CLIMATE CHANGE
07/2014

# Treibhausgasneutrales Deutschland

## im Jahr 2050

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

# Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050

Autorinnen und Autoren:

Rosemarie Benndorf, Maja Bernicke, Andreas Bertram, Wolfgang Butz, Folke Dettling, Johannes Drotleff, Cornelia Elsner, Eric Fee, Christopher Gabler, Christine Galander, Yvonne Hargita, Reinhard Herbener, Tim Hermann, Fabian Jäger, Judith Kanthak, Hermann Kessler, Yvonne Koch, David Kuntze, Martin Lambrecht, Christian Lehmann, Harry Lehmann, Sandra Leuthold, Benjamin Lünenbürger, Insa Lütkehus, Kerstin Martens, Felix Müller, Klaus Müschen, Diana Nissler, Sebastian Plickert, Katja Purr, Almut Reichart, Jens Reichel, Hanno Salecker, Sven Schneider, Jens Schuberth, Dietrich Schulz, Marlene Sieck, Ulla Strenge, Bärbel Westermann, Kathrin Werner, Christine Winde, Dietmar Wunderlich, Brigitte Zietlow

Autoren der Unterkapitel C 4 „Szenario für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050 in Deutschland“ und C 5 „Zusammenfassung“ sind Ruth Blanck, Peter Kasten, Florian Hacker und Moritz Mottschall, unter inhaltlicher und redaktioneller Mitarbeit von Martin Lambrecht. Die Ergebnisse im Kapitel „Szenario für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050 in Deutschland“ beruhen auf Ruth Blanck, Peter Kasten, Florian Hacker und Moritz Mottschall (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr, Öko-Institut e.V., Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes.

Autoren des Kapitels Landwirtschaft sind Bernhard Osterburg, Stephanie Kätsch und Anne Wolff, unter inhaltlicher und redaktioneller Mitarbeit von Diana Nissler und Dietrich Schulz. Die Ergebnisse beruhen auf Bernhard Osterburg; Stephanie Kätsch; Anne Wolff (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes.

## Impressum

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

/umweltbundesamt.de
/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau

**Abschlussdatum:**
April 2014

**Redaktion:**
Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Katja Purr, Ulla Strenge, Manuela Will, Guido Knoche, Annette Volkens

Publikationen als pdf:
http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-0

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, April 2014

# Vorwort

Das Umweltbundesamt (UBA) untersucht seit einigen Jahren, wie sich die Zielsetzung der internationalen Staatengemeinschaft zur Eindämmung des Klimawandels für ein hochentwickeltes Industrieland wie Deutschland angemessen und wirkungsvoll umsetzen lässt. Den Ergebnissen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) folgend steht außer Frage, dass besonders Industrieländer bis zur Jahrhundertmitte ehrgeizige Klimaziele anstreben sollten, um ihrer globalen Verantwortung gerecht zu werden. Deutschland kann hierbei eine weltweite Vorreiterrolle einnehmen, wenn es sich selbst frühzeitig eine hohe Zielmarke setzt und das Klimaziel „Treibhausgasneutrales Deutschland“ anstrebt.

Um die Frage zu beantworten wie ein treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 aussehen könnte, hat das UBA einen interdisziplinären Prozess gestartet. Wegen ihrer hohen Emissionen hat das UBA dabei die Stromerzeugung als Erstes untersucht und gezeigt, dass eine Stromerzeugung aus 100 % erneuerbaren Energien möglich ist.

Schon zu Beginn der Arbeiten war klar, dass eine nachhaltige Energieversorgung mit erneuerbaren Energien allein nicht ausreichen wird, um die Treibhausgasemissionen (THG) nahezu vollständig zu vermeiden. Auch andere Wirtschaftsbereiche müssten sich deutlich verändern und verstärkt THG-arme Techniken einsetzen.

Die nun vorgelegte Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ bezieht daher alle relevanten Emissionsquellen in die Untersuchung ein, die im jährlich erstellten Nationalen Inventarbericht (NIR) zum Treibhausgasinventar beschrieben werden. Betrachtet werden also neben der gesamten Energieversorgung einschließlich des Wärme- und Verkehrssektors auch die Treibhausgasemissionen von Industrie, Abfallwirtschaft, Land- und Forstwirtschaft sowie aus Landnutzungsänderungen. Wir entwickeln hierzu ein Zielszenario. Transformationspfade zu diesem Ziel und die damit verbundenen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und die Auswahl geeigneter politischer Instrumente sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

Unser Anliegen ist, zu zeigen, dass ein treibhausgasneutrales Deutschland mit vorwiegend technischen Maßnahmen möglich ist. Mit dieser Studie möchten wir die Diskussion über eine nachhaltige und treibhausgasneutrale Zukunft anstoßen. Weitere Untersuchungen dazu müssen folgen, die zum Beispiel auch die Frage berücksichtigen inwieweit die Veränderung der Lebensstile helfen können das Ziel der Treibhausgasneutralität leichter zu erreichen.

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis ..... 21

Tabellenverzeichnis ..... 25

Abkürzungen ..... 31

Vorwort ..... 5

A. Einleitung ..... 35

B. Energie ..... 41

B.1 Einleitung ..... 41

B.2 Energieversorgung in Deutschland 2010 ..... 42

B.2.1 Stromversorgung ..... 44

B.2.2 Wärmeversorgung ..... 44

B.2.3 Kraftstoffversorgung ..... 45

B.2.4 Energiespeicher ..... 46

B.2.5 Energiebedingte Treibhausgasemissionen ..... 47

B.3 Technische Möglichkeiten und Potenziale zur treibhausgasneutralen Energieversorgung ..... 49

B.3.1 Potenziale der regenerativen Energien ..... 49

B.3.1.1 Europäische und globale Potenziale der regenerativen Energien ..... 50

B.3.1.2 Nationale Potenziale der regenerativen Energien ..... 50

Photovoltaik ..... 50

Wasserkraft ..... 52

Tiefe Geothermie ..... 53

Biomasse ..... 53

Windenergie auf See ..... 55

Windenergie an Land ..... 57

B.3.1.3 Zusammenfassung ..... 58

B.3.2 Stromversorgung ..... 58

B.3.3 Regenerativ erzeugte chemische Energieträger ..... 61

B.3.3.1 Wasserstoff ..... 62

B.3.3.2 Methan ..... 63

B.3.3.3 Zumischung von Wasserstoff zum Methan ..... 65

B.3.3.4 Nationale Speicherkapazitäten für regenerativ erzeugte Gase ..... 67

B.3.3.5 Flüssige Kohlenwasserstoffe ..... 68

B.3.3.6 $CO_2$-Quelle ..... 69

B.3.3.7 Entwicklungsstand der Power to Gas-Technik ..... 72

B.3.3.8 Zusammenfassung ..... 74

B.3.4 Wärmeversorgung ..... 76

B.3.5 Energieimporte ..... 77

B.3.5.1 Strom ..... 77

B.3.5.2 Regenerativ erzeugte Gase ..... 79

B.3.5.3 Zusammenfassung ..... 81

B.4 Endenergieverbrauch 2050 ..... 81

B.4.1 Endenergieverbrauch in Haushalten ..... 82

B.4.2 Endenergieverbrauch im Verkehr ..... 85

B.4.3 Endenergieverbrauch in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ..... 85

B.4.4 Endenergieverbrauch in der Industrie ..... 86

B.4.5 Zusammenfassung ..... 87

B.5 Treibhausgasneutrale Energieversorgung 2050 ..... 88

B.5.1 Gesamtenergiebedarf ..... 88

B.5.1.1 Energiebedarf zur Stromversorgung ..... 88

B.5.1.2 Energiebedarf zur Brennstoffversorgung und zur stofflichen Nutzung ..... 90

B.5.1.3 Energiebedarf zur Kraftstoffversorgung ..... 90

B.5.1.4 Zusammenfassung ..... 91

B.5.2 Gesamtüberblick zum Aufbau einer treibhausgasneutralen Energieversorgung ..... 92

B.6 Zusammenfassung ..... 96

C. Verkehr ..... 99

C.1 Einleitung ..... 99

C.2 Entwicklung und Status Quo in Deutschland ..... 99

C.2.1 Verkehrsaufkommen ..... 100

C.2.1.1 Personenverkehr ..... 100

C.2.1.2 Güterverkehr ..... 101

C.2.2 Verkehrsaufwand ..... 101

C.2.2.1 Personenverkehr ..... 101

C.2.2.2 Güterverkehr ..... 101

C.2.3 Modal Split ..... 102

C.2.3.1 Personenverkehr ..... 102

C.2.3.2 Güterverkehr ..... 102

C.2.4 Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen ..... 103

C.3 Maßnahmen zur Minderung der Treibhausgasemissionen ..... 104

C.3.1 Verkehrsvermeidung ..... 104

C.3.2 Verkehrsverlagerung ..... 104

C.3.3 Emissionsminderung ..... 105

C.4 Szenario für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050 in Deutschland ..... 105

C.4.1 Maßnahmen zur Förderung eines treibhausgasneutralen Verkehrssektors ..... 107

C.4.1.1 Ordnungsrechtliche Maßnahmen ..... 107

Verschärfung der Emissionsstandards ..... 107

Tempolimit auf Autobahnen ..... 108

Emissionsarme Innenstädte ab 2025 ..... 108

C.4.1.2 Ökonomische Maßnahmen ..... 108

Erhöhung der Kraftstoffsteuer ..... 108

Abschaffung der Entfernungspauschale ..... 109

Änderung der Besteuerung von Firmenwagen ..... 109

Änderung der Besteuerung des Luftverkehrs ..... 109

Ausweitung und Weiterentwicklung der Lkw-Maut ..... 109

C.4.1.3 Flankierende Maßnahmen ..... 110

Infrastrukturmaßnahmen zur Förderung von Fahrrad- und Fußverkehr ..... 110

Kapazitätssteigerung und Ausbau des Schienennetzes ..... 110

Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe ..... 110

C.4.2 Wirkung der Maßnahmen auf die Verkehrsnachfrage ..... 110

C.4.2.1 Personenverkehr ..... 110

C.4.2.2 Güterverkehr ..... 111

C.4.3 Technik- und Effizienzentwicklung ..... 111

C.4.3.1 Pkw ..... 111

Neuzulassungsstruktur ..... 111

Effizienzentwicklung ..... 112

C.4.3.2 Lkw und leichte Nutzfahrzeuge ..... 113

Neuzulassungsstruktur ..... 113

Effizienzentwicklung ..... 113

C.4.3.3 Flugzeuge ..... 113

C.4.3.4 Seeschiffe ..... 114

C.4.3.5 Übrige Verkehrsmittel ..... 114

C.4.4 Energieträger und Kraftstoffe ..... 114

C.4.4.1 Eingesetzte Kraftstoffe ..... 114

C.4.4.2 Wasserstoff ..... 114

C.4.4.3 Synthetische Flüssigkraftstoffe (PtL) ..... 115

C.4.5 Ergebnisse ..... 115

C.4.5.1 Verkehrsnachfrage ..... 115

Personenverkehr ..... 115

Güterverkehr ..... 117

C.4.5.2 Endenergiebedarf ..... 118

C.5 Zusammenfassung ..... 120

D. Industrie ..... 123

D.1 Einleitung ..... 123

D.1.1 Auswahl der im Bericht betrachteten Branchen ..... 124

D.1.2 Begründung der Abweichungen von der Systematik der Quellgruppen im NIR ..... 126

D.1.3 Ausgangssituation: Treibhausgasemissionen und Energiedaten ..... 138

D.2 Stahlindustrie ..... 141

D.2.1 Status quo ..... 141

D.2.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der Stahlindustrie ..... 141

D.2.1.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der Stahlindustrie ..... 143

D.2.2 Ansätze zur THG-Minderung in der deutschen Stahlindustrie ..... 146

D.2.2.1 Verbesserung der Ressourceneffizienz ..... 146

D.2.2.2 Erhöhung der Energieeffizienz ..... 147

Verkürzung von Prozessketten/„Fertigung aus einer Wärme“ ..... 147

Effizientere Nutzung der Prozessgase, z. B. durch Gichtgas-Rückführung in den Hochofen ... 148

Konsequente Abwärmenutzung (für andere Prozesse oder zur Verstromung) ..... 148

D.2.2.3 Verfahrensumstellungen ..... 149

Treibhausgasneutrale Elektrostahlerzeugung ..... 149

Ersatz der koksbasierten Roheisenerzeugung im Hochofen durch EE-gasbasierte Direktreduktionsverfahren oder elektrolytische Verfahren ..... 149

Umstellung der Walzwerksöfen auf elektrische (z. B. induktive) Erhitzungsverfahren ..... 150

D.2.3 Die deutsche Stahlindustrie im Jahr 2050 ..... 151

D.2.3.1 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen bis 2050 ..... 151

D.2.3.2 Mögliche Struktur der deutschen Stahlindustrie im Jahr 2050 ..... 151

D.2.3.3 Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Stahlindustrie im Jahr 2050 ..... 151

D.2.4 Zusammenfassung zur Stahlindustrie ..... 153

D.3 NE-Metallindustrie ..... 153

D.3.1 NE-Metallindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung ..... 153

D.3.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen NE-Metallindustrie im Jahre 2008 ..... 154

D.3.3 Energieverbrauch beim Schmelzen und Raffinieren ..... 155

D.3.4 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in den Quellgruppen und Subquellgruppen ..... 155

D.3.4.1 Steigerung des Schrottrecyclings ..... 156

D.3.4.2 Erhöhung der der Energieeffizienz ..... 156

D.3.4.3 Verminderung und Vermeidung von prozessbedingten Treibhausgasemissionen ..... 157

D.3.5 Darstellung eines THG-Minderungs-Szenarios für die deutsche NE-Metallindustrie im Jahre 2050 ..... 157

D.3.6 Zusammenfassung NE-Metallindustrie ..... 158

D.4 Gießereiindustrie ..... 159

D.4.1 Gießereiindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung ..... 159

D.4.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen Gießereiindustrie im Jahre 2008 ..... 159

D.4.2.1 Energieverbrauch beim Erschmelzen der metallischen Werkstoffe ..... 161

D.4.3 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung ..... 162

D.4.3.1 Erhöhung der Ausbringung ..... 162

D.4.3.2 Erhöhung der der Energieeffizienz ..... 162

D.4.4 Darstellung der deutschen Gießereiindustrie 2050 ..... 163

D.4.5 Zusammenfassung der Gießereiindustrie ..... 165

D.5 Chemische Industrie ..... 166

D.5.1 Chemische Industrie – Status quo ..... 166

D.5.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der chemischen Industrie in Deutschland ..... 166

D.5.1.2 Stoffliche Nutzung fossiler und nachwachsender Rohstoffe in der chemischen Industrie ..... 167

D.5.1.3 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie ..... 169

Energieverbrauch ..... 169

Prozessbedingte Treibhausgasemissionen ..... 170

D.5.2 Ansätze zur THG-Minderung in der chemischen Industrie ..... 172

D.5.3 Die chemische Industrie im Jahr 2050 ..... 173

D.5.3.1 Rohstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 ..... 173

D.5.3.2 Energieendverbrauch 2050 in TWh ..... 175

D.5.4 Zusammenfassung zur chemischen Industrie ..... 175

D.6 Zementindustrie ..... 176

D.6.1 Zementindustrie in Deutschland – Status quo ..... 176

D.6.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der Zementindustrie in Deutschland ..... 176

D.6.1.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der Zementindustrie ..... 178

Energieverbrauch ..... 178

Treibhausgasemissionen ..... 179

D.6.2 Ansätze zur THG-Minderung in der deutschen Zementindustrie ..... 182

D.6.2.1 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ..... 182

Steigerung der thermischen Energieeffizienz ..... 182

Konsequente Abwärmenutzung ..... 183

Steigerung der elektrischen Energieeffizienz ..... 185

Neue Produktionsverfahren/Entwicklung neuer zementähnlicher, $CO_2$-armer Bindemittel ..... 186

D.6.3 Die deutsche Zementindustrie im Jahr 2050 ..... 186

D.6.3.1 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen bis 2050 ..... 186

D.6.3.2 Mögliche Struktur der deutschen Zementindustrie im Jahr 2050 ..... 186

D.6.3.3 Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Zementindustrie im Jahr 2050 ..... 187

Herkömmliche Produktionsverfahren ..... 187

Neue Produktionsverfahren/Neue zementähnliche, $CO_2$-arme Bindemittel ..... 187

D.6.4 Zusammenfassung zur Zementindustrie ..... 189

D.7 Glasindustrie ..... 190

D.7.1 Glasindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung ..... 190

D.7.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen Glasindustrie im Jahre 2010 ..... 190

D.7.3 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in der Glasindustrie ..... 192

D.7.3.1 Erhöhung des Scherbeneinsatzes ..... 192

D.7.3.2 Erhöhung der Energieeffizienz ..... 192

D.7.4 Die deutsche Glasindustrie 2050 ..... 193

D.8 Kalkindustrie ..... 193

D.8.1 Die deutsche Kalkindustrie ..... 193

D.8.1.1 Kalkindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung ..... 193

D.8.1.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen Kalkindustrie im Jahre 2010 ... 195

Energieverbrauch der Kalkherstellung ... 195

Treibhausgasemissionen ... 196

D.8.2 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in den Quellgruppen und Subquellgruppen ... 197

D.8.3 Die deutsche Kalkindustrie 2050 ... 198

D.8.4 Zusammenfassung ... 199

D.9 Zellstoff- und Papierindustrie ... 200

D.9.1 Darstellung der Zellstoff- und Papierindustrie ... 200

D.9.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der Zellstoff- und Papierindustrie ... 200

D.1.2 Herstellungsprozesse ... 201

D.9.1.3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche der Zellstoff- und Papierindustrie bis 2011 ... 202

D.9.2 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für Treibhausgasminderungen in der Zellstoff- und Papierindustrie ... 204

D.9.3 Darstellung der Zellstoff- und Papierindustrie 2050 ... 205

D.9.4 Zusammenfassung der Zellstoff- und Papierindustrie ... 205

D.10 Nahrungsmittelindustrie ... 206

D.10.1 Darstellung der Nahrungsmittelindustrie ... 206

D.10.2 Herstellungsprozesse in der Nahrungsmittelindustrie ... 207

D.10.2.1 Fleischverarbeitung ... 207

D.10.2.2 Milchverarbeitung ... 207

D.10.2.3 Herstellung von Stärke ... 208

D.10.2.4 Herstellung von Backwaren ... 208

D.10.2.5 Herstellung von Zucker ... 208

D.10.2.6 Herstellung von Bier ... 209

D.10.3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche der Nahrungsmittelindustrie bis 2008 ..... 209

D.10.4 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für Treibhausgasminderungen in der Nahrungsmittelindustrie ..... 211

D.10.5 Darstellung der Nahrungsmittelindustrie 2050 ..... 212

D.10.6 Zusammenfassung der Nahrungsmittelindustrie ..... 213

D.11 Textilindustrie ..... 213

D.11.1 Branchenübersicht ..... 213

D.11.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche der Textilindustrie bis 2010 ..... 214

D.11.3 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für Treibhausgasminderungen in der Textilindustrie ..... 215

D.11.4 Darstellung der Textilindustrie 2050 ..... 215

D.11.5 Zusammenfassung Textilindustrie ..... 216

D.12 Emissionen fluorierter Treibhausgase ..... 216

D.12.1 Anwendungsbereiche mit F-Gas-Emissionen ..... 216

D.12.2 Emissionsentwicklung im Zeitraum von 1990–2010 ..... 217

D.12.3 Reduktionsmöglichkeiten bis 2050 ..... 219

D.12.4 F-Gas-Emissionen 2050 ..... 221

D.12.4.1 Zusammenfassung Emissionen fluorierter Treibhausgase ..... 222

D.13 Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen ..... 222

D.13.1 Lösemittelverwendung in Deutschland (CRF 3.A-D) ..... 223

D.13.1.1 Darstellung der Quellgruppe ..... 223

D.13.1.2 Methodik der Berechnung des Emissionsinventars ..... 224

D.13.1.3 Emissionsentwicklung im Zeitraum 1990–2010 ..... 225

D.13.1.4 Reduktionsmöglichkeiten bis 2050 ..... 226

D.13.2 Lachgaseinsatz in Deutschland (CRF 3D) ..... 228

D.13.2.1 Darstellung der Quellgruppe ..... 228

D.13.2.2 Lösungsräume für die THG-Minderung ..... 229

D.13.2.3 THG-Minderungs-Szenario für 2050 ..... 229

D.13.2.4 Zusammenfassung Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen ..... 230

D.14 Zusammenfassung ..... 230

E. Abfall und Abwasser ..... 235

E.1 Beschreibung des Sektors ..... 235

E.1.1 Bilanzierung der Treibhausgasemissionen ..... 235

E.1.2 Darstellung der Emissionsentwicklung 1990 bis 2010 ..... 235

E.1.2.1 Abfalldeponien ..... 237

E.1.2.2 Kompostierung und Mechanisch-Biologische Abfallbehandlung ..... 238

E.1.2.3 Kommunale Abwasserbehandlung ..... 239

E.2 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in den Quellgruppen und Subquellgruppen ..... 239

E.3 Treibhausgasminderung im Abfall- und Abwassersektor 2050 ..... 241

E.4 Zusammenfassung ..... 244

F. Landwirtschaft ..... 245

F.1 Einleitung ..... 245

F.2 Darstellung der gegenwärtigen deutschen landwirtschaftlichen Produktion im internationalen Kontext des Agrar- und Ernährungssektors ..... 245

F.2.1 Der deutsche Agrarsektor im internationalen Kontext ..... 245

F.2.2 Verwendung von Agrarprodukten für die menschliche Ernährung in Deutschland ..... 248

F.2.3 Stoffliche und energetische Nutzung von Agrarprodukten in Deutschland ..... 249

F.2.3.1 Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen aus landwirtschaftlicher Erzeugung für die energetische Nutzung ..... 249

Biodiesel und pflanzliche Öle ..... 250

Ethanolproduktion ..... 250

F.2.3.2 Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen aus landwirtschaftlicher Erzeugung für die stoffliche Nutzung ..... 251

F.2.4 Versorgungsbilanzen ..... 252

F.3 Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft ..... 254

F.4 THG-Minderungsmaßnahmen in der deutschen Landwirtschaft ..... 258

F.4.1 Verbesserung der N-Effizienz der Düngung und beim Futtermitteleinsatz ..... 258

F.4.2 Wirtschaftsdünger für die Biogasproduktion ..... 259

F.4.3 Milchleistung ..... 260

F.4.4 Ökologischer Landbau ..... 261

F.4.5 Einschränkung der Produktionsumfänge ..... 263

F.4.6 Maßnahmen im Bereich des Nahrungsmittelverbrauchs ..... 263

F.4.6.1 Reduzierung von Lebensmittelabfällen ..... 263

Ableitung von Annahmen über Lebensmittelabfälle im Jahr 2050 ..... 266

F.4.6.2 Klimaschonende Ernährung und Verzehrempfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE) ..... 267

F.5 Treibhausgasminderungsszenarien für das Jahr 2050 ..... 270

F.5.1 Beschreibung der Szenarien ..... 272

F.5.1.1 Annahmen ..... 272

Annahmen zur Landnutzung ..... 272

Annahmen zur Verwendung der in Deutschland erzeugten Agrarprodukte ..... 274

F.5.1.2 Szenario KONV: Fortschreibung des Status Quo plus Klimaschutz ..... 275

F.5.1.3 Szenario ÖKO-20 %: Ausdehnung des ökologischen Landbaus auf 20 % der Landwirtschaftsfläche ..... 277

F.5.1.4 Exkurs: Strukturen und Erträge des ökologischen Landbaus ..... 278

Überlegungen zu den Wirkungen einer vollständigen Umstellung auf ökologischen Landbau ..... 283

F.5.2 Ergebnisse der Modellierungen ..... 283

F.5.2.1 Treibhausgasminderung ..... 283

F.5.2.2 Produktionsumfänge und -mengen ..... 286

F.5.2.3 Inländische Verwendung der Agrarprodukte und Versorgungsbilanzen ..... 289

F.5.2.4 Bilanzierung der THG-Emissionen ..... 292

F.5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse der Szenarioanalysen ..... 295

F.6 Fazit ..... 296

G. LULUCF – Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft ..... 301

G.1 Einleitung ..... 301

G.2 Treibhausgasemissionen ..... 301

G.2.1 Systematik und Definitionen ..... 301

G.2.2 Emissionsentwicklung ..... 302

G.2.2.1 Wald ..... 304

G.2.2.2 Landwirtschaftliche Flächen: Ackerland und Grünland ..... 306

G.2.2.3 Feuchtgebiete ..... 307

G.2.2.4 Siedlungen ..... 307

G.2.2.5 Sonstiges Land ..... 308

G.3 Lösungsräume für die THG-Minderung und Erhöhung von Kohlenstoffeinbindungen ..... 308

G.3.1 Wald ..... 308

G.3.1.1 Holzflüsse und Holzverwendung ..... 311

G.3.2 Landwirtschaftliche Flächen: Ackerland und Grünland ..... 313

6.3.3 Feuchtgebiete ..... 313

G.3.4 Siedlungen ..... 314

G.4 THG-Minderungsszenarien und Kohlenstoffeinbindungsszenarien ..... 314

G.4.1 Wald ..... 314

G.4.2 Landwirtschaftliche Flächen: Ackerland und Grünland ..... 317

G.4.3 Feuchtgebiete ..... 317

G.4.4 Siedlungen ..... 317

G.5 Zusammenfassung ..... 317

H. Fazit/Diskussion ..... 319

I. Quellenverzeichnis ..... 323

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung A-1: Treibhausgasemissionen ..... 39

Abbildung B-1: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010 ..... 42

Abbildung B-2: Anteil am Endenergieverbrauch ..... 43

Abbildung B-3: Struktur der Stromerzeugung ..... 44

Abbildung B-4: Struktur der Wärmeversorgung ..... 45

Abbildung B-5: Struktur des Kraftstoffverbrauches ..... 46

Abbildung B-6: Treibhausgasemissionen der Quellgruppe Energie im zeitlichen Verlauf ..... 49

Abbildung B-7: Ressourceneinsatz zum Ausbau der Photovoltaik ..... 51

Abbildung B-8: Ressourceneinsatz zum Ausbau der Windenergie ..... 56

Abbildung B-9: Residuale Gesamtlast (unter Berücksichtigung von Lastmanagement und Pumpspeichern) für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009 ..... 59

Abbildung B-10: Überblick der Speichertechniken – Entladezeit über Speicherkapazität ..... 60

Abbildung B-11: Schematische Darstellung der Methanisierung und Einbindung ins Energiesystem ..... 64

Abbildung B-12: Wobbe-Index in Abhängigkeit des Wasserstoffgehaltes und des Erdgasförderortes ..... 65

Abbildung B-13: Derzeitige technische Grenzen der Wasserstoffzumischung ..... 66

Abbildung B-14: Minimaler Energieaufwand für die $CO_2$-Abscheidung in Abhängigkeit der $CO_2$-Konzentration ..... 71

Abbildung B-15: Möglichkeiten zur Realsierung von Stoffkreisläufe in einem regenerativen Energiesystem eigene Darstellung ..... 72

Abbildung B-16: Kostenvergleich von Power to Gas zu anderen Kraftstoffen ..... 74

Abbildung B-17: Überblick zum möglichen Anwendungsbereich von Power to Gas/Power to Liquid ..... 76

Abbildung B-18: Gasnetzkarte Europa ..... 80

Abbildung B-19: Endenergieverbrauch für Raumwärme im Jahr 2050 für drei unterschiedliche Varianten ..... 84

Abbildung B-20: Vergleich der Endenergie im Jahr 2010 und 2050 (links: Darstellung nach Anwendungen, rechts: Darstellung nach Sektoren) ..... 88

Abbildung B-21: Nettostromerzeugung zur Versorgung der direkten Stromnutzung im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 89

Abbildung B-22: Nettostromerzeugung zur Brennstoffversorgung im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 91

Abbildung B-23: Nettostromerzeugung zur Kraftstoffversorgung im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 92

Abbildung B-24: qualitative Darstellung des Endenergieträgermixes im Dreiecksdiagramm, eigene Darstellung ..... 93

Abbildung B-25: qualitative Darstellung des Energieflusses, eigene Darstellung ..... 94

Abbildung B-26: sektoraler Energieverbrauch 2010 und 2050 ..... 95

Abbildung C-1: Ressourcenverbrauch durch die verstärkte Nutzung von Elektromobilität ..... 106

Abbildung C-2: Personenverkehrsleistung ..... 116

Abbildung C-3: Pkw-Fahrleistung nach Antriebstyp ..... 116

Abbildung C-4: Güterverkehrsleistung ..... 117

Abbildung C-5: Lkw-Fahrleistung nach Antriebstyp ..... 118

Abbildung C-6: Endenergiebedarf nach Verkehrsart ..... 119

Abbildung C-7: Endenergiebedarf nach Energieträgern ..... 120

Abbildung D-1: Anteil der chemischen Industrie an der Nutzung fossiler Rohstoffe (Deutschland 2009) ..... 168

Abbildung D-2: Nutzung nachwachsender Rohstoffe in der chemischen Industrie in Deutschland 2008 (Angaben in 1000 t) ..... 168

Abbildung D-3: Rohstoffmix für die chemische Industrie in Deutschland 2008 ..... 169

Abbildung D-4: Schematische Darstellung des Zementherstellungsprozesses ..... 177

Abbildung D-5: Einsatzgebiete gebrannter Kalkprodukte, eigene Darstellung ..... 194

Abbildung D-6: Entwicklung der F-Gas-Emissionen von 1990 bis 2010 ..... 219

Abbildung D-7: Projektionen der Emissionen fluorierter Treibhausgase im Szenario „Mit-weiteren-Maßnahmen“ (MWM) bis 2050 ..... 220

Abbildung D-8: Treibhausgasemissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen – 1990 bis 2011 eigene Darstellung, eigene Berechnungen ..... 222

Abbildung D-9: NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen – 1990 bis 2010 – und CLE-Szenario für 2020 bis 2050, angegeben als $CO_{2Äq}$ ,eigene Darstellung, eigene Berechnungen..... 225

Abbildung D-10: NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen – 1990 bis 2010 – und MFR-Szenario für 2050, angegeben als $CO_{2Äq}$, eigene Darstellung, eigene Berechnung..... 228

Abbildung D-11: $N_2O$-Emissionen aus dem Lachgaseinsatz in der Anästhesie, Halbleiterindustrie, Sahnesprühdosen und Sprengstoffanwendung – 1990 bis 2010 und Szenario für 2050 eigene Darstellung, eigene Berechnungen ..... 229

Abbildung E-1: Verteilung der Treibhausgasemissionen 1990 (43,1 Mio t $CO_{2Äq}$)..... 236

Abbildung E-2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland Abfall und Abwasser (ohne $CO_2$ aus LULUCF) 1990–2010. ..... 236

Abbildung E-3: Veränderung der Entsorgungspfade der Siedlungsabfälle zwischen 1990 und 2010..... 237

Abbildung E-4: Abfallvermeidung entlang des Lebensweges von Produkten. ..... 240

Abbildung E-5: Ressourcenschonung entlang des Lebensweges von Produkten ..... 241

Abbildung E-6: Entwicklung der Methanemissionen aus der Abfalldeponierung in Deutschland 1990–2050 ..... 242

Abbildung E-7: Veränderung der Treibhausgasemissionen im Abfall- und Abwassersektor 1990–2050. Eigene Darstellung basierend auf Daten des NIR 2012 und eigenen Berechnungen..... 244

Abbildung F-1: Entwicklung des jährlichen pro-Kopf Verbrauchs wichtiger Nahrungsmittel in kg seit 1950 ..... 249

Abbildung F-2: Entwicklung der Tierbestände seit 1990 ..... 256

Abbildung F-3: Anteil wichtiger Lebensmittelgruppen an vermeidbaren und teilweise vermeidbaren Abfällen..... 265

Abbildung F-4: Trends der prozentualen Anteile an landwirtschaftlicher Nutzfläche und Gesamtumsatz (Einzelhandelsgewerbe-Nahrungsmittel) ökologischen Landbaus..... 282

Abbildung G-1: Treibhausgasemissionen und -einbindungen in Mt $CO_{2Äq}$ im LULUCF-Sektor, unterschieden nach Unterkategorien ..... 303

Abbildung G-2: $CO_2$ Nettoeinbindungen durch Holzprodukte nach Rüter ..... 306

Abbildung G-3: Substitution und Kaskadennutzung für mehr Ressourcenschonung ..... 311

Abbildung G-4: Holzflüsse entlang der Verarbeitungskette zw. 2005–2009 ..... 312

Abbildung G-5: Jährliche Emissionen und Einbindungen in kt (Gg) $CO_{2Äq}$ von der Waldbewirtschaftung ..... 316

Abbildung H-1: Überblick zum möglichen Anwendungsbereich von Power to Gas/Power to Liquid im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 319

# Tabellenverzeichnis


Tabelle A-1: Verteilung der Treibhausgasemissionen im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 38

Tabelle B-1: Speicherkapazitäten in Deutschland (2008) tlw. eigene Berechnungen ..... 47

Tabelle B-2: Substruktur der Quellgruppe „Energie“ ..... 48

Tabelle B-3: Technisch-ökologische Potenziale der einzelnen Biomassefraktionen 2050 ..... 54

Tabelle B-4: Vergleich Wasserstoff und Methan ..... 61

Tabelle B-5: Überblick Elektrolyseverfahren ..... 62

Tabelle B-6: Bandbreiten der Speicherkapazitäten des heutigen Gasnetzes für regenerativ erzeugte chemische Energieträger ..... 67

Tabelle B-7: langfristige Gesamtarbeitsgasvolumen der Kavernen-/Porenspeicher ..... 68

Tabelle B-8: Überblick über die im Jahr 2050 jährlich neuanfallenden $CO_2$-Mengen zur Rückgewinnung ..... 70

Tabelle B-9: Überblick zu den Annahmen für drei unterschiedliche Varianten zum Raumwärmebedarf 2050 ..... 83

Tabelle B-10: jährlicher Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden für drei unterschiedliche Varianten ..... 84

Tabelle B-11: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in Haushalten im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 85

Tabelle B-12: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in GHD im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 86

Tabelle B-13: Endenergieverbrauch in der Industrie im UBA THGND 2050 – Szenario (eigene Berechnungen) ..... 86

Tabelle B-14: Gesamter Endenergieverbrauch im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 87

Tabelle C-1: Entwicklung des Personenverkehrsaufkommens in Deutschland 1970–2010 .... 100

Tabelle C-2: Entwicklung des Güterverkehrsaufkommens in Deutschland 1970–2010 ..... 101

Tabelle C-3: Entwicklung des Personenverkehrsaufwands in Deutschland 1970–2010 ..... 101

Tabelle C-4: Entwicklung des Güterverkehrsaufwands in Deutschland 1970–2010 ..... 102

Tabelle C-5: Entwicklung des Modal Split im Personenverkehr in Deutschland 1970–2010 (Anteile am Gesamtverkehrsaufwand) ..... 102

Tabelle C-6: Entwicklung des Modal Split im Güterverkehr in Deutschland 1970–2010 (Anteile am Gesamtverkehrsaufwand) ..... 103

Tabelle C-7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor in Deutschland ..... 103

Tabelle C-8: Entwicklung der direkten Treibhausgasemissionen ($CO_2$) im Verkehrssektor in Deutschland ..... 103

Tabelle C-9: Vergleich der spezifischen Treibhausgasemissionen im Personenverkehr und Güterverkehr (2010) ..... 105

Tabelle D-1: Auswahl der im Bericht betrachteten Branchen auf Basis des Endenergieverbrauchs (EEV) in den 14 industriellen Wirtschaftszweigen für das Jahr 2008 nach UBA Climate Change 07/2012 ..... 125

Tabelle D-2: Zuordnung der im Bericht betrachteten Branchen als Quellgruppen nach NIR-Systematik. (NIR: Nationaler Inventarbericht; CRF: Common Reporting Format) ..... 128

Tabelle D-3: Ausgangssituation: Treibhausgasemissionen und Energiedaten des Industriesektors und des Bereichs Verarbeitendes Gewerbe ..... 138

Tabelle D-4: Produktionsmengen der einzelnen Anlagenarten bzw. Prozessstufen der deutschen Stahlindustrie 1995–2010 ..... 142

Tabelle D-5: Quellgruppen des nationalen Emissionsinventars, in denen die direkt mit der Stahlerzeugung verbundenen Treibhausgasemissionen berichtet werden .... 143

Tabelle D-6: Spezifische Verbräuche an Primärenergieträgern und Strom sowie spezifische (direkte) $CO_2$-Emissionen der deutschen Stahlindustrie 2010 ..... 144

Tabelle D-7: $CO_2$-Emissionen der einzelnen Anlagenarten bzw. Prozessstufen der deutschen Stahlindustrie 1995–2010 ..... 145

Tabelle D-8: Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Stahlindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 152

Tabelle D-9: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen NE-Metallindustrie für 2008 ..... 154

Tabelle D-10: Entwicklung der $CO_2$-Emissionen (direkt und indirekt) in der NE-Metallindustrie ..... 155

Tabelle D-11: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen NE-Metallindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 158

Tabelle D-12: Endenergieverbrauch der deutschen Gießereiindustrie für das Jahr 2008 nach (UBA Climate Change 07/2012) sowie Produktionszahlen für 2008 und 2010 nach (CAEF) ..... 160

Tabelle D-13: Brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in der deutschen Giessereiindustrie für 2008 berechnet nach Endenergieverbrauch laut UBA Climate Change 07/2012 ..... 161

Tabelle D-14: Erwarteter Endenergieverbrauch der deutschen Gießereiindustrie für das Jahr 2050 sowie Produktionszahlen für 2008 und 2050 ..... 166

Tabelle D-15: Die wichtigsten Chemiesparten in Deutschland..... 167

Tabelle D-16: Energieverbrauch der chemischen Industrie in TWh ..... 169

Tabelle D-17: $CO_2$-Emission der chemisch-pharmazeutischen Industrie ..... 170

Tabelle D-18: Prozessbedingte Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie in Mio. t $CO_{2Äq}$ ..... 170

Tabelle D-19: Rohstoffmix für die chemische Industrie im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Berechnungen ..... 174

Tabelle D-20: Prozessbedingte Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie in Mio. t $CO_{2Äq}$, im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Berechnungen ..... 174

Tabelle D-21: Energieendverbrauch der chemischen Industrie im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Berechnungen..... 175

Tabelle D-22: Energieendverbrauch und Rohstoffeinsatz im UBA THGND 2050 – Szenario..... 176

Tabelle D-23: Zementklinker- und Zementproduktion in Deutschland ..... 177

Tabelle D-24: Energieeinsatz in der deutschen Zementindustrie ..... 179

Tabelle D-25: $CO_2$-Quellen des Zementherstellungsprozesses, eigene Darstellung ..... 180

Tabelle D-26: $CO_2$-Emissionen der deutschen Zementindustrie, eigene Berechnungen..... 180

Tabelle D-27: Quellgruppen des nationalen Emissionsinventars, in denen die direkt mit der Zementproduktion verbundenen Treibhausgasemissionen berichtet werden..... 182

Tabelle D-28: Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Zementindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Schätzung ..... 188

Tabelle D-29: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen Glasindustrie für das Jahr 2010 ..... 191

Tabelle D-30: Glasproduktion und die dazu gehörigen gesamt $CO_2$-Emissionen bei der Glasherstellung..... 191

Tabelle D-31: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen Glasindustrie für die Jahre 2010 und 2050..... 193

Tabelle D-32: Entwicklung der Kalkproduktion in Deutschland von 1990 bis 2010 ..... 194

Tabelle D-33: Entwicklung des Energieeinsatzes (ohne Sinterdolomit) in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2010 ..... 195

Tabelle D-34: Spezifischer Energieeinsatz in der Kalkindustrie (ohne Sinterdolomit), eigene Berechnungen ..... 196

Tabelle D-35: Aus der Kalkproduktion in Deutschland (ohne Sinterdolomit) resultierende $CO_2$-Emissionen, eigene Berechnungen ..... 197

Tabelle D-36: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen Kalkindustrie (ohne Sinterdolomit) für die Jahre 2010 und im UBA THGND 2050 – Szenario .... 199

Tabelle D-37: Übersicht über Kennzahlen der Zellstoff- und Papierindustrie ..... 200

Tabelle D-38: Produktionsmengen in 1.000 Tonnen der Unterbranchen von 1990 bis 2010 .... 201

Tabelle D-39: Derzeitiger Endenergieverbrauch (EEV) in der Zellstoff- und Papierindustrie aufgeteilt nach Energieträger und Energiebedarf ..... 203

Tabelle D-40: Endenergieverbräuche (EEV) und THG-Emissionen der Zellstoff und Papierindustrie 1990–2010 ..... 204

Tabelle D-41: Voraussichtlicher Endenergieverbrauch in der Zellstoff- und Papierindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario aufgeteilt nach Energieträger und Energiebedarf ..... 205

Tabelle D-42: Übersicht über Kennzahlen zur Nahrungsmittelindustrie, Quelle: Statistisches Bundesamt 2011; Statistisches Bundesamt 2012..... 206

Tabelle D-43: Entwicklung der Produktionsmengen in ausgewählten Unterbranchen von 1990 bis 2010..... 207

Tabelle D-44: Endenergieverbräuche und THG-Emissionen der Nahrungsmittelindustrie 1990–2010 ..... 209

Tabelle D-45: Energieverbrauch im Jahr 2008 in der Nahrungsmittelindustrie mit Unterbranchen, aufgeteilt nach Energieträgern; in Anlehnung an Umweltbundesamt (2012)..... 210

Tabelle D-46: Brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in der Nahrungsmittelindustrie, berechnet aus Umweltbundesamt (2012) mit Emissionsfaktoren aus NIR, Bezugsjahr 2008..... 211

Tabelle D-47: Energiebedarf im UBA THGND 2050 – Szenario mit Effizienzfaktor 2 ..... 212

Tabelle D-48: Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche (aufgeteilt nach Energieträger) der Textilindustrie 1990–2010 ..... 214

Tabelle D-49: Energiebedarf im UBA THGND 2050 – Szenario mit Effizienzfaktor 2 und 0 % Wachstum pro Jahr auf Basis der Daten von 2010 ..... 216

Tabelle D-50: Entwicklung der F-Gas-Emissionen in kt $CO_{2Äq}$ für ausgewählte Anwendungsbereiche von 1990 bis 2010 ..... 218

Tabelle D-51: Projektion der F-Gas-Emissionen in kt $CO_{2Äq}$ für ausgewählte Anwendungsbereiche von 2010 bis 2050 ..... 221

Tabelle D-52: Entwicklung der NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen in t $CO_{2Äq}$ für die Quellgruppen 3.A bis 3.D eigene Darstellung, eigene Berechnungen ..... 227

Tabelle D-53: Endenergiedaten des Industriesektors und des Bereichs Verarbeitendes Gewerbe im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 231

Tabelle D-54: Treibhausgasemissionen der Industrie und des Verarbeitendes Gewerbe im UBA THGND 2050 – Szenario ..... 232

Tabelle F-1: Flächen, Produktionsumfänge und Erträge wichtiger landwirtschaftlicher Produkte in Deutschland, der EU und der Welt ..... 246

Tabelle F-2: Produktions-, Im- und Exportmengen sowie energetische Verwendung von Pflanzenölen in Deutschland 2007 ..... 250

Tabelle F-3: Rohstoffmengen zur Ethanolproduktion und produzierte Ethanolmengen in Deutschland im Jahr 2007 ..... 251

Tabelle F-4: Flächennutzung für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen (ohne Holz) im Jahr 2007 in Deutschland, aufgeteilt nach Industrie- und Energiepflanzenanbau ..... 252

Tabelle F-5: Versorgungsbilanzen für das Jahr 2007 ..... 253

Tabelle F-6: THG-Emissionen in der Quellgruppe Landwirtschaft im Jahr 2010 in Mio. t $CO_{2Äq}$ ..... 255

Tabelle F-7: Entwicklung der THG-Emissionen in der Quellgruppe 4 Landwirtschaft zwischen 1990 und 2010 in Mio. t $CO_{2Äq}$ ..... 257

Tabelle F-8: Lebensmittelabfälle in Deutschland nach Stufen der Wertschöpfungskette ..... 264

Tabelle F-9: Lebensmittelabfälle nach Produktgruppen aus Haushalten, eigene Berechnungen ..... 267

Tabelle F-10: Nahrungsverbrauch und -verzehr (2007) sowie Verzehrempfehlungen der DGE und des Vegetarierbund Deutschland (VEBU) ..... 268

Tabelle F-11: Annahmen zu Erträgen und Leistungen (in t je Hektar bzw. Stallplatz) sowie Annahmen zur Beschreibung des ökologischen Landbaus, eigene Darstellung ..... 276

Tabelle F-12: Gegenüberstellung der Erträge von vergleichbaren ökologisch und konventionell bewirtschafteten Betrieben des deutschen Testbetriebsnetzes .... 279

Tabelle F-13: Vergleich der Flächenanteile verschiedener Kulturen der ökologischen und konventionellen Landwirtschaft (auf Grundlage der Daten aus dem Jahr 2010) .. 280

Tabelle F-14: Maßnahmen zur THG-Minderung in der Landwirtschaft in den Szenarien für das Jahr 2050 ..... 284

Tabelle F-15: THG-Emissionen und N-Überschüsse im Ausgangsjahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050 ..... 286

Tabelle F-16: Flächennutzung und Tierhaltung im Ausgangsjahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050 ..... 287

Tabelle F-17: Produktionsmengen im Ausgangsjahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050 ..... 288

Tabelle F-18: Annahmen zum inländischen Nahrungsverbrauch im Jahr 2050 ..... 289

Tabelle F-19: Versorgungsbilanzen für die Szenarien im Jahr 2050 ..... 291

Tabelle F-20: Netto-Im- und -Export in den Szenarien im Jahr 2050 ..... 292

Tabelle F-21: Außenhandels- und Gesamtbilanz der THG-Emissionen des deutschen Agrarsektors im Jahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050 ..... 294

Tabelle G-1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen und -bindungen und identifizierte Flächen für den LULUCF Sektor ..... 304

Tabelle G-2: Potenzielle Emissionsminderung bzw. Speichererhöhung im Wald ..... 310

# Abkürzungen

| | |
|---|---|
| **AEL** | alkalische Elektrolyse |
| **AMI** | Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH, Bonn |
| **BHKW** | Blockheizkraftwerk |
| **BMELV** | Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz |
| **BMU** | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit |
| **BMWi** | Bundesministerium für Wirtschaft |
| **BÖLW** | Bund ökologische Lebensmittelwirtschaft |
| **CCS** | Kohlendioxidabtrennung und lagerung (engl. Carbon Capture and Storage) |
| **$CH_4$** | Methan |
| **$CO_2$** | Kohlendioxid |
| **$CO_{2Äq}$** | $CO_2$-Äquivalent (Globales Erwärmungspotenzial, mit $CO_2$ = 1, $CH_4$ = 21, $N_2O$ = 310) |
| **CORINAIR** | Coordination of Information on the Environment, Teilprojekt: Air |
| **CRF** | Common Reporting Format |
| **CSP** | Concentrating Solar-Thermal Power Plant |
| **DGE** | Deutsche Gesellschaft für Ernährung |
| **DRI** | Direkt reduziertes Eisen, auch Schwammeisen genannt (engl. directly reduced iron) |
| **EEA** | Europäische Umweltagentur |
| **EEG** | Erneuerbare Energien-Gesetz |
| **EEV** | Endenergieverbrauch |
| **El** | Elektrisch |
| **EST** | Eisen-, Stahl- und Temperguss |
| **EU** | Europäische Union |
| **FAO** | Food and Agriculture Organisation (der Vereinten Nationen) |
| **FAPRI** | Food and Agricultural Policy Research Institute |
| **F-Gas** | Fluorierte Treibhausgase (HFKW, FKW und $SF_6$) |
| **FKW** | Vollfluorierte Kohlenwasserstoffe |
| **FNR** | Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe |
| **GEMIS** | Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme |
| **GHD** | Gewerbe, Handel, Dienstleistungen |
| **GJ** | Gigajoule ($10^9$ Joule) |
| **GuD** | Gasturbinen – oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken |
| **GV** | Güterverkehr |
| **GVE** | Großvieheinheit |
| **GW** | Gigawatt ($10^9$ W) |
| **GWh** | Gigawattstunde ($10^9$ Wh) |
| **GWP** | Treibhauspotenzial (englisch: Global Warming Potential) |
| **H. v.** | Herstellung von |
| **ha** | Hektar |
| **HBI** | direkt reduziertes Eisen, das in heißem Zustand brikettiert wird (engl. Hot Briquetted Iron) |

| | |
|---|---|
| **HFCKW** | Teilhalogenierte Fluorchlorkohlenwasserstoffe |
| **HFKW** | Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe |
| **Hrsg.** | Herausgeber |
| **HTC** | Hydrothermale Carbonisierung |
| **HTEL** | Hochtemperaturelektrolyse |
| **i.H.v.** | in Höhe von |
| **IAASTD** | International Assessment of Agricultural Knowledge, Science and Technology for Development (kurz als „Weltagrarrat“ bezeichnet). |
| **ICAO** | International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrt-Organisation) |
| **IMO** | International Maritime Organisation (Internationale Seeschifffahrts-Organisation) |
| **IPCC** | Intergovernmental Panel on Climate Change |
| **K** | Kalium |
| **Kg** | Kilogramm |
| **Kt** | Kilotonnen |
| **KWK** | Kraft-Wärme-Kopplung |
| **LEH** | Lebensmitteleinzelhandel |
| **LF** | landwirtschaftlich genutzte Fläche |
| **LKW** | Lastkraftwagen |
| **LNF** | Leichte Nutzfahrzeuge |
| **LNG** | liquified natural gas (Flüssig-Erdgas) |
| **LR** | Institut für Ländliche Räume des Thünen-Instituts |
| **LULUCF** | Quellgruppe 5 „Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft“ (land use, land use change and forestry) |
| **MBA** | Mechanisch-Biologische Abfallbehandlungsanlage |
| **MBS** | Mechanisch-Biologische Stabilisierungsanlage |
| **MHD** | Mindesthaltbarkeitsdatum |
| **Mio.** | Millionen |
| **MIV** | motorisierter Individualverkehr |
| **Mrd.** | Milliarden |
| **MRI** | Max Rubner Institut |
| **MW** | Megawatt ($10^6$ W) |
| **MWh** | Megawattstunde (1 MWh = 1000 kWh = $10^6$ Wh) |
| **N** | Stickstoff |
| **$N_2O$** | Distickstoffoxid (Lachgas) |
| **NEFZ** | Neuer Europäischer Fahrzyklus |
| **NE-Metallguss** | Nichteisen-Metallguss |
| **$NH_3$** | Ammoniak |
| **NIR** | Nationaler Inventarbericht |
| **$Nm^3$** | Normkubikmeter |
| **NMIV** | nicht-motorisierten Individualverkehr |
| **NMVOC** | Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (engl.: Non Methane Volatile Organic Compounds) |

| | |
|---|---|
| **NRW** | Nordrhein-Westfalen |
| **NTC** | Net Transfer Capacity |
| **NVS** | Nationale Verzehrsstudie |
| **OPEC** | Organisation for Economic Co-operation and Development |
| **ORC** | Organic Rankine Cycle – thermodynamischer Kreislaufprozess unter Verwendung organischer Kreislaufmedien als Alternative zu Wasser-Dampf-Kreislaufprozessen, insbesondere für die Nutzung von Niedertemperatur-Abwärme |
| **P** | Phosphor |
| **PEM-Elektrolyse** | polymer electrolyte membrane oder auch proton exchange membrane bzw. dt. Protonen-Austausch-Membran |
| **PJ** | Petajoule ($10^{15}$ Joule) |
| **Pkm** | Personenkilometer |
| **PKW** | Personenkraftwagen |
| **ProBas** | Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente |
| **PtG** | Power to Gas |
| **PtL** | Power-to-Liquid |
| **PV** | Personenverkehr |
| **RAUMIS** | Regional differenziertes Agrar- und Umweltinformationssystem für Deutschland |
| **$SF_6$** | Schwefelhexafluorid |
| **SNAP** | Selected Nomenclature for Air Pollution |
| **T** | Tonne |
| **Tab.** | Tabelle |
| **Th** | Thermisch |
| **THG** | Treibhausgase im Sinne des Kyoto-Protokolls |
| **THGNV-Szenario** | Szenario „Treibhausgasneutraler Verkehr“ |
| **TJ** | Terajoule ($10^{12}$ Joule) |
| **TWh** | Terawattstunde |
| **Tkm** | Tonnenkilometer |
| **TREMOD** | Transport Emission Model |
| **TWh** | Terawattstunde ($10^{12}$ Wh) |
| **UBA** | Umweltbundesamt |
| **ULCOS** | Ultra Low $CO_2$ Steelmaking (Forschungskonsortium großer europäischer Stahlunternehmen zur Entwicklung $CO_2$-armer Stahlerzeugungsverfahren) |
| **UNFCCC** | United Nations Framework Convention on Climate Change, dt. Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen |
| **VEBU** | Vegetarierbund Deutschland |
| **VOC** | Flüchtige organische Verbindungen (engl.: Volatile Organic Compounds) |
| **Vol.%** | Volumenprozent |
| **vTI** | Thünen-Institut |
| **WWF** | World Wide Fund For Nature |
| $\eta$ | Wirkungsgrad |

# A. Einleitung

### Hintergrund

Die Industriestaaten tragen eine sehr große Verantwortung für den globalen Umweltschutz. Sie haben ihr heutiges Wohlstandsniveau durch die Nutzung fossiler Energieträger erreicht, sie haben die weltweiten Ressourcen ausgebeutet und intensive Landnutzung betrieben und sind damit Hauptverursacher eines Großteils heutiger Umweltprobleme wie der globalen Temperaturerhöhung.

Der Klimawandel ist bereits im Gange. Die internationale Staatengemeinschaft hat sich unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen das Ziel gesetzt, eine gefährliche Störung des Klimasystems mit nicht mehr beherrschbaren Folgen zu verhindern. Deshalb soll sich die globale Durchschnittstemperatur in diesem Jahrhundert nicht um mehr als 2° C gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter erhöhen.

Das gemeinsam gesetzte Klimaschutzziel wird nur erreichbar sein, wenn alle Staaten ihre Treibhausgasemissionen, also z. B. von Kohlendioxid ($CO_2$), Methan oder Lachgas, ihren eigenen Kapazitäten entsprechend so weit wie möglich begrenzen und eine Verminderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 in der Größenordnung von mindestens 50 % gegenüber 1990 erreichen. Dies bedeutet für Industrieländer wie Deutschland, dass sie nahezu treibhausgasneutral werden müssen: Sie müssen ihre Emissionen um etwa 80–95 % gegenüber 1990[I] reduzieren.

### Ziel der Studie

Das Ziel der Studie ist es, die technische Machbarkeit einer treibhausgasneutralen Gesellschaft in dem angenommenen Zieljahr („2050“) in Deutschland darzustellen.

Es ist unser Anliegen, so weit wie in den verschiedenen Sektoren möglich, Lösungsräume zu beschreiben und damit verschiedene Alternativen aufzuzeigen, etwa durch Variationen der Parameter und Techniken oder durch unterschiedliche Szenarioansätze.

Neben Klimaschutz gibt es weitere Leitplanken einer nachhaltigen Entwicklung in Deutschland[II], zum Beispiel:

- die Senkung der Ressourcennutzung um 50 % bis 2020 und um 90 % bis 2050,
- den erhaltenden Umgang mit Böden und eine auf 30 Hektar täglich gesenkte Neuversiegelung bis 2020 mit dem Ziel insgesamt langfristig keine Böden mehr zu versiegeln.

Auf diese Leitplanken geht die Studie jedoch nicht im Einzelnen ein, wohl wissend, dass dies genauer untersucht werden muss. Die Ressourcenfrage wird an Beispielen in mehreren Kapiteln diskutiert.

I Deutschland hatte sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls und der EU-internen Lastenteilung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 21 % für den Zeitraum 2008/2012 gegenüber 1990 verpflichtet und dieses Ziel auch erreicht. Darüber hinaus hat die Bundesregierung im Herbst 2010 ein Energiekonzept vorgelegt und im Juni 2011 aktualisiert. Dieses sieht einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Energieerzeugung in Deutschland bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie vor. Hinzu kommen differenzierte Ziele zur Verringerung des Energieverbrauchs in unterschiedlichen Sektoren. Zudem wurden konkrete Minderungsziele für Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 festgelegt: 40 % bis 2020, 55 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 80–95 % bis 2050.

II Vergleiche dazu auch die weiteren Ziele in der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung „Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung“ von 2002.

## Szenario für ein treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050

Das Szenario „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ – kurz THGND 2050 – zeigt ein mögliches treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Es enthält keine Aussage darüber, mit welcher Wahrscheinlichkeit diese Entwicklung eintritt – und es ist keine Prognose der künftigen Entwicklung. Sondern es beschreibt eine von verschiedenen Möglichkeiten, wie ein treibhausgasneutrales Deutschland aussehen könnte. Transformationspfade zu diesem Ziel und die damit verbundenen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und die Auswahl geeigneter politischer Instrumente sind nicht Gegenstand der Untersuchung. Wir zeigen, dass Deutschland prinzipiell bis 2050 seine Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 senken kann.

Das gilt für ein Deutschland, das auch im Jahr 2050 ein hoch entwickeltes Industrieland mit heutigem Lebensstil und ähnlichen Konsum- und Verhaltensmustern ist.

### Ein treibhausgasneutrales Deutschland in europäischer und internationaler Perspektive

Das Szenario „THGND 2050“ betrachtet die angestrebte Treibhausgasneutralität aus einer rein nationalen Perspektive und bezieht Wechselbeziehungen zu anderen Ländern nicht mit ein. Grundlage der Untersuchung ist ein nationales Treibhausgas-Minderungsziel von 95 %, das – nach den getroffenen Annahmen – weitgehend durch technische Maßnahmen in Deutschland erreicht werden kann. Dem folgend basieren die Berechnungen allein auf den Treibhausgasemissionen, die innerhalb Deutschlands entstehen. Deutschland ist jedoch sowohl über Handelsströme als auch über internationale Verträge mit anderen Staaten verbunden. Das wirkt sich sowohl auf die Verursachung von Treibhausgasen als auch auf die Handlungsoptionen für den Klimaschutz aus.

Mit dem gesetzten Untersuchungsrahmen berücksichtigen wir keine Emissionen, die beim Güterimport aus dem Ausland anfallen. Umgekehrt werden Emissionen für exportierte Güter nicht heraus gerechnet. Ebensowenig werden unter bestimmten Umständen mögliche Produktionsverlagerungen ins Ausland betrachtet (carbon leakage). Verlagert zum Beispiel eine große Industrieanlage ihren Standort von Deutschland nach Portugal und beliefert von dort den deutschen Markt, werden ihre Treibhausgasemissionen nicht mehr in den deutschen Emissionen, sondern im portugiesischen Inventar erfasst. Im deutschen Emissionsinventar werden entsprechend weniger Emissionen ausgewiesen. Rechnerisch ergibt sich dadurch für Deutschland eine Emissionsminderung, obwohl die Produkte der Industrieanlage nach wie vor in Deutschland konsumiert werden und so zusätzliche Treibhausgasemissionen in Portugal entstehen.

Für diese Untersuchungen haben wir die Annahme getroffen, dass die bisher in Deutschland ansässigen Industriezweige auch weiter hier tätig sind. Ausgehend von der heutigen Industriestruktur haben wir daher die notwendigen technischen Anpassungen in den Prozessen beschrieben. Zudem bleibt in dieser Studie eine denkbare erhöhte Nachfrage auf den internationalen Rohstoffmärkten als Reaktion auf gesunkene fossile Energieverbräuche in Deutschland unberücksichtigt – auch eine Form von carbon leakage. Einzelne augenfällige Verlagerungseffekte wurden jedoch in der Studie adressiert (vgl. z. B. Kapitel Landwirtschaft).

Grundsätzlich ist denkbar, Treibhausgasneutralität neben technischen Maßnahmen und Verhaltensänderungen innerhalb Deutschlands auch durch Anrechnung von Emissionsminderungsmaßnahmen im Ausland zu flankieren. Da Emissionsminderung zur Bekämpfung des Klimawandels eine globale Herausforderung ist, kann eine Finanzierung von Minderungsmaßnahmen im Ausland ökonomisch vorteilhafter sein als die Beschränkung auf nationale Minderungsaktivitäten. Die erzielten Emissionsminderungen können dabei dem Geldgeber angerechnet werden. Solche Instrumente sind unter den Bezeichnungen Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) zum Beispiel im Kyoto-Protokoll bereits vereinbart. Dabei betont aber das Kyoto-Protokoll den Anspruch, Minderungen hauptsächlich im eigenen Land zu erreichen und auswärtige

Minderungen nur ergänzend anzurechnen. Die Fortsetzung und Anpassung mengenbasierter „flexibler“ Instrumente hängt allerdings auch stark von der Ausgestaltung eines neuen Klimaschutzabkommens auf internationaler Ebene ab. Die Verhandlungen dazu sollen 2015 abgeschlossen werden.

Als Mitgliedstaat der Europäischen Union unterliegt Deutschland im Bereich der Umweltpolitik und des europäischen Binnenmarkts den EU-Regeln. Wesentliche Schritte hin zu einem treibhausgasneutralen Deutschland haben hohe Interdependenzen mit der Entwicklung innerhalb der EU und setzen eine europäische Politik voraus, die mindestens sehr hohe Treibhausgasminderungsziele für die gesamte Union verfolgt und nationale Politiken zur Treibhausgasneutralität unterstützt. Die EU hat sich selbst ebenso wie alle Mitgliedsstaaten zum 2°-Ziel bekannt. In weiteren Schritten sollte daher untersucht werden, wie sich ein treibhausgasneutrales Europa realisieren ließe und welche Synergieeffekte zwischen den Staaten sich dabei erschließen lassen. Auch hierbei ist die globale Perspektive, insbesondere die Gefahr bloßer Emissionsverlagerungen aus der EU ins Ausland, zu berücksichtigen.

Die Berechnungen basieren darauf, dass Techniken, mit denen Treibhausgase vermieden und die Energieeffizienz gesteigert werden kann und die heute noch in der Erprobungsphase sind, im Jahr 2050 flächendeckend eingesetzt werden. Entsprechend geht die Darstellung von erheblichen technischen Fortschritten und Veränderungen aus. Dabei verwenden wir in der Analyse den Stand der besten heute verfügbaren Techniken und setzen keine neuen Erfindungen, wohl aber Weiterentwicklung und Innovationen bei heutigen Techniken voraus.

Verhaltensänderungen wie Entwicklung und Verbreitung anderer Lebensstile oder die Entwicklung veränderter Konsummuster werden in dieser Studie außer im Bereich der Ernährung nicht unterstellt, auch wenn sie aus Sicht des Umweltbundesamtes aus Nachhaltigkeitsgründen für wünschenswert und notwendig gehalten werden. Der Schwerpunkt der Studie liegt damit bewusst auf dem Einsatz technischer Lösungen, mit denen die Klimaziele unter Berücksichtigung ökologischer und gesundheitlicher Grenzen erreicht werden können. Zusammenhänge zwischen technischen Lösungen und verhaltensbedingter Treibhausgasvermeidung gehen gleichwohl unter anderem in den Kapiteln Verkehr, Landwirtschaft und Abfall in die Betrachtung ein.

Für die Szenarioanalyse gehen wir daher davon aus, dass Deutschland im Jahre 2050 ein exportierendes Industrieland mit einem bis dahin durchschnittlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von 0,7 % des Bruttoinlandsprodukts ist.

Die Studie basiert des Weiteren auf der Annahme, dass die Bevölkerungszahl in Deutschland von 82,5 Millionen Einwohnern im Jahr 2005 bis 2050 um nahezu 12,5 % abnimmt. Im Jahr 2050 werden demnach noch etwa 72,2 Millionen Menschen in Deutschland leben. Dieser Annahme[III] liegen eine annähernd gleichbleibende Geburtenrate von 1,4 Kindern je Frau, ein moderater Anstieg der Lebenserwartung und eine durchschnittliche jährliche Nettozuwanderung von 150.000 Menschen zugrunde.[1]

### Treibhausgasemissionen im Jahr 2050

Der Begriff „treibhausgasneutral“ besagt in einer engen Auslegung, dass ein bestimmtes Produkt oder ein bestimmter Prozess keine Treibhausgase freisetzt. In dieser Studie verwenden wir den Begriff auch für niedrigste, tendenziell klimaverträgliche Emissionsmengen. Einem „treibhausgasneutralen“

III Die Zahlen orientieren sich an der Variante 1 der 11. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes von 2006.

Deutschland billigen wir dementsprechend ein jährliches Emissionsbudget von rund 60 Mio. t $CO_{2Äq}$ zu. Das entspricht einem Minderungsniveau von 95 % gegenüber 1990 für 2050. Dies bedeutet, dass der gegenwärtige Pro-Kopf-Ausstoß von Treibhausgasen in Deutschland von etwa elf Tonnen pro Jahr und Kopf auf ungefähr eine Tonne reduziert werden würde. Dabei sind ausschließlich Treibhausgasemissionen erfasst, die in Deutschland entstehen und im Nationalen Emissionsinventar erfasst werden. Indirekte Emissionen, die durch importierte Güter in anderen Ländern verursacht werden, werden nicht einbezogen.

Ein nahezu treibhausgasneutrales Deutschland mit einem jährlichen Pro-Kopf-Ausstoß von einer Tonne $CO_{2Äq}$ im Jahr 2050 ist technisch möglich. Dies entspricht einer Minderung um rund 95 % gegenüber 1990. Um vollständige Treibhausgasneutralität zu erreichen, könnte die letzte Tonne pro Kopf durch Minderungsmaßnahmen im Ausland kompensiert werden.

Wie sich die im Jahr 2050 verbleibenden Emissionen auf die einzelnen Verursacher aufteilen, zeigt folgende Tabelle A-1. Aus Praktikabilitätsgründen wurden hier abweichend von der NIR-Systematik die Industrieprozesse (Sektor 2 nach dem Common Reporting Format, CRF, der internationalen Klimaberichterstattung) sowie Lösemittel und andere Produktverwendungen (CRF Sektor 3) zusammengefasst.

Tabelle A-1: Verteilung der Treibhausgasemissionen im UBA THGND 2050 – Szenario

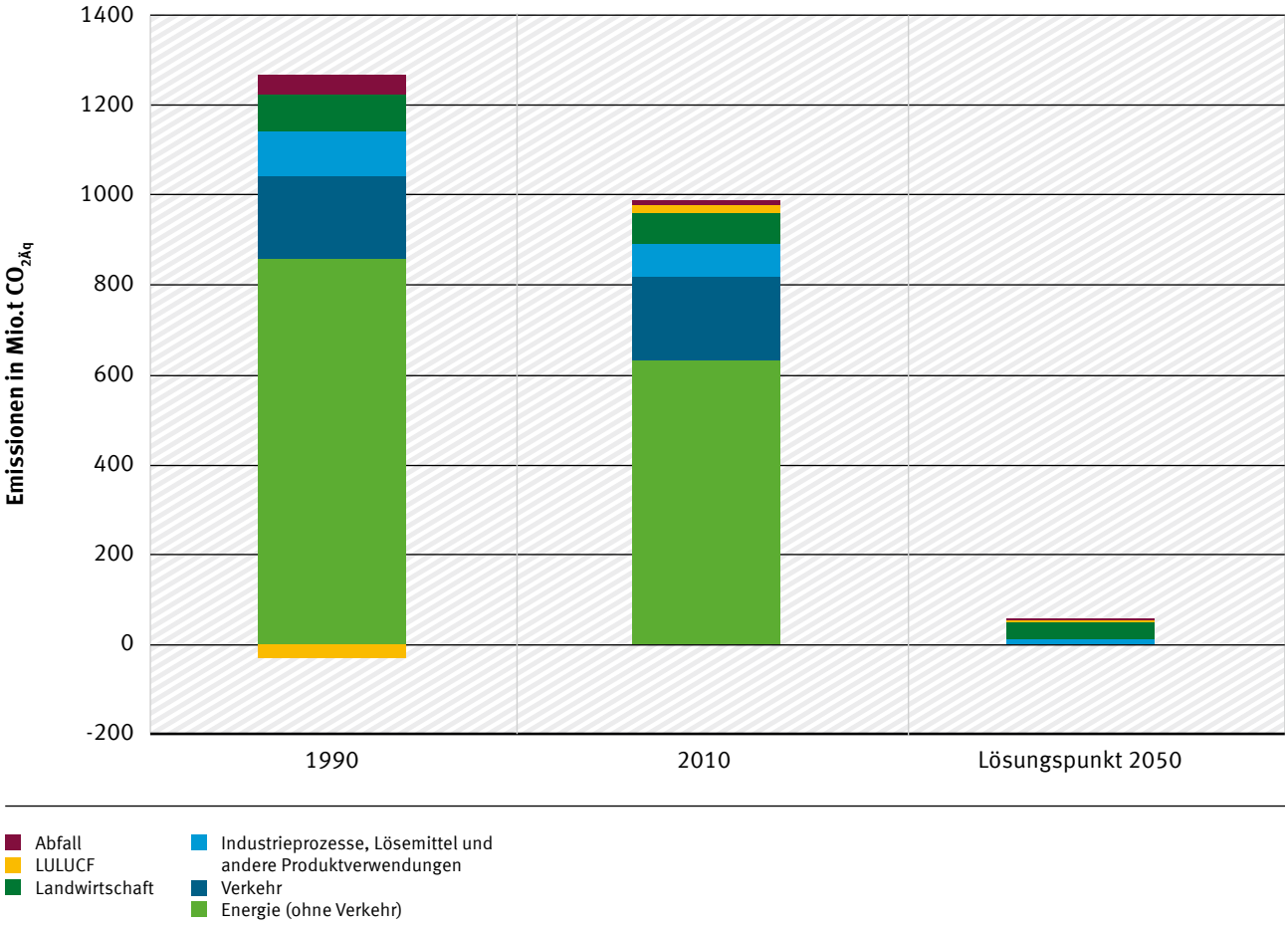
| Emissionsquelle | $CO_{2Äq}$ in Mio. t |
|---|---|
| Energie[IV] | 0 |
| Industrieprozesse, Lösemittel und andere Produktverwendungen | 14 |
| Landwirtschaft | 35 |
| LULUCF[V] | 8 |
| Abfall | 3 |
| **Summe** | **60** |

Abbildung A-1 veranschaulicht die Senkung der Treibhausgase um 95 % gegenüber dem Bezugsjahr 1990.

IV Inklusive Verkehr, verarbeitendes Gewerbe etc.

V Land-Use, Land Use-Change and Forestry.

Abbildung A-1: Treibhausgasemissionen [VI, VII]




Die folgenden sechs Abschnitte – Energie; Verkehr; Industrie; Abfall und Abwasser; Landwirtschaft; sowie Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft – führen unsere sektorspezifischen Modellrechnungen und Analysen im Detail aus. Jeder einzelne Abschnitt schließt mit einer zusammenfassenden Betrachtung. Die Studie schließt mit einem Fazit und einer übergreifenden Diskussion der Ergebnisse.

VI 1990 und 2010 nach NIR.

VII Verkehr ohne internationalen Anteil am See- und Flugverkehr.

# B. Energie

## B.1 Einleitung

Die sichere Versorgung mit Energie in Form von Strom, Wärme und Kraftstoffen ist für den modernen Alltag existenziell. Sie bildet die Grundlage einer leistungsfähigen Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft und sichert das derzeitige Niveau für Lebensqualität und Wohlstand in Deutschland.

Die Energieversorgung Deutschlands basiert derzeit überwiegend auf fossilen Energieträgern, deren Nutzung mit erheblichen Treibhausgasemissionen verbunden ist. Die energiebedingten Emissionen verursachten mit 83,5 %[2] im Jahr 2010 den größten Anteil der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Daher ist eine grundlegende Umstrukturierung der Energieversorgung notwendig, um die langfristigen Klimaziele zu erreichen.

Im Energiekonzept der Bundesregierung sind Leitlinien für eine bis 2050 reichende Gesamtstrategie formuliert worden, wie die Energieversorgung in Deutschland weiterentwickelt werden soll. Damit ist die Grundsatzentscheidung verbunden, den deutschen Energiebedarf größtenteils aus erneuerbaren Quellen zu decken. Im Wesentlichen werden für das Jahr 2050 folgende Ziele[VIII] genannt:

- Steigerung des Anteils regenerativer Energien bei der Stromversorgung auf mindestens 80 %,
- Senkung des Stromverbrauchs um 25 %,
- Senkung des Primärenergieverbrauchs um 50 %,
- Sanierung des Gebäudebestandes mit dem Ziel der Klimaneutralität,
- Reduzierung des Endenergieverbrauches im Verkehr um 40 %.

In einem Energiesystem können verschiedene Ebenen der Energieformen definiert werden. Die Primärenergie (Primärenergieträger sind z. B. Kohle, fossiles Gas) wird über Wandlungsprozesse in Endenergie (Endenergieträger sind Strom, Kraftstoffe) und anschließend in Nutzenergie (z. B. Heizwärme, Licht) umgewandelt. In einem regenerativen Energiesystem gestaltet sich die Bilanzierung der Primärenergie schwierig. In dieser Studie wird vereinfachend die regenerative Nettostromerzeugung als erste Bilanzierungsebene verwendet aus welcher über Wandlungsprozesse letztlich Endenergie bereitgestellt wird. Effizienzfortschritte bzw. das zukünftig nutzbare Potenzial der einzelnen Energieanlagen können auf diese Weise allerdings nicht mit dargestellt werden.[IX] Der regenerative Strom kann in einem 100% regenerativen Energiesystem demnach Endenergie darstellen, wenn er zum Beispiel direkt für Beleuchtung verwendet wird. Er kann aber auch weiter genutzt werden, etwa zur Wasserstoff- und anschließenden Methanherstellung. Im letzteren Fall ist dann das erzeugte Methan Endenergieträger.

Im Folgenden soll gezeigt werden, dass unter den gesetzten Annahmen in allen betrachteten Sektoren (siehe auch Kapitel C, D und E) eine nahezu treibhausgasneutrale[X] Energieversorgung vollständig auf Basis regenerativer Energien möglich ist. Dabei werden zum einen technische Optionen gezeigt, um die verschiedenen Endenergieträger bereitzustellen, zum anderen der benötigte Endenergieverbrauch unter weitgehender Ausschöpfung der Effizienzpotenziale. Darüber hinaus wird gezeigt, dass eine

VIII Bezugsjahr jeweils 2008. Außer im Verkehr, hier wird die Minderung gegenüber 2005 angestrebt.

IX Innerhalb der nächsten Jahrzehnte ist davon auszugehen, dass sich weiterer technologischer Fortschritt einstellt und damit regenerative Energiequellen effektiver genutzt werden können. Damit ist eine höhere Flächeneffizienz erwartbar. Die Potenziale dieser verbesserten Effizienz und damit die höhere Effizienz des Gesamtenergiesystem können bei der beschriebenen Vorgehensweise jedoch nicht mit abgebildet werden.

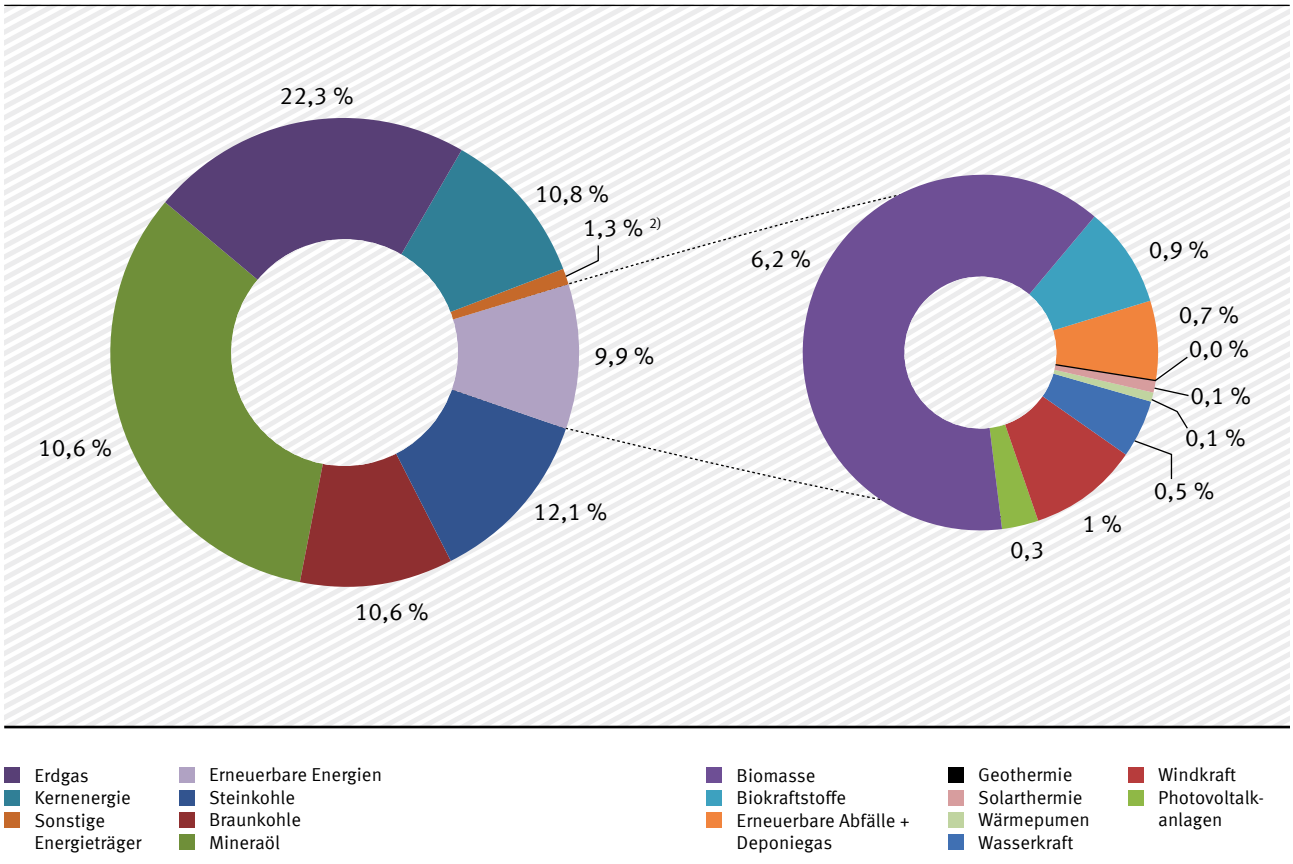
X Technologisch bedingte Emissionen, wie zum Beispiel Methanschlupf bei motorischer Nutzung, oder Leckagen im Gasverbundnetz entstehen auch bei der Nutzung regenerativer Brennstoffe.

treibhausgasneutrale Energieversorgung überwiegend auf regenerativem Strom basiert. Es wird deutlich, dass Deutschland seine Klimaschutzziele langfristig ohne CCS[XI] und die Nutzung von Atomkraft erreichen kann – und zwar mit Energieeinsparungen, Energieeffizienzerhöhungen sowie mit der konsequenten Nutzung erneuerbarer Energien.

## B.2 Energieversorgung in Deutschland 2010

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2010 14217 PJ (3949,2 TWh). Fossile Energieträger stellen mit 77,9 % im Jahr 2010 den größten Anteil an der Primärenergieversorgung[XII]. Die regenerativen Energien leisten bereits einen Beitrag von 9,9 %. Im Vergleich zu 1990 reduzierte sich der Primärenergieverbrauch um 4,6 %.

Abbildung B-1: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010[3]




2) Sonstige Energieträger: Grubengas, Nichterneuerbare Abfälle und Abwäre sowie der Stromaustauschsaldo

Ein Großteil (im Jahr 2010 70,2 %) der Primärenergieträger werden nach Deutschland importiert[4], dies sind nahezu ausschließlich fossile Energieträger.[XIII] Die Nettoimportabhängigkeit ist von 1990 (rund 57 %) bis 1998 stetig angestiegen und hat sich in den letzten Jahren auf einem Niveau von rund 70 %

XI Carbon Capture and Storage – Technischen Abscheidung und geologischen Speicherung von Kohlendioxid.

XII Entsprechend der derzeitigen Bilanzierung der AGEB.

XIII Durch den ständigen Austausch im europäischen Verbundstromnetz kann auch regenerativer Strom aus den Nachbarstaaten in Folge von kurzeitigen Lastausgleichen nach Deutschland gelangen. Seit 2001 ist Deutschland ein Nettostromexporteur (bis 2011).

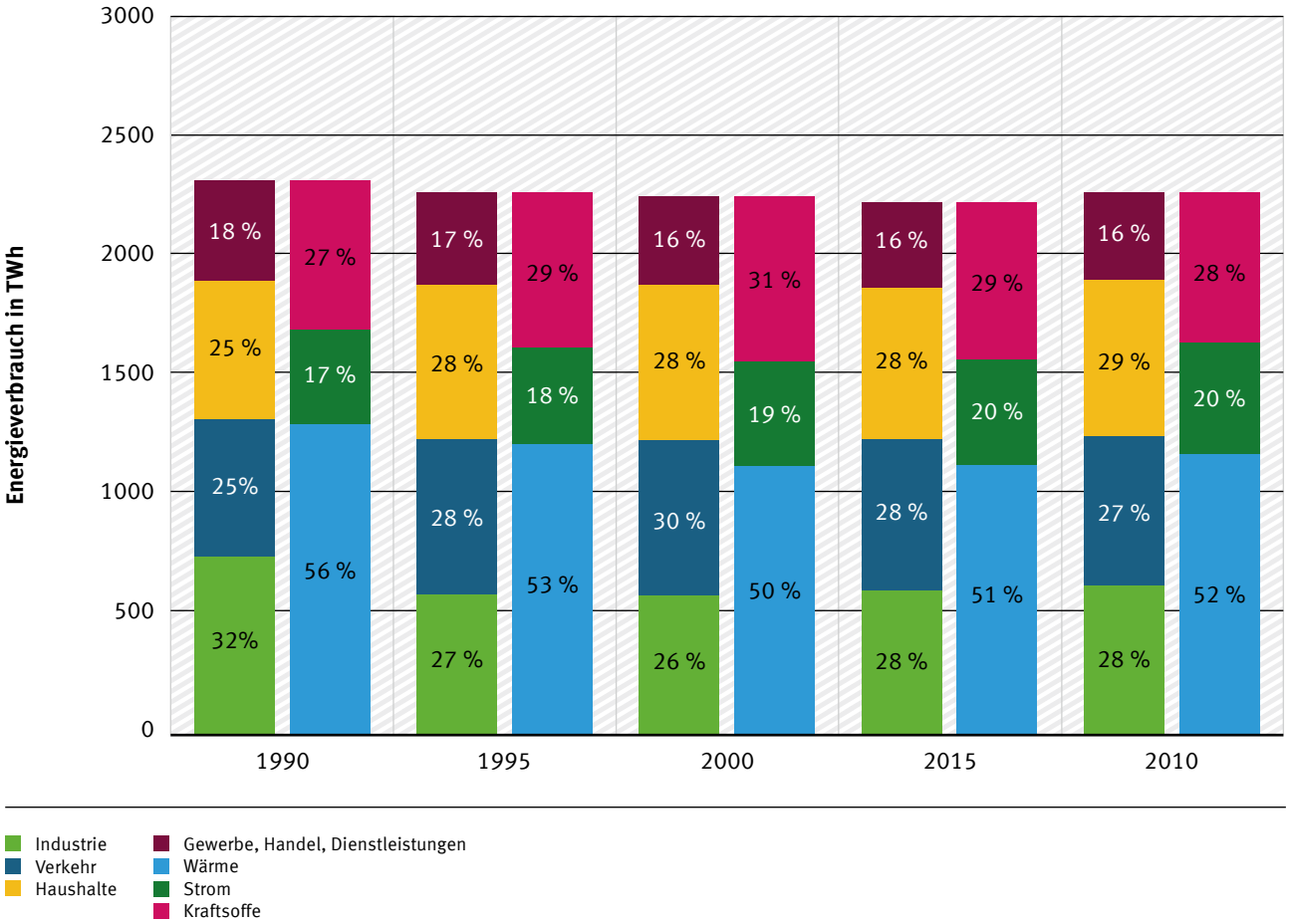
stabilisiert.[5] Heute werden über 4 000 PJ, ein Viertel des Energieaufkommens Deutschlands, im Inland gewonnen. In der gleichen Zeit stieg der Import an Energierohstoffen um 17 % auf etwa 11 660 PJ.

Fast ausschließlich im Inland gewonnene Energieträger sind die Braunkohle sowie die erneuerbaren Energieträger Wind, Sonne, Biomasse[XIV] und der biogene Anteil des Abfalls. Die Braunkohle erreichte im Jahr 2011 einen Anteil von etwa 12 % am Energieaufkommen (1990: 19 %), erneuerbare Energieträger hatten einen Anteil von 11 %.

Importiert wurden vor allem die Energieträger Mineralöl, Gas, Steinkohle und Uran. Uran zur Kernenergienutzung wird zu 100 % eingeführt. Auch Mineralöl wird zu 97,8 % (2010) aus dem Ausland bezogen Ebenso werden Erdgas und Steinkohle zu größten Teilen importiert.

Die Primärenergieträger können in der Regel nicht unmittelbar genutzt werden, sondern müssen unter energetischen Verlusten in die notwendigen Endenergieformen umgewandelt werden. Die Nutzung erfolgt in den einzelnen Sektoren (Industrie, private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, kurz GHD) bzw. in den Anwendungsbereichen (Wärme, Strom und Kraftstoffe). Darüber hinaus erfolgt eine stoffliche Nutzung der Rohstoffe in der chemischen Industrie. Die Struktur des Endenergieverbrauches ist in Abbildung B-2 dargestellt.

Abbildung B-2: Anteil am Endenergieverbrauch[6]

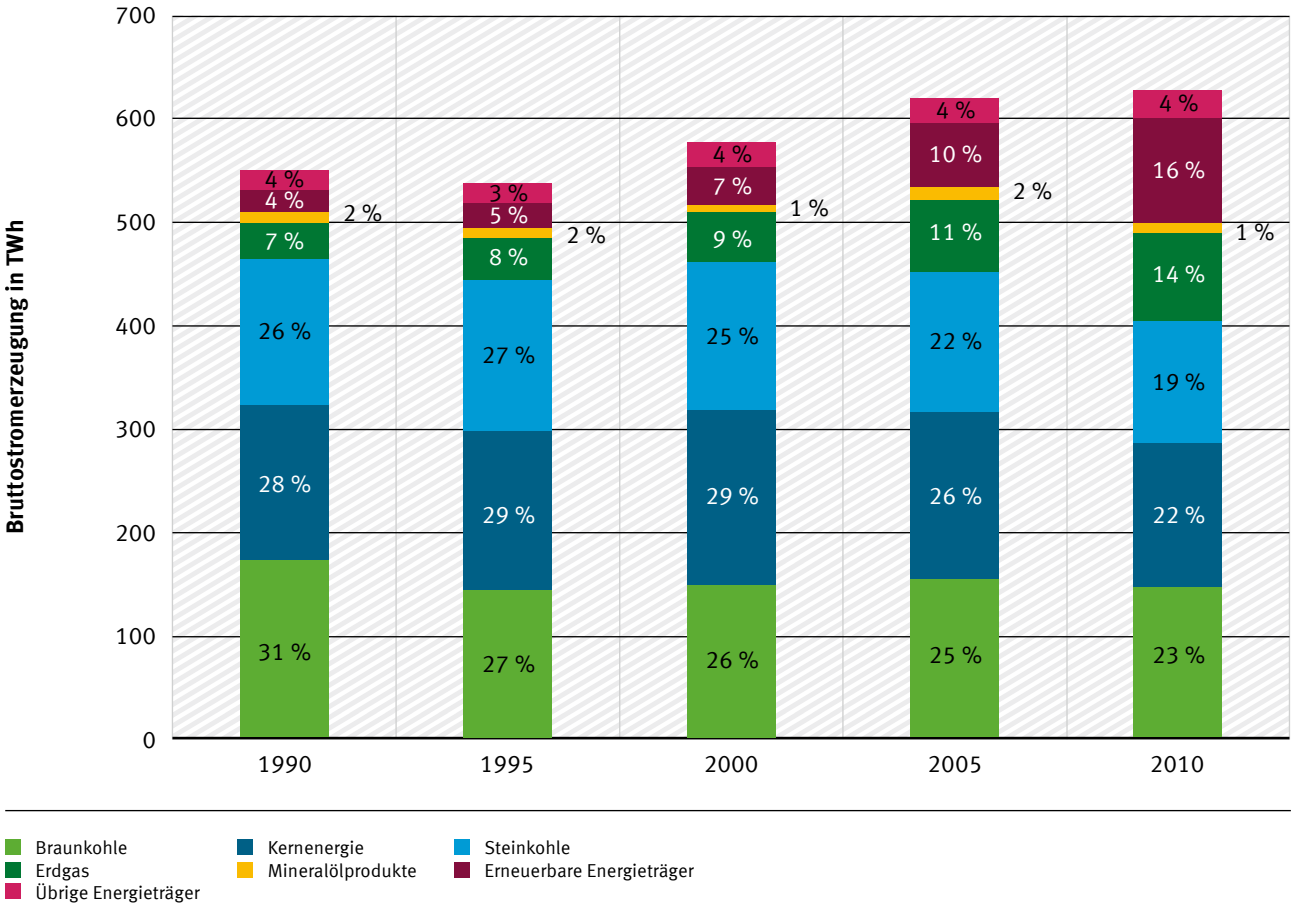



XIV Bestimmte Anteile biogener Brennstoffe, wie zum Beispiel Palmöl und Bioethanol, werden importiert

### B.2.1 Stromversorgung

Der Stromverbrauch in den Endenergiesektoren betrug im Jahr 2010 527 TWh. Dieser wurde zu 26,9 % in privaten Haushalten, zu 42,1 % in der Industrie, zu 27,9 % im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor und zu 3,2 % im Verkehrssektor eingesetzt. Die Liberalisierung des Strommarktes Mitte der 90-er Jahre, der Ausstieg aus der Kernenergienutzung und der Ausbau der regenerativen Energien führen zu einer Umstrukturierung und einem Wandel in der Stromversorgung. Derzeit wird ein Großteil (79,3 %) der Stromversorgung durch fossile Kraftwerke gewährleistet. Der Anteil regenerativer Energien an der Stromversorgung wächst stetig und lag 2010 bereits bei 16,4 %, die Windenergie leistet dabei den größten Beitrag (6,0 %).[7]

Abbildung B-3: Struktur der Stromerzeugung[8]




### B.2.2 Wärmeversorgung

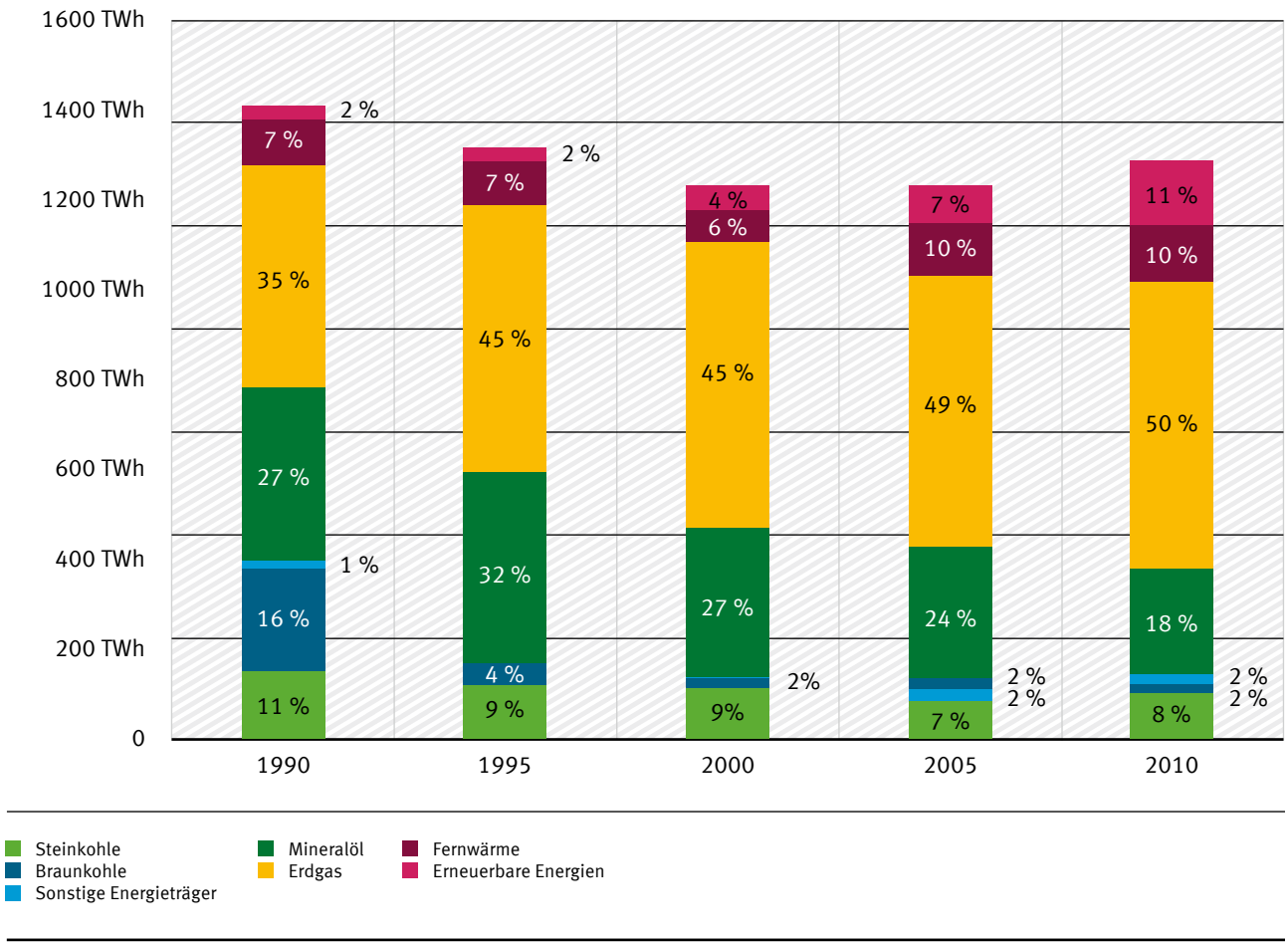
Im Jahr 2010 wurden 1.338 TWh für die Bereitstellung von Wärme benötigt.[XV] Die Wärmeversorgung in Deutschland ist stark heterogen: Die Palette an Techniken reicht von zentralen Heizkraftwerken oder Heizwerken mit Nah- und Fernwärmeversorgung über dezentrale Verbrennungsanlagen und Klein-KWK-Anlagen[XVI] bis hin zu Wärmepumpen. Bei der Fernwärmeversorgung dominiert der Einsatz fossiler Energieträger auf Basis von KWK-Anlagen. Etwa 11 % des Wärmeverbrauches werden bereits

XV Eigene Berechnung auf Basis der AGEB Auswertungstabellen 1990–2012.

XVI KWK – Kraft-Wärme-Kopplung.

durch regenerative Energien bereitgestellt, die energetische Nutzung von Biomasse, insbesondere der Einsatz von Holz in privaten Haushalten, leistet dabei den größten Anteil.[9]

Abbildung B-4: Struktur der Wärmeversorgung[10]



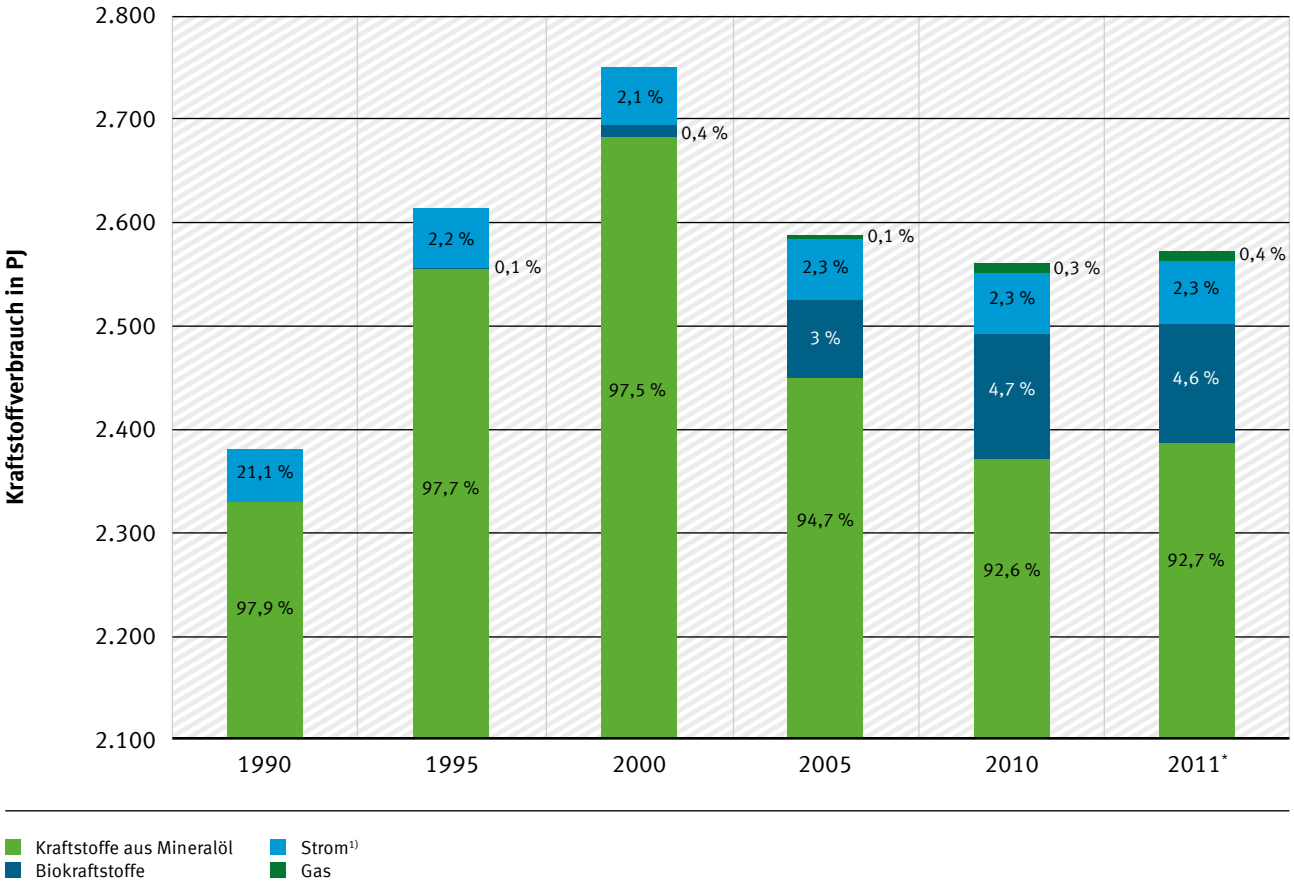

## B.2.3 Kraftstoffversorgung

Mit 721 TWh (2010) lag der zweithöchste Verbrauch an Endenergie im Bereich Kraftstoffe.[XVII] Der größte Anteil der Kraftstoffversorgung basiert auf Mineralöl (Benzin, Diesel, Flugbenzin), dieser sank in den letzten 10 Jahren aufgrund zunehmender Substitution durch biogene Kraftstoffe, insbesondere durch Biodiesel. Im Jahr 2000 betrug der Anteil von Kraftstoffen aus Mineralöl noch 97,5 % und sank auf 92,6 % im Jahr 2010. Der Anteil biogener Kraftstoffe am Motorkraftstoffverbrauch im Straßen- und Schienenverkehr (ohne Militär) lag 2010 bei 5,8 % (127,5 PJ).[11] Strom als Energieträger spielt im Verkehrsbereich bisher nur eine untergeordnete Rolle (2,3 %).

Eine detaillierte Beschreibung der heutigen und zukünftigen Kraftstoffversorgung erfolgt im Kapitel 0 – Verkehr.

XVII Eigene Berechnung auf Basis der AGEB Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990–2011.

Abbildung B-5: Struktur des Kraftstoffverbrauches[12]




1) Einschließlich Strom aus erneuerbaren Energien
*) vorläufig

## B.2.4 Energiespeicher

Auch in der heutigen Struktur der Energieversorgung gibt es eine Vielzahl von Energiespeichern.

Prinzipiell stellen die fossilen Energieträger an sich bereits Energiespeicher dar. Im Gegensatz zu den fluktuierenden regenerativen Energien können diese nahezu problemlos gelagert und dem Verbrauch entsprechend angepasst zur Bereitstellung von Endenergie eingesetzt werden. Dies gilt sowohl für die festen als auch für die flüssigen und gasförmigen fossilen Brennstoffe. Das heutige Gasnetz bietet mit den derzeitigen 47 Untertage-Gasspeichern ein Speicherpotenzial von rund 220 $TWh_{thermisch}$[13] (bzw. 128 $TWh_{elektrisch}$[XVIII]). So kann die derzeitige Versorgung mit Erdgas theoretisch über mehrere Wochen hinweg gewährleistet werden. Auf Grund der hohen Importabhängigkeit von Mineralöl und in Folge der weltweiten Ölkrise wurde Mitte der 70-er Jahre eine Vorratspflicht für Mineralölprodukte in Deutschland eingeführt. Entsprechend des Erdölbevorratungsgesetzes liegt die Pflichtbevorratung derzeit bei 90 Tagen.[XIX] Die Gesamtbestände in Deutschland sind regelmäßig erheblich höher, weil

XVIII Vereinfachende Annahme von 58 % Wirkungsgrad.

XIX Zweck des Erdölbevorratungsverbandes (EBV) ist es, für einen Versorgungszeitraum von 90 Tagen Vorräte an Produkten und Rohöl entsprechend der Erzeugungsgruppen Benzine, Dieselkraftstoff, Heizöl EL und Flugturbinenkraftstoff sowie Heizöl (schwer) zu halten. Nicht abgesichert ist der Bedarf der chemischen Industrie an Erdöl, hier erfolgt eine eigene Bevorratung für den Krisenfall. Für Biokraftstoffe, Flüssiggas, Schmierstoffe, Bitumen usw. erfolgt ebenfalls keine strategische Bevorratung.

Verbraucher insbesondere im Heizölsektor Eigenvorräte anlegen, die mehr als den Bedarf einer vollen Heizperiode decken, und Raffinerien zur Gewährleistung des Produktionsbetriebes ebenfalls eigene Reserven vorhalten.[14]

Auch im Strommarkt sind seit mehreren Jahrzehnten Speicher, vorrangig Pumpspeicherwerke, integriert. Diese Kurzzeitspeicher können im Ein- und Mehrtagesbereich Energie speichern und Schwankungen sehr gut ausgleichen. Pumpspeicherwerke speichern Energie in Form von potentieller Energie. In Zeiten geringer Stromnachfrage wird Wasser von einem niedrigen Niveau (Unterbecken) auf ein höheres (Oberbecken) gepumpt. In Spitzenlastzeiten wird wiederum Wasser aus dem Oberbecken ins Unterbecken abgelassen, um Strom zu produzieren. Eine besondere Qualität von Pumpspeicherwerken ist ihre sogenannte „Schwarzstartfähigkeit". Das bedeutet, dass Pumpspeicherwerke keine externe Stromversorgung bzw. Spannungsvorgabe zum Start ihrer Stromerzeugung brauchen. Diese Eigenschaft ist vor allem bei dem seltenen Fall eines Netzzusammenbruchs von großer Wichtigkeit. Moderne Pumpspeicherwerke erreichen einen Speicherwirkungsgrad von über 80 %, in Deutschland beträgt ihr Wirkungsgrad derzeit durchschnittlich ca. 74 %.[15] Die gegenwärtig in Deutschland installierte Nettonennleistung der Pumpspeicherwerke beträgt 6,6 Gigawatt.[16] Ihre Gesamtspeicherkapazität beträgt ca. 40 Gigawattstunden (GWh).[17]

Darüber hinaus ist ein Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf mit einer Nettonennleistung von 321 MW in Betrieb.[18] In Überschusssituationen wird hier der Strom zur Kompression von Luft verwendet, welche dann gespeichert werden kann. Bei Bedarf wird diese Druckluft mit dem Brenngas zusammen dann in einer Gasturbine zur Stromerzeugung verbrannt. Druckluftspeicherkraftwerke sind im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerke weniger schnell einsatzbereit.[19]

Tabelle B-1: Speicherkapazitäten in Deutschland (2008) [20, 21] tlw. eigene Berechnungen

| | Strom | Erdgas | flüssige Kraftstoffe |
|---|---|---|---|
| Endenergieverbrauch in TWh/a | 524 | 895[XX] | 696[XXI] |
| Speicherkapazität in TWh | 0,04[XXII] | 217 | mind. 250 |
| Reichweite in h | ca. 0,7 | ca. 2000 | ca. 3100 |

### B.2.5 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Durch die Bereitstellung und Nutzung von Energie wird der größte Anteil der Treibhausgasemissionen in Deutschland verursacht. Im Jahr 2010 betrug dieser Anteil 83,5 %.[22, XXIII] Die Emissionen werden nach den anzuwendenden IPCC Guidelines für National Greenhouse Gas Inventories im sogenannten „common reporting format" (CRF) berichtet. Die energiebedingt verursachten Emissionen werden dabei mit einer sehr detaillierten Substrukturierung unter der Quellgruppe „Energie" (CRF 1) aufgeführt (siehe Tabelle B-2).

XX Primärenergie.

XXI Inkl. Biokraftstoffe.

XXII Nur Pumpspeicherwerke, Speicherkapazität des einzigen dt. Druckluftspeichers vernachlässigbar.

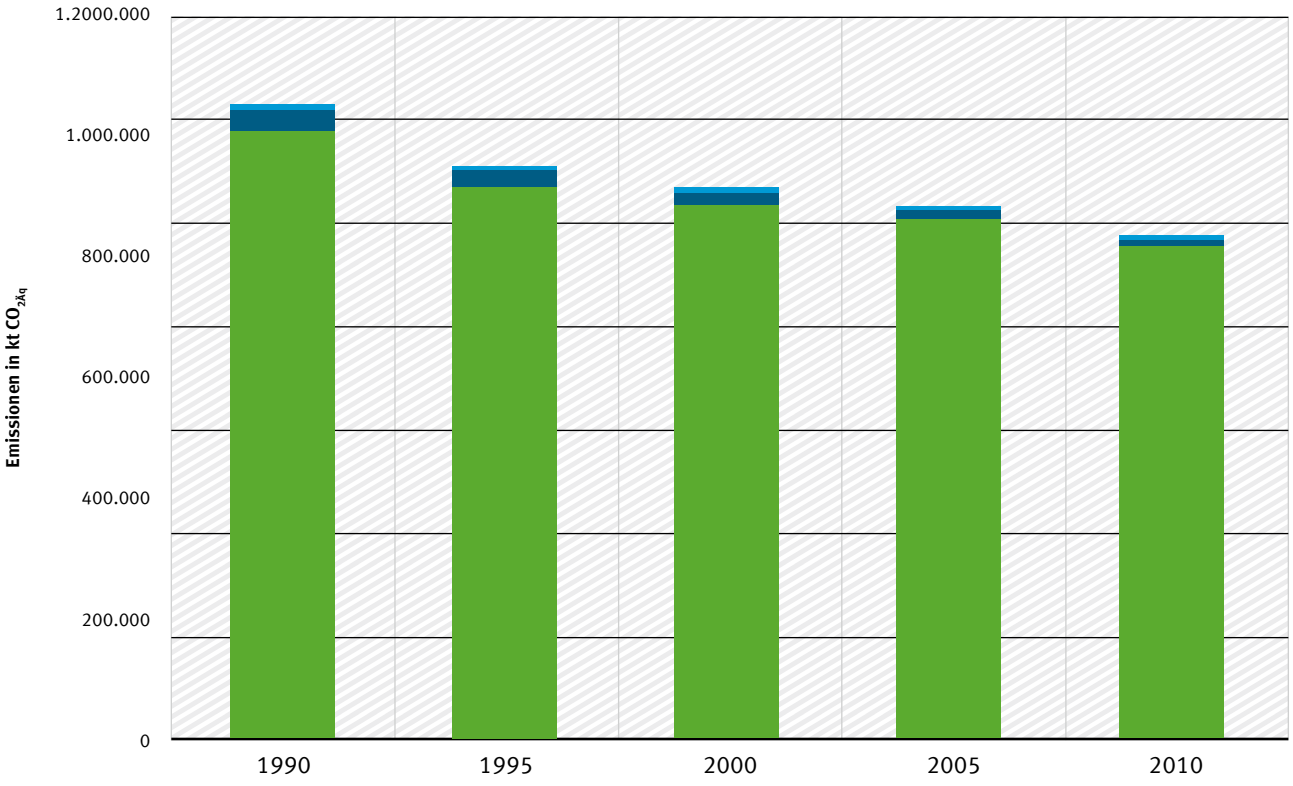
XXIII In dieser Angabe sind die ebenfalls energiebedingten Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs nicht mit enthalten, da sie – wie international vereinbart – in den nationalen Inventarberichten nur nachrichtlich aufgeführt werden.

Tabelle B-2: Substruktur der Quellgruppe „Energie“

| | | Anmerkungen |
|---|---|---|
| **CRF 1A** | **Verbrennung fossiler Brennstoffe** | |
| CRF 1A1 | Energiewirtschaft | ▸ Emissionen aus der öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeversorgung, der Mineralölraffinerien sowie den Kokereien. |
| CRF 1A2 | Verarbeitendes Gewerbe | ▸ Energetische Emissionen aus den Industriebranchen, unter anderem aus der Eisen- und Stahlindustrie, der Chemischen Industrie und der Zementherstellung. |
| CRF 1A3 | Verkehr | ▸ Emissionen aus dem Straßen-, Schienen-, Schiffs- und sonstigen Verkehr sowie dem zivilen Luftverkehr.<br>▸ Der internationale Luftverkehr sowie der internationale Seeverkehr werden in der Inventarberichterstattung nur nachrichtlich dargestellt und sind an dieser Stelle nicht enthalten. |
| CRF 1A4 | Übrige Feuerungsanlagen | ▸ Emissionen aus den Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistung. |
| CRF 1A5 | Militär und weitere kleine Quellen | ▸ Emissionen aus dem Bereich Militär. |
| **CRF 1B** | **Diffuse Emissionen aus Brennstoffen** | |
| CRF 1B1 | Feste Brennstoffe | ▸ Emissionen bei der Gewinnung, Vorbehandlung, Transport, Lagerung, Verarbeitung und Verteilung von festen Brennstoffen. |
| CRF 1B2 | Öl und Gas | ▸ Emissionen bei der Gewinnung, Vorbehandlung, Transport, Lagerung, Verarbeitung und Verteilung von Öl und Gas. |

Die energiebedingten Treibhausgasemissionen sind im zeitlichen Verlauf seit 1990 in Abbildung B-6 dargestellt. Seit 1990 fand eine Minderung in diesem Sektor um 23,4 % statt. Diese resultiert vornehmlich aus verringerten Emissionen aus den stationären Feuerungsanlagen: durch Verschiebungen im Brennstoffmix, die Umstrukturierung in der Industrie in Ostdeutschland in den 90er Jahren, die Erhöhung der Energieeffizienz und verbesserte technischer Wirkungsgrade sowie aus der zunehmenden Nutzung regenerativer Energiequellen. Die Emissionsminderungen im Verkehr erreichten in diesem Zeitraum nur etwas mehr als 6 % und fallen damit geringer aus als die Emissionsminderungen im Bereich der stationären Feuerungsanlagen.[23]

Abbildung B-6: Treibhausgasemissionen der Quellgruppe Energie im zeitlichen Verlauf[24, XXIV]




| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| $N_2O$ | 8.130 | 7.336 | 6.735 | 6.184 | 6.321 |
| $CH_4$ | 33.225 | 24.531 | 21.216 | 14.544 | 12.258 |
| $CO_2$ | 979.404 | 871.957 | 829.984 | 806.307 | 763.734 |

## B.3 Technische Möglichkeiten und Potenziale zur treibhausgasneutralen Energieversorgung

### B.3.1 Potenziale der regenerativen Energien

Die Potenziale der regenerativen Energien werden nach theoretischen, technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Potenzialen unterschieden. Die nach den physikalischen Gesetzmäßigkeiten nutzbare Energie innerhalb einer Region und eines bestimmten Zeitraumes umfasst das theoretische Potenzial. Das technische Potenzial stellt unter technischen Restriktionen nur einen Anteil des theoretischen Potenzials dar. Darüber hinaus werden beim technisch-ökologischen Potenzial einhergehende Umweltauswirkungen bei der Erschließung regenerativer Energien mit berücksichtigt. Das wirtschaftliche Potenzial berücksichtigt die Kosten der Energieanlage.

Aufgrund der verfügbaren Daten werden für die globale und europäische Perspektive die technischen Potenziale und für Deutschland die technisch-ökologischen Potenziale betrachtet.

XXIV Ohne internationalen Luft- und Seeverkehr.

### B.3.1.1 Europäische und globale Potenziale der regenerativen Energien

Europa besitzt eine Vielzahl an regenerativen Energieressourcen. Während das technische Potenzial bei der Wasserkraft mit 80% bereits weitgehend erschlossen ist, stehen bei der Solar- und der Windenergie sowie der Geothermie noch erhebliche Potenziale zur Verfügung. Insgesamt kann Westeuropa ein gesichertes technisches Potenzial an erneuerbaren Energien von mindestens 40.000 PJ pro Jahr nutzen, dies entspricht etwa 60% des gegenwärtigen Primärenergieverbrauchs der EU-27-Länder.[25] Zusätzlich lassen sich weitere Potenziale erschließen:

- bei der Windenergie auf See 2.000 TWh/a,
- bei der geothermischen Stromerzeugung 1.700 TWh/a und
- bei der solaren Stromerzeugung in Nordafrika im Rahmen des mediterranen Stromverbundes in der Größenordnung von mehreren 10.000 TWh/a.

Zusammen ergibt dies ein zusätzliches Potenzial von mehr als 75.000 PJ[XXV] pro Jahr.[26]

Nationale, europäische und globale Schätzungen zum Bioenergiepotenzial unterliegen methodischen Schwierigkeiten. Die wesentlichste Erkenntnis des Umweltbundesamtes aus der Analyse diverser Potenzialstudien zum Bioenergiepotenzial ist, dass derartige Einschätzungen maßgeblich von inhärent unsicheren Faktoren abhängen und Werturteile implizieren.[27] Im Special Report on Renewable Energy Sources (SRREN) des IPCC (2011) wird aufbauend auf einer Auswertung verschiedener Biomasse- und Landnutzungsstudien für 2050 ein Korridor für Bioenergie von 100–300 EJ/a für möglich gehalten.[28]

Weltweit trugen die regenerativen Energien im Jahr 2008 knapp 13 % zur Primärenergieversorgung bei.[29] Den größten Anteil daran nahm die energetische Nutzung von Biomasse ein. In verschiedenen Studien werden Abschätzungen zu den globalen Potenzialen regenerativer Energien vorgenommen. Das weltweit größte Potenzial liegt in der direkten Nutzung solarer Strahlung, zum Beispiel durch Photovoltaik-Anlagen oder CSP-Kraftwerke[XXVI]. Weiterhin ist ein großes Potenzial an Windenergie an Land zur Stromerzeugung nutzbar.[30] Entsprechend des IPCC-Berichtes werden derzeit rund 2,5 % des weltweit verfügbaren technischen Potenzials genutzt. Es ist demnach unstrittig, dass die weltweit vorhandenen technischen Potenziale regenerativer Energien ausreichend sind, um mittel- und langfristig die globale Energieversorgung insbesondere unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen zu realisieren.

### B.3.1.2 Nationale Potenziale der regenerativen Energien

Nachfolgend wird für die Potenziale in Deutschland eine Betrachtung für die verschiedenen regenerativen Energiequellen vorgenommen.

#### Photovoltaik

Die am Boden empfangene Solarstrahlung wird vielfach als Globalstrahlung bezeichnet. Sie setzt sich aus der direkten Strahlung und der diffusen (gestreuten) Strahlung zusammen.

Solarzellen können Sonnenlicht aufgrund des „photovoltaischen Effektes“ direkt in Strom umwandeln. Konventionelle Solarzellen können sowohl die direkte als auch die diffuse Solarstrahlung nutzen.

XXV Entspricht 20.833 TWh.

XXVI Englisch: Concentrating Solar-Thermal Power Plants.

Die bestimmenden Faktoren des technisch-ökologischen Potenzials der photovoltaischen Stromerzeugung sind:

- das Solarstrahlungsangebot in Deutschland,
- die verfügbare Fläche zum Aufstellen von Solarmodulen und
- die Anlagentechnik.

Das solare Strahlungsangebot weist innerhalb Deutschlands große Unterschiede, insbesondere zwischen Nord- und Süddeutschland, auf. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat als Jahressumme für die Globalstrahlung in Deutschland im Jahr 2011 Werte zwischen 987 bis 1.374 kWh/m² ermittelt.

Abbildung B-7: Ressourceneinsatz zum Ausbau der Photovoltaik

Der Ausbau der photovoltaischen Stromerzeugung (PV) birgt ein großes Umweltentlastungspotenzial, da diese unabhängig vom Einsatz fossiler oder biotischer Energieträger ist und in der Nutzung keine nennenswerten Emissionen auftreten. Mit multi- und monokristallinen Silizium-PV-Modulen, Dünnschichtanwendungen auf Basis von amorphem Silizium[XXVII], CdTe[XXVIII], CIGS[XXIX] sowie organischer PV[XXX] steht ein großes Technikportfolio zur Verfügung. Allerdings basieren diese Techniken auf Materialien, die einerseits zunächst bei der Rohstoffgewinnung und Herstellung mit hohen spezifischen und absoluten Umweltwirkungen verbunden sind, so z. B. Zinn, Silber und Wafer der siliziumbasierten PV. Andererseits zeichnen sich Unsicherheiten der Rohstoffverfügbarkeit ab. Schlüsselelemente der Dünnschichtphotovoltaik wie Indium, Tellur, Gallium oder Germanium lassen sich nur als Koppelprodukte von Massenmetallen wie Aluminium, Zink, Blei und Kupfer gewinnen. Schon eine geringe Veränderung der Nachfrage kann stark auf die Preisentwicklung wirken. Aufgrund der sehr geringen Einsatzkonzentrationen der Technologiemetalle besteht die Gefahr eines dissipativen, d.h. eines unwiederbringlichen Verlusts durch Feinverteilung in größeren Stoffströmen wie Glas. Selbst wenn Rücknahme- und Recyclingsysteme wie PV-Cycle[XXXI] weiter etabliert werden und größere Mengen an Altmodulen als Abfall anfallen, lässt sich eine Rückgewinnung und erforderliche Aufkonzentrierung technisch, logistisch und betriebswirtschaftlich nur schwer realisieren. Technologisch gleichwertige Halbleiter-Substitute sind teils vorhanden, unterliegen aber gleichermaßen diesen strukturellen Risiken.[31] Vor diesem Hintergrund werden die genannten Elemente in relevanten Studien als kritische Rohstoffe eingestuft.[32]

Die Installation einer Anlagenleistung von 1 GW beim derzeitigem Technikmix mit 80 % siliziumbasierter PV und 20 % Dünnschichtanwendungen erfordert ca. 5 t an Indium sowie 5 t an Tellur, jeweils ca. 1 %der weltweiten Primärproduktion. Weiterhin werden pro GW beispielsweise 463 t Zinn und 19 t Silber beansprucht.[33] Hinzu kommen für die errichteten Anlagen Materialbedarfe durch Ersatzinvestitionen, die – bedingt durch die begrenzten technischen Lebensdauern von 20 bis 35 Jahren für PV-Module – perspektivisch zu leisten sind. Auch wenn beispielsweise bei der Dünnschichttechnik berücksichtigt würde, dass Weiterentwicklungen (Wirkungsgraderhöhungen und geringerer Materialeinsatz) zu einer Reduzierung der Indium- und Telluridintensität um 60–90 % führen könnten, bleibt unklar, ob dies aufgrund von dadurch hervorgerufenen fortschreitenden Marktdurchdringungen zu einer Gesamtmaterialeinsparung führt.[34] [XXXII]

XXVII Im Gegensatz zu den Anwendungen mit kristallinem Silizium in Wafern werden diese durch Aufdampfen des Siliziums hergestellt.

XXVIII Bezeichnung für Cadmiumtellurid.

XXIX Bezeichnung für Kupfer-Indium-Gallium-Selen-Verbindungen.

XXX Bezeichnung für Solarmodule auf Basis halbleitender Kohlenwasserstoffe.

XXXI Organisation, die im Auftrag von Herstellern und Importeuren von PV-Modulen ein kollektive Sammel- und Recyclingprogramm für PV-Altmodule in Europa betreibt: www.pvcycle.org.

XXXII Siehe U.S. Department of Energy (Hrsg.) (2012): SunShot Vision Study. Washington.

Ungeachtet dessen führen die interessanten optoelektrischen Eigenschaften von Verbindungen wie Indium-Zinnoxid (ITO) als transparentes, leitfähiges Elektrodenmaterial auch in anderen Anwendungsfeldern wie der Informations- und Kommunikationstechnik zu starken Nachfrageimpulsen. Verbunden mit der Nachfrage aus anderen Ländern mit vergleichbaren Ausbauszenarien für PV-Anlagen wie Deutschland besteht die Gefahr, dass die Verfügbarkeit und der Zugriff auf einige der kritischen Technologiemetalle den Ausbau der Photovoltaik hemmen können.

Perspektivisch könnten Marktpreiserhöhungen der kritischen Komponenten eine weitere Verschiebung des derzeitigen Technikmixes hin zu kristalliner Technik induzieren, die deutlich material- und energieintensiver ist. Obwohl bereits große Einsparungen von Material und Energie in den Herstellungsprozessen bedingt durch den erheblichen Ausbau der kristallinen Technik erzielt worden sind, besteht Forschungsbedarf zu weiteren Materialeinsparungen und -substitutionen für die verschiedenen PV-Techniken.

Entsprechend der UBA-Studie „Energieziel 2050“ wird von einem mittleren Jahresnutzungsgrad von 17 % und 1.620 km² verfügbare Fläche ausgegangen. Dies bedeutet, dass für jedes installierte Kilowatt (kW) an Leistung 5,88 m² Fläche benötigt werden. Würde man die gesamte Fläche mit Solarmodulen belegen, so stände eine installierte Leistung von 275 Gigawatt (GW) zur Verfügung. Bei den Flächenangaben handelt es sich um Dach- und Fassadenflächen sowie sonstige Siedlungsflächen wie Parkplatzüberdachungen oder Lärmschutzwände. Die Nutzung von Freiflächen wie Konversionsflächen[XXXIII], Ackerflächen oder Grünland sind hier nicht berücksichtigt.

Unter der Annahme von 900 Volllaststunden ergäbe sich ein jährlicher Stromertrag von ca. 248 TWh. Bei dieser solaren Flächenermittlung handelt es sich um eine konservative Potenzialbewertung. Ob dieses Potenzial ausgeschöpft werden kann, hängt von verschiedenen Faktoren wie der Akzeptanz in der Bevölkerung, politischer Weichenstellungen, der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen und der Systemintegration des Solarstroms ab. Falls die Flächenpotenziale auf Konversionsflächen, Ackerflächen oder Grünland erschlossen werden, können auch noch größere, installierte Leistungen von Photovoltaikanlagen in Deutschland realisiert werden.

### Wasserkraft

Das technisch-ökologische Potenzial zur Nutzung von Wasserkraft ist in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft. Eine Erschließung zusätzlicher Potenziale ist vor allem durch die Modernisierung und die Erweiterung bestehender Anlagen möglich.

Die Annahmen für das langfristig nutzbare Wasserkraftpotenzial stützen sich auf die Ergebnisse der DLR-Studie[35], welche bis 2050 eine Erhöhung des technischen Potenzials auf 5.400 MW (25 TWh/a) durch die Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen sowie den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen prognostiziert. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass der Neubau kleiner Wasserkraftanlagen an weitgehend naturbelassenen Flüssen wegen ökologischer Bedenken auszuschließen ist. Damit verringert sich das technisch-ökologische Potenzial der Wasserkraftnutzung auf eine mögliche installierte Leistung von 5.200 MW bzw. einen Energieertrag von 24 TWh/a.[XXXIV]

XXXIII Der Begriff Konversion (auch Umnutzung oder Nutzungsänderung) beschreibt in der Stadtplanung die Wiedereingliederung von militärischen und industriellen Brachflächen in den Wirtschafts- und Naturkreislauf oder die Nutzungsänderung von Gebäuden.

XXXIV Für weitere Informationen siehe Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, Kapitel 5.4.

### Tiefe Geothermie

Der mögliche Beitrag der tiefen Geothermie zu einer nachhaltigen Energieversorgung wurde umfassend für einen Sachstandsbericht des Büros für Technikfolgen- Abschätzung (TAB) beim Deutschen Bundestag untersucht.[36] Unter Berücksichtigung ökologischer, raumordnerischer und technischer Restriktionen wurde daraus das bis 2050 erschließbare technisch-ökologische Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland bestimmt.[37] Im Jahr 2050 könnte demnach eine installierte Netto-Leistung geothermischer Anlagen von 6,4 Gigawatt elektrisch realisiert werden. Damit könnten ca. 50 TWh/a grundlastfähiger Strom erzeugt werden.[XXXV] Dieses Potenzial ist in Deutschland umweltverträglich erschließbar, positive Umwelteffekte lassen sich jedoch ebenfalls mit geothermischer Wärmeversorgung erzielen.[38,39]

### Biomasse

Potenziale für Energie aus Biomasse setzen sich in der Regel aus zwei Herkunftskategorien zusammen: Anbaubiomasse und biogene Rest- und Abfallstoffe, werden im Folgenden als „Abfallbiomasse“ bezeichnen. Das Umweltbundesamt steht dem Anbau von Biomasse eigens zur energetischen Nutzung kritsich gegenüber, unter anderem aufgrund der zunehmenden Konkurrenz um fruchtbare Anbauflächen, der unverhältnismäßig hohen Flächenintensität der Energiegewinnung aus Anbaubiomasse im Vergleich mit anderen erneuerbaren Energiequellen und der sozioökonomisch problematischen Verknüpfung mit den Lebensmittelpreisen am Weltmarkt. Daher werden nachfolgend nur Potenziale aus biogenen Abfallstoffen berücksichtigt, weil deren Nutzung im Hinblick auf die Ressourcenbeanspruchung weniger konfliktträchtig ist.

Grundsätzlich kann auch bei Abfallbiomassen die energetische Nutzung mit bereits bestehenden oder potenziellen anderen, auch stofflichen Nutzungen in Konkurrenz treten, was vermieden werden sollte. Ob eine höherwertige oder aus anderen Gründen vorzugswürdige Nutzung verdrängt oder verhindert wird, muss daher auch bei Abfallbiomasse zunächst im konkreten Einzelfall untersucht werden. Eine Verwertung kann dann als höherwertig eingestuft werden, wenn sie gegenüber der Referenzoption einen höheren Umweltnutzen (Treibhausgasreduktion, Kohlenstoffbindung, Entlastung der Umweltmedien, Substitution schädlicher Stoffe etc.) erzielt und die Ressourcenausnutzung in Form einer Kaskadennutzung optimiert wird.

Es besteht derzeit insgesamt noch erheblicher Forschungsbedarf, um ein in Bezug auf den Klima- und Ressourcenschutz optimiertes Potenzial für eine energetische Nutzung der Abfallbiomassen belastbar zu quantifizieren. Derzeit wird eine Vielzahl an Verwertungstechniken für biogene Stoffe im weitesten Sinne erforscht und erprobt, wodurch sich für viele Abfallstoffe mehrere Verwertungs- und Einsatzpfade eröffnen. Die Produkte sind energetisch als Strom oder Wärme nutzbar, als Biomethan oder verflüssigter Kraftstoff („Biomass to Liquid“, BtL) für den Verkehrsbereich oder auch zur stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie geeignet. Da innerhalb der energetischen Nutzungsoptionen die unterschiedlichen Technikpfade mit jeweils spezifischen Konversionszahlen verbunden sind, ist die Auswahl der Technik und des Einsatzfeldes eine weitere Variable der Potenzialbezifferung.

Den hier dargestellten Potenzialangaben für mögliche energetische Beiträge biogener Abfall- und Reststoffe liegt das „Naturschutz-Plus-Szenario“ der DLR-Studie[40] zugrunde. Diese ergeben sich aus den technischen Potenzialen des DLR-Basisszenarios für 2050, von denen die Beiträge abgezogen wurden, die – nachvollziehbar begründet – aus ökologischen Gründen auszuschließen sind und um

XXXV Für weitere Informationen siehe Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, Kapitel 5.5.

Zuschläge ergänzt worden sind, die Naturschutzmaßnahmen erwarten lassen. Derzeit weitet sich das Feld der Verwertungstechniken wie erwähnt deutlich aus, so dass die Einteilung der Potenziale in biogenes Abfallmaterial, das zu Biogas vergärt wird, und biogene Festbrennstoffe, worunter v.a. holzartige Reststoffe, aber auch Schnittgut aus Landschaftspflegemaßnahmen fallen, sehr wahrscheinlich in absehbarer Zeit überholt werden wird. Da jedoch die vollständige Marktreife dieser Techniken noch nicht gegeben ist und mit Unsicherheiten auch zu Nutzungskonkurrenzen und eventuellen Umweltrisiken oder -vorteilen wie der Nährstoffrückführung behaftet ist, ist eine valide, umfassende Abschätzung der Verfahrensvielfalt derzeit noch nicht möglich ist. Daher wird im Folgenden die vereinfachte, herkömmliche Einteilung in feste Biobrennstoffe und vergärbare Biomasse fortgeschrieben.

Für Festbrennstoffe ergibt sich daraus ein Potenzial in Höhe von 583 PJ. Die Zusammensetzung der einzelnen Fraktionen ist aus der Tabelle 1–2 ersichtlich. Die Angaben zu Wald- und Schwachholz sind unseres Erachtens jedoch nur eingeschränkt belastbar, da derzeit noch kein wissenschaftlicher Konsens über waldökologische Restriktionen (Biodiversität, Nährstoffnachhaltigkeit, Kohlenstoffsenke, Resilienz usw.) besteht und damit die Bestimmung einer für das Waldökosystem schadlos entnehmbaren Menge noch kontrovers diskutiert wird. Würde das gesamte Festbrennstoffpotenzial zur Erzeugung von Kraftstoffen der 2. Generation genutzt werden, könnten daraus ca. 81 TWh/a Biokraftstoffe gewonnen werden.[XXXVI] In Relation zum Gesamtbedarf des Verkehrs (siehe Kapitel B 4.2) betrachtet, ist deutlich erkennbar, dass dies lediglich einen begrenzten Beitrag darstellt.

Auch für die Potenzialermittlung der zu Biogas vergärbaren Biomasse wurden ausschließlich auf Reststoffströme, z. B. Wirtschaftsdünger, aber auch biogene Anteile im Hausmüll, zurückgegriffen (siehe Tabelle B-3). Hier liegt das Potenzial in etwa bei 143 PJ. Mit dem heute erzielbaren Jahresnutzungsgrad in Gas-und-Dampf-Anlagen (GuD-Anlagen) von rund 57 % ergibt sich aus dem Biogaspotenzial von ca. 40 $TWh_{th}$/a ein Stromerzeugungspotenzial von rund 23 $TWh_{el}$/a.

Tabelle B-3: Technisch-ökologische Potenziale der einzelnen Biomassefraktionen 2050[41]

| | $PJ_{th}$/a | $TWh_{th}$/a |
|---|---|---|
| FESTBRENNSTOFFE | | |
| Wald und Schwachholz | 171 | 48 |
| Stroh | 53 | 15 |
| Mittelwald | 11 | 3 |
| Offenland | 22 | 6 |
| Industrierestholz | 55 | 15 |
| Holz im Hausmüll | 20 | 6 |
| Altholz | 69 | 19 |
| Klärschlamm | 21 | 6 |
| Zoomasse | 14 | 4 |
| Grünschnitt: Kompensationsflächen | 8 | 2 |
| Biotopverbund-Acker | 18 | 5 |
| Extensives Grünland | 27 | 8 |

XXXVI Unter der vereinfachten Annahme von einem energetischen Wirkungsgrad für die Erzeugung biogener Kraftstoffe von rund 50 %.

| | $PJ_{th}/a$ | $TWh_{th}/a$ |
|---|---|---|
| Energiepflanzen-Erosionsflächen | 94 | 26 |
| **Zwischensumme** | **583** | **162** |
| | BIOGAS | |
| Tierische Exkremente und Einstreu | 88 | 24 |
| Ernterückstände der Landwirtschaft | 8 | 2 |
| Abfälle aus Gewerbe und Industrie | 6 | 2 |
| Organische Siedlungsabfälle | 21 | 6 |
| Klärgas | 20 | 6 |
| **Zwischensumme** | **143** | **40** |
| **Gesamtsumme** | **726** | **202** |

Zusammenfassend bedeutet dies, dass biogene Ressourcen, auch Abfall- und Reststoffströme, äußerst knappe Ressourcen darstellen. Ihre Zuordnung in bestimmte Verwendungspfade bedarf einer sorgfältigen Abwägung. Rein quantitativ können sie keinen substanziellen Beitrag zum Umbau der Energiesysteme in den Industrieländern mit deren hohen Energieverbräuchen leisten. Auf lokaler Ebene und in Nischenanwendungen sind jedoch durchaus kleine, aber sinnvolle Beiträge zur Energieversorgung denkbar.

**Windenergie auf See**

Ein wichtiger Beitrag zur Stromversorgung aus erneuerbaren Energien soll künftig durch Windenergieanlagen auf See geleistet werden. Gegenüber der Windenergienutzung an Land herrschen auf See stetigere und stärkere Windverhältnisse, wodurch sich eine deutlich höhere Energieausbeute der Anlagen ergibt.

Die Potenziale der Windenergienutzung auf See ergeben sich durch die zur Verfügung stehenden Flächen. Nach einem Abgleich verschiedener Nutzungsinteressen, z. B. Meeresumwelt, Schifffahrt, und wirtschaftliche Nutzung, wurden Raumordnungspläne für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) in Nord- und Ostsee festgelegt. Diese legen Vorranggebiete für die Windenergienutzung fest und schließen die Zulassung von Windenergieanlagen in Natura 2000-Gebieten aus.

Die UBA-Studie „Energieziel 2050“ geht langfristig von einer installierten Leistung von 45 GW aus, dies entspricht näherungsweise einem technisch-ökologischen Potenzial. Bei durchschnittlich 4.000 Volllaststunden im Jahr können 180 TWh Strom bereitgestellt werden. Ob dieses technisch-ökologische Potenzial ausgeschöpft werden kann, ist in Abhängigkeit von politischen Weichenstellungen, dem technischen Fortschritt, dem Netzanschluss und der Kostenentwicklung, aber auch neuen Forschungserkenntnissen beim Meereschutz zu sehen.

## Abbildung B-8: Ressourceneinsatz zum Ausbau der Windenergie

Bei der Erzeugung von Windenergie werden bei der eigentlichen Energieumwandlung keine fossilen Energieträger eingesetzt. Gleichwohl sind auch fossile Rohstoffe für die Produktion, Errichtung und Instandhaltung der Anlagen notwendig. Mit dem Trend zu immer größeren und leistungsstärkeren Windenergieanlagen und durch die hohe Beanspruchung von Offshore-Anlagen durch Kälte, Salzwasser und Starkwind wachsen auch die materialtechnischen Anforderungen an Rotoren, Gondeln, Türmen und Fundamente.

Ein Zubau von 1 GW Windenergieleistung auf See erfordert unter Einsatz derzeitiger Techniken

- ca. 101.000 t Beton,
- 144.000 t Eisen und Stahl,
- darunter mindestens 1.800 t Nickel, Chrom, Molybdän und Mangan
- 11.000 t größtenteils glasfaser- oder carbonfaserverstärkte Kunststoffe,
- 3.000 t Kupfer und
- bis zu 200 t an Seltenen Erden.[XXXVII]

Werden beim Zubau dieser 1 GW Offshore-Windenergieleistung nicht nur die Baustoffe und Materialien, sondern auch die zu ihrer Herstellung notwendigen Rohstoffe wie z. B. Erze und fossile Energieträger mit betrachtet, so erhöht sich der gesamte „stoffliche“ Bedarf auf insgesamt 1,47 Mio. t – dies entspricht einem Promille des gesamten jährlichen Rohstoffverbrauchs Deutschlands im Jahr 2009.[XXXVIII] Hierbei sind die Materialbedarfe für die notwendigen Infrastrukturen wie Netzanbindung und Transformatoren noch ebenso wenig berücksichtigt, wie die Materialbedarfe für Reparatur- und Erneuerungsmaßnahmen bestehender Anlagen. Die verwendeten Seltenen Erden Neodym und Dysprosium zählen außerdem zu den besonders kritischen Rohstoffen.[42] Sie sind einerseits als Bestandteil von Elektromagneten technisch bedeutend für getriebelose, hocheffiziente und wartungsarme Windenergieanlagen, andererseits aber in ihrer Verfügbarkeit stark eingeschränkt: Hauptförderland ist derzeit die VR China, die restriktive Export- und Handelsbeschränkungen in einem ohnehin stark oligopolistischen Marktumfeld für Seltene Erden erlassen hat. Die Weltjahresproduktion an Dysprosium und Neodym beträgt ca. 20.000 t, wobei hiervon aber nur weniger als ein Drittel außerhalb der VR China auf den Weltmärkten verfügbar ist.[43] Statt Permanentmagneten können ebenfalls elektrische Spulen zur Magnetfelderzeugung in direktangetriebenen Synchrongeneratoren eingesetzt werden. Bei derzeit verwendeten, auf Kupferspulen basierenden Generatorkonzepten, welche sich durch ein hohes Gewicht auszeichnen, besteht weiterer Forschungsbedarf zu Materialeinsparung und substitution.

Für Anlagen an Land treten ähnliche Größenordnungen auf, jedoch mit geringeren Stahl- und dafür deutlich höheren Betonbedarfen für die Fundamente. Je nach eingesetzter Anlagentechnik kann die Menge der eingesetzten Rohstoffe zudem stark variieren, so z. B. beim Einsatz von Stahltürmen statt Betontürmen.

XXXVII Berechnung basiert auf Faulstich, S., Kühn, P., Pfaffel, S. (2012): Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe. Abschnitt Windenergie. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Im Erscheinen, und Moss, R.L., Tzimas, E., Kara, H.; Willis, P., Kooroshy, J. (2011): Critical Metals in Strategic Energy Technologies – Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. European Union, Joint Research Centre (JRC), Luxembourg.

XXXVIII Datenabfrage zu Raw Material Consumption (RMC) vom Statistisches Bundesamt 2011.

Die hohe Materialintensität von Windenergieanlagen bewirkt jedenfalls eine große ökologische Bedeutung ihrer Produktions- und Errichtungsphase. So gehen – im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken – beim Offshore-Windpark Alpha Ventus 78 % des gesamten Energieaufwands und der lebenszyklusweiten Treibhausgasemissionen auf die materialbezogenen Vorketten und die Installation der Anlagen zurück. Trotzdem hat sich der Windpark nach etwa 7 bis 9 Monaten Betriebszeit energetisch amortisiert.[44] Allerdings bildet die energetische Betrachtung allein noch nicht die Umweltauswirkungen und die gesundheitlichen Folgen des Bergbaus – der Rohstoffgewinnung und aufbereitung in den Förderländern – ab. Grundsätzlich kommt es durch die Rohstoffgewinnung und -aufbereitung regional zu sensiblen Eingriffen in die Biosphäre, die mit Versauerung der Oberflächengewässer, Schwermetallkontaminationen, Bodenabsenkungen, Zerstörung von Habitaten und Erosionen verbunden sein können. Im Falle der Seltenen Erden, welche weltweit aufgrund der Knappheit einem besonderen Explorationsdruck unterliegen, treten zusätzlich radioaktive Belastungen auf. Die Oxide der Seltenen Erden sind überwiegend mit Uran und Thorium vergesellschaftet, welche bei der Gewinnung und Raffination freigesetzt werden und bei unzureichenden Arbeitssicherheits- und Umweltanforderungen weite Landstriche kontaminieren können.

Um diese negativen Effekte der Primärrohstoffgewinnung und -raffination perspektivisch zu reduzieren, sind Windenergieanlagen nach Ablauf ihrer Betriebszeit als anthropogene Rohstofflagerstätten von hohem Rückgewinnungs- und Verwertungsinteresse zu betrachten. Zusätzlich besteht Forschungsbedarf zu weiteren Materialeinsparungen und substitutionen für konventionelle und alternative Generatorkonzepte.

### Windenergie an Land

Das technisch-ökologische Flächenpotenzial der Windenergie an Land in Deutschland wurde im Rahmen der UBA-Studie „Energieziel 2050“ näherungsweise auf Basis geografischer Grunddaten unter Berücksichtigung verschiedener Ausschlusskriterien (wie z. B. Siedlungsgebieten) ermittelt. Dieses Flächenpotenzial diente einer überschlägigen Abschätzung für eine untere Grenze des möglichen Leistungspotenzials. Dies belief sich auf 60 GW mit einem Ertrag von 180 TWh pro Jahr.

2013 veröffentlichte das Umweltbundesamt eine Studie[XXXIX], die das Potenzial der Windenergie an Land genauer ermittelte. Dabei wurden die bisher nur näherungsweise quantifizierten Flächen- und Leistungspotenziale auf landwirtschaftlichen Nutzflächen sowie auf zusätzlich geeigneten Flächen (wie z. B. Wald) präzisiert. Das Flächenpotenzial wurde dabei mit den besten verfügbaren geographischen Grunddaten[XL] ermittelt, wobei eine differenzierte Betrachtung der Ausschlusskriterien erfolgt. Die verfügbaren Potenzialflächen wurden im Rahmen der Modellierung mit Referenzanlagen belegt, welche den heutigen Stand der Technik widerspiegeln. Anschließend wurden die Stromerträge anhand hoch aufgelöster Wetterdaten berechnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass das Potenzial der Windenergie an Land um ein Vielfaches höher ist als bisher angenommen. Die Gründe dafür liegen in der detaillierten Datengrundlage sowie den weitaus differenzierteren Annahmen hinsichtlich Ausschlusskriterien und Referenzanlagen mit geringen Lärmemissionen. Der Einsatz moderner Anlagen mit großer Nabenhöhe und großem Rotordurchmesser ermöglicht die Erschließung von Schwachwindstandorten und führt zu einer hohen Auslastung der Anlagen. Auf Basis der getroffenen Annahmen und gewählten Windenergieanlagentechnik ergibt sich ein Flächenpotenzial von rund 49.400 km² bzw. 13,8 % der Landesfläche der Bundesrepublik Deutschland. Dies entspricht einem Potenzial von rund 1.190 GW installierbarer Leistung mit einem Ertrag von 2.900 TWh/a.[45] Allerdings konnten Belange, die Einzelfallbetrachtungen bedürfen,

XXXIX Für nähere Informationen siehe Umweltbundesamt (2013): Potenzial der Windenergie an Land, Dessau-Roßlau

XL Auf Grundlage des digitalen Landschaftsmodells Basis-DLM.

im Rahmen der Studie nicht sinnvoll abgebildet werden. Das technisch-ökologische Potenzial, bei dem v. a. auch der besondere Artenschutz zu berücksichtigen ist, fällt somit erheblich kleiner aus. Weitere Einflussfaktoren, die in der Potenzialstudie nicht berücksichtigt wurden, aber in der Praxis der konkreten Realisierung von Windenergievorhaben entgegenstehen können, sind u. a.: räumliche Entwicklungsziele der Gebietskörperschaften, Einwände und Vorbehalte der Flächeneigentümer oder Anwohner vor Ort aufgrund fehlender Akzeptanz, die wirtschaftlichen Bedingungen im konkreten Einzelfall und einzelne Nutzungsansprüche, die anhand der zugrunde liegenden Daten nicht erfasst werden konnten.

Vor diesem Hintergrund wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass die Windenergie an Land langfristig in einer Größenordnung von etwa 1.000 TWh/a zur Stromerzeugung beitragen kann. In welchem Umfang dies der Fall sein wird, hängt von den oben genannten Einflussfaktoren ab und ist Gegenstand gesellschaftlicher und politischer Entscheidungen sowie planerischer Abwägung auf den verschiedenen Ebenen.

#### B.3.1.3 Zusammenfassung

Die globalen technisch nutzbaren Potenziale der regenerativen Energien stellen bis mindestens 2050 keine Begrenzung der weltweiten Energieversorgung dar, insbesondere bei gleichzeitiger Umsetzung von Maßnahmen zur Energieeffizienz.

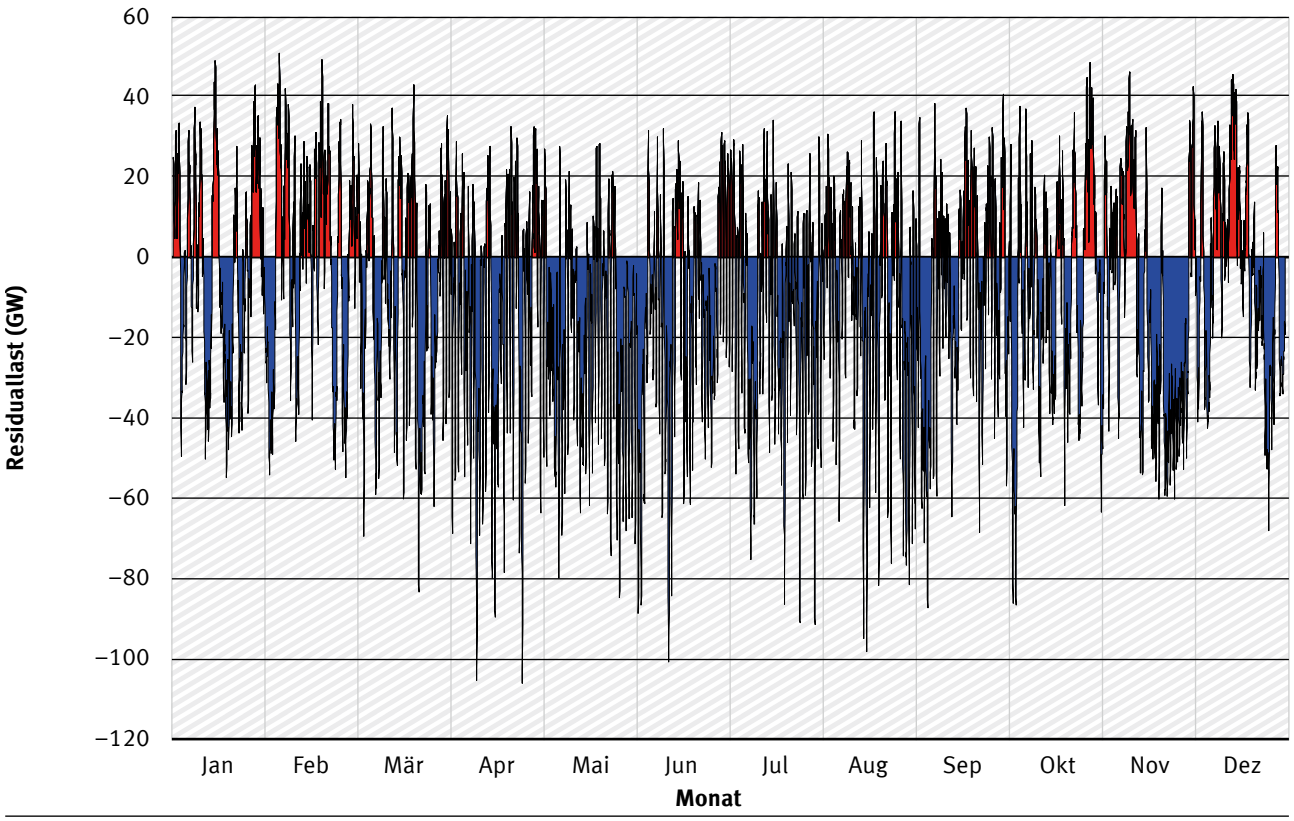
Inwieweit die Potenziale regenerativer Energien innerhalb Deutschlands ausgeschöpft werden, hängt von vielen Faktoren ab: Wirtschaftlichkeit deutscher Erzeugungsstandorte im Vergleich zu ausländischen regenerativen Energieanlagen, gesellschaftliche Akzeptanz, Importabhängigkeit und damit politische Unabhängigkeit, Verfügbarkeit und Zugriff auf Ressourcen zum Bau regenerativer Energieanlagen usw.

### B.3.2 Stromversorgung

Möglichkeiten für eine vollständige Umstellung der Stromversorgung auf regenerative Energien einhergehend mit der Erschließung von Stromeinsparpotenzialen wurden in der UBA-Studie „Energieziel 2050“ dargestellt. Entsprechend der Potenziale der verschiedenen regenerativen Energiequellen wird die Stromversorgung vornehmlich auf den fluktuierenden Energien Wind und Photovoltaik basieren. Auf Basis mehrerer Wetterjahre und Annahmen[XLI] zur installierten Leistung der verschiedenen regenerativen Energien wurde die Erzeugungsleistung simuliert und daraus die Residuallast bestimmt. Die Residuallast ist die nachgefragte Leistung/Last abzüglich der fluktuierenden Einspeisung. Sie stellt also den Teil der Nachfrage dar, welcher von regelbaren Backup-Kraftwerken bereitgestellt werden muss. Die Simulationen haben gezeigt (siehe Abbildung B-9), dass über mehrere Tage hinweg Überschusssituationen (negative Residuallast) aber auch längere Abschnitte mit einem Defizit (positiver Residuallast) geben wird.

XLI PV 120 GW, 104 TWh; Wind onshore 60 GW, 170 TWh; Wind offshore 45 GW, 177 TWh; Wasserkraft 5,2 GW, 22 TWh; Geothermie 6,4 GW, 50 TWh; Biogas (Abfallbiomasse) 23,3 GW, 11 TWh; total 534 TWh.

Abbildung B-9: Residuale Gesamtlast (unter Berücksichtigung von Lastmanagement und Pumpspeichern) für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009[46]



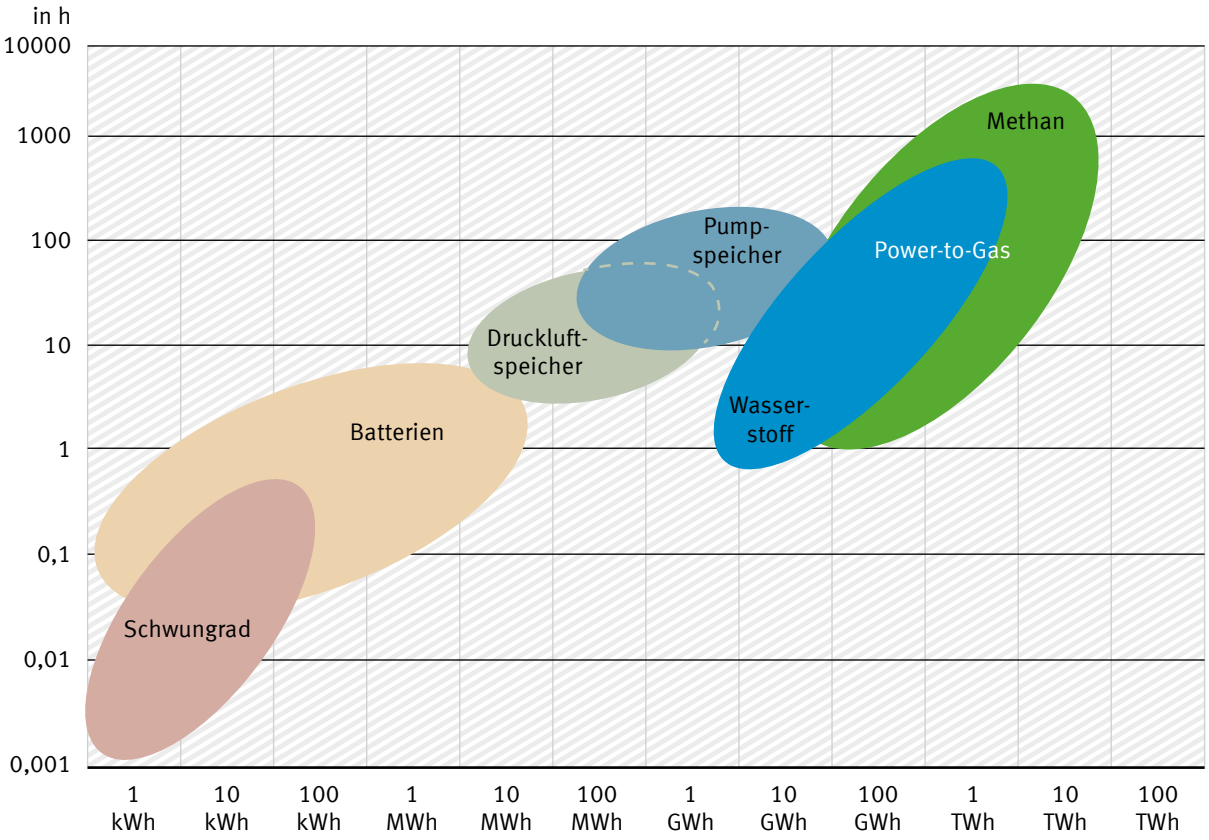

In Abhängigkeit der Erzeugungsleistung regenerativer Energieanlagen in Deutschland bzw. der wirtschaftlichen Erschließbarkeit der nationalen Potenziale sowie in Abhängigkeit der Stromnachfrage (Last) kann der Umfang der Defizitzeiten beeinflusst werden. Darüber hinaus kann der Umfang möglichen Speicherbedarfs zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung durch weitere Parameter wie zum Beispiel intelligentes Lastmanagement zwischen Erzeugern und Verbrauchern. In Situationen bei denen die Einspeisung der regenerativen Energie nicht die Stromnachfrage decken kann, ermöglicht Lastmanagement durch zeitliche Verlagerung oder Abschaltung unkritischer Stromanwendungen eine Minderung der Lastspitzen. Vor allem große Stromverbraucher in der Industrie und im GHD-Sektor können unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Produktionsprozesse einen wesentlichen Beitrag leisten. Auch bei der regelbaren regenerativen Stromerzeugung aus Abfallbiomasse zum Beispiel in Biogasanlagen, bei Integration der Elektromobilität sowie in privaten Haushalten bestehen dafür Potenziale. Grundvoraussetzung hierfür ist eine moderne und eng vernetzte Informations- und Kommunikationstechnik, um solche Lasten intelligent für das Gesamtsystem und automatisch nutzen zu können.[XLII] Weiterhin kann der Bedarf an Speichern durch den Ausbau des inländischen und europäischen Netzes, beispielsweise durch die stärkere Vernetzung mit skandinavischen Pumpspeicherwerken, beeinflusst werden.

XLII Nähere Informationen finden sich in Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, Kapitel 4.2.

Es werden Kurzzeitspeicher zur Überbrückung von stunden- und tageweisen Defiziten sowie zur Stabilisierung des Stromsystems auf Grund der zu erwartenden enormen Erzeugungsflanken der fluktuierenden Energien und Langzeitspeichern zur Überbrückung von Einspeisedefiziten der regenerativen Energien über mehrere Tage und Wochen benötigt.[XLIII]

Prinzipiell kann der Bedarf an Speichern durch verschiedene Techniken realisiert werden, welche sich bezüglich ihrer Effektivität, der verfügbaren Kapazität und der Entladungszeit unterscheiden. Kurzzeitspeicher wie Spulen oder Kondensatoren weisen hohe Wirkungsgrade bei der Rückverstromung zwischen 90 und 95 % auf. Elektrochemische Speicher (Batterien) können sehr schnell Leistung zur Verfügung stellen und erreichen ebenfalls Wirkungsgrade von bis zu 90 %.[47] Wesentlich geringere Rückverstromungswirkungsgrade sind bei der Nutzung von Druckluftspeichern (45–55 %) oder chemischen Speichern (bei Methan ca. 35 %) realisierbar. Abbildung B-10 gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Kapazitäten und Entladungszeiten.

Abbildung B-10: Überblick der Speichertechniken – Entladezeit über Speicherkapazität[48]




Kurzzeitspeicher werden in einem auf überwiegend fluktuierenden regenerativen Energien basierenden Stromsystem zur Sicherung der Netzstabilität und zur Überbrückung von Tages- und Wochenschwankungen notwendig sein. Auch langfristig werden in Deutschland Pumpspeicherwerke als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden. Das technisch-ökologische Potenzial für 2050 für Pumpspeicherwerke beträgt 8,6 GW.[49] Größere Batteriespeicher können vor allem zur Sicherung der Netzstabilität und Bereitstellung von Primärregelleistung einen Beitrag leisten. Batterien in PKW (Elektromobilität) weisen nur ein sehr geringes Speicherpotenzial auf und können nur einen begrenzten Beitrag zur

XLIII Beispiel: Bei einer hohen installierten Photovoltaikleistung erfolgt innerhalb kürzester Zeit an einem sonnigen Tag eine hohe PV-Einspeisung und bei Anbrechen der Dunkelheit geht diese hohe Erzeugungsleistung innerhalb kürzester Zeit wieder vollständig vom Netz und kann keinen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung mehr leisten.

Energiespeicherung im Rahmen eines Lastmanagements leisten. Langfristig werden vor allem die Verfügbarkeit von Ressourcen und die mögliche Lebensdauer für den netzgekoppelten Einsatz von elektrochemischen Speichern ausschlaggebend sein.

Für die Überbrückung von saisonalen Schwankungen der fluktuierenden regenerativen Energien sind vor allem chemische Speicher geeignet. In Überschusszeiten, wenn die Einspeisung aus regenerativen Energien größer als die Nachfrage ist, erfolgt die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan. In Defizitzeiten, in denen die Einspeisung der regenerativen Energien nicht ausreicht um die Nachfrage zu decken, erfolgt die Rückverstromung dieser Energieträger in Back-up-Kraftwerken. Aus Effizienzgründen sollte dies vorranging in Gasturbinen – oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) erfolgen, die sich in der Nähe zum Verbraucher befinden.

### B.3.3 Regenerativ erzeugte chemische Energieträger

In einer nahezu treibhausgasneutralen Energieversorgung werden regenerativ erzeugte chemische Energieträger eine große Rolle spielen, die über die Funktion der Stabilisierung der Stromversorgung (als Speicher) weit hinaus geht. Auf Basis von regenerativem Strom werden diese Energieträger mit Hilfe der sogenannten Power to Gas-Technik bereitgestellt.

Typische chemische Energieträger/Speicher sind Wasserstoff und Methan. Ein Überblick über deren Eigenschaften ist in Tabelle B-4 gegeben. Im Wesentlichen ist der energetische Wirkungsgrad für die Bereitstellung von Wasserstoff höher im Vergleich zu Methan. Nachteilig ist jedoch, dass Wasserstoff nur etwa ⅓ der volumenbezogenen Energiedichte aufweist.

Tabelle B-4: Vergleich Wasserstoff und Methan

| | regenerativ erzeugter Wasserstoff | regenerativ erzeugtes Methan |
|---|---|---|
| Wirkungsgrad Erzeugung[XLIV, 50] | 65–80 % | (60–85%) * η Wasserstoff |
| Energiedichte | 10 MJ/Nm³<br>120 MJ/kg | 33 MJ/Nm³<br>50 MJ/kg |
| Notwendige Einsatzstoffe | Wasser | zusätzlich Kohlendioxid |
| Nutzung des Erdgasnetzes | Wasserstoff kann derzeit bis zu 5 Vol.%[XLV] dem heutigen Erdgasnetz zugemischt werden[51] | fossiles Erdgas kann durch regenerativ erzeugtes Methan vollwertig substituiert werden |
| Stand der Technik | ▸ Komponenten zur Erzeugung vorhanden,<br>▸ Komponenten zur energetischen Nutzung noch in Entwicklungs- und Erprobungsphase | ▸ Komponenten zur Erzeugung noch in Entwicklungs- und Erprobungsphase,<br>▸ Komponenten zur energetischen Nutzung vorhanden |

Mit Hilfe weiterer katalytischer Prozesse können weitere höhere Kohlenwasserstoffe und auch flüssige Kohlenwasserstoffe (Power to Liquid siehe Kapitel B.3.3.5) zur Verfügung gestellt werden.

XLIV Im Vergleich dazu EE-Leitstudie 2011: $\eta H_2$=72 %, $\eta CH_4$= $\eta H_2$*0,79.

XLV Siehe Kapitel B.3.3.3.

### B.3.3.1 Wasserstoff

Wasserstoff kann durch die Elektrolyse von Wasser aus Strom erzeugt werden. Dieser kann direkt oder als Speichermedium für energetische und stoffliche Anwendungen genutzt werden kann. [XLVI] Die dabei ablaufende Gesamtreaktion ist in Formel B1 dargestellt.

Formel B-1 $2H_2O \leftrightarrow 2H_2 + O_2 \quad \Delta H = +571{,}8\ kJ/mol$

Prinzipiell gibt es drei Verfahren zur Elektrolyse von Wasser, ein Überblick dazu ist in Tabelle B-5 gegeben. Die alkalische Elektrolyse stellt derzeit den Stand der Technik dar und kann ein gut regelbarer Verbraucher sein. Die saure Elektrolyse (PEMEL) findet nur im kleineren Leistungsbereich Anwendung, die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) ist noch in der Laborentwicklung.

Tabelle B-5: Überblick Elektrolyseverfahren [52, 53]

| | alkalische Elektrolyse – AEL | PEMEL | HTEL |
|---|---|---|---|
| Erfahrungen | seit 100 Jahren | seit 20 Jahren | kein kommerzielles Produkt, weltweite Forschung |
| Elektrolyt | Lauge (z. B. 20–30 % Kalilauge)<br>Kathode und Anode durch mikroporöses Diaphragma/Membranzelle getrennt | feste Polymermembran (protonenleitende Membran) mit destilliertem Wasser | $ZrO_2$-Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf als $H_2$-Quelle |
| $H_2$-Produktion | 1–760 $Nm^3/h$ | 0,06–30 $Nm^3/h$ [54] | 5,7 $Nm^3/h$ (Labor) |
| Anschlussleistung pro Modul | 5 kW bis 3,4 MW | bis 150 kW | 18 kW (Labor) |
| Spez. Energieverbrauch pro System/Stack | 4,5–7,0 kWh/$Nm^3$<br>4,1–5,0 kWh/$Nm^3$ | 4,5–7,5 kWh/$Nm^3$<br>3,9–5,1 kWh/$Nm^3$ | – |
| Teillastbereich | 20–40 % | 0–10 % | – |
| Lebensdauer | bis 90.000 h | bis 20.000 h | – |
| Vorteile | Kosten gering (gegenwärtig), Druck bis 30 bar möglich (2013), (herstellerspezifisch auch bis 100 bar) | keine korrosiven Einsatzstoffe u. Reaktionsprodukte, hohe Stromdichten, Hochdruck möglich (› 30 bar) | Abwärme, bspw. aus der Methanisierungsreaktion, kann Reaktionsenthalpie bereitstellen, siehe B.3.3.2 |
| Nachteile | niedrige Stromdichte (siehe PEMEL), hoher Wartungsaufwand | teuer, derzeit nur Produkte in kleinen Leistungsbereichen verfügbar | Materialdegradation |

XLVI Nähere Informationen finden sich auch in Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, im Kapitel 4.1.2.1.

| | alkalische Elektrolyse – AEL | PEMEL | HTEL |
|---|---|---|---|
| Entwicklungsstand | Stand der Technik | Stand der Technik | Labor |
| | Optimierungsbedarf (siehe Kapitel B.3.3.7) | | |

Die Wasserstoffelektrolyse wird bereits im großtechnischen Maßstab in der chemischen Industrie eingesetzt, zum Beispiel für die Produktion von Stickstoff-Düngemitteln auf Ammoniakbasis. Diese derzeit auf fossilen Energieträgern basierte Herstellung könnte durch regenerativ erzeugten Wasserstoff substituiert werden.[XLVII]

Für die Erzeugung von 1 $m^3$ Wasserstoff werden etwa 0,8 bis 1 l Wasser bzw. für 1 MWh Wasserstoff werden mindestens 226–283 l Wasser benötigt.[XLVIII] Dieses Wasser sollte mindestens Trinkwasserqualität aufweisen und eine Leitfähigkeit von < 1 µS nicht überschreiten.[55]

Nach der Elektrolyse erfolgen ggf. die Verdichtung des Wasserstoffs und der Transport über Pipelines. Derartige Wasserstoff-Pipelines sind bereits in mehreren Regionen im Einsatz, z. B. in Nordrhein-Westfalen (ca. 240 km) oder zur Versorgung der Chemiestandorte im Raum Halle – Leipzig – Bitterfeld. Anders als beim eE-Methan[XLIX]-Speichersystem müsste ein großflächiges Verteilnetz für Wasserstoff aufgebaut werden. Die Umnutzung des bestehenden Erdgasnetzes in ein Wasserstoffnetz ist nicht ohne weiteres möglich, weil hierzu Anpassungen des Rohrleitungssystems, der Gasmess- und Gasregelaggregate usw. notwendig wären, wohl aber eine geringfügige Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz (siehe Kapitel B.3.3.3). Bei einer zunehmenden Wasserstoffwirtschaft, ob nun durch stärkere Zumischung (> 20 Vol.%) im Erdgasnetz oder großflächige Wasserstoffnetze, sind höhere Anforderungen an die Sicherheitstechnik der Netze zu stellen.

Bei Bedarf könnte der Wasserstoff rückverstromt, als Kraftstoff, zur Wärmeerzeugung oder zur stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie verwendet werden. Im Gegensatz zu den Herstellungstechniken besteht für die energetische Nutzung von reinem Wasserstoff, zum Beispiel in Brennstoffzellen, jedoch noch vermehrter Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

### B.3.3.2 Methan

Der erzeugte Wasserstoff kann in Reaktion mit $CO_2$ an modifizierten Nickelkatalysatoren bei 250–500 °C und Drücken bis zu 2,5 MPa zu Methan gewandelt werden.[L, 56] Die dabei ablaufende Summenreaktion ist in Gleichung Formel B-2 abgebildet. Die anfallende Reaktionswärme kann auf dem hohen Temperaturniveau für weitere Anwendungen, zum Beispiel zur Hochtemperaturelektrolyse, genutzt werden.

Formel B-2 $$4H_2 + CO_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O \quad \Delta H = -164{,}9\ kJ/mol$$

XLVII Unter der Voraussetzung, dass die bei der fossil basierten Wasserstofferzeugung anfallenden Koppelprodukte nicht benötigt werden bzw. auch regenerativ hergestellt werden könnten.

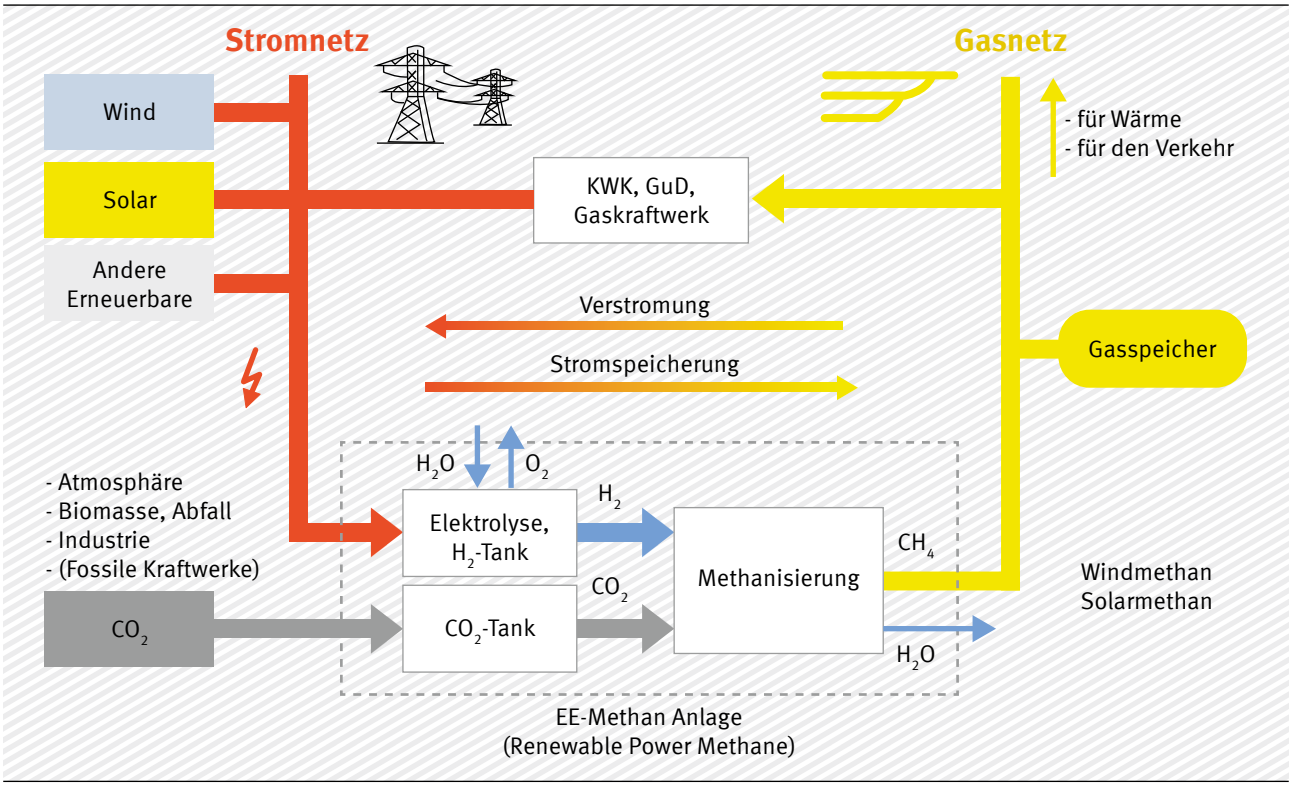
XLVIII Die Werte in der Praxis können höher als diese theoretischen Werte liegen.

XLIX Erzeugtes Methan aus regenerativen Energien.

L Der Prozess ist detaillierter in Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau. Kapitel 4.1.2.1, beschrieben.

Das so erzeugte regenerative Methan entspricht nahezu vollständig fossilem Erdgas[LI]. Die bestehende Infrastruktur des Erdgasnetzes ist uneingeschränkt nutzbar. Es besteht keine Notwendigkeit für Systemanpassungen oder einen erhöhten Bedarf an Sicherheitstechnik.

Abbildung B-11: Schematische Darstellung der Methanisierung und Einbindung ins Energiesystem[57]




Am Ort der Elektrolyseanlage muss zur Methanisierung $CO_2$ bereitstehen. Für ein nachhaltiges Energiesystem sollte dieses aus einer regenerativen Quelle stammen, z. B. aus Biogasanlagen, Anlagen zur thermochemischen Vergasung, Kläranlagen und Brauereien.

Die Kopplung von Biogasanlagen mit Methanisierungsanlagen ist generell möglich. Dabei wird das Biogas aus dem Fermenter entnommen und der $CO_2$-Anteil reagiert katalytisch mit dem Wasserstoff wie oben beschrieben zu Methan. Der $CH_4$-Anteil des Gases wird so auf Erdgasniveau (> 95 %) angehoben. Das eingespeiste Gas ist ebenso wie eE-Methan im Erdgasnetz speicherbar und nutzbar.

Bei Bedarf könnte das Methan rückverstromt, als Kraftstoff, zur Wärmeerzeugung oder in der chemischen Industrie (Basis der kohlenstoffbasierte Chemie) verwendet werden. Regenerativ erzeugtes Methan kann fossiles Erdgas vollständig substituieren, so dass alle Anwendungstechniken (Gasturbinen, Brenner, Gasthermen, Fahrzeugtechnik) uneingeschränkt genutzt werden können. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht hier vor allem noch in der Erzeugungstechnik.

Der elektrische Systemwirkungsgrad für die gesamte Kette (Überschussstrom – Wasserstofferzeugung – Methanisierung – Speicherung – Rückverstromung von Methan in GuD-Kraftwerken) liegt bei ca. 35 %. Die katalytische Reaktion von Wasserstoff und Kohlendioxid ist exotherm, so dass Wärme auf einem Niveau von 250–500 °C anfällt.[58] Diese Abwärme kann mittels ORC-Anlagen[LII] zur Stromerzeu-

LI Im fossilen Erdgas sind neben Methan weitere Kohlenwasserstoffverbindungen enthalten.

LII Organic Rankine-Cycle.

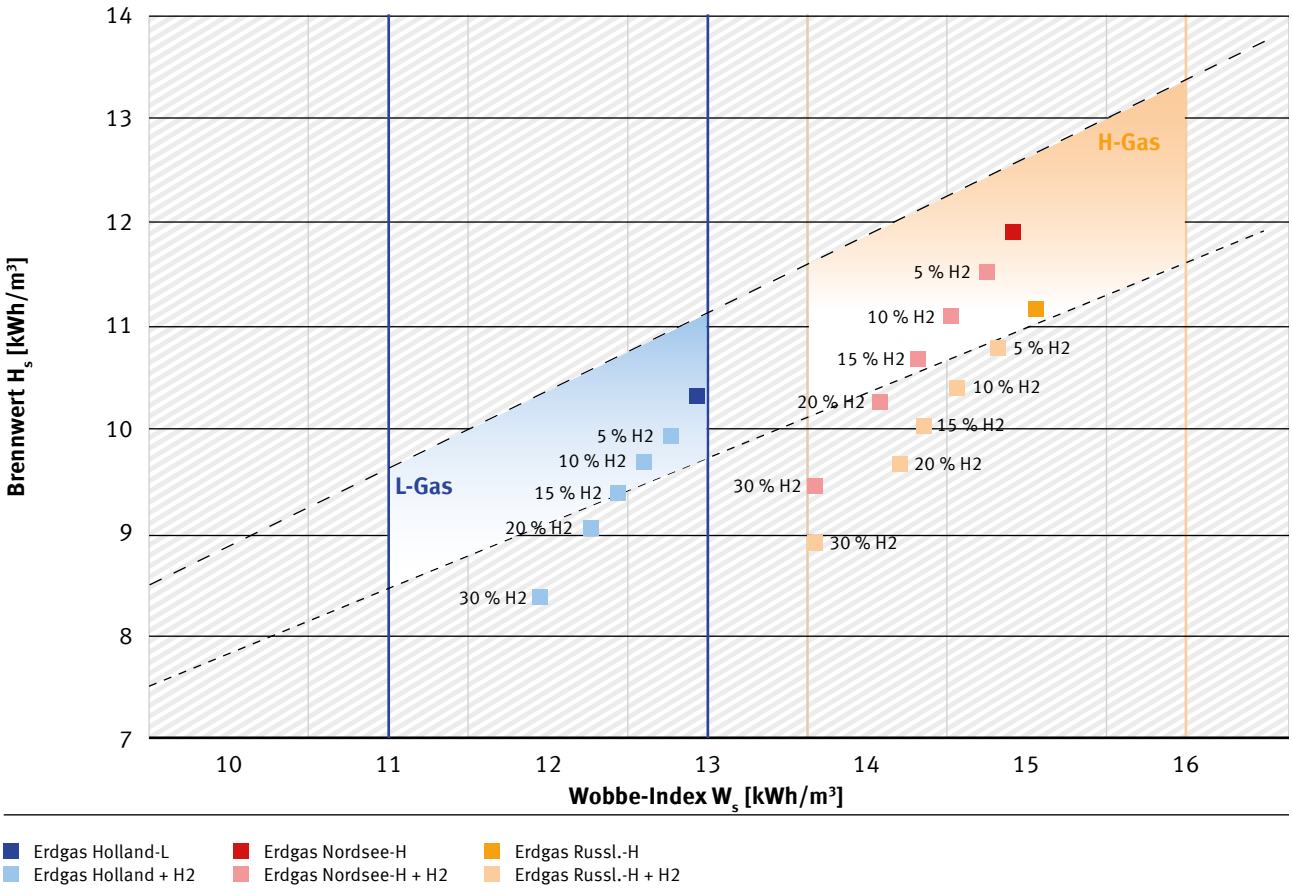
gung oder mittels Einspeisung in ein Fernwärmenetz oder für andere technische Prozesse, wie zum Beispiel die Hochtemperaturelektrolyse, genutzt werden.

### B.3.3.3 Zumischung von Wasserstoff zum Methan

Die Zusammensetzung des geförderten natürlichen Erdgases schwankt in Abhängigkeit des Förderortes. Die wesentlichen Bestandteile sind Methan und höhere Kohlenwasserstoffe, wie Ethan und Propan. Zugemischter Wasserstoff spielt bisher nur eine untergeordnete Rolle. Wasserstoff als Gaskomponente hat jedoch einen wesentlichen Einfluss auf die Stoffeigenschaften des Gases sowie auf die Sicherheit beim Gastransport, der speicherung und verwendung.

Der Einfluss der Wasserstoffzumischung auf die Qualität des Brenngases kann mit Hilfe des Wobbe-Index[LIII] gezeigt werden. In Abbildung B-12 ist dieser Index in Abhängigkeit der Förderorte und der Wasserstoffzumischungen abgebildet. Daraus wird ersichtlich, dass eine Zumischung von Wasserstoff von etwa 15 % bei Erdgas aus der Nordsee möglich ist. Hingegen ist bei in Russland gefördertem Gas nur eine Zumischung von weniger als 5 % möglich. Europäische und internationale einheitliche Regelungen für maximale Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz bestehen bisher nicht und müssen erst noch geschaffen werden.

Abbildung B-12: Wobbe-Index in Abhängigkeit des Wasserstoffgehaltes und des Erdgasförderortes[LIV, 59]

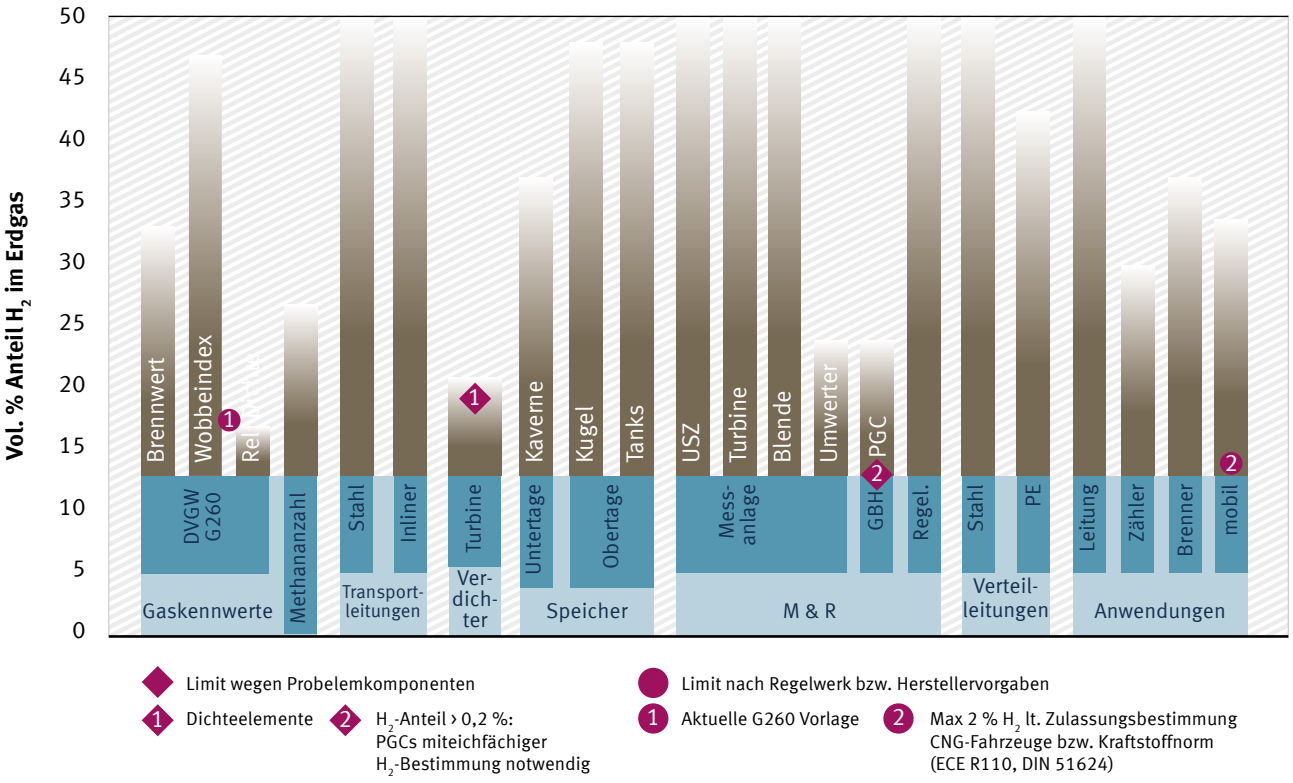



LIII Der Wobbe-Index beschreibt die Austauschbarkeit von Brenngasen. Er stellt einen korrigierten Heizwert und das Brennverhalten von verschiedenen Gasen dar.

LIV H-Gas: high caloric-gas, L-Gas: low caloric-gas.

Eine Begrenzung der Wasserstoffeinspeisung im deutschen Erdgasnetz ergibt sich aus den aktuellen Regelwerken und Normen oder durch die Verwendung spezieller technischer Komponenten. Einen Überblick über die Begrenzungen, bei denen durch einen höheren Wasserstoffanteil Schäden bzw. Fehlfunktionen entstehen können, ist in Abbildung B-13 gegeben. Im heutigen Erdgasnetz ist der Wasserstoffgehalt auf maximal 5 %[LV, 60] begrenzt. Die untere Begrenzung liegt vor allem bei der Nutzung von Erdgas in CNG-Fahrzeugen bei 2 Vol.% Wasserstoff[LVI]. Die Nutzung von Wasserstoff/Erdgasgemischen in Gasturbinen ist derzeit auf einen Wert von ca. 4 Vol.% beschränkt.[61] Sowohl einige Systemkomponenten als auch einige Anwendungstechniken können problemlos auch höhere Wasserstoffkonzentrationen tolerieren.[62] Bei Gasendgeräten in privaten Haushalten beispielsweise ist bis zu einer Konzentration von ca. 20 Vol.% Wasserstoff keine Beeinträchtigung zu erwarten.[63]

Abbildung B-13: Derzeitige technische Grenzen der Wasserstoffzumischung[64]




Bis Ende der 80-er Jahre gab es das sogenannte Stadtgas mit Wasserstoffanteilen von bis zu 60 %[LVII], welches großflächig zum Einsatz kam. Bei höheren Wasserstoffkonzentrationen (über 50 %) kann es zur technisch relevanten Beschleunigung des Risswachstums im Gasleitungssystem kommen.[65] Die Permentation[LVIII] des Wasserstoffs durch Rohrleitungen etc. stellt kein erhöhtes sicherheitstechnisches Risiko im Vergleich zu Erdgas dar.[66] Diese Verluste können im Vergleich zu den Leckageverlusten des Gasnetzes als gering erachtet werden. Die Wasserstoffkonzentration führt bei Leckagen auf Grund der Dichte von Wasserstoff bei steigender Konzentration zu einem erhöhten Leckagevolumenstrom. Gleichzeitig verringert sich jedoch der Massestrom und Energiegehalt.[67] Die energetischen Ver-

LV DVGW G 260.

LVI DIN 51624 und ECE R110.

LVII 1959: 2. Auflage der G 260, H2 (43–50 Vol.-% für Gruppe A und 50–60 Vol.-% für Gruppe B). Im Westen Berlins sogar bis 1996.

LVIII Permentation bedeutet, dass ein Stoff einen Festkörper (hier die Rohrleitung) durchdringt auf Grund eines Konzentrations- oder Druckunterschiedes.

luste durch Leckagen im heutigen Gasnetz liegen schätzungsweise unter 1 %[LIX]. Darüber hinaus sind bei einer Zumischung von Wasserstoff auf eine Konzentration von 20 Vol.% ein vergleichbares Durchmischungsverhalten, Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß einer Explosion zu erwarten.[68] Mittelfristig scheint eine Wasserstoffkonzentration von 10 bis 15 % im Erdgasnetz realistisch.[69]

Im heutigen Gasnetz können rund 220 $TWh_{th}$ in Form von Methan gespeichert werden. Diese können bei vollständiger Rückverstromung[LX] etwa 128 $TWh_{el}$ bereitstellen. In Abhängigkeit der Zumischung regenerativ erzeugter Gase ergeben sich unterschiedliche Potenziale für den speicherbaren erneuerbaren Strom. Die theoretische Bandbreite ist für das derzeit vorhandene Netz in Tabelle B-6 abgebildet. Unter Berücksichtigung des gesamten Gasnetzes und des realen Gasdurchsatzes können höhere Mengen an regenerativem Strom in Form von Wasserstoff gespeichert werden. Im Rahmen einer Abschätzung des GWI wurde eine zumischbare Wasserstoffmenge von 5,01 Mrd. m³ pro Jahr ermittelt.[70] Dies entspricht 20,6 TWh regenerativen Stroms für die Elektrolyse.[LXI]

Tabelle B-6: Bandbreiten der Speicherkapazitäten des heutigen Gasnetzes für regenerativ erzeugte chemische Energieträger

| | regenerativer Strom | Speichermenge | bereitstellbarer Strom bei vollständiger Rückverstromung |
|---|---|---|---|
| $eCH_4$ – System | 387 $TWh_{el}$ | 220 $TWh_{th}$ | 128$TWh_{el}$ |
| derzeitig max. 5 Vol.% $eH_2$ zumischbar | ca. 5,5 $TWh_{el}$ | ca. 4 $TWh_{th}$ | ca. 2,3 $TWh_{el}$ |

### B.3.3.4 Nationale Speicherkapazitäten für regenerativ erzeugte Gase

Zur Speicherung von regenerativ erzeugten Wasserstoff und Methan ist grundsätzlich die bestehende Erdgas-Infrastruktur mit ihren untertägigen Speichern nutzbar, die entsprechend dem Bedarf ausgebaut werden könnte. Gegenwärtig beträgt die Speicherkapazität für Erdgas ca. 20 Mrd. $Nm^3$ [LXII, 71], jeweils zu rd. 50 % verteilt auf Porenspeicher[LXIII] und Salzkavernen.[LXIV] Bei Salzkavernen ist ein deutlicher Ausbau in Vorbereitung. Aufgrund der derzeit ungünstigen Entwicklung der Speichernutzungspreise ist die Dynamik der Erweiterung gebremst. Werden sämtliche derzeit in Planung befindliche Projekte realisiert, erhöht sich mittelfristig die installierte Kapazität auf rd. 32 Mrd. $Nm^3$ Speichervolumen.[LXV, 72]

Während Methan keinen Nutzungseinschränkungen hinsichtlich des Speichertyps unterliegt, stellt die Speicherung von Wasserstoff höhere Anforderungen. Zur Speicherung von Wasserstoff sind vorwiegend Salzkavernen geeignet. Es ist fraglich, ob die Dichtigkeit von Porenspeichern auch für Wasserstoffspeicherung ausreichend ist und ob nicht eine Beeinflussung von in der Speicherstruktur vorhandenen Mikroorganismen erfolgt. Letzteres könnte möglicherweise schon bei einer höheren

LIX Eigene Abschätzung auf Basis des NIR.

LX Angenommener Wirkungsgrad der Rückverstromung: 58 %.

LXI Abweichend zur GWI wird ein Elektrolysewirkungsgrad von 72 % angenommen.

LXII Üblicherweise auch mit $V_n$ bezeichnet.

LXIII Ausgeförderte Kohlenwasserstofflagerstätten oder in geringerem Umfang Aquifere.

LXIV Kavernen werden durch Aussolung in geeigneten Salzstrukturen erstellt.

LXV Rd. 11 Mrd. $m^3$ (Vn) Porenspeicher und rd. 21 Mrd. $Nm^3$ Salzkavernen.

Beimischung von Wasserstoff zur Verstopfung der Poren führen. Dahingegen bieten Kavernen weitere Vorteile, wie z. B. hohe Ein- und Ausspeicherraten sowie ein geringeres Kissengasvolumen.[LXVI] [73]

Bei den Kavernenspeichern kann von einem technisch-ökologischen Zubaupotenzial von 400 Salzkavernen mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 21,6 Mrd. $Nm^3$ ausgegangen werden.[74] Zusammen mit den bestehenden bzw. bereits geplanten Erdgasspeichern könnte das langfristig erschließbare Gesamtarbeitsgasvolumen maximal 53,6 Mrd. $Nm^3$ betragen. Dieses verteilt sich, wie in der Tabelle B-7 angegeben, zu rd. 80 % auf Kavernen, die für die Erdgas-, Methan- oder Wasserstoffspeicherung geeignet sind und zu rd. 20 % auf Porenspeicher, bei denen die Nutzung für Wasserstoff ggf. eingeschränkt ist.

Tabelle B-7: langfristige Gesamtarbeitsgasvolumen der Kavernen-/Porenspeicher

| max. nutzbares Arbeitsgasvolumen | Kavernenspeicher, Mrd. $Nm^3$ | Porenspeicher, Mrd. $Nm^3$ | Summe, Mrd. $Nm^3$ |
|---|---|---|---|
| eE-Wasserstoff | 43,0 | 0 | 43,0 |
| Erdgas/eE-Methan | 43,0 | 10,7 | 53,7 |

Fraglich ist allerdings, ob in Anbetracht der langen Planungs- und Bauzeit[LXVII] und der Probleme der Soleentsorgung[LXVIII] die mögliche Kapazität ausgeschöpft werden kann. Eine vertiefende Analyse des Potenzials ist Gegenstand einer aktuellen Studie[75]. Bei der Berechnung des oben dargestellten Zubaupotenzials wurde bei Kavernen ein Druckspiel zwischen 60 bar 180 bar angenommen. Falls jedoch zugunsten einer höheren Flexibilität von der üblichen saisonalen Fahrweise abgewichen werden soll, wäre eine Neubewertung der angegebenen Arbeitsgasvolumina erforderlich.[LXIX]

Zur Kavernensolung geeignete Standorte finden sich vor allem in Nord- und Ostdeutschland (Norddeutsches Becken), also in der Nähe von Windparks (wobei aufgrund der sich einstellenden großflächigen Bodenabsenkung[LXX] küstennahe Speicherstandorte besonders geprüft werden müssten). Möglicherweise könnte eine Nutzungskonkurrenz zu Druckluftspeichern entstehen, für die ebenfalls Kavernen benötigt würden. Bestehende Porenspeicher liegen ebenfalls im Norddeutschen Becken, aber auch im bayrischen Alpenvorland und im Oberrheingraben.

### B.3.3.5 Flüssige Kohlenwasserstoffe

Die Bereitstellung von flüssigen strombasierten Kraftstoffen (Power to Liquid) erfolgt in mehreren Schritten. Zunächst muss ein Wasserstoff/Kohlenmonoxid[LXXI] – Gemisch erzeugt werden, welches

LXVI Das Verhältnis zwischen Arbeitsgas und Kissengas, d.h. dem Gas, das in einem normalen Zyklus im Speicher verbleibt, ist bei Kavernen günstiger als bei Porenspeichern.

LXVII Üblich sind mehr als 5 Jahre pro Kaverne; durch eine ggf. erforderliche Greenfield-Standorterkundung, bei der keine vorhandenen Ergebnisse genutzt werden können, und eine einzelfallabhängige UVP-Pflicht kann die Zeit für die Errichtung auch erheblich länger sein; zudem ist die vorhandene Dienstleisterstruktur begrenzt.

LXVIII Siehe Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, Kapitel 4.1.2.4.

LXIX Um Schädigungen am Speicher zu vermeiden, wäre bei einer flexiblen Fahrweise die untere Druckgrenze anzuheben. Ggf. sollte dann zur Bestimmung der Leistungsfähigkeit zusätzlich die jährliche Umschlagshäufigkeit berücksichtigt werden.

LXX Volumenverringerungen bei Aussolung und Betrieb von Kavernen werden in der Regel bruchlos an die Erdoberfläche weitergegeben.

LXXI Durch Reduktion von Kohlendioxid.

nachfolgend in einer Fischer-Tropsch-Synthese zu langkettigen Kohlenwasserstoffen umgewandelt wird. Die dabei entstehende Mischung aus verschiedenen langkettigen Kohlenwasserstoffen muss weiterhin aufbereitet und fraktioniert werden. Darüber hinaus können auch Synthesen, wie die Methanolsynthese, realisiert werden. Die Erzeugung strombasierter regenerativer flüssiger Kraftstoffe ist mit hohen technischen und energetischen Aufwendungen verbunden, so dass nur noch geringere Systemwirkungsgrade erreichbar sind.

Flüssige Energieträger haben im Vergleich zu gasförmigen Energieträgern wesentlich höhere Energiedichten. Aus diesem Grund sind sie vor allem im Flugverkehr unverzichtbar (siehe Kapitel C). Gegenüber biogenen Kraftstoffen würden diese regenerativen Kraftstoffe ökologische Vorteile in der Herstellung aufweisen.

Regenerativ erzeugte Kraftstoffe könnten vor allem im Verkehr, aber auch zur Rückverstromung, zur Wärmebereitstellung und als Einsatzstoff in der chemischen Industrie stofflich genutzt werden. Die bestehende Infrastruktur und Anwendungstechniken sind uneingeschränkt nutzbar.

Die Speicherung flüssiger Kohlenwasserstoffe geht einher mit der derzeitigen strategischen Reserve sowie der Lagerung von fossilen Mineralölprodukten und ist ebenfalls Stand der Technik. Durch die Möglichkeiten der oberirdischen Speicherung unterliegen diese Speicherkapazitäten keinen technischen Restriktionen.

### B.3.3.6 $CO_2$-Quelle

In einem auf regenerativ erzeugten Kohlenwasserstoffen basierenden Energiesystem bedarf es einer möglichst treibhausgasneutralen Kohlenstoffquelle für die Syntheseprozesse. Theoretisch wird für die Erzeugung von 1 $m^3$ regenerativen Methan 1 $m^3$ Kohlendioxid bzw. für 1 MWh regeneratives Methan etwa 46 kg Kohlendioxid benötigt.

Dieses $CO_2$ könnte beispielsweise aus Biomassenutzungen gewonnen werden. Das bei der Vergärung von Biomasse erzeugte Biogas enthält, je nach Substrat, etwa 40 % $CO_2$ und 60 % Methan. Bei der Einspeisung von Biogas in das Gasnetz, die auch heute schon realisiert wird um das Biogas unabhängiger von der Erzeugung nutzen zu können, ist eine Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und dabei u.a. auch die Abscheidung des $CO_2$ notwendig. Unter der Annahme, dass ausschließlich Abfall- und Reststoffe langfristig in Biogasanlagen energetisch verwertet (siehe Kapitel B.3.1) werden und das $CO_2$ vollständig abgeschieden werden kann, könnte eine Kohlendioxidmenge von 2,67 Mrd. $m^3$ bereitgestellt werden.[LXXII] Bei der Nutzung von Abfall- und Reststoffbiomasse in thermochemischen Vergasungsanlagen zur Gewinnung von Biokraftstoffen der zweiten Generation würden $CO_2$-Ströme direkt im Verfahrensschritt der Fischer-Tropsch-Synthese zur Erzeugung der flüssigen Kraftstoffe genutzt werden.

Darüber hinaus fallen größere Kohlendioxidmengen in einigen Industriebranchen prozessbedingt an. Dies sind vor allem die Kalk- und Zementindustrie. Auch hier kann eine Gewinnung des Kohlendioxids aus der Abluft unter energetischen Aufwendungen erfolgen. Dieses Kohlendioxid ist zwar nicht als treibhausgasneutral zu bewerten, die prozessbedingten Emissionen lassen sich allerdings auch nicht zur Gänze vermeiden, so dass gemäß den Annahmen im Kapitel zur Industrie ( siehe Kapitel D) im Jahr 2050 knapp 14 Mio. t $CO_2$ aus Industrieprozessen zur Verfügung stehen.

LXXII Der Berechnung liegt ein technisch-ökologischen Biogaspotenzial von 40 TWh (entsprechend Kapitel B.3.1.2) mit einem Kohlendioxidgehalt von 40 % im Biogas zugrunde.

Entsprechend der vorangegangenen Annahmen kann im Jahr 2050 von einer jährlich zur Verfügung stehenden $CO_2$-Menge von 19,25 Mio. t ausgegangen werden (siehe Tabelle B-8), woraus etwa 419 TWh/a regeneratives Methan erzeugt werden könnte.

Tabelle B-8: Überblick über die im Jahr 2050 jährlich neuanfallenden $CO_2$-Mengen zur Rückgewinnung

| $CO_2$-Quelle | $CO_2$ in t |
|---|---|
| Biogas | 5.280.000 |
| Industrie | 13.783.420 |
| **Summe** | **19.253.062** |

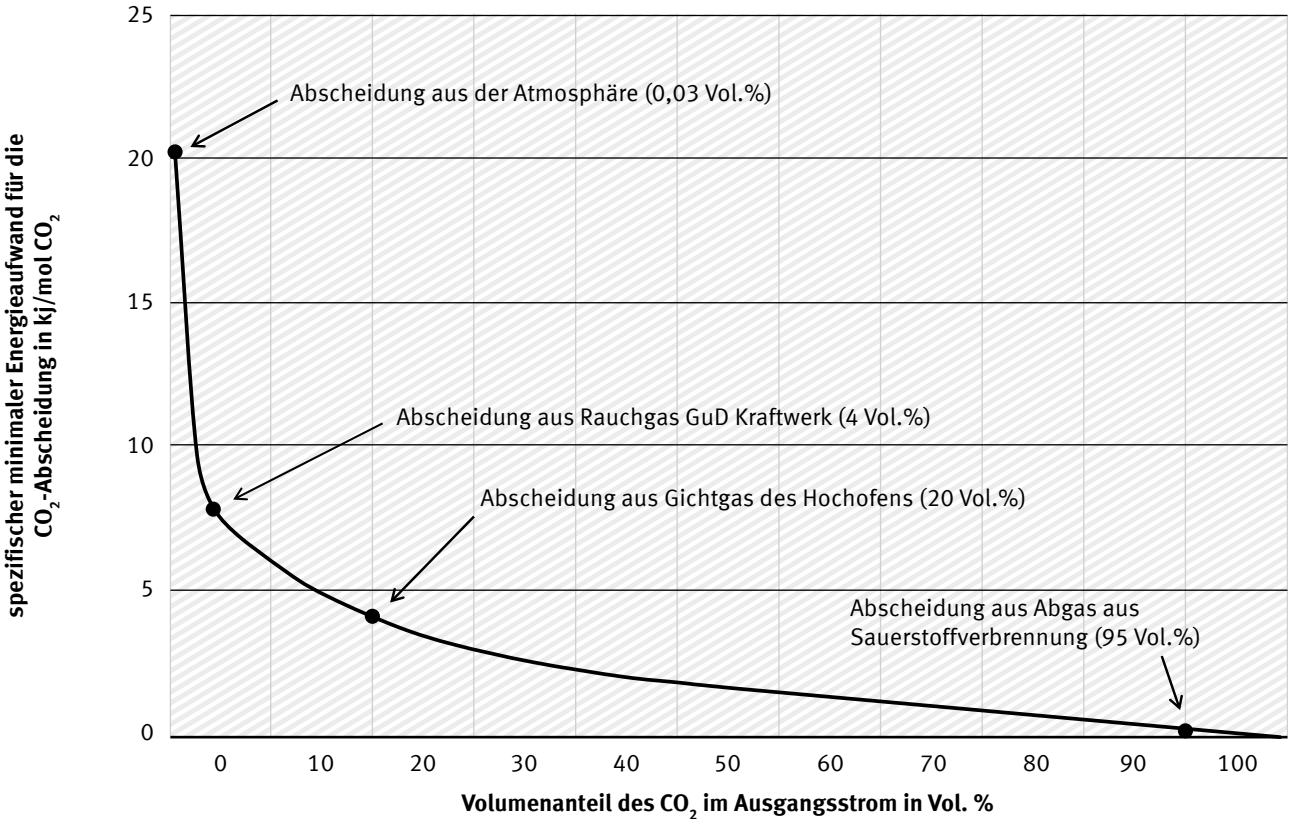
Weiterhin kann Kohlendioxid aus der Atmosphäre gewonnen werden. Auf Grund der geringen Konzentration in der Luft ist eine Luftzerlegung jedoch energetisch und verfahrenstechnisch sehr aufwendig. Alternativ zu den klassischen Luftzerlegungsverfahren könnte zukünftig die sogenannte Air-Capture-Technik genutzt werden, die derzeit noch im Labormaßstab erprobt wird.[76] Dabei durchströmt Luft auf natürliche Weise einen Filter, an welchem das $CO_2$ absorbiert wird. Im Anschluss wird dieses mit Hilfe eines Lösemittels gebunden und in einer nachfolgenden Reinigungsstufe bereitgestellt. Aber auch das Herauslösen des $CO_2$ und die Wiederaufbereitung des Lösemittels benötigen Energie. Prinzipiell sind die energetischen Aufwendungen zur $CO_2$ Gewinnung aus der Luft auf Grund der geringen Konzentrationen hoch, dementsprechend sind auch die Kosten solcher Anlagen zu bewerten im Vergleich zu Anlagen, bei denen $CO_2$ aus konzentrierten Abgasströmen zurückgewonnen werden kann.[77]

In einem auf regenerativen Energien und regenerativ erzeugten Kohlenwasserstoffen basierenden Energiesystem scheint daher die Realisierung von Stoffkreisläufen sinnvoll, um die notwendigen Mengen an Kohlenstoffträgern effizient bereitzustellen. Der größte Teil regenerativ erzeugter Kohlenwasserstoffe wird im Bereich des Verkehrs benötigt. Die Nutzung erfolgt hier in den einzelnen Fahr- und Flugzeugen, so dass eine Rückgewinnung und Schließung des Stoffkreislaufes des $CO_2$ aus diesen diffusen Quellen kaum möglich ist. Hier kann ein Kreislauf nur über die Rückgewinnung aus der Atmosphäre erfolgen. Aus diesem Grund sollte die Rückgewinnung des $CO_2$ vor allem dort angestrebt werden, wo regenerativ erzeugte Kohlenwasserstoffe stationär anfallen, also in der Industrie und bei der Strom- und Wärmeversorgung. Entsprechend der Annahmen im Kapitel B.4.5 werden ca. 269 TWh/a regeneratives Methan in stationären Prozessen in Deutschland im Jahr 2050 energetisch genutzt. Bei Realisierung geschlossener $CO_2$-Kreisläufe an allen stationären Anwendungen, d.h. wenn die bei der Nutzung freiwerdende $CO_2$-Menge wieder aufgefangen würde, wären rund 467 TWh/a regenerativen Stroms (Nettostromerzeugung) notwendig, um immer wieder Methan als Brennstoff bereitzustellen.[LXXIII] Es ist jedoch zu beachten, dass das Kohlendioxid an dem Standort der Methanisierungsanlage vorliegen muss. Daher handelt es sich um eine vereinfachte theoretische Grenzbetrachtung. Vor allem an stationären Anlagen in privaten Haushalten ist dies auf Grund der technischen und damit verbundenen finanziellen Aufwendungen weniger wahrscheinlich. Darüber hinaus ist ein vollständig geschlossener $CO_2$-Kreislauf in Deutschland nur sinnvoll, wenn die Brennstoffversorgung (Methanversorgung) nicht auf Importen basiert.

In Abbildung B-14 ist der mindestens erforderliche Aufwand zur Trennung der Abgaskomponenten dargestellt. Dieser stellt eine idealisierte und verlustfreie Betrachtung dar, der Energieaufwand der realen Gasabscheidung kann das 2- bis 10-fache des dargestellten theoretischen Wertes betragen.[78]

LXXIII Unter der Annahme der vollständigen Rückgewinnung und der Vernachlässigung der energetischen Abscheide- und Transportaufwendungen.

Abbildung B-14: Minimaler Energieaufwand für die $CO_2$-Abscheidung in Abhängigkeit der $CO_2$-Konzentration[79]

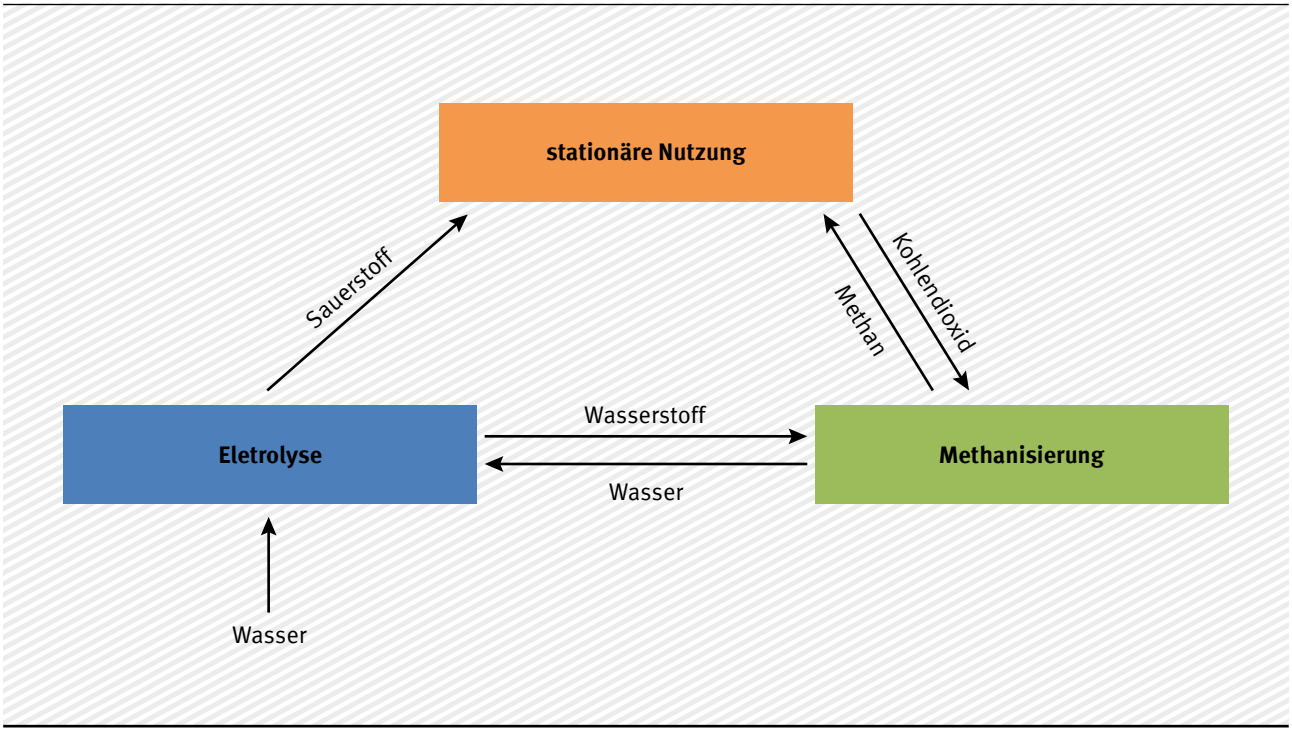



Um die Rückgewinnung zu optimieren und die Konzentration von $CO_2$ in den entstehenden Abgasen zu erhöhen besteht die Möglichkeit, beim sogenannten Oxyfuel-Verfahren reinen Sauerstoff als Verbrennungsmittel zu verwenden. Im Wesentlichen besteht der dabei anfallende Abgasstrom aus Wasserdampf und Kohlendioxid, insbesondere wenn synthetische Brennstoffe[LXXIV] verwendet werden, so dass der Konditionierungsaufwand geringer ist. Für die Bereitstellung des Sauerstoffs zur stationären energetischen Nutzung von regenerativem Methan oder regenerativer flüssiger Kohlenwasserstoffe könnte die herkömmliche Luftzerlegung, verbunden mit energetischen Aufwendungen, genutzt werden. Der hierfür notwendige Energiebedarf ist abhängig von der eingesetzten Technik. Die Luftzerlegung auf Basis des Tieftemperaturverfahrens benötigt 0,05 kWh/kg Luft bzw. 0,21–0,29 kWh/kg $O_2$ bei einer Reinheit von 99,5 % $O_2$-Volumenanteil.[80] Adsorptionsverfahren erzeugen einen Produktstrom mit maximal 95 % Sauerstoff unter einem spezifischen Energieaufwand von 0,31–0,4 kWh/$m^3$ Sauerstoff.[81] Bei einer vollständigen Umstellung der stationären Prozesse im Jahr 2050 auf die reine Sauerstoffverbrennung würde ein jährlicher Energieaufwand von mindestens 9,7 TWh/a[LXXV] für die Luftzerlegung notwendig sein. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den anfallenden Sauerstoff aus der Wasserstoffelektrolyse (siehe Formel B1) zu nutzen. Durch die Verknüpfung der einzelnen Elemente des Energiesystems und durch geschlossene Stoffkreisläufe könnte das Gesamtsystem effizienter realisiert werden. In Abbildung B-15 ist dies schematisch dargestellt.

LXXIV Auf Basis von regenerativem Strom erzeugtes Methan und Kohlenwasserstoffe.

LXXV Bei einem spezifischen Energieverbrauch von 0,21 kWh/kg $O_2$.

Abbildung B-15: Möglichkeiten zur Realsierung von Stoffkreisläufe in einem regenerativen Energiesystem eigene Darstellung




Zusammenfassend ist festzuhalten, dass keine vollständig geschlossenen $CO_2$-Stoffkreisläufe möglich sind, da größten Teils kohlenstoffhaltige Energieträger im Verkehrsbereich benötigt und diese nicht ortsfest emittiert werden. Neben der Biomasse und prozessbedingten Emissionen aus der Industrie steht die Atmosphäre als mögliche treibhausgasneutrale Kohlenstoffquelle zur Verfügung. Auf Grund der hohen energetischen Aufwendungen und damit verbundener Kosten, $CO_2$ aus Luft zu gewinnen, sollte ein geschlossener $CO_2$-Kreislauf bei stationären Verbrennung von regenerativem Methan erfolgen. Problematisch bei der Realisierung einer solchen Stoffkreislaufführung ist vor allem die extreme Komplexität und Verknüpfung von Erzeugungsanlagen (ggf. überwiegend im Ausland) mit den Nutzungsanlagen von regenerativen Kohlenwasserstoffen.

### B.3.3.7 Entwicklungsstand der Power to Gas-Technik

Die Power to Gas-Technik befindet sich am Anfang der Lernkurve. Bevor sie großtechnisch implementiert werden kann, ist noch erheblicher Forschungsbedarf erforderlich.[82] Für die wesentlichen Komponenten, Elektrolyse und Methanisierung, sollen kurz einige Aspekte benannt werden.

So ist die Elektrolyse:

- hinsichtlich der energetischen Effizienz zu verbessern,
- an den fluktuierenden Betrieb der Stromerzeugung anzupassen,
- im Teillastverhalten zu optimieren, indem die Lebensdauer der Komponenten gesteigert wird,
- preisgünstiger zu gestalten, etwa durch Ersatz teurer Katalysatormaterialien.[83]

Die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL), speziell die Festoxidelektrolyse (SOEL) befindet sich noch im Laborstadium. Hier ist insbesondere die durch Temperaturschwankungen hervorgerufene Materialdegradation zu verringern,

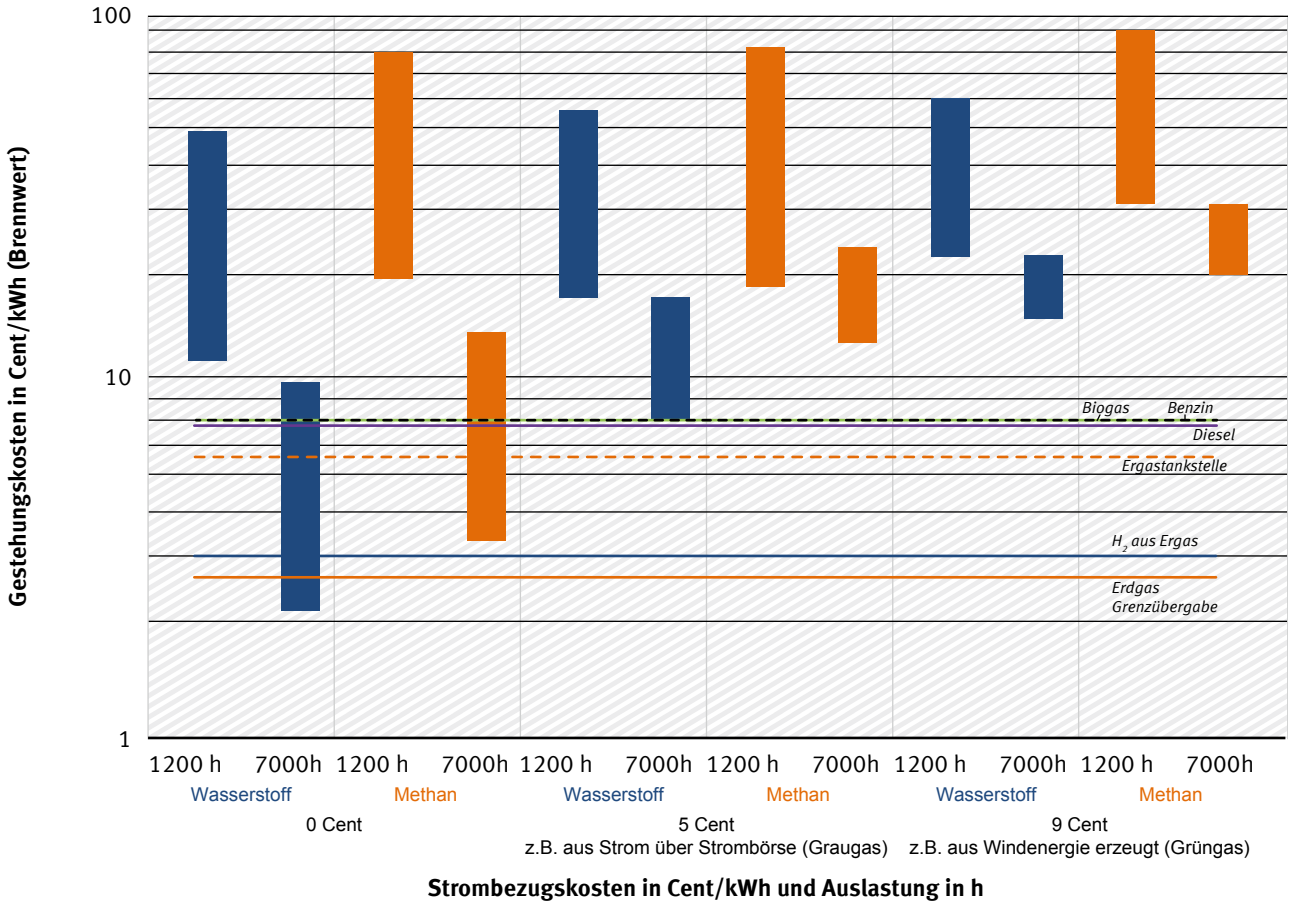
Für die Methanisierungsanlagen:

- sind Betriebserfahrungen an ersten Pilotprojekten zu sammeln und eine entsprechende verfahrenstechnische Weiterentwicklung vorzunehmen,
- sind unterschiedliche Lastzustände zu untersuchen und die Standfestigkeit der Katalysatoren zu prüfen und
- ist die Eignung regenerativer $CO_2$-Quellen (Biogas, Brauereien, Biomassevergasung etc.) sowie $CO_2$ aus industriellen Prozessen zu untersuchen.

Insgesamt muss insbesondere das Zusammenspiel von Elektrolyse und Methanisierung untersucht und optimiert werden. Dies ist vor allem notwendig, da die Elektrolyse stromgeführt betrieben werden sollte, die Methanisierung aber bisher nicht optimal wasserstoffgeführt betrieben werden kann. Darüber hinaus muss das Zusammenwirken der Aggregate inklusive Nebenaggregate (Stromrichter, Sicherheitstechnik, Verfahrenstechnik) optimiert werden. Bei einer vornehmlich auf regenerativen Gasen basierenden Energieversorgung sollte das Ausbaupotenzial der Untertagespeicherkapazitäten wissenschaftlich genauer analysiert werden. Dies gilt auch in Hinblick auf die Verträglichkeit von regenerativem Wasserstoff in Porenspeichern.

Auf Grund des Entwicklungsstandes und der vielseitigen Einsatzmöglichkeiten der Power to Gas-Technik lässt sich die Entwicklung hin zu einem Energieträger/Energieträgermix (Wasserstoff oder Methan) nur schwer einschätzen. Auch zur Kostenentwicklung lassen sich heute nur schwer Aussagen treffen. Speicher für den Strommarkt, insbesondere Pumpspeicher und Langzeitspeicher, sind kapitalintensiv und vergleichsweise teuer, zudem lassen sich derzeit am Spotmarkt keine ausreichenden Erlöse für Speicher erzielen. Ein Vorteil der Power to Gas-Technik ist, dass das existierende Gasnetz für Wasserstoff und vornehmlich Methan als Speicher genutzt werden können. Die langfristige Kostenentwicklung hängt von vielen Faktoren (weltweite Entwicklung bei der treibhausgasneutralen Energieversorgung bzw. Bedarf solcher Anlagen, Katalysatormaterialien, Wasseraufbereitung, Verfügbarkeit von Kohlendioxid etc.) ab. Vorteilhaft für diese Technik ist, dass langfristig die Erschließung des Kraftstoffmarktes aus Klimaschutzgründen möglich ist und damit ökonomische Vorteile entstehen. Im Verkehrssektor kann mit den ersten wirtschaftlichen Anwendungen gerechnet werden. Ein Überblick über die Gestehungskosten regenerativer Gase unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen ist in Abbildung B-16 gegeben.

Abbildung B-16: Kostenvergleich von Power to Gas zu anderen Kraftstoffen[84]




### B.3.3.8 Zusammenfassung

Im zukünftigen treibhausgasneutralen Energiesystem werden regenerativ erzeugte Kohlenwasserstoffe (Brennstoffe, Kraftstoffe) in großem Umfang benötigt. Im vorliegenden Szenario ist Power to Gas damit langfristig für den gesamten Energiemarkt, also nicht nur zur Stromversorgung, sondern vor allem für den Kraftstoffmarkt von großer Bedeutung.

Für das Stromsystem wird diese Technik erst bei einem Anteil von etwa 70 bis 80 % regenerativer Energien am Bruttostromverbrauch benötigt bzw. dann, wenn die Stromerzeugung überwiegend aus fluktuierenden regenerativen Energien stammt. In einigen Regionen können schon früher Situationen auftreten, in denen die Verteilnetze diese großen Strommengen nicht aufnehmen können, so dass dort diese Techniken bereits in wenigen Jahren sinnvoll sein können. Hier kann die Power to Gas-Technik als regelbarer Verbraucher eingesetzt werden, welche am Regelenergiemarkt Potenzial zur Verfügung stellen und somit zur Netzentlastung beitragen kann.

Für den Verkehrssektor kann diese Technik auf Grund von sektoralen Klimaschutzzielen und deren Erfüllung schon früher benötigt werden, um eine Alternative zu Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse zu haben. Darüber hinaus ist in diesem Bereich mit den ersten wirtschaftlichen Anwendungen zu rechnen.

Für den Wärmebereich bestehen für die Bereitstellung von Raumwärme wesentlich effizientere treibhausgasneutrale Alternativen, wie mit regenerativen Strom betriebene Wärmepumpen, so dass durch Power to Gas erzeugte Brennstoffe überwiegend in Kombination mit Hybrid-KWK-Anlagen[LXXVI] zum Einsatz kommen sollten. Für die Bereitstellung von Prozesswärme haben die über Power to Gas erzeugten Brennstoffe zur treibhausgasneutralen Versorgung eine hohe Bedeutung.

Darüber hinaus kann bei einer entsprechenden Etablierung dieser Technik langfristig auch eine treibhausgasneutrale stoffliche Versorgung der Industrie erfolgen. So kann Power to Gas auch einen wesentlichen Beitrag zur Senkung der Treibhausgase in diesem Sektor realisieren.

Ein wesentlicher Aspekt bei der langfristigen Integration dieser Technik ist die Verfügbarkeit von Prozesseinsatzstoffen (Wasser und Kohlendioxid). Das notwendige Wasser muss eine hohe Reinheit aufweisen, so dass in der Regel vorgeschaltete Aufbereitungsstufen notwendig sind. Die Bereitstellung von qualitativ hochwertigem Wasser kann weltweit gerade aber an für die Stromerzeugung günstigen Standorten (Wüstenregionen mit hohen PV-Potenzialen) problematisch sein. Es muss erst ein Stromtransport zu großen Wasserquellen (zu den Meeren oder Ozeanen) erfolgen. Das salzige Meerwasser muss unter weiterem energetischem Aufwand aufbereitet werden. Falls langfristig weltweit ein solcher Umstieg erfolgen sollte, kann dies ggf. Auswirkungen auf den natürlichen Wasserhaushalt haben, da das Wasser in großen Mengen am Anlagenstandort entzogen wird und an einem anderen Ort der Welt bei der Nutzung des Energieträgers wieder freigesetzt wird. Darüber hinaus könnte auch hier ein ethischer Konflikt entstehen, wenn sauberes Wasser statt zur Trinkwasserversorgung und Nahrungsmittelerzeugung zur Bereitstellung von Energie nutzt.

Das benötigte Kohlendioxid kann langfristig bei einer treibhausgasneutralen Energieversorgung nicht mehr aus fossilen $CO_2$-Quellen wie Kraftwerke gewonnen werden sondern es steht nur noch Kohlendioxid aus biogenen Quellen wie Biogasanlagen sowie aus prozessbedingten $CO_2$-Emissionen[LXXVII], etwa aus der Zementindustrie zur Verfügung. An den möglichen ausländischen Standorten steht in der Regel nicht die äquivalente Kohlendioxidmenge zur Umwandlung des aus regenerativem Strom erzeugten Wasserstoffes zur Verfügung. Hier müsste energetisch aufwändig das Kohlendioxid aus der Umgebungsluft durch Luftzerlegungsanlagen gewonnen werden. Die Verfügbarkeit von Wasser und Kohlendioxid sowie mögliche Konflikte oder Restriktionen bezüglich Ressourcenschonung in Hinblick auf die notwendigen Katalysatormaterialien und Mengen sind beim derzeitigen Entwicklungsstand noch nicht abschätzbar.

Bei einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff würden die Verluste geringer ausfallen und es würden weniger regenerative Erzeugungsanlagen benötigt. Darüber hinaus würde auch weniger treibhausgasneutrales Kohlenstoff[LXXVIII] zur Methanisierung gebraucht.

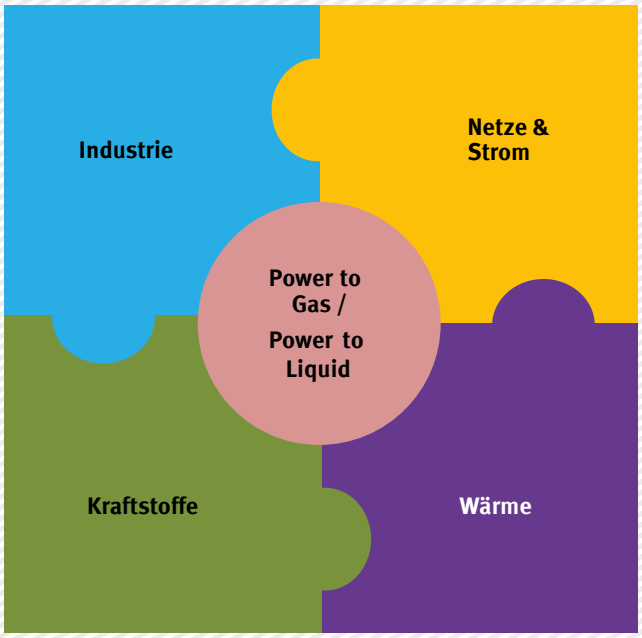
Auf Grund des derzeitigen technischen Stands dieser Technik und der wirtschaftlichen Aspekte ist kurzfristig und mittelfristig eine Unterstützung der Forschung und Entwicklung bzw. die Förderung von Pilotanlagen notwendig, um zu gewährleisten, dass diese Technik zum richtigen Zeitpunkt auch verfügbar sein wird.

LXXVI KWK-Anlage mit Fernwärmesystem in Kombination mit direktelektrischer Heizung, die in absoluten Überschusssituationen den Strom zur Wärmeversorgung nutzt.

LXXVII Diese sind nicht treibhausgasneutral.

LXXVIII In Form von Kohlendioxid.

Abbildung B-17: Überblick zum möglichen Anwendungsbereich von Power to Gas/Power to Liquid[85]




## B.3.4 Wärmeversorgung

Zur Wärmeversorgung wird derzeit der größte Anteil der Endenergie verbraucht. Konsequente Energieeinsparungen können diesen hohen Verbrauch wesentlich reduzieren. Die Sanierung des Gebäudebestandes sowie die entsprechenden Verschärfungen der Energieeinsparverordnung können einen bedeutenden Beitrag zur Senkung des Endenergieverbrauches leisten. Darüber hinaus bietet sich auch in der Industrie mit konsequenter innerbetrieblicher (Kaskadennutzung) und externer Nutzung industrieller Abwärme ein hohes Einsparpotenzial.

Generell ist es möglich, die Wärmeversorgung hinzu einer treibhausgasneutralen Versorgung auf Basis regenerativer Energien vollständig umzustrukturieren. Die treibhausgasneutrale Raumwärmeversorgung kann durch Umstellung auf direkte Nutzung regenerativer Energie, wie beispielsweise Nutzung von Solarthermie oder Erdwärme erfolgen. Weiterhin können regenerativer Strom in effizienten Wärmepumpen sowie regenerative Brennstoffe, wie Methan, in Brennwertkesseln oder KWK-Anlagen genutzt werden. Welche Techniken bzw. Endenergieträger gewählt werden, hängt von den wirtschaftlich realisierbaren Einsparungen bzw. dem Wärmeverbrauch, der Verfügbarkeit der Energieträger und den Kosten der einzelnen Techniken ab.

Langfristig ist in einem regenerativen Energiesystem sowie unter der Annahme hoher Energieeinsparungen eine stärkere Kopplung von Strom- und Wärmemarkt zu erwarten. Derzeit erfolgt diese Verknüpfung vorrangig durch KWK-Anlagen, welche eine effiziente Stromerzeugung und Wärmebereitstellung ermöglichen. In Folge eines stark sinkenden Raumwärmeverbrauches ist zukünftig mit einer erheblichen Veränderung der Anwendungspotenziale und Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen zu rechnen. KWK-Anlagen können in Verbindung mit Wärmenetzen und Wärmespeichern sowie als Back-up Kraftwerke bei der Rückverstromung von regenerativ erzeugten Brennstoffen eine stabilisierende Funktion in einer auf fluktuierenden regenerativen Energien basierenden Versorgung einnehmen. Darüber hinaus könnte in Zeiten besonders hoher regenerativer Erzeugungsleistung, die über

der momentanen Stromnachfrage sowie den verfügbaren Umwandlungskapazitäten der Wasserstoffelektrolyseure liegt, direkt Strom in Wärme umgewandelt werden. Diese könnte über das Wärmenetz großtechnisch und in dezentralen Wärmespeichern mit Wärmepumpen genutzt werden. Die großtechnische, direktelektrische Nutzung ist kostengünstig und Stand der Technik. Weiterhin kann durch die Einspeicherung der Wärme in zeitlich nachgelagerten Wärmebedarfssituationen regenerativer Brennstoff (Methan oder Wasserstoff) eingespart werden. Diese sogenannte Power to Heat-Technik kann im Rahmen von Lastmanagement mittel- und langfristig ein sinnvoller Baustein für eine regenerative Energieversorgung sein.

Die treibhausgasneutrale Prozesswärmeversorgung kann durch die Umstellung der Prozesstechnik und stärkere Nutzung von regenerativem Strom sowie durch die Nutzung von regenerativen Brennstoffen erfolgen. Als regenerative Brennstoffe sind generell regenerativ erzeugter Wasserstoff und Methan möglich. Bei der energetischen Nutzung des Methans können alle Elemente der derzeitigen Erdgastechnik genutzt werden, so dass eine Umstellung unproblematisch erfolgen kann. Darüber hinaus ist bei stationären Anwendungen eine Umstellung auf die reine Sauerstoffverbrennung bzw. das Oxyfuel-Verfahren denkbar.

### B.3.5 Energieimporte

Auf Grund der regionalen Verteilung und der vorhandenen Potenziale erneuerbarer Energien sowie der wirtschaftlichen Aspekte bei deren Erschließung wird auch langfristig ein Anteil der deutschen treibhausgasneutralen Energieversorgung auf Energieimporten basieren. Diese können in Form von regenerativem Strom, regenerativem Wasserstoff, Methan oder regenerativen flüssigen Kraftstoffen erfolgen. Nachfolgend sollen die Möglichkeiten der verschiedenen Importpfade dargestellt werden.

#### B.3.5.1 Strom

Zur Beurteilung von möglichen Energieimporten in Form von Strom ist vor allem die Übertragungsleistung des Stromnetzes nach Deutschland ausschlaggebend. Im Folgenden wird für diesen Importweg ein Überblick auf Basis einer Literaturrecherche gegeben und eine mögliche langfristige Importkapazität abgeschätzt.

Das deutsche Übertragungsnetz ist durch Grenzkuppelleitungen[LXXIX] mit den Nachbarstaaten verbunden und so in das europäische Übertragungsnetz integriert. Das europäische Verbundnetz hat eine engmaschige Struktur, die es sehr schwierig macht, physikalische Übertragungsleistungen zwischen Ländern anzugeben. Hierzu sind aufwendige Lastflussrechnungen notwendig. Um dennoch Informationen dazu bereitzustellen, werden vereinfachte mögliche Import/Export-Transaktionen zwischen den einzelnen Ländern veröffentlicht. Die deutschen Grenzkuppelleitungen verfügten im Jahr 2010 demnach über eine für den Stromhandel nutzbare Exportkapazität von ca. 15,5 GW und eine Importkapazität von ca. 18,5 GW[LXXX 86]. Diese NTC-Werte (Net Transfer Capacity) entsprechen nicht dem maximalen physikalischen Fluss, sondern der maximal vermarktbaren Kapazität. Die real verfügbaren Kapazitäten können davon abweichen, da diese zeitlichen Schwankungen (bspw. zwischen Sommer und Winter) und der gegenseitigen Beeinflussung von Grenzkuppelleitungen unterliegen.

LXXIX Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis, der eine Regelzone mit einer anderen Regelzone (grenzüberschreitend) verbindet. Das heißt, es ist eine Leitung zwischen zwei Netzknoten (Umspannwerken), die in unterschiedlichen Regelzonen liegen.

LXXX NTC-Werte (Net Transfer Capacity) für 2010.

Der Ausbau der Grenzkuppelleitungen und des gesamten europäischen Übertragungsnetzes ist zum einen für den großflächigen Ausgleich der Leistungsschwankungen erneuerbarer Energien und zum anderen für einen europäischen Strombinnenmarkt erforderlich. Aufgrund seiner Lage wird Deutschland dabei mit zunehmendem grenzüberschreitendem Stromhandel als zentrales Stromtransitland an Bedeutung gewinnen.

Auf Grundlage mehrerer Studien[LXXXI] kann für das Jahr 2030 ein Anstieg der Übertragungskapazität der Grenzkuppelleitungen (für den Stromimport) auf ca. 40,4 bis 41,5 GW[87, 88] und für das Jahr 2050 auf ca. 57,9 bis 64,1 GW[89, 90] abgeleitet werden (durchschnittlich ca. 10 GW pro 10 Jahre). Am stärksten werden demnach die Grenzkuppelleitungen zu den südlichen/ südwestlichen Anrainerstaaten (Österreich, Schweiz, Frankreich) sowie nach Skandinavien ausgebaut werden. Da es schwierig ist, netztechnische und gesellschaftliche Aspekte in den Netzausbauszenarien zu berücksichtigen, wurde in der BMU-Leitstudie[91] angenommen, dass der kostenoptimale Netzausbau für das Jahr 2030 aufgrund energiewirtschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen sowie gesellschaftlicher Barrieren, wie mangelnde Akzeptanz, nur zur Hälfte umgesetzt werden kann. Hierauf aufbauend wurde bis zum Jahr 2050 ein weiterer Netzausbau nur unter Annahme von fünffach höheren spezifischen Investitionen entsprechend Erdkabeln ermittelt. In der BMU-Leitstudie wird von zusätzlichen Übertragungskapazitäten in Höhe von 79,4 GW bis 2050 für den Transport von Strom aus solarthermischen Kraftwerken von Nordwestafrika nach Europa ausgegangen (38,9 GW über Spanien und 40,5 GW über Italien). Aus der Weiterleitung dieser Stromimporte in die unterschiedlichen Länder ergibt sich zu einem Großteil die Verteilung der weiteren in der BMU-Leitstudie angegebenen Netzausbaumaßnahmen in Europa. Der prognostizierte Ausbau geht deutlich über die heute bestehenden Planungen hinaus. Eine rechtzeitige und europaweite Koordination, Planung und Umsetzung der Ausbaumaßnahmen sowie Förderung der erforderlichen Akzeptanz ist daher unbedingt notwendig.

Durch den europäischen Netzausbau lassen sich die Engpässe in der Stromübertragung deutlich verringern und somit europaweite Stromerzeugungskapazitäten zur Deckung der nationalen Stromnachfrage nutzen. Die Energieszenarien für das Energiekonzept 2011 der Bundesregierung[92] zeigen, dass es aufgrund der dadurch erzielbaren Kostenvorteile (insbesondere durch die Nutzung von Windenergie in Nordeuropa und Solarenergie im Mittelmeerraum) zu steigenden Nettostromimporten nach Deutschland kommen wird. Der in der Studie maximal berechnete Nettostromimport beträgt 143,3 TWh. Auch der von der Dena[93] ermittelte Nettostromimport von 134 TWh in 2050 liegt in der gleichen Größenordnung. Diese Werte geben allerdings nicht die maximal möglichen Importe an, sondern stellen die aus den Simulationen ermittelten notwendigen Importe dar, um den inländischen Strombedarf zu decken. Ausgehend von der derzeitigen Auslastung der Grenzkuppelleitungen (Verhältnis der importierten Energiemenge zum NTC-Wert) von durchschnittlich 2.358 h und den oben angegebenen NTC-Werten für 2050 ergibt sich für das Jahr 2050 ein möglicher Stromimport von ca. 137 bis 151 TWh.[LXXXII] Theoretisch wären bei voller Auslastung (8760 h) maximal 507 bis 561 TWh/a möglich – abzüglich der Exporte, die derzeit ca. 56 TWh[94] betragen (die Analysen der Dena[95] ergaben eine nahezu konstant bleibende Exportrate bis 2050). In der Praxis ist dies allerdings nicht realistisch, da die NTC-Werte Maximalwerte darstellen und nicht zeitgleich möglich sind, da es sonst auf-

LXXXI Netzentwicklungsplan Strom 2012, BMU-Leitstudie 2011 und Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung.

LXXXII Analysen in der Dena-Studie „Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt“ ergaben, dass die durchschnittliche Auslastung der deutschen Grenzkuppelstellen unter Berücksichtigung der aktuellen Kapazitäten und erwarteter Ausbauprojekte des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) insbesondere für den Import bei weiten nicht ausgelastet sein werden (im Jahr 2020 nur zu 25 %). Engpässe bestehen derzeit vor allem beim Export aus Deutschland.

grund der starken Vermaschung in ungünstigen Fällen zu Netzüberlastungen kommen kann. Zudem können die angegebenen Übertragungskapazitäten zum Teil auch dem Weitertransport in andere Länder dienen und sind somit nicht ausschließlich dem direkten Austausch zwischen Deutschland und dem jeweiligen Nachbarland zuzurechnen.

Ausschlaggebend für die Möglichkeiten und Potenziale dieses Importweges wird vor allem die rechtzeitige Diskussion und Planung eines europäischen Stromnetzes 2050 sein. Die notwendige Abstimmung dazu steht vor großen Herausforderungen. Eine besondere Rolle spielen verschiedenen nationale Interessen, Finanzierungsfragen und die geringe Akzeptanz der Bevölkerung auf Grund der Eingriffe in Landschaft und Natur sowie der möglichen gesundheitlichen Gefährdungen insbesondere in den Transitländern.

### B.3.5.2 Regenerativ erzeugte Gase

Nachfolgend soll ein kurzer Überblick zu den Möglichkeiten zum Import regenerativ erzeugter Gase gegeben werden.

Im Gasverbundnetz ist Deutschland über Ferngasleitungen mit seinen Nachbarländern verbunden und in das europäische Netz integriert. Die Einbindung der Erdgasspeicher erfolgt im Wesentlichen über das Ferngasleitungsnetz, welchem die Transport- und Verteilnetze nachgelagert sind. Deutschland besitzt im Vergleich zu anderen europäischen Ländern ein sehr stark vermaschtes Versorgungsnetz (20 % der gesamten europäischen Erdgasleitungen sind in Deutschland installiert). Die Aufnahme und Verteilung von regenerativ erzeugten Gasen innerhalb dieses Netzes ist daher deutlich weniger problematisch als im europäischen Ausland. In Skandinavien zum Beispiel ist kein flächendeckendes Versorgungsnetz vorhanden, hier existieren derzeit wenige Erdgasexportrohrleitungen. Darüber hinaus ist auch in Nordafrika keine ausgeprägte Gasnetzinfrastruktur zum Export von regenerativen Gasen vorhanden. Um die dezentral an möglichen ausländischen erneuerbaren Energieerzeugungsstandorten bereitgestellten Gase nach Deutschland oder in andere europäische Länder zu exportieren ist ein Ausbau der Infrastruktur vor Ort notwendig. Die Planungszeiten und Finanzierungen solcher internationalen Großprojekte sind analog zum Stromnetzausbau hoch komplex und langwierig. Die Eingriffe in die Landschaft und Natur sind beim Bau und Betrieb einer Erdgastransportleitung in der Regel geringer als bei Stromtransportleitung und damit auch durch die Bevölkerung stärker akzeptiert.

Der leitungsgebundene Transport von regenerativ erzeugtem Wasserstoff ist durch Zumischung im Erdgasnetz möglich. Nachteilig hierbei ist jedoch, dass dieser dann nicht für die stoffliche Nutzung weiterverwendet werden kann. Aktuell sind für Wasserstoff in den für Europa festgelegten Gasqualitäten zum grenzüberschreitenden Transport (EASEE-Gas) keine Grenzwerte festgelegt.

Abbildung B-18: Gasnetzkarte Europa[96]

**Other pipelines**
existing
under concstruction, projected or planned
natural gas field

**Liquified natural gas (LNG) receiving terminal**
in operation
under construction pr projected

Alternativ zum leitungsgebundenen Transport kann der Transport von Methan in Form von LNG (liquefied natural gas) stattfinden. Dabei erfolgt nach der Erzeugung von regenerativem Methan der leitungsgebundene Transport bis zum LNG-Terminal, wo nach der Verflüssigung die Verschiffung erfolgt. Bei der Verflüssigung handelt es sich um einen energieintensiven Prozess bei dem zumeist durch Kühlung die Temperatur unter den Siedepunkt herabgesetzt wird. Bei der Verschiffung tritt dann eine Verlustrate von 0,15 %/d[97] durch wieder verdampfen des Gases auf. Am Import-Terminal erfolgt die Regasifizierung durch Entspannung und Erwärmung des Methans. In Abbildung B-18 sind Standorte von LNG-Terminals mit abgebildet. Derzeit ist kein LNG-Terminal in Deutschland realisiert. Darüber hinaus haben auch potentielle Länder für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen keine

(z. B. die Türkei) bzw. nur begrenzte (Nordafrika) LNG-Exportkapazitäten, so dass hier langfristig bei verstärkter Realisierung dieses Transportweges ebenfalls größere Infrastrukturmaßnahmen notwendig wären.

### B.3.5.3 Zusammenfassung

Prinzipiell ist nicht jeder Erzeugungsstandort für jeden Energietransportpfad geeignet. Die örtlichen Gegebenheiten, wie Anbindung an das Strom- oder Gasnetz und freie Transportkapazitäten, Vorhandensein von LNG-Export-Terminals etc. sind dafür ausschlaggebend. Darüber hinaus sind die leitungsgebundenen Importwege an Kapazitäts- bzw. Übertragungsleistungen gebunden. In Abhängigkeit des Transportpfades sowie in Abhängigkeit des Transportweges fallen Verluste in unterschiedlicher Höhe an.

Grundsätzlich ist für die Deckung der Stromnachfrage ein direkter Import von Strom über das Übertragungsnetz energetisch der effizienteste Weg. Bei der Rückverstromung von Wasserstoff und Methan werden Wirkungsgrade von ca. 35 % erreicht. Berücksichtigt man darüber hinaus die Transportverluste vom Erzeugungsort nach Deutschland verringert sich der Wirkungsgrad erheblich. Verschiedene Studien gehen langfristig von einem möglichen Stromimport von etwa 150 TWh/a aus. Technisch ist ein Ausbau der Stromnetze darüber hinaus denkbar, allerdings ist die geringe Akzeptanz der Bevölkerung auf Grund der Eingriffe in Landschaft und Natur zu berücksichtigen.

Für die Bereitstellung regenerativer Gase sind prinzipiell drei Importwege möglich. Zum einem kann der Strom nach Deutschland transportiert werden und hier für die Umwandlungsprozesse genutzt werden, der zweite Weg ist der leitungsgebundene über das Ferngasleitungssystem; der dritte der Transport per Schiff (LNG). Für all diese Wege entstehen unterschiedliche energetische Aufwendungen. Darüber hinaus fallen in Abhängigkeit der Entfernung vom Erzeugungs- und Nutzungsort weitere energetischen Aufwendungen an. Da über den LNG-Weg bzw. per Schiff der Transport dem Bedarf angepasst werden kann, sind die Transportkapazitäten zumindest technisch nicht limitiert.

Bei der Bereitstellung von regenerativem Methan über Importe treten auf Grund der Vielfältigkeit der Importwege und Erzeugungsorte stark unterschiedliche energetische Verluste auf. Bei Vorhandensein einer Gasinfrastruktur ist dieser Importweg energetisch am effizientesten. Bei erzeugungsfernen Standorten und ungünstigen Infrastrukturbedingungen (zum Beispiel Ägypten) kann auch der Transport als LNG effizienter sein.

Wird Wasserstoff energetisch oder stofflich genutzt, ist im Importfall der Transport aus nahen Erzeugungsstandorten in Form von Strom und die Umwandlung vor Ort energetisch effizienter.

In welcher Höhe und in welcher Form die Energieimporte erfolgen, ist vor allem in Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten an den verschiedenen Erzeugungsstandorten und deren Erschließung zu betrachten. In jedem Fall sind Ausbau und Anpassung der entsprechenden Infrastruktur notwendig.

## B.4 Endenergieverbrauch 2050

Unsere Ergebnisse zeigen, dass eine vollständige Umstellung der Energieversorgung auf regenerative Energien langfristig möglich ist und somit kaum noch energiebedingte Treibhausgasemissionen emittiert werden. Eine Einschränkung gilt für technologiebedingte Treibhausgasemissionen, wie zum

Beispiel den Methanschlupf in Verbrennungsmotoren, die auch bei der Nutzung von regenerativen Brennstoffen nicht zu verhindern sind. Derartige Emissionen werden aufgrund der geringen Mengen in dieser Studie vernachlässigt.

Um eine treibhausgasneutrale Energieversorgung erreichen zu können, ist es notwendig Effizienzpotenziale und Energieeinsparungen konsequent zu erschließen,

Aufbauend auf der UBA-Studie „Energieziel 2050“ sowie auf den Kapiteln C und D soll nachfolgend der Endenergieverbrauch für das Jahr 2050 dargestellt werden.

### B.4.1 Endenergieverbrauch in Haushalten

Der Endenergieverbrauch für die privaten Haushalte wurde für das Jahr 2050 in der UBA-Studie „Energieziel 2050“ mit 105,4 TWh geschätzt. Entsprechend der getroffenen Annahmen besteht kein Bedarf mehr an Brennstoffen, sondern ausschließlich an regenerativem Strom. Für die Raumwärmeversorgung von Wohngebäuden wurden eine anspruchsvolle Entwicklung der Dämmstandards und damit eine sehr geringe Wärmenachfrage sowie der ausschließliche Einsatzes solarthermisch unterstützter Wärmepumpen unterstellt. Da die derzeitige Sanierungspraxis von diesen Annahmen in der Qualität und in der Häufigkeit stark abweicht, werden zwei weitere Entwicklungsmöglichkeiten des Endenergiebedarfs im Jahr 2050 gezeigt.

Zum Vergleich werden in der ersten Variante (V1) die Randbedingungen der Studie „Energieziel 2050“ aufgeführt. Hier wurde eine energetische Sanierungsrate von 2,7 %/a und ein Nutzenergiebedarf nach Sanierung von durchschnittlich 30 kWh/m²a[LXXXIII] angenommen.

In einer weiteren Variante (V2) wird angenommen, dass der Anteil der ab 2020 jährlich energetisch sanierten Gebäude nur 1 % statt 2,7 % beträgt, was der derzeitigen Sanierungsrate entspricht. Für die Sanierungsqualität werden die gleichen Festlegungen wie bei V1 getroffen. Diese Entwicklung ist damit ebenfalls anspruchsvoller als die gegenwärtige Sanierungspraxis. Eine Sanierung nach Energieeinsparverordnung 2009 führt derzeit zu etwa 60 bis 110 kWh/m²a Nutzenergiebedarf.

Bei hoher Sanierungsrate von 2,7 % berücksichtigt die dritte Variante (V3) in größerem Umfang als die ursprüngliche Variante (V1), dass etwa 11 % der Gebäude z. B. aus Denkmalschutzgründen nur bedingt energetisch saniert werden können. Der spezifische Nutzwärmebedarf sinkt in diesen Fällen von 144 kWh/m²a nur auf etwa 90 kWh/m²a, und in den anderen Fällen auf 30 kWh/m²a. Diese Annahme beruht auf der Dissertation von Vallentin (2001)[98], die optimale Klimaschutzstandards ermittelt hat, die mit heute verfügbaren Techniken erreichbar sind.[LXXXIV] Demnach liegt für bedingt sanierbare Gebäude der erreichbare Nutzenergiebedarf unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten bei 70 bis 120 kWh/m²a.

Die Annahmen für Neubauten bleiben in allen Varianten unverändert. In Tabelle B-9 werden die Randbedingungen und die zu erwartenden Flächenanteile der unterschiedlichen Gebäude zusammenfassend dargestellt.

LXXXIII In diesen Mittelwert gehen schlechter sanierbare Gebäude bereits ein, deren höheren Energiebedarf besser sanierbare Gebäude ausgleichen.

LXXXIV Die Untersuchung bestätigt zudem die Annahme für gut sanierbare Gebäude (Zielstandard 35 kWh/m²a, technisch möglich seien Nutzenergiebedarfe bis 20 kWh/m²a).

Tabelle B-9: Überblick zu den Annahmen für drei unterschiedliche Varianten zum Raumwärmebedarf 2050

| | V1<br>Ziel 2050 | V2<br>1 % Sanierungsrate | V3<br>bedingt sanierbare Gebäude |
|---|---|---|---|
| Energetische Sanierungsrate | 2,7 %/a | 1 %/a | 2,7 %/a |
| | spezifischer Nutzwärmebedarf [kWh/m²a]: | | |
| Neubauten | 10 | 10 | 10 |
| Sanierte Gebäude | 30 | 30 | 30 |
| Bedingt sanierbare Gebäude | – | – | 90 |
| unsanierte Gebäude | – | 144 | – |
| | Flächenanteil in 2050 (Wohnfläche 2050: 3,53 Mrd. m³): | | |
| Neubauten | 18 % | 18 % | 18 % |
| Sanierte Gebäude | 82 % | 30 % | 71 % |
| Bedingt sanierbare Gebäude | – | – | 11 % |
| unsanierte Gebäude | – | 52 % | – |

Bei der Ermittlung des Endenergiebedarfs ist die Struktur der Endenergieträger und der eingesetzten Heiztechniken entscheidend. In V1 wird der vollständig energetisch sanierte Gebäudebestand mit elektrischen Wärmepumpen beheizt, die mit solarthermischen Kollektoren kombiniert sind. Der Einsatz elektrischer Wärmepumpen in unsanierten Gebäuden ist nicht effizient. Daher wird davon ausgegangen, dass unsanierte Gebäude in V2 und bedingt sanierbare Gebäude in V3 mit Gasbrennwertkesseln unter Verwendung von regenerativ erzeugtem Methan beheizt werden. Eine Versorgung mit Blockheizkraftwerken zur Rückverstromung des Methans wäre ebenso vorstellbar, jedoch wurde für eine konservative Abschätzung mit Gasbrennwertkesseln bewusst eine etwas ungünstigere Technik gewählt. Da in unsanierten und bedingt sanierbaren Gebäuden weiterhin hohe Vorlauftemperaturen notwendig sind, fällt in diesen Fällen die solarthermische Heizungsunterstützung weg. In Abbildung B-19 ist der Endenergiebedarf für die Raumwärme in Wohngebäuden für die drei beschriebenen Varianten dargestellt.

Es zeigt sich, dass eine niedrige Sanierungsrate (V2) mit einem zusätzlichen Bedarf an regenerativen Methan von 300 TWh/a für unsanierte Gebäude den Endenergiebedarf für Raumwärme von Wohngebäuden mehr als verzehnfachen würde. Dem gegenüber verdoppelt die stärkere Berücksichtigung bedingt sanierbarer Gebäude in V3 zwar den Endenergieverbrauch im Vergleich zu V1, jedoch fällt die Erhöhung mit knapp 40 TWh/a Methan moderat aus. Dass in Variante V3 etwa 11 % der Gebäude mehr als 60 % des Endenergiebedarfs für Raumwärme brauchen, deutet künftige Probleme bei der Bezahlbarkeit dieses bedingt sanierbaren Wohnraumes an. Der Energiebedarf in Neubauten spielt in allen Varianten nur eine geringe Rolle (1,9 TWh/a Strom für Wärmepumpen).

Zum Endenergiebedarf für Raumwärme kommt der Endenergiebedarf für die Warmwasserbereitung hinzu. Der Warmwasserbedarf hängt nicht vom Sanierungsstandard eines Gebäudes ab. Im Vergleich zur Studie „Energieziel 2050“ ändern sich folglich nur die Heiztechniken, d.h. bei unsanierten (V2) und bedingt sanierbaren Gebäuden (V3) kommen statt elektrischer Wärmepumpen Gasbrennwertkessel zum Einsatz, für die Warmwasserbereitung unterstützt durch solarthermische Anlagen. Der

Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden ist zusammenfassend in Tabelle B-10 dargestellt.

Abbildung B-19: Endenergieverbrauch für Raumwärme im Jahr 2050 für drei unterschiedliche Varianten

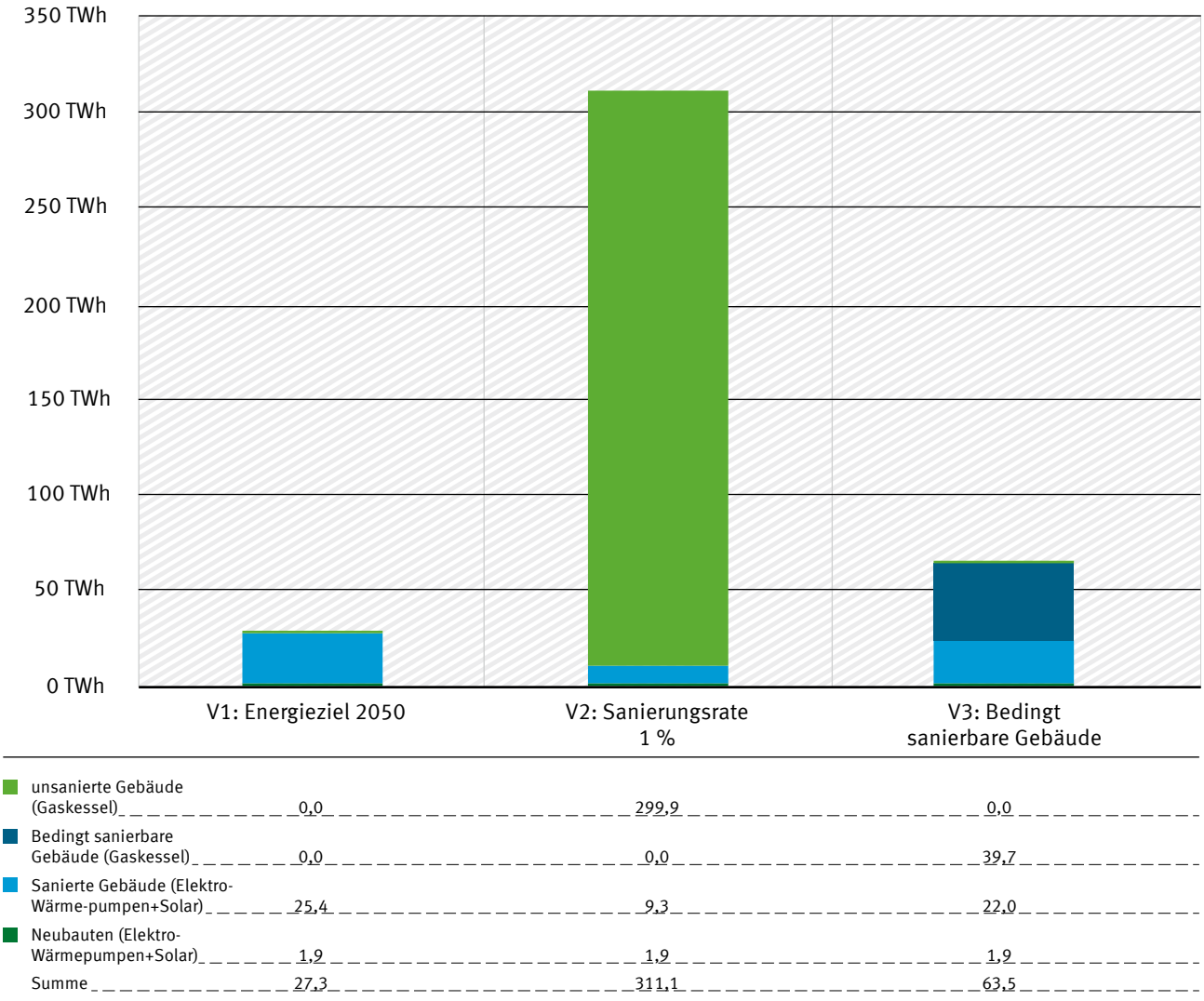



Tabelle B-10: jährlicher Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden für drei unterschiedliche Varianten

| | V1<br>Ziel 2050 | V2<br>1 % Sanierungsrate | V3<br>bedingt sanierbare Gebäude |
|---|---|---|---|
| Strom | 40,7 TWh | 17,6 TWh | 35,8 TWh |
| Methan | 0,0 TWh | 322,5 TWh | 44,5 TWh |
| **Summe** | **40,7 TWh** | **340,1 TWh** | **80,3 TWh** |
| nachrichtlich: Solarwärme | 29,7 TWh | 26,5 TWh | 29,0 TWh |

In den nachfolgenden Berechnungen wird die dritte Variante (V3) berücksichtigt. Dadurch wird der Lösungsraum im Bereich der Wohngebäude vergrößert, der vielfältigeren Beheizungsstruktur Rechnung getragen und dennoch an den ambitionierten Rahmenbedingungen der Studie „Energieziel 2050“ festgehalten.

Darüber hinaus besteht in den privaten Haushalten ein Bedarf an Endenergie für den Betrieb der Solar- und Umwälzpumpen, für die Beleuchtung und sonstige Anwendungen (Kochen, Waschen etc.). Der Energieverbrauch ist in Tabelle B-11 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle B-11: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in Haushalten im UBA THGND 2050 – Szenario

| | Strom in TWh | regeneratives Methan in TWh |
|---|---|---|
| Raumwärme | 23,9 | 39,7 |
| Warmwasser | 11,9 | 4,8 |
| Solar- und Umwälzpumpen | 3,6 | 0 |
| Beleuchtung | 1,8 | 0 |
| Sonstige Anwendungen | 63,5 | 0 |
| **Summe** | **104,7** | **44,5** |
| | **149,2** | |

### B.4.2 Endenergieverbrauch im Verkehr

Durch eine Kombination von Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung, -verlagerung und technischen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung kann der Verkehrssektor seinen Endenergiebedarf langfristig senken. Wie im Kapitel C erläutert, wird von einem direkten Stromverbrauch von 91 TWh u.a. für Elektromobilität und einem Verbrauch an flüssigen Kraftstoffen von rund 533 TWh ausgegangen. Dabei ist über die derzeitigen Bilanzierungsgrenzen hinaus der deutsche Anteil am internationalen See- und Flugverkehr mitberücksichtigt.

Der Einsatz gasförmiger Kraftstoffe konnte im Rahmen dieser Studie nicht untersucht werden. Vorteilhaft sind die geringeren energetischen Verluste bei der Herstellung dieser Kraftstoffe (siehe Kapitel B.5.1).

### B.4.3 Endenergieverbrauch in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Annahmen zum Endenergieverbrauch in diesem Sektor werden vollständig aus der UBA-Studie „Energieziel 2050“ übernommen, welche überwiegend auf den Annahmen des Referenzszenarios der WWF-Studie „Modell Deutschland“[99] basieren. Das bedeutet u.a. eine Effizienzsteigerung in den verschiedenen Anwendungsbereichen, eine verstärkte Abwärmenutzung sowie eine Nutzung von Wärmepumpen zur Raumwärmeversorgung für das Jahr 2050.

Tabelle B-12 zeigt den Endenergiebedarf des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen im Jahr 2050.

Tabelle B-12: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in GHD im UBA THGND 2050 – Szenario [100]

| | Strom in TWh | regeneratives Methan in TWh | regenerative Kraftstoffe in TWh |
|---|---|---|---|
| Raumwärme | 1,9 | 0 | 0 |
| Kühlen- und Lüften | 28,1 | 0 | 0 |
| IKT [LXXXV] | 7,8 | 0 | 0 |
| Beleuchtung | 18,3 | 0 | 0 |
| mechanische Energie | 15,8 | 0 | 18,6 [LXXXVI] |
| Prozesswärme | 18,4 | 62,4 | 0 |
| **Summe energetisch** | **90,3** | **62,4** | **18,6** |
| | | **171,3** | |

## B.4.4 Endenergieverbrauch in der Industrie

Wie in Kapitel D erläutert, wird von einem Stromverbrauch von 159 TWh für industrielle Prozesse im Jahr 2050 ausgegangen. Dieser Verbrauch entspricht in der Größenordnung dem ermittelten Stromverbrauch des Referenzszenarios der WWF-Studie „Modell Deutschland“ [101]. Der Verbrauch an regenerativen Brennstoffen bzw. regenerativem Methan liegt mit rund 199 TWh/a wesentlich niedriger als im Referenzszenarios der WWF-Studie.

Über den Strombedarf für Prozesse hinaus sind Aufwendungen für die Bereitstellung von Raumwärme, Beleuchtung und IKT notwendig. Die Annahmen dazu werden vollständig aus der UBA-Studie „Energieziel 2050“ übernommen. Tabelle B-13 zeigt den Endenergieverbrauch für die Industrie im Jahr 2050. Hinzu kommen rund 15 TWh produktionsbedingte biogene Reststoffe, die wie heute in der Papierindustrie genutzt werden (siehe Kapitel D.9). Zudem wird im Jahr 2050 regeneratives Methan in Höhe von 282 TWh für die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie benötigt.[LXXXVII]

Tabelle B-13: Endenergieverbrauch in der Industrie im UBA THGND 2050 – Szenario (eigene Berechnungen)[102]

| | Strom in TWh | regeneratives Methan in TWh |
|---|---|---|
| Raumwärme | 5,8 | 0 |
| Beleuchtung + IKT | 14,7 | 0 |
| mechanische Energie + Prozesswärme | 159,2 | 198,8 |

LXXXV Informations- und Kommunikationstechnik.

LXXXVI Kraftstoffe für überwiegende mobile Anwendungen in Verbrennungsmotoren, insbesondere für Land- und Forstwirtschaft, Baufahrzeuge, Militär.

LXXXVII Die stoffliche Nutzung in der Industrie wird derzeit nicht in der Bilanzierung der Endenergie betrachtet.

| | Strom in TWh | regeneratives Methan in TWh |
|---|---|---|
| **Summe energetisch** | **179,7** | **198,8** |
| | **378,5** [LXXXVIII] | |
| Stoffliche Nutzung | | **282** |

### B.4.5 Zusammenfassung

Tabelle B-14 zeigt den Endenergieverbrauch im Jahr 2050 für den gesamten Energiesektor. Trotz der Verschiebungen zu strombasierten Anwendungen in den industriellen Prozessketten, bei der Raumwärmeversorgung und im Verkehr liegt der Stromverbrauch in der gleichen Größenordnung wie derzeit. Dies ist nur möglich bei konsequenter Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen. Der Endenergieverbrauch im Verkehr kann unter der Annahme steigender Verkehrsleistung bei gleichzeitiger Anwendung von effizienten Antriebstechniken erheblich reduziert werden. Der Verbrauch von Brennstoffen lässt sich durch Senkung des Raumwärmebedarfes und durch interne Wärmerückgewinnung in industriellen Anwendungen erheblich reduzieren.

Tabelle B-14: Gesamter Endenergieverbrauch im UBA THGND 2050 – Szenario

| | Strom in TWh | regeneratives Methan in TWh | flüssige regenerative Kraftstoffe in TWh |
|---|---|---|---|
| private Haushalte | 104,7 | 44,5 | 0 |
| GHD | 90,3 | 62,4 | 18,6 |
| Industrie [LXXXIX, XC] | 179,7 | 198,8 | 0 |
| Verkehr | 91,1 | 0 | 533,3 |
| **Summe energetisch** | **465,8** | **305,7** | **551,9** |
| | | **1323,4** | |
| Industrie stofflich | | 282 | |
| **Summe energetisch und stofflich** | | **1605,4** | |

Abbildung B-20 zeigt einen Vergleich der Endenergieverbräuche der Jahre 2010 und 2050.[XCI] Insgesamt kann der Endenergieverbrauch 2050 gegenüber 2010 halbiert[XCII] werden. Vor allem im Bereich private Haushalte bzw. beim Wärmeverbrauch sind erhebliche Verbrauchsminderungen möglich. Auch in der Industrie und im GHD-Sektor lässt sich der Endenergiebedarf entsprechend der Annahmen mindestens halbieren. Im Verkehr werden bei der Bilanzierung für den Seeverkehr für das Jahr 2010 nur die inländischen Bunkermengen einbezogen und nicht der deutsche Anteil am internationalen Seeverkehr. Ähnlich wird im Flugverkehr verfahren. Ohne den deutschen Anteil am internationalen See- und Flugverkehr würde der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 erheblich gemindert. Wird

LXXXVIII Exklusive der rund 15,1 TWh in der Papierindustrie, die durch intern anfallende Produkt

LXXXIX Exklusive der stofflichen Nutzung in Höhe von 282 TWh.

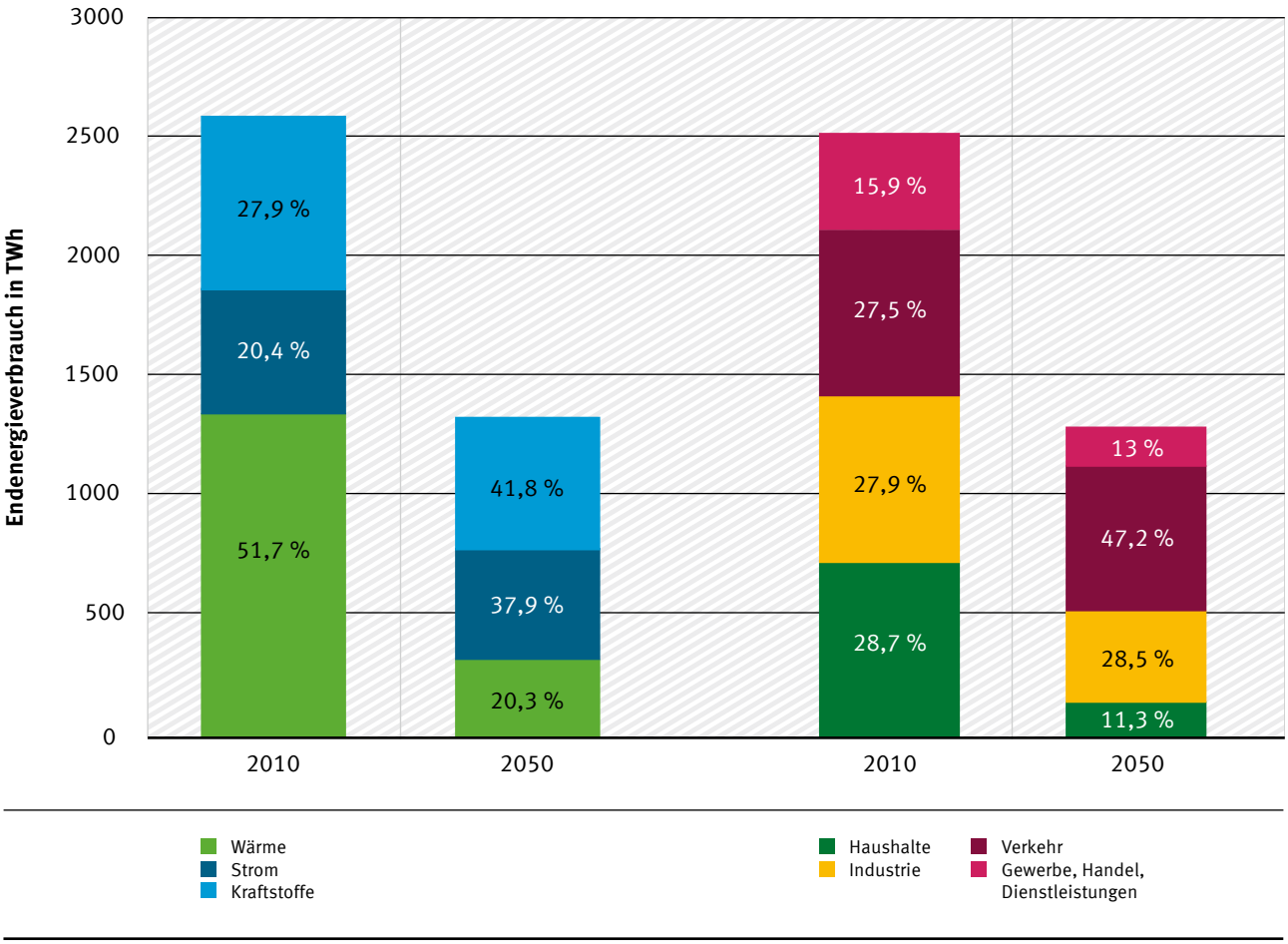
XC Exklusive der rund 15,1 TWh aus internen Produktströmen in der Papierindustrie.

XCI Die stoffliche Nutzung von Methan in der Industrie ist hier nicht mit enthalten, da sie in der Vergleichsbasis 2010 ebenfalls nicht enthalten ist.

XCII Der rechnerische Wert liegt bei 51 %. Es ist zu beachten, dass für 2050 der internationale See- und Flugverkehr mit bilanziert wurde. Derzeit ist dies nicht der Fall.

diese Menge für das Jahr 2050 mitberücksichtigt, ergibt sich im Vergleich zu 2010 nur eine geringe Absenkung des Endenergieverbrauches im Verkehrssektor (siehe Abbildung B-20).

Abbildung B-20: Vergleich der Endenergie im Jahr 2010 und 2050 (links: Darstellung nach Anwendungen, rechts: Darstellung nach Sektoren),[XCIII]




## B.5 Treibhausgasneutrale Energieversorgung 2050

### B.5.1 Gesamtenergiebedarf

Wie in Kapitel B.4.5 erläutert sind auch in einem regenerativen Energiesystem Umwandlungsprozesse mit energetischen Verlusten verbunden. Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über den gesamten Energiebedarf bzw. der benötigten Nettostromerzeugung im Jahr 2050.

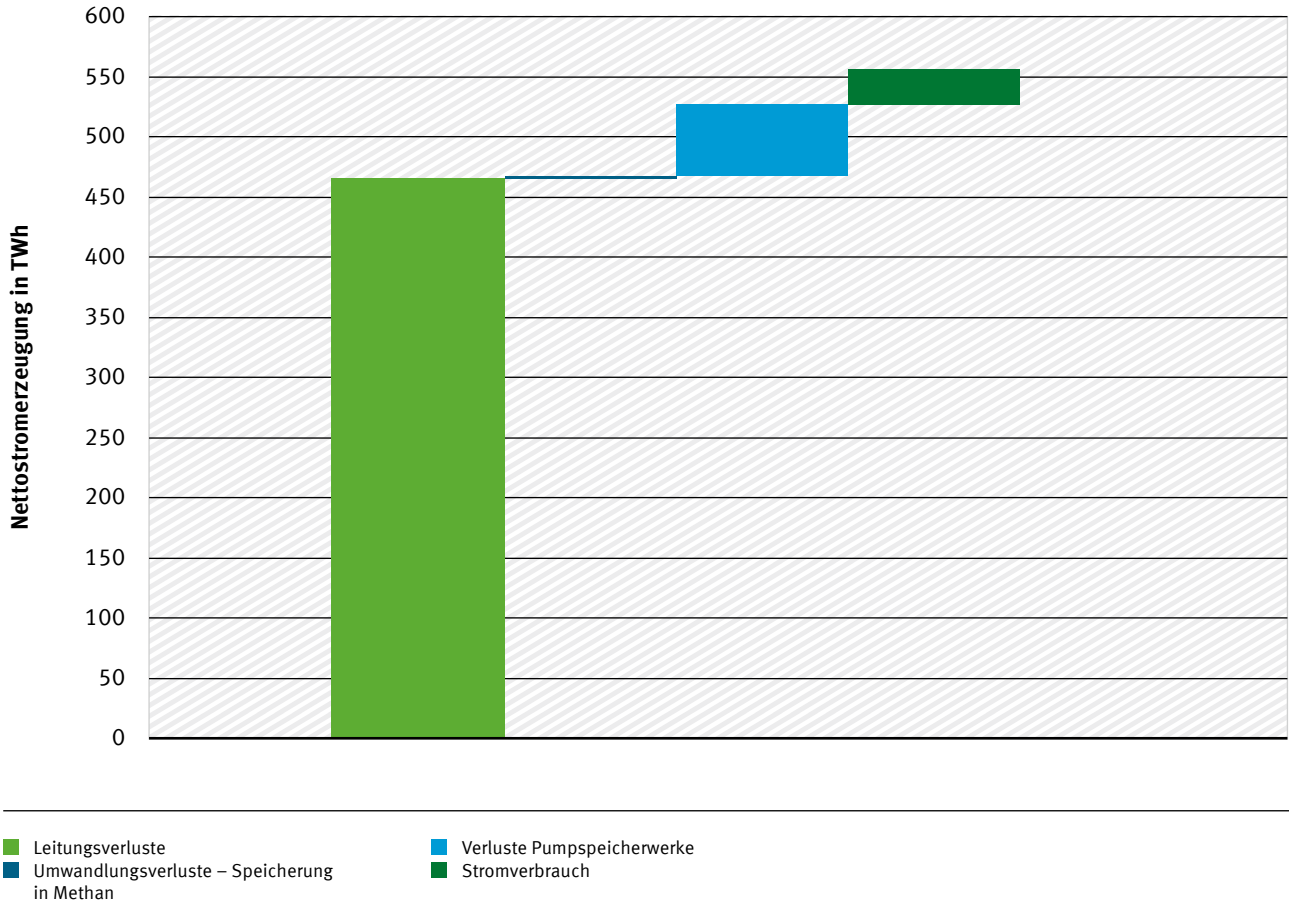
#### B.5.1.1 Energiebedarf zur Stromversorgung

Zur Gewährleistung der Stromversorgung in einem auf fluktuierenden regenerativen Energien basierenden System ist zur Überbrückung der saisonalen Schwankungen die Speicherung von Energie notwendig. In Überschusszeiten wird Strom über Elektrolyse und ggf. Methanisierung in die chemischen

XCIII Ohne Endenergie in Form von regenerativen Methan als Einsatzstoff in der chemischen Industrie.

Energieträger Wasserstoff oder Methan umgewandelt (siehe Kapitel B.3.2 und B.3.3). Diese können dann in Zeiten, in denen der Ertrag der regenerativen Energien nicht ausreicht um die Stromnachfrage abzudecken, in Back-up-Kraftwerken rückverstromt werden. In der UBA-Studie „Energieziel 2050:100 %“ wurde solch eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung simuliert. Für den dort angenommenen direkten Stromverbrauchs von 471,5 TWh/a[103] (in der vorliegenden Studie: rund 466 TWh/a)wurde der notwendige Speicherbedarf bestimmt. In Abhängigkeit der Annahmen zum inländischen und europäischen Netzausbau, Zusammensetzung der regenerativen Erzeugungsleistung, Lastmanagement etc. ergeben sich unterschiedliche Werte für den Speicherbedarf. In der vorliegenden Studie wurden keine Simulationen durchgeführt. Um dennoch Aussagen zu Speicherbedarf, Stromtransportverlusten bzw. Nettostromerzeugung zu geben, wurde auf Basis der UBA-Studie „Energieziel 2050:100 %“ [XCIV] eine Abschätzung vorgenommen. Diese scheint auf Grund des annähernd gleichen Stromverbrauches gerechtfertigt. Der resultierende Energiebedarf bzw. Nettostromerzeugung für die Stromversorgung ist in Abbildung B-21 dargestellt. Summarisch werden 557 TWh/a für die Gewährleistung der Stromversorgung benötigt.[XCV]

Abbildung B-21: Nettostromerzeugung zur Versorgung der direkten Stromnutzung im UBA THGND 2050 – Szenario




XCIV Siehe im Kapitel 7.3.4 in Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

XCV In Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, war eine Nettostromerzeugung von 564 TWh bei einem Verbrauch von 471,5 TWh notwendig.

### B.5.1.2 Energiebedarf zur Brennstoffversorgung und zur stofflichen Nutzung

Regeneratives Methan wird im Jahr 2050 als Brennstoff energetisch sowie als Ausgangsstoff für die chemische Industrie stofflich genutzt. Die Umwandlungsprozesse bei der Methanerzeugung sind mit energetischen Verlusten verbunden. Zur Quantifizierung der Verluste wird pauschal (entsprechend Kapitel B.3.3) für die Elektrolyse ein Wirkungsgrad von 72 % und für die Methanisierung von 80 % angenommen.[104]

In Abhängigkeit zur $CO_2$-Quelle entstehen unterschiedliche energetische Aufwendungen zur Bereitstellung dieser Stoffe. Zum einem können die inländischen $CO_2$-Mengen aus den Biomassevergärungsanlagen, den Industrieprozessen und stationären energetischen Brennstoffnutzungen[XCVI] vollständig aufgefangen werden und für die inländische Methanisierung zur Verfügung gestellt werden. Summarisch beträgt diese Menge rund 24,6 Mio. t. Insgesamt werden für die Erzeugung des energetischen und stofflichen Bedarfs an regenerativem Methan etwa 27 Mio. t $CO_2$ jährlich benötigt. In Abhängigkeit der Verfügbarkeit und Erschließbarkeit von inländischen Standorten kann die Bereitstellung der Kohlenstoffquelle auch aus der Umgebungsluft erfolgen. Möglich ist auch, dass vor allem an ökonomisch günstigen ausländischen Standorten die Erzeugung von Methan auf Basis vom $CO_2$ aus der Luft erfolgen wird.

Es soll dennoch eine grobe Abschätzung zur Nettostromerzeugung gegeben werden, die notwendig ist um Methan im Umfang von rund 588 TWh/a bereitzustellen. Dabei wird der Energiebedarf für die Gasaufbereitung, also die Gewinnung von $CO_2$ aus Abgasen und der Umgebungsluft sowie der Energiebedarf für die Sauerstoffzerlegung zum Oxyfuel-Verfahren auf Basis der Angaben in Kapitel B.3.3.6 angenommen. Es kann festgestellt werden, dass die Anwendung des Oxyfuel-Verfahrens und Gewinnung der inländischen $CO_2$-Ströme für die Methanisierung energetisch effizienter sind als die Gewinnung der vollständigen $CO_2$-Menge aus der Umgebungsluft. Damit stellen die Angaben zur Gasaufbereitung von $CO_2$ in Abbildung B-22 einen unteren Bereich dar.

Insgesamt ist schätzungsweise eine Nettostromerzeugung von über 1000 TWh/a für die Bereitstellung des Brennstoffendenergiebedarfes notwendig. Darüber hinaus fallen beim Import von Methan energetische Verluste an, die in Abhängigkeit des Erzeugungsortes bzw. der unterschiedlichen Transportstrecken und in Abhängigkeit des Transportpfades (Methan leitungsgebunden im Gasnetz oder als LNG) unterschiedlich sein können. Dies wird nicht detaillierter untersucht, wohlwissend, dass diese Verluste nicht vernachlässigbar sind und mehrere 100 TWh pro Jahr betragen können.[XCVII]

### B.5.1.3 Energiebedarf zur Kraftstoffversorgung

Die Kraftstoffversorgung basiert vornehmlich auf regenerativ erzeugten flüssigen Kraftstoffen, hergestellt in Power to Liquid – Anlagen. Da diese Technik noch am Beginn der Entwicklung steht, ist eine Abschätzung der Wirkungsgrade bzw. des notwendigen regenerativen Strombedarfs schwierig. Um dennoch eine mögliche Bandbreite aufzuzeigen, werden nachfolgend einmal konservativ 50 % (Variante 1) und zukunftsorientiert 64 %[XCVIII] (Variante 2) als Gesamtwirkungsgrad angenommen.

Darüber hinaus ist für die Erzeugung flüssiger Kraftstoffe ebenfalls Kohlendioxid notwendig, das vorrangig aus der Umgebungsluft bereitgestellt werden muss. Die Bandbreite des notwendigen Energiebedarfes ist in Abbildung B-23 dargestellt. Der Strom für den direkten Einsatz im Verkehrssektor

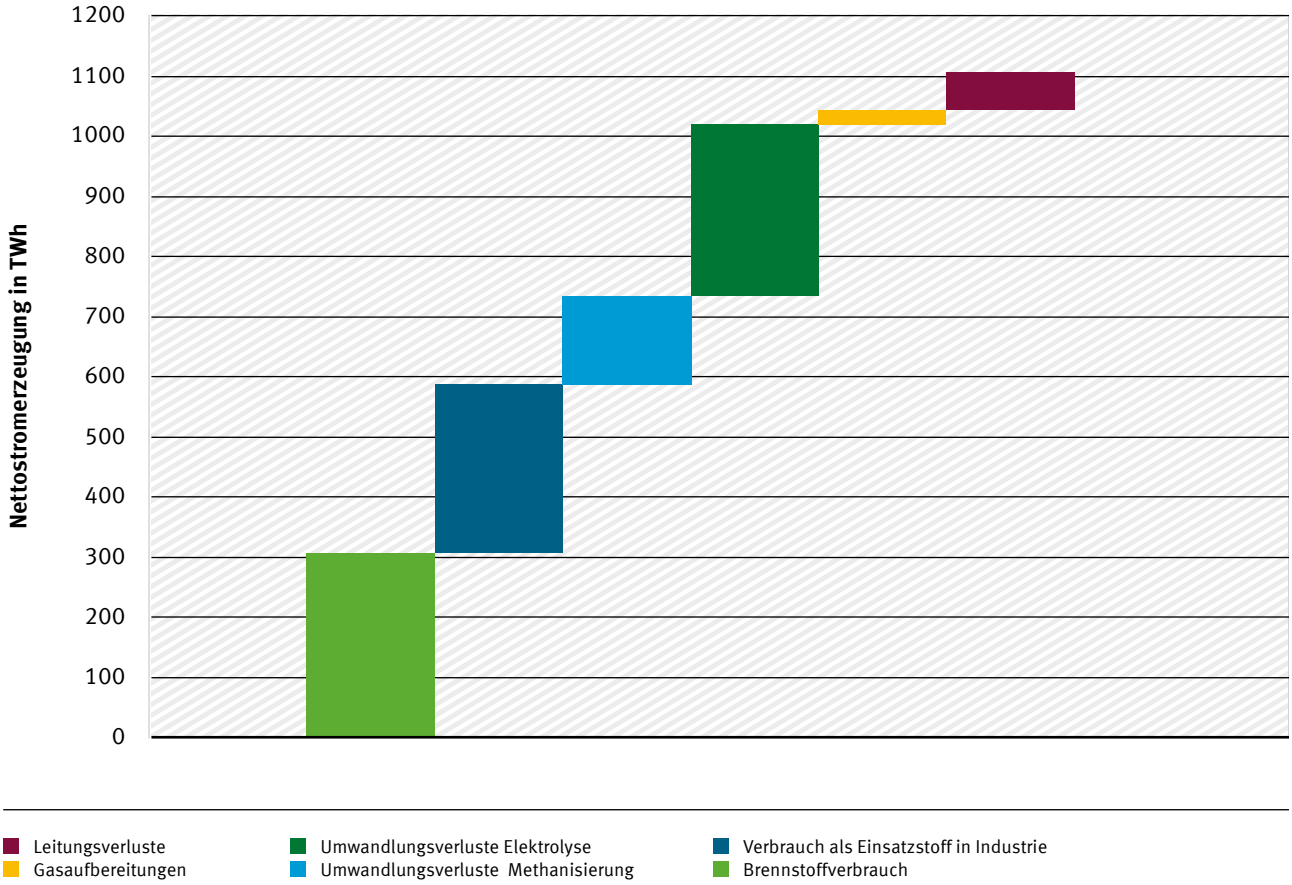
XCVI Realisierung von nahezu geschlossenen Kreisläufen bei der energetischen Nutzung von Brennstoffen (Methan).

XCVII Insbesondere bei vollständigem Import des Brenn- und Kraftstoffbedarfes sowie bei LNG als Transportweg.

XCVIII Auf Basis der UBA-Studie (2013): Studie „Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr“.

(Elektromobilität u.a.) ist bereits bei der Bestimmung des Energiebedarfes zur Stromversorgung mit berücksichtigt (siehe Kapitel B.5.1.1). Die beim Transport der Kraftstoffe anfallenden energetischen Verluste wurden vernachlässigt.[XCIX]

Abbildung B-22: Nettostromerzeugung zur Brennstoffversorgung im UBA THGND 2050 – Szenario

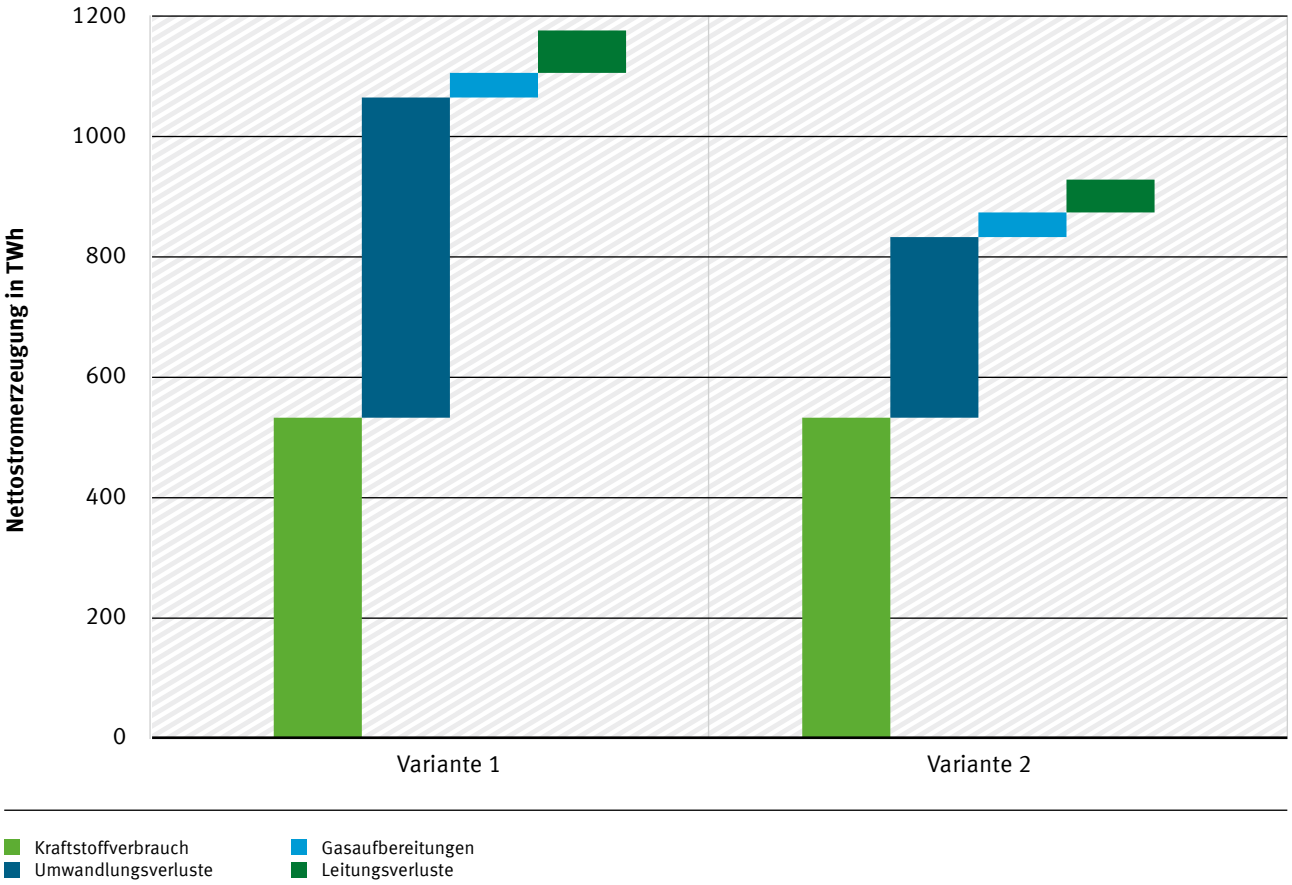



### B.5.1.4 Zusammenfassung

Der gesamte Energiebedarf für die Sektoren Energieversorgung, Verkehr und Industrie lässt sich auf Grund der Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten nur schwer bestimmen. Es soll dennoch versucht werden, für den notwendigen Energiebedarf unter den vorgestellten Annahmen eine grobe Schätzung abzugeben. Es ergibt sich für die notwendige Nettostromerzeugung eine Bandbreite von 2.600–2.850 TWh/a. Unter Berücksichtigung weiterer Verluste ist davon auszugehen, dass entsprechend der getroffenen Annahmen und der damit verbundenen Energieeffizienzmaßnahmen sowie technischen Prozessänderungen regenerativer Strom im Umfang von rund 3.000 TWh/a (Netto) für eine vollständige regenerative Energieversorgung benötigt wird. Darin ist auch der notwendige Energiebedarf für die Erzeugung von regenerativen Methan für die stoffliche Nutzung enthalten.

XCIX Siehe Kapitel B.5.1.2.

Abbildung B-23: Nettostromerzeugung[C] zur Kraftstoffversorgung im UBA THGND 2050 – Szenario



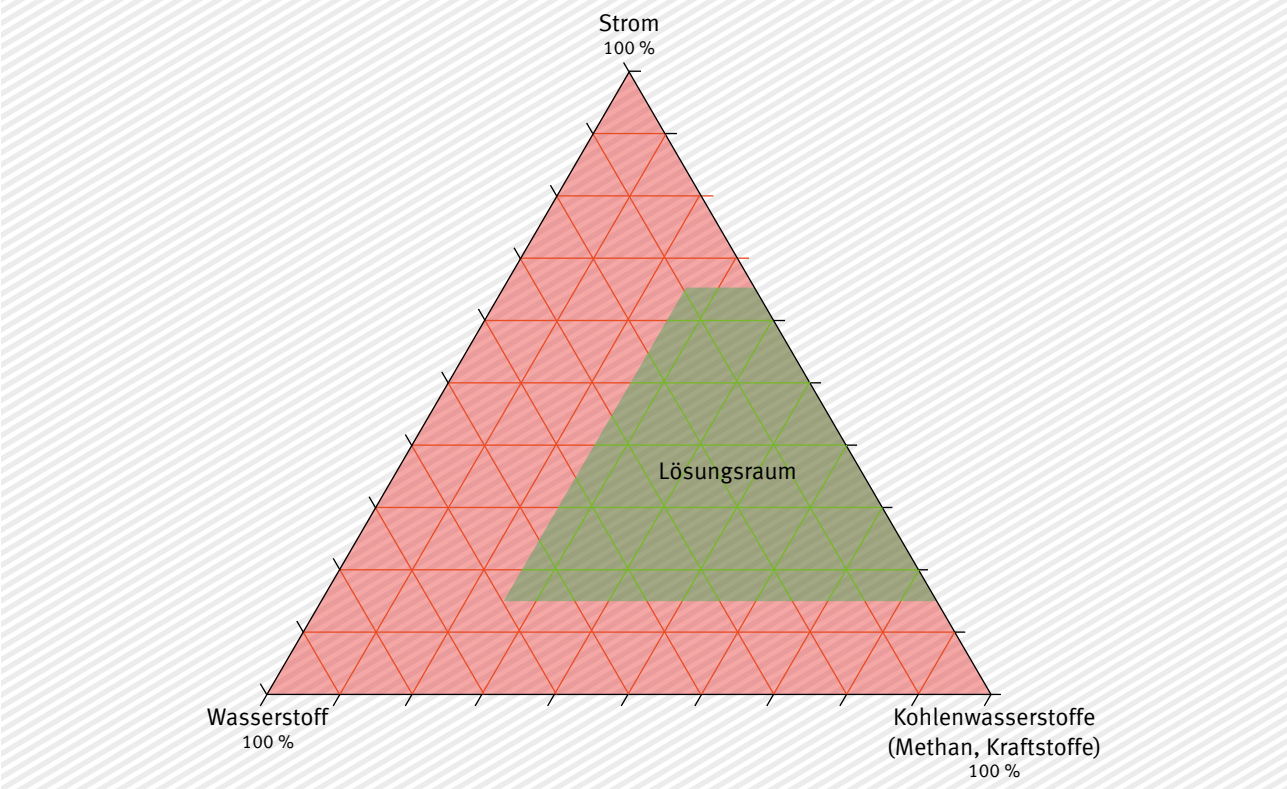

## B.5.2 Gesamtüberblick zum Aufbau einer treibhausgasneutralen Energieversorgung

Die Ergebnisse zeigen, dass aus technischer Sicht eine Umstellung der gesamten Energieversorgung auf regenerative Energien erfolgen kann. Dabei stützt sich dieses System im Wesentlichen auf die direkte Nutzung von regenerativem Strom, regenerativ durch Wasserelektrolyse erzeugten Wasserstoff und regenerativ erzeugte Kohlenwasserstoffverbindungen (Methan, Kraftstoffe). Der jeweilige Anteil dieser drei Energieträger im Endenergieträgermix ist technisch bedingt begrenzt. Eine qualitative Darstellung des denkbaren Lösungsraumes für diese Zusammensetzung ist zum besseren Verständnis in Abbildung B-24 gegeben.

Eine vollständige Versorgung auf Basis regenerativen Stroms als Endenergieträger ist nicht möglich. Strom kann vor allem im Verkehrsbereich nur teilweise direkt eingesetzt werden. Insbesondere im Flug- und Seeverkehr ist die direkte Stromnutzung nicht möglich. Völlig verzichtbar ist Strom als Endenergieträger auf Grund der Anwendung, zum Beispiel in der Kommunikationstechnik oder Beleuchtung, nicht. In einem regenerativen Energiesystem ist ein sehr hoher Anteil von Strom als Endenergieträger realistisch. Dies wurde auch in den vorangegangenen Darstellungen deutlich, zum Beispiel an der Verschiebung der Wärmeversorgung hin zu einer effizienten stromverbrauchenden Raumwärmeversorgung (mittels Wärmepumpe) und hin zu einer stark strombasierten Prozesswärmebereitstellung.

C In Variante 1 wurde ein Wirkungsgrad von 50 % und in Variante 2 von 64 % angenommen.

Abbildung B-24: qualitative Darstellung des Endenergieträgermixes im Dreiecksdiagramm, eigene Darstellung



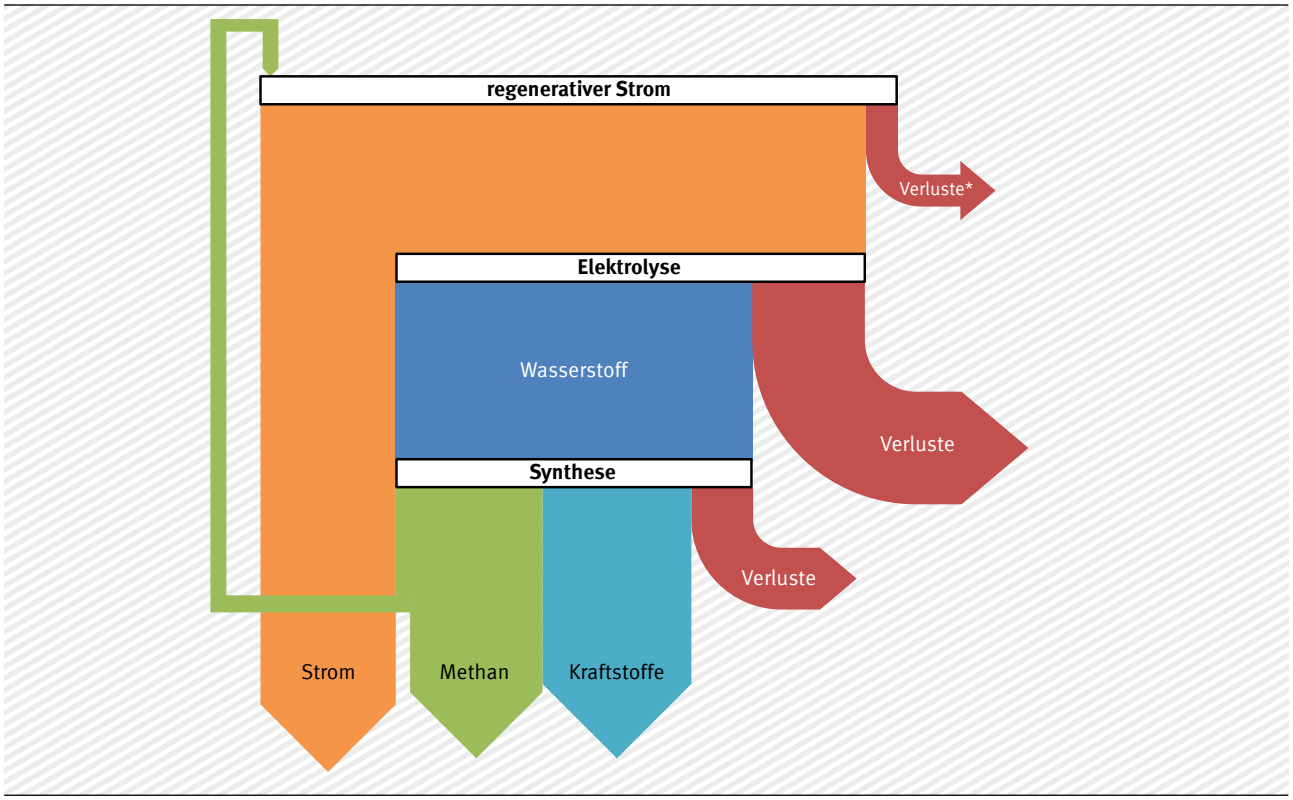

Der Anteil von Wasserstoff im Endenergieträgermix ist nach oben hin ebenfalls technisch durch die fehlenden Einsatzmöglichkeiten im Verkehrssektor, insbesondere bei den Langstreckenflügen, begrenzt. Nach unten erfolgen keine Einschränkungen. Wie die vorangegangen Darstellungen zeigen, ist auch eine treibhausgasneutrale Energieversorgung ohne Wasserstoff als Endenergieträger denkbar. Auf Grund der höheren energetischen Effizienz bei der Erzeugung und dem Vorteil, dass keine Kohlenstoffquelle für die Erzeugung benötigt wird, ist ein höherer Anteil vorteilhaft. Hierzu besteht jedoch noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, so dass dieser Pfad für diese Studie nicht detaillierter betrachtet wurde.

Da das mögliche Potenzial von Kraftstoffen aus Biomasse gering ist (siehe Kapitel B.3.1), gibt es zu regenerativ erzeugten Kohlenwasserstoffverbindungen als Brenn- und Kraftstoffe in einem treibhausgasneutralen Energiesystem keine Alternative wenn auf den Einsatz von energetisch genutzter Biomasse verzichtet wird.

Entsprechend der Anteile und Änderungen auf Grund technischer Entwicklungen bzw. Änderungen der derzeitigen technischen Begrenzungen beim Einsatz der jeweiligen Endenergieträger verändert sich der mögliche Lösungsraum des Energieträgermixes. In Abhängigkeit der energetischen Verluste, Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit von Ressourcen und der Erschließbarkeit von Anwendungsbereichen bzw. Technikentwicklungen wird sich der Endenergieträgermix im Rahmen dieser technischen Möglichkeiten einstellen.

Zum besseren Verständnis ist der mögliche Energiefluss qualitativ in der Abbildung B-25 dargestellt. Die Größe der abgebildeten Energieströme ist dabei proportional zu den ermittelten Energieströmen. Nicht mit abgebildet werden die weiteren Transportverluste beim Import von regenerativen Gasen und Kraftstoffen sowie der mögliche Nutzungspfad von Wasserstoff.

Abbildung B-25: qualitative Darstellung des Energieflusses[CI, CII], eigene Darstellung




Die Ergebnisse zeigen, dass die Umwandlungsverluste sich bei der Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen in einem regenerativen Energiesystem im Vergleich zum heutigen fossilen System erhöhen (siehe Abbildung B-26). Im Jahr 2010 betrugen die statistischen Verluste[CIII] im Energiesystem rund 27 %. Unter den vorangestellten Annahmen würden sich in einem solchen regenerativen Energiesystem Verluste[CIV] von etwa 44 %[CV] ergeben.

Die vorangegangen Darstellungen zeigen, dass eine treibhausgasneutrale, nachhaltige Energieversorgung vorrangig auf regenerativem Strom basiert. Biomasse sollte auf Grund des perspektivisch steigenden Nutzungsdrucks und -konkurrenzen nur in Form von Abfallbiomasse eingesetzt werden und kann damit nur einen sehr geringen Beitrag für das Gesamtsystem leisten. Der Strombedarf in unserem Szenario wird überwiegend durch Wind- und PV-Erzeugungsanlagen gedeckt, entsprechend der inländischen und globalen Potenziale. Wasserkraft- und Geothermieanlagen leisten einen kleineren Beitrag zur Stromversorgung. Der regenerative Strom zur direkten Nutzung (Endenergie entsprechend der Annahmen rund 466 TWh/a) kann im Inland erzeugt werden: Die nationalen technisch-ökologischen Potenziale sind dafür vorhanden. Ein größerer Anteil des notwendigen Stroms zur Bereitstellung von regenerativem Methan und regenerativen Kraftstoffen wird wahrscheinlich an ausländischen Erzeugungsorten zur Verfügung gestellt, da dies wirtschaftlicher sein dürfte. Für den Transport der Energie, egal ob in Form von Strom, Methan oder Kraftstoffen, fallen ebenfalls energetische Verluste an, die gleichfalls die notwendige Erzeugungsleistung erhöht. Dabei ist davon auszugehen, dass sich in einem internationalen Großverbund die Erzeugungsorte für die jeweiligen Endenergieträger in

CI Inklusive des Bedarfes an regenerativen Einsatzstoffen für die chemische Industrie.

CII Die Darstellungen der Energieströme sind proportional zu den notwendigen Energieströmen nach dem UBA THGND 2050 – Szenario.

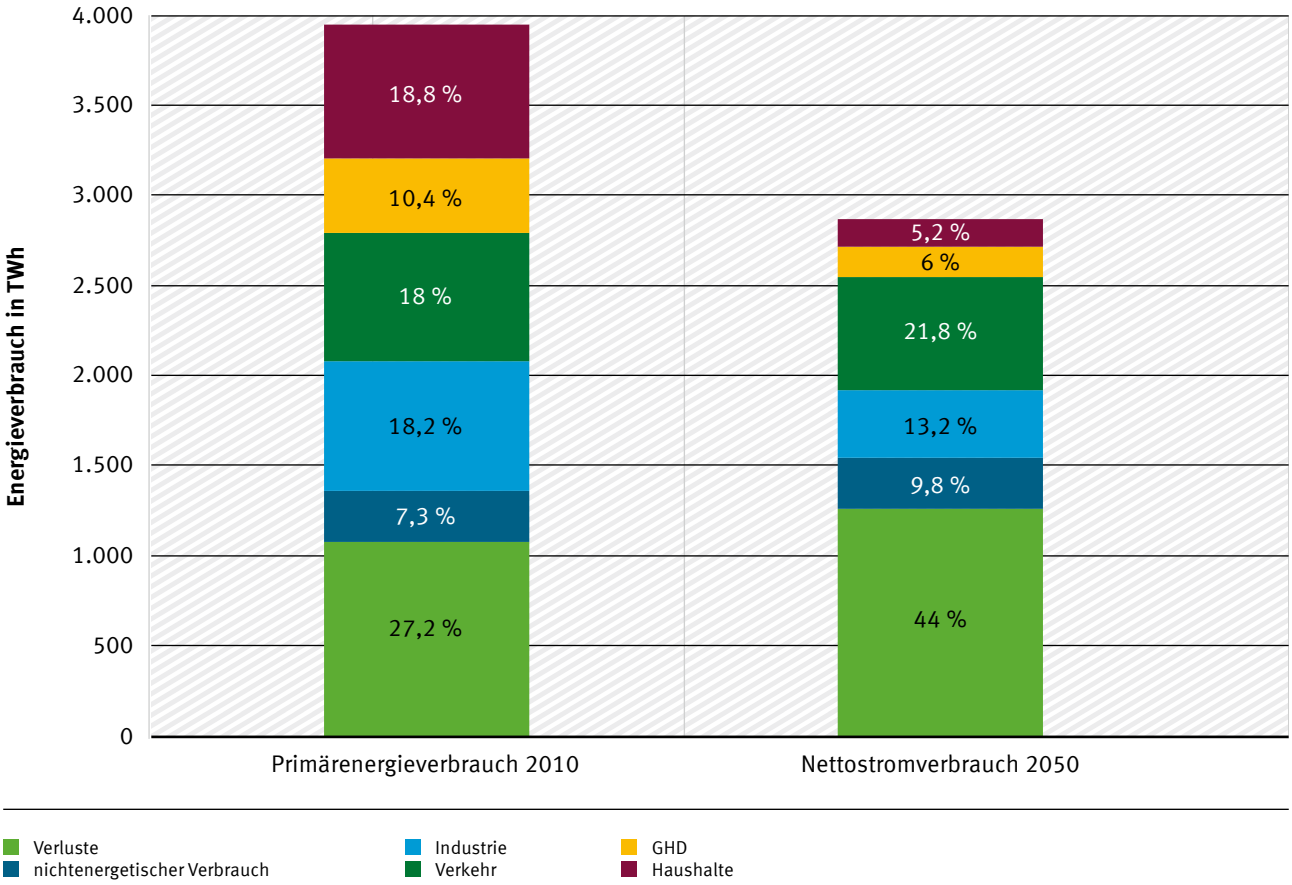
CIII Bezogen auf Primärenergie.

CIV Bezogen auf Nettostromerzeugung.

CV Für die Kraftstoffbereitstellung wurde Variante 1mit einem Wirkungsgrad von 50 % angenommen.

Abhängigkeit der energetischen Transportverluste und der Stromerzeugungskosten einstellen. Dies bedeutet, dass aus nahen Erzeugungsorten, wie beispielsweise Windenergiestandorte oder Wasserkraft aus Skandinavien, Strom nach Deutschland transportiert wird. Dieser kann direkt zur Stabilisierung der Stromversorgung oder zur Nutzung in Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen genutzt werden. Weiter entfernte Erzeugungsstandorte, wie etwa PV- oder CSP-Anlagen in Afrika könnten den Strom zu küstennahen Elektrolysestandorten transportieren und hier vorrangig die katalytischen Umwandlungsprozesse zu Methan und Kraftstoffen vornehmen. Der Import nach Deutschland könnte dann in Form der notwendigen Endenergieträger in erster Linie per Schiff und bedingt leitungsgebunden im Gasnetz erfolgen.

Abbildung B-26: sektoraler Energieverbrauch 2010 und 2050




Der Anteil der importierten Energie in einem treibhausgasneutralen Energiesystem hängt sehr von der Erschließung inländischer Potenziale ab. Aus den Darstellungen in Kapitel B.3.1.2 wird deutlich, dass eine vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung (insgesamt rund 3000 TWh Nettostromerzeugung, einschließlich des Strombedarfs für die Erzeugung strombasierter Kraftstoffe) allein mit den inländischen technisch-ökologischen Potenzialen[CVI] nicht realisierbar ist. In Abhängigkeit von der Wirtschaftlichkeit inländischer Erzeugungsanlagen, der Akzeptanz in der Bevölkerung, dem politischen Willen nach vollständiger Energieunabhängigkeit und weiteren Faktoren wird auch langfristig ein Teil der Energieversorgung auf Importen basieren. Unter der Annahme, dass eine unabhängige Stromversorgung (d.h. der als Endenergie benötigte Strom wird in Deutschland erzeugt) an-

CVI Das technisch-ökologische Potenzial berücksichtigt auch ökologische Aspekte und stellt nur eine Teilmenge der zur Verfügung stehenden technischen Potenziale dar.

gestrebt wird, würde sich ein Importanteil von 62 % am Endenergieverbrauch ergeben. Ein Vergleich zur derzeitigen Importabhängigkeit[CVII] auf Basis der Primärenergie kann auf Grund der Komplexität der Bestimmung von Primärenergie der regenerativen Energien nicht gegeben werden bzw. wird nicht als zweckmäßig erachtet. Für die Nettostromerzeugung würde sich entsprechend der Annahmen bei einer unabhängigen Stromversorgung ein Importanteil etwa 80 % ergeben.

## B.6 Zusammenfassung

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, ist langfristig nicht nur die treibhausgasneutrale Stromversorgung, sondern eine vollständig treibhausgasneutrale Energieversorgung notwendig, die auch die Wärme- und Kraftstoffversorgung beinhaltet. Eine solche Umstrukturierung der Energieversorgung ist technisch möglich. Die vorangegangenen Kapitel zeigen, dass eine treibhausgasneutrale Energieversorgung überwiegend auf Strom aus Wind- und Solarenergienutzung basiert. Die Biomasse kann aus den dargestellten Gründen keinen substanziellen Beitrag zur Energieversorgung leisten.

Der Endenergiebedarf an Strom wird sich langfristig nicht erheblich reduzieren lassen. Dies gilt auch unter der Annahme erheblicher Effizienzsteigerungen. Die Ursache dafür liegt vornehmlich in Verschiebungen von der Wärmebereitstellung hin zu strombasierten Techniken wie Wärmepumpen und zu strombasierten Industrieprozessen. Eine langfristige signifikante Minderung des Endenergiebedarfes an Strom ist daher selbst unter enormen Effizienzanstrengungen nicht realisierbar.

Ein wesentlicher Baustein in einer treibhausgasneutralen Energieversorgung ist die Umwandlung von regenerativem Strom in chemische Energieträger. Bei dieser sogenannten Power to Gas-Technik wird durch Wasserelektrolyse regenerativer Wasserstoff erzeugt, der wiederum in einer Katalyse genutzt werden kann, um regeneratives Methan zu produzieren. Darüber hinaus können ebenfalls auf dieser Basis regenerative flüssige Kraftstoffe bereitgestellt werden (Power to Liquid). Die Bedeutung der Power to Gas-Technik ist nicht auf die Rolle in der Stromversorgung beschränkt, sie ist vielmehr langfristig ein zentraler Baustein für eine nahezu treibhausgasneutrale Energieversorgung. Darüber hinaus kann diese Technik langfristig auch eine treibhausgasneutrale stoffliche Versorgung der Industrie ermöglichen, um so auch in diesem Sektor dazu beizutragen, die Treibhausgasemissionen zu senken. Grundvoraussetzung für diese Technik ist die Verfügbarkeit von Wasser und einer treibhausgasneutralen Kohlenstoffquelle (in der Regel in Form von $CO_2$). Neben der großtechnischen Realisierung dieser Technik wird die weitere Entwicklung entscheidend davon beeinflusst werden, inwieweit die Einsatzstoffe verfügbar sind, beziehungsweise wie viel Energie aufgewendet werden muss, um diese bereitzustellen. Davon ist der Beitrag abhängig, den die Power to Gas-Technik im Energiesystem leisten kann. Die Wasserstofftechnik sollte in einem auf regenerativen Energien basierenden System ebenfalls einen Beitrag leisten, da sie eine höhere energetische Effizienz bei der Erzeugung aufweist, und über den Vorteil verfügt, dass keine Kohlenstoffquelle für die Erzeugung benötigt wird.

Der langfristige Endenergiebedarf an Strom wurde mit 466 TWh/a, an Brennstoffen mit 306 TWh/a, an regenerativen Einsatzstoffen für die chemische Industrie mit 282 TWh/a und an Kraftstoffen mit 552 TWh/a abgeschätzt. Die Erzeugung von regenerativen Brenn- und Kraftstoffen ist mit erheblichen Verlusten im Vergleich zur bisherigen fossilen Brenn- und Kraftstoffbereitstellung verbunden. Entsprechend dieser Verluste, beispielsweise Transportverlusten u.a., ergibt sich in einer groben Näherung eine notwendige Nettostromerzeugung von 3.000 TWh/a. Es ist möglich, die Stromversorgung aus inländischen Potenzialen zu decken. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass in einem

CVII Im Jahr 2010 70,2 %.

internationalen Verbund an ökonomisch vorteilhaften Standorten im Ausland regenerativer Strom gewonnen wird, der dann vor Ort oder ggf. nach kurzem Transport zu Wasserstoff und möglicherweise auch zu Kraftstoffen und Methan umgewandelt wird. Es ist daher zu erwarten, dass die Brenn- und Kraftstoffversorgung weiterhin größtenteils durch Importe realisiert wird. Eine dem heutigen Stand vergleichbare Importabhängigkeit scheint realistisch.

# C. Verkehr

## C.1 Einleitung

Der verbrennungsbedingte Endenergiebedarf des Verkehrssektors betrug im Jahr 2010 nach NIR[105] 2.226 PJ bzw. 618 TWh.[CVIII] Dies entspricht rund einem Fünftel (20,1 %) des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland. Die Treibhausgasemissionen des Verkehrs betrugen im Jahr 2010 154 Mio. Tonnen $CO_2$-Äquivalente ($CO_{2Äq}$). Damit ist der Verkehr für 19,8 % aller energiebedingten Treibhausgasemissionen verantwortlich. Über 99 % aller Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor bestehen aus $CO_2$. Die übrigen Klimagase wie $CH_4$ (Methan) und $N_2O$ (Lachgas) sind in diesem Bereich nahezu vernachlässigbar.[106]

Um das Ziel einer treibhausgasneutralen Gesellschaft zu erreichen, muss der Beitrag des Verkehrs auf null sinken. Um dieser Herausforderung zu begegnen, muss auch der Endenergiebedarf in den verschiedenen Bereichen deutlich sinken, da regenerative Kraftstoffe ebenfalls nur in begrenztem Maße verfügbar und ökonomischen Restriktionen unterworfen sein werden. Dies erfordert vor dem Hintergrund des – speziell im Güterverkehr – prognostizierten weiteren Verkehrswachstums einen hohen Handlungsbedarf.

Wir unterscheiden für die Analyse des Verkehrs zwischen dem Verkehrsaufkommen und dem Verkehrsaufwand. Das Verkehrsaufkommen beschreibt die Menge der transportierten Personen oder Güter, gemessen in Personen (P) bzw. Tonnen (t). Der Verkehrsaufwand – auch unter dem Begriff „Verkehrsleistung“ bekannt – berücksichtigt dagegen auch die jeweils zurückgelegte Entfernung. Die entsprechend verwendeten Maßeinheiten lauten Personenkilometer (Pkm) bzw. Tonnenkilometer (tkm).

Ausgehend von der bisherigen Entwicklung des Verkehrs in Deutschland hinsichtlich seines Aufkommens, seines Aufwands, der einzelnen Anteile der Verkehrsträger (Modal Split), seines Endenergiebedarfs und seiner Treibhausgasemissionen stellt dieses Kapitel Maßnahmen vor, wie Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen gesenkt werden können. Den Abschluss bildet das „Szenario für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050“, das vom Öko-Institut im Auftrag des UBA[107] entwickelt wurde.

## C.2 Entwicklung und Status Quo in Deutschland

Die Ursache für den bisher geringen Klimaschutzbeitrag des Verkehrs liegt in erster Linie im Anstieg des Verkehrsaufwands.[CIX] Zwischen 1990 und 2010 erhöhte sich dieser im Güterverkehr – gemessen in Tonnenkilometern (tkm) – um über zwei Drittel und im Personenverkehr – gemessen in Personenkilometern (Pkm) – um etwa ein Viertel (siehe Tabelle C-3 und Tabelle C-4).

Von 1991 bis 2010 nahm die Länge öffentlicher Straßen um 2 % und die der Bundesautobahnen sogar um 17 % zu, wohingegen die Streckenlänge des deutschen Eisenbahnnetzes um 6 % schrumpfte.[108] Dieser einseitig starke Infrastrukturausbau förderte die Verschiebung des Modal Splits der Verkehrsträger zugunsten der Straße. Gleichzeitig wurde z. B. im Personenverkehr der Großteil des durch

CVIII Ohne Seeverkehr; AGEB weicht hiervon ab und gibt einen Verbrauch von 711 TWh für das Jahr 2010 an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Daten von AGEB zusätzlich Biokraftstoffe, den Strombedarf des Verkehrssektors und den Kerosinverbrauch internationaler Flüge beinhalten.

CIX In der Verkehrsstatistik ist hierfür auch der Begriff Verkehrsleistung gebräuchlich.

die bessere Erreichbarkeit realisierbaren Zeitgewinns dazu genutzt, längere Strecken zurückzulegen. Auf diese Weise gehen 15 bis 20 % des Verkehrswachstums auf den Ausbau der Verkehrsinfrastruktur zurück. Diese Entwicklung wird als „induzierter Verkehr“ bezeichnet.[109]

Die Zunahme des Personenverkehrsaufwands stand in Deutschland in unmittelbarer Verbindung mit der Siedlungsentwicklung. Seit den 60er Jahren des letzten Jahrhunderts siedelten sich im Stadtumland erst Wohnungen und Gewerbe, später auch zunehmend (an anderer Stelle) großflächiger Einzelhandel und Dienstleistungen an. Dies wurde vor allem durch folgende Entwicklungen begünstigt:

- sinkende Kosten der Pkw-Nutzung (speziell Anschaffung und Kraftstoffe im Vergleich zur gestiegenen Kaufkraft),
- den massiven Ausbau des Straßennetzes,
- niedrige Grundstückspreise im Umland
- und günstige steuerliche Rahmenbedingungen (z. B. niedrigere Gewerbesteuer in den Umlandgemeinden, Pendlerpauschale, Eigenheimzulage).

Dadurch entstand eine weitläufige und teilweise monofunktionale Siedlungsstruktur. Dies führt zu längeren und schwieriger koordinierbaren Wegen. Diese werden vorrangig mit dem Auto zurückgelegt, da der ÖPNV und der nichtmotorisierte Verkehr eine solche Siedlungsstruktur nicht gleichwertig erschließen können.

Durch die sich insbesondere seit den 1980er Jahren intensivierenden globalen Handelsverflechtungen nahm der Warenverkehr mehr als dreimal so schnell zu wie das Weltsozialprodukt, was sich in einem stark gestiegenen Güterverkehr widerspiegelte.[110] Dies wirkt sich auch auf die Entwicklung des Verkehrs aus. Güterverkehr ist unverzichtbar für die Versorgung der Konsumenten mit Gebrauchs- und Verbrauchsgütern sowie der Unternehmen mit Rohstoffen und Vorprodukten. Er ist eine wichtige Voraussetzung für ein breites Güterangebot und eine arbeitsteilige Produktion. Je enger die Handelsverflechtungen zwischen Regionen sind und je weiter diese Regionen voneinander entfernt liegen, desto mehr Güterverkehr gibt es.

## C.2.1 Verkehrsaufkommen

### C.2.1.1 Personenverkehr

Von 1970 bis Anfang der 1990er Jahre stieg das Personenverkehrsaufkommen kontinuierlich an. Die Tabelle C-1 zeigt, dass sich das Aufkommen zwischen 1970 und 2000 mehr als verdoppelte. Seit 1994 hat sich das Wachstum abgeschwächt. Seither stabilisiert sich die Zahl der Reisenden auf hohem Niveau bei anhaltendem, leichtem Wachstum.

Tabelle C-1: Entwicklung des Personenverkehrsaufkommens in Deutschland 1970–2010 [CX, 111]

| | 1970 | 1990 | 2000 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| **Personenverkehrsaufkommen (in Mrd. Personen)** | 30,4 | 45,7 | 65,4 | 68,3 |

CX Inkl. Inlandsflugverkehr.

#### C.2.1.2 Güterverkehr

Zwischen 1970 und 2000 stieg das Gütertransportaufkommen – gemessen am Gewicht der transportierten Güter – in Deutschland nur um knapp ein Zehntel (siehe Tabelle C-2). Seit Anfang der 1990er Jahre bis heute pendelt dieses Aufkommen zwischen 3,5 und 4,1 Mrd. Tonnen – in starker Abhängigkeit der jeweils aktuellen konjunkturellen Entwicklung. Im Jahr 2010 wurde 54 % des Aufkommens im Straßengüterverkehr über eine Entfernung von weniger als 50 km transportiert (Nahverkehr).[112]

Allerdings wird die Zunahme der Gütermobilität[CXI] häufig unterschätzt, da die Verkehrsstatistik sich am Gewicht der Güter orientiert. Speziell Industrieprodukte wurden aber im Lauf der Jahre leichter. Darüber hinaus verlagert sich die Güterproduktion auf Waren mit einer höheren Wert-Gewicht-Relation. Das bedeutet: Mit derselben Tonnage werden heute mehr Güter und höhere Werte transportiert. Auch die Verpackungsmaterialien wurden leichter und gleichzeitig voluminöser.

Tabelle C-2: Entwicklung des Güterverkehrsaufkommens in Deutschland 1970–2010[CXII, 113]

| | 1970 | 1990 | 2000 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| **Güterverkehrsaufkommen (in Mrd. Tonnen)** | 3,5 | 3,4 | 3,8 | 3,7 |

### C.2.2 Verkehrsaufwand

#### C.2.2.1 Personenverkehr

Analog zu den gestiegenen Personenverkehrsaufkommen stieg zwischen 1970 und 2010 auch der Personenverkehrsaufwand (siehe Tabelle C-3). Diese Entwicklung schwächte sich jedoch zunehmend ab, so dass seit Mitte der 1990er Jahre eine leichte Sättigung des Personenverkehrsaufwands zu beobachten ist.

Tabelle C-3: Entwicklung des Personenverkehrsaufwands in Deutschland 1970–2010[CXIII, 114]

| | 1970 | 1990 | 2000 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| **Personenverkehrsaufwand (in Mrd. Pkm)** | 530 | 859 | 10[12] | 1077 |

#### C.2.2.2 Güterverkehr

Das kontinuierliche Wachstum des Güterverkehrsaufwands in den letzten zwei Jahrzehnten kann nicht mit einem gestiegenen Güterverkehrsaufkommen begründet werden, da dieses stagnierte (siehe

CXI Der Begriff Gütermobilität bezeichnet hier den Transport von Gütern und ihren Vorprodukten unabhängig von ihrem Gewicht oder ihrem Volumen. Werden einzelne Produkte kleiner und leichter – wie es in den letzten Jahrzehnten z. B. bei IT-Produkten der Fall war – bringt die gleiche Menge von Produkten viel weniger Gewicht auf die Waage. Dies hat zur Folge, dass das in Tonnen gemessene Verkehrsaufkommen sinkt, auch wenn dieselbe Zahl von Produkten über dieselben Entfernungen transportiert wird.

CXII Ohne Seeschifffahrt und Rohrleitungen, inkl. Inlandsflugverkehr.

CXIII Inkl. Inlandsflugverkehr.

Tabelle C-2). Zwischen 1990 und 2010 stieg der Güterverkehrsaufwand um mehr als zwei Drittel an (siehe Tabelle C-4).

Grund dafür sind neben dem oben beschriebenen Trend zu leichteren Waren auch zunehmende Transportweiten. So stieg die mittlere Weite eines Lkw-Transportes im gewerblichen Güterverkehr zwischen 1995 und 2010 um 38 % von 88 km auf 121 km pro Fahrt. Bei der Bahn stiegen die mittleren Transportweiten im selben Zeitraum um 41 % von 214 km auf 302 km.[115]

Tabelle C-4: Entwicklung des Güterverkehrsaufwands in Deutschland 1970–2010[CXIV, 116]

| | 1970 | 1990 | 2000 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| **Güterverkehrsaufwand (in Mrd. tkm)** | 266 | 353 | 496 | 604 |

## C.2.3 Modal Split[CXV]

### C.2.3.1 Personenverkehr

Durch den in den 1950er und 1960er Jahren rasant ansteigenden Autobesitz hatte der Pkw bereits 1970 einen verhältnismäßig hohen Anteil am Gesamtverkehrsaufwand. Tabelle C-5 zeigt, dass dieser noch bis 1990 weiter anstieg, wo er seither bei etwa 84 % verharrt. Der Anteil der Schiene und des ÖPNV am Modal Split beträgt seit den 1990er Jahren rund 15 %, das Flugzeug liegt in etwa bei einem einprozentigen Anteil. Allerdings ist hier ein leichter aber stetiger Anstieg festzustellen.

Tabelle C-5: Entwicklung des Modal Split im Personenverkehr in Deutschland 1970–2010 (Anteile am Gesamtverkehrsaufwand)[117]

| Jahr | Straße | Schiene + ÖPNV | Flugzeug (Inlandsverbindungen) |
|---|---|---|---|
| **1970** | 77,7 % | 21,6 % | 0,7 % |
| **1990** | 83,9 % | 15,3 % | 0,8 % |
| **2000** | 84,0 % | 15,1 % | 0,9 % |
| **2010** | 84,0 % | 15,0 % | 1,0 % |

### C.2.3.2 Güterverkehr

Noch 1970 wurde in Ost- und Westdeutschland der größte Teil (46,2 %) des Güterverkehrs per Bahn transportiert. Der Lkw folgte mit einem Anteil von rund einem Drittel, auf das Binnenschiff entfiel etwa ein Fünftel des Transportaufwands. Über die nächsten Jahrzehnte bis heute wandelte sich diese Aufteilung grundlegend, mit einer zunehmenden Dominanz des Lkw. Hieran konnten auch die leichten Zugewinne der Bahn zwischen 2000 und 2010 nichts ändern, da der Binnenschiffanteil in diesem Zeitraum um rund drei Prozentpunkte abnahm (siehe Tabelle C-6).

CXIV Inkl. Inlandsflugverkehr.

CXV Der Modal Split beschreibt in diesem Fall die Verteilung des Transportaufwandes auf die einzelnen Verkehrsmittel.

Tabelle C-6: Entwicklung des Modal Split im Güterverkehr in Deutschland 1970–2010 (Anteile am Gesamtverkehrsaufwand)[118]

| Jahr | Straße | Schiene | Binnenschiff |
|---|---|---|---|
| **1970** | 34,6 % | 46,2 % | 19,2 % |
| **1990** | 52,4 % | 31,4 % | 16,2 % |
| **2000** | 69,9 % | 16,7 % | 13,4 % |
| **2010** | 71,9 % | 17,8 % | 10,3 % |

### C.2.4 Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen [CXVI]

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor ist zwischen 1990 und 2000 um 16 % gestiegen, danach aber bis zum Jahr 2010 um rund 7 % gesunken. Die Strommenge am Endenergiebedarf ist separat ausgewiesen, da diese dem Energiesektor (siehe Kapitel B.4) zugeordnet wird (siehe Tabelle C-7).

Analog haben auch die direkten Treibhausgasemissionen des Verkehrs zunächst deutlich zugenommen, um dann im letzten Jahrzehnt bis 2010 wieder zu sinken. Die Treibhausgasemissionen durch die Stromerzeugung sind hier nicht enthalten (siehe Tabelle C-8).

Tabelle C-7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor in Deutschland [CXVII, 119]

| Jahr | Personenverkehr | Güterverkehr | Verkehr insgesamt |
|---|---|---|---|
| **1990** | 1.797 PJ | 572 PJ | **2.369 PJ** |
| ***davon Strom*** | 26 PJ | 14 PJ | **40 PJ** |
| **2000** | 1.864 PJ | 875 PJ | **2.739 PJ** |
| ***davon Strom*** | 34 PJ | 12 PJ | **46 PJ** |
| **2010** | 1.713 PJ | 831 PJ | **2.544 PJ** |
| ***davon Strom*** | 32 PJ | 12 PJ | **45 PJ** |

Tabelle C-8: Entwicklung der direkten Treibhausgasemissionen ($CO_2$) im Verkehrssektor in Deutschland [CXVIII, 120]

| Jahr | Personenverkehr | Güterverkehr | Verkehr insgesamt |
|---|---|---|---|
| **1990** | 128,4 Mio. t | 41,3 Mio. t | 169,7 Mio. t |
| **2000** | 132,8 Mio. t | 63,7 Mio. t | 196,5 Mio. t |
| **2010** | 122,2 Mio. t | 60,3 Mio. t | 182,5 Mio. t |

CXVI Da der NIR keine Differenzierung zwischen PV und GV erlaubt wurden für diesen Abschnitt in Abweichung zur Einleitung des Kapitels Verkehr Daten aus der Quelle TREMOD verwendet.

CXVII Inkl. Biokraftstoffe, nach Absatzprinzip (beruht auf Zahlen des Energieabsatzes bzw. der Energiebilanz).

CXVIII Direkte Emissionen (ohne Strom, die Emissionen für die Stromerzeugung fallen im Sektor „Energie“, an), ohne Vorkette, inkl. Biokraftstoffe, nach Absatzprinzip (beruht auf Zahlen des Energieabsatzes bzw. der Energiebilanz).

## C.3 Maßnahmen zur Minderung der Treibhausgasemissionen

Die deutliche Senkung des Energiebedarfs ist eine wichtige, wenn nicht die elementare, Voraussetzung um die Versorgung des Verkehrssektors bis 2050 auf die Basis Erneuerbarer Energien zu stellen. Um auf fossile Kraftstoffe und die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor verzichten zu können (siehe Kapitel B.3.1) werden verkehrsmittelseitige, rein technische Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz nicht genügen. Zusätzlich ist es erforderlich durch aktive verkehrspolitische Gestaltung die Nachfrage nach Verkehr zu senken (Verkehrsvermeidung) oder für den Personen- und Warentransport verstärkt besonders energieeffiziente Verkehrsmittel zu nutzen (Verkehrsverlagerung). Nur durch den Gesamtmix an Maßnahmen aus Vermeiden, Verlagern und Effizienz Steigern sind deutlich geringere Endenergiebedarfe realisierbar.

### C.3.1 Verkehrsvermeidung

Verkehr, der nicht motorisiert stattfindet, erzeugt auch keine $CO_2$-Emissionen. Verkehrsvermeidung ist daher die grundlegendste Möglichkeit zur Reduktion der Treibhausgasemissionen.

Verkehr ist aber nicht – wie oft fälschlicherweise angenommen – gleichzusetzen mit Mobilität: Ein und dasselbe Mobilitätsniveau kann mit viel oder wenig Verkehr erreicht werden. Entscheidend dabei ist die Dichte des Aktivitätsangebots innerhalb des individuellen Aktionsradius – und nicht die zurückgelegte Strecke oder gar das Verkehrsmittel. Das heißt konkret: Wer täglich 100 Kilometer mit dem Auto zur Arbeit pendelt, ist nicht zwangsläufig mobiler als jemand der mit dem Fahrrad 5 Kilometer zu seinem Arbeitsplatz fährt.

Der Begriff „Verkehrsvermeidung“ bedeutet also nicht in erster Linie Vermeidung oder gar den Verzicht auf Wege, sondern die Trendumkehr hin zu kürzeren Wegen. Verkehr zu vermeiden und Mobilität zu ermöglichen sind daher nicht als gegensätzliche Ziele zu verstehen. Ein hohes Maß an Mobilität und Güterversorgung lässt sich mit sehr unterschiedlichem Verkehrsaufwand – gemessen in Personenkilometern und Tonnenkilometern – erreichen.

Um Verkehr zu vermeiden, müssen Maßnahmen an den Ursachen der Verkehrsentstehung ansetzen. Die über Jahrzehnte entwickelte Siedlungs-, Produktions- und Infrastruktur führte zu immer größeren Entfernungen zwischen Ausgangspunkt und Ziel von Wegen. Durch eine geänderte Raumordnungspolitik zur Verminderung induzierter Verkehrsbedürfnisse lässt sich der Verkehrsaufwand reduzieren. Dies ist Voraussetzung für eine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung, in der individuelle Mobilität und arbeitsteilige Produktion auch mit geringerem Verkehrsaufwand möglich sind.

So lassen sich mittels größerer Fertigungstiefen an Produktionsstandorten, eine verkehrsärmere Logistik (einschließlich Lagerhaltung) und eine stärker dezentral organisierte Distributionspolitik im Handel die Zahl der Transporte verringern und die durchschnittlichen Wegelängen reduzieren. Auch die Schaffung von Siedlungsstrukturen und Wohnumfeldbedingungen, die kurze Wege und damit weniger Verkehr erfordern, sowie die Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe reduzieren die Verkehrsnachfrage.

### C.3.2 Verkehrsverlagerung

Die verschiedenen Verkehrsmittel weisen streckenbezogen unterschiedliche Treibhausgasemissionen pro transportierter Person oder Tonne auf (siehe Tabelle C-9).

Tabelle C-9: Vergleich der spezifischen Treibhausgasemissionen im Personenverkehr und Güterverkehr (2010) [CXIX, 121]

| | Flugzeug | Pkw | Reisebus | Bahn (Fern) | Bahn (Nah) | ÖPNV |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Treibhausgase** | 228 g/Pkm | 124 g/Pkm | 30 g/Pkm | 45 g/Pkm | 78 g/Pkm | 76 g/Pkm |
| | **Flugzeug** | **Lkw** | **Bahn** | **Binnenschiff** | | |
| **Treibhausgase** | 1383 g/tkm | 98 g/tkm | 24 g/tkm | 30 g/tkm | | |

Eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen lässt sich daher auch erreichen, indem man Verkehr von höher emittierenden Verkehrsmitteln (Lkw, Pkw, Flugzeug) auf geringer emittierende Verkehrsmittel (Bahn, Schiff, ÖPNV) oder nicht emittierende Fortbewegungsarten wie Radfahren oder zu Fuß Gehen verlagert. Um eine Verkehrsverlagerung zu erreichen, müssen entsprechende Maßnahmen umgesetzt werden (siehe Kapitel C.4.1 und C.4.2).

### C.3.3 Emissionsminderung

Die dritte Säule eines nachhaltigen und klimafreundlichen Verkehrs ist die Minderung der spezifischen[CXX] Emissionen eines jeden Verkehrsträgers. Dies ist vor allem durch die Effizienzsteigerung der Fahrzeuge und Antriebe möglich. Ebenso lässt sich durch effizienteres individuelles Fahrverhalten der $CO_2$-Ausstoß deutlich verringern.

Die Umsetzung der genannten Maßnahmen – flankiert durch nicht-technische (z. B. ordnungspolitische oder ökonomische) Instrumente – führt bereits kurzfristig zu einer Minderung der $CO_2$-Emissionen.

Eine grundlegende Möglichkeit der Verminderung der Treibhausgasemissionen ist der Einsatz von weniger $CO_2$-intensiven oder gar $CO_2$-neutralen Energieträgern Hierzu gehört auch der Einsatz regenerativ erzeugten Stroms sowie aus erneuerbarem Strom erzeugter synthetischer Kraftstoffe, wie er in Kapitel C.4.4 beschrieben wird.

## C.4 Szenario für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050 in Deutschland

Das nachfolgend skizzierte „Szenario für einen treibhausneutralen Verkehr“ (THGNV-Szenario) hat das Öko-Institut im Rahmen eines Gutachtens für das Umweltbundesamt[122] entwickelt.[CXXI] Dem THGNV-Szenario liegt ein Trendszenario zugrunde, das die bestehenden Trends ohne Strukturbrüche („business as usual“) fortschreibt.[CXXII] Die darin angenommene Entwicklung der Verkehrsnachfrage orientiert sich an der Verkehrsprognose des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) aus dem Jahr 2007[123], diese wurde jedoch an aktualisierte Daten und Erkenntnisse angepasst.

CXIX Emissionen aus Bereitstellung und Umwandlung der Energieträger in Strom, Benzin, Diesel und Kerosin sind berücksichtigt, $CO_2$, $CH_4$ und $N_2O$ angegeben in $CO_2$-Äquivalenten, unter Berücksichtigung aller klimawirksamen Effekte des Flugverkehrs (EWF (Emission Weighting Factor) = 2,0) und Annahme der durchschnittlichen Auslastung.

CXX Damit sind z. B. Emissionen pro Fahrzeug, Person oder Tonne gemeint.

CXXI Das Kapitel C.4 ist in Teilen eine gekürzte Fassung der o.g. Studie.

CXXII Auf dieses Trend- oder „business as usual“-Szenario wird nachfolgend als „Trend“ Bezug genommen.

Das THGNV-Szenario soll einen möglichen Pfad zu einem treibhausgasneutralen Verkehrssektor bis zum Jahr 2050 aufzeigen. Dafür werden zunächst Maßnahmen zur Förderung dieses Ziels dargestellt und, soweit möglich, quantifiziert. Anschließend werden die wesentlichen Charakteristika des Szenarios bezüglich Nachfrage, Techniken und Kraftstoffen beschrieben, wobei ein Großteil der Annahmen auf den hinterlegten Maßnahmen basiert.

Bei der Quantifizierung der Wirkung der Maßnahmen auf Verkehrsnachfrage und Modal Split wird ein eher konservatives Vorgehen gewählt, um die Effekte nicht zu überschätzen. Dies sollte aber nicht dahingehend interpretiert werden, dass die genannten Maßnahmen für die Transformation des Verkehrssektors nicht relevant seien.

Die zukünftige technische Entwicklung bei Antrieben und alternativen Kraftstoffen ist ebenso wie die der Verkehrsnachfrage mit großer Unsicherheit verbunden. Im vorliegenden THGNV-Szenario basiert der treibhausgasneutrale Verkehrssektor im Jahr 2050 auf elektrischen Antrieben sowie stromerzeugten Flüssigkraftstoffen. Die derzeit oft diskutierte Nutzung von stromgeneriertem Methan im Verkehrssektor wird in diesem Szenario nicht berücksichtigt, da die Herstellung von Methan über eine ähnliche Prozesskette wie die Produktion von synthetischen Flüssigkraftstoffen verläuft. Da für Flüssigkraftstoffe allerdings bereits eine Infrastruktur für den Verkehrsbereich zur Verfügung steht, wird der Pfad der synthetischen Flüssigkraftstoffe dem des stromgenerierten Methans vorgezogen. Das erfolgt auch aus dem Grund, weil aktuell nicht absehbar ist, welchen Anteil gasförmige und flüssige synthetische Kraftstoffe bei den einzelnen Verkehrsträgern letztlich haben werden. Es handelt sich um ein Szenario, zu dem es möglicherweise noch weitere Alternativen gibt. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Bei der Antriebsentwicklung wird davon ausgegangen, dass sich batterieelektrische Fahrzeuge insbesondere im Pkw-Bereich, bei leichten Nutzfahrzeugen (LNF) und bei Lkw mit einem zulässige n Gesamtgewicht von bis zu 12 Tonnen technisch durchsetzen. Damit die übrigen verbrennungsmotorischen Fahrzeuge dem Ziel eines treibhausgasneutralen Verkehrssektors entsprechen, werden diese im THGNV-Szenario mit synthetischen Flüssigkraftstoffen betrieben, deren Herstellung über erneuerbaren Strom und vorzugsweise treibhausgasneutralen $CO_2$ (siehe Kapitel B.3.3.6) stattfindet. Im Schiff- und Luftverkehr wird im Gegensatz zum Straßenverkehr von keiner Verschiebung zu alternativen Antrieben ausgegangen, aber von der Verwendung von synthetischen Kraftstoffen basierend auf regenerativ hergestellten Strom.

Abbildung C-1: Ressourcenverbrauch durch die verstärkte Nutzung von Elektromobilität

Die Elektromobilität soll künftig zu Emissionsminderungen im Verkehrssektor beitragen. Hierbei können die Batterien in Elektrofahrzeugen eine zusätzliche Funktion als flexibler Abnehmer und ggf sogar Zwischenspeicher für Strom aus Erneuerbaren Energien erfüllen. Es ist zu erwarten, dass ein Großteil der zukünftigen Elektrofahrzeuge Traktionsbatterien auf Basis von Lithium-Ionen-Technologie nutzen wird. Sie enthalten je nach Kathodentyp folgende Mengen an Lithium und Kobalt[124]:

- Lithium-Eisen-Phosphat-Kathoden (LFP): 101 g Lithium pro kWh, kein Kobalt;
- Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Kathoden (NMC): 157 g Lithium pro kWh und 490 g Kobalt pro kWh.

Nach den Szenarienrechnungen von Umbrella 2011 ist im Jahr 2050 ein globaler Lithiumverbrauch zwischen 150.000 und knapp 450.000 t/a sowie ein globaler Kobaltverbrauch zwischen 0,4 und 1 Mio. t/a für Traktionsbatterien und weitere Anwendungen zu erwarten. Dabei wird davon ausgegangen, dass in Europa im Jahr 2050 mit einer Nachfrage von ca. 20.000 bis 50.000 t/a Lithium und ca. 66.000 bis 140.000 t/a Kobalt gerechnet werden kann. Für die gesamte Kobaltnachfrage entspricht dies einer Veracht- bis Verzwanzigfachung des derzeitigen globalen Bedarfs. Während

nach Einschätzung von Umbrella 2011 die geologischen Reserven von Lithium in den nächsten Jahrzehnten den Bedarf decken können, könnte bei Kobalt der kumulierte Verbrauch bereits zwischen 2040 und 2050 die heute bekannten Kobaltreserven von 7,3 Mio. Tonnen überschreiten. Pilotprojekte zu Recyclingverfahren sollten daher flächendeckend und großtechnisch innerhalb von zehn Jahren realisiert werden. Das potenziell in Recyclingverfahren rückgewonnene sekundäre Lithium und Kobalt wird aufgrund der langen Lebensdauer der Elektrofahrzeuge bzw. der Batterien erst langfristig einen merklichen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten können. Für das Jahr 2050 wird erwartet, dass die Sekundärproduktion etwa ein Sechstel zur Lithium-Nachfrage und etwa ein Drittel zur Kobalt-Nachfrage beitragen wird.[125]

Für andere Batteriespeicher, die zur Regulierung des Lastmanagements im Stromnetz beitragen können (siehe Kapitel B.3.2), besteht hinsichtlich des zu erwartenden Ressourcenverbrauchs noch Forschungsbedarf.

Der hohe Anteil synthetischer Flüssigkraftstoffe setzt eine sehr ambitionierte technische Entwicklung voraus. Ob die für dieses Szenario benötigte Menge an synthetischen Flüssigkraftstoffen und die dafür nötigen Anlagen tatsächlich rechtzeitig zur Verfügung stehen, kann nicht mit Sicherheit beantwortet werden (siehe Kapitel B.3.3.7 und B.3.3.8). Wohl aber kann abgeschätzt werden, wie hoch die dafür benötigte Menge an erneuerbarem Strom unter den getroffenen Annahmen wäre.

## C.4.1 Maßnahmen zur Förderung eines treibhausgasneutralen Verkehrssektors

Damit ein treibhausgasneutraler Verkehrssektor realisiert werden kann, ist eine Vielzahl von Maßnahmen innerhalb und außerhalb des Verkehrssektors nötig. Einerseits müssen Anreize für technische Innovationen gesetzt werden, andererseits leisten auch über technische Lösungen hinausgehende Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und verlagerung einen wesentlichen Beitrag.

In diesem Abschnitt werden Maßnahmen zur Förderung eines treibhausgasneutralen Verkehrs beschrieben, wobei kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird. Bei der Auswahl der Maßnahmen wurde jedoch so gut wie möglich darauf geachtet, dass Mindestanforderungen hinsichtlich weiterer ökologischer, ökonomischer und sozialer Effekte erfüllt werden. Grundsätzlich liegt der Schwerpunkt des THGNV-Szenarios auf einer technikorientierten Lösung der Zielstellung eines treibhausgasneutralen Verkehrssektors, da im Rahmen des zugrunde liegenden Forschungsvorhabens für die Bewertung verkehrsvermeidender und verlagernder Maßnahmen nur grobe Abschätzungen möglich waren. Die folgenden ordnungsrechtlichen, ökonomischen und flankierenden Maßnahmen wurden im Szenario berücksichtigt und entsprechend der dargestellten Wirkungsweise implementiert. Der Zeitpunkt ihrer Einführung liegt in der Regel im Zeitraum zwischen 2015 und 2030, um bis zum Jahre 2050 die volle Wirkung zu entfalten.

### C.4.1.1 Ordnungsrechtliche Maßnahmen

#### Verschärfung der Emissionsstandards

Die $CO_2$-Emissionsstandards für Pkw und LNF werden gegenüber dem Trend in stärkerem Maße verschärft. Zudem wird von einer $CO_2$-Emissionsregulierung von schweren Nutzfahrzeugen (SNF) ausgegangen. Ein entsprechender Prozess auf EU-Ebene hat bereits begonnen und eine entsprechende Regulierung von SNF ist zu erwarten. Bei Pkw und LNF ist das Erreichen der Zielgröße des $CO_2$-Emissionsstandards allein durch technische Maßnahmen an konventionellen Fahrzeugen nicht realisierbar.

Es wird ein signifikant höherer Anteil an Fahrzeugen mit alternativen Antriebssystemen (z. B. Hybridantriebe) benötigt werden.

Bei SNF führt die Einführung von $CO_2$-Emissionsstandards zu einer gegenüber dem Trend ambitionierteren Effizienzentwicklung konventioneller Fahrzeuge.

#### Tempolimit auf Autobahnen

Es wird ein Tempolimit von 120 km/h auf Autobahnen eingeführt.

Diese Maßnahme führt zu einer Reduktion der durchschnittlichen Verbräuche von Pkw auf Autobahnabschnitten ohne bisher existierende Geschwindigkeitsbeschränkungen. Diese Abschnitte machen laut Bundesanstalt für Straßenwesen[126] 65,5 % der Autobahnkilometer aus. Basierend auf TRL[127] und unter der Annahme einer Ausgangsgeschwindigkeit von 140 km/h ergibt sich dadurch abhängig von der Größenklasse eine Verbrauchsreduktion von durchschnittlich 13 % auf den Autobahnabschnitten ohne existierende Geschwindigkeitsbegrenzungen. Die Verbrauchsreduktion wird auf alle konventionellen Pkw angewendet.

#### Emissionsarme Innenstädte ab 2025

In mehreren Etappen werden in größeren Städten emissionsarme Zonen geschaffen. Dazu wird bei Umweltzonen eine zusätzliche Stufe „U50“ eingeführt, welche nur noch mit Fahrzeugen befahren werden darf, deren $CO_2$-Emissionen unter 50 g $CO_2$/km liegen. Im Weißbuch der EU[128] werden „Emissionsfreie Innenstädte“ als Maßnahme vorgeschlagen. Um auch Plug-In-Hybridfahrzeuge zu fördern, ist jedoch die „U50-Zone“ besser geeignet. Bei Range-Extendern (EREV) lässt der Betrieb im Auslegungspunkt des Verbrennungsmotors eine effiziente Schadstoff- und Emissionssteuerung bewerkstelligen, wodurch die Maßnahme einen wesentlichen Beitrag zur Schadstoffminderung leisten dürfte. Heutige Plug-In-Hybridfahrzeuge (PHEV) lassen sich teilweise bereits auf einen rein elektrischen Betrieb für Städte einstellen.

Angenommen wird, dass diese Maßnahme – gemeinsam mit der Reform der Dienstwagensteuer (s. u.) – Effekte auf die Neuzulassungsstruktur der Pkw hat. Auch alle Fahrzeuge, die im innerstädtischen Lieferverkehr eingesetzt werden, sind von der Maßnahme betroffen. Daher ist auch bei leichten Nutzfahrzeugen und kleinen Lkw ein höherer Anteil an Fahrzeugen mit Elektroantrieb zu erwarten.

### C.4.1.2 Ökonomische Maßnahmen

#### Erhöhung der Kraftstoffsteuer

Die Kraftstoffsteuer wird kurzfristig auf eine Bestimmung nach $CO_2$-Intensität und Energiegehalt des Kraftstoffes umgestellt. In der Bestimmung der $CO_2$-Intensität werden die Vorketten der Emissionen mit berücksichtigt, um die geringere Treibhausgasintensität von synthetischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien und elektrisch angetriebene Fahrzeuge steuerlich zu fördern. Die Kraftstoffsteuern werden dabei so ausgestaltet, dass sich die durchschnittlichen Kilometerkosten im MIV gegenüber der Basis um 10 % erhöhen. Die dafür erforderliche Höhe der Steuer hängt demnach von der Preisentwicklung ab. Für den Güterverkehr erfolgt die Quantifizierung gemeinsam mit den anderen Maßnahmen (siehe Kapitel C.4.3.2). Um im motorisierten Individualverkehr die Wirkung der Preisänderungen auf die Nachfrage zu quantifizieren, wird eine Preiselastizität von –0,25 angenommen.[129]

Dadurch reduziert sich die Personenverkehrsnachfrage im MIV um 2,4 % gegenüber der Basis.

### Abschaffung der Entfernungspauschale

Die Entfernungspauschale wird kurzfristig abgeschafft. Die Quantifizierung erfolgt mittels Auswertung der Längen der Arbeitswege aus MID[CXXIII] [130] und in Anlehnung an die von UBA entwickelte Methodik[131]. Angenommen wird, dass der Wegfall der Entfernungspauschale die Attraktivität von näher zum Arbeitsplatz gelegenen Wohnorten erhöht.

Im Ergebnis reduzieren sich die durchschnittlichen Wegelängen zur Arbeit bis 2050 um 16 %.

### Änderung der Besteuerung von Firmenwagen

Die pauschale Besteuerung von Firmenwagen wird kurzfristig reformiert, bestehend aus zwei Komponenten:

- Die Absetzbarkeit von Firmenwagen durch Unternehmen wird durch die Einführung eines Klimafaktors an die $CO_2$-Emissionen gekoppelt.
- Die bestehende pauschale Besteuerung von Dienstwagen wird ersetzt durch eine „kombinierte Privatnutzungspauschale“, welche von der Fahrleistung und den Emissionen abhängt.

Die Ausgestaltung orientiert sich an den Vorschlägen einer Studie zur Besteuerung von Firmenwagen.[132]

Die Maßnahme wirkt zusammen mit der Maßnahme „Emissionsarme Innenstädte“ auf die Neuzulassungsstruktur von Pkw. Effizientere Pkw und insbesondere Elektro- bzw. Plug-In-Hybridfahrzeuge werden dadurch gefördert.

### Änderung der Besteuerung des Luftverkehrs

Im Luftverkehr wird die Kerosinsteuer auf innerdeutsche Flüge eingeführt[133] und von Deutschland abgehende internationale Flüge werden mehrwertsteuerpflichtig. Für die Besteuerung der internationalen Flüge müsste allerdings eine Neuregelung des Chicagoer Abkommens beschlossen werden.

Die Maßnahme wirkt im Personenverkehr auf die Nachfrage sowie auf die Effizienzentwicklung. Es wird angenommen, dass sich die Nutzerkosten um 19 % gegenüber einer Entwicklung ohne zusätzliche preisbeeinflussende Maßnahmen erhöhen, was zu einer Nachfrageverminderung führt. Dies wird mit einer isoelastischen Preis-Nachfrage-Funktion und mit einer Preiselastizität von −0,375 abgebildet.[134] Relativ zur Basis reduziert sich die Verkehrsnachfrage im Personenverkehr bei internationalen Flügen demnach um 6,3 %.

Durch den damit erzielten Preisdruck wird außerdem das ICAO-Effizienzziel von 2 % pro Jahr sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr erreicht.

### Ausweitung und Weiterentwicklung der Lkw-Maut

Kurzfristig wird die Lkw-Maut um Schadstoff- und Lärmkosten ergänzt sowie auf alle Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht ab 3,5 Tonnen und auf das gesamte Straßennetz ausgedehnt.

CXXIII Erhebung „Mobilität in Deutschland“ (MID).

Gemeinsam mit den anderen Maßnahmen im Güterverkehr führt diese Maßnahme unter anderem zu einem Modal Shift vom Straßengüterverkehr auf die Schiene.

#### C.4.1.3 Flankierende Maßnahmen

**Infrastrukturmaßnahmen zur Förderung von Fahrrad- und Fußverkehr**

Zur Förderung von Fahrrad- und Fußverkehr wird ein Bündel von Maßnahmen umgesetzt. Dazu zählen:

- Ausbau des Radverkehrsnetzes,
- Einführung von Fahrradstationen,
- flächendeckende Errichtung hochwertiger Fahrradständer,
- Ausweitung von verkehrsberuhigten Zonen und Fußgängerzonen.

Mittels Auswertung der Wegelängen aus MID wird ein Verlagerungspotenzial vom MIV auf den NMIV bestimmt. Wege bis zu einer Länge von 7 Kilometern werden teilweise vom Pkw auf Fahrrad/Fußverkehr verlagert. In Abhängigkeit der Entfernungskategorie liegt das Verlagerungspotenzial zwischen 30 % (sehr kurze Strecken) und 5 %. Bis 2050 wird dieses Potenzial vollständig ausgeschöpft. Insgesamt können 2 % der MIV-Verkehrsnachfrage auf das Fahrrad und/oder den Fußverkehr verlagert werden.

**Kapazitätssteigerung und Ausbau des Schienennetzes**

Kurzfristig werden betriebliche Maßnahmen und kleinere infrastrukturelle Maßnahmen umgesetzt. Mittelfristig werden zusätzliche Trassen zur Beseitigung der Engpässe geschaffen. Dies wird durch die Erhöhung des Investitionsvolumens und die Ausrichtung des Bedarfsplans Schiene an der Beseitigung der Engpässe ermöglicht.

Gemeinsam mit den anderen Maßnahmen im Güterverkehr wirkt diese Maßnahme unterstützend auf die Verlagerung von Transporten auf die Schiene.

**Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe**

Hierbei handelt es sich um ein Maßnahmenpaket zur Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe, um den Trend der steigenden Transportweiten zu stoppen. Hierzu gehören die Einführung einer verpflichtenden Verkehrsauswirkungsprüfung bei der Wirtschaftsförderung und die Einführung von Mindeststandards für das Labelling regionaler Produkte.

Diese Maßnahme führt zu einer Verkürzung der durchschnittlichen Transportweiten im Güterverkehr.

### C.4.2 Wirkung der Maßnahmen auf die Verkehrsnachfrage

#### C.4.2.1 Personenverkehr

Verkehrsvermeidend wirken die Abschaffung der Entfernungspauschale und die Anpassung der Kraftstoffsteuern. Tendenziell haben auch weitere Maßnahmen (Tempolimit, Dienstwagensteuer) eine verkehrsvermeidende Wirkung, was in diesem Szenario jedoch aufgrund nicht vorgenommener Quan-

tifizierung nicht explizit berücksichtigt wird. Verkehrsverlagernd wirken die Maßnahmen zur Förderung des Fahrrad- und Fußverkehrs.

Im Luftverkehr wirken sich die zusätzlichen Steuern nachfragemindernd aus, so dass sich die Personenverkehrsnachfrage gegenüber dem Trend um 6,3 % reduziert.

#### C.4.2.2 Güterverkehr

Wirkung auf den Güterverkehr haben die Maßnahmen „Förderung regionaler Wirtschaftskreisläufe", „Ausweitung der Lkw-Maut" sowie „Erhöhung der Kraftstoffsteuer". Angenommen werden zwei wesentliche Effekte auf die Verkehrsnachfrage. Zum einen sinken mittelfristig die Transportweiten. Zum anderen verändert sich der Modal Split: Der Anteil des Schienengüterverkehrs am verkehrsleistungsbezogenen Modal Split steigt zu Lasten des Straßengüterverkehrs.

Die Wirkung der Einführung der Kerosinsteuer auf die Nachfrage in der Luftfracht wurde nicht separat berechnet, da sich der Luftverkehr für einen nur sehr geringen Anteil der Güterverkehrsnachfrage verantwortlich zeigt (Vgl. Abb. C-4).

Auf eine Quantifizierung von Maßnahmen für die Erreichung von Klimazielen im Seeverkehr wird verzichtet. Entsprechende Maßnahmen sollten, so weit möglich, auf internationaler oder mindestens EU-Ebene getroffen werden. Dabei darf die Bewertung von Maßnahmen im Seeverkehr nicht isoliert von den übrigen Verkehrsträgern erfolgen. Regional begrenzte Klimaschutzmaßnahmen können beispielsweise dazu führen, dass nicht betroffene Häfen stärker frequentiert werden und sich dadurch auch die Seehafenhinterlandverkehre entsprechend verlagern, was im ungünstigen Fall zu einer Verlängerung der Transportweiten führen kann.

Durch die Ausgestaltung eines treibhausgasneutralen Deutschlands und die damit stark verminderte Abhängigkeit von Kohle- und Ölimporten sinken auch die Deutschland zuzuordnen Seeverkehre: Der Anteil der Güter Kohle, rohes Erdöl und Erdgas am Gesamtgüterumschlag in deutschen Häfen betrug 2010 immerhin 14,2 %.[135]

### C.4.3 Technik- und Effizienzentwicklung

Die beschriebenen Maßnahmen führen vor allem zu einem höheren Anteil alternativer Antriebe bei Pkw und kleinen bis mittleren Lkw. Durch die Emissionsstandards bei Lkw und LNF kommt es im Straßengüterverkehr zudem zu einer ambitionierteren Effizienzentwicklung im Schwerlastverkehr.

#### C.4.3.1 Pkw

**Neuzulassungsstruktur**

Folgende schrittweise eingeführten Maßnahmen beeinflussen gegenüber dem Basisszenario die Neuzulassungsstruktur der Pkw:

- Änderung der Besteuerung von Firmenwagen,
- Umstellung der Kraftstoffsteuern auf eine $CO_2$-basierte Bemessungsgrundlage,

- Verschärfung der $CO_2$-Emissionsstandards,
- emissionsarme Innenstädte.

Durch die genannten Maßnahmen kommt es zu einer früheren Technikdiffusion von Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybridfahrzeugen. Weiter wird davon ausgegangen, dass zur Erreichung des niedrigen Emissionsstandards eine starke Hybridisierung auch bei konventionellen Pkw nötig ist. Angenommen wird, dass dadurch die konventionellen Pkw bei den Anschaffungskosten kaum noch einen Kostenvorteil gegenüber Plug-In-Hybridfahrzeugen haben und daher der Anteil konventioneller Pkw zu Gunsten der Plug-In-Hybridfahrzeuge stark zurückgeht. Zusätzliche Attraktivität gewinnt die Anschaffung eines Autos mit Elektroantrieb für den Nutzer durch die erhöhten Kraftstoffpreise aufgrund der veränderten Kraftstoff- und Energiebesteuerung. Diese Maßnahme führt auch dazu, dass durch die damit einhergehende höhere Dieselbesteuerung der Anteil der Fahrzeuge mit Dieselantrieb an den Neuzulassungen sinkt.[CXXIV]

Für die Ermittlung einer Neuzulassungsstruktur von batterieelektrischen und Plug-In-Hybridfahrzeugen werden aus OPTUM.[CXXV 136] Annahmen zu Nutzerpotenzialen alternativer Antriebe abgeleitet. Angenommen wird, dass Fortschritte in der Batterietechnik zu einer Reichweite von 250 km führen, wodurch sich in 2050 bei rein batterieelektrischen Fahrzeugen ein Maximalpotenzial von 23 % (klein) bzw. 12 % (mittel) an den Neuzulassungen ergibt. Plug-In-Hybridfahrzeuge besitzen gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen keine Nutzungseinschränkung hinsichtlich der Reichweite. Ebenfalls werden sich die Kosten im Vergleich zu stark hybridisierten, konventionellen Fahrzeugen vermutlich nur unwesentlich unterscheiden. Daher ist davon auszugehen, dass das Maximalpotenzial der Plug-In-Hybridfahrzeuge nicht begrenzt ist.

Die Angebotsseite wird berücksichtigt, indem die Technikdiffusion der alternativen Antriebe mittels einer im Rahmen von OPTUM ermittelten Gompertz-Wachstumskurve (S-förmiger Verlauf) abgebildet wird. Diese gibt an, welcher Anteil des Maximalpotenzials im Markt erreicht wird. Im Jahr 2050 liegt dieser Wert bei 93 %. Daraus ergibt sich, dass nicht alle neu zugelassene Fahrzeuge batterieelektrische oder Plug-In-Hybridfahrzeuge sind. Der Neuzulassungsanteil konventioneller Fahrzeuge beträgt demnach im Jahr 2050 7 %.

#### Effizienzentwicklung

Es wird davon ausgegangen, dass die verschärften $CO_2$-Emissionsstandards nicht durch eine ambitionierte Entwicklung bei den konventionellen Fahrzeugen eingehalten werden, sondern – unterstützt durch Anreize auf Nachfrageseite – durch einen höheren Anteil an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben.

Die Effizienzentwicklung der konventionellen Fahrzeuge orientiert sich daher an der Trendentwicklung ohne Umsetzung zusätzlicher Maßnahmen. Ein Unterschied besteht allerdings darin, dass durch die Einführung des Tempolimits auf Autobahnen die Verbräuche der konventionellen Fahrzeuge um 3 % niedriger ausfallen, was durch einen gegenüber der Basis entsprechend reduzierten Realaufschlag auf die NEFZ[CXXVI]-Werte umgesetzt wird.

CXXIV Dies gilt auch für synthetischen Diesel.

CXXV Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen.

CXXVI Neuer Europäischer Fahrzyklus.

### C.4.3.2 Lkw und leichte Nutzfahrzeuge

#### Neuzulassungsstruktur

Im THGNV-Szenario kommen neben den konventionellen Fahrzeugen auch Fahrzeuge mit alternativen Antrieben zum Einsatz. Hauptgründe dafür sind die eingeführte bzw. verschärfte $CO_2$Emissionsregulierung sowie die Einführung emissionsarmer Innenstadtzonen.

Zur Bestimmung einer Neuzulassungsstruktur wird dasselbe Vorgehen wie bei Pkw gewählt. Nach Festlegung eines Maximalpotenzials wird die Neuzulassungsstruktur der Fahrzeuge im Straßengüterverkehr über eine Technikdiffusionskurve abgeleitet.

Da die notwendige Antriebs- und Speichertechnik in Bezug auf das Gewicht und das Volumen bei alternativen Antriebstechniken bei großen Lkw zu stark ins Gewicht fallen und somit die Beladungsmöglichkeiten dieser Fahrzeuge reduzieren würde, wird im THGNV-Szenario für Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht über 12 t bis 2050 von rein konventionellen Fahrzeugen ausgegangen, die mit synthetischen Flüssigkraftstoffen angetrieben werden.

Für kleinere Lkw wird in 2050 von einem Maximalpotenzial an Plug-In-Hybridfahrzeugen von 100 % ausgegangen, da zur Einhaltung der $CO_2$-Emissionsstandards eine Hybridisierung der Fahrzeuge stattfinden wird und somit kostenmäßig kein großer Unterschied zwischen Plug-In-Hybridfahrzeugen und konventionellen Hybrid-Lkw besteht. Zudem besteht durch die Einführung emissionsarmer Innenstadtzonen die Notwendigkeit, für städtische Zulieferverkehre Fahrzeuge mit der Möglichkeit zum Elektrobetrieb anzuschaffen.

Leichte Nutzfahrzeuge besitzen bei regelmäßigen Nutzungsprofilen (z. B. Kurierdienste) das Potenzial, vollelektrisch betrieben zu werden. Daher wird ein maximales Potenzial von 20 % angenommen.[137] Bei Plug-In-Hybridfahrzeugen gibt es dagegen theoretisch keine Nutzungsrestriktionen (Reichweite etc.).

#### Effizienzentwicklung

Durch die Einführung einer $CO_2$-Regulierung für schwere Nutzfahrzeuge kommt es zu einer ambitionierten Effizienzentwicklung. Diese orientiert sich für konventionelle Fahrzeuge am technisch maximal möglichen Effizienzszenario[138] und weist eine durchschnittliche Effizienzsteigerung von 50 % im Jahr 2050 aus.

Bei Lkw bis zu einem zulässigen Gesamtgewicht von 12 t werden für die Bestimmung der Energieverbräuche von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben Daten aus SULTAN[CXXVII 139] genutzt, indem die dortigen relativen Effizienzvorteile und -entwicklungen von alternativen gegenüber konventionellen Antrieben angewendet werden.

### C.4.3.3 Flugzeuge

Angenommen wird, dass das ICAO-Ziel der jährlichen Effizienzsteigerung um 2 % auf Grund des durch die Kerosinsteuer entstehenden Preisdruckes realisiert wird. Für das Jahr 2050 entspricht dies

CXXVII Development of an Illustrative Scenarios Tool for Assessing Potential Impacts of Measures on EU Transport GHG.

einer Reduktion von über 60 %. Vom Einsatz alternativer Antriebe wird im Luftverkehr allerdings nicht ausgegangen.

#### C.4.3.4 Seeschiffe

Im Bereich des Seeverkehrs wird aufgrund der Regulierung der Schwefel- und Stickoxidemissionen derzeit der Einsatz von LNG[CXXVIII] als Treibstoff diskutiert. Unter der Maßgabe der kompletten Treibstoffbereitstellung über erneuerbaren Strom ist die direkte Umsetzung in einen synthetischen Flüssigkraftstoff effizienter als eine Methanisierung mit darauf folgender Verflüssigung, so dass auch im Seeverkehr synthetische Kraftstoffe und kein LNG zum Einsatz kommen. Bei der Effizienzentwicklung ist der mittlere IMO-Pfad mit einer Effizienzsteigerung um 39 % zwischen 2007 und 2050 hinterlegt.[140]

#### C.4.3.5 Übrige Verkehrsmittel

Für die übrigen Verkehrsmittel werden keine spezifisch auf die Effizienz- oder Technikentwicklung wirkenden Maßnahmen hinterlegt. Auch hier werden konventionelle Kraftstoffe zunehmend durch synthetische Flüssigkraftstoffe ersetzt.

### C.4.4 Energieträger und Kraftstoffe

#### C.4.4.1 Eingesetzte Kraftstoffe

Im Gegensatz zum Trend ist der Verkehrssektor im THGNV-Szenario bis zum Jahr 2050 dominiert von synthetisch erzeugten Flüssigkraftstoffen (auch bezeichnet als Power-to-Liquid-Kraftstoffe, PtL). Diese kommen entsprechend der Annahmen mittelfristig in den Markt. Im Jahr 2050 werden gemäß dem Ziel eines treibhausgasneutralen Verkehrssektors 100 % der benötigten Flüssigkraftstoffe über die PtL-Technik zur Verfügung gestellt. Im Jahr 2050 werden auf Grund der steigenden Nutzungskonkurrenz keine Biokraftstoffe mehr eingesetzt (siehe Kapitel B.3.1.2, Punkt Biomasse).

Grundlage für die Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen ist die Wasserstoffelektrolyse. Der zusätzliche Prozessschritt zur Umwandlung von Wasserstoff in Flüssigkraftstoffe ist gegenüber dem direkten Einsatz von Wasserstoff mit Umwandlungsverlusten verbunden, besitzt jedoch gegenüber der Verwendung in der Brennstoffzelle den Vorteil, dass bestehende Fahrzeugtechniken weiter genutzt werden können und so auch ein Einsatz im Güterverkehr möglich ist. Außerdem stehen für die Lagerung und den Transport bewährte Techniken und Infrastrukturen zur Verfügung.

#### C.4.4.2 Wasserstoff

Wasserstoff wird derzeit vor allem von der Industrie verwendet und zumeist über zentrale Gasreformierung direkt am Einsatzort hergestellt.[141] Theoretisch ist eine Vielzahl von Prozessen zur Herstellung von Wasserstoff auf Basis unterschiedlicher Primärenergieträger möglich. Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehr ist aus Klimasicht jedoch nur dann sinnvoll, wenn Wasserstoff erneuerbar hergestellt wird und der hierzu eingesetzte Regenerativstrom nicht an anderer Stelle zur vermehrten Nutzung fossil erzeugten Stroms führt.

CXXVIII Liquified natural gas (Flüssigerdgas).

Im THGNV-Szenario erfolgt die Herstellung von Wasserstoff über Elektrolyse. Die derzeit dominierende Technik ist die alkalische Elektrolyse, einen geringen Beitrag liefert die PEM-Elektrolyse. Für das Jahr 2050 wird die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) angenommen. Diese befindet sich derzeit allerdings noch in der Grundlagenforschung (siehe Kapitel B.3.3.1).

Einen besonders hohen Wirkungsgrad kann die Hochtemperaturelektrolyse erzielen, falls Prozessabwärme (wie sie z. B. bei der Fischer-Tropsch-Synthese zur Erzeugung von Flüssigkraftstoffen anfällt) zur Überwindung der Verdampfungsenthalpie genutzt werden kann. Unter dieser Voraussetzung sind Wirkungsgrade um 90 % bei der HTEL denkbar. Dies ist allerdings eine sehr vereinfachende Annahme.

### C.4.4.3 Synthetische Flüssigkraftstoffe (PtL)

Synthetische Flüssigkraftstoffe lassen sich über die Prozesskette Elektrolyse (Produkt: Wasserstoff) mit $CO_2$ und der Wassergas-Shift-Reaktion (Produkt: Synthesegas), Fischer-Tropsch-Synthese (Produkt: Kohlenwasserstoffketten) und dem finalen Raffinierungsschritt herstellen. Es wird davon ausgegangen, dass $CO_2$ in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Der notwendige Energiebedarf für die Bereitstellung des Kohlendioxids ggf. auch aus Atmosphäre wird hier nicht berücksichtigt sondern im Kapitel B.5.1.3 zur Energieversorgung.

Im THGNV-Szenario wird angenommen, dass ab dem Jahr 2020 PtL-Kraftstoffe produziert werden, wobei dies zunächst zum überwiegenden Teil auf Basis der PEM-Elektrolyse geschieht, jedoch vermehrt die Hochtemperaturelektrolyse zum Einsatz kommt (Tabelle 5). Bei letzterer wird die Abwärme des exothermen Fischer-Tropsch-Prozesses genutzt.

## C.4.5 Ergebnisse

### C.4.5.1 Verkehrsnachfrage

Die Verkehrsleistung im THGNV-Szenario nimmt sowohl im Personenverkehr als auch im Güterverkehr weniger stark zu als im Trend. Die konservativen Annahmen bei der Quantifizierung der Maßnahmen führen allerdings zu nur relativ moderaten verkehrsvermeidenden Effekten.

#### Personenverkehr

Wie in Abbildung C-2 dargestellt, setzen im Personenverkehr die verkehrsvermeidenden und verlagernden Effekte ab 2015 ein und führen dazu, dass im Jahr 2050 die Verkehrsleistung mit 1.566 Mrd. Pkm um 3,1 % niedriger liegt als gegenüber dem zu erwartenden Trend ohne Einsatz weiterer Maßnahmen. In der Personenverkehrsleistung enthalten ist dabei auch der NMIV, der im THGNV-Szenario deutlich an Bedeutung gewinnt und im Jahr 2050 mit 84 Mrd. Pkm um 42 % höher als der Trend (59 Mrd. Pkm) liegt. Wesentlich dafür ist die Förderung von Fahrrad- und Fußverkehr. Die Anteile des Luftverkehrs und des MIV am Modal Split im Jahr 2050 reduzieren sich gegenüber dem Trend jeweils leicht (von 67,3 % auf 65,9 % bzw. von 20 % auf 19,4 %).

Größere Unterschiede zwischen THGNV-Szenario und dem Trend („Basis“) bestehen bei den eingesetzten Antrieben, insbesondere bei Pkw. Die in Abbildung C-3 dargestellte Verteilung der Fahrleistung auf Antriebstypen zeigt eine deutliche Verschiebung zu Gunsten der Elektro- und Hybridantriebe.

Abbildung C-2: Personenverkehrsleistung

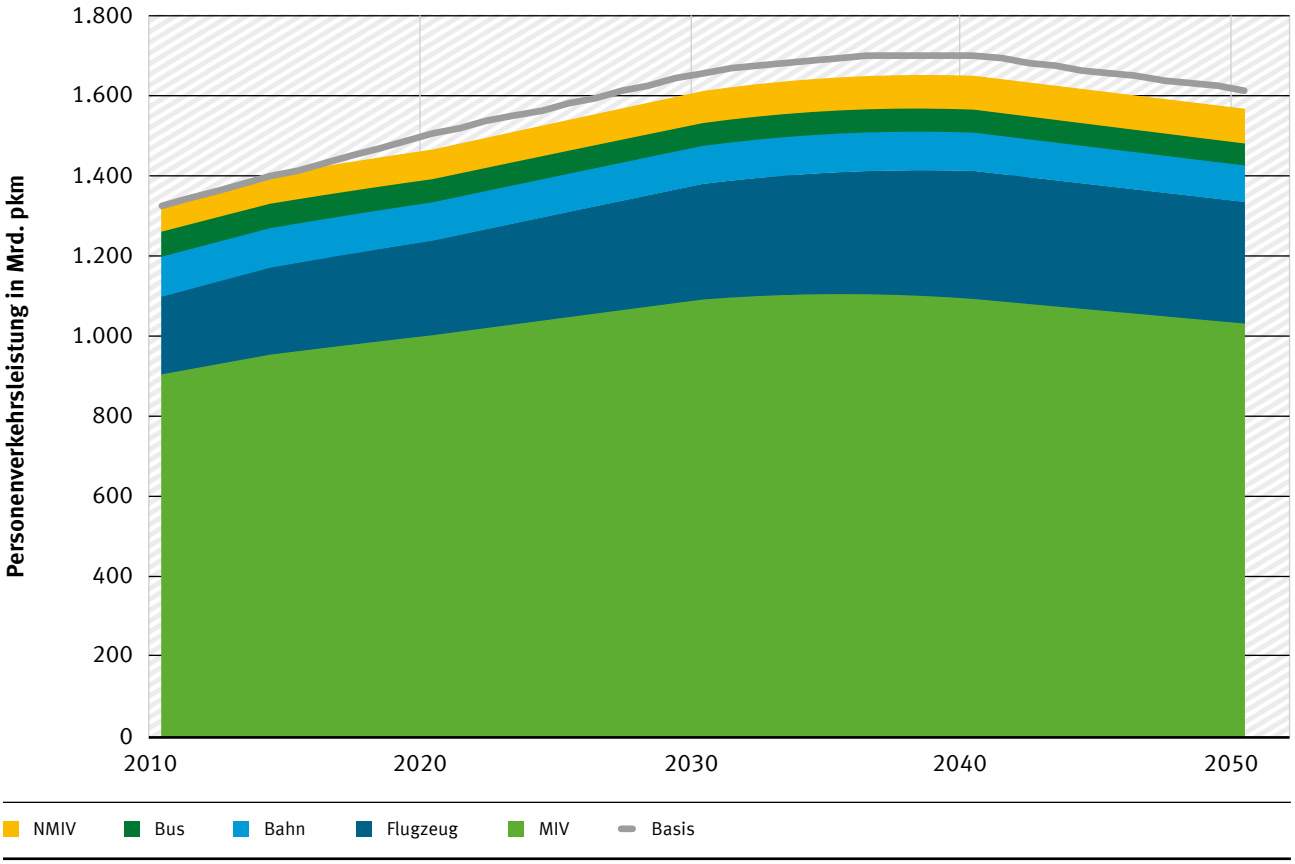
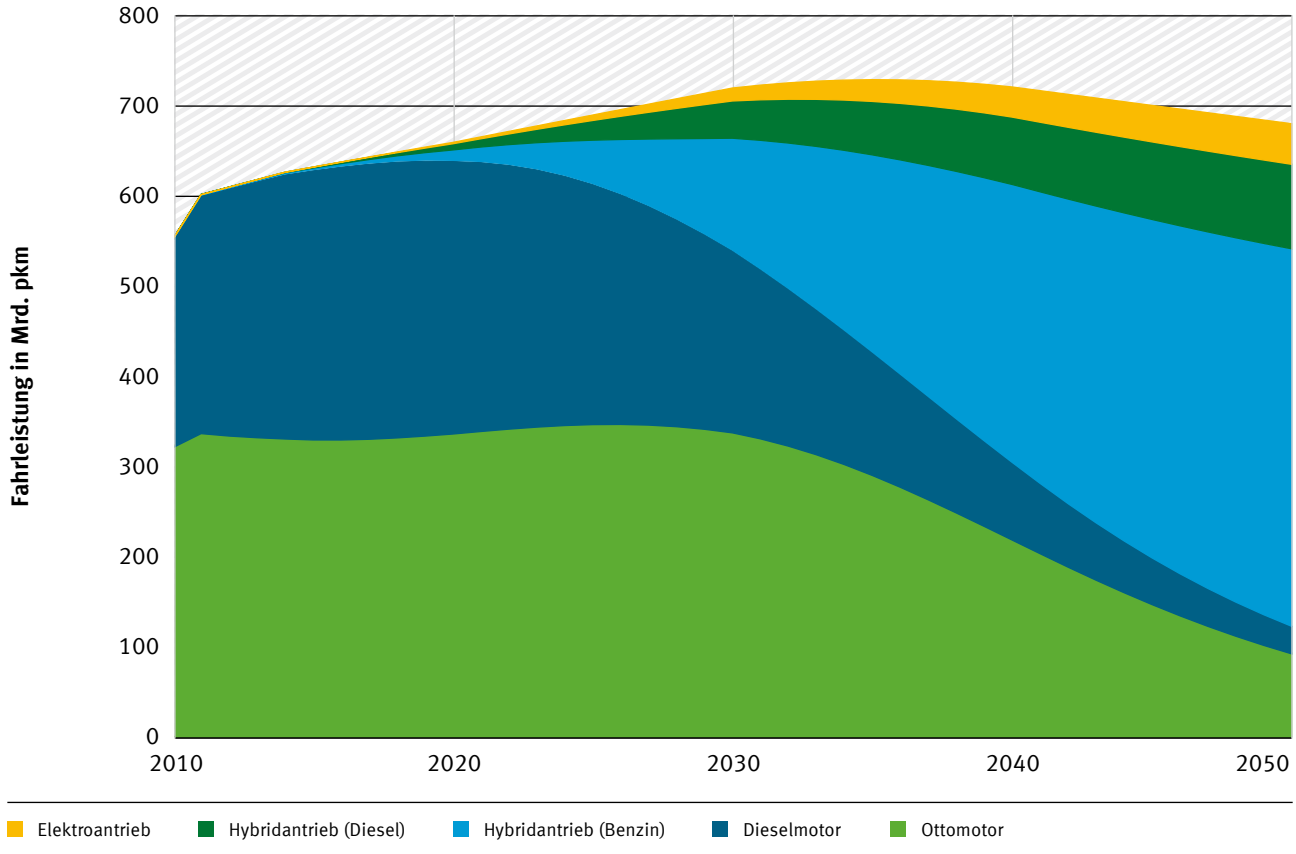


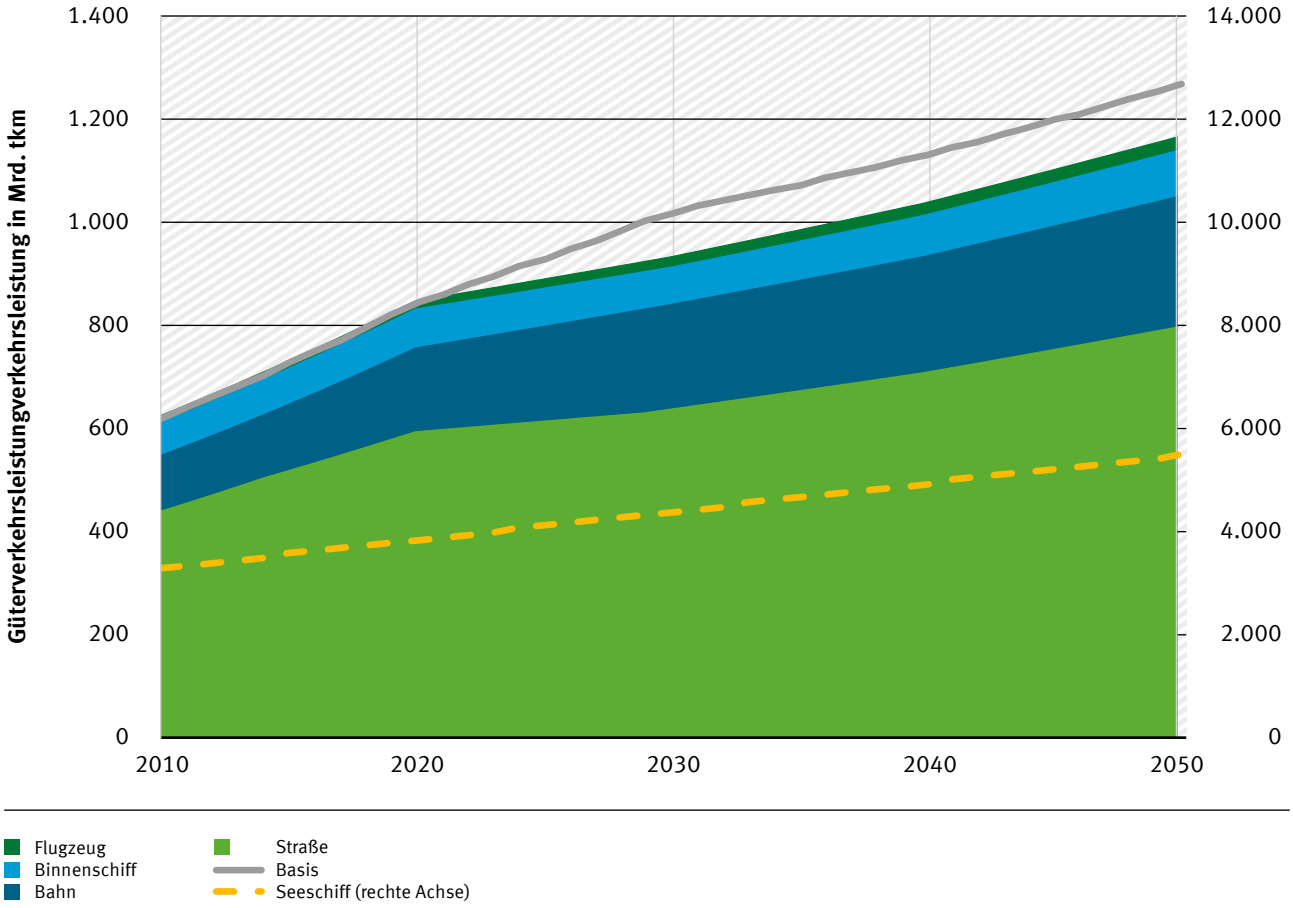

Abbildung C-3: Pkw-Fahrleistung nach Antriebstyp



Im Jahr 2050 wird bei den Pkw 82 % der Fahrleistung von Plug-In-Hybridfahrzeugen und Elektrofahrzeugen erbracht. Da Plug-In-Hybridfahrzeuge nicht nur im elektrischen Fahrmodus eingesetzt werden, entspricht dies bei dem angenommenen elektrischen Fahranteil von Plug-In-Hybridfahrzeugen (67 %) einer elektrischen Fahrleistung von 57 % an der Pkw-Fahrleistung (387 Mrd. km).

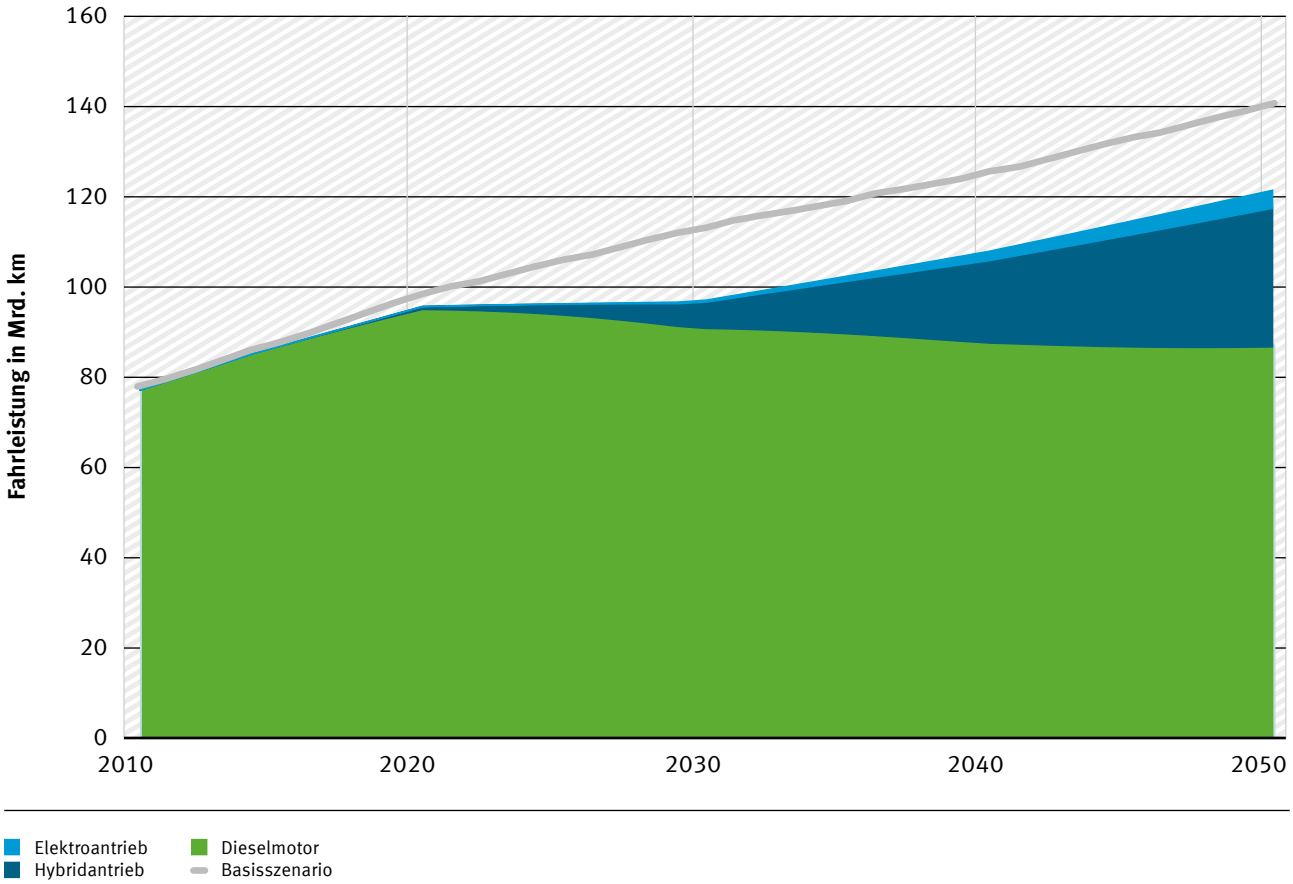
### Güterverkehr

Abbildung C-4: Güterverkehrsleistung




Im Güterverkehr liegt die Verkehrsleistung im THGNV-Szenario im Jahr 2050 bei 1.143 Mrd. tkm und damit um 8,3 % niedriger als der Trend („Basis“, siehe Abbildung C-4). Dies ist vor allem auf einen deutlichen Rückgang des Straßengüterverkehrs um 134 Mrd. tkm gegenüber dem Trend zurückzuführen, was auch eine entsprechend niedrigere Lkw-Fahrleistung mit sich bringt (siehe Abbildung C-5). Demgegenüber nimmt der Schienengüterverkehr um 39 Mrd. tkm auf 253 Mrd. tkm zu. Im Umweltgutachten 2012 des Sachverständigenrats für Umweltfragen[142] wird eine Transportleistung des Schienengüterverkehrs von 300 Mrd. bis 500 Mrd. tkm bei konsequenter Umsetzung verschiedener Maßnahmen bis zum Jahr 2050 für möglich gehalten. Im Seeverkehr wurden im THGNV-Szenario keine verkehrsvermeidenden Maßnahmen angenommen, weshalb die Verkehrsleistung dem Trend entspricht.

Abbildung C-5: Lkw-Fahrleistung nach Antriebstyp




### C.4.5.2 Endenergiebedarf

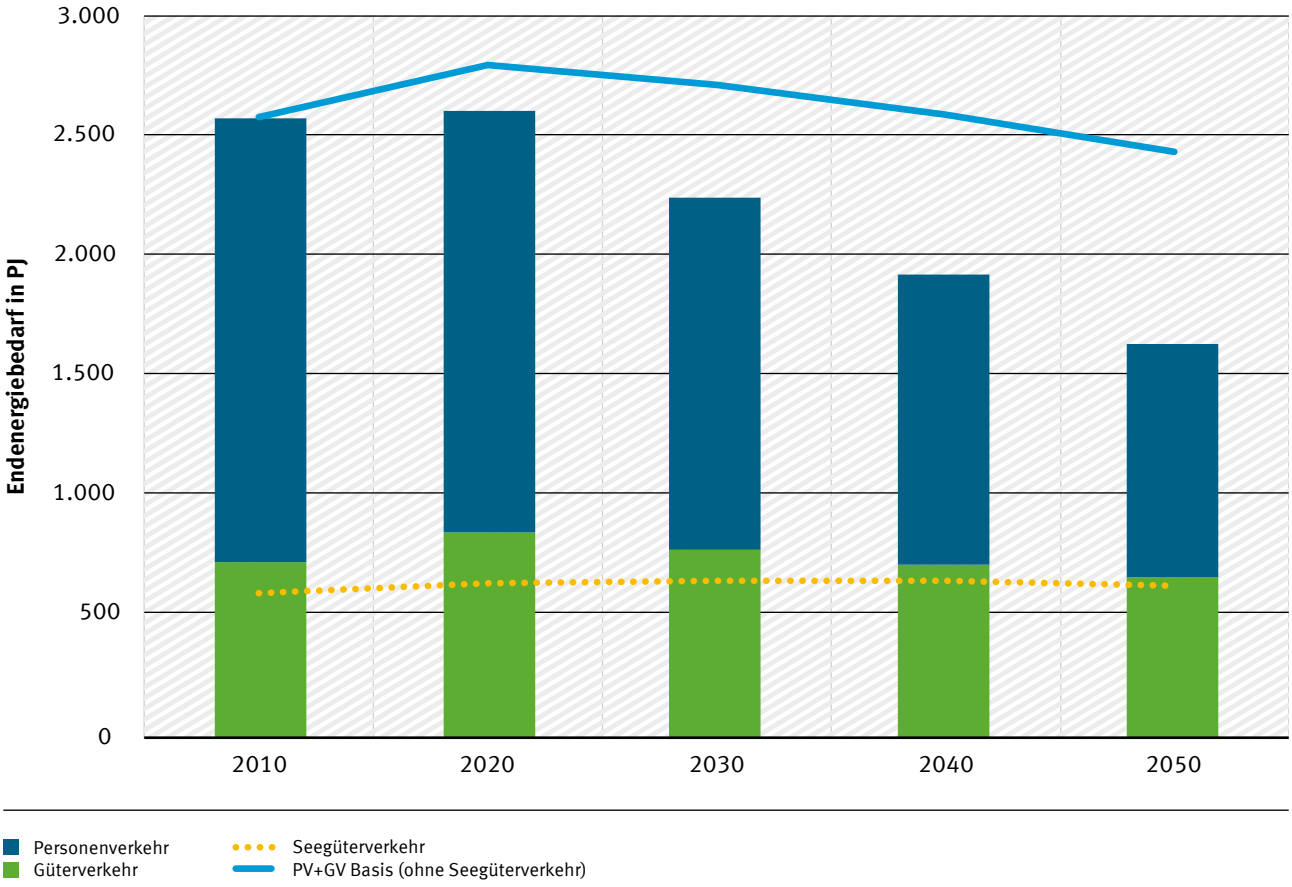
Im THGNV-Szenario liegt der Endenergiebedarf im Verkehrssektor bei 1.623 PJ bzw. 451 TWh (mit Seeschifffahrt 2.248 PJ bzw. 624 TWh) und damit 33 % (bzw. 26 %) unter dem Endenergiebedarf des Trends (Siehe Abbildung C-6). Wesentliche Gründe dafür sind neben der etwas geringeren Verkehrsleistung und dem Modal Shift zu energieärmeren Modi vor allem der höhere Anteil von elektrisch betriebenen Fahrzeugen im Straßenverkehr. Gegenüber dem Jahr 2010 wird im THGNV-Szenario dadurch eine Reduktion von 36,3 % erreicht.

Einen wesentlichen Beitrag dazu leistet der Güterverkehr: Im Gegensatz zum Trend, wo der Endenergiebedarf des Güterverkehrs zwischen 2010 und 2050 um 46 % zunimmt, kann im THGNV-Szenario durch die geringere Verkehrsleistung, die Verkehrsverlagerung und die höhere Effizienz der Lkw der Endenergiebedarf des Güterverkehrs nach einem vorübergehenden Anstieg bis zum Jahr 2050 auf 664 PJ (184 TWh) gesenkt werden. Dies entspricht gegenüber 2010 einer Reduktion um 8 % und gegenüber dem Endenergiebedarf des Trends im Jahr 2050 einer Reduktion um 37 %.

Der Personenverkehr verzeichnet im THGNV-Szenario gegenüber dem Trend durch Verkehrsverlagerungen und effizientere Fahrzeuge ebenfalls deutliche Minderungen in Höhe von 29 %: Dadurch hat der Endenergiebedarf des Personenverkehrs im Jahr 2050 mit 958 PJ einen Anteil von 59 % am Endenergiebedarf des Verkehrs (ohne Seeschifffahrt).

Für den Seeverkehr wurden keine Maßnahmen hinterlegt, so dass sein Endenergiebedarf im Trend und im THGNV-Szenario identisch ist.

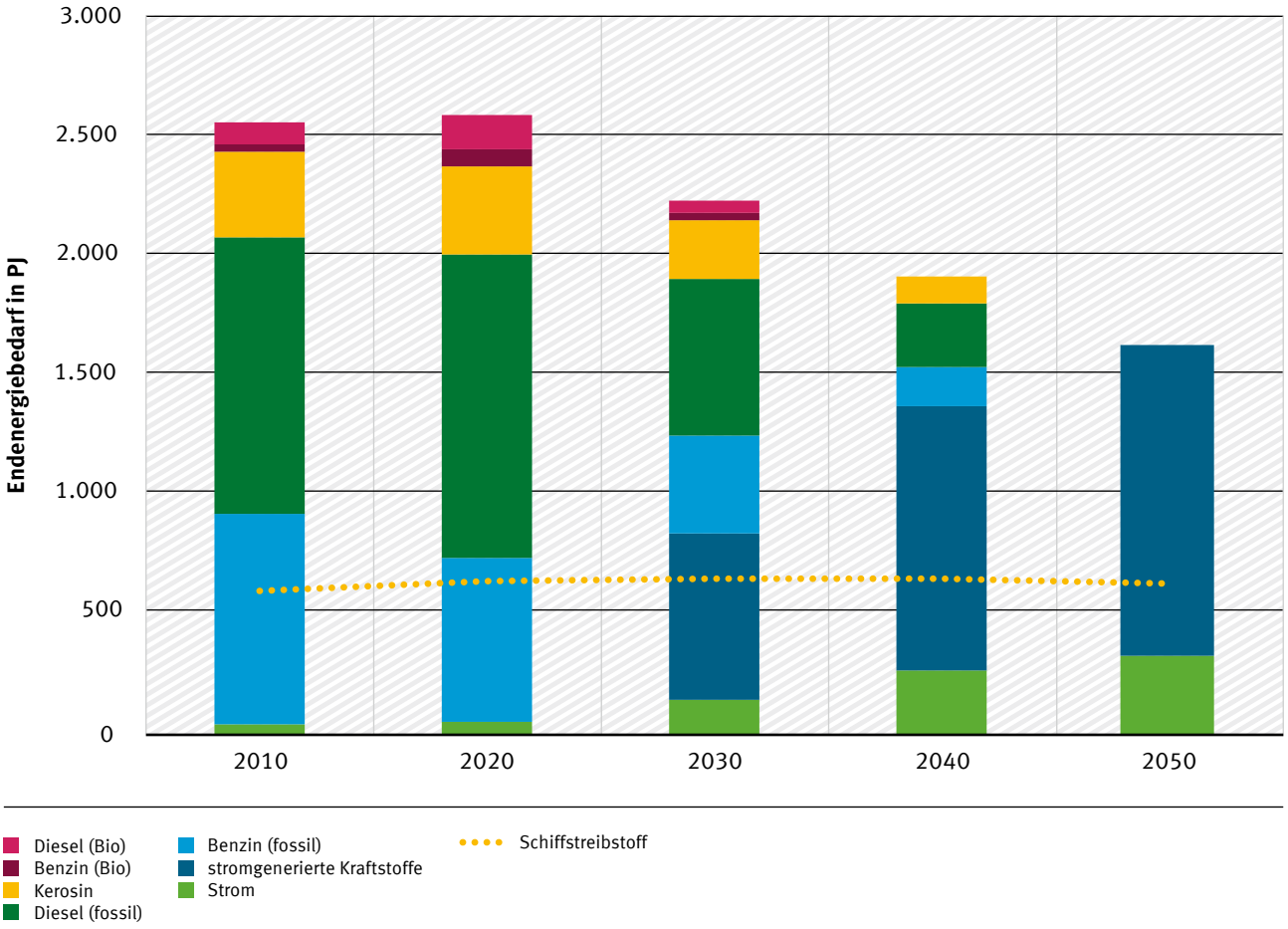
Abbildung C-6: Endenergiebedarf nach Verkehrsart




Im Jahr 2050 basiert der Verkehr im THGNV-Szenario zu 20 % auf dem direkten Einsatz von Strom und zu 80 % auf stromerzeugten Kraftstoffen (ohne Seeschifffahrt, siehe Abbildung C7). Dieser hohe Anteil von stromerzeugten Kraftstoffen ist darauf zurückzuführen, dass zwar bei den Pkw bis zum Jahr 2050 57 % der Fahrleistung elektrisch erbracht wird, jedoch die Restriktionen beim Schwerlastverkehr sowie der Einsatz von stromgenerierten Kraftstoffen bei den übrigen Verkehrsmitteln (insbesondere bei Flugzeugen) zu einem hohen Anteil von Fahrzeugen mit konventionellen Antrieben führen.

Zu beachten ist, dass es sich bei dem oben erwähnten Endenergiebedarf in Höhe von 1.623 PJ (bzw. 2.248 PJ inkl. Seeschifffahrt) um den Endenergiebedarf, d.h. den Energiegehalt der eingesetzten Kraftstoffe und des Fahrstroms, handelt. Bei der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe aus Strom fallen jedoch hohe Umwandlungsverluste in der Kraftstoffherstellung an. Die für den Verkehrssektor notwendige Nettostromerzeugung wird im Kapitel B.5.1.3 ausgewiesen.

Abbildung C-7: Endenergiebedarf nach Energieträgern




## C.5 Zusammenfassung

Die vollständige Umstellung des Verkehrssektors auf (erneuerbaren) Strom bis zum Jahr 2050 ist in dem in dieser Studie dargestellten „Szenario für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050“ (THGNV-Szenario) möglich. Dies ist jedoch mit einem entsprechend hohen zusätzlichen Strombedarf für Fahrstrom und stromerzeugte (synthetische) Kraftstoffe verbunden.

Nur durch eine Kombination von Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung, -verlagerung und technischen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung kann der Verkehrssektor seinen Endenergiebedarf senken. Dies ist zusammen mit der ausschließlichen Nutzung regenerativer Energiequellen Grundvoraussetzung für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050. Der Endenergiebedarf des Verkehrssektors inklusive Seeverkehr beläuft sich nach dem vorliegenden Szenario im Jahr 2050 auf 2.248 PJ bzw. 624 TWh. Der Endenergiebedarf liegt damit zu diesem Zeitpunkt um rund ein Viertel niedriger als es dem Trend entsprechend zu erwarten wäre, wenn die genannten Maßnahmen nicht umgesetzt würden.

Der Endenergiebedarf berücksichtigt jedoch nur den Energiegehalt der eingesetzten Kraftstoffe und des Fahrstroms. Werden synthetische Kraftstoffe aus Strom erzeugt, fallen zusätzlich hohe Um-

wandlungsverluste in der Kraftstoffherstellung an. Der gesamte Strombedarf (Nettostromerzeugung) des Verkehrssektors einschließlich dieser Umwandlungsverluste ist in Kapitel B.5.1.3 ausgewiesen.

Im dargestellten Szenario beträgt der Anteil der stromerzeugten Kraftstoffe über 80 %; 20 % des Stroms finden direkten Einsatz. Dies liegt vor allem daran, dass für den zunehmenden Straßengüterfernverkehr, den Flugverkehr und den Schiffsverkehr nach derzeitigem Wissenstand keine Potenziale für die direkte Verstromung angenommen werden können. Gegenüber dem direkten Einsatz von Strom in Elektrofahrzeugen ist es jedoch mit Umwandlungsverlusten verbunden, stromgenerierte Kraftstoffe zu erzeugen. Unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz je gefahrenen Kilometer ist daher der direkte Stromeinsatz in Elektrofahrzeugen zu bevorzugen. Demgegenüber liegen die Vorteile der stromerzeugten Kraftstoffe in der Möglichkeit der Stromspeicherung sowie in den Einsatzmöglichkeiten in nicht für die Elektrifizierung geeigneten Bereichen des Verkehrssektors.

Ebenfalls sind Kostenbetrachtungen für die verschiedenen Antriebs- und Kraftstofftechniken ein wichtiger Aspekt für eine umfassende Bewertung, die an dieser Stelle nicht vorgenommen werden kann.

Ziel dieses Kapitels ist es, ein konsistentes Verkehrsszenario für ein treibhausgasneutrales Deutschland in 2050 zu entwickeln. Mit dem Fokus auf strombasierte Kraftstoffe wurde ein Szenario entwickelt, in dem der Endenergiebedarf zurückgeht, sich jedoch die Menge des dafür benötigten Stroms deutlich erhöht. Nur unter der Voraussetzung der ausreichenden Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien ist ein treibhausgasneutraler Verkehrssektor realisierbar.

# D. Industrie

## D.1 Einleitung

Im Jahre 2008 betrug der industrielle Endenergieverbrauch (EEV) 702 TWh/a[CXXIX] und entsprach damit 28 % des gesamten EEV in Deutschland.[143] Rund zwei Drittel dieses EEV stammten dabei aus dem direkten Einsatz fossiler Brennstoffe und sind somit für einen bedeutenden Anteil an Treibhausgasemissionen im Industriesektor verantwortlich. Vor dem Hintergrund einer zukünftigen treibhausgasneutralen deutschen Gesellschaft stehen der gesamte Industriesektor und das Verarbeitende Gewerbe[CXXX] vor der Herausforderung, diesen Anteil auf nahe Null zu reduzieren. Ziel dieses Kapitels ist daher, ein Szenario für den deutschen Industriesektor im Jahr 2050 zu entwickeln, in dem die industriellen brennstoffbedingten Treibhausgasemissionen auf ein treibhausgasneutrales Niveau sinken, d. h. nahe Null liegen. Gleichzeitig zielt die Darstellung darauf ab, den Energieverbrauch im Industriesektor zu halbieren.

Weiterhin sollten Lösungsansätze entworfen werden, die mit Blick auf das Szenario eines treibhausgasneutralen Deutschlands eine Reduktion der prozessbedingten Treibhausgasemissionen ermöglichen. Dabei handelt es sich um rohstoffbedingte, nicht-energetische Treibhausgasemissionen aus der Herstellung und Anwendung, wie sie beispielsweise bei der Zementherstellung oder verschiedenen Prozessen der Chemischen Industrie entstehen.

In diesem Kapitel soll für besonders EEV-relevante Branchen beispielhaft dargestellt werden, welche Entwicklungen, Umstellungen und Innovationen Möglichkeiten böten, diese Ziele bis 2050 zu erreichen. Diese Möglichkeiten wurden für folgende Rahmenbedingungen erarbeitet und stellen in Summe ein Szenario für einen treibhausgasneutralen und energieeffizienten Industriesektor in Deutschland im Jahre 2050 dar.

1. 100 % Versorgung mit regenerativ erzeugtem bzw. vollständig treibhausgasneutralem Strom in Deutschland; Stromerzeugung auf nicht-regenerativer Basis und durch Kernkraftwerke ist nicht zulässig.
2. Ausschließliche Verwendung von regenerativ erzeugten Brennstoffen (fest, flüssig, gasförmig), die auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugt werden. Der Einsatz von Biomasse oder fossilen Brennstoffen ist nicht zulässig.
3. Potenziale der Energieeffizienz werden im Rahmen der naturwissenschaftlichen Grenzen möglichst vollständig ausgeschöpft. Dabei sollte sich der EEV nahezu halbieren.
4. Die Energieerzeugungskosten für regenerativ erzeugten Strom sind geringer als für regenerativ erzeugte Brennstoffe, die zukünftig auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugt werden.
5. Es existieren keine Versorgungslücken oder -engpässe bei der Energieversorgung mit regenerativ erzeugten Energien.
6. 2050 finden fossile Rohstoffe als Kohlenstoffquelle in der chemischen Synthese keine Anwendung mehr, im Wesentlichen werden stattdessen Kohlenstoffquellen genutzt, die auf regenerativem Methan basieren.
7. Die Struktur des Industriesektors ist im Jahre 2050 im Wesentlichen mit der aktuellen Struktur vergleichbar (eine Ausnahme bildet teilweise die Chemische Industrie. Siehe Punkt 6). Neue, sich möglicherweise künftig entwickelnde Branchen werden daher im Bericht nicht explizit betrachtet.

CXXIX Die AGEB gibt ca. 718 TWh/a für 2008 an.

CXXX Die Bezeichnung Industriesektor wird im Folgenden synonym für Industriesektor und das Verarbeitende Gewerbe verwendet, wobei auch die Herstellung und Verwendung von F-Gasen sowie Lösemittelanwendungen eingeschlossen sind.

8. Deutschland wird auch im Jahre 2050 ein bedeutender Industriestandort sein. Es wird für Deutschland von einem durchschnittlichen Wirtschaftswachstum von 0,7 % pro Jahr bis 2050 ausgegangen. Diese Entwicklung wird für die einzelnen betrachteten Branchen geprüft und wenn nötig differenziert dargestellt werden.

### D.1.1 Auswahl der im Bericht betrachteten Branchen

Die Auswahl der in diesem Bericht betrachteten Branchen erfolgte auf Basis des Endenergieverbrauchs (EEV) der Industrie nach Wirtschaftszweigen und Branchen wie in der UBA-Publikation „Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008)“ dargestellt.[144] Ziel war es dabei, eine EEV-gewichtete Branchenauswahl durchzuführen, um so die im Hinblick auf den industrieellen EEV tatsächlich relevanten Branchen im Bericht zu berücksichtigen. Hier sollten durch die betrachteten Branchen mindestens Zweidrittel des industrieellen EEV erfasst werden. Eine Betrachtung aller Wirtschaftszweige und zugehöriger Branchen war sowohl aus Gründen des Aufwand/Nutzenverhältnisses, der Datenverfügbarkeit sowie der Komplexitäten/Heterogenitäten der unter den Wirtschaftszweigen zusammengefassten Branchen im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Für die nicht betrachteten Branchen wird daher für das Jahr 2050 angenommen, dass sich die dargestellten Lösungs- und Entwicklungsmöglichkeiten der betrachteten Branchen prinzipiell auch auf weitere Branchen übertragen lassen, nachdem eine spezifische Adaption der Maßnahmen erfolgt ist.

Die Unterteilung nach industriellen Wirtschaftszweigen erfolgt in der oben genannten Veröffentlichung auf Basis der Energiebilanz für Deutschland.[145] Diesen Wirtschaftszweigen werden verschiedene Branchen und Prozesse zugeordnet. Ausgehend von der Zielstellung dieses Berichtes erfolgte die Branchenauswahl wie folgt, wobei prozessbedingte Treibhausgasemissionen hier nicht gesondert berücksichtigt wurden, weil für die genannten Wirtschaftszweige nach Energiebilanz keine Daten verfügbar sind.

Im ersten Schritt wurde eine Rangfolge (Rang 1 bis 14 mit 1 = sehr hoher Anteil und 14 = sehr geringer Anteil) der Wirtschaftszweige auf Basis des EEV für Brennstoffe, der im Jahre 2008 469,75 TWh/a[146] betrug, durchgeführt. Der EEV für Brennstoffe diente dabei als Maß der brennstoffbedingten Treibhausgasemissionen. Dabei wurde der EEV aus erneuerbaren Brennstoffen sowie Fernwärme aufgrund ihrer geringen Bedeutung nicht vom EEV für Brennstoffe subtrahiert. Im zweiten Schritt wurde eine Rangfolge der Wirtschaftszweige auf Basis des gesamten EEV durchgeführt. Auf Basis dieser beiden Rangfolgen wurde eine Gesamtrangfolge für die 14 Wirtschaftszweige durchgeführt (siehe Tabelle D-1). Eine Betrachtung aller 14 Wirtschaftszweige war aus o.g. Gründen nicht möglich. Daher wurden unter den ersten 10 Wirtschaftszweigen der Gesamtrangfolge 8 Wirtschaftszweige ausgewählt, die zusammen 75–80 % des gesamten EEV und des EEV für Brennstoffe abdecken. Aus diesen 8 Wirtschaftszweigen wurden für jeden Wirtschaftszweig die relevanten Branchen ausgewählt, die im Bericht detailliert betrachtet werden (siehe Tabelle D-1). Zusätzlich werden die Textilindustrie und wegen der Systematik des Nationalen Inventarberichts (NIR)[CXXXI] die Produktion und der Einsatz fluorierter Treibhausgase, Emissionen aus dem Lachgaseinsatz sowie Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen in dieser Studie berücksichtigt und dem vorliegenden Kapitel zugeordnet. Die Keramikindustrie wird aufgrund der unzureichenden Datenlage, des geringen Endenergieverbrauchs (z. B. Herstellung von Ziegeln und Baukeramik: nur 0,3 % Anteil an ges. EEV[147]) sowie der hohen Heterogenität der Branche im Rahmen dieses Berichtes nicht betrachtet. Ebenso werden die Wirtschaftszweige Fahrzeugbau, Maschinenbau, Gummi- und Kunststoffwaren,

CXXXIEngl. National Inventory Report, kurz NIR.

Gewinnung von Steinen und Erden sowie Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe in diesem Bericht aus o.g. Gründen nicht betrachtet.

Tabelle D-1: Auswahl der im Bericht betrachteten Branchen auf Basis des Endenergieverbrauchs (EEV) in den 14 industriellen Wirtschaftszweigen für das Jahr 2008 nach UBA Climate Change 07/2012[148]

| Wirtschaftszweig | rel. Anteil an Brennstoffe-EEV in % | Rang (Brennstoffe-EEV) | rel. Anteil an ges. EEV in % | Rang (ges. EEV) | ges. Rang | Branchenauswahl im Bericht |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Metallerzeugung (Stahlindustrie) | 27,6 | 1 | 21,5 | 1 | 1 | **Stahlindustrie** |
| Grundstoffchemie | 13,5 | 2 | 15,2 | 2 | **2** | **Chemische Industrie** |
| Papiergewerbe | 9,4 | 4 | 9,2 | 3 | **4** | **Papier- und Zellstoffindustrie** |
| Verarb. v. Steine u. Erden | 10,4 | 3 | 8,1 | 5 | **4** | **Zementindustrie, Kalkindustrie** |
| Sonst. Verarb. Gewerbe | 6,8 | 6 | 8,2 | 4 | 5 | aus Heterogenitätsgründen der beteiligten Branchen nicht berücksichtigt |
| Ernährung und Tabak | 8,1 | 5 | 7,9 | 6 | **6** | **Nahrungsmittelindustrie** |
| NE-Metalle, Gießereien | 3,5 | 10 | 5,4 | 7 | **9** | **NE-Metallindustrie, Gießereiindustrie (Eisen-, Stahl-, und Temperguss sowie NE-Metallguss** |
| Glas u. Keramik | 4,3 | 7 | 3,6 | 11 | **9** | **Glasindustrie** |
| Metallbearbeitung | 3,7 | 9 | 4,5 | 9 | 9 | aus Heterogenitätsgründen der beteiligten Branchen nicht berücksichtigt |
| Sonst. chemische Industrie | 3,9 | 8 | 3,7 | 10 | **9** | **Chemische Industrie** |
| Fahrzeugbau | 3,4 | 11 | 4,9 | 8 | 10 | aus Heterogenitätsgründen der beteiligten Branchen nicht berücksichtigt |
| Maschinenbau | 2,6 | 12 | 3,4 | 12 | 12 | aus Heterogenitätsgründen der beteiligten Branchen nicht berücksichtigt |

| Wirtschaftszweig | rel. Anteil an Brennstoffe-EEV in % | Rang (Brennstoffe-EEV) | rel. Anteil an ges. EEV in % | Rang (ges. EEV) | ges. Rang | Branchenauswahl im Bericht |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Gummi- u. Kunststoffwaren | 2,0 | 13 | 3,3 | 13 | 13 | nicht berücksichtigt |
| Gew. v. Steinen u. Erden | 0,9 | 14 | 0,9 | 14 | 14 | nicht berücksichtigt |

### D.1.2 Begründung der Abweichungen von der Systematik der Quellgruppen im NIR

Die Auswahl der im Bericht betrachteten Branchen unterscheidet sich in vielen Bereichen von der Systematik des NIR. Ziel des NIR ist die möglichst vollständige Bilanzierung der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland. Dabei stellt der Bereich Industrie und Verarbeitendes Gewerbe im NIR nur eine von vielen Quellgruppen für Treibhausgase dar. Außerdem werden für einzelne Branchen die Treibhausgasemissionen im NIR an verschiedenen Stellen berichtet bzw. in mehrere Subquellgruppen aufgeteilt. Beispielsweise verteilen sich die Treibhausgasemissionen der Stahlindustrie im NIR auf 5 Quellgruppen.[CXXXII] Gleichzeitig findet in vielen Bereichen eine Aggregation der Treibhausgasdaten aus verschiedensten Branchen statt, weil die Datengrundlage keine andere Darstellung erlaubt. Somit kann die international vereinbarte NIR-Systematik zur Darstellung der THG-Emissionen a priori nicht der Systematik der real existierenden und historisch gewachsenen Branchenstruktur des Industriesektors in Deutschland entsprechen. Hieraus ergibt sich in vielen Bereichen eine fehlende Kompatibilität des NIR mit der für diese Studie erfolgten Branchenauswahl. Im Folgenden wird hierauf detaillierter eingegangen.

Im NIR werden verschiedene Quellgruppen für Treibhausgase nach den IPCC Guidelines für National Greenhouse Gas Inventories in insgesamt 7 CRF-Sektoren (CRF: Common Reporting Format) unterteilt. Die Quellgruppen aus dem Bereich Industrie und Verarbeitendes Gewerbe werden in den CRF-Sektoren „Energie (CRF-Sektor 1)“ und „Industrieprozesse (CRF-Sektor 2)“ berichtet. Dabei stellt CRF-Sektor 1 die energie- und brennstoffbedingten und CRF-Sektor 2 die prozessbedingten Treibhausgasemissionen dar.[CXXXIII]

Besonders treibhausgasrelevante Subquellgruppen wurden in übergeordneten Quellgruppen zusammengefasst und erhielten eigene CRF-Codes. Dennoch bestehen die einzelnen Subquellgruppen i.d.R. aus verschiedenen weiteren Unterquellgruppen, die häufig unterschiedlichen Industriezeigen zugeordnet werden. Beispielsweise wird im CRF-Sektor „Energie (CRF-Sektor 1)“ unter „Verbrennung von Brennstoffen (CRF: 1.A)“ und der Quellgruppe „Verarbeitendes Gewerbe (CRF: 1.A.2)“ für die Subquellgruppe „Verarbeitendes Gewerbe – Eisenschaffende Industrie (CRF: 1.A.2.a)“ zu den brennstoffbedingten Treibhausgasemissionen der Produktionsbereiche Roheisen (Hochofen), Sinter, Walzstahl, Eisen-, Stahl-und Temperguss, Siemens-Martin-Stahl und Elektrostahl berichtet. Hier wird deutlich, dass die genannte Subquellgruppe aus weiteren Unterquellgruppen besteht, die teilweise der Stahlindustrie und teilweise der Gießereiindustrie zuzuordnen sind. Dabei handelt es sich bei der Gießereiindustrie korrekterweise nicht um einen Eisenschaffenden sondern Metallverarbeitenden Industriesektor.

CXXXII Siehe auch Kapitel D.2.

CXXXIII Zur Darstellung des CRF-Sektor 1 siehe auch Kapitel 0.

Ebenfalls unter „Verarbeitendes Gewerbe (CRF: 1.A.2)“ werden unter „Verarbeitendes Gewerbe – Weitere Branchen (1.A.2.f)“ auf Grund der Inventarstrukturierung die folgende Subquellgruppen dargestellt:

- „1.A.2.f Zement“ (Strukturelement „Herstellung von Zementklinker (Prozessfeuerung)“),
- „1.A.2.f Keramik“ (Strukturelement „Herstellung von keramischen Erzeugnissen (Prozessfeuerung)“),
- „1.A.2.f Glas“ (Strukturelement „Herstellung von Glas (Prozessfeuerung)“),
- „1.A.2.f Kalk“ (Strukturelement „Herstellung von Kalk (Prozessfeuerung)“) und
- „1.A.2.f Sonstige“.

Diese Darstellung verdeutlicht, dass im NIR unter dem CRF-Code 1.A.2.f brennstoffbedingte Treibhausgasemissionen aus einer Vielzahl verschiedenster Branchen, welche wiederum aus mehreren Teilbranchen oder Untersektoren bestehen, berichtet wird.[149] Beispielsweise werden unter „1.A.2.f Glas“ Treibhausgasemissionen aus den Prozessfeuerungen der Teilbranchen Flachglas, Hohlglas, Glasfasern, Veredlung und Verarbeitung von Flachglas sowie Herstellung, Veredlung von sonstigem Glas, sowie technischen Glaswaren zusammengefasst. Zusätzlich enthält „1.A.2.f Sonstige“ als Sammelgruppe z. B. die Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung der Industriekraftwerke und Industriekessel sowie energiebedingte Emissionen aus der gesamten Chemischen Industrie. In Subquellgruppe „1.A.2.f Sonstiges“ werden somit alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für Quellgruppe „1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe“ disaggregieren lassen. Die Subquellgruppe „1.A.2.f Sonstiges“ ist nach NIR für ca. 75 % der gesamten $CO_2$-Emissionen der Quellgruppe „1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe“ verantwortlich. Ein großer Teil der Energieeinsätze in „1.A.2.f Sonstige“ müsste theoretisch den entsprechenden Branchen zugeordnet werden, was derzeit jedoch aufgrund der schlechten Datenlage nicht möglich ist. Somit ist nur eine aggregierte Gesamtdarstellung im NIR möglich. Diese erlaubt jedoch keine branchenspezifische Betrachtung und Bewertung der aktuellen sowie zukünftigen energiebedingten Treibhausgasemissionen und ist damit für diese Studie ungeeignet.

Für die meisten in diesem Bericht betrachteten Branchen werden die Treibhausgasemissionen im NIR in zwei oder noch mehr Quellgruppen dargestellt. Tabelle D-2 zeigt die jeweiligen Quellgruppen bzw. CRF-Codes nach NIR für die in diesem Bericht betrachteten Branchen. Die Aufteilung einer Branche in mehrere Quellgruppe deckt sich in den meisten Fällen nicht mit den realen Prozess- und Produktionsabläufen in den einzelnen Branchen und bietet kaum Möglichkeiten der langfristigen treibhausgasneutralen Gestaltung der einzelnen Industriebranchen. Aus diesen Gründen wurde in diesem Kapitel der Studie die NIR-Systematik bei der Betrachtung der einzelnen Branchen in der Regel nicht berücksichtigt. Auch ist die in der Emissionsberichterstattung übliche Aufteilung in energie- und prozessbedingte Treibhausgasemissionen nicht für alle betrachteten Branchen zweckmäßig, weil entweder keine prozessbedingten Emissionen entstehen oder keine eindeutige Trennung zwischen energiebedingten und prozessbedingten Treibhausgasemissionen möglich ist, wie beispielsweise beim Einsatz von Koks als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie. In den Kapiteln zu den einzelnen Branchen wird daher auf die Aufteilung in energie- und prozessbedingte Emissionen jeweils gesondert eingegangen.

Tabelle D-2: Zuordnung der im Bericht betrachteten Branchen als Quellgruppen nach NIR-Systematik. (NIR: Nationaler Inventarbericht; CRF: Common Reporting Format)

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| **Metallindustrie** | | | | |
| Stahlindustrie | primäre Eisen- und Stahlerzeugung auf Basis von Eisenerz (Sinteranlagen und Konvertierung in Oxygenstahlwerken), sekundäre Stahlerzeugung auf Basis von Eisen- und Stahlschrott (Elektrolichtbogenöfen), Stahlverarbeitung in Warmwalzwerken | 1.A.1.a, 1.A.2.a, 1.A.2.f Sonstige, 1.A.1.c, 1.B.1.b | 2.C.1, 2.A.3 | 1.A.1.a: beinhaltet u. a. die Treibhausgasemissionen aus den zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten Prozessgasen aus der Stahlindustrie<br>1.A.2.a: eine Teilmenge der Treibhausgasemissionen aus der Stahlindustrie, die per Konvention als „energiebedingt“ angesehen werden (in Abgrenzung zu 2.C.1)<br>1.A.2.f Sonstige: beinhaltet u. a. die Treibhausgasemissionen aus den zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten Prozessgasen aus der Stahlindustrie<br>1.A.1.c: beinhaltet u. a. die Treibhausgasemissionen aus der Koksofen-Unterfeuerung<br>1.B.1.b: beinhaltet u. a. die sonstigen Treibhausgasemissionen aus Kokereien<br>2.C.1: eine Teilmenge der Treibhausgasemissionen aus der Stahlindustrie, die per Konvention als „prozessbedingt“ angesehen werden (in Abgrenzung zu 1.A.2.a)<br>2.A.3: beinhaltet die prozessbedingten Treibhausgasemissionen aus der Verwendung von Kalkstein und Dolomit für die Rauchgasentschwefelung in Kraftwerken (Kalksteinzugabe), wobei die Treibhausgasemissionen unter 1.A.1.a berichtet werden. Außerdem beinhaltet 2.A.3 die prozessbedingten Treibhausgasemissionen aus der Verwendung von Kalkstein und Dolomit in der Eisen- und Stahlherstellung (Kalksteinzugabe für Roheisen und Sinter), welche jedoch unter 2.C.1 berichtet werden. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| NE-Metall-industrie | Aluminium (primär und sekundär), Kupfer, Blei und Zink sowie Gold, Silber, Titan und Magnesium | 1.A.2.b | 2.C.2, 2.C.3, 2.C.4, 2.C.5 Sonstige | 1.A.2.b berichtet in aggregierter Form über alle NE-Metallbranchen inkl. der NE-Metallgießereiindustrie. Eine Disaggregierung für die energiebedingten Treibhausgasemissionen ist für die Teilbranchen nicht möglich. Prozessbedingte Treibhausgasemissionen werden nur für die Produktion von Ferrolegierungen (2.C.2), Primäraluminiumindustrie (2.C.3), $SF_6$ in der Al- und Mn-Produktion (2.C.4) sowie für die Blei-, Kupfer- und Zinkindustrie (2.C.5 Sonstiges) berichtet. |
| Gießerei-industrie | Eisen-, Stahl- und Temperguss sowie NE-Metallguss | 1.A.2.a, 1.A.2.b | 2.C.1, 2.C.4 | 1.A.2.a erfasst die energiebedingten und 2.C.1 die prozessbedingten Treibhausgasemissionen im Bereich Eisen-, Stahl- und Temperguss als Teilbereich der Eisenschaffenden Industrie (1.A.2.a) und der Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1). Für den Bereich NE-Metallgießereien wird im NIR für die energiebedingten Treibhausgasemissionen in nicht-dissaggregierter Form als Summe unter 1.A.2.b (Verarbeitendes Gewerbe - Nichteisen-Metalle) berichtet. Außerdem wird bezüglich prozessbedingter Treibhausgasemissionen nur zum Einsatz von $SF_6$ unter $SF_6$ in der Al- und Mn-Produktion (2.C.4) berichtet. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| **Chemische Industrie** | | | | |
| Chemische Industrie | | 1.A.2.c, 1.A.2.f Sonstige | 2.B.1 bis 2.B.5 | Die Prozessfeuerungen und die Eigenstromerzeugung der chemischen Industrie werden im NIR nicht gesondert ausgewiesen, sondern werden unter 1.A.2.f Sonstige in nicht-disaggregierbarer Form zusammengefasst berichtet. Die Treibhausgasemissionen der gesamten Quellgruppe 1.A.2.c Verarbeitendes Gewerbe - Chemische Industrie werden somit an anderer Stelle berücksichtigt. Eine Aufteilung nach Branchen ist nicht möglich. |
| Ammoniakproduktion | | 1.A.2.c, 1.A.2.f Sonstige | 2.B.1 | Energiebedingte Treibhaus-gasTreibhausgasemissionen siehe Anmerkung zur gesamten Chemischen Industrie. Prozessbedingte Treibhausgasemissionen werden für die gesamte Ammoniakproduktion unter 2.B.1 berichtet, da die verschiedenen Anlagenarten zur Herstellung von Ammoniak aufgrund des hochintegrierten Charakters des Verfahrens nicht in einzelne Aggregate unterteilt und als Verfahrensteile getrennt voneinander verglichen werden können. |
| Salpetersäureproduktion | | 1.A.2.c, 1.A.2.f Sonstige | 2.B.2 | Energiebedingte Treibhaus-gasTreibhausgasemissionen siehe Anmerkung zur gesamten Chemischen Industrie. Prozessbedingte TreibhausgasTreibhausgasemissionen entstehen bei der Produktion von Salpetersäure in einer Nebenreaktion in Form von Distickstoffoxid ($N_2O$) und werden unter 2.B.2 berichtet. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| Adipinsäureproduktion | | 1.A.2.c, 1.A.2.f Sonstige | 2.B.3 | Energiebedingte Treibhaus-gasTreibhausgasemissionen siehe Anmerkung zur gesamten Chemischen Industrie. Prozessbedingte TreibhausgasTreibhausgasemissionen entstehen bei der Adipinsäureproduktion in Form von Distickstoffoxid ($N_2O$) und werden unter 2.B.3 berichtet. |
| Sonstige Produktionsprozesse | | 1.A.2.c, 1.A.2.f Sonstige | 2.B.5 | Energiebedingte Treibhaus-gasTreibhausgasemissionen siehe Anmerkung zur gesamten Chemischen Industrie. 2.B.5 ist eine Summenquellgruppe, der die Düngemittel- und Lachgasproduktion, die organischen Produkte, die Ruß- und Titandioxidproduktion sowie die Schwefelsäureproduktion und der Katalysatorabbrand in Raffinerien zugeordnet wird. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen werden in nicht-disaggregierbarer Form zusammengefasst berichtet. Eine Aufteilung nach Branchen ist nicht möglich. |
| **Mineralindustrie** | | | | |
| Zementindustrie | | 1.A.2.f Sonstige | 2.A.1 | Die energiebedingten Treibhausgasemissionen werden nur in aggregierter Form als Summe unter 1.A.2.f Sonstige berichtet. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen werden unter 2.A.1. Mineralische Produkte: Zement berichtet. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| Glasindustrie | Behälterglas, Flachglas, Kristall- und Wirtschaftsglas, Spezialglas sowie Mineralfasern (Glas- und Steinwolle) | 1.A.2.f Sonstige | 2.A.7.a, 2.A.3, 2.A.4 | Die energiebedingten Treibhausgasemissionen werden nur in aggregierter Form als Summe unter 1.A.2.f Sonstige berichtet. Die IPCC Good Practice Guidance enthält keine Vorschläge oder Hinweise zur Berechnung der prozessbedingten $CO_2$–Treibhausgasemissionen für die Glasindustrie. In Anlehnung an die allgemeinen Hinweise der IPCC Good Practice Guidance wurde daher eine eigene Methodik entwickelt. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen werden unter 2.A.7.a Glas berichtet. Für prozessbedingten Treibhausgasemissionen aus der Verwendung von Kalkstein und Dolomit gibt es mit 2.A.3 eine eigene Quellgruppe, diese beinhaltet jedoch für die Glasherstellung (Kalksteinanteil im Gemenge) keine Treibhausgasemissionen, weil diese unter 2.A.7 mit berichtet werden. Außerdem beinhaltet eigentlich 2.A.4 die prozessbedingten Treibhausgasemissionen der Verwendung von Soda in der Glasindustrie, welche jedoch ebenfalls unter 2.A.7 berichtet werden. |
| Kalkindustrie | | 1.A.2.f Sonstige | 2.A.2 | Die energiebedingten Treibhausgasemissionen werden nur inaggregierter Form als Summe unter 1.A.2.f Sonstige berichtet. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen werden unter 2.A.2. Mineralische Produkte: Kalk berichtet. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| Papier- und Zellstoffindustrie | | 1.A.2.d, 1.A.2.f Sonstige | 2.D.1 | 1.A.2.d Verarbeitendes Gewerbe – Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse berichtet über die energiebedingten Treibhausgasemissionen in der Papier- und Zellstoffindustrie. Druckerzeugnisse werden aufgrund der NIR-Systematik dieser Quellgruppe zugeordnet, sie zählen jedoch nicht zur Papier- und Zellstoffindustrie. Der Energieverbrauch für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Druckerzeugnissen kann nur für die Ersatzbrennstoffe abgebildet werden. Treibhausgasemissionen aus dem Einsatz von Regelbrennstoffen in Prozessfeuerungen sowie Treibhausgasemissionen der Eigenstromerzeuger sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern werden unter 1.A.2.f Sonstige in nicht-disaggregierbarer Form zusammengefasst. Unter 2.D.1 Andere Produktionen: Zellstoff- und Papierherstellung werden prozessbedingte Emissionen berichtet, wobei prozessbedingte Treibhausgasemissionen von klimarelevanten Gasen im Sinne der IPCC Good Practice Guidance bei der Zellstoff- und Papiererzeugung nicht entstehen. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| Nahrungsmittelindustrie Ernährung und Tabak, Fleischverarbeitung, Milchverarbeitung, Herstellung v. Stärke, Herst. v. Backwaren, Herst. v. Zucker, Herst. v. Bier | | 1.A.2.e, 1.A.2.f Sonstige | 2.D.2 | Energiebedingte Treibhausgas-Treibhausgasemissionen der Nahrungsmittelindustrie werden im NIR in der Summenquellgruppe 1.A.2.f Sonstiges in nicht-disaggregierbarer Form berichtet. Eine Aufteilung nach Branchen ist nicht möglich. Nur für die Zuckerherstellung werden unter 1.A.2.e energiebedingte Treibhaus-gasTreibhausgasemissionen berichtet. Als prozessbedingte TreibhausgasTreibhausgasemissionen der Nahrungsmittel- und Getränkeherstellung sind Treibhausgase nicht sonder Kohlenwasserstoffe ohne Methan (NMVOC) von Bedeutung. Die KohlendioxidTreibhausgas-Treibhausgasemissionen aus den eingesetzten Nahrungsmitteln, die während bestimmter Prozesse bei der Produktion anfallen, werden nicht in CRF 2.D.2. berichtet, da sie aus der Verwendung von biologischem Kohlenstoff stammen und nicht zur Netto-$CO_2$-Emission beitragen. |
| Textilindustrie | | vermutlich in 1.A.2.f Sonstiges | | Die Textilindustrie erscheint in der NIR-Systematik nicht. Vermutlich werden die energiebedingten Treibhausgasemissionen ebenfalls unter 1.A.2.f Sonstiges in nicht-disaggregierbarer Form berücksichtigt. Prozessbedingte Treibhausgasemissionen fallen nicht an. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| **Produktion und Einsatz fluorierter Treibhausgase** | | | | |
| Produktion und Einsatz fluorierter Treibhausgase* | | | 2.C.3, 2.C.4, 2.C.5, 2.E.1, 2.E.2, 2.F.1, 2.F.2, 2.F.3, 2.F.4, 2.F.5, 2.F.7, 2.F.8, 2.F.9 | Die F-Gas-Emissionen der Aluminium- und Magnesiumindustrie werden in den Quellgruppen 2.C.3, 2.C.4 und 2.C.5 berichtet. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen in der Produktion fluorierter Treibhausgase werden unter 2.E berichtet. Der Einsatz fluorierter Treibhausgase stellt keine Industriebranche dar. Stattdessen werden unter 2.F (2.F.1 bis 2.F.89) die Einsätze fluorierter Treibhausgase in den unterschiedlichsten Bereichen und Branchen als einzelne Quellgruppen berichtet. |
| Aluminium- und Magnesiumindustrie | | | 2.C.3, 2.C.4, 2.C.5 | In der Quellgruppe 2.C.3 entstehen fluorierte Treibhausgase (FKW) als Nebenprodukt bei der Herstellung von Primäraluminium. In der Quellgruppe 2.C.4 wird $SF_6$ als Reinigungs- bzw. Schutzgas in Al- und Mg-Gießereien eingesetzt. In der Quellgruppe 2.C.5 wird der teilfluorierte HFKW-134a als Schutzgas in Mg-Gießereien eingesetzt. |
| Produktion fluorierter Treibhausgase | | | 2.E.1, 2.E.2 | Die Quellgruppe 2.E ist in Emissionen durch Nebenprodukte (2.E.1 By-product Emissions) und in herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2 Fugitive Emissions) unterteilt. |
| Kälte-, Klimaanlagen und Wärmepumpen | | | 2.F.1 | In der Quellgruppe 2.F.1 werden die durch den Einsatz als Kältemittel hervorgerufenen HFKW- und FKW-Emissionen berichtet. |
| Herstellung von Dämmstoffen | | | 2.F.2 | In der Quellgruppe 2.F.2 werden die durch den Einsatz als Treibmittel bei der Herstellung und Anwendung von Schäumen hervorgerufenen HFKW- Emissionen berichtet. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| Feuerlöschmittel | | | 2.F.3 | In der Quellgruppe 2.F.3 werden die durch den Einsatz als Feuerlöschmittel hervorgerufenen HFKW- Emissionen berichtet. |
| Aerosole und Lösemittel | | | 2.F.4, 2.F.5 | In der Quellgruppe 2.F.4 werden die durch den Einsatz als Treibmittel in Aerosolen hervorgerufenen HFKW- Emissionen berichtet. In der Quellgruppe 2.F.5 werden die HFKW-Emissionen aus dem Einsatz als Lösemittel berichtet. |
| Halbleiterproduktion | | | 2.F.7 | In der Quellgruppe 2.F.7 werden die durch den Einsatz als Ätz- oder Reinigungsgas in der Halbleiterproduktion hervorgerufenen HFKW-, FKW- und $SF_6$ Emissionen berichtet. |
| Elektrische Betriebsmittel | | | 2.F.8 | In der Quellgruppe 2.F.8 werden die durch die Verwendung als Isoliermittel hervorgerufenen $SF_6$ Emissionen berichtet. |
| Sonstige $SF_6$-Anwendungen | | | 2.F.9, teilweise unter 2.G | In der Quellgruppe 2.F.9 werden $SF_6$-Emissionen aus der Verwendung in Isolierglasfenstern, Autoreifen, Sportschuhen, Spurengas, AWACS-Wartung, Schweißen, optische Glasfasern und Photovoltaik berichtet. Außerdem FKW-Emissionen aus Sportschuhen und Photovoltaik. |

| | | Zuordnung nach NIR (CRF-Code) | | |
|---|---|---|---|---|
| **Industrie-branche** | **Teilbranche/ Untersektor** | **Energie (CRF-Sektor 1)** | **Industrie-prozesse (CRF - Sektor 2)** | **Anmerkung** |
| **Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen** | | | | |
| Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen* | | | 3.A, 3.B, 3.C, 3.D (NMVOC) | In der Quellgruppe „Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen“ (CRF 3) werden die Emissionen aus der Anwendung chemischer Produkte in Industrie, Handwerk und privaten Haushalten zusammengefasst. Sie untergliedert sich in die Unterkategorien „Anwendung von Farben und Lacken“ (CRF 3.A), „Entfettung sowie Chemische Reinigung“ (CRF 3.B), „Herstellung und Anwendung chemischer Produkte“ (CRF 3.C) und „Andere Anwendungen von Lösemitteln“ (CRF 3.D). |
| Anwendung von Farben und Lacken | | | 3.A (NMVOC) | In der Quellgruppe 3.A werden die durch die Verwendung als Lösemittel hervorgerufenen NMVOC-Emissionen bei der Anwendung von Farben und Lacken berichtet. |
| Entfettung sowie Chemische Reinigung | | | 3.B (NMVOC) | In der Quellgruppe 3.B werden die durch die Verwendung als Lösemittel hervorgerufenen NMVOC-Emissionen bei der Entfettung sowie Chemischen Reinigung berichtet. |
| Herstellung und Anwendung chemischer Produkte | | | 3.C (NMVOC) | In der Quellgruppe 3.C werden die durch die Verwendung als Lösemittel hervorgerufenen NMVOC-Emissionen bei der Herstellung und Anwendung chemischer Produkte berichtet. |
| Andere Anwendungen von Lösemitteln | | | 3.D (NMVOC) | In der Quellgruppe 3.D werden die durch die Verwendung als Lösemittel hervorgerufenen NMVOC-Emissionen bei sonstigen Anwendungen von Lösemitteln berichtet. |

### D.1.3 Ausgangssituation: Treibhausgasemissionen und Energiedaten

Das Jahr 2010 wurde als Bezugsjahr für die Zukunftsbetrachtung des Industriesektors gewählt. Für dieses Jahr waren jedoch nicht für alle Branchen Daten zu den Energieeinsätzen und Treibhausgasemissionen verfügbar, sodass für die NE-Metallindustrie, die Gießereiindustrie und die Nahrungsmittelindustrie Daten aus 2008[150] sowie für die Chemische Industrie aus 2009[151] Eingang in diese Studie finden (siehe Tabelle D-3). Die Daten zu den prozessbedingten Treibhausgasemissionen der Chemischen Industrie beziehen sich hingegen auf 2010 und wurden dem NIR entnommen. Nach AGEB (AG Energiebilanzen) betrug der gesamte industrielle EEV für 2010 720 TWh/a und für 2008 718,6 TWh/a. Somit wird für die o.g. Branchen für 2010 ein zu 2008 vergleichbarer EEV angenommen. Für die Chemische Industrie ist unbekannt, ob und in welchem Umfang sich die Wirtschaftskrise im Jahr 2009 auf den EEV in der Branche ausgewirkt hat. Aus diesem Grund werden die verfügbaren Daten der Chemischen Industrie aus 2009 als vergleichbar zu 2010 angenommen. Für die sonstigen Branchen, die nicht detailliert im Bericht betrachtet werden konnten, wurde als Gesamt-EEV für 2010 die Differenz aus gesamten industriellen EEV für 2010 laut AGEB und der Summe der gesamten EEV der betrachteten Branchen verwendet.

Die Ausgangssituation für den Industriesektor und damit die Treibhausgasemissionen und Energiedaten für das Bezugsjahr 2010 sind in Tabelle D-3 dargestellt. Insgesamt wurden mit 600 TWh/a 83 % des gesamten industriellen EEV für 2010 über die betrachteten Branchen erfasst. Lediglich 120 TWh/a der 720 TWh/a des gesamten industriellen EEV für 2010 sind den sonstigen, nicht betrachteten, Branchen zuzuordnen, wozu beispielsweise der Maschinen- und Fahrzeugbau zählen. Gleichzeitig wurden rund 470 TWh/a des brennstoffbedingten EEV erfasst. Aussagen zu den energiebedingten- und brennstoffbedingten Treibhausgasemissionen sind aufgrund von Datenlücken und unterschiedlicher branchenspezifischer $CO_2$-Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung nicht möglich. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen lagen ohne Berücksichtigung der Stahlindustrie, bei der sämtliche Treibhausgasemissionen als energiebedingt betrachtet wurden, in der Größenordnung von 58 Mio. Tonnen $CO_{2Äq}$ im Jahr 2010.

Tabelle D-3: Ausgangssituation: Treibhausgasemissionen und Energiedaten des Industriesektors und des Bereichs Verarbeitendes Gewerbe[CXXXIV]

| | | Endenergieverbrauch (EEV) in TWh/a | | energiebedingte Treibhausgasemissionen (THG-EM) in t $CO_{2Äq}$/a | | prozessbedingte Treibhausgasemissionen (proz. THG-EM) | Bezugsjahr |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Industriezweig** | **Industriebranche** | **ges. EEV** | **Brennstoffbedingter EEV (ohne Strom)** | **ges. THG-EM (Brennstoff und Strom)** | **direkte THG-EM (nur Brennstoff)** | **in t $CO_{2Äq}$/a** | |
| **Metallindustrie** | | | | | | | |
| | Stahlindustrie | 181,10 | 168,90 | 56.247.753 | | | 2010 |
| | NE-Metallindustrie | 25,50 | 9,80 | 11.091.000 | 2.117.000 | 2.909.000 | 2008 |

CXXXIV Die Quellenverweise für die verschiedenen dargestellten Daten sind den jeweiligen Einzelkapiteln zu entnehmen.

| | | Endenergieverbrauch (EEV) in TWh/a | | energiebedingte Treibhausgasemissionen (THG-EM) in t $CO_{2Äq}$/a | | prozessbedingte Treibhausgasemissionen (proz. THG-EM) | Bezugsjahr |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Industriezweig** | **Industriebranche** | **ges. EEV** | **Brennstoffbedingter EEV (ohne Strom)** | **ges. THG-EM (Brennstoff und Strom)** | **direkte THG-EM (nur Brennstoff)** | **in t $CO_{2Äq}$/a** | |
| | Gießereiindustrie | 12,85 | 7,00 | | 1.919.000 | | 2008 |
| **Chemische Industrie** | | 182,00 | 137,00 | 37.400.000 | | | 2009 |
| | Ammoniakproduktion | | | | | 7.400.000 | 2010 |
| | Adipinsäure- u. Salpetersäureproduktion | | | | | 3.750.000 | 2010 |
| | Sonstige Produktionsprozesse | | | | | 8.900.000 | 2010 |
| **Mineralindustrie** | | | | | | | |
| | Zementindustrie | 27,80 | 24,44 | 10.305.000 | 8.472.000 | 12.488.000 | 2010 |
| | Glasindustrie | 25,47 | 14,10 | 9.193.853 | 2.966.000 | 761.563 | 2010 |
| | Kalkindustrie | 8,25 | 7,61 | 2.691.506 | 2.343.950 | 5.000.000 | 2010 |
| **Papier- und Zellstoffindustrie** | | 72,42 | 60,70 | 18.717.883 | 10.936.053 | | 2010 |
| **Nahrungsmittelindustrie** | | 55,80 | 37,94 | | 7.797.229 | | 2008 |
| **Textilindustrie** | | 8,39 | 3,47 | 3.434.548 | | | 2010 |
| **Produktion und Einsatz fluorierter Treibhausgase**[CXXXV] | | | | | | | |
| | Aluminium- und Magnesiumindustrie | | | | | 262.000 | 2010 |

CXXXV Der Einsatz fluorierter Treibhausgase und der Einsatz von NMVOC als Lösemittel bzw. in anderen Produktverwendungen stellt keine Industriebranche dar.

| | | Endenergieverbrauch (EEV) in TWh/a | | energiebedingte Treibhausgasemissionen (THG-EM) in t $CO_{2Äq}$/a | | prozessbedingte Treibhausgasemissionen (proz. THG-EM) | Bezugsjahr |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Industriezweig** | **Industriebranche** | **ges. EEV** | **Brennstoffbedingter EEV (ohne Strom)** | **ges. THG-EM (Brennstoff und Strom)** | **direkte THG-EM (nur Brennstoff)** | **in t $CO_{2Äq}$/a** | |
| | Produktion fluorierter Treibhausgase | | | | | 256.000 | 2010 |
| | Kälte-, Klimaanlagen und Wärmepumpen | | | | | 10.139.000 | 2010 |
| | Herstellung von Dämmstoffen | | | | | 670.000 | 2010 |
| | Feuerlöschmittel | | | | | 24.000 | 2010 |
| | Aerosole und Lösemittel | | | | | 458.000 | 2010 |
| | Halbleiterproduktion | | | | | 148.000 | 2010 |
| | Elektrische Betriebsmittel | | | | | 543.000 | 2010 |
| | Sonstige $SF_6$-Anwendungen | | | | | 2.655.000 | 2010 |
| **Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen*** | | | | | | | |
| | Anwendung von Farben und Lacken | | | | | 572.860 | 2010 |
| | Entfettung sowie Chemische Reinigung | | | | | 82.474 | 2010 |
| | Herstellung und Anwendung chemischer Produkte | | | | | 123.141 | 2010 |

| | | Endenergieverbrauch (EEV) in TWh/a | | energiebedingte Treibhausgasemissionen (THG-EM) in t $CO_{2Äq}$/a | | prozessbedingte Treibhausgasemissionen (proz. THG-EM) | Bezugsjahr |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Industriezweig** | **Industriebranche** | **ges. EEV** | **Brennstoffbedingter EEV (ohne Strom)** | **ges. THG-EM (Brennstoff und Strom)** | **direkte THG-EM (nur Brennstoff)** | **in t $CO_{2Äq}$/a** | |
| | Andere Anwendungen von Lösemitteln | | | | | 804.690 | 2010 |
| **SUMME** | | **599,58** | **470,96** | | | **57.946.728** | |
| sonstige Branchen (nicht im Bericht betrachtet)[CXXXVI] | | 120,42 | | | | | |
| **Industriesektor gesamt** [CXXXVII] | | **720,00** [CXXXVIII] | | | | **58.245.728** [CXXXIX] | |

## D.2 Stahlindustrie

### D.2.1 Status quo

#### D.2.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der Stahlindustrie

Die Eisen- und Stahlerzeugung ist – ungeachtet des industriellen Strukturwandels im 20. Jahrhundert – immer noch einer der wichtigsten Industriezweige in Deutschland. Mit ihrer breiten Produktpalette von etwa 2000 Stahlsorten liefert sie zudem eine wichtige materielle Grundlage für viele andere Industriezweige.

CXXXVI Basis der Berechnung des ges. EEV der sonstigen Branchen, die im Bericht nicht betrachtet wurden, ist der industrielle EEV für 2010 nach AGEB (AG Energiebilanzen) i.H.v. 720 TWh/a. Damit ist der EEV für 2010 vergleichbar mit dem aus dem Jahr 2008 i.H.v. 718,6 TWh/a, aus dem ebenfalls einige Daten im Bericht stammen.

CXXXVII Für einige Branchen lagen keine Daten für das Bezugsjahr 2010 sonder nur für 2008 oder 2009 vor. Daher wurden für 2010 vergleichbare EEV dieser Branchen angenommen wie in 2008 oder 2009.

CXXXVIII Für 2010 nach AGEB.

CXXXIX Inklusive 299.000 t $CO_{2Äq}$ aus Lachgaseinsatz.

Stahl wird in Deutschland auf folgenden zwei Produktionswegen erzeugt:

1. die primäre Eisen- und Stahlerzeugung auf der Basis von Eisenerz, das in Sinteranlagen agglomeriert, mit Hilfe von Steinkohlenkoks im Hochofen zu Roheisen reduziert und anschließend im Oxygenstahlwerk zum kohlenstoffärmeren Stahl konvertiert wird; nach diesen beiden charakteristischen Prozessen wird die primäre Eisen- und Stahlerzeugung daher auch als „Hochofenroute“ oder „Oxygenstahlerzeugung“ bezeichnet.
2. die sekundäre Stahlerzeugung auf der Basis von Eisen- und Stahlschrott, der in Elektrolichtbogenöfen erschmolzen und zu Rohstahl verarbeitet wird; der in diesen Öfen erzeugte (Sekundär-)Stahl wird daher auch „Elektrostahl“ genannt.

85 % des in den deutschen Oxygen- und Elektrostahlwerken erzeugten Rohstahls wird anschließend in Warmwalzwerken zu Walzstahlprodukten (z. B. Bleche, Stahlträger, Schienen, Stahldraht) weiterverarbeitet. Die Produktionsmengen der einzelnen Prozessstufen der Stahlindustrie sind in Tabelle D-4 zusammengestellt.

Tabelle D-4: Produktionsmengen der einzelnen Anlagenarten bzw. Prozessstufen der deutschen Stahlindustrie 1995–2010[152]

| Prozessstufe | Produkt | Einheit | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Sinteranlagen | Sinter | t | 28.243.000 | 27.959.000 | 28.517.000 | 26.788.359 |
| Kokereien | Steinkohlenkoks | t | 11.102.000 | 9.115.000 | 8.397.000 | 8.171.000 |
| Hochöfen | Roheisen | t | 30.012.000 | 30.845.000 | 28.854.000 | 28.559.947 |
| Oxygenstahlwerk | Oxygenstahl | t | 31.908.000 | 33.052.000 | 30.857.000 | 30.615.171 |
| Elektrostahlwerke | Elektrostahl | t | 10.143.000 | 13.324.000 | 13.667.000 | 13.215.185 |
| Warmwalzwerke | Walzstahl | t | 34.316.000 | 38.974.000 | 37.771.254 | 36.826.655 |

Die größten Veränderung sind in Tabelle D-4 bei der Kokserzeugung und der Elektrostahlerzeugung festzustellen: Die inländische Kokserzeugung ist im betrachteten Zeitraum um etwa ein Viertel zurückgegangen, weil ein Teil des benötigten Kokses importiert und zudem der Koks in den Hochöfen zunehmend (bis 30 %) durch andere Reduktionsmittel ersetzt wurde. Dagegen ist die Elektrostahlerzeugung um etwa 30 % gestiegen und macht mittlerweile etwa 30 % der gesamten Rohstahlerzeugung aus. Die gesamte Stahlproduktion ist dagegen nur bis 1997 angestiegen und bewegt sich seitdem auf einem annähernd konstanten Niveau von 45 Mio. t pro Jahr.

Eisen und Stahl sind nicht nur sehr vielseitige Werkstoffe, unter Umweltgesichtspunkten haben sie auch den Vorteil, dass sie theoretisch beliebig oft recycelt und ohne Qualitätsverlust zu neuen Produkten umgeschmolzen werden können. Die sekundäre Stahlerzeugung aus Schrott ist dabei mit erheblich niedrigerem Energiebedarf und weniger Emissionen verbunden. Leider lässt sich der Anteil der Sekundärstahlerzeugung aber nicht beliebig steigern, weil die Menge des verfügbaren Schrotts begrenzt ist, unter anderem weil immer mehr Stahl in langlebigen Gebrauchsgütern (z. B. Maschinen, Fahrzeuge, Bauwerke) „gespeichert“ wird und weil stahlhaltige Produkte exportiert werden und dieser Stahl dann dem nationalen Wertstoffkreislauf nicht mehr zur Verfügung steht. Folglich kann unsere Volkswirtschaft bisher trotz nahezu 100 %iger Verwertung des erfassten Schrotts auf die ressourcenintensivere primäre Stahlerzeugung nicht verzichten.

In Deutschland hat die Schrottverwertung einen Anteil von ca. 45 % an der gesamten Stahlproduktion. Dieser Anteil wird sowohl durch die verfügbare Schrottmenge als auch durch den vorhandenen Anlagenmix zur Primär- oder Sekundärstahlerzeugung bestimmt. Während die Elektrostahlerzeugung praktisch zu 100 % auf dem Rohstoff Schrott basiert, werden bei der sogenannten Primärstahlerzeugung im Oxygenstahlwerk maximal 25 % Schrott zugegeben.

### D.2.1.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der Stahlindustrie

Den Vorgaben für die Treibhausgasemissionsberichterstattung entsprechend verteilen sich die direkt mit der Stahlerzeugung verbundenen Treibhausgasemissionen im nationalen Emissionsinventar über eine Vielzahl von Quellgruppen (siehe Tabelle D-5). Dazu gehören auch die Emissionen aus der Herstellung von Steinkohlenkoks, da die fünf in Deutschland betriebenen Kokereien ausschließlich Hochofenkoks erzeugen und vier der Kokereien zudem in den Energieverbund eines integrierten Stahlwerks eingebunden sind (im Gegensatz dazu werden die Kokereien in amtlichen Statistiken traditionell der Energieerzeugung zugeordnet).

Tabelle D-5: Quellgruppen des nationalen Emissionsinventars[153], in denen die direkt mit der Stahlerzeugung verbundenen Treibhausgasemissionen berichtet werden

| CRF-Code | Quellgruppe | Erläuterung |
|---|---|---|
| 1.A.1.a | Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung | beinhaltet u. a. die Emissionen aus den zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten Prozessgasen aus der Stahlindustrie |
| 1.A.2.a | Verarbeitendes Gewerbe – Eisenschaffende Industrie | eine Teilmenge der Emissionen aus der Stahlindustrie, die per Konvention als „energiebedingt“ angesehen werden (in Abgrenzung zu 2.C.1) |
| 1.A.2.f | Verarbeitendes Gewerbe – Weitere Energieerzeugung | beinhaltet u. a. die Emissionen aus den zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten Prozessgasen aus der Stahlindustrie |
| 1.A.1.c | Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger | beinhaltet u. a. die Emissionen aus der Koksofen-Unterfeuerung |
| 1.B.1.b | Diffuse Emissionen aus der Umwandlung von Kohle | beinhaltet u. a. die sonstigen Emissionen aus Kokereien |
| 2.C.1 | Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion | eine Teilmenge der Emissionen aus der Stahlindustrie, die per Konvention als „prozessbedingt“ angesehen werden (in Abgrenzung zu 1.A.2.a) |

Für die nachfolgende Betrachtung der möglichen langfristigen treibhausgasneutralen Gestaltung der Stahlindustrie, ist diese Aufteilung allerdings nicht sinnvoll, weil ihr die realen Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen der einzelnen Prozessstufen oder Produktionsrouten nicht zu entnehmen sind. Insbesondere die in der Emissionsberichterstattung übliche Aufteilung in energie- und prozessbedingte Emissionen ist für die langfristige Betrachtung der Stahlindustrie nicht zweckmäßig. Ein Großteil der Energieträger, die zu den Treibhausgasemissionen führen, werden aus prozesstechnischen Gründen benötigt (namentlich zur Reduktion des im Erz enthaltenen Eisenoxids), die dabei

entstehenden Prozessgase (Gichtgas aus dem Hochofen sowie Konvertergas aus dem Oxygenstahlkonverter) werden jedoch gleichzeitig in einer Reihe von Prozessen als Energieträger dienen.

Aufgrund des hohen Bedarfs an Energieträgern gehört die Stahlindustrie in Deutschland zu den energieintensiven Industriezweigen. Dabei betrug der Endenergieverbrauch der deutschen Stahlindustrie im Jahre 2010 insgesamt 608 PJ an festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen sowie 21,7 TWh Strom, wovon die Stahlindustrie 9,5 TWh (44 %) selbst aus den bei der Stahlerzeugung entstehenden Prozessgasen erzeugt hat. Netto verbraucht sie also nur etwa 12,2 TWh Strom pro Jahr, was bei Annahme eines Kraftwerkswirkungsgrads von 42 % einem weiteren Primärenergieeinsatz von etwa 105 PJ pro Jahr entspricht.[CXL]

Wenn man die vereinigungsbedingten Änderungen in den Jahren 1990/91 und den drastischen Konjunktureinbruch in 2009 außen vor lässt, lässt sich weder im absoluten Verbrauch an Brennstoffen/Reduktionsmitteln noch im Stromverbrauch eine eindeutige Tendenz erkennen. Bedenkt man, dass die Menge des erzeugten Rohstahls im selben Zeitraum im Mittel um 0,3 Mio. t pro Jahr gestiegen ist, ergibt sich – bezogen auf die Tonne Rohstahl – eine Abnahme des spezifischen Verbrauchs an Primärenergieträgern um jährlich etwa 1 % bzw. 0,18 GJ pro t Rohstahl. Diese Abnahme ist zum Großteil durch den gestiegenen Anteil des Elektrostahls an der gesamten Stahlerzeugung zu erklären, weil dieser auch bei Berücksichtigung des Wirkungsgrads der Stromerzeugung nur etwa ein Drittel der Primärenergie der Hochofen-Oxygenstahlwerk-Route benötigt.

Tabelle D-6: Spezifische Verbräuche an Primärenergieträgern und Strom sowie spezifische (direkte) $CO_2$-Emissionen der deutschen Stahlindustrie 2010[CXL]

| | Produktion | Primärenergie | $CO_2$-Emissionen | Stromverbrauch | |
|---|---|---|---|---|---|
| | t/Jahr | GJ/t Stahl | kg/t Stahl | MWh/t | GWh/Jahr |
| Sinteranlagen | 26.788.359 | 1,86 | 246 | | |
| Kokereien | 8.171.000 | 1,20 a) | 183 a) | | |
| Hochöfen + Oxygenstahlwerke | 30.615.171 | 14,23 | 1.225 b) | | |
| Primärstahlerzeugung insg. | 30.615.171 | 17,29 | 1.654 a) b) | –0,146 b) c) | –4.469 b) c) |
| Elektrostahlwerke | 13.215.185 | 0,61 | 47 | 0,565 | 7.464 |
| Warmwalzwerke | 36.826.655 | 2,20 | 184 | 0,151 | 5.550 |
| **Summe** | | | | | **8.544** *) |

a) Da Deutschland etwa ein Drittel des eingesetzten Kokses importiert, wurden der spezifische Energieeinsatz und die spezifischen Emissionen der deutschen Kokereien auf die zur Roheisenerzeugung verwendete Koksmenge hochgerechnet.

b) unter Berücksichtigung der Stromerzeugung aus den entstehenden Prozessgasen (Gicht- und Konvertergas)

c) Für die Stromerzeugung aus Gicht- und Konvertergas wurde der Primärstahlerzeugung entsprechend dem $CO_2$-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix im Jahr 2010[154] 544 kg $CO_2$ pro erzeugter MWh gutgeschrieben

CXL Eigene Berechnungen auf Basis der dem UBA von der Wirtschaftsvereinigung Stahl zum Zweck der Emissionsberichterstattung übermittelten Energiedaten (siehe Literaturangabe Nr. 152).

Dass der absolute Stromverbrauch trotz Zunahme der Elektrostahlerzeugung nicht zugenommen hat, liegt zum Teil daran, dass die Elektrostahlwerke im selben Zeitraum einen zunehmenden Teil ihres Energiebedarfs durch fossile Energieträger gedeckt haben. Zudem gab es in der Stahlindustrie vermutlich auch tatsächliche Effizienzverbesserungen hinsichtlich des Stromverbrauchs, die allerdings aufgrund der Zunahme der Elektrostahlerzeugung nicht auf den gesamten Stromverbrauch der Branche durchgeschlagen haben.

Tabelle D-6 zeigt eine Gegenüberstellung der spezifischen Verbräuche an Primärenergieträgern und Strom sowie der aus dem Einsatz der Primärenergieträger resultierenden (direkten) $CO_2$-Emissionen für die einzelnen Anlagenarten bzw. Verfahrensrouten der deutschen Stahlindustrie im Jahr 2010.

Die resultierenden $CO_2$-Emissionen in den Jahren 1995 bis 2010 sind Tabelle D-7 zu entnehmen. Da die mit der Hochofen-Oxygenstahl-Route verbundenen $CO_2$-Emissionen zum Teil erst bei der Nutzung der Prozessgase in anderen Anlagen freigesetzt werden, werden in Tabelle D-7 auch der Strom- und Wärmeerzeugung relevante Emissionsmengen zugeordnet. Gleichzeitig werden der Primärstahlerzeugung für den dabei erzeugten Strom 544 kg $CO_2$ pro MWh ($CO_2$-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix im Jahr 2010[154]) gutgeschrieben.

Tabelle D-7: $CO_2$-Emissionen der einzelnen Anlagenarten bzw. Prozessstufen der deutschen Stahlindustrie 1995–2010

| | Einheit | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Sinteranlage | t $CO_2$ | 7.225.575 | 7.324.508 | 6.782.014 | 7.518.318 |
| Kokerei | t $CO_2$ | 6.225.109 | 4.331.024 | 3.769.336 | 3.834.811 |
| Hochofen + Oxxygenstahlwerk | t $CO_2$ | 17.323.525 | 19.242.548 | 20.042.565 | 16.996.269 |
| Stromerzeugung | t $CO_2$ | 16.069.289 | 16.102.645 | 16.882.732 | 18.561.074 |
| Wärmeerzeugung | t $CO_2$ | 7.890.699 | 7.192.879 | 5.181.556 | 7.093.782 |
| $CO_2$-Gutschrift für Stromerzeugung[CXLI] | t $CO_2$ | −5.401.637 | −5.551.562 | −5.193.217 | −5.140.292 |
| Primärstahlerzeugung insgesamt | t $CO_2$ | 49.332.561 | 48.642.041 | 47.464.987 | 48.863.960 |
| Elektrostahlerzeugung | t $CO_2$ | 392.004 | 554.332 | 574.068 | 616.055 |
| Warmwalzwerk | t $CO_2$ | 6.095.924 | 6.467.452 | 6.980.338 | 6.767.738 |
| **Stahlindustrie gesamt** | **t $CO_2$** | **55.820.488** | **55.663.825** | **55.019.393** | **56.247.753** |

CXLI Da nur zur Eigenstromerzeugung im Jahr 2010 Daten vorlagen[152], wurde für die anderen Jahre die Stromerzeugung auf Basis der Roheisenerzeugung geschätzt.

## D.2.2 Ansätze zur THG-Minderung in der deutschen Stahlindustrie

### D.2.2.1 Verbesserung der Ressourceneffizienz

Eine Verbesserung der Ressourceneffizienz der Stahlindustrie kann auf unterschiedlichen Ebenen erfolgen:

- eine höhere Ausbringung an Stahl aus den Einsatzstoffen, d. h. weniger Materialverluste und mehr erzeugter Stahl pro eingesetzter Tonne Erz bzw. Schrott,
- durch Steigerung der Recyclingquote, namentlich des Anteils der Sekundärstahlerzeugung über die Elektroofenroute, an der gesamten Rohstahlerzeugung,
- durch eine effizientere Verwendung von Stahl, z. B. durch Leichtbaukonstruktionen aus hochfesten Stahlwerkstoffen, für die bei gleicher oder besserer Stabilität weniger Stahl benötigt wird.

Die deutsche Stahlindustrie hat die Ausbringung an Stahl aus den Einsatzstoffen in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich verbessert. Mittlerweile wird etwa 90 % des in den Ausgangsstoffen (Hochofenmöller sowie Schrott) enthaltenen Eisens in die vermarkteten Produkte (Walzstahlerzeugnisse einschließlich abgegebenen Halbzeugs) überführt.[155] Angesichts der unvermeidlichen Verluste an Eisen aufgrund der hohen Prozesstemperaturen ist die Ausbringung vermutlich nur noch sehr begrenzt steigerbar. Selbst wenn sie langfristig noch um weitere 5 % gesteigert werden könnte, würde das vermutlich nicht zu einer nennenswerten Minderung der THG-Emissionen führen, weil für eine weitere Steigerung des Materialausnutzungsgrads unverhältnismäßig mehr zusätzliche Energie benötigt wird.

Eine Steigerung der Recyclingquote würde nicht nur die Ressourceneffizienz der Stahlerzeugung verbessern, aufgrund des entfallenden Energiebedarfs für die Reduktion des Eisens würde sie auch erheblich zur Minderung des spezifischen Energiebedarfs und der Treibhausgasemissionen beitragen. Eine Steigerung der Sekundärstahlerzeugung ist jedoch nur in dem Umfang möglich, in dem geeigneter Eisenmetall-Schrott zur Verfügung steht. Grundsätzlich ist bei entwickelten Industriegesellschaften zwar zu erwarten, dass sich das Schrottaufkommen allmählich der Neuproduktion an Stahl annähert („Sättigungsphänomen“), tatsächlich sind wir von diesem Zustand aber noch weit entfernt. Die Verfügbarkeit von Schrott für die nationale Stahlerzeugung wird vor allem durch folgende Faktoren begrenzt:

- Exportüberschüsse in Bezug auf Stahl, stahlhaltige Produkte (z. B. Maschinen, neue sowie gebrauchte PKWs) und Schrotte,
- eine steigende Menge an Stahl, die in langlebigen Gebrauchsgütern, Gebäuden und sonstiger Infrastruktur (z. B. Versorgungsleitungen, Strommasten, Windkraftanlagen) „gespeichert“ ist (das sogenannte „anthropogene Lager“),
- dissipative Verluste von Stahl durch Verwitterung oder über die Restmüllentsorgung.

Im Jahr 2008 wurden von der deutschen Stahlindustrie mit 20,7 Mio. t Schrott etwa 45 % der Rohstahlproduktion gedeckt.[156] Da ein Teil des Schrotts zur Kühlung der Schmelze im Oxygenstahlkonverter benötigt wird, betrug der Anteil der „reinen“ Sekundärstahlerzeugung in Elektrostahlwerken allerdings nur etwa 30 %. Da Schrott weltweit stark nachgefragt wird und diese Nachfrage weiter steigt, ist nicht zu erwarten, dass der Bedarf an Schrott zukünftig durch eine Ausweitung der Schrottimporte gedeckt werden könnte. Solange jedoch weniger Schrott vor Ort verfügbar ist, als zur Deckung des aktuellen Stahlbedarfs erforderlich ist, muss ein Teil des Stahls weiter energieaufwendig aus primären Rohstoffen (Eisenerz) erzeugt werden.

Eine Verbesserung der Ressourceneffizienz durch eine effizientere Verwendung von Stahl, d. h. eine gleiche Funktionserfüllung bei geringerem Materialeinsatz, ermöglichen innovative, z. B. hochfeste

Stahlwerkstoffe und innovative Verfahren der Stahlverarbeitung (z. B. sogenannte „tailored blanks" – Halbzeuge mit nach Kundenanforderungen variablen Querschnitten und Materialeigenschaften). Die damit ermöglichten Leichtbaukonstruktionen führen nicht nur über den geringeren Materialbedarf zu einer Minderung der Treibhausgasemissionen, bei Verwendung im Fahrzeugbau wird zusätzlich während der Nutzungsphase Energie (Kraftstoff) eingespart. In wieweit diese ressourceneffizienten Verwendungen von Stahl aber zu einer Senkung des Bedarfs an Stahl führen, ist derzeit nicht absehbar. Das liegt u. a daran, dass die genannten innovativen Werkstoffe und Verarbeitungsverfahren jeweils nur für bestimmte Verwendungen von Stahl geeignet bzw. vorteilhaft sind. Desweiteren ist nicht absehbar, in welche Richtung diese neuen Entwicklungen die Außenhandelsbilanz für Stahlprodukte zukünftig verändern werden.

### D.2.2.2 Erhöhung der Energieeffizienz

#### Verkürzung von Prozessketten/„Fertigung aus einer Wärme"

Ein genereller Ansatz zur Verbesserung der Energieeffizienz ist die Verkürzung von Prozessketten. Übertragen auf die Stahlindustrie bedeutet dies vor allem die Vermeidung von Wärmeverlusten durch wiederholte Abkühl- und Aufheizvorgänge.

Bezogen auf die Roheisenerzeugung könnte die Verkürzung der Prozesskette etwa den Verzicht auf die ebenfalls energieintensiven Prozessschritte „Sinteranlage" und „Kokerei" bedeuten. Da für Roheisenerzeugung im Hochofen jedoch agglomeriertes Eisenerz und stückiger Koks benötigt wird, wäre ein Verzicht auf Sinteranlagen und Kokereien nur bei einer grundlegenden Verfahrensumstellung der Roheisenerzeugung möglich (siehe Kapitel D.2.2.3).

Eine weitere Möglichkeit zur Verkürzung der Prozessketten liegt in der Anwendung endabmessungsnaher Gießverfahren. Im Gegensatz zum klassischen Strangguss von Brammen und Knüppeln wird bei endabmessungsnahen Gießverfahren der Rohstahl bereits in einer Geometrie abgegossen, die dem gewünschten Endmaß der Produkte (der Blechdicke) so nahe kommt, dass das Material anschließend nur noch wenige Walzvorgänge durchlaufen muss. Dadurch entfallen sowohl ein Großteil der Verformungsarbeit als auch die anderenfalls wiederholt erforderlichen Aufheizvorgänge. Bisher waren endabmessungsnahe Gießverfahren nur für ein kleines Spektrum an Werkstoffen und Produktgeometrien anwendbar. Derzeit wird von der Salzgitter AG mit Förderung im Rahmen des Umweltinnovationsprogramms des BMU eine Bandgießanlage errichtet, die das endabmessungsnahe Gießen für ein wesentlich breiteres Produktspektrum und so eine Einsparung von Primärenergie und Strom von insgesamt 2,1 GJ/t ermöglicht.[157]

Zudem besteht ein großes Einsparpotenzial beim Übergang des Rohstahls zur Weiterverarbeitung im Walzwerk. Hier kommt es bisher zu erheblichen Wärmeverlusten, weil die im Strangguss erzeugten Brammen und Knüppel meist weitgehend auskühlen, bevor sie ans Walzwerk übergeben werden, wo sie wieder auf die benötigte Walztemperatur (800–1150 °C) aufgeheizt werden müssen. Wenn dem Walzprozess stattdessen die noch heißen Brammen und Knüppel – unmittelbar nach ihrer Erstarrung – zugeführt werden, kann auf diese Aufheizung weitgehend verzichtet und so 0,4 bis 0,6 GJ/t eingespart werden. Bisher stehen dem sogenannten „Heißeinsatz" allerdings oft metallurgische, anlagen- und logistische Restriktionen entgegen. Aktuell wird im Rahmen des Umweltinnovationsprogramm des BMU ein Elektrostahlwerk gefördert, bei dem durch Optimierungen in der gesamten Prozesskette mehr als 80 % der Knüppel bei Temperaturen bis zu 950 °C direkt weiterverarbeitet werden sollen.[158]

### Effizientere Nutzung der Prozessgase, z. B. durch Gichtgas-Rückführung in den Hochofen

Die in Hochofen und Oxygenstahlwerk entstehenden Kohlenmonoxid-reichen Prozessgase werden bisher zur Erzeugung von Prozesswärme (z. B. in den Winderhitzern des Hochofens) sowie zur Stromerzeugung genutzt, aufgrund ihres geringen Heizwerts aber mit vergleichsweise niedrigem Wirkungsgrad (36 %). Im Rahmen des EU-geförderten Forschungsverbunds ULCOS der Europäischen Stahlindustrie wurde daher ein Verfahren entwickelt, bei dem der Hochofen vom Heißwind- auf den Sauerstoffbetrieb umgestellt, das Kohlenmonoxid aus dem Prozessgas (Gichtgas) abgetrennt und als Reduktionsmittel in den Ofen zurückgeführt wird.[159] Dadurch können der Koksbedarf des Hochofens um 25% und die mit der Primärstahlerzeugung verbundenen $CO_2$-Emissionen um 16 % gesenkt werden.

Zur weitergehenden Minderung der direkten $CO_2$-Emissionen wird vom ULCOS-Konsortium die Abscheidung und unterirdische Einlagerung von $CO_2$ (CCS) angestrebt, die aus Sicht des Umweltbundesamt jedoch keine Option für ein treibhausgasneutrales Deutschland ist.

### Konsequente Abwärmenutzung (für andere Prozesse oder zur Verstromung)

Hinsichtlich der Abwärme wäre das effizienteste Mittel, die Abwärme gar nicht erst entstehen zu lassen, indem Prozessen die Energie so zugeführt wird, dass dabei keine nennenswerten Verluste auftreten (z. B. durch die induktive Erwärmung von Werkstücken), und der Wärmeinhalt der Produkte und Hilfsstoffe in nachfolgenden Prozessen weiter genutzt wird (siehe auch „Fertigung aus einer Wärme“). Aufgrund der Verluste bei Wärmeübertragung, Transport sowie ggf. Speicherung und Umwandlung erscheint eine Nutzung der Abwärme in anderen Prozessen oder zur Verstromung nur dann sinnvoll, wenn Abwärme weder vermieden noch anlagenintern genutzt werden kann.

Ungeachtet der Anstrengungen der Stahlindustrie zur Verbesserung ihrer Energieeffizienz werden bisher noch erhebliche Potenziale an Abwärme ungenutzt an die Umwelt abgegeben werden. Zum Beispiel wird die Abwärme im Abgas eines Elektrolichtbogenofens, obgleich sie 30 % der dem Ofen zugeführten Energie ausmacht, meist ungenutzt an die Umwelt abgegeben.[160] Eine wesentliche Ursache für die ungenutzten Potenziale liegt im hohen Temperaturniveau, das für eisenmetallurgische Prozesse erforderlich ist, weshalb die mit niedrigerer Temperatur anfallende Abwärme nur bedingt für den eigenen Wärmebedarf genutzt werden kann. Desweiteren unterliegt das Abwärmeangebot aufgrund des Chargenbetriebs wichtiger Aggregate (z. B. Elektrolichtbogenöfen, Oxygenstahlkonverter) erheblichen Schwankungen, was in der Regel nicht mit dem (kontinuierlichen) Wärmebedarf potentieller Abwärmenutzer korrespondiert. Die Auswahl an geeigneten Abwärmenutzern in der näheren Umgebung der Stahlwerke ist daher begrenzt.

Eine weitergehende Nutzung der Abwärme aus der Stahlerzeugung ist folglich mit einem erheblichen Aufwand für Wärmeübertragung, Transport, Speicherung oder Umwandlung verbunden, der die Rentabilität derartiger Maßnahmen bisher oft in Frage stellt. Ein Beispiel hierfür ist die Abwärmeverstromung mittels der ORC-Technik, die theoretisch überall anwendbar wäre, aufgrund der langen Amortisationszeiten aber bisher in der Stahlindustrie kaum zum Einsatz kommt. Mit weiter steigenden Energiepreisen ist zukünftig jedoch eine konsequentere Nutzung der Abwärmepotenziale zu erwarten. Durch Verbesserungen der Ofentechnik, durch Verfahren zur Schrottvorwärmung oder andere Techniken zur Nutzung der Abgaswärme könnte der Energiebedarf des Elektrolichtbogens um 20 % gemindert werden.

### D.2.2.3 Verfahrensumstellungen

#### Treibhausgasneutrale Elektrostahlerzeugung

Im Hinblick auf die Treibhausgasneutralität bietet die Sekundärstahlerzeugung über die Elektroofenroute die günstigsten Voraussetzungen, weil hier der wichtigste Energieträger Strom ist, der einfach durch Strom aus erneuerbaren Quellen ersetzt werden kann. Allerdings wird derzeit auch bei der Elektrostahlerzeugung ein knappes Viertel (23 %) des Energiebedarfs durch die Zufeuerung von fossilen Brennstoffen (hauptsächlich Erdgas) gedeckt. Zudem werden durchschnittlich 4,4 kg Kohlenstaub pro t Elektrostahl[CXL] zur Erzeugung der sogenannten Schaumschlacke zugegeben, wodurch der Energieeintrag in die Schmelze verbessert, die Wärmeverluste über die Ofenwand verringert und die Lebensdauer der Ofenausmauerung verlängert wird. Wenn zur Vermeidung der damit verbundenen $CO_2$-Emissionen (47 kg $CO_2$ pro t Stahl) auf die Zufeuerung verzichtet und die Schaumschlacke auf andere Weise (d. h. kohlenstofffrei) erzeugt werden kann, würde sich der spezifische Stromverbrauch für die Elektrostahlerzeugung um 0,17 MWh/t erhöhen.

Ganz treibhausgasemissionsfrei wäre die Elektrostahlerzeugung dann aber immer noch nicht, weil auch die Graphitelektroden des Lichtbogenofens im Betrieb verbraucht werden und so bisher zu $CO_2$-Emissionen von 7,4 kg $CO_2$ pro t Elektrostahl[161] führen. Hierfür ist bisher kein kohlenstofffreier Ersatz bekannt. Das liegt u. a. daran, dass mit dem Kohlenstoff aus den Graphitelektroden ggf. Kohlenstoffverluste in der Schrottschmelze ausgeglichen werden können. Es wird aber angenommen, dass der Elektrodenverbrauch durch Weiterentwicklungen in der Ofentechnik und der Ofenfahrweise auf 1 kg pro t Stahl[162] (das entspricht 3,6 kg $CO_2$ pro t Stahl) gesenkt werden kann.

#### Ersatz der koksbasierten Roheisenerzeugung im Hochofen durch EE-gasbasierte Direktreduktionsverfahren oder elektrolytische Verfahren

Da bei der Roheisenerzeugung in Hochöfen verfahrensbedingt auf den Einsatz von Koks nicht verzichtet werden kann, ist langfristig die Bedeutung der Primärstahlerzeugung über die Hochofen-Oxygenstahlwerk-Route im Hinblick auf die Erfüllung der Klimaschutzziele kritisch zu bewerten. Andererseits wird auch zukünftig eine Eisenerzeugung aus primären Rohstoffen (Eisenerz) benötigt, weil die verfügbaren Mengen an Eisen-Schrott nicht ausreichen, um den künftigen Bedarf an Neustahl zu decken. Für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Eisenerzeugung aus primären Rohstoffen kommen nach derzeitigem Kenntnisstand zwei Verfahrensrouten in Betracht:

1. gasbasierte Direktreduktionsverfahren
2. elektrolytische Verfahren

Bei den gasbasierten Direktreduktionsverfahren wird in der Regel Stückerz oder Eisenerz-Pellets mit Hilfe von Erdgas bzw. dem daraus gebildete Kohlenmonoxid und Wasserstoff bei Temperaturen unterhalb des Schmelzpunkts reduziert. Ergebnis dieses Prozesses ist das sogenannte Schwammeisen (oder Eisenschwamm, *engl.* DRI für „direct reduced iron“), ein poröser Feststoff mit einem Eisengehalt von 92–95 %, der zudem 1–2 % Kohlenstoff und 3–6 % Fremdbestandteile aus dem Erz, die sogenannte Gangart, enthält.[163] Zur Erzeugung von Stahl wird das Schwammeisen üblicherweise zusammen mit Schrott im Elektrolichtbogenofen weiter verarbeitet. Wenn das Schwammeisen nicht unmittelbar einem Schmelzaggregat zugeführt werden kann, kann es zur Vermeidung einer erneuten Oxidation unter Zuführung von Wärme zu sogenanntem HBI („hot briquetted iron“) gepresst werden.

Es werden weltweit bereits zahlreiche Varianten von Direktreduktionsverfahren im industriellen Maßstab betrieben (darunter auch viele Anlagen, die Kohle als Reduktionsmittel einsetzen und daher zur Minderung der Treibhausgasemissionen nur begrenzt geeignet sind). Bei dem gasbasierten Verfahren

sollte eine Umstellung auf regenerativ erzeugtes Methangas keine besonderen Schwierigkeiten aufwerfen; zumindest anteilig sollte auch regenerativ erzeugte Wasserstoff eingesetzt werden können, was aus energetischer Sicht zu bevorzugen wäre. Der Energiebedarf für die Direktreduktion beträgt je nach Verfahren 10,5 bis 12,5 GJ/t[163]; bezogen auf den daraus erzeugten Rohstahl ist zum einen der Massenverlust durch die Gangart zu berücksichtigen (Faktor 1,05), zudem kommt der spezifische Stromverbrauch für die Elektrostahlerzeugung (0,59 MWh/t bzw. 2,11 GJ/t; siehe Kapitel D.2.2.3 und D.2.3.3) hinzu. Zum Stromverbrauch der Direktreduktionsanlagen selbst liegen dem Umweltbundesamt keine Angaben vor.

Die elektrolytischen Verfahren zur Eisenreduktion befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Im Gegensatz zum etablierten Elektrolyseverfahren zur Aluminiumerzeugung erfordert die Elektrolyse von Eisenerz u. a. aufgrund des wesentlich höheren Schmelzpunkts ganz neue verfahrenstechnische Lösungen. Im Rahmen von ULCOS (s.o.) wird ein Elektrolyseverfahren im wässrigen Medium favorisiert[164], in den USA wird dagegen intensiv an einem Verfahren zur Pyro-Elektrolyse von Eisenerz gearbeitet.[165]

Bei der Pyro-Elektrolyse wird das Eisenerz in einer 1.600 °C heißen Oxidschmelze gelöst (daher die englische Bezeichnung „Molten Oxide Electrolysis“). Bei dieser Form der Elektrolyse besteht die Kathode aus dem flüssigen Eisen, das sich am Behälterboden sammelt, während an der in der Oxidschmelze hängenden Anode gasförmiger Sauerstoff aufsteigt.

Bisher wurde mit elektrolytischen Verfahren nur im Labormaßstab Eisen erzeugt. Nach bisherigen Erkenntnissen liegt der Energiebedarf in der gleichen Größenordnung wie bei der Direktreduktion oder der Hochofenroute (13,8 GJ/t[CXLII]). Da als Energieträger ausschließlich Strom verwendet wird, wäre diese Art der Eisenerzeugung bei Verwendung erneuerbaren Stroms vollkommen treibhausgasneutral. Welche weiteren Prozesse das elektrolytisch gewonnene Eisen zur Erzeugung von Stahl noch durchlaufen muss, ist derzeit aber nicht absehbar. Da das elektrolytisch erzeugte Eisen sehr rein ist und ggf. bereits in flüssiger Form anfällt, dürfte der Energieaufwand zur Stahlerzeugung geringer sein als bei Verarbeitung von DRI/HBI im Elektrolichtbogenofen.

### Umstellung der Walzwerksöfen auf elektrische (z. B. induktive) Erhitzungsverfahren

Derzeit werden die Wärme- und Wärmebehandlungsöfen der Walzwerke fast ausschließlich mit fossilen Brennstoffen, vor allem Erdgas, teilweise auch mit angereichertem Gicht- und Konvertergas betrieben. Zur Vermeidung der damit verbundenen Treibhausgasemissionen könnten die Öfen auf regenerativ erzeugtes Methangas umgestellt werden, in den meisten Fällen wäre jedoch eine Umstellung auf induktive (elektrische) Erhitzungsverfahren vermutlich effizienter. Bisher werden derartige Verfahren allerdings nur vereinzelt in der Stahlverarbeitung angewandt. Bei vollständiger Umstellung der Öfen auf elektrische Erhitzungsverfahren würde sich der Stromverbrauch der Walzwerke entsprechend erhöhen.

CXLII eigene Berechnung auf Basis der Angaben in http://steeltrp.com/Briefing07slides/09-TRP9956_MIT-07IBS.pdf, Abruf 13.08.2012.

## D.2.3 Die deutsche Stahlindustrie im Jahr 2050

### D.2.3.1 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen bis 2050

Die Annahme eines jährlichen Wachstums von 0,7 % würde bedeuten, dass der Umsatz der Stahlindustrie bis zum Jahr 2050 um etwa 30 % wächst. Angesichts des anhaltenden Trends zu höherwertigen Stahlsorten wird angenommen, dass es sich hierbei um ein qualitatives Wachstum handelt und die Menge des erzeugten Stahl konstant bei 45 Mio. Tonnen pro Jahr bleibt (seit 1997 schwankt die Jahresproduktion ohne erkennbare Tendenz um diesen Wert). Durch die Bereitstellung höherwertiger Stahlsorten, z. B. hochfester Stähle, leistet die Stahlindustrie einen wichtigen Beitrag zu einem ressourceneffizienten Wachstum in anderen Wirtschaftsbereichen wie etwa dem Maschinen- und Fahrzeugbau sowie der treibhausgasneutralen Energieerzeugung.

### D.2.3.2 Mögliche Struktur der deutschen Stahlindustrie im Jahr 2050

Eine nahezu treibhausgasneutrale Stahlerzeugung ist – wie im Kapitel D.2.2.3 ausgeführt – nur durch Verzicht auf die – Primärstahlerzeugung über die Hochofen-Oxygenstahl-Route möglich. Da die anlagentechnische Umsetzung einer Primärstahlerzeugung über elektrolytisch gewonnenes Eisen noch nicht absehbar ist, bleibt für die vorliegende Prognose nur die Option einer auf Schrott und Schwammeisen (DRI) basierenden Elektrostahlerzeugung, wobei als Energieträger für die Direktreduktion ausschließlich regenerativ erzeugtes Methangas und für die Elektrolichtbogenöfen sowie die Walzwerksöfen ausschließlich regenerativer Strom zum Einsatz kommt.

Unter der Annahme, dass das Schrottaufkommen durch eine bessere Erfassung und Separierung sowie die Vermeidung unerwünschter Abflüsse von Schrott bis zum Jahr 2050 auf 30 Mio. t (das entspricht 66,7 % der Neuproduktion an Stahl) gesteigert werden kann, müssten zusätzlich 20 Mio. t Schwammeisen erzeugt werden, um bei einer Eisenausbringung von 90 % im Elektrolichtbogenofen 45 Mio. t Stahl erzeugen zu können.

Hinsichtlich der Erzeugung von Warmwalzerzeugnissen wird angenommen, dass deren Anteil an der Rohstahlerzeugung in etwa konstant bleibt (85 %).

### D.2.3.3 Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Stahlindustrie im Jahr 2050

Aufgrund der vorstehenden Annahmen entfällt langfristig zwar der bisher dominierende Energiebedarf für alle Prozessstufen der Hochofen-Oxygenstahlroute, gleichzeitig entsteht durch die neuen Anlagen zur Erzeugung von Schwammeisen jedoch ein erheblicher Bedarf an regenerativ erzeugtem Methan oder Wasserstoff (240 PJ/Jahr).

Der Strombedarf für die Elektrostahlerzeugung erhöht sich gegenüber 2010 um den Faktor 3,5. Zum einen weil der angenommene Anteil der Elektrostahlerzeugung an der gesamten Stahlproduktion von 30 % auf 100 % ansteigt, zum anderen weil sich der spezifische Stromverbrauch wegen des angenommenen Verzichts auf den Einsatz von Primärenergieträgern trotz der Effizienzverbesserungen um 4 % auf knapp 0,6 MWh/t erhöht.

Für die Walzstahlerzeugung wird angenommen, dass durch eine weitestmögliche Anwendung endabmessungsnaher Gießverfahren, die konsequente Ausschöpfung der Möglichkeiten zum Heißeinsatz (siehe zu beidem Kapitel D.2.2.2) sowie die Umstellung der Wärme- und Wärmebehandlungsöfen auf elektrische (induktive) Verfahren der spezifische Wärmebedarf langfristig um zwei Drittel

und der derzeitige Bedarf an Elektroenergie um ein Drittel sinkt. Da der Energiebedarf ausschließlich durch Strom gedeckt wird, verdoppelt sich der spezifische Stromverbrauch auf 0,3 MWh/t.

Insgesamt ergibt sich aufgrund der Annahmen für die Stahlindustrie im Jahr 2050 ein Energiebedarf von 240 PJ an regenerativ erzeugtem Methan oder Wasserstoff sowie etwa 38 TWh an regenerativen Strom (siehe Tabelle D-8). Der Bedarf an regenerativ erzeugtem Methan oder Wasserstoff ist um etwa 60 % geringer als der Verbrauch von Primärenergieträgern im Jahr 2010, dagegen erhöht sich der Stromverbrauch um etwa 29,5 TWh.

$CO_2$-Emissionen entstehen unter den vorstehenden Annahmen langfristig nur durch den Abbrand der Graphitelektroden im Elektrolichtbogenofen (162.000 t pro Jahr). Die mit der Stahlerzeugung verbundenen $CO_2$-Emissionen werden folglich um 99,7 % gemindert. Allerdings wurden z. B. die $CO_2$-Emissionen, die bei der Verarbeitung des Stahls durch oberflächennahe Oxidation des im Stahl enthaltenen Kohlenstoffs entstehen können, in der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigt.

Tabelle D-8: Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Stahlindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario

| | Produktion | Verbrauch an $CH_4$ | | Stromverbrauch | | $CO_2$-Emissionen | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | t/Jahr | GJ/t Stahl | PJ/ Jahr | MWh/t | GWh/ Jahr | kg/t Stahl | t $CO_2$/ Jahr |
| Schrottaufkommen | 30.000.000 | | | | | | |
| Direktreduktion | 20.000.000 | 12 | 240 | | | | |
| Eisenausbringung 90 % | | | | | | | |
| aus Schrott | 27.000.000 | | | | | | |
| aus Schwamm-eisen | 18.000.000 | | | | | | |
| Elektrostahl-erzeugung | 45.000.000 | | | 0,59 | 26.404 | 3,6 | 162.000 |
| Warmwalzwerk | 38.250.000 | | | 0,30 | 11.626 | | |
| **Summe** | | | **240** | | **38.030** | | **162.000** |
| Änderungen gegenüber 2010 | | | –61 %[CXLIII] | | +29.486 | | –99,7% |

Falls die elektrolytischen Verfahren zur Eisenerzeugung langfristig anwendungsreif sind, könnten sie die Primärproduktion durch Direktreduktion ganz oder teilweise ersetzen. Das könnte vorteilhaft sein, weil die elektrolytischen Verfahren den erneuerbaren Strom direkt verwenden können und er nicht – mit entsprechenden Verlusten – in Methan umgewandelt werden müsste. Vermutlich würde dann auch der Stromverbrauch für die Elektrostahlerzeugung sinken, weil das elektrolytisch erzeugte Eisen voraussichtlich mit geringem Energieaufwand zu Stahl verarbeitet werden könnte.

CXLIII Bezogen auf den derzeitigen Verbrauch an Primärenergieträgern.

### D.2.4 Zusammenfassung zur Stahlindustrie

Die Stahlindustrie gehört aufgrund des hohen Bedarfs an Energieträgern in Deutschland zu den energieintensiven Industriezweigen. Ungeachtet verschiedener Ansätze zur Verbesserung der Energie- und Ressourceneffizienz der bestehenden Verfahrensrouten ist für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Stahlindustrie eine grundlegende Umstellung der Produktionsverfahren unumgänglich.

Als einzige praktikable/realistische Option erscheint derzeit eine auf Schrott und Schwammeisen (DRI) basierende Elektrostahlerzeugung, wobei als Energieträger für die Direktreduktion ausschließlich regenerativ erzeugtes Methan oder erzeugter Wasserstoff und für die Elektrolichtbogenöfen sowie die Walzwerksöfen ausschließlich regenerativer Strom zum Einsatz kommt.

Es wird davon ausgegangen, dass sich der Umsatz der Stahlindustrie durch die Erzeugung höherwertiger Stahlsorten langfristig bis zum Jahr 2050 um etwa 30 % erhöht, die Menge des erzeugten Stahl jedoch in etwa konstant bei 45 Mio. Tonnen pro Jahr bleibt. Trotz eines prognostizierten Anstiegs des Schrottaufkommens auf 30 Mio. t (⅔ der Neuproduktion an Stahl) würden für eine Stahlproduktion von 45 Mio. t zusätzlich 20 Mio. t Schwammeisen benötigt.

Insgesamt ergibt sich aufgrund der Annahmen für die Stahlindustrie langfristig ein Energiebedarf von 240 PJ an regenerativ erzeugtem Methan oder Wasserstoff (für die Schwammeisenerzeugung) sowie etwa 38 TWh an regenerativen Strom.

$CO_2$-Emissionen entstehen unter den vorstehenden Annahmen im Jahr 2050 nur durch den Abbrand der Graphitelektroden im Elektrolichtbogenofen (162.000 t pro Jahr). Die mit der Stahlerzeugung verbundenen $CO_2$-Emissionen werden folglich um 99,7 % gemindert.

## D.3 NE-Metallindustrie

### D.3.1 NE-Metallindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung

Die deutsche Nichteisenmetallindustrie (NE-Metallindustrie) steht als Grundstoffindustrie am Anfang der industriellen Wertschöpfungskette. Die Branche produziert und verarbeitet neben Massenmetallen wie Aluminium, Kupfer, Blei und Zink auch seltene Metalle wie Gold, Silber, Titan oder Magnesium. Die Produktpalette reicht von Flüssigmetall über Barren bis hin zu Halbzeugen wie Rohren, Folien und Kabeln. Diese Produkte sind unerlässliche Rohstoffe für den Automobil- und Maschinenbau, die Elektrotechnik sowie das Bauwesen. Darüber hinaus werden NE-Metalle in immer größerem Maße für den Ausbau des Stromnetzes, der Elektromobilität sowie der erneuerbaren Energien benötigt. Beispielsweise sind in einer Offshore-Windanlage bis zu 30 Tonnen Kupfer verbaut.[166]

Die NE-Metallindustrie stellt somit eine Schlüsselindustrie auf dem Weg zur treibhausgasneutralen Energieversorgung in Deutschland 2050 dar.

Die deutsche NE-Metallindustrie beschäftigt in 665 Betrieben rund $10^6$.624 Mitarbeiter. Im Jahre 2008 wurden im Bereich Erzeugung ca. 2,8 Mio. Tonnen NE-Metalle und NE-Metalllegierungen aus primären und sekundären Vorstoffen hergestellt. Im Bereich Halbzeug wurden ca. 4,4 Mio. Tonnen produziert.[167]

### D.3.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen NE-Metallindustrie im Jahre 2008

Die deutsche NE-Metallindustrie zählt zu den energieintensiven Industrien. Der Endenergieverbrauch der gesamten deutschen NE-Metallindustrie (ohne NE-Metallgießereien, (siehe Kapitel D.4) betrug im Jahre 2008 rund 25,5 TWh/a, wovon rund 9,8 TWh/a, d. h. 38 %, aus den fossilen Brennstoffen Kohle (0,2 TWh/a), Öl (2,0 TWh/a) und vor allem Erdgas (7,5 TWh/a) stammten (siehe Tabelle D-9).[168]

Tabelle D-9: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen NE-Metallindustrie für 2008[169]

| | **Bezugsjahr 2008[170]** | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Produktion in Tonnen** | **rel. Produktion 2008** | **Gesamtenergieverbrauch in TWh** | **Strom in TWh** | **Kohle in TWh** | **Öl in TWh** | **Erdgas in TWh** |
| Primärerzeugung | 1.234.000 | 0,17 | 13,0 | – | – | – | – |
| Sekundärerzeugung | 1.566.000 | 0,22 | 3,3 | – | – | – | – |
| Halbzeug | 4.400.000 | 0,61 | 9,2 | – | – | – | – |
| **Summe** | **7.200.000** | **1,00** | **25,5** | **15,8** | **0,2** | **2** | **7,5** |

Auf Basis der in Tabelle D-9 dargestellten Energieverbrauchswerte betrugen im Jahr 2008 die gesamten brennstoffbedingten $CO_2$-Emissionen 2,117 Mio. t/a[CXLIV]. Der mit 62 % weitaus größere Teil der eingesetzten Energie wurde allerdings in Form von elektrischem Strom bereitgestellt und verursacht $CO_2$-Emissionen von 8,974 Mio t.[CXLV] Neben den brennstoff- und strombedingten $CO_2$-Emissionen treten in der NE-Metallindustrie auch prozessbedingte Treibhausgasemissionen auf. Diese entstehen unter anderem durch Reduktionsprozesse zur Metallveredelung (z. B. das Polen in der Kupferindustrie) oder durch den Abbrand der Kohlenstoffanoden in den Schmelzflusselektrolysezellen der Primäraluminiumindustrie. Aufgrund der fehlenden spezifischen Daten wurden die prozessbedingten Treibhausgasemissionen aus den Gesamt-$CO_2$-Emissionen in der NE-Metallindustrie (siehe Tabelle D-10), den strombedingten sowie den brennstoffbedingten $CO_2$-Emissionen abgeschätzt. Sie belaufen sich auf 2,909 Mio. t pro Jahr. Verlässliche Daten existieren hingegen für den Anodenabbrand in der Primäraluminiumindustrie. Im Bezugsjahr 2008 lagen die hierdurch verursachten prozessbedingten $CO_2$-Emissionen der Primäraluminiumindustrie bei ca. 800.000 Tonnen.[171] Darüber hinaus werden beim Auftreten von sogenannten Anodeneffekten fluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) gebildet.

Tabelle D-10 gibt einen Überblick über die Entwicklung der $CO_2$-Gesamtemissionen (inkl. der Stromerzeugung) in der NE-Metallindustrie seit 1990 bis 2008.

CXLIV Brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen berechnet nach Endenergieverbrauch laut Umweltbundesamt: Climate Change 07/2012 und Emissionsfaktoren nach NIR, Tabelle 281, mit: Steinkohlen (Koks) 377.997 t $CO_2$/TWh, Braunkohlen 388.797 t $CO_2$/TWh, Mineralöle 266.398 t $CO_2$/TWh, Gase (Erdgas) 201.598 t $CO_2$/TWh (Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2009, Climate Change 11/2011, Dessau-Roßlau).

CXLV berechnet aus dem spezifischen $CO_2$-Emissionsfaktor von 568 g/kWh Strom für 2008

Tabelle D-10: Entwicklung der $CO_2$-Emissionen (direkt und indirekt) in der NE-Metallindustrie[172]

| Jahr | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2008 |
|---|---|---|---|---|---|
| CO-Emissionen in Mio. t | 14,6 | 12,9 | 14,3 | 14,3 | 14,0 |
| spez. $CO_2$-Emissionen in kg $CO_2$/t | 2378 | 2005 | 1816 | 1834 | 1709 |

### D.3.3 Energieverbrauch beim Schmelzen und Raffinieren

Der höchste Energieaufwand in der NE-Metallindustrie wird zum Erschmelzen und Raffinieren benötigt. Hierfür kommen, je nach Metall und Art des Einsatzstoffes wie etwa Erz, verunreinigter Schrott oder sauberer Schrott, verschiedene Aggregate mit unterschiedlichen Energieverbräuchen zum Einsatz.

Die Primäraluminiumindustrie hat mit 13500 kWh pro Tonne erzeugten Aluminium den mit Abstand höchsten Energieverbrauch. Diese Energie wird ausschließlich in Form von elektrischem Strom bereitgestellt.

Die Bandbreite des Energieverbrauchs für die Herstellung von Sekundäraluminium reicht von 520 kWh–2055 kWh pro Tonne erzeugtem Aluminium.[173] Die theoretische Mindestmenge benötigter Energie zum Einschmelzen von Aluminiumschrott liegt im Vergleich dazu bei 329 kWh/t.

In der deutschen Primärkupferproduktion werden 2400 kWh pro Tonne erzeugtem Kupfer benötigt.[174] Bei der Sekundärkupferproduktion reicht die Bandbreite der Schmelzaggregate, je nach Einsatzstoff, von 194,4 kWh/t[175] – 954,2 kWh/t.[176] Betrachtet man hingegen die gesamte Anlage inklusive der Peripherie, können auch in der Sekundärkupferproduktion je nach Anlagenkonfiguration (z. B. Einsatz einer Elektrolyse oder energieintensive Abgasreinigung) bis zu 2400 kWh/t benötigt werden.[177]

Im QSL-Reaktor der deutschen Primärbleiindustrie werden ca. 1390 kWh pro Tonne erzeugtem Blei benötigt. Beim Bleirecycling reicht die Bandbreite der Schmelzaggregate je nach Einsatzstoff von ca. 500–900 kWh/t.[178]

Die deutsche Primärzinkindustrie benötigt nur ca. 140 kWh/t Energie in Form von Brennstoffen.[179] Der Großteil der in der Primärzinkindustrie eingesetzten Energie (ca. 4000 kWh/t) ist hingegen elektrischer Strom für die Elektrolysebäder. Die Sekundärzinkindustrie in Deutschland erzeugt als Endprodukt Wälzoxid, welches im Anschluss wieder in der Primärzinkindustrie eingesetzt wird. Daher wird der Energieverbrauch bei diesem Prozess auf den Eingangsstoff (zinkhaltige Abfälle) bezogen. Pro Tonne zinkhaltige Abfälle werden ca. 650 kWh verbraucht.[180]

### D.3.4 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in den Quellgruppen und Subquellgruppen

Der spezifische Energieverbrauch in der NE-Metallindustrie konnte von 1990 bis 2008 um über 26,2 % gesenkt werden.[181] Beispielsweise konnten die spezifischen brennstoffbezogenen $CO_2$-Emissionen in der Primärkupferindustrie durch Effizienzmaßnahmen im Zeitraum von 1990 bis 2010 um 69 % gesenkt werden. Dabei ist aber zu beachten, dass die Effizienzpotenziale mit der Zeit immer kleiner und daher die spezifischen Investitionskosten pro Tonne eingespartem $CO_2$ immer größer wurden.[182]

Die wesentlichen Ansätze für eine darüber hinaus gehende, zukünftige Treibhausgasminderung in der NE-Metallindustrie sind:

- Steigerung des Schrottrecyclings,
- Erhöhung der Energieeffizienz,
  - Reduzierung des Energieverbrauchs beim Schmelzen und
  - in den vor- und nachgelagerten Prozessen,
  - Restwärme- bzw. Abwärmenutzung,
  - flächendeckende Etablierung von Energiemanagementsystemen.
- Verminderung und Vermeidung von prozessbedingten Treibhausgasemissionen
  - durch Einsatz von regenerativ erzeugten Reduktionsmitteln
  - durch Einsatz von inerten Anoden in der Primäraluminiumindustrie

### D.3.4.1 Steigerung des Schrottrecyclings

Das Recycling von NE-Metallen wie Aluminium, Kupfer oder Blei benötigt deutlich weniger Energie als die Primärherstellung aus Erzen. Beispielsweise wird beim Recycling von Aluminium nur 5 % der Herstellungsenergie des Primärprozesses benötigt. Dies entspricht einer spezifischen $CO_2$-Einsparung von 9,87 Tonnen pro Tonne erzeugtem Aluminium. Beim Kupferrecycling werden 3,52 Tonnen $CO_2$ pro Tonne Kupfer und somit 36 % gegenüber der Primärproduktion aus Kupfererz eingespart.[183] Darüber hinaus ist die Sekundärproduktion von NE-Metallen deutlich ressourcenschonender und umweltfreundlicher als die Primärerzeugung, zumal das Material praktisch unendlich oft ohne Qualitätsverluste recycelt werden kann.

Das NE-Metallrecyclingpotenzial ist jedoch bei Weitem noch nicht ausgeschöpft. Im Jahre 2011 lag die End-of-Life-Recycling-Rate (EOL-RR) für Kupfer bei 43–53 %, für Aluminium bei 42–70 % und für Zink bei 35–60 %.[184] Durch den Einsatz neuer Erfassungs- und Recyclingtechniken können langfristig EOL-RR über 95 % erreicht werden, wie sie derzeit schon beim Recycling von Blei vorkommen.

Im Jahr 2008 lag der Recyclinganteil an der Gesamtproduktion in Deutschland bei 54 % für Aluminium, 56 % für Kupfer, 73 % für Blei und 27 % für Zink.[185]

### D.3.4.2 Erhöhung der der Energieeffizienz

In der NE-Metallindustrie werden 20–30 % des Energieverbrauchs zur Wärmebehandlung der zu bearbeitenden Metalle benötigt. Die pyrometallurgischen Schmelzprozesse finden meist im Hochtemperaturbereich über 1000 °C statt. Nicht zuletzt aufgrund dieses hohen Temperaturbereichs finden sich zahlreiche Ansatzpunkte zur Minderung der Treibhausgasemissionen.

Ansätze für THG-Minderung:

- Substitution fossiler Brennstoffe durch regenerative Brennstoffe wie Wasserstoff und Methan,
- Substitution von brennstoffbefeuerten Öfen durch elektrische Schmelzöfen,
- Prozessoptimierungen durch regelmäßige Wartung und Modernisierung der Feuerungsanlagen,
- Erhöhung der Energieeffizienz durch effizientere Technik zur Erhöhung der Wirkungsgrade (Ofen, Brenner usw.),

- konsequente Abwärmerückgewinnung
  a. Ofenabwärme aus Kühlung und Abgasen
  b. Rückgewinnung aus erstarrenden/abkühlenden Profilen
  c. Rückgewinnung aus abkühlender Schlacke,
- flächendeckende Etablierung von Energiemanagementsystemen.

### D.3.4.3 Verminderung und Vermeidung von prozessbedingten Treibhausgasemissionen

Prozessbedingte Emissionen die durch den Einsatz fossiler Reduktionsmittel (Koks, Erdgas) zur Metallveredelung entstehen, können zukünftig durch regenerativ erzeugte Reduktionsmittel wie regeneratives Methan oder Wasserstoff substituiert werden. Angaben zur hierfür notwendigen Menge an regenerativem Methan oder Wasserstoff sind aufgrund der unzureichenden aktuellen Datenlage nicht möglich.

Im Spezialfall der Primäraluminiumindustrie wird Tonerde ($Al_2O_3$) durch die Schmelzflusselektrolyse (Hall-Héroult-Prozess) zu Aluminium und Sauerstoff reduziert. An der vorrangig aus Kohlenstoff bestehenden Anode reagiert der gebildete Sauerstoff jedoch sofort zu $CO_2$. Dies führt zu unvermeidbaren, prozessbedingten $CO_2$- Emissionen. Eine Möglichkeit zur kompletten Vermeidung dieser Emissionen ist der Einsatz von inerten Anoden. Diese bestehen nicht aus Kohlenstoff sondern z. B. aus metallischen oder keramischen Materialien. Statt $CO_2$ entsteht reiner Sauerstoff an der Anode. Darüber hinaus wird auch die Bildung von FKW aufgrund des fehlenden Kohlenstoffes vermieden und die Energieeffizienz erhöht. Prozessbedingte Treibhausgasemissionen werden so vollständig vermieden. In den letzten Jahren gab es große Fortschritte auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung von inerten Anoden, so dass die Technik für einen großtechnischen Einsatz bereit ist. Eine Studie der International Energy Agency (IEA) geht davon aus, dass inerte Anoden ab 2015 großtechnisch eingesetzt und bis 2030 kommerziell betrieben werden können.[186] Beispielsweise arbeitet der weltweit größte Aluminiumproduzent RUSAL derzeit an einer großtechnischen Inbetriebnahme von Elektrolysezellen mit inerten Anoden im russischen Krasnoyarsk. Die Einbindung dieser Zellen in die laufende Produktion soll bis zum Jahr 2015 erfolgen.[187]

## D.3.5 Darstellung eines THG-Minderungs-Szenarios für die deutsche NE-Metallindustrie im Jahre 2050

Es wird davon ausgegangen, dass die deutsche NE-Metallindustrie bis 2050 jährlich um 0,7 % wächst. Somit werden im Jahr 2050 ca. 3,8 Mio. Tonnen NE-Metalle erzeugt. Die Halbzeugproduktion steigert sich im selben Zeitraum auf ca. 5,9 Mio. Tonnen.

Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass der Recyclinganteil an der Gesamtproduktion signifikant steigt. Zum einen wird die End-Of-Life-Recyclingquote weiter steigen, zum anderen werden sich durch Urban Mining neue Rohstoffquellen für Recyclingmaterial ergeben. Wir gehen davon aus, dass der Anteil von recyceltem Kupfer, Aluminium, Blei und Zink an der Gesamtmetallerzeugung im Jahr 2050 bei 90 % liegen wird. Im Mittel benötigt die Sekundärerzeugung von NE-Metallen im Jahr 2050 nur 20 % der Energie im Vergleich zur Primärerzeugung.

Zudem wird davon ausgegangen, dass zwischen 2008 und 2050 Energieeffizienzsteigerungen um schätzungsweise 30 % durch neue Techniken und Prozessoptimierungen erreicht werden.

Aufgrund dieser Annahmen sinkt der spezifische Energieverbrauch von 3542 kWh/t im Jahr 2008 auf 1705 kWh/t im Jahr 2050. Dies entspricht einer relativen Energieeinsparung von 52 %. Absolut sinkt der Energieverbrauch der NE-Metallindustrie von 25,5 TWh in 2008 auf 16,5 TWh in 2050. Dies entspricht einer absoluten Energieeinsparung von 35 %.

Die auf den oben genannten Annahmen beruhende Prognose der Produktion und des Endenergieverbrauch der deutschen NE-Metallindustrie im Jahre 2050 ist in Tabelle D-11 zusammengefasst.

Tabelle D-11: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen NE-Metallindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario

| | Bezugsjahr 2050 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Produktion in Tonnen | rel. Produktion 2050 | Gesamt-energie-verbrauch in TWh | Strom in TWh | reg. Methan in TWh |
| Primärerzeugung | 375.315 | 0,04 | 2,8 | – | – |
| Sekundärerzeugung | 3.377.834 | 0,35 | 5,0 | – | – |
| Halbzeug | 5.897.805 | 0,61 | 8,7 | – | – |
| **Summe** | **9.650.954** | **1,00** | **16,5** | **10,2** | **6,3** |

Die fossilen Energieträger Kohle, Erdgas und Öl werden durch regeneratives Methan ersetzt, wodurch energiebedingte Emissionen vollständig vermieden werden. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen werden durch die Verwendung regenerativer Reduktionsmittel sowie bei der Herstellung von Primäraluminium durch den Einsatz inerter Anoden vollständig vermieden. Der Anteil des elektrischen Stroms am Gesamtenergieverbrauch bleibt 2050 im Vergleich zu 2008 mit 62 % konstant, wobei ausschließlich regenerativ erzeugter Strom eingesetzt wird. Die stromintensive Primärproduktion nimmt zwar signifikant ab, dafür werden, aufgrund des günstigen regenerativen Stroms, viele gasbefeuerte Schmelzöfen auf strombetriebene Induktionsöfen umgestellt.

### D.3.6 Zusammenfassung NE-Metallindustrie

Die deutsche NE-Metallindustrie ist eine Schlüsselindustrie auf dem Weg zum treibhausgasneutralen Deutschland. Ihre Produkte sind entscheidende Elemente für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Elektromobilität.

Bis 2050 wird sich die Produktion von NE-Metallen daher um ein Viertel erhöhen.

Aufgrund eines höheren Recyclinganteils und weiterer Energieeffizienzsteigerungen wird sich der spezifische Energieverbrauch pro Tonne Metall bis 2050 um 52 % verringern. Dies entspricht einer absoluten Energieeinsparung von 35 % im Vergleich zu 2008.

Die NE-Metallindustrie kann langfristig treibhausgasneutral sein. 62 % der benötigten Energie werden 2050 aus regenerativem Strom erzeugt. Die brennstoffbedingten, restlichen 38 % der benötigten Energie werden durch den Einsatz von regenerativem Methan abgedeckt. Prozessbedingte Treibhausgasemissionen werden durch den Einsatz regenerativ erzeugter Reduktionsmittel sowie inerter Anoden zur Primäraluminiumproduktion vollständig vermieden.

# D.4 Gießereiindustrie

## D.4.1 Gießereiindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung

In Gießereien werden Eisen- und Nichteisenmetalle sowie Legierungen geschmolzen und durch das Gießen sowie die nachfolgende Erstarrung des geschmolzenen Metalls oder Legierung in einer Gussform zu Erzeugnissen umgeformt, die die endgültige bzw. eine endabmessungsnahe Form aufweisen. Die Gießereiindustrie spielt im Metallkreislauf eine wichtige Rolle, weil hier Stahl-, Guss- und Aluminiumschrotte zu neuen hochwertigen Produkten umgeschmolzen werden, die in nahezu allen Industriezweigen verwendet werden. Derzeit werden mehr als Dreiviertel der Gussprodukte für den Straßenfahrzeugbau und den Maschinenbau hergestellt. Gleichzeitig gehen rund 40 % der eisenhaltigen Gussteile in den Export.[188] Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass die Gießereiindustrie langfristig ein entscheidender Industriezweig mit starkem Exportbezug in Deutschland sein wird. Die erzeugten Gießereiprodukte werden dabei unter anderem im Bereich der Windenergieerzeugung sowie im Bereich der Elektromobilität bzw. zukünftigen Automobilindustrie notwendig sein.

Die deutsche Gießereiindustrie ist vornehmlich mittelständisch geprägt und beschäftigte 2008 in mehr als 600 Betrieben rund 87.000 Mitarbeiter.[189] Dabei wurden von den rund 5,8 Mio. Tonnen verkaufsfähige Gussprodukte etwa 95 % in Unternehmen mit weniger als 500 Mitarbeitern bzw. 30–40 % in Unternehmen mit weniger als 50 Mitarbeitern hergestellt.[190] Im Jahre 2008 wurden im Bereich des Eisen-, Stahl- und Tempergusses (EST) in 266 Gießereien rund 4,8 Mio. Tonnen Guss[CXLVI], davon 6 % Stahlguss und 93 % Eisenguss, d. h. Grau- und Sphäroguss, und im Bereich des Nichteisen-Metallgusses (NE-Metallguss) in 346 Gießereien rund 1,0 Mio. Tonnen Guss, davon 80 % Aluminium und 12 % Kupfer, hergestellt.[191] Die Produktionswerte entsprachen dabei 2008 rund 8,3 Mrd. Euro (EST) und 5,3 Mrd. Euro (NE-Metallguss).[192] Damit ist Deutschland nach der Volksrepublik China, Indien und den USA gemeinsam mit Japan der viertgrößte Gussproduzent der Welt und der größte Europas.

## D.4.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen Gießereiindustrie im Jahre 2008

Aufgrund der hohen benötigten Energiemengen gehört die Gießereiindustrie in Deutschland zu den energieintensiven Industriezweigen. Dabei betrug der Endenergieverbrauch der gesamten deutschen Gießereiindustrie im Jahre 2008 rund 12,85 TWh/a. Hiervon stammten rund 7 TWh/a, d. h. 55 %, aus fossilen Brennstoffen wie Koks (2,55 TWh/a,), der ausschließlich in EST-Gießereien verwendet wird, Erdgas (3,39 TWh/a) und Mineralölen (0,96 TWh/a) (siehe Tabelle D-12). Die restliche Energie wird in Form von elektrischem Strom eingesetzt.[193] Die gesamten brennstoffbedingten $CO_2$-Emissionen betrugen 2008 somit 1,919 kT/a, wobei die spezifische brennstoffbedingten $CO_2$-Emission je Tonne Guss 333 kg betrug (siehe Tabelle D-13). Relevante prozessbedingte Treibhausgasemissionen werden durch die Gießereibranche nicht emittiert.

CXLVI Im Weiteren wird der Begriff Guss synonym für verkaufsfähige Gussprodukte verwendet.

Tabelle D-12: Endenergieverbrauch der deutschen Gießereiindustrie für das Jahr 2008 nach (UBA Climate Change 07/2012) sowie Produktionszahlen für 2008 und 2010 nach (CAEF)[CXLVII]

| | Produktion in Mio. Tonnen Guss pro Jahr [CXLVIII] | | gesamt Endenergieverbrauch in TWh/a | Strom in TWh/a | Brennstoffe, Fernwärme in TWh/a [CXLIX] | darunter | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2008 | 2010 | | | | Steinkohle (Koks) | Braunkohle | Mineralöle | Gase (Erdgas) | Fernwärme |
| Eisengießereien (Grau-, Sphäro- und Temperguss) | 4,565 | 3,672 | 8,516 | 3,792 | 4,724 | 2,550 | 0,037 | 0,721 | 1,389 | 0,026 |
| Stahlgießereien | 0,220 | 0,192 | 1,032 | 0,496 | 0,536 | 0 | 0 | 0,031 | 0,505 | 0,001 |
| Leichtmetallgießereien | | | 2,953 | 1,310 | 1,643 | 0 | 0 | 0,194 | 1,430 | 0,018 |
| Buntmetallgießereien | | | 0,351 | 0,264 | 0,087 | 0 | 0 | 0,018 | 0,067 | 0,001 |
| Eisen- und Stahlgießereien | 4,785 | 3,864 | 9,548 | 4,288 | 5,260 | 2,550 | 0,037 | 0,752 | 1,894 | 0,027 |
| Leicht- und Buntmetallgießereien (NE-Metall-Gießereien) | 0,982 | 0,930 | 3,304 | 1,574 | 1,730 | 0,000 | 0,000 | 0,213 | 1,498 | 0,020 |
| **Gießereien ges.** | **5,767** | **4,794** | **12,852** | **5,862** | **6,990** | **2,550** | **0,037** | **0,965** | **3,392** | **0,047** |

CXLVII Nach Datenbasis von [193].

CXLVIII The European Foundry Industry 2010, The European Foundry Association (CAEF), 2011.

CXLIX Es werden keine erneuerbaren oder sonstige Energieträger verwendet.

Tabelle D-13: Brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in der deutschen Giessereiindustrie für 2008 berechnet nach Endenergieverbrauch laut UBA Climate Change 07/2012[CL]

| Bezugsjahr: 2008 | Brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in t/a | darunter | | | | spez. brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in t $CO_2$/t Guss |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Steinkohlen (Koks) | Braunkohlen | Mineralöle | Gase (Erdgas) | | |
| Eisengießereien (Grau-, Sphäro- und Temperguss) | 1.450.438 | 963.897 | 14.318 | 192.153 | 280.070 | 0,318 |
| Stahlgießereien | 109.996 | 0 | 0 | 8.267 | 101.729 | 0,500 |
| Leichtmetallgießereien | 340.136 | 0 | 19 | 51.741 | 288.375 | |
| Buntmetallgießereien | 18.432 | 0 | 0 | 4.882 | 13.550 | |
| Eisen- und Stahlgießereien | 1.560.434 | 963.897 | 14.318 | 200.419 | 381.799 | 0,326 |
| Leicht- und Buntmetallgießereien (NE-Metall-Gießereien) | 358.568 | 0 | 19 | 56.624 | 301.925 | 0,365 |
| **Gießereien ges.** | **1.919.002** | **963.897** | **14.338** | **257.043** | **683.724** | **0,333** |

### D.4.2.1 Energieverbrauch beim Erschmelzen der metallischen Werkstoffe

Der höchste Energieaufwand wird in Gießereien zum Erschmelzen des metallischen Ausgangsmaterials benötigt und beträgt im Durchschnitt 45–65 % des Gesamtenergieverbrauchs. Der Energieverbrauch hängt bei Schmelzen sowohl vom Metall als auch vom verwendeten Ofentyp ab. Weitere 15–25 % werden für Antriebe und Ventilatoren, 5–7 % für Heizung und Beleuchtung sowie 4 % für die Pfannenvorwärmung benötigt.[194]

Das Erschmelzen der metallischen Werkstoffe erfolgt in EST-Gießereien hauptsächlich in elektrisch beheizten Schmelzöfen (z. B. Mittelfrequenz-Induktionsofen) sowie in koksbefeuerten Kupolöfen, d. h. in Heißwindkupolöfen für die kontinuierliche Großserienherstellung und in Kaltwindkupolöfen für die i.d.R. diskontinuierliche Produktion in kleineren und mittleren Gießereien. In NE-Metallgießereien wird hauptsächlich in elektrisch beheizten Schmelzöfen und in erdgasbefeuerten Schmelzöfen (z. B. Schachtschmelzofen) geschmolzen. Außerdem erfolgt bei Großgießereien und auch größeren mittelständischen Gießereien ein Bezug des flüssigen Metalls durch Transporte von Umschmelzwerken.

CL Brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen berechnet nach Endenergieverbrauch laut Umweltbundesamt: Climate Change 07/2012 und Emissionsfaktoren nach NIR, Tabelle 281, mit: Steinkohlen (Koks) 377.997 t $CO_2$/TWh, Braunkohlen 388.797 t $CO_2$/TWh, Mineralöle 266.398 t $CO_2$/TWh, Gase (Erdgas) 201.598 t $CO_2$/TWh (Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2009, Climate Change 11/2011, Dessau-Roßlau).

Koksbefeurte Kupolöfen weisen mit durchschnittlich 1000 kWh/t Flüssigeisen deutlich höhere spezifische Energieverbräuche auf als moderne elektrisch beheizte Induktionsöfen mit rund 600 kWh/t Flüssigeisen.[195] Alternativ gibt es erdgasbetriebene kokslose Kupolöfen, die einen Energieverbrauch von 530 kWh/t Flüssigeisen bei einer Abstichtemperatur von 1420 °C aufweisen können.[196] Für elektrische Schmelzöfen liegen aktuell der spezifische Energieverbrauch für Aluminium zwischen 440 und 550 $kWh_{el}$/t Flüssigaluminium bei Wirkungsgraden der Öfen bei 60–70 %[197] sowie zwischen 250 und 380 $kWh_{el}$/t Flüssigmetall für Kupferwerkstoffe bei Wirkungsgraden der Öfen zwischen 54–60 % (Tiegelofen) und 73–82 % (Rinnenofen).[198] Dabei beträgt die spezifische Schmelzenthalpie inkl. Überhitzungswärme bei Aluminium 329 kWh/t und stellt die physikalisch notwendige Energiemenge für die Änderung des Aggregatzustandes von fest nach flüssig und somit für die Erzeugung von Aluminiumschmelze dar.[199] Für unlegierte Gusseisenwerkstoffe beträgt die spezifische Schmelzenthalpie 390 kWh/t bei einer Erwärmung auf 1500 °C.[200] Somit sind sowohl für NE-Metall- als auch Eisenwerkstoffe physikalisch notwendige Mindestenergiemengen beim Erschmelzen der metallischen Werkstoffe notwendig. Dennoch muss es zukünftig das Ziel sein, den Energieverbrauch beim Schmelzen soweit zu reduzieren, dass er möglichst vergleichbar der jeweiligen spezifischen Schmelzenthalpie inkl. Überhitzungswärme der verschiedenen Gusswerkstoffe ist.

### D.4.3 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung

Die wesentlichen Ansätze für eine zukünftige Treibhausgasminderung in der Gießereiindustrie sind:

- Erhöhung der Ausbringung,
- Erhöhung der Energieeffizienz
  - Reduzierung des Energieverbrauchs beim Schmelzen und
  - in den vor- und nachgelagerten Prozessen (z. B. Kern- und Formherstellung sowie Gussnachbearbeitung)
  - konsequente Restwärme- bzw. Abwärmenutzung.

#### D.4.3.1 Erhöhung der Ausbringung

Derzeit liegt die Ausbringung, d. h. das Verhältnis zwischen produzierter Menge an Guss und erschmolzenem Flüssigmetall, für Eisengussteile zwischen 40–95 %.[201] Die Ausbringung für die gesamte Gießereiindustrie beträgt aktuell im Durchschnitt 65 %.[202] Die Art der Fertigung (z. B. Serienguss oder Handformerei) und des metallischen Werkstoffes sowie die Größe, Qualität und Komplexität der Gussteile bestimmen im Wesentlichen die Höhe der Ausbringung. Ziel muss es daher zukünftig sein, die Ausbringung technisch möglichen Rahmen zu maximieren bzw. im Optimalfall auf nahe 100 % zu erhöhen. Durch Reduzierung des Ausschusses, direktes Gießen unter Einsatz von isolierenden Eingussspeisern mit keramischen Schaumfiltereinsätzen und Neuauslegung der Gussteile konnte beispielsweise die Ausbringung einer Gießerei von 52 % auf 85 % erhöht, d. h. um über 30 Prozentpunkte gesteigert werden.[203]

#### D.4.3.2 Erhöhung der der Energieeffizienz

Für Heißwindkupolöfen sind im Schmelzbetrieb rund 55 % der eingesetzten Energie in der Schmelze und der Schlacke und 40 % im Abgas nach der Brennkammer wiederzufinden.[204] Die übrigen 12 % werden für die Erzeugung des Heißwindes benötigt und rund 3 % sind Verlust. Somit sind von den durchschnittlich 1000 kWh/t Flüssigeisen[205] rund 550 kWh/t Flüssigeisen in der Schmelze und der Schlacke enthalten.

Bei Induktionstiegelöfen stehen nach dem Vergießen des Flüssigeisens rund 43 % der eingesetzten 640 kWh/t Flüssigeisen, d. h. 280 kWh, für eine Rückgewinnung zur Verfügung.[CLI] Derzeit werden bei Induktionsöfen 20–30 % des Energieeinsatzes in Abwärme umgewandelt und häufig über die Kühlung an die Umgebung abgegeben.[206] Die prinzipielle technische Machbarkeit der Rückgewinnung der Wärme aus erkaltenden Gussstücken und Kokillen wurde in Versuchen in einer großen deutschen Gießerei 2006 nachgewiesen.[CLII] In einem weiteren Vorhaben wurde gezeigt, dass in der Serienproduktion bis zu 90 % der nutzbaren Abwärme im Abgas eines Heizwindkupolofens mittels Wärmetauscher und Thermoöl (inkl. Heißwinderzeugung) zurückgewonnen werden können.[207] Dies entspricht bei der Annahme, dass 40 % der eingesetzten Energie im Abgas enthalten sind,[208] rund 35 % rückgewinnbare Energie im Abgas. Durch die Nutzung von Restwärme in Rauchgasen bei erdgasbeheizten Aluminiumschmelzöfen kann bei modernen Öfen mit Rauchgasrückführung im Durchschnitt der Energieverbrauch um 20–30 % im Vergleich zu Schmelzöfen mit offenem Abgassystem reduziert werden.[209]

### D.4.4 Darstellung der deutschen Gießereiindustrie 2050

Bis zum Jahr 2050 wird im Eisen-, Stahl- und Temperguss von einem jährlichen Produktionswachstum von 0,7 % per anno und im NE-Metallguss von 1,6 % per anno ausgegangen. Die höhere Wachstumsrate im NE-Metallguss ergibt sich aus der zukünftig zu erwartenden steigenden Nachfrage aus dem Bereich Leichtbau (z. B. in der Automobilindustrie), der zu steigenden Produktionen im Bereich Aluminiumguss aber zukünftig auch im Bereich Magnesiumguss führen wird. Es wird erwartet, dass der Anteil des Magnesiumgusses von derzeit 3 %[210] auf bis zu 13 % in 2050 steigen kann. Insgesamt wird in dieser Betrachtung jedoch von vergleichbaren Gusswerkstoffverteilungen zu 2008 ausgegangen. Tabelle D-14 zeigt die 2050 erwartete Gussproduktion. Im Eisen- und Stahlbereich wird eine Produktion i.H.v. 6,41 Mio. Tonnen Guss pro Jahr (+34 % gegenüber 2008) und im Bereich NE-Metallguss i.H.v. 1,91 Mio. Tonnen Guss pro Jahr (+95 % gegenüber 2008) erwartet. Gleichzeitig wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 die Ausbringung auf durchschnittlich 90 % erhöht werden kann. Das bedeutet, dass im Vergleich zu heute je Tonne Guss statt 1,538 Tonnen Metall nur noch 1,112 Tonnen Metall erschmolzen und bearbeitet werden müssen. Dies entspricht einer Materialeffizienzerhöhung für die metallischen Einsatzstoffe von rund 30 %. Hierdurch reduziert sich der spezifische Gesamtenergieverbrauch je Tonne Guss um insgesamt rund 25 %. Dabei ergeben sich 15 % Energieersparnis aus der geringeren Menge an erschmolzenen Metallen und weitere geschätzte 10 % aufgrund der entfallenden Vor- und Nachbearbeitung sowie der Formstoffherstellung und -aufbereitung usw.

Es wird erwartet, dass bis 2050 brennstoffbefeuerte Öfen größtenteils durch elektrische Schmelzöfen substituiert wurden, da die Erzeugung von regenerativem elektrischen Strom i.d.R. sowohl energetisch als auch ökonomisch besser zu bewerten sein wird, als die Erzeugung von regenerativen Brennstoffen. Es wird davon ausgegangen, dass 2050 in der deutschen Gießereiindustrie keine Schmelzöfen mehr betrieben werden, die feste oder flüssige Brennstoffe wie z. B. Koks oder Öl einsetzen. Im Rahmen dieser Studie wird daher angenommen, dass 2050 rund 85 % der Gussteile sowohl im Eisen-, Stahl- und Temperguss als auch im NE-Metallguss elektrisch erschmolzen werden. Lediglich Gießereien im Bereich des Seriengusses setzen noch große gasbeheizte Schmelzaggregate wie z. B. kokslose Kupolöfen im Eisenguss ein, die regenerativ erzeugtes Methan verwenden. Um im Gusseisen die notwendigen Kohlenstoffgehalte zu gewährleisten, wird Kohlenstoff als Aufkohlungsmittel in Höhe von circa 3 % der Eisenguss-Jahresproduktion zugegeben, d. h. rund 184.000 Tonnen bezo-

CLI Forschungsvorhaben REGIE (2006) zitiert in Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) (2009): Energieeffizienter Gießereibetrieb (Version 1.0), Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG, Herausgeber).

CLII Forschungsvorhaben REGIE (2006) zitiert in Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) (2009): Energieeffizienter Gießereibetrieb (Version 1.0), Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG, Herausgeber).

gen auf 6,12 Mio. Tonnen Eisenguss im Jahr 2050. Als Aufkohlungsmittel wird regenerativ erzeugter Kohlenstoff eingesetzt. Der Energiegehalt kann dabei vernachlässigt werden, da der Kohlenstoff der Aufkohlungsmittel nicht zur Energiegewinnung verwendet wird sondern im Gussteil als Legierungsbestandteil einer Eisen-Kohlenstofflegierung vorliegt.

Auf Basis der oben hergeleiteten Daten wird im Mittel angenommen, dass durch entsprechende technische Lösungen langfristig der Energieverbrauch beim Schmelzen rund das 1,15-fache der spezifischen Schmelzenthalpie inkl. Überhitzungswärme für die verschiedenen Gusswerkstoffe betragen wird. Beispielsweise wird bei elektrischen Schmelzöfen eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades der Öfen auf 85–90 % angenommen, der sich unteranderem durch den Einsatz der Supraleitertechnologie, wie bei der Bolzenerwärmung für Presswerke eingesetzt[211] und weitere technische Innovationen, die die Verluste in Spulen, Umrichtern und weiteren Bauteilen in derzeitigen Mittelfrequenzinduktionsöfen reduzieren, ergeben können. So wird im Bereich der Eisen-, Stahl- und Tempergießereien für das Jahr 2050 bei elektrischen Schmelzöfen ein mittlerer spezifischer Energieverbrauch beim Erschmelzen i.H.v. 450 kWh/t Flüssigmetall und für gasbeheizte Schmelzöfen i.H.v. 510 kWh/t Flüssigmetall angenommen. Im Bereich Aluminiumguss wird für elektrische Schmelzöfen sowie gasbeheizte Schmelzöfen mit Rauchgasrückführung ein mittlerer Energieverbrauch beim Erschmelzen i.H.v. 380 kWh/t Flüssigmetall angenommen. Für das elektrische Erschmelzen von Kupferwerkstoffen ein mittlerer Energieverbrauch i.H.v. 230 kWh/t Flüssigmetall und für Magnesiumwerkstoffe und Andere in Summe i.H.v. 370 kWh/t Flüssigmetall.

Unter der Annahme, dass auch 2050 der Energieanteil für das Schmelzen bei 55 % des Gesamtenergieverbrauchs je Tonne Gussteil liegen wird, ergeben sich aus den o.g. Annahmen und spezifischen Energieverbräuchen beim Erschmelzen folgende zukünftige spezifische Gesamtenergieverbräuche:

- Eisen-, Stahl- und Temperguss im Mittel 837 kWh/t Guss
  - Gießereien mit elektrische Schmelzöfen: 820 kWh/t Guss (Anteil an Gesamtproduktion 85 %)
  - Gießereien mit gasbeheizten Schmelzöfen: 930 kWh/t Guss (Anteil: 15 %)
- Nichteisenmetallgießereien im Mittel 656 kWh/t Guss
  - Aluminiumgießereien mit elektrischen oder gasbeheizten Schmelzöfen: 690 kWh/t Guss (Anteil an NE-Gesamtproduktion: 70–80 %)
  - Kupfergießereien: 420 kWh/t Guss (Anteil: 12 %)
  - Magnesiumguss und Andere: 670 kWh/t Guss (Anteil: 8–18 %).

Dies bedeutet, dass sich auch in den dem Schmelzen vor- und nachgelagerten Fertigungsschritten durch entsprechende technische Innovationen und prozesstechnische Lösungen der Energieverbrauch deutlich reduzieren wird. Aufgrund der höheren Bedeutung des Energieverbrauchs beim Schmelzen für den Gesamtenergieverbrauch, werden diese Lösungen für die vor- und nachgelagerten Fertigungsschritte im Rahmen dieser Studie jedoch nicht näher betrachtet.

Aus den oben genannten spezifischen Gesamtenergieverbräuchen und den Produktionszahlen ergibt sich für das Jahr 2050 ein gesamter Endenergieverbrauch in der deutschen Gießereiindustrie von rund 6,5 TWh/a (siehe Tabelle D-14). Dabei entfallen etwa 5,5 TWh/a auf regenerativen Strom und etwa 1 TWh/a auf regeneratives Methan. Somit ergeben sich für die gesamte Branche Endenergieeinsparungen von rund 50 % im Vergleich zu 2008. Unter Berücksichtigung der höheren Produktionszahlen für 2050 ergibt sich so im Mittel eine Energieeffizienzsteigerung je Tonne Guss um den Faktor 2,85. Dabei entstehen keine branchenspezifischen Treibhausgasemissionen, da bis 2050 eine vollständige Umstellung auf regenerative Energieträger in der deutschen Gießereiindustrie erfolgt sein wird.

Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass 2050 rund 30 % der im Schmelzprozess eingesetzten Energie über die erkaltenden Gussstücke, die Schlacke sowie die Formstoffe und Dauerformen als rückgewinnbare Restwärme zur Verfügung steht. So kann nach dem Abguss der flüssigen Schmelze diese Energiemenge über entsprechende Rückgewinngungstechniken intern oder extern als Prozess- oder Heizwärme sowie regenerativer Strom nach Abwärmeverstromung wieder verwendet werden. Aus dem o.g. Endenergieverbrauch für das Jahr 2050 ergibt sich somit eine Energiemenge von ca. 1,1 TWh/a die für eine Restwärmerückgewinnung aus den erkaltenden Gussteilen und Formen zur Verfügung steht. Dabei hängt die Höhe der zurückgewonnenen Energiemenge vom jeweiligen Wirkungsgrad der zukünftig verwendeten Technik ab und kann derzeit nicht weiter quantifiziert werden. Dennoch wird deutlich, dass hier zukünftig weiteres Potenzial für die Verringerung des Endenergieverbrauchs in der Branche besteht.

### D.4.5 Zusammenfassung der Gießereiindustrie

Es wird davon ausgegangen, dass die Gießereiindustrie auch im Jahre 2050 ein entscheidender Industriezweig mit starkem Exportbezug in Deutschland sein wird, wobei die erzeugten Gießereiprodukte beispielsweise im Bereich der Windenergieerzeugung und deren Ausbau sowie im Bereich der Elektromobilität bzw. zukünftigen Automobilindustrie notwendig sein werden. Dabei werden steigende Nachfragen aus dem Bereich Leichtbau (z. B. in der Automobilindustrie) erwartet, die sich in steigenden Produktionszahlen im Bereich Aluminiumguss aber auch im Bereich Magnesiumguss wiederspiegeln werden. Im Vergleich zu 2008 wird sich die Produktion im Eisen-, Stahl- und Temperguss um rund ein Drittel auf 6,41 Mio. Tonnen Guss erhöhen und im Bereich Nichteisen-Metallguss mit 1,91 Mio. Tonnen Guss im Jahr 2050 nahezu verdoppeln. Trotz der steigenden Produktionszahlen kann für 2050 ein Rückgang des Endenergieverbrauchs in der Branche um rund 50 % im Vergleich zu 2008 sowie eine treibhausgasneutralen Gussproduktion in Deutschland realisiert werden. Dies kann durch die Erhöhung der Ausbringung auf durchschnittlich 90 %, eine breite Substitution von brennstoffbeheizten durch elektrische Schmelzöfen sowie durch die Erhöhung der Energieeffizienz in der gesamten Gussteilproduktion erreicht werden. Im Bereich des Seriengusses werden auch langfristig noch große gasbefeuerte Schmelzöfen, wie kokslose Kupolöfen, verwendet. Diese können mit regenerativen Methan betrieben werden. Der Energieverbrauch beim Schmelzen wird sich im Vergleich zu heute durch Wirkungsgraderhöhungen der Schmelzöfen sowie zukünftige technische Innovationen, wie z. B. durch Einsatz der Supraleitertechnologie deutlich reduzieren. Überdies werden Techniken zur konsequenten Rückgewinnung und Nutzung von Restwärme bzw. Abwärme entlang der gesamten Produktionskette eingesetzt, um beispielsweise Abwärme aus dem Schmelz- und Gussteilabkühlprozess als Prozesswärme in vor- und nachgelagerten Ver- und Bearbeitungsschritten wie Kern- und Formherstellung sowie Trocknung zu verwenden. Insgesamt wird für 2050 im Mittel eine Energieeffizienzsteigerung in der Gießereiindustrie um den Faktor 2,85 je Tonne Guss im Vergleich zu 2008 erwartet.

Tabelle D-14: Erwarteter Endenergieverbrauch der deutschen Gießereiindustrie für das Jahr 2050 sowie Produktionszahlen für 2008 und 2050

| | Produktion in Mio. Tonnen Guss pro Jahr | | rel. Änderung Produktion 2050/2008 in % | ges. Endenergieverbrauch 2050 in TWh/a mit Restwärmenutzung [CLIII] | ges. Endenergieverbrauch 2050 in TWh/a[CLIV] | darunter | | rel. Änderung 2050/2008 in % mit Restwärmenutzung | rel. Änderung Endenergieverbrauch 2050/2008 in % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2008 [212] | 2050 [CLV] | | | | reg. Strom in TWh/a[CLVI] | reg. Methan in TWh/a [CLVII] | | |
| Eisen- und Stahlgießereien | 4,785 | 6,414 | | 4,4 | 5,2 | 4,4 | 0,8 | | |
| Leicht- und Buntmetallgießereien (NE-Metallgießereien) | 0,982 | 1,912 | 95 % | 1,0 | 1,3 | 1,1 | 0,2 | −68 % | −62 % |
| **Gießereien gesamt** | **5,767** | **8,326** | **44 %** | **5,4** | **6,5** | **5,5** | **1** | **−58 %** | **−49 %** |

## D.5 Chemische Industrie

### D.5.1 Chemische Industrie – Status quo

Der Chemiesektor zählt zu den wichtigsten Industriebranchen in Europa und weltweit. Mit einem Gesamtenergieverbrauch von 182 TWh im Jahr 2009 zählt die Chemische Industrie zu den energieintensiven Branchen in Deutschland.

#### D.5.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der chemischen Industrie in Deutschland

Die deutsche chemische Industrie erzielte 2011[213] einen Umsatz von 184,2 Mrd. Euro und nimmt damit den vierten Rang unter den Branchen des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland ein. Der Marktanteil am globalen Umsatz erreichte 5,5 % und damit ebenfalls den vierten Platz. In den ca. 1.700 Chemieunternehmen, davon 90 % kleinere und mittlere Unternehmen, sind 427.000 Menschen beschäftigt.

CLIII Annahme spezifischer Endenergieverbrauch je Tonne Guss in 2050: 837 kWh/t Guss für Eisen- und Stahlguss und 656 kWh/t Guss für NE-Metallguss.

CLIV Annahme spezifischer Endenergieverbrauch je Tonne Guss in 2050: 837 kWh/t Guss für Eisen- und Stahlguss und 656 kWh/t Guss für NE-Metallguss.

CLV Produktionsentwicklung unter der Annahme eines jährlichen Produktionswachstums i.H.v. 0,7 % für Eisen-, Stahl- und Temperguss sowie 1,6 % für NE-Metallguss mit Basis der Jahresproduktion im Jahre 2008.

CLVI Annahme von 85 % reg. Strom und 15 % reg. Methan am ges. Endenergieverbrauch in der Branche für 2050.

CLVII Annahme von 85 % reg. Strom und 15 % reg. Methan am ges. Endenergieverbrauch in der Branche für 2050.

Tabelle D-15: Die wichtigsten Chemiesparten in Deutschland

| | | |
|---|---|---|
| Anorganische Grundchemikalien | 8,4 | Prozent vom Produktionswert 2008[214] |
| Petrochemikalien und Derivate | 17,9 | Prozent |
| Polymere | 19,6 | Prozent |
| Fein- und Spezialchemikalien | 24,6 | Prozent |
| Pharmazeutika | 20,6 | Prozent |
| Wasch- und Körperpflegemittel | 7,6 | Prozent |

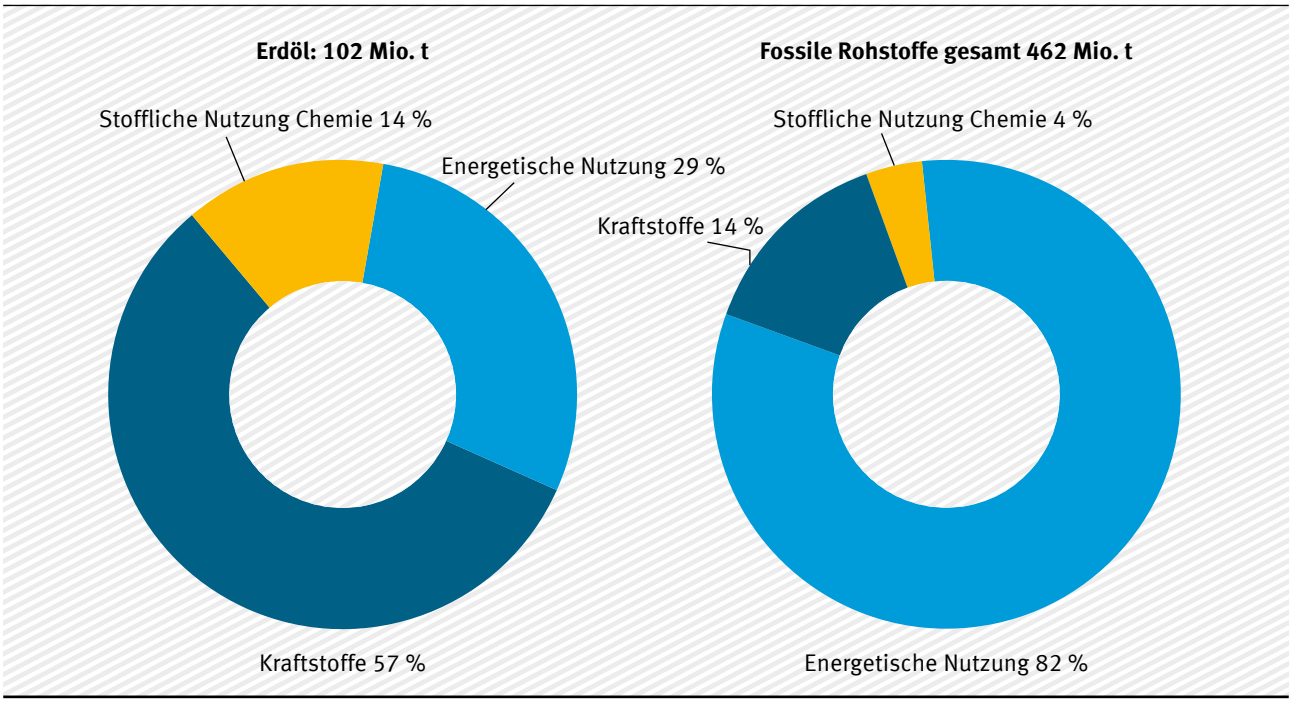
Eine Studie des Weltchemieverbandes ICCA kam 2009 zu dem Ergebnis, dass Chemieprodukte bei ihrer Anwendung 2,6 Mal so viele Treibhausgase einsparen, wie bei der gesamten Chemieproduktion emittiert werden. So führt die Dämmung von Gebäuden mit Hartschaumplatten aus Polystyrol zu einem Minderverbrauch an Heizöl um bis zu zwei Drittel pro Quadratmeter. Weitere Beispiele sind der Einsatz von Polyurethanen bei der Dachdämmung und Isolierschäume in Kühl- und Gefrierschränken. Ferner führt der zunehmende Anteil an Kunststoffen und Hochleistungsklebstoffen in Kraftfahrzeugen zu einer Gewichtsreduzierung und in Folge zu einem verminderten Benzinverbrauch.[215]

### D.5.1.2 Stoffliche Nutzung fossiler und nachwachsender Rohstoffe in der chemischen Industrie

2009 lag der Einsatz von fossilen Rohstoffen (Erdöl, Erdgas und Kohle) in der chemischen Industrie bei 18,4 Mio. t (Abbildung D-1). Im Jahr 2008 lag er bei 18,5 Mio. t und damit nur unwesentlich höher.

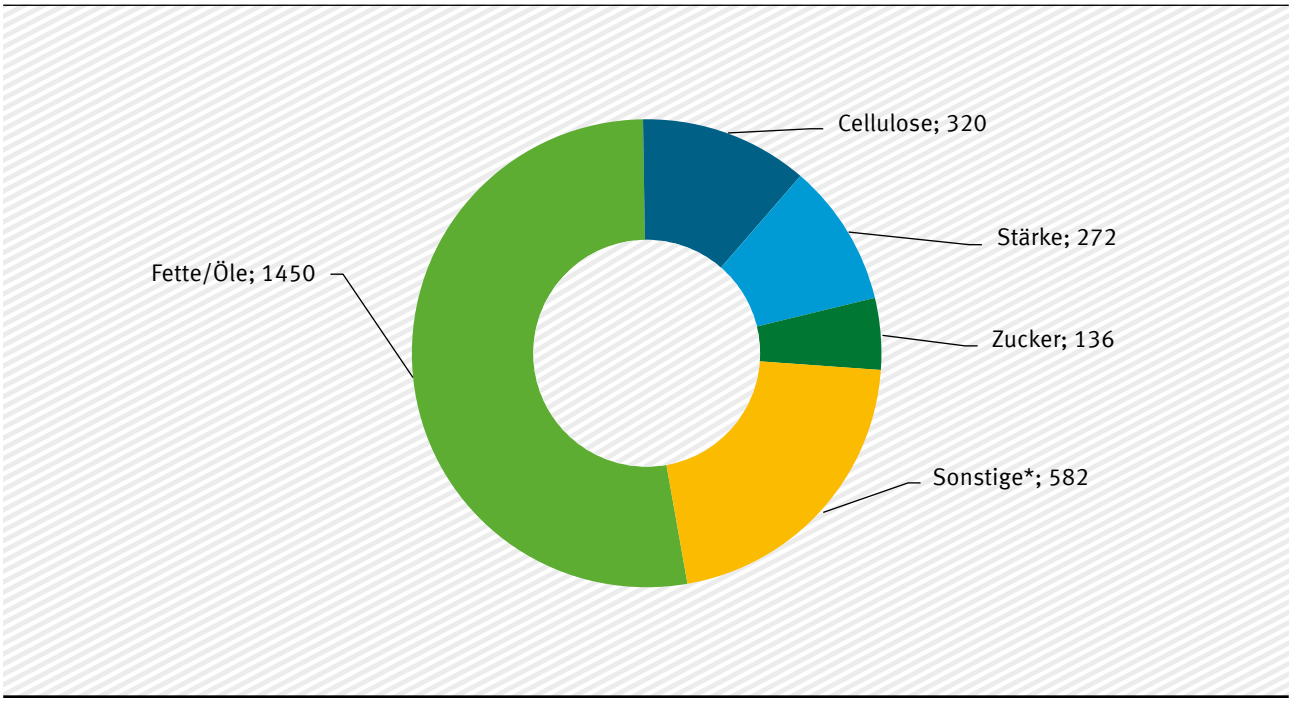
Eine Darstellung der Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) in der chemischen Industrie erfolgt in Abbildung D-2. Daraus kann der Rohstoffeinsatz der chemischen Industrie abgeleitet werden. Die aus diesen Rohstoffen hergestellten Produkte werden am Ende ihres „Lebensweges“ überwiegend thermisch verwertet – im Wesentlichen sind dies Kunststoffe, Altreifen, die als Ersatzbrennstoffe oder Reduktionsmittel eingesetzt werden (siehe beispielsweise in Kapitel D.6 zu Zement).

Abbildung D-1: Anteil der chemischen Industrie an der Nutzung fossiler Rohstoffe (Deutschland 2009) [216]



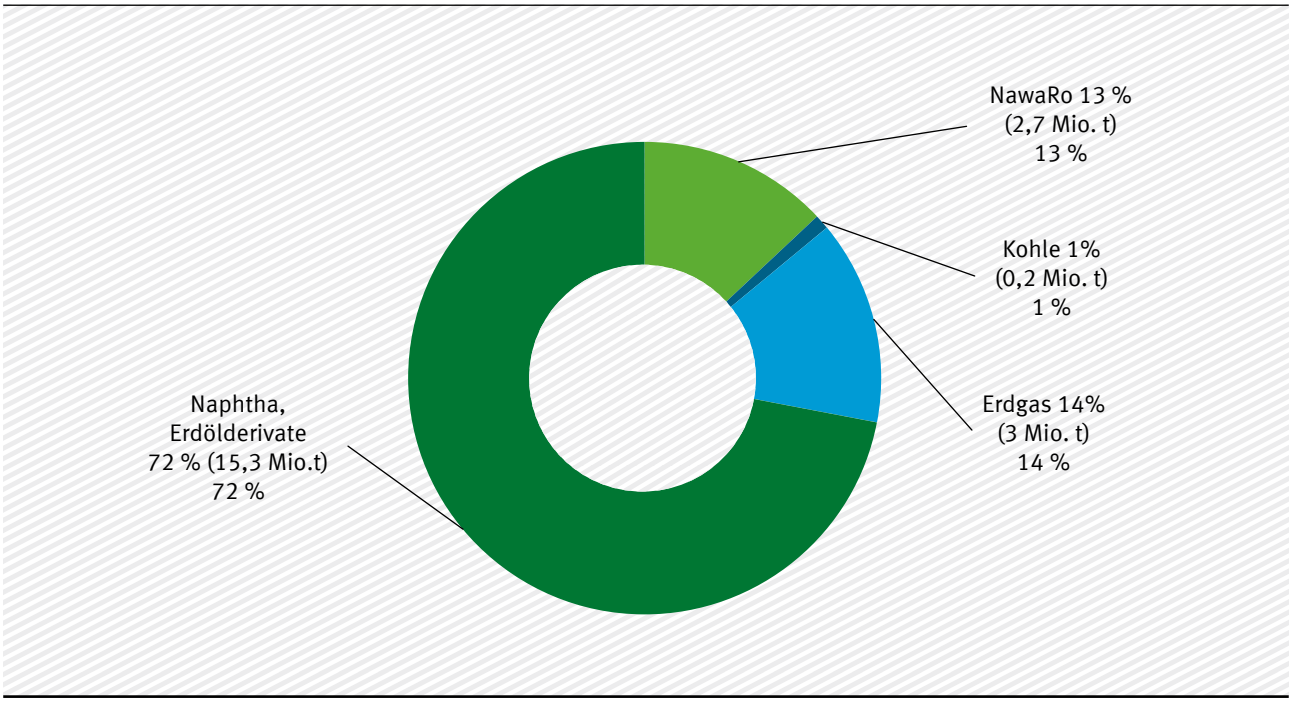

Von dem Erdöl, das Deutschland jedes Jahr verbraucht, nutzt die chemische Industrie 14 Prozent zur stofflichen Verarbeitung.
Etwas mehr als die Hälfte des gesamten Erdöls wird für die Kraftstoffherstellung genutzt, der Rest energetisch (vor allem Heizöl).
Insgesamt setzte die deutsche Chemie 2009 18,4 Millionen Tonnen an fossilen Rohstoffen (Erdölprodukte, Erdgas und Kohle) stofflich ein.
Sie eröffnen nach entsprechenender Aufarbeitung zu chemischen Grundbausteinen eine nahezu unerschöpfliche Vielfalt an Synthesemöglichkeiten.

Abbildung D-2: Nutzung nachwachsender Rohstoffe in der chemischen Industrie in Deutschland 2008 (Angaben in 1000 t)[217]




* Naturkautschuk, Pflanzenwachse, Harze, Gerbstoffe, Glycerin, Arzneipflanzen

Abbildung D-3: Rohstoffmix für die chemische Industrie in Deutschland 2008[218]




### D.5.1.3 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie

#### Energieverbrauch

Die Erfolge der chemischen Industrie bei der Reduzierung des Energieverbrauchs sind durchaus bemerkenswert: Nach Angaben des VCI wurde der Energieeinsatz in der chemischen Industrie für den Zeitraum von 1990 bis 2009 um 33 % gemindert.[219] Dies entspricht im Durchschnitt einer Minderung von nahezu 1,7 % pro Jahr. Die bisher erreichte Effizienzsteigerungsrate der Chemischen Industrie liegt somit in der gleichen Größenordnung wie die im Entwurf der EU-Energieeffizienz-Richtlinie vorgesehene jährliche Energieeinsparung für den Zeitraum 2014 bis 2020.

Tabelle D-16: Energieverbrauch der chemischen Industrie in TWh[220]

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2009 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Erdgas/Methan** | * | * | * | * | 71 |
| **Mineralölprodukte** | * | * | * | * | 60 |
| **Strom** | * | * | 49,8 | 52,8 | 45 |
| **Kohle** | * | * | 10,9 | 4,3 | 6 |
| **Gesamt** | **272** | * | 202 | 178 | **182** |

* Hierzu liegen keine differenzierten Daten vor.

Die Angaben (Tabelle D-16) des Statistischen Bundesamt/VCI über die Energieträger Erdgas und Mineralölprodukte für die Jahre 1990 bis 2009 sind aufgrund veränderter Abgrenzungen in der zugrunde liegenden Bundesstatistik mit denen von 2009 nicht vergleichbar. Der Energieverbrauch verursacht $CO_2$-Emissionen, die in Tabelle D-17 wiedergegeben werden.

Tabelle D-17: $CO_2$-Emission der chemisch-pharmazeutischen Industrie[221]

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2009 |
|---|---|---|---|---|---|
| **in Mio. t** | 65,4 | 48,4 | 44,1 | 41,8 | 37,4 |

Die Branche hat im selben Zeitraum trotz einer Produktionssteigerung von 42 % die Emissionen von Treibhausgasen (energiebedingtem Kohlendioxid und Distickstoffmonoxid, auch Lachgas genannt) um 47 % mindern können.[222]

**Prozessbedingte Treibhausgasemissionen**

Wesentliche Quellen für prozessbedingte Treibhausgasemissionen sind die folgenden Synthesen zur Herstellung von

- Salpetersäure,
- Adipinsäure,
- Ammoniak,
- Sonstiger Stoffe (z. B. Industrieruß, Methanol, Olefine und Soda einschließlich Katalysatorabbrand in Raffinerien.[CLVIII]

Tabelle D-18: Prozessbedingte Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie in Mio. t $CO_{2Äq}$[223]

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Adipin- und Salpetersäureherstellung ($N_2O$-Emissionen)** | 22,2 | 24,5 | 5,2 | 8,2 | 3,8 |
| **Ammoniakherstellung ($CO_2$-Emissionen)** | 5,7 | 7,0 | 7,5 | 7,8 | 7,4 |
| **Herstellung sonstiger Stoffe ($CO_2$-Emissionen)** | 6,3 | 7,4 | 8,6 | 8,6 | 8,9 |
| **Gesamtemissionen in $CO_{2Äq}$** | 34,2 | 38,9 | 21,3 | 24,6 | 20 |

*Ammoniak*

Ammoniak ist Ausgangsstoff für viele stickstoffhaltige Chemieprodukte, insbesondere Salpetersäure, stickstoffhaltige Mineraldünger und Harnstoffharze. Die Herstellung von Ammoniak erfolgt durch Umsetzung von Wasserstoff mit Stickstoff nach dem Haber-Bosch-Verfahren. Für die Erzeugung des Ausgangsgemisches wird Stickstoff durch Luftzerlegung bereitgestellt und Wasserstoff hauptsächlich durch Dampfreformierung aber auch durch partielle Oxidation auf Basis fossiler Brennstoffe oder ihrer Zwischenprodukte, z. B. Rückstände der fraktionierten Destillation, gewonnen. Bei diesen Verfahren zur $H_2$-Gewinnung wird $CO_2$ freigesetzt.

Die Höhe der $CO_2$-Emissionen ist abhängig von den fossilen Ausgangsstoffen. In Deutschland wird neben dem Dampfreformierung-Verfahren mit Erdgas auch die partielle Oxidation mit Schweröl

CLVIII Die Sodaproduktion ist im NIR nicht der chemischen Industrie zugeordnet.

durchgeführt, bei der höhere $CO_2$-Emissionen entstehen. In den letzten 20 Jahren blieb die Ammoniak-Produktion in Deutschland auf gleichem Niveau, während sie weltweit um das zweieinhalbfache gestiegen ist.

Im Rahmen der Ammoniakproduktion entstehendes Kohlenstoffdioxid kann abgetrennt und sowohl für die Synthese weiterer Produkte wie Harnstoff, Düngemittel und Methanol als auch in der Getränkeindustrie eingesetzt werden. Daher wird auch dieser $CO_2$-Anteil bei den Emissionen mit aufgeführt. Ein Großteil des produzierten $CO_2$ wird jedoch ungenutzt emittiert.

*Adipinsäure und Salpetersäure*

Im technischen Maßstab wird Adipinsäure durch Oxidation eines Gemisches von Cyclohexanol und Cyclohexanon (Verhältnis: 93/7) mit Salpetersäure synthetisiert. Bei dieser Reaktion fallen erhebliche Mengen von Lachgas ($N_2O$) an – etwa 300 kg je produzierte Tonne Adipinsäure. Bis Ende 1993 wurde das Lachgas vollständig in die Atmosphäre emittiert. Eine erste Anlage zur thermischen Zersetzung von Lachgas in Stickstoff und Sauerstoff nahm Ende 1994 den Betrieb auf. Eine katalytische Zersetzungsanlage folgte Ende 1997. Bis dahin lagen die Lachgas-Emissionen durchschnittlich bei > 20 Mio. t $CO_{2Äq}$ pro Jahr. In den Folgejahren konnten die Emissionen deutlich gemindert werden, im Durchschnitt auf 4,3 Mio. t $CO_{2Äq}$ pro Jahr. Gleichzeitig hat sich im Zeitraum von 1990 bis heute die Produktion von Adipinsäure mehr als verdoppelt.

Im Rahmen des Kyoto Protokolls wurden zur weiteren Minderung von Lachgas Joint Implementation-Projekte durchgeführt. Zwei deutsche Firmen haben in den Jahren 2008/2009 die Lachgas-Zersetzungsanlagen um jeweils eine zusätzliche zweite (redundante) Anlage erweitert. Im Ergebnis führte dieser Ausbau nochmals zu einer erheblichen Minderung. Im Jahr 2010 lagen die Emissionen von Lachgas < 0,8 Mio. t $CO_{2Äq}$.

Im technischen Maßstab wird Salpetersäure durch katalytische Oxidation von Ammoniak und gereinigter Luft hergestellt. Dabei entsteht in einer Nebenreaktion, Lachgas ($N_2O$). Außer für Adipinsäure ist Salpetersäure auch Ausgangsstoff für viele andere stickstoffhaltige Chemieprodukte, z. B. Düngemittel und Sprengstoffe. Bis 2006 korrelierte die Produktionsmenge mit den $N_2O$-Emissionen. Die dann einsetzende Entkopplung von Produktionsmenge und $N_2O$-Emissionen ist auf den zunehmenden Einsatz von Minderungstechniken durch Sekundärkatalysatoren zurückzuführen. Der aggregierte Emissionsfaktor für die sieben deutschen Anlagen lag 2010 bei 3,89 kg $N_2O$ pro Tonne Salpetersäure.

*Sonstige Produktionsprozesse – Emissionen bei der Anwendung von Soda*

Wichtige Einsatzfelder für Soda sind die Glasindustrie, die Herstellung von Wasch- und Reinigungsmitteln und die chemische Industrie. Emissionen bei der Glasherstellung werden der NIR-Systematik folgend hier nicht berücksichtigt. Die Soda-Nutzung außerhalb der Glasindustrie unterliegt seit 2000 keinen Veränderungen (ca. 0,3 Mio. t).

Für die Sodaherstellung ist der Produktionsprozess bezüglich des eingesetzten Kalziumkarbonats $CO_2$-neutral, da das Kohlendioxid aus dem Kalkstein im Produkt Soda eingebunden wird und erst in der Anwendung gegebenenfalls freigesetzt wird.

### D.5.2 Ansätze zur THG-Minderung in der chemischen Industrie

Unter der Annahme, dass fossile Brennstoffe durch regenerative ersetzt werden, können die energiebedingten Treibhausgasemissionen in der Chemischen Industrie vermieden werden. Dann wären zukünftig nur die prozessbedingten Treibhausgasemissionen zur weiteren Minderung in der chemischen Industrie relevant. Im folgendem werden die wesentlichen Emittenten dargestellt:

*Adipinsäure*

Eine 100%ige Minderung von Lachgas kann nur durch die Substitution des Oxidationsmittels Salpetersäure erreicht werden. Alternative Oxidationsmittel wie Wasserstoffperoxid oder Sauerstoff haben sich bisher im industriellen Maßstab nicht durchsetzen können bzw. entsprechende Verfahren sind noch zu entwickeln. Ob bis 2050 derartige Verfahren zur Verfügung stehen, ist nicht abzusehen. Alternative Synthesen, wie die Reaktion von Acetylen mit Essigsäure zu Adipinsäure, werden bisher nur im Labormaßstab erprobt. Allerdings wird ein in den USA entwickeltes fermentatives Verfahren zur Herstellung von Adipinsäure bereits im Technikumsmaßstab verwendet.

*Salpetersäure*

Es ist heute schon technisch möglich die Emissionen von Lachgas aus der Salpetersäureherstellung bis zu 99 % zu mindern. Unter Berücksichtigung der bereits heute verfügbaren Minderungstechniken und durch entsprechende Nachrüstungen der Anlagen – ggf. auch mit effizienteren Katalysatoren – können die Lachgas-Emissionen langfristig aus der Herstellung von Adipin- und Salpetersäure auf 0,5 Mio. t $CO_{2Äq}$ gemindert werden.

Die bei der Salpetersäureherstellung stattfindenden Oxidationsreaktionen sind exotherm. Diese Abwärme kann zur Vorwärmung der Restgase und zur Erzeugung von Dampf und Strom für den Prozess genutzt werden.

*Soda*

Der im Soda enthaltene Kohlenstoff wird in der Regel unabhängig von der Nutzungsart früher oder später als $CO_2$ vollständig freigesetzt. Eine Minderung der nicht-energiebedingten $CO_2$-Emissionen beim Einsatz von Soda hängt darum direkt von einer Reduzierung des Bedarfs an Soda ab.

*Ammoniak*

Bei einer generellen Umstellung auf regenerativ erzeugten Wasserstoff könnte die Synthese von Wasserstoff aus fossilen Rohstoffen entfallen. Dann wäre eine vollständige $CO_2$-Minderung möglich.

*Weitere Prozesse*

Weitere Minderungsbeispiele für technische Verfahren in der chemischen Industrie, die bereits heute oder mittelfristig zu deutlichen Energieeinsparungen führen, sind:

Die Phosgenierung zu TDI[CLIX] in der Gasphase führt zu einer 60 %igen Energieeinsparung und verbraucht 80 % weniger Lösemittel. TDI ist ein wichtiges Vorprodukt für die Synthese von Polyurethanen, die wiederum zur Herstellung von Isolierschäumen, Dämmplatten, Klebstoffen, Matratzen, Lacken u. a. verwendet werden.

CLIX Toluoldiisocyanate.

Die Direktoxidation von Propylenoxid (PO) führt ebenfalls zu erheblichen Energieeinsparungen. PO ist ein wesentliches Vorprodukt für Polyurethane, Polyester u. a.

Die Synthese von Epichlorhydrin aus Glycerin führt ebenfalls zu Energieeinsparungen und auch zur Minderung von Ressourcen (Ersatz von Propen). Epichlorchlorhydrin ist ein wichtiges Vorprodukt für Epoxidharze, die über ein weites Anwendungsspektrum verfügen.

Mit Hilfe der Mikroreaktortechnik können diskontinuierliche Verfahren, die in der Regel in großvolumigen Rührreaktoren durchgeführt werden, durch kontinuierliche Verfahren ersetzt werden. Neben Energieeinsparungen fallen auch höhere Produktausbeuten an.

Ionische Flüssigkeiten (IF) sind Salze, die bei Temperaturen unter 100 °C flüssig sind und keinen messbaren Dampfdruck aufweisen. Sie können konventionelle Lösemittel ersetzen. Emissionen entfallen und der Einsatz von IF führt auch zu Energieeinsparungen, da z. B. keine behandlungsbedürftigen Lösungsmittelemissionen auftreten und leichtflüchtige Produkte gut abtrennbar sind.

*Möglichkeiten für den verminderten Einsatz von Strom*

Ein verminderter Verbrauch von Strom erfolgt mittelfristig bei der Chlorherstellung. Die Umstellung aller deutschen Amalgam-Anlagen auf das Membranverfahren führt bis 2020 zu einer Stromersparnis von ca. 840 GWh. Das Gesamt-Einsparpotenzial für die vollständige Umstellung des gesamten deutschen Anlagenparks zur Chlorherstellung auf Sauerstoffverzehrkathoden liegt bei ca. 5,8 TWh. Der Nachteil dieses Verfahrens besteht jedoch darin, dass das wichtige Co-Produkt Wasserstoff entfällt. Auch kann erwartet werden, dass das Produktionsvolumen von Chlor abnehmen wird. Ein Grund ist die Entwicklung chlorfreier Verfahren, wie die Synthese von Propylenoxid.

Ein weiteres Beispiel zur Verminderung des Energieeinsatzes ist die katalytische HCl-Spaltung, die gegenüber der HCl-Elektrolyse keinen Strom benötigt.

### D.5.3 Die chemische Industrie im Jahr 2050

Die Annahme der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung mit einem jährlichen Wachstum von 0,7 % würde bedeuten, dass die Produktion in der chemischen Industrie bis zum Jahr 2050 um etwa 30 % wachsen würde.

Im Zeitraum von 1990 bis 2009 ist die Chemieproduktion aber um 42 % gestiegen. Das entspricht einer Steigerungsrate von 2,2 % pro Jahr und darauf basierend bis 2050 einer Steigerung der Produktion um 80 %. Aufgrund dieser Daten kann für die chemische Industrie ein deutlich größeres Wachstum gegenüber dem durchschnittlichen Wirtschaftswachstum in Deutschland erwartet werden.

#### D.5.3.1 Rohstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen im Jahr 2050

Die fossilen Rohstoffe Naphtha/Erdölderivate und Erdgas lassen sich durch regenerativ erzeugtes Methan ersetzen. Mit Methan als Einsatzstoff lassen sich alle höheren Kohlenwasserstoffe synthetisieren. Zu ihnen zählen beispielsweise Olefine, Aromaten und Paraffine, aus denen wiederum Polymere (z. B. PE, PP, PET[CLX], Polyamide), Farbstoffe, Pharmaka, Pflanzenschutzmittel u. a. synthetisiert

CLX Polyethylen, Polypropylen und Polyethylenterephthalat.

werden. Zukünftig könnte auch die direkte Umsetzung von Kohlendioxid mit Wasserstoff zu höheren Kohlenwasserstoffen erfolgen, dies ist derzeit noch nicht Stand der Technik.

Kohle wird in der chemischen Industrie überwiegend als Reduktionsmittel oder als Absorbens (Aktivkohle) verwendet. Es ist zu erwarten, dass ein Teil der Kohle z. B. durch Zeolithe substituiert werden kann.

Tabelle D-19: Rohstoffmix für die chemische Industrie im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Berechnungen

| [Mio. t] | 2050 |
|---|---|
| NaWaRo | 3,6 |
| Regenerative Rohstoffe | 18,3 Methan + 0,1 Holzkohle ≡ 282 TWh[CLXI CLXII] |
| Rohstoffe Gesamt | 22 |

Unter der Annahme, dass 2050 die fossilen Rohstoffe als Kohlenstoffquelle in der chemischen Synthese keine Anwendung mehr finden werden und im wesentlichen nur noch auf regenerativ erzeugtem Methan basieren, entfallen auch die Emissionen von Treibhausgasen ($CO_2$-neutral) (Tabelle D-20).

Tabelle D-20: Prozessbedingte Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie in Mio. t $CO_{2Äq}$, im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Berechnungen

| | 2050 |
|---|---|
| Adipin- und Salpetersäureherstellung ($N_2O$-Emissionen) | 0,5 |
| Ammoniakherstellung ($CO_2$-Emissionen) | 0 |
| Herstellung sonstiger Stoffe ($CO_2$-Emissionen) | 0 |
| Gesamtemissionen in $CO_{2Äq}$ | 0,5 |

Es kann jedoch angenommen werden, dass trotz Steigerung des Produktionsvolumens der Rohstoffeinsatz die Größenordnung von 80 % in 2050 nicht erreichten wird.

Ein Grund dafür ist die gestiegene Effizienz beim Verbrauch von Rohstoffen. Auch die Substitution von Polymeren auf Basis fossiler Rohstoffe durch Biopolymere (derzeit < 1 %) verringert den Einsatz fossiler Rohstoffe.

Generell ist davon auszugehen, dass nachwachsende Rohstoffe als Ausgangsstoff in der chemischen Industrie an Bedeutung gewinnen. Damit verbunden ist ein Minderverbrauch an fossilen Rohstoffen (z. B. Naphtha). Festzuhalten ist aber auch, dass in den letzten 10 Jahren, die stoffliche Nutzung nach-

CLXI Der Brennwert von Methan beträgt 55,5 MJ/kg. Umgerechnet auf die 18,3 Mio. t Methan sind dies 282 TWh.

CLXII Bei der Synthese von Kohlenwasserstoffen zu Olefinen und Aromaten wird Wasserstoff abgespalten. Dieser kann zur stofflichen ($NH_3$-Synthese) oder thermischen Nutzung eingesetzt werden. Zur Synthese von 3 Mio. t $NH_3$ wird $H_2$ in einer Größenordnung von 19,7 TWh benötigt. Dieser $H_2$ wird nahezu vollständig aus den Synthesen von Ethen, Propen und Aromaten gedeckt.

wachsender Rohstoffe in der chemischen Industrie eher stagnierte bzw. die Steigerungsrate moderat ausfiel.

Auch die Herstellung von regenerativem Wasserstoff durch Elektrolyse vermindert den Bedarf an Erdölderivaten. Die LPG-Fraktion (Low Pressure Gas) aus der Erdöl-Destillation wird überwiegend als Rohstoff für Synthesegas und zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt.

Möglich ist auch, dass ein Teil der großvolumigen Basischemikalien in Deutschland an Bedeutung verlieren wird, da die Wachstumsmärkte vor allem in Asien liegen. Insgesamt kann deshalb angenommen werden, dass, trotz Produktionssteigerung, der Mengeneinsatz von Rohstoffen in der Größenordnung von 2008 liegen wird.

### D.5.3.2 Energieendverbrauch 2050 in TWh

Unter der Annahme einer jährlichen Minderung von 1,5 % ergibt sich ein Energieminderverbrauch von 55,5 % für den Zeitraum 2013 bis 2050. Damit wird ein Energieeffizienzfaktor von 1,80 erreicht. Legt man den Gesamtenergiebedarf der chemischen Industrie von 2009 (Tabelle D-16) auch 2013 zugrunde, so beträgt der Gesamtenergiebedarf im Jahr 2050 81 TWh.

Tabelle D-21: Energieendverbrauch der chemischen Industrie im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Berechnungen

| | TWh |
|---|---|
| Strom | 20 |
| Methan oder Wasserstoff | 61 |
| **Gesamtenergiebedarf** | **81** |

Wenn der Energiebedarf der chemischen Industrie bis 2050 ausschließlich mit regenerativen Methan gedeckt wird, entfallen die energiebedingten $CO_2$-Emissionen. Alternativ ist auch regenerativ erzeugter Wasserstoff als Energiequelle denkbar. Dem Rangebereich liegt die Annahme zugrunde, dass bei einer Minderung von 1,5 % über alle Energieträger für Methan 61 TWh und für Strom 20 TWh anfallen würden.

Es wird davon ausgegangen, dass bis 2050 Kohle als Energieträger in der chemischen Industrie entfällt.

## D.5.4 Zusammenfassung zur chemischen Industrie

Insgesamt ergibt sich aufgrund der Annahmen für die chemische Industrie langfristig ein Energiebedarf von etwa 81 TWh, davon 20 für regenerativ erzeugten Strom und 61 für regenerativ erzeugtes Methan bzw. Wasserstoff. Damit entfallen die energiebedingten Treibhausgasemissionen vollständig.

Langfristig ist eine Minderung der prozessbedingten $CO_2$-Emissionen auf 0,5 Mio. t $CO_{2Äq}$ denkbar. Dies entspricht einer Emissionsminderung gegenüber 1990 von rund 98,5 %.

Zusätzlich wird noch für die stoffliche Nutzung regeneratives Methan in einer Größenordnung von 18,3 Mio. t benötigt. Dies entspricht einem Energiebedarf von rund 282 TWh und liegt deutlich über dem energetischen Energieendverbrauch.

Tabelle D-22: Energieendverbrauch und Rohstoffeinsatz im UBA THGND 2050 – Szenario

| | |
|---|---|
| **Gesamtenergiebedarf** | **81 TWh** |
| **Stoffliche Nutzung** | **282 TWh** |

## D.6 Zementindustrie

### D.6.1 Zementindustrie in Deutschland – Status quo

#### D.6.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der Zementindustrie in Deutschland

Die Geschichte der industriellen Produktion von Portlandzement in Deutschland beginnt Mitte des 19. Jhd.[224] Wichtigstes Anwendungsgebiet ist die Herstellung von Beton. Dazu wird Zement mit Wasser, Sand und Kies verarbeitet. Der Beton wird zu einem großen Teil im Wohnungsbau und für Infrastrukturprojekte benötigt.

Zement ist ein Baustoff, der unter Zugabe von Wasser mit diesem reagiert und erhärtet. Man unterscheidet verschiedene Zementarten, die aus Portlandzementklinker (gebrannter Bestandteil des Zements), Gips und ggf. anderen Haupt- und Nebenbestandteilen (z. B. Kalkstein, Hüttensand, Flugasche, Trass) hergestellt werden. Portlandzementklinker (im Folgenden kurz: Zementklinker oder Klinker) ist in unterschiedlichem Umfang (von 10 bis nahezu 100 %) Bestandteil aller Zementarten.[225]

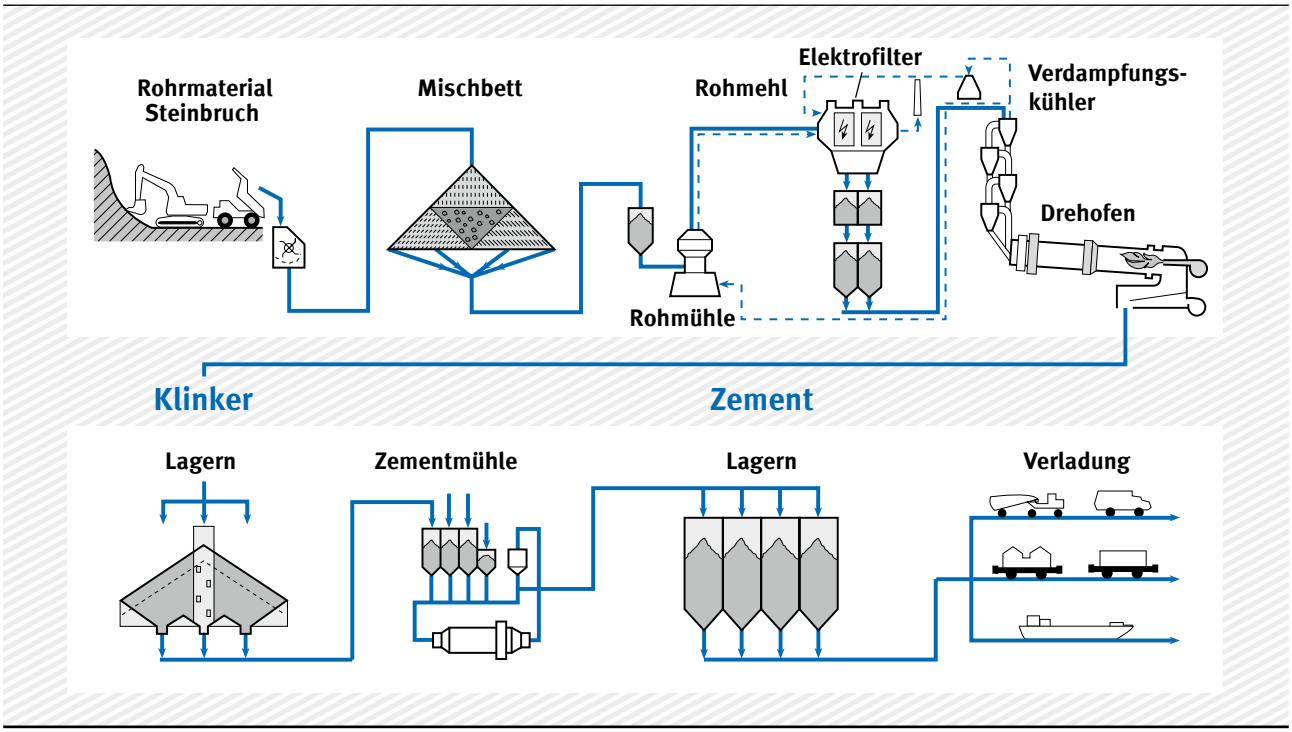
Für die Herstellung von Zementklinker wird eine Rohmaterialmischung benötigt, die Kalziumoxid (CaO), Siliziumdioxid ($SiO_2$), Aluminiumoxid ($Al_2O_3$) und Eisenoxid enthält und die in entsprechenden Mahlaggregaten vermahlen und homogenisiert wird. Die wesentlichen Einsatzstoffe sind daher Kalkstein, Kreide und Ton. Eisenoxid ist entweder Bestandteil der Tonminerale oder wird z. B. als Eisenerz zugesetzt.[226]

Zementklinker wurde im Jahr 2010 in Deutschland bezogen auf die genehmigte Klinkerkapazität zu 88,4 % nach dem *Trockenverfahren* in Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmern hergestellt. 10,7 % der Klinkerproduktion erfolgte nach dem so genannten *Halbtrockenverfahren*. Dabei wird das Rohmaterial in Form von Pellets in einem Rostvorwärmer erhitzt, bevor es im Drehrohrofen zu Klinker gebrannt wird (sogenannte Lepolöfen). 0,9 % der genehmigten Klinkerleistung entfielen auf Schachtöfen.[227]

Das homogenisierte Rohmaterialgemisch wird in einem Drehrohrofen bei einer Materialtemperatur von bis zu 1.450 °C bis zum Sintern erhitzt. Dabei bilden sich die so genannten Klinkerphasen. Nach dem Brennen des Zementklinkers wird dieser je nach gewünschter Zementsorte mit anderen Bestandteilen (z. B. Kalkstein, Hüttensand, Flugasche) zu Zement vermahlen.[228]

Der Zementherstellungsprozess ist in Abbildung D-4 noch einmal schematisch beschrieben.

Abbildung D-4: Schematische Darstellung des Zementherstellungsprozesses[229]




Im Jahr 2010 wurde in Deutschland in 47 Drehrohröfen (verteilt auf 22 Unternehmen und 34 Werke) Zementklinker produziert. Dieser wurde in 54 Werken (davon 20 reine Mahlwerke ohne eigene Klinkererzeugung) zu Zement verarbeitet.[230] Die Zementproduktion betrug im Jahr 2010 etwa 31 Mio. t (siehe Tabelle D-23).

Tabelle D-23: Zementklinker- und Zementproduktion in Deutschland[CLXIII]

| Produkt | Einheit | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Zementklinker | kt/a | 26,0 | 27,7 | 28,0 | 25,1 | 23,6 |
| Zement[231] | kt/a | 34,2 | 34,2 | 35,0 | 31,8 | 30,6 |
| Klinkerfaktor[232] | $t_{Klinker}/t_{Zement}$ | 0,76 | 0,81 | 0,8 | 0,79 | 0,77 |

Im Jahr 2011 ist Deutschland beim Ranking der Weltzementproduzenten auf Position 16 notiert. Damit war Deutschland 2011 nach Italien der zweitgrößte Zementproduzent innerhalb der EU. China und Indien führen diese Liste weltweit betrachtet unangefochten an.[233]

Die Zementproduktion unterliegt – so wie andere Bereiche der Steine- und Erdenindustrie mehr oder weniger auch – konjunkturellen Schwankungen, die von der Gesamtwirtschaft einerseits aber von

CLXIII Der Klinkerfaktor wurde anhand von Angaben zur Zement- und Zementklinkerproduktion in Kapitel 4.2.1.1 des Nationalen Inventarberichts zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010 berechnet[CLXIII]. Dieser Faktor wurde dann auf die in dieser Tabelle angegebene Zementproduktion angewandt, die wiederum dem RWI-Monitoringbericht[CLXIII] entnommen wurde. Die Zementklinkerproduktion wurde dann als erste Näherung als das Produkt aus Zementproduktion und Klinkerfaktor des jeweiligen Jahres berechnet.

der Bauwirtschaft in besonderem Maße beeinflusst sind. Nachdem in den ersten Jahren nach der deutschen Wiedervereinigung aufgrund verstärkter Neubautätigkeiten (sowohl im Wohnungsbau als auch bei Infrastrukturprojekten) der Zementbedarf angestiegen ist, ist der Zementbedarf seit dem Jahr 2000 merklich zurückgegangen.[234]

### D.6.1.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der Zementindustrie

#### Energieverbrauch

Die Zementindustrie gehört zu den energie- und rohstoffintensivsten Industriezweigen in Deutschland und weltweit. Im Jahr 2010 betrug der Endenergieverbrauch der deutschen Zementindustrie insgesamt 24,4 TWh (ca. 88 PJ) an festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen sowie 3,37 TWh (12.13 PJ) Strom.[235]

Brennstoffenergie ist vor allem für das Brennen des Zementklinkers erforderlich. Der thermische Energiebedarf dafür ist u. a. abhängig von der Zusammensetzung und Feuchte des Rohmehls (= ofenfertige Mischung der Rohmaterialien), dem Produktionsverfahren und der Ofenkonfiguration. Der theoretische Energiebedarf bzw. die Reaktionsenthalpie für den Brennprozess beträgt zwischen 1.650–1.800 MJ/$t_{Klinker}$. In Abhängigkeit von der Feuchte des Rohmaterials kann dieser Bedarf um 200 bis 1.000 MJ/t steigen, so dass der minimale Energiebedarf für das Brennen von Zementklinker (einschließlich Trocknung) bei 1.850–2.800 MJ/$t_{Klinker}$ liegt.[236]

Der tatsächliche Energiebedarf liegt aufgrund von zusätzlichen Trockenprozessen durch den höheren Feuchtegehalt der eingesetzten Brennstoffe und Wärmeverlusten im Ofensystem höher. Er wird zudem durch weitere Einflussgrößen wie die chemischen und mineralogischen Eigenschaften des Rohmaterials und die Anlagenkapazität beeinflusst.[237] Anfang der 1990er Jahre lag der durchschnittliche Brennstoffenergieverbrauch bei rund 1.000 kWh/$t_{Klinker}$ (3.600 MJ/$t_{Klinker}$). Der spezifische Brennstoffenergiebedarf für die Produktion einer Tonne Zementklinker betrug im Jahr 2010 1.038 kWh/$t_{Klinker}$ (3.735 MJ/$t_{Klinker}$) (siehe Tabelle D-24). Er liegt damit oberhalb des Wertes für das Jahr 1990. Nachdem in den ersten Jahren nach der Wiedervereinigung vermutlich aufgrund der Modernisierung von Anlagen und der Stilllegung alter Anlagen eine leichte Senkung des spezifischen Brennstoffenergieverbrauchs verzeichnet werden konnte, ist insbesondere in der letzten Dekade wieder ein Anstieg zu verzeichnen.[238] Dieser Anstieg geht mit einem verstärkten Einsatz von (abfallstämmigen) Sekundärbrennstoffen einher, deren Eigenschaften (Heizwert, Feuchte) sich negativ auf den spezifischen Gesamtbrennstoffenergieeinsatz der Zementindustrie auswirken können (siehe Quelle [239]). Der Anteil der Sekundärbrennstoffe (z. B. produktionsspezifische Gewerbeabfälle, Altreifen, Lösungsmittel) am gesamten thermischen Energieeinsatz (Brennstoffenergie) betrug im Jahr 2010 knapp 61 %. Dies entspricht einer Energiemenge in Höhe von etwa 14,9 TWh (53,7 PJ)[240]. Im Jahr 2000 lag der Anteil nur bei 26 % (siehe Tabelle D-24).

Der spezifische thermische Energieverbrauch bezogen auf die Produktion von einer Tonne Zement ist dagegen seit dem Jahr 1990 tendenziell gesunken. Dies ist im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen:[241]

- allgemeine Effizienzverbesserungen in der Produktion,
- geringerer spezifischer Zementklinkeranteil pro t Zement (verstärkte Verwendung sekundärer Zumahlstoffe, wie Hüttensand, die den Anteil an gebranntem Zementklinker und damit auch den für das Brennen des Klinkers notwendigen Energieaufwand verringern). Im Jahr 2010 wurden durchschnittlich aus 0,77 Tonnen Klinker etwa 1 Tonne Zement hergestellt, d. h. der sogenannte

Klinkerfaktor (das Verhältnis von Klinkermenge zu daraus erzeugter Zementmenge) betrug 0,77 (siehe Tabelle D-23).

Im Jahr 2010 wurden zur Herstellung von 1 t Zement durchschnittlich ca. 799 kWh (2.876 MJ) Brennstoffenergie benötigt.

Der für die Herstellung von 1 t Zement benötigte elektrische Energieeinsatz lag im Jahr 2010 bei 109,8 kWh.[242] Elektrische Energie wird vor allem für die Rohmaterialaufbereitung (35 %), den Ofen und den Kühler (22 %) und die Zementmahlung (38 %) benötigt.[243]

Tabelle D-24: Energieeinsatz in der deutschen Zementindustrie[244]

| | | | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Brennstoffe** | Brennstoffenergieeinsatz[245] | PJ | 109,5 | 102,8 | 99,3 | 88,7 | 88,0 |
| | | TWh | 30,42 | 28,56 | 27,58 | 24,64 | 24,44 |
| | fossile Brennstoffe | PJ | 101,4 | 91,8 | 73,8 | 45,4 | 34,3 |
| | Sekundärbrennstoffe | PJ | 8,1 | 11,0 | 25,5 | 43,3 | 53,7 |
| | Anteil der Sekundärbrennstoffe | % | 7 | 11 | 26 | 49 | 61 |
| | Brennstoffenergieeinsatz (spezifisch) | $kJ/kg_{Zement}$ | 2.999 | 3.000 | 2.835 | 2.785 | 2.876 |
| | | $kWh/kg_{Zement}$ | 0,833 | 0,833 | 0,788 | 0,774 | 0,799 |
| | | $kJ/kg_{Klinker}$ [CLXIV] | 3.946 | 3.704 | 3.544 | 3.525 | 3.735 |
| | | $kWh/kg_{Klinker}$ [CLXV] | 1,096 | 1,029 | 0,984 | 0,979 | 1,038 |
| **Strom** | Nettofremdstrombezug | TWh/a | 3,67 | 3,64 | 3,55 | 3,24 | 3,37 |
| | elektrischer Energieeinsatz (spezifisch) | $kWh/t_{Zement}$ | 107,4 | 106,5 | 101,5 | 101,9 | 109,8 |
| **Gesamtenergieeinsatz** | | TWh | 34,1 | 32,2 | 31,1 | 27,9 | 27,8 |

### Treibhausgasemissionen

Die Zementindustrie verursacht erhebliche Treibhausgasemissionen. Den weitaus größten Anteil daran haben die $CO_2$-Emissionen. Andere klimarelevante Gase, wie $CH_4$, werden nur in sehr geringem Umfang emittiert.[246, 247] Daher stehen bei den folgenden Ausführungen die $CO_2$-Emissionen im Mittelpunkt.

$CO_2$-Emissionen treten sowohl prozess- als auch energiebedingt auf. Prozessbedingte $CO_2$-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins entsprechend Formel D1.

Formel D1: $CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$

Energiebedingte $CO_2$-Emissionen entstehen direkt durch die Verbrennung der Brennstoffe (thermisch bedingte Emissionen) und indirekt durch die Erzeugung der für den Zementprozess benötigten elekt-

CLXIV Eigene Berechnungen.

CLXV Eigene Berechnungen.

rischen Energie (z. B. für Rohmaterialaufbereitung, Zementmahlung). Einen Überblick über $CO_2$-Quellen der Zementherstellung gibt Tabelle D-26.

Tabelle D-25: $CO_2$-Quellen des Zementherstellungsprozesses, eigene Darstellung

| Teilprozess | $CO_2$-Quellen |
|---|---|
| Aufbereitung | Indirekte $CO_2$-Emissionen aus der Erzeugung des Stroms für die Rohmaterialaufbereitung |
| Brennen und Kühlen | Direkte $CO_2$-Emissionen aus primären und sekundären Brennstoffen |
| | Direkte $CO_2$-Emissionen aus der Entsäuerung des Kalksteins |
| | Indirekte $CO_2$-Emissionen aus der Erzeugung des Stroms für den Betrieb der Öfen und Kühler |
| Zementmahlung | Indirekte $CO_2$-Emissionen aus der Erzeugung des Stroms für die Zementmahlung |
| sekundäre Prozesse | Indirekte $CO_2$-Emissionen aus der Erzeugung des Stroms für sekundäre Prozesse (z. B. Hüttensandtrocknung, Kohletrocknung) sowie für Emissionsminderungstechniken |

Die spezifischen $CO_2$-Emissionen im Jahr 2010 betrugen insgesamt 0,576 t $CO_2/t_{Zement}$, davon entfielen 0,108 t $CO_2/t_{Zement}$ auf die thermisch bedingten $CO_2$-Emissionen aus Regelbrennstoffen (ohne Berücksichtigung der $CO_2$-Emissionen aus Sekundärbrennstoffen), 0,060 t $CO_2$/t auf die elektrisch bedingten $CO_2$-Emissionen und 0,408 t $CO_2$/t auf die rohstoff- bzw. prozessbedingten $CO_2$-Emissionen. Die $CO_2$-Emissionen aus Sekundärbrennstoffen wurden für das Jahr 2010 mit 0,169 t $CO_2/t_{Zement}$ (siehe Tabelle D-26) abgeschätzt, so dass insgesamt 0,745 t $CO_2/t_{Zement}$ emittiert wurden. Einen Überblick über die Entwicklung der $CO_2$-Emissionen der deutschen Zementindustrie gibt Tabelle D-26. Bei den Angaben zu den Sekundärbrennstoffen in Tabelle D-26 ist zu beachten, dass ein Teil der $CO_2$-Emissionen aus Sekundärbrennstoffen biogenen Ursprungs sind.

Tabelle D-26: $CO_2$-Emissionen der deutschen Zementindustrie, eigene Berechnungen

| | | | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **direkte $CO_2$-Emissionen** | | | | | | | |
| prozessbedingt* | | t $CO_2/t_{Klinker}$ [248] | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,53 |
| | | t $CO_2/t_{Zement}$ | 0,403 | 0,429 | 0,424 | 0,419 | 0,408 |
| | | kt | 13.776 | 14.682 | 14.840 | 13.315 | 12.488 |
| brennstoffbedingt | Primärbrennstoffe* | t $CO_2/t_{Zement}$ | 0,279 | 0,254 | 0,201 | 0,137 | 0,108 |
| | | kt | 9.530 | 8.693 | 7.033 | 4.350 | 3.309 |
| | Sekundärbrennstoffe | PJ | 8,1 | 11,0 | 25,5 | 43,3 | 53,7 |
| | | kt $CO_2$/PJ | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 |
| | | t $CO_2/t_{Zement}$ | 0,023 | 0,031 | 0,070 | 0,131 | 0,169 |
| | | kt | 772 | 1.052 | 2.444 | 4.157 | 5.163 |
| | insgesamt | kt | 10.302 | 9.745 | 9.478 | 8.507 | 8.472 |

| | | | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **indirekte $CO_2$-Emissionen** | | | | | | | |
| elektrisch bedingt | | t $CO_2$/TWh | 544.000 | 544.000 | 544.000 | 544.000 | 544.000 |
| | | t $CO_2$/$t_{Zement}$ | 0,058 | 0,058 | 0,055 | 0,055 | 0,060 |
| | | kt | 1.996 | 1.980 | 1.931 | 1.763 | 1.833 |
| **Summe $CO_2$-Emissionen (inkl. Sekundärbrennstoffe und Strom)** | | kt | 26.074 | 26.407 | 26.249 | 23.584 | 22.793 |
| inkl. Sekundärbrennstoffe | | t $CO_2$/$t_{Zement}$ | 0,762 | 0,772 | 0,750 | 0,742 | 0,745 |
| Sekundärbrennstoffe** | | t $CO_2$/$t_{Zement}$ | 0,740 | 0,741 | 0,680 | 0,611 | 0,576 |

* nur Regelbrennstoffe (ohne $CO_2$-Emissionen aus Sekundärbrennstoffen)

** Die für die Sekundärbrennstoffe abgeschätzten $CO_2$-Emissionen sind hierin nicht enthalten.

**Basisdaten und Annahmen für die Berechnungen**

*prozessbedingte $CO_2$-Emissionen*

(rohstoffbedingte $CO_2$-Emissionen aus der Entsäuerung des Kalksteins während des Klinkerbrennens):
Die Berechnung der rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen erfolgt unter Berücksichtigung der Produktionsmengen Tabelle D 23 und des angegebenen $CO_2$-Emissionsfaktors.

*brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen*

- Brennstoffeinsätze – Quelle: RWI (2010, S. 153)[249].
- Emissionsfaktoren für Brennstoffe – Quelle: Umweltbundesamt (Tabelle 281)[250].
- Zur Berechnung der Emissionen für das Jahr 2010 wurden die Emissionsfaktoren des Jahres 2009 verwendet.
- Emissionsfaktor für Braunkohle = Emissionsfaktor für Braunkohlestaub
- Emissionsfaktor für sonstige Brennstoffe = Durchschnitt der Emissionsfaktoren der anderen Brennstoffe.
- Die Gesamtemissionen ergeben sich aus der Summe der $CO_2$-Emissionen der einzelnen Brennstoffe.
- Um zu einer Abschätzung der durch den vermehrten Einsatz an Sekundärbrennstoffen vermiedenen $CO_2$-Emissionen zu kommen, wird hier vereinfachend davon ausgegangen, dass diese ausschließlich Steinkohle und Braunkohle ersetzt haben. Der verwendete Emissionsfaktor für Sekundärbrennstoffe ergibt sich aus dem Durchschnitt der Emissionsfaktoren für Stein- und Braunkohle(staub).
- Der produktspezifische Emissionsfaktor t $CO_2$/$t_{Zement}$ ergibt sich aus den brennstoffbedingten $CO_2$-Emissionen bezogen auf die Zementproduktion nach Tabelle D 23.

*elektrisch bedingte $CO_2$-Emissionen*

- Emissionsfaktor Strom 544 g $CO_2$/kWh = 544.000 t $CO_2$/TWh (Bezugsjahr 2010) – Quelle: Umweltbundesamt[251]

Die wesentlichen Gründe für den in der Tendenz sinkenden Energieverbrauch (siehe Tabelle D-24) und die damit einhergehende Senkung der $CO_2$-Emissionen der Zementindustrie (siehe Tabelle D-26) sind konjunkturelle Schwankungen einerseits sowie Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und die verstärkte Substitution von Zementklinker durch Zusatzstoffe, wie Hüttensand, andererseits. Lag der Anteil der Zementsorten mit mehreren Bestandteilen im Jahr 1995 noch bei 23,2 %, waren es im Jahr 2000 bereits 38,2 %. Auch in den Folgejahren setzte sich dieser Trend fort. Im Jahr 2010 lag der Anteil der Zementsorten mit mehreren Bestandteilen bei 66,2 %.[252]

Entsprechend den Vorgaben für die Treibhausgasemissionsberichterstattung werden die direkt mit der Zementproduktion verbundenen Treibhausgasemissionen im nationalen Emissionsinventar in den Quellgruppen 1.A.2.f und 2.A.1 erfasst (siehe Tabelle D-27).

Tabelle D-27: Quellgruppen des nationalen Emissionsinventars[253], in denen die direkt mit der Zementproduktion verbundenen Treibhausgasemissionen berichtet werden

| CRFCode | Quellgruppe | Erläuterung |
|---|---|---|
| 1.A.2.f | Verarbeitendes Gewerbe – Zementherstellung | beinhaltet u. a. die Emissionen aus den zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffen in der Zementindustrie |
| 2.A.1 | Mineralische Produkte: Zement | die bei der Entsäuerung des Kalksteins entstehenden Treibhausgasemissionen (im Wesentlichen $CO_2$) – eine Teilmenge der Emissionen aus der Zementindustrie, die per Konvention als „prozessbedingt“ angesehen werden (in Abgrenzung zu 1.A.2.f) |

Für die weitere Betrachtung der möglichen langfristigen treibhausgasneutralen Gestaltung der Zementindustrie ist die Aufteilung in energie- und prozessbedingte Emissionen sinnvoll, da damit unterschiedliche Minderungsmöglichkeiten einhergehen. Sie wird deshalb für die nachfolgende Betrachtung beibehalten.

## D.6.2 Ansätze zur THG-Minderung in der deutschen Zementindustrie

Zur Minderung von Treibhausgasen stehen der Zementindustrie aus heutiger Sicht im Wesentlichen folgende Maßnahmen zur Verfügung:

- Erhöhung der thermischen Energieeffizienz, z. B. durch verstärkte Nutzung von Abwärme oder effizienterer Öfen,
- Steigerung der elektrischen Energieeffizienz, z. B. durch Einsatz energieeffizienterer Mahlaggregate,
- weit(er)gehende Substitution fossiler Energieträger, insbesondere vermehrter Einsatz regenerativer Energieträger in der Zementklinkerproduktion und entsprechende Anpassung der Anlagentechnik,[CLXVI]
- verstärkte Nutzung sekundärer Rohstoffe in der Zementklinkerproduktion,
- Entwicklung neuer $CO_2$-armer Zemente mit geringem Zementklinkeranteil und
- Entwicklung neuer, zementähnlicher Baustoffe.

### D.6.2.1 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz

#### Steigerung der thermischen Energieeffizienz

Die thermische Energieeffizienz eines Zementwerkes kann im Wesentlichen durch Verfahrensumstellungen, Anlagenoptimierung oder die Reduzierung von Wärmeverlusten erhöht werden.

CLXVI Eine weitergehende Substitution fossiler Brennstoffe durch abfallstämmige Sekundärbrennstoffe als Maßnahme zur Reduktion von $CO_2$-Emissionen wird nicht weiter betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass langfristig keine oder kaum noch Abfälle zur Mitverbrennung eingesetzt werden. Für den Übergangsprozess von heute hin zu einer nahezu treibhausgasneutralen Gesellschaft ist dies jedoch eine weitere Option, um die $CO_2$-Emissionen zu reduzieren.

Folgende Maßnahmen sind denkbar:[254, 255]

- Einbau zusätzlicher Zyklonstufen:
  Grundsätzlich kann bei Einbau einer zusätzlichen Zyklonstufe eine Reduzierung des thermischen Energiebedarfs von 80 bis 100 kJ/$kg_{Klinker}$ erreicht werden, sofern die Rohmaterialfeuchte es zulässt.[256]
  Allerdings ist zu beachten, dass diese Maßnahme ggf. die wirtschaftliche Tragfähigkeit anderer Einsparmaßnahmen, wie der Abwärmenutzung zur Stromerzeugung, beeinflussen kann.
- Effizienzsteigerungen am Klinkerkühler:
  Im Klinkerkühler wird der im Ofen gebrannte Zementklinker gekühlt. Für die Gesamtenergieeffizienz einer Zementofenanlage ist von besonderer Bedeutung, in welchem Maße die vom Klinker im Kühler abgegebene Wärme zurückgewonnen werden kann. Heutzutage wird die Kühlerabluft, die nicht im Ofensystem selbst verwertet werden kann, teilweise zur Trocknung von Brennstoffen (z. B. Petrolkoks, Klärschlamm) oder Rohstoffen für die Zementproduktion (z. B. Hüttensand) verwendet. Moderne Klinkerkühler können Wirkungsgrade von bis zu 80 % erreichen.[257] Auch eine Verstromung ist denkbar. Die alleinige Verstromung der Kühlerabluft wird in Deutschland in einem Werk mittels ORC-Technik (Organic Rankine Cycle) praktiziert. In einem anderen deutschen Zementwerk wird die Ofenabwärme verstromt.
- Verringerung des Falschlufteintritts
- Sauerstoffanreicherung der Verbrennungsluft
- Einsatz von Mineralisatoren
- Einsatz entsäuerter Rohmaterialien
- Optimierung von Steuerungsprozessen
- Minimierung von Bypassströmen
- Einsatz geeigneter Rohmaterialien
- Hohe Anlagenverfügbarkeit:
  Ein weiterer genereller Ansatz zur Verbesserung der Energieeffizienz ist die Vermeidung von Betriebsstörungen und nicht regulären Betriebszuständen. Übertragen auf die Zementindustrie bedeutet dies vor allem die Vermeidung von Wärmeverlusten durch wiederholte An- und Abfahrvorgänge aufgrund von Wartungen oder Reparaturen.

**Konsequente Abwärmenutzung**

Hinsichtlich der Abwärme wäre das effizienteste Mittel, die Abwärme gar nicht erst entstehen zu lassen, indem Prozessverluste, z. B. als Strahlungswärme über die Ofenwand, vermieden werden oder die vorhandene Wärmemenge maximal möglich prozessintern genutzt wird, z. B. durch eine entsprechende Anzahl an Zyklonstufen. Aufgrund der Verluste bei Wärmeübertragung, Transport sowie ggf. Speicherung und Umwandlung erscheint eine Nutzung der Abwärme in anderen Prozessen oder zur Verstromung nur dann sinnvoll, wenn Abwärme weder vermieden noch anlagenintern genutzt werden kann.

Die größten Abwärmeströme an einer Zementofenanlage sind dabei das Ofenabgas selbst, die Klinkerkühlerabluft und die Wärmeverluste über die Ofenwand. Auch ggf. vorhandene Bypassströme zur Ausschleusung von Schad- und Störstoffen können einen relevanten Energiegehalt aufweisen. Möglichkeiten, diese Abwärme konsequent zu nutzen, werden im Folgenden dargestellt.

- Ofenabgas:
  - Trocknung der Rohmaterialien:
    Die Trocknung von Rohmaterialien und Brennstoffen ist heute auch in deutschen Zementwerken bereits weit verbreitet. Die Menge an verfügbarer Abwärme übersteigt jedoch in vielen Fällen den real vorhandenen Trocknungsbedarf.

- Stromerzeugung (Dampfprozess, ORC-Technik)
- Fernwärmeauskopplung

- Kühlerabluft/Bypassströme
  - Trocknung von Brennstoffen (Petrolkoks, Klärschlamm)
  - Trocknung von Zementbestandteilen (z. B. Hüttensand)
  - ggf. auch Verstromung
  - Fernwärmeauskopplung.

*Abwärmeverstromung*

Eine wesentliche Ursache für die ungenutzten Potenziale liegt in den aus heutiger Sicht zu niedrigen Energiekosten, die zu hohen Amortisationszeiten für nötige Investitionen führen und eine Abwärmenutzung für die Betreiber wirtschaftlich unattraktiv machen. Ein Beispiel hierfür ist die Abwärmeverstromung mittels der ORC-Technik, die in vielen Fällen anwendbar wäre, sich aber aufgrund zu geringer Wirkungsgrade in Verbindung mit langen Amortisationszeiten in der Zementindustrie bisher nicht durchsetzen konnte.

Derzeit existieren zwei grundsätzliche Möglichkeiten der Abwärmeverstromung in Zementwerken: erstens die Verstromung von Abwärme mittels ORC und zweitens mittels konventionellem Dampfkreislauf.

In Deutschland ist aktuell eine ORC-Anlage in Betrieb, die die Klinkerkühlerabluft im Zementwerk Lengfurt verstromt. Mit der Anlage können etwa 10 % des Eigenstrombedarfs des Zementwerkes gedeckt werden.[258]

Im Jahr 2012 wurde das erste Abwärmekraftwerk zur Verstromung mittels konventionellen Dampfkreislauf von Ofenabgaswärme eines Zementwerkes in Deutschland in Betrieb genommen. Ziel ist die Auskopplung einer elektrischen Nettoleistung von 6 MW. Dies entspricht etwa 30 % des Eigenstrombedarfs des Zementwerks bzw. einer Stromausbeute von 44 kWh/$t_{Klinker}$.[259]

In Asien ist die Abgasverstromung mit konventionellem Dampfkreislauf bei Zementwerken bereits weit verbreitet und Stand der Technik. Auch dort werden 3045 kWh/$t_{Klinker}$ Strom erzeugt, was bis zu 30 % des Eigenstrombedarfs eines Zementwerkes entsprechen kann.[260]

Für eine effektive Stromerzeugung mittels konventionellen Dampfkreislauf sind in der Regel **höhere Abgastemperaturen erforderlich, so dass diese Technik bei der Abgasverstromung wahrscheinlich nicht für alle Zementwerke in Frage kommt.** Hier bietet die ORC-Technik aufgrund der verschiedenen verwendeten organischen ORC-Medien einen höheren Grad der Flexibilisierung und kann auch eine Abwärmeverstromung bei geringeren Abgastemperaturen erlauben.

*Andere Nutzungsmöglichkeiten*

Grundsätzlich ist auch die Einspeisung von Abwärme in Fernwärmenetze eine denkbare Möglichkeit, Abwärme effizient zu nutzen. Da die Zementwerke jedoch i.d.R. schlecht an kommunale Fernwärmenetze angebunden sind und erst entsprechende Anbindungen geschaffen werden müssen, ist auch diese Nutzung derzeit nicht weit verbreitet. Zudem können Zementwerke keine ganzjährige Einspeisung garantieren, was die Attraktivität für mögliche Verbraucher schmälert.

Für die Nutzung der Strahlungswärme des Drehrohrs wurde bis heute keine praktikable und wirtschaftlich vertretbare Lösung gefunden. Ohnehin wird die Ausschöpfung vorhandener Möglichkeiten,

deren Umsetzbarkeit in die Praxis bereits nachgewiesen wurde (i.W. ORC-Technik, Abwärmeverstromung mittels konventionellem Dampfkreislauf), in naher Zukunft Vorrang genießen.

*Potenziale*

Ungeachtet der Anstrengungen der Zementindustrie zur Verbesserung ihrer Energieeffizienz geht ihr Abwärme noch in erheblichem Umfang verloren, z. B. in Verdampfungskühlern, die das Ofenabgas auf eine für zur Staubascheidung eingesetzte Gewebefilter verträgliche Temperaturen abkühlen.

Durch verstärkte Nutzung der Abwärme könnte die Energieeffizienz der Zementofenanlagen weiter gesteigert werden. Im Jahr 2007 blieben in österreichischen Zementwerken 45 % der nutzbaren Wärme ungenutzt. Das entsprach etwa 10,5 % der eingesetzten thermischen Energie.[261] Wenn man ein gleiches zusätzliches Nutzungspotenzial auch für Deutschland annimmt, ergibt sich bezogen auf das Jahr 2010 ein nutzbares Abwärmepotenzial von 2,5 TWh (9 PJ).

**Steigerung der elektrischen Energieeffizienz**

Die eingesetzte elektrische Energie wird im Wesentlichen für elektrische Antriebe und Pumpen in allen Prozessstufen eingesetzt. Der größte Teil entfällt dabei auf die Mahlprozesse (z. B. Rohmaterial, Zement). Die elektrische Energieeffizienz eines Zementwerkes kann im Wesentlichen durch den Einsatz energiesparender und energieeffizienter Maschinen und Anlagen sichergestellt werden, die im Einzelfall auch investitionsintensive Verfahrensumstellungen erfordern können. Eine Optimierung einzelner Aggregate, z. B. eines einzelnen Motors, ist mitunter nicht zielführend. Vielmehr sind Gesamtprozesse zu betrachten und aufeinander abzustimmen. So können z. B. durch den Austausch von Kugelmühlen gegen Vertikalwälzmühlen bei der Rohmaterialmahlung etwa 20 bis 30 % Strom eingespart werden.[262] Allerdings sind bei solchen Verfahrensumstellungen die Anforderungen an das Mahlgut und seine Mahleigenschaften zu beachten.

Darüber hinaus gibt es weitere Bereiche, deren elektrischer Energieverbrauch sich optimieren ließe, z. B. Drucklufterzeugung, Beleuchtung.

*Verstärkte Produktion $CO_2$-armer Zemente mit geringem Klinkeranteil*

Die derzeit wirksamste Maßnahme zur Verminderung des Energiebedarfs und der $CO_2$-Emissionen ist die Herstellung von Zementen mit geringerem Klinkeranteil. Hierfür ist jedoch die Entwicklung neuer Zementsorten notwendig, die aus mehreren alternativen Zementbestandteilen bestehen, wobei diese als Klinkersubstitute dienen. Die produzierte Menge an Zementen mit mehreren Bestandteilen ist im Zeitraum von 1995 bis 2010 von 23,2 % auf 66,2 % gestiegen.[263] Auch in den nächsten Jahren wird ihr Anteil vermutlich weiter steigen. Es gibt umfangreiche Forschungsaktivitäten auf diesem Gebiet. Die Anwendbarkeit, die Erfüllung technischer Normen und die Marktakzeptanz sind dabei die wesentlichen begrenzenden Faktoren zur Entwicklung neuer Zementsorten.

Der Klinkerfaktor für Deutschland lag im Jahr 2010 bei 0,77, d. h. für die Produktion einer Tonne Zement wurden in Deutschland durchschnittlich 770 kg Zementklinker eingesetzt. Der World Business Council for Sustainable Developement (WBCSD) und die Internationale Energieagentur schätzt, dass im Jahr 2050 der durchschnittliche Klinkerfaktor weltweit bei 0,71 liegt.[264] Bezogen auf den aktuellen Stand würde das bedeuten, dass in Deutschland pro Tonne produziertem Zement 60 kg Zementklinker eingespart und in gleicher Menge alternative Zementbestandteile zusätzlich eingesetzt werden. Aufgrund der starken deutschen Forschungslandschaft darf davon ausgegangen werden, dass die Schätzungen des WBCSD deutlich übertroffen werden können und Klinkerfaktoren von 0,6 bis 2050 erreich-

bar sein werden. Unter der Annahme, dass dieser Wert erreicht wird, würde das bei einer im Vergleich zum Jahr 2010 gleichbleibenden Zementproduktion einer Reduzierung der benötigten Klinkermenge um 22 % entsprechen. Die thermisch bedingten und die rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen aus der Entsäuerung des Kalksteins würden in gleichem Maße reduziert werden. Bezogen auf die Verbrauchs- und Emissionssituation im Jahr 2010 entspräche das einer Reduzierung der rohstoffbedingten Emissionen um 2,75 Mio. t $CO_2$ und einer Senkung der brennstoffbedingten Emissionen um 1,86 Mio. t $CO_2$.

**Neue Produktionsverfahren/Entwicklung neuer zementähnlicher, $CO_2$-armer Bindemittel**

In den letzten Jahren gab es vielversprechende Aktivitäten zur Entwicklung so genannter „grüner" Zemente bzw. neuartiger zementähnlicher Baustoffe. Ihre Herstellung ist mit einem geringeren Energieverbrauch, geringeren $CO_2$-Emissionen und einem geringeren Ressourcenverbrauch verbunden. Ein Beispiel hierfür ist Celitement®[265], bei dem man derzeit davon ausgeht, dass im Vergleich zu herkömmlichem Zementklinker mindestens 50 % Energie und 50 % $CO_2$-Emissionen eingespart werden können. Es gibt aber im Hinblick auf „grüne" Zemente weitere Aktivitäten weltweit (z. B. Novacem®[266], Zeobond®[267]), die das Innovationspotenzial in diesem Bereich deutlich machen. Noch ist nicht absehbar, welche dieser neuen Ansätze es bis zur Marktreife schaffen werden und sich am Markt behaupten können. Mit großer Wahrscheinlichkeit werden diese neuartigen zementähnlichen Baustoffe aber die Zementproduktion der Zukunft wesentlich beeinflussen und zu weiteren Produktinnovationen in diesem Bereich führen. So ist davon auszugehen, dass die „grünen" Zemente der Zukunft den größten Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen in der Zementindustrie leisten werden.

## D.6.3 Die deutsche Zementindustrie im Jahr 2050

### D.6.3.1 Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen bis 2050

Eine Studie des WWF kommt zu dem Ergebnis, dass die Zementproduktion in Deutschland bis zum Jahre 2050 leicht rückläufig sein könnte.[268] Diese These lässt sich folgendermaßen begründen: die unter Ressourcengesichtspunkten bestehende Bausubstanz muss zukünftig besser genutzt werden (weniger Neubauaktivitäten). Gleichzeitig müssen nach den Aufholeffekten durch die Wiedervereinigung und die europäische Integration zukünftig weniger Straßen neu gebaut werden. Zusätzlich wird der Rohstoffbedarf für die Instandhaltung aufgrund von Recyclingaktivitäten signifikant niedriger sein als heute.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass Zement neue Marktsegmente erobern wird sowie beim Ausbau der erneuerbaren Energien von großer Bedeutung sein wird, z. B. für Fundamente für Windkraftanlagen. Somit wird im Rahmen der vorliegenden Betrachtungen für die Entwicklung eines Szenarios einer treibhausgasneutralen Zementproduktion von einem im Vergleich zum Jahr 2010 gleichbleibendem Produktionsniveau ausgegangen.

### D.6.3.2 Mögliche Struktur der deutschen Zementindustrie im Jahr 2050

Die Zementproduktion könnte in den nächsten Jahrzehnten möglicherweise vor einem weiteren Technologiesprung stehen. Dabei wird es dann vermutlich weniger um die Adaption herkömmlicher Produktionsverfahren als vielmehr um die Entwicklung neuer Verfahren und neuartiger (zementähnlicher) Bindemittel gehen.

Geht man davon aus, dass eine nahezu treibhausgasneutrale Zementindustrie mit hoher Energieeffizienz und niedrigem Energieverbrauch nur durch die Umgestaltung der Zementindustrie hin zu neuen

innovativen Verfahren zur Herstellung zementähnlicher Produkte möglich ist, würde die klassische Zementproduktion nach dem Trocken- und Halbtrockenverfahren im Drehrohrofen bis zum Jahr 2050 an Bedeutung verlieren.

Für die folgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 nur noch 50 % der Gesamtproduktion über herkömmliche Produktionsverfahren abgedeckt werden. Die anderen 50 % der Zementproduktion werden im Jahr 2050 über neue Produktionsverfahren und neuartige Bindemittel erzeugt (siehe Kapitel D.6.3.3).

Im Hinblick auf die herkömmlichen Produktionsverfahren kommt im Jahr 2050 regeneratives Methan als Energieträger in Betracht. Für neue Produktionsverfahren oder die Herstellung neuartiger Bindemittel würde ausschließlich regenerativ erzeugter Strom eingesetzt. Die ggf. dann noch notwendige Entsäuerung von Rohmaterialien wird in separaten Prozessschritten durchgeführt. Dazu werden Öfen mit regenerativem Methan betrieben. Sofern die Verbrennung mit reinem Sauerstoff erfolgen würde, könnte die Energieeffizienz des Prozesses an sich zusätzlich gesteigert und eine bessere Nutzung des entstehenden $CO_2$ ermöglicht werden (siehe Kapitel B.3.3.6).

### D.6.3.3 Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Zementindustrie im Jahr 2050

Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass durch Effizienz- und Substitutionsmaßnahmen eine Reduzierung der $CO_2$-Emissionen um etwa 15 %[269] auch ohne Carbon Capture and Storage (CCS) möglich ist. Diese konservative Schätzung bezogen auf die Produktionsstrukturen der Welt lässt sich in Deutschland und anderswo möglicherweise noch übertreffen.

#### Herkömmliche Produktionsverfahren

Ungeachtet der Anstrengungen der Zementindustrie zur Verbesserung ihrer Energieeffizienz sind noch nicht alle Potenziale in diesem Bereich ausgeschöpft. Dies betrifft zum einen die thermische Effizienz, denn bisher geht Abwärme noch in erheblichem Umfang verloren. Zum anderen betrifft dies die elektrische Effizienz, die durch den Einsatz energieeffizienterer Maschinen und Anlagen unter Berücksichtigung der Produktqualität weiter gesteigert werden kann, z. B. durch Modernisierung von Mühlen. Für die Abschätzung der Treibhausgasemissionen der Zementindustrie wird angenommen, dass der spezifische thermische Energiebedarf für die Herstellung einer Tonne Zementklinker im Vergleich zum Jahr 2010 bis zum Jahr 2050 um 10 % und der spezifische elektrische Energiebedarf (z. B. durch verstärkte Abwärmenutzung) um 30 % gesenkt werden können. Gleichzeitig wird geschätzt, dass der Klinkerfaktor von 0,77 auf 0,6 reduziert werden kann.

#### Neue Produktionsverfahren/Neue zementähnliche, $CO_2$-arme Bindemittel

Aktuell diskutierte und sich in der Entwicklung befindliche Verfahren zur Herstellung zementähnlicher Baustoffe, wie Celitement und Novacem, führen zu einer Reduzierung des Energieverbrauchs und einer Verminderung der $CO_2$-Emissionen, die weit über den Annahmen der IEA liegen. Geht man zusätzlich davon aus, dass sich die neuartigen Baustoffe mit anderen Materialien mischen lassen, fällt die Bilanz noch günstiger aus.

Die rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen lassen sich auch bei diesen neuartigen Verfahren und Produkten bis zum Jahr 2050 nicht vollständig vermeiden, werden aber auf ein Minimum reduziert. Für die weiteren Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass bei den neuen Produktionsverfahren und Produkten die rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen gegenüber herkömmlichen Produktionsverfahren

um 70 % gesenkt werden können. Der spezifische elektrische und thermische Energiebedarf pro t Produkt kann im Vergleich zum Status Quo halbiert werden.

*Abschätzung des Energiebedarfs und der Treibhausgasemissionen der deutschen Zementindustrie im Jahr 2050*

Unter den in den Kapiteln D.6.3.1und D.6.3.2 getroffenen Annahmen, können der Energiebedarf und die Treibhausgasemissionen der deutschen Zementindustrie wie in Tabelle D-28 angegeben, abgeschätzt werden.

Tabelle D-28: Energiebedarf und Treibhausgasemissionen der deutschen Zementindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario, eigene Schätzung

| | | | 2050 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Insgesamt** | **herkömmliche Produktionsverfahren** | **neue Produktionsverfahren/** | **relative Veränderung im Vergleich zu 2010* in %, gerundet** |
| Zementproduktion | | Mio. t/a | 30,6 | 15,3 | 15,3 | 0 |
| Klinkerfaktor** | | | | 0,6 | 0,6 | −22 |
| Zementklinkerproduktion | | Mio. t/a | | 9,18 | 9,18*** | |
| rohstoffbedingte $CO_2$-Emissionen | | Mio. t/a | 6,33 | 4,87 | 1,46 | −50 |
| **gesamter Endenergieverbrauch** | | TWh/a | **15,35** | 9,75 | 5,6 | −45 |
| **elektrische Energie** | Strombedarf für Prozessschritte, für die auch im Jahr 2010 bereits Strom benötigt wurde (z. B. Ofenantrieb, Zementmühle) | TWh/a | 2,02 | 1,18 | 0,84 | |
| | zusätzlicher Strombedarf aufgrund der Umstellung von Produktionsverfahren für die Herstellung neuartiger Bindemittel | TWh/a | 2,38 | | 2,38 | |
| | **Strombedarf (insgesamt)** | TWh/a | **4,40** | 1,18 | 3,22 | +31 |
| **thermische Energie** | Bedarf an regenerativem Methan | TWh/a | **10,95** | 8,57 | 2,38 | −55 |

* (Daten für 2010 s. Tabelle D-24)

** Der Klinkerfaktor ist hier das Verhältnis aus Zementklinker bzw. neuartigem Bindemittel und dem fertigen Produkt Zement.

*** Hier handelt es sich nicht um Zementklinker im klassischen Sinne. Vielmehr sind neuartige zementähnliche Bindemittel gemeint. Es wird bei den Schätzungen davon ausgegangen, dass 1 Tonne dieser neuen Bindemittel 1 Tonne Zementklinker substituiert.

Danach können gegenüber dem Jahr 2010 die rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen um fast 50 % auf etwa 6,3 Mio. t abgesenkt werden. Der thermische Gesamtenergiebedarf kann um etwa 45 % reduziert werden. Das bedeutet, dass im Jahr 2050 bei gleichbleibender Gesamtproduktion der durchschnittliche Energiebedarf für die Produktion einer Tonne Produkt bei etwa 436 $kWh/t_{Produkt}$ (1569 MJ/t) liegen würde.

### D.6.4 Zusammenfassung zur Zementindustrie

Die Zementindustrie gehört aufgrund des hohen Bedarfs an Energieträgern in Deutschland zu den energieintensiven Industriezweigen. Ungeachtet verschiedener Ansätze zur Verbesserung der Energie- und Ressourceneffizienz der bestehenden Verfahrensrouten sind für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Zementindustrie eine effizientere Gestaltung und Umstellung der Produktionsverfahren und eine Umstellung auf regenerative Energieträger insgesamt unumgänglich.

Als vielversprechendste Option erscheint die Nutzung neuer Ansätze zur Herstellung zementähnlicher Baustoffe. Als Energieträger für die Herstellung dieser neuen zementähnlichen Bindemittel werden ausschließlich regeneratives Methan und regenerativ erzeugter Strom eingesetzt. Die herkömmliche Herstellung von Zement in Drehrohröfen nach dem Trockenverfahren würde demnach bis zum Jahr 2050 an Bedeutung verlieren. Dennoch kann auch innerhalb der verbleibenden Produktionsstrukturen durch Umstellung auf regenerative Energieträger ein maßgeblicher Beitrag zur treibhausgasneutralen Ausgestaltung der Zementindustrie geleistet werden.

Im Rahmen der vorliegenden Betrachtungen wurde davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 nur noch 50 % der Gesamtproduktion über herkömmliche Produktionsverfahren abgedeckt werden. Es wurde weiterhin vorausgesetzt, dass die Menge des erzeugten Zements in etwa konstant bei 30 Mio. Tonnen pro Jahr liegt. Der Klinkeranteil, d. h. der Anteil von Zementklinker oder der Anteil der nach neuen Produktionsverfahren hergestellten Klinkersubstitute am Endprodukt Zement, kann bis zum Jahr 2050 auf 60 % reduziert werden. Die „Zementklinker“produktion würde sich demnach um 22 % reduzieren.

Insgesamt ergibt sich so aufgrund der Annahmen für die Zementindustrie langfristig ein Energiebedarf pro Jahr von rund 11 TWh an regenerativ erzeugtem Methan sowie 2,4 TWh an regenerativem Strom für thermische Prozesse. Für weitere Verfahrensschritte wurde ein zusätzlicher Bedarf an regenerativem Strom von 2 TWh/a abgeschätzt. Damit steigt der Gesamtstrombedarf gegenüber dem Jahr 2010 um mehr als 30 %. Der Gesamtenergiebedarf kann jedoch gleichzeitig um etwa 45 % gesenkt werden.

$CO_2$-Emissionen entstehen unter den vorstehenden Annahmen im Jahr 2050 nur durch die Entsäuerung von Rohmaterialien. Die rohmaterialbedingten $CO_2$-Emissionen können im Vergleich zum Jahr 2010 um nahezu 50 % verringert werden. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen werden folglich die mit der Zementproduktion indirekt und direkt verbundenen $CO_2$-Emissionen (d. h. unter Berücksichtigung der Fremdstromnutzung) insgesamt um nahezu 70 % gemindert.

Bei den vorliegenden Erwägungen ist nicht berücksichtigt, dass im Jahr 2050 ggf. noch regenerative Abfälle für die Mitverbrennung in der Zementindustrie zur Verfügung stehen. Dies würde den Bedarf an regenerativem Methan ggf. reduzieren.

Andere, mengenmäßig weniger relevante Klimagase, wie $CH_4$, werden ggf. durch die beschriebenen Maßnahmen gleichermaßen reduziert.

# D.7 Glasindustrie

## D.7.1 Glasindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung

Etwa 53.000 Mitarbeiter stellten im Jahr 2010 in rund 400 Betrieben in Deutschland 7,3 Mio. Tonnen unterschiedlicher Glasprodukte her, bearbeiten oder veredeln sie. Im Jahr 2010 betrug der Gesamtumsatz rund 9,28 Milliarden Euro[270].

Insgesamt sechs Branchen stellen Glas für sehr unterschiedliche Anwendungen her. Dazu gehören:

- die Behälterglasindustrie, die Glasverpackungen aller Art für die Getränke- und Nahrungsmittelindustrie, für Arzneimittel und für die Kosmetikindustrie herstellt und mit einem Anteil von 52 % an der Gesamtproduktion die größte Branche darstellt.
- die Flachglasindustrie, die Flachgläser für die Bauwirtschaft, den Automobil- und Fahrzeugbau sowie die Möbelindustrie fertigt, veredelt und verarbeitet. Der Anteil an der Gesamtproduktion lag im Jahr 2010 bei 30 %.
- die Gebrauchs- und Spezialglasindustrie, die Gläser für vielfältige Anwendungen, z. B. in Elektro- und Elektronikgeräten, in optischen und feinmechanischen, medizinischen, chemischen und anderen wissenschaftlichen Anwendungen sowie im Anlagenbau oder der Nachrichtentechnik herstellt.
- die Kristall- und Wirtschaftsglasindustrie, die Trinkgläser und andere Glaswaren für die Endverbraucher und die Gastronomie herstellt.
- die Mineralfaserindustrie, die Dämmstoffe für den Bau (Glas- und Steinwolle) produziert und textile Glasfasern für die Textilindustrie herstellt.

## D.7.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen Glasindustrie im Jahre 2010

Aufgrund der hohen benötigten Energiemengen gehört die Glasindustrie in Deutschland zu den energieintensiven Industriezweigen. Der Endenergieverbrauch der gesamten deutschen Glasindustrie betrug im Jahre 2010 rund 25,47 TWh/a (Tabelle D-29). Hiervon stammten rund 14 TWh/a, d. h. 55 %, aus fossilen Brennstoffen wie Heizöl (1,78 TWh/a), Erdgas (12,22 TWh/a) und Flüssiggas (0,028 TWh/a).[271] Die restliche Energie wird in Form von elektrischem Strom eingesetzt (11,4 TWh/a).

Die gesamten energiebedingten $CO_2$-Emissionen betrugen 2010 somit 9.193 kt/a (brennstoffbedingt: 2.966 kt/a), wobei die spezifischen energiebedingten $CO_2$-Emissionen je Tonne produzierten Glases 1.251 kg (brennstoffbedingt: 405 kg/t) betrugen.[272]

Tabelle D-29: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen Glasindustrie für das Jahr 2010

| | Produktion in Mio. Tonnen pro Jahr[CLXVII] | gesamter Endenergieverbrauch in TWh/a[CLXVIII] | elektr. Strom in TWh/a+ | Primärbrennstoffe in TWh/a+ | darunter | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Schweres Heizöl+ | leichtes Heizöl+ | Erdgas+ | Flüssiggas+ |
| Glasproduktion 2010 | 7,33 | 25,47 | 11,40 | 14,10 | 1,67 | 0,10 | 12,22 | 0,028 |

Bei der Glasherstellung entstehen neben den energiebedingten $CO_2$-Emissionen noch sogenannte prozessbedingte $CO_2$-Emissionen aus der Zersetzung der im Gemenge enthaltenen Karbonate. Die prozessbedingten $CO_2$-Emissionen betrugen 2010 761.563 t[273]. Dadurch ergibt sich für das Jahr 2010 eine Gesamt-$CO_2$-Emission von 9.955.416 t (siehe Tabelle D-30).

Tabelle D-30: Glasproduktion und die dazu gehörigen gesamt $CO_2$-Emissionen bei der Glasherstellung

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Produktion in t/a | 6.561.849 | 7.621.300 | 7.505.000 | 6.948.400 | 7.326.700 |
| $CO_2$-Emission in t/a | 10.553.880 | 10.304.719 | 11.064.366 | 10.043.073 | 9.955.416 |

Glas wird in der Regel in kontinuierlich betriebenen gas- oder ölbefeuerten Wannen geschmolzen. Kleine Mengen an Glas werden in Elektrowannen oder diskontinuierlich betriebenen Hafenöfen produziert. Der höchste Energieaufwand wird in der Glasproduktion zum Erschmelzen und Weiterverarbeiten des Ausgangsmaterials benötigt und beträgt im Durchschnitt 90 % des Gesamtenergieverbrauchs. Weitere 7 % werden für Hilfsbetriebe wie Dampf- und Drucklufterzeugung, die Wasseraufbereitung und -kühlung, sowie 3 % für den Nebenbetrieb (Verwaltung, Instandsetzung, Versand, Fuhrpark, Beleuchtung, Heizung) benötigt.[274]

Der Schmelzprozess selbst gliedert sich im Wesentlichen in vier Phasen: die Rohstoffschmelze, die Quarzsandauflösung, die Läuterung und die Homogenisierung.

Der theoretische Wärmebedarf für den Schmelzprozess beträgt ca. 700 $kWh/t_{Glas}$, davon werden 20 % für das eigentliche Erschmelzen der Rohstoffe, 10 % für das Austreiben der Gase und 70 % für das Erreichen der Weiterverarbeitungstemperatur der Glasschmelze benötigt.

Aufgrund von Wärmeverlusten über die Wannenwände, Regeneratoren und Abgase, notwendiger Kühlung, z. B. am Feeder, liegt der reale Wärmebedarf mit rund 2 $MWh/t_{Glas}$ mehr als doppelt so hoch als theoretisch notwendig.

CLXVII Daten aus Jahresbericht 2010 des Bundesverbandes Glas.

CLXVIII Daten aus [271].

Durch Maßnahmen wie die verbesserte Abdichtung der Wannen, Wärmerückgewinnung aus dem Abgas und die Erhöhung des Scherbeneinsatzes konnte zwischen 1940 und 2003 der spezifische Energiebedarf in der Behälterglasindustrie um zwei Drittel gesenkt werden.[275]

## D.7.3 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in der Glasindustrie

Die wesentlichen Ansätze für eine zukünftige Treibhausgasminderung in der Glasindustrie sind:

- Erhöhung des Scherbeneinsatzes (insbesondere in anderen Bereichen als Behälter- und Flachglas),
- Erhöhung der Energieeffizienz
  - Wärmerückgewinnung diffuser Abwärme aus den nachgelagerten Prozessen (z. B. Kühlbahnen),
  - Umstellung auf Elektrowannen.

### D.7.3.1 Erhöhung des Scherbeneinsatzes

Ein Scherbenanteil von 10 % am Gemenge verringert den Schmelzenergiebedarf um 2–3 %. Die prozessbedingten $CO_2$-Emissionen sinken dabei direkt proportional.

Derzeit werden in der Behälterglasindustrie ca. 60 % der Gemengerohstoffe durch Scherben ersetzt. Im Bereich der Flachglasproduktion liegt der Scherbenanteil aufgrund der hohen Qualitätsanforderungen bei nur ca. 30 %. In der Mineralwolleproduktion können bis zu 40 % Scherben bzw. Wollfasern eingesetzt werden. Es gibt jedoch einige Bereiche in denen aufgrund der Qualitätsanforderungen an das Produkt oder aufgrund fehlender Sammelstrukturen bisher keine Scherben eingesetzt werden.

Über die gesamte Branche sollte eine Steigerung des Scherbeneinsatzes angestrebt werden. Dies erfordert jedoch, wenn es über die technische Optimierung der Schmelzprozesse und der Scherbenaufbereitung hinaus geht, Diskussions- und Veränderungsprozesse, die über die Glas produzierenden Unternehmen hinaus gehen. So müssen z. B. mit den weiterverarbeitenden Betrieben die Qualitätsansprüche sowie mit den Entsorgungsunternehmen die Sammel- und Verwertungsstrukturen diskutiert werden.

Anzustreben ist eine Steigerung des Scherbeneinsatzes auf durchschnittlich 60 % und eine damit verbundene Reduktion des Energiebedarfs um ca. 15 %.

### D.7.3.2 Erhöhung der Energieeffizienz

Es existieren nur wenige vollelektrisch betriebene Wannen aufgrund der geringeren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu gas- oder ölbefeuerten Wannen. In Elektrowannen wird die notwendige Energie über im Glasbad angeordnete Elektroden zugeführt. Gasbetriebene Brenner sind zur Inbetriebnahme der Wannen notwendig, um das Gemenge auf die Temperatur (ca. 1200 °C) zu bringen, bei der eine ausreichende elektrische Leitfähigkeit vorliegt. Im Unterschied zu brennstoffbefeuerten Wannen ist der Oberofen kalt, weil Gemengerohstoffe auf dem Glasbad aufliegen und aufsteigende Wärme zurückhalten.[276] Die Entstehung diffuser Abwärme aus der Wanne ist aus diesem Grunde deutlich geringer als bei konventionell befeuerten Wannen. Zudem sind die Wärmeverluste durch das Abgas vernachlässigbar, da die Abgasmengen sehr gering und die Abgastemperatur niedrig sind. Der spezifische Wärmebedarf für eine Wanne mit einer Kapazität von 120 t/d liegt bei unter 1 $MWh/t_{Glas}$.[277]

Die Gläser verlassen die Formgebungsprozesse mit bis zu 600 °C. Auf Kühlbahnen werden sie spannungsfrei mit einem Wärmebedarf von 108 kWh/$t_{Glas}$ bei der Behälterglasherstellung oder 180 kWh/$t_{Glas}$ in der Flachglasproduktion abgekühlt.[278] Die dabei frei werdende Wärme sollte zurückgewonnen und z. B. zum Erreichen der anfänglichen Kühlbahntemperaturen eingesetzt werden.

### D.7.4 Die deutsche Glasindustrie 2050

Bis zum Jahr 2050 wird die Produktion im Mittel konstant bleiben, da keine neuen Anwendungen im Bereich Glas zu erwarten sind. Durch die Umstellung auf vollelektrisch beheizte Wannen wird der durchschnittliche spezifische Energiebedarf 0,8 MWh/$t_{Glas}$ betragen, der sich durch einen durchschnittlichen Scherbeneinsatz von 60 % auf 0,68 MWh/$t_{Glas}$ bezogen auf Endenergie absenken wird. Für die Glaskühlung werden durchschnittlich 150 kWh/$t_{Glas}$ benötigt, die als Wärme freigesetzt und zurück gewonnen werden können. Dies führt für das Jahr 2050 zu einer Energiemenge von ca. 1 TWh, die für die Wärmerückgewinnung aus den Kühlbahnen zur Verfügung steht. Aus den oben genannten spezifischen Energieverbräuchen und den Produktionszahlen ergibt sich für das Jahr 2050 ein gesamter Endenergieverbrauch in der deutschen Glasindustrie von rund 4,8 TWh/a in Form von regenerativem Strom (Tabelle D-31). Somit ergeben sich für die gesamte Branche Endenergieeinsparungen von rund 81 % im Vergleich zu 2010.

Tabelle D-31: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen Glasindustrie für die Jahre 2010 und 2050

| | Produktion in Mio. Tonnen pro Jahr | gesamter Endenergieverbrauch in TWh/a | darunter | | | rel. Änderung Endenergieverbrauch 2050/2010 in % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | reg. Strom in TWh/a | reg. Wasserstoff in TWh/a | reg. Methan in TWh/a | |
| Glasproduktion 2050 | 7,33 | 4,8 | 4,8 | – | – | –81% |

## D.8 Kalkindustrie

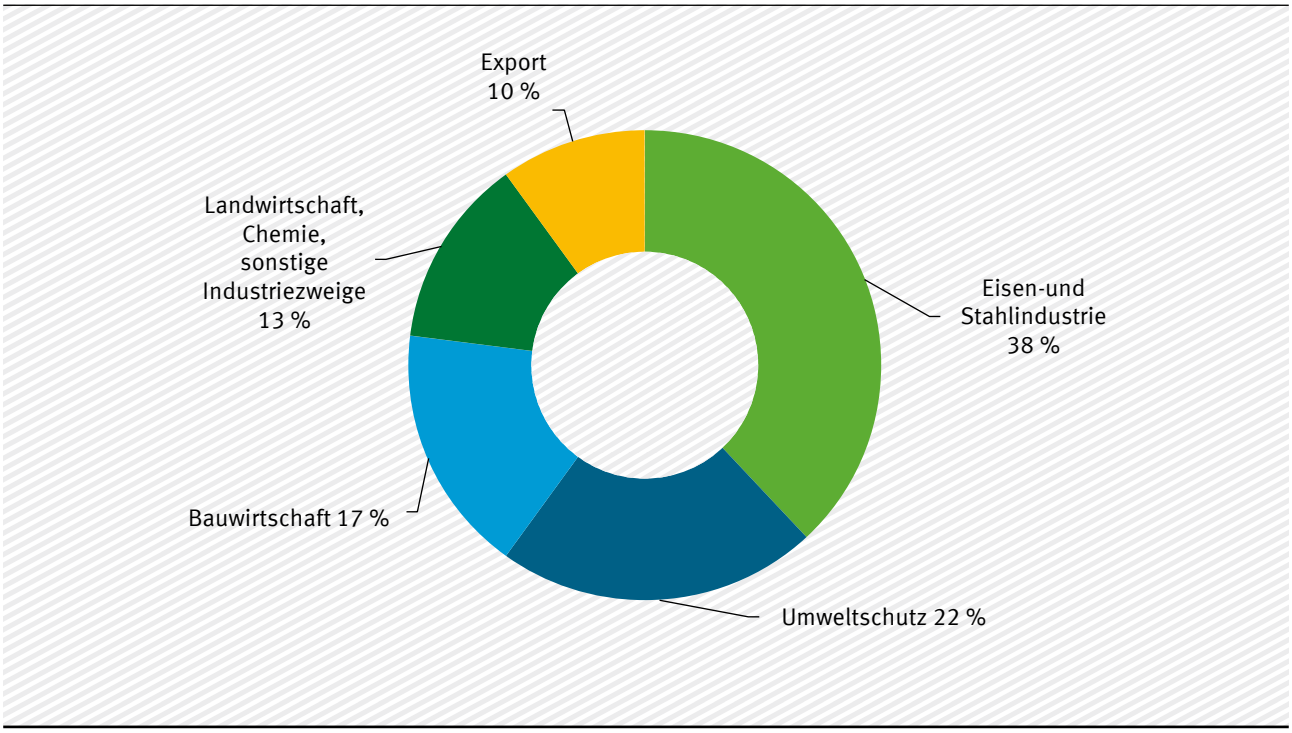
### D.8.1 Die deutsche Kalkindustrie

#### D.8.1.1 Kalkindustrie in Deutschland: Struktur und wirtschaftliche Bedeutung

Die Kalkindustrie stellt ungebrannte und gebrannte Produkte für zahlreiche Wirtschaftsbereiche her. Ungebrannte Kalkprodukte (Kalksteinschüttungen- oder mehle) kommen vorrangig im Baugewerbe (Straßen- und Wegebau), in der Eisen- und Stahlindustrie und bei Umweltschutzanwendungen zum Einsatz. Im Hinblick auf eine treibhausgasneutrale Umgestaltung der Kalkindustrie kommt der Herstellung der gebrannten Produkte eine herausragende Bedeutung zu. Bei diesem Prozess sind die mit Abstand größten Emissionen klimarelevanter Gase und Einsparpotenziale vorhanden. Die Hauptabsatzgebiete für gebrannte Produkte sind industrielle Anwendungen (z. B. in der Eisen- und Stahlin-

dustrie), die Baustoffindustrie und Umweltschutzanwendungen (u. a. bei der Rauchgasentschwefelung); (siehe Abbildung D-5).

Abbildung D-5: Einsatzgebiete gebrannter Kalkprodukte[279], eigene Darstellung




Die wesentlichen Prozessschritte der Kalkherstellung sind die Rohmaterialgewinnung- und -aufbereitung, das Brennen, die Veredelung der gebrannten Produkte (z. B. Mahlen des gebrannten Kalks und Herstellung von gelöschtem Kalk). Etwa 4.000 Mitarbeiter stellten im Jahr 2010 in rund 40 Betrieben in Deutschland etwa 6,4 Mio. Tonnen gebrannte Kalkprodukte (Branntkalk, Dolomitkalk, Sinterdolomit) her und erwirtschafteten einen Umsatz von 650 Mio. Euro.[280]

Tabelle D-32: Entwicklung der Kalkproduktion in Deutschland von 1990 bis 2010

| | | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kalkproduktion (ohne Sinterdolomit)[281 CLXIX] | [t] | 7.130.000 | 6.800.000 | 6.570.000 | 6.320.000 |
| Branntkalk[CLXX] | [t] | 6.773.500 | 6.460.000 | 6.241.500 | 6.004.000 |
| Dolomitkalk[CLXXI] | [t] | 356.500 | 340.000 | 328.500 | 316.000 |

CLXIX Laut Auskunft des Bundesverbandes der deutschen Kalkindustrie ist im RWI-Monitoringbericht die Sinterdolomitproduktion nicht berücksichtigt.

CLXX Im Rahmen dieser Ausführungen wird angenommen, dass durchschnittlich 5 % der Jahresproduktion auf Dolomitkalk und 95 % auf Branntkalk entfallen. Dies kann bedeuten, dass die Teilproduktionsmengen leicht über- bzw. leicht unterschätzt werden.

CLXXI Im Rahmen dieser Ausführungen wird angenommen, dass durchschnittlich 5 % der Jahresproduktion auf Dolomitkalk und 95 % auf Branntkalk entfallen. Dies kann bedeuten, dass die Teilproduktionsmengen leicht über- bzw. leicht unterschätzt werden.

### D.8.1.2 Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen der deutschen Kalkindustrie im Jahre 2010

#### Energieverbrauch der Kalkherstellung

Aufgrund des hohen spezifischen Energieeinsatzes und des hohen Gesamtenergiebedarfs gehört die Kalkindustrie in Deutschland zu den energieintensiven Industriebranchen. So betrug der Gesamtenergieverbrauch für die Produktion von Branntkalk und Dolomitkalk (ohne Sinterdolomit) in Deutschland im Jahr 2010 rund 8,25 TWh (29,7 PJ). Hiervon stammten rund 7,61 TWh (27,4 PJ), d. h. 93,3 %, aus fossilen Brennstoffen. Die restliche Energie wurde in Form von elektrischem Strom eingesetzt (0,64 TWh bzw. 2,3 PJ) – (siehe Tabelle D-33).[282] Dabei unberücksichtigt bleibt der Energieeintrag durch Sekundärbrennstoffe. Deren Anteil wird auf Basis vorliegender Erfahrungen für 2010 mit etwa 1 % am gesamten thermischen Energieeinsatz abgeschätzt. Für die weiteren Betrachtungen der Treibhausgasemissionen und die treibhausgasneutrale Gestaltung der Kalkindustrie ist dieser Anteil vernachlässigbar, so dass der Energieeinsatz aus Sekundärbrennstoffen in den weiteren Ausführungen nicht berücksichtigt wird.

Tabelle D-33: Entwicklung des Energieeinsatzes (ohne Sinterdolomit) in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2010[283]

| | | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Brennstoffenergie* | [PJ] | 36,0 | 33,2 | 28,6 | 27,4 |
| | [TWh] | 10,0 | 9,22 | 7,94 | 7,61 |
| | [%] | 93,3 | 93,0 | 92,3 | 92,3 |
| Fremdstromeinsatz | [PJ] | 2,6 | 2,5 | 2,4 | 2,3 |
| | [TWh] | 0,72 | 0,69 | 0,67 | 0,64 |
| | [%] | 6,7 | 7,0 | 7,7 | 7,7 |
| Gesamtenergieeinsatz[CLXXII] | [PJ] | 38,6 | 35,7 | 31,0 | 29,7 |
| | [TWh] | 10,72 | 9,92 | 8,61 | 8,25 |

Gebrannte Kalkprodukte werden in unterschiedlichsten Ofentypen hergestellt. In Deutschland sind mischgefeuerte Schachtöfen, Ringschachtöfen und Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Öfen (GGR-Öfen) die am häufigsten im Einsatz befindlichen Ofentypen. Darüber hinaus gibt es in Deutschland noch 4 Drehrohröfen zur Herstellung von Branntkalk, die aufgrund ihrer im Vergleich zu den anderen Ofentypen großen Produktionskapazität einen maßgeblichen Beitrag zur Gesamtproduktion an Branntkalk leisten.

Der höchste Energieaufwand bei der Herstellung von Branntkalk und Dolomitkalk wird für den Brennprozess benötigt. Der durchschnittliche Brennstoffenergiebedarf zur Herstellung einer Tonne Produkt (bezogen auf die Summe aus Branntkalk- und Dolomitkalkproduktion) betrug im Jahr 2010 ohne Berücksichtigung des Fremdstromeinsatzes 1,204 MWh/$t_{Produkt}$ (4.335 MJ/$t_{Produkt}$) – siehe Tabelle D-34.

Durch verschiedene Maßnahmen, wie die verbesserte Abdichtung der Öfen und Verminderung des Falschlufteintritts sowie Modernisierung von Öfen und anderen Anlagenteilen, konnte zwischen 1990 und 2010 der spezifische Gesamtenergiebedarf zur Herstellung einer Tonne Produkt um mehr als 10 % gesenkt werden – siehe Tabelle D-34.

CLXXII Ohne Berücksichtigung von Sekundärbrennstoffen.

Tabelle D-34: Spezifischer Energieeinsatz in der Kalkindustrie (ohne Sinterdolomit), eigene Berechnungen

| spezifischer Energieeinsatz [CLXXIII] | | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| gesamt | $MJ/t_{Produkt}$ | 5.414 | 5.250 | 4.718 | 4.699 |
| | $kWh/t_{Produkt}$ | 1.504 | 1.458 | 1.311 | 1.305 |
| Brennstoffe [CLXXIV] | $MJ/t_{Produkt}$ | 5.049 | 4.882 | 4.353 | 4.335 |
| | $kWh/t_{Produkt}$ | 1.403 | 1.356 | 1.209 | 1.204 |
| Strom | $MJ/t_{Produkt}$ | 365 | 368 | 365 | 364 |
| | $kWh/t_{Produkt}$ | 101,3 | 102,1 | 101,5 | 101,1 |

### Treibhausgasemissionen

$CO_2$-Emissionen treten sowohl prozess- als auch energiebedingt auf. Prozessbedingte $CO_2$-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) bzw. Dolimits ($CaMg(CO_3)_2 \rightarrow CaO \cdot MgO + 2CO_2$). Energiebedingte $CO_2$-Emissionen entstehen direkt durch die Verbrennung der Brennstoffe (thermisch bedingte Emissionen) und indirekt durch die Erzeugung der für die Kalkproduktion benötigten elektrischen Energie.

Unter der Annahme, dass der verwendete Kalkstein bzw. Dolomit keine Verunreinigungen enthält und vollständig entsäuert wird, können die prozessbedingten $CO_2$-Emissionen mit Hilfe der stöchiometrischen Faktoren in Höhe von 0,785 t $CO_2/t_{Branntkalk}$ bzw. 0,913 t $CO_2/t_{Dolomitkalk}$ berechnet werden. Für die Berechnung der $CO_2$-Emissionen in Tabelle D-35 wurde davon ausgegangen, dass 5 % der Gesamtproduktion auf Dolomitkalk entfallen. Die prozessbedingten $CO_2$-Emissionen für die gesamte deutsche Kalkproduktion (ohne Sinterdolomit) betrugen so im Jahr 2010 etwa 5 Mio. t. Die gesamten brennstoffbedingten $CO_2$-Emissionen lagen im Jahr 2010 bei etwa 2,34 Mio. t, wobei die spezifischen brennstoffbedingten $CO_2$-Emissionen je Tonne gebranntem Kalkprodukt durchschnittlich 371 kg betrugen.

Die durch die Produktion gebrannter Kalkprodukte (ohne Sinterdolomit) in Deutschland verursachten $CO_2$-Emissionen (ohne Berücksichtigung der $CO_2$-Emissionen aus der Fremdstromnutzung) lagen im Jahr 2010 insgesamt bei etwa 7,34 Mio. t – siehe Tabelle D-35.

CLXXIII Der spezifische Energieeinsatz ergibt sich aus dem Gesamtenergieeinsatz (siehe Tabelle D-33) bezogen auf die Summe aus Branntkalk- und Dolomitkalkproduktion (siehe Tabelle D-32).

CLXXIV Ohne Berücksichtigung von Sekundärbrennstoffen.

Tabelle D-35: Aus der Kalkproduktion in Deutschland (ohne Sinterdolomit) resultierende $CO_2$-Emissionen, eigene Berechnungen

| | | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| rohstoffbedingt* | | | | | |
| Branntkalk | t $CO_2/t_{Branntkalk}$ | 0,785 | 0,785 | 0,785 | 0,785 |
| | t $CO_2$ | 5.317.198 | 5.071.100 | 4.899.578 | 4.713.140 |
| Dolomitkalk | t $CO_2/t_{Dolomitkalk}$ | 0,913 | 0,913 | 0,913 | 0,913 |
| | t $CO_2$ | 325.485 | 310.420 | 299.921 | 288.508 |
| gesamt | t $CO_2$ | 5.642.682 | 5.381.520 | 5.199.498 | 5.001.648 |
| brennstoffbedingt** | | | | | |
| t $CO_2$/PJ | | 84.342 | 80.219 | 83.247 | 85.546 |
| t $CO_2$/ t $_{Produkt}$ | | 0,426 | 0,392 | 0,362 | 0,371 |
| t $CO_2$ | | 3.036.311 | 2.663.255 | 2.380.869 | 2.343.950 |
| elektrisch bedingt*** | | | | | |
| t $CO_2$/PJ | | 151.111 | 151.111 | 151.111 | 151.111 |
| t $CO_2$ | | 392.889 | 377.778 | 362.667 | 347.556 |
| Gesamtemissionen | | | | | |
| t $CO_2$ | | 9.071.882 | 8.422.553 | 7.943.034 | 7.693.154 |

Basisdaten und Annahmen für die Berechnungen:

* rohstoffbedingte $CO_2$-Emissionen:
Die Berechnung der rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen erfolgt unter Berücksichtigung der Produktionsmengen aus Tabelle D-32 und der angegebenen $CO_2$-Emissionsfaktoren.

** brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen:
- Brennstoffeinsätze – Quelle: RWI (2010)[284]: S. 162.
- Emissionsfaktoren für Brennstoffe – Quelle: Umweltbundesamt (2011)[285]: Tabelle 281.
- Emissionsfaktor für sonstige Brennstoffe = Durchschnitt der Emissionsfaktoren der anderen Brennstoffe
- Die Gesamtemissionen ergeben sich aus der Summe der $CO_2$-Emissionen der einzelnen Brennstoffe.
- Der produktspezifische Emissionsfaktor t $CO_2/t_{Produkt}$ ergibt sich aus den brennstoffbedingten $CO_2$-Emissionen bezogen auf die Summe aus Branntkalk- und Dolomitkalkproduktion nach Tabelle D-32.

*** elektrisch bedingte $CO_2$-Emissionen:
- Emissionsfaktor Strom 544.000 t $CO_2$/TWh (Bezugsjahr 2010) – Quelle: Umweltbundesamt[286]

## D.8.2 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in den Quellgruppen und Subquellgruppen

Durchschnittlich zwei Drittel der $CO_2$-Emissionen werden durch Entsäuerung des Kalksteins beim Brennen freigesetzt. Diese Emissionen sind direkt an die Produktionsmenge gekoppelt, da eine Modifikation des Kalksteins (abgesehen von in kleinen Bandbreiten schwankenden Verunreinigungen) und eine damit einhergehende Reduzierung der $CO_2$-Emissionen nicht möglich sind. Eine Minderung ginge daher direkt mit einem Produktionsrückgang einher.

Der spezifische thermische und elektrische Energieverbrauch lassen sich durch verschiedene Effizienzmaßnahmen senken. Dabei wurde in den letzten Jahren neben einzelnen Anlagenmodernisierungen im Wesentlichen auf organisatorische Maßnahmen (z. B. Optimierung des Ofenbetriebs, Schulungen für Personal) und Einführung von Energiemanagementsystemen gesetzt.[287]

Die wesentlichen Ansätze für eine zukünftige Erhöhung der Energieeffizienz und Treibhausgasminderung in der Kalkindustrie sind:

- Abwärmenutzung an Kalkbrennöfen;
- Einsatz energieeffizienter Maschinen und Anlagen (z. B. Brecher, Mühlen – insbesondere bei Neuanlagen auch Einsatz energiesparender Öfen).

Darüber hinaus können die energiebedingten Emissionen durch die Umstellung auf regenerative Energieträger langfristig vermieden werden.

### D.8.3 Die deutsche Kalkindustrie 2050

Insbesondere die Branntkalkproduktion im Jahr 2050 wird stark von den Entwicklungen in anderen Industriebereichen beeinflusst.

Von besonderer Bedeutung ist die Eisen- und Stahlerzeugung, auf die im Jahr 2010 etwa 38 % der Produktion gebrannter Kalkprodukte entfielen (siehe Abbildung D-5). Eine nahezu treibhausgasneutrale Eisen- und Stahlindustrie mit hoher Energieeffizienz und niedrigem Energieverbrauch ist nur durch die vollständige Umstellung auf die Elektrostahlerzeugung möglich (siehe Abschnitt 2 Stahlindustrie, Kapitel D.2). Dies hat auch direkte Auswirkungen auf die Kalkproduktion im Jahr 2050.

Im Jahr 2010 wurde etwa ein Drittel der Stahlproduktion in Elektrolichtbogenöfen erzeugt; die anderen zwei Drittel als Oxygenstahl über den Roheisenpfad (siehe Abschnitt 2 Stahlindustrie, Kapitel D.2). Für die Herstellung einer Tonne Oxygenstahl werden heute etwa insgesamt 60–90 kg Branntkalk pro Tonne Stahl eingesetzt. Beim Elektrostahlverfahren sind es 40–50 kg pro Tonne Stahl.[288] Unter der Annahme, dass die Stahlproduktion im Vergleich zum Jahr 2010 stabil bleibt, werden im Jahr 2050 45.000.000 t Stahl im Elektrostrahlverfahren erzeugt. Daraus resultiert eine durchschnittliche Minderung des Branntkalkeinsatzes um 900.000 t pro Jahr. Dies entspricht etwa 15 % der heutigen Branntkalkproduktion.

Auch in weiteren Bereichen ist mit einem starken Rückgang des Branntkalkeinsatzes zu rechnen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Wegfall der auf Basis fossiler Brennstoffe betriebenen Kraftwerke wird im Jahr 2050 für den Bereich Umweltschutz weniger Branntkalk benötigt. Dies würde bedeuten, dass 70 % weniger Branntkalk in den Bereich Umweltschutz fließt. Bezogen auf das Jahr 2010 würde sich der Branntkalkeinsatz im Jahr 2050 um 980.000 t reduzieren. Dies entspricht etwa 16,3 % der Produktion von Branntkalk im Jahr 2010. Unter Berücksichtigung der Annahmen zum Branntkalkeinsatz in der Eisen- und Stahlindustrie und im Umweltbereich und ohne Berücksichtigung von Produktionsrückgängen in weiteren Bereichen ergibt sich für das Jahr 2050 ein Produktionsrückgang um etwa 31 % auf 4,12 Mio. t Branntkalk. Die rohstoff- und damit prozessbedingten $CO_2$-Emissionen der Branntkalkproduktion würden in gleicher Höhe reduziert und lägen im Jahr 2050 bei 3,24 Mio. t.

Unter der Annahme, dass die Dolomitkalkproduktion im Vergleich zum Jahr 2050 konstant bleibt, lägen auch die rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen unverändert bei 0,29 Mio. t (siehe Tabelle D-35). Die

rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen aus der Produktion gebrannter Kalkprodukte (ohne Sinterdolomit) lägen dann im Jahr 2050 bei insgesamt 3,53 Mio. t. Dies entspricht im Vergleich zum Jahr 2010 einer Reduzierung um 30 %.

Unter Berücksichtigung der abgeschätzten Produktionsmengen und unter der Annahme, dass der spezifische Brennstoffbedarf (siehe Tabelle D-34) durch Effizienzmaßnahmen bis zum Jahr 2050 durchschnittlich um 20 % gesenkt werden könnte, läge der Energiebedarf der deutschen Kalkindustrie (ohne Fremdstromnutzung) bei insgesamt 4,3 TWh (15,4 PJ). Es wird angenommen, dass als Energieträger regeneratives Methan in Frage kommt.

Geht man davon aus, dass der spezifische Bedarf an Fremdstrom (siehe Tabelle D-34) um 10 % gesenkt werden kann, werden im Jahr 2050 von der deutschen Kalkindustrie (ohne Sinterdolomit) noch etwa 0,4 TWh Fremdstrom bezogen. Der Gesamtenergiebedarf für die Produktion gebrannter Kalkprodukte (ohne Sinterdolomit) läge damit theoretisch bei 4,7 TWh pro Jahr.

Tabelle D-36: Produktion und Endenergieverbrauch der deutschen Kalkindustrie (ohne Sinterdolomit) für die Jahre 2010 und im UBA THGND 2050 – Szenario

| | Produktion in Mio. t/a | gesamter Endenergieverbrauch in TWh/a | Strom in TWh/a | Primärbrennstoffe in TWh/a | Rohstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in Mio. t |
|---|---|---|---|---|---|
| Gesamtproduktion 2010 (ohne Sinterdolomit) | 6,32 | 8,25 | 0,64 | 7,61 | 5,00 |
| Branntkalk | 6,00 | | | | 4,71 |
| Dolomitkalk | 0,32 | | | | 0,29 |
| Gesamtproduktion 2050 (ohne Sinterdolomit) | 4,44 | 4,7 | 0,4 | 4,3 | 3,53 |
| Branntkalk | 4,12 | | | | 3,24 |
| Dolomitkalk | 0,32 | | | | 0,29 |

### D.8.4 Zusammenfassung

Von einer grundlegenden Veränderung der Produktionsprozesse in der Kalkindustrie bis zum Jahr 2050 wird nicht ausgegangen. Allerdings ist es sehr wahrscheinlich, dass die Energieeffizienz des Herstellungsprozesses erheblich gesteigert werden kann. Unter Berücksichtigung eines angenommenen Produktionsrückganges um etwa 30 % und unter der Annahme, dass durch Umsetzung von Effizienzmaßnahmen (z. B. Neubau von Öfen) der spezifische Brennstoffenergiebedarf um 20 % gesenkt werden kann, liegt der Gesamtbrennstoffbedarf der deutschen Kalkindustrie (ohne Sinterdolomit) im Jahr 2050 bei 4,3 TWh/a. Dies entspricht gegenüber dem Jahr 2010 einer Reduzierung um mehr als 40 %. Auch der Fremdstrombezug kann unter den getroffenen Annahmen deutlich reduziert werden. Es verbleiben prozessbedingte $CO_2$-Emissionen in Höhe von 3,5 Mio. t/a.

# D.9 Zellstoff- und Papierindustrie

## D.9.1 Darstellung der Zellstoff- und Papierindustrie

### D.9.1.1 Struktur und wirtschaftliche Bedeutung der Zellstoff- und Papierindustrie

In Deutschland werden ca. 3000 verschiedene Papiersorten produziert. Dabei gibt es folgende vier Hauptsortenbereiche:

- Graphische Papiere,
- Papier, Karton und Pappe für Verpackungszwecke,
- Hygiene-Papiere,
- Papiere und Pappe für spezielle technische Verwendungszwecke.

Weltweit werden jährlich rund 394 Mio. Tonnen (2010) Papier, Karton und Pappe produziert. In Deutschland betrug die gesamte Produktion von Papier, Karton und Pappe in 2011 22,7 Mio. Tonnen.[289] Sie sank damit um 1,6 % im Vergleich zum Vorjahr. Davon waren 45 % Verpackungspapiere, 43 % graphische Papiere, 7 % Spezialpapiere sowie 6 % Hygiene-Papiere.

Die deutsche Zellstoff- und Papierindustrie erwirtschaftete im Jahr 2011 einen Umsatz von 14,4 Mrd. €. Die Branche besteht aus ca. 160 Betrieben mit 41.100 Mitarbeitern. Die deutsche Papierindustrie ist damit Europas größter Papierproduzent vor Finnland und Schweden. Sie rangiert weltweit an vierter Stelle nach China, USA und Japan. Die Entwicklung der Branche ist neben der Produktionsmenge durch Kennzahlen wie Umsatz, Anzahl der Betriebe und Beschäftigte von 1990 bis 2011 in Tabelle D-37dargestellt. Seit 2005 pendelt die Produktionsmenge je nach wirtschaftlicher Lage um die 22 Mio. Tonnen. Es ist davon auszugehen, dass die Gesamtproduktion der Papierindustrie zukünftig leicht zurück gehen wird. Dieser Rückgang ist auf die zunehmende Digitalisierung ehemaliger Printmedien wie z. B. Tageszeitungen zurückzuführen.

Tabelle D-37: Übersicht über Kennzahlen der Zellstoff- und Papierindustrie[289]

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2009 | 2010 | 2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Umsatz [Mrd. €] | n.V. | 10,5 | 12,8 | 13 | 12,3 | 14,3 | 15,5 |
| Produktionsmenge in 1.000 t | 12.773 | 14.827 | 18.182 | 21.679 | 20.870 | 23.062 | 22.690 |
| Betriebe | 291 | 193 | 184 | 191 | 169 | 167 | 167 |
| Beschäftigte | 82.600 | 47.500 | 45.800 | 45.900 | 42.000 | 41.500 | 41.100 |

Die Entwicklung der Branche ist in den einzelnen Sortenbereichen sehr unterschiedlich. Die Verpackungspapiere stellen mit einem Anteil von 45 % das größte Segment dar und befinden sich seit Jahren im Aufschwung, während die Produktion der graphischen Papiere mit 42,5 % seit 2005 rückläufig war. Der Aufschwung der Verpackungspapiere (+0,1 % in 2011) hat bisher die Abnahme der graphischen Papiere (–4 % in 2011) kompensiert. In den kommenden Jahren wird dieser Effekt für eine Übergangszeit wegen des starken Rückgangs bei den Druckpapieren und des geringeren Wachstums der Verpackungspapiere nicht mehr ausreichen. Es wird erwartet dass der starke Rückgang nach einigen Jahren nachlässt und sich die Produktion auf einem niedrigeren Niveau einpendelt. Die Ent-

wicklung der produzierten Mengen von 1990 bis 2010 ist, soweit verfügbar, in der folgenden Tabelle für die einzelnen Produktgruppen getrennt ausgewiesenen.

Tabelle D-38: Produktionsmengen in 1.000 Tonnen der Unterbranchen von 1990 bis 2010[290]

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Graphische Papiere** | 6.065 | 7.454 | 9.134 | 10.545 | 10.038 |
| **Papier Karton und Pappe für Verpackungszwecke** | 4.835 | 5.480 | 6.733 | 8.498 | 10.203 |
| **Hygienepapiere** | 873 | 877 | 1.017 | 1.188 | 1.343 |
| **Papier und Pappe für spezielle Zwecke** | 4.835 | 5.480 | 6.733 | 8.498 | 10.203 |
| **Herst. v. Sulfatzellstoff** | 0 | 0 | 0 | 796 | 924 |
| **Herst. v. Sulfitzellstoff**[6] | 1.105 | 718 | 621 | 613 | 590 |
| **Herst. v. Holzstoff** | 1.616 | 1.266 | 1.342 | 1.468 | 1.239 |

### D.1.2 Herstellungsprozesse

**Die Rohstoffe** für die Papierherstellung in Deutschland sind neben Mineralstoffen und Additiven 16 Mio. t Sekundärfaserstoffe (Altpapier) und 5,9 Mio. t Primärfaserstoffe (Zellstoff und Holzstoff).

Im Jahr 2011 wurden in dieser Branche ca. 10.659.000 Festmeter Holz (ohne Rinde) eingesetzt. Dabei fielen 432.000 t Rinde an, die in den eigenen Anlagen zur Energieerzeugung genutzt werden.

Holz besteht knapp zur Hälfte aus Zellulosefasern. Weitere Bestandteile sind Lignin und Hemicellulose, die wie ein Kitt zwischen den Zellulosefasern liegen. Es gibt unterschiedliche Methoden, Holz aufzuschließen und die Zellulosefasern für die Papierherstellung zu nutzen.

Das Herauslösen der einzelnen Fasern aus dem Holz, die **Zellstoffherstellung**, ist mit einem Energieverbrauch von ca. 5 MWh pro Tonne Zellstoff der energieintensivste Schritt der Papierherstellung. Um den Zellstoff zu gewinnen, werden Holzhackschnitzel über mehrere Stunden mit Lösungsmitteln wie Natronlauge und Natriumsulfid bei bis zu 190 °C gekocht. So lassen sich Lignin und Hemicellulose herauslösen, die als Energieträger für den Kochprozess dienen. Die so gewonnene Energie reicht mengenmäßig aus um den Energiebedarf der Zellstoffherstellung vollständig zu decken.

Wichtigster Primärfaserstoff für Papier ist mit 3.9 Mio. t Sulfatzellstoff. Daneben werden 0,7 Mio. t Sulfitzellstoff eingesetzt. Das überwiegend angewandte Sulfatverfahren verwendet andere Kochchemikalien als das Sulfitverfahren. Die Zellstoffe haben unterschiedliche Eigenschaften und werden für verschiedene Papiersorten verwendet.

Der dritte Primärfaserstoff ist **Holzstoff**. Dieser macht mit 1,3 Mio. t rund 22 % der hierzulande eingesetzten Primärfasern aus. Er entsteht, wenn Holz unter Zugabe von Wasser und zum Teil unter hohem Druck zerfasert wird. Anders als bei der Zellstofferzeugung werden Lignin und Hemicellulose nicht entfernt. Das ergibt zwar eine Ausbeute von nahezu 100 %, doch die Qualität von Holzstoffpapieren ist schlechter. Deshalb wird Holzstoff vor allem für kurzlebige Produkte genutzt, zum Beispiel für

Werbebeilagen- und Magazinpapiere. Die Herstellung von Holzstoff ist sehr energieintensiv. Der Holzstoff wird direkt nach der Gewinnung zu Papier verarbeitet. Der Energieverbrauch für die Produktion von einer Tonne holzstoffhaltigen Magazinpapiers beträgt bis zu 3 MWh/t Strom und zusätzlichen 0,8 MWh/t Wärme.

Insgesamt machen die Primärfaserstoffe nur 27 % der eingesetzten Faserstoffe aus. Der größere Anteil von 73 % sind Sekundärfasern (Altpapier) mit insgesamt 16 Mio. t.

Beim Papierrecycling wird das Altpapier mit Wasser aufgelöst, papierfremde Stoffe wie Heftklammern werden aussortiert, Druckfarben entfernt und anschließend wieder getrocknet. Die Herstellung eines Recyclingpapiers verbraucht mit 2 MWh/t deutlich weniger Energie als ein Primärfaserpapier.

Papierfasern lassen sich ca. 6– bis 7-mal recyceln. Mit jedem Kreislauf nimmt die Qualität der Faser ab. Das bedeutet, dass für die Aufrechterhaltung des Papierkreislaufes ein kontinuierlicher Zufluss von Primärfasern in Höhe von 20 % erforderlich ist. Der Recyclinganteil der deutschen Papierindustrie lässt sich also nicht beliebig weit erhöhen, könnte aber noch um ca. 10 % ansteigen.

Aus den beschriebenen Rohstoffen werden unterschiedliche Produkte hergestellt, die sich in Herstellungsprozessen und Umweltrelevanz wesentlich unterscheiden:

- Sulfatzellstoff z. B. als Armierungsfaser (hohe Festigkeit) für Papiere mit hohen Festigkeitsanforderungen,
- Sulfitzellstoff z. B. für Papiere mit geringeren Festigkeitsanforderungen und Hygienepapiere,
- Holzstoffhaltige Papiere gestrichen/ungestrichen z. B. Werbebeilagen, preiswertes Magazinpapier,
- Holzstofffreie Papiere gestrichen/ungestrichen z. B. graphische Primärfaserpapiere aus Zellstoff,
- Altpapierhaltige Papiere mit Deinking z. B. Recyclingpapier, Zeitungsdruckpapier,
- Altpapierhaltige Papiere ohne Deinking z. B. Karton, Verpackungspapiere.

Die eigentliche Papierherstellung aus den beschriebenen Rohstoffen läuft wie folgt ab: Zunächst werden die Faserstoffe aufgelöst, mit Sieben sortiert und danach mit Hilfsstoffen und Füllstoffen versetzt. Die Fasern werden anschließend in der Papiermaschine über Zylinder geführt, die mit Dampf beheizt werden und damit indirekt die Fasern zunächst pressen und anschließend trocknen. An die Papiermaschine schließt sich, je nach Papierprodukt, eine Streichmaschine an. Die Herstellung erfolgt entweder in integrierten Papierfabriken, d. h. die Faserherstellung und Papierherstellung erfolgt in derselben Anlage (Holzstoffwerke und die meisten altpapierverarbeitenden Anlagen) oder in nicht integrierten Anlagen, wo Faserherstellung und Papierherstellung in getrennten Anlagen (z. B. die deutschen Sulfatzellstoffanlagen) durchgeführt werden. Während in integrierten Anlagen der Faserstoff in flüssigem Zustand zu Papier verarbeitet wird, muss in nicht integrierten Anlagen der Faserstoff vor dem Transport in die Papierfabrik noch getrocknet werden. Hierfür ist zusätzliche Wärme erforderlich.

### D.9.1.3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche der Zellstoff- und Papierindustrie bis 2011

Der Endenergieverbrauch der Zellstoff- und Papierindustrie betrug 2010 72,4 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 10,3 % am Gesamtverbrauch der Industrie in 2010 von 702,38 TWh. Die Branche zählt damit zu den fünf energieintensiven Branchen.

Die 72,4 TWh der Papierindustrie teilten sich auf in den Verbrauch von Brennstoffen und Fremdwärme in Höhe von 60,70 TWh und die Verwendung von Strom in Höhe von 11,72 TWh. Eine genauere Auflistung ist Tabelle D-39 zu entnehmen.

Tabelle D-40 zeigt die Entwicklung der Endenergieverbräuche und Treibhausgasemissionen der Papier- und Zellstoffindustrie von 1990 bis 2010. Zu sehen ist ein Anstieg des Endenergieverbrauchs von ca. 28,8 TWh (66 %). Gleichzeitig stieg die Produktion in diesem Zeitraum von 12,8 Mio. t auf 23,1 Mio. t um 80 %. Der spezifische Energieeinsatz bezogen auf eine Tonne Papier[CLXXV] ist somit von 3,4 MWh auf 3,1 MWh gesunken.

In der Zellstoff- und Papierindustrie entstehen keine bzw. nur vernachlässigbar geringe prozessbedingte THG-Emissionen.[291] Der Zellstoff- und Papierindustrie zuzuschreibende Emissionen stammen aus der Bereitstellung von Energie in Form von Strom und Wärme. Der Energieverbrauch für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Druckerzeugnissen wird im NIR nur für Ersatzbrennstoffe unter 1A2d detailliert abgebildet, wobei diese in großem Umfang eingesetzt werden. Der überwiegende Teil der im Sektor eingesetzten Ersatzbrennstoffe besteht aus Holz- und Zellstofffasern und damit aus (Abfall)-Biomasse.

Emissionen aus dem Einsatz von Regelbrennstoffen in Prozessfeuerungen sowie Emissionen der Eigenstromerzeuger sind nicht gesondert im NIR ausgewiesen, sondern werden unter 1.A.2.f Sonstige zusammengefasst berichtet. Dies folgt der Systematik der Energiebilanz. Dem Gegenüber legt der Verband deutscher Papierfabriken jedes Jahr eine Verbandstatistik vor, die auch detaillierte Energieverbrauchsdaten enthält. Nachfolgend wird auf diese Verbandsdaten Bezug genommen.

Tabelle D-39: Derzeitiger Endenergieverbrauch (EEV) in der Zellstoff- und Papierindustrie[289] aufgeteilt nach Energieträger und Energiebedarf

| | Gesamt | Brennstoffe/ Fremdwärme | Steinkohlen | Braunkohlen | Mineralöle | Gase | Erneuerbare[CLXXVI] | Sonstige | Strom |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| EEV für 2010 in TWh | 72,419 | 63,37 | 5,344 | 1,287 | 0,380 | 33,23 | 13,779 | 6,675 | 11,721 |
| THG-Emissionen für 2010 in t $CO_2$ | 18.717.883 | 10.936.054 | 1.795.447 | 459.603 | 105.443 | 6.679.610 | 0 | 1.895.951 | 7.781.829 |

CLXXV Der spezifische Energieeinsatz berechnet sich aus dem Endenergieverbrauch der gesamten Zellstoff- und Papierindustrie geteilt durch die Menge produziertem Papier in Deutschland. Zellstoff wird nicht gesondert ausgewiesen, da es sich um einen Rohstoff für die Papierherstellung handelt, der direkt in diese einfließt. Die Energieverbräuche der einzelnen Produktgruppen und Rohstoffe unterscheiden sich erheblich. Siehe dazu auch Kapitel D.9.1.2.

CLXXVI Erneuerbare bedeutet hier: regenerative Brennstoffe, die überwiegend aus branchenspezifischen Prozessen stammen, z. B. Ablauge, Rinde, Faserschlämme, Biogase aus der anaeroben Abwasserbehandlung, sonstige Reststoffe. b Es wurden folgende branchespezifische Umrechnungsfaktoren aus dem Leistungsbericht des Verbandes Deutscher Papierfabriken für die Berechnung der $CO_2$-Mengen (MWh → t $CO_2$) verwendet: Steinkohle 0,336; Braunkohle 0,357; Heizöl 0,277; Gas 0,201; Fremdwärme 0,284; „fossiler“ Strom 0,670.

Tabelle D-40: Endenergieverbräuche (EEV) und THG-Emissionen der Zellstoff und Papierindustrie 1990–2010[289]

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| EEV in TWh | 43,594 | 48,395 | 49,564 | 66,12 | 72,419 |
| THG-Emissionen[CLXXVII] in t $CO_2$ | mind. 12.198.215 | 14.159.785 | 15.181.970 | 18.687.300 | 18.717.883 |

## D.9.2 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für Treibhausgasminderungen in der Zellstoff- und Papierindustrie

Da in der Zellstoff- und Papierindustrie keine prozessbedingten THG-Emissionen entstehen, sind hier keine Minderungsmaßnahmen nötig und möglich. Eine Minderung der energiebedingten emittierten THG ist durch unterschiedliche Maßnahmen zur Senkung des Verbrauchs von Frischdampf und elektrischer Energie und zur Steigerung der anlageninternen Erzeugung von Dampf und Strom möglich:

- Steigerung der Energieeffizienz durch folgende Techniken:[292 293]
  - Einsatz von energiesparenden Refinern (Zerfaserungsaggregate zur Holzstoffgewinnung)
  - optimale Dimensionierung aller Aggregate
  - Überwachung von Sperrwassermengen mit Durchflussbegrenzern
  - Einsatz von energiesparenden Antriebssystemen in der Papiermaschine (z. B. für den Antrieb von Walzen zum Transport der Papierbahn)
  - Kontrolle von Druckluftnetzen
  - Produktionssteigerung oder Dampfeinsparung durch höhere Bahntemperatur und verbesserte Entwässerung der Pressen
  - Mehrfache Wärmerückgewinnung
- Anlagen zur Herstellung von Faserstoffen können ihren Bedarf an Wärme und elektrischer Energie zu einem großen Teil durch die Nutzung der (Abfall)-Biomasse[CLXXVIII] in Form von Ablauge aus der Zellstoffkochung, Rinde und Holzabfällen sowie Faserschlämmen decken. In integrierten Anlagen besteht jedoch Bedarf an zusätzlichem Dampf und zusätzlicher elektrischer Energie, die entweder in Anlagen vor Ort oder an anderen Standorten erzeugt werden.
- Erhöhung des Anteils an Altpapier als Faserstoff um weitere 10 % auf 83 %.

Der Einsatz fester Brennstoffe in der Branche ist sehr gering. Ein Großteil der Energie wird über Gas und Strom bereitgestellt (siehe Tabelle D-39), Von daher ist zu erwarten, dass eine vollständige Umstellung auf regenerative Energieträger möglich ist, wie z. B. auf Methan und regenerativ erzeugten Wasserstoff bzw. regenerativ erzeugten Strom. Hinzu kommt, dass in der Zellstoff- und Papierbranche mit fast 20 % der Anteil regenerativer Brennstoffe wie Ablauge, Rinde, Faserschlämme oder Biogas bereits sehr hoch ist. Langfristig wird erwartet, dass dieser Anteil weiterhin deutlich erhöht werden kann.

CLXXVII Es wurden folgende branchespezifische Umrechnungsfaktoren aus dem Leistungsbericht des Verbandes Deutscher Papierfabriken für die Berechnung der $CO_2$-Mengen (MWh → t $CO_2$) verwendet: Steinkohle 0,336; Braunkohle 0,357; Heizöl 0,277; Gas 0,201; Fremdwärme 0,284; „fossiler“ Strom 0,670.

CLXXVIII Diese sogenannte (Abfall)-Biomasse stammt aus den Nicht-Zellulose- Bestandteilen Rohstoffes Holz oder den aussortierten minderwertigen Fasern bei der Altpapieraufbereitung. Diese Stoffe werden auch 2050 noch bei der Gewinnung der Faserstoffe in der Zellstoff- und Papierindustrie zur Verfügung stehen.

### D.9.3 Darstellung der Zellstoff- und Papierindustrie 2050

Die voraussichtlichen Energiebedarfe der Zellstoff- und Papierindustrie für das Jahr 2050 sind in Tabelle D-41 dargestellt. Für die Steigerung der Energieeffizienz wird langfristig ein Faktor von 2, d. h. eine Halbierung des Energiebedarfs gewählt. Die jährliche Wachstumsrate wird mit 0 % angenommen. Es wird weiterhin angenommen, dass langfristig (nach dem Abflachen der derzeitigen Trends) das Wachstum im Bereich der Verpackungs-, Hygiene- und Spezialpapiere auch zukünftig durch sinkende Produktionszahlen für die graphischen Papiere kompensiert werden kann, so dass daraus für die Branche mindestens ein Null-Wachstum resultiert. Innerhalb Deutschlands ist eine stabile, wenn nicht sogar aufgrund der sinkenden Bevölkerungszahlen eine leicht nachlassende Nachfrage zu erwarten. Als Grundlage dienen die Daten des VDP Leistungsberichtes. Außerdem wird angenommen, dass auf Grund der abnehmenden Faserqualität nur noch eine geringe Steigerung des Altpapieranteils möglich ist. Der Holzbedarf von 10.659.000 Festmetern Holz und 432.000 t Rinde könnte aus diesem Grund und durch eine leichte Effizienzsteigerung in geringem Umfang sinken. Im Wesentlichen kann der Holzbedarf durch Wald- und Schwachholz entsprechend des im Kapitel 0 dargestellten Potenzial bereitgestellt werden[CLXXIX].

### D.9.4 Zusammenfassung der Zellstoff- und Papierindustrie

Die Zellstoff- und Papierindustrie wird langfristig gesehen so gut wie keine THG-Emissionen mehr ausstoßen. Es werden schon heute keine relevanten prozessbedingten Emissionen freigesetzt. Langfristig kann eine vollständige technische Umstellung auf regenerative Brennstoffe und Strom erfolgen, sodass auch hier keine THG-Emissionen mehr entstehen.

In der Zellstoff- und Papierindustrie werden bei Erfüllung der Annahmen von einer Steigerung der Energieeffizienz mit Faktor 2 und einem jährlichen Wachstum von 0 % sowie einer leichten Steigerung des Altpapieranteils auf 83 % im Jahr 2050 ca. 37,6 TWh Energie benötigt.

Tabelle D-41: Voraussichtlicher Endenergieverbrauch in der Zellstoff- und Papierindustrie im UBA THGND 2050 – Szenario aufgeteilt nach Energieträger und Energiebedarf[CLXXX]

| Jahr | EEV Gesamt in TWh | Brennstoffe | reg. Methan | Abfallbiomasse[CLXXXI] | reg. Strom |
|---|---|---|---|---|---|
| 2050 | 37,6 | 31,7 | 16,6 | 15,1 | 5,9 |

CLXXIX Bei einem durchschnittlichen Heizwert für lufttrockenes Holz von 15,5 MJ/kg ergibt sich ein jährlicher Bedarf von rund 172 PJ.

CLXXX Die Berechnungen basieren auf Verbandszahlen und den Annahmen einer Effizienzsteigerung um den Faktor 2, 0 % durchschnittlichen jährlichen Wachstums sowie eines leichten Anstiegs des Altpapiereinsatzes.

CLXXXI Abfallbiomasse bedeutet hier: regenerative Brennstoffe, die überwiegend aus branchenspezifischen Prozessen stammen, z. B. Ablauge, Rinde, Faserschlämme, Biogase aus der anaeroben Abwasserbehandlung, sonstige Reststoffe.

# D.10 Nahrungsmittelindustrie

## D.10.1 Darstellung der Nahrungsmittelindustrie

Der im Folgenden verwendete Begriff „Nahrungsmittelindustrie“ umfasst die Herstellung von Nahrungsmitteln und Getränken. Die z. T. in den Wirtschaftszweig mit integrierter Tabakverarbeitung wird aufgrund fehlender Informationen über eingesetzte Techniken/Produktionsprozesse, Energiebedarfe und THG-Emissionen nicht betrachtet.

Die Nahrungsmittelindustrie verarbeitet einen wesentlichen Teil der Agrarerzeugnisse. Die Produkte werden auf dem Binnenmarkt oder über Exporte vertrieben. Im Jahr 2010 wurde ein Umsatz von 164,9 Mrd. € erwirtschaftet. Davon wurden 28,78 Mrd. € im Ausland umgesetzt, dies entsprach einem Anteil von ca. 17 %. Die Branche war auf 5882 Betriebe aufgeteilt, in denen 551.280 Beschäftigte arbeiteten.[294] Sie ist zum großen Teil durch kleine und mittelständische Betriebe geprägt. Die drei umsatzstärksten Unterbranchen im Jahr 2011 waren die Produktion von Fleisch und Fleischprodukten mit 23,02 % Anteil am Gesamtumsatz von 163,3 Mrd. €, die Produktion von Milch und Milchprodukten mit 15,91 % Anteil am Umsatz und die Produktion von Backwaren mit 9,03 % am Umsatz. Das Branchenwachstum geht auf das Exportwachstum zurück, im Inland bleibt die Branche langfristig gesehen stabil.[295] Die Entwicklung der Branche ist durch Kennzahlen wie Umsatz, Beschäftigte und Anzahl der Betriebe von 1995 bis 2010 in Tabelle D-42 dargestellt.

Tabelle D-42: Übersicht über Kennzahlen zur Nahrungsmittelindustrie, Quelle: Statistisches Bundesamt 2011[296]; Statistisches Bundesamt 2012[297]

| | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| Umsatz [Mrd. €] | 128 | 137 | 153 | 164,9 |
| Betriebe | 5126 | 6167 | 5956 | 5882 |
| Beschäftigte | 539154 | 566386 | 532945 | 551280 |

Die Produktionsmengen der einzelnen Unterbranchen weisen für die Zeit zwischen 1990 und 2010 einen unterschiedlichen Verlauf auf. Besonders deutlich ist mehr als Verdoppelung der Produktionsmengen in der Herstellung von Backwaren zwischen 1990 und 2010 und die Zunahme in der Fleischverarbeitung von 2000 bis 2010 um ein Drittel, während etwa die Unterbranchen Stärkeproduktion und Milchverarbeitung schwankende Entwicklungen ausweisen. Die Entwicklung der Produktionsmengen hängt vor allem bei der Herstellung von Fleisch und Fleischprodukten sowie der Herstellung von Milch und Milchprodukten eng mit dem Export der Produkte zusammen. Beide Unterbranchen haben die größten Anteile am Gesamtwert 2011.[298]

Tabelle D-43: Entwicklung der Produktionsmengen in ausgewählten Unterbranchen von 1990 bis 2010[CLXXXII]

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Fleischverarbeitung [1000 t][299] | | | 6553,7 | 7216,5 | 8726,3 |
| Angelieferte Milchmenge [1000 t][300] | 28.722 | 26.966 | 27.211 | 27.663 | 29.076 |
| Herstellung v. Stärke [Mio. t][301, 302] | | | | 1,51 | 1,41 |
| Herst. v. Backwaren [t][303] | 2.498.981 | 3.131.453 | 4.163.933 | 4.972.587 | 5.356.104 |
| Herst. v. Zucker[304] (verarbeitete Rüben)[305] [Mio t] | 3,45 (30,5) | 4,40 (26,1) | 4,53 (27,9) | 4,24 (25,3) | 3,50 (24,8) |
| Herst. von Bier [1000 hL][306] | 104.284 | 116.900 | 110.429 | 107.678 | 95.683 |

## D.10.2 Herstellungsprozesse in der Nahrungsmittelindustrie

Die Beschreibung einiger Beispiele für Produktionsprozesse der Unterbranchen erfolgte in Anlehnung an das Kapitel 2 des „Merkblatt über die besten verfügbaren Techniken in der Nahrungsmittel-, Getränke- und Milchindustrie“ (Reference Document on Best Available Techniques in the Food, Drink and Milk Industries, Chapter 2)[307].

### D.10.2.1 Fleischverarbeitung

Die Fleischverarbeitung beinhaltet die Schlachtung von Tieren und die Herstellung von weiteren Produkten aus dem erzeugten Fleisch, wie Schinken und Würste und weiteren z. T. schon verzehrfertig vorbereiteten Produkten. Einen großen Energiebedarf haben die Kühlung des Fleisches, die Bearbeitung des Fleisches z. B. Zerkleinern zu Wurstbrät und die Erhitzungsprozesse bei der Weiterverarbeitung.

### D.10.2.2 Milchverarbeitung

Aus dem Rohstoff Milch werden neben dem Produkt Trinkmilch in unterschiedlichen Ausprägungen auch Butter, Joghurt, Pudding und Milchpulver sowie Molkeprodukte hergestellt.

Die angelieferte Milch wird hierzu in den meisten Fällen separiert in Rahm mit hohem Fettanteil und entrahmte, fettarme Milch. Je nach später erzeugtem Produkt werden diese Teilströme dann wieder in verschiedenen Verhältnissen gemischt. Bei der Homogenisierung werden die Fettteilchen in der Milch

CLXXXII Die produzierten Mengen von 1990 bis 2010 getrennt nach Unterbranchen soweit verfügbar; Einteilung der Unterbranchen nach Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau, Daten aus den angegebenen Quellen.

verkleinert und die Größe vereinheitlicht. Zur Abtötung von Keimen und Inaktivierung von Enzymen wird die Milch entweder pasteurisiert oder ultrahocherhitzt.

Energieintensiv sind in diesen Prozessen die Erhitzung der Milch zur Verlängerung der Haltbarkeit und die anschließende Kühlung der Produkte sowie die Herstellung von Milchpulver durch z. B. Sprühtrocknung.

#### D.10.2.3 Herstellung von Stärke

Die Herstellung von Stärke erfolgt aus Kartoffeln, Weizen oder Mais. Je nach Rohstoff wird ein leicht anderer Prozess zur Gewinnung der Stärke gewählt. Die grundlegenden Prozessschritte sind jedoch die Zerkleinerung des Ausgangsmaterials, die Extraktion der Stärke mittels Wasser und die anschließende Reinigung und Trocknung der Stärke. Die Verdampfung bzw. Verdunstung von Wasser zur Trocknung stellt hier einen Prozess mit einem hohem Wärmebedarf dar. Die Mühlen zur Zerkleinerung, die Transportvorgänge und die Trennvorgänge, z. B. durch Zentrifugen, benötigen hingegen elektrische Energie.

#### D.10.2.4 Herstellung von Backwaren

Die Herstellung von Backwaren untergliedert sich in die Teigbereitung und das anschließende Backen. Hierfür wird Energie in Form von Wärme benötigt. Teilweise werden die Produkte danach tiefgekühlt, auch hier wird eine große Menge an Energie gebraucht. In der Teigbereitung werden z. T. klimatisierte Räume mit definierten Luftfeuchten und Temperaturen genutzt, auch hierfür muss Energie, vor allem in Form von Strom, bereitgestellt werden.

#### D.10.2.5 Herstellung von Zucker

Die Herstellung von Zucker erfolgt in Deutschland in 20 Zuckerfabriken aus Zuckerrüben. Dazu wird der von der Rübe gebildete Zucker aus den Pflanzenbestandteilen extrahiert. Dieser Prozess lässt sich in folgende Stufen einteilen:

1. Waschen der angelieferten Rüben
2. Zerkleinern der Rüben zu sogenannten Schnitzeln
3. Extraktion der Schnitzel durch heißes Wasser
4. Ausfällung von Nichtzuckerstoffen
5. Verdampfen des Wassers und Kristallisation des Zuckers
6. Trennen und Trocknen der Zuckerkristalle

Besonders energieintensive Prozesse sind das Verdampfen des Wassers zur Erhöhung des Zuckergehaltes und dem Einleiten der Kristallisation. Einen hohen Energiebedarf in Form von Brennstoff hat der Prozess des Brennens von Kalkstein zur Erzeugung von Kalkmilch und $CO_2$, die zur Ausfällung der Nichtzuckerstoffe verwendet werden. Ein weiterer, allerdings nicht direkt an der Zuckerproduktion beteiligter Prozess mit hohem Energiebedarf ist die häufig angewendete Trocknung der extrahierten Schnitzel. Diese werden anschließend als Tierfutter verwendet. Die Zuckerindustrie hat somit einen hohen Energiebedarf in Form von Wärme. Dieser wird meist durch Dampf bereitgestellt. Die dabei im häufig angewendeten Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozess erzeugte Elektrizität wird zum großen Teil im Werk verbraucht. Ein Überschuss wird ins Netz eingespeist.

### D.10.2.6 Herstellung von Bier

Die Herstellung von Bier lässt sich allgemein in die folgenden Prozessschritte einteilen.

1. Schroten des angelieferten Malzes
2. Maischen des geschroteten Malzes
3. Läutern, d. h. abtrennen der festen Bestandteile der Maische
4. Kochen der beim Läutern erzeugten Würze
5. Abscheidung von Trübstoffen
6. Kühlen der Würze
7. Gärung und Lagerung
8. Filtration
9. Abfüllung

Die höchsten Energieverbräuche entfallen auf das Sudhaus (Maische- und Würzeherstellung, Erhitzen und Kühlen), die Flaschenabfüllung und die Kühlanlagen.

## D.10.3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche der Nahrungsmittelindustrie bis 2008

Der Endenergieverbrauch der Nahrungsmittelindustrie betrug 2008 55,80 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 8 % am Gesamtverbrauch der Industrie von 702,38 TWh.

Tabelle D-44: Endenergieverbräuche und THG-Emissionen der Nahrungsmittelindustrie 1990–2010

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Endenergieverbrauch [TWh]**[308] | 63,16 | 52,07 | 51,51 | 56,69 | (2008: 55,80)[309] |
| **THG-Emissionen [t $CO_{2Äq}$]**[310] | 2018600 | | | | 462800 |
| **Prozessbedingt** [CLXXXIII] | NMVOC | | | | NMVOC |

Tabelle D-44 zeigt die Entwicklung der Endenergieverbräuche und die Treibhausgasemissionen aus der Nahrungsmittelindustrie von 1990 bis 2010 (bzw. Endenergieverbrauch von 2008). Einen großen Anteil am Energieverbrauch der Nahrungsmittelindustrie haben der prozessbedingte Kühl- und Wärmebedarf.[311, 312, 313] Zu sehen ist ein Rückgang des Endenergieverbrauchs von ca. 7 TWh (11,7 %) von 1990 bis 2008. Es sind jedoch deutliche Schwankungen in den Jahren zu erkennen. Dies ist u. a. der schwankenden Produktion zuzurechnen. In der Nahrungsmittelindustrie entstehen keine bzw. nur vernachlässigbar geringe prozessbedingte THG-Emissionen (siehe Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010 (NIR)[314]). Der Nahrungsmittelindustrie zuzuschreibende Emissionen stammen aus der Bereitstellung von Energie in Form von Strom und Wärme. Diese werden im NIR unter CRF-Sektor 1 (Energie) berichtet. Hier wird nur die Zuckerherstellung getrennt erfasst. Die restlichen Unterbranchen werden mit anderen Branchen unter „1.A.2.f Sonstige“ im NIR

CLXXXIII Es liegen keine konkreten Daten vor, da die NMVOC-Emissionen im NIR aufgeführt werden, jedoch ohne ihnen Emissionsfaktoren zuzuordnen.

zusammengefasst. Die für die Zuckerherstellung verfügbaren Daten sind in Tabelle D-44 dargestellt. Es wird jedoch hier nur ein Anteil der Gesamtemissionen erfasst.[CLXXXIV]

Die 55,80 TWh der Nahrungsmittelindustrie teilten sich auf in den Verbrauch von Brennstoffen und Fernwärme in Höhe von 37,94 TWh und die Verwendung von Strom in Höhe von 17,86 TWh.[315] Für die verschiedenen Unterbranchen der Nahrungsmittelindustrie ergeben sich aufgeteilt nach Energieträgern die in Tabelle D-45 dargestellten Energieverbräuche.

Tabelle D-45: Energieverbrauch im Jahr 2008 in der Nahrungsmittelindustrie mit Unterbranchen, aufgeteilt nach Energieträgern; in Anlehnung an Umweltbundesamt (2012)[316]

| Endenergieverbrauch in TWh | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| gesamt | | Brennstoffe/ Fernwärme | darunter: | | | | | | | Strom |
| | | | Steinkohlen | Braunkohlen | Mineralöle | Gase | Erneuerbare [CLXXV] | Sonstige | Fernwärme | |
| **Nahrungsmittelindustrie** | **55,8** | 37,94 | 0,97 | 1,21 | 5,76 | 26,91 | 0,75 | 0,4 | 1,94 | 17,86 |
| **davon:** | | | | | | | | | | |
| **Fleischverarbeitung** | **4,29** | 2,45 | 0 | 0 | 0,43 | 1,82 | 0,11 | 0,01 | 0,09 | 1,84 |
| **Milchverarbeitung** | **7,48** | 5,3 | 0 | 0 | 0,4 | 4,19 | 0,01 | 0,22 | 0,48 | 2,18 |
| **Herstellung v. Stärke** | **2,32** | 1,62 | 0 | 0 | 0 | 1,47 | 0 | 0 | 0,16 | 0,7 |
| **Herst. v. Backwaren** | **5,07** | 3,18 | 0 | 0 | 0,8 | 2,35 | 0 | 0 | 0,03 | 1,89 |
| **Herst. v. Zucker** | **4,83** | 4,09 | 0,69 | 1,16 | 1,83 | 0,37 | 0,02 | 0 | 0,03 | 0,74 |
| **Herst. v. Bier** | **3,7** | 2,61 | 0,05 | 0,05 | 0,38 | 2,06 | 0,03 | 0 | 0,06 | 1,08 |
| **Rest (nicht in Wirtschaftszweigen erfasst)** | **28,11** | 18,68 | 0,24 | 0 | 1,94 | 14,66 | 0,59 | 0,17 | 1,09 | 9,43 |

Berechnet man die Treibhausgasemissionen durch die Energiebereitstellung anhand der in Tabelle D-45 dargestellten Endenergieverbräuche und der im NIR angegebenen Emissionsfaktoren, ergeben sich die in Tabelle D-46 gezeigten Werte. Die Summe von ca. 7,8 Mio. t ist wie erwartet deutlich höher als die im NIR nur für die Zuckerherstellung berichteten Emissionen.

CLXXXIV Der Monitoringbericht des RWI (2011), der auf Daten des Vereines der Zuckerindustrie beruht, zeigt deutlich höhere Werte. Die Abweichungen kann vor allem auf die anderen Zuordnungen der Energieverbräuche in der Systematik des NIR zurückgeführt werden.

CLXXXV Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau gibt keine Informationen über die Aufteilung der regenerativen Energieträger an, es ist somit unklar, ob es sich um Biomasse, Biogas oder regenerativ erzeugten Strom handelt.

Tabelle D-46: Brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in der Nahrungsmittelindustrie, berechnet aus Umweltbundesamt (2012)[163] mit Emissionsfaktoren aus NIR, Bezugsjahr 2008[CLXXXVI]

| brennstoffbedingte $CO_2$-Emissionen in t/a | davon: | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Steinkohlen (Koks) | Braunkohlen | Mineralöle | Gase (Erdgas) |
| 7.797.229 | 367.906 | 469.197 | 1.534.895 | 5.425.231 |

## D.10.4 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für Treibhausgasminderungen in der Nahrungsmittelindustrie

Da in der Nahrungsmittelindustrie kaum prozessbedingte Treibhausgasemissionen entstehen, sind Minderungsmaßnahmen nicht möglich.

Eine Minderung von indirekt durch die Nahrungsmittelindustrie emittierten Treibhausgasen durch den Energieverbrauch ist mit Hilfe unterschiedlicher Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung sowie der Substitution fossiler Energieträger möglich.

Die größten Einsparpotenziale liegen im Kühl- und Wärmebedarf. Hier können durch verbesserte Effizienz z. B. von Kühlaggregaten und durch Wärmerückgewinnung noch nicht genutzte Einsparpotenziale verfügbar gemacht werden. Zum Teil wurden solche Maßnahmen schon ergriffen. Beispielsweise wurde in der Zuckerindustrie der spezifische Energieverbrauch[CLXXXVII] von 1990 bis 2010 um ca. 40 % gesenkt.[317] Diese Minderung kam zum einen durch die Stilllegung alter Produktionskapazitäten und dem folgenden Aufbau neuer, moderner Anlagen u. a. in den neuen Bundesländern nach 1990 zu Stande. Zum anderen hat die Branche verstärkt in energieeffiziente Techniken investiert. So wurden z. B. Energieeinsparungen durch Verbesserung der Verdampfer und Aufstellung einer Schnitzelpresse erreicht. Weitere Minderungen der $CO_2$-Emissionen ergaben sich durch das Umstellen der Brennstoffe auf kohlenstoffärmeres Erdgas.[318] Ähnlich große Minderungsraten werden in dieser Branche in Zukunft wohl nicht mehr erreicht werden können, da hier physikalisch Grenzen gesetzt sind.
Ein weiteres Beispiel aus der Unterbranche Herstellung von Bier ist im der Handelsblatt-Beilage mit dem Titel „Topic – Energieeffizienz“ vom 18.09.2012 aufgezeigt.[319] Die Bayrische Staatsbrauerei Weihenstephan hat in die Energieeffizienz ihrer Produktion investiert. Durch den Ersatz eines alten Schwerölkessels durch einen modernen Erdgaskessel konnte der Ausstoß von Stickoxiden, Schwefeloxiden und Staub verringert werden. Zudem wurde ein Abgas-Wärmeübertrager installiert, mit dem das Brauwasser vorgewärmt wird. Weitere Steigerungen der Energieeffizienz konnten durch die Nutzung der Abwärme der Kälteanlage sowie der Optimierung der Regelung der Feuerungsanlage erreicht werden.
In anderen Unterbranchen wird das vorhandene Effizienzpotenzial jedoch noch nicht oder nur teilweise genutzt.

Der Einsatz fester Brennstoffe in der Branche ist gering (siehe Tabelle D-45), ein Großteil der Energie wird über Gas und Strom bereitgestellt. Eine fast vollständige Umstellung der Energienutzung hin zu regenerativ erzeugtem Strom ist denkbar, da dieser langfristig den energetisch günstigeren Energie-

CLXXXVI Emissionsfaktoren: Steinkohlen (Koks) 105 t $CO_2$/TJ (377997 t $CO_2$/TWh), Braunkohlen: 108 t $CO_2$/TJ (388797 t $CO_2$/TWh), Mineralöle: 74 t $CO_2$/TJ (266398 t $CO_2$/TWh), Gase (Erdgas): 56 t $CO_2$/TJ (201598 t $CO_2$/TWh); aus Tab. 281 NIR (Bezugsjahr 2009)

CLXXXVII KWh pro Dezitonne Rüben.

träger darstellt und für die Herstellungsprozesse in der Nahrungsmittelindustrie, bis auf wenige Ausnahmen, nicht zwingend gasförmige oder flüssige Brennstoffe benötigt werden. Eine Ausnahme stellt das Brennen von Kalkstein in der Zuckerindustrie dar, hier ist wahrscheinlich weiterhin die Nutzung von gasförmigem Brennstoff nötig.

### D.10.5 Darstellung der Nahrungsmittelindustrie 2050

Die Energiebedarfe der Nahrungsmittelindustrie für die unterschiedlichen Szenarien sind in Tabelle D-47 dargestellt. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Umstellung von gasförmigen, festen und flüssigen Brennstoffen hin zu regenerativ erzeugtem Strom. Für die Steigerung der Energieeffizienz wird langfristig ein Faktor von 2, d. h. eine Halbierung des Energiebedarfs angenommen. Als jährliche Wachstumsrate wird 0,7 % zugrunde gelegt. Innerhalb Deutschlands ist eine stabile, wenn nicht sogar aufgrund der sinkenden Bevölkerungszahlen eine leicht nachlassende Nachfrage zu erwarten (siehe Kapitel D.10.1). Diese kann u.U. durch höher prozessierte Nahrungsmittelangebote ausgeglichen werden, wie die Herstellung von Convenience Produkten für den Außer-Haus Markt und fertig zubereitete Nahrungsmittel im Einzelhandel. Dies steigert in erste Linie den Umsatz der Unternehmen und kann u.U. zu einem höheren Energieverbrauch führen, ist jedoch schwer zu quantifizieren.

Ein Wachstum der Produktionsmenge wird daher hauptsächlich von einer stärkeren Nachfrage im Ausland abhängig sein. Diese Entwicklung ist aber schwer abschätzbar, da sie u. a. auch von politischen Gegebenheiten und nicht vorhersehbaren Ereignissen abhängt (z. B. Importverbote von Drittstaaten aufgrund von Tierseuchen).

Tabelle D-47: Energiebedarf im UBA THGND 2050 – Szenario mit Effizienzfaktor 2 [CLXXXVIII,CLXXXIX]

| Endenergieverbrauch in TWh | EEV Gesamt | Szenario 1 | | Szenario 2 |
|---|---|---|---|---|
| | | Gase ($CH_4$) | Strom | Strom |
| Nahrungsmittelindustrie | 37,4 | 24,9 | 12,5 | 37,4 |
| davon: | | | | |
| Fleischverarbeitung | 2,9 | 1,6 | 1,3 | 2,9 |
| Milchverarbeitung | 5,0 | 3,5 | 1,5 | 5,0 |
| Herstellung v. Stärke | 1,6 | 1,1 | 0,5 | 1,6 |
| Herst. v. Backwaren | 3,4 | 2,1 | 1,3 | 3,4 |
| Herst. v. Zucker | 3,2 | 2,7 | 0,5 | 3,2 |
| Herst. v. Bier | 2,5 | 1,8 | 0,7 | 2,5 |
| Rest (nicht in Wirtschaftszweigen erfasst) | 18,84 | 12,1 | 6,7 | 18,8 |

CLXXXVIII 0,7 % Wachstum pro Jahr, fossile Energieträger auf regenerative Quellen aufgeteilt.

CLXXXIX Als Grundlage dienen die Daten aus Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

### D.10.6 Zusammenfassung der Nahrungsmittelindustrie

Die Nahrungsmittelindustrie wird langfristig gesehen so gut wie keine Treibhausgasemissionen mehr ausstoßen. Es werden schon heute keine prozessbedingten Emissionen freigesetzt. In Zukunft werden auch die benötigten Brennstoffe zur Energiebereitstellung durch regenerativ erzeugte Energieträger ersetzt werden, sodass die dabei entstehenden Treibhausgasemissionen bilanziell ausgeglichen sind. Ein vollständiger Umstieg auf Strom in der Produktion ist, bis auf wenige Ausnahmen, voraussichtlich möglich.

Es werden bei Erfüllung der Annahmen von einer Steigerung der Energieeffizienz mit Faktor 2 und einem jährlichen Wachstum von 0,7 % 2050 in der Nahrungsmittelindustrie ca. 37,4 TWh Energie benötigt.

## D.11 Textilindustrie

### D.11.1 Branchenübersicht

Die Textil- und Bekleidungsindustrie ist eine der wichtigsten Konsumgüterbranchen Deutschlands. Im Jahr 2011 beschäftigte die Textilindustrie allein (ohne Bekleidungsindustrie) ca. 64.400 Beschäftigte in 727 überwiegend kleinen und mittelständischen Betrieben. Der Gesamtumsatz der Textilindustrie lag im Jahr 2011 bei ca. 11.651 Mio. €.[320] Die Textilindustrie befindet sich seit über 30 Jahren in einem Strukturwandel, der mit einem enormen Produktionsrückgang verbunden war. Zwischen 1991 und 2010 sank die Produktion preisbereinigt um insgesamt rund 50 %.[321] Etwa 50 % der in Deutschland hergestellten Textilien sind sogenannte technische Textilien. Diese Textilien sind beispielsweise für den Einsatz in der Autoproduktion, im Baugewerbe und im Landschaftsbau, in der Medizin und im Umweltschutz bestimmt.

Die Textilindustrie umfasst die Herstellung von Garnen und Zwirnen aus verschiedenen Faserarten, die Herstellung von textilen Flächen und die Textilveredlung, bei der diese Flächen z. B. gefärbt, bedruckt und mit besonderen Eigenschaften ausgerüstet werden.

Die Herstellung von Garnen erfolgt durch Spinnen von Rohfasern. Rohfasern für die Textilindustrie sind pflanzliche Fasern, wie Baumwolle, tierische Fasern, wie Wolle und Chemiefasern, wie Polyester. Der Anteil der Chemiefasern an der Weltfaserproduktion stieg von 1990 bis 2011 von 47 % auf 65 %. Für die weltweite Produktion der Chemiefasern werden rund 0,8 % des geförderten Erdöls verbraucht.[322] Die Herstellung der Chemiefasern wird der Chemischen Industrie, die Primärproduktion der Naturfasern der Landwirtschaft zugeordnet.

Für die Herstellung textiler Flächen aus Garn nutzt die Textilindustrie Verfahren, wie Weben, Stricken oder Wirken. Vliesstoffe sind Flächengebilde aus Fasern, deren Zusammenhalt durch die eigene Haftung und durch Vernadeln der Fasern zustande kommt.

Die Textilveredlung erfolgt in mehreren Bearbeitungsschritten unter Einsatz von Wasser, Chemikalien und Energie. Sie umfasst grundsätzlich die Hauptstufen Vorbehandeln (Entschlichten, Bleichen, Waschen, Mercerisieren), Färben, Drucken und Ausrüsten (einschließlich Kaschieren und Beschichten).

Die Textilveredlung weist einen relativ hohen Kostenanteil durch den Energieverbrauch auf, der Anteil der Energiekosten liegt bei 10–13 % der Produktionskosten.[323] Energieintensive Prozesse und Anlagen in Textilveredlungsbetrieben sind Wasch-, Färbe- und Bleichprozesse, bei denen das Wasser z. T. bis auf 95 °C aufgeheizt werden muss, sowie Spannrahmenprozesse zum Trocknen und Fixieren.

## D.11.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche der Textilindustrie bis 2010

Die Textilindustrie gehört nicht zu den Industriezweigen mit hohem Energieverbrauch. Im Jahr 2009 lag der Anteil der Textilindustrie am gesamten Energieeinsatz des verarbeitenden Gewerbes bei knapp 1 %. Der Energieverbrauch reduzierte sich von 1990 bis 2010 von 24,87 TWh auf 8,39 TWh, also um 66,3 %.Die energiebedingten $CO_2$-Emissionen sanken von 1990 bis 2010 um 71,9 % auf 3.434 kT/a. Es fallen keine prozessbedingten Treibhausgasemissionen an.[CXC]

Wesentliche Ursache für den starken Rückgang des Energieverbrauchs und der $CO_2$-Emissionen ist der andauernde Rückgang der Textilproduktion in Deutschland. Insgesamt sank der Verbrauch von Primärbrennstoffen zwischen 1990 und 2010 von 12,31 auf 3,47 TWh und der Nettofremdstrombezug von 12,56 auf 4,92 TWh (siehe Tabelle D-48).

In der Textilindustrie wird Energie schwerpunktmäßig für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme zur Aufheizung von Prozesswasser, für den Einsatz in dampfbeheizten Maschinen sowie durch den Betrieb direkt mit Gas beheizter Spannrahmen verbraucht. Prozesswärme wird in nahezu allen Bereichen der Textilverarbeitung benötigt. Das Hauptaugenmerk bei Energieeffizienzmaßnahmen liegt deshalb auf der Wärmerückgewinnung aus dem Prozessabwasser oder aus der Abluft am Spannrahmen.

Durch Energiesparmaßnahmen sank der spezifische Energieverbrauch zwischen 1990 und 2010 um 28,8 %:[324]

Tabelle D-48: Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche (aufgeteilt nach Energieträger) der Textilindustrie 1990–2010 [CXCI],[325]

| | Jahr 1990 | | | Jahr 2010 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | EEV in TWh/a | E-Faktor in t $CO_{2Äq}$/ TWh | $CO_{2Äq}$ in t/a | EEV in TWh/a | E-Faktor in t $CO_{2Äq}$ TWh | $CO_{2Äq}$ in t/a |
| **Primärbrennstoffe** | **12,31** | | **2.893.740** | **3,47** | | **757.360** |
| Steinkohle | 0,00 | | | 0,22 | 339.120 | 75.360 |
| Steinkohlenbriketts | 0,94 | 334.800 | 316.200 | 0,00 | | |
| Steinkohlenkoks | 0,03 | 378.000 | 10.500 | 0,00 | | |
| Rohbraunkohlen | 0,08 | 391.680 | 32.640 | 0,00 | | |
| Braunkohlenbriketts | 0,22 | 356.400 | 79.200 | 0,00 | | |
| schweres Heizöl | 2,22 | 280.800 | 624.000 | 0,11 | 280.800 | 31.200 |
| leichtes Heizöl | 1,33 | 266.400 | 355.200 | 0,28 | 266.400 | 74.000 |
| Erdgas | 6,94 | 201.600 | 1.400.000 | 2,86 | 201.600 | 576.800 |
| Kokereigas | 0,53 | 144.000 | 76.000 | 0,00 | | |

CXC Berechnet unter Nutzung der brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren und der Emissionsfaktoren für den deutschen Strommix, Quelle: Nationaler Inventarbericht Deutschland 2012, Tabelle 310 (http://www.uba.de/uba-info-medien/4292.html) und Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990–2010 und erste Schätzungen 2011 (www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/co2-strommix.pdf).

CXCI Emissionsfaktoren aus dem Nationalen Inventarbericht Deutschland 2012, Tabelle 310.

| | Jahr 1990 | | | Jahr 2010 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | EEV in TWh/a | E-Faktor in t $CO_{2Äq}$/ TWh | $CO_{2Äq}$ in t/a | EEV in TWh/a | E-Faktor in t $CO_{2Äq}$ TWh | $CO_{2Äq}$ in t/a |
| **Netto-Fremd-strombezug** | **12,56** | 743.750 | **9.341.500** | **4,92** | 544.144 | **2.677.188** |
| **Gesamt** | **24,87** | | **12.235.240** | **8,39** | | **3.434.548** |

### D.11.3 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für Treibhausgasminderungen in der Textilindustrie

Der Energiebedarf in der Textilindustrie wird heute überwiegend mit Erdgas und Strom gedeckt. Bei einer Umstellung auf erneuerbare Energieträger, wie Methan oder Strom aus erneuerbarer Energie, wäre es möglich, dass die Textilindustrie treibhausgasneutral produziert.

Für eine Effizienzsteigerung um den Faktor 2 beim Energieverbrauch sind u. a. folgende Maßnahmen notwendig:

- Gesamtwärmenutzungskonzepte mit Wärmerückgewinnung aus dem Prozessabwasser und aus der Abluft am Spannrahmen,
- Isolierung von Rohrleitungen, Spannrahmen, Aggregaten,
- Maßnahmen zur Reduzierung der Flottenmenge,
- Einsatz energiearmer Textilausrüstungsverfahren (z. B. Plasmabehandlung unter Atmosphärendruck),
- Weitere Energiesparende Maßnahmen am Spannrahmen (Abluftfeuchteregelung, Restfeuchteregelung, frequenzgeregelte Umluftventilatoren, temperaturangepasste Prozesse),
- Einsatz von Energiesparmotoren,
- Erneuerung Druckluft- und Dampferzeuger

Es ist zu erwarten, dass in Deutschland der Anteil technischer Textilien im Gesamtproduktportfolie weiter steigen wird und zukünftig eher in kleineren Produktionsgrößen gearbeitet wird. Da dies einen überdurchschnittlich hohen Energiebedarf zur Folge hat, sind ggf. weitere – in der Branche noch unbekannte – Maßnahmen notwendig, um die Energieeffizienz um den Faktor 2 zu steigern.

### D.11.4 Darstellung der Textilindustrie 2050

Mögliche langfristige Energiebedarfe der Textilindustrie sind in Tabelle D-49 dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass Steinkohle, Erdgas und Mineralöle vollständig durch Methangas oder Wasserstoff substituiert werden. Strom wird aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt. Für die Steigerung der Energieeffizienz wird langfristig ein Faktor von 2, d. h. eine Halbierung des Energiebedarfs gewählt. Es wird von einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 0 % ausgegangen, da folgende Annahmen getroffen werden:

- Der anhaltende Produktionsrückgang kann gestoppt werden durch Zuwächse bei der Produktion von technischen Textilien.
- Der Bedarf an Bekleidungs- sowie Heim- und Haustextilien sinkt aufgrund der sinkenden Bevölkerungszahl.

- Deutschland wird weiterhin Bekleidungs-, Heim- und Haustextilien importieren, z. B. aus Asien.
- Als Basisdaten dienen die Daten des RWI Monitoringberichtes 2010.[326]

### D.11.5 Zusammenfassung Textilindustrie

Die THG-Emissionen der Textilindustrie können langfristig vollständig vermieden werden. Die derzeitigen Emissionen sind durch den Einsatz fossiler Brennstoffe bedingt. Diese werden zukünftig durch regenerativ erzeugte Energieträger ersetzt werden.

Es werden bei Erfüllung der Annahmen von einer Steigerung der Energieeffizienz mit Faktor 2 und einem jährlichen Wachstum von 0 % 2050 in der Textilindustrie ca. 4,3 TWh Energie benötigt.

Tabelle D-49: Energiebedarf im UBA THGND 2050 – Szenario mit Effizienzfaktor 2 und 0 % Wachstum pro Jahr auf Basis der Daten von 2010

| | Energieverbrauch gesamt in TWh | relative Änderung zu 2010 | regeneratives Methan in TWh | Strom aus regenerativen Quellen in TWh |
|---|---|---|---|---|
| 2050 | 4,3 | –50 % | 1,8 | 2,5 |

## D.12 Emissionen fluorierter Treibhausgase

Zu den fluorierten Treibhausgasen (F-Gasen) gehören die teilfluorierten Kohlenwasserstoffe (HFKW), die vollfluorierten Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid ($SF_6$). Obwohl der Anteil der F-Gas-Emissionen an den gesamten Treibhausgasemissionen heute nur knapp 2 % beträgt,[327] kommt dieser Stoffgruppe eine besondere Bedeutung zu. F-Gase werden in der Regel bewusst für ihren Einsatz produziert und dies in stark steigenden Mengen.

Fluorierte Gase weisen eine lange atmosphärische Lebensdauer auf und verfügen über eine sehr hohe Treibhauswirksamkeit. Als Maß für die Treibhausgaswirksamkeit dient das Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP), das die Wirksamkeit der entsprechenden Gase im Vergleich mit Kohlendioxid ($CO_2$) als Referenzsubstanz (GWP = 1) über einen Zeitraum von üblicherweise 100 Jahren betrachtet ($GWP_{100}$). Die $GWP_{100}$-Werte der wichtigsten fluorierten Treibhausgase liegen zwischen 140 und 23.900. $SF_6$ nimmt mit einem Wert von 23.900 die Spitzenstellung innerhalb aller Treibhausgase ein. Mit Ausnahme des HFKW-152a ($GWP_{100}$ = 140) haben alle anderen F-Gase hohe GWP-Werte über 150.

### D.12.1 Anwendungsbereiche mit F-Gas-Emissionen

Die Anwendungsbereiche für fluorierte Treibhausgase sind vielfältig. Grundsätzlich kann zwischen dem Einsatz in überwiegend geschlossenen Kreisläufen (z. B. als Kältemittel), in offenen Anwendungen (z. B. als Treibgas) und als Prozessgas (z. B. bei der Halbleiterherstellung) unterschieden werden. Die Art der Anwendung ist für die Höhe und den Zeitpunkt der Emissionen entscheidend. Bei offenen Anwendungen entweichen die eingesetzten Gase vollständig bei der Applikation, bei überwiegend geschlossenen Anwendungen emittieren Anteile der in den Anlagen und Produkten enthaltenen Gase

über die gesamte Lebensdauer. Darüber hinaus fallen bei der Produktion und der Entsorgung von Anlagen und Produkten Emissionen an.[328]

Die Anwendungsbereiche für HFKW sind im Wesentlichen

- stationäre und mobile Kälte- und Klimaanlagen und -geräte (als Kältemittel),
- Dämmstoffe/Schaumstoffe (als Treibmittel) und
- Aerosole (als Treibgas).
- Außerdem entstehen HFKW-Emissionen als unerwünschtes Nebenprodukt bei der Produktion von teilhalogenierten Fluorchlorkohlenwasserstoffen (HFCKW) und bei der Anwendung als Feuerlöschmittel und Lösemittel sowie als Ätzgas in der Halbleiterherstellung.

FKW werden gezielt eingesetzt

- in der Halbleiterherstellung (als Ätzgas),
- in der Leiterplattenfertigung (als Ätzgas) und
- in der Kältetechnik (als Kältemittel).

Darüber hinaus entstehen FKW-Emissionen im Verarbeitungsprozess der Aluminium-Industrie, wo FKW nicht gezielt eingesetzt werden, sondern als Nebeneffekt der elektrolytischen Reduktion von Aluminiumoxid zu Aluminium entstehen.

- Zu den vielfältigen Anwendungsbereichen von $SF_6$ zählen
- elektrische Betriebsmittel (als Isolier- und Löschgas),
- Magnesiumgießereien (als Schutzgas),
- Aluminiumgießereien (als Reinigungsgas),
- Halbleiterherstellung (als Ätzgas),
- Herstellung photovoltaischer Zellen (als Ätzgas);
- Produktion optischer Glasfasern (als Prozessgas zur Fluordotierung) und
- elektronische Geräte der Hochspannung (z. B. Röntgengeräte).

Daneben wurde und wird $SF_6$ auch eingesetzt als Isoliergas in Autoreifen, Schallschutzscheiben und Sportschuhsohlen und für das Radar militärischer Aufklärungsflugzeuge, als Schutzgas beim Schweißen und als Tracer- und Lecksuchgas.

### D.12.2 Emissionsentwicklung im Zeitraum von 1990–2010

Die Emissionen der F-Gase sind seit 1990 um insgesamt 22 % gestiegen (siehe Tabelle D-50). Die Entwicklung der Emissionen von HFKW, FKW und $SF_6$ verlief jedoch sehr unterschiedlich: Die HFKW-Emissionen sind in Deutschland seit 1990 stark gestiegen, die FKW-Emissionen zeigen hingegen eine stetige Abwärtstendenz. Die $SF_6$-Emissionen, die Mitte der 1990er Jahre ein Maximum durchliefen, sind seit 2002 auf einem ähnlichen Niveau.[329]

Tabelle D-50: Entwicklung der F-Gas-Emissionen in kt $CO_{2Äq}$ für ausgewählte Anwendungsbereiche von 1990 bis 2010 [330]

| Anwendungsbereich | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Aluminium- und Magnesiumindustrie | 2.678 | 1.749 | 686 | 1.067 | 262 |
| Produktion fluorierter Treibhausgase | 4.529 | 4.386 | 1.422 | 755 | 256 |
| Kälte-, Klimaanlagen und Wärmepumpen | – | 407 | 3.643 | 7.799 | 10.139 |
| Herstellung von Dämmstoffen | – | 1.534 | 1.206 | 1.163 | 670 |
| Feuerlöschmittel | – | – | 2 | 7 | 24 |
| Aerosole und Lösemittel | – | 304 | 487 | 618 | 458 |
| Halbleiterproduktion | 266 | 276 | 419 | 339 | 148 |
| Elektrische Betriebsmittel | 1.034 | 1.148 | 1.158 | 762 | 543 |
| Sonstige $SF_6$-Anwendungen | 3.354 | 5.659 | 3.067 | 1.924 | 2.655 |
| **TOTAL** | **11.861** | **15.464** | **12.091** | **14.436** | **15.155** |

1990 waren hauptsächlich die Produktion fluorierter Treibhausgase, besonders die Produktion von HFCKW, sowie die zahlreichen Anwendungsbereiche des klimawirksamsten Gases, $SF_6$, für die Höhe der Emissionen verantwortlich. $SF_6$-Emissionen entstanden überwiegend durch den Einsatz in elektrischen Betriebsmitteln, in der Metallproduktion, besonders in der Aluminiumindustrie, sowie in Autoreifen und Schallschutzscheiben (Sonstige $SF_6$-Anwendungen in Tabelle D-50).

2010 waren die HFKW-Emissionen aus Kälte- und Klimaanlagen sowie Wärmepumpen für 67 % der gesamten F-Gas-Emissionen Deutschlands verantwortlich. Den zweitgrößten Anteil an den F-Gas-Emissionen hatten mit 17,5 % die sonstigen $SF_6$-Anwendungen, hier vor allem die Entsorgung $SF_6$-haltiger Schallschutzscheiben (siehe Tabelle D-50).

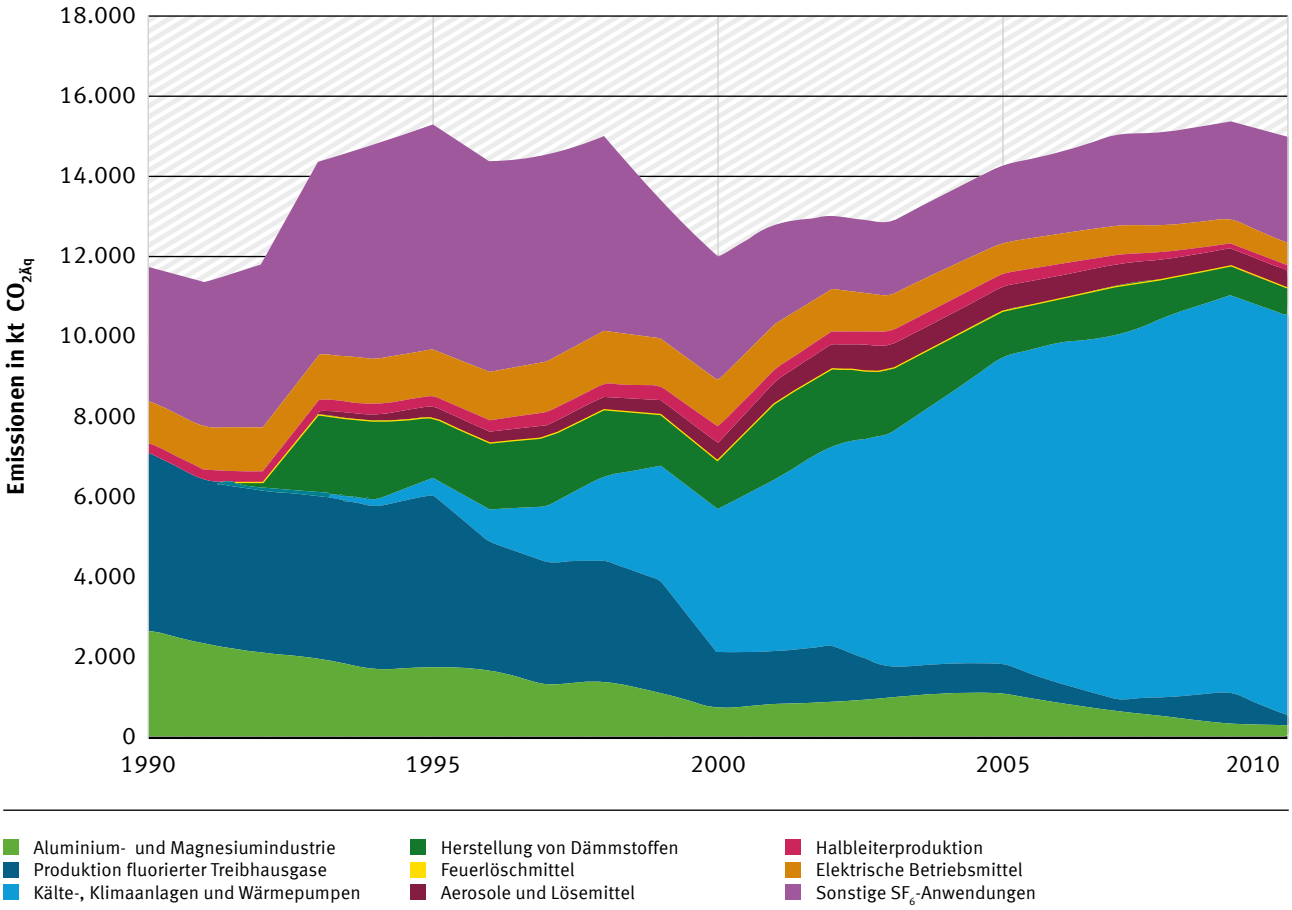
In den letzten Jahren getroffene emissionsmindernde Maßnahmen in Einzelanwendungen wurden durch steigende Emissionen in anderen Bereichen in kurzer Zeit kompensiert (s. Abbildung D-6). Die Emissionen der HFKW stiegen vor allem aufgrund des verstärkten Einsatzes als Kältemittel und der zunehmenden Entsorgung der F-Gas-haltigen Kälte- und Klimaanlagen stark an. Emissionsreduzierungen durch den verminderten Einsatz in Polyurethan-Montageschäumen und den Rückgang der HFKW-Emissionen als unerwünschtes Nebenprodukt bei der Produktion von HFCKW wurden dabei überkompensiert.

Die Emissionsminderungen bei den FKW wurden hauptsächlich durch Anstrengungen der Hersteller von Primäraluminium und Halbleitern erreicht.

Der Rückgang bei den $SF_6$-Emissionen bis 2002 geht in erster Linie auf die rückläufige Anwendung in Autoreifen zurück. Hier hat eine erfolgreiche Umweltaufklärung eine Emissionssenkung um fast 3.000 Kilotonnen $CO_{2Äq}$ bewirkt. Vergleichbares gilt für Schallschutzscheiben, in denen die Verwendung von $SF_6$ bei der Herstellung ebenfalls aufgrund erfolgreicher Aufklärung sowie eines ab Juli 2008 EU-weit geltenden Verbots fast auf null reduziert wurde. Heutige und künftige Emissionen stammen vor allem aus der offenen Entsorgung alter Scheiben. Auch bei elektrischen Betriebsmitteln san-

ken die Emissionen seit 1990 deutlich. Zeitgleich kam $SF_6$ aber verstärkt in neuen Anwendungsbereichen, als Schutzgas beim Schweißen und bei der Produktion photovoltaischer Zellen und optischer Glasfasern, zum Einsatz.

Abbildung D-6: Entwicklung der F-Gas-Emissionen von 1990 bis 2010[331]



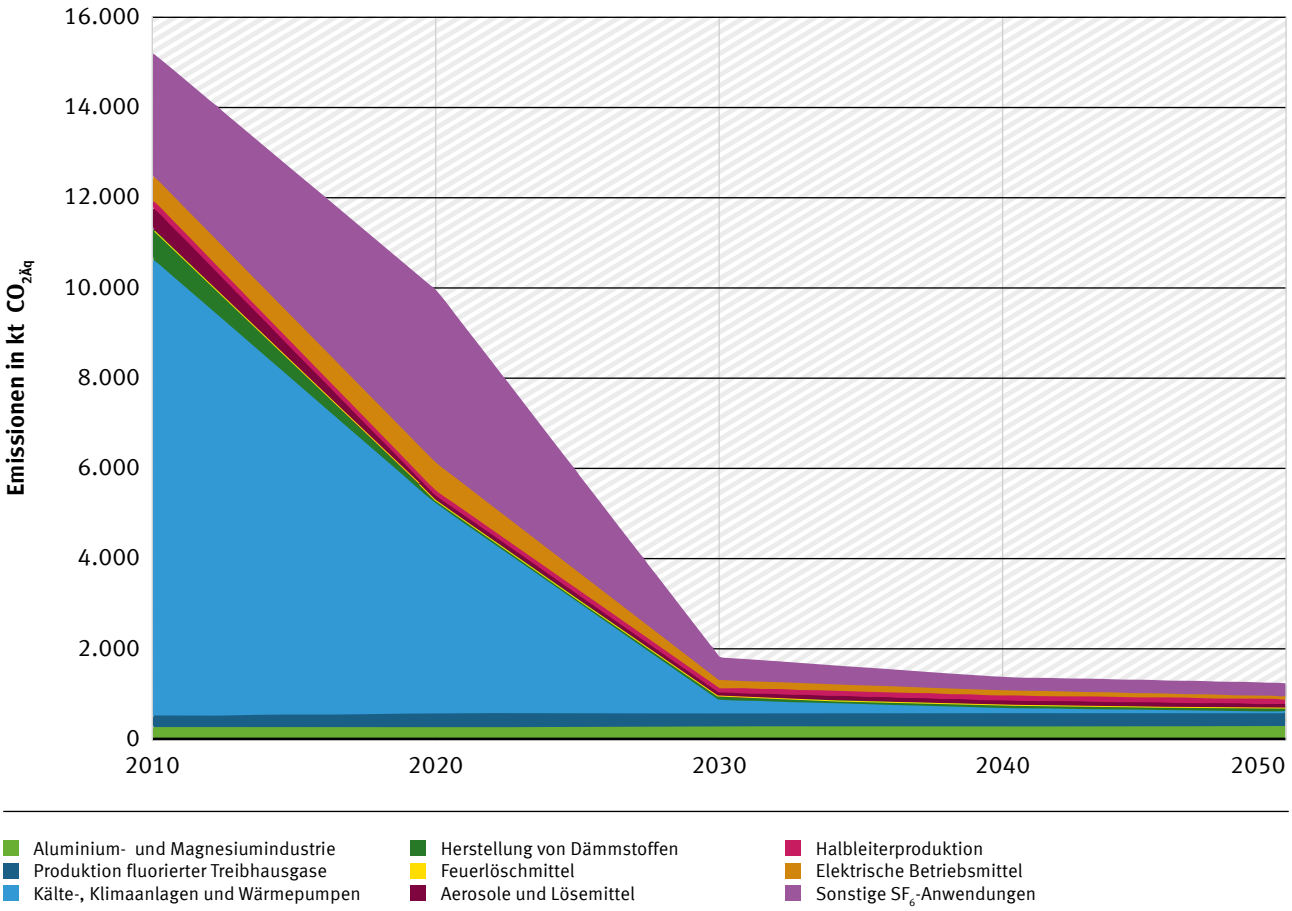

## D.12.3 Reduktionsmöglichkeiten bis 2050

F-Gase können in nahezu allen Anwendungsbereichen durch andere Stoffe ersetzt werden. Die bedeutendsten Ersatzstoffe sind: Kohlendioxid, Kohlenwasserstoffe, Ammoniak, Dimethylether und Stickstoff. Alle genannten Stoffe sind relevant für die Kälte- und Klimatechnik, einige für die Schaumstoff- und Aerosolindustrie sowie als Feuerlösch- und Lösemittel. Außerdem stellen Luft und „Vakuum“ bedeutende „Ersatzstoffe“ dar[332]. Alle genannten Ersatzstoffe haben ein geringes Treibhauspotenzial ($GWP_{100}$ < 20) oder sind nicht klimawirksam.

Der Einsatz von Ersatzstoffen erfordert meist Verfahrensveränderungen bis hin zur Entwicklung neuer Anlagen und Verfahren. Mit diesen Neuentwicklungen ist häufig ein technischer Fortschritt verbunden, der auch Energieeinsparungen oder zusätzliche Leistungen des Gerätes oder der Anlage ermöglicht.

Die Emissionen fluorierter Treibhausgase können bis zum Jahr 2050 um 92 % im Vergleich zum Jahr 2010 gesenkt werden (siehe Abbildung D-7).

Abbildung D-7[CXCII]: Projektionen der Emissionen fluorierter Treibhausgase im Szenario „Mit-weiteren-Maßnahmen“ (MWM) bis 2050[333]




Für wesentliche Substitutionen von F-Gasen sind bis zum Jahr 2050 zahlreiche Maßnahmen erforderlich, die schon heute technisch möglich sind und teilweise bereits ergriffen wurden. Diese Maßnahmen gehen über heutige und auch im Rahmen der novellierten europäischen F-Gas-Verordnung[CXCIII] neue gesetzliche Regelungen hinaus[334]. Die wichtigsten sind:

- der ausschließliche Einsatz natürlicher Kältemittel in allen stationären Kälte- und Klimaanlagen sowie Wärmepumpen bis zum Jahr 2050;
- die Substitution von HFKW durch Kältemittel mit einem $GWP_{100}$ kleiner 150 in allen mobilen Klimaanlagen;
- ein nahezu vollständiger Verzicht auf den Einsatz von F-Gasen bei der Herstellung von Dämmstoffen und bei Montageschäumen;
- im Brandschutzbereich ein Verzicht auf den Einsatz von HFKW in Neuanlagen;
- eine Verdoppelung des Marktanteils an Pulverinhalatoren und vergleichbaren HFKW-freien Systemen bis 2020 bei den medizinischen Dosieraerosolen;
- für elektrische Betriebsmittel der Ersatz von $SF_6$ durch alternatives Isoliermedium ab 2020;

CXCII Die Ausgangsdaten für die Projektionen wurden zwischenzeitlich nach unten korrigiert und liegen nun in der Summe bei 12 000 kt $CO_{2Äq}$.

CXCIII Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council on flourinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No 842/2006 (http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/envi20140130_f-gases_agreed_v2_/envi20140130_f-gases_agreed_v2_en.pdf).

- ein vollständiger Ersatz fluorierter Treibhausgase durch elementares Fluor zur Kammerreinigung bis 2020 bei der Herstellung photovoltaischer Zellen.

Aus den beschriebenen Maßnahmen ergeben sich für die F-Gas-Emissionen die in Tabelle D-51 dargestellten F-Gas-Projektionen bis 2050.[335]

Tabelle D-51: Projektion der F-Gas-Emissionen in kt $CO_{2Äq}$ für ausgewählte Anwendungsbereiche von 2010 bis 2050[336]

| Anwendungsbereich | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Aluminium- und Magnesiumindustrie | 262 | 273 | 277 | 279 | 283 |
| Produktion fluorierter Treibhausgase | 256 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Kälte-, Klimaanlagen und Wärmepumpen | 10.139 | 4.659 | 293 | 114 | 28 |
| Herstellung von Dämmstoffen | 670 | 69 | 69 | 69 | 69 |
| Feuerlöschmittel | 24 | 10 | – | – | – |
| Aerosole und Lösemittel | 458 | 96 | 98 | 101 | 100 |
| Halbleiterproduktion | 148 | 109 | 109 | 109 | 109 |
| Elektrische Betriebsmittel | 543 | 614 | 166 | 115 | 65 |
| Sonstige $SF_6$-Anwendungen | 2.655 | 3.771 | 464 | 250 | 250 |
| **TOTAL** | **15.155**[CXCIV] | **9.901** | **1.176** | **1.331** | **1.204** |

## D.12.4 F-Gas-Emissionen 2050

Die derzeit geltenden gesetzlichen Maßnahmen sind nicht ausreichend, um eine deutliche Senkung der F-Gas-Emissionen zu erreichen[337]. Mit der voraussichtlich zum 01.01.2015 in Kraft tretenden novellierten europäischen F-Gas-Verordnung wird durch die geplanten Verbote und insbesondere durch das Quotensystem für das Inverkehrbringen von HFKW bereits ein großer Teil des Emissionsminderungspotenzials bis zum Jahr 2030 erschlossen werden. Mit den beschriebenen weitergehenden Maßnahmen kann eine Senkung der Emissionen auf ein Minimum von 1.204 Kilotonnen $CO_{2Äq}$ bis zum Jahr 2050 erreicht werden. Folgende „Restemissionen“ würden bleiben:

- $SF_6$-Emissionen aus Magnesiumgießereien, alten elektrischen Betriebsmitteln, Teilchenbeschleunigern und der Produktion optischer Glasfasern;
- FKW-Emissionen aus der Aluminiumherstellung und der Halbleiterherstellung und
- HFKW-Emissionen aus Beständen (z. B. Dämmstoffen) und medizinischen Dosieraerosolen (Asthmasprays für Kinder und ältere Personen).

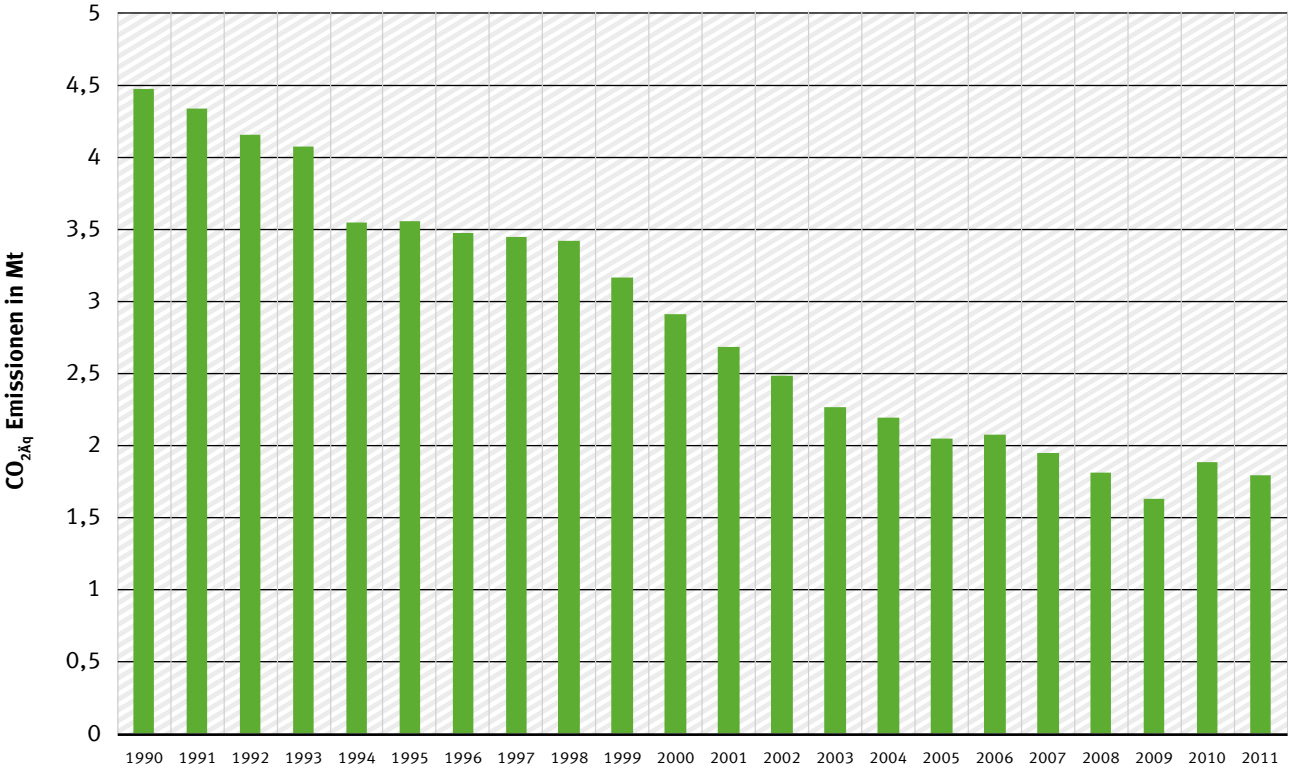
Diese Emissionen sind aus heutiger Sicht nicht vermeidbar.

CXCIV Die Ausgangsdaten für die Projektionen wurden zwischenzeitlich nach unten korrigiert und liegen nun in der Summe bei 12 000 kt $CO_{2Äq}$

### D.12.4.1 Zusammenfassung Emissionen fluorierter Treibhausgase

Die Substitution von F-Gasen ist in vielen Bereichen schon heute technisch möglich, wird aber noch nicht in ausreichendem Maße vollzogen, vor allem weil die derzeit gesetzlich geltenden Maßnahmen nicht ausreichend sind. Dies gilt u. a. für die Verwendung natürlicher Kältemittel in der Kälte- und Klimatechnik, den Einsatz von alternativen Treibmitteln bei der Herstellung von Dämmstoffen oder den Ersatz von $SF_6$ durch alternatives Isoliermedium in elektrischen Betriebsmitteln. Würden bis zum Jahr 2050 alle heute technisch möglichen Maßnahmen umgesetzt werden, könnten die F-Gas-Emissionen um 92 %, auf ein Minimum von 1.204 Kilotonnen $CO_{2Äq}$ im Jahr 2050 abgesenkt werden.

Abbildung D-8: Treibhausgasemissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen – 1990 bis 2011 eigene Darstellung[338], eigene Berechnungen[CXCV]




## D.13 Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen

Unter der Kategorie „Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen“ (CRF 3) werden die Emissionen aus der Anwendung chemischer Produkte in Industrie, Handwerk und privaten Haushalten zusammengefasst. Sie untergliedert sich in die Unterkategorien „Anwendung von Farben und Lacken“ (CRF 3.A), „Entfettung sowie Chemische Reinigung“ (CRF 3.B), „Herstellung und Anwendung chemischer Produkte“ (CRF 3.C) und „Andere Anwendungen von Lösemitteln“ (CRF 3.D). Dabei umfasst die Quellgruppe 3.D Lachgas-Emissionen sowie alle übrige Emissionen aus der Lösemittelverwendung, die nicht unter die Quellgruppen 3.A bis 3.C einzuordnen sind.

CXCV Für 2011.

## D.13.1 Lösemittelverwendung in Deutschland (CRF 3.A-D)

### D.13.1.1 Darstellung der Quellgruppe

Von den flüchtigen organischen Verbindungen ist nur Methan ein Treibhausgas im Sinne des Kyoto-Protokolls. Die Emissionen aller anderen organischen Verbindungen ohne Methan, zusammengefasst unter dem Begriff „flüchtige organische Verbindungen ohne Methan“ (NMVOC), sind nicht unmittelbar treibhausrelevant. Sie können aber über photochemische Prozesse in der Atmosphäre zur Bildung des sekundären Treibhausgases Ozon beitragen oder an der Bildung von treibhausrelevanten Aerosolen beteiligt sein. Daher bezeichnet man die Emissionen von flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan als „indirekte“ Treibhausgase, und die Quellgruppe müsste korrekt „Indirektes $CO_2$ aus NMVOC-Emissionen aus dem Bereich *Lösemittel und andere Produktverwendung*“ heißen.

In die Quellgruppe *Andere Anwendungen von Lösemitteln* werden folgende Anwendungen bzw. Aktivitäten einbezogen:

- Behandlung von Glas- und Mineralwolle
- Druckindustrie (Druckanwendungen)
- Extraktion von Ölen und Fetten
- Anwendung von Klebstoffen und Haftmaterialien
- Anwendung von Holzschutzmitteln
- Anwendung von Unterbodenschutz und Fahrzeugkonservierung
- Häusliche Verwendung von Lösemitteln (ohne Farben und Lacke)
- Entwachsen von Fahrzeugen
- Herstellung von pharmazeutischen Produkten
- Häusliche Verwendung von pharmazeutischen Produkten
- sonstige

Die Definition von „NMVOC“ entspricht der VOC-Definition der EG-Lösemittelrichtlinie.[CXCVI] Zur Konkretisierung des Begriffs der „Lösemittelanwendung“ (solvent use) greifen wir für die Lösemitteldefinition ebenfalls auf die EG-Lösemittelrichtlinie zurück.[CXCVII]

Dabei ist jedoch zu beachten, dass einige dieser flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan sowohl als Lösemittel als auch als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden. Ein Beispiel ist Toluol als Lösemittel in Lacken und Klebstoffen sowie als Reaktionskomponente bei der Herstellung von Toluoldiisocyanat (TDI), oder auch Methylethylketon (Butanon) als Lösemittel in Druckfarben sowie als Ausgangsmaterial bei der Synthese von Methylethylketonperoxid. NMVOC (genauer Stoffe oder Mengenanteile von Stoffen oder Produkten), die als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden, werden dementsprechend in dieser Quellgruppe nicht betrachtet.

Durch die skizzierte Abgrenzung der Quellgruppe wird ein sehr heterogenes Feld von emissionsverursachenden Vorgängen einbezogen. Dies gilt für:

CXCVI Flüchtige organische Verbindungen (VOC) sind alle organischen Verbindungen, die bei 293,15 K einen Dampfdruck von mindestens 0,01 kPa oder unter den entsprechenden Gebrauchsbedingungen eine entsprechende Flüchtigkeit haben.

CXCVII Ein organisches Lösemittel ist eine flüchtige organische Verbindung, die, ohne sich chemisch zu verändern, alleine oder in Kombination mit anderen Stoffen Rohstoffe, Produkte oder Abfallstoffe auflöst oder als Reinigungsmittel zur Auflösung von Verschmutzungen, als Lösungsmittel, als Dispersionsmittel oder als Mittel zur Einstellung der Viskosität oder der Oberflächenspannung oder als Weichmacher oder Konservierungsmittel verwendet wird.

- den Anteil und die Flüchtigkeit der eingesetzten VOC
  (Die Spannbreite reicht von der Verwendung von leichtflüchtigen Einzelstoffen als Lösemittel z. B. bei Reinigungsvorgängen über den Einsatz von Produkten mit Lösemittelgemischen z. B. in Farben und Lacken bis hin zu Anwendungen, in denen nur kleine Teile eines Gemisches (auch) Lösemitteleigenschaft haben, wie dies z. B. bei der Herstellung von Polystyrolschaumstoffen der Fall ist), und
- die sehr unterschiedlichen Emissionsbedingungen.

Lösemitteleinsätze können umweltoffen (wie bei der Verwendung von Kosmetika) bis weitgehend geschlossen (wie bei der Extraktion von nativen Ölen oder in Anlagen zur chemischen Reinigung) sein.

### D.13.1.2 Methodik der Berechnung des Emissionsinventars

Die Berechnung der NMVOC-Emissionen erfolgt auf der Basis eines produktverbrauchsorientierten Ansatzes. Dabei werden die Einsatzmengen an flüchtigen organischen Stoffen, die über Lösemittel oder lösemittelhaltige Produkte zu diesen Quellgruppen zugeordnet werden können, ermittelt und daraus über (für jede einzelne Quellgruppe) spezifische Emissionsfaktoren die NMVOC-Emissionen berechnet. Die Methodik erfordert – differenziert nach den einzelnen Quellgruppen – belastbare Informationen über die folgenden Eingangsgrößen:

- die im Berichtsjahr eingesetzten Mengen an VOC-haltigen (Vor-) Produkten und Hilfsmitteln,
- den VOC-Gehalt dieser Produkte (Stoffe und Gemische),
- die jeweiligen Anwendungs- und Emissionsbedingungen (bzw. den daraus resultierenden spezifischen Emissionsfaktor).

Die völlig unterschiedliche Anwendung von Lösemitteln oder lösemittelhaltigen Produkten in Industrie, Handwerk oder privaten Haushalten führt zu einer sehr heterogenen Struktur innerhalb der Quellgruppe. Um ihr gerecht werden zu können, werden die Eingangsgrößen auf der Ebene von 37 differenzierten Verursacherprozessen (analog zu CORINAIR SNAP Level 3) bestimmt und die errechneten NMVOC-Emissionen anschließend aggregiert. Die eingesetzten Produkt-/Stoffmengen werden auf der Ebene von Produktgruppen unter Verwendung der Produktions- und der Außenhandelsstatistik ermittelt. Wo möglich, werden die so ermittelten Inlandsverbrauchsmengen durch den Abgleich mit Branchenstatistiken weiter verifiziert. Für die durchschnittlichen VOC-Gehalte der Einsatzstoffe sowie die Emissionsfaktoren werden Werte angesetzt, die auf Expertenschätzungen (Fachgutachten und Branchendialoge) für die einzelnen Quellgruppen oder Quellgruppenbereiche basieren.

Da der methodische Hintergrund für die Umrechnung der NMVOC-Emissionen in indirekte $CO_2$-Emissionen vor allem die Kompatibilität zur Emissionsberichterstattung der EU ist, haben wir für die aktuelle Berichterstattung den in *Chapter 7 Precursors and Indirect Emissions* der 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories vorgeschlagenen Referenzansatz verwendet:

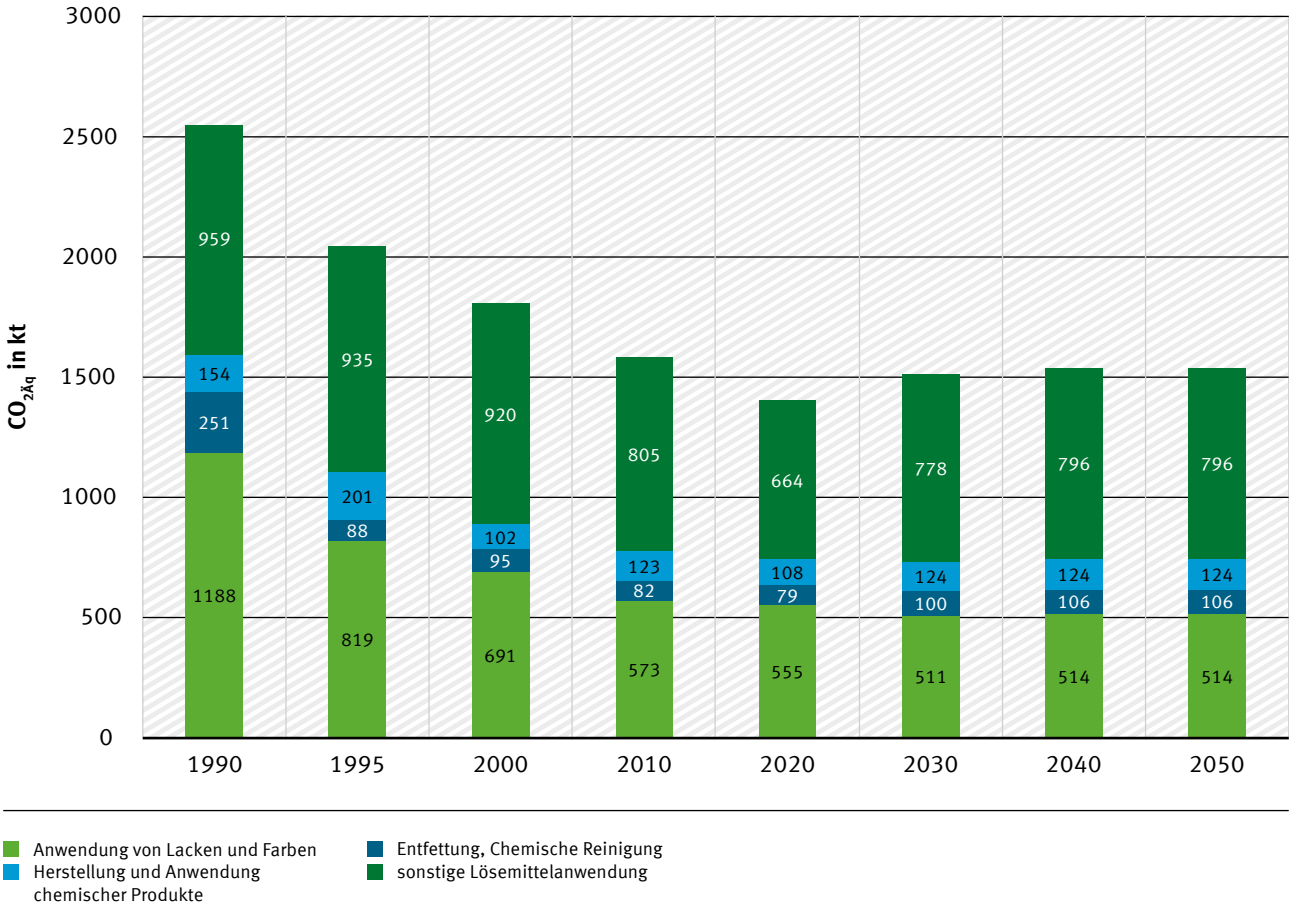
Formel D-2: $EM_{\text{indirektes CO2}} = EM_{\text{NMVOC}} * \text{Molmasse } CO_2 / \text{Molmasse C} * 60\ \%$

Diese Berechnungsmethode ergibt einen Umrechnungsfaktor von 2,20; damit entspricht 1 t an NMVOC-Emissionen umgerechnet 2,20 t $CO_{2Äq}$.

### D.13.1.3 Emissionsentwicklung im Zeitraum 1990–2010

Die Emissionen von NMVOC aus der Anwendung von Lösemitteln und lösemittelhaltigen Produkten tragen mit etwa 1.500.000 t $CO_{2Äq}$ (Stand 2011) zu 0,17 % an den deutschen Treibhausgasemissionen bei.

Abbildung D-9: NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen – 1990 bis 2010 – und CLE-Szenario[CXCVIII] für 2020 bis 2050, angegeben als $CO_{2Äq}$ ,eigene Darstellung[339], eigene Berechnungen[CXCIX]




Seit 1990 sind die NMVOC-Emissionen aus dieser Quellgruppe insgesamt um etwa 41 % zurückgegangen. Der Schwerpunkt der Emissionsminderung lag in den Jahren seit 1999. Zu diesem Minderungserfolg trugen insbesondere ordnungsrechtliche Regelungen wie die „Chemikalienrechtliche Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen (VOC) durch Beschränkung des Inverkehrbringens lösemittelhaltiger Farben und Lacke“ (Lösemittelhaltige Farben- und Lack-Verordnung – ChemVOCFarbV), die 31. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz („Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen bei der Verwendung organischer Lösemittel in bestimmten Anlagen – 31. BImSchV“) und die 2. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz („Verordnung über Emissionsbegrenzung von leichtflüchtigen halogenierten organischen Verbindungen – 2. BImSchV“) sowie die TA Luft bei. Aber auch das deutsche Umweltzeichen „Blauer Engel“, in dessen Rahmen unter anderem lösemittelarme Lacke, Wandfarben oder Klebstoffe ausgezeichnet werden, hat daran einen wichtigen Anteil.

CXCVIII CLE-Szenario (**C**urrent **L**egislation): Szenario auf der Basis der geltenden Regelungen und Gesetzgebung; keine darüber hinausgehende Maßnahmen werden in die Emissionsschätzung einbezogen.

CXCIX Daten 2020–2050 eigene Berechnung.

Obwohl in einzelnen Bereichen teilweise für mehrere Jahre sogar erhöhte Produkteinsatzmengen zu verzeichnen waren, die sich dort entsprechend emissionssteigernd auswirkten, konnte durch die oben beschriebenen Maßnahmen diese Entwicklung weitgehend ausgeglichen werden. Diese Erfolge gelangen insbesondere in den letzten Jahren und spiegeln sich in den aktualisierten Emissionsberechnungen wider, die im Rahmen der Methodenoptimierung weiter differenzierte VOC-Gehalte und Emissionsfaktoren berücksichtigen konnten.

### D.13.1.4 Reduktionsmöglichkeiten bis 2050

Wie im vorangehenden Abschnitt ausgeführt haben die geltenden gesetzlichen und freiwilligen Maßnahmen seit 1990 zu einer erheblichen Minderung der NMVOC-Emissionen geführt.

Die produktbezogenen Regelungen zielen als Primärmaßnahmen zum großen Teil auf die Reduzierung des Gehalts von emissionsrelevanten Bestandteilen in den betreffenden Produkten. Auf der anderen Seite sind produktbezogene Maßnahmen wie die Beschränkung der Herstellung und der Verwendung von lösemittelhaltigen Produkten in Europa nach geltender Rechtsauffassung nicht mehr auf nationaler Ebene umzusetzen. Derartige produktbezogene Maßnahmen stellen einen Verstoß gegen die Freiheit des Warenverkehrs in der EU dar, die eine durch das Europarecht gewährte Grundfreiheit ist. Somit obliegt es dem Europäische Parlament oder den Mitgliedsstaaten (über den Rat der Europäischen Union), die Europäische Kommission aufzufordern, die entsprechenden europäischen Regelungen vorzuschlagen und damit die Grundlagen für produktbezogene Maßnahmen zu schaffen.

Um die Reduktionsmöglichkeiten bis 2050 in einem MFR-Szenario[CC] auszuloten, das umfassende technisch plausible Minderungsmöglichkeiten einbezieht, sind wir von den folgenden Annahmen ausgegangen:[340]

- Produkt- und prozessbezogene Maßnahmen wie insbesondere der Ersatz von lösemittelhaltigen Rezepturen durch lösemittelarme oder -freie Produkte in allen vier Quellgruppen 3.A bis 3.D (Minderungserfolg etwa 200.000 t $CO_{2Äq}$);
  dazu zählen beispielsweise
  - Begrenzung des VOC-Gehalts von Aerosolverpackungen;
  - Weitere Minderung des VOC-Einsatzes bei Druckfarben und bei Prozessen in der Druckindustrie;
  - Begrenzung des VOC-Gehalts von Lacken und Farben in bisher noch ungeregelten Anwendungsbereichen;
- Vermehrter Einsatz von treibhausgas-neutralen Lösemitteln aus nachwachsenden Rohstoffen aus Abfällen und Reststoffen, beispielsweise von regenerativ erzeugtem Methan oder Bioethanol (zusätzlicher Minderungserfolg in allen vier Quellgruppen 3.A bis 3.D für 2050: 33 %);[341, 342]
- Höhere Steigerung der Effizienz beim Einsatz von Lösemitteln und lösemittelhaltigen Produkten (zusätzlicher Minderungserfolg in allen vier Quellgruppen 3.A bis 3.D
  für 2050: 10 %).

Die nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse des Minderungsszenarios zusammen. Insgesamt ergibt sich für die Maßnahmen des Minderungsszenarios eine Reduktion der Emissionen von mehr als 50 % gegenüber dem Basis-Szenario für das Jahr 2050.

CC MFR-Szenario (**M**aximum (Technically) **F**easible **R**eduction): Szenario, das die technisch realisierbaren Minderungsmaßnahmen umfassend einbezieht.

Tabelle D-52: Entwicklung der NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen in t $CO_{2Äq}$ für die Quellgruppen 3.A bis 3.D eigene Darstellung[343], eigene Berechnungen[CCI]

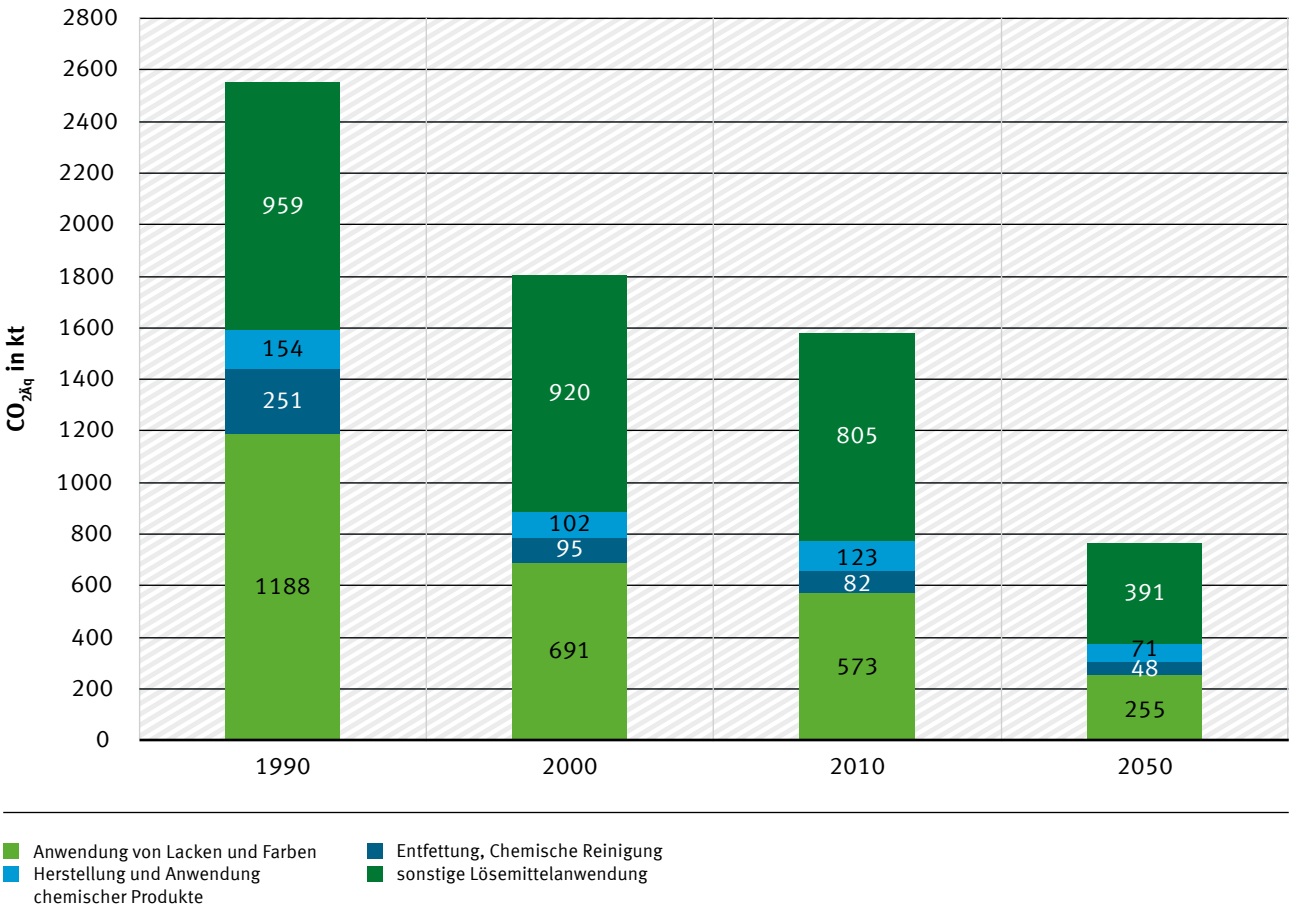
| CRF | Quellgruppe | Emissionen 2010 in t $CO_{2Äq}$ | Emissionen 2050 Basis-Szenario (CLE) in t $CO_{2Äq}$ | Emissionen 2050 m. Maßnahmen (MFR) in t $CO_{2Äq}$ | Minderung 2050 gegenüber Basis-Szenario in % |
|---|---|---|---|---|---|
| 3.A | Anwendung von Lacken und Farben | 572.860 | 513.913 | 255.310 | 55,4 % |
| 3.B | Entfettung, Chemische Reinigung | 82.474 | 105.834 | 47.785 | 42,1 % |
| 3.C | Herstellung und Anwendung chemischer Produkte | 123.000 | 124.453 | 70.938 | 42,3 % |
| 3.D | Sonstige Lösemittelverwendung | 804.690 | 795.655 | 390.824 | 51,4 % |
| 3 | **Summe** | **1.583.024** | **1.539.855** | **764.857** | **52 %** |

Die Minderungserfolge der getroffenen Annahmen im MFR-Szenario mögen auf den ersten Blick nicht als so bedeutend und die Methodik des Szenarios daher als eher konservativ angesehen werden. Das Gegenteil ist jedoch der Fall: Die getroffenen Annahmen reichen weit über heute bereits realisierbare oder für die nahe Zukunft absehbare Maßnahmen hinaus.
Wir gehen davon aus, dass nachwachsende Rohstoffe als Ausgangsstoffe bei der chemischen Synthese von Lösemitteln für Produkte erheblich an Bedeutung gewinnen. Damit verbunden ist ein entsprechender Minderverbrauch an fossilen Rohstoffen. Festzuhalten bleibt aber auch, dass in den letzten 10 Jahren die stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe in der chemischen Industrie stagnierte bzw. die Steigerungsrate sehr moderat ausfiel. Als Beispiel sei der Anteil von treibhausgas-neutralen Lösemitteln aus nachwachsenden Rohstoffen am europäischen Lösemittelmarkt angeführt: aktuell beträgt er weniger als 1,5 %.

Mit einem Anteil von etwa 0,17 % an den gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (Stand 2010)[344] ist die Anwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen bisher keine bedeutende Quellgruppe. Im Vergleich zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt wird ihr Beitrag zukünftig rechnerisch zunehmen, ohne jedoch einen erheblichen Anteil in der Gesamtbilanz zu erreichen.

CCI Daten 2050 eigene Berechnung.

Abbildung D-10: NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen – 1990 bis 2010 – und MFR-Szenario[CCII] für 2050, angegeben als $CO_{2Äq}$, eigene Darstellung[345], eigene Berechnung[CCIII]




## D.13.2 Lachgaseinsatz in Deutschland (CRF 3D)

### D.13.2.1 Darstellung der Quellgruppe

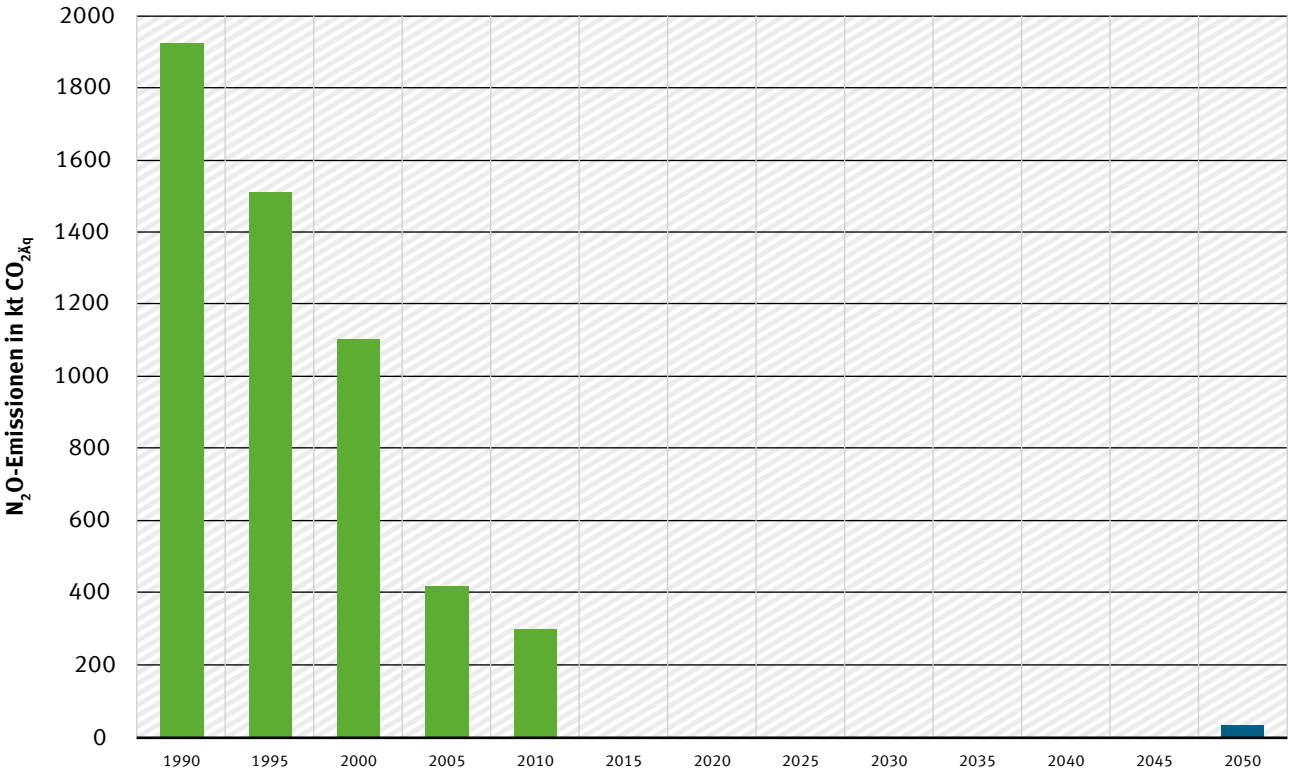
Emissionen aus dem Lachgaseinsatz (CRF 3D) waren 2010 mit 0,03 % an den Gesamttreibhausgasemissionen relativ klein. Air Liquide, Linde AG und Westfalen AG dominieren den deutschen Lachgasmarkt. Sie treten als Hauptthersteller und als Importeur auf. Es entstehen keine Lachgasemissionen bei der Lachgasherstellung und dessen Abfüllung in Gasflaschen. Diese treten lediglich bei dessen Anwendung auf. Als $N_2O$-Quelle ist hier vor allem der Einsatz in der Medizin von Bedeutung. 2010 stammten 95 % der $N_2O$-Emissionen in 3D aus dem Lachgaseinsatz aus der Anästhesie. Weitere Emissionsquellen sind der Einsatz von Lachgas als Treibmittel in Sprühsahnedosen und der Einsatz in der Halbleiterindustrie. Auch bei der Anwendung von Sprengstoffen wird $N_2O$ in geringen Mengen freigesetzt.

CCII MFR-Szenario (**M**aximum (Technically) **F**easible **R**eduction): Szenario, das die technisch realisierbaren Minderungsmaßnahmen umfassend einbezieht.

CCIII Daten 2050 eigene Berechnung.

Die Emissionen sind seit 1990 um 84,5 % deutlich gesunken. Der zurückgehende Einsatz von Lachgas in der Anästhesie ist dabei der wichtigste Einflussfaktor. Ursache sind starke Bestrebungen in der Medizin in Deutschland gegen die Verwendung von Lachgas. Die anderen Anwendungen Halbleiterindustrie, Sprühsahnedosen und Sprengstoffanwendung sind im Verhältnis von geringer Bedeutung und werden hier deshalb nicht weiter berücksichtigt. (NIR 2012)[346]

Abbildung D-11: $N_2O$-Emissionen aus dem Lachgaseinsatz in der Anästhesie, Halbleiterindustrie, Sahnesprühdosen und Sprengstoffanwendung – 1990 bis 2010 und Szenario für 2050 eigene Darstellung[347], eigene Berechnungen




### D.13.2.2 Lösungsräume für die THG-Minderung

In der Anästhesie wird aus medizinischen Gründen immer stärker auf andere Narkosemittel zurückgegriffen. Mit einem vollständigen Verschwinden der Anwendung ist jedoch nicht zu rechnen, da die Firmen anderweitig versuchen ihr Produkt zu vermarkten und z. B. fertige Betäubungssprays mit Lachgas für Zahnarztpraxen anbieten. Diesem Trend mit weiteren Maßnahmen entgegen zu wirken, ist schwierig, da vermeintliche medizinische Belange in der Abwägung gegenüber den Umweltbelangen bevorzugt werden.

### D.13.2.3 THG-Minderungs-Szenario für 2050

Aufgrund der starken Bestrebungen, den Lachgaseinsatz in der Anästhesie auch in Zukunft zu reduzieren, kann auch für die Zukunft von einem weiteren Rückgang der Emissionen ausgegangen werden. Eine Treibhausgasneutralität ist aber nicht zu erwarten, da die Gasehändler andere kleinere Anwendungsquellen nutzen werden, wie z. B. den Einsatz von Lachgas in der Zahnmedizin. Deshalb

wird für 2050 geschätzt, dass die Emissionen bei ca. noch 100 t $N_2O$ bzw. 31 kt $CO_{2Äq}$ liegen werden (siehe Abbildung D-11). Diese Schätzung erfolgt unter der Annahme dass die Lachgas-Einsatzmengen in den anderen Anwendungen nicht nennenswert steigen.

### D.13.2.4 Zusammenfassung Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen

Sowohl die Emissionen von NMVOC aus der Anwendung von Lösemitteln und lösemittelhaltigen Produkten als auch die Emissionen aus dem Lachgaseinsatz haben in der Vergangenheit stark abgenommen: von 4 Mio. Tonnen $CO_{2Äq}$ im Jahr 1990 auf 2 Mio. t $CO_{2Äq}$ in 2009.

Durch Produkt- und prozessbezogene Maßnahmen, den Einsatz von Lösemitteln aus nachwachsenden Rohstoffen und eine Steigerung der Effizienz beim Lösemitteleinsatz können die Emissionen von NMVOC darüber hinaus um mehr als 50 % auf 0,765 Mio. t $CO_{2Äq}$ bis 2050 reduziert werden.

Für die Emissionen aus dem Lachgaseinsatz nehmen wir an, dass die Emissionen durch den Verzicht in der Anästhesie automatisch auf 0,031 Mio. t $CO_{2Äq}$ zurück gehen werden.

Damit liegen die Gesamtemissionen im Jahr 2050 noch bei knapp 1 Mio. t $CO_{2Äq}$.

## D.14 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zeigen in ihrer Summe, dass unter Berücksichtigung der für diese Studie zugrunde gelegten Rahmenbedingungen (siehe Kapitel A Einführung) ein Szenario für einen treibhausgasneutralen und energieeffizienten Industriesektor in Deutschland im Jahre 2050 entwickelt werden konnte. In diesem Szenario werden die energiebedingten Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom, reg. Methan und reg. Wasserstoff auf null reduziert und damit im Vergleich zu 2010 um 100 % verringert. Um den Einsatz der regenerativ erzeugten Energieträger sowie reg. Strom zu ermöglichen, werden in vielen Bereichen grundsätzliche Umstellungen in den Herstellungsprozessen sowie der Einsatz geeigneter Anlagentechniken nötig sein. Beispielsweise gibt es in diesem Szenario in der Stahlindustrie keine Primärstahlerzeugung über die Hochofen-Oxygenstahl-Route mehr. Dafür wird die Elektrostahlerzeugung mittels Schrott und Schwammeisen (DRI) massiv ausgebaut, wobei als Energieträger für die Direktreduktion ausschließlich regenerativ erzeugtes Methangas oder regenerativ erzeugter Wasserstoff und für die Elektrolichtbogenöfen sowie die Walzwerksöfen ausschließlich regenerativer Strom zum Einsatz kommen.

Obwohl in vielen Bereichen Produktionssteigerungen bis 2050 erwartet werden, zeigt das Szenario, dass der gesamte Endenergieverbrauch im Vergleich zum Bezugsjahr 2010 zukünftig mit rund 373 TWh/a um circa 50 % geringer sein wird (Tabelle D-53). Somit wird sich der spezifische Energieeinsatz je Tonne Produkt in zahlreichen Branchen im Mittel um den Faktor 2 bis 4 verringern. Dies wird in vielen Fällen durch Optimierung der Fertigungsprozesse im Hinblick auf Material- und Energieeffizienz, konsequente Abwärmenutzung sowie den Einsatz hocheffizienter Anlagentechnik erreicht. Das Szenario geht dabei von zahlreichen Technikinnovationen im Laufe der nächsten vier Jahrzehnte aus. Hauptenergieträger werden mit einem Anteil am gesamten EEV von rund 50 % (199 TWh/a) regenerativ erzeugtes Methan und circa 45 % (159 TWh/a) regenerativ erzeugter Strom sein. Daneben werden in der Papierindustrie etwa 15 TWh/a in Form von produktionsbedingten Bioreststoffen (Lignin usw.) eingesetzt.

Zusätzlich geht das Szenario davon aus, dass zukünftig 282 TWh/a regenerativ erzeugtes Methan in der Chemischen Industrie als nicht-energetische Kohlenstoffquelle in der chemischen Synthese eingesetzt werden. Auf diese Weise werden auch die prozessbedingten Treibhausgasemissionen in vielen Bereichen der Chemischen Industrie, beispielsweise bei der Ammoniakherstellung, vollständig vermieden. Im gesamten Industriesektor ergibt sich für 2050 eine Reduzierung der prozessbedingten Treibhausgasemissionen auf rund 14 Mio. Tonnen im Jahr und somit um rund 75 % im Vergleich zu 2010 (Tabelle D-54). Die Einsparung kann neben den für die Chemische Industrie beschriebenen Maßnahmen durch Produktumstellungen – wie in der Zementindustrie –, oder den durch Substitutionen deutlich verringerten Einsatz von fluorierten Treibhausgasen, erreicht werden.

Tabelle D-53: Endenergiedaten des Industriesektors und des Bereichs Verarbeitendes Gewerbe im UBA THGND 2050 – Szenario

| | gesamter EEV in TWh/a | regenerativ es Methan in TWh/a | regenerativer Strom in TWh/a | Nutzung interner biogener Restströme in TWh/a | Änderung des ges. EEV gegenüber Ausgangsjahr in % |
|---|---|---|---|---|---|
| Stahlindustrie[CCIV] | 104,7 | 66,7 | 38,0 | | –42,19 |
| NE-Metallindustrie | 16,5 | 6,3 | 10,2 | | –35,29 |
| Gießereiindustrie | 6,5 | 1 | 5,5 | | –49,31 |
| chemische Industrie[CCV] | 81,0 | bis 61,0 | 20,0 | | –55,49 |
| Zementindustrie | 15,4 | 11 | 4,4 | | –44,78 |
| Glasindustrie | 4,8 | 0 | 4,8 | | –81,31 |
| Kalkindustrie | 4,7 | 4,3 | 0,4 | | –43,27 |
| Papier- und Zellstoffindustrie | 37,6 | 16,6 | 5,9 | 15,1 | –48,15 |
| Nahrungsmittelindustrie | 37,4 | 0 | 37,4 | | –32,97 |
| Textilindustrie | 4,3 | 1,8 | 2,5 | | –49,82 |
| sonstige Branchen (nicht im Bericht betrachtet)[CCVI] | 60,2 | 30,1 | 30,1 | | |
| **Summe** | **373,1** | **198,8** | **159,2** | **15,1** | |

CCIV Es wird angenommen, dass es technisch möglich sein wird, einen Großteil des Bedarfs an regenerativem Methan durch den energetisch günstigeren, regenerativ erzeugten Wasserstoff zu ersetzen.

CCV Methan und Wasserstoff können gleichrangig eingesetzt werden, sodass ihre Summe 61 TWh/a ergibt. Dem Rangebereich liegt die Annahme zugrunde, dass bei einer Minderung von 1,5 %/a von heute bis 2050 über alle Energieträger für Methan/Wasserstoff 61 TWh und für Strom 20 TWh anfallen. Zusätzlich werden 282 TWh Methan als regenerativer Rohstoff bzw. als Kohlenstoffquelle in der chemischen Synthese benötigt.

CCVI Für die sonstigen Branchen, die nicht im Bericht betrachtet wurden, wurde im Mittel eine Reduzierung des ges. EEV um 50 % gegenüber 2010 angenommen, sowie eine 50 zu 50-Verteilung von regenerativ erzeugtem Methan zu regenerativ erz. Strom in 2050.

Tabelle D-54: Treibhausgasemissionen der Industrie und des Verarbeitendes Gewerbe im UBA THGND 2050 – Szenario [CCVII CCVIII CCIX CCX]

| Treibhausgasemissionen (THG-EM) in t $CO_{2Äq}$/a | | | |
|---|---|---|---|
| | energiebedingte | prozessbedingte | Änderung der ges. Emissionen gegenüber Ausgangsjahr in % |
| Stahlindustrie[CCVII] | 0 | 162.000 | –99,7 |
| NE-Metallindustrie | 0 | 0 | –100,0 |
| Gießereiindustrie | 0 | 0 | –100,0 |
| chemische Industrie[CCVIII] | 0 | 500.000 | –98,7 |
| Zementindustrie[CCIX] | 0 | 6.330.000 | –79,8 |
| Glasindustrie | 0 | 761.563 | –94,1 |
| Kalkindustrie[CCX] | 0 | 3.530.000 | –64,8 |
| Papier- und Zellstoffindustrie | 0 | 0 | –100,0 |
| Nahrungsmittelindustrie | 0 | 0 | –100,0 |
| Textilindustrie | 0 | 0 | –100,0 |
| Produktion und Einsatz fluorierter Treibhausgase* | | | |
| Aluminium- und Magnesiumindustrie | 283.000 | 8,0 | |
| Produktion fluorierter Treibhausgase | 300.000 | 17,2 | |
| Kälte-, Klimaanlagen und Wärmepumpen | 28.000 | –99,7 | |
| Herstellung von Dämmstoffen | 69.000 | –89,7 | |
| Feuerlöschmittel | | 0 | –100,0 |
| Aerosole und Lösemittel | | 100.000 | –78,2 |
| Halbleiterproduktion | | 109.000 | –26,4 |
| Elektrische Betriebsmittel | 65.000 | –88,0 | |
| Sonstige $SF_6$-Anwendungen | 250.000 | –90,6 | |

CCVII $CO_2$-Emissionen entstehen nur durch den Abbrand der Graphitelektroden im Elektrolichtbogenofen.

CCVIII Prozessbedingte Treibhausgasemissionen entstehen nur noch als $N_2O$ in der Adipinsäure- u. Salpetersäureproduktion, da 2050 ausschließlich Kohlenstoffquelle in der chemischen Synthese verwendet werden, die auf regenerativem Methan basieren.

CCIX Unter der Annahme, dass im Vergleich zum Jahr 2010 durch die neuen Produktionsverfahren und Produkte die rohstoffbedingten $CO_2$-Emissionen der Zementproduktion um 80 % gesenkt werden können, entstehen im Jahr 2050 noch etwa 2.500 kt $CO_2$ aus der Entsäuerung von Rohmaterialien.

CCX Die Rohstoff- und damit prozessbedingten $CO_2$-Emissionen reduzieren sich aufgrund des Produktionsrückgangs um 30 % bis 2050.

| Treibhausgasemissionen (THG-EM) in t $CO_{2Äq}$/a | | | |
|---|---|---|---|
| | **energiebedingte** | **prozessbedingte** | **Änderung der ges. Emissionen gegenüber Ausgangsjahr in %** |
| Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen* | | | |
| Anwendung von Farben und Lacken | | 255.310 | –55,4 |
| Entfettung sowie Chemische Reinigung | | 47.785 | –42,1 |
| Herstellung und Anwendung ch. Produkte | | 70.938 | –42,4 |
| Andere Anwendungen von Lösemitteln | | 390.824 | –51,4 |
| sonstige Branchen (nicht näher betrachtet) | 0 | | |
| **Summe** | **0** | **13.783.420**[CCXI] | |

CCXI Inklusive 31.000 t $CO_{2Äq}$ aus Lachgaseinsatz.

# E. Abfall und Abwasser

## E.1 Beschreibung des Sektors

Bevor 1972 das erste Abfallgesetz in Deutschland in Kraft trat, gab es in jeder Ortschaft eine eigene Müllkippe – etwa 50.000 insgesamt.

Heute sind für Siedlungsabfälle deutschlandweit nur noch 160 Deponien (Deponieklasse II) in Betrieb. Gleichzeitig hat sich die Abfallwirtschaft – seit den 1980er-Jahren angetrieben von der Hierarchie des „Vermeidens, Verwertens, Beseitigens“ – von einer reinen Beseitigungsbranche zu einem differenzierten Sektor mit technisch anspruchsvollen Anlagen gewandelt. Die Zahl an Sortier-, Behandlungs- und Verwertungsanlagen hat stark zugenommen. Diese Entwicklung hat dafür gesorgt, dass die Abfälle, die seit 2005 nicht mehr unbehandelt deponiert werden dürfen, einer ressourcenschonenden und treibhausgasvermeidenden Behandlung zugeführt werden.

Heute beschäftigt die Kreislauf- und Abfallwirtschaft etwa 250.000 Menschen. Der jährliche Umsatz des Sektors liegt bei mehr als 50 Mrd. Euro.[348] Damit hat sich der Abfallsektor in Deutschland zu einem bedeutenden Wirtschaftszweig entwickelt, dessen Know-how und Anlagentechnik von vielen Ländern nachgefragt wird, um die Abfallwirtschaft umweltverträglich zu gestalten.

### E.1.1 Bilanzierung der Treibhausgasemissionen

Für den Abfallsektor werden im Nationalen Inventarbericht (NIR) Methanemissionen aus Abfalldeponien dargestellt. Seit 2004 werden neben den Emissionen aus der Abfalldeponierung und der Abwasserbehandlung auch die Emissionen aus der Kompostierung und der Mechanisch-Biologischen Abfallbehandlung (MBA) ausgewiesen, da diese für die Behandlung biologisch abbaubarer Bestandteile im Abfall zunehmende Bedeutung erlangt haben. Für den Bereich Abwasser werden Methan- und Lachgasemissionen berichtet.

Insgesamt wurden im Jahr 1990 für den Sektor Abfall und Abwasser 43,1 Mio. t $CO_{2Äq}$ berichtet, wovon der Hauptanteil mit fast 90 % aus den Deponien stammte. 10,3 % werden vom Abwassersektor emittiert. Der Anteil aus Kompostierungsanlagen ist mit 0,1 % sehr gering. Mechanisch-Biologische Behandlungsanlagen waren 1990 noch nicht in Betrieb.

### E.1.2 Darstellung der Emissionsentwicklung 1990 bis 2010

Gemäß NIR 2012[350] trägt die Quellgruppe Abfall und Abwasser im Jahr 2010 mit 1,3 % zu den Gesamtemissionen in Deutschland bei. Im Jahr 1990 waren es noch 3,5 %. In diesem Sektor sind im Vergleich zu allen anderen Sektoren die stärkten Emissionsminderungen zu verzeichnen (~72 %). Die Abfallwirtschaft hat damit einen überproportionalen Beitrag zum bisher erreichten Stand der Treibhausgasminderung erbracht.

Abbildung E-1: Verteilung der Treibhausgasemissionen 1990 (43,1 Mio t $CO_{2Äq}$).[349]

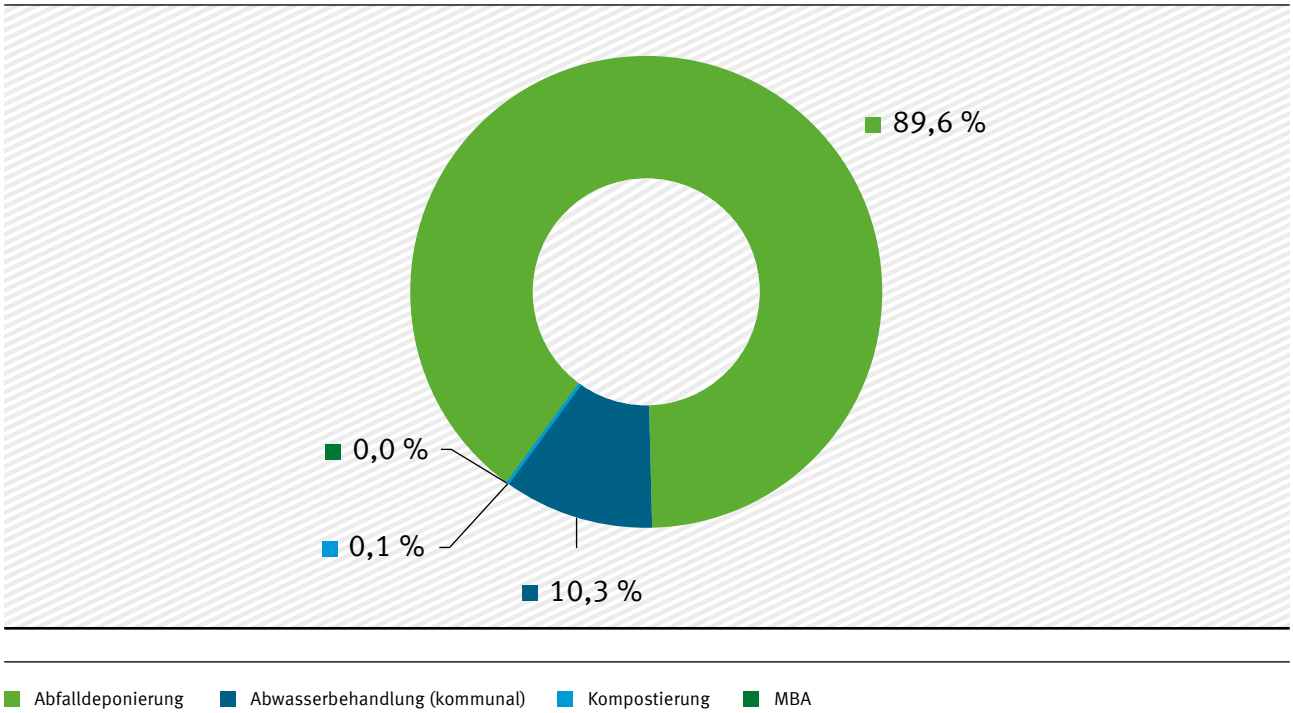
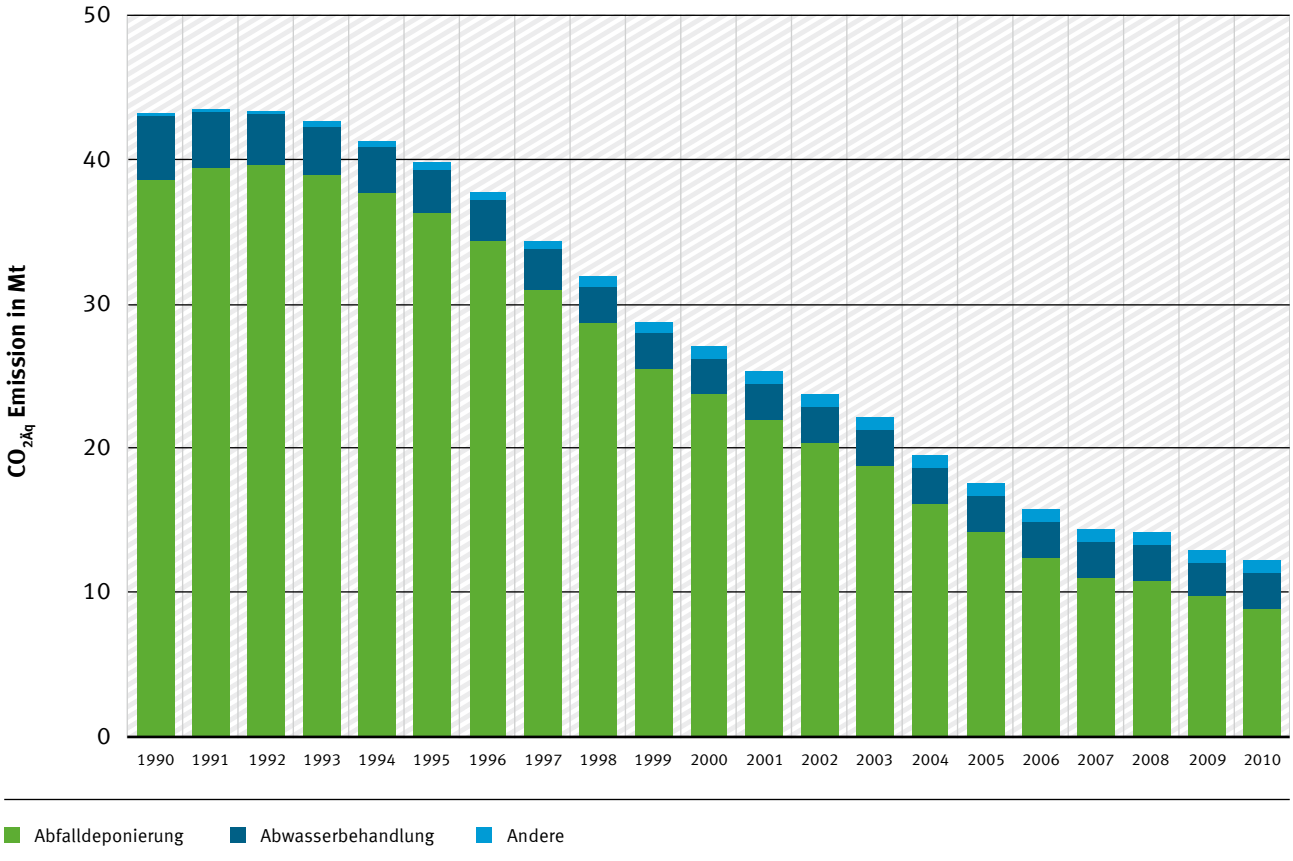



Abbildung E-2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland Abfall und Abwasser (ohne $CO_2$ aus LULUCF)[CCXII] 1990–2010.[351]



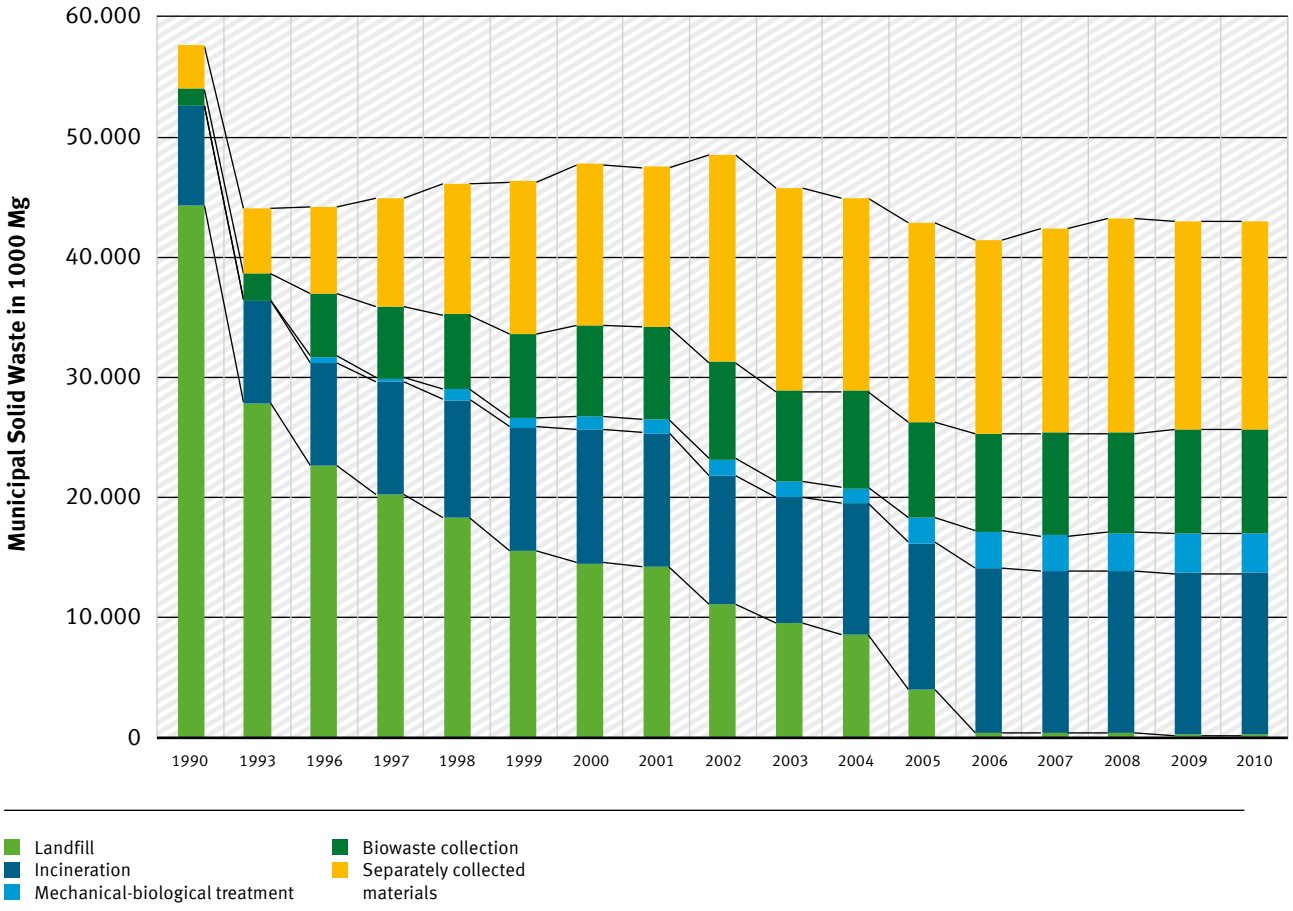

CCXII Die Kategorie „Andere“ zeigt zusammengefasst die Emissionen von Kompostierungsanlagen und MBA.

### E.1.2.1 Abfalldeponien

In Deponien entsteht aus den organischen Anteilen im Abfall unter Luftabschluss Methan, das zum Teil durch technische Maßnahmen erfasst werden kann und ansonsten diffus über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten in die Atmosphäre entweicht.

In der Zeit seit 1990 wurden in der Abfallwirtschaft in Deutschland eine Reihe von gesetzlichen Regelungen erlassen und organisatorische Maßnahmen in die Wege geleitet, die die Entwicklung der Emissionen aus der Abfalldeponierung stark beeinflusst haben. Hierzu gehören die verstärkte Sammlung von Bioabfällen aus Haushalten und Gewerbe, die verstärkte Sammlung von anderen Wertstoffen wie Glas, Papier/Pappe, Metalle und Kunststoffe sowie die getrennte Sammlung von Verpackungen und deren Verwertung. Seit Juni 2005 ist nach den Kriterien der Abfallablagerungsverordnung eine Deponierung nicht vorbehandelter Siedlungsabfälle nicht mehr zulässig. Nur durch eine thermische oder Mechanisch-Biologische Behandlung der Abfälle können die Kriterien für die Ablagerung auf Deponien eingehalten werden. Durch die oben beschriebenen Maßnahmen hat sich eine starke Verschiebung in den Abfallströmen ergeben. Weit mehr als die Hälfte des Hausmülls – vor allem Altpapier, Altglas, Verpackungen und Bioabfall – gelangt heute in die stoffliche Verwertung.

Abbildung E-3: Veränderung der Entsorgungspfade der Siedlungsabfälle zwischen 1990 und 2010.[352]




Die nach Mitte 2005 auf Deponien abgelagerten Siedlungsabfallmengen sind stark zurückgegangen. Sie tragen nur noch in sehr geringem Maße zur Gasbildung bei, da sie nur wenige Abfallkomponenten

mit geringem Methanbildungspotenzial enthalten (z. B. Behandlungsrückstände aus der MBA, geringe Holzgehalte aus aufbereitetem Bauschutt).

Durch Erfassung und anschließende Nutzung des Deponiegases werden die Emissionen weiter gesenkt. Mit der TA Siedlungsabfall von 1993 wurde die Gaserfassung auf den Siedlungsabfalldeponien Teil der Genehmigungsvoraussetzung. Das erfasste Methan kann in Blockheizkraftwerken für den Eigenverbrauch oder für die externe Energiebereitstellung genutzt werden. Ein weiterer Anteil an Methan wird in der Deponiedeckschicht oxidiert.

In den Deponien in Deutschland wurden 2010 gemäß der Berechnungen zum NIR 2012 [353] etwa

821.000 t Methan gebildet, davon wurden
347.000 t Methan gefasst und energetisch genutzt oder in Gasfackeln verbrannt, sowie
47.000 t biologisch oxidiert. Damit betrugen die Emissionen, die in die Umwelt abgegeben wurden etwa
**427.000 t Methan (8.970.000 t $CO_{2Äq}$)**.

Seit 1990 konnten somit die Methanemissionen aus Deponien von 1,8 Mio. t auf etwa 0,4 Mio. t im Jahr 2010 gesenkt werden.[354] Diese rückläufigen Methanemissionen entsprechen 30 Mio. Jahrestonnen $CO_{2Äq}$ und damit einer Minderung der gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands um ca. 2,5 %.

### E.1.2.2 Kompostierung und Mechanisch-Biologische Abfallbehandlung

Die Menge an getrennt gesammeltem Bioabfall und Grünschnitt ist in den letzten Jahren gestiegen und soll durch eine bundesweit verpflichtende Getrenntsammlung für Bioabfall ab 2015 (§11 Kreislaufwirtschaftsgesetz)[CCXIII] noch weiter gesteigert werden. Die Treibhausgasemissionen aus der Kompostierung lagen im Jahr 2010 bei etwa 726.000 t $CO_{2Äq}$. Diese Emissionen entstehen bei der Kompostierung von knapp 9 Mio. t Bioabfällen.[355]

| | | |
|---|---|---|
| Methan: | 25.300 t | ~ 531.000 t $CO_{2Äq}$ |
| Lachgas: | 630 t | ~ 195.000 t $CO_{2Äq}$ |
| Summe | | ~ 726.000 t $CO_{2Äq}$ |

Seit den 90er Jahren werden in Deutschland Mechanisch-Biologische Verfahren in größerem Umfang zur Restabfallbehandlung eingesetzt. Anfangs dominierten technisch einfache Anlagenkonzepte ohne Abgasfassung und -behandlung. Im Zuge verfahrenstechnischer Weiterentwicklungen setzten sich geschlossene Anlagen mit Biofilter zur Abgasreinigung durch, die zwar die Geruchsemissionen reduzierten, aber zu keiner Minderung der Treibhausgasemissionen führten. Seit März 2001 müssen MBA-Neuanlagen strenge technische Anforderungen erfüllen und anspruchsvolle Grenzwerte nach den Anforderungen der 30. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz (30.BImSchV)[CCXIV] einhalten. Die Einhaltung dieser Emissionsgrenzwerte erfordert eine Kombination aus saurer Abgaswäsche und thermischer Behandlung des Abgases.

CCXIII Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG). 24.02.2012.

CCXIV Dreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfällen – 30. BImSchV). 20.02.2001.

MBA emittieren in Folge biologischer Abbauprozesse Methan und Lachgas. Laut NIR 2012 [356] lagen die Emissionen im Jahr 2010 bei

| | | |
|---|---|---|
| Methan: | 280 t | ~ 6.000 t $CO_{2Äq}$ |
| Lachgas: | 500 t | ~ 155.000 t $CO_{2Äq}$ |
| Summe | | ~ 161.000 t $CO_{2Äq}$ |

### E.1.2.3 Kommunale Abwasserbehandlung

Die kommunale Abwasserbehandlung erfolgt in Deutschland normalerweise unter aeroben Bedingungen (kommunale Kläranlagen, Kleinkläranlagen), d.h. es treten keine Methanemissionen auf. Die bis Anfang der 90er Jahre in Ostdeutschland noch betriebene offene Schlammfaulung zur Schlammstabilisierung, die zur Emission von Methan führte, wurde schrittweise reduziert und 1994 eingestellt. Methan kann jedoch durch anaerobe Prozesse in abflusslosen Gruben entstehen, wenn Haushalte nicht an die öffentliche Kanalisation bzw. Kleinkläranlagen angeschlossen sind. 2010 entsorgten noch 573.500 Einwohner ihr Abwasser in abflusslosen Gruben.[357] Die organische Fracht, die in abflusslose Gruben geleitet wird, wurde jedoch seit 1990 drastisch reduziert, woraus ein stark abfallender Trend der Methanemissionen resultiert (Reduktion von ca. 180 kt/a 1990 auf ca. 13 kt/a 2009[358]).

Lachgasemissionen können als Nebenprodukt in der kommunalen Abwasserbehandlung insbesondere bei der Denitrifikation entstehen, bei der aus Nitrat gasförmige Endprodukte, hauptsächlich aber molekularer Stickstoff gebildet wird. Die Höhe der Lachgasemissionen ($N_2O$) im Abwassersektor hängt von der Pro-Kopf-Eiweißzufuhr ab und weist damit einen direkten Bezug zu Lebensstilen und Konsumgewohnheiten auf.

Bei der kommunalen Abwasserbehandlung fielen 2010 gemäß den Berechnungen zum NIR 2012[359]

3.370 t Methan (70.800 t $CO_{2Äq}$) und
7.430 t Lachgas (2.303.300 t $CO_{2Äq}$)

an, das sind in Summe annähernd **2,4 Mio. t $CO_{2Äq}$**.

Die Methanemissionen sind bei der Abwasserbehandlung seit 1990 um 93,8 % gesunken; die Lachgasemissionen sind um 3,6 % gestiegen.

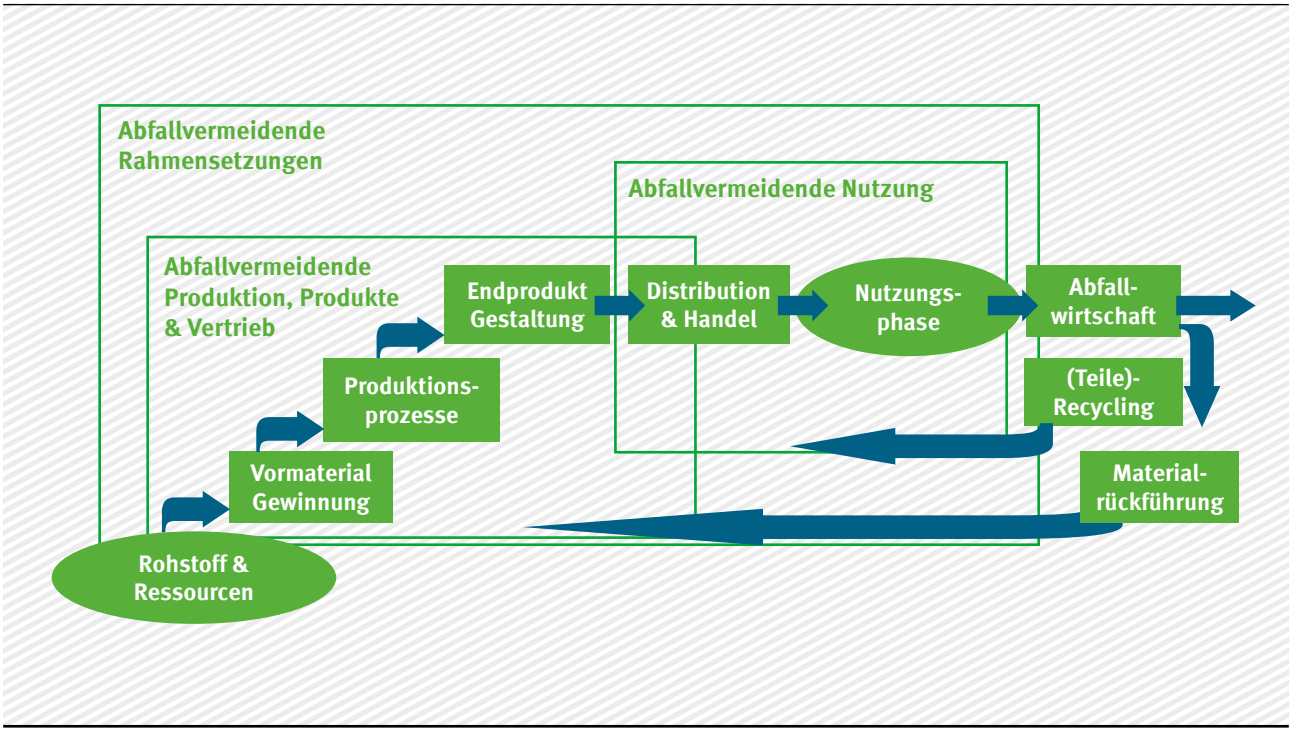
## E.2 Darstellung der Lösungsmöglichkeiten für die THG-Minderung in den Quellgruppen und Subquellgruppen

Für die THG-Entwicklung im Abfallsektor ist die Menge des anfallenden Abfalls und dessen Zusammensetzung sowie die Verwertung bzw. Behandlung der Abfälle maßgeblich verantwortlich. Abfallvermeidung hat Priorität in der fünfstufigen Abfallhierarchie, die in § 6 des im Juni 2012 in Kraft getretenen Kreislaufwirtschaftsgesetzes[CCXV] in Umsetzung der EU-Abfallrahmenrichtlinie definiert wird. Bis Ende 2013 will die Bundesregierung ein Abfallvermeidungsprogramm verabschieden.

CCXV Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG). 24.02.2012.

Allerdings ist nur ein kleiner Teil der abfallvermeidenden Aktivitäten durch abfallwirtschaftliche Maßnahmen zu beeinflussen. Vielmehr ist zum Erreichen entscheidender Fortschritte bei der Abfallvermeidung die gesamte Kette von Rohstoffgewinnung über Produktion und Nutzung bis zum Abfallanfall zu betrachten (siehe Abbildung E-4).

Abbildung E-4: Abfallvermeidung entlang des Lebensweges von Produkten[360].




Der Bevölkerungsrückgang bis 2050 führt zu einer Minderung der Abfälle. Durch die prognostizierte Zunahme von Singlehaushalten könnte eine gegenläufige Entwicklung mit einer Erhöhung der Pro-Kopf-Abfallmenge eintreten, wenn nicht Maßnahmen zur Abfallvermeidung greifen. Die letztlich vorhandene Abfallmenge und -zusammensetzung hängt eng mit den Konsum- und Lebensstilen 2050 zusammen und lässt sich schwer prognostizieren.

Wir gehen jedoch von einem starken Rückgang der Restabfälle durch Veränderungen entlang der gesamten Kette aus, da Ressourcenverknappung und verschärfte Klimaschutzanforderungen die rohstoff- und energieverschwendende Herstellung und Nutzung von Produkten einschränken werden. Hierzu können gesetzliche Rahmensetzungen, finanzielle Anreize – z. B. durch Internalisierung der ökologischen Kosten – und Veränderungen im Konsumverhalten beitragen, auf die hier nicht weiter eingegangen wird.

Abfallwirtschaftliche Maßnahmen im engen Sinne, die zur Abfallvermeidung beitragen können, sind die Förderung der Wiederverwendung z. B. durch Tauschbörsen, Weitergeben von Möbeln etc.. Durch gesetzliche Rahmensetzung kann das Recycling gefördert werden, unterstützt durch finanzielle Anreize auf kommunaler Ebene z. B. durch mengenabhängige Gebührensysteme, die abfallvermeidendes Verhalten finanziell belohnen. Ebenfalls können freiwillige Vereinbarungen mit der Wirtschaft, in denen z. B. Mindestrecyclingquoten festgelegt werden, die Zielerreichung unterstützen.

Abbildung E-5: Ressourcenschonung entlang des Lebensweges von Produkten[361]

Entscheidungen in der Produktgestaltung bestimmen maßgeblich den Ressourcenverbrauch und das Entstehen von Abfällen sowie die Nutzungsdauer und variabilität der Produkte. Ressourcenschonende und abfallvermeidende Produkte zeichnen sich zunächst durch den Einsatz einer möglichst geringen Materialmenge und von Sekundärrohstoffen unter Berücksichtigung der Rohstoffvorketten (ökologischen Rucksäcke) aus. Die Nutzungsdauer dieser Produkte ist möglichst lang, sie sind ressourceneffizient in der Nutzungsphase und am Lebensende können sie möglichst demontiert und einzelne Bestandteile weiter genutzt oder dem Wertstoffkreislauf zugeführt werden.

Um natürliche Ressourcen zu schonen, Abfall zu vermeiden und die Umwelt insgesamt zu entlasten (einschließlich der Minderung von Treibhausgasemissionen), ist der gesamte Lebensweg eines Produkts oder Systems zu betrachten.

Das Beispiel Tintenstrahldrucker (Nutzung in Haushalten) soll diese Aspekte verdeutlichen. Hier gibt es eine Reihe von Synergien um die Umweltwirkungen zu mindern:

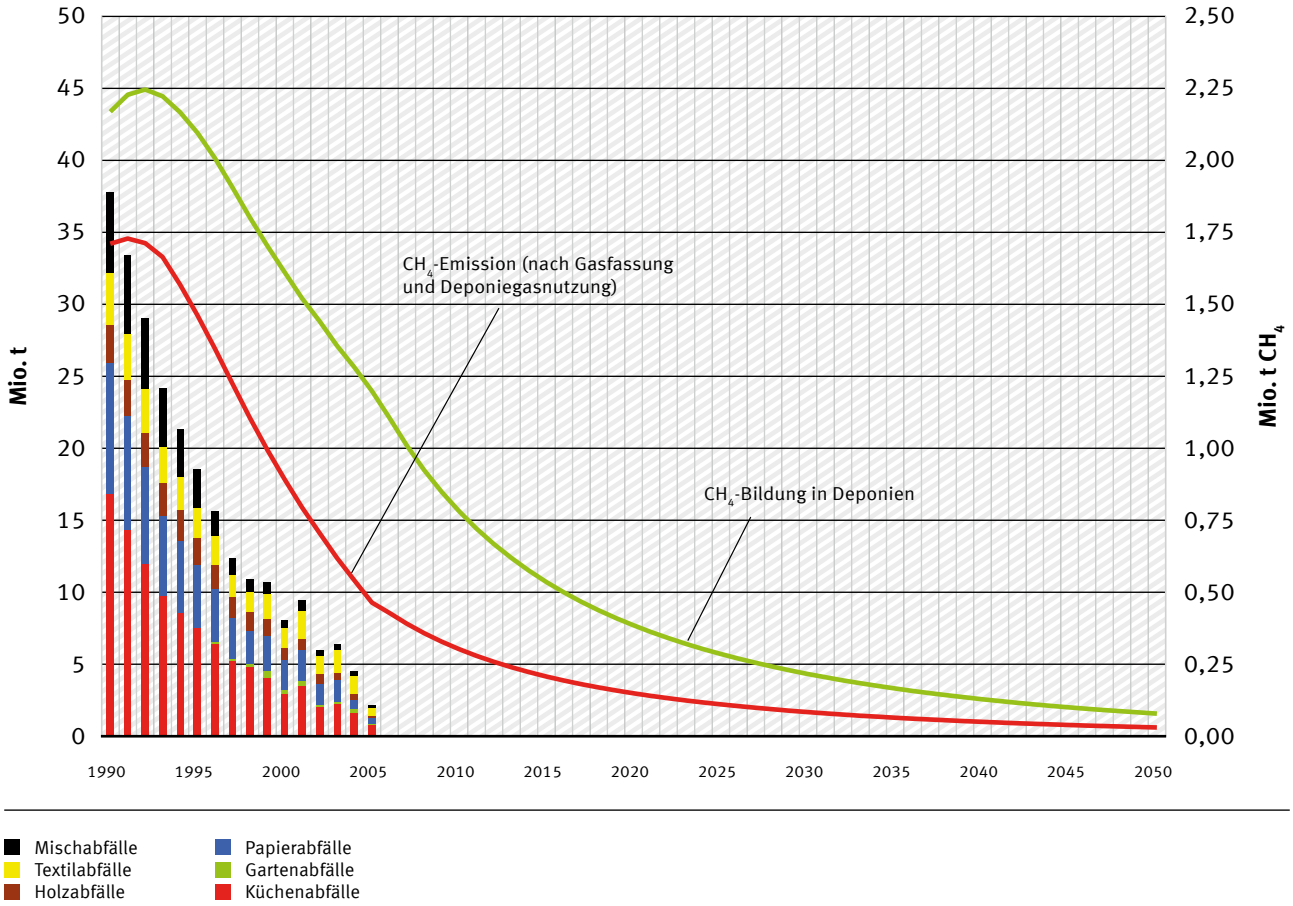
- Tintenstrahldrucker sind heute meist Multifunktionsgeräte und bieten die Funktionen Drucken, Faxen, Scannen und Kopieren. Somit wurde die Gerätevielfalt und damit auch der Materialeinsatz und das Abfallaufkommen reduziert.
- Bei den in Haushalten üblichen Nutzungsmustern der Geräte (anders sind die Verhältnisse bei gewerblicher Nutzung) beträgt der Energieeinsatz für die Herstellung (einschließlich zur Gewinnung der Materialien) etwa das Doppelte im Vergleich zur Nutzungsphase. Haben Drucker oder Multifunktionsgeräte eine lange Nutzungsdauer, kommen weniger Geräte zum Einsatz und Material sowie Energie (und verbunden damit auch Treibhausgasemissionen) lassen sich in gleicher Weise sparen.
- Die Nutzungsdauer darf nicht durch Verschleißteile wie zum Beispiel den Tintenbehälter/das Tintenschwämmchen zur Aufnahme der Resttinte nach Reinigung des Druckkopfes begrenzt sein (Stichwort Obsoleszenz), der Tausch solcher Verschleißteile muss vielmehr für den Verbraucher selbst möglich sein, zudem muss es entsprechende Ersatzteile geben.
- Der Energieverbrauch für die Papierproduktion macht etwas mehr aus als der Energieeinsatz für das Drucken (bezogen auf den Lebensweg). Die Funktionen für doppelseitiges Drucken oder der Druck von mehreren Seiten pro Blatt ermöglichen es, Papier und damit auch die Ressourcen für dessen Produktion zu sparen.
- Durch den Einsatz von Recyclingmaterialien lassen sich Ressourcen schonen, aber ebenso die Aufwendungen zur Materialgewinnung. So führt der Einsatz von 30 % Recyclingkunststoff zu einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 10 %, bezogen auf den gesamten Lebensweg des Druckers.

Bei anderen Produktbeispielen kann es aber auch zu Zielkonflikten kommen, so erfordern energieeffiziente Elektromotoren zum Beispiel einen höheren Kupfereinsatz im Vergleich zu Motoren mit höherem Stromverbrauch.

## E.3 Treibhausgasminderung im Abfall- und Abwassersektor 2050

Die wesentlichen Maßnahmen für eine Treibhausgasminderung bei der Entsorgung von Abfällen sind in Deutschland bereits umgesetzt worden. Durch die Veränderung der Abfallströme und die deutliche Reduzierung der deponierten Siedlungsabfälle, die zudem vor der Ablagerung thermisch oder mechanisch-biologisch behandelt werden müssen, haben die Methanemissionen aus Deponien drastisch abgenommen. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen: Die Methanbildung in Deponien wird aufgrund der Abfallvorbehandlung stark rückläufig sein.

Abbildung E-6: Entwicklung der Methanemissionen aus der Abfalldeponierung in Deutschland 1990–2050[362]




Die Restgasbildung erfolgt auch langfristig noch weitgehend aus den schwerabbaubaren organischen Bestandteilen der vor dem Jahr 2005 abgelagerten Abfälle. Es ist davon auszugehen, dass die Ablagerung von mechanisch biologisch behandelten Abfällen in den nächsten Jahrzehnten ebenfalls stark rückläufig sein wird. Im Szenario für 2050 wird von einem Rückgang von 80 % (von 650.000 t auf 130.000 t abgelagerter MBA-Abfälle) ausgegangen: die Auswirkungen auf die Methanemissionen sind jedoch gegenüber dem Beitrag aus den Ablagerungen vor 2005 gering.

Unter diesen Annahmen werden in den Deponien 2050 noch 80.000 t Methan (1,7 Mio. t $CO_{2Äq}$) gebildet.

Es ist zu erwarten, dass Rückbau und aerobe Stabilisierungsverfahren von Deponien bis 2050 an Bedeutung gewinnen. Unter der Annahme, dass solche Maßnahmen bei 30 % der Ablagerungen zum Einsatz kommen, verringert sich die jährliche Methanbildung auf 56.000 t Methan (1,2 Mio. t $CO_{2Äq}$).

Für 2050 wird davon ausgegangen, dass die Minderungseffekte Deponiegasfassung und biologische Oxidation die Emissionen gegenüber dem gebildeten Methan um 50 % verringern. Die für 2050 zu erwartenden Methanemissionen betragen demnach 28.000 t Methan (0,6 Mio. t $CO_{2Äq}$).

Für die in MBA behandelten Abfallmengen wird für 2050 davon ausgegangen, dass diese gegenüber 2010 konstant bleiben. Durch Umrüstungen der MBA zu Mechanisch-Biologischen Stabilisierungs-

anlagen (MBS) werden sich die Abgasmengen und die Lachgasbildung im biologischen Prozess verringern. Es wird daher erwartet, dass etwa 40 % geringere Treibhausgasemissionen aus MBA (d.h. ca. 100.000 t $CO_{2Äq}$) emittiert werden. Die Umrüstung der MBA zu MBS ist auch die Ursache für die Verringerung der abgelagerten Behandlungsrückstände, denn im Behandlungsprozess der MBS wird ein deutlich höherer Anteil der behandelten Abfälle einer thermischen oder stofflichen Nutzung zugeführt.

Langfristig wird weiterhin davon ausgegangen, dass ca. 13 Mio. t Bioabfälle zu verwerten sind. Hiervon wird ein großer Teil in Vergärungsanlagen behandelt werden. Durch technische und organisatorische Maßnahmen zur Vermeidung von Methan- und Lachgasemissionen bei Kompostierungs- und Vergärungsanlagen (z. B. Ausrüstung mit einer thermischen Abgasreinigung) werden die resultierenden Treibhausgasemissionen auf ca. 460.000 t $CO_2$-Äquivalente fallen. Ein Teil der Reduzierungen wird bereits durch aktuell geplante rechtliche Regelungen (Biogasanlagenverordnung) erzielt.

Zurzeit gehen ca. 25 Mio. t Abfälle in die thermische Behandlung bzw. energetische Verwertung, die in Zukunft in dieser Menge nicht mehr zur Verfügung stehen werden. In dieser Studie wird angenommen, dass eine langfristige Umstellung der erdölbasierten Industrie auf nachwachsende oder regenerativ erzeugte Rohstoffe gelingt. Es wird zudem davon ausgegangen, dass die Anteile an Produkten, die auf Erdölbasis produziert wurden, bis zum Jahr 2050 großen Teils schon als Abfall entsorgt wurden. Unter diesen Voraussetzungen sind die Kohlendioxidemissionen fossilen Ursprungs aus Abfallverbrennungsanlagen im Jahr 2050 zu vernachlässigen.

Auch bei der Abwasserbehandlung ist langfristig mit weiteren Emissionsminderungen zu rechnen. Durch die Erhöhung des Anschlussgrades der Bevölkerung an die zentrale Abwasserbehandlung und den Bevölkerungsrückgang im ländlichen Raum werden die Methangasemissionen aus abflusslosen Gruben weiter sinken. Es kann von einer möglichen Reduzierung um 50 % ausgegangen werden. Das entspricht einer Gesamtemission durch Methan von etwa 35.000 t $CO_{2Äq}$ für abflusslose Gruben.

Es wird davon ausgegangen, dass sich bis 2050 der Anteil des gebildeten Lachgases ($N_2O$) verringert. Dies gilt unter der Prämisse, dass in der Bevölkerung eine Umstellung der Ernährung mit geringerem Proteingehalt erfolgt, so dass eine Annäherung an die empfohlenen Protein-D-A-CH-Richtwerte[CCXVI] erreicht wird. Hinzu kommt die insgesamt weiter rückgängige Bevölkerungszahl.

In der „Nationalen Verzehrstudie II“ (2008)[363] wurde dargestellt, dass der gegenwärtige Proteinverbrauch bei ca. 130 % der empfohlenen D-A-CH-Werte liegt. Wenn unsere Verbrauchswerte sich langfristig analog denen der Verzehrstudie entwickeln und die Proteinaufnahme um annähernd 30 % reduziert wird, ergibt sich eine Reduktion der Lachgasemissionen um ca. 690.000 t $CO_{2Äq}$. Dies entspricht einer Treibhausgesamtemission durch $N_2O$ von gut 1,6 Mio. t $CO_{2Äq}$.

Unter den vorgenannten Annahmen ist davon auszugehen, dass im Jahr 2050 die Emissionen für den Abwassersektor ca. 1,65 Mio. t $CO_{2Äq}$ betragen.

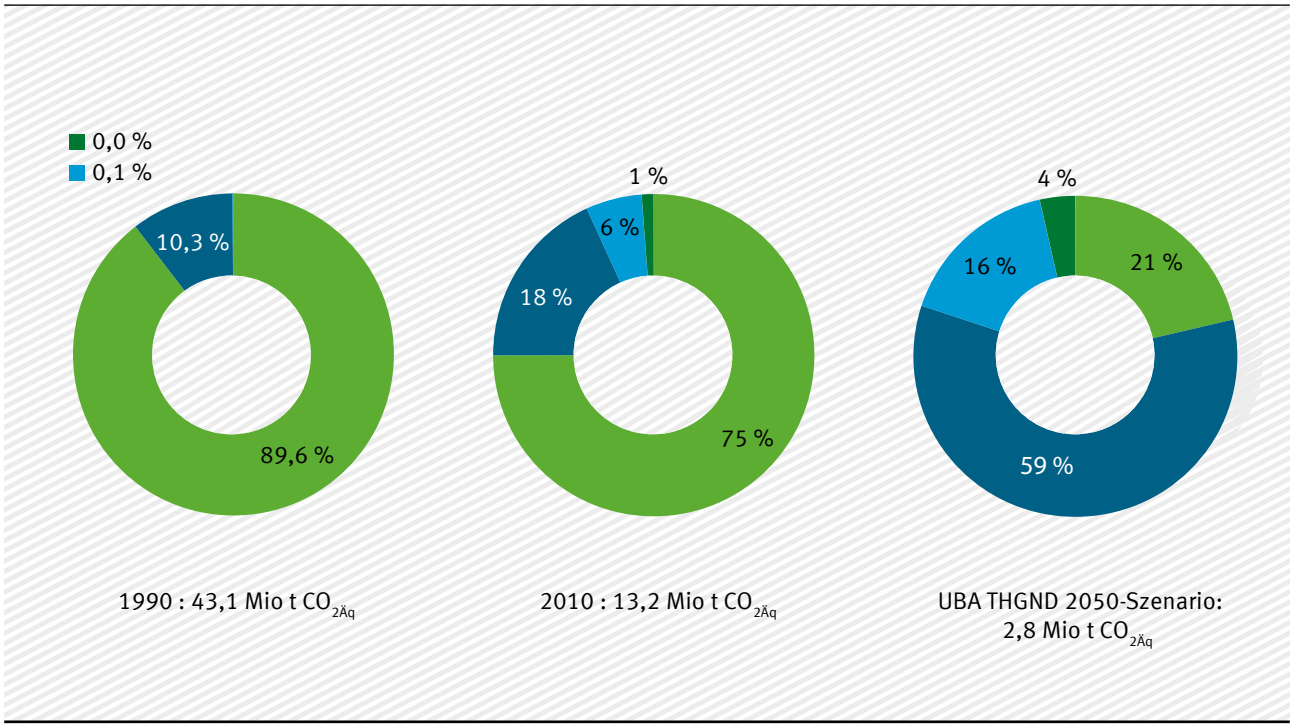
CCXVI Referenzwerte für die Nährstoffzufuhr – D-A-CH Referenzwerte der Deutschen Gesellschaft für Ernährung e.V. (DGE), der Österreichischen Gesellschaft für Ernährung (ÖGE), der Schweizerischen Gesellschaft für Ernährungsforschung (SGE) sowie der Schweizerischen Vereinigung für Ernährung (SVE).

## E.4 Zusammenfassung

Zwischen 1990 und 2010 sind die Emissionen in den Sektoren Abfall und Abwasser erheblich zurückgegangen. Langfristig werden die Emissionen weiter sinken und 2050 rund 2,8 Mio. t $CO_{2Äq}$ betragen. Das entspricht einer Minderung um mehr als 90 % gegenüber 1990.

Vor allem der Rückgang der Methanemissionen aus den vor 2005 abgelagerten unbehandelten Abfällen bestimmt die Minderung. Mit Blick auf die Gesamtemissionen werden die Emissionen aus dem Abwassersektor prozentual steigen, da hier ein geringerer Rückgang der Emissionen zu erwarten ist. Während im Jahr 1990 noch fast 90 % der Emissionen des Sektors dem Methan aus Deponien zuzurechnen waren, sinkt dieser Anteil bis 2050 auf etwa 20 %. Dagegen nehmen die Emissionen aus dem Bereich Abwasser von ca. 10 % auf etwa 60 % zu.

Abbildung E-7: Veränderung der Treibhausgasemissionen im Abfall- und Abwassersektor 1990–2050. Eigene Darstellung basierend auf Daten des NIR 2012[364] und eigenen Berechnungen.




Die Hauptveränderungen, die sich auf die Abfallmengen auswirken, beziehen sich auf die vorgelagerten Bereiche bei Herstellung und Nutzung der Produkte. Bis 2050 ist sowohl eine Veränderung der Produktionsweisen mit erheblich geringerem Ressourcen- und Energieverbrauch als auch eine Veränderung von Konsummustern und Lebensweisen zu erwarten. Die Restabfälle zur Entsorgung werden drastisch zurückgehen.

# F. Landwirtschaft

## F.1 Einleitung

Die Ausführungen in diesem Kapitel basieren auf einem Sachverständigengutachten[365] des Thünen-Instituts für das Umweltbundesamt. Das Kapitel beinhaltet eine Darstellung der gegenwärtigen landwirtschaftlichen Produktion und der daraus resultierenden Treibhausgasemissionen, sowie Maßnahmen zu deren Minderung und Treibhausgasminderungsszenarien für das Jahr 2050.

In der nach Definition des IPCC abgegrenzten Quellgruppe „Landwirtschaft" entstanden im Jahr 2010 durch Agrarproduktion Treibhausgasemissionen in Höhe von insgesamt 67,5 Mio. t $CO_{2Äq.}$ Dabei handelt es sich um Methan ($CH_4$) aus Verdauungsprozessen und dem Wirtschaftsdüngermanagement sowie um Lachgasemissionen ($N_2O$) aus Wirtschaftsdünger, Düngung und landwirtschaftlich genutzten Böden. Das Sachverständigengutachten des Thünen-Instituts zeigt technische Minderungsoptionen für diese Treibhausgase auf und entwirft verschiedene Szenarien, mit denen sich die landwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen auf einen Zielwert von 35 Mio. t $CO_{2Äq.}$ für Deutschland im Jahr 2050 begrenzen lassen.

Gemäß den Szenarien dieser Studie wird im Jahr 2050 mehr als die Hälfte der gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands aus der Quellgruppe „Landwirtschaft" resultieren.

## F.2 Darstellung der gegenwärtigen deutschen landwirtschaftlichen Produktion im internationalen Kontext des Agrar- und Ernährungssektors

Im Folgenden wird die deutsche Agrarproduktion im internationalen Kontext dargestellt. Diese Beschreibung des Agrarsektors dient auch dazu, Ansatzstellen für THG-Minderungsmaßnahmen zu identifizieren. Das Kapitel gibt einen Überblick über die wichtigsten Agrarprodukte in Deutschland, die im Vergleich zu der EU und der Welt abgebildet werden. Die Datenanalyse erfolgt soweit möglich auf Basis von dreijährigen Mittelwerten. Da für spätere Jahre z. T. noch keine oder nur vorläufige Daten vorliegen, wurde das Jahr 2007 (Mittelwert von 2006, 2007 und 2008) gewählt. Der Großteil der Agrarproduktion ist für die menschliche Ernährung bestimmt. Jedoch spielen auch die energetische und stoffliche Nutzung von Agrarprodukten eine bedeutende Rolle. Die verschiedenen Nutzungen werden einzeln dargestellt und abschließend anhand der Versorgungsbilanz für Agrarprodukte in Deutschland gegenübergestellt. Für grundlegende landwirtschaftliche Strukturdaten, Daten zur Ressourcen- und Flächennutzung sowie zum Einfluss der Landwirtschaft auf die Umweltmedien und die biologische Vielfalt wird auf die UBA-Veröffentlichung Daten zur Umwelt[366] verwiesen.

### F.2.1 Der deutsche Agrarsektor im internationalen Kontext

Die Landwirtschaft in Deutschland zeichnet sich aufgrund guter Standortbedingungen durch eine hohe Produktivität und hohe Erträge aus. Rund 50 % der deutschen Landfläche werden für die landwirtschaftliche Produktion genutzt, 60 % davon allein für die Futtermittelproduktion[367]. Etwa die Hälfte der Futterproduktionsfläche ist Grünland, das nur über die Tierhaltung für die menschliche Ernährung nutzbar gemacht werden kann. Weniger als 6 % der landwirtschaftlichen Fläche wird ökologisch bewirtschaftet.

Tabelle F-1 gibt einen Überblick über die Agrarproduktion in Deutschland, der EU und der Welt. Die Flächen- und Produktionsumfänge wichtiger Agrarprodukte in Deutschland sind dargestellt und werden mit der EU und der restlichen Welt verglichen.

Tabelle F-1: Flächen, Produktionsumfänge und Erträge wichtiger landwirtschaftlicher Produkte in Deutschland, der EU und der Welt[368]

| 2007 (3-Jahresmittel) | | | Deutsch-land | EU | Welt | Anteil D an EU | Anteil D an Welt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bevölkerung | Einwohner | in 1.000 | 82.509 | 495.064 | 6.661.733 | 17 % | 1,2 % |
| Landfläche | Fläche | 1.000 ha | 34.867 | 418.122 | 13.004.612 | 8 % | 0,3 % |
| Landwirtschaft-liche Fläche | Fläche | 1.000 ha | 16.939 | 189.414 | 4.898.507 | 9 % | 0,3 % |
| Öko Landbau | Fläche | 1.000 ha | 800 | 6.111 | 30.713 | 13 % | 2,6 % |
| Ackerfläche | Fläche | 1.000 ha | 11.892 | 109.000 | 1.376.535 | 11 % | 0,9 % |
| Dauerkulturen | Fläche | 1.000 ha | 199 | 12.206 | 148.138 | 2 % | 0,1 % |
| Dauergrünland und -weide | Fläche | 1.000 ha | 4.849 | 68.208 | 3.373.834 | 7 % | 0,1 % |
| Getreide insg. | Flächen | 1.000 ha | 6.771 | 58.397 | 695.782 | 12 % | 1,0 % |
| | Produktion | 1.000 t | 44.737 | 282.576 | 2.372.007 | 16 % | 1,9 % |
| | Ertrag | dt/ha | 66 | 48 | 34 | 137 % | 194 % |
| Weizen | Flächen | 1.000 ha | 3.107 | 25.417 | 217.110 | 12 % | 1,4 % |
| | Produktion | 1.000 t | 23.082 | 132.447 | 632.907 | 17 % | 3,6 % |
| | Ertrag | dt/ha | 74 | 52 | 29 | 143 % | 255 % |
| Kartoffeln | Flächen | 1.000 ha | 270 | 2.209 | 18.417 | 12 % | 1,5 % |
| | Produktion | 1.000 t | 11.014 | 60.772 | 318.618 | 18 % | 3,5 % |
| | Ertrag | dt/ha | 409 | 275 | 173 | 148 % | 236 % |
| Raps | Flächen | 1.000 ha | 1.449 | 6.021 | 29.299 | 24 % | 4,9 % |
| | Produktion | 1.000 t | 5.271 | 17.821 | 52.395 | 30 % | 10 % |
| | Ertrag | dt/ha | 36 | 30 | 18 | 123 % | 204 % |
| Hülsenfrüchte | Flächen | 1.000 ha | 112 | 1.373 | 73.122 | 8 % | 0,2 % |
| | Produktion | 1.000 t | 320 | 3.323 | 61.387 | 10 % | 0,5 % |
| | Ertrag | dt/ha | 28 | 24 | 8 | 116 % | 338 % |
| Gemüse | Flächen | 1.000 ha | 114 | 2.533 | 52.500 | 5 % | 0,2 % |
| | Produktion | 1.000 t | 3.535 | 65.217 | 960.427 | 5 % | 0,4 % |
| | Ertrag | dt/ha | 310 | 258 | 183 | 120 % | 169 % |
| Obst | Flächen | 1.000 ha | 175 | 6.243 | 54.230 | 3 % | 0,3 % |

| 2007 (3-Jahresmittel) | | | Deutsch-land | EU | Welt | Anteil D an EU | Anteil D an Welt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Produktion | 1.000 t | 2.806 | 62.136 | 566.197 | 5 % | 0,5 % |
| | Ertrag | dt/ha | 161 | 100 | 104 | 161 % | 154 % |
| Nutztiere insg. | Bestand | 1.000 Tiere | 168.342 | 1.763.584 | 24.043.989 | 10 % | 0,7 % |
| | | 1.000 GVE | 17.056 | 129.374 | 1.975.348 | 13 % | 0,9 % |
| Viehdichte | | GVE/ha LF | 1,0 | 0,7 | 0,4 | 147 % | 250 % |
| Fleisch insg. | Produktion | 1.000 t | 7.387 | 43.269 | 273.972 | 17 % | 2,7 % |
| Schweine | Bestand | 1.000 Tiere | 26.778 | 159.476 | 925.952 | 17 % | 2,9 % |
| | | 1.000 GVE | 3.481 | 20.732 | 120.374 | 17 % | 2,9 % |
| | Produktion | 1.000 t | 4.923 | 22.381 | 101.601 | 22 % | 4,8 % |
| | Ertrag | kg/Tier | 93 | 88 | 79 | 107 % | 117 % |
| Rinder | Bestand | 1.000 Tiere (=GVE) | 12.801 | 90.970 | 1.579.743 | 14 % | 0,8 % |
| | Produktion | 1.000 t | 1.193 | 8.113 | 65.276 | 15 % | 1,8 % |
| | Ertrag | kg/Tier | 316 | 279 | 205 | 113 % | 154 % |
| Geflügel | Bestand | 1.000 Tiere | 126.071 | 1.392.105 | 19.568.725 | 9 % | 0,6 % |
| | | 1.000 GVE | 504 | 5.568 | 78.275 | 9 % | 0,6 % |
| | Produktion | 1.000 t | 1.130 | 10.806 | 87.810 | 10 % | 1,3 % |
| | Ertrag | kg/Tier | 1,7 | 1,8 | 1,6 | 98 % | 106 % |
| Milch | Produktion | 1.000 t | 28.386 | 153.339 | 681.216 | 19 % | 4,2 % |
| | Ertrag | kg/Tier | 6.877 | 6.034 | 2.302 | 114 % | 299 % |

In der Pflanzenproduktion spielen in Deutschland neben dem Anbau von Getreide, insbesondere von Weizen, auch die Kartoffel- und die Rapsproduktion eine im EU- und weltweiten Vergleich wichtige Rolle. Der Anteil der Rapsproduktion an der EU- und Weltproduktion ist dabei besonders bedeutend. Bei hohen Erträgen macht die Produktion 30 % der Rapserzeugung in der EU und 10 % der am Weltmarkt gehandelten Menge aus. Dieser hohe Anteil steht in Zusammenhang mit den hohen Ertragszuwächsen in den letzten zwei Jahrzehnten und mit der Erhöhung der Nachfrage nach Rapsöl durch die Biodieselproduktion. Die deutsche Gemüse- und Obstproduktion beträgt jeweils 5 % der EU Erzeugung. Die Erträge von pflanzlichen Erzeugnissen liegen über dem Durchschnitt der EU und der restlichen Welt. Auch die Erträge tierischer Produkte liegen über dem EU- und Weltniveau, mit Ausnahme von Geflügelfleisch, das ungefähr auf dem Niveau der EU und der Welt liegt. Die Tierbesatzdichte von

Nutztieren ist mit 1,0 Großvieheinheiten (GVE) pro ha landwirtschaftliche Fläche (LF) höher als in der EU (0,7 GVE/ha LF) und der Welt (0,4 GVE/ha LF). Die Milchleistung liegt in Deutschland dreimal höher als der weltweite Durchschnitt.

### F.2.2 Verwendung von Agrarprodukten für die menschliche Ernährung in Deutschland

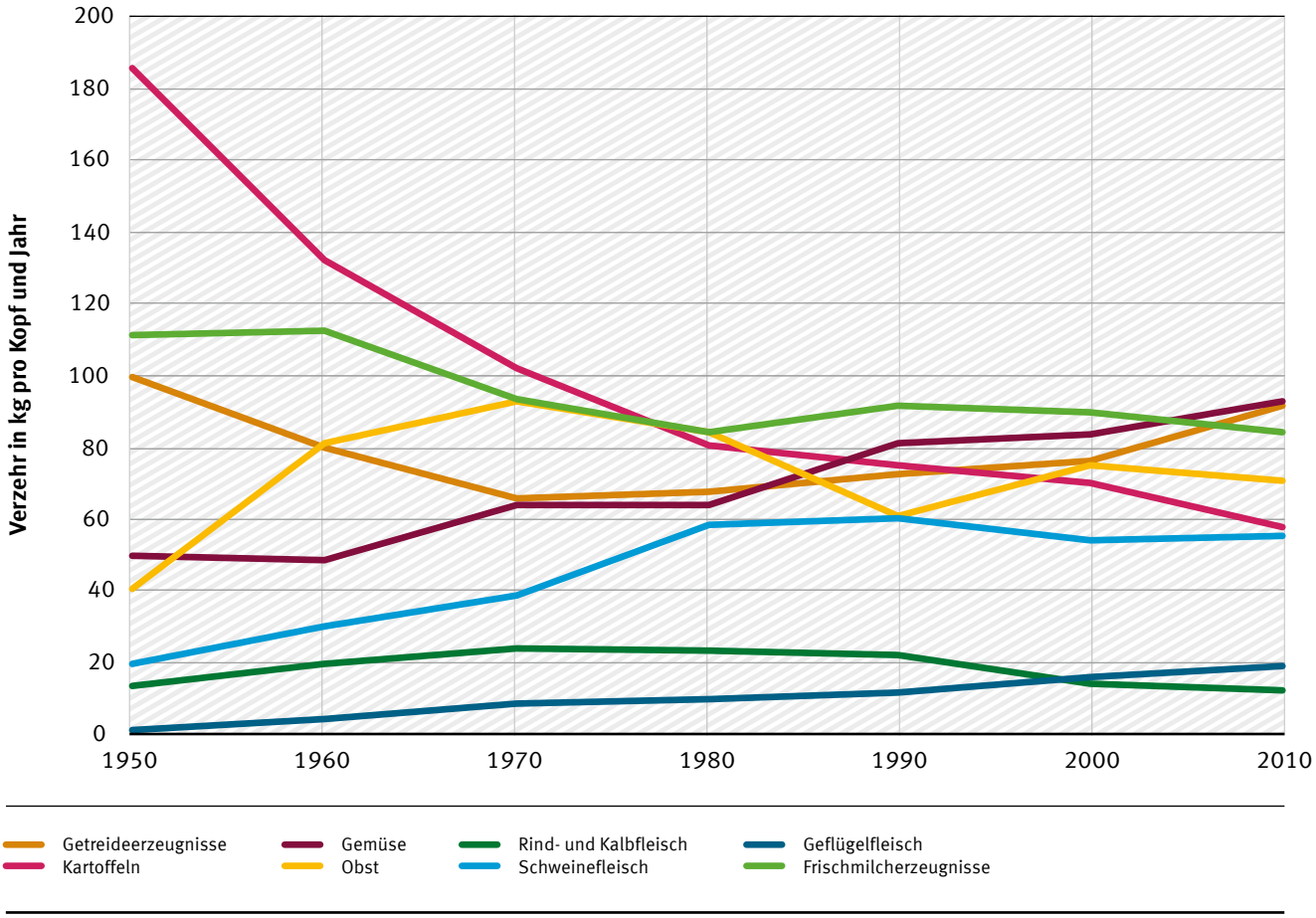
Der Großteil der produzierten Agrarprodukte wird für die menschliche Ernährung verwendet. Das Ernährungsverhalten der Bevölkerung in Deutschland wird durch viele Faktoren bestimmt. Die zunehmende Nahrungsvielfalt, veränderte und vielfältige Lebensstile und gesellschaftliche Strukturen sowie der vermehrte Verzehr von Fertigprodukten und Außer-Haus-Verpflegung haben die Nahrungszusammensetzung verändert.[369]

Der pro-Kopf-Verbrauch der verschiedenen Nahrungsmittel gibt Auskunft über die Ernährungsgewohnheiten und Trends in Deutschland. Seit 1950 ist besonders der starke Rückgang des Kartoffelkonsums von 186 kg in 1950 auf 57,8 kg im Jahr 2010 auffallend, während Getreideerzeugnisse nach einem starken Einbruch wieder an Bedeutung gewinnen. Der Obst- und Gemüseverbrauch ist seit 1950 mit starken Schwankungen insgesamt gewachsen, erreicht jedoch im Falle von Gemüse noch immer nicht die Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE). Der Fleischkonsum hat sich seit 1950 ungefähr verdoppelt, wobei Schweinefleisch stark an Bedeutung gewonnen hat. Auch die vermehrte Nachfrage nach Geflügelfleisch scheint sich weiter fortzusetzen und nähert sich 20 kg pro Kopf. In den letzten Jahren ist der Konsum von Fleisch weniger stark gewachsen und nahezu stagnierend. Der Verbrauch von Frischmilcherzeugnissen geht zurück, jedoch werden vermehrt verarbeitete Milchprodukte wie Käse, Joghurt und Sahneprodukte konsumiert. Darüber hinaus bleibt zu erwähnen, dass der Verbrauch von Hülsenfrüchten, der bereits im Jahr 1950 mit 1,7 kg pro Kopf und Jahr auf niedrigem Niveau lag, weiter zurück geht. Im Jahr 2010 wurden nur noch 0,5 kg/Kopf nachgefragt. [370]

Der Verbrauch von Nahrungsmitteln besagt, welche Menge der Nahrungsmittel für den menschlichen Verzehr zu Verfügung stehen. Der tatsächliche Verzehr liegt jedoch deutlich darunter, da Abfälle und Verluste, die durch die Verarbeitung, Lagerung und Zubereitung entstehen, sowie die industrielle Verwendung nicht mehr berücksichtigt werden. Insbesondere leicht verderbliche Produkte wie Fleisch- und Wurstwaren, Backwaren, Milchprodukte und frisches Obst und Gemüse weisen große Unterschiede zwischen Nahrungsmittelverbrauch und -verzehr auf, da diese Produkte durch eingeschränkte Lagerfähigkeit größere Verlustraten aufweisen (siehe Kapitel 0).

Der derzeitige, durchschnittliche Verzehr der deutschen Bevölkerung weicht bei einigen Lebensmittelgruppen stark von der ernährungswissenschaftlichen Empfehlung der DGE ab (siehe Kapitel 0). Diese empfiehlt einen hohen Verzehr von pflanzlichen Lebensmitteln mit geringem Verarbeitungsgrad, eine hohe Zufuhr von Ballaststoffen aus Getreideprodukten, insbesondere aus Vollkornprodukten, und sekundären Pflanzenstoffen. Die DGE strebt mit ihren Empfehlungen eine ausgewogene und gesunde Ernährungsweise der Bevölkerung an.

Abbildung F-1: Entwicklung des jährlichen pro-Kopf Verbrauchs wichtiger Nahrungsmittel in kg seit 1950[371]




## F.2.3 Stoffliche und energetische Nutzung von Agrarprodukten in Deutschland

### F.2.3.1 Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen aus landwirtschaftlicher Erzeugung für die energetische Nutzung

Neben Nahrungsmitteln produziert der Agrarsektor auch Rohstoffe für die energetische Nutzung. Zu den Biokraftstoffen zählen vor allem Biodiesel, Pflanzenöle und Bioethanol. Biogas aus landwirtschaftlich erzeugten Gärsubstraten sowie Rest- und Abfallstoffen wird vor allem für die Stromerzeugung verwendet. Im Jahr 2007 wurden auf etwa 400.000 Hektar landwirtschaftlicher Fläche Gärsubstrate für die Biogaserzeugung angebaut (378, siehe Tabelle F-4). Die Flächenansprüche der Biogasproduktion sind in den letzten Jahren weiter angestiegen. Nach Schätzungen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2012) lag die Anbaufläche für Gärsubstrate im Jahr 2012 bei über 950.000 Hektar. Die für die nachfolgende, genauere Betrachtung von Biodiesel, Pflanzenkraftstoffen und Ethanol verwendeten Daten stammen aus einer Stoffstromanalyse des deutschen Biokraftsektors für das Jahr 2007.[372] Bis zum Jahr 2010 hat der Biokraftstoffverbrauch in Deutschland aufgrund Veränderungen der Förderpolitik gegenüber 2007 um 25 % zugenommen, wobei der Biodiesel- und Pflanzenölverbrauch zurückgegangen ist und der Ethanolverbrauch zugenommen hat.[373]

### Biodiesel und pflanzliche Öle

Im Jahr 2007 wurden in Deutschland 5,37 Mio. t Raps und Sonnenblumen produziert. Zusätzlich wurden 6,75 Mio. t Ölfrüchte importiert (v. a. Raps und Soja) und 0,63 Mio. t exportiert. Insgesamt wurden daraus 3,75 Mio. t Pflanzenöl produziert. 2,96 Mio. t davon waren Rapsöl (s. Tabelle F-2). Zusätzlich wurden 4,6 Mio. t Pflanzenöl importiert und 1,4 Mio. t Pflanzenöl exportiert. Hierbei spielten vor allem Palm- und Rapsöl eine große Rolle. Den größten Anteil an der Inlandsverwendung hatte hier ebenfalls das Rapsöl (3,1 Mio. t). Fast ⅔ wurden dabei für die Biodieselerzeugung genutzt. Leider sind die Daten für die Pflanzenölstatistiken lückenhaft[374], und Angaben zu Im- und Exporten von Ölsaaten, Pflanzenölen, Ölkuchen und -schroten sind teilweise schwierig nachzuvollziehen.

Die Pflanzenöle können entweder zur Biodieselherstellung oder direkt als Pflanzenkraftstoff genutzt oder in Blockheizkraftwerken (BHKW) verstromt werden. Raps- und Sojaöl gehen vor allem in die Pflanzenkraftstoffproduktion, während Palmöl überwiegend für die Verstromung genutzt wird. Alle drei Arten, insbesondere aber Rapsöl, werden für die Biodieselerzeugung verwendet. Insgesamt wurden in Deutschland im Jahr 2007 2,89 Mio. t Biodiesel produziert und 3,264 Mio. t konsumiert. Da die Biodieselströme schwer erfassbar sind, konnte aus den produzierten und konsumierten Mengen lediglich der Nettoimport (0,37 Mio. t) von Biodiesel bestimmt werden.

Tabelle F-2: Produktions-, Im- und Exportmengen sowie energetische Verwendung von Pflanzenölen in Deutschland 2007[375][376]

| Öle[CCXVII] und Fette in [1000 t] | Produktion | Import | Export | Energetische Verwendung | darunter | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Pflanzenkraftstoff | Biodiesel | Verstromung im BHKW |
| Sonnenblumenöl | / | 341 | 80 | / | / | / | / |
| Rapsöl | 2.959 | 1.237 | 363 | 3.079 | 689 | 2.320 | 70 |
| Sojaöl | 646 | 483 | 212 | 597 | 83 | 504 | 10 |
| Palmöl | 0 | 1.230 | 219 | 656 | | 66 | 590 |
| Palmkernöl | 0 | 290 | 3 | / | / | / | / |
| Kokosöl | 0 | 314 | 22 | / | / | / | / |
| Sonstige | / | 667 | 461 | / | / | / | / |
| Summe | 3.605 | 4.562 | 1.360 | 4.332 | 772 | 2.890 | 670 |

### Ethanolproduktion

Im Jahr 2007 wurden in Deutschland 0,46 Mio. t Ethanol als Kraftstoff verwendet. Davon stammten 0,31 Mio. t aus eigener Produktion, während 0,15 Mio. t über Nettoimporte gedeckt wurden. Tabelle F-3 beschreibt die Menge an Rohstoffen, die für die Ethanolproduktion verwendet wurden und die daraus produzierte Menge Ethanol. Den größten Anteil an der Ethanolproduktion hat Weizen mit 57 % an der Gesamtmenge. 0,6 Mio. t Weizen wurden verwendet, um 0,18 Mio. t Ethanol zu erzeugen.

CCXVII Angegeben in Rohöl, ohne die importierte Menge an bereits verarbeitetem Biodiesel.

13 % der gesamten Ethanolmenge wurde aus Roggen erzeugt, Hafer/Gerste und Melasse und Rübenstoffe tragen mit jeweils rund 7 % zur Ethanolproduktion bei.

Tabelle F-3: Rohstoffmengen zur Ethanolproduktion und produzierte Ethanolmengen in Deutschland im Jahr 2007 [377]

| Ethanolproduktion | Inlandsverwendung in 1.000 t | Ethanolmengen in 1.000 t | Ethanolmengen in % |
|---|---|---|---|
| Weizen | 603 | 179 | 57 |
| Roggen | 186 | 56,4 | 13 |
| Hafer/Gerste | 89,0 | 26,3 | 6,7 |
| Mais | 10,0 | 2,89 | 0,8 |
| Triticale | 42,4 | 13,5 | 3,7 |
| Andere nichtmehlige Stoffe | 42,0 | 12,6 | 3,6 |
| Melasse/Rübenstoffe | 77,4 | 23,6 | 7,0 |
| Summe | | 314,4 | 100 |

Biokraftstoffe aller Art sollten nur dann in Deutschland und in der EU zum Einsatz kommen, wenn sie nachhaltig produziert wurden. Um dies sicherzustellen wurde 2009 die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erlassen[CCXVIII]. Es wurden auch entsprechende Zertifizierungssysteme aufgebaut (REDcert, ISCC). Auf den gemäß § 37a BImSchG vorgeschriebenen Mindestanteil vonn Biokraftstoffen an der Gesamtmenge des in Verkehr gebrachten Kraftstoffs (mit dem Ziel der Treibhausgasminderung) dürfen nur nachhaltig erzeugte Biokraftstoffe angerechnet werden.

Vor dem Hintergrund dieser Nachhaltigkeitsanforderungen werden Biokraftstoffe allerdings aus Umweltsicht wenig positiv beurteilt, denn sie bringen häufig nicht die erforderlichen THG-Minderungen bei vergleichsweise geringer Flächeneffizienz. Die technische Nutzung von Solar – und Windenergie liefert erheblich höhere flächenspezifische Energieerträge als energetische Nutzung von Anbaubiomasse.

### F.2.3.2 Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen aus landwirtschaftlicher Erzeugung für die stoffliche Nutzung

Neben der energetischen Nutzung wird Biomasse aus nachwachsenden Rohstoffen auch zur stofflichen Nutzung verwendet. Biomasse zur stofflichen Nutzung wird derzeit auf einer Fläche von etwa 300.000 ha angebaut. Im Gegensatz dazu wurde die energetische Nutzung von Biomasse mithilfe eines breiten Förderinstrumentariums in den letzten 10 Jahren stark ausgebaut.

In Tabelle F-4 wird ersichtlich, dass der Energiepflanzenanbau ca. 87 % der Fläche ausmacht, während die stoffliche Nutzung auf nur 13 % der Gesamtanbaufläche für nachwachsende Rohstoffe stattfindet. Beim Industriepflanzenanbau wird ein Großteil der Fläche für die Gewinnung von Industriestärke, -zucker und Rapsöl genutzt. Stärke wird in Deutschland vor allem aus Mais, Weizen und Kartoffeln gewonnen.[378] Zucker hingegen fast ausschließlich aus Zuckerrüben. Neben Raps werden auch Sonnenblumen und Lein für die technische Ölgewinnung genutzt. Faser-, Heil- und Färberpflanzen nehmen eher eine untergeordnete Stellung bei der Flächennutzung ein.

CCXVIII BGBl I Nr. 65, S. 3182–3212.

Tabelle F-4: Flächennutzung für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen (ohne Holz) im Jahr 2007 in Deutschland, aufgeteilt nach Industrie- und Energiepflanzenanbau [379]

| Rohstoff | Fläche | Fläche |
|---|---|---|
| | 1.000 ha | % |
| **Stoffliche Verwendung** | | |
| Industriestärke | 128 | 6,26 |
| Industriezucker | 22 | 1,08 |
| technisches Rapsöl | 100 | 4,89 |
| technisches Sonnenblumenöl | 8,5 | 0,42 |
| technisches Leinöl | 3,1 | 0,15 |
| Faserpflanzen | 2 | 0,10 |
| Heil- und Färberpflanzen | 10 | 0,49 |
| **Industriepflanzenanbau insgesamt** | **273,6** | **13,4** |
| **Energetische Verwendung** | | |
| Raps und Biodiesel/Pflanzenöl | 1.120 | 54,8 |
| Zucker und Stärke für Bioethanol | 250 | 12,2 |
| Pflanzen für Biogas | 400 | 19,6 |
| Sonstige | 1 | 0,05 |
| **Energiepflanzen insgesamt** | **1.771** | **86,6** |
| **Gesamt** | **2.045** | |

Ackerfläche ist grundsätzlich nur begrenzt verfügbar und auch nur mit unverhältnismäßig hohen Umweltkosten zu erweitern. Folglich steht für den Anbau nachwachsender Rohstoffe nur in begrenztem Umfang Land zur Verfügung. Da die Weltbevölkerung weiter wächst und dem Teller Priorität vor dem Tank eingeräumt werden sollte, empfiehlt das UBA, dass Biomasse künftig in Kaskaden genutzt und Bioenergie nur noch aus Rest- und Abfallstoffen erzeugt werden sollte.[380]

### F.2.4 Versorgungsbilanzen

Zur Beschreibung des Agrarsektors und als Vorbereitung für die Szenarioerstellung werden Versorgungsbilanzen für die wichtigsten Produkte des Agrarsektors aufgestellt. Die Daten stammen aus dem Statistischen Jahrbuch für Landwirtschaft, Ernährung und Forsten.[381] Bezüglich der Nutzung nachwachsender Rohstoffe wird darüber hinaus auf die in Kapitel F.2.3 vorgestellten Daten zurückgegriffen. In Tabelle F-5 wird neben den Produktionsumfängen auch die Verwendung dargestellt, differenziert nach menschlicher Ernährung, Futtermittel, stofflicher sowie energetischer Nutzung nachwachsender Rohstoffe. Aus den in der Tabelle enthaltenen Zahlen werden auch die Netto-Im- und Exporte und die Selbstversorgungsgrade abgeleitet. Dabei werden Netto-Exporte als positive Werte ausgewiesen, Netto-Importe als negative Werte. Die Ausweisung der Netto-Handelsströme für die abgebildeten Produkte und Produktgruppen dient der Vereinfachung, da die tatsächlichen Brutto-Im- und Exportflüsse eine Bewertung der Ergebnisse erschweren.

Der Anteil der Versorgung aus inländischer Erzeugung an der gesamten inländischen Verwendung wird durch den Selbstversorgungsgrad gemessen. Dabei wird die Inlandserzeugung für bestimmte Produkte ins Verhältnis zur Verbrauchsmenge gesetzt. Der Selbstversorgungsgrad gibt somit auch Auskunft über den Importanteil. In Deutschland liegt der Selbstversorgungsgrad für tierische Produkte höher als für pflanzliche. Zu berücksichtigen ist aber, dass bei Eiweißfuttermitteln für die Tierproduktion eine hohe Importabhängigkeit besteht. Insbesondere Obst, Gemüse und Ölsaaten sowie Fisch weisen einen niedrigen Selbstversorgungsgrad unter 50°% auf, so dass die Nachfrage zum Großteil durch Importe gedeckt wird. Kartoffeln haben den höchsten Selbstversorgungsgrad mit ca. 150 %, gefolgt von Zucker und Weizen mit über 120°%. Bei den meisten tierischen Nahrungsmitteln liegt derzeit, mit Ausnahme von Geflügelfleisch und Butter, eine Selbstversorgung vor.[382]

Gerade Getreide und Öle werden sowohl in der Ernährung, als auch als Futtermittel und als nachwachsende Rohstoffe verwendet. Der Selbstversorgungsgrad liegt bei Getreide bei über 100 %, insbesondere bei Weizen. Dies bedeutet, dass ein Teil der inländischen Produktion exportiert werden kann. Dies gilt auch für Kartoffeln und Zucker. Selbstversorgungsgrade über 100 % treten auch bei Milch und Rindfleisch auf. Die Produktion von Schweinefleisch wurde seit 2007 ausgedehnt, so dass mittlerweile ein Selbstversorgungsgrad von über 100 % erreicht wurde. Andere Produkte, wie Öle, Ölkuchen, Gemüse, Obst und Geflügelfleisch werden dagegen importiert, um die Nachfrage in Deutschland zu decken.

Tabelle F-5: Versorgungsbilanzen für das Jahr 2007[383, 384, 385]

| | Produktion | Nahrungsverbrauch | Futtermittel | Nachwachsende Rohstoffe | | Netto-Import (–) bzw. -Export (+) | Selbstversorgungsgrad |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | stofflich | energetisch | | |
| | in Mio. t | | | | | | % |
| Getreide insgesamt | 45,0 | 9,3 | 25,4 | 3,1 | 1,2 | 6,0 | 115 % |
| Weizen | 23,0 | 6,8 | 10,3 | 0,7 | 0,6 | 4,7 | 126 % |
| Roggen | 3,0 | 0,9 | 1,4 | 0,0 | 0,3 | 0,4 | 117 % |
| Gerste | 11,4 | 0,0 | 6,9 | 2,1 | 0,1 | 2,2 | 124 % |
| anderes Getreide | 7,6 | 1,7 | 6,8 | 0,3 | 0,2 | –1,4 | 84 % |
| Hülsenfrüchte | 0,3 | 0,04 | 0,3 | k.A. | k.A. | 0,01 | 102 % |
| Raps, andere Ölsaaten | 5,3 | 0,1 | k.A. | k.A. | k.A. | k.A. | k.A. |
| Pflanzenöle, Margarine | 2,3 | 1,4 | 0,0 | 1,5 | 4,3 | –4,9 | 32 % |
| Ölkuchen | 3,0 | n.a. | 7,9 | k.A. | k.A. | –4,8 | 39 % |
| Energiereiche Futtermittel | 3,3 | n.a. | 3,1 | n.a. | n.a. | 0,2 | 107 % |
| sonstige Futtermittel | 2,5 | n.a. | 3,7 | n.a. | n.a. | –1,2 | 67 % |
| Kartoffeln | 11,0 | 4,9 | 0,7 | 1,5 | k.A. | 3,9 | 154 % |
| Zuckerrüben | 23,3 | 18,2 | n.a. | 0,6 | k.A. | 4,5 | 124 % |

| | Produktion | Nahrungsverbrauch | Futtermittel | Nachwachsende Rohstoffe | | Netto-Import (–) bzw. -Export (+) | Selbstversorgungsgrad |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | stofflich | energetisch | | |
| Gemüse | 3,2 | 7,4 | n.a. | n.a. | n.a. | –4,2 | 43 % |
| Obst | 1,3 | 10,3 | n.a. | n.a. | n.a. | –9,0 | 13 % |
| Weinmost | 0,8 | k.A. | n.a. | n.a. | n.a. | k.A. | k.A. |
| Milch | 28,1 | 23,5 | k.A. | n.a. | n.a. | 4,6 | 120 % |
| Fleisch insgesamt | 6,4 | 7,3 | n.a. | n.a. | n.a. | –0,9 | 87 % |
| Rindfleisch | 1,1 | 1,0 | n.a. | n.a. | n.a. | 0,1 | 111 % |
| Schweinefleisch | 4,0 | 4,5 | n.a. | n.a. | n.a. | –0,4 | 90 % |
| Schaffleisch | 0,04 | 0,09 | n.a. | n.a. | n.a. | 0,0 | 48 % |
| Geflügelfleisch | 1,0 | 1,5 | n.a. | n.a. | n.a. | –0,5 | 65 % |
| Eier | 0,8 | 0,8 | n.a. | n.a. | n.a. | 0,0 | 100 % |

## F.3 Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft

In diesem Kapitel werden die THG-Emissionen der Quellgruppe Landwirtschaft für das Jahr 2010 dargestellt. Grundlage bildet der Nationale Inventarbericht 2012 für das Jahr 2010[386], weitere Daten werden aus der Publikation der Inventardaten durch die Europäische Umweltagentur[387] und das Thünen-Institut[388] entnommen. Alle Angaben erfolgen in $CO_{2Äq}$.

In der Quellgruppe Landwirtschaft entstehen Emissionen in den folgenden Teil-Quellgruppen:

- Fermentation: verdauungsbedingte $CH_4$-Emissionen, die vor allem bei der Haltung von Wiederkäuern entstehen (Rinder, Schafe, Ziegen),
- Düngerwirtschaft: $CH_4$- und $N_2O$-Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung,
- Landwirtschaftliche Böden: $N_2O$-Emissionen aus der Düngung, aus der Umsetzung von Ernterückständen, aus gasförmigen N-Verlusten sowie N-Austrägen ins Grund- und Oberflächenwasser. Hinzu kommen $N_2O$-Emissionen aus der Mineralisierung von Moorböden.

In der Quellgruppe entstanden im Jahr 2010 THG-Emissionen in Höhe von insgesamt ca. 67,5 Mio. t $CO_{2Äq}$ (siehe Tabelle F-6). Davon stammten 29,9 % als $CH_4$ aus der Verdauung (20,3 Mio. t $CO_{2Äq}$), 8,2 % als $CH_4$ sowie 3,3 % als $N_2O$ aus dem Wirtschaftsdüngermanagement (zusammen 7,8 Mio. t $CO_{2Äq}$) und 58,5 % als $N_2O$ aus dem N-Eintrag in Böden (39,4 Mio. t $CO_{2Äq}$). Bei den $CH_4$-Emissionen aus der Verdauung dominiert die Rinderhaltung mit einem Anteil von 95 %. Auch bei den THG-Emissionen ($CH_4$ und $N_2O$) aus dem Wirtschaftsdüngermanagement hat die Rinderhaltung mit 66 % den größten Anteil, gefolgt von der Schweinehaltung mit 30 %. Diese Zahlen berücksichtigen beim Wirtschaftsdüngermanagement allerdings noch nicht den emissionsmindernden Beitrag der Vergärung von Gülle in Biogasanlagen. Die $N_2O$-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden stammen zu 40 % aus der Düngung (inkl. Weidehaltung und legumer N-Bindung, zusammen 15,8 Mio. t $CO_{2Äq}$), zu 14 % aus der Umsetzung von Ernterückständen (5,5 Mio. t $CO_{2Äq}$) und zu 34 % aus indirekten

Emissionen aufgrund von N-Verlusten in Luft und Wasser. $N_2O$-Emissionen aus der Mineralisierung von Moorböden betragen weitere 12 % bzw. 4,8 Mio. t $CO_{2Äq}$.

Tabelle F-6: THG-Emissionen in der Quellgruppe Landwirtschaft im Jahr 2010 in Mio. t $CO_{2Äq}$ [389, 390, 391]

| | 4.A. Verdauung | 4.B. Wirtschaftsdüngermanagement | | 4.D. Böden | Summe |
|---|---|---|---|---|---|
| | $CH_4$ | $CH_4$ | $N_2O$ | $N_2O$ | |
| | in Mio. t $CO_{2Äq}$ | | | | |
| Rinder | 19,19 | 3,51 | 1,67 | | 24,37 |
| *davon Milchkühe* | *10,90* | *2,32* | *0,84* | | *14,06* |
| *davon andere Rinder* | *8,29* | *1,19* | *0,84* | | *10,32* |
| Schafe | 0,35 | 0,01 | 0,02 | | 0,38 |
| Ziegen | 0,02 | 0,00 | 0,00 | | 0,02 |
| Pferde | 0,16 | 0,03 | 0,06 | | 0,25 |
| Schweine | 0,55 | 1,93 | 0,46 | | 2,95 |
| Geflügel | | 0,09 | 0,05 | | 0,14 |
| *davon Güllesysteme* | | | *1,32* | | *1,32* |
| *davon Festmistsysteme* | | | *0,95* | | *0,95* |
| Direkte $N_2O$-Emissionen | | | | 24,76 | 24,76 |
| *davon aus Anwendung von Mineraldüngern* | | | | *9,13* | *9,13* |
| *davon aus Anwendung von Wirtschaftsdüngern* | | | | *4,68* | *4,68* |
| *davon aus Leguminosenanbau* | | | | *0,47* | *0,47* |
| *davon aus Ernterückständen* | | | | *5,51* | *5,51* |
| *davon aus bewirtschafteten organischen Böden* | | | | *4,79* | *4,79* |
| *davon aus der Ausbringung von Klärschlämmen* | | | | *0,17* | *0,17* |
| Direkte $N_2O$-Emissionen beim Weidegang | | | | 1,33 | 1,33 |
| Indirekte $N_2O$-Emissionen | | | | 13,27 | 13,27 |
| *davon als Folge von Depositionen von reaktivem N* | | | | *2,21* | *2,21* |
| *davon als Folge von ausgewaschenem und abgeflossenem N* | | | | *11,05* | *11,05* |
| **Summe** | **20,28** | **5,57** | **2,27** | **39,36** | **67,48** |

Zwischen 1990 und 2010 haben sich die THG-Emissionen von $CH_4$ und $N_2O$ in der Quellgruppe Landwirtschaft um 15,8 Mio. t $CO_{2Äq}$ reduziert (–19 %), bezogen auf das Jahr 2005 haben die THG-Emissionen bis 2010 um 2,4 Mio. t $CO_{2Äq}$ abgenommen (–3,4 %). Die Entwicklung der Emissionen seit 1990 ist in Tabelle F-7 wiedergegeben. Die Emissionsrückgänge können in erster Linie auf die Verminderung der Tierbestände und der N-Mineraldüngung zurückgeführt werden. Der Rückgang der THG-Emissionen fiel zwischen 1990 und 1992 infolge des Strukturbruchs in den östlichen Bundesländern nach 1990 besonders hoch aus, die jährlichen Rückgänge erreichten zwischen 1990 und 1992 –3,2 Mio. t $CO_{2Äq}$ Nach 1992 bis 2010 lagen die Rückgänge pro Jahr dagegen nur noch bei durchschnittlich 0,36 Mio. t $CO_{2Äq}$. Auch nach dem starken Abbau der Tierbestände Anfang der 90er Jahre sind die Rinderbestände aufgrund steigender Milchleistung pro Kuh und der Mengenbegrenzung der Milchproduktionsmenge durch die Quotenregelung kontinuierlich weiter zurückgegangen. Gegenläufig ist die Entwicklung der Geflügelbestände, die seit 1990 um 13 % auf über 128 Mio. gestiegen sind. Der Beitrag dieser Tierkategorie zu den landwirtschaftlichen Emissionen ist allerdings mit 2 % der THG-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement relativ gering.

Abbildung F-2: Entwicklung der Tierbestände seit 1990[392]

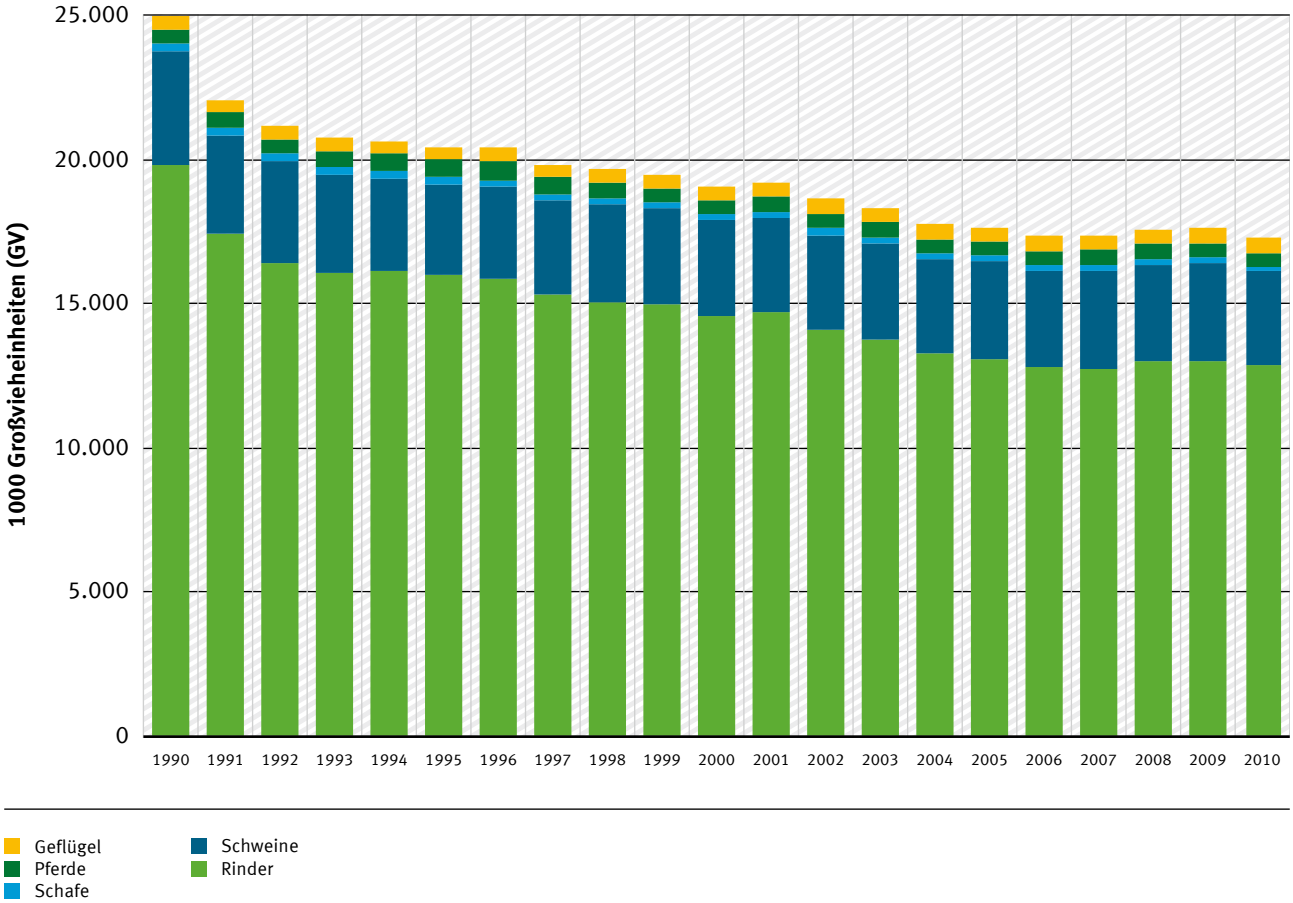


Tabelle F-7: Entwicklung der THG-Emissionen in der Quellgruppe 4 Landwirtschaft zwischen 1990 und 2010 in Mio. t $CO_{2Äq}$[393]

| THG Emissionen/Senken | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| | in Mio. t $CO_{2Äq}$ | | | | |
| 4. Landwirtschaft | 83,21 | 73,14 | 73,86 | 69,85 | 67,48 |
| A. Fermentation ($CH_4$) | 26,67 | 23,37 | 21,97 | 20,48 | 20,28 |
| B. Düngerwirtschaft ($CH_4$) | 6,32 | 5,83 | 5,73 | 5,62 | 5,57 |
| B. Düngerwirtschaft ($N_2O$) | 2,57 | 2,35 | 2,27 | 2,25 | 2,27 |
| D. Landwirtschaftliche Böden ($N_2O$) | 47,64 | 41,60 | 43,89 | 41,50 | 39,36 |
| | *Änderung in Prozent gegenüber 1990* | | | | |
| 4. Landwirtschaft | | *–12 %* | *–11 %* | *–16 %* | *–19 %* |
| A. Fermentation ($CH_4$) | | *–12 %* | *–18 %* | *–23 %* | *–24 %* |
| B. Düngerwirtschaft ($CH_4$) | | *–8 %* | *–9 %* | *–11 %* | *–12 %* |
| B. Düngerwirtschaft ($N_2O$) | | *–9 %* | *–12 %* | *–13 %* | *–12 %* |
| D. Landwirtschaftliche Böden ($N_2O$) | | *–13 %* | *–8 %* | *–13 %* | *–17 %* |

Wenn man – abweichend von den Konventionen im UNFCC, aber im Sinne ökobilanzieller Betrachtungen schlüssiger – den gesamten Agrarsektor einschließlich der Vorleistungen (Dünger, Pflanzenschutzmittel, Treibstoffe für Maschinen und Fahrzeuge) und betroffener Bereiche betrachtet (Landnutzungsänderungen, die durch die Landwirtschaft ausgelöst werden), stellen die in der Quellgruppe Landwirtschaft von Deutschland im Rahmen des Nationalen Emissionsinventare gemäß Kyoto-Protokoll nach methodischen Vorgaben des UNFCCC berichteten, direkten THG-Emissionen daran nur einen Anteil von ungefähr 43 % dar. Die restlichen THG-Emissionen werden im Nationalen Inventar entweder in anderen Quellgruppen erfasst (vor allem Energie, Verkehr und LULUCF) oder sie fallen im Ausland an (und sind dann gemäß UNFCCC dort anzulasten). So stammen beispielsweise in 2010 36,3 Mio. t $CO_{2Äq}$ aus der Nutzung von Moorböden als Acker- und Grünland, die im Rahmen der Emissionsberichterstattung unter LULUCF berichtet werden und auch in dieser Veröffentlichung dort abgehandelt werden. Im vorgelagerten Bereich (Vorleistungen) schlagen vor allem die Herstellung von N-Mineraldünger und der direkte Energieeinsatz zu Buche. Weiterhin sind die Importe von Futtermitteln bedeutsam. Deutschland importierte im Jahr 2010 etwa 3,5 Mio. t Sojaschrot und 3,5 Mio. t Sojabohnen[394], die zu Sojaöl und Sojaschrot weiterverarbeitet werden. Letzteres wird vor allem in der Schweinemast verfüttert. Ein Großteil der deutschen Sojaimporte stammt aus Argentinien und Brasilien und ist dort mit Landnutzungsänderungen verbunden, aus denen THG-Emissionen resultieren. Diese können mehr als 90 % der Gesamtemissionen des Sojaanbaus ausmachen.[395] Da es keine belastbaren Angaben zum Anteil der neu urbar gemachten Sojaanbauflächen gibt und die komplexen Gründe für Landnutzungsänderungen eine einfache Zuschreibung erschweren, werden die Emissionen aus Landnutzungsänderungen nicht in die quantitative Betrachtung der vor- und nachgelagerten Bereiche einbezogen. Im nachgelagerten Bereich spielen bei den THG-Emissionen das Ernährungsgewerbe und der Transport in etwa gleicher Größenordnung eine Rolle.

## F.4 THG-Minderungsmaßnahmen in der deutschen Landwirtschaft

Im Folgenden werden ausgewählte Maßnahmen in Hinblick auf Minderungspotenziale, Umsetzbarkeit, Kosten und Wirkungen auf andere Bereiche beschrieben und bewertet.

### F.4.1 Verbesserung der N-Effizienz der Düngung und beim Futtermitteleinsatz

Der Einsatz von Stickstoffdüngern trägt erheblich zu den Treibhausgasemissionen der Quellgruppe Landwirtschaft bei. Es wird zwischen direkten und indirekten Lachgasemissionen ($N_2O$) unterschieden. Direkte Lachgasemissionen entstehen durch N-Einträge aus organischen und mineralischen Düngemitteln, der Atmosphäre (N-Deposition), Boden, Pflanzenreststoffen und biologische N-Fixierung. Indirekte Lachgasemissionen werden durch den Austrag von reaktiven Stickstoffverbindungen wie Nitrat und Ammoniak in die umliegenden Naturräume verursacht. Aus diesen reaktiven N-Verbindungen entsteht bei Nitrifikations- und Denitrifikationsvorgängen Lachgas als Nebenprodukt. Neben der Höhe des N-Eintrags bestimmen Faktoren wie Standort, Klima (z. B. Niederschlag), Temperatur (z. B. Bodenfrost und vor allem Auftauprozesse), Eigenschaften des Oberbodens und Managementpraktiken die Höhe der verursachten Treibhausgasemissionen.

Diese THG-Emissionen bezogen beispielsweise auf die produzierte Getreideeinheit können durch eine Verbesserung der N-Effizienz in der landwirtschaftlichen Produktion reduziert werden. Dabei werden entweder die N-Einsätze bei gleichbleibenden Erträgen (Entzügen) verringert oder mit denselben Einsätzen (Vorleistungen) werden höhere Erträge erzielt. Die Menge nicht produktiv eingesetzten Stickstoffs wird verringert und dabei die Input-/Output-Relation reduziert. Dies kann durch die Optimierung der Düngeplanung und der Ausbringungstechniken sowie Düngemengen und -zeitpunkte, die auf die klimatischen und standörtlichen Bedingungen angepasst sind, erreicht werden.[396]

Die Verbesserung der N- bzw. der Eiweiß-Effizienz ist auch ein wesentliches Ziel bei der Züchtung neuer Pflanzensorten und Tierrassen. Entsprechende Fortschritte führten in der Vergangenheit zu einer durchschnittlichen Verbesserung z. B. bei den Erträgen von 1,0–1,5 % im Jahr. Es ist jedoch nicht sicher, ob diese kontinuierliche Steigerung bis zum Jahr 2050 in diesem Ausmaß anhält oder ob es zu einer Verringerung der Ertragsfortschritte kommt.

Durch die Bestimmung des Düngebedarfs von Pflanzen, verbesserte Berücksichtigung der N-Nachlieferung aus der organischen Substanz des Bodens während der Vegetationsperiode und die Analyse der Nährstoffgehalte der organischen Dünger können N-Überschüsse reduziert werden. Das Einsparpotenzial hängt von der Höhe der N-Überschüsse in der Ausgangssituation ab. Nach der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sollen ab 2010 die Gesamtbilanzüberschüsse (ausgewiesen als nationale Hoftorbilanz) auf 80 kg N/ha landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) gesenkt werden. In den letzen Jahren lag der N-Überschuss jedoch noch darüber.[397] Das Umweltbundesamt empfiehlt als Langfristziel die Einhaltung von 50 kg N/ha und Jahr (als Überschüsse der nationalen Hoftorbilanz). Eine Senkung der N-Bilanzüberschüsse verringert vor allem das Risiko einer Nitrat-Auswaschung in das Grundwasser und ist daher weiterhin geboten, um die Ziele der Wasserrahmenrichtlinie (guter Zustand aller Gewässer) zu erreichen. Eine Verringerung der THG-Emissionen ist damit aber nur dann verbunden, wenn auch die insgesamt eingesetzte Stickstoffmenge reduziert wird.

Durch die Verbesserung der Produktivität der N-Düngung lassen sich, basierend auf den Emissionsfaktoren nach IPCC (1996)[398] Emissionen von 17,5 kg $CO_{2Äq}$ pro kg Stickstoff einsparen. Davon fallen 7,5 kg $CO_{2Äq}$/kg N auf Emissionen aus der Bereitstellung von chemisch-synthetischem N-Dünger (diese Einsparungen sind allerdings den energie- sowie den industrieprozessbedingten Emissionen

gutzuschreiben) sowie 6,1 kg $CO_{2Äq}$/kg N auf direkte und 3,9 kg $CO_{2Äq}$/kg N auf indirekte Lachgasemissionen aus gedüngten Böden.[399] Bei einer Verringerung des N-Saldos um 20 kg/ha bei gleichbleibenden Erträgen würde eine Verringerung der THG-Emissionen um insgesamt 5,77 Mio. t $CO_{2Äq}$ pro Jahr erreicht werden. Davon fallen 43 % auf die N-Mineraldüngerproduktion in der chemischen Industrie – im Treibhausgasinventar werden diese Minderungen dementsprechend in den Quellgruppen Energie und industrielle Prozesse erfasst, dort würde sich auch diese Einsparung auswirken. Direkte und indirekte Lachgasemissionen aus Böden würden aufgrund der landwirtschaftlichen Düngung mit 57 % den größeren Teil der Einsparungen erbringen.

### F.4.2 Wirtschaftsdünger für die Biogasproduktion

Durch die Verwendung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und anderer landwirtschaftlicher Reststoffe für die Biogasproduktion können Treibhausgasemissionen aus der Dunglagerung vermieden und fossile Energieträger eingespart werden. Der Biogasgewinnung aus Wirtschaftsdünger wird ein hohes Potenzial zugeschrieben, das bisher jedoch noch nicht voll ausgeschöpft wird. In Deutschland fallen derzeit jährlich ca. 200 Mio. t Wirtschaftsdünger an, aus dem rund 3,46 Mrd. $m^3$ Methan erzeugt werden könnten. Dies würde 2 % der deutschen Stromproduktion abdecken. Der Großteil des Biogases in Deutschland wird bisher allerdings durch Anbaubiomasse gewonnen.[400]

Die Nutzung von Wirtschaftsdünger zur Biogasproduktion vermindert Treibhausgasemissionen nicht nur durch den Ersatz fossiler Energieträger, sondern auch durch die Verringerung von THG-Emissionen bei offener Lagerung von Wirtschaftsdünger. Voraussetzung hierfür ist die gasdichte Lagerung der Gärreste. Das Vermeidungspotenzial von THG-Emissionen liegt beim Einsatz von Wirtschaftsdüngern somit höher als das von Anbaubiomasse.[401]

Trotz geringerer Methanausbeute je t Substrat können die Stromgestehungskosten mit steigendem Wirtschaftsdüngeranteil sinken, die Stromgestehungskosten des Gülleeinsatzes sind derzeit gegenüber Silomais aber nicht wettbewerbsfähig. Somit ist eine Förderung des Wirtschaftsdüngereinsatzes für die Biogaserzeugung z. B. durch das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) sinnvoll. Bezugsgröße für die Förderung sollte jedoch nicht der Masseanteil der Gülle am Substrat sein, sondern ihr Anteil an der erzeugten erneuerbaren Energie. Für den Transport von der Tierhaltung zur Biogasanlage können je nach Entfernung erhebliche Kosten und Emissionen anfallen, weshalb kleinere bis mittlere Anlagengrößen für den Wirtschaftsdüngereinsatz sinnvoller sind als sehr große Anlagen.[402]

Die THG-Vermeidungskosten sind bei Einsatz von Wirtschaftsdüngern niedriger als bei Biogas aus Anbaubiomasse. Mit steigendem Gülleanteil am Gärsubstrat sinken folglich die THG-Vermeidungskosten. Der Transport von Wirtschaftsdünger zwischen Tierproduktion und Biogasanlage erhöht die THG-Vermeidungskosten. Um den Vorteil der niedrigeren Vermeidungskosten gegenüber dem Silomais zu bewahren, sollte auf kurze Transportwege geachtet werden. Außerdem sinkt durch ein erhöhtes Transportaufkommen die gesellschaftliche Akzeptanz für den Einsatz von Wirtschaftsdüngern für die Biogasgewinnung. Auch können vermehrt Kosten für die Instandhaltung von Straßen anfallen.[403]

Die Nutzung von Wirtschaftsdünger als Substrat für die Biogaserzeugung wirkt sich auch positiv auf andere Umweltschutzziele aus. Die Vorteile resultieren vor allem daraus, dass der Wirtschaftsdünger Energiepflanzen wie z. B. Mais teilweise ersetzen kann. Somit vermindern sich Belastungen, die durch den Maisanbau entstehen können. Gerade Maiskulturen werden intensiv gedüngt und können zu erhöhten N- und Schadstoffeinträgen in Gewässer und Böden führen. Mais gehört zu den humuszehrenden Kulturen und aufgrund der weiten Reihenabstände in der Bepflanzung sowie des späten Bestandsschlusses besteht ein erhöhtes Erosionsrisiko, das eine weitere Gefahr für Böden und Gewäs-

ser darstellt.[404] Ein Verzicht auf Energiepflanzenmonokulturen würde diese Gefahren reduzieren und ebenfalls zum Biodiversitätsschutz beitragen.[405] Wenn für den Maisanbau Grünland umgebrochen wird, entstehen durch den dadurch ausgelösten Humusabbau im Boden weitere klimawirksame Emissionen ($CO_2$, Lachgas). Besonders ausgeprägt sind solche Effekte auf kohlenstoffreichen Böden, also ehemaligen Niedermooren. In der nationalen Klimaschutz-Berichterstattung (jährlicher NIR-Bericht, herausgegeben vom UBA) werden solche THG-Emissionen im Kapitel Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) ausgewiesen. Diese negativen Effekte würden bei einem zumindest weitgehenden Verzicht auf Energiepflanzen-Monokulturen ebenfalls signifikant verringert.

### F.4.3 Milchleistung

Eine Steigerung der Milchleistung je Einzeltier senkt die produktbezogenen THG-Emissionen je kg Milch, da sich der Erhaltungsbedarf der Kuh (Betriebsstoffwechsel) und die damit verbundenen THG-Emissionen rechnerisch auf eine höhere Produktmenge verteilen.[406] Dieser Effekt ist bei geringeren Ausgangsleistungen besonders hoch. Bei einer bereits hohen Milchleistung nimmt die weitere Senkung der auf die Milch bezogenen THG-Emissionen ab. Eine Verringerung des Anteils der Milchkuhherde, der jedes Jahr durch Jungkühe ersetzt wird (Remontierungsprozentsatz), ermöglicht es, den Bestand an Nachzuchtfärsen (geschlechtsreifes weibliches Hausrind, das noch kein Kalb geboren hat) und damit auch deren THG-Emissionen zu verringern. Voraussetzung für die Wirksamkeit ist es, dass die Färsen nicht gemästet werden.

Von 1990 bis 2010 hat sich die Milchleistung pro Kuh um 48 % erhöht, gleichzeitig sind die THG-Emissionen der Milchkühe pro Kopf nur um 23 % gestiegen.[407] Nach Modellrechnungen am Thünen-Institut anhand des Milchkuh- und Färsenbestandes lag die Umtriebsrate in der Milchviehherde in den letzten Jahren bei ca. 0,3. Bei Verringerung der Umtriebsrate können die Kühe nicht mehr so regelmäßig durch leistungsfähigere Nachzuchtfärsen ersetzt werden, weshalb die Milchleistungssteigerung langsamer ansteigen könnte als in der Vergangenheit.

Sowohl die Milchleistungssteigerung als auch die Verringerung der Umtriebsraten liegen im betriebswirtschaftlichen Interesse der Landwirte, da die Stückkosten der Milchproduktion bei steigender Leistung sinken, und eine längere Umtriebsrate Aufzuchtkosten für die Färsen einsparen hilft. Beide Ziele konkurrieren jedoch miteinander, da sich die Ziele einer hohen Lebensdauer und einer hohen Anzahl an Laktationsphasen bei Hochleistungskühen schwerer erreichen lassen. Aus Klimaschutzsicht bedeutet dies, dass bei Hochleistungskühen die Zeit bis zur ersten Laktation, in der den Methan-Emissionen des Tiers kein Produkt (Milch) gegenübersteht, stärker ins Gewicht fällt, wenn die Lebensleistung des Tieres (gesamte abgegebene Milch) niedriger liegt. Andererseits würde bei angenommenem gleichbleibendem Rindfleischkonsum und gleichzeitig verlängerter Lebensdauer nebst erhöhter Lebensleistung von Milchkühen der Bedarf an Fleischrindern (und deren Emissionen) steigen.[408] Für solche ökobilanziellen Vergleiche spielen die betrachteten Größen und gewählte Systemgrenzen immer eine wichtige Rolle.

Auf die Tierschutz-Problematik bei der weiteren Leistungssteigerung von Milchkühen kann in diesem Rahmen nicht eingegangen werden. Sie wird aber in Zukunft im Hinblick auf den novellierten Art. 20a des Grundgesetzes (Gleichrangigkeit des Tierschutzes mit dem Umweltschutz) und seine Konkretisierung im Fachrecht künftig stärker zu beachten sein. Entsprechenden Strategien, Klimaschutz durch Leistungssteigerung betreiben zu wollen, werden dadurch voraussichtlich relativ enge Grenzen gesetzt werden.

Die Milchleistungssteigerung führt zu steigenden Managementanforderungen, da es bei Haltungs- und Fütterungsfehlern bei den Kühen schneller zu gesundheitlichen Problemen und Leistungseinbußen kommen kann. Tendenziell steigt der Bedarf an Futterkonzentraten, und der Anteil des Raufutters (Silomais, Grünfutter, Heu und Silagen) an der Ration sinkt. Die Qualitätsanforderungen an das Raufutter steigen, was einen Zwang zur Grünland-Intensivierung bedeutet (frühe Schnitte zur Erzielung leicht verdaulicher, energiereicher Grundfuttermengen). Durch die veränderte Futterration des Milchviehs und die Verringerung der Anzahl von Nachzuchtfärsen kann ferner die Nutzung und Pflege des Grünlands zurückgehen, die u.a. auf vielen Standorten bereits im Interesse des Boden- und Biodiversitätsschutzes aufrecht erhalten werden sollte. Kommt ein Umbruch des Grünlands hinzu, erhöhen sich durch den damit verbundenen Humusabbau die THG-Emissionen erheblich (diese werden im Emissionsinventar nicht in der Quellgruppe Landwirtschaft, sondern in der Quellgruppe LULUCF ausgewiesen).

### F.4.4 Ökologischer Landbau

Ein erheblicher Teil der durch konventionelle Bewirtschaftung verursachten THG-Emissionen kann durch eine Umstellung auf ökologisch verträglichere Methoden verringert werden. Eine Literaturauswertung von Flessa et al.[409] zeigt, dass im Vergleich zur konventionellen Landwirtschaft im ökologischen Landbau insgesamt weniger Treibhausgase pro ha Nutzfläche emittiert werden. So werden im Median nur 0,92 anstatt 2,67 t $CO_{2Äq}$ pro ha freigesetzt.[410] Die Ergebnisse solcher Vergleiche schwanken jedoch sehr stark, da die untersuchten Betriebe nur begrenzt vergleichbar sind.

Aufgrund der meist geringeren Erträge je ha im ökologischen Landbau kann ein Vergleich der THG-Emissionen, der sich nicht auf eine Einheit der bewirtschafteten Fläche bezieht, sondern auf die Einheit der dort erzeugten Produkte, dazu führen, dass sich die emissionsrelevanten Vorteile des ökologischen Landbaus gegenüber dem konventionellen Landbau verringern oder ganz aufheben. Ein konventioneller Betrieb mit optimalem Management stellt sich dann gleich gut oder sogar besser dar als ein schlecht geleiteter Betrieb des ökologischen Landbaus.[411] Es lohnt sich also in beiden Anbausystemen, auf ein unter Klimaschutz-Aspekten optimales Management hinzuarbeiten.

Im Pflanzenbau werden beim ökologischen Landbau im Vergleich zur konventionellen Landwirtschaft in den meisten Fällen sowohl bei flächen- als auch bei produktbezogener Betrachtung geringere oder zumindest vergleichbare Treibhausgasemissionen festgestellt.[412] Hierbei sorgt vor allem der Verzicht auf mineralische Stickstoffdüngung und Pestizide für erhebliche Einsparungen von Energie und Treibhausgasemissionen.

Bei der Produktion tierischer Erzeugnisse sind die produktbezogenen Emissionen je kg deutlich höher als bei der pflanzlichen Produktion. Stärker noch als bei den pflanzlichen Erzeugnissen gehen die Ergebnisse der verschiedenen Studien weit auseinander. Die Höhe der produktbezogenen Treibhausgasemissionen hängt vor allem von der Produktivität des jeweiligen ökologischen Betriebs ab.[413] Geringere Viehbestände und längere Umtriebszeiten und damit verbundene geringere Remontierungsraten können die Emissionen im ökologischen Betrieb jedoch verringern.

Aus Tierschutzgründen werden in der ökologischen Produktion vor allem Festmistsysteme mit Stroh verwendet.[414] Aufgrund der aeroben Verhältnisse werden damit die Methanemissionen gegenüber denen bei flüssiger Lagerung verringert. Gleichzeitig steigen jedoch die $N_2O$-Emissionenaus der Lagerung. Weitere indirekte $N_2O$ Emissionen entstehen durch die Freisetzung von Ammoniak.

Die ökologische Flächenbewirtschaftung fördert die Kohlenstofffestlegung in den Böden temporär. Der Einsatz von Wirtschaftsdünger, Gründüngung, Zwischen- und Untersaaten, verbesserten Fruchtfolgen und die Rückführung von Ernterückständen im ökologischen Landbau fördern die Humusbildung im Ackerboden.[415] So speichern diese Betriebe durchschnittlich ca. 400 kg $CO_2$/ha im Jahr.[416] Die Kohlenstoffsequestrierung nach Umstellung von konventionellem auf ökologischen Landbau kann jedoch nur als eine temporäre $CO_2$-Senke angesehen werden.[417] Sobald sich ein (neues, höher liegendes) Humusgleichgewicht im Boden eingestellt hat, kann (in der Bilanz) kein weiteres $CO_2$ mehr aufgenommen werden. Gattinger et al.[418] konnten anhand einer Metaanalyse zeigen, dass ökologisch bewirtschaftete Ackerböden letztendlich nicht mehr als ca. 2–3 t C pro ha mehr organischen Bodenkohlenstoff enthalten als konventionell bewirtschaftete Ackerböden. Ein signifikanter Unterschied zwischen den Sequestrierungsraten konnte nur während der ersten 20 Jahre der ökologischen Bewirtschaftung beobachtet werden. Diese $CO_2$-Speicher sind zudem sehr anfällig. Eine Weiterbewirtschaftung der Fläche, ohne fortgesetzte Rückführung von organischer Substanz, würde wieder zu einer $CO_2$-Freisetzung führen. Bei Rückumstellung auf konventionellen Landbau finden die umgekehrten Prozesse statt, d. h. Humus wird teilweise wieder abgebaut und gespeichertes $CO_2$ freigesetzt. Nach einigen Jahren ist der Ausgangszustand vor Umstellung auf Ökolandbau wieder erreicht, d. h. die Umstellungsvorgänge sind voll reversibel.

Die Kosten der Umstellung auf ökologischen Landbau und der Beibehaltung dieser Bewirtschaftungsform werden näherungsweise durch die Höhe der staatlichen Förderung widergespiegelt. Zusätzlich zu sonstigen agrarpolitischen Förderungen erhalten ökologische Betriebe eine spezielle, flächenbezogene Agrarumweltförderung. Die Förderung trägt der Tatsache Rechnung, dass die ökologische Bewirtschaftung auf vielfältige Weise zum Umweltschutz beiträgt. Außerdem wird damit ein Anreiz für die ökologische Produktion geschaffen und mehr Sicherheit bei der mit Risiken verbunden Umstellung geboten.

Im Durchschnitt der Wirtschaftsjahre 2005/06–2009/10 hatten die ökologischen Betriebe aufgrund geringerer Viehbesatzdichte, geringerem Getreideanteil in der Fruchtfolge und niedrigeren Erträgen durchschnittlich geringere Umsatzerlöse und zusätzlich höhere Personalkosten und Betriebsaufwendungen. [468] Die Autoren konnten jedoch feststellen, dass die ökologischen Betriebe aufgrund eines reduzierten Vorleistungsaufwands und der Agrarumweltförderung in Höhe von 148 Euro/ha höhere Gewinne erzielten als vergleichbare konventionelle Betriebe. Berücksichtigt werden muss hierbei, dass zwischen den ökologischen Betrieben große Gewinnunterschiede bestehen.[468]

Die Förderung sollte sicherstellen, dass die Ausweitung des ökologischen Landbaus in Deutschland parallel zum Anstieg der Nachfrage nach Ökoprodukten erfolgen kann, um die umweltseitigen Vorteile des Ökolandbaus für die ländliche Entwicklung in Deutschland zu nutzen anstatt die Lücke zwischen Angebot und Nachfrage mit Importen zu schließen. Das UBA empfiehlt daher, im Rahmen der Agrar-Umweltpolitik für eine finanziell gut ausgestattete „zweite Säule der Gemeinsamen Agrarpolitik“ (Entwicklung des ländlichen Raums) und eine komplementäre Kofinanzierungsbereitschaft der Länder Sorge zu tragen (weil die Umstellungsförderung auf den ökologischen Landbau jeweils zu Hälfte von Brüssel und national finanziert werden muss).

Die Bundesregierung strebt in ihrer Nachhaltigkeitsstrategie längerfristig (ohne genaue zeitliche Festlegung) einen Flächenanteil von 20 % an der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Deutschland für den Ökolandbau an. Ein entsprechendes Szenario wird daher weiter unten dargestellt und analysiert. Um dieses Ziel bis 2050 zu erreichen, ist mindestens eine Beibehaltung der derzeitigen Umstellungsrate erforderlich. Da nicht nur die Umstellung auf den Ökolandbau gefördert wird, sondern auch seine Beibehaltung, bedeutet dies,, dass die für den Ökolandbau vorgesehenen Mittel in den nächsten Jahrzehnten schrittweise, aber kontinuierlich ausgebaut werden müssen.

Neben der klimafreundlicheren Produktion verringert der ökologische Landbau weitere **externe Umweltkosten**. Bessere Böden und der Verzicht auf mineralische N-Dünger und Pflanzenschutzmittel verringern schädliche Einträge in Grund- und Oberflächengewässer. Auch wird bestehendes Grünland als Futterfläche erhalten und bei einer vermehrten Umstellung auf ökologischen Landbau eventuell sogar ausgebaut. Die im Grünland gespeicherten Kohlenstoffvorräte werden nicht freigesetzt. Zahlreiche Untersuchungen belegen auch Vorteile im Bereich der Biodiversität auf Seiten des Ökolandbaus.

### F.4.5 Einschränkung der Produktionsumfänge

Die Einschränkung von Produktionsumfängen in der deutschen Landwirtschaft führt zur Vermeidung der mit der Produktion verbundenen THG-Emissionen. Dies ist nur dann eine Klimaschutzoption, wenn die Produktionseinschränkung nicht zur Ausweitung der Produktion und zu gleich hohen oder höheren produktionsbedingten THG-Emissionen außerhalb von Deutschland führt. Bei einer Einschränkung der Wiederkäuerbestände, die aufgrund der verdauungsbedingten $CH_4$-Emissionen hohe THG-Emissionen pro Tier und pro Produkteinheit aufweisen, sind Ziele der Grünlandnutzung und -pflege zu berücksichtigen. Zu bedenken ist allerdings, dass derzeit in Deutschland noch viele Flächen für Ackerfutterbau genutzt werden, z. B. für Silomais oder Kleegras. Bei einem Rückgang der Weidetierbestände könnte sich der verbleibende Bestand an Wiederkäuern auf den Grünlandflächen konzentrieren, während der Ackerfutterbau zugunsten anderer Ackerkulturen eingeschränkt werden könnte. Ziele der Grünlandpflege können dann auch mit Teilen der Milchviehherde umgesetzt werden (Nachzuchtfärsen, nicht laktierende Kühe).

Zur Minderung der THG-Emissionen aus der landwirtschaftlichen Landnutzung und Landnutzungsänderungen werden in den nachfolgenden Szenarioanalysen Annahmen zur Vermeidung von Grünlandumwandlung in Ackerland sowie zur Restaurierung und Vernässung landwirtschaftlich genutzter Moore getroffen (siehe auch Kapitel G). Während die Grünlanderhaltung eine Fortführung der Landwirtschaft erlaubt, vor allem über die Nutzung durch Wiederkäuerhaltung, bedeutet die Vernässung von Mooren einen vollständigen oder zumindest sehr weitgehenden Rückzug der landwirtschaftlichen Produktion von diesen Flächen. Weitere Informationen zu diesen beiden Maßnahmen, die auch positive Wirkungen auf den Schutz der Gewässer, des Bodens und der Biodiversität aufweisen, finden sich in Flessa et al. (2012)[419].

### F.4.6 Maßnahmen im Bereich des Nahrungsmittelverbrauchs

Im Folgenden werden Maßnahmen außerhalb des Agrarsektors betrachtet, durch die der Verbrauch von Agrarprodukten (in Deutschland) reduziert bzw. verändert wird. Diese Maßnahmen haben keinen unmittelbaren Einfluss auf die Emissionen des deutschen Agrarsektors. Bei abnehmender Nachfrage nach Nahrungsmitteln in Deutschland muss nicht automatisch die Agrarproduktion gedrosselt werden, ebenso können die Agrarexporte erhöht werden.

#### F.4.6.1 Reduzierung von Lebensmittelabfällen

Entlang der Wertschöpfungskette entstehen Lebensmittelverluste, deren Vermeidung zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen beitragen kann. Im nachgelagerten Bereich fallen im produzierenden Ernährungsgewerbe, im Handel und auf Verbraucherebene Lebensmittelabfälle an, insbesondere in den privaten Haushalten. Davon gilt die Hälfte als vermeidbar. Somit birgt die Einsparung von

Lebensmittelabfällen ein großes Potenzial und wirft die Frage auf, wie viele Emissionen dadurch reduziert werden können.

In der Agrarproduktion selbst treten Verluste auf, die in Deutschland rund 3 % der Gesamtproduktion betragen.[420] Gründe, dass Erzeugnisse nicht marktfähig sind, können Mängel und Schäden sowie Verluste durch falsche Lagerung sein. Ebenso existieren Qualitätskriterien, die erfüllt werden müssen. Bei den gängigen Getreidearten betragen diese Verluste rund 1 % der Gesamtproduktion. Bei Kartoffeln sind 3 % der Ernte nicht marktfähig. Bei den pflanzlichen Produkten haben Obst und Gemüse die höchsten Verlustraten mit je 5 % und 10 % der Produktion. Dies ist auf die höhere Verderblichkeit und eingeschränkte Lagerfähigkeit zurückzuführen.[421]

Laut Einschätzung der FAO werden jährlich ein Drittel der weltweit produzierten Lebensmittel nicht für die menschliche Ernährung genutzt. Dies entspräche einer Summe von 1,3 Milliarden Tonnen, die jährlich im Laufe des Produktionsprozesses verloren gehen bzw. weggeworfen werden. Während in den Entwicklungsländern Verluste (food losses) hauptsächlich in den Bereichen Erzeugung und Produktion entstehen, spielen in den Industrieländern Abfälle (food waste) im Handel und auf Konsumentenebene die größte Rolle.[422] Die Thematik ist in den letzten Jahren vermehrt in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt. Bisher gibt es jedoch keine verlässlichen Daten über die Menge der Lebensmittelabfälle. Diesbezügliche Aussagen beruhen somit nur auf Schätzungen. Im nachgelagerten Bereich entstehen Lebensmittelabfälle bei den Akteuren der Lebensmittelverarbeitung und Industrie, dem Handel (Groß- und Einzelhandel), den Großverbrauchern und in privaten Haushalten. Die geschätzte Summe der Lebensmittelabfälle beträgt in Deutschland pro Jahr 10.970.000 t.[423] Die  zeigt auf, in welchen Bereichen der Wertschöpfungskette die Abfälle entstehen.

Lebensmittelabfälle in der Industrie können durch eine Überproduktion und Fehlplanung, technische Störungen, gesetzliche Beschränkungen und durch Rückstellmuster und -proben zur Qualitätssicherung entstehen. Eine gute und vorausschauende Betriebsplanung kann Abfälle reduzieren, jedoch können diese nie ganz vermieden werden, da es keine gleichbleibende Nachfrage nach Produkten gibt.[424] Außerdem ist ein großer Teil der Abfälle unvermeidbar. Insbesondere bei tierischen Produkten ist der Anteil nicht-verzehrbarer Teile (z. B. Knochen) sehr hoch.[425]

Tabelle F-8: Lebensmittelabfälle in Deutschland nach Stufen der Wertschöpfungskette[426]

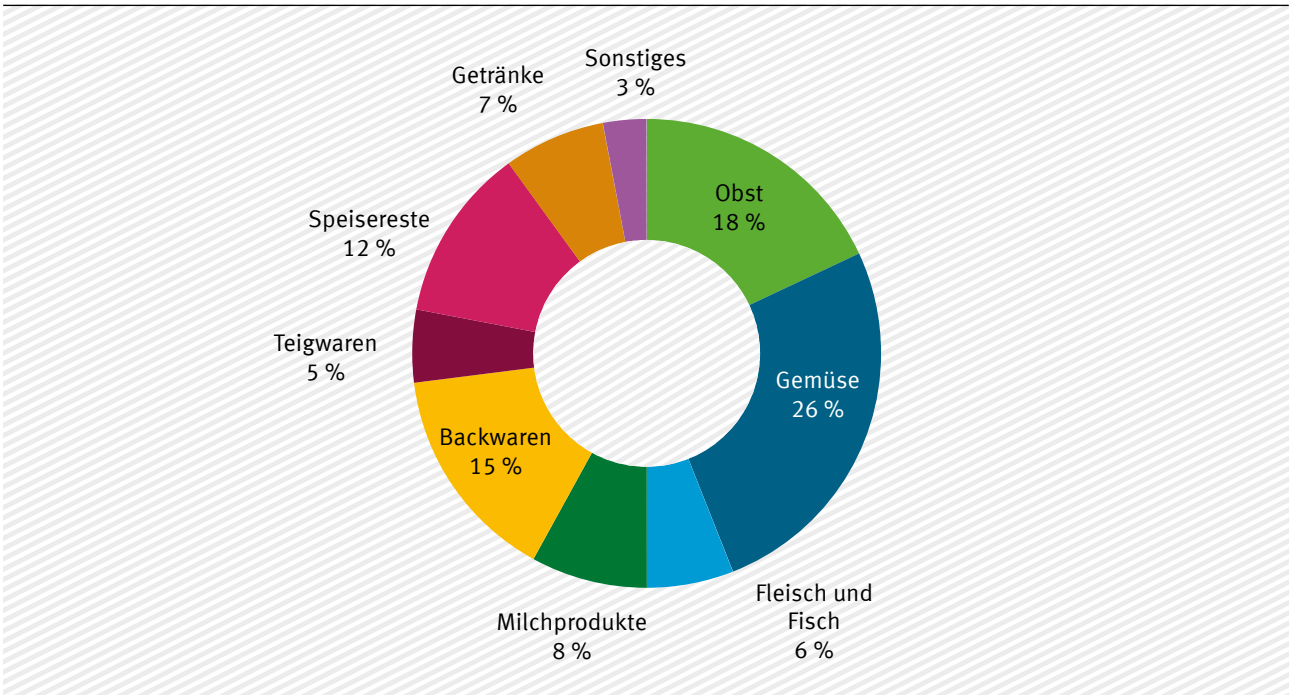
| Lebensmittelabfälle | in Mio. t | Anteil in % |
|---|---|---|
| LM-Verarbeitung und Industrie | 1,85 | 17 % |
| Handel (Groß- und Einzelhandel) | 0,55 | 5 % |
| Großverbraucher | 1,9 | 17 % |
| private Haushalte | 6,67 | 61 % |
| Insgesamt | 10,97 | 100 % |

Im Handel fallen vergleichsweise geringe Abfallmengen an, die 5 % der gesamten Abfälle ausmachen. Abfälle entstehen durch ein Überangebot, da eine große Warenvielfalt angestrebt wird. Nicht markt- und verkaufsfähige Produkte (abgelaufenes Mindesthaltbarkeitsdatum) und Produkte, die die hohen Anforderungen an Qualität, Frische und Aussehen nicht erfüllen, müssen aussortiert werden. Auch durch Schwierigkeiten in der Organisation oder durch falsche Lagerung von verderblichen Produkten entstehen Abfälle. Ein erheblicher Teil dieser Lebensmittel wird an karitative Einrichtungen wie die Tafeln weitergegeben. Diese Weitergabe ist nicht nur im Sinne der Abfallvermeidung erwünscht und könnte noch weiter intensiviert werden.

Zu den Großverbrauchern zählen beispielsweise das Gaststättengewerbe, Betriebsverpflegung, das Beherbergungsgewerbe und Einrichtungen wie Alten- und Pflegeheime, Krankenhäuser und Schulen. Die Großverbraucher sind für 17 % der Lebensmittelabfälle verantwortlich. Abfälle entstehen durch interne organisatorische Abwicklung im Bereich Küche, durch falsche Lagerung, Verarbeitung oder mangelnde Kalkulation. Beim Kunden kann eine unangepasste Portionsgröße oder Speisenauswahl zu Abfällen führen. Es wird davon ausgegangen, dass rund 48,5 % der Abfälle in diesem Bereich vermeidbar sind.

Der Großteil der Lebensmittelabfälle wird den privaten Haushalten zugeschrieben. Rund 5,05 Mio. t werden jährlich durch das kommunale Abfallsystem entsorgt. Das entspricht 75 % der im Haushalt anfallenden Lebensmittelabfälle und macht rund 62 kg pro Kopf aus. Davon werden 70 % im Restmüll und 30 % in der Biotonne entsorgt. Etwa ⅔ dieser Abfälle gelten als vermeidbar bzw. teilweise vermeidbar. Der Umfang der restlichen Abfälle ist schwer abzuschätzen und wird durch Kompostierung, die Kanalisation und die Verfütterung an Haustiere entsorgt. Vermeidbare Abfälle können durch vielfältige Ursachen entstehen, wie beispielsweise falsche Lagerung, mangelnder Überblick über die Vorräte, Ablauf des Mindesthaltbarkeitsdatum (MHD) und spezielle Zutaten, die nur für bestimmte Gerichte verwendet werden. Teilweise vermeidbare Abfälle sind eine Mischform von vermeidbaren und nicht vermeidbaren Abfällen, wie z. B. Speisereste oder Abfälle, die auf Grund verschiedener Verzehrgewohnheiten entstehen, z. B. Apfelschalen, Brotrinde. Da es keine Daten zur Zusammensetzung der Lebensmittelabfälle nach Produktgruppen gibt, beruhen diese auf Schätzungen von Hafner et al.[427] Die Anteile der Hauptproduktgruppen sind in folgender Abbildung dargestellt.

Abbildung F-3: Anteil wichtiger Lebensmittelgruppen an vermeidbaren und teilweise vermeidbaren Abfällen[428]




Obst und Gemüse sind die wichtigsten Produktgruppen, die vermeidbare Abfälle verursachen, gefolgt von Backwaren und Speiseresten. Jährlich entstehen in Deutschland Kosten zwischen 16 und 21,6 Mrd. Euro durch vermeidbare Lebensmittelabfälle. Dies entspricht 10 bis 14 % der gesamten Ausgaben für Nahrungsmittel und nicht-alkoholische Getränke. Pro Kopf und Jahr entstehen somit 200 bis 260 Euro vermeidbare Ausgaben für Lebensmittel.[429]

Um Abfälle zu reduzieren, wird der Lebensmittelindustrie empfohlen, ein ressourceneffizienteres Wirtschaften durch Betriebs- und Prozessoptimierung zu ermöglichen. Vielversprechend ist auch ein Beispiel aus Großbritannien, wo durch freiwillige Verpflichtungserklärung Abfalleinsparungen von rund 1,1 Mio. t jährlich erreicht wurden. Der Lebensmitteleinzelhandel (LEH) kann durch das Ausweisen von Sonderangeboten für Produkte, die kurz vor dem Ablauf des MHD stehen, Abfälle vermeiden. Ebenso können sich regionale und unverpackte Produkte, die es dem Konsumenten ermöglichen, kleinere Verkaufsmengen zu beziehen, positiv auf das Abfallaufkommen auswirken. Großverbraucher können durch Zertifikate animiert werden, Abfälle zu vermeiden oder ihr Stoffstrommanagement zu optimieren, mit denen sie beim Kunden für sich werben können. Bei privaten Haushalten ist es besonders wichtig, das Bewusstsein zu schaffen und durch erhöhte Aufmerksamkeit ressourceneffizienter mit Lebensmitteln umzugehen.[430]

Es ist nicht ausreichend, die Lebensmittelabfälle im nachgelagerten Bereich zu betrachten, da auch die bereitgestellten Ressourcen für die landwirtschaftliche Produktion verloren gehen und dadurch unnötige Umweltbelastungen entstehen. Somit trägt die Einsparung von Lebensmittelabfällen auch dazu bei, Ressourcen zu schonen und Umweltbelastungen zu vermeiden. Durch die Stoffströme der Vorkette, die nutzlos verloren gehen, entstehen deutlich höhere Verluste. Die Relevanz der Vorkette wurde in der NRW-Studie zur Verringerung von Lebensmittelabfällen[431] für ausgewählte Produkte anhand der Indikatoren Material Footprint und Carbon Footprint untersucht. Der Material Footprint zeigt auf, welcher Aufwand an Materialressourcen für ein Produkt oder eine Aktivität über die gesamte Wertschöpfungskette erforderlich ist. Die Menge der direkten und indirekten THG-Emissionen eines Produkts oder einer Aktivität werden im Carbon Footprint ausgedrückt.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass sich die entstehenden Umweltbelastungen der verschiedenen Lebensmittelgruppen nicht allein an den Abfallmengen festmachen lassen. Beispielsweise haben Obst und Gemüse einen Anteil von 44 % an den Lebensmittelabfällen, ihr Anteil an den Umweltbelastungen liegt beim Material Footprint bei 28 %, beim Carbon Footprint reduziert er sich auf 18 %. Auch die Relevanz von Getreideprodukten ist geringer als ihr Gewichtsanteil. Tierische Lebensmittel hingegen haben einen deutlich größeren ökologischen Fußabdruck, der durch den geringeren Anteil am Abfallaufkommen nicht sichtbar wird.

#### Ableitung von Annahmen über Lebensmittelabfälle im Jahr 2050

Den Berechnungen des Nahrungsmittelverbrauchs im Jahr 2050 liegt entsprechend der UBA-Studie Energieziel 2050[432] die Annahme zugrunde, dass die Bevölkerung auf 87,9 % der heutigen Bevölkerung zurück geht. Bei gleich bleibendem Ernährungsverhalten sinkt gleichzeitig der Nahrungsmittelverbrauch auf dieses Niveau. Würde die Ernährungsweise sich an die von der DGE empfohlenen Verbrauch anpassen, würden sich die Verbrauchsmengen entsprechend verschieben. Während Getreideprodukte und Gemüse trotz Bevölkerungsrückgang eine Steigerung im Vergleich zum heutigen Verbrauch erfahren, würde der Verbrauch von Fleisch auf rund ein Viertel des heutigen Verbrauchs zurückgehen.

Zusätzlich zu der Einhaltung der DGE-Empfehlung wird angenommen, dass der Verbrauch durch die Einsparung von Lebensmittelabfällen auf Haushaltsebene reduziert wird. Die Berechnungen beruhen auf der Studie von Hafner et al.[433], die die Anteile von Produktgruppen an den Lebensmittelabfällen analysiert haben. Die Gesamtmenge der Lebensmittelabfälle nach Produktgruppen aus Haushalten, die in der Studie ermittelt wurde ist in Spalte 1 dargestellt.

Tabelle F-9: Lebensmittelabfälle nach Produktgruppen aus Haushalten, eigene Berechnungen[CCXIX]

| | Gesamtmenge der LM-Abfälle | Anteil vermeidbarer Abfälle | |
|---|---|---|---|
| | | an Gesamtmenge | unter Annahme: 50 % vermeidbar |
| Obst | 18 % | 35 % | 6 % |
| Gemüse | 26 % | 45 % | 12 % |
| Fleisch und Fisch | 6 % | 55 % | 3 % |
| Milchprodukte | 8 % | 75 % | 6 % |
| Backwaren | 15 % | 75 % | 11 % |
| Teigwaren | 5 % | 75 % | 4 % |
| Speisereste | 12 % | 60 % | 7 % |
| Getränke | 7 % | | 0 % |
| Sonstiges | 3 % | 30 % | 1 % |

Rund 50 % der gesamten Lebensmittelabfälle gelten als vermeidbar. Der Anteil vermeidbarer Lebensmittelabfälle differenziert sich durch unterschiedliche Produkteigenschaften wie Verderblichkeit und den Anteil nicht-verzehrfähige Teile (z. B. Knochen, Blätter). Auf Basis von Einschätzungen zu den Anteilen vermeidbarer Lebensmittelabfälle nach Produktgruppen der Studie, wurden Annahmen bezüglich der Relevanz getroffen. Milchprodukte und Backwaren werden bereits in verzehrfertiger Form verkauft. Somit wird angenommen, dass der Großteil der Lebensmittelabfälle dieser Produktgruppen (rund 75 %) vermeidbar ist. Für Speisereste wird ein Anteil vermeidbarer Lebensmittelabfälle mit 60 % angenommen. Im Gegensatz dazu haben Fleisch, Obst und Gemüse einen größeren Anteil an nicht verzehrfähigen Teilen, die als nicht vermeidbare Abfälle entsorgt oder minderwertig, z. B. zur Fütterung verwendet werden. Den Berechnungen liegen die Annahmen für vermeidbare Lebensmittelabfälle mit 55 % für Fleisch, 45 % für Gemüse, 35 % für Obst und 30 % für sonstige Abfälle zugrunde. Durch die Einsparung von 50 % der vermeidbaren Abfälle werden die Verbrauchsmengen für Lebensmittel weiter abgesenkt. Folglich sind die Differenzen zum Verbrauch bei Produkten mit höherem Anteil vermeidbarer Abfälle, wie z. B. Milchprodukte und Backwaren, größer.

Die Anteile vermeidbarer Lebensmittelabfälle der Kategorien „Speisereste“ und „Sonstige“ werden auf die Produkte Kartoffeln (4 %), Fette und Öle (3 %) und Eier (1 %) aufgeteilt, da für diese Produkte Verbrauchsdaten, aber keine Abfalldaten vorliegen. Auch der Anteil der Getränke wurde auf die übrigen Produktgruppen verteilt.

### F.4.6.2 Klimaschonende Ernährung und Verzehrempfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE)

Der Ernährungssektor in Deutschland ist derzeit für rund 16 bis 22°% der gesamten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) verantwortlich. Dies beinhaltet die Bereitstellung, Verarbeitung, den Transport und den Handel von Lebensmitteln.[434] Es ist folglich wichtig, mögliche THG-Einsparungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu betrachten. Das Ernährungsverhalten der deutschen

CCXIX Auf Basis von 433.

Bevölkerung ist ein wichtiger Faktor, der zu Einsparungen der THG-Emissionen beitragen kann. Insbesondere die Erzeugung tierischer Lebensmittel und der steigende Verarbeitungsgrad von Lebensmitteln verursachen hohe Emissionen. Ein reduzierter Verzehr dieser Lebensmittel wäre im Sinne einer klimaschonenden Ernährungsweise und entspricht gleichzeitig der Verzehrsempfehlung der DGE. Auch die Herkunft der Nahrungsmittel spielt eine Rolle, da längere Transportwege von Importprodukten meist mit höheren Treibhausgasemissionen verbunden sind.

Die folgende Tabelle stellt den durchschnittlichen Nahrungsmittelverbrauch und -verzehr der deutschen Bevölkerung den Verzehrempfehlungen der DGE und des Vegetarierbund Deutschland (VEBU), der eine vegetarische Ernährungsweise empfiehlt, gegenüber. Die Nationale Verzehrsstudie hat ermittelt, dass sich rund 1,6 % der deutschen Bevölkerung vegetarisch ernähren, zudem ernähren sich 8–9 % fleischarm bzw. teilweise vegetarisch.[435] Beiden Ernährungsweisen liegen die Prinzipien einer ausgewogenen Vollwerternährung zu Grunde. Die Verzehrempfehlungen werden in der Regel in Gramm Lebensmittel pro Tag oder Woche angegeben und wurden auf den Jahresverzehr hochgerechnet. Der derzeitige, durchschnittliche Verzehr der deutschen Bevölkerung weicht bei einigen Lebensmittelgruppen stark von der ernährungswissenschaftlichen Empfehlung der DGE ab.

Insbesondere der Fleischverzehr liegt deutlich über den Empfehlungen. Ein hoher Fleischkonsum wird mit einem erhöhten Risiko für die Gesundheit in Verbindung gebracht. Dies wird auf den hohen Fettgehalt mit gesättigten Fettsäuren und Cholesterin, und auf die Zubereitungsarten wie Räuchern, Braten, Grillen und Salzen zurückgeführt. Es gibt jedoch auch Hinweise, dass der unzureichende Konsum von Lebensmitteln mit protektiven Inhaltsstoffen, wie Obst, Gemüse und Vollkornprodukte, einen größeren Einfluss auf die Entstehung von Krankheiten haben könnte.[436] Allerdings ist es wichtig zu betonen, dass die entsprechenden Krankheitsbilder nicht von monokausaler Natur sind, die Ernährung nur ein Faktor von vielen ist.

Tabelle F-10: Nahrungsverbrauch und -verzehr (2007) sowie Verzehrempfehlungen der DGE und des Vegetarierbund Deutschland (VEBU)[437, 438, 439, 440]

| Erzeugnis | Verbrauch | Verzehr | Empfehlung | | Verhältnis Verzehr zu | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | der DGE | des vebu | DGE Empfehlung | vebu Empfehlung |
| | in kg pro Kopf und Jahr | | | | % | |
| Getreide, Backwaren, Reis | 93 | 100,7 | 166,1 | 146 | 78 % | 89 % |
| Kartoffeln | 61,4 | 29,6 | | | | |
| Gemüse | 90,1 | 85,0 | 146 | mind. 146 | 58 % | 58 % |
| Obst | 125,1 | 92,7 | 91,3 | mind. 109,5 | 102 % | 85 % |
| Eiweißprodukte | | | | | | |
| davon Hülsenfrüchte | 0,5 | | | 10,4 | | |
| davon Sojaprodukte und andere Fleischalternativen | | 0,9 | | 36,5 | | 3 % |
| Nüsse und Samen | | | | 16,4 | | |

| Erzeugnis | Verbrauch | Verzehr | Empfehlung | | Verhältnis Verzehr zu | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | der DGE | des vebu | DGE Empfehlung | vebu Empfehlung |
| | in kg pro Kopf und Jahr | | | | % | |
| pfl. Öle und Fette | 26,1 | 8,9 | 12,8 | 11 | 70 % | 82 % |
| Fleisch | 88,2 | 60,5 | 15,6–31,3 | 0 | 388 % | |
| davon Rind- und Kalbfleisch | 12,4 | 8,5 | | | | |
| Schweinefleisch | 54,3 | 39,1 | | | | |
| Geflügelfleisch | 17,8 | 10,7 | | | | |
| Milch und Milcherzeugnisse | 130,4 | 92,9 | 91,3 | opt. 91,25 | 102 % | 102 % |
| davon Käse | 22,2 | 15,3 | 20,1 | opt. 18,25 | 76 % | 84 % |
| Eier | 9,5 | 6,9 | 6,3 | opt. 6,24 | 110 % | 111 % |
| Fisch | 15,5 | 9,5 | 11,0 | 0 | 87 % | |

Projektionen der FAO gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2050 die globale Nachfrage nach tierischen Lebensmitteln stark zunehmen wird. Insbesondere in Schwellenländern, in Asien und Lateinamerika wächst der Konsum sehr stark und nähert sich dem pro Kopf-Verbrauch der Industrieländer an. Zwar gibt es in Deutschland auch den entgegengesetzten Trend hin zum Vegetarismus, jedoch ist dieser noch immer auf einem sehr niedrigen Niveau.[441] Gerade in der jüngeren Bevölkerung nimmt die Zahl der Vegetarier weiter zu. Ein Großteil davon sind Frauen.[442]

Die Einhaltung der Verzehrempfehlungen der DGE bringt eine deutliche Verlagerung des Verzehrs von tierischen zu pflanzlichen Produkten mit sich. Der Verzehr von Fleisch und Wurstwaren würde sich dabei um die Hälfte bzw. bis nahezu auf ein Viertel reduzieren. Derzeit besteht die Zusammensetzung des Nahrungsproteins zu rund 40 % aus pflanzlichen und zu rund 60 % aus tierischen Quellen. Protein aus tierischen Lebensmitteln kann durch den Verzehr proteinreicher Hülsenfrüchte ersetzt werden. Eine andere Möglichkeit bietet der Verzehr von Tofu und Seitanprodukten, die oft auch als Fleischersatz dienen. Laut Goodland und Anhang[443] ist dies eine gesunde, billige und ökologisch unbedenkliche Alternative zu tierischen Lebensmitteln. Sie schreiben diesen Produkten ein großes Potenzial zu, einen Beitrag zur Verminderung von THG-Emissionen aus der Landwirtschaft leisten zu können.[444]

Eine fleischlose Ernährungsweise ist jedoch nicht per se klimafreundlicher als eine nicht-vegetarische. Wird der Fleischkonsum beispielsweise mit Reis (aus dem Nassreisanbau mit entsprechend hohen Methan-Emissionen; für Bergreis gilt diese Aussage nicht) oder Gemüse aus dem Gewächshaus (mit hohem Heizenergieverbrauch; für saisonales Freilandgemüse liegen die Verhältnisse ebenfalls anders) substituiert, kann dies höhere Treibhausgasemissionen bewirken. Das gleiche ist über den Konsum regionaler Produkte zu sagen. Der Import von Produkten aus Übersee, insbesondere mit dem Flugzeug, verursacht hohe THG-Emissionen. Regionale Produkte werden jedoch oft in kleineren Fahrzeugen mit geringerer Auslastung und somit schlechterer Logistik transportiert. Grünberg et al.[445] beschreiben, dass günstigere Produktionsbedingungen, wie z. B. für einige Gemüsesorten in Südeuropa, die höheren Transportemissionen im Vergleich zu regional produzierten Nahrungsmitteln an ungüns-

tigeren Standorten ausgleichen können. Auch können die Vorleistungen von regionalen Produkten importiert sein, z. B. Futtermittel.[446]

Die Empfehlung für Milch und Milcherzeugnisse entspricht in etwa dem aktuellen, tatsächlichen Verzehr in Deutschland. Die DGE empfiehlt einen täglichen Verzehr und betont die Bedeutung von Milchprodukten für die Versorgung mit Protein, Vitaminen und Calcium. Bei Betrachtung der Treibhausgasemissionen trägt die Milchviehproduktion mit rund ⅓ zu den Emissionen bei. Eine Aufrechterhaltung des Konsums von Milchprodukten auf hohem Niveau wirft also die Frage auf, wie eine Reduzierung der Emissionen um 50 % möglich wäre. Darüber hinaus wird empfohlen, mehr Gemüse, Getreideprodukte, Kartoffeln und Reis zu verzehren. Insbesondere bei Obst und Gemüse liegt der Selbstversorgungsgrad in Deutschland vergleichsweise niedrig (Gemüse: 40 %, Obst: 21 %), ein großer Teil der konsumierten Mengen wird importiert. Eine Verzehrssteigerung von Gemüse und die Beibehaltung der Verzehrsmenge von Obst müsste voraussichtlich über mehr Importe gedeckt werden, da die Standortbedingungen in Deutschland, unter Beibehaltung der derzeitigen Verzehrsgewohnheiten, keine Selbstversorgung ermöglichen. Der Import ist aufgrund längerer Transportwege mit erhöhten Treibhausgasemissionen verbunden. Der vermehrte Verzehr von regionalen und heimischen Produkten verursacht meist geringere Treibhausgasemissionen und könnte ausgedehnt werden. Der höhere Bedarf an kohlenhydratreichen Nahrungsmitteln aus Getreide, Kartoffeln und Reis könnte vor allem durch Kartoffel gedeckt werden. Die Kartoffelproduktion ermöglicht im Vergleich zu Getreide eine Einsparung von Flächen, jedoch weist die Kartoffel eine hohe Nachernteverlustrate auf, bedingt durch Verluste während der Lagerung. Rund 5 % der Erntemenge gehen durch Atmung, Verdunstung, Keimung und Fäulnis verloren.

## F.5 Treibhausgasminderungsszenarien für das Jahr 2050

**Ziel der Szenarioanalysen** ist es aufzuzeigen, auf welchen Wegen eine Minderung der THG-Emissionen in der Quellgruppe Landwirtschaft auf jährlich 35 Mio. t $CO_{2Äq}$ erreicht werden kann.

Die Szenarioanalysen konzentrieren sich auf drei Handlungsfelder der Klimaschutzpolitik, die für die THG-Emissionen des deutschen Agrar- und Ernährungssektors relevant sind:

- Im Mittelpunkt stehen landwirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen zur Senkung der direkten Emissionen in der Quellgruppe Landwirtschaft auf 35 Mio. t $CO_{2Äq}$. Zur verfügbaren Landwirtschaftsfläche und die inländischen Verwendung von Agrarpro-dukten werden szenarioübergreifend einheitliche Annahmen getroffen.
- Die Landwirtschaftsfläche geht unabhängig von einzelnen Szenarien bis zum Jahr 2050 aufgrund der klimaschutzpolitisch motivierten Restaurierung von heute landwirtschaftlich genutzten Moorböden sowie der weiteren Umwidmung landwirtschaftlicher Flächen in Siedlungs- und Verkehrsflächen deutlich zurück.
- Die inländische Verwendung landwirtschaftlicher Produkte für die Nahrungsversorgung der in Deutschland lebenden Bevölkerung und als nachwachsende Rohstoffe wird ebenfalls szenarioübergreifend einheitlich festgelegt. Anhand der Produktionsmengen aus den Landwirtschaftsszenarien lassen sich Versorgungsbilanzen und die Agrarim- und -exporte berechnen.

Diese drei Handlungsfelder hängen zwar zusammen, erfordern aber die Umsetzung eigener, spezifischer Klimaschutzmaßnahmen. So können eine Änderung der Konsumgewohnheiten und die Vermeidung von Nahrungsabfällen zwar die ökologische Bilanz der Ernährung in Deutschland verbessern, dies führt aber nicht zwangsläufig zu einer äquivalenten Anpassung der deutschen Agrarproduktion,

denn Agrarprodukte sind handelbare Güter und die Nachfrage nach Nahrungsmitteln steigt weltweit an. Eine Veränderung auf der Produktions- oder der Verwendungsseite wirkt sich demnach primär auf den Selbstversorgungsgrad und die Agrarim- und -exportmengen aus. Deshalb werden die Szenarien nicht nur anhand der Höhe der direkten Emissionen in der Landwirtschaft bewertet, sondern auch anhand des Vorleistungseinsatzes, der Versorgungsbilanz und der darauf aufbauenden Betrachtung der kumulierten Emissionen und Ressourcenansprüche.

Der Szenarioaufbau wird anhand einer Fortschreibung auf Basis des Jahres 2007 vorgenommen, da für dieses Jahr vollständige Daten vorliegen. Die Berechnung erfolgt über eine Tabellenkalkulation, in der die deutsche Landwirtschaft differenziert nach den verschiedenen, in der Agrarstatistik erfassten Kulturen und Tierkategorien zusammen mit allen Ressourcenansprüchen und Leistungen dargestellt wird. Dabei wird auf Daten aus dem agrarökonomischen Agrarsektormodell RAUMIS, aus den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen (UGR)[447] sowie aus dem Nationalen THG-Inventar für das Jahr 2010 aufgebaut.[448]

Die THG-Inventare werden nach Methoden der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) von 1996 berechnet.[449]

Ab dem Jahr 2013 werden in der Berichterstattung die neuen UNFCCC-Guidelines von 2006 zur Anwendung kommen.[450] Die darin enthaltenen methodischen Änderungen führen zu veränderten, berechneten THG-Emissionen. Die Auswirkungen der neuen Berechnungsmethoden werden in dem vorliegenden Bericht nicht berücksichtigt. Wichtige Änderungen betreffen den Wegfall der bisher berechneten, direkten $N_2O$-Emissionen aus der legumen N-Bindung und einen um 70 % geringer veranschlagten Emissionsfaktor für die indirekten $N_2O$-Emissionen aus der Auswaschung (leaching). Die Annahme, dass bei der $N_2$-Fixierung durch Leguminosen direkte $N_2O$-Emissionen entstehen, hat sich als nicht korrekt erwiesen, die bisher berichteten, direkten Emissionen entfallen künftig. Emissionen aus der Umsetzung des durch die Leguminosen fixierten Stickstoffs aus Ernterückständen und Wurzeln im Boden werden auch weiterhin in den Emissionsberechnungen berücksichtigt. Diese Korrektur der THG-Berechnung macht die legume N-Bindung künftig zu einer attraktiveren Klimaschutzoption.

Für den Aufbau der Szenarien werden im ersten Schritt die Erträge und Tierleistungen fortgeschrieben. Es wird eine vorsichtige Schätzung künftiger Ertragszuwächse vorgenommen (konservative Schätzung wegen möglicher Folgen des Klimawandels). Dafür wird eine Wachstumsrate für die Zeit von 2007 bis 2050 abgeleitet. Die Trends werden also nicht anhand prozentualer, jährlicher Ertragssteigerungen fortgeschrieben, um zu hohe Zuwächse über den langen Zeitraum zu vermeiden.

Die **Rahmenbedingungen für die Agrarproduktion** werden sich bis zum Jahr 2050 stark verändern. Nach den Ergebnissen der FAO-Publikation „World agriculture towards 2030/2050“ wird die Nachfrage nach Agrarprodukten bis zum Jahr 2050 aufgrund des Bevölkerungswachstums und steigender Einkommen in Schwellen- und Entwicklungsländern nebst Änderungen in den Ernährungsgewohnheiten deutlich ansteigen. Der pro-Kopf-Verbrauch von Fleisch wird der Studie zufolge im weltweiten Durchschnitt von 2005/2007 bis 2050 um 25 % oder 10 kg pro Kopf und Jahr ansteigen, bei Milch liegt die erwartete Zunahme bei 10 %. Die weltweite Fleischproduktion wird in diesem Zeitraum um 75 % zunehmen. Gleichzeitig wird die weltweit pro Kopf verfügbare Ackerfläche von derzeit ca. 0,24 bis 2050 auf ca. 0,18 ha zurück gehen.[451]

Die stark ansteigende Nachfrage nach Nahrungsmitteln am Weltagrarmarkt bei begrenzter Verfügbarkeit von landwirtschaftlicher Nutzfläche wird zu starken Marktanreizen führen, die landwirtschaftliche Produktion zu steigern. Für den Umweltschutz im Allgemeinen und den Klimaschutz im Besonderen ist es entscheidend, dass eine solche Steigerung nachhaltig (d. h. langfristig stabil) erfolgt und

nicht zu einer Überschreitung der Tragekapazität (carrying capacity) der betroffenen Agrar-Ökosysteme mit nachfolgender Schädigung der natürlichen Ressourcen geschieht. Die FAO hat dafür den Begriff „sustainable intensification“ geprägt (Produktionssteigerung bei gleichzeitigem Ressourcenschutz); der Weltagrarrat (IAASTD) weist darauf hin, dass der fundamentale Fehler wirtschaftlicher Entwicklungsstrategien der letzten Generation die Überziehung unseres natürlichen Kapitalkontos gewesen sei und empfiehlt künftig die Förderung und Anwendung nachhaltigerer Landnutzungsmethoden, schwerpunktmäßig ohne Abholzung, Bodenerosion, Wasserverschwendung und -verschmutzung sowie der hohen Abhängigkeit von fossiler Energie zur Herstellung und Nutzung von Agrochemikalien und Maschinen. Einzelheiten können hier nicht dargestellt werden.[CCXX]

THG-Minderungsmaßnahmen, die mit einer Verringerung der Produktion verbunden sind, werden aufgrund steigender Agrarpreise und der dadurch erhöhten Opportunitätskosten eines Produktionsverzichts teurer. THG-Minderungsmaßnahmen, die auf einer Steigerung der Düngungs- und Fütterungseffizienz beruhen, werden dagegen aufgrund steigender Düngemittel- und Futterpreise kostengünstiger und möglicherweise zum „Selbstläufer“.

Die Produktion einschränkende Maßnahmen stehen zudem im Konflikt mit dem Ziel der Ernährungssicherung und können in einer Situation mit zunehmender Flächennutzungskonkurrenz indirekte Landnutzungseffekte und damit Emissionssteigerungen an anderen Orten der Welt auslösen. Für die Bewertung solcher Maßnahmen kommt es deshalb darauf an, die Nettowirkung auf die THG-Bilanzen unter Berücksichtigung unerwünschter Verlagerungs- und Verdrängungseffekte (sogenannte „leakage“-Effekte) abzuschätzen. Zu berücksichtigen ist auch, dass Extensivierungsmaßnahmen oft in erster Linie zur Erreichung anderer Umweltziele wie Wasser- und Biodiversitätsschutz beitragen sollen.

### F.5.1 Beschreibung der Szenarien

Mit den Szenarien soll jeweils geprüft werden, ob und wie das Ziel einer THG-Emissionsreduzierung in der Landwirtschaft auf 35 Mio. t $CO_{2Äq}$ erreicht werden kann. Das Umweltbundesamt hält für das Jahr 2050 ein Szenario von mindestens 20 % ökologischer Landbau für gegeben (Erreichen des Nachhaltigkeitsziels der Bundesregierung). Darüber hinaus werden die möglichen Wirkungen einer Steigerung auf 100 % ökologischer Landbau diskutiert.

#### F.5.1.1 Annahmen

Die nachfolgend näher beschriebenen Szenarien gehen von den folgenden, gemeinsamen Grundannahmen aus:

**Annahmen zur Landnutzung**

Das Ziel, die THG-Emissionen in der Quellgruppe LULUCF zu minimieren, lässt sich nur durch Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorflächen erreichen, die derzeit als „hot spot“ hohe THG-Emissionen in Höhe von über 40 Mio. t $CO_{2Äq}$ Freisetzen (siehe Kapitel G). Eine Nutzung als Acker- oder Intensivgrünland ist dann nicht mehr möglich, eine Nutzung kann allenfalls noch als sehr extensives, nasses Grünland erfolgen. Die landwirtschaftliche Nutzung von Moorböden wird den Annahmen zufolge zugunsten einer Restaurierung von Mooren eingestellt. Dieser Entzug von

CCXX Zukunftsstiftung Landwirtschaft (Hrsg., 2010): „Wege aus der Hungerkrise – Die Erkenntnisse des Weltagrarberichts und seine Vorschläge für eine Landwirtschaft von morgen.“

über einer Million Hektar Landwirtschaftsfläche bedeutet einen erheblichen Eingriff in die Produktionsgrundlagen des deutschen Agrarsektors. Die damit verbundenen Einschränkungen der landwirtschaftlichen Nutzfläche werden bei der Szenarioberechnung berücksichtigt. 85 % der Moorflächen werden annahmegemäß bis 2050 durch Vernässung und Einstellung der landwirtschaftlichen Produktion restauriert. Insgesamt handelt es sich um ca. 600.000 ha Ackerland und 633.000 ha Grünland. Davon werden 420.000 ha Ackerland und 633.000 ha Grünland aus der Nutzung genommen. Es wird angenommen, dass nicht die gesamte Fläche restauriert werden kann, u.a. aufgrund der Nähe zu Siedlungen und Infrastruktur und aufgrund irreversibler Veränderungen der Moorkörper. 180.000 ha Ackerland werden daher in Grünland umgewandelt, aber weiter extensiv bewirtschaftet. Sonstiges Grünland wird nicht mehr in Ackerland umgewandelt, so dass keine THG-Emissionen aus Landnutzungsänderungen zu Ackerland mehr entstehen.

In der Quellgruppe LULUCF wird weiterhin Kalk auf landwirtschaftlichen Flächen angewendet, um den pH-Wert der Böden zu stabilisieren und die Bodenfruchtbarkeit zu erhalten. Aus der Kalkung entstehen in allen Szenarien Emissionen in Höhe von jährlich ca. 1,5 Mio. t $CO_2$.

Aus den weiterhin landwirtschaftlich bewirtschafteten Moorflächen emittieren ca. 4 Mio. t $CO_{2Äq.}$ als $CO_2$ und $N_2O$. Hinzu kommen Siedlungsflächen auf Moorböden, aus denen im Jahr 2010 2,5 Mio. t $CO_2$ freigesetzt wurden, und 1,5 Mio. t $CO_2$ aus der Kalkung landwirtschaftlicher Flächen. Zusammen ist also damit zu rechnen, dass im Jahr 2050 bis zu 8 Mio. t $CO_{2Äq}$ aus der Quellgruppe LULUC (Landwirtschaftliche Flächen, Siedlungsflächen) freigesetzt werden. Dem stehen mögliche Festlegungen von Kohlenstoff in restaurierten Mooren gegenüber, die zumindest einen Teil dieser Emissionen kompensieren können. Vernässte Moore können über sehr lange Zeiträume und dauerhaft Kohlenstoff festlegen. Einer Studie zu Kohlenstoffflüssen von Mooren[452] zufolge können in intakten Mooren je nach klimatischen Bedingungen, Moorart und Vegetation zwischen 0,7 und 2 t $CO_{2Äq}$ je ha und Jahr festgelegt werden. Unter der aus Sicht des Klimaschutzes optimistischen Annahme, dass die aus der Nutzung genommenen Moorflächen in Deutschland langfristig in einen naturnahen Zustand zurückversetzt werden können, kann mit einer $CO_2$-Festlegung von 1 bis 2 Mio. t $CO_{2Äq}$ im Jahr gerechnet werden. Sowohl bezüglich der Renaturierungsmöglichkeiten als auch aufgrund der Auswirkungen künftiger klimatischer Veränderungen bestehen aber große Unsicherheiten in Hinblick auf die Höhe und Dauerhaftigkeit der C-Festlegung im Torf.

Die Flächeninanspruchnahme für Siedlung und Verkehr fällt den Annahmen nach ab dem Jahr 2007 mit 80 ha/Tag linear bis 2020 auf 30 ha/Tag, ab 2020 sinkt die Flächeninanspruchnahme für Siedlung bis 2050 linear auf 0. Ausgangspunkt für diese Annahme ist die Umsetzung des Ziels der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung, den Zuwachs der Siedlungs- und Verkehrsfläche zu begrenzen.[453] Durch die Ausdehnung der Siedlungs- und Verkehrsfläche geht die landwirtschaftliche Nutzfläche (LF) bis 2050 um 434.500 ha zurück, dies entspricht einer Abnahme um ca. 8 %. Annahmegemäß entstehen keine zusätzlichen, die LF betreffenden Flächenansprüche für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen und Naturschutz. Die Reduzierung der Landwirtschaftsfläche erfolgt in den Szenariorechnungen proportional über alle Nutzungsarten und Kulturen.

Die im Jahr 2007 bestehende Ackerflächenstilllegung (Brache) in Höhe von ca. 700.000 ha fällt auf 200.000 ha (Aufhebung der Stilllegungsverpflichtung). Die Ackerkulturen werden proportional ausgedehnt. Im ökologischem Landbau wird die Bracheflächen für Kleegras verwendet, das der legumen N-Bindung und als Futtergrundlage für die Rinderhaltung dient.

Die Erhöhung der C-Senken in genutzten landwirtschaftlichen Böden wird nicht als THG-Minderung angerechnet, da eine weitere Erhöhung langfristig und weit über das Jahr 2050 nicht möglich ist und dieser Prozess reversibel ist, z. B. im Zusammenhang mit dem Klimawandel. Technische Verfahren

zur C-Festlegung wie die Hydrothermale Carbonisierung (HTC) sind noch nicht ausreichend erforscht. Es besteht noch Unsicherheit, in wie weit durch HTC-Verfahren ein langfristig vor Abbau im Boden geschützter Kohlenstoff entsteht, der zur Bodenverbesserung und Kohlenstoffanreicherung eingesetzt werden kann.

### Annahmen zur Verwendung der in Deutschland erzeugten Agrarprodukte

Die inländische Nahrungsmittelnachfrage, der Bedarf an handelbaren Futtermitteln zur Versorgung der Tierbestände (Getreide, Ölkuchen als Eiweißfuttermittel) sowie die Nachfrage nach Rohstoffen zur stofflichen Verwertung haben in den Szenarioanalysen keine unmittelbare Auswirkung auf die Produktion im deutschen Agrarsektor. Die Annahmen zur inländischen Verwendung von Agrarprodukten dienen vielmehr der Berechnung der Versorgungsbilanzen, bei der Produktion und Verwendung im Inland verglichen werden und die möglichen Im- und Exporte ermittelt werden. Auf Grundlage der Im- und Exporte wird für die Bewertung der Szenarien eine „Außenhandelsbilanz“ der Emissionen und Ressourcenansprüche berechnet.

Die inländische Verwendung der erzeugten Agrarprodukte wird auf Grundlage der folgenden Annahmen fortgeschrieben:

- Im Jahr 2050 findet in Deutschland keine Verwendung von Anbaubiomasse für energetische Nutzungen mehr statt. Eine Ausnahme hiervon bilden Rest- und Abfallstoffe aus der Pflanzen- und Tierproduktion wie z. B. die tierischen Ausscheidungen. Die Anbaufläche für Silomais, der derzeit auch der Bereitstellung von Gärsubstraten für Biogasanlagen dient, wird auf die für die Ernährung der Viehbestände benötigte Fläche eingeschränkt. Andere Kulturen wie Weizen, Raps und Zuckerrüben, die u. a. zur Biokraftstoffproduktion dienen, werden weiterhin mit hohen Flächenumfängen als Nahrungspflanzen angebaut. Durch den Verzicht auf Energiepflanzenanbau erhöht sich das Angebot an diesen Produkten für andere Verwendungen.
- Stoffliche Verwendungen von landwirtschaftlichen Erzeugnissen finden weiterhin im Umfang des Jahres 2007 statt.
- Wirtschaftsdünger wird für die Biogasproduktion verwendet, wodurch bis zu 80 % der THG-Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung vermieden werden können. Die Energieproduktion steht dabei nicht im Mittelpunkt dieser Maßnahme. Bei Einschränkungen der Tierproduktion ist zu berücksichtigen, dass auch die Biogasproduktion aus Reststoffen zurückgeht.
- Zur Abschätzung der inländischen Nahrungsmittelnachfrage wird in Anlehnung an UBA[454] ein Bevölkerungsrückgang bis 2050 in Deutschland um etwa 12 % angenommen. Die Berechnung des Nahrungsmittelverbrauchs pro Kopf erfolgt auf Grundlage der Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE), wodurch insbesondere der Fleischverbrauch deutlich eingeschränkt wird. Der Umfang von Lebensmittelabfällen geht zurück. Dabei wird angenommen, dass sich etwa 50 % der Abfälle vermeiden lassen und dieses Potenzial im Jahr 2050 ausgeschöpft wird (siehe Kapitel 0). Aus diesen Annahmen resultiert ein geringerer, inländischer Nahrungsmittelverbrauch.

In den Szenarien werden die Wirkungen auf Futtermittel-, (Dünger-)Nährstoff- und Produktversorgungsbilanzen berücksichtigt. In den Modellrechnungen werden die Jungtier-, Futtermittel- und Nährstoffversorgungsbilanzen ins Gleichgewicht gebracht, d. h. dass sich Aufkommen und Verwendung dieser Vorleistungen entsprechen müssen. Die Jungtierbilanzen (Kälber und Jungrinder für Zucht und Mast) werden in allen Szenarien ausgeglichen. Zum Beispiel reduziert sich bei Veränderung der Kuhbestände auch der Bestand der Jungrinder. Bei Einschränkung der Bullen- und Färsenmast wird die Kälbermast ausgedehnt. Ebenso werden die Grundfutterbilanzen ausgeglichen, dies betrifft die wenig transportwürdigen und deshalb nur eingeschränkt gehandelten Raufuttermengen

(Silomais, anderes Feldfutter und Grünland). Die Versorgung der Viehbestände mit Grund- bzw. Raufutter (Weide, Heu, Silagen) wird also aus dem Inland gewährleistet, während Getreide, Ölkuchen und andere Futtermittel auch importiert werden können.

Die Nährstoffversorgung, also die Versorgung der Pflanzen mit den Hauptnährstoffen Stickstoff (N), Phosphor ($P_2O_5$ bzw. P) und Kalium ($K_2O$ bzw. K) wird betrachtet, da sich bei Änderung des Anbauprogramms und der Tierbestände auch die Düngungsbilanz verändert. Für die Stickstoffversorgung wird zusätzlich auch der Grad der Ausnutzung der zugeführten Mengen (Verhältnis von N im Erntegut zu N im ausgebrachten Dünger) variiert, um die Potenziale einer produktiveren Verwendung dieses Inputs aufzuzeigen. Schließlich wird bei Veränderung der Flächennutzung die Flächenbilanz ausgeglichen. Bei einer Einschränkung der Ackerfutterfläche wird die Weizenfläche ausgedehnt, da Weizen eine dominante Kultur mit guter Vermarktbarkeit darstellt. Bei Ausdehnung der Ackerfutterfläche oder anderer Kulturen wird die Gerstenfläche eingeschränkt. Die verbleibende Grünlandfläche bleibt den Annahmen nach erhalten und wird nicht in Ackerfläche oder Wald umgewandelt.

#### F.5.1.2 Szenario KONV: Fortschreibung des Status Quo plus Klimaschutz

In diesem Szenario werden die bestehenden Strukturen der deutschen Landwirtschaft fortgeschrieben. Als Kürzel wird „KONV“ für „konventionelle Landwirtschaft“ verwendet. Grundlage für die Fortschreibung der Produktionsstrukturen und Erträge bildet die „Baseline-Projektion“ des Modellverbunds am Thünen-Institut.[455] Der ökologische Landbau wird in diesem Szenario nicht explizit abgebildet, sondern ist Bestandteil der Abbildung der gesamten deutschen Landwirtschaft. Die folgenden Schritte werden für Szenarioaufbau und -analyse unternommen:

- Ermittlung der im Jahr 2050 zu erwartenden Produktionsumfänge und -mengen, aufbauend auf der Situation im Basisjahr, sowie der damit verbundenen THG-Emissionen.
- Schrittweise Anpassung der Aktivitäten an das Ziel einer THG-Emissionsreduzierung auf 35 Mio. t $CO_{2Äq}$ innerhalb der THG-Quellgruppe 4 – Landwirtschaft:
  1. Anpassung der Intensität und der Emissionen (proportionaler Anstieg bei erhöhtem Ertrag, Ausnahme Milchkühe: unterproportionaler Anstieg, bei 30 % Leistungssteigerung entstehen hier nur 15 % mehr direkte THG-Emissionen)
  2. Optimierung der N-Düngung: Steigerung der N-Ausnutzung (Verhältnis von N im Erntegut zu N im ausgebrachten Dünger) von N-Mineraldünger von 80 auf 90 %, von Wirtschaftsdünger-N von unter 30 auf 60 %, und von legumer N-Bindung von 20 auf 40 %. Unter N-Ausnutzung wird hier das Verhältnis von N im Erntegut zu N im ausgebrachten Dünger verstanden.
  3. Maximierung der Güllevergärung in Biogasanlagen zur Vermeidung von THG-Emissionen aus Wirtschaftsdüngermanagement ($CH_4$ sowie $N_2O$). Es wird eine Minderung dieser Emissionen von 80 % angenommen.
  4. Verringerung der Umtriebsraten der Milchkühe (von ca. 0,3 auf 0,2). Die Umtriebsrate beschreibt, welcher Anteil des Milchkuhbestands jedes Jahr durch junge Kühe ersetzt wird.
  5. Soweit erforderlich wird eine Verringerung der Tierbestände bis zum Erreichen der 35 Mio t $CO_{2Äq}$ berechnet, beginnend bei Verfahren mit sehr hohen THG-Emissionen je € Produktionswert: zunächst Reduzierung der Mutterkühe und Schafe, dann Bullen- und Färsenmast, dann des Milchviehbestandes, dann des Schweinebestands. Die Mutterkuhhaltung, Bullen- und Färsenmast werden zur Erreichung des Minderungsziels nötigenfalls ganz eingestellt.

Tabelle F-11 enthält die Annahmen zur Ertragsfortschreibung und für das Szenario mit 20 % ökologischem Landbau die Ableitung der Erträge und Leistungen auf Basis der Relation zum konventionellen Landbau.

Tabelle F-11: Annahmen zu Erträgen und Leistungen (in t je Hektar bzw. Stallplatz) sowie Annahmen zur Beschreibung des ökologischen Landbaus, eigene Darstellung[456, 457]

| | Wachstumsrate | Ertrag | Ertrags-relation | Ertrag |
|---|---|---|---|---|
| **Verfahren der Pflanzenproduktion** | **2007–2050 (konv)** | **konv. (t)** | **zu konv.** | **öko (t)** |
| Winterweizen, Dinkel | 1,2 | 8,9 | 0,45 | 4,0 |
| Sommerweizen, Durum | 1,2 | 7,0 | 0,45 | 3,1 |
| Roggen, Wintermenggetreide | 1,2 | 5,6 | 0,6 | 3,4 |
| Wintergerste | 1,2 | 7,5 | 0,5 | 3,7 |
| Sommergerste | 1,1 | 5,0 | 0,6 | 3,0 |
| Hafer und Sommermenggetreide | 1,1 | 4,8 | 0,6 | 2,9 |
| Körnermais (einschl. CCM) | 1,2 | 11,1 | 0,7 | 7,8 |
| sonstiges Getreide (Trititcale) | 1,2 | 6,1 | 0,5 | 3,1 |
| Hülsenfrüchte | 1,2 | 3,4 | 0,75 | 2,6 |
| Raps und Rübsen | 1,3 | 4,8 | 0,6 | 2,9 |
| NR-Raps auf Stillegungsflächen | 1,3 | 4,7 | 0,6 | 2,8 |
| Sonstige Ölfrüchte | 1,3 | 3,9 | 0,6 | 2,3 |
| Frühkartoffeln | 1,1 | 34,5 | 0,6 | 20,7 |
| Spätkartoffeln (mittel, spät) | 1,1 | 45,7 | 0,6 | 27,4 |
| Zuckerrüben | 1,3 | 80,4 | 0,8 | 64,3 |
| Gemüse, Erdbeeren u. Garten-gewächse | 1 | 24,2 | 0,7 | 16,9 |
| Obstanlagen (ohne Erdbeeren) | 1 | 18,8 | 0,8 | 15,0 |
| Rebland | 1 | 8,3 | 0,8 | 6,6 |
| Klee und -gras | 1 | 33,8 | 1 | 33,8 |
| Luzerne und -gras | 1 | 34,3 | 1 | 34,3 |
| Feldgras u. andere Feldfutter-pflanzen | 1 | 32,1 | 0,7 | 22,4 |
| Grün- und Silomais | 1,2 | 52,9 | 0,7 | 37,0 |
| Futterrüben | 1 | 91,8 | 0,7 | 64,3 |
| Wiese und Mähweiden | 1 | 28,8 | 0,7 | 20,1 |
| Dauerweiden | 1 | 31,7 | 0,7 | 22,2 |
| Streuwiesen und Hutungen | 1 | 4,4 | 1 | 4,4 |
| | **Wachstumsrate** | **Ertrag** | **Ertrags-relation** | **Ertrag** |
| **Verfahren der Tierproduktion** | **2007–2050 (konv)** | **konv.** | **zu konv.** | **öko** |
| Milchkühe | 1,3 | 9 | 0,9 | 8 |

| | Wachstumsrate | Ertrag | Ertrags-relation | Ertrag |
|---|---|---|---|---|
| **Verfahren der Pflanzenproduktion** | **2007–2050 (konv)** | **konv. (t)** | **zu konv.** | **öko (t)** |
| Mutter-/Ammenkuhhaltung | 1 | 0,047 | 1 | 0,047 |
| Kälbermast | 1 | 0,247 | 1 | 0,247 |
| Färsenmast (› 6 Monate) | 1 | 0,155 | 1 | 0,155 |
| Bullenmast (› 6 Monate) | 1 | 0,282 | 1 | 0,282 |
| Sauenhaltung | 1,2 | 18,2 | 0,8 | 14,6 |
| Schweinemast | 1,1 | 0,251 | 0,8 | 0,200 |
| Junghennen | 1 | 1,94 | 0,8 | 1,55 |
| Legehennen (½ Jahr und älter) | 1,1 | 0,022 | 0,8 | 0,018 |
| Hähnchen-/Broilermast | 1,1 | 0,011 | 0,8 | 0,008 |
| Enten, Gänse, Truthühner | 1,1 | 0,030 | 0,8 | 0,024 |
| Schafhaltung (Zucht und Mast) | 1,1 | 0,029 | 1 | 0,029 |

### F.5.1.3 Szenario ÖKO-20 %: Ausdehnung des ökologischen Landbaus auf 20 % der Landwirtschaftsfläche

In Anlehnung an das Ziel der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung (2002) wird in diesem Szenario eine Ausdehnung des ökologischen Landbaus auf 20 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche angenommen. Das derzeitige Verhältnis zwischen Acker- und Grünland von 1:1 der ökologisch bewirtschafteten Fläche wird aufrechterhalten. Insgesamt sind in diesem Szenario ca. 1,5 Mio. ha Ackerland einschließlich Dauerkulturen und 1,5 Mio. ha Grünland auf ökologischen Landbau umgestellt. Dieser Umfang entspricht in etwa einer linearen Fortschreibung des bisherigen Wachstumstrends bis zum Jahr 2050.

Die Abbildung der Flächennutzung und Tierbestände erfolgt in Anlehnung an die im Jahr 2010 beobachteten Strukturen des ökologischen Landbaus. Z. B. kommt es im Vergleich zu den Strukturen im konventionellen Landbau zu einer Ausdehnung der Roggen- und Gemüseanbaufläche und zu einer deutlichen Reduzierung der Schweine- und Geflügelhaltung. Die Rinderhaltung wird dagegen nicht eingeschränkt, um die Futterflächen (Grünland, Kleegras), die gleichzeitig auch der symbiotischen N-Bindung durch Leguminosen dienen, für die Nahrungsproduktion nutzen zu können. Silomais spielt als Futterpflanze im ökologischen Landbau eine untergeordnete Rolle. Im Vergleich zum konventionellen Landbau wird systembedingt von einer geringeren Rinderbesatzdichte je Hektar Futterfläche ausgegangen. Abweichend von der aktuellen Struktur im ökologischen Landbau wird ein höherer Anteil an Milchkühen an allen ökologisch gehaltenen Rindern angenommen.

Die Erträge im ökologischen Landbau werden anhand der im Kapitel F.5.1.4 dargestellten Analysen zur Strukturen und Erträgen im ökologischen Landbau im Vergleich zu konventionellen Vergleichsbetrieben festgelegt. Die zugrunde liegenden Daten werden durch den Vergleich ähnlicher Betriebe ermittelt. Die daraus abgeleiteten Ertragsrelationen werden für das Szenario auf die Relationen im Agrarsektor insgesamt übertragen. Im Fall der Milchleistung wird in der sektoralen Betrachtung eine etwas größere Differenz zur konventionellen Landwirtschaft unterstellt, da im Betriebsvergleich auch die konventionelle Vergleichsgruppe unterdurchschnittliche Milchleistungen aufweist.

Der Anteil an Leguminosen und Grünland an der LF des ökologischen Landbaus beträgt in diesem Szenario ca. 60 %.

Bezüglich der für die legume N-Bindung benötigten Flächen bestehen Unsicherheiten, sowohl in Hinblick auf die erreichbare Höhe der N-Bindung der verschiedenen Kulturen, als auch bezüglich der N-Ausnutzung im Pflanzenbau. In der Ausgangssituation im Jahr 2010 verfügt der ökologische Landbau über eine potentielle Fläche für die legume N-Bindung im Umfang von 68 % der ökologisch bewirtschafteten LF. Darin enthalten sind Grünland und auf der Ackerfläche Kleegras, andere Futtergemenge und Hülsenfrüchte. Im Grünland findet die N-Bindung vor allem über den Weißklee statt.

Der Szenarioaufbau und die Anpassungsschritte zur THG-Emissionsreduzierung werden wie folgt vorgenommen:

1. Aufbau der Strukturen des ökologischen Landbaus und Anpassung der Erträge und Leistungen anhand der Differenz zum konventionellen Landbau im Jahr 2010 (siehe Tabelle F-11).
2. Stickstoffdüngung: Wegfall der N-Mineraldüngung, Ausgleich der N-Bilanz durch legume N-Bindung bei einer N-Ausnutzung von knapp 60 %.
3. Maximierung der Güllevergärung in Biogasanlagen, zur Vermeidung von pauschal 80 % der Emissionen aus Wirtschaftsdüngermanagement.
4. Reduzierung der Tierbestände (Mutterkühe, Schafe, Bullen- und Färsenmast).

Die auf 80 % der LF stattfindende konventionelle Landwirtschaft wird entsprechend dem Szenario KONV abgebildet. Die Anpassungen an das Ziel einer THG-Emissionsreduzierung auf 35 Mio. t $CO_{2Äq}$ erfolgen ähnlich wie im Szenario KONV. Der ökologisch gehaltene Mastrinderbestand wird dabei ebenso stark eingeschränkt wie der konventionell gehaltene Bestand. Dem Abbau des Mastrinderbestands liegt die Überlegung zugrunde, dass zur THG-Emissionsreduzierung nötigenfalls die Verfahren mit den höchsten Emissionen je € Produktionswert eingeschränkt werden sollten.

### F.5.1.4 Exkurs: Strukturen und Erträge des ökologischen Landbaus

Der ökologische Landbau gilt als umweltschonendes und nachhaltiges Bewirtschaftungssystem in der Landwirtschaft und unterscheidet sich in vielerlei Hinsicht von der konventionellen Wirtschaftsweise. Aufgrund seiner ressourcenschonenden Anbauweise und der Synergien zu anderen Umweltschutzzielen, wie z. B. Boden- und Gewässerschutz oder Tiergesundheit[458], soll die ökologisch bewirtschaftete Fläche gemäß Zielsetzung der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung auf 20 % der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche ausgeweitet werden.[459] Weiterhin wird diskutiert, inwiefern eine Ausdehnung des Ökolandbaus zur Reduktion von Treibhausgasen beitragen kann. Emissionsrelevante Vorteile entstehen vor allem im Bereich der Vorleistungen durch den Verzicht auf chemisch-synthetische Stickstoffmineraldünger und Pflanzenschutzmittel, sowie die Nutzung von größtenteils betriebseigenen Futtermitteln (siehe Kapitel F.5.1.4).

Bei einer Umstellung der konventionellen Landwirtschaft auf Ökolandbau müssen die systembedingten Unterschiede zwischen den beiden Wirtschaftsformen berücksichtigt werden. Ohne synthetische N-Dünger und Pestizide fallen die Erträge pro Hektar geringer aus, weshalb ökologische Betriebe in der Regel mehr Fläche benötigen um ähnliche Mengen zu produzieren. Um die Erträge zu maximieren, müssen Wirtschaftsdünger und der Anbau von Leguminosen als Ersatz für die mineralische Stickstoffdüngung verwendet werden. Zur Ableitung von Ertragsunterschieden zwischen ökologischem und konventionellem Landbau sollten nur Betriebe und Flächen verglichen werden, die ähnliche betriebliche und standörtliche Voraussetzungen aufweisen. Hierbei ist es unter anderem von

Bedeutung, welche Faktoren das Pflanzenwachstum limitieren. Auf wasserlimitierten Flächen hat der ökologische Landbau aufgrund seiner höheren Bodenqualität vergleichsweise geringere Ertragsunterschiede zum konventionellen Regenfeldanbau. Zusätzlich wirkt sich die ökologische Bewirtschaftung positiv auf die Infiltrationsfähigkeit der Böden aus.[460] Bei Starkregenereignissen kann das Wasser schneller infiltrieren und auch die Intensität von Hochwasserereignissen kann somit verringert werden In nährstofflimitierten Systemen können die Ertragsunterschiede aufgrund der geringeren Düngeintensität hingegen sehr viel größer ausfallen. Hierbei spielen auch die verschiedenen Kulturen eine Rolle. So sind Leguminosen in ihrem Wachstum nicht durch Stickstoff limitiert und können auch ohne Zugabe von mineralischem Dünger hohe Erträge erzielen.[461]

Tabelle F-12 zeigt Ertragsunterschiede, die bei Betrieben des deutschen Testbetriebsnetzes beobachtet wurden. Hierbei wurden soweit verfügbar Daten für drei Jahre zugrunde gelegt, lediglich für Obst- und Gemüseerträge lagen Daten von AMI nur für das Jahr 2010 vor. Die Vergleichsdaten des Thünen-Instituts sind aus einer Gegenüberstellung mit konventionellen Betrieben ähnlicher Struktur abgeleitet. Bei der Betrachtung der Tabelle F-12 wird deutlich, dass in der konventionellen Landwirtschaft zum Teil deutlich höhere Erträge pro Hektar erwirtschaftet werden. Vor allem bei der Getreideproduktion sind die Erträge im ökologischen Landbau im Vergleich zum konventionellen Landbau geringer (47 % d. konv. Ertrags, siehe Tabelle F-12). Bei Obst, Gemüse und Zuckerrüben erreichen die ökologischen Erträge zwischen 70 und 80 % der Erträge der konventionellen Betriebe. In der tierischen Produktion kommt der ökologische Landbau am ehesten an die konventionellen Erträge heran. Die Milchleistung liegt mit 5879 kg pro Kuh und Jahr nur 9 % unter dem konventionellen Wert, allerdings liegen auch die Milchleistungen in den konventionellen Vergleichsbetrieben 10 % unter dem sektoralen Durchschnitt. Deshalb wird in den Szenariorechnungen eine Milchleistungsdifferenz zur konventionellen Landwirtschaft von 20 % angenommen, die auch der Tatsache Rechnung trägt, dass einer weiteren Milchleistungssteigerung im ökologischen Landbau Grenzen gesetzt sind.

Tabelle F-12: Gegenüberstellung der Erträge von vergleichbaren ökologisch und konventionell bewirtschafteten Betrieben des deutschen Testbetriebsnetzes[462, 463]

| Erzeugnis | Einheit | Ertragsmittel 2008/09–2010/11 | | Anteil Ertrag öko von konv (=100) |
|---|---|---|---|---|
| | | ökologisch | konventionell**) | |
| Getreide | t/ha | 2,9 | 6,1 | 47 % |
| dar.: Weizen | t/ha | 3,0 | 6,7 | 44 % |
| Gerste | t/ha | 3,0 | 6,0 | 51 % |
| Gemüse*) | t/ha | 20,8 | 29,4 | 71 % |
| Obst*) | t/ha | 14,0 | 18,1 | 78 % |
| Raps | t/ha | 2,1 | 3,8 | 56 % |
| Kartoffeln | t/ha | 21,6 | 36,9 | 58 % |
| Zuckerrüben | t/ha | 52,0 | 62,8 | 83 % |
| Milchleistung | kg/Kuh | 5.908 | 6.513 | 91 % |
| Ferkel (geborene) | Ferkel/Sau | 17,8 | 22,0 | 81 % |

*) Daten wurden aus den Angaben des AMI-Datensatzes für das Jahr 2010 berechnet (AMI 2012a)

**) Konventionelle Vergleichsgruppen werden aus konventionellen Einzelbetrieben gebildet, die im Vergleich zu den Ökobetrieben ähnliche Standortbedingungen und Faktorausstattungen aufweisen.
Ausnahme: Werte für Gemüse und Obst stammen aus AMI (2012a)

Zurzeit sind ökologische Betriebe in Deutschland tendenziell auf eher schlechteren Standorten und in Regionen mit geringerer Produktionsintensität zu finden.[464, 465] Damit das Ergebnis nicht durch Standortunterschiede verzerrt wird, werden ökologische mit konventionellen Betrieben auf ähnlichen Standorten verglichen. Wird der ökologische Landbau auch auf ertragreichere Standorte ausgedehnt, kann sich der Ertragsunterschied zu konventioneller Bewirtschaftung noch vergrößern, da die konventionellen Betriebe hier sehr hohe Erträge erzielen.

Die geringeren Ertragsleistungen einiger Kulturen im Ökolandbau führen zu einer im Vergleich zur konventionellen Landwirtschaft veränderten Anbaustruktur. Diesbezügliche Unterschiede sind in Tabelle F-13 dargestellt. Eine Ausdehnung der Fläche des ökologischen Landbaus würde demnach auch zu einem veränderten Anbauspektrum führen.

Tabelle F-13: Vergleich der Flächenanteile verschiedener Kulturen der ökologischen und konventionellen Landwirtschaft (auf Grundlage der Daten aus dem Jahr 2010)[466]

| **Anteil an der Landfläche LF [%]** | **ökologisch** | **konventionell** |
|---|---|---|
| Ackerland | 44,5 | 71,4 |
| Grünland | 52,7 | 25,7 |
| Streuobstfläche | 1,65 | 1,76 |
| Dauerkulturen | 1,23 | 1,16 |
| **Anteil an der Ackerfläche [%]** | | |
| Getreide | 47,6 | 56,0 |
| Weizen | 12,4 | 28,4 |
| Roggen | 13,1 | 4,99 |
| Gerste | 5,29 | 14,17 |
| Dinkel | 5,06 | 0,00 |
| Hafer (Winter- und Sommer) | 4,94 | 1,04 |
| Körnermais | 1,01 | 3,99 |
| Flächenstillegung/ Gründüngung | 1,95 | 2,12 |
| Futterbau/Ackerfutter | 36,1 | 21,2 |
| Silomais & CCM | 1,49 | 16,0 |
| Gemengeanbau | 2,41 | 0,65 |
| Feinleguminosen | 19,8 | 1,41 |
| Grasanbau auf Ackerland | 6,21 | 3,13 |
| Hülsenfrüchte | 6,21 | 0,66 |
| Hackfrüchte | 2,21 | 5,38 |
| Handelsgewächse | 1,91 | 13,4 |
| Ölsaaten z. Körnergewinnung | 1,56 | 13,1 |
| Gemüse | 2,76 | 0,86 |
| Blumen u. Zierpflanzen | 0,03 | 0,38 |

| Anteil an der Landfläche LF [%] | ökologisch | konventionell |
|---|---|---|
| Obst | 1,31 | 0,52 |
| Rebland | 1,20 | 0,80 |
| Baumschulen | 0,09 | 0,16 |

Der Grünlandanteil liegt im ökologischen Landbau etwa doppelt so hoch wie in der konventionellen Landwirtschaft. Auf der Grünlandfläche wird über Weißklee Stickstoff gebunden. Bei einer weitergehenden Umstellung auf ökologischen Landbau würde der Grünlandanteil gegenüber heute allerdings deutlich geringer ausfallen. Für die Stickstoffversorgung müsste dann ein größerer Anteil der Ackerfläche mit Leguminosen für die N-Bindung genutzt werden.

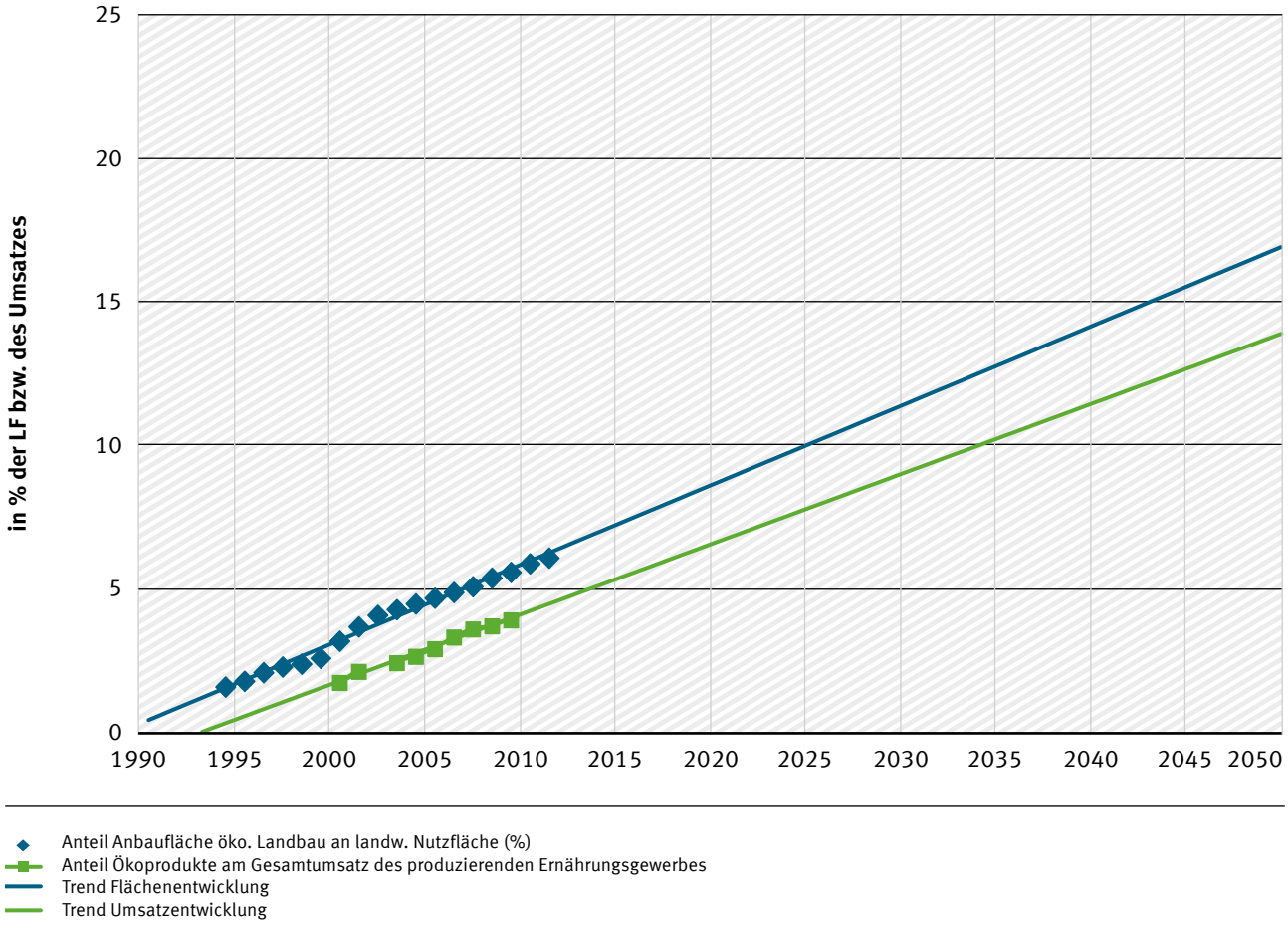
Auch die Tierproduktion hat in ökologischen Betrieben eine andere Stellung als in konventionellen Betrieben. Insgesamt gibt es im ökologischen Landbau einen höheren Anteil an tierhaltenden Betrieben.[467] Vor allem Rinder spielen eine größere Rolle, da die Produktion von Wirtschaftsdünger für eine ökologische Bewirtschaftung essentiell ist. Die Anzahl Kühe bezogen auf die gesamte Landfläche ist in beiden Systemen ähnlich (öko: 0,26 Stück pro ha LF; konv: 0,29 Stück pro ha LF)[CCXXI], nur werden im ökologischen Landbau etwa genauso viele Mutterkühe wie Milchkühe gehalten, während in der konventionellen Landwirtschaft der Anteil der Milchkühe wesentlich höher liegt. Die Milchproduktion pro ha LF erreicht im ökologischen Landbau lediglich etwas mehr als ein Drittel der Milchproduktion des konventionellen Landbaus. Große Unterschiede gibt es auch bei Mastschweinen und Masthähnchen. Hier hat die konventionelle Landwirtschaft mehr als 8-mal so viele Tiere je ha LF. Bei einer Ausdehnung des ökologischen Landbaus gehen die Produktionsmengen von Schweine- und Geflügelfleisch deutlich zurück. Bei der Konsumeierproduktion gibt es hingegen keine Unterschiede.

Trotz geringerer Produktionsmengen werden im Ökolandbau bisher keine Gewinneinbußen gegenüber dem konventionellen Anbau festgestellt. Vergleicht man ähnlich aufgebaute ökologische und konventionelle Einzelbetriebe, erzielen die ökologischen Betriebe einen höheren Gewinn pro Hektar.[468] Dies ist mit den höheren Produktpreisen, den geringeren Aufwendungen für Dünger und Pflanzenschutz sowie mit der Förderung des ökologischen Landbaus als Agrarumweltmaßnahme zu erklären.

Gestiegene Umsatzzahlen belegen, dass die Nachfrage nach Bioprodukten kontinuierlich zunimmt. Während im Jahr 2000 lediglich 2,1 Mrd. Euro erwirtschaftet wurden, waren es 2007 schon mehr als doppelt so viel (5,3 Mrd. Euro).[469] Die prozentuale Entwicklung von ökologischer Nutzfläche und Umsatz ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Geringe Abweichungen sind möglich, da die Umsatzzahlen für Bioprodukte von Schaak et al.[470] Genussmittel und Außerhausverzehr nicht beinhalten. An den Trendlinien ist erkennbar, dass die Fläche des ökologischen Landbaus bei Fortsetzung der jetzigen Entwicklung 2050 das 20 % Ziel der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung nicht ganz erreichen wird. Die ökologisch bewirtschaftete Landwirtschaftsfläche ist zwar kontinuierlich angestiegen, da darin jedoch ein hoher Anteil an Grünlandflächen enthalten ist, lassen sich allein aus der Flächenentwicklung keine belastbaren Rückschlüsse auf die Entwicklung der Erzeugungsmengen ziehen. Der prozentuale Anteil des ökologischen Landbaus am Umsatz des Ernährungsgewerbes steigt ebenfalls an, jedoch etwas schwächer als der prozentuale Flächenanteil.

CCXXI Eigene Berechnung nach [466].

Abbildung F-4: Trends der prozentualen Anteile an landwirtschaftlicher Nutzfläche und Gesamtumsatz (Einzelhandelsgewerbe-Nahrungsmittel) ökologischen Landbaus.[471]




Obwohl in Deutschland innerhalb der EU die größte Menge an Bioprodukten erzeugt wird, reicht diese Menge derzeit nicht aus, um die steigende Nachfrage zu decken. Somit bestehen in Deutschland noch Potenziale für eine weitere Umstellung auf ökologischen Landbau zur Deckung der Inlandsnachfrage. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die ökologische Produktion in Deutschland im Gegensatz zur ausländischen Produktion weniger wettbewerbsfähig ist. So wurden aufgrund der gestiegenen Nachfrage in den letzten Jahren vermehrt Bioprodukte aus dem Ausland importiert. Ein Beispiel hierfür ist die Eierproduktion. 20 % der Nachfrage muss über Importe vor allem aus Italien und den Niederlanden gedeckt werden, da die deutsche Produktion nicht ausreichend ist.[472] Getreide wird zu großen Teilen in Deutschland hergestellt (außer Reis), in ertragsschwachen Jahren sind aber Importe notwendig. 2009/2010 wurden 70.000 t Biogetreide importiert, was einem Importanteil von 15 % entspricht. Andere Produkte müssen importiert werden, weil sie in Deutschland nicht (Bananen, Reis, Sesam) oder nicht wettbewerbsfähig produziert werden können. Hierunter fallen vor allem Obst, Gemüse und Ölsaaten. So stammen Äpfel zu 50 % aus Importen und auch Tomaten, Paprika und Gurken werden zu großen Teilen eingeführt. 2009/2010 wurden 82 % der Tomaten und 91 % der Paprika vor allem aus Spanien, Israel und den Niederlanden importiert.[473] Auch ein Großteil der Ölsaaten kommt aus dem Ausland (76 %). Sojabohnen, Leinsaat und Sonnenblumenkerne werden fast zu 100 % importiert, während die Importanteile von Raps nur bei 33 % liegen. Milchprodukte wie Sahne und Joghurt hingegen werden fast vollständig in Deutschland produziert. Butter und Käse werden jedoch importiert. Insgesamt liegt der Importanteil der Milch somit bei ca. 16 %.[474]

**Überlegungen zu den Wirkungen einer vollständigen Umstellung auf ökologischen Landbau**

Die Darstellung eines dritten Szenarios mit einer Ausdehnung des Ökolandbaus auf 100 % der Landwirtschaftsfläche wurde im Projekt intensiv diskutiert. Die Konstruktion eines solchen Szenarios macht sehr weitgehende und daher angreifbare Annahmen erforderlich, weshalb auf eine quantitative Darstellung und Bewertung verzichtet wird. In einem solchen Szenario würde der Ökolandbau zudem seine ökonomische Basis verlieren, da eine so starke Erhöhung des Angebots ökologisch erzeugter Produkte die mit höheren Preisen verbundene Nachfrage deutlich übersteigen würde.

Eine einfache Übertragung der heute beobachteten Anbauverhältnisse und Erträge im ökologischen Landbau auf die gesamte Landwirtschaft ist unter anderem deshalb nicht möglich, weil vor allem rinderhaltende Betriebe auf ökologischen Landbau umstellen. Etwa die Hälfte der in Deutschland ökologisch bewirtschafteten Fläche ist Grünland, und zusätzlich wird mehr als ein Drittel der Ackerfläche für die Produktion von Grünfutter eingesetzt. Diese Flächen dienen nicht nur der Rinderfütterung, sondern gleichzeitig der Bindung von Luftstickstoff durch Klee und andere Leguminosen. Da kein Stickstoff-Mineraldünger eingesetzt werden darf, ist der Ökolandbau auf diese Stickstoffzufuhr angewiesen. Eine Ausdehnung der Grünfutterproduktion auf der Ackerfläche hätte die Einschränkung anderer Ackerfrüchte zur Folge. Hinzu kommen die im ökologischen Ackerbau im Vergleich zur konventionellen Landwirtschaft geringeren Flächenerträge. Dadurch würde sich die Produktions- und Versorgungsleistung der deutschen Landwirtschaft stark verringern. Dies ist auch aus Sicht des Klimaschutzes kritisch zu sehen, da es zu „leakage"-Effekten kommen kann (z. B. mehr Produktion im Ausland). Die Beurteilung eines Szenarios mit 100 % Ökolandbau hängt somit nicht nur von den Annahmen, sondern auch von der Betrachtungsweise und den zugrunde gelegten Systemgrenzen ab.

Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass der Marktanteil des ökologischen Landbaus in Deutschland künftig auf 100 % steigen wird. Bei einer so starken Erweiterung des Angebots ökologischer Produkte, weit über die Nachfrage hinaus, könnten am Markt keine im Vergleich zu konventionellen Produkten höheren Preise für ökologische Produkte mehr erzielt werden. Dadurch würde dem ökologischen Landbau die Einkommensbasis entzogen. Die Erzielung höherer Preise bildet eine wichtige Voraussetzung für die Existenzfähigkeit des ökologischen Landbaus. In den Wirtschaftsjahren 2005/06 bis 2008/09 lagen beispielsweise die Getreidepreise 80 bis über 100 % über den konventionellen Preisen, die Milchpreise lagen um 20-40 % höher. Eine weitere Ausdehnung des ökologischen Landbaus sollte sich vor diesem Hintergrund an der Nachfrageentwicklung für ökologische Produkte orientieren. Vor diesem Hintergrund wurde das Szenario ÖKO-20 % mit einer Ausdehnung der ökologischen Anbaufläche auf 20 % der LF entwickelt (s. Kap. F.5.1.3).

## F.5.2 Ergebnisse der Modellierungen

### F.5.2.1 Treibhausgasminderung

In Tabelle F-14 werden die schrittweisen Anpassungen zur Minderung der THG-Emissionen in den einzelnen Szenarien dargestellt. Bei Fortschreibung des Status Quo ergeben sich für die Landwirtschaft THG-Emissionen in Höhe von knapp 60 Mio. t $CO_{2Äq}$. In beiden Szenarien KONV und ÖKO-20 % ist die substantielle Steigerung der N-Produktivität eine erste, zentrale Maßnahme, durch die sowohl Energie als auch $N_2O$-Emissionen eingespart werden können. Eine weitere Maßnahme ist die Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen einschließlich einer gasdichten Lagerung der Gärreste. Diese beiden Maßnahmen ergeben eine Minderung von zusammen über 10 Mio. t $CO_{2Äq}$. Da die Minderungen in der Quellgruppe Landwirtschaft im Mittelpunkt stehen, sind Vorketteneffekte für die Herstellung von N-Mineraldünger hier noch nicht berücksichtigt.

Die Absenkung der Umtriebsrate im Milchviehbestand ist eine weitere Option zur Senkung der THG-Emissionen, wenn die dann nicht mehr als Nachzucht benötigten weiblichen Jungtiere in die Kälbermast und nicht in die Färsenmast gehen. Zur Erreichung des Ziels einer maximalen Emission von 35 Mio. t $CO_{2Äq}$ müssen Tierbestände abgebaut werden. Dies betrifft im Szenario KONV neben der Rindermast und 50 % der Schafhaltung auch die Milchviehhaltung, die soweit eingeschränkt wird, dass die inländische Versorgung unter optimistischen Bedingungen noch gewährleistet werden kann. Derzeit besteht im deutschen Milchsektor ein Selbstversorgungsgrad von deutlich über 100 %. Als letzter Schritt wird auch die Schweinehaltung deutlich eingeschränkt – hier liegt der deutsche „Selbstversorgungsgrad" bei über 110%, sodass zumindest rechnerisch zunächst die Exporte zurückgefahren würden.

Im Szenario ÖKO-20 % werden im konventionellen Landbau auf 80 % der LF die gleichen Maßnahmen umgesetzt wie im Szenario KONV. Im ökologischen Landbau auf 20 % der LF wird die N-Ausnutzung weiter erhöht und der Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen genutzt. Der Abbau der Rindermast erfolgt annahmegemäß sowohl im konventionellen als auch im ökologischen Landbau. Aufgrund der geringeren THG-Emissionen im ökologischen Landbau muss der konventionell gehaltene Schweinebestand zur Erreichung der Emissionshöchstgrenze im Vergleich zum Szenario KONV weniger stark eingeschränkt werden.

Die verschiedenen Szenarien zeigen, dass das Minderungsziel 35 Mio. t $CO_{2Äq}$ nur bei einem Abbau der Tierbestände unterschritten werden kann. Dies gilt, solange keine gesicherten Verfahren zur Absenkung der verdauungsbedingten $CH_4$-Emissionen zur Verfügung stehen – was derzeit Gegenstand von Forschungsprojekten ist. Im Erfolgsfalle könnte dieser Ansatz bis 2050 eine erhebliche THG-Vermeidungswirkung entfalten.

Tabelle F-14: Maßnahmen zur THG-Minderung in der Landwirtschaft in den Szenarien für das Jahr 2050[475]

| | $N_2O$ | $CH_4$ | THG gesamt | Minderung je Schritt |
|---|---|---|---|---|
| | in Mio. t $CO_{2Äq}$ | | | |
| **Szenario 1: konventionelle Landwirtschaft (KONV)** | | | | |
| Ausgangssituation 2050 nach Fortschreibung | 37,2 | 22,6 | 59,8 | |
| N-Produktivität gesteigert[CCXXII] | 30,7 | 22,6 | 53,3 | −6,5 |
| 80 % des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen | 29,1 | 18,5 | 47,6 | −5,7 |
| Milchvieh-Umtriebsrate niedriger (von 0,28 auf 0,2), mehr Kälbermast | 29,0 | 17,9 | 46,9 | −0,7 |
| Keine Mutterkühe, Schafe minus 50 % | 28,9 | 14,6 | 43,5 | −3,4 |
| Keine Bullen- und Färsenmast | 28,5 | 12,7 | 41,2 | −2,3 |
| Milchkuhbestand minus 38 % | 27,9 | 8,4 | 36,3 | −4,9 |
| Schweinebestand minus 55 % | 27,2 | 7,8 | 35,0 | −1,3 |

CCXXII Ausnutzung Mineraldünger-N von 80 % auf 90 %; organischer N von 26 % auf 60 %; legume N-Fixierung von 20° % auf 40 %.

| | $N_2O$ | $CH_4$ | THG gesamt | Minderung je Schritt |
|---|---|---|---|---|
| | in Mio. t $CO_{2Äq}$ | | | |
| **Szenario 2: ökologischer Landbau auf 20 % der LF (Öko-20 %)** | | | | |
| **a) Ökologischer Landbau auf 20 % der LF …** | | | | |
| Ausgangssituation 2050 nach Fortschreibung | 3,4 | 3,4 | 6,8 | |
| N-Produktivität gesteigert (von 50 auf 60 % Ausnutzung) | 3,4 | 3,4 | 6,8 | 0,0 |
| 80 % des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen | 3,1 | 3,0 | 6,1 | –0,7 |
| Keine Mutterkühe, Schafe minus 50 % | 2,9 | 2,5 | 5,4 | –0,7 |
| Keine Bullen- und Färsenmast | 2,8 | 2,0 | 4,8 | –0,6 |
| **b) … und konventioneller Landbau auf 80 % der LF** | | | | |
| Ausgangssituation 2050 nach Fortschreibung | 31,0 | 18,7 | 49,7 | |
| N-Produktivität gesteigert[55*] | 25,6 | 18,7 | 44,2 | –5,4 |
| 80 % des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen | 24,2 | 15,2 | 39,4 | –4,8 |
| Milchvieh-Umtriebsrate niedriger (von 0,28 auf 0,2), mehr Kälbermast | 24,1 | 14,6 | 38,8 | –0,6 |
| Keine Mutterkühe, Schafe minus 50 % | 24,0 | 13,2 | 37,2 | –1,5 |
| Keine Bullen- und Färsenmast | 23,8 | 10,5 | 34,2 | –3,0 |
| Milchkuhbestand minus 38 % | 23,5 | 7,0 | 30,5 | –3,8 |
| Schweinebestand minus 11 % | 23,3 | 6,9 | 30,2 | –0,3 |

In der folgenden Tabelle F-15 werden die THG-Emissionen des deutschen Agrarsektors in den Szenarien nach Teilquellen ausgewiesen. Weiterhin werden die Wirkungen der veränderten N-Zu- und -Abfuhr sowie der geänderten Tierbestände auf den N-Überschuss der deutschen Landwirtschaft dargestellt. Der N-Saldo wird aus der Flächenbilanz als Differenz aus der Zufuhr über N-Mineraldünger, tierische Ausscheidungen, andere organische Dünger, legume N-Bindung und außerlandwirtschaftliche N-Deposition und der N-Abfuhr über die pflanzlichen Ernteprodukte berechnet. Die Deposition wird mit ca. 10 kg N/ha angesetzt.

Der N-Saldo pro Hektar LF sinkt in den Szenarien für das Jahr 2050 gegenüber dem Ausgangsjahr 2007 um etwa 50 %. Im konventionellen Landbau ergibt sich die Senkung des N-Saldos vor allem durch die Erhöhung der N-Ausnutzung. Mit dem im konventionellen Landbau eingesetzten N-Mineraldünger kann eine sehr hohe Ausnutzung erreicht werden, während die Ausnutzungsgrade bei anderen N-Quellen aufgrund von schwer zu steuernden Verlusten i.d.R. geringer ausfallen. Der im Szenario ÖKO-20 % etwas höhere N-Saldo ist auf den höheren Tierbestand und die aus Wirtschaftsdünger stammenden N-Überschüsse zurückzuführen.

Tabelle F-15: THG-Emissionen und N-Überschüsse im Ausgangsjahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050[476]

| | | 2007 | KONV | ÖKO-20 % |
|---|---|---|---|---|
| THG Quellgruppe 4 Landwirtschaft | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 62,6 | 35,0 | 35,0 |
| darunter $N_2O$ | | | | |
| … aus N-Mineraldünger | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 9,3 | 9,0 | 6,9 |
| … aus organischem N | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 6,0 | 2,6 | 3,4 |
| … aus Leguminosen-N | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 0,5 | 0,4 | 0,8 |
| … aus Ernterückständen | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 5,4 | 5,2 | 4,9 |
| … aus N-Auswaschung | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 11,1 | 8,6 | 8,4 |
| … aus N-Deposition | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 2,3 | 1,3 | 1,5 |
| … aus Wirtschaftsdüngerlagerung | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 2,3 | 0,2 | 0,2 |
| darunter $CH_4$ | | | | |
| … aus Verdauung | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 20,1 | 7,3 | 8,2 |
| … aus Wirtschaftsdüngerlagerung | Mio. t $CO_{2\text{-Äq.}}$ | 5,6 | 0,4 | 0,7 |
| N-Saldo | kg/ha LF | 98 | 45 | 51 |

### F.5.2.2 Produktionsumfänge und -mengen

In Tabelle F-16 werden die Umfänge der verschiedenen Produktionsverfahren in der Flächennutzung und der Tierhaltung dargestellt. Im Szenario KONV wird der Weizenanbau trotz Verringerung der Ackerfläche gegenüber dem Ausgangsjahr 2007 ausgedehnt, der Getreideanteil an der Ackerfläche steigt dadurch auf über 70 %. Aufgrund der Begrenzung der Rinderbestände wird vor allem der Ackerfutterbau eingeschränkt (Silomais, Klee- und Feldgras). Der Tierbestand geht auf gut ein Drittel des Bestands von 2007 zurück. Im Rahmen der THG-Verminderung werden vor allem die Rinder-, Schweine- und Schafbestände verringert, während der Geflügel- und Pferdebestand aufrecht erhalten wird. Aufgrund der Leistungssteigerung insbesondere der Milchkühe fallen die Produktionsmengenrückgänge im Vergleich zum Viehbestandsrückgang geringer aus.

Im Szenario ÖKO-20 % ist die Flächennutzung ähnlich wie im Szenario KONV, wobei die Weizenfläche etwas geringer ausfällt. In der Tierhaltung werden im Vergleich zu Szenario KONV mehr Rinder und Schweine gehalten, da zur Erreichung der maximalen THG-Emission der Landwirtschaft die Tierbestände weniger stark abgebaut werden müssen. Auf der durch den Ökolandbau bewirtschafteten Ackerfläche werden die Roggen-, Hülsenfrucht- und Kleegrasfläche deutlich ausgedehnt, die Weizen- und Rapsflächen werden dagegen eingeschränkt. In der Tierhaltung wird im Vergleich zu den konventionellen Strukturen vor allem die Schweine- und Geflügelhaltung eingeschränkt.

Tabelle F-16: Flächennutzung und Tierhaltung im Ausgangsjahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050[477]

| | 2007 | KONV | ÖKO20 % | KONV (Öko20 %) | *Öko (Öko20 %)* |
|---|---|---|---|---|---|
| | Ausgangs-jahr | KONV | ÖKO-20 % | ÖKO-20 % | |
| | 2007 | 2050 | 2050 | *(konv)* | *(öko)* |
| | in Mio. ha | | | | |
| Weizen | 3,10 | 4,67 | 4,01 | 3,77 | 0,24 |
| Roggen | 0,65 | 0,60 | 0,63 | 0,41 | 0,22 |
| Gerste | 1,97 | 1,82 | 1,73 | 1,72 | 0,01 |
| anderes Getreide | 1,05 | 0,97 | 1,00 | 0,75 | 0,26 |
| Hülsenfrüchte | 0,11 | 0,10 | 0,47 | 0,17 | 0,31 |
| Raps, sonstige Ölsaaten | 1,47 | 1,36 | 1,38 | 1,28 | 0,10 |
| Kartoffeln | 0,27 | 0,25 | 0,26 | 0,20 | 0,06 |
| Zuckerrüben | 0,38 | 0,35 | 0,35 | 0,30 | 0,05 |
| Gemüse, Erdbeeren | 0,13 | 0,12 | 0,12 | 0,07 | 0,05 |
| Obstanlagen | 0,07 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,02 |
| Rebland | 0,10 | 0,09 | 0,09 | 0,07 | 0,02 |
| Klee- und Feldgras | 0,59 | 0,00 | 0,14 | 0,00 | 0,14 |
| Silomais | 1,46 | 0,10 | 0,28 | 0,25 | 0,02 |
| Flächenstillegung | 0,25 | 0,20 | 0,17 | 0,17 | 0,00 |
| Acker- und Dauerkulturen insgesamt | 11,72 | 10,81 | 10,82 | 9,30 | 1,51 |
| Grünland | 4,85 | 4,27 | 4,27 | 2,76 | 1,51 |
| Landwirtschaftliche Nutzfläche | 16,57 | 15,08 | 15,08 | 12,07 | 3,02 |
| *Anteil Getreide an der Ackerfläche* | *59 %* | *76 %* | *69 %* | *72 %* | *50 %* |
| *Anteil Leguminosen an der Ackerfläche* | *5 %* | *3 %* | *6 %* | *4 %* | *21 %* |
| *Anteil Leguminosen + Grünland an der LF* | *33 %* | *30 %* | *33 %* | *26 %* | *60 %* |
| | in Mio. Stallplätzen | | | | |
| Rinder | 12,75 | 3,63 | 4,11 | 2,98 | 1,13 |
| darunter Milchkühe | 4,12 | 1,97 | 2,18 | 1,61 | 0,57 |
| darunter andere Rinder | 8,63 | 1,67 | 1,92 | 1,37 | 0,56 |
| Schweine | 19,66 | 6,16 | 14,82 | 14,09 | 0,72 |

| | 2007 | KONV | ÖKO20 % | KONV (Öko20 %) | *Öko (Öko20 %)* |
|---|---|---|---|---|---|
| | Ausgangs-jahr | KONV | ÖKO-20 % | ÖKO-20 % | |
| | 2007 | 2050 | 2050 | *(konv)* | *(öko)* |
| | in Mio. ha | | | | |
| Geflügel | 127,8 | 127,8 | 123,4 | 115,0 | 8,4 |
| Schafe | 1,58 | 0,79 | 0,79 | 0,63 | 0,16 |
| Pferde | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,43 | 0,11 |
| | | | | | |
| *Großvieheinheiten / ha LF* | *0,82* | *0,33* | *0,45* | *0,47* | *0,37* |

Die Produktionsmengen des Agrarsektors werden in  dargestellt. Dabei handelt es sich um die Bruttomengen einschließlich des als Futter im Inland verwendeten Getreides, der Hülsenfrüchte und Ölkuchen. Aufgrund des Ertragsfortschrittes und der Ausdehnung der Getreidefläche nimmt die Getreidemenge im Szenario KONV gegenüber dem Jahr 2007 um 45 % zu, die Ölsaaten- und Zuckermenge nimmt aufgrund der Ertragszuwächse um jeweils ca. 20 % zu. Die Milchproduktion wird im Vergleich zum Jahr 2007 um fast 40 % und die Fleischproduktion um über 50 % eingeschränkt. Im Szenario ÖKO-20 % steigt die produzierte Getreidemenge weniger stark, die Milchproduktion wird etwas weniger und die Fleischproduktion deutlich weniger eingeschränkt.

Tabelle F-17: Produktionsmengen im Ausgangsjahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050[478]

| | Ausgangs-jahr | KONV | ÖKO-20 % | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2007 | 2050 | 2050 | (konv) | (öko) |
| | in Mio. t | | | | |
| Getreide insgesamt | 45,0 | 65,1 | 56,7 | 54,1 | 2,5 |
| Weizen | 23,0 | 41,6 | 34,6 | 33,6 | 0,9 |
| Roggen | 3,0 | 3,4 | 3,0 | 2,3 | 0,7 |
| Gerste | 11,4 | 12,4 | 11,8 | 11,8 | 0,0 |
| Hafer | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,3 | 0,4 |
| Körnermais | 4,1 | 4,5 | 4,5 | 4,4 | 0,1 |
| sonst. Getreide | 2,2 | 2,4 | 2,1 | 1,8 | 0,4 |
| Hülsenfrüchte | 0,3 | 0,4 | 1,4 | 0,6 | 0,8 |
| Raps, Ölsaaten | 5,3 | 6,4 | 6,3 | 6,0 | 0,3 |
| Kartoffeln | 11,0 | 11,2 | 10,5 | 9,1 | 1,5 |
| Zuckerrüben | 23,3 | 28,0 | 27,7 | 24,4 | 3,3 |
| Gemüse | 3,2 | 2,9 | 2,6 | 1,8 | 0,8 |
| Obst | 1,3 | 1,2 | 1,2 | 0,9 | 0,3 |

| | Ausgangs-jahr | KONV | ÖKO-20 % | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2007 | 2050 | 2050 | (konv) | (öko) |
| | in Mio. t | | | | |
| Weinmost | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,1 |
| Milch | 28,1 | 17,4 | 18,3 | 14,3 | 4,0 |
| Fleisch insgesamt | 6,4 | 2,9 | 4,8 | 4,6 | 0,2 |
| Rindfleisch | 1,1 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,1 |
| Schweinefleisch | 4,0 | 1,4 | 3,3 | 3,2 | 0,1 |
| Schaffleisch | 0,04 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,00 |
| Geflügelfleisch | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 0,9 | 0,0 |
| Eier | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,1 |

### F.5.2.3 Inländische Verwendung der Agrarprodukte und Versorgungsbilanzen

Für die Bewertung der Szenarien werden im Folgenden die Versorgungsbilanzen analysiert. Auf der Verwendungsseite wird für alle Szenarien von einem gleichen inländischen Nahrungsverbrauch und dem gleichem Einsatz von Agrarrohstoffen für die stoffliche Nutzung ausgegangen. Nur der Futtermittelbedarf unterscheidet sich zwischen den Szenarien in Abhängigkeit vom jeweiligen Tierbestand und den Futterrationen. In  wird der inländische Nahrungsverbrauch in Mio. t pro Jahr abgeleitet. In Spalte 1 wird der Nahrungsverbrauch auf Basis der Verbrauchsdaten für 2007 (also pro Kopf gleichbleibend) und einer um 12 % verringerten Bevölkerung ausgewiesen. In Spalte 2 folgt der Nahrungsverbrauch unter der Annahme, dass die Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE) für eine ausgewogene, gesunde Ernährung umgesetzt werden (im Wesentlichen mehr Gemüse, mehr komplexe Kohlenhydrate und weniger Fleisch). Dieser Verbrauch an produzierten Nahrungsmitteln kann bei optimistischen Annahmen zur Vermeidung von Lebensmittelabfällen (50 % sind nach jüngster Literatur vermeidbar, was hier angenommen wird) weiter vermindert werden, die entsprechend verringerten Mengen werden in Spalte 3 ausgewiesen. Für die weiteren Berechnungen werden die Zahlen aus Spalte 3 in Spalte 4 ergänzend untergliedert, wobei angenommen wird, das sich die Präferenzen hinsichtlich der einzelnen Getreide- und Tierarten nicht verschieben (d.h. wir essen zwar insgesamt weniger Fleisch, aber die Anteile von Rind, Schwein und Geflügel bleiben gleich).

Tabelle F-18: Annahmen zum inländischen Nahrungsverbrauch im Jahr 2050[479]

| | (1) | (2) | (3) | (4) |
|---|---|---|---|---|
| | Nahrungsverbrauch | | | |
| | fortge-schrieben auf Basis 2007 | nach DGE-Emp-fehlung | DGE plus Ab-Fallre-duzierung | aufbauend auf (3), ergänzt aus (1) |
| | in Mio. t | | | |
| Getreide insgesamt | 8,2 | 10,5 | 9,0 | 9,0 |
| Weizen | 6,0 | | | 6,5 |
| Roggen | 0,8 | | | 0,8 |

| | (1) | (2) | (3) | (4) |
|---|---|---|---|---|
| | Nahrungsverbrauch | | | |
| | fortgeschrieben auf Basis 2007 | nach DGE-Empfehlung | DGE plus Ab-Fallreduzierung | aufbauend auf (3), ergänzt aus (1) |
| | in Mio. t | | | |
| Gerste | 0,0 | | | 0,0 |
| anderes Getreide | 1,5 | | | 1,6 |
| Hülsenfrüchte | 0,03 | | | 0,1 |
| Raps, andere Ölsaaten | 0,1 | | | 0,1 |
| Pflanzenöle, Margarine | 1,2 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| Kartoffeln | 4,3 | 5,4 | 5,1 | 5,1 |
| Zuckerrüben | 16,0 | | | 16,0 |
| Gemüse | 6,5 | 11,1 | 9,5 | 9,5 |
| Obst | 9,0 | 8,9 | 7,6 | 7,6 |
| Milch | 20,6 | 20,3 | 17,2 | 17,2 |
| Fleisch insgesamt | 6,4 | 1,6 | 1,4 | 1,4 |
| Rindfleisch | 0,9 | | | 0,2 |
| Schweinefleisch | 3,9 | | | 0,9 |
| Schaffleisch | 0,08 | | | 0,02 |
| Geflügelfleisch | 1,3 | | | 0,3 |
| Eier | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |

In Tabelle F-19 werden die Verwendungsbilanzen für die berechneten Szenarien dargestellt. In Spalte 1 wird für den Nahrungsverbrauch das Ergebnis aus Tabelle F15, Spalte 4 übernommen. Die inländische Verwendung von Agrarrohstoffen für die stoffliche Nutzung in Spalte 2 entspricht den statistischen Angaben für das Ausgangsjahr 2007. In den weiteren Tabellenspalten schließen sich mit der Produktionsmenge (Spalten 3 bzw. 6), Futtermitteln (Spalten 4 bzw. 7) und den Selbstversorgungsgraden (Spalten 5 bzw. 8) die szenariospezifischen Ergebnisse an. Der Selbstversorgungsgrad wird aus der Relation der Produktionsmenge zu den drei inländischen Verwendungsarten berechnet.

Tabelle F-19: Versorgungsbilanzen für die Szenarien im Jahr 2050[480]

| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) | (8) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nahrungsverbr. DGE plus Abfallreduzierung | NaWaRo | KONV | | | ÖKO-20 % | | |
| | | stofflich wie 2007 | Produktion | Futtermittel | (3)/(1+2+4) | Produktion | Futtermittel | (6)/(1+2+7) |
| | in Mio. t | | | | | | | |
| Getreide insgesamt | 9,0 | 3,1 | 65,1 | 13,1 | 259 % | 56,7 | 20,7 | 173 % |
| Hülsenfrüchte | 0,1 | | 0,4 | 0,3 | 100 % | 1,4 | 1,3 | 100 % |
| Raps, andere Ölsaaten | 0,1 | | 6,4 | | | 6,3 | | |
| Pflanzenöle, Margarine | 1,2 | 1,5 | 2,2 | | 84 % | 2,2 | | 82 % |
| Ölkuchen | | | 4,2 | 4,8 | 86 % | 4,1 | 5,7 | 72 % |
| energiereiche Futtermittel | | | | 1,6 | | | 2,2 | |
| sonstige Futtermittel | | | | 2,2 | | | 3,3 | |
| Kartoffeln | 5,1 | 1,5 | 11,2 | | 169 % | 10,5 | | 158 % |
| Zuckerrüben | 16,0 | 0,6 | 28,0 | | 169 % | 27,7 | | 167 % |
| Gemüse | 9,5 | | 2,9 | | 31 % | 2,6 | | 27 % |
| Obst | 7,6 | | 1,2 | | 16 % | 1,2 | | 15 % |
| Milch | 17,2 | | 17,4 | | 101 % | 18,3 | | 106 % |
| Fleisch insgesamt | 1,4 | | 2,9 | | 207 % | 4,8 | | 345 % |
| Eier | 0,6 | | 0,9 | | 134 % | 0,8 | | 132 % |

Die variierenden Produktionsmengen und die als Futtermittel verwendeten Mengen führen zu sehr unterschiedlichen Selbstversorgungsgraden und damit zu verschiedenen Im- und Exportmengen. In beiden Szenarien stehen große Getreidemengen für den Export zur Verfügung, und die Versorgung mit Pflanzenölen verbessert sich gegenüber dem Jahr 2007 deutlich. Bei Milch sinkt der Selbstversorgungsgrad auf gut 100 %. Aufgrund der Annahme, dass der inländische Fleischverbrauch drastisch sinkt, kommt es zu einem hohen Fleischexport. Da im Szenario ÖKO-20 % im Vergleich zum Szenario KONV mehr Schweine gehalten werden, liegen die Fleischexporte deutlich höher. Gleichzeitig ergeben sich unter diesen Annahmen erhöhte Importmengen an Ölkuchen zur Ernährung des konventionellen, weniger stark reduzierten Schweinebestandes. Dabei handelt es sich z. B. um Sojaschrot.

Energiereiche und sonstige Futtermittel, die aus der Lebensmittelverarbeitung stammen, werden als Importe in den deutschen Agrarsektor ausgewiesen, sie stammen aber aus inländischer Verarbeitung. Dabei handelt es sich vor allem um Melasse und Rübenschnitzel aus der Zuckerverarbeitung sowie Rückstände aus der Getränkeherstellung. Es wird davon ausgegangen, dass die Versorgung mit diesen Futtermitteln auch im Jahr 2050 vor allem aus dem Inland erfolgt. Bei der anschließenden Bewertung werden diese Futtermittel aber wie Importe behandelt, da sie aus landwirtschaftlichen Verkaufsprodukten hergestellt werden und andere handelbare Futtermittel wie Getreide substituieren.

Tabelle F-20: Netto-Im- und -Export in den Szenarien im Jahr 2050[481]

| | 2007 | KONV | ÖKO-20 % |
|---|---|---|---|
| | Netto-Import (–) bzw. -Export (+) in Mio. t | | |
| Getreide insgesamt | 6,0 | 40,0 | 23,9 |
| Hülsenfrüchte | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Raps, andere Ölsaaten | | | |
| Pflanzenöle, Margarine | –4,9 | –0,4 | –0,5 |
| Ölkuchen | –4,8 | –0,7 | –1,6 |
| Energiereiche Futtermittel [CCXXIII] | –3,1 | –1,6 | –2,2 |
| sonstige Futtermittel [CCXXIV] | –3,7 | –2,2 | –3,3 |
| Kartoffeln | 4,6 | 4,6 | 3,9 |
| Zuckerrüben | 4,5 | 11,4 | 11,1 |
| Gemüse | –4,2 | –6,5 | –6,9 |
| Obst | –9,0 | –6,4 | –6,4 |
| Milch | 4,6 | 0,2 | 1,1 |
| Fleisch insgesamt | –0,9 | 1,5 | 3,4 |
| Eier | 0,0 | 0,2 | 0,2 |

### F.5.2.4 Bilanzierung der THG-Emissionen

Die beiden betrachteten Szenarien unterscheiden sich nicht bezüglicher der Höhe direkter THG-Emissionen der Quellgruppe Landwirtschaft. In beiden Szenarien wird die vorgegebene THG-Emissionsobergrenze von 35 Mio. t p. a. erreicht. Wie im vorangegangenen Abschnitt aufgezeigt, unterscheiden sich die Szenarien jedoch bezüglich der Produktions- und Versorgungsleistung der deutschen Landwirtschaft. Bei gleicher inländischer Verwendung ergeben sich für die betrachteten, in Deutschland produzierten Agrargüter unterschiedliche Im- und Exportmengen. Aufgrund der unterschiedlichen Produktionsstrukturen unterscheiden sich die beiden Szenarien auch bezüglich des Vorleistungseinsatzes (z. B. Energie, Düngemittel, Importfuttermittel). Deshalb sollen die Szenarien in diesem Kapitel anhand des Vorleistungseinsatzes, der Versorgungsbilanz, und der darauf aufbauenden Betrachtung der kumulierten Emissionen bewertet werden. Durch diesen Bewertungsansatz soll die

CCXXIII Für energiereiche und sonstige Futtermittel wird der Verbrauch ausgewiesen, diese Futtermittel stammen vor allem aus der Lebensmittelverarbeitung.

CCXXIV Für energiereiche und sonstige Futtermittel wird der Verbrauch ausgewiesen, diese Futtermittel stammen vor allem aus der Lebensmittelverarbeitung.

Produktions- und Versorgungsleistung der deutschen Landwirtschaft beurteilt werden. Durch die sektor- und grenzüberschreitende Betrachtung wird gleichzeitig analysiert, ob es zu unerwünschten Verlagerungs- und Verdrängungseffekten in der weltweiten Flächennutzung, Agrarproduktion und Nahrungsmittelversorgung kommen könnte (sogenannte „leakage"-Effekte).

Die Bewertung erfolgt anhand von Bilanzen der kumulierten THG-Emissionen, die jährlich im deutschen Agrarsektor für die Deckung der inländischen Nahrungs- und stofflichen Agrarrohstoffnachfrage entstehen (Tabelle F-11). Importprodukte, die nicht in Deutschland produziert werden, wie Reis, Kaffee oder Tee, werden nicht in diese Betrachtung einbezogen.

Die Gesamtbilanz weist zum Schluss (untere Zeilen Tabelle F-11) zunächst die THG-Emissionen in Anlehnung an die IPCC-Systematik aus (Zeile Quellgruppe 4 Landwirtschaft). Darüber hinaus weist sie in der letzten Zeile „Summe der Zeilen 1+2+3+4" die THG-Gesamtbilanz unter Einbeziehung der Vorleistungen sowie der „THG-Rucksäcke" von Importen und Exporten aus. Die THG-Emissionen der Vorleistungen sind jedoch im Jahr 2050 wie bereits erwähnt nur noch marginal, da eine Umstellung auf 100 % regenerative – also klimaneutrale – Energien unterstellt wird (die Mineraldünger-Produktion wird damit praktisch klimaneutral). Die Zeile „Vorleistungen und Energie" enthält deshalb für die 2050-Szenarien nur noch marginale Werte. Die „THG-Rucksäcke" der Importe gehören zumeist zu pflanzlichen Futtermitteln und werden uns angelastet, erscheinen also mit positivem Vorzeichen. Die Rucksäcke der Exporte gehören 2007 meist zu veredelten tierischen Produkten; diese THG-Rucksäcke werden den Empfängerländern zugeordnet (etwa China, das deutsche Geflügelprodukte importiert), erscheinen daher hier in der deutschen Bilanz mit negativen Vorzeichen. Im Jahr 2050 können wir jedoch wegen gestiegener Erträge bei gleichzeitig verringerter Bevölkerungszahl auch Getreide umfangreich exportieren, importieren dagegen kaum noch Futtermittel, weshalb wir insgesamt dann auch mit pflanzlichen Produkten THG als „Rucksäcke" exportieren, die damit ebenfalls negativ ausgewiesen werden. Weiterführende Erklärungen und Auswertungen finden sich im Gutachten „Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050" des Thünen-Instituts[482].

Durch die deutsche Landwirtschaft ausgelöste direkte und indirekte Landnutzungsänderungen finden annahmegemäß im Jahr 2050 nicht mehr statt. Daher werden auch keine zusätzlichen THG-Emissionen aus Landnutzungsänderungen im Sektor LULUCF verursacht. Aus der Kalkung landwirtschaftlicher Flächen und den noch landwirtschaftlich bewirtschafteten Moorflächen entstehen im Sektor LULUCF im Jahr 2050 in beiden Szenarien Emissionen in Höhe von jährlich über 5 Mio. t $CO_2$ (vgl. Kap. G.4.2).

Zusammen mit den direkten $CH_4$- und $N_2O$-Emissionen des Agrarsektors (Quellgruppe 4 nach IPCC) ergibt sich eine Gesamtbilanz, anhand derer eine Bewertung vorgenommen werden kann. Die ausgewiesene Summe der THG-Emissionen wird zur Deckung der Inlandsnachfrage direkt und indirekt durch den deutschen Agrarsektor verursacht.

Die Agrarexporte wirken dabei stark entlastend auf diese Bilanz. Dadurch ergeben sich kumulierte THG-Emissionen der inländischen Agrargüterverwendung von 20,9 bzw. 18,5 Mio. t $CO_{2Äq}$ p. a., die somit deutlich unter den 35 Mio. t $CO_{2Äq}$ direkter THG-Emissionen des Agrarsektors liegen.

Tabelle F-21: Außenhandels- und Gesamtbilanz der THG-Emissionen des deutschen Agrarsektors im Jahr 2007 und in den Szenarien für das Jahr 2050[483]

| | 2007 | KONV | ÖKO-20 % |
|---|---|---|---|
| | Mio. t $CO_2$ | | |
| **Vorleistungen** | | | |
| Energie | 9,46 | 0,00 | 0,00 |
| darunter direkter Verbrauch | 6,42 | 0,00 | 0,00 |
| darunter Strom | 3,05 | 0,00 | 0,00 |
| N-Mineraldünger | 9,57 | 0,05 | 0,04 |
| P-Mineraldünger | 0,16 | 0,00 | 0,00 |
| K-Mineraldünger | 0,18 | 0,00 | 0,00 |
| Kalk | 0,41 | 0,38 | 0,38 |
| Pflanzenschutzmittel | 0,22 | 0,00 | 0,00 |
| Reparaturen | 0,37 | 0,00 | 0,00 |
| Sonstige var. Kosten | 0,59 | 0,00 | 0,00 |
| Tierarzt | 0,11 | 0,00 | 0,00 |
| Abschreibungen | 2,76 | 0,29 | 0,32 |
| **Agrarim- und exporte** | | | |
| Getreide insgesamt | −3,93 | −10,48 | −8,74 |
| Hülsenfrüchte | −0,01 | 0,00 | 0,00 |
| Raps, andere Ölsaaten | | | |
| Pflanzenöle, Margarine | 5,22 | 0,28 | 0,31 |
| Ölkuchen | 4,03 | 0,55 | 1,35 |
| Energiereiche Futtermittel [CCXXV] | 1,61 | 0,42 | 0,60 |
| sonstige Futtermittel [CCXXVI] | 1,93 | 0,60 | 0,91 |
| Kartoffeln | −0,38 | −0,18 | −0,15 |
| Zuckerrüben | −0,39 | −0,66 | −0,64 |
| Gemüse | 1,38 | 0,71 | 0,75 |
| Obst | 1,76 | 0,23 | 0,24 |
| Milch | −5,86 | −0,18 | −1,10 |
| Fleisch insgesamt | 2,26 | −5,70 | −10,39 |
| Eier | 0,00 | −0,43 | −0,40 |

CCXXV Für energiereiche und sonstige Futtermittel wird der Verbrauch berechnet, diese Futtermittel stammen vor allem aus der Lebensmittelverarbeitung.

CCXXVI Für energiereiche und sonstige Futtermittel wird der Verbrauch berechnet, diese Futtermittel stammen vor allem aus der Lebensmittelverarbeitung.

| | 2007 | KONV | ÖKO-20 % |
|---|---|---|---|
| | Mio. t $CO_2$ | | |
| **Zwischensummen** | | | |
| (1) Vorleistungen und Energie | 23,84 | 0,72 | 0,73 |
| (2) Im-/Export pflanzlicher Produkte | 11,23 | −8,52 | −5,37 |
| (3) Im-/Export tierischer Produkte | −3,61 | −6,31 | −11,89 |
| Zusammen | 31,47 | −14,11 | −16,53 |
| **Gesamtbilanz** | | | |
| (4) Quellgruppe 4 Landwirtschaft **) CCXXVII | 62,6 | 35,0 | 35,0 |
| Summe der Zeilen (1) + (2) + (3) + (4) | 94,1 | 20,9 | 18,5 |

### F.5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse der Szenarioanalysen

Die Szenarioanalysen zeigen, dass bei Fortschreibung des Status Quo und nach umfangreichem Flächenentzug für Moorrestaurierung und Verkehrs- und Siedlungsflächen die Produktionsmengen im deutschen Agrarsektor durch die angenommenen – vorsichtig geschätzten – Ertragsfortschritte näherungsweise aufrecht erhalten werden können. Durch Klimaschutzmaßnahmen ohne Produktionseinschränkungen ist eine Minderung bis zu einer THG-Emission von ca. 45 Mio. t. $CO_{2Äq}$ möglich (Minderung um 27 %; Szenario KONV, THG gesamt). Wichtige Maßnahmen sind dabei die konsequente Steigerung der N-Ausnutzung und Verwendung von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen mit gasdichter Lagerung der Gärreste. Die Verringerung der Umtriebszeiten hat dagegen nur begrenzte Wirkung auf die sektoralen THG-Emissionen.

Weitere THG-Minderungen können nur unter Einschränkung der Produktionsmengen erzielt werden. Bei den Einschränkungen der Produktionskapazitäten stehen die Wiederkäuer aufgrund ihrer hohen THG-Emissionen pro Kopf und pro Produkteinheit im Mittelpunkt. Eine starke Einschränkung steht aber im Konflikt mit dem Ziel der Grünlanderhaltung und -pflege. Eine Einschränkung des Tierbestandes führt nicht zur Minderung aller mit ihr verbundenen THG-Emissionen, vielmehr kommt es bei Reduzierung der Nährstoffzufuhr über Wirtschaftsdünger zu einer Substitution durch Mineraldünger oder legume N-Bindung, und die nicht mehr als Futterfläche benötigten Flächen werden weiterhin landwirtschaftlich genutzt. Diese Rückkopplungseffekte vermindern den Beitrag der Tierbestandsabstockung zur THG-Minderung. Um die (vorgegebenen) 35 Mio. t/a THG-Emissionen im konventionellen Szenario zu erreichen, wären daher die in Tabelle F-14 aufgezählten Einschränkungen der Tierhaltung erforderlich: keine Mutterkühe, Schafe minus 50 %, keine Bullen- und Färsenmast, Milchkuhbestand minus 38 %, Schweinebestand minus 55 %.

Eine flächenhafte Extensivierung der landwirtschaftlichen Produktion durch vollständige Umstellung auf ökologischen Landbau würde zwar die direkten THG-Emissionen des Agrarsektors aufgrund geringerer Tierbestände (weniger Methan) und durch Verzicht auf mineralische N-Düngung mindern (geringerer Stickstoffdüngereinsatz, dadurch weniger Lachgas aus landwirtschaftlichen Böden). Unter Einbeziehung der vorgelagerten Bereiche und der Im- und Exporte von Agrargütern würde der ökologische Landbau bei 100 % Umstellung dagegen wegen seiner geringeren Produktionsmengen in Bezug auf kumulierte THG-Emissionen durch die „THG-Rucksäcke“, die mit Importen ins Land

CCXXVII Ohne $N_2O$-Emission aus organischen Böden.

kämen, aber nicht im THG-Inventar erfasst werden, nicht so gut abschneiden wie die Szenarien mit einem Anteil des konventionellen Landbaus – jedenfalls, wenn an die Produktion im Ausland nicht die gleichen strengen Klimaschutzvorgaben angelegt werden wie in dieser Studie hier. Ein Grund für die geringen, kumulierten THG-Emissionen in den Szenarien mit konventionellem Landbau ist die Annahme, dass N-Mineraldünger im Jahr 2050 auf Basis THG-neutraler, erneuerbarer Energien hergestellt wird.

Bezüglich der Bilanz der kumulierten THG-Emissionen zuzüglich Importen und abzüglich Exporten stellt sich das Szenario mit 20 % ökologischem Landbau mit Abstand am günstigsten dar. Durch die Kombination zwischen konventionellem und ökologischem Landbau kommt es offensichtlich zu Synergien, die dazu beitragen, dass die landwirtschaftliche Produktion insgesamt weniger stark eingeschränkt werden muss. Davon wird insbesondere die Tierhaltung begünstigt. Gleichzeitig sind der sektorale N-Mineraldünger- und der Pflanzenschutzeinsatz gegenüber dem Szenario mit konventionellem Landbau verringert. Die Synergien sind mit der bevorzugten Nutzung des Grünlands als Fläche für die im ökologischen Landbau benötigte, biologische N-Bindung durch Klee und andere Leguminosen zu erklären. Auf einem relevanten Teil der Grünlandfläche wird im Szenario ÖKO-20 % kein N-Mineraldünger eingesetzt, was die $N_2O$-Emissionen senkt und Voraussetzung für eine verstärkte N-Bindung durch Klee ist. Der so gebundene Stickstoff kann in Form von Wirtschaftsdünger aus der Rinderhaltung im ökologischen Ackerbau eingesetzt werden, so dass weniger Ackerflächen für Kleegras oder andere Leguminosen reserviert werden müssen.

Eine stärkere Ausdehnung des ökologischen Landbaus auf der Ackerfläche hat ohne entsprechend hohen Grünlandanteil zur Folge, dass mehr Fläche für die legume N-Bindung genutzt werden muss. Entweder wird dafür die Futterfläche stärker auf die Ackerfläche ausgedehnt, oder es kommt zur Produktion von „Anbaubiomasse für die N-Bindung“ ohne Futternutzung. Beide Optionen stehen in Konkurrenz zur konventionellen Nahrungsmittelproduktion auf Basis von N-Mineraldünger, beispielsweise Getreideanbau.

Die bisher der legumen N-Bindung zugerechneten direkten $N_2O$-Emissionen sollen künftig in der THG-Emissionsberechnung für die nationalen Inventare entfallen. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die direkten $N_2O$-Emissionen aus der biologischen N-Bindung durch die bisherige Methode offenbar überschätzt worden sind. Somit wird die biologische N-Fixierung aus Sicht des Klimaschutzes noch interessanter, insbesondere auf den Flächen, die ohne Verdrängung anderer Agrarproduktionsalternativen zur Verfügung stehen. Eine Leguminosenstrategie für Deutschland sollte vor diesem Hintergrund die N-Bindung durch Klee im Grünland in den Mittelpunkt stellen. Gleichzeitig könnte dadurch der Bedarf an importierten Eiweißfuttermitteln in der Rinderhaltung reduziert werden.

## F.6 Fazit

In der vorliegenden Untersuchung stehen die technischen THG-Minderungsmöglichkeiten im Agrarsektor im Jahr 2050 im Mittelpunkt. Entsprechend der Annahmen in der UBA-Studie „Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen“ [484] wird auch in den vorliegenden Szenarioanalysen von der Umsetzung der besten bereits heute verfügbaren Technik ausgegangen. Im Unterschied zum Energiesektor, der durch den Ausbau erneuerbarer Energien ein THG-Vermeidungspotenzial bis zu 100 % aufweist, ist in der Quellgruppe Landwirtschaft keine vollständige Vermeidung von Treibhausgasemissionen möglich, da die bei natürlichen Umsetzungsprozessen entstehenden Methan- und Lachgasemissionen nur eingeschränkt kontrollierbar sind. Daher steigt bei zunehmendem Ausbau

erneuerbarer, THG-neutraler Energien der Anteil der Landwirtschaft an den verbleibenden THG-Gesamtemissionen, diese sind aber insgesamt wesentlich verringert.

Biomasse-basierte, erneuerbare Energien aus landwirtschaftlichen Produkten verlieren für den Klimaschutz an Bedeutung, wenn Wind- und Solarenergie, Erdwärme und Geothermie als Basis der Energieversorgung in vielen Bereichen erfolgreich ausgebaut worden sind, da fossile Energieträger hauptsächlich durch die genannten anderen regenerativen Energieträger ersetzt werden. In der genannten Studie des UBA[485] wird daher davon ausgegangen, dass in der Landwirtschaft grundsätzlich keine Energiepflanzen mehr eigens dafür angebaut werden. Zudem wird der Anbau von Biomasse zur energetischen Nutzung auf landwirtschaftlich genutzten Flächen aufgrund der Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion und möglichen Konflikten mit anderen Umweltschutzzielen kritisch gesehen. Die im Jahr 2050 verbleibende energetische Biomassenutzung basiert den Annahmen zufolge auf Rest- und Abfallstoffen. Dazu gehören auch Hackschnitzel und Pellets aus Durchforstungsholz, Landschaftspflegeschnitt und Agro-Forstsystemen sowie Strohpellets dort, wo sie erzeugt werden können wenn eine ausgeglichene Humusbilanz beachtet wird. Die Bioenergie hat damit eine im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien geringere Bedeutung für die Energieversorgung. Die energetische Nutzung von landwirtschaftlich erzeugten, nachwachsenden Rohstoffen ist demnach in weiten Teilen eine Brückentechnik, die unter den Szenariobedingungen bis zum Jahr 2050 ihre Bedeutung als Klimaschutzmaßnahme zum großen Teil verlieren wird.

Um die durch Landnutzung bedingten THG-Emissionen des Agrarsektors zu minimieren ist es erforderlich, die Umwandlung von Grünlandflächen in Ackerland einzustellen und landwirtschaftlich genutzte Moorflächen aus der Bewirtschaftung zu nehmen und zu vernässen. Aufgrund technischer und sozioökonomischer Limitierungen werden die Emissionen aus meliorierten, d. h. landwirtschaftlich verbesserten Mooren nicht vollständig vermieden werden können. Derartige restaurierte Moorflächen ständen dann auch für die Biomasseproduktion (in sog. Paludikulturen) zur Verfügung, wenn Umweltschutzbelange wie der Grundwasserschutz nicht berührt werden. Dabei würde es sich um Anbaubiomasse handeln, die aber nicht in Konkurrenz zur Nahrungsproduktion steht, da ein Anbau von Nahrungs- und Futterpflanzen auf vollständig wiedervernässten Moorstandorten ausscheidet.

Die Minderung der direkten THG-Emissionen des Agrarsektors um etwa 50 % gegenüber dem Jahr 2010 ist nach Ausschöpfung von Potenzialen zur Effizienzsteigerung und Emissionsvermeidung nur zu erreichen, indem die Tierproduktion eingeschränkt wird. Wie die Ergebnisse für die beiden untersuchten Szenarien zeigen, gibt es aber auch bei ehrgeizigen Klimaschutzzielen einen großen Gestaltungsspielraum, mit welchen Produktionsstrukturen und daraus resultierenden Produktionsmengen die Ziele erreicht werden sollen. Im Bereich der eingeschränkten Tierproduktion stehen die Wiederkäuer aufgrund ihrer hohen, verdauungsbedingten Methan-Emissionen im Mittelpunkt. Bei sehr anspruchsvollen Klimaschutzzielen und einem noch weitergehenden Abbau der Rinderbestände könnte allerdings die Nutzung des Grünlands zur Nahrungsproduktion partiell in Frage gestellt werden, wenn es wegen der niedrigen Tierzahlen zu einem Überangebot an Grünlandaufwuchs käme. In diesem Falle stiege der Druck, Teile des Grünlandes umzubrechen und anderweitig zu nutzen.

Eine Nutzung natürlicher Grünland-Standorte durch Wiederkäuer bleibt nach Einschätzung des Umweltbundesamtes auch unter Klimaschutz-Gesichtspunkten sinnvoll, da dadurch das Grünland in Wert gesetzt und ein (humusabbauender und damit klimaschädlicher) Umbruch vermieden wird. Fragwürdig erscheint hier eher die ganzjährige Stallhaltung mit vergleichsweise hohem Anteil an Import-Futtermitteln. Wenn die Tierproduktion eingeschränkt werden muss, dann empfiehlt das Umweltbundesamt, diese Standorte vorrangig zur Disposition zu stellen.

Wird die Tierproduktion eingeschränkt, ohne dass zugleich der Nahrungsverbrauch in Deutschland angepasst wird, hätte dies allerdings nur verringerte THG-Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft zur Folge. Da aber die Versorgung durch ausländische Anbieter übernommen würde, wäre der weltweite Klimaschutzeffekt durch Tierbestandsaufstockungen außerhalb von Deutschland kompensiert. Dies ist ein Beispiel für sogenannte „leakage"-Effekte. Neben den Szenarioannahmen zur Veränderung der Landnutzung und der Agrarproduktion werden deshalb Annahmen zur Veränderung des Nahrungsverbrauchs getroffen. Die Annahmen zum Nahrungsverbrauch orientieren sich an den Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE). Werden sie eingehalten, würde dies zum einen zu einer aus Umweltsicht nachhaltigeren Ernährung beitragen, zum anderen aber auch zu verringerten Kosten im Gesundheitswesen führen, da Gesundheitsschäden durch Über- und Fehlernährung rückläufig wären. Diesem Thema wird hier jedoch nicht weiter nachgegangen. Für den Agrar- und Ernährungssektor wird jedoch eine Veränderung des derzeitigen Ernährungsverhaltens unterstellt.

Der Verbrauch von Nahrungsmitteln tierischer Herkunft hat einen erheblichen Einfluss auf den kumulierten Flächen- und Energieanspruch und die THG-Emissionen, die durch die Deckung des deutschen Nahrungsmittelbedarfs entstehen. Das gleiche gilt für den Lebensmittelverderb. Die möglichen Veränderungen des Verbrauchs tierischer Produkte und des Lebensmittelverderbs im deutschen Ernährungssektor würden sich jedoch nicht 1:1 in einer veränderten Produktion des deutschen Agrarsektors niederschlagen. In einer offenen Marktwirtschaft bestimmt das nationale Verbraucher- und Ernährungsverhalten nur mittelbar die Produktionsstruktur des Agrarsektors, da dieser in erheblichem Maße durch die Austauschbeziehungen an den internationalen Märkten beeinflusst wird. Deshalb sollten die angestrebten Änderungen im Ernährungssektor als eigenständiges Gestaltungsfeld betrachtet werden, aus denen nicht automatisch die intendierten Änderungen im Bereich der Landnutzung und im Agrarsektor folgen. Letztere Verbesserungen können nur durch Landnutzungspolitiken und sektorbezogene Agrarumweltpolitiken erreicht werden.

Eine Veränderung der heutigen Konsum- und Verhaltensmuster im Bereich der Ernährung, die dazu führt, den Verbrauch tierischer Nahrungsmittel zu senken und den Lebensmittelverderb zu verringern, schränkt in Verbindung mit dem Ende der Anbaubiomasseproduktion für energetische Nutzungen die Binnennachfrage nach Agrarprodukten deutlich ein.

In den beiden untersuchten Szenarien werden die definierten Emissionsgrenzen von 35 Mio. Tonnen $CO_2$-$_{Äq}$ für die Quellgruppe 4 Landwirtschaft in Deutschland eingehalten.

Neben dieser Betrachtung der inländischen THG-Emissionen nach der Logik der Emissionsberichterstattung ist die Frage zu klären, welche Effekte von der Agrarproduktion und der Nachfrage nach Agrarprodukten in Deutschland auf Ressourcenansprüche und Emissionen im Ausland ausgehen. Durch den Tierbestandsabbau werden die Flächenansprüche an den Futteranbau außerhalb von Deutschland reduziert, wodurch die Ressourcenansprüche und Emissionen des deutschen Agrar- und Ernährungssektors außerhalb von Deutschland weiter zurückgehen. Gleichzeitig steigen die Agrarexporte, nicht zuletzt von Getreide. Dadurch werden nach dieser Verursacher-orientierten Betrachtungsweise kumulierte THG-Emissionen in andere Länder exportiert. Letztlich steht die Frage im Raum, wie weit die in Deutschland bestehenden landwirtschaftlichen Produktionspotenziale ausgeschöpft werden sollen. Eine starke Einschränkung der Produktion würde angesichts der bis zum Jahr 2050 weltweit ansteigenden Nahrungsmittelnachfrage den Nutzungsdruck auf die Agrarflächen außerhalb von Deutschland erhöhen.

Das Umweltbundesamt sieht angesichts der in den Szenarien errechneten Selbstversorgungsgrade von zum Teil mehr als 100% (d.h. Überschüsse, die exportiert werden. Begünstigt wird eine solche

Entwicklung durch weitere Produktivitätsanstiege bei abnehmender Bevölkerungszahl) auch die Möglichkeit, die Landnutzungsintensität und damit die Produktionsmengen zu reduzieren, beispielsweise durch eine weitergehende Umstellung auf Ökolandbau. Das Umweltbundesamt verweist in diesem Zusammenhang auf eine Studie von Seemüller[486], der unter optimistischen Ertragsannahmen bereits 2001 errechnet hat, dass bei einem Verbrauch von 24 % tierischen und 76 % pflanzlichen Kalorien (die aktuellen Werte liegen bei 39 % bzw. 61 %) die Ernährungssicherung auch bei vollständig ökologischer Landwirtschaft sichergestellt wäre. Im Vergleich zu italienischen Ernährungsgewohnheiten, bei denen der Anteil tierischer Kalorien am Gesamtverbrauch bei 26 % liegt, wäre dies aus seiner Sicht auch nicht als „außergewöhnliches Ernährungsverhalten" einzuschätzen.

Das Thünen-Institut gibt zu bedenken, dass die Ertragsannahmen von Seemüller im Vergleich zu aktuelleren Daten, wie sie für die hier vorgestellten Szenarioanalysen zur Landwirtschaft verwendet wurden (vgl. Tabelle F-12), deutlich günstiger für den ökologischen Landbau ausfallen. Außerdem untersucht Seemüller den notwendigen Flächenanteil für die legume N-Bindung nicht. Deshalb unterscheiden sich seine Ergebnisse grundlegend von den Resultaten der hier vorgestellten Szenarioanalysen, obwohl in beiden Untersuchungen von einer starken Einschränkung des Verzehrs tierischer Produkte ausgegangen wird.

Eine ausführlichere Betrachtung der Außenhandelsbilanz des Agrar- und Ernährungssektors bezüglich der kumulierten Flächen- und Energieansprüche und der THG-Emissionen wird im Bericht des Thünen-Instituts[487] vorgenommen. Sie wurde hier aus Platzgründen stark vereinfacht und auf „THG-Rucksäcke" reduziert. Diese Systembetrachtung macht die letzte Verwendung von Gütern im Binnenland und deren kumulierte Ressourcenansprüche und Emissionen zur Bewertungsbasis. Sie bezieht dabei den internationalen Güteraustausch ein und weicht daher von einer Analyse der THG-Quellgruppen nach dem Inlandsprinzip (wie beim IPCC praktiziert) ab.

Die Analyse der Effekte des Warenimports auf die kumulierten Flächen- und Energieansprüche und die THG-Emissionen von Wirtschaftssektoren ist ohne Einbeziehung der Exporte nicht sinnvoll. Da einerseits Importe bei der Bilanzierung berücksichtigt werden, müssen auch Exporte als Entlastung angerechnet werden. Dieser Zusammenhang kann anhand des derzeitigen, gesamten Umsatzes an kumulierten THG-Emissionen und Primärenergieansprüchen in der deutschen Volkswirtschaft illustriert werden, wie er in den Daten der umweltökonomischen Gesamtrechnungen (UGR) für das Jahr 2007 dargestellt wird.[488] Von den kumulierten THG-Emissionen des Agrarsektors, der Nahrungs-, Futtermittel- und Getränkeindustrie in Deutschland einschließlich der Rohstoffimporte in Höhe von insgesamt 185 Mio. t $CO_{2Äq}$ wurden gut 42 Mio. t über Güter exportiert. Vom kumulierten Primärenergieverbrauch der genannten Sektoren einschließlich Importen in Höhe von 1.190 Petajoule gelangten ca. 280 PJ in den Export. In beiden Fällen entspricht der exportierte Anteil, der als kumulierter Wert der Exportgüter zu verstehen ist, 23 % des Gesamtaufkommens.

Für alle volkswirtschaftlichen Sektoren zusammen lässt sich anhand der UGR-Daten der gesamte deutsche Im- und Export an kumulierten THG-Emissionen und Primärenergieansprüchen abschätzen. Im Jahr 2007 wurden innerhalb von Deutschland insgesamt ca. 1 Mrd. t $CO_{2Äq}$ an Treibhausgasen emittiert, einschließlich der Güterimporte wurden in den deutschen Volkswirtschaft jedoch 1,65 Mrd. t $CO_{2Äq}$ umgesetzt. Die Exporte über kumulierte THG-Belastungen der Güter betrugen 0,65 Mrd. t $CO_{2Äq}$. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2007 bei 14.128 PJ, einschließlich Importen betrugen die kumulierten Primärenergieansprüche der deutschen Volkswirtschaft 23.735 Petajoule. Davon gelangten ca. 11.000 PJ über die kumulierten Primärenergieansprüche der Güter in den Export. Der Anteil der kumulierten THG-Emissionen und Primärenergieansprüche des Imports wie auch des Exports beträgt etwa 40 %.

Diese Zahlen verdeutlichen, dass für ein besseres Gesamtverständnis des Wirtschaftsgeschehens in Deutschland und der insgesamt umgesetzten, kumulierten THG-Emissionen und Primärenergieansprüche die Warenimporte und Vorleistungen der Sektoren mit betrachtet werden sollten. In eine solche Analyse der wirtschaftlichen Verflechtungen muss auch die Güterverwendung einschließlich der Exporte einbezogen werden. Aufgrund der Bedeutung des Vorleistungseinsatzes, der starken internationalen Verflechtungen der Agrarmärkte und der Zusammenhänge zur Flächennutzung sollten Klimaschutzpolitiken im Agrarbereich nicht allein anhand der inländischen, direkten THG-Emissionen in diesem Sektor bewertet werden. Deshalb wurde ein Bewertungsansatz entwickelt, der die kumulierten Flächen- und Energieansprüche sowie der THG-Emissionen der inländischen Güterverwendungen unter Berücksichtigung der Außenhandelsbilanz zur Grundlage hat.

# G. LULUCF – Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

## G.1 Einleitung

In der Kategorie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, im Folgenden kurz LULUCF[CCXXVIII] genannt, werden alle anthropogen verursachten Emissionen behandelt, wie auch die Treibhausgase[CCXXIX] aus Wald, Ackerland, Grünland, Feuchtgebieten, Siedlungsflächen und sonstigen Flächen eingebunden.

Aufgrund der seit Jahrhunderten etablierten hohen Nutzungsintensität in Deutschland wird die gesamte Landesfläche als Kulturlandschaft betrachtet. Eine Fläche zum Beispiel als Truppenübungsplatz oder als landwirtschaftliche Fläche mit anschließender Verbuschung oder sukzessiver Bewaldung zu nutzen, ist danach eine gezielt vom Menschen gemachte Entwicklung. Alle Treibhausgasemissionen und -einbindungen aus LULUCF-Flächen sind somit vom Menschen verursacht.

## G.2 Treibhausgasemissionen

### G.2.1 Systematik und Definitionen

Die Emissionsberichterstattung folgt einer international verbindlichen Systematik, welche durch die Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change) vorgegeben ist. Die Treibhausgasinventare (National Inventory Report[489] und Common Reporting Format-Tabellen) aller Staaten sollen transparent, vollständig, genau, in sich konsistent und miteinander vergleichbar sein.

Damit dies gewährleistet ist legt UNFCCC[CCXXX] fest, dass die Berechnungsmethoden für Emissionen und Einbindungen mit den IPCC[CCXXXI]-Richtlinien konform sein müssen. Die Richtlinien liefern für jede Kategorie Rechenvorschriften und Standardwerte, falls keine nationalen Daten vorliegen.

Bis zur Berichterstattung im Jahr 2014 sind die 2003er IPCC-Good Practice Guidance (GPG) verbindlich. Ab 2014 gelten die aktualisierten 2006er IPCC-Richtlinien. In den neuen IPCC 2006 Richtlinien wurden Fehlstellen der 2003er Vorschriften behoben, Datengrundlagen verbessert und der wissenschaftliche Kenntnisstand aktualisiert.[490]

Da die Berichterstattung ein Prozess ist, der ständiger Weiterentwicklung und Datenerhebung unterliegt, verbessert sich das Treibhausgasinventar kontinuierlich. Die Kategorie LULUCF hat im Vergleich zu den anderen Kategorien des Inventars eine hohe Dynamik, die vor allem auf den fortlaufenden Datenerhebungen beruht (Bsp.: Bundeswaldinventuren). Auch wenn die in diesem Bericht vorliegenden Emissionsdaten nach den IPCC 2003 GPG berechnet wurden, ist es im Folgenden sinnvoll, für den Emissionspfad bis 2050 absehbare Entwicklungen unter den IPCC 2006 Richtlinien zu berück-

CCXXVIII Land-Use, Land Use-Change and Forestry.

CCXXIX Methan und Lachgas werden in geringen Mengen bei Waldbränden und der Landnutzungsänderung zu Ackerland freigesetzt. Im Folgenden beschränkt sich, soweit nicht anders angegeben, die Betrachtung der Emissionsminderungspotenziale auf $CO_2$.

CCXXX United Nations Framework Convention on Climate Change.

CCXXXI Intergovernmental Panel on Climate Change.

sichtigen. Deren Anwendung wird insbesondere in den Subkategorien Wald und Feuchtgebiete ein realistischeres Bild der Emissionssituation zeigen.

Die nach der IPCC-Methodik berechneten Eimissionen und Einbindungen werden nach Abstimmung mit den Bundesministerien entsprechend der Verpflichtung Deutschlands im Klimarahmenabkommen und dem Kyoto Protokoll an das Klimasekretariat geleitet.

Zum besseren Verständnis der Betrachtungen in dieser Kategorie werden nachfolgend wesentliche Begriffe entsprechend Artikel 1 und den Paragrafen 7, 8, 9 des Klimarahmenabkommens dargestellt.

Unter der Bezeichnung „Speicher“ wird eine Komponente des Klimasystems verstanden, in der ein Treibhausgas gespeichert ist.

Eine Senke ist ein Prozess, Aktivität oder Mechanismus durch den ein Treibhausgas, ein Aerosol oder ein Vorläufer eines Treibhausgases aus der Atmosphäre entfernt wird.

Eine Quelle ist ein Prozess, Aktivität oder Mechanismus durch den ein Treibhausgas, ein Aerosol oder ein Vorläufer eines Treibhausgases in die Atmosphäre freigesetzt wird.

Übertragen auf die Kategorie LULUCF heißt das: Mögliche Kohlenstoffspeicher befinden sich im Boden, der oberirdischen und unterirdischen Biomasse, im Totholz, der Streu und den Holzprodukten. Diese Speicher entstehen, weil die Pflanzen durch die Photosynthese der Atmosphäre $CO_2$ entziehen (Senke) und für einen endlichen Zeitraum in Biomasse wie Holz oder Gras speichern. Wird die Biomasse geerntet und in langfristigen Holzprodukten genutzt, wird die Kohlendioxidfreisetzung zeitlich verzögert. Wird die Biomasse allerdings in den Boden überführt und dort als Humus oder unter Sauerstoffabschluss als Torf festgelegt, kann der Kohlenstoff über einen Zeitraum von mehreren hundert bis tausend Jahren gespeichert werden. Atmung, Zersetzung, Ernte, Feuer und anderes führen wieder zur Freisetzung (Quelle) des in der Biomasse gespeicherten Kohlenstoffs.

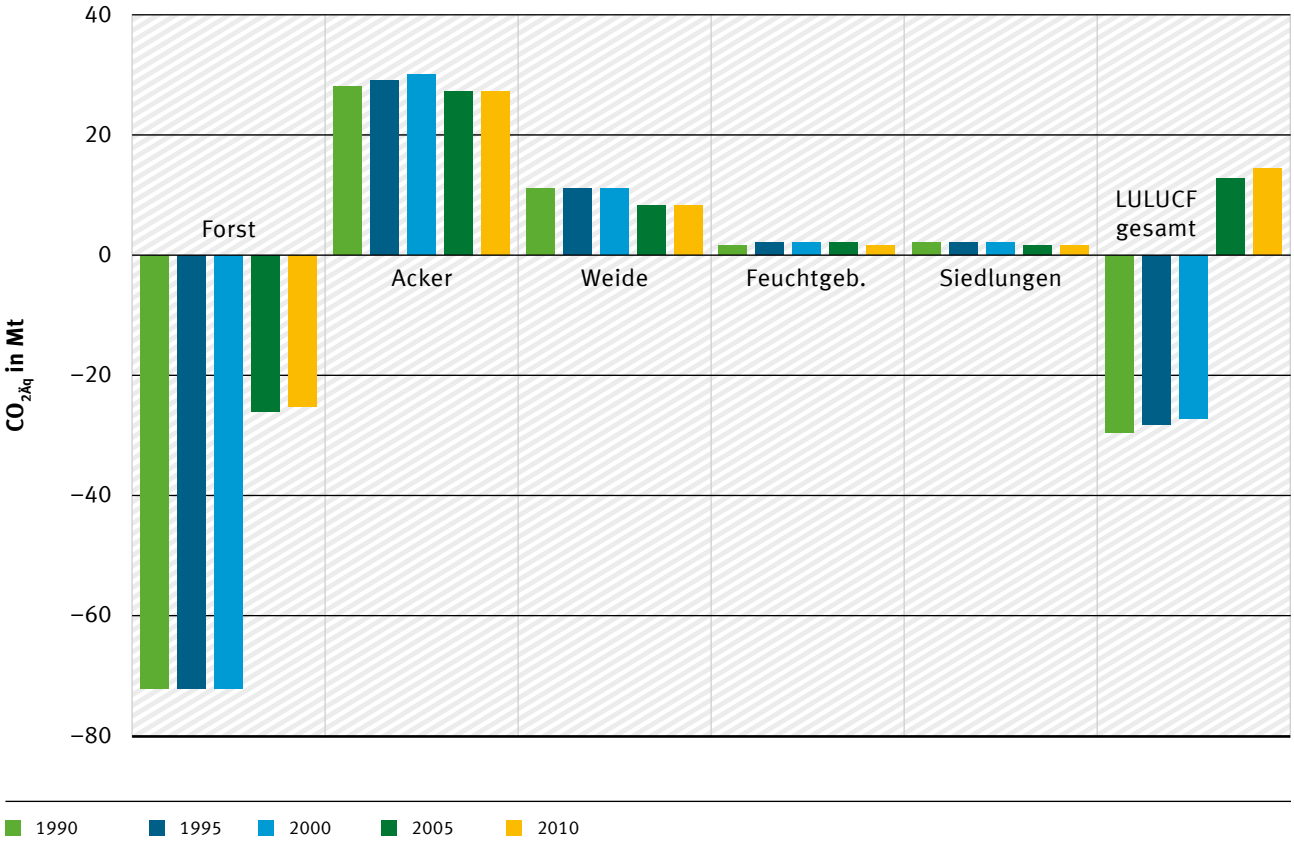
Überwiegen die Einbindungen von $CO_2$ die Emissionen ist die betrachtete Fläche (Wald, Acker oder Wiese) eine Netto $CO_2$-Senke und umgekehrt.

Unbedingt zu beachten ist, dass ein Speicher immer eine potentielle Emissionsquelle bleibt und sein Schutz sehr wichtig ist.

### G.2.2 Emissionsentwicklung

Abbildung G-1 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen (positive Zahlenwerte) und auch ihre Einbindungen als Senke (negative Zahlenwerte) in Mio. t $CO_{2Äq}$ zwischen 1990 und 2010. Die Balken am rechten Ende der Abbildung fassen den gesamten LULUCF-Sektor zusammen, farbig sind die Unterkategorien dargestellt.

Abbildung G-1: Treibhausgasemissionen und -einbindungen in Mt $CO_{2Äq}$ im LULUCF-Sektor, unterschieden nach Unterkategorien[491]




Danach stellt die Landnutzung durch Landwirtschaft, Siedlungen und Feuchtgebiete eine Quelle für Treibhausgase dar, deren Emissionen leicht abnehmen. In Deutschland ist nur der Wald eine Senke für Kohlenstoff. Nach 2000 nimmt die $CO_2$-Bindung um mehr als 40 Mio. t $CO_2$[CCXXXII] ab, was zur Folge hat, dass die $CO_2$-Emissionen aus Acker- und Grünland nicht mehr – durch den Wald überkompensiert werden. Zusammenfassend wird mithin die Kategorie LULUCF insgesamt eine Quelle. Die Ursachen dafür werden im Kapitel G.2.2.1 erklärt.

In Tabelle G-1 sind Emissionen und Einbindung in $CO_{2Äq}$ in der Kategorie LULUCF, sowie die Flächenentwicklung für den Zeitraum von 1990 und 2010 zusammengefasst.

CCXXXII In diesem Kapitel werden die Begriffe $CO_2$ sowie $CO_{2Äq}$ verwendet. Wenn $CO_{2Äq}$ verwendet werden, bedeutet es, dass andere Treibhausgase auch mit eingeschlossen wurden – nur umgerechnet nach Erwärmungseffekt in äquivalenten Erwärmungseinheiten des $CO_2$. Sonst ist bewusst nur $CO_2$ gemeint.

Tabelle G-1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen und -bindungen und identifizierte Flächen für den LULUCF Sektor[492]

| Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Gesamtemissionen in Mio. t $CO_{2Äq}$** [CCXXXIII] | **–27,70** | **–27,20** | **–26,53** | **15,80** | **17,28** |
| **A. Wald** (inkl. $CO_2$ aus Waldkalkung sowie $CH_4$ und $N_2O$ aus Waldbrand) | | | | | |
| $CO_{2Äq}$ in Mio. t | –73,22 | –73,47 | –73,77 | –26,4 | –24,93 |
| Fläche in 1.000 ha | 10.767 | 10.831 | 10.896 | 10.926 | 10.934 |
| **B. Ackerland** [CCXXXIV] | | | | | |
| $CO_{2Äq}$ in Mio. t | 28,96 | 29,60 | 30,41 | 28,64 | 28,46 |
| Fläche in 1.000 ha | 14.397 | 14.439 | 13.713 | 14.318 | 14.203 |
| **C. Grünland** | | | | | |
| $CO_{2Äq}$ in Mio. t | 11,56 | 11,48 | 11,39 | 9,11 | 9,05 |
| Fläche in 1.000 ha | 6.663 | 6.532 | 6.400 | 6.307 | 6.268 |
| **D. Feuchtgebiete** | | | | | |
| $CO_{2Äq}$ in Mio. t | 2,25 | 2,43 | 2,64 | 2,47 | 2,16 |
| Fläche in 1.000 ha | 597 | 596 | 595 | 614 | 631 |
| **E. Siedlungen** | | | | | |
| $CO_{2Äq}$ in Mio. t | 2,75 | 2,77 | 2,8 | 2,0 | 2,55 |
| Fläche in 1.000 ha | 3.275 | 3.309 | 3.342 | 3.551 | 3.681 |
| **F. Sonstiges Land** | | | | | |
| $CO_{2Äq}$ in Mio. t | – | – | – | – | – |
| Fläche in 1.000 ha | 63 | 56 | 48 | 41 | 38 |

Jede Subkategorie ist nach Systematik der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) weiter unterteilt in „unveränderte Flächennutzung“ (z. B. Forest Land remaining Forest Land etc.) und „Flächennutzung verändert zu-“ (z. B. Cropland converted to Forest Land, Grassland converted to Forest Land etc.). Die Änderung der Flächennutzung kann zu einem veränderten Senken- bzw. Quellenverhalten führen. So wird z. B. bei der Umwandlung von Ackerland auf organischen Standorten zu Grünland weniger emittiert und bei der Umwandlung zu Wald sogar zusätzlich $CO_2$ eingebunden.

### G.2.2.1 Wald

Der Wald in Deutschland ist 1990 eine markante Senke gewesen, indem über 70 Mio. t $CO_2$ eingebunden wurden. 2010 beträgt die jährliche $CO_2$-Bindung nur noch etwa ein Drittel dieses Wertes.

CCXXXIII Die Zahlen sind wie in der gesamten Studie dem NIR 2012 entnommen. 2011/2012 fand eine Bundeswaldinventur statt, deren Ergebnisse konnten in dieser Studie nicht mehr berücksichtigt werden. Die Zahlen der Submission 2014 ergaben für das Jahr 2010 für den Wald eine Senke von 52,11 Mio. t $CO_{2Äq}$ und für den LULUCF Sektor insgesamt eine Senke von 5,17 Mio. t $CO_{2Äq}$.

CCXXXIV Hinzu kommen $N_2O$-Emissionen aus organischen Böden, die im Landwirtschaftssektor berichtet werden.

Im Arbeitsbericht[493] „Hintergründe zur Reduktion der Senkenleistung aus Waldbewirtschaftung seit 1990“ des für die Modellierung und die Waldinventuren verantwortlichen Johann Heinrich von Thünen-Instituts (Thünen-Institut) werden folgende ökologische und ökonomische Ursachen für die verringerte Kohlenstoff-Einbindung genannt:

- Hoher Anteil an hiebreifen Bäumen
  (Großflächige Aufforstungen nach dem ersten und zweiten Weltkrieg, vor allem mit Nadelbäumen, führten zu einer Altersklassenstruktur mit deutlich mehr älteren und damit hiebreifen Bäumen[CCXXXV].)
- gestiegene Nachfrage nach Holz auf dem Markt

Beides hat die Nutzungsintensität der Wälder seit dem Jahr 2002 gegenüber 1989–2001 nahezu verdoppelt (siehe auch Abbildung G-2).

Folgende Faktoren verstärken dabei noch den Rückgang der Senkenwirkung:

- ab 2001 verstärkte Abholzung bereits jüngerer Altersklassen als in den Vorjahren
- insbesondere die jetzt 80-jährigen Bestände werden derzeit weit über den Zuwachs in der Altersgruppe hinaus geerntet,
- die Standflächenanteile sehr junger Bestände, die in den ersten 10 bis 20 Jahren zuwachsärmer sind, erhöhen sich.

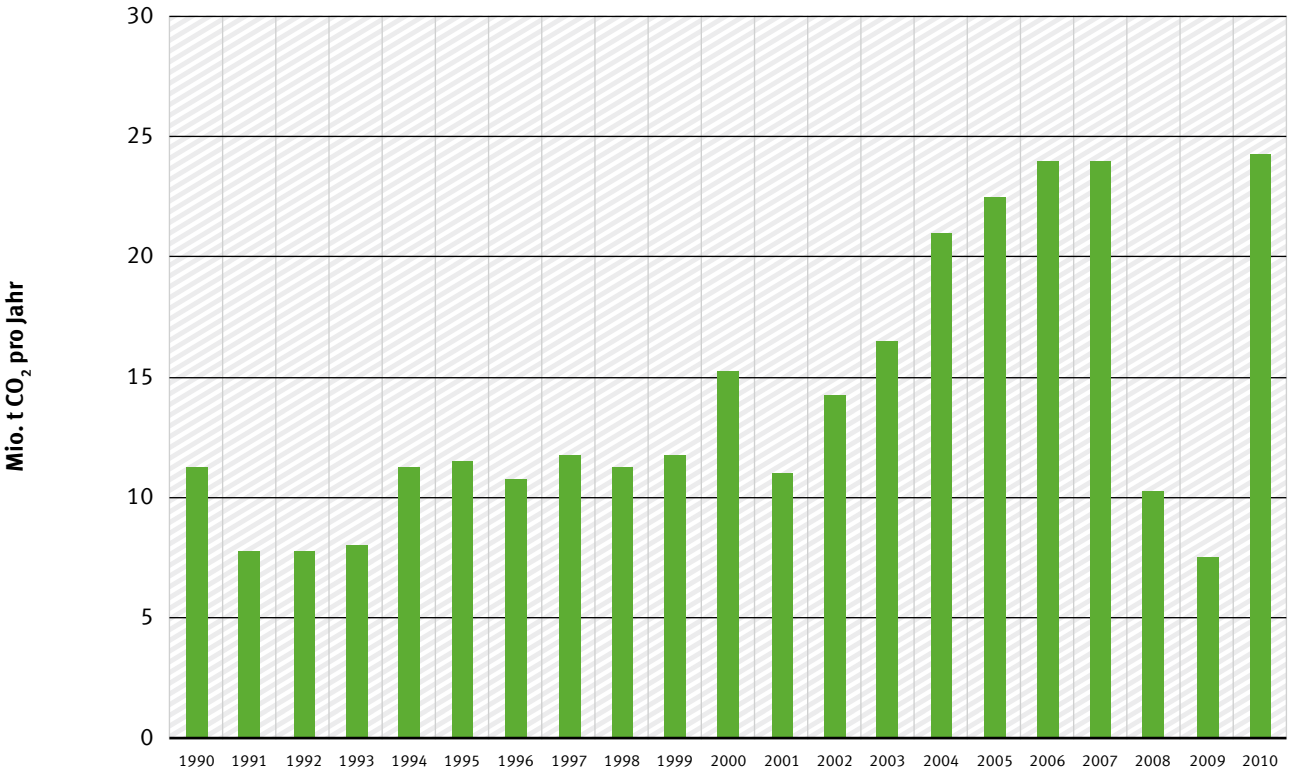
Abbildung G-1 zeigt die Änderungen der Kohlenstoffspeicher bei ober- und unterirdischer Biomasse, Boden, Totholz und Streu wie für die Berichterstattung erforderlich. Der in Holzprodukten gespeicherte Kohlenstoff ist nicht abgebildet. Es wird die sofortige Emission des im Holz gespeicherten Kohlenstoffs mit der Holzernte angenommen, um den Wald als Senke nicht zu überschätzen. Diese konservative Annahme entspricht jedoch nicht der Wirklichkeit, sondern gilt nur für das Energieholz. Durch die stoffliche Nutzung des Holzes, bleibt der im Holz enthaltene Kohlenstoff in den Holzprodukten weiter gespeichert. Während die Speicherung von Kohlenstoff im Wald durch erhöhten Einschlag zurück geht, steigt bei einer zunehmenden stofflichen Nutzung die Speicherfunktion in den Holzprodukten.

Deutschland hat im Mai 2011 erstmals Angaben zur jährlichen $CO_2$-Nettoeinbindung in Holzprodukten an das Klimasekretariat gemeldet, die anschließend in einem Arbeitsbericht des Thünen-Instituts veröffentlicht wurden.[494] Sie sind in Abbildung G-2 dargestellt. Bemerkenswert ist, dass sich diese Menge zwischen 2002 und 2010 im Vergleich zum Zeitraum 1990 bis 2001 verdoppelt hat und offenbar mit dem gestiegenen Einschlag konform geht. Letztendlich ist davon auszugehen, dass der Kohlenstoff auch aus Holzprodukten als $CO_2$ in Abhängigkeit von deren Halbwertszeit verzögert freigesetzt wird[CCXXXVI].

CCXXXV Siehe zur Altersklassenstruktur auch Kapitel G.3.1.

CCXXXVI Halbwertszeiten von Holzprodukten: Schnittholz 35 Jahre, Holzwerkstoffe 25 Jahre, Papier und Pappe 2 Jahre.

Abbildung G-2: $CO_2$ Nettoeinbindungen durch Holzprodukte nach Rüter[495]




### G.2.2.2 Landwirtschaftliche Flächen: Ackerland und Grünland

Die Emissionen aus landwirtschaftlichen Flächen sind seit 1990 konstant hoch. Ursache ist die historisch bedingte Nutzung drainierter Moorstandorte. Pro Flächeneinheit speichern Moore ungefähr dreimal so viel Kohlenstoff wie Wälder inklusive Biomasse. Folglich sind Moore, bzw. organische Böden, nicht nur ein enormer Speicher sondern auch eine große potenzielle Quelle von Kohlenstoffdioxid. Je nach Mächtigkeit des Torfkörpers können entwässerte Moore über mehrere Jahrhunderte $CO_2$ emittieren. Die Bearbeitung der Böden, insbesondere das Pflügen, verstärkt den Abbau des Bodenkohlenstoffes.

Mit knapp 28,5 Mio. t $CO_{2Äq}$ in 2010 kommt aus der Subkategorie Ackerland der Großteil der Emissionen des LULUCF-Sektors. Über 25,1 Mio. t $CO_2$ wurden in 2010 mit der ackerbaulichen Nutzung organischer Böden emittiert. Weitere Quellen sind die Kalkung der landwirtschaftlichen Fläche (1,6 Mio. t $CO_2$) und die Umwandlung von Flächen zu Ackerland- hier wird aus mineralischen Böden sowohl $CO_2$ (1,4 Mio. t $CO_2$) als auch durch den Humusverlust $N_2O$ (0,2 Mio. t $CO_{2Äq}$) emittiert. Am häufigsten werden Grünlandflächen zu Ackerland umgewandelt.

Zu Grünland gehören alle grasbewachsenen Flächen sowie mit Gehölz und Hecken bewachsene Flächen, welche (noch) nicht die Walddefinition erfüllen. Insgesamt verursachte die Grünland-Subkategorie mit 9 Mio. t $CO_2$ die zweithöchsten Emissionen im LULUCF-Sektor. Die landwirtschaftliche Nutzung organischer Böden als Wiesen und Weiden hat, ähnlich dem Ackerbau, $CO_2$-Emissionen zur Folge. Allerdings emittieren die organischen Böden unter Grünland weniger als halb so viele Emissionen wie die gleiche Fläche unter Ackerland. In 2010 wurden knapp 11,2 Mio. t $CO_2$ freigesetzt. Seit 1990 werden zunehmend Grünlandflächen extensiver genutzt und verbuschen mit zum Teil holziger Vegetation. Damit gehen nicht nur die Emissionen aus den betroffenen organischen Grünlandböden

zurück, sondern es wird auch vermehrt Kohlenstoff in der Vegetation gebunden. In 2010 standen den Emissionen Einbindungen in Höhe von 2,2 Mio. t $CO_2$ in Grünlandflächen mit Aufwuchs gegenüber.

Insgesamt wurden im Jahr 2010 36,6 Mio. t $CO_{2Äq}$ durch die landwirtschaftliche Nutzung organischer Böden unter LULUCF inventarisiert. Hinzu kommen weitere 4,8 Mio. t $CO_{2Äq}$ als $N_2O$ aus landwirtschaftlich genutzten organischen Böden, welche nach den Berichterstattungsvorschriften dem Sektor Landwirtschaft zugeordnet werden. Für die weitere Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die landwirtschaftliche Nutzung von Moorstandorten insgesamt 41,1 Mio. t $CO_{2Äq}$ emittiert. Damit verursachen 6 % der landwirtschaftlichen Fläche mehr als 86 % der Bodenemissionen aus der Gesamtfläche Deutschlands.

### G.2.2.3 Feuchtgebiete

Emissionen aus dieser Kategorie beschränken sich fast ausschließlich auf die Flächen mit industriellem Torfabbau. Der abgebaute Torf wird in der Landschaftspflege und im Gartenbau verwendet. Die Emissionen sind seit 1990 auf relativ konstantem Niveau (in 2010 ca. 2 Mio. t $CO_2$). Darüber hinaus umfasst die Kategorie Flächen mit nicht drainierten, naturnahen Moorstandorten und Gewässern aus denen keine anthropogenen Emissionen freigesetzt werden.

Bei naturnahen Mooren mit natürlichen Wasserstandschwankungen in Abhängigkeit von Jahreszeiten und klimatischen Ereignissen geht die Wissenschaft mindestens von einer ausgeglichenen Senken-/Quellenbilanz aus. Über längere Zeiträume sind Moore effektiv Kohlenstoffsenken und der Torfkörper nimmt in seiner Mächtigkeit zu. Der Speicher kann so lange wachsen wie es die vorherrschenden Wasserstände zulassen. Sinkt der Wasserspiegel durch menschlichen Einfluss unter Flur, wird unter Sauerstoffzufuhr der Torf zersetzt und es entsteht $CO_2$. Diese Emissionen werden gemäß der stattfindenden Nutzung in den Kategorien Acker- und Grünland berichtet, aber auch für Wald auf Moorstandorten und für Siedlungsflächen. Methan-Emissionen aus vom Menschen wiedervernässten Feuchtgebieten werden unter den derzeit geltenden IPCC Berechnungsregeln (GPG 2003) ebenso wenig berücksichtigt, wie $CO_2$-Einbindungen in wiedervernässte, wachsende Moore . Damit stellen die Emissionsangaben für Feuchtgebiete im Inventar keine vollständige Bilanz dar. In Deutschland ist dies insbesondere für die Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Moorstandorte relevant. Wie in Kapitel G.2.2.2 beschrieben sind diese HotSpots für Emissionen aus der Landnutzung und bieten entsprechend große Emissionsminderungspotenziale.

### G.2.2.4 Siedlungen

Zu Siedlungen gehören neben besiedelten Flächen u.a. auch Verkehrswege, städtische Grünanlagen, Brachland, Schneisen, Friedhöfe, Sportanlagen etc. Fast die gesamten Emissionen aus dieser Kategorie werden aus den genutzten organischen Böden freigesetzt (ca. 2,5 Mio. t $CO_2$). Mineralböden emittierten ca. 0,58 Mio. t $CO_2$ und die Zersetzung toter organischer Substanz ca. 0,03 Mio. t $CO_2$. Die in Parks, Stadtbäumen, Gärten etc. vorhandene Biomasse stellte eine Senke dar (ca. 0,57 Mio. t $CO_2$). Da in Siedlungen die Vegetation und deren Bedeckungsgrad eine hohe Varianz aufweisen, werden im Inventar vereinfachte konservative Annahmen getroffen. Die tatsächliche Einbindung von $CO_2$ in Siedlungsgrün wird wahrscheinlich unterschätzt. Seit 1990 scheinen die Emissionen aus Siedlungsflächen zurück zu gehen, wobei ein eindeutiger Trend nicht zu identifizieren ist.

### G.2.2.5 Sonstiges Land

In der Unterkategorie Sonstiges Land werden vom Menschen nicht bewirtschaftete Flächen Land geführt. Da dieser Fall per Definition in Deutschland nicht vorkommt, werden hier nur Flächengrößen zur Vervollständigung der Gesamtfläche geführt mit Flächen ohne Emissionen (Felspartien, Sand- oder Eisflächen etc.). Folglich kommen aus der Kategorie Sonstiges Land keine Emissionen.

## G.3 Lösungsräume für die THG-Minderung und Erhöhung von Kohlenstoffeinbindungen

LULUCF ist die einzige Kategorie des Nationalen Inventarberichtes für das deutsche Treibhausgasinventar, die nicht nur Emissionsquelle sondern auch Senke ist.

Für alle Flächen der Landnutzung (Wald, Acker, Wiese, Feuchtgebiet, Siedlung) gilt, dass der in ihnen gespeicherte Kohlenstoff schnell freigesetzt wird, aber die Anreicherung nur sehr langsam erfolgt.

Eine nicht nachhaltige Bewirtschaftung von Flächen führt in der Regel zu hohen Emissionen. Dagegen strebt die nachhaltige Bewirtschaftung von Flächen im Sinne des Klimaschutzes vor allem an, Emissionen zu vermeiden, Senken zu stärken, und die Speicher zu erhalten. Eine erhebliche zusätzliche Einbindung von Kohlenstoff ist bei unveränderter Flächennutzung und nachhaltiger Bewirtschaftung nicht möglich. Aber nicht nur menschliche Handlungen verursachen Treibhausgasemission. Auch Trockenheit, Blitzschläge, Stürme, Wasserstandsänderungen in Mooren u.a. können Treibhausgasemission verursachen.

Ein Speicher ist folglich immer auch eine potentielle Quelle. Alle an die Fläche gebundenen Speicher (Boden, ober-und unterirdische Biomasse) haben entsprechend ihrer natürlichen Ausprägung eine Obergrenze bis zu der sie Kohlenstoff einbinden können. Auch der Holzproduktspeicher lässt sich nicht grenzenlos ausweiten.

Eingebundenen Kohlenstoff pro Fläche signifikant zu erhöhen, ist nur möglich, wenn die vorhergehende Nutzung der Fläche nicht nachhaltig war. Beispiele dafür sind durch Ackerbau ständig dem Boden entzogener Kohlenstoff, der nicht durch beispielsweise Gründüngung wieder hinzugefügt worden ist oder Entwaldung und Walddegradierung gegenüber dem natürlichen Zustand. Gründüngung, Belassen der Pflanzenrückstände auf dem Acker, Wiedervernässung von Mooren, Aufforstungen von Nichtwaldflächen, Nichtnutzung u.a. können zur Erhöhung des Kohlenstoffs im Boden und der Biomasse führen. Darüber hinaus werden auch Geoengineeringmethoden, zum Beispiel massives Einbringen von Biokohle in den Boden oder Pflanzung geklonter oder genmanipulierter Bäume diskutiert.

### G.3.1 Wald

Die oben (Kapitel G.3) beschriebenen Charakteristika für flächengebundene Quellen und Senken, d.h. ihre begrenzte und langsame Speicherfähigkeit und die Gefahr der schnellen Freisetzung von Kohlenstoff, treffen auch auf den Wald zu.

Klimaschutzmaßnahmen müssen deshalb vor allem auf den Schutz der Speicher und, soweit innerhalb der Kapazitäten von Ökosystemen möglich, auf ihre Erhöhung zielen. 2010 wurden in Deutschland pro Hektar Waldfläche netto 2 t $CO_2$ zusätzlich gespeichert.

Nachhaltige Waldbewirtschaftung ist ein unabdingbarer Rahmen, an dem sich die Maßnahmen messen lassen müssen, und ist im Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Förderung der ländlichen Entwicklung durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER)[496] wie folgt beschrieben:

*„Nachhaltige Waldbewirtschaftung ist die Betreuung und Nutzung von Wäldern und Waldflächen auf eine Weise und in einem Ausmaß, das deren biologische Vielfalt, Produktivität, Verjüngungsfähigkeit und Vitalität erhält sowie deren Potenzial, jetzt und in der Zukunft wichtige ökologische, wirtschaftliche und soziale Funktionen auf lokaler, nationaler und globaler Ebene zu erfüllen, ohne andere Ökosysteme zu schädigen."*

Nachhaltige Waldwirtschaft bedeutet mithin, dass eine Vielzahl von Parametern optimiert werden muss und eine alleinige Ausrichtung auf einen Parameter z. B. ein hoher Kohlenstoffspeicher der Nachhaltigkeit widerspricht. Eine solche Ausrichtung würde sowohl wirtschaftliche Aspekte verletzen (z. B. keine Holznutzung) als auch ökologische (z. B. Pflanzen von Arten die maximal Kohlenstoff speichern können).

Ein nachhaltig bewirtschafteter Wald befindet sich immer im Wechselspiel zwischen neu aufgeforsteten, viel Kohlenstoff aufnehmenden jungen, wachsenden Beständen und alten sich dem Gleichgewicht nähernden oder schon zerfallenden Beständen.

Zu beachten ist, dass der Wald bei sich manifestierenden Klimaänderungen zunehmend unter Anpassungsdruck gerät, nicht mehr optimal wachsen kann und umgebaut werden muss.

Folgende Klimaschutzmaßnahmen sind möglich:

- Vergrößerung der Waldfläche:
  - Aufforstung bisher unbewaldeter Flächen,
- Optimierung der nachhaltigen Nutzung, d.h. Reduzierung der Emissionen aus der Waldbewirtschaftung und Holznutzung:
  - Verlängerung der Umtriebszeiten[CCXXXVII],
  - Kaskadenartige[CCXXXVIII] Holznutzung,
  - Substitution von energieintensiveren Produkten mit Holzprodukten[497]
  - Wiedervernässung von Waldmooren.

CCXXXVII Umtriebszeit ist die Zeit, die von der Pflanzung bis zur Baumernte vergeht.

CCXXXVIII Kaskadenartige Holznutzung bedeutet, dass das geerntete Holz zuerst in die stoffliche Nutzung geht (langlebige Holzprodukte wie Bauholz, Möbel oder kurzlebige Holzprodukte z. B. Papier). Erst am Ende sollte die energetische Nutzung des Holzes bzw. des Holzproduktes stehen.

Die Tabelle G-2 gibt eine Übersicht über die möglichen Treibhauseinsparungen der potentiellen Maßnahmen.

Tabelle G-2: Potenzielle Emissionsminderung bzw. Speichererhöhung im Wald

| Maßnahme | Potentielle Einspeicherung |
|---|---|
| Wiedervernässung von Waldmooren | 2,5t/ha/a[498] |
| Aufforstung von Weideland | 18t/ha/a[499] |
| Holzprodukte stoffliche Substitution[CCXXXIX] | 67,8 Mio. t/a bis 2020[500] |
| Holzprodukte energetische Substitution | 37,7 Mio. t/a bis 2020[501] |

Der Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen stehen vielfältige Probleme entgegen:

- Die Aufforstung neuer Flächen konkurriert um anderweitige Flächennutzungsformen (siehe Tabelle G-2). Der Nettozuwachs an Waldfläche hat sich zwischen 1990 und 2010 halbiert, weil immer weniger Flächen für die Aufforstung zur Verfügung stehen. Dies macht die Schwierigkeit deutlich, das in der Literatur[502] angegebene Senkenpotenzial zu mobilisieren. Angesichts einer Abnahme der landwirtschaftlichen Nutzfläche bis 2050 um fast 1,5 Mio ha wird davon ausgegangen, dass keine weiteren Flächen zur Aufforstung zur Verfügung stehen.
- Die Verlängerung der Umtriebszeiten bringt nur eine befristete Erhöhung des Kohlenstoffspeichers (siehe Abbildung G-5, Szenario D). Diese Erhöhung würde aber bei unverändertem Bedarf der deutschen Konsumenten mit einem Vorratsabbau in Wäldern außerhalb Deutschlands einhergehen, global also nicht zu einer Verringerung der Emissionen führen.
- Das Senkenpotenzial bei Wiedervernässung der Waldmoore realisiert sich nur sehr langsam und ist begrenzt. Eine (allerdings konservative) Einschätzung, ergibt ein Emissionsvermeidungs- und Senkenpotenzial von 2,5 t $CO_2$ pro ha und Jahr (siehe Tabelle G-2).
- Durch strikte Anwendung des Prinzips stoffliche Nutzung vor energetischer Nutzung bzw. kaskadenartige Holznutzung lassen sich die THG-Emissionen ebenfalls verzögern und vermindern. Je nach Entwicklung der Nutzungsintensität der deutschen Wälder, wurde eine jährliche Einsparung von 54,6 bis 67,8 Mio. t $CO_2$ bis 2020 berechnet[503], allein durch die stoffliche Substitution von energieintensiven Produkten durch Holz (siehe Tabelle G-2). Projektionen nach 2020 stehen nicht zur Verfügung. Es wird aber davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 die energieintensiven Produkte treibhausgasneutral hergestellt werden, so dass der Substitutionseffekt entfällt.
- Kurzumtriebsplantagen, die zur Anbaubiomasse zählen, werden als mögliche Klimaschutzplantagen im Rahmen dieser Studie nicht mit berücksichtigt.

Zur Berechnung der Wirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen und ihrer Umsetzungsmöglichkeiten einschließlich notwendiger Anreize für den Sektor stehen keine Szenarien und Projektionen zur Verfügung. Weiterhin kann der Einfluss der Folgen des Klimawandels auf den deutschen Wald nur grob ermittelt werden. Dies wäre aber nötig, um eine genaue Schätzung der potentiellen Speicherentwicklung dieser Maßnahmen zu ermöglichen. Um belastbare Ergebnisse liefern zu können, sollten diese Aspekte Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sein.

CCXXXIX Es ist nur möglich die Substitutionseffekte bis 2020 anzugeben und zwar nach [495]. Grund ist Rüter et al. haben die Holzproduktmarktentwicklungen und dadurch auch die Verteilung der Herstellung von unterschiedlichen Holzprodukten bis 2020 modelliert. Ohne weitere Modellierung der Verteilung von den verschiedenen Holzprodukten, ist es nicht möglich ihr Substitutionseffekt bis 2050 zu berechnen. Die in der Tabelle vorgegebenen Zahlen stimmen überein mit WEHAM Szenario A, Business as usual, weil dieses Szenario das THG-Optimum zw. Waldspeicher, Holzspeicher und Substitutionseffekt anbietet.

Abbildung G-3: Substitution und Kaskadennutzung für mehr Ressourcenschonung

Werden energieintensive Produkte durch Holzprodukte aus nachweislich nachhaltiger Waldwirtschaft ersetzt, kann neben einem positiven Beitrag zum Klimaschutz auch ein wesentlicher Schritt zu einer dauerhaft tragfähigen und umweltschonenden Rohstoffversorgung erfolgen. Denn die energieintensiven Produkte bestehen häufig aus Metallen, Erdöl oder anderen mineralischen Rohstoffen wie Kies, Sand oder Steine. Um diese Rohstoffe zu gewinnen und zu verarbeiten ist häufig ein hoher Energieeinsatz erforderlich, die Vorgänge sind teilweise mit erheblichen Umweltbeeinträchtigungen verbunden.[504] Zugleich werden der Natur große Mengen an Material entnommen, obwohl nur ein geringer Teil dieses Materials später tatsächlich im Produkt enthalten ist.

Werden als Ersatz Holzprodukte aus nachhaltiger Waldwirtschaft eingesetzt, die auch verstärkt kaskadenartig genutzt, d. h. nach dem Produktleben in anderen Produkten verwendet werden, kann daraus ein wichtiger Beitrag zur Steigerung der Ressourceneffizienz [CCXL] und Ressourcenschonung[505] resultieren. Holz ist bereits heute der mengenmäßig bedeutendste nachwachsende Rohstoff zur stofflichen und energetischen Nutzung in Deutschland[506]. Es wird traditionell auf vielfältige Weise eingesetzt, ob als Bauholz, Möbel, Fensterrahmen, Transportpalette oder Papier und Pappe. Durch eine verstärkte Wiederbelebung weiterer traditioneller Nutzungen und die Entwicklung innovativer Produkte und Verfahren zur Holznutzung können zum Beispiel im Bausektor Stahl, Beton und Kunststoff zunehmend durch Holz ersetzt werden. So zeigt das Projekt „ÖkoPot“ die ökologischen Potenziale einer Substitution von Produkten im Bausektor durch Holzprodukte auf[507]. Das Forschungsprojekt „BRIX“[508] könnte zeigen, dass für ein achtstöckiges Hochhaus in Holzbauweise eine Reduktion der lebenszyklusweiten Rohstoffverbräuche (inkl. Energie) um fast die Hälfte gegenüber dem herkömmlichen Stahlbetonbau erreicht werden kann. Auch eine deutliche Reduktion der Umweltbelastungen kann damit einhergehen.

Inwieweit die möglichen Substitutionspotenziale tatsächlich genutzt werden können, hängt jedoch entscheidend von der Verfügbarkeit der Rohstoffe ab. Auch nachwachsende Rohstoffe wie Holz sind vor dem Hintergrund begrenzter Flächen, vorrangiger Nutzungen und unter der Prämisse einer dauerhaft tragfähigen und umweltschonenden Produktion nur begrenzt vorhanden. Neben einer umweltverträglichen Produktion ist daher auch eine ressourceneffiziente Nutzung der begrenzten Rohstoffe von hoher Bedeutung. Das heißt, für Holz ist eine möglichst hochwertige und soweit möglich mehrfache Nutzung anzustreben. Ferner bedeutet eine ressourceneffiziente Nutzung auch einen sparsamen Einsatz anderer Ressourcen wie Energie, weiterem Material oder Wasser. Die kaskadenartige Nutzung ist hierfür ein wichtiger Baustein.[CCXLI]

### G.3.1.1 Holzflüsse und Holzverwendung

Nachfolgend werden die Nutzungsmöglichkeiten von Waldholz auf Basis bekannter Studien und Expertenmeinungen zum besseren Verständnis dieser Produktströme für den Klimaschutz dargestellt. Dabei soll insbesondere die Möglichkeiten der stofflichen Nutzung sowie die Kaskadennutzung betrachtet werden.

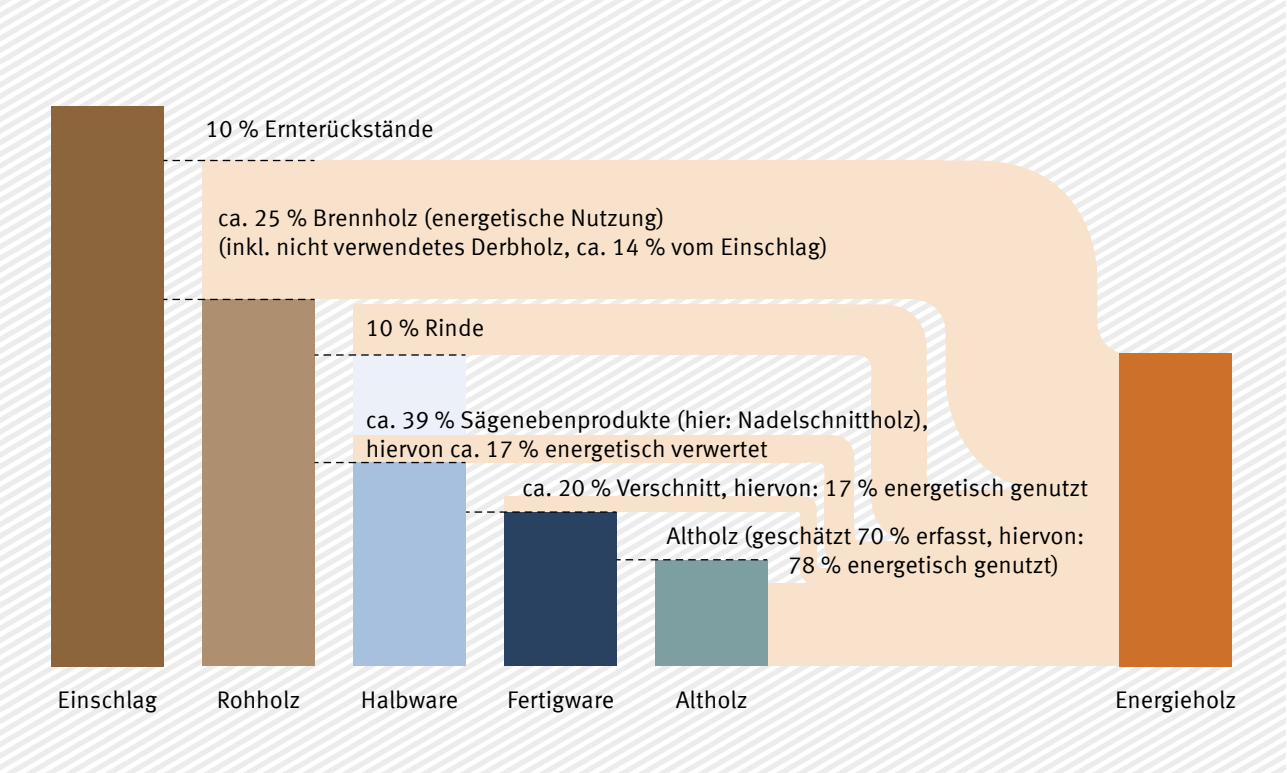
Für den Zeitraum von 2005 bis 2009 wurden am Thünen-Institut für Holzforschung Informationen über die gegenwärtige Holzverwendung und den Stoffstrom von Holz entlang der Forst- und Holz-Verarbeitungskette in Deutschland am Beispiel von Nadelschnittholz ausgewertet.[509] Die Auswertung ist damit nicht umfassend, Laubbäume sind nicht berücksichtigt und auch der Auswertungszeitraum

CCXL Die Steigerung der Ressourceneffizienz ist neben der Suffizienz und Konsistenz eine Strategie zur relativen oder absoluten Senkung der Ressourceninanspruchnahme. Ressourcenschonung ist die sparsame Nutzung natürlicher Ressourcen mit dem Ziel der Erhaltung ihrer Menge und Funktion. Zur weiteren Erläuterung sei auf das UBA Glossar zum Ressourcenschutz verwiesen (UBA 2012 a).

CCXLI Siehe Fußnote CCXXXVI.

muss noch erweitert werden. Die Informationen geben aber erste Hinweise auf die Entwicklung des HWP Speichers. Eine Übersicht der ermittelten Daten wird in der Abbildung G-4 dargestellt. Aus dieser Abbildung und den dortigen Annahmen ist zu entnehmen, dass entlang des Lebenszyklus, von der Holzernte über die Verarbeitung bis zum Abfall/Reststoff, ein Großteil des anfallenden Materials für energetische Zwecke verwendet wird: am Beispiel des Nadelschnittholzes im Schnitt ca. 45 % des gesamten Holzeinschlags, ohne Altholz. Doch wird nur ein Teil des Holzes (ca. 25 %) direkt für energetische Zwecke genutzt, während ein größerer Anteil (etwa 20 %) im Laufe der Verarbeitung und Nutzung diesen Weg nimmt.

Abbildung G-4: Holzflüsse entlang der Verarbeitungskette zw. 2005–2009[510]




(Rüter 2011)

Die Verbrennung von Derb-und Schwachholz ist nicht vollständig zu vermeiden (die obengenannten 25 % die in der Abbildung G-4 als Brennholz bezeichnet werden). Da diese aus Durchforstungsholz und Holzresten von minderer Qualität bestehen und nicht oder eingeschränkt für die stoffliche Nutzung geeignet sind. Das heißt die Alternative zur Abgabe als Feuerholz an Selbstwerber, wäre stattdessen das Holz im Wald zersetzen und de facto die gleiche Menge an THG-Emissionen freisetzen zu lassen. Ein erhöhter Anteil von Totholz verdient natürlich, aus der Sicht anderer Zielen, nähere Abwägung. Zum Beispiel ist mehr Totholz einerseits wichtig, um die biologische Vielfalt zu fördern, andererseits stellt es ein erhöhtes Waldbrandrisiko dar, vor allem mit Blick auf die mit Klimawandel verbundenen, zu erwarteten wärmeren und trockeneren Sommer in vielen Teilen Deutschlands. Hiermit könnten auch Kohlenstoffvorräte, die über mehrere Jahrhunderte gespeichert wurden, innerhalb kurzer Zeit wieder freigesetzt werden.

Wenn man Holz erst nach der stofflichen Nutzung energetisch nutzt, kann der Beitrag zur Triebhausgasminderung noch steigen. Jedoch werden die Stoffströme zu einer energetischen oder stofflichen Nutzung des Industrierestholzes entlang der Verarbeitungskette maßgeblich über das Angebot und

die Nachfrage bestimmt und lassen sich nur schwer beeinflussen. Insbesondere die gegenwärtigen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Energieerzeugung aus Biomasse beeinflussen, inwieweit die Sägenebenprodukte für die Herstellung von Spannplatten oder von Holzpellets verwendet werden.

Die Auswirkungen einer potentiellen Verschiebung von stofflicher Nutzung in eine zunehmende energetische bzw. eine verstärkte stoffliche Nutzung der Sägenebenprodukten können hier jedoch nicht beurteilt werden, da in der benannten Studie[9] nur eine Momentaufnahme vom Nadelschnittholz der Jahre 2005 bis 2009 abbildet wird. Untersuchungswert wäre daher die Frage wie sich der Holzfluss in der Vergangenheit entwickelt hat, und welche unterschiedlichen Optionen bestehen, die Stoffströme entlang der Verarbeitungskette hinsichtlich einer optimierten Wirkung auf die $CO_2$-Bilanz des Sektors zu verändern.

### G.3.2 Landwirtschaftliche Flächen: Ackerland und Grünland

Die organischen Böden unter landwirtschaftlicher Nutzung machen mit 1,2 Mio. ha nur 6 % der Landwirtschaftsfläche in Deutschland aus, emittieren jedoch mit 41,1 Mio. t $CO_{2Äq}$ 86 % der Gesamtemissionen aus Böden oder 4,3 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen[CCXLII]. In der Nutzungsaufgabe und Renaturierung einer vergleichsweise geringen Fläche liegen folglich große Einsparpotenziale von Treibhausgasemissionen. Neben der Nutzungsaufgabe bieten alternative Nutzungen zur herkömmlichen Landwirtschaft Emissionsminderungen unterschiedlicher Quantität:

- Extensive Weidebewirtschaftung von vernässtem Grünland mit robusten Tierrassen
- Paludikulturen: Pflanzung moornaher Vegetation wie Röhricht, Erlen, Torfmoose, Pilze oder Beeren etc. zur stofflichen Nutzung oder als Lebensmittel

Obgleich eine Renaturierung ohne Nutzung vorzuziehen ist, können im Einzelfall alternative Nutzungen sinnvoll sein. Dies sollte vor allem aufgrund von Nutzungskonflikten und Wirtschaftseinbußen in Betracht gezogen werden. In den Landwirtschafts-Szenarien des THGND 2050 werden Paludikulturen nicht betrachtet.

Auf die inventarbedingten Grenzen bei der Berücksichtigung von $CH_4$ Emissionen aus wiedervernässten organischen Böden und C-Einbindungen in renaturierte Moore wird in Kapitel G.3.3 eingegangen[CCXLIII].

### 6.3.3 Feuchtgebiete

Die Emissionen aus Feuchtgebieten sind nach der Inventarsystematik fast ausschließlich auf den industriellen Torfabbau zurück zu führen. Organische Böden unter landwirtschaftlicher Nutzung werden in Kapitel G.3.2 besprochen.

Wie in Kapitel G.2.2.3 bereits angesprochen, wird auf Ebene der Inventarerstellung angestrebt, internationale Vorschriften zur Berücksichtigung von $CH_4$-Emissionen aus wiedervernässten Mooren und $CO_2$-Einbindungen in wachsende Moore zu implementieren. Nach langjähriger Nutzung und Drainage können aus einem drainierten Moor nach der Wiedervernässung vorübergehend hohe $CH_4$-Emissio-

CCXLII Gesamtemissionen inklusive $CO_2$ aus LULUCF.

CCXLIII Organische Böden, die unter Acker- und Grünland berichtet werden, werden nach der Wiedervernässung als (Land converted to ...) Feuchtgebiete inventarisiert werden.

nen austreten, die sogar deutlich über den vorangegangenen $CO_2$-Emissionen liegen. Ursache ist der anaerobe Abbau von vorhandener moorferner Vegetation. Durch eine regulierte und überwachte Wiedervernässung können diese Methanspitzen allerdings weitestgehend vermieden werden. Aber auch wachsende Moore emittieren im Jahresverlauf mit Schwankungen des Wasserspiegels Methan und Kohlenstoffdioxid. In der Nettobilanz sind wachsende Moore Kohlenstoffspeicher mit einem langsamen aber stetigen Kohlenstoffaufbau.

Abgesehen von dem Minderungspotenzial durch die Einstellung des industriellen Torfabbaus ist es aufgrund unzureichender Daten nicht möglich, an dieser Stelle eine abschließende Schätzung zum Beitrag und zu den Potenzialen bereits bestehender Moore abzugeben. Die Abhängigkeit der Moore von der Wasserverfügbarkeit wird in einigen Regionen Deutschlands durch den Klimawandel bis 2050 an Relevanz gewinnen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf zu Treibhausgasflüssen in und aus Mooren und die zusätzliche umfassende Erhebung von Daten über mehrjährige Zeiträume.

### G.3.4 Siedlungen

Senkenpotenzial liegt im Ausbau der Stadtbegrünung, insbesondere die Begrünung von Industriegebieten mit Bäumen sowie die innerstädtische Bestockung. Derzeit laufen Projekte um die tatsächliche aktuelle Senkenfunktion von Stadtgrün im Inventar besser abschätzen zu können. Darauf aufbauend sollte für weitergehende Abschätzungen untersucht werden, welche Potenziale die derzeitige Flächennutzung für eine umfassende Begrünung bietet. Darüber hinaus sollte eine zusätzliche Nutzung und Versiegelung organischer Böden vermieden werden.

## G.4 THG-Minderungsszenarien und Kohlenstoffeinbindungsszenarien

Der Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft nimmt durch seine potenzielle Senkenfunktion, die vorhandenen und zu schützenden großen natürlichen Speicher in Boden und Biomasse, der langsamen Wirksamkeit von Maßnahmen und seine starke und direkte Abhängigkeit von natürlichen Einflüssen (u.a. vom Klima und dessen Änderungen) im Vergleich zu den anderen Sektoren eine spezielle Rolle ein. Darüber hinaus ändern Maßnahmen im LULUCF Sektor nicht nur die Treibhausgasemissionen und -bindungen, sondern greifen auch in die Lebensmittel- und Rohstoffversorgung ein und beeinflussen aufgrund globaler Vernetzungen nicht nur nationale Gegebenheiten. Diese Umstände erschweren es die Möglichkeiten, Potenziale und Entwicklungen der Treibhausgasemissionen und -bindungen im Bereich LULUCF, insbesondere für den Waldbereich abzuschätzen.

### G.4.1 Wald

Für alle im Kapitel G.3.1.1 aufgeführten Klimaschutzmaßnahmen im Wald liegen keine Projektionen vor.

Aus diesem Grund werden die Projektionen des Thünen-Instituts (Abbildung G-5) zur weiteren Waldentwicklung und dem Holzbedarf in Deutschland (WEHAM[CCXLIV]) mit drei Szenarien und Ergebnissen bis 2040 verwendet.

CCXLIV WEHAM: WaldEntwicklungs- und HolzAufkommensModellierung.

Das WEHAM[CCXLV] Modell berechnet die potenzielle Rundholzverfügbarkeit und die damit im Zusammenhang stehende Entwicklung des Waldes, insbesondere des Zuwachses der nächsten 40 Jahre. WEHAM ist ein Einzelbaummodell, das aus drei Untermodellen für Baumwachstum, Holzgewinnung/Ernte und für Nutzholzsortimente besteht.[511] Das Wachstumsuntermodell basiert auf den zwei deutschen Waldinventurdaten von 1987 und 2002 und der Inventurstudie von 2008. Es wird genutzt für die Extrapolation des Zuwachses im regionalen und Artenbereich. Das Holzgewinnungsuntermodell enthält Annahmen über Größen wie die Intensität und Häufigkeit des Auslichtens, des Alters und des Minimaldurchmessers der Bäume bei der Ernte. Zusätzlich kann das WEHAM Modell den Zuwachs der vorherrschenden Baumarten abschätzen. Allgemeine Bedingungen wie Klima, Auswahl der Arten oder der Forstflächen mit rechtlicher Nutzungsbeschränkung können nicht parametrisiert werden. Das Model schließt auch ökonomische Parameter, technische Bedingungen (wie Steilheit der Hänge, Forstwegedichte) und Baumsterben aus. Die Zahlen stammen für die Jahre 1990 bis 2007 aus dem „Framework for Integrated Environmental and Economic Accounting of Forests – IEEAF“ der europäischen Kommission.

Von 2003 bis 2040 liegen Daten aus dem WEHAM-Modell des vTI vor. Die Werte der Abbildung G-5 zwischen 2003–2007 sind aus dem Durchschnitt der IEEAF-Werte und denen des entsprechenden WEHAM-Szenarios errechnet worden. Positive (schwarze) Zahlen bedeuten $CO_2$ Emissionen in die Atmosphäre; negative (rote) Zahlen bedeuten $CO_2$ Entzug aus der Atmosphäre (Senke). Holzprodukte werden im Modell nicht berücksichtigt, es wird von sofortiger Emission des eingeschlagenen Holzes ausgegangen. Darüber hinaus werden im WEHAM Modelles das Klima und seine mögliche Änderung nicht berücksichtigt.

Das Szenario A bedeutet Waldbewirtschaftung wie bisher (BAU, Business-as-usual). In Szenario D wird eine 20 % längere Umtriebszeit, d.h. verlangsamte Nutzung (von deutschen Wäldern), angenommen und in F eine kürzere Umtriebszeit, d.h. intensivere Nutzung. Es ist zu beachten, dass die Holzprodukte nicht berücksichtigt sind.

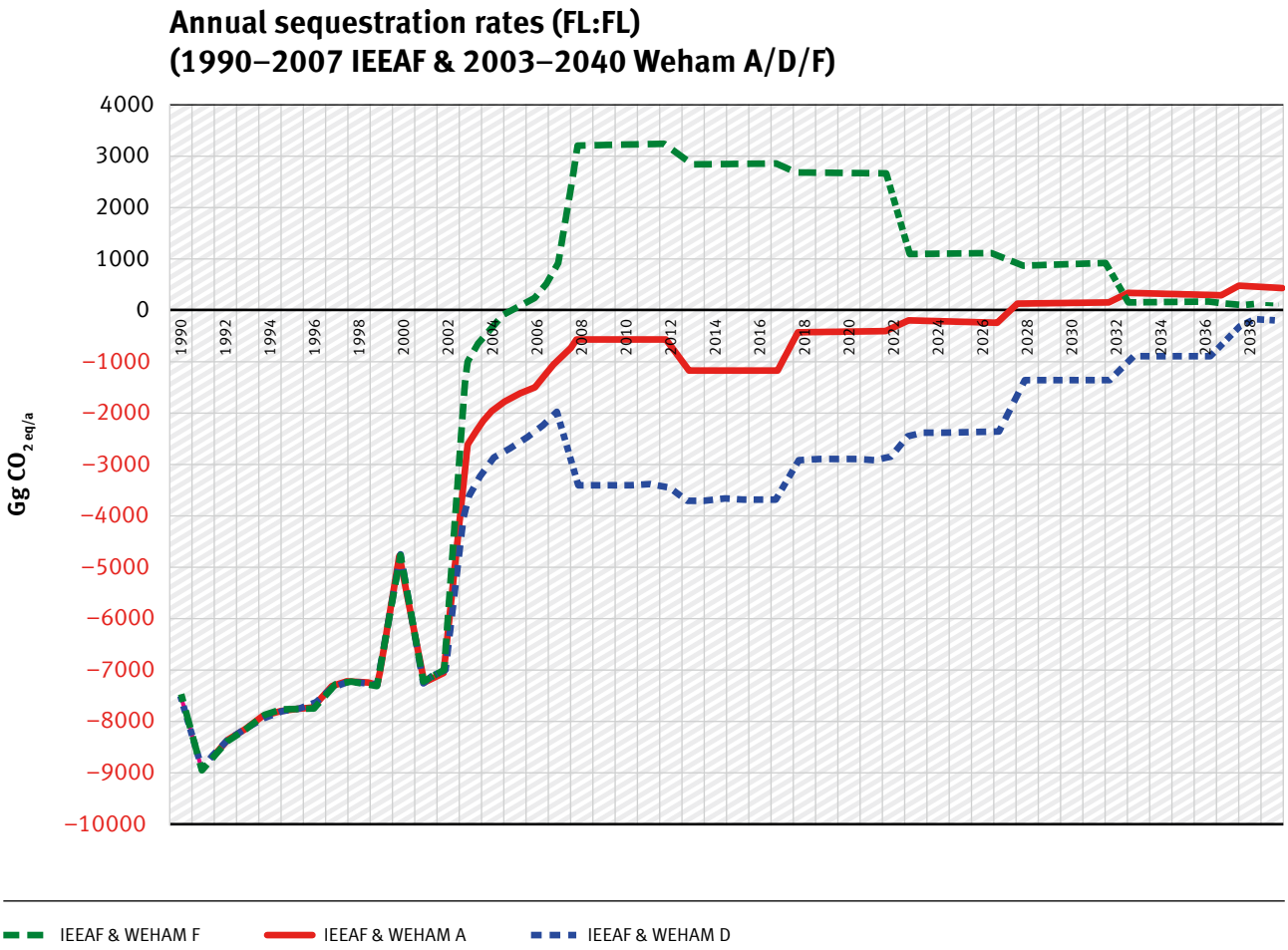
Es wird deutlich, dass unabhängig von der Wahl des Szenarios und der unterschiedlichen Entwicklung in den Zwischenjahren 2040 die Emissions-/Einbindungsbilanz der deutschen Wälder nur wenig um die Nulllinie schwankt.

Ohne Änderungen der derzeitigen Waldbewirtschaftung (Szenario A) werden die deutschen Wälder ab Ende der zwanziger Jahre zur leichten Netto-Emissionsquelle

Die Verlängerung der Umtriebszeiten verbunden mit einer Reduktion des Holzeinschlags führt zwischenzeitlich für ca. 30 Jahre zu einer Erhöhung der Kohlenstoffbindung, aber letztendlich durch das erhöhte Hiebalter nur zu einer Verschiebung der Freisetzung. Langfristig lässt sich kein Nettoeffekt erzielen. Abgesehen davon ist eine solche Reduktion der Holznutzung unrealistisch. Sie ließe sich in Deutschland nur durch steigende Holzimporte umsetzen, damit würden die Emissionen in andere Länder verlagert werden, möglicherweise in solche, die bereits jetzt mit Entwaldung und anderen Umweltproblemen kämpfen. (Die THG-Fußabdruck Deutschlands würde dadurch mindestens gleich groß bleiben).

CCXLV Weiterführend siehe auch: http://www.vti.bund.de/no_cache/de/startseite/institute/woi/projekte/treibhausgasinventare/unterprojekte-thg/weham.html.

Abbildung G-5: Jährliche Emissionen und Einbindungen in kt (Gg) $CO_{2Äq}$ von der Waldbewirtschaftung[512]




Das Thünen-Institut[513] hat berechnet, dass bis 2020 je nach Szenario zwischen 84 (WEHAM D) und 118 (WEHAM F) Mio. t $CO_2$ durch energetische und stoffliche Substitution eingespart werden können. Der Großteil der $CO_2$ Einsparungen entfällt dabei auf die stoffliche Holznutzung.

Abgeleitet von den WEHAM Szenarien und der Forderung nach strikter Einhaltung des Prinzips der nachhaltigen Waldnutzung hält das UBA es für plausibel und realistisch den deutschen Waldsektor langfristig bei null-Netto-Emissionen zu halten. In der Realität heißt dass, die Emissionen/Bindungen pendeln um den Nullwert. Ein exaktes Einhalten des Nullwertes im Jahr 2050 ist unwahrscheinlich aber auch weniger relevant. Viel wichtiger ist, dass die Durchschnittsemissionen über längere Zeit bei 0 oder niedriger liegen und gesichert wird, dass weiterhin nicht mehr Holz geerntet wird als nachwächst.

Auf Grund der geltenden Grundannahmen für den Gesamtbericht ist für die zukünftige Entwicklung das BAU Szenario das entscheidende. Das Nutzungserhöhungsszenario widerspricht den Grundannahmen und das Nutzungsminderungsszenario kann nicht gewählt und empfohlen werden, weil der Holzbedarf unverändert hoch ist, und damit nur Emissionsverlagerungen in andere Länder erfolgt.

Es liegt kein Szenario für 2050 vor und keines, das die Einbindung von Kohlenstoff in Holzprodukten berücksichtigt. Es kann damit keine belastbare Zahl für 2050 angegeben werden.

### G.4.2 Landwirtschaftliche Flächen: Ackerland und Grünland

In dem Sachverständigengutachten „Minderungspotenzial von Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft“ ermittelt das Thünen-Institut für Ländliche Räume Einsparpotenziale von 37,1 Mio. t $CO_{2Äq}$ auf 1,05 Mio. ha landwirtschaftlich genutzter organischer Böden.[514] 633.000 ha Grünland und 420.000 ha Ackerland auf Moorböden können aus der Nutzung genommen und restauriert werden. Auf den verbleibenden 180.000 ha Ackerfläche ist aufgrund der räumlichen Nähe zu Siedlungen und Infrastruktur, oder der irreversiblen Schädigung der Torfkörper den Annahmen zufolge keine Wiedervernässung möglich. Hier wird von einer Umwandlung zu Grünland mit extensiver Bewirtschaftung ausgegangen. Aus diesen Flächen werden auch zukünftig noch 4 Mio. t $CO_{2Äq}$ emittiert werden. Der Entzug von fast 6 % der landwirtschaftlichen Fläche ist eine erhebliche Einschränkung der Produktionsgrundlage des Agrarsektors und wird in den Landwirtschafts-Szenarien des Thünen-Instituts berücksichtigt (siehe Kapitel G)[CCXLVI]. Da 2050 keine Flächen mehr in Ackerland umgewandelt werden, werden die Emissionen aus Landnutzungsänderung zu Acker eingespart. Den derzeitigen Ergebnissen des Treibhausgasinventars folgend, werden für die landwirtschaftliche Nutzung von Mineralböden keine Emissionen angenommen (NIR 2012 Kapitel 7.3.4.3).

Mit den für 2050 angenommenen 1,5 Mio. t $CO_2$ aus landwirtschaftlicher Kalkung ergeben sich insgesamt Emissionen in Höhe von 5,5 Mio. t $CO_{2Äq}$ aus landwirtschaftlich genutzten Flächen.

### G.4.3 Feuchtgebiete

Eine Einstellung des Torfabbaus und der – soweit möglich – weitestgehende Ersatz von gartenbaulichem Torf durch Alternativen wie Kokosfasern oder Terra Preta, bieten Minderungspotenziale von bis zu 2 Mio. t $CO_2$. Hier sollte darauf geachtet werden, dass durch ein Torfabbauverbot in Deutschland Emissionen ins Ausland verlagert werden können, sollte nicht zeitgleich ein Importverbot für Torf erlassen werden.[CCXLVII]

### G.4.4 Siedlungen

Dem vTI-Sachverständigengutachten folgend wird für das Jahr 2050 keine zusätzliche Flächenumwandlung durch Siedlung und Verkehr angenommen. Den Annahmen gemäß fällt die Flächeninanspruchnahme linear von 80 ha/Tag in 2007 auf 30 ha/Tag in 2020 (Bundesregierung (2002)), um dann weiter linear auf den Zielwert Null in 2050 zu sinken. Die THG-Emissionen für Siedlungen von 2010 werden fortgeschrieben, für 2050 werden somit Emissionen in Höhe von 2,5 Mio. t $CO_2$ veranschlagt. Abschätzungen zu einem Ausbau des Senkenpotenzials von Siedlungsgrün können aufgrund fehlender Daten nicht getroffen werden.

## G.5 Zusammenfassung

Unter den in Kapitel G.4 beschriebenen Annahmen würde sich für das Jahr 2050 eine Emissionshöhe von 8 Mio. t $CO_{2Äq}$ für die Landnutzung ohne Forst ergeben. Für die ländlichen Räume werden Einsparpotenziale von 37,1 Mio. t $CO_{2Äq}$ auf 1,05 Mio. ha landwirtschaftlich genutzter organischer Böden

CCXLVI [475], Kapitel 5.1.

CCXLVII Torfimporte in die Schweiz bei gleichzeitigem Abbauverbot: http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20103106

angenommen. 633.000 ha Grünland und 420.000 ha Ackerland auf Moorböden müssen dafür aus der Nutzung genommen und restauriert werden.[515] Wird der Torfabbau eingestellt und der gartenbauliche Torf – soweit möglich – durch Alternativen wie Kokosfasern oder Terra Preta ersetzt, ergeben sich Minderungspotenziale von bis zu 2 Mio. t $CO_2$.

Dem Forstbereich liegt kein Szenario für 2050 zugrunde, das die komplexen, sowohl ökologischen (natürliche und anthropogen beeinflusste Zyklen, Auswirkungen des Klimawandels, Berücksichtigung naturschutzfachlicher Ziele,) als auch ökonomischen Implikationen (Rohstofflieferant, Sicherung ökosystemarer Dienstleistungen) berücksichtigt. Für den deutschen Waldsektor sind langfristig Nullnettoemissionen denkbar, wenn das Nachhaltigkeitsprinzip strikt angewendet wird.

Bei der Wirkung von Emissionsminderungs- bzw. Senkenerhöhungsmaßnahmen muss beachtet werden, dass der in Flächen und Biomasse gespeicherte Kohlenstoff schnell freigesetzt wird, die Anreicherung aber nur sehr langsam erfolgt.

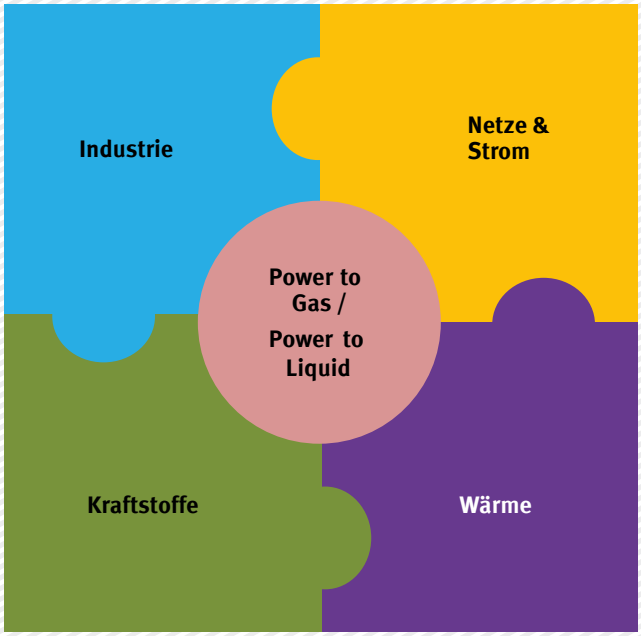
# H. Fazit/Diskussion

Ein treibhausgasneutrales Deutschland mit einem jährlichen Pro-Kopf-Ausstoß von 1 t $CO_{2Äq}$ im Jahr 2050, was einer Senkung der Emissionen um 95 % entspricht, ist technisch möglich. Wir beschreiben eine mögliche Option in einem Lösungsraum.

Es ist möglich, nicht nur die Stromversorgung, sondern auch den Kraft- und Brennstoffbedarf mit erneuerbaren Energien zu decken. Zentraler Baustein ist die Umwandlung von erneuerbar erzeugtem Strom zu Wasserstoff, zu Methan und höherkettigen Kohlenwasserstoffen (Power to Gas und Power to Liquid). Der Strombedarf steigt dadurch stark an.

Basis unseres Szenarios ist, dass die Energieversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt wird und Effizienzpotenziale weitgehend ausgeschöpft werden. Damit gehen die Emissionen aus dem Energiesektor auf nahezu Null zurück und auch die anderen Sektoren können ihre Emissionen wesentlich mindern. Ein zentraler Baustein für unser Szenario ist die Umwandlung von erneuerbar erzeugtem Strom zu Wasserstoff, zu Methan und höherkettigen Kohlenwasserstoffen (Power to Gas (PtG)und Power to Liquid (PtL)). Nur so kann in unserem Szenario der Bedarf an Kraft-, Brenn- und Rohstoffen in den Sektoren Industrie und Verkehr sowie dem Wärmesektor gedeckt werden. Damit steigt der Strombedarf stark an, weit hinaus über die Strommenge, die als überschüssiger Strom bezeichnet werden kann.

Abbildung H-1: Überblick zum möglichen Anwendungsbereich von Power to Gas/Power to Liquid im UBA THGND 2050 – Szenario




Die technischen Potenziale, diese Strommengen national zu erzeugen, sind zwar vorhanden, da aber zum Beispiel aus ökologischen oder ökonomischen Gründen nur ein Teil dieser Potenziale sinnvoll erschlossen werden kann, gehen wir davon aus, dass ein Teil des in Deutschland benötigten Stroms im Ausland produziert würde. PtG und PtL könnten dann ebenfalls am Ort der Stromerzeugung erfol-

gen und die Brenn- und Kraftstoffe könnten importiert werden. Der Anteil Primärenergieimporte[CCXLVIII] läge unter der Annahme einer nationalen Stromversorgung (466 TWh) entsprechend heutiger Verhältnisse in der gleichen Größenordnung wie heute.

Um ein treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 zu verwirklichen, sind in einigen Bereichen Technikinnovationen und die Weiterentwicklung heutiger Technik notwendig. Hier besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Wir haben uns in unserer Studie am besten derzeit verfügbaren Stand der Technik orientiert. Allerdings sind wir auch bei neuen Techniken und technischen Anwendungen, die bislang nur in kleinem Maßstab erprobt sind, von einer breiten Markteinführung ausgegangen. Uns ist bewusst, dass hierfür zahlreiche Technikinnovationen im Laufe der nächsten vier Jahrzehnte notwendig sind. So stehen beispielsweise Power to Gas und vor allem Power to Liquid erst am Beginn der marktreifen Umsetzung. Derzeit sind in Deutschland mehrere Demonstrationsanlagen in Betrieb. In Island wird bereits eine Power to Liquid-Anlage kommerziell betrieben.

Es wird immer deutlicher, dass es bei der Umstellung des Energiesystems auf ein treibhausgasneutrales Wirtschaftssystem beträchtliche Gestaltungsspielräume gibt. In jedem Fall wird der Umstieg des Energiesystems auf erneuerbare Energien eine Schlüsselstellung einnehmen. Die Energiewende und die Umsetzung ambitionierter Klimaschutzziele sind damit eine politische und gesellschaftliche Aufgabe, die vom Ende her gedacht und gestaltet werden muss: eine praktisch vollständig treibhausgasneutrale Wirtschafts- und Lebensweise.

Um den Lösungsraum zu erweitern und besonders geeignete Transformationspfade zu identifizieren, sind weitere Analysen notwendig. So sollte untersucht werden, ob der hohe Strombedarf gesenkt werden kann. Dies gilt besonders für den Verkehrssektor. Hier muss geprüft werden, ob die Anwendung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff und der direkte Einsatz von Strom ausgebaut werden können. Auch weitere Verkehrsvermeidungs- und Verlagerungspotenziale sind zu prüfen.

Wasserstoff wird heute noch nicht als Endenergieträger eingesetzt – weder zur Verstromung noch im Verkehr. Hier besteht erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Gegenüber Methan und flüssigen Kraftstoffen hat Wasserstoff erhebliche Vorteile (geringere Umwandlungsverluste), allerdings auch Nachteile (geringere Energiedichte).

Inwieweit mehr Strom im Verkehr direkt eingesetzt werden kann bzw. ob statt flüssigen Kraftstoffen in Zukunft gasförmige wie Methan oder Wasserstoff eingesetzt werden können, ist zukünftig zu untersuchen. Beim möglichen Einsatz von Wasserstoff ist die notwendige Infrastruktur einer intensiven umfassenden Betrachtung zu unterziehen. Mit Wasserstoff können die hohen Umwandlungsverluste deutlich verringert werden, damit sinkt auch der Strombedarf[CCXLIX]. Derzeit diskutierte Vorschläge, zum Beispiel die Installation von Oberleitungen auf Autobahnen und die damit verbundene Umstellung von Lkw auf Hybrid-Betrieb müssen mit Blick auf die Effizienz des Gesamtsystems und die Kosten weiter untersucht und bewertet werden.

Wir haben für das Jahr 2050 angenommen, dass sich auch Energie einsparen lässt, indem Verkehr vermieden und verlagert wird. Dabei wurde nur eine gemäßigte, aus heutiger Sicht wahrscheinliche Entwicklung betrachtet. Werden weitreichende Maßnahmen umgesetzt (z. B. Fahrbeschränkungen) oder treten weitreichende Verhaltensänderungen ein (z. B. Lebensstiländerungen), würde dies zu

CCXLVIII Entsprechend unserer Studie ist die Nettostromerzeugung für 2050 der Primärenergie gleichzusetzen.
CCXLIX Nettostrombedarf.

stärkeren Vermeidungs- und Verlagerungswirkungen führen. Eine Akzeptanz solch weitreichender Maßnahmen setzt jedoch eine intensive gesellschaftliche Debatte voraus.

Unsere Studie klammert die ökonomische Kosten-Nutzen-Betrachtung aus. Uns geht es darum, in einem ersten Schritt zu zeigen, ob ein klimaneutrales Deutschland überhaupt technisch darstellbar ist. Wie viel es kosten wird, die Emissionen um 95 % zu senken und welcher ökonomische Nutzen dieser Transformation gegenübersteht, können wir daher nicht sagen. Hier müssen weitere Untersuchungen zeigen, wie sich Kosten und Nutzen im Einzelnen darstellen würden. Außerdem ist zu analysieren, welche ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig sind, um die Entwicklung und Marktdiffusion der erforderlichen technischen Innovationen anzustoßen.

Langfristige ökonomische Analysen sind stets mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Zum Teil ist über die Kosten einzelner Techniken noch wenig bekannt, zum Beispiel zu den Kosten von Power to Gas und Power to Liquid. Durch die hohen Umwandlungsverluste steigen die Kosten jedoch mit jeder weiteren Umwandlungsstufe vom Wasserstoff zu flüssigen Kraftstoffen allein schon durch den hohen Stromverbrauch. Hier besteht Forschungsbedarf. Kostenbetrachtungen für die verschiedenen Antriebs- und Kraftstofftechniken im Verkehrssektor, die auch Lernkurven berücksichtigen, sind eine wichtige Voraussetzung um umfassend bewerten zu können, sie wurden jedoch in dieser Studie nicht vorgenommen.

In unserer Studie betrachten wir nicht die Frage, welche Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um bestimmte Techniken einzuführen. Dies betrifft zum Beispiel den Einsatz von Methan in der chemischen Industrie als Kohlenstoffquelle. Eine Umstellung der Mineralölindustrie ist nicht zu erwarten, solange Öl kostengünstiger als regeneratives Methan ist, zumal großtechnische Investitionen erforderlich sind. Die Politik müsste dazu geeignete Rahmenbedingungen schaffen.

Ein treibhausgasneutrales Deutschland sollte sich an weiteren Nachhaltigkeitskriterien orientieren. Insbesondere die Wechselwirkungen zur Ressourcenproduktivität müssen weiter untersucht werden.

Den Anbau von Biomasse zur ausschließlich energetischen Nutzung haben wir wie in der Einleitung beschrieben aus Gründen der Nachhaltigkeit ausgeschlossen. Im Unterschied zu anderen Studien berücksichtigen wir auch CCS nicht, unter anderem weil die Speicherkapazitäten in Deutschland begrenzt sind. Die Nutzung der Kernenergie ist für Deutschland keine Option mehr.

Wechselwirkungen zur Ressourcenproduktivität konnten wir in unserer Studie nicht abbilden. Hier muss weiter untersucht werden, wie sich die Ziele des Klimaschutzes und der Ressourceneffizienz sinnvoll ergänzen und wie sich etwaige Widersprüche zwischen beiden Zielen auflösen lassen.

Auch müssen manche Klimaschutztechniken noch auf ihre Umweltauswirkungen hin untersucht und bewertet werden.

Bei einer umfassenden Betrachtung müssen auch mögliche Verlagerungen von Emissionen ins Ausland berücksichtigt werden. In unserer Studie geschieht dies nur ansatzweise. Wir haben nur die im Inland entstandenen Emissionen betrachtet – angelehnt an die Methode für die Emissionsberichterstattung. Es werden also jene Emissionen nicht berücksichtigt, die im Ausland entstehen, bei denen wir aber durch Warenimporte für ihre Entstehung „verantwortlich“ sind. Andererseits werden Deutschland auch die Emissionen aus der Produktion von Waren angelastet, die in Deutschland produziert und dann exportiert werden. Entsprechende Bilanzierungen der Stoff- und Energieströme im Zusammenhang mit Warenimporten und -exporten werden in der Umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR) und den Ökobilanzen vorgenommen, konnten hier aber wegen der großen Komplexität

zu treffender Annahmen für das Jahr 2050 nicht berücksichtigt werden (vgl. Ein treibhausgasneutrales Deutschland in europäischer und internationaler Perspektive, S. 28/29). Ausnahme sind die Fälle, bei denen der Zusammenhang sehr augenfällig war. So haben wir zum Beispiel bewusst die Annahme gesetzt, dass kein Biosprit importiert wird, wegen der damit verbundenen Flächenkonkurrenzen und den beim Anbau der Biomasse verursachten Emissionen vor allem aus der indirekten Landnutzung. Auch im Kapitel Landwirtschaft wurde das Thema Verlagerung von Emissionen aufgegriffen und anhand von THG-Rucksackbetrachtungen ausführlicher diskutiert. Wir haben in dieser Studie zwar vorwiegend technische Lösungsoptionen untersucht, nehmen aber z. B. für die Landwirtschaft an, dass sich die Menschen im Jahr 2050 gesund ernähren – das heißt z. B. weniger Fleisch essen als heute. Damit gehen die Tierbestände deutlich zurück. Nur so lassen sich die Emissionen in der Landwirtschaft weit genug senken, ohne dass es zu Leakage-Effekten[CCL] durch massiven Mehrimport von Fleisch kommt.

Wir legen dieses Szenario vor, um die wissenschaftliche Diskussion über die möglichen Lösungsräume für ein treibhausgasneutrales Deutschland, für treibhausgasneutrale Industrieländer heute zu beginnen. So können wir mittels Forschung, Entwicklung und Demonstration die Voraussetzungen für politische Entscheidungen schaffen. Dies ermöglicht auch die notwendigen Maßnahmen und Instrumente, die nötig sind, um ein treibhausgasneutrales Deutschland zu realisieren, frühzeitig zu diskutieren und entsprechend zu implementieren.

CCL Mit Leakage-Effekten ist die Verlagerung der Emissionen ins Ausland gemeint.

# I. Quellenverzeichnis


1 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau. S. 16

2 Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990, http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm

3 BMWi (2012): Ausgewählte Grafiken zu Energiegewinnung und Energieverbrauch, o. O.

4 BMWi (2012): Energie in Deutschland, o.O.

5 BMWi (2012): Energie in Deutschland, o.O.

6 AGEB (2012): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990–2011, o.O.

7 AGEB(2012): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern, o.O.

8 AGEB (2012): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern, o.O.

9 BMU (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen 2012, o.O.

10 AGEB (2012): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990–2011, o.O.

11 BMU (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen 2012, o.O.

12 AGEB (2012): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990–2011, o.O.

13 SEDLACEK, R. (2009): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle 125 Jg. 2009, Nr. 11, S. 412ff.

14 Erdölbevorratungsverband (2008): Mineralölpflichtbevorratung in der Bundesrepublik Deutschland, o.O.

15 Deutsche Energie-Agentur (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Studie im Auftrag von Vattenfall Europe Transmission, Berlin.

16 Deutsche Energie-Agentur (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Studie im Auftrag von Vattenfall Europe Transmission, Berlin und Öko-Institut, Prognos, Ziesing, H.-J. (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Studie im Auftrag des WWF, Berlin.

17 Deutsche Energie-Agentur (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Studie im Auftrag von Vattenfall Europe Transmission, Berlin.

18 Kraftwerksdatenbank Umweltbundesamt (Stand Oktober 2012), Dessau-Roßlau.

19 TAB (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung, Arbeitsbericht Nr. 147, April 2012, o.O.

20 Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz, FVEE Jahrestagung 2009, Berlin.

21 AGEB (2012): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990–2011, o.O.

22 Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990, http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm; 7. November 2012.

23 Umweltbundesamt (2012): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, Dessau-Roßlau.

24 Umweltbundesamt (2012): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, Dessau-Roßlau.

25 BMU (2011): Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, o.O.

26 BMU (2011): Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, o.O.

27 Umweltbundesamt (2012): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen, Dessau-Roßlau

28 IPCC (2011): IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN), Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, [Hrsg.] Pichs-Madruga,R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., von Stechow, C., Edenhofer, O., Cambridge; New York: Cambridge University Press, 2011.

29 BMU (2011): Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, o.O.

30 BMU (2011): Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, o.O.

31 Hagelüken, C.; Meskers, C.E.M. (2010): Complex lifecycles of precious and special metals. In: Graedel, T.; van der Voet, E. (Hrsg.): Linkages of Sustainability. Strüngmann Forum Report, vol. 4. Cambridge, MA: MIT Press. sowie Graedel, T. E. (2011): On the Future Availability of the Energy Metals. In: Clarke, D. R.; Fratzl, P.,(Hrsg.): Annual Review of Materials Research. Vol. 41, S. 323–335.

32 Erdmann, L.; Graedel, T. (2011): The Criticality of Non-Fuel Minerals: A Review of Major Approaches and Analyses. In: Environmental Science & Technology 45(18), S. 7620–7630.

33 Moss, R.L.; Tzimas, E.; Kara, H.; Willis, P.; Kooroshy, J. (2011): Critical Metals in Strategic Energy Technologies – Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. European Union, Joint Research Centre (JRC), Luxembourg.

34 Siehe U.S. Department of Energy (Hrsg.) (2012): SunShot Vision Study. Washington.

35 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesumweltministeriums; Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

36 Paschen, H.; Oertel, D. & Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht, Arbeitsbericht Nr. 84, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin.

37 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

38 Frick, S., Kaltschmitt, M. (2009): Ökologische Aspekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der Umwelteffekte im Lebensweg, Erdöl, Erdgas, Kohle, Jg. 125, Heft 1, 37–42.

39 Sullivan, J.L., Clark, C.E., Han, J.W. and Wang, M.Q. (2010): Life Cycle Analysis Results of Geothermal Systems in Comparison to Other Power Systems, Argonne National Laboratory, Argonne/ESD/10-5, August 2010.

40 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesumweltministeriums; Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

41 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesumweltministeriums; Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

42 Erdmann, L.; Feil, M.; Behrendt, S. (2011): Kritische Rohstoffe für Deutschland. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW, Hrsg.), Frankfurt a.M. sowie Elsner, H. (2011): Kritische Versorgungslage mit schweren Seltenen Erden – Entwicklung „Grüner Technologien“ gefährdet? In: Commodity Top News, Nr. 36, Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.

43 Siehe Hatch, G.P. (2011): Critical Rare Earths: Global Supply & Demand Projections and the Leading Contenders for New Sources of Supply. Technology Metals Research (TMR), Carpentersville.

44 Wagner, H.J.; Baack, C.; Eickelkamp, T.; Epe, A.; Lohmann, J.; Troy, S. (2011): Life Cycle Assessment of the Offshore Wind Farm Alpha Ventus. Energy, 36(5), S. 2459-2464.

45 Umweltbundesamt (2013): Potenzial der Windenergie an Land, Dessau-Roßlau

46 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

47 TAB (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung, Arbeitsbericht Nr. 147, April 2012, o.O.

48 DVGW (2011): „Mit Gas-Innovationen in die Zukunft“, o.O.

49 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

50 BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, o.O.

51 Valentin, F. und von Bredow, H. (2011):Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 12, S. 99–105.

52 Elliger, T. (1212): „Elektrolyse im Fokus – Technologien zur Wasserstofferzeugung im Vergleich“, Vortrag am 13.03.2012 zur Veranstaltung: Windgas – ETP Energy Innovation Days, Berlin.

53 DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH und Fraunhofer IWES: 1. Zwischenbericht im Forschungsvorhaben „Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien“, Förderkennzeichen 3712 46 100, – Veröffentlichung mit Endbericht voraussichtlich 2014.

54 Smolinka, T., Günther, M., Garche, J. (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Abschlussbericht vom 22.12.2010, Revision vom 05.07.2011.

55 DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH und Fraunhofer IWES: 1. Zwischenbericht im Forschungsvorhaben „Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien“, Förderkennzeichen 3712 46 100, – Veröffentlichung mit Endbericht voraussichtlich 2014.

56 Kersten, M. (2012): Wissenschaftlicher Dienst des Dt. Bundestages: „Power to Gas“, 16.05.2012, o.O.

57 Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable methan in integrated 100 % renewable energy system, Dissertation, Universität Kassel, Specht et all (2010).

58 Kersten, M. (2012): Wissenschaftlicher Dienst des Dt. Bundestages: „Power to Gas“. Nr. 10/12 vom 16. Mai 2012, aktualisierte Fassung vom 11. Dezember 2012.

59 Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, bbr - Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 10/2011, S.14–21.

60 Valentin, F. und von Bredow, H. (2011):Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 12, S. 99–105.

61 Müller-Syring, G. et. Al (2011): Power to Gas - Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive, gwf-Gas, November 2011, S. 770–779.

62 Müller-Syring, G. et. Al (2011): Power to Gas - Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive, gwf-Gas, November 2011, S. 770–779.

63 Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, bbr - Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 10/2011, S. 14–21.

64 DVGW (2011): Mit Gas-Innovationen in die Zukunft, o.O.

65 Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, bbr - Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 10/2011, S. 14–21.

66 Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, bbr - Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 10/2011, S. 14–21.

67 Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, bbr - Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 10/2011, S. 14–21.

68 Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, bbr – Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 10/2011, S. 14–21.

69 DVGW (2011): Mit Gas-Innovationen in die Zukunft, o.O.

70 Burmeister, F. (2012): „Potenziale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz – eine saisonale Betrachtung“, energie|wasser-praxis 06/2012, S. 52–57.

71 ERDÖL ERDGAS KOHLE (2012): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, ERDÖL ERDGAS KOHLE 128. Jg. 2012, Heft 11, Seiten 411–423.

72 ERDÖL ERDGAS KOHLE (2012): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, ERDÖL ERDGAS KOHLE 128. Jg. 2012, Heft 11, Seiten 411–423.

73 Crotogino, F. (2011): Wasserstoffspeicherung in Kavernen: Wind-Wasserstoff-Systeme – wie geht's weiter? Tagungsband Pro H2 Technologie Forum 2011, 12. Oktober 2011, Solvay GmbH, Hannover und Crotogino, F.; Hamelmann, R. (2007): Tagungsband 14. Symposium zur Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 8.–10. November 2007, Fachhochschule Stralsund, Seiten 11–17.

74 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

75 Verbundprojekt InSpEE: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien. Teilprojekt Bewertungskriterien und Potentialabschätzung (FKZ 03ESP323A, BMWi IIIC2 / PT-J ERG6), o.O.

76 The American Physical Society (2011): Direct air capture of $CO_2$ with chemicals, USA.

77 The American Physical Society (2011): Direct air capture of $CO_2$ with chemicals, USA.

78 Umweltbundesamt (2006): Climate Change „Verfahren zur $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung“, Forschungsbericht 203 41 110 UBA-FB 000938, Dessau.

79 Umweltbundesamt (2006): Climate Change „Verfahren zur $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung“, Forschungsbericht 203 41 110 UBA-FB 000938, Dessau.

80 Umweltbundesamt (2006): Climate Change „Verfahren zur $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung“, Forschungsbericht 203 41 110 UBA-FB 000938, Dessau.

81 Umweltbundesamt (2006): Climate Change „Verfahren zur $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung“, Forschungsbericht 203 41 110 UBA-FB 000938, Dessau.

82 Deutsche Energie-Agentur (2012): Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz, Strategieplattform Power to Gas – Thesenpapier Technik und Technologieentwicklung http://www.powertogas.info/thesen.html; Abruf 11. Dezember 2012.

83 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Smolinka, T. et al. (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, Kurzfassung des Abschlussberichts vom 05.07.2011, o.O.

84 DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Henel,M. (2012): Ergebnisse des DVGW-Projektes Energiespeicherkonzepte (G1-07-10), DBI Fachforum Energiespeicher-Hybridnetze, Vortrag, 12.09.2012, Berlin.

85 Purr, K. (2012): Die Rolle von regenerativ erzeugten chemischen Energieträgern in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem, Vortrag zum Leuphana Energieforum am 17.09.2012, Lüneburg.

86 https://www.entsoe.eu/resources/ntc-values/ntc-matrix/, Abruf 11. Dezember 2012.

87 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012 – 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, o.O.

88 BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, o.O.

89 BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, o.O.

90 Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Studie im Auftrag des BMWi, Basel, Köln, Osnabrück.

91 BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, o.O.

92 Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Studie im Auftrag des BMWi, Basel, Köln, Osnabrück.

93 Deutsche Energie-Agentur (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt, Berlin.

94 https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/country-packages/, Abruf 13. Dezember 2012.

95 Deutsche Energie-Agentur (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt, Berlin.

96 http://eurogas.org/, Abruf 19. November. 2012.

97 TOTAL (2011): Liquefied natural gas – A booming Industry, Courbevoie, France. O.O.

98 Vallentin, R. (2011): Energieeffizienter Städtebau mit Passivhäusern – Begründung belastbarer Klimaschutzstandards im Wohnungsbau, Dissertation, München.

99 WWF (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Berlin.

100 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

101 WWF (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Berlin.

102 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

103 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

104 BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, o.O.

105 NIR: National Inventory Report (Nationaler Inventarbericht)

106 NIR: National Inventory Report (Nationaler Inventarbericht)

107 Öko-Institut (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050 – Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr, Berlin.

108 BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 53/101; Hamburg / BMVBS (2007): Verkehr in Zahlen 2007/2008, S. 54.

109 Umweltbundesamt (2005): Determinanten der Verkehrsentstehung; UBA-Texte 26/2005, Dessau.

110 OECD (2003): Organisation for Economic Co-Operation and Development: Project on Decoupling Transport Impacts and Economic Growth - Analysis of the Links between Transport and Economic Growth; Document ENV/EOPC/T (2003)4/Final, Paris.

111 BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 216f; Hamburg. / Statistisches Amt der DDR (1991): Statistisches Jahrbuch 1990 der Deutschen Demokratischen Republik; S. 249, Berlin.

112 BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 241, Hamburg.

113 BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 240f; Hamburg / Statistisches Amt der DDR (1991): Statistisches Jahrbuch 1990 der Deutschen Demokratischen Republik; S. 248, Berlin.

114 TREMOD 5.32 (2012) / BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 218f, Hamburg.

115 BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 250f/263, Hamburg.

116 TREMOD 5.32 (2012) / nach 1990: BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 240f, Hamburg.

117 TREMOD 5.32 (2012) / BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 219, Hamburg.

118 TREMOD 5.32 (2012) / BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012; S. 244f., Hamburg.

119 TREMOD 5.32 (2012) / BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012, Hamburg.

120 TREMOD 5.32 (2012) / BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012, Hamburg.

121 TREMOD 5.32 (2012) / BMVBS (2011): Verkehr in Zahlen 2011/2012, Hamburg.

122 Öko-Institut (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050 – Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr, Berlin.

123 ITP/BVU (2007): Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen 2025, München/Freiburg.

124 Umbrella (2011): Umbrella-Arbeitsgruppe Ressourcenverfügbarkeit im Rahmen der BMU-geförderten Projekte LithoRec und LiBRi: Ressourcenverfügbarkeit von sekundären Rohstoffen - Potentialanalyse für Lithium und Kobalt – Abschlussbericht, Oktober 2011. http://www.pt-elektromobilitaet.de/projekte/batterierecycling/abschlussberichte-recycling/bericht-ressourcenverfuegbarkeit-projektuebergreifend.pdf.

125 Umbrella (2011): Umbrella-Arbeitsgruppe Ressourcenverfügbarkeit im Rahmen der BMU-geförderten Projekte LithoRec und LiBRi: Ressourcenverfügbarkeit von sekundären Rohstoffen – Potentialanalyse für Lithium und Kobalt – Abschlussbericht, Oktober 2011. http://www.pt-elektromobilitaet.de/projekte/batterierecycling/abschlussberichte-recycling/bericht-ressourcenverfuegbarkeit-projektuebergreifend.pdf.

126 Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) (2010): Tempolimit auf Autobahnen 2008, Bergisch Gladbach.

127 TRL (Transport Research Laboratory) (2009): Emission factors 2009 (report 3) – exhaust emission factors für road vehicles in the UK, Wokingham.

128 Europäische Kommission (2011): Weißbuch – Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum: Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem, Brüssel.

129 Umweltbundesamt (2010): Sachstandsbericht – $CO_2$-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland (UBA-Texte 05/2010), Dessau-Roßlau.

130 DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.) et al. (2010): Mobilität in Deutschland (MID 2008), o.O.

131 Umweltbundesamt (2010): Sachstandsbericht – $CO_2$-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland (UBA-Texte 05/2010), Dessau-Roßlau.

132 Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln (FiFo) (2011): Steuerliche Behandlung von Firmenwagen in Deutschland, Köln.

133 Pache, E. (2005): Möglichkeiten der Einführung einer Kerosinsteuer auf innerdeutschen Flügen (UBA-Texte 12/2005); Berlin.

134 Umweltbundesamt (2009): Politikszenarien V (UBA-Reihe „climate change“ 16/2009), Dessau-Roßlau.

135 Statistisches Bundesamt (destatis) (2012): Fachserie 8 Reihe 5 – Seeschifffahrt, Wiesbaden.

136 Hacker, F. et al. (2011): Marktpotenziale und $CO_2$-Bilanz von Elektromobilität – Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin.

137 Kloess, M. et al. (2011): Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050; Wien.

138 National Research Council (NRC) (2008): Review of the 21st Century Truck Partnership; Washington.

139 Hill N. et al. (2010): SULTAN – Development of an Illustrative Scenarios Tool for Assessing Potential Impacts of Measures on EU Transport GHG. Bericht im Rahmen des Projektes EU Transport GHG: Routes to 2050? (Im Auftrag der EU-Kommission DG Climate), London.

140 International Maritime Organization (IMO) (2009): Second IMO GHG Study 2009, London.

141 Nitsch, J. (2003): Potenziale der Wasserstoffwirtschaft – Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“, Berlin/Heidelberg.

142 Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2012): Umweltgutachten 2012 – Verantwortung in einer begrenzten Welt, Berlin.

143 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

144 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

145 AGEB (2009): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 1990–2007 und Auswertungstabellen 1990–2008. Stand September 2009. DIW Berlin, EEFA, Köln. 28. Oktober 2009 (http://www.agenergiebilanzen.de).

146 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

147 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

148 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

149 Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2010, Umweltbundesamt, Climate Change Nr. 08/2012, 2012, Umweltbundesamt.

150 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

151 VCI: Zukunftsfähige Energieversorgung: Daten und Fakten, Stand 23.11.2011.

152 Statistisches Bundesamt: Produzierendes Gewerbe : Eisen und Stahl (Fachserie 4 Reihe 8.1). – wird seit 2010 nicht mehr vom Statistischen Bundesamt erhoben, aber von der Wirtschaftsvereinigung Stahl fortgeführt, die dem Umweltbundesamt diese Daten für die Emissionsberichterstattung zur Verfügung stellt.

153 Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 (Reihe: Climate Change, Nr. 11/2011). Umweltbundesamt, Dessau, 2011.

154 Umweltbundesamt (2011): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990–2010 und erste Schätzungen 2011. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

155 Stahlinstitut VDEh/Wirtschaftsvereinigung Stahl im Stahl-Zentrum (2010): Leitbild Nachhaltigkeit Stahl: Indikatoren für eine nachhaltige Entwicklung (November 2010). Stahlinstitut VDEh, Düsseldorf.

156 Wirtschaftsvereinigung Stahl: Schrottbilanz für die BR Deutschland. – http://www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/Stahl_in_Zahlen/_Dokumente/Schrottbilanz_Deutschland_2009.pdf, Abruf 13.08.2012.

157 Klöpfer, E., Bach, F.- W., Evertz, T., Otto, M.; Redenius, A. (2012): Ressourceneffizienz bei der Herstellung von dichtereduzierten Stählen mit dem Bandgießverfahren. In: Chemie Ingenieur Technik (2012) Nr. 10. – siehe auch: Dahlmann, P., Endemann, G., Kerkhoff, H.J., Lüngen, H.B. : Wege zur Effizienzsteigerung in der Stahlindustrie (2010): Faktensammlung (Stand: September 2010). Stahlinstitut VDEh, Düsseldorf.

158 Feralpi (2011): Investition in Umweltschutz und Klimavorsorge. In: stahl und eisen, Nr. 6/7, S. 42.

159 Hirsch, A.; van der Stel, J.; Sert, D. (2012): ULCOS top gas recycling blast furnace. In: stahl und eisen, Nr. 4, S. 32–40. – siehe auch http://www.ulcos.org/en/research/blast_furnace.php (Abruf 13.08.12).

160 Born, C.; Granderath, R. (2010): Wärmerückgewinnung aus dem Abgas von Elektrolichtbogenöfen. In: stahl und eisen, Nr. 12, S. 45–50.

161 Umweltbundesamt (2012); Emissionsfaktoren zur Eisen- und Stahlindustrie für die Emissionsberichterstattung. Dessau-Roßlau.

162 Dorndorf, M., Abel, M. ; Hein, M. ; Huber, H. (2011): Zukunftskonzept für effiziente Elektrostahlerzeugung. In:_Stahl und Eisen (2011) Nr. 7, S. 136–144.

163 European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, European IPPC Bureau: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production : Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). European IPPC Bureau, Sevilla, 2012.

164 http://www.ulcos.org/de/research/electrolysis.php, Abruf 13.08.12.

165 https://www1.eere.energy.gov/industry/steel/pdfs/moe_steelmaking.pdf oder http://sadoway.mit.edu/research/molten-oxide-electrolysis, Abruf 13.08.12.

166 http://www.metalleproklima.de/bestpractice/kupfer-in-windkraftanlagen, Abruf 31.07.2012.

167 WirtschaftsVereinigung Metalle, Geschäftsbericht PERSPEKTIVEN 2011/2012, o.O.

168 WirtschaftsVereinigung Metalle, Metallstatistik 2009, o.O.

169 WirtschaftsVereinigung Metalle, Metallstatistik 2008, o.O.

170 WirtschaftsVereinigung Metalle, Metallstatistik 2008, o.O.

171 Umweltbundesamt (2009): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2009 (Reihe: Climate Change, Nr. 02/2009). Umweltbundesamt, Dessau, 2009.

172 WirtschaftsVereinigung Metalle, Geschäftsbericht PERSPEKTIVEN 2011/2012, o.O.

173 VDI Richtlinie 2286 (2008): Emissionsminderung Aluminiumschmelzanlagen, 2008.

174 Aurubis (2012): Umweltreport 2011, o.O.

175 VDI Richtlinie 2202-2, Emissionsminderung Kupfer- und Kupferlegierungsschmelzanlagen, 2012.

176 Aurubis (2012): Umweltreport 2011, o.O.

177 Aurubis (2012): Umweltreport 2011, o.O.

178 VDI Richtlinie 2597, Emissionsminderung Anlagen zur Herstellung von Blei und Bleilegierungen, 2004.

179 Firmeninformation Xstrata Zinc GmbH (2010)

180 Befesa Zink Freiberg GmbH (2011), Umwelterklärung,o.O.

181 Stephan Kohler(2010): Erfolgsfaktor Energieeffizienz, World of Metallurgy – ERZMETALL 63 No. 5.

182 Aurubis (2012): Umweltreport 2011, o.O.

183 Hiebel, M., Pflaum, H. (2009): Recycling für den Klimaschutz, Müll und Abfall 41, Nr.1, S.4–7.

184 UNEP International Resource Panel (2011): Recycling Rates of Metals – a Status Report, o.O.

185 WirtschaftsVereinigung Metalle, Metallstatistik 2008, o.O.

186 IEA Technology Perspectives 2010 Scenarios & Strategies to 2050, IEA 2010

187 http://www.rusal.ru/en/development/innovations/inert_anode.aspx, Stand 09.10.2013

188 The European Foundry Association (CAEF) (2011): The European Foundry Industry 2010, o.O.

189 Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG), Internetinformation, Stand Juli 2012.

190 BDG-Strukturdaten und Gussproduktion 2010, Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG), 2012.

191 The European Foundry Association (CAEF) (2011): The European Foundry Industry 2010, o.O.

192 The European Foundry Association (CAEF) (2011): The European Foundry Industry 2010, o.O.

193 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau.

194 Foundrybench - Foundry Energy Efficiency Benchmarking (2011): Improving the energy efficiency of foundries in Europe (Final Report), EU-Projekt, IEE/07/585/SI2.500402.

195 Foundrybench - Foundry Energy Efficiency Benchmarking (2011): Improving the energy efficiency of foundries in Europe (Final Report), EU-Projekt, IEE/07/585/SI2.500402.

196 Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG), Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG, Herausgeber) (2009): Energieeffizienter Gießereibetrieb (Version 1.0), o.O.

197 Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2005): Effiziente Energieverwendung in der Industrie – Teilprojekt „Metallschmelzbetriebe“, Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben, Augsburg.

198 Junker, O. (Simmerath) (2008): Einsatz von Induktionsöfen zum Schmelzen und Gießen von Kupferwerkstoffen, o.O.

199 Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2005): Effiziente Energieverwendung in der Industrie – Teilprojekt „Metallschmelzbetriebe“, Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben, Augsburg.

200 Junker, O. (Simmerath) (2005):Sicheres und energiesparendes Schmelzen im Mittelfrequenztiegelofen: Schmelzen und Warmhalten von Gusseisenwerkstoffen, o.O.

201 Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG), Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG, Herausgeber) (2009): Energieeffizienter Gießereibetrieb (Version 1.0), o.O.

202 Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG), Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG, Herausgeber) (2009): Energieeffizienter Gießereibetrieb (Version 1.0), o.O.

203 Dodik-Pelja, S., Adams, A., (2006): Kostenreduktion mit Lean Manufacturing durch direktes Gießen, GIESSEREI -PRAXIS (12): 377-384, o.O.

204 Enzenbach, T. (2009): Abwärmenutzung bei Kupolofen-Schmelzanlagen mit dem Einsatz von Thermalöl als Wärmeträger, Giesserei 96 (10):68-7.

205 Foundrybench - Foundry Energy Efficiency Benchmarking (2011): Improving the energy efficiency of foundries in Europe (Final Report), EU-Projekt, IEE/07/585/SI2.500402.

206 Energieeffizienter Gießereibetrieb (Version 1.0), Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG), Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG, Herausgeber), 2009.

207 Bettinger, Kenzler (2009): Abwärmenutzung bei einem Kupolofen, Georg Fischer Singen, Abschlussbericht (Umweltinnovationsprogramm).

208 Enzenbach, T. (2009): Abwärmenutzung bei Kupolofen-Schmelzanlagen mit dem Einsatz von Thermalöl als Wärmeträger, Giesserei 96 (10):68-7.

209 Energieeffizienter Gießereibetrieb (Version 1.0), Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG), Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG, Herausgeber), 2009.

210 Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG), Internetinformation, Stand Juli 2012.

211 Magnetische Blockerwärmung: Stimmt das Potenzial für eine kommende Standardlösung?, Elektrowärme International (2):123-126, 2010.

212 The European Foundry Association (CAEF) (2011): The European Foundry Industry 2010, o.O.

213 VCI: Presseinformation vom 29. Februar 2012.

214 VCI: Responsible Care 2009.

215 VCI: Broschüre „Chemieprodukte schützen das Klima“.

216 VCI (2011) Factbook 01, Die Energie[r]evolution, Daten und Fakten III.

217 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Stand 2008.

218 VCI: Rohstoffbasis der chemischen Industrie: Daten und Fakten, Stand 23.11.2011.

219 VCI: Factbook 04.

220 VCI: Zukunftsfähige Energieversorgung: Daten und Fakten, Stand 23.11.2011.

221 VCI: Chemiewirtschaft in Zahlen, Ausgabe 2011.

222 VCI: Zukunftsfähige Energieversorgung: Daten und Fakten, Stand 23.11.2011.

223 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2010.

224 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (Hrsg.) (2008): Zement-Taschenbuch 2008, 51. Ausgabe, Verlag Bau+Technik GmbH, Düsseldorf.

225 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (Hrsg.) (2008): Zement-Taschenbuch 2008, 51. Ausgabe, Verlag Bau+Technik GmbH, Düsseldorf.

226 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

227 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

228 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

229 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

230 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

231 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

232 Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 (Reihe: Climate Change, Nr. 11/2011). Dessau-Roßlau.

233 http://de.statista.com/statistik/daten/studie/153695/umfrage/produktion-von-zement-nach-laendern/, Abruf 30.10.2012.

234 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

235 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

236 European Cement Research Academy GmbH (ECRA) (2009): Developement of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to look ahead. CSI/ECRA-Technology Papers, Düsseldorf/Genua.

237 Achternbosch, Bräutigam (2000): Herstellung von Zementklinker- Verfahrensbeschreibung und Analysen zum Einsatz von Sekundärbrennstoffen, FZKA 6508.

238 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

239 BREF (2010): Reference Document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries (http://www.bvt.umweltbundesamt.de/archiv-e/bvt_zement-kalk-magnesiumoxidindustrie_vv.pdf).

240 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

241 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

242 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

243 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

244 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

245 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

246 Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2010): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010, Düsseldorf.

247 Ruppert, J., Scheuer, W., Schäfer, S. (2009): Bereitstellung einer qualitätsgesicherten Datengrundlage für die Emissionsberichterstattung zur Umsetzung von internationalen Luftreinhalte- und Klimaschutzvereinbarungen für ausgewählte Industriebranchen – Teilvorhaben 03: Zementindustrie, Düsseldorf.

248 Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 (Reihe: Climate Change, Nr. 11/2011). Dessau-Roßlau.

249 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

250 Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 (Reihe: Climate Change, Nr. 11/2011). Dessau-Roßlau.

251 Umweltbundesamt (2012): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990–2010 und erste Schätzungen 2011, Dessau-Roßlau.

252 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

253 Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 (Reihe: Climate Change, Nr. 11/2011). Dessau-Roßlau.

254 BREF (2010): Reference Document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries (http://www.bvt.umweltbundesamt.de/archiv-e/bvt_zement-kalk-magnesiumoxidindustrie_vv.pdf).

255 Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (VÖZ) (Hrsg.) (2010): Energieeffizienz in der österreichischen Zementindustrie, Wien.

256 European Cement Research Academy GmbH (ECRA) (2009): Developement of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to look ahead. CSI/ECRA-Technology Papers, Düsseldorf/Genua.

257 Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (VÖZ) (Hrsg.) (2010): Energieeffizienz in der österreichischen Zementindustrie, Wien.

258 Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (LfU) (2011): Niedertemperaturverstromung mittels ORC-Anlage im Werk Lengfurt der Heidelberger Zement AG – Auswertung der Messergebnisse aus vier Messkampagnen zur Bewertung der Anlageneffizienz, o.O.

259 Ahrens, R. H. (2012): Zementwerk will Stromkosten um 30 % senken, VDI-Nachrichten, 43/2012, 26. Oktober 2012, Düsseldorf.

260 Harder, J. (2011): Trends in power generation from waste heat in cement plants, ZKG International, No. 5-2011.

261 Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (VÖZ) (Hrsg.) (2010): Energieeffizienz in der österreichischen Zementindustrie, Wien.

262 Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (VÖZ) (Hrsg.) (2010): Energieeffizienz in der österreichischen Zementindustrie, Wien.

263 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

264 OECD/IEA and the World Business Council for Sustainable Developement (WBCSD) (2009): Cement technology Roadmap 2009 – Carbon emissions reductions up to 2050, o.O.

265 www.celitement.de Abruf 26.9.2012.

266 www.novacem.com Abruf 26.9.2012.

267 www.zeobond.com Abruf 26.9.2012

268 WWF (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Berlin.

269 OECD/IEA and the World Business Council for Sustainable Developement (WBCSD) (2009): Cement technology Roadmap 2009 – Carbon emissions reductions up to 2050, o.O.

270 Bundesverband Glas, Jahresbericht 2010.

271 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt,

Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie.

272 Umweltbundesamt (2012): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990–2010 und erste Schätzungen 2011, Dessau-Roßlau.

273 Umweltbundesamt (2012): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, Climate Change Nr. 08/2012, Dessau-Roßlau.

274 Fleischmann, B. (2010): Die Entwicklung des Energieverbrauchs in der deutschen Glasindustrie. In: Fortbildungskurs 2012 – Energieverbrauch und Energierückgewinnung in der Glasindustrie, Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie, o.O.

275 Van Limpt, Beerkens, Energy efficiency in the glass production. (2010): Fortbildungskurs 2012 – Energieverbrauch und Energierückgewinnung in der Glasindustrie, Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie.

276 VDI, Emissionsminderung – Glashütten, VDI 2578, VDI/DIN-Handbuch Reinhaltung der Luft, Band 3, 1999.

277 Nölle, G. (1997): Technik der Glasherstellung, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart.

278 Forschungsstelle für Energiewirtschaft (1999): Ermittlung von Energiekennzahlen für Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse, o.O.

279 www.kalk.de/10.html, Abruf 26.9.2012.

280 www.kalk.de/10.html, Abruf 26.9.2012.

281 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010: Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie, S. 157–167.

282 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie, S. 157–167.

283 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie, S. 157–167.

284 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie, S. 157–167.

285 Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2009, Dessau-Roßlau.

286 Umweltbundesamt (2012): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990–2010 und erste Schätzungen 2011, Dessau-Roßlau.

287 RWI (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010. Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie, S. 157-167.

288 http://www.kalk.de/21.html, Abruf 26.9.2012.

289 VDP (2012): Papier 2012 Ein Leistungsbericht, Verband deutscher Papierfabriken, o.O.

290 VDP: Papier 2012 Ein Leistungsbericht, Verband deutscher Papierfabriken 2012; persönliche Information vom VDP.

291 Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2010, NIR 2011, S. 327, CRF 2 D 1 und Anhang 3 Kapitel 19.2.41.

292 EfA: Die neuen Erfolgsfaktoren der Papierindustrie, Effizienz Agentur NRW.

293 CEPI (2011): unfold the future, The Forest Fibre Industry, 2050 Roadmap to a low-carbon bio-economy.

294 Statistisches Bundesamt (2011): Statistisches Jahrbuch 2011, Kapitel 14.6.

295 BVE (2012): Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie, Die Ernährungsindustrie in Zahlen 2012; http://www.bve-online.de/themen/branche-und-markt/daten-und-fakten/deutsche-ernaehrungsind2012, abgerufen am 22.10.2012.

296 Statistisches Bundesamt (2011): Statistisches Jahrbuch 2011, Kapitel 14.6.

297 Statistisches Bundesamt (2012): GENESIS-Online Tabelle 42111-0101, abgerufen 22.10.2012.

298 BVE (2012): Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie, Die Ernährungsindustrie in Zahlen 2012; http://www.bve-online.de/themen/branche-und-markt/daten-und-fakten/deutsche-ernaehrungsind2012, abgerufen am 22.10.2012.

299 Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (2012): Statistisches Jahrbuch 2012 – Kapitel D. Abschnitt VI Nummer 280, Berlin/Bonn, http://berichte.bmelv-statistik.de/SJT-4050700-0000.pdf

300 Milchindustrie-Verband e.V. (2012): Beilage zum Geschäftsbericht 2011/2012 Zahlen – Daten – Fakten, Berlin, http://www.milchindustrie.de/fileadmin/Dokumente/Verband/ZahlenDatenFakten_2011_2012_Homepage.pdf

301 Fachverband der Stärke-Industrie e.V. (2009): Zahlen und Fakten zur Stärke-Industrie – Ausgabe 2009, Berlin, http://www.staerkeverband.de/downloads/FSI_zahlen2008.pdf

302 Fachverband der Stärke-Industrie e.V. (2012): Zahlen und Fakten zur Stärke-Industrie – Ausgabe 2012, Berlin, http://www.staerkeverband.de/downloads/FSI_zahlen2012.pdf

303 Statistisches Bundesamt (mehrere Jahrgänge): Fachserie 4, Reihe 3.1, ausgewählte bzw. entsprechende Melde-nummern.

304 Statistisches Bundesamt (mehrere Jahrgänge): Fachserie 4, Reihe 3.1, ausgewählte bzw. entsprechende Meldenummern.

305 Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010, Essen, Link: http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_$CO_2$-Monitoring-2010.pdf, abgerufen am 22.10.2012

306 Deutscher Brauer Bund e.V. (2011): Bierausstoß 1960 – 2011, Berlin, Link: http://www.brauer-bund.de/download/Archiv/PDF/statistiken/Bierausstoß%C3%9F%201960%20-%202011.pdf

307 Reference Document on Best Available Techniques in the Food, Drink and Milk Industries, 2006; http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/fdm_bref_0806.pdf.

308 AG Energiebilanzen e.V. (2008, 2012): Bilanz – 1990, Bilanz – 1995, Bilanz – 2000, Bilanz – 2005, Link: http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63, Berlin/Köln.

309 Umweltbundesamt (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008), Climate Change 07/2012, Dessau-Roßlau, http://www.uba.de/uba-info-medien/4267.html. ISSN 1862-4359.

310 Umweltbundesamt (2012):Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto – Protokoll 2012 Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, Dessau-Roßlau

311 Bayrisches Landesamt für Umwelt (2001): Minderung öko- und klimaschädigender Abgase aus industriellen Anlagen durch rationelle Energienutzung – Fleischverarbeitender Betrieb, Januar 2001; http://www.lfu.bayern.de/energie/co2_minderung/doc/fleischverarbeitung.pdf.

312 Bayrisches Landesamt für Umwelt (2000): Minderung öko- und klimaschädigender Abgase aus industriellen Anlagen durch rationelle Energienutzung – Milchverarbeitender Betrieb, Dezember 2000; http://www.lfu.bayern.de/energie/co2_minderung/doc/endbericht_molkerei.pdf.

313 Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010, Essen, Link: http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_$CO_2$-Monitoring-2010.pdf, abgerufen am 22.10.2012

314 NIR: Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010; http://www.uba.de/uba-info-medien/4292.html.

315 Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010, Essen, http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_$CO_2$-Monitoring-2010.pdf, abgerufen am 22.10.2012

316 Fachverband der Stärke-Industrie e.V. (2012): Zahlen und Fakten zur Stärke-Industrie – Ausgabe 2012, Seite 66, Berlin, Link: http://www.staerkeverband.de/downloads/FSI_zahlen2012.pdf

317 Fachverband der Stärke-Industrie e.V. (2012): Zahlen und Fakten zur Stärke-Industrie – Ausgabe 2012, Tabelle 2.4, Berlin, Link: http://www.staerkeverband.de/downloads/FSI_zahlen2012.pdf

318 Fachverband der Stärke-Industrie e.V. (2012): Zahlen und Fakten zur Stärke-Industrie – Ausgabe 2012, Abschnitt 2.7, Berlin, Link: http://www.staerkeverband.de/downloads/FSI_zahlen2012.pdf

319 Handelsblatt vom 18.09.2012, Stratmann, Klaus: Topic – Energieeffizienz; Beilage.

320 Gesamtverband Textil + Mode: Konjunkturübersicht für 2005 bis 2011, Link: http://www.textil-mode.de/deutsch/Themen/Konjunktur-Statistik/K291.htm.

321 Deutsche Bank Research (2011): Textil-/Bekleidungsindustrie: Innovationen und Internationalisierung als Erfolgsfaktoren, Aktuelle Themen 519, 6. Juli 2011.

322 Industrievereinigung Chemiefaser e.V.: http://www.ivc-ev.de/live/index.php?page_id=188.

323 Stegmaier et al (2006): Energieverbrauch in der Textilveredlung: Verbrauchszahlen und neeu Entwicklungen zum effizienten Einsatz, Vortrag zur Jahrestagung des Forschungskuratoriums Textil, Dresden, 14./15. November 2006.

324 Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010, Bericht September 2011, o.O.

325 Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010, Bericht September 2011, o.O.

326 Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2010, Bericht September 2011, o.O.

327 Umweltbundesamt (2010): Fluorierte Treibhausgase vermeiden – Wege zum Ausstieg. Climate Change 08/2010. Dessau-Roßlau.

328 Umweltbundesamt (2010): Fluorierte Treibhausgase vermeiden – Wege zum Ausstieg. Climate Change 08/2010. Dessau-Roßlau.

329 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau.

330 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau.

331 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau.

332 Umweltbundesamt (2010): Fluorierte Treibhausgase vermeiden – Wege zum Ausstieg. Climate Change 08/2010. Dessau-Roßlau.

333 Gschrey, B., Schwarz, W. (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und $SF_6$ für Deutschland bis zum Jahr 2050. Umweltbundesamt, Climate Change 21/2011. Dessau-Roßlau.

334 Gschrey, B., Schwarz, W. (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und $SF_6$ für Deutschland bis zum Jahr 2050. Umweltbundesamt, Climate Change 21/2011. Dessau-Roßlau.

335 Gschrey, B., Schwarz, W. (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und $SF_6$ für Deutschland bis zum Jahr 2050. Umweltbundesamt, Climate Change 21/2011. Dessau-Roßlau.

336 Gschrey, B., Schwarz, W. (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und $SF_6$ für Deutschland bis zum Jahr 2050. Umweltbundesamt, Climate Change 21/2011. Dessau-Roßlau.

337 Gschrey, B., Schwarz, W. (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und $SF_6$ für Deutschland bis zum Jahr 2050. Umweltbundesamt, Climate Change 21/2011. Dessau-Roßlau.

338 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht (NIR) zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau. Daten 1990-2010 entnommen aus NIR / CRF-Tabellen 2012.

339 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht (NIR) zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau. Daten 1990-2010 entnommen aus NIR / CRF-Tabellen 2012.

340 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. FNR (2011): Nachwachsende Rohstoffe – Spitzentechnologie ohne Ende, Gülzow.

341 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. FNR (2012): Basisdaten Bioenergie Deutschland, Gülzow.

342 Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina (2012): Bioenergie – Möglichkeiten und Grenzen, Halle (Saale).

343 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht (NIR) zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau. Daten 1990-2010 entnommen aus NIR / CRF-Tabellen 2012.

344 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht (NIR) zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010. Climate Change 08/2012.

345 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht (NIR) zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau. Daten 1990-2010 entnommen aus NIR / CRF-Tabellen 2012.

346 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht (NIR) zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010. Climate Change 08/2012. Dessau-Roßlau.

347 Daten 1990–2010 entnommen aus CRF-Tabellen 2012, Daten 2050 Eigenschätzung.

348 BMU (2011): Kreislaufwirtschaft. Abfall nutzen – Ressourcen schonen, Berlin.

349 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 571, Dessau-Roßlau.

350 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 571 ff., Dessau-Roßlau.

351 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 571, Dessau-Roßlau.

352 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 573, Dessau-Roßlau.

353 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 575 ff., Dessau-Roßlau.

354 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 575 ff., Dessau-Roßlau.

355 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 592., Dessau-Roßlau.

356 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 595., Dessau-Roßlau.

357 Statistisches Bundesamt (2012): Umwelt. Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserentsorgung nach Ländern. Anschlussgrad und Wasserabgabe 2010, Wiesbaden.

358 Umweltbundesamt (2011): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011. Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2009, Dessau-Roßlau.

359 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, S. 585 ff., Dessau-Roßlau.

360 Dehoust, G. (2012): Vortrag am 08.11.2012, Berliner Abfallrechtstage, Auszüge aus dem Umweltforschungsplan-projekt „Inhaltliche Umsetzung von Art. 29 der Richtlinie 2008/98/EG – Wissenschaftlich-technische Grundlagen für ein bundesweites Abfallvermeidungsprogramm“ (FKZ 3710 32 310). Im Auftrag des UBA; noch nicht veröffentlicht.

361 IZM (2012): EuP Preparatory Studies “Imaging Equipment”, 2007; JRC: Integration of resource efficiency and waste management criteria in European product policies.

362 Öko-Institut, Forschungszentrum Jülich, Institut für Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE), DIW Berlin, Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI), Hans-Joachim Ziesing. 2009. Politiks-zenarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. UBA Climate Change 16/2009. Berlin; Karlsruhe; Jülich : UBA, 2009. Modifiziert in: prognos; Öko-Institut. 2009. Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Basel; Berlin : WWF, 2009. S. 154.

363 Max Rubner-Institut, Bundesforschungsinstitut für Ernährung und Lebensmittel (2008): Nationale Verzehrsstudie II. Ergebnisbericht, Teil 2. Karlsruhe : Max Rubner-Institut; Bundesforschungsinstitut für Ernährung und Lebensmittel, 2008.

364 Umweltbundesamt (2012): Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010 , S. 571 ff., Dessau-Roßlau.

365 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A. (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

366 Umweltbundesamt (2010): Daten zur Umwelt, Ausgabe 2011, Umwelt und Landwirtschaft, Dessau-Roßlau.

367 Umweltbundesamt (2010): Daten zur Umwelt, Ausgabe 2011, Umwelt und Landwirtschaft, Dessau-Roßlau.

368 FAO (2012): Animal Production and Health division. Greenhousegas emissions from the dairy sector. A life cycle assessment, http://www.fao.org/docrep/012/k7930e/k7930e00.pdf, Abruf 18.09.2012.

369 Meyer, R., Sauter, A. (2002): TA-Projekt Entwicklungstendenzen von Nahrungsmittelangebot und -nachfrage und ihre Folgen Basisanalysen, Arbeitsbericht Nr. 81, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), o.O.

370 BMELV (2011): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2011, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven.

371 BMELV (2011): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2011, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven.

372 Strohm, K. (2010): Stoffstromanalyse des deutschen Biokraftsektors für das Jahr 2007, Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 09/2010, Braunschweig.

373 BMWi und BMU (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin.

374 Strohm, K. (2010): Stoffstromanalyse des deutschen Biokraftsektors für das Jahr 2007, Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 09/2010, Braunschweig.

375 Strohm, K. (2010): Stoffstromanalyse des deutschen Biokraftsektors für das Jahr 2007, Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 09/2010, Braunschweig.

376 Thünen Institut (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

377 Strohm, K. (2010): Stoffstromanalyse des deutschen Biokraftsektors für das Jahr 2007, Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 09/2010, Braunschweig.

378 Peters, D., Holst, N., Herrmann, B., Lulies, S., Stolte, H. (2010): Nachwachsende Rohstoffe in der Industrie. Stoffliche Nutzung von Agrar- und Holzrohstoffen in Deutschland, FNR, Rostock.

379 Peters, D., Holst, N., Herrmann, B., Lulies, S., Stolte, H. (2010): Nachwachsende Rohstoffe in der Industrie. Stoffliche Nutzung von Agrar- und Holzrohstoffen in Deutschland, FNR, Rostock.

380 Umweltbundesamt (2012): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen, Dessau-Roßlau

381 BMELV (2011, 2010, 2009 sowie weitere, frühere Jahrgänge): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2011, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven.

382 BMELV (2010): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven.

383 BMELV (2010): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven.

384 Peters, D., Holst, N., Herrmann, B., Lulies, S., Stolte, H. (2010): Nachwachsende Rohstoffe in der Industrie. Stoffliche Nutzung von Agrar- und Holzrohstoffen in Deutschland, FNR, Rostock.

385 Strohm, K. (2010): Stoffstromanalyse des deutschen Biokraftsektors für das Jahr 2007, Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 09/2010, Braunschweig.

386 Umweltbundesamt (2012): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – EU-Submission, Dessau-Roßlau.

387 EEA (Europäische Umweltagentur) (2012): GHG Inventory 2012 Submission, Period 1990 to 2010, Germany, Reported 2012-01-13, http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgmm/envtw7blw/index_html?page=1.

388 Haenel, HD., Rösemann, C., Dämmgen, U., Poddey, E., Freibauer, A., Döhler, H., Eurich-Menden, B., Wulf, S., Dieterle, M., Osterburg, B. (2012): Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990–2010 – Report zu Methoden und Daten (RMD) Berichterstattung 2012, Landbauforschung Sonderheft 356, o.O.

389 Umweltbundesamt (2011): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2010 (Endstand 14.12.2011), Im Internet unter: http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/2012/2011_12_14_EM_Entwicklung_in_D_Trendtabelle_THG_v1.2.0.zip

390 Umweltbundesamt (2012): Inventartabellen im Common Reporting Format (CRF), CRF 2012 XLS in ZIP, Fassung zur EU-Submission, Im Internet unter: http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgmm/envtw7blw/index_html?page=1

391 Haenel, HD., Rösemann, C., Dämmgen, U., Poddey, E., Freibauer, A., Döhler, H., Eurich-Menden, B., Wulf, S., Dieterle, M., Osterburg, B. (2012): Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990–2010 – Report zu Methoden und Daten (RMD) Berichterstattung 2012, Landbauforschung Sonderheft 356, o.O.

392 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A.(2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig, nach Daten von 391

393 Umweltbundesamt (2011): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2010 (Endstand 14.12.2011), Im Internet unter: http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/2012/2011_12_14_EM_Entwicklung_in_D_Trendtabelle_THG_v1.2.0.zip

394 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

395 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

396 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

397 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

398 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (1996): Greenhouse Gas Inventories, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 3, module 4: agriculture, o.O.

399 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

400 Thiering, J., Bahrs, E. (2011): Biogasproduktion in Deutschland – Sollte die energetische Nutzung von Wirtschaftsdünger explizit gefördert werden?, GJAE 60 (2011), Number 4.

401 Thiering, J., Bahrs, E. (2011): Biogasproduktion in Deutschland – Sollte die energetische Nutzung von Wirtschaftsdünger explizit gefördert werden?, GJAE 60 (2011), Number 4.

402 Thiering, J., Bahrs, E. (2011): Biogasproduktion in Deutschland – Sollte die energetische Nutzung von Wirtschaftsdünger explizit gefördert werden?, GJAE 60 (2011), Number 4.

403 Thiering, J., Bahrs, E. (2011): Biogasproduktion in Deutschland – Sollte die energetische Nutzung von Wirtschaftsdünger explizit gefördert werden?, GJAE 60 (2011), Number 4.

404 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

405 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

406 Osterburg, B., Nieberg, H., Rüther, S., Isermeyer, F., Haenel, HD., Hahne, J., Krentler, JG., Paulsen, AM., Schuchardt, F., Schweinle, J., Weiland, P. (2009): Erfassung, Bewertung und Minderung von Treibhausgasemissionen des deutschen Agrar- und Ernährungssektors, Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie, 03/2009 Braunschweig/Hamburg/Trenthorst.

407 Umweltbundesamt (2012): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - EU-Submission, Dessau-Roßlau.

408 Zehetmeier, M., Baudracco, J., Hoffmann, H., Heißenhuber, A.(2012): Does increasing milk yield per cow reduce greenhouse gas emissions? A system approach Animal Vol. 6 1, Pp 154–166.

409 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

410 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

411 Hülsbergen, KJ., Feil, B., Biermann, S., Rathke, GW., Kalk, WD., Diepenbrock, W. (2001): A method of energy balancing in crop production and its application in a long-term fertilizer trial, Agriculture, Ecosystems and Environment 86 (3), S. 303–321.

412 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

413 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

414 Kassow, A., Blank, B., Paulsen, HM., Aulrich, K., Rahmann, G. (2009): Studies on greenhouse gas emissions in organic and conventional dairy farms, Ressortforschung für den Ökologischen Landbau, o.O..

415 Gattinger, A., Muller, A., Haeni, M., Skinner, C., Fliessbach, A., Buchmann, N., Mäder, P., Stolze, M., Smith, P., El-Hage Scialabba, N., Niggli, U. (2012): Enhanced top soil carbon stocks under organic farming. PNAS Early Edition. Link: http://www.pnas.org/content/early/2012/10/10/1209429109.

416 Rahmann, G., Aulrich, K., Barth, K., Böhm, H., Koopmann, R., Oppermann, R., Paulsen, HMM., Weißmann, F. (2008): Die Klimarelevanz des ökologischen Landbaus – Stand des Wissens, Landbauforschung - vTI Agriculture and Forestry Research 1/2 (58), S. 71–89.

417 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

418 Gattinger, A., Muller, A., Haeni, M., Skinner, C., Fliessbach, A., Buchmann, N., Mäder, P., Stolze, M., Smith, P., El-Hage Scialabba, N., Niggli, U. (2012): Enhanced top soil carbon stocks under organic farming. PNAS Early Edition. Link: http://www.pnas.org/content/early/2012/10/10/1209429109.

419 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

420 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

421 BMELV (2010): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven.

422 FAO (2011): Global Food Losses and Food Waste. Extent, Causes and Prevention, Link:, Abruf 27.08.2012.

423 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

424 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

425 Monier, V., Mudgal, S., Escalon, V., O`Connor, C., Gibon, T., Anderson, G., Montoux, H., Reisinger, H., Dolley, P., Ogilvie, S., Morton, G. (2010): Preparatory Study On Food Waste Across EU 27 – Final report. European Commission (DG ENV) Directorate C-Industry, Technical Report 2010-054.

426 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

427 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart. Und andere.

428 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

429 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

430 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

431 Teitscheid, P., Göbel, C., Ritter, G., Blumenthal, A., Friedrich, S., Frick, T., Grotstollen, L., Möllenbeck, C., Rottstegge, L., Pfeiffer, C., Baumkötter, D., Wetter, C., Uekötter, B., Burdick, B., Langen, N., Lettenmeier, M., Rohn, H. (2012): Verringerung von Lebensmittelabfällen – Identifikation von Ursachen und Handlungsoptionen in Nordrhein-Westfalen, Münster.

432 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

433 Hafner, G., Barabosz, J., Schneider, F., Lebersorger, S., Scherhaufer, S., Schuller, H., Leverenz, D. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (ISWA) und Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU), gefördert durch das BMELV, Stuttgart.

434 Grünberg, J., Nieberg, H., Schmidt, T. (2010): Treibhausgasbilanzierung von Lebensmitteln (Carbon Footprints): Überblick und kritische Reflektion, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research 2 2010 (60), S. 53–72.

435 Max Rubner Institut (2008): Nationale Verzehrsstudie II Ergebnisbericht, Teil 2, Link: http://www.bmelv.de/SharedDocs/Downloads/Ernaehrung/NVS_Ergebnis berichtTeil2.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 27.08.2012.

436 Leonhäuser, IU. (2003): Ernährungsverhalten: Genuss und Reue – wie entwickelt sich unser Verhältnis zum Fleischverzehr? In: Isermeyer, F. (Ed.): Fleisch 2025: Vortrags- und Diskussionstagung am 18. März 2003 im Forum der FAL, gemeinsam veranstaltet von der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) und der Gesellschaft der Freunde der FAL. Landbauforschung Völkenrode Sonderheft 262 (S. 1-11).

437 BMELV (2010): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven.

438 Max Rubner Institut (2008): Nationale Verzehrsstudie II Ergebnisbericht, Teil 2, Link: http://www.bmelv.de/SharedDocs/Downloads/Ernaehrung/NVS_Ergebnis berichtTeil2.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 27.08.2012.

439 Deutsche Gesellschaft für Ernährung (2004): DGE-Ernährungskreis – Lebensmittelmengen. DGEInfo 05/2004 – Beratungspraxis. Link: http://www.dge.de/modules.php?name=News&file=article&sid=415 , Abruf 17.09.2012.

440 Vegetarierbund Deutschland (2012): Vegetarische Ernährungspyramide. (wiss. Konzeption von Leitzmann C und Keller M 2010. Vegetarische Ernährung. 2. Auflage 2010), Link: http://vebu.de/gesundheit/lebensmittel/686-vegetarische-ernaehrungspyramide, Abruf 17.09.2012.

441 FAO (2006): Livestock's long shadow. Environmental issues and options, Rome, Italy.

442 Meyer, R., Sauter, A. (2002): TA-Projekt Entwicklungstendenzen von Nahrungsmittelangebot und -nachfrage und ihre Folgen Basisanalysen, Arbeitsbericht Nr. 81, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).

443 Goodland, R., Anhang, J. (2009): Livestock and Climate Change- What if the key actors in climate change are… cows, pigs and chickens?, World Watch, November/December 2009, o.O.

444 Goodland, R., Anhang, J. (2009): Livestock and Climate Change – What if the key actors in climate change are… cows, pigs and chickens?, World Watch, November/December 2009, o.O.

445 Grünberg, J., Nieberg, H., Schmidt, T. (2010): Treibhausgasbilanzierung von Lebensmitteln (Carbon Footprints): Überblick und kritische Reflektion, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research 2 2010 (60), S. 53-72.

446 Grünberg, J., Nieberg, H., Schmidt, T. (2010): Treibhausgasbilanzierung von Lebensmitteln (Carbon Footprints): Überblick und kritische Reflektion, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research 2 2010 (60), S. 53-72.

447 Schmidt, TG., Osterburg, B. (2006): Aufbau des Berichtmoduls 'Landwirtschaft und Umwelt' in den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen, Braunschweig: FAL, Arbeitsberichte des Bereichs Agrarökonomie 2005/06, Braunschweig.

448 Umweltbundesamt (2011): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. 1990 - 2010 (Endstand 14.12.2011). Im Internet unter: http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/2012/2011_12_14_EM_Entwicklung_in_D_Trendtabelle_THG_v1.2.0.zip

449 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (1996): Greenhouse Gas Inventories, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 3, module 4: agriculture, o.O.

450 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2006): Greenhouse Gas Inventories. Revised 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use, o.O.

451 Alexandratos, N., Bruinsma, J. (2012): World agriculture towards 2030/2050. The 2012 Revision. Global Perspective Studies Team, ESA Working Paper No. 12-03, June 2012, Agricultural Development Economics Division, Food and Agriculture Organization of the United Nations.

452 Christensen, TR., Friborg, T. (editors) (2004): EU Peatlands: Current Carbon Stocks and Trace Gas Fluxes, Concerted Action CarboEurope-GHG.

453 Bundesregierung (2002): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung, o.O.

454 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

455 Offermann, F., Banse, M., Ehrmann, M., Gocht, A., Gömann, H., Haenel, H-D., Kleinhanß, W., Kreins, P., Ledebur, O. von, Osterburg, B., Pelikan, J., Rösemann, C., Salamon, P., Sanders, J. (2012): vTI-Baseline 2011-2021: agrarökonomische Projektionen für Deutschland, Landbauforschung vTI agriculture and forestry research - Sonderheft 355.

456 AMI (2012): Bio-Strukturdaten– Bodennutzung und Tierhaltung 2010, Marktwoche Ökolandbau 07.5-9.

457 Schmidt, TG., Osterburg, B. (2009): Aufbau des Berichtsmoduls 'Landwirtschaft und Umwelt' in den umweltökonomischen Gesamtrechnungen: Projekt II: Ergänzungen und Anwendung der Ergebnisse aus Projekt I ; Endbericht [online]. Link: http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/LandwirtschaftUmwelt,templateId=renderPrint.psml, Abruf 07.06.2010.

458 Flessa, H., Müller, D., Plassmann, K., Osterburg, B., Techen, AK., Nitsch, H., Nieberg, H., Sanders, J., Meyer zu Hartlage, O., Beckmann, E., Anspach, V. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor, Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 361, o.O.

459 Bundesregierung (2002): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung, o.O.

460 Schnug, E., Haneklaus, S. (2002): Landwirtschaftliche Produktionstechnik und Infiltration von Böden – Beitrag des ökologischen Landbaus zum vorgebeugenden Hochwasserschutz, Landbauforschung Völkenrode 4 (52), S. 197–203.

461 Seufert, V., Ramankutty, N., Foley, JA. (2012): Comparing the yields of organic and conventional agriculture, Nature letter, Online publication.

462 Thünen-Institut für Betriebswirtschaft (versch. Jgg.): Wirtschaftliche Lage ökologischer und konventioneller Vergleichsbetriebe für das Wirtschaftsjahr 2008/09, 2009/10 und 2010/11. Institut für Betriebswirtschaft des vTI auf Grundlage des Testbetriebsnetzes. Link: http://www.ti.bund.de/no_cache/de/startseite/institute/bw/projekte/betriebswirtschaftliche-analysen-oekologischer-landbau/analyse-der-wirtschaftlichen-lage-oekologisch-wirtschaftender-betriebe.html

463 AMI (2012): Bio-Strukturdaten– Bodennutzung und Tierhaltung 2010, Marktwoche Ökolandbau 07.5-9.

464 Osterburg, B., Zander, K. (2004): Regionale Strukturen des ökologischen Landbaus in Deutschland. Arbeitsbericht des Bereichs Agrarökonomie, FAL Braunschweig., Braunschweig.

465 AMI (2012): Bio-Betriebe und -Flächen in Deutschland 2011 nach Bundesländern. http://www.ami-informiert.de/fileadmin/redaktion/bio_daten/strukturdaten/Strukturdaten_nach_Bundeslaendern_2011_PDF.pdf

466 AMI (2012): Bio-Strukturdaten– Bodennutzung und Tierhaltung 2010, Marktwoche Ökolandbau 07.5-9.

467 Osterburg, B., Zander, K. (2004): Regionale Strukturen des ökologischen Landbaus in Deutschland. Arbeitsbericht des Bereichs Agrarökonomie, FAL Braunschweig., Braunschweig.

468 Sanders, J., Offermann, F., Nieberg, H. (2012): Wirtschaftlichkeit des ökologischen Landbaus in Deutschland unter veränderten agrarpolitischen Rahmenbedingungen, Landbauforschung- vTI Agriculture and Forestry Research, Sonderheft 364, Braunschweig.

469 Schaak, D., Barbian, T., Gerber, A., Jansen, M., Zander, K., Roehl, R. (2011): Zahlen, Daten, Fakten: Die Bio-Branche 2011, BÖLW, Berlin.

470 Schaak, D., Barbian, T., Gerber, A., Jansen, M., Zander, K., Roehl, R. (2011): Zahlen, Daten, Fakten: Die Bio-Branche 2011, BÖLW, Berlin.

471 Statistisches Bundesamt (2012): Umwelt. Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserentsorgung nach Ländern. Anschlussgrad und Wasserabgabe 2010, Wiesbaden. BMELV (2011, 2010, 2009 sowie weitere, frühere Jahrgänge): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2011, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven. SJELF Tab. 342 sowie Schaak, D., Barbian, T., Gerber, A., Jansen, M., Zander, K., Roehl, R. (2011): Zahlen, Daten, Fakten: Die Bio-Branche 2011, BÖLW, Berlin.

472 Schaak, D., Rampold, C., Willer, H., Rippin, M., von Koerber, H. (2011): Analyse der Entwicklung des ausländischen Angebots bei Bioprodukten mit Relevanz für den deutschen Biomarkt, Agrarmarkt Informations-GmbH, Forschungsinstitut für biologischen Landbau, AgroMilargo Research, fleXinfo, Bonn.

473 Schaak, D., Rampold, C., Willer, H., Rippin, M., von Koerber, H. (2011): Analyse der Entwicklung des ausländischen Angebots bei Bioprodukten mit Relevanz für den deutschen Biomarkt, Agrarmarkt Informations-GmbH, Forschungsinstitut für biologischen Landbau, AgroMilargo Research, fleXinfo, Bonn.

474 Schaak, D., Rampold, C., Willer, H., Rippin, M., von Koerber, H. (2011): Analyse der Entwicklung des ausländischen Angebots bei Bioprodukten mit Relevanz für den deutschen Biomarkt, Agrarmarkt Informations-GmbH, Forschungsinstitut für biologischen Landbau, AgroMilargo Research, fleXinfo, Bonn.

475 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A. (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

476 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A.(2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

477 Thünen Institut (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

478 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A.(2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

479 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A.(2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig. Auf Basis von BMELV (2011 und weitere, frühere Jahrgänge),: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, Wirtschaftsverlag NW GmbH, Bremerhaven., sowie Deutsche Gesellschaft für Ernährung (2004): DGE-Ernährungskreis – Lebensmittelmengen. DGEInfo 05/2004 – Beratungspraxis. Link: http://www.dge.de/modules.php?name=News&file=article&sid=415, Abruf 17.09.2012. und weiteren Quellen und Annahmen (siehe Kapitel 0 und 0).

480 Thünen Institut (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig, sowie BMELV (2007, und weitere Jahrgänge): Daten zur stofflichen Nutzung auf Basis von Daten für das Jahr 2007.

481 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A.(2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

482 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A.(2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

483 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A.(2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

484 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

485 Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

486 Seemüller, M. (2001) „Ökologische bzw. konventionell-integrierte Landbewirtschaftung.“ ERNO 2 (2) 94-96.

487 Osterburg, B., Kätsch, S., Wolff, A. (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

488 Statistisches Bundesamt (2011): Kumulierte Treibhausgas-Emissionen bzw. kumulierter Primärenergieverbrauch mit Vorleistungen aus dem In- und Ausland nach Gütergruppen. Rechenstand 2010

489 NIR (2012): Nationaler Inventarbericht für das deutsche Treibhausgasinventar 1990–2010, Dessau-Roßlau. http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm

490 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Guidelines for National Greenhouse-Gas Inventories 1996/2006, Good Practice Guidance 2003 http://www.ipcc-nMio tip.iges.or.jp/public/index.html

491 Common Reporting Format CRF (2012); Berichtstabellen der Klimaberichterstattung unter UNFCCC 1990–2010, Dessau-Roßlau.

492 Common Reporting Format CRF (2012): Berichtstabellen der Klimaberichterstattung unter UNFCCC 1990–2010, Tabellenblätter 5.-5.F, Dessau-Roßlau.

493 Krug, J., Olschofsky, K., Dunger, K., Riedel, T. (2011): Hintergründe zur Reduktion der Senkenleistung aus Waldbewirtschaftung seit 1990. vTI-Arbeitsbericht 2011/04. http://literatur.vti.bund.de/digbib_extern/bitv/dn049786.pdf

494 Rüter, S. (2011): Projection of Net Emissions from Harvested Wood Products in European Countries – For the period 2013-2020. Hamburg: vTI, Arbeitsbericht aus dem Institut für Holztechnologie und Holzbiologie Report No. 2001/01.

495 Rüter, S. (2011): Projection of Net Emissions from Harvested Wood Products in European Countries – For the period 2013–2020. Hamburg: vTI, Arbeitsbericht aus dem Institut für Holztechnologie und Holzbiologie Report No. 2001/01.

496 Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER): http://ec.europa.eu/agriculture/cap-post-2013/legal-proposals/com627/627_de.pdf

497 Rüter, S. (2011): Welchen Beitrag leisten Holzprodukte zur $CO_2$-Bilanz? AFZ-Der Wald 2011/15. http://www.holzundklima.de/docs/2011-08_Rueter_AFZ-2011-15_15-18.pdf

498 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Guidelines for National Greenhouse-Gas Inventories 1996/2006, Good Practice Guidance 2003 http://www.ipcc-nMio tip.iges.or.jp/public/index.html

499 Paul, C., Weber, M., Mosandl, R. (2009): Kohlenstoffbindung junger Aufforstungsflächen, Karl Gayer Institut & Technische Universität München, Lehrstuhl für Waldbau (unveröffentlicht), München.

500 Rüter, S. (2011): Welchen Beitrag leisten Holzprodukte zur $CO_2$-Bilanz? AFZ-Der Wald 2011/15. http://www.holzundklima.de/docs/2011-08_Rueter_AFZ-2011-15_15-18.pdf

501 Rüter, S. (2011): Welchen Beitrag leisten Holzprodukte zur $CO_2$-Bilanz? AFZ-Der Wald 2011/15. http://www.holzundklima.de/docs/2011-08_Rueter_AFZ-2011-15_15-18.pdf

502 Paul, C.; Weber, M.; Mosandl, R. (2009): Kohlenstoffbindung junger Aufforstungsflächen, Karl Gayer Institut & Technische Universität München, Lehrstuhl für Waldbau (unveröffentlicht), München.

503 Rüter, S.; Rock, J.; Köthke, M.; Dieter, M. (2011): Wie viel Holznutzung ist gut fürs Klima? AFZ-Der Wald 2011/15.

504 Umweltbundesamt (2012): Schwerpunkte 2012. Umweltbundesamt, S. 34–57, Dessau-Roßlau.

505 Umweltbundesamt (2012): Glossar zum Ressourcenschutz. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

506 Raschka, A.; Carus, M. (2012): Stoffliche Nutzung von Biomasse – Basisdaten für Deutschland, Europa und die Welt. Nova-Institut GmbH, Hürth.

507 Albrecht, S.; Rüter, S.; Welling, J.; Knauf, M.; Mantau, U.; Braune, A.; Baitz, M.; Weimar, H.; Sörgel, S.; Kreissig, J.; Deimling, J.; Hellwig, S. (2008): ÖkoPot - Ökologische Potenziale durch Holznutzung gezielt fördern. Abschlussbericht zum BMBF-Projekt FKZ 0330545, Stuttgart.

508 Rhomberg, H. (2012): The natural Change in Urban Architecture. Vortrag vom 12.11.2012 im Rahmen des European Resource Forum 2012. http://www.resourcesforum.eu/images/ppt/1_02_Rhomberg.pdf

509 Rüter, S. (2011): Welchen Beitrag leisten Holzprodukte zur $CO_2$-Bilanz? AFZ-Der Wald 2011/15.

510 Rüter, S. (2011): Welchen Beitrag leisten Holzprodukte zur $CO_2$-Bilanz? AFZ-Der Wald 2011/15.

511 Thünen Institut (2011): The German Reference Level for Forest Management, Hintergrundpapier, Information for the Federal Ministry of food, agriculture and consumer protection (BMELV), Eberswalde und Hamburg.

512 Krug. J., Köhl, M., Riedel, T., Bormann, K., Rüter, S., Elsasser, P. (2009): Options for accounting carbon sequestration in German forests; Carbon Balance and Management, Volume 4/2009.

513 Rüter, S., Rock, J., Köthke, M., Dieter, M. (2011): Wie viel Holznutzung ist gut fürs Klima? AFZ-Der Wald 2011/15.

514 Thünen Institut (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.

515 Thünen Institut (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050, Thünen-Report, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Braunschweig.