfaden abbilden, ist die Darstellung der Annahmen in diesem Fall relativ einfach und transparent möglich. Ihre Auswirkungen auf die Vermeidungskostenkurven lassen sich qualitativ gut umreißen.

Die Annahme, dass die Energieträgerpreise bereits in 2015 den 2030er- bzw. 2040er-Preisen des Referenzszenarios entsprechen und konstant auf diesem Niveau bleiben, hat weitere Implikationen für die Modellergebnisse. Ausschlaggebend sind dabei insbesondere die relativen Preise zwischen den Energieträgern, die damit annahmegemäß konstant bleiben, während im EU-Referenzszenario insbesondere die Preisdifferenz zwischen Gas und Kohle im Zeitverlauf ansteigt. Über den gesamten Zeitverlauf gesehen ist damit die Preisdifferenz in den betrachteten Szenarien höher als im EU-Referenzszenario. Dies hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Ergebnisse:

1. Es wird weniger Erdgas und mehr Kohle in der Industrie eingesetzt, als dies bei Annahmen entsprechend dem EU-Referenzszenario mit ansteigenden relativen Preisen für Gas der Fall wäre. Damit wird Erdgas über den gesamten Zeitraum gesehen schlechter gestellt als Kohle.

2. Die Attraktivität von Energieeffizienzinvestitionen ändert sich in FORECAST. Sie sind im Zeitraum vor 2030 bzw. 2040 – auch bei niedrigen CO₂-Preisen – attraktiver, da die Preise für sämtliche Energieträger in allen Jahren vor 2030 über den Preisen des EU-Referenzszenarios liegen.
3. Der Einfluss von CO₂-Preisen auf die Attraktivität von industriellen Energieeffizienzoptionen ist geringer als er bei entsprechend dem EU-Referenzszenario steigenden Energieträgerpreisen wäre, da die Steigerung der Energiekosten durch CO₂-Preise bei ohnehin teuren Brennstoffen weniger stark ins Gewicht fällt als dies bei günstigen Brennstoffpreisen der Fall ist. Damit wird das Vermeidungspotenzial von höheren CO₂-Preisen in niedrigere CO₂-Preisstufen bzw. in die 0-€-Preisstufe verschoben.

Wie bereits in der Beschreibung der Modelle dargestellt, sehen die eingesetzten Modelle nicht vor, dass mögliche Preissteigerungen, die sich nach dem betrachteten Zeitraum von 2030 bzw. 2040 einstellen, berücksichtigt werden. Ursächlich hierfür ist neben der Annahme konstanter CO₂-Preise auch der myopische Modellierungsansatz für Investitionsentscheidungen in beiden Modellen (vgl. Abschnitte 5.3.3 sowie 7.5).

Ebenso wie für die Energieträgerpreise wird auch für die CO₂-Preise angenommen, dass sie vom Ausgangsjahr der Modellierung¹³⁷ an bis zum Zieljahr 2030 bzw. 2040 (und darüber hinaus) konstant bei 0, 30, 60 oder 90 €/t liegen – also im Zeitverlauf unverändert bleiben. Die ausgewiesenen Vermeidungspotenziale in 2030 bzw. 2040 müssen daher verstanden werden als potenzielle Emissionsreduktionen bis 2030 bzw. 2040 bei entsprechenden, konstanten CO₂-Preisen bereits ab 2015.

11.7 Methodischer Ausblick und Einsatzmöglichkeiten der Vermeidungskostenkurven

Die Entwicklung der modellbasierten Vermeidungskostenkurven mithilfe der beiden Bottom-up-Modelle Enertile (Strom- und Wärmesektor) und FORECAST (Industriesektor) bringt aufgrund der Berücksichtigung von systemischen Zusammenhängen in Kombination mit einem hohen Detailgrad Vorteile mit sich, birgt jedoch auch eine Reihe von Herausforderungen, wie sich im Verlauf des Projektes gezeigt hat. Dazu gehört einerseits die noch fehlende Abbildung bestimmter Sektoren (in diesem Fall die zentrale Wärmeerzeugung für die EU ohne Deutschland), andererseits die abweichende Definition der Sektorabgrenzung in den Modellen und den Aktivitäten im EU ETS. Diese Herausforderungen sind mit den entsprechenden zeitlichen und finanziellen Ressourcen durchaus zu meistern, um damit eine bessere Abbildung des EU ETS in den Modellen zu ermöglichen. Für den Bereich der Wärmeerzeugung scheinen diese Arbeiten durchaus sinnvoll. Dazu gehört für zukünftige Arbeiten auch eine bessere Passfähigkeit von KWK-erzeugten Wärmemengen im Industriebereich (FORECAST) mit den KWK-erzeugten Wärmemengen in Enertile, um die Korrektur für doppelt erfasste Emissionen noch sauberer durchführen zu können.

Die Erhöhung der Genauigkeit bei der Bottom-up-Kalibrierung der Emissionen aus den Modellen mit den ETS-Aktivitäten nach EUTL sind sehr zeitintensiv (wie der Abgleich auf Anlagenebene für Stahlerzeuger gezeigt hat) und führen für kleinere Sektoren lediglich zu

¹³⁷ Das historische Ausgangsjahr der Modellierung (hier: 2015) ist dabei nicht gleichzusetzen mit dem Jahr, für das die VKK erstellt werden (hier: 2030 und 2040).

entsprechend geringeren Rückwirkungen auf die Ergebnisse. Identifizierte Abweichungen lassen sich häufig auf verschiedene Gründe zurückführen. Dies wirft wiederum die Frage auf, ob bzw. in welchem Umfang für die Beantwortung übergeordneter Fragestellungen diese zeitintensiven Arbeiten notwendig sind und zu besseren Ergebnissen führen.

Die transparente Darstellung von Vermeidungskostenkurven und den zugrunde liegenden Annahmen stellt nach wie vor eine Herausforderung dar. Hier hat sich gezeigt, dass die Komplexität der eingesetzten Modelle zum Teil auf Kosten einer transparenten Darstellung geht. Wie andere Studien zeigen, werden die Abbildungen bei dem Versuch, mehr Informationen in die Grafiken zu integrieren, häufig sehr komplex. Nichtsdestotrotz scheint es vielversprechend, hier nochmals Zeit zu investieren, um die Ergebnisse in geeigneter Art und Weise grafisch aufzubereiten und entsprechende Aussagen der entwickelten Kurven einem breiten Publikum zugänglich zu machen.

Ebenfalls schwierig ist eine klare Abschätzung, ob die ermittelten Minderungspotenziale unter den gewählten Rahmenbedingungen eher über- oder unterschätzt werden. Dies ergibt sich aus teilweise entgegengesetzten Auswirkungen der getroffenen Annahmen und Modelleigenschaften auf die Vermeidungspotenziale. So fehlt z. B. die Möglichkeit eines vorzeitigen Anlagenaustauschs im Industriemodell FORECAST. Entsprechend werden an dieser Stelle die Vermeidungspotenziale unterschätzt. Andererseits enthält Enertile aufgrund der fehlenden Größenangaben für zukünftige Anlagen eher mehr Anlagen und damit verbunden mehr Vermeidungspotenzial, als eigentlich unter das EU ETS fällt. Eine unklare Richtung hat der Effekt der Industrie-KWK, der wie bereits erläutert, in den beiden Modellen unterschiedlichen Logiken folgt. Je nachdem, welche Annahmen für wahrscheinlicher gehalten werden, werden die Emissionen hier entsprechend über- oder unterschätzt. Dies führt zu der Frage, inwieweit die generierten Vermeidungskostenkurven für weitergehende Analysen – nicht nur, aber auch im Hinblick auf das EU ETS – eingesetzt werden können. Da das den Vermeidungskostenkurven zugrunde liegende Szenario keine realistischen politischen Rahmenbedingungen abbildet, sondern die Wirkung von stilisierten CO₂-Preisszenarien ohne ergänzende Politikmaßnahmen, ist es für viele Analysen wenig geeignet. Grobe erste Abschätzungen der isolierten Wirkung von CO₂-Preisen im geographischen und sektoralen Anwendungsbereich des EU ETS sind zwar möglich. Es empfehlen sich jedoch immer weiterführende Analysen, die die Besonderheiten der Fragestellung und Details der betrachteten Sektoren berücksichtigen.

Unabhängig von dieser Einschränkung sind eine Reihe von inhaltlichen Aussagen aus den vorliegenden Kurven abzuleiten, die zu einem besseren Verständnis über die Herausforderungen bei der Dekarbonisierung der EU ETS-Sektoren beitragen. Darüber hinaus sind die hier vorgestellten Auswertungen nur ein erster Einblick in die erzeugten und zur Verfügung gestellten Daten. Vertiefte Auswertungen zu einzelnen Sektoren, einzelnen Ländern, Energieträgern und Technologiegruppen und ihren Beiträgen zur Dekarbonisierung sind auf Basis der Detaillergebnisse des Vorhabens möglich.

12 Inhaltliche Schlussfolgerungen und Ausblick

Die entwickelten Vermeidungskostenkurven weisen für das Jahr 2040 in Summe ein Vermeidungspotenzial von deutlich über 70 % der THG Emissionen im EU ETS gegenüber dem Niveau in 2005 aus. Dieses Potenzial liegt im oberen Bereich verglichen mit anderen aktuellen Studien mit ähnlichem Fokus – wenngleich die Vergleichbarkeit teilweise eher gering ist. Gleichzeitig zeigen die vorliegenden Arbeiten jedoch auch deutliche Differenzen zwischen dem Strom- und Wärmesektor (zentrale Wärmeerzeugung) einerseits und dem Industriesektor andererseits.

Im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung weisen die ETS-Vermeidungskostenkurven bei einem CO₂-Preis von 90 €/t CO₂ eine weitgehende Dekarbonisierung aus. Hier zeigt sich zudem deutlich der Einfluss des CO₂-Preises auf die CO₂-Emissionen. Liegen diese bei einem Preis von 0 €/t CO₂ noch zwischen 700 und 750 Mt CO₂, sinken sie durch die Einführung eines CO₂-Preises von 90 €/t CO₂ auf ein Niveau von 160 Mt in 2030 und 140 Mt in 2040. Dabei ist zu beobachten, dass ein vergleichbares Minderungsniveau bereits bei einem niedrigeren CO₂-Preis von 60 €/t CO₂ realisiert wird.

In den Industriesektoren sieht das Bild dagegen anders aus: Hier verbleiben die Emissionen auch bei hohen CO₂-Preisen von 90 €/t auf einem Niveau von rund 460 Mt CO₂-Äq in 2040 verglichen mit 830 Mt in 2005 (Scope-bereinigte Emissionen; eigene Schätzung) bzw. verglichen mit 624 Mt in 2015 (keine Scope-Bereinigung, nur sektorale Bereinigung um Kraftwerke im Industriesektor). Die weiterführende Analyse hat gezeigt, dass dieser Sockel an Emissionen insbesondere auf Prozessemissionen einerseits und technisch-bedingt fixe Emissionen andererseits zurückzuführen sind, die mit den aktuell verfügbaren und im Modell standardmäßig implementierten Vermeidungsoptionen nicht bzw. nur durch eine Reduktion der physischen Produktionsmengen reduziert werden können.

Die Sensitivitätsanalyse mit innovativen Technologien zeigt, dass hier mit dem Einsatz neuer Technologien potenziell höhere Vermeidungen zu erzielen sind. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass diese Technologien aktuell bereits auf einem Entwicklungsstand sind, der es ermöglichen würde, einen breiten Einsatz der Technologien nur durch die Einführung eines CO₂-Preises zu realisieren. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, in welcher Form Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten optimal von der Politik unterstützt werden können. Ebenfalls weiterer Analysen bedarf der Wechsel zwischen Produktionsprozessen. Hier sind in den Szenarien durch die fehlende Modell-endogene Abbildung von Prozesswechseln keine Einsparoptionen enthalten, die in der Realität aber in Abhängigkeit von CO₂-Preisen durchaus bestehen.

Gerade bei Prozesswechseln kommt ein weiterer Punkt hinsichtlich der zugrunde gelegten Investitionsmethode hinzu: Je länger der Planungshorizont einer Emissionsminderungsmaßnahme ist und je unmittelbarer diese ein Teil des Kernprozesses bzw. Kerngeschäftsfeldes des Investors ist, desto stärker stellt sich die Frage, ob eine Amortisationsrechnung – bei der alle Zahlungsströme nach dem Amortisationszeitpunkt als irrelevant angesehen werden – eine plausible Annahme darstellt oder ob stattdessen eine an der (wirtschaftlichen) Lebensdauer orientierte Barwert (NPV)- oder interne Zinsfuß-Rechnung plausibler ist.

Neben dem hohen verbleibenden Emissionsniveau im Industriesektor ist außerdem auffällig, dass insbesondere im Basisszenario ein großer Anteil der Minderungen gegenüber heute bereits für 0 €/t CO₂ realisiert wird. Diese Entwicklung wird unterstützt von der eingenommenen sozialen Perspektive, die von Investitionshemmnissen weitgehend abstrahiert, und den gewählten Annahmen bzgl. der Energiepreise. Beides führt dazu, dass viele Technologien bereits ohne CO₂-Preis wirtschaftlich einsetzbar sind. Hier ist die Darstellung als Vermeidungskostenkurve in gewisser Hinsicht irreführend, da sie unterstellt, dass keine weiteren klimapolitischen Instrumente nötig sind, um diese Potenziale zu heben. Wie die Sensitivitätsbetrachtung mit der privaten Perspektive zeigt, ist dem aber nicht so. Im Gegenteil, es bedarf des gezielten Einsatzes von Instrumenten, um die bestehenden Investitionshemmnisse abzubauen und die Minderungen, die in der sozialen Perspektive der „0-€/t“-Stufe zugeordnet sind – und damit bereits ohne CO₂-Preis wirtschaftlich umsetzbar sind – zu realisieren. Auch hier besteht nach wie vor Forschungsbedarf.

13 Literatur

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2015): Erläuterungen zu den Energiebilanzen. <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html> (25.03.2019).

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2017): Bilanz 2015. <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html> (25.03.2019).

Amir, R.; Germain, M.; van Steeneberghe, V. (2008): On the Impact of Innovation on the Marginal Abatement Cost Curve. In: *Journal of Public Economic Theory* 10 (6), pp. 985–1010. DOI: 10.1111/j.1467-9779.2008.00393.x.

ArcelorMittal Galati (2017): TAMEH Czech s.r.o. (16.08.2017).

Arens, M.; Worrell, E.; Eichhammer, W.; Hasanbeigi, A.; Qi, Z. (2016): Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium term – the case of Germany. In *Journal of Cleaner Production* 163, <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652615019228>.

BBC News (2015): SSI Redcar steelworks to be shut. Available online at <http://www.bbc.com/news/uk-england-34509329> (16.08.2017).

Biere, D. (2015): Modellgestützte Szenario-Analyse der langfristigen Erdgasnachfrageentwicklung der deutschen Industrie. Dissertation. Edited by Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruhe Institute of Technology. Karlsruhe.

BMWi (2017): Langfrist- und Klimaszenarien, Teilberichte. Available online at <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> (20.10.2017).

BritishGlass (2014): UK glass manufacturing sector decarbonisation roadmap to 2050. Available online at https://www.britglass.org.uk/decarbonisation-roadmap#Decarbonisation_Roadmap (22.11.2017).

Celitement (o. J.): Internetauftritt der Herstellerfirma. Available online at <http://www.celitement.de/en/> (20.10.2017).

Cembureau (o. J.): The role of cement in the 2050 low carbon economy. Available online at <http://lowcarboneyconomy.cembureau.eu/> (20.10.2017).

ClimateTechWiki (o. J.): Inert anode technology for aluminum smelters. Available online at <http://www.climatechwiki.org/technology/alu> (20.10.2017).

Delarue, E. D.; Ellerman, A. D.; D'haeseleer, W. D. (2010): Robust MACCs? The topography of abatement by fuel switching in the European power sector. In *Energy* 35 (3), pp. 1465–1475. DOI: 10.1016/j.energy.2009.12.003.

DESTATIS (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige. https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/_inhalt.html (25.03.2019).

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2016): VET-Bericht 2016. Available online at <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2016.html> (16.08.2017).

Dieckhoff, Ch. et al. (2014): Zur Interpretation von Energieszenarien (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). München.

Du, L.; Hanley, A.; Wei, C. (2015): Estimating the Marginal Abatement Cost Curve of CO₂ Emissions in China. Provincial Panel Data Analysis. In *Energy Economics* 48, pp. 217–229. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.01.007.

Duscha, V.; Graichen, J.; Healy, S.; Schleich, J.m; Schumacher, K. (2010): Post-2012 Climate Regime. How Industrial and Developing Nations Can Help to Reduce Emissions – Assessing Emission Trends, Reduction Potentials, Incentive Systems and Negotiation Options; Project No. (FKZ) 3707 41 103. Report-No. (UBA-FB) 001384/E, END. Edited by Umweltbundesamt (UBA), ISIP, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Dessau: Umweltbundesamt (Climate change / Umweltbundesamt, 02/2010).

EEA (2017a): Emissions Trading Directive (2003/87/EC Art. 21). Available online at <http://cdr.eionet.europa.eu/be/eu/emt/> (15.08.2017).

EEA (2017b): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. Available online at <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>, updated on 6/15/2017 (15.08.2017).

EIA (2017): Mexico published first monthly natural gas price index after moving to competitive market. Available online at <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32712> (20.10.2017).

Engie (2015): Elektriciteitscentrale Knippegroen opent haar deuren. Available online at <http://corporate.engie-electrabel.be/nl/nieuws/elektriciteitscentrale-knippegroen-opent-haar-deuren/> (16.08.2017).

Enipedia (2013a): Kosice Works Powerplant – Enipedia. Available online at http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Kosice_Works_Powerplant (updated 19.03.2015, checked 16.08.2017).

Enipedia (2013b): Velsen Powerplant. Available online at http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Velsen_Powerplant (updated 08.11.2016, checked 16.08.2017).

Enipedia (2014): Sollac Atlantique Works Powerplant – Enipedia. Available online at http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Sollac_Atlantique_Works_Powerplant (updated 25.03.2015, checked 16.08.2017).

EU-Parlament (2003): Richtlinie 2003/87/EG. EUR-Lex – 32003L0087 – EN – EUR-Lex. Available online at <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32003L0087> (16.08.2017).

European Commission (EC) (2011): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Low Carbon Roadmap. Source: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52011DC0112>.

European Commission (EC) (2016): EU Reference Scenario 2016 Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050. Available online at https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf (16.08.2017).

European Commission (EC) (2016a): Regulation (EU) 2016/1952 of the European Parliament and of the Council of 26 October 2016 on European statistics on natural gas and electricity prices and repealing Directive 2008/92/EC. Available online at <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1516099393153&uri=CELEX:32016R1952>.

- European Commission (EC) (2017): Compliance data for 2015. Available online at https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry_en#tab-0-1 (updated 16.08.2017, checked 16.08.2017).
- EUROSTAT (2008): NACE Rev. 2 – Statistical classification of economic activities in the European Community. <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3859598/5902521/KS-RA-07-015-EN.PDF> (25.03.2019).
- EUROSTAT (2018): Energy Balances in the MS Excel file format (2018 edition). <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> (25.03.2019).
- Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2012): Energy efficiency in the German pulp and paper industry – A model-based assessment of saving potentials. In *Energy* 40 (1), pp. 84–99. Available online at <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421200120X>.
- Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Eds.) (2013): *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“). Available online at [http://fachliteratur.isi.fraunhofer.de/isipubl-intern/Energieverbrauch-CO₂-Emissionen-Buch.pdf](http://fachliteratur.isi.fraunhofer.de/isipubl-intern/Energieverbrauch-CO2-Emissionen-Buch.pdf) (14.08.2017).
- Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Elsland, R.; Klingler, A.-L.; Manz, P.; Eidelloth, S. (2018): A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. In: *Energy Strategy Reviews*, 22 (2018), S. 237–254.
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Fraunhofer ISI); ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg; TU Wien; TEP Energy; M-Five GmbH; Consentec GmbH (2017): *Modul 2: Modelle und Modellverbund. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*.
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Fraunhofer ISI); Öko-Institut e.V.; Hans-Joachim Ziesing (2015): *Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. With assistance of Julia Repenning, Hauke Hermann, Lukas Emele, Wolfram Jörß, Ruth Blanck, Charlotte Loreck et al. Edited by Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Berlin. Available online at <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf> (06.07.2017).
- Helle et al. (2010): Optimization of Top Gas Recycling Conditions under High Oxygen Enrichment in the Blast Furnace. In: *ISIJ International*, Vol. 50 (2010), No. 7, S. 931–938.
- Huang, S. K.; Kuo, L.; Chou, K.-L. (2016): The applicability of marginal abatement cost approach. A comprehensive review. In *Journal of Cleaner Production* 127, pp. 59–71. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.04.013.
- Hydro (2016): *Hydro Technology*. Available online at <https://www.hydro.com/link/a6767590a14c49618283cf1d29bb1138.aspx> (20.10.2017).
- Ibrahim, N.; Kennedy, Ch. (2016): A Methodology for Constructing Marginal Abatement Cost Curves for Climate Action in Cities. In *Energies* 9 (4), p. 227. DOI: 10.3390/en9040227.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2014): AR5. Available online at <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar5/>

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2001): TAR total. Available online at <http://ipcc.ch/ipccreports/tar/wg3/pdf/TS.pdf> (14.08.2017).

International Energy Agency (IEA) (2016): World energy outlook. Paris: OECD/IEA (World energy outlook, 2016).

ITP Aluminium (1998): Inert Anode Roadmap. Available online at <https://energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/inertroad.pdf> (20.10.2017).

Jaccard, M. (2005): Hybrid energy-economy models and endogenous technological change. In Richard Loulou, Jean-Philippe Waaub, Georges Zaccour (Eds.): Energy and Environment. New York: Springer, pp. 81–109.

Khaji, K.; AL Qassemi, M. (2016): The Role of Anode Manufacturing Processes in Net Carbon Consumption. In: Metals 2016, 6, 128, doi: 10.3390/met6060128.

Kuramochi, T. et al. (2012): Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes. In: Progress in Energy and Combustion Science 38 (2012), S. 87–112.

Kersting, J.; Duscha, V.; Weitzel, M. (2017): Cooperation on climate change under economic linkages: How the inclusion of macroeconomic effects affects stability of a global climate coalition. In Energy journal. Online First, 19 pp. DOI: 10.5547/01956574.38.4.jker.

Kesicki, F. (2010): Marginal abatement cost curves for policy making – expert-based vs. model-derived curves. Available online at http://www.homepages.ucl.ac.uk/~ucft347/Kesicki_MACC.pdf (15.08.2017).

Kesicki, F. (2013): What are the key drivers of MAC curves? A partial-equilibrium modelling approach for the UK. In Energy Policy 58, pp. 142–151. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.02.043.

Kesicki, F.; Yanagisawa, A. (2015): Modelling the potential for industrial energy efficiency in IEA's World Energy Outlook. In Energy Efficiency 8 (1), pp. 155–169. DOI: 10.1007/s12053-014-9273-7.

Klepper, G.; Peterson, S. (2006): Marginal abatement cost curves in general equilibrium. The influence of world energy prices. In Resource and Energy Economics 28 (1), pp. 1–23. DOI: 10.1016/j.reseneeco.2005.04.001.

Matthes, F. Ch. (2010): Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten. Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Edited by Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMUB). Öko-Institut e V. (Öko-Institut). Available online at <https://www.oeko.de/oekodoc/1020/2010-078-de.pdf> (14.08.2017).

McKinsey & Company (McKinsey) (2010): Impact of the financial crisis on carbon economics. Version 2.1 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve (14.08.2017).

Midrex (2014): 2014 World Direct Reduction Statistics. Available online at www.midrex.com (20.10.2017).

Morris, J.; Paltsev, S.; Reilly, J. (2012): Marginal Abatement Costs and Marginal Welfare Costs for Greenhouse Gas Emissions Reductions. Results from the EPPA Model. In Environ Model Assess 17 (4), pp. 325–336. DOI: 10.1007/s10666-011-9298-7.

Öko-Institut e.V. (Öko-Institut); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Fraunhofer ISI) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. With assistance of Julia Repenning, Lukas Emele, Ruth Blanck, Hannes Böttcher, Günter Dehoust, Hannah Förster et al. Öko-Institut e.V. (Öko-Institut); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Fraunhofer ISI). Berlin. Available online at Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (30.08.2017).

Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Worrell, E. (2018a): Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. In: Journal of Cleaner Production, <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652618308503>.

Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Toro, F. (2018b): A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. In: Energy Efficiency, <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12053-017-9571-y>.

SSAB (o. J.): SSAB Annual Report 2015 – toward industry-leading profitability. Available online at <https://www.ssab.com/download-center> (16.08.2017).

Teske, S. (2014): [r]oadmap for europe. Energy [r]evolution: a sustainable and independent energy supply for Europe. Edited by Alexandra Dawe. Greenpeace International, Greenpeace EU-Unit. Available online at <https://www.tagesschau.de/greenpeace-energie-100.pdf> (30.08.2017).

Tata Steel Niederlande (2016): Sustainability Report Tata Steel in the netherlands 2015/2016. Available online at <https://www.tatasteeleurope.com/en/news/publications> (16.08.2017).

Taylor, S. (2012): The ranking of negative-cost emissions reduction measures. In Energy Policy 48, pp. 430–438. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.05.071.

Wyns, T.; Axelson, M. (2016): Decarbonising energy intensive industries: the final frontier. Institute for European Studies, Vrije Universiteit Brussel. Brussels. Available online at https://www.ies.be/files/The_Final_Frontier_Wyns_Axelson_0.pdf (30.08.2017).

Tomaschek, J. (2015): Marginal abatement cost curves for policy recommendation – A method for energy system analysis. In Energy Policy 85 (C), pp. 376–385.

United States Steel Cooperation (US Steel) (2014): 2014 Annual Report and Form 10-K. Available online at <http://www.annualreports.com/Company/united-states-steel-corp> (16.08.2017).

van den Bergh, K.; Delarue, E. (2015): Quantifying CO₂ abatement costs in the power sector. In Energy Policy 80, pp. 88–97. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.01.034.

Vogt-Schilb, A.; Hallegatte, S. (2014): Marginal abatement cost curves and the optimal timing of mitigation measures. In Energy Policy 66, pp. 645–653. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.11.045.

Vogt-Schilb, A.; Hallegatte, S.; de Gouvello, Ch. (2015): Marginal abatement cost curves and the quality of emission reductions. A case study on Brazil. In Climate Policy 15 (6), pp. 703–723. DOI: 10.1080/14693062.2014.953908.

Wächter, P. (2013): The usefulness of marginal CO₂-e abatement cost curves in Austria. In Energy Policy 61, pp. 1116–1126. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.06.125.

Ward, D. J. (2014): The failure of marginal abatement cost curves in optimising a transition to a low carbon energy supply. In Energy Policy 73, pp. 820–822. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.03.008.

World Steel Association (2016): Steel Statistical Yearbook 2016. Available online at
<https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:37ad1117-fefc-4df3-b84f-6295478ae460/Steel+Statistical+Yearbook+2016.pdf> (16.08.2017).

WSP Parsons Brinckerhoff (2015): Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 –
Glass Appendices, available online at:
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/415958/Glass_Appendices.pdf (22.11.2017).

A Anhang

A.1 Liste der Energieeffizienzoptionen im Modul „Industrielle Prozesse“

Tabelle 35: Liste der Energieeffizienzoptionen auf Prozessebene (um Mehrfachnennungen generischer Bezeichnungen, z. B. „Maßnahmenpaket“ reduziert)

Prozess	Effizienzoption
Koksofen	Kokstrockenkühlung
Sintern	Gas Rezirkulation
Oxygenstahl – Hochofen und Konverter	Gichtgasrückführung
Oxygenstahl – Hochofen und Konverter	Maßnahmenpaket
Oxygenstahl – Hochofen und Konverter	Optimierung Hüttengasverbund
Oxygenstahl – Hochofen und Konverter	Abwärmenutzung Hochofenschlacke
Elektrostahl – EAF	Wärmerückgewinnung
Walzstahl	Abwärmenutzung Walzwerksöfen
Walzstahl	Endabmessungsnahes Gießen
Aluminium primär	Inerte Anoden
Aluminium primär	Benetzbare Kathoden
Aluminium primär	PFPB
Aluminium sekundär	Mehrkammerofen
Aluminium sekundär	Regenerativbrenner
Aluminium sekundär	Drehtrommelofen
Aluminium Walzen	Optimierung Stoßofen
Aluminium Strangpressen	Gleichstrommagnetheizung
Aluminium Gießereien	Optimierter Betrieb Schmelzöfen
Aluminium primär	Optimierte Elektrolysesteuerung
Aluminium primär	Optimierter Elektrolysezellaufbau
Aluminium Gießereien	Anlieferung von Flüssigmetall
Kupfer sekundär	Flammofen: verbesserte Verbrennung
Kupfer sekundär	Flammofen: optimierter Betrieb
Kupfer sekundär	Schachtofen: verbesserte Verbrennung
Kupfer sekundär	Schachtofen: Rekuperativbrenner
Kupfer sekundär	Schachtofen: Schrott vorwärmen
Kupferbearbeitung	Neue Brennertypen
Kupferbearbeitung	Schnelles Aufheizen
Primärzink	Abwärmenutzung
Zellstoff – Verfahren	Ablaugenvergasung
Holzstoff – Verfahren	Wärmerückgewinnung (TMP, GW)
Holzstoff – Verfahren	Hocheffiziente Schleiffläche (GW)
Holzstoff – Verfahren	Enzymatische Vorbehandlung
Holzstoff – Verfahren	Hocheffiziente Refiner (TMP)
Altpapierstoff	Hochkonsistenzstoffauflösung

Prozess	Effizienzoption
Altpapierstoff	Effiziente Siebung
Altpapierstoff	De-Inking Optimierte Flotation
Altpapierstoff	Effiziente Dispergierung
Papier	Hocheffiziente Refiner
Papier	Optimierung des Refinerbetriebs
Papier	Chemische Fasermodifikation
Papier	Dampfblaskasten
Papier	Schuhpresse
Papier	Neue Trocknungsverfahren
Papier	Wärmeintegration
Behälterglas	Gemenge Vorwärmung
Behälterglas	Erhöhung Scherbeneinsatz
Behälterglas	Low NO _x -Verbrenner
Behälterglas	Brennstoffsubstitution
Glasfasern	Optimierte Verbrennung
Glasfasern	Schnelle Reaktion
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	Energiemanagement
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	Integrierte Prozessführung
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	Interne Wärmenutzung
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	Trocknungssystem
Klinker Brennen (trocken)	Wärmenutzung zur Materialvorwärmung
Klinker Brennen (trocken)	Vorkalziniierung
Klinker Brennen (trocken)	Effiziente Kühlsysteme
Klinker Brennen (trocken)	Brennstoffsubstitution
Aufbereitung von Kalkstein	Effizienteres Homogenisieren von Rohstoffen
Aufbereitung von Kalkstein	Effizienzsteigerung Kugelpressen
Zementmahlen	Effizienzsteigerung Kugelmühlen
Zementmahlen	Einsatz von Gutbett-Walzenmühlen
Gips	Prozessoptimierung
Klinker Brennen (trocken)	Optimierte Verbrennung
Klinker Brennen (trocken)	Alternative Zementtypen
Klinker Brennen (halbtrocken)	Abwärmenutzung (ORC)
Klinker Brennen (trocken)	Mehrkomponentenzemente
Kalkbrennen	Wärmenutzung zur Materialvorwärmung
Gips	Optimierte Verbrennung
Adipinsäure	Selektive katalytische Reduktion des N ₂ O
Adipinsäure	Thermische Zersetzung des N ₂ O
Ammoniak	Maßnahmenbündel, Synthesegasabschnitt
Ammoniak	Maßnahmenbündel, Ammoniaksynthese
Ammoniak	Neue Anlage (BVT)
Calciumcarbid	Maßnahmenbündel Energieeffizienz
Calciumcarbid	Verbesserte Standortwärmeintegration

Prozess	Effizienzoption
Chlor, Diaphragma	Prozessoptimierung
Chlor, Membran	Neue Generationen von Membranen
Chlor, Membran	Sauerstoffverzehr Kathode
Ethylen	Verwertung der abgefackelten Stoffe
Ethylen	Wärmeintegration der Rektifizierkolonnen
Ethylen	Moderne Prozessleittechnik
Ethylen	Integration einer Gasturbine
Ethylen	Energieeffiziente Kompressoren und Kältemaschinen
Methanol	Maßnahmenbündel, Methanolsynthese
Polyethylen	Wärmerückgewinnung im Reaktor
Polyethylen	Moderne Prozessleittechnik
Polyethylen	Neue Katalysatoren
Polypropylen	Wärmerückgewinnung im Reaktor
Polypropylen	Moderne Prozessleittechnik
Industrieruß	Moderne Prozessleittechnik
Industrieruß	Optimierung der Ruß-Trennung
Salpetersäure	Primäre Maßnahmen zur N ₂ O-Entfernung
Salpetersäure	Sekundäre Maßnahmen zur N ₂ O-Entfernung
Salpetersäure	Selektive katalytische Reduktion
Sauerstoff	Rückgewinnung der Kompressionswärme
Sauerstoff	Verbesserung der Wärmedämmung
Soda	Wärmeintegration
Soda	Moderne Prozessleittechnik
Soda	Verwendung von reineren Rohstoffen
TDI	Wärmerückgewinnung aus der Hydrierung
TDI	Gasphasenphosgenierung
TDI	Wärmerückgewinnung aus dem Abgas
TDI	Chlor-Recycling (HCl-Elektrolyse)
TDI	Neue Anlage (BVT)
Titandioxid	Optimierung des CalcinierungsOfens
Titandioxid	Wärmerückgewinnung aus den Abgasen
Titandioxid	Rückgewinnung der Gebrauchsäure
Titandioxid	Energieeffiziente Chlorrückgewinnung
Zucker	Mehrstufige Verdampfung mit Brüdenverdichtung
Zucker	Zweistufentrocknung Pressschnitzel
Zucker	Wirbelschicht-Verdampfungstrocknung – Pressschnitzel
Molkerei	Teilmohogenisierung
Molkerei	regeneratives Wärmetauschverfahren – Pasteurisation
Bierbrauen	BHKW mit Zeolithspeicher
Bierbrauen	Rektifikationswürzekochung

Prozess	Effizienzoption
Bierbrauen	Biertrebevergärung für Biogas
Fleischverarbeitung	optimale Auslegung Kühlung
Fleischverarbeitung	Integration einer Wärmepumpe
Backwaren	Volle Auslastung der Öfen
Stärke	Membranfiltration
Ziegel	Optimierte Kühlzone, Rückführung der Verbrennungsluft
Ziegel	Energiemanagement
Ziegel	Wärmerückführung zur Trocknung
Extrusion	Isolierung des Extruders
Extrusion	Modernisierung
Spritzgießen	Ersatz Hydraulik durch Direktantrieb
Extrusion	Wärmerückgewinnung Kompressor
Raffinerie Typ 1	Neue interne Komponenten in Raffineriekolonnen Typ 1
Raffinerie Typ 1	Katalysatorverbesserung zu Reduktion von Wasserstoffbedarf in Raffinerien Typ 1
Raffinerie Typ 1	Fackelgasrückgewinnung (Raffinerien Typ 1)
Raffinerie Typ 1	Erneuerte Wärmeintegration (Raffinerien Typ 1)
Raffinerie Typ 1	Luftvorwärmung (Raffinerien Typ 1)
Oxygenstahl – Hochofen und Konverter	Gichtgasrückführung
Behälterglas	Oxy-fuel
Flachglas	Oxy-fuel
Aluminium primär	HAL4e
Aluminium primär	Inerte Anoden
Kupferbearbeitung	Magnetheizung
Papier	Faseraufschäumung

A.2 Gegenüberstellung Rahmendaten mit anderen wichtigen Studien für Deutschland

Zu den Studien aus Deutschland, die als Basis herangezogen werden können, gehören Klimaschutzszenario 2050, 2. Runde (Aktuelle Maßnahmen Szenario – AMS), der aktuelle Projektionsbericht von 2015 und die BMWi-Langfristszenarien. Diese beruhen allerdings weitgehend auf den Annahmen des EU-Referenzszenario von 2013 und weichen daher von den Daten des aktuellen EU-Referenzszenarios ab. Tabelle 15 stellt die Annahmen aus den oben dargestellten Studien für D und die EU als Ganzes gegenüber.

Tabelle 36: Wichtige Rahmendaten in aktuellen Studien für die EU und Deutschland

	Quelle	2020	2030	2050
Bevölkerungsentwicklung (Mio.)				
EU-27	EU-Referenzprognose, 2016	505,838	511,780	518,575
D	EU-Referenzprognose, 2016	80,62	79,69	74,54
	Klimaschutzszenario, 2015	78,81	77,75	74,00

	Quelle	2020	2030	2050
	Projektionsbericht 2015	80,4	79,0	---
Bruttoinlandsprodukt (BIP) (Mrd. €)				
EU-27	EU-Referenzprognose, 2016	14.501,0	16.626,9	22.447,4
D	EU-Referenzprognose, 2016	2.973	3.251	3.901
	Klimaschutzszenario	2.752	3.009	3.402
	Projektionsbericht 2015			
Bruttoendenergieverbrauch Strom (ktoe)				
EU-27	EU-Referenzprognose, 2016	286.661	301.141	437.139
D	EU-Referenzprognose, 2016	51.571	54.145	56.818
	Klimaschutzszenario	44.258	45.333	50.731
	Projektionsbericht	50.129	51.505	
Bruttoendenergieverbrauch Strom aus Erneuerbaren Energien (ktoe)				
EU-27	EU-Referenzprognose, 2016	101.678	123.364	187.036
		(35,5 %)	(41 %)	(54,1 %)
D	EU-Referenzprognose, 2016	17.948	21.469	31.684
	Klimaschutzszenario	(34,8 %)	(39,7 %)	(55,9 %)
	Projektionsbericht	(41 %)	(57 %)	(65 %)
Primärenergiepreisen (€/bbl bzw. €/boe)				
Rohöl	EU-Referenzprognose, 2016	75,0	93,8	108,4
	Klimaschutzszenario, 2015	78,0	96,96	147,73
	Projektionsbericht 2015	71,5	87,7	---
Erdgas	EU-Referenzprognose, 2016	48,3	56,8	65,0
	Klimaschutzszenario, 2015	44,7	52,2	76,7
	Projektionsbericht 2015	61,5	64,5	---
Kohle	EU-Referenzprognose, 2016	14,3	20,5	24,1
	Klimaschutzszenario, 2015	17,4	19,4	26,6
	Projektionsbericht 2015	22,6	24,0	---

* ETS

** ETS, AMS-Szenario

A.3 BU-TD-Abgleich nach Ländern

	Vor Anpassungen							Nach Anpassung						
Differenz Emissionen bottom-up und VET 2015 in Mt	Eisen- und Stahl	Nicht-metallische Mineralstoffe	Mineralölraffinerie	Grundstoffchemie	Papier und Zellstoff	NE-Metalle	Zeilensumme	Eisen- und Stahl	Nicht-metallische Mineralstoffe	Mineralölraffinerie	Grundstoffchemie	Papier und Zellstoff	NE-Metalle	Zeilensumme
Belgien	2,7	0,3	-1,8	-1,5	-0,4	-0,1	-0,86	-1,9	0,3	-1,8	-1,5	-0,4	-0,1	-5,43
Bulgarien	0,0	0,9	-0,3	-0,7	0,0	-0,2	-0,26	0,0	0,9	-0,3	-0,7	0,0	-0,2	-0,26
Dänemark	0,1	0,3	-0,1	0,0	0,1	0,0	0,38	0,1	0,3	-0,1	0,0	0,1	0,0	0,38
Deutschland	19,5	1,3	-4,6	3,3	0,6	-0,3	19,77	4,0	1,3	-4,6	3,3	0,6	-0,3	4,28
Estland	0,0	0,0	-1,2	0,1	0,0	0,0	-1,15	0,0	0,0	-1,2	0,1	0,0	0,0	-1,15
Finnland	-0,2	0,4	-0,3	0,2	-0,1	0,0	0,00	-0,2	0,4	-0,3	0,2	-0,1	0,0	0,00
Frankreich	10,3	4,8	-2,5	2,9	0,2	-0,5	15,24	1,4	4,8	-2,5	2,9	0,2	-0,5	6,26
Griechenland	-0,8	-2,0	-1,3	0,2	0,0	1,1	-2,79	-0,8	-2,0	-1,3	0,2	0,0	1,1	-2,79
Irland	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,80	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,80

Vor Anpassungen							Nach Anpassung							
Island	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,79	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	-1,1	-1,02
Italien	-1,9	8,4	-6,3	0,9	-2,3	0,2	-1,03	-1,9	8,4	-6,3	0,4	-2,3	0,2	-1,48
Kroatien	0,0	0,4	0,2	-1,1	0,1	0,0	-0,35	0,0	0,4	0,2	-1,1	0,1	0,0	-0,35
Lettland	-0,1	-0,2	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,29	-0,1	-0,2	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,29
Liechtenstein	0,0	-0,2	-0,2	-1,6	0,0	0,0	-2,01	0,0	-0,2	-0,2	-1,6	0,0	0,0	-2,01
Litauen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Luxemburg	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,08	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,08
Malta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Niederlande	5,4	0,9	-3,4	4,7	-0,3	0,0	7,32	1,4	0,9	-3,4	4,7	-0,3	0,0	3,27
Norwegen	-0,4	0,1	0,1	0,7	0,0	-1,5	-1,02	-0,4	0,1	0,1	0,7	0,0	-1,5	-1,02
Österreich	-0,4	0,0	-0,7	0,5	0,0	0,1	-0,42	-0,4	0,0	-0,7	0,5	0,0	0,1	-0,42
Polen	4,7	2,0	1,7	1,2	-0,8	-0,8	8,04	4,7	2,0	1,7	1,2	-0,8	-0,8	8,04
Portugal	0,0	0,3	-0,9	0,8	-0,1	0,0	0,11	0,0	0,3	-0,9	0,8	-0,1	0,0	0,11
Rumänien	0,1	2,7	1,5	4,5	0,0	-0,2	8,57	0,1	2,7	1,5	4,5	0,0	-0,2	8,57
Schweden	1,1	0,2	-0,7	-0,1	0,2	-0,1	0,61	-0,5	0,2	-0,7	-0,1	0,2	-0,1	-0,93
Slowakei	11,4	-0,2	-0,1	-0,5	0,0	-0,4	10,18	3,8	-0,2	-0,1	-0,5	0,0	-0,4	2,62
Slowenien	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	1,00	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	1,00
Spanien	3,6	-1,4	1,3	2,4	-0,7	-1,4	3,85	3,6	-1,4	1,3	2,4	-0,7	-1,4	3,85
Tschechische Republik	3,9	0,5	0,0	1,1	0,1	0,1	5,68	-1,1	0,5	0,0	1,1	0,1	0,1	0,58
Ungarn	1,2	0,0	1,3	-0,7	0,1	-0,1	1,90	1,2	0,0	1,3	-0,7	0,1	-0,1	1,90
Vereinigtes Königreich	-3,9	3,2	5,6	-1,7	0,3	0,2	3,74	-3,9	3,2	5,6	-1,7	0,3	0,2	3,74
Zypern	0,0	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,65	0,0	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,65
Summe VET (1)	141,5	182,3	127,9	80,9	27,2	15,1	574,9	188,7	182,3	127,9	81,4	27,2	16,9	624,4
Summe Modell (2)	197,6	206,0	115,3	96,6	24,4	12,1	652,0	197,6	206,0	115,3	96,6	24,4	12,1	652,0
Summe Differenz (2-1)	56,1	23,7	-12,6	15,7	-2,8	-3,0	77,1	8,9	23,7	-12,6	15,2	-2,8	-4,8	27,5
Abweichung relativ	40%	13%	-10%	19%	-10%	-20%	13%	5%	13%	-10%	19%	-10%	-29%	4%

A.4 Detailanalyse Stahlwerke und Energieerzeugungsanlagen in der Stahlindustrie

Das grundsätzliche Vorgehen zur Schließung der dargestellten Lücken zwischen Modellierung und Emissionsbilanz auf Anlagenebene im Stahlsektor lässt sich folgendermaßen beschreiben: Es wird davon ausgegangen, dass einige Stahlwerke als Kraftwerk in der Emissionsbilanz auftauchen. Um dies darzustellen, werden Produktionsmengen je Land (und teilweise je Standort, basierend auf Unternehmensberichten) mit den bilanzierten Emissionen verglichen. Auf Basis der Annahme eines plausiblen Emissionsfaktor für die Produktion von Stahl von 1,7–2,1 t CO₂/t¹³⁸ Rohstahl kann so abgeschätzt werden, ob die angegebenen Emissionsmenge mit der zu erwartenden Emissionsmenge übereinstimmen kann oder ob Produktionsanlagen in der Emissionsbilanz fehlen beziehungsweise im Kraftwerkssektor genehmigt sind (Europäische Kommission 2017). Sollte dies der Fall sein, wird die Anlage anhand des Installationsnamens, des Standortes und der gemeldeten

¹³⁸ Inklusive Gichtgas, ohne Gichtgas etwa 1,4 t CO₂/t Rohstahl. Je nach Weiterverarbeitung kann dieser Wert auch etwas höher liegen.

Emissionen im Kraftwerkssektor als Stahlwerk identifiziert und dementsprechend eingeordnet. Bei der Zuordnung der Emissionen kommt eine Verknüpfung der standortscharfen VET-Daten (Europäische Kommission 2017) und einer aufbereiteten Version (EEA 2017b) zum Einsatz. Im Folgenden soll die Zuordnung, die einen nicht zu vernachlässigenden Eingriff in die der Szenariorechnung zugrunde liegende Datenbasis darstellt, im Detail begründet werden.

Stahlwerke

- ▶ U.S. Steel Košice s.r.o (Slowakei): In der Slowakei sind für das Jahr 2015 im Stahlsektor lediglich 89 kt Emissionen gemeldet (EEA 2017b). Aufgrund der Produktionszahlen (4,8 Mt Stahl in 2014 (World Steel Association 2016)) erwarten wir Emissionen zwischen 8 und 10 Mt. Laut Unternehmensbericht von U.S. Steel aus dem Jahre 2014 (US Steel 2014) handelt es sich bei dieser Anlage um ein integriertes Stahlwerk mit einer jährlichen Kapazität von 5 Mt. Es ist damit zweifelsfrei emissionshandelspflichtig, taucht aber in den entsprechenden Tätigkeiten des EUTL (3–5, 22–25) nicht auf. Die Übernahme dieser als Energieerzeugung gebuchten Anlage in Košice in den Stahlsektor verbleibt als einzige Erklärung für die bestehende Emissionslücke zwischen plausibel anhand der Produktionszahlen darzulegenden und tatsächlich gemeldeten Emissionen. Das dem Stahlwerk angeschlossene Kraftwerk mit Emissionen von 1,1 Mt (Enipedia 2013a) wird bei dieser Übertragung ausgespart. Damit ergibt sich eine Summe der in den Stahlsektor verschobenen Emissionen von etwa 7,8 Mt. Die im Modell aus dem bilanzierten Energiebedarf berechneten Emissionen liegen bei 11,48 Mt.
- ▶ ArcelorMittal, Atlantik-Cluster (Frankreich): ArcelorMittal betreibt verschiedene Anlagen in Frankreich, die laut Unternehmen der Stahlherstellung dienen, aber unter Tätigkeit 20 bilanziert sind¹³⁹. Dies betrifft insbesondere das Atlantik-Cluster um die Anlage in Dunkirk. Dabei handelt es sich um ein integriertes Stahlwerk mit 3 Hochöfen und 7 Mt Kapazität (Rohstahl). Die für diese Anlage bilanzierten Emissionen von knapp 8 Mt entsprechen nicht den zu erwartenden Emissionen (etwa 13 Mt basierend auf der Kapazität). Eine mögliche Erklärung ist eine geringe Auslastung der Anlage. Die angeschlossene Anlage zur Energieerzeugung (Enipedia 2014) ist mit einer Erzeugung von 60 GWh in 2009 und etwa 19 kt Emissionen nicht relevant. Die Einordnung in Aktivität 20 könnte aber mit einer gemeinsamen Genehmigung dieser Anlagen erklärt werden. Es scheint eindeutig, dass die in dieser Anlage verbuchten Emissionen dem Stahlsektor zuzurechnen sind. Nach Verschiebung der Anlagenemissionen (8,98 Mt) in den Stahlsektor beträgt die Restdifferenz Modell-Emissionsregister für Frankreich 1,6 Mt oder 8 % der dokumentierten Emissionen (19,3 Mt). In der Umgebung des Werkes befindet sich außerdem das Kraftwerk DK6, welches teilweise mit Koksgas befeuert wird und das Stahlwerk mit versorgt.

¹³⁹ Für eine Liste der Anlagen siehe <http://flateurope.arcelormittal.com/22/704/dunkerque>.

Aufgrund der unklaren Quellenlage bezüglich der genauen Energieflüsse ist aber keine Aussage zu treffen, ob ein Teil der gemeldeten 4 Mt Emissionen des Kraftwerkes dem Stahlwerk zuzuordnen wären (siehe dazu Unterpunkt „Kraftwerke“).

- ▶ ArcelorMittal Galati SA (Rumänien): Der Stahlsektor in Rumänien wird mit Emissionen in Höhe von 4,8 Mt im Emissionsregister berichtet. Das integrierte Stahlwerk von ArcelorMittal in Galati, Rumänien, hat eine Kapazität von 3 Mt. Für ganz Rumänien sind 2014 im Steel Statistical Yearbook 2016 (World Steel Association 2016) 1.845 Mt Produktion auf der Hochofenroute angegeben. Bei einem Emissionsfaktor von 1,9 t CO₂/t Rohstahl (ArcelorMittal Galati 2017) decken sich die modellierten Emissionen mit jenen der unter Tätigkeit 20 dokumentierten Anlage, die daher als Stahlwerk identifiziert wird. Im Rahmen der für den EEA Data Viewer durchgeführten Anpassung wurde diese Anlage bereits entsprechend verschoben (EEA 2017b).
- ▶ ArcelorMittal Ostrava (Tschechien): In der Emissionsbilanz taucht der Stahlsektor in der Tschechischen Republik mit 5,9 Mt auf. In 2014 betrug die Produktion von flüssigem Roheisen in Ostrava („hot metal“) 2,1 Mt bei einem Emissionsfaktor von 1,4 Mt CO₂/t Roheisen¹⁴⁰. Dieser sehr geringe Emissionsfaktor ist mit dem in der herangezogenen Quelle (ArcelorMittal Galati 2017) durchgeführten Ausschluss der durch Prozessgase entstehenden Emissionen bei Verwertung im Kraftwerk (siehe TAMEH Czech unter „Kraftwerke“) zu erklären. Die verbleibende Differenz nach der Verschiebung der 2,86 Mt in den Stahlsektor zwischen modellierten und gemeldeten Emissionen beträgt 1,1 Mt.
- ▶ Teesside Stahlwerk (Vereinigtes Königreich): Einen Ausnahmefall stellen die Emissionen im Vereinigten Königreich dar, da FORECAST hier einen deutlich niedrigeren Wert errechnet, als in den VET-Daten angegeben. Bei näherer Prüfung stellte sich heraus, dass drei Stahlwerke im Vereinigten Königreich maßgeblich zu den im VET bilanzierten Emissionen beitragen: Port Talbot, Scunthorpe und Teesside. Letzteres weist eine Geschichte von häufiger Stilllegung und Wiederinbetriebnahme auf. Auf Landesebene lässt sich die berichtete Gesamtproduktion von 9 Mt (World Steel Association 2016) über die Hochofenroute gut mit den VET-Emissionen von 18 Mt in Einklang bringen. Dem gegenüber steht die Erkenntnis, dass der in den Energiebilanzen von Eurostat berichtete Energiebedarf, unter Anwendung der üblichen Emissionsfaktoren, Emissionen von gut 14 Mt erwarten lässt. Innerhalb der Gemengelage Standortschließung, Kraftwerksbilanzierung, Kuppelgase und Anwendbarkeit der Emissionsfaktoren lässt sich hier keine eindeutige Entscheidung treffen, welche statistische Größe (Energiebilanz, Produktionsmengen, VET-Bilanz) zutrifft. Zur Zeit wird der Standort von British Steel

¹⁴⁰ Die Unterschiede zwischen den Emissionsfaktoren bezogen auf Roheisen und Rohstahl sind vernachlässigbar, da der dazwischenliegende Verarbeitungsschritt des Konverters einen vernachlässigbaren Energiebedarf aufweist (teilweise mit Energieüberschuss); der Massenverlust ist ebenfalls in diesem Zusammenhang vernachlässigbar.

nicht als Stahlproduzent, sondern lediglich als Service Center und Weiterverarbeiter geführt; das Löschen der Koks- und Hochöfen Ende 2015 muss als vorläufiges Ende der Rohstahlproduktion angesehen werden (BBC News 2015). Wir gehen daher modellseitig davon aus, dass die berichtete Produktionsmenge auf Landesebene korrekt ist und von den anderen Anlagen, Port Talbot und Scunthorpe (alle Tata Steel), stammt. Dies läge innerhalb deren Kapazität. Somit verbleibt die Emissionsdifferenz im Vereinigten Königreich ungeklärt.

Kraftwerke

In einigen Fällen befinden sich auf dem Gelände von Stahlwerken oder in unmittelbarer Umgebung Kraftwerke, die ausschließlich für das Stahlwerk produzieren und dessen Kuppelgase nutzen. In FORECAST sind die Emissionen dieser Kraftwerke also dem Industriesektor zugerechnet; sie sind in den Energiefluss der Stahlwerke integriert. Auf der Definitionsebene der Energiebilanz ist die Emissionszuordnung in diesen Fällen nicht eindeutig leistbar, da Eurostat eine Aufteilung des Energieeinsatzes in Industriekraftwerken nach Strom- und Wärmeanteil durchführt. Ersterer ist einzeln ausgewiesen, Letzterer im jeweiligen Endenergiesektor integriert. Somit dürfte lediglich der auf die Wärmeerzeugung entfallende Emissionsanteil dem Stahlwerk zugeschlagen werden. Dieser Anteil ist allerdings regelmäßig unbekannt.

- ▶ Nuon Power Velsen, IJmond/ Tata Steel(Niederlande): Die Kraftwerke Velsen und IJmond, betrieben von Nuon, befinden sich in direkter Nachbarschaft zum Stahlwerk IJmuiden von Tata Steel. Sie werden mit Prozessgasen des Stahlwerkes betrieben und erzeugen die im Stahlwerk benötigte Menge Elektrizität (Enipedia 2013b). Im Rahmen der FORECAST-Methodik sind sie *energetisch* der Stahlerzeugung zuzurechnen¹⁴¹. Für das Stahlwerk sind in den VET-Tabellen lediglich Scope 1-Emissionen hinterlegt (Tata Steel Niederlande 2016); energetisch wären aber auch die Emissionen des Kraftwerkes (Scope 2) der Stahlerzeugung zuzuordnen. Diese Unterscheidung erklärt die Differenz zwischen VET und Modell zufriedenstellend.
- ▶ TAMEH Czech, Kraftwerk, Stahlwerk Ostrava (Tschechien): ArcelorMittal gibt an, dass dieses Kraftwerk hauptsächlich die angebundenen Produktionsanlagen in Ostrava (s. o.) versorgt (ArcelorMittal Galati 2017). Dabei sind neben Energie auch technische Gase Bestandteil der Leistungen. Die für diese Anlage verbuchten Emissionen von 2,4 Mt ergänzen die des Stahlwerkes in Ostrava, die verbleibende Abweichung der erwarteten und dokumentierten Emissionen beträgt für Tschechien 1,14 Mt oder 10 %

¹⁴¹ Entsprechend der Einordnung der indirekten Emissionen in den Umwandlungssektor wäre der Wärmeanteil der Gesamtemissionen (6 Mt) im Industriesektor zu verorten. Da das Stahlwerk IJmuiden die gesamte nationale Produktion an Hochofenstahl von 6,8 Mt bestreitet (Tata Steel Niederlande 2016, World Steel Association 2016), ist ersichtlich, dass die hierfür im VET dokumentierten (6 Mt) nicht den tatsächlichen Emissionen entsprechen. Der Umweltbericht des Unternehmens spricht von Scope 1 + 2 + 3-Emissionen von 12 Mt. Die für das Stahlwerk in den VET dokumentierten Emissionen beschränken sich demnach auf Scope 1. Die Summe dieser und der für die beiden Kraftwerke gemeldeten Emissionen beträgt 12 Mt.

der dokumentierten Emissionen. Es ist zu bemerken, dass die modellierten Emissionen mit Zuordnung des Kraftwerkes in den Stahlsektor überschritten werden, was aufgrund der beschriebenen Zuordnungspraxis der Energiebilanzen plausibel ist.

- ▶ Luleå KVV (Schweden): Die Emissionen aus der Stahlproduktion von SSAB in nördlichen Ländern (überwiegend Schweden, vernachlässigbar Finnland) werden mit 8,9 Mt CO₂ angegeben (SSAB o. J. 2015). Davon befinden sich 4,1 Mt in den relevanten Tätigkeiten (3–5, 22–25), aufgeteilt auf die Standorte Luleå, Oxelösund, Kiruna und weitere. Am Standort Luleå befindet sich darüber hinaus dieses Kraftwerk, das für weitere 1,5 Mt aufkommt. Nach der Verschiebung verbleibt eine Abweichung von 0,5 Mt.
- ▶ Electrabel Knippegroen (Belgien): Am Standort des ArcelorMittal Stahlwerkes in Gent bezieht ein Kraftwerk des Betreibers Engie electrabel Hochofengase als Brennstoff (Engie 2015). Die gemeldete Emissionsmenge beträgt 4,6 Mt. Dies entspricht der nach Artikel 21 berichteten weitergeleiteten Menge (EEA 2017a, 2017b). Unter Berücksichtigung dieser Menge im Stahlsektor verbleibt eine Differenz von 2 Mt oder 21 % der berichteten Menge (9,49 Mt).
- ▶ Deutschland: In Deutschland konnten 6 Kraftwerke identifiziert werden, die hauptsächlich oder ausschließlich für Stahlwerke produzieren und mit Prozessgasen befeuert werden. Die Summe der berichteten Emissionen entspricht mit 15,5 Mt etwa der bestehenden Differenz zwischen Bottom-up-Modellrechnung (56,45 Mt) und den bestätigten Emissionen des Stahlsektors (36,98 Mt). Diese Übereinstimmung hat allerdings eine geringere Aussagekraft, als es scheint: Es ist einerseits unklar, ob sämtliche in dieser Art betriebene Kraftwerke gefunden wurden, andererseits ist die Einspeisung der erfassten Kraftwerke ins öffentliche Netz nicht genau bekannt. Unter der Annahme, dass beide Restgrößen vernachlässigbar sind, lässt sich aber durch die Einbeziehung dieser Kraftwerke in den Energiefluss der Stahlwerke (und in deren Aktivität im VET) gleichzeitig die Frage der Prozessgasweiterleitung klären, ein Rückgriff auf die nach Richtlinie 2003/87 deklarierte Menge ist unnötig. Daher wurden nach Abwägung der Alternativen die VET-Daten dementsprechend angepasst. Die verbleibende Differenz beträgt 4 Mt (8 % der berichteten Menge).

A.5 Prozessaktivitäten in FORECAST

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Aktivitätsgrößen der einzelnen in FORECAST-Industry abgebildeten Prozesse je Ländergruppe und für die Jahre 2015, 2030 und 2040.

Prozessaktivität in Mt																								
	2015	Deutschland 2030	2040	2015	Frankreich+Benelux 2030	2040	2015	Mittelmeerstaaten 2030	2040	2015	2030	2040	Osteuropa 2015	2030	2040	2015	Skandinavien+Baltikum 2030	2040	2015	Spanien+Portugal 2030	2040	2015	UK+Irland 2030	2040
Adipinsäure	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Altpapierstoff	15,9	15,3	14,9	8,8	9,6	9,7	5,2	5,9	6,2	6,9	8,7	9,4	2,9	3,4	3,6	5,5	6,5	7,4	3,9	4,3	4,3			
Aluminium Gießereien	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Aluminium primär	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	2,1	2,1	2,1	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0			
Aluminium sekundär	0,6	0,7	0,7	0,2	0,2	0,2	1,0	1,1	1,1	0,5	0,6	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Aluminium Strangpressen	0,7	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Aluminium Walzen	2,2	2,2	2,2	1,0	1,0	1,0	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ammoniak	2,8	3,0	3,1	5,3	5,5	5,6	2,5	2,6	2,7	5,3	5,4	5,5	1,3	1,4	1,4	0,6	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0			
Aufbereitung von Kalkstein	23,8	25,4	25,0	23,1	25,0	25,0	24,2	27,7	28,8	34,5	41,9	43,2	7,5	8,5	8,6	21,9	22,6	22,5	9,5	11,6	11,7			
Backwaren	5,8	5,7	5,5	4,7	5,0	5,1	4,0	4,2	4,3	3,6	3,5	3,4	1,7	1,8	1,9	3,5	3,3	3,3	1,1	1,2	1,2			
Behälterglas	5,0	4,4	3,9	5,0	5,1	5,2	3,8	4,6	4,6	3,9	3,9	3,7	0,6	0,7	0,6	2,2	2,7	2,5	2,4	2,2	1,9			

Prozessaktivität in Mt																					
	Deutschland			Frankreich+Benelux			Mittelmeerstaaten			Osteuropa			Skandinavien+Baltikum			Spanien+Portugal			UK+Irland		
	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040
Bierbrauen	8,5	8,4	8,2	6,0	6,4	6,7	1,8	1,8	1,8	10,4	10,2	10,0	2,3	2,4	2,4	3,9	3,8	3,8	5,3	5,8	6,0
Blaßformen	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	0,8	0,9	1,0	0,3	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
Calciumcarbid	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chlor, Amalgan	0,6	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
Chlor, Diaphragma	1,1	1,1	1,1	0,5	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chlor, Membran	3,0	4,0	3,9	2,3	3,5	3,6	0,3	0,4	0,4	0,7	1,1	1,1	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,3	0,5	0,7	0,7
Direkte Reduktion	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrostahl – EAF	12,6	14,8	14,8	9,8	10,4	10,4	18,1	18,4	18,7	8,0	10,8	11,3	3,5	4,3	4,6	12,2	13,3	13,6	1,9	1,6	1,5
Ethylen	5,1	5,9	6,4	4,6	4,8	4,9	1,2	1,2	1,3	2,0	2,1	2,2	1,0	1,1	1,1	0,4	0,4	0,4	2,0	2,1	2,2
Extrusion	4,5	5,0	5,4	3,8	4,2	4,5	3,9	4,3	4,6	1,1	1,2	1,3	1,0	1,1	1,2	1,9	2,1	2,2	1,8	2,0	2,1
Flachglas	2,4	2,2	2,1	3,5	4,1	4,4	2,0	2,7	2,7	2,6	2,7	2,7	0,5	0,6	0,6	1,2	1,5	1,4	1,0	1,0	0,9
Fleischverarbeitung	12,0	11,8	11,5	11,5	12,3	12,8	5,1	5,4	5,5	8,5	8,4	8,2	6,0	6,2	6,3	8,3	8,0	8,0	5,2	5,6	5,8

Prozessaktivität in Mt																					
	2015	Deutschland 2030	2040	2015	Frankreich+Benelux 2030	2040	2015	Mittelmeerstaaten 2030	2040	2015	Osteuropa 2030	2040	2015	Skandinavien+Baltikum 2030	2040	2015	Spanien+Portugal 2030	2040	2015	UK+Irland 2030	2040
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	2,2	2,4	2,4	0,2	0,2	0,3	0,9	1,0	1,1	0,6	0,7	0,8	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	0,9	0,0	0,1	0,1
Gips	17,2	17,2	17,2	2,3	2,3	2,3	26,0	26,1	26,1	41,5	41,5	41,5	15,7	18,0	18,4	9,9	9,9	9,9	4,5	4,5	4,5
Glasfasern	0,9	1,0	1,0	0,6	0,7	0,8	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3
Haushalts- und Sanitärkeramik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Holzstoff – Verfahren	0,9	0,6	0,6	0,9	0,7	0,6	0,3	0,3	0,3	0,8	0,8	0,8	6,5	7,1	7,2	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2
Industrieruß	0,9	0,9	0,9	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
Kalkbrennen	6,7	7,5	7,7	6,5	7,5	7,8	6,9	8,4	9,1	10,7	13,9	15,0	1,7	2,0	2,1	2,9	3,1	3,3	2,1	2,8	2,9
Kalkmahlen	5,0	5,7	5,8	4,9	5,6	5,8	5,2	6,3	6,8	8,0	10,4	11,2	1,3	1,5	1,6	2,1	2,4	2,5	1,6	2,1	2,2
Klinker Brennen (feucht)	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
Klinker Brennen (halbtrocken)	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0
Klinker Brennen (trocken)	22,3	24,4	24,0	15,6	20,9	21,0	16,5	21,2	21,7	31,5	43,2	43,9	5,1	6,3	6,1	20,4	21,7	21,6	10,1	13,8	14,2

Prozessaktivität in Mt																						
	2015	Deutschland 2030	2040	2015	Frankreich+Benelux 2030	2040	2015	Mittelmeerstaaten 2030	2040	2015	Osteuropa 2030	2040	2015	Skandinavien+Baltikum 2030	2040	2015	Spanien+Portugal 2030	2040	2015	UK+Irland 2030	2040	
Koksofen	8,8	9,2	9,1	6,4	6,1	5,8	1,4	1,2	1,1	17,1	18,5	18,3	2,0	2,1	2,1	1,7	1,9	1,9	3,2	2,8	2,7	
Kupfer primär	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	
Kupfer sekundär	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Kupferbearbeitung	1,8	1,8	1,8	0,5	0,5	0,5	1,4	1,4	1,4	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Methanol	1,0	1,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,9	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Molkerei	17,8	17,6	17,1	7,3	7,8	8,1	10,7	11,2	11,6	10,1	9,9	9,7	5,5	5,8	6,0	7,0	6,7	6,6	11,6	12,6	13,2	
Oxygenstahl – Hochofen und Konverter	30,1	31,4	30,9	21,5	20,6	19,5	4,8	4,1	3,6	25,0	26,8	26,7	5,5	5,9	6,0	4,7	5,1	5,2	9,1	8,0	7,5	
Papier	21,9	20,3	19,8	13,2	13,6	13,6	8,9	10,1	10,6	13,8	16,6	16,9	24,0	26,8	27,9	8,1	8,9	9,1	4,5	5,0	5,1	
Polycarbonat	0,5	0,7	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,6	0,0	0,0	0,0	
Polyethylen	1,6	1,8	1,9	2,9	3,2	3,5	1,1	1,2	1,3	1,1	1,2	1,3	0,5	0,6	0,6	1,3	1,5	1,6	0,6	0,6	0,7	
Polypropylen	1,7	1,9	2,0	3,5	3,9	4,2	1,2	1,3	1,4	1,1	1,2	1,3	0,0	0,0	0,0	0,9	1,0	1,0	0,4	0,5	0,5	

Prozessaktivität in Mt	Deutschland			Frankreich+Benelux			Mittelmeerstaaten			Osteuropa			Skandinavien+Baltikum			Spanien+Portugal			UK+Irland		
	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040
Polysulfone	0,4	0,6	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Primärzink	0,2	0,2	0,2	0,9	0,9	0,9	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0
Raffinerie Typ 1	3,7	3,2	3,0	8,8	7,8	7,7	23,0	19,6	19,0	5,9	5,2	5,1	36,6	32,2	31,9	19,8	17,1	16,9	30,1	26,1	25,6
Raffinerie Typ 2	54,6	45,5	43,1	97,4	86,8	86,2	39,9	33,5	32,2	43,1	40,4	41,1	12,2	10,3	9,6	23,1	19,7	19,8	23,1	19,4	19,2
Raffinerie Typ 3	25,2	20,7	19,3	29,2	24,8	23,9	16,0	13,6	13,0	11,4	10,5	10,8	0,0	0,0	0,0	9,3	7,8	7,8	9,3	7,7	7,6
Raffinerie Typ 4	12,6	10,5	9,9	30,4	26,1	25,4	42,4	37,3	36,9	38,9	35,8	35,8	20,7	17,5	17,4	34,0	30,5	30,7	39,6	33,4	33,1
Salpetersäure	2,5	2,5	2,5	4,1	4,1	4,1	0,6	0,6	0,6	5,9	5,9	5,9	3,8	3,8	3,8	0,7	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1
Sauerstoff	8,7	8,7	8,7	7,3	7,3	7,3	5,8	5,8	5,8	7,5	7,5	7,5	1,4	1,4	1,4	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0
Schmelzreduktion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sekundärzink	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sintern	26,3	27,8	27,5	19,8	18,8	17,7	5,4	4,6	4,1	20,7	21,9	21,7	26,4	30,9	32,3	4,1	4,4	4,5	7,9	6,9	6,5

Prozessaktivität in Mt																						
		Deutschland			Frankreich+Benelux			Mittelmeerstaaten			Osteuropa			Skandinavien+Baltikum			Spanien+Portugal			UK+Irland		
	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	2015	2030	2040	
Soda	2,6	2,6	2,6	1,4	1,4	1,4	0,5	0,5	0,5	2,3	2,3	2,3	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	
Spritzgießen	2,3	2,5	2,7	2,0	2,2	2,4	1,5	1,7	1,8	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6	0,9	1,0	1,0	0,8	0,8	0,9	
TDI	0,5	0,6	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Technische Keramik	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Titandioxid	0,5	0,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Übriges Glas	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,4	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	
Walzstahl	36,6	39,6	39,1	32,8	32,4	31,2	22,6	22,2	22,0	26,9	31,1	31,6	8,7	9,6	10,0	15,6	17,0	17,4	8,0	7,0	6,6	
Zellstoff – Verfahren	1,4	1,0	1,0	1,7	1,3	1,0	0,1	0,1	0,1	3,9	4,4	4,5	15,9	17,5	18,1	4,1	4,0	3,8	0,0	0,0	0,0	
Zementmahlen	31,2	35,3	35,2	25,9	29,7	31,0	26,9	32,5	34,0	42,1	54,3	55,7	10,2	12,3	12,6	20,6	22,7	23,1	12,2	15,8	16,6	
Ziegel	13,4	13,2	12,8	7,9	8,4	8,6	0,1	0,1	0,1	27,2	26,6	26,0	7,5	7,8	8,0	4,4	4,2	4,2	20,4	22,2	23,3	
Zucker	3,9	3,7	3,6	2,1	2,3	2,3	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	1,1	1,1	1,1	1,6	1,7	1,8	1,7	1,9	2,0	

A.6 Ausführliche Darstellung der Passgenauigkeit der unkalibrierten Modellergebnisse und EU ETS (nach Regionen)

Tabelle 37: Passgenauigkeit der unkalibrierten Modellergebnisse und EU ETS nach Regionen (grüne Felder: Verbesserung; gelbe Felder: Verschlechterung)

Vor Anpassungen								Nach Anpassung						
Differenz Emissionen bottom-up und VET 2015 in Mt	Eisen- und Stahl	Nichtmetallische Mineralstoffe	Mineralöl Raffinerien	Grundstoff Chemie	Papier und Zellstoff	NE-Metalle	SUMME VET	Eisen- und Stahl	Nichtmetallische Mineralstoffe	Mineralöl Raffinerien	Grundstoff Chemie	Papier und Zellstoff	NE-Metalle	SUMME VET
Deutschland	19.5	1.3	-4.6	3.3	0.6	-0.3	121.8	4.0	1.3	-4.6	3.3	0.6	-0.3	137.3
UK+Irland	-3.9	3.9	5.6	-1.7	0.3	0.2	47.8	-3.9	3.9	5.6	-1.7	0.3	0.2	-
Frankreich+BeNeLux	18.3	6.0	-7.8	6.1	-0.5	-0.6	106.4	0.7	6.0	-7.8	6.1	-0.5	-0.6	124.0
Spanien+Portugal	3.6	-1.1	0.5	3.1	-0.7	-1.4	66.9	3.6	-1.1	0.5	3.1	-0.7	-1.4	-
Mittelmeerstaaten	-2.7	5.7	-7.6	1.1	-2.3	1.3	74.4	-2.7	5.7	-7.6	0.6	-2.3	1.3	74.9
Osteuropa	20.9	6.9	3.5	2.9	-0.4	-1.4	117.2	8.3	6.9	3.5	2.8	-0.4	-1.4	129.9
Skandinavien	0.4	0.9	-2.2	0.8	0.1	-0.8	40.3	-1.1	0.9	-2.2	0.8	0.1	-2.6	43.7
Summe VET (1)	141.5	182.3	127.9	80.9	27.2	15.1	574.9	188.7	-	-	81.4	-	16.9	624.4
Summe Modell (2)	197.6	206.0	115.3	96.6	24.4	12.1	652.0	197.6	-	-	96.6	-	12.1	652.0
Summe Differenz (2-1)	56.1	23.7	-12.6	15.7	-2.8	-3.0	77.1	8.9	-	-	15.2	-	-4.8	27.5
Abweichung relativ	40 %	13 %	-10 %	19 %	-10 %	-20 %	13 %	5 %	-	-	19 %	-	-29 %	4 %

A.7 Ausführliche Liste der Kalibrierungsfaktoren (korrigierte VET-Emissionen geteilt durch Modellergebnisse (2015))

Sektor	Land	Kalibrierungsfaktor
Eisen- und Stahl	Belgien	1.25
Grundstoffchemie	Belgien	1.20
Mineralölraffinerien	Belgien	1.42
NE-Metalle	Belgien	1.38
Nichtmetallische Mineralstoffe	Belgien	0.96
Papier und Zellstoff	Belgien	1.97
Eisen- und Stahl	Bulgarien	1.34
Grundstoffchemie	Bulgarien	1.60
Mineralölraffinerien	Bulgarien	1.26
NE-Metalle	Bulgarien	2.46
Nichtmetallische Mineralstoffe	Bulgarien	0.75
Papier und Zellstoff	Bulgarien	0.86
Eisen- und Stahl	Dänemark	-
Grundstoffchemie	Dänemark	-
Mineralölraffinerien	Dänemark	1.08
NE-Metalle	Dänemark	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Dänemark	0.88
Papier und Zellstoff	Dänemark	0.13
Eisen- und Stahl	Deutschland	0.93
Grundstoffchemie	Deutschland	0.84
Mineralölraffinerien	Deutschland	1.24
NE-Metalle	Deutschland	1.11
Nichtmetallische Mineralstoffe	Deutschland	0.96
Papier und Zellstoff	Deutschland	0.91
Eisen- und Stahl	Estland	-
Grundstoffchemie	Estland	-
Mineralölraffinerien	Estland	-
NE-Metalle	Estland	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Estland	1.01
Papier und Zellstoff	Estland	0.73
Eisen- und Stahl	Finnland	3.01
Grundstoffchemie	Finnland	0.79
Mineralölraffinerien	Finnland	1.10
NE-Metalle	Finnland	0.67
Nichtmetallische Mineralstoffe	Finnland	0.78
Papier und Zellstoff	Finnland	1.04
Eisen- und Stahl	Frankreich	0.50
Grundstoffchemie	Frankreich	0.59
Mineralölraffinerien	Frankreich	1.29
NE-Metalle	Frankreich	1.30
Nichtmetallische Mineralstoffe	Frankreich	0.78
Papier und Zellstoff	Frankreich	0.91
Eisen- und Stahl	Griechenland	6.87
Grundstoffchemie	Griechenland	-
Mineralölraffinerien	Griechenland	1.32
NE-Metalle	Griechenland	0.10
Nichtmetallische Mineralstoffe	Griechenland	1.49
Papier und Zellstoff	Griechenland	0.81
Eisen- und Stahl	Irland	-
Grundstoffchemie	Irland	-
Mineralölraffinerien	Irland	0.83

Sektor	Land	Kalibrierungsfaktor
NE-Metalle	Irland	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Irland	0.80
Papier und Zellstoff	Irland	-
Eisen- und Stahl	Island	-
Grundstoffchemie	Island	-
Mineralölraffinerien	Island	-
NE-Metalle	Island	2.47
Nichtmetallische Mineralstoffe	Island	-
Papier und Zellstoff	Island	-
Eisen- und Stahl	Italien	1.22
Grundstoffchemie	Italien	0.94
Mineralölraffinerien	Italien	1.50
NE-Metalle	Italien	0.75
Nichtmetallische Mineralstoffe	Italien	0.71
Papier und Zellstoff	Italien	2.34
Eisen- und Stahl	Kroatien	0.81
Grundstoffchemie	Kroatien	3.30
Mineralölraffinerien	Kroatien	0.89
NE-Metalle	Kroatien	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Kroatien	0.85
Papier und Zellstoff	Kroatien	-
Eisen- und Stahl	Lettland	(0.67)
Grundstoffchemie	Lettland	-
Mineralölraffinerien	Lettland	-
NE-Metalle	Lettland	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Lettland	1.30
Papier und Zellstoff	Lettland	-
Eisen- und Stahl	Litauen	-
Grundstoffchemie	Litauen	2.32
Mineralölraffinerien	Litauen	1.15
NE-Metalle	Litauen	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Litauen	1.33
Papier und Zellstoff	Litauen	0.21
Eisen- und Stahl	Luxemburg	1.19
Grundstoffchemie	Luxemburg	-
Mineralölraffinerien	Luxemburg	-
NE-Metalle	Luxemburg	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Luxemburg	0.97
Papier und Zellstoff	Luxemburg	-
Eisen- und Stahl	Malta	-
Grundstoffchemie	Malta	-
Mineralölraffinerien	Malta	-
NE-Metalle	Malta	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Malta	-
Papier und Zellstoff	Malta	-
Eisen- und Stahl	Niederlande	0.88
Grundstoffchemie	Niederlande	0.67
Mineralölraffinerien	Niederlande	1.43
NE-Metalle	Niederlande	0.95
Nichtmetallische Mineralstoffe	Niederlande	0.65
Papier und Zellstoff	Niederlande	1.40
Eisen- und Stahl	Norwegen	1.23
Grundstoffchemie	Norwegen	0.75
Mineralölraffinerien	Norwegen	0.96
NE-Metalle	Norwegen	2.34
Nichtmetallische Mineralstoffe	Norwegen	0.93

Sektor	Land	Kalibrierungsfaktor
Papier und Zellstoff	Norwegen	1.08
Eisen- und Stahl	Österreich	1.03
Grundstoffchemie	Österreich	0.62
Mineralölraffinerien	Österreich	1.33
NE-Metalle	Österreich	0.46
Nichtmetallische Mineralstoffe	Österreich	0.99
Papier und Zellstoff	Österreich	1.00
Eisen- und Stahl	Polen	0.64
Grundstoffchemie	Polen	0.86
Mineralölraffinerien	Polen	0.71
NE-Metalle	Polen	2.56
Nichtmetallische Mineralstoffe	Polen	0.88
Papier und Zellstoff	Polen	1.50
Eisen- und Stahl	Portugal	1.32
Grundstoffchemie	Portugal	0.11
Mineralölraffinerien	Portugal	1.33
NE-Metalle	Portugal	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Portugal	0.95
Papier und Zellstoff	Portugal	1.17
Eisen- und Stahl	Rumänien	0.98
Grundstoffchemie	Rumänien	0.06
Mineralölraffinerien	Rumänien	0.44
NE-Metalle	Rumänien	1.81
Nichtmetallische Mineralstoffe	Rumänien	0.70
Papier und Zellstoff	Rumänien	1.15
Eisen- und Stahl	Schweden	1.09
Grundstoffchemie	Schweden	2.27
Mineralölraffinerien	Schweden	1.32
NE-Metalle	Schweden	1.27
Nichtmetallische Mineralstoffe	Schweden	0.93
Papier und Zellstoff	Schweden	0.81
Eisen- und Stahl	Slowakei	0.67
Grundstoffchemie	Slowakei	1.60
Mineralölraffinerien	Slowakei	1.09
NE-Metalle	Slowakei	2.62
Nichtmetallische Mineralstoffe	Slowakei	1.08
Papier und Zellstoff	Slowakei	0.91
Eisen- und Stahl	Slowenien	1.04
Grundstoffchemie	Slowenien	-
Mineralölraffinerien	Slowenien	-
NE-Metalle	Slowenien	1.30
Nichtmetallische Mineralstoffe	Slowenien	0.45
Papier und Zellstoff	Slowenien	0.91
Eisen- und Stahl	Spanien	0.69
Grundstoffchemie	Spanien	0.73
Mineralölraffinerien	Spanien	0.92
NE-Metalle	Spanien	2.66
Nichtmetallische Mineralstoffe	Spanien	1.07
Papier und Zellstoff	Spanien	1.28
Eisen- und Stahl	Tschechische Republik	1.12
Grundstoffchemie	Tschechische Republik	0.56
Mineralölraffinerien	Tschechische Republik	0.97
NE-Metalle	Tschechische Republik	0.23
Nichtmetallische Mineralstoffe	Tschechische Republik	0.91
Papier und Zellstoff	Tschechische Republik	0.85
Eisen- und Stahl	Ungarn	0.55

Sektor	Land	Kalibrierungsfaktor
Grundstoffchemie	Ungarn	1.41
Mineralölraffinerien	Ungarn	-
NE-Metalle	Ungarn	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Ungarn	1.00
Papier und Zellstoff	Ungarn	0.24
Eisen- und Stahl	Vereinigtes Königreich	1.28
Grundstoffchemie	Vereinigtes Königreich	1.40
Mineralölraffinerien	Vereinigtes Königreich	0.60
NE-Metalle	Vereinigtes Königreich	0.46
Nichtmetallische Mineralstoffe	Vereinigtes Königreich	0.78
Papier und Zellstoff	Vereinigtes Königreich	0.81
Eisen- und Stahl	Zypern	-
Grundstoffchemie	Zypern	-
Mineralölraffinerien	Zypern	-
NE-Metalle	Zypern	-
Nichtmetallische Mineralstoffe	Zypern	1.95
Papier und Zellstoff	Zypern	-