www.oeko.de

Klimaschutzszenario 2050

2. Endbericht

Berlin,
18. Dezember 2015

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0
Fax +49 30 405085-388

www.oeko.de

Fraunhofer ISI
Breslauer Str. 48
D-76139 Karlsruhe
Telefon +49 721 6809-203
Fax +49 721 6809-272

www.isi.fhg.de

Bearbeitet von

Öko-Institut e.V.

Julia Repenning
Lukas Emele
Ruth Blanck
Hannes Böttcher
Günter Dehoust
Hannah Förster
Benjamin Greiner
Ralph Harthan
Klaus Henneberg
Hauke Hermann
Wolfram Jörß
Charlotte Loreck
Sylvie Ludig
Felix Chr. Matthes
Margarethe Scheffler
Katja Schumacher
Kirsten Wiegmann
Carina Zell-Ziegler

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung

Sibylle Braungardt
Wolfgang Eichhammer
Rainer Elsland
Tobias Fleiter
Johannes Hartwig
Judit Kockat
Ben Pfluger
Wolfgang Schade
Barbara Schlomann
Frank Sensfuß

Hans-Joachim Ziesing

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis 11

Tabellenverzeichnis 17

Abkürzungsverzeichnis 26

1. Einleitung 31

2. Beschreibung der Szenarien 33

3. Methodik 34

3.1. Methodischer Ansatz für die Projektionen der drei Szenarien 34

3.2. Modellierungsansätze der Sektoren 37

3.2.1. Wärmebedarf im Gebäudebereich 37

3.2.1.1. Basisdaten 37

3.2.1.2. Investitionsentscheidungen 37

3.2.1.3. Berechnung des Heizwärmebedarfs 39

3.2.2. Industrie 39

3.2.3. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – außer gebäudebezogener Energiebedarf 47

3.2.4. Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung 51

3.2.5. Verkehr 53

3.2.5.1. Szenarioentwicklung 54

3.2.5.2. Technologiedatenbasis 55

3.2.5.3. Verkehrsnachfrage 55

3.2.5.4. Fahrzeugbestand 58

3.2.5.5. Endenergiebedarf 59

3.2.5.6. Abbildung Elektromobilität 59

3.2.5.7. Modellierung von Sonderverkehren 60

3.2.5.8. Unterschiede zwischen Nationalem Treibhausgasinventar und Energiebilanz 60

3.2.6. Erneuerbare und fossile Stromerzeugung einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung 61

3.2.6.1. Modellverbund ELIAS/PowerFlex (Öko-Institut) 61

3.2.6.2. PowerACE (Fraunhofer ISI) 67

3.2.7. Übrige Energiewirtschaft 68

3.2.8. Industrieprozesse und Produktverwendung (CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen) 69

3.2.9. Industrieprozesse und Produktverwendung (FKW, HFKW und SF_6) 70

3.2.10. Abfallwirtschaft 71

3.2.11. Landwirtschaft 72
3.2.12. Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) 74
3.2.12.1. Methodisches Vorgehen 74

4. Rahmendaten und -annahmen für die Szenarien 76

4.1. Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten 76
4.1.1. Vorbemerkungen 76
4.1.2. Demographische Entwicklung 76
4.1.3. Gesamtwirtschaftliche Entwicklung 78
4.1.4. Entwicklung der Bruttowertschöpfung 80
4.1.5. Beschäftigungsentwicklung 81
4.1.6. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 84
4.1.6.1. Bruttoinlandsprodukt 85
4.1.6.2. Bruttowertschöpfung 86
4.2. Entwicklung der Primärenergiepreise 87
4.2.1. Vorbemerkungen 87
4.2.2. Preisprojektionen für Rohöl auf dem Weltmarkt 88
4.2.3. Preisprojektionen für Erdgas und Steinkohle 91
4.2.4. Preisprojektionen für Braunkohle 95
4.2.5. Zusammenfassung für die Projektion der Primärenergiepreise 98
4.2.6. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 99
4.3. Preise für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen 100
4.3.1. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 103
4.4. Rahmendaten in einzelnen Sektoren 104
4.4.1. Private Haushalte 104
4.4.1.1. Anzahl der Haushalte 104
4.4.1.2. Raumwärme und Warmwasser 104
4.4.2. Industrie 105
4.4.3. Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) 105
4.4.4. Verkehr 106
4.4.4.1. Datengrundlagen für die Verkehrsleistungsmodellierung mit ASTRA-D 106
4.4.4.2. Verkehrsleistung des See- und Luftverkehrs 110
4.4.4.3. Grundlagen der Technologiedatenbasis von TEMPS 112
4.5. Potentialrestriktionen 113
4.5.1. Biomasse 113
4.5.2. Carbon Capture and Storage (CCS) 114

5. Szenarien für die energiebedingten Treibhausgasemissionen und den Energieverbrauch 115

5.1. Gebäudebereich – Wärmebereitstellung 115

5.1.1. Annahmen und Parameter 115

5.1.1.1. Sanierungsrate 115

5.1.1.2. Sanierungsoptionen 117

5.1.1.3. Nutzungspflicht mit Auslösetatbestand Sanierung (Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95) 118

5.1.1.4. Innentemperatur (Klimaschutzszenario 95) 118

5.1.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 118

5.1.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 122

5.1.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 124

5.1.5. Vergleich der Szenarien 127

5.1.5.1. Zielerreichung Wärme 128

5.1.5.2. Emissionsentwicklung in den Szenarien 132

5.1.6. Instrumente und Maßnahmen für den Gebäudesektor für das KS 80 und KS 95 133

5.2. Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung 134

5.2.1. Annahmen und Parameter 134

5.2.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 136

5.2.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 138

5.2.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 140

5.2.5. Vergleich der Szenarien 142

5.2.6. Schlüsselinstrumente und Maßnahmen für den Gebäudesektor für das KS 80 und KS 95 144

5.2.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 144

5.3. Industrie 145

5.3.1. Annahmen und Parameter 145

5.3.1.1. Produktionsmenge und Materialeffizienz 145

5.3.1.2. Technologische Entwicklung und Energieeffizienz 151

5.3.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 157

5.3.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 162

5.3.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 167

5.3.5. Vergleich der Szenarien 172

5.3.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Industrie für das KS 80 und KS 95 182

5.4. GHD – Geräte und Prozesse 183

5.4.1. Annahmen und Parameter 183

5.4.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 185

5.4.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 188
5.4.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 191
5.4.5. Vergleich der Szenarien 193
5.4.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor GHD für das KS 80 und KS 95 199
5.5. Verkehr 200
5.5.1. Annahmen und Parameter 200
5.5.1.1. Effizienzentwicklung von Pkw 200
5.5.1.2. Reichweiten von elektrischen Pkw 203
5.5.1.3. Neuzulassungsstruktur Pkw 203
5.5.1.4. Effizienzentwicklung im Straßengüterverkehr 204
5.5.1.5. Neuzulassungsstruktur Lkw 206
5.5.1.6. Energiesteuern 207
5.5.1.7. Pkw-Maut 208
5.5.1.8. Lkw-Maut 209
5.5.1.9. Motorisierungsrate 209
5.5.1.10. Besetzungsgrade Pkw 209
5.5.1.11. Änderungen der durchschnittlichen Geschwindigkeiten 211
5.5.1.12. Biokraftstoffe 212
5.5.1.13. Stromgenerierte Kraftstoffe 213
5.5.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 215
5.5.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 223
5.5.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 229
5.5.5. Vergleich der Szenarien 237
5.5.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Verkehr für das KS 80 und KS 95 243
5.5.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 246
5.5.7.1. Verkehrsnachfrage 246
5.5.7.2. Endenergiebedarf 248
5.5.7.3. Treibhausgasemissionen 251
5.5.7.4. Sonderverkehre 252
5.6. Erneuerbare und fossile Stromerzeugung einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung 254
5.6.1. Annahmen und Parameter 254
5.6.1.1. Kraftwerkspark und -parameter 254
5.6.1.2. Stromerzeugung aus Müll 256
5.6.1.3. Ausbau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung 257
5.6.1.4. Stromverbrauch (inklusive Verbrauch durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen) 261

5.6.1.5. Flexibilitäten und Speicher 262
5.6.1.6. Stromimporte und -exporte 264
5.6.1.7. Weitere Rahmenbedingungen 265
5.6.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 266
5.6.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 270
5.6.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 275
5.6.5. Vergleich der Szenarien 280
5.6.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Stromerzeugung für das KS 80 und KS 95 282
5.7. Übrige Energiewirtschaft 283
5.7.1. Annahmen und Parameter 284
5.7.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 284
5.7.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 285
5.7.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 286
5.7.5. Vergleich der Szenarien 287
5.7.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Übrige Energiewirtschaft für das KS 80 und KS 95 289
5.8. Flüchtige Emissionen des Energiesektors 289
5.8.1. Annahmen und Parameter 289
5.8.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 290
5.8.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 291
5.8.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 292
5.8.5. Vergleich der Szenarien 293
5.9. Primärenergieverbrauch 295
5.9.1. Annahmen und Parameter 295
5.9.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 295
5.9.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 297
5.9.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 299
5.9.5. Vergleich der Szenarien 301
5.10. Endenergieverbrauch 303
5.10.1. Annahmen und Parameter 303
5.10.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 303
5.10.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 306
5.10.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 309
5.10.5. Vergleich der Szenarien 312
5.11. Energetischer Einsatz von nachhaltiger Biomasse 314
5.12. Bruttostromverbrauch 317

5.12.1. Annahmen und Parameter 317
5.12.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 317
5.12.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 318
5.12.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 320
5.12.5. Vergleich der Szenarien 321
5.13. Gesamte verbrennungsbedingte Treibhausgasemissionen 322
5.13.1. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 322
5.13.2. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 323
5.13.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 324
5.13.4. Vergleich der Szenarien 325

6. Szenarien für die nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen 326

6.1. Industrieprozesse (CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen) 326
6.1.1. Annahmen und Parameter 326
6.1.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 328
6.1.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 328
6.1.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 329
6.1.5. Vergleich der Szenarien 330
6.2. Industrieprozesse und Produktverwendung (FKW, HFKW, SF_6) 331
6.2.1. Annahmen und Parameter 332
6.2.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 334
6.2.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 337
6.2.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 339
6.2.5. Vergleich der Szenarien 341
6.2.6. Schlüsselinstrumente und Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionen Fluorierten Treibhausgasen (FKW, HFKW, SF6) aus Industrieprozessen und Produktverwendung 342
6.2.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 343
6.3. Landwirtschaft 344
6.3.1. Annahmen und Parameter 344
6.3.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 351
6.3.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 353
6.3.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 354
6.3.5. Vergleich der Szenarien 356
6.3.6. Schlüsselinstrumente und Maßnahmen in der Landwirtschaft 357
6.3.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 359
6.4. Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) 361

6.4.1. Annahmen und Parameter 361
6.4.1.1. Analyse der Flächenkategorien im Hinblick auf THG-Reduktionspotenziale 361
6.4.1.2. Räumliche Verteilung organischer Böden 365
6.4.1.3. THG-Reduktionspotenzial: Flächenumwandlung oder Bioenergie 365
6.4.1.4. Szenarien-Entwicklung 367
6.4.2. Ergebnisse zu Flächenänderungen (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80, Klimaschutzszenario 95) 371
6.4.3. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 372
6.4.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80 375
6.4.5. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95 377
6.4.6. Vergleich der Szenarien 379
6.4.7. Mögliche Instrumente zum Umsetzen der Maßnahmen 380

7. Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und deren Komponenten 382

7.1. Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 383
7.2. Klimaschutzszenario 80 385
7.3. Klimaschutzszenario 95 388
7.4. Vergleich der Szenarien 391
7.5. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde 397

8. Analyse gesamtwirtschaftlicher Effekte 400

8.1. Ökonomische Modellierung mit ASTRA-D 401
8.1.1. Einleitung 401
8.1.2. Ökonomische Schnittstelle zwischen den Sektormodellen und ASTRA-D 403
8.1.3. Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Analyse des KS80 mit ASTRA-D 406
8.1.4. Zusammenfassung der Ergebnisse des KS80 mit ASTRA-D 412
8.2. Herausforderungen der gesamtwirtschaftlichen Analyse des KS95 mit ASTRA-D 414
8.3. Ökonomische Modellierung mit FARM EU 414
8.3.1. Einleitung 414
8.3.2. Modellieransatz FARM EU 415
8.3.3. Szenarien & Emissionspfade 416
8.3.4. Annahmen zur Harmonisierung 418
8.4. Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Analyse mit FARM EU 419
8.4.1. Energieimporte / exporte 419
8.4.2. CO_2-Emissionen 421

9. Vergleich der Szenarienergebnisse mit den Zielen des Energie- und Klimaschutzkonzepts der Bundesregierung 422

9.1. Senkung der Treibhausgasemissionen 424

9.2. Erhöhung der Erneuerbaren-Energien-Anteile 425

9.3. Senkung des Energiebedarfs 426

9.4. Steigerung der Energieproduktivität 428

9.5. Zusammenspiel der einzelnen Ziele im Jahr 2050 428

10. Zusammenfassung Kernergebnisse 430

10.1. Gesamtüberblick Zielerreichung 430

10.2. Sektorale Ergebnisse 431

10.2.1. Energiewirtschaft 431

10.2.2. Verkehr 432

10.2.3. Gebäude (Haushalte und GHD) 433

10.2.4. Industrie 435

10.2.5. Landwirtschaft und LULUCF 436

10.2.6. Übergreifende Effekte 437

10.3. Fazit 439

11. Anhang: Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung sowie Allokation auf Sektoren 454

11.1. Einleitung 454

11.2. Diskussion von Ansätzen zur Bestimmung des NaWaRo-Potenzials 454

11.2.1. Ansätze zur Bestimmung von Biomassepotenzialen 455

11.2.1.1. Ansatz 1: Beschränkung auf inländische Potenziale (z.B. Leitstudie) 455

11.2.1.2. Ansatz 2: Budgetansatz aus der Studie „Modell Deutschland“ 456

11.2.1.3. Ansatz 3: Budgetansatz plus 457

11.2.2. Potenzialergebnisse bei Verwendung eines „Budgetansatz plus“ 458

11.2.2.1. Global verfügbare Biomasse landwirtschaftlicher Flächen 458

11.2.2.2. Für Ernährung benötigte Biomasse 459

11.2.2.3. NaWaRo-Potenzial landwirtschaftlicher Flächen 460

11.2.3. Fazit 461

11.3. Ableitung der Biomassemengen für das Projekt „Klimaschutzszenarien 2050“ sowie Allokation auf Sektoren 462

11.3.1. Biomassemengen zur energetischen Nutzung 462

11.3.2. Sektorallokation der Biomassemengen 464

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Modellübersicht zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen 35
Abbildung 3-2: Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab 38
Abbildung 3-3: Schematische Darstellung der Modellhierarchie am Beispiel des Papiergewerbes 42
Abbildung 3-4: Zusammenhang von Diffusionsgeschwindigkeit und Einsparpotenzialen 46
Abbildung 3-5: Vereinfachte Darstellung des “Bottom-up“-Mengengerüsts für den Sektor GHD im Modell FORECAST 50
Abbildung 3-6: Übersicht über das Geräte-Modul von FORECAST-Residential 53
Abbildung 3-7: Schematische Darstellung der Modellierung des Verkehrssektors 54
Abbildung 3-8: Klassisches Vier-Stufen-Modell in der Implementierungsdichte von ASTRA-D 56
Abbildung 3-9: Interaktion der Modelle PowerACE (ISI) und ELIAS / PowerFlex (Öko-Institut) zur Abbildung des Stromsektors 62
Abbildung 3-10: Stilllegungskalküle in ELIAS 63
Abbildung 3-11: Iteration zwischen Kraftwerksstilllegung und -investition (ELIAS) und Kraftwerkseinsatz (PowerFlex) 66
Abbildung 3-12: Schematische Darstellung des Modells PowerACE 68
Abbildung 4-1: Bevölkerungsprojektion aus ASTRA-D in 10-Jahresschritten 77
Abbildung 4-2: Bevölkerungszusammensetzung im Jahre 2050 nach Altersklassen nach alten und neuen Rahmendaten 78
Abbildung 4-3: Projektion des preisbereinigten BIP in Mrd. $€_{2010,}$ basierend auf (OECD 2012) -0,3 Prozentpunkte 79
Abbildung 4-4: Bruttowertschöpfung auf sektoraler Ebene 80
Abbildung 4-5: Prozentuale Sektoraufteilung im Zeitverlauf 81
Abbildung 4-6: Beschäftigung auf sektoraler Ebene 82
Abbildung 4-7: Prozentuale Aufteilung Beschäftigung sektoral im Zeitverlauf 83
Abbildung 4-8: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Rohölpreises auf dem Weltmarkt, 1990–2050 88
Abbildung 4-9: Vergleich der EIA-Referenzprojektionen für Öl ($\$_{2010}$/bbl) 90
Abbildung 4-10: Historischer Verlauf und Modellierung von Rohöl-, Erdgas- und Steinkohlenpreisen, 1980 – 2012 92
Abbildung 4-11: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Erdgaspreises auf dem kontinentaleuropäischen Markt, 1980 – 2050 93
Abbildung 4-12: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Steinkohle-Weltmarktpreises für Lieferungen nach Nordwest-Europa, 1990 – 2050 94
Abbildung 4-13: Historischer Verlauf und Projektion für die Entwicklung des Weltmarktpreises für Rohöl sowie der europäischen Preise für Erdgas und Steinkohle Markt, 2000 – 2050 95
Abbildung 4-14: Preise für Primärenergieträger in beiden Modellierungsrunden 100
Abbildung 4-15: Settlement-Preise für den EUA-Spotmarkt sowie EUA-Futures mit Lieferung im Dezember 2012 und Dezember 2020, 2003 bis 2015 102

Abbildung 4-16:	Entwicklung der Wohnfläche 2008-2050	105
Abbildung 4-17:	Entwicklungsparameter für die Verkehrsleistung im Flugverkehr im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (indiziert), historische Entwicklung und Fortschreibung bis 2050	112
Abbildung 5-1:	Entwicklung der Sanierungsrate für alle Szenarien	116
Abbildung 5-2:	Endenergiebedarf von Gebäuden im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	120
Abbildung 5-3:	Endenergiebedarf von Gebäuden im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	121
Abbildung 5-4:	Endenergiebedarf im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80	123
Abbildung 5-5:	Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80	124
Abbildung 5-6:	Endenergiebedarf im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95 – 2050	125
Abbildung 5-7:	Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95	126
Abbildung 5-8:	Endenergiebedarf für Wärmebereitstellung in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte	128
Abbildung 5-9:	Energienachfrage im AMS (2012) nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050	137
Abbildung 5-10:	Energienachfrage im KS 80 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050	139
Abbildung 5-11:	Energienachfrage im KS 95 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050	141
Abbildung 5-12:	Vergleich der Energienachfrage der Szenarien AMS (2012), KS 80 und KS 95 für den Zeitraum 2010-2050	143
Abbildung 5-13:	Gegenüberstellung der Szenarien-Ergebnisse der ersten und zweiten Modellierungsrunde für das AMS (2012), KS 80 und KS 95	145
Abbildung 5-14:	Kumulative Verteilung der maximal zulässigen Amortisationszeit für Investitionen in Energieeinsparoptionen je Szenario	152
Abbildung 5-15:	Endenergiebedarf im AMS (2012) im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 – 2050	158
Abbildung 5-16:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)	159
Abbildung 5-17:	Entwicklung der Stromnachfrage im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)	161
Abbildung 5-18:	Endenergiebedarf im KS 80 im Sektor Industrie nach Energieträgern, 2010 - 2050	163
Abbildung 5-19:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas)	164
Abbildung 5-20:	Entwicklung der Stromnachfrage im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas)	166
Abbildung 5-21:	Endenergiebedarf im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 - 2050	168

Abbildung 5-22:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)	169
Abbildung 5-23:	Entwicklung der Stromnachfrage im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)	171
Abbildung 5-24:	Endenergiebedarf im Sektor Industrie je Szenario, 2010 – 2050	174
Abbildung 5-25:	Beitrag der einzelnen Technologiefelder zu den erzielten Brennstoffeinsparungen je Szenario im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	175
Abbildung 5-26:	Vergleich des Energiebedarfs je Energieträger und Szenario	177
Abbildung 5-27:	Veränderung des Brennstoffbedarfs je Wirtschaftszweig im Vergleich zum Jahr 2010	178
Abbildung 5-28:	Veränderung des Brennstoffbedarfs je Prozess in der Branche Metallerzeugung im Vergleich zum Jahr 2010	179
Abbildung 5-29:	Veränderung des Strombedarfs je Wirtschaftszweig im Vergleich zum Jahr 2010	180
Abbildung 5-30:	Veränderung des Strombedarfs je Querschnittstechnik im Vergleich zum Jahr 2010	181
Abbildung 5-31:	Strombedarf im Sektor GHD nach Wirtschaftszweig und Energieanwendungen für das Jahr 2010	184
Abbildung 5-32:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nach Energieträgern	186
Abbildung 5-33:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 80 nach Energieträgern	190
Abbildung 5-34:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 95 nach Energieträgern	192
Abbildung 5-35:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Vergleich, 2010 - 2050	196
Abbildung 5-36:	Veränderung des Strombedarfs im Sektor GHD – Prozesse und Geräte nach Anwendungen und Szenarien im Vergleich zu 2010	197
Abbildung 5-37:	Veränderung des Strombedarfs im Sektor GHD – Prozesse und Geräte nach Branchen und Szenarien im Vergleich zu 2010	198
Abbildung 5-38:	Personenverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	216
Abbildung 5-39:	Güterverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	217
Abbildung 5-40:	Fahrzeugbestand (Pkw) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	218
Abbildung 5-41:	Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	219
Abbildung 5-42:	Endenergiebedarf des Güter- und Personenverkehrs im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	222
Abbildung 5-43:	Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050	223
Abbildung 5-44:	Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050	224
Abbildung 5-45:	Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050	226

Abbildung 5-46: Endenergiebedarf des Verkehrssektors im Klimaschutzszenario 80, 2010- 2050 227
Abbildung 5-47: Endenergiebedarf des des Güter- und Personenverkehrs im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050 229
Abbildung 5-48: Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050 230
Abbildung 5-49: Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050 232
Abbildung 5-50: Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050 233
Abbildung 5-51: Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050 234
Abbildung 5-52: Endenergiebedarf des Güter- und Personenverkehrs (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Klimaschutzszenario 95, 2010 – 2050 236
Abbildung 5-53: Endenergiebedarf des Verkehrs sowie Strombedarf für die Herstellung strombasierter Kraftstoffe im Klimaschutzszenario 95, 2050 237
Abbildung 5-54: Verkehrsnachfrage im Szenariovergleich, 2050 238
Abbildung 5-55: Endenergiebedarf des Verkehrs (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht)nach Kraftstoffen im Szenariovergleich, 2030 und 2050 239
Abbildung 5-56: Endenergiebedarf des Verkehrs nach Verkehrsarten im Szenariovergleich, 2030 und 2050 240
Abbildung 5-57: Treibhausgasemissionen des Verkehrs(inkl. internationaler Verkehr und Sonderverkehre) im Szenariovergleich, 1990 - 2050 241
Abbildung 5-58: Treibhausgasemissionen des Verkehrs(nur nationaler Verkehr) im Szenariovergleich, 1990 – 2050 243
Abbildung 5-59: Verkehrsnachfrage im Personenverkehr im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde) 247
Abbildung 5-60: Verkehrsnachfrage im Güterverkehr im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde) 248
Abbildung 5-61: Endenergiebedarf des nationalen Verkehrs im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde) 249
Abbildung 5-62: Endenergiebedarf des internationalen Verkehrs im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde) 250
Abbildung 5-63: Endenergiebedarf von nationalem und internationalem Verkehr im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde) 251
Abbildung 5-64: Treibhausgasemissionen von nationalem und internationalem Verkehr im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde) 252
Abbildung 5-65: Treibhausgasemissionen von bauwirtschaftlichem Verkehr und Pipelinetransport im Vergleich der Szeanrien (1. und 2. Runde) 253
Abbildung 5-66: Nettostromerzeugung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 266
Abbildung 5-67: Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 80 271
Abbildung 5-68: Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 95 276
Abbildung 5-69: Primärenergieverbrauch im AMS (2012), 2010–2050 297
Abbildung 5-70: Primärenergieverbrauch im KS 80, 2010–2050 299
Abbildung 5-71: Primärenergieverbrauch im KS 95, 2010–2050 301

Abbildung 5-72:	Differenzen des Primärenergieverbrauchs von KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012), 2020–2050	302
Abbildung 5-73:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im AMS (2012), 2008–2050	304
Abbildung 5-74:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im AMS (2012), 2010–2050	305
Abbildung 5-75:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 80, 2010–2050	307
Abbildung 5-76:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 80, 2010–2050	308
Abbildung 5-77:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 95, 2010–2050	310
Abbildung 5-78:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 95, 2010–2050	311
Abbildung 5-79:	Sektorale Differenzen des Endenergieverbrauchs von KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012), 2020–2050	312
Abbildung 5-80:	Brennstoffspezifische Differenzen des Endenergieverbrauchs von KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012), 2020–2050	313
Abbildung 5-81:	Vergleich der inländisch verfügbaren und der eingesetzten Biomasse im Jahr 2050 in den verschiedenen Szenarien	315
Abbildung 5-82:	Vergleich der Bruttostromverbräuche, 2010–2050	322
Abbildung 6-1:	Emissionen an fluorierten Treibhausgasen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	335
Abbildung 6-2:	Emissionen an fluorierten Treibhausgasen im Klimaschutzszenario 80	337
Abbildung 6-3:	Emissionen an fluorierten Treibhausgasen im Klimaschutzszenario 95	339
Abbildung 6-4:	Vergleich der landwirtschaftlichen Emissionen aus der 1. und 2. Runde im Jahr 2050	360
Abbildung 6-5:	LULUCF-Senken (Anteil der Flächentypen an der eingelagerten THG-Menge)	361
Abbildung 6-6:	LULUCF-Quellen (Anteil der Flächentypen an den THG-Emissionen)	362
Abbildung 6-7:	Flächenänderungen der LULUCF-Flächentypen für die drei Szenarien (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95) von 1990 bis 2050	372
Abbildung 6-8:	LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) von 1990 bis 2050	374
Abbildung 6-9:	LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 80 von 1990 bis 2050 (alle Maßnahmen, 30 % Umsetzung)	376
Abbildung 6-10:	LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 95 von 1990 bis 2050 (alle Maßnahmen, 95 % Umsetzung)	378
Abbildung 7-1:	Verminderung von Treibhausgasemissionen in den Jahren 2020–2050 gegenüber 1990 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	385
Abbildung 7-2:	Verminderung von Treibhausgasemissionen in den Jahren 2020–2050 gegenüber 1990 im Klimaschutzszenario 80	388
Abbildung 7-3:	Verminderung von Treibhausgasemissionen in den Jahren 2020–2050 ge-genüber 1990 im Klimaschutzszenario 95	391
Abbildung 7-4:	Anteile der einzelnen Sektoren an den Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 bzw. im Jahr 2050 für die drei Szenarien	393
Abbildung 7-5:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Vergleich der Szenarien, 1990 und 2050	394
Abbildung 7-6:	Vergleich der Dynamik der Emissionsminderungen	397

Abbildung 7-7:	Vergleich der gesamten Treibhausgasminderungen in der 1. und 2. Modellierungsrunde (jeweils inklusive LULUCF & internationalem Verkehr)	398
Abbildung 8-1:	Vereinfachte Modellierungslogik in ASTRA-D	403
Abbildung 8-2:	Veränderung in BIP und Beschäftigung im KS80 gegenüber AMS	406
Abbildung 8-3:	Sektorale Beschäftigungsveränderung im KS80 gegenüber AMS	407
Abbildung 8-4:	Sektorale Investitionsveränderungen im KS80 gegenüber AMS	408
Abbildung 8-5	Aufgeteilter Investitionsimpuls aus den Sektormodellen in KS80 in der gesamtwirtschaftlichen Modellierung – direkter Effekt [Mrd $€_{2010}$]	409
Abbildung 8-6	Initialer Investitionsimpuls aus den Sektormodellen im KS80 gegenüber AMS – direkter Effekt	410
Abbildung 8-7:	Sektorale Konsumveränderungen im KS80 gegenüber AMS [Mrd. $€_{2010}$]	411
Abbildung 8-8:	Sektorale Bruttowertschöpfungsveränderungen im KS80 gegenüber AMS	412
Abbildung 8-9:	Generelle Funktionsweise des FARM–EU-Modellkerns	415
Abbildung 8-10:	Regionale Auflösung von FARM EU	416
Abbildung 8-11:	Nettoimporte Primärenergie Deutschland, restliche EU (inkl. Norwegen) und Rest der Welt; Nettoexporte Primärenergie Mittlerer Osten und Nordafrika	421
Abbildung 8-12:	CO_2-Emissionsveränderung ggü. 2010 außerhalb Deutschlands	422
Abbildung 9-1:	Entwicklungen der Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF unter internationaler Verkehr) in den Szenarien im Vergleich zum Zielpfad des Energie- und Klimaschutzkonzepts, 1990-2050	424
Abbildung 9-2:	Entwicklungen der erneuerbaren Anteile am Energieverbrauch in den Szenarien im Vergleich zu den Zielpfaden des Energie- und Klimaschutzkonzepts, 2010-2050	425
Abbildung 9-3:	Minderung der Energieverbräuche in den Jahren 2020 und 2050 in den Szenarien im Vergleich zu den Zielen des Energie- und Klimaschutzkonzepts	427
Abbildung 9-4:	Erreichung der Energie- und Klimaschutzziele für das Jahr 2050, Zielmarke 80%-Minderung	429
Abbildung 12-1:	Budgetansatz in Modell Deutschland (I)	456
Abbildung 12-2:	Budgetansatz in Modell Deutschland (II)	457
Abbildung 12-3:	Sektorallokation der Nutzung von Biomasse im Szenario KS 80	466
Abbildung 12-4:	Sektorallokation der Nutzung von Biomasse im Szenario KS 95	467

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Zieldatensatz des Energiekonzepts 2010/2011 bzw. des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und Rahmenvorgaben für die Klimaschutzszenarien	33
Tabelle 3-1:	Eingangsparameter der Sektormodule des Modells FORECAST	40
Tabelle 3-2:	Branchenstruktur von FORECAST-Industry	42
Tabelle 3-3:	Prozessstruktur des Moduls FORECAST-Industry	44
Tabelle 3-4:	Klassifizierung der Branchen des Sektors GHD im Modell FORECAST	48
Tabelle 3-5:	Energiedienstleistungen (EDL), die für die Berechnung des Energiebedarfs je Branche summiert werden	49
Tabelle 3-6:	Berechnung der Trendentwicklung der Tierbestände im AMS (2012)	73
Tabelle 3-7:	Berechnung der Subkategorien landwirtschaftliche Böden im AMS (2012)	73
Tabelle 4-1:	Bevölkerungsprojektion in Zehnjahresschritten nach Altersklassen aufgeteilt	77
Tabelle 4-2:	BIP Entwicklung 2010-2050	79
Tabelle 4-3:	Sektorale Entwicklung der Bruttowertschöpfung in Zehnjahresschritten	80
Tabelle 4-4:	Sektorale Entwicklung der Beschäftigung in Zehnjahresschritten	83
Tabelle 4-5:	Vergleich der Annahmen zur Gesamtbevölkerung Runde 1 und Runde 2 in absoluten Größen	84
Tabelle 4-6:	Vergleich der Annahmen zur Gesamtbevölkerung Runde 1 und Runde 2 in durchschnittlichen, jährlichen Wachstumsraten	85
Tabelle 4-7:	Vergleich der Annahmen zum BIP Runde 1 und Runde 2 in absoluten Größen	85
Tabelle 4-8:	Vergleich der Annahmen zum BIP Runde 1 und Runde 2 in durchschnittlichen, jährlichen Wachstumsraten	85
Tabelle 4-9:	Vergleich der Annahmen zum BWS Runde 1 und Runde 2 in absoluten Größen	86
Tabelle 4-10:	Vergleich der Annahmen zum BWS Runde 1 und Runde 2 in durchschnittlichen, jährlichen Wachstumsraten	87
Tabelle 4-11:	Entwicklung der Brennstoffkosten für Braunkohle in Deutschland, 2008 bis 2013	96
Tabelle 4-12:	Ergebnisse der Referenzpreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle, 2008–2050	98
Tabelle 4-13:	Preise für Primärenergieträger in beiden Modellierungsrunden	99
Tabelle 4-14:	Projektion der EU Energy Roadmap 2050 für die Preise von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen, 2020-2050	101
Tabelle 4-15:	Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikaten in den Szenarien, 2010-2050	103
Tabelle 4-16:	Entwicklung der Anzahl der Privaten Haushalte 2010-2050	104
Tabelle 4-17:	Entwicklung von Nutzfläche und Wohnfläche	104
Tabelle 4-18	Entwicklung der Energiebezugsfläche im Sektor GHD in allen Szenarien	106
Tabelle 4-19:	Überblick über Eigenschaften des Mobilitätspanels	107

Tabelle 4-20:	Überblick über Eigenschaften von Mobilität in Deutschland	108
Tabelle 4-21:	Zentrale Mobilitätseckwerte aus MoP 2008 und MiD 2008	109
Tabelle 4-22:	Überblick über Eigenschaften von Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland	110
Tabelle 4-23:	Biomasse-Potenziale der einzelnen Szenarien	114
Tabelle 5-1:	Entwicklung der Sanierungsrate	116
Tabelle 5-2:	U-Werte im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	117
Tabelle 5-3:	Veränderung der energetischen Qualität im Klimaschutzszenario 80 gegenüber dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	118
Tabelle 5-4:	Endenergiebedarf von Gebäuden im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	119
Tabelle 5-5:	Endenergiebedarf von Gebäuden im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	121
Tabelle 5-6:	Endenergiebedarf der Gebäude im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80	122
Tabelle 5-7:	Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80	123
Tabelle 5-8:	Endenergiebedarf im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95	125
Tabelle 5-9:	Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95	126
Tabelle 5-10:	Endenergiebedarf für Wärmebereitstellung in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte	127
Tabelle 5-11:	Endenergiebedarf für Wärmebereitstellung in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte	130
Tabelle 5-12:	Primärenergiefaktoren	131
Tabelle 5-13:	Entwicklung der Primärenergiefaktoren für Strom und Fernwärme	131
Tabelle 5-14:	Primärenergiebedarf in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte	132
Tabelle 5-15:	Emissionsentwicklungen für den Sektor Haushalte (Gebäude + Geräte) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050	133
Tabelle 5-16:	Energienachfrage im AMS (2012) nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050	138
Tabelle 5-17:	Energienachfrage im KS 80 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050	140
Tabelle 5-18:	Energienachfrage im KS 95 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050	142
Tabelle 5-19:	Vergleich der Energienachfrage der Szenarien AMS (2012), KS 80 und KS 95 für den Zeitraum 2010-2050	143
Tabelle 5-20:	Entwicklung der industriellen Produktion im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und Klimaschutzszenario 80 (Teil 1)	147
Tabelle 5-21:	Entwicklung der industriellen Produktion im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und Klimaschutzszenario 80 (Teil 2)	148
Tabelle 5-22:	Entwicklung ausgewählter Kennwerte zur Nutzung von Sekundärrouten bei energieintensiven Produkten im Vergleich zwischen den Szenarien	149

Tabelle 5-23:	Entwicklung der industriellen Produktion im Klimaschutzszenario 95 (Teil 1)	150
Tabelle 5-24:	Entwicklung der industriellen Produktion im Klimaschutzszenario 95 (Teil 2)	151
Tabelle 5-25:	Anteile der Querschnittstechniken am Stromverbrauch der Wirtschaftszweige der Industrie im Jahr 2010 [%]	153
Tabelle 5-26:	Anteil einzelner Anwendungen am Brennstoffbedarf der Industrie	154
Tabelle 5-27:	Technisches Potenzial zur Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen nach Wirtschaftszweig und Temperaturniveau	155
Tabelle 5-28:	Endenergiebedarf im Sektor Industrie nach Energieträgern im AMS (2012), 1990 – 2050	157
Tabelle 5-29:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [PJ]	160
Tabelle 5-30:	Entwicklung der Stromnachfrage im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas) [TWh]	162
Tabelle 5-31:	Endenergiebedarf im KS 80 im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 – 2050	163
Tabelle 5-32:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas) [PJ]	165
Tabelle 5-33:	Entwicklung der Stromnachfrage im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [TWh]	167
Tabelle 5-34:	Endenergiebedarf im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 - 2050	168
Tabelle 5-35:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [PJ]	170
Tabelle 5-36:	Entwicklung der Stromnachfrage im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [TWh]	172
Tabelle 5-37:	Übersicht Endenergiebedarf im Sektor Industrie je Szenario, 2010 – 2050	173
Tabelle 5-38:	Beitrag der einzelnen Technologiefelder zu den erzielten Brennstoff-einsparungen je Szenario im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	176
Tabelle 5-39:	Emissionsentwicklungen für den Industriesektor (ohne Industriekraftwerke) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050	182
Tabelle 5-40:	Anteile der Anwendungen am Strombedarf je Wirtschaftszweig des Sektors GHD im Jahr 2010	184
Tabelle 5-41:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nach Energieträgern	186
Tabelle 5-42:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen	187
Tabelle 5-43:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Anwendungen[42]	188
Tabelle 5-44:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 80 nach Energieträgern	189

Tabelle 5-45:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen[42]	190
Tabelle 5-46:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Anwendungen[42]	191
Tabelle 5-47:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 95 nach Energieträgern	192
Tabelle 5-48:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen[42]	193
Tabelle 5-49:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Anwendungen[42]	193
Tabelle 5-50:	Übersicht Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Vergleich, 2010 – 2050	195
Tabelle 5-51:	Emissionsentwicklungen für GHD-Sektor im Vergleich der Szenarien, 1990-2050	199
Tabelle 5-52:	Effizienzentwicklung von Pkw-Neuzulassungen (Größenklasse mittel)	202
Tabelle 5-53:	Neuzulassungsstruktur von Pkw	204
Tabelle 5-54:	Effizienzentwicklung von Lkw und leichten Nutzfahrzeugen	205
Tabelle 5-55:	Neuzulassungsstruktur von Lkw und leichten Nutzfahrzeugen	206
Tabelle 5-56:	Entwicklung der Mineralölsteuern	208
Tabelle 5-57:	Entwicklung der Kraftstoffpreise (Endkunden)	208
Tabelle 5-58:	Pkw-Maut	208
Tabelle 5-59:	Entwicklung der Pkw-Besetzungsgrade im Klimaschutzszenario 95	210
Tabelle 5-60:	Veränderungen in den durchschnittlichen Geschwindigkeiten im Klimaschutzszenario 95	211
Tabelle 5-61:	Biokraftstoffanteile in den Szenarien	213
Tabelle 5-62:	Anteil stromgenerierter Kraftstoffe an Flüssigkraftstoffen	214
Tabelle 5-63:	Personenverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	216
Tabelle 5-64:	Güterverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	217
Tabelle 5-65:	Fahrzeugbestand (Pkw) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	218
Tabelle 5-66:	Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050	221
Tabelle 5-67:	Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050	224
Tabelle 5-68:	Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050	225
Tabelle 5-69:	Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050	226
Tabelle 5-70:	Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffen im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050	228
Tabelle 5-71:	Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050	231
Tabelle 5-72:	Szenarienvergleich: Modal Split im Personenverkehr (Wege)	231
Tabelle 5-73:	Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050	232
Tabelle 5-74:	Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050	233

Tabelle 5-75:	Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffen im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050	235
Tabelle 5-76:	Endenergiebedarf des Verkehrs im Szenariovergleich, 2005-2050	239
Tabelle 5-77:	Treibhausgasemissionen des Verkehrs (inklusive internationaler Verkehr und Sonderverkehre) im Szenariovergleich, 1990 - 2050	242
Tabelle 5-78:	Überblick über die Instrumente im Verkehrssektor in den Szenarien KS 80 und KS 95	244
Tabelle 5-79:	Technische Lebensdauer der Bestandskraftwerke	255
Tabelle 5-80:	Ausgewählte Daten von Neubaukraftwerken (Kondensationskraftwerke)	255
Tabelle 5-81:	Ausgewählte Daten von Neubaukraftwerken (KWK-Anlagen)	256
Tabelle 5-82:	Primärenergieeinsatz von Müll in den verschiedenen Szenarien	257
Tabelle 5-83:	Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	260
Tabelle 5-84:	Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien im Klimaschutzszenario 80	260
Tabelle 5-85:	Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien im Klimaschutzszenario 95	260
Tabelle 5-86:	Volllaststunden zur Berechnung des Dargebots erneuerbarer Energien	261
Tabelle 5-87:	Komponenten des Stromverbrauchs im Vergleich der Szenarien, 2012 und 2050	262
Tabelle 5-88:	Installierte elektrische Leistung von PtX-Anlagen im KS 95	263
Tabelle 5-89:	Nettostromerzeugung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	267
Tabelle 5-90:	Installierte Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	268
Tabelle 5-91:	Bruttostromerzeugung im AMS (2012), 2010-2050	269
Tabelle 5-92:	Strompreisentwicklung am Energy-only-Markt im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	269
Tabelle 5-93:	THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im AMS (2012), 1990–2050	270
Tabelle 5-94:	Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 80	272
Tabelle 5-95:	Installierte Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) im Klimaschutzszenario 80	273
Tabelle 5-96:	Bruttostromerzeugung im KS 80, 2010-2050	273
Tabelle 5-97:	Strompreisentwicklung am Energy-only-Markt im Klimaschutzszenario 80	274
Tabelle 5-98:	THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im KS 80, 1990–2050	275
Tabelle 5-99:	Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 95	277
Tabelle 5-100:	Installierte Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) im Klimaschutzszenario 95	278
Tabelle 5-101:	Bruttostromerzeugung im KS 95, 2010-2050	278
Tabelle 5-102:	Strompreisentwicklung am Energy-only-Markt im Klimaschutzszenario 95	279

Tabelle 5-103: THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im KS 95, 1990–2050 280
Tabelle 5-104: Nettostromerzeugung und Nettostromaufkommen im Vergleich der Szenarien, 2010 und 2050 281
Tabelle 5-105: Emissionsentwicklungen der Kraftwerke im Vergleich der Szenarien, 1990-2050 282
Tabelle 5-106: Installierte Leistung von Solarthermieanlagen in Wärmenetzen 284
Tabelle 5-107: Energieverbrauch der übrigen Energiewirtschaft im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 2012 (2010-2050) 285
Tabelle 5-108: Energieverbrauch der übrigen Energiewirtschaft im Klimaschutzszenario 80 (2010-2050) 286
Tabelle 5-109: Energieverbrauch der übrigen Energiewirtschaft im Klimaschutzszenario 95 (2010-2050) 287
Tabelle 5-110: Emissionsentwicklung der übrigen Energiewirtschaft im Vergleich der Szenarien, 1990-2050 288
Tabelle 5-111: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), 2000–2050 291
Tabelle 5-112: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 80, 2000–2050 292
Tabelle 5-113: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 95, 2000–2050 293
Tabelle 5-114: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Vergleich der Szenarien (1990–2050) 294
Tabelle 5-115: Primärenergieverbrauch im AMS (2012), 2008–2050 296
Tabelle 5-116: Primärenergieverbrauch im KS 80, 2008–2050 298
Tabelle 5-117: Primärenergieverbrauch im KS 95, 2008–2050 300
Tabelle 5-118: Endenergieverbrauch nach Sektoren im AMS (2012), 2008–2050 303
Tabelle 5-119: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im AMS (2012), 2008–2050 305
Tabelle 5-120: Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 80, 2008–2050 306
Tabelle 5-121: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 80, 2008–2050 308
Tabelle 5-122: Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 95, 2008–2050 309
Tabelle 5-123: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 95, 2008–2050 311
Tabelle 5-124: Entwicklung des erneuerbaren Anteils am Bruttoendenergieverbrauch (2010–2050) 314
Tabelle 5-125: Vergleich der zugeteilten und der eingesetzten Biomasse nach Sektoren im im KS 80 316
Tabelle 5-126: Vergleich der zugeteilten und der eingesetzten Biomasse nach Sektoren im im KS 95 316
Tabelle 5-127: Bruttostromverbrauch im AMS (2012), 2008–2050 318
Tabelle 5-128: Bruttostromverbrauch im KS 80, 2008–2050 319
Tabelle 5-129: Bruttostromverbrauch im Klimaschutzszenario 95, 2008–2050 321
Tabelle 5-130: Entwicklung der verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nach Energieträgern (1990–2050) 323

Tabelle 5-131:	Entwicklung der verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 80 nach Energieträgern (1990–2050)	324
Tabelle 5-132:	Entwicklung der verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 95 nach Energieträgern (1990–2050)	325
Tabelle 5-133:	Entwicklung der gesamten verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Vergleich der Szenarien (1990–2050)	326
Tabelle 6-1:	Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), 2005-2050	328
Tabelle 6-2:	Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im KS 80, 2005-2050	329
Tabelle 6-3:	Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im KS 95, 2005-2050	330
Tabelle 6-4:	Emissionsentwicklungen im Bereich der Industrieprozesse (CO_2, CH_4, N_2O)) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050	331
Tabelle 6-5:	Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	336
Tabelle 6-6:	Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Klimaschutzszenario 80	338
Tabelle 6-7:	Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Klimaschutzszenario 95	340
Tabelle 6-8:	Emissionsentwicklungen für industrielle Prozesse (F-Gase) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050	342
Tabelle 6-9:	Absolute Änderungen in den Emissionsszenarien für F-Gase zwischen erster und zweiter Modellierungsrunde	343
Tabelle 6-10:	Relative Änderungen in den Emissionsszenarien für F-Gase zwischen erster und zweiter Modellierungsrunde	344
Tabelle 6-11:	Entwicklung der Tierbestände im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	345
Tabelle 6-12:	Stickstoffdüngerbedarf und Anbauflächen der einzelnen Kulturarten, Gesamtstickstoffdüngereinsatz im AMS (2012)	347
Tabelle 6-13:	Entwicklung der einzelnen Subkategorien für landwirtschaftliche Böden im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	347
Tabelle 6-14:	Entwicklung der Tierbestände im Klimaschutzszenario 80	348
Tabelle 6-15:	Entwicklung der einzelnen Subkategorien für landwirtschaftliche Böden im Klimaschutzszenario 80	349
Tabelle 6-16:	Entwicklung der Tierbestände im Klimaschutzszenario 95	350
Tabelle 6-17:	Entwicklung der einzelnen Subkategorien für landwirtschaftliche Böden im Klimaschutzszenario 95	351

Tabelle 6-18: Entwicklung der Methan-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 352
Tabelle 6-19: Entwicklung der Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 352
Tabelle 6-20: Entwicklung der Methan und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft in kt CO_2 Äquivalenten , 1990-2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 353
Tabelle 6-21: Entwicklung der Methan-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 80 353
Tabelle 6-22: Entwicklung der Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 80 354
Tabelle 6-23: Entwicklung der Methan und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft in kt CO_2 Äquivalenten , 1990-2050 im Klimaschutzszenario 80 354
Tabelle 6-24: Entwicklung der Methan-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 95 355
Tabelle 6-25: Entwicklung der Lachgasemissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 95 355
Tabelle 6-26: Entwicklung der Methan und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft in kt CO_2 Äquivalenten, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 95 356
Tabelle 6-27: Emissionsentwicklungen im Bereich der Landwirtschaft im Vergleich der Szenarien, 1990-2050 357
Tabelle 6-28: Fläche und THG-Emissionen der LULUCF-Flächentypen 364
Tabelle 6-29: Fläche, Flächenanteil in Deutschland und THG-Emissionen der Flächenkategorien mit hohen THG-Reduktionspotenzialen (2010) 365
Tabelle 6-30: THG-Reduktionspotenzialen bei der Umwandlung von Ackerland auf organischen Böden hin zu Wald, Feuchtgebieten oder Gehölzen und bei der Produktion von Bioenergie 367
Tabelle 6-31: Maßnahme und Restriktionen der drei Szenarien (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95) 370
Tabelle 6-32: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) von 2010 bis 2050 375
Tabelle 6-33: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 80 von 2010 bis 2050 (alle Maßnahmen, 30 % Umsetzung) 377
Tabelle 6-34: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 95 von 2010 bis 2050 (alle Maßnahmen, 95 % Umsetzung) 379
Tabelle 6-35: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im AMS (2012) und den beiden Klimaschutzszenarien von 2010 bis 2050 (alle Maßnahmen, 95 % Umsetzung) 380
Tabelle 7-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Aktuelle-Maßnahmen-Szeanrio (2012), 2005-2050 383
Tabelle 7-2: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Aktuelle-Maßnahmen-Szeanrio (2012), 2005-2050 384
Tabelle 7-3: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Klimaschutzszenario 80, 2005-2050 386

Tabelle 7-4:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Klimaschutzszenario 80, 1990-2050	387
Tabelle 7-5:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Klimaschutzszenario 95, 1990-2050	389
Tabelle 7-6:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Klimaschutzszenario 95, 1990-2050	390
Tabelle 7-7:	Vergleich der Emissionsminderungen der drei Sektoren im Jahr 2050 ge-genüber 1990 und Vergleich der Erreichung der Ziele von 80 % (KS 80) bzw. 95 % (KS 95) Emissionsminderungen	392
Tabelle 7-8:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Vergleich der Szenarien, 1990-2050	396
Tabelle 7-9:	Vergleich der gesamten Treibhausgasemissionen der 1. und 2. Modellierungsrunde nach Sektoren für das Jahr 2050	399
Tabelle 7-10:	Vergleich der gesamten Treibhausgasemissionen im KS 90 / KS 95 nach Gasen in 2050 (ohne LULUCF internationaler Verkehr)	400
Tabelle 8-1:	FARM-EU-Szenarien	417
Tabelle 8-2:	Sensitivitätsrechnungen: Zusammenhang zwischen BIP und Veränderungen der Arbeitsproduktivität bzw. Energieeffzienz	419
Tabelle 9-1:	Vergleich der Szenarienergebnisse mit den Zielen des Energie- und Klimaschutzkonzepts der Bundesregierung	423
Tabelle 12-1:	Szenarien zur Biomasseverfügbarkeit landwirtschaftlicher Flächen mit dem „Budgetansatz plus“	458
Tabelle 12-2:	Globale Biomasseverwendung für Ernährung im Jahr 2000	459
Tabelle 12-3:	NaWaRo-Potenzial 2050 in Abhängigkeit unterschiedlicher Ernährungsweisen	460
Tabelle 12-4:	Biomassemenge (Sekundärenergie) im Projekt „Klimaschutzszenarien 2050“	464

Abkürzungsverzeichnis

$	US-Dollar
%	Prozent
€	Euro
KS 90	Klimaschutzszenario 90
a	annum (lat. Jahr)
AbfAblV	Abfallablagerungsverordnung
AEO	Annual Energy Outlook
AG	Arbeitsgemeinschaft
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AtG	Atomgesetz
BASF	Badische Anilin- & Soda-Fabrik
bbl	Barrel
BEA	Bureau of Economic Analysis
BEV	Battery Electric Vehicle (batterieelektrische Fahrzeuge)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
bzw.	beziehungsweise
C	Carbon
ca.	circa
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CH_4	Methan
CO_2	Kohlendioxid
CO_2-Äqu.	Kohlendioxid-Äquivalent
CPS	Current Policy Scenario
CRF	Common Reporting Format
d.h.	das heißt
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
AMS (2012)	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)
EC	European Commission
EDL	Energiedienstleistung
EDV	elektronische Datenverarbeitung
EE	erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency
EEG	Erneuerbare-EnergienGesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EIA	Energy Information Administration
EJ	Exajoule

ELER	Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums
EnEV	Energieeinsparverordnung
ErP	Energy-related Prodcuts
EU	European Union
EUA	European Union Allowances
EUMENA	Europe, Middle East & North Africa (Europa, Naher Osten, Nordafrika)
EU ETS	European Union Emissions Trading System
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FAO	Food and Agriculture Organization (Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation)
F-Gase	flourierte Treibhausgase (FKW, HFKW, SF6)
FKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
GAMS	General Algebraic Modeling System
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik
GFK	Gesellschaft für Konsumforschung
Gg	Gigagramm
ggf	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Dienstleistungssektor)
GJ	Gigajoule
Gt	Gigatonnen
GW	Gigawatt
GWP	Global Warming Potential (spezifisches Treibhausgaspotential)
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
ha	Hektar
HFKW	Teilhalogenierte Fluor-Kohlenwasserstoffe
HH	Haushalte
ICCT	International Council for Clean Technology
IE	Included Elsewhere
IEA	International Energy Agency
IFEU	Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IMO	International Maritime Organization
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ICE ECX	IntercontinentalExchange European Climate Exchange
inkl.	inklusive
Intl.	international
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
IWU	Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik
JI	Joint Implementation
KBA	Kraftfahrzeugbundesamts
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
KiD	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland
KIT	Karlsruher Instituts für Technologie
Km	Kilometer
KONTIV	Kontinuierliche Erhebung zum VerkehrsVerhalten
KrW	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kt	Kilotonne

kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LED	Light Emitting Diode (Leuchtdiode)
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Landwirtschaftliche Nutzfläche
LNG	Liquified Natural Gas (Flüssigerdgas)
LULUCF	Land use, land use change, forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen, Forstwirtschaft)
m^2	Quadratmeter
MBA	Mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlage
MENA	Middle East and North Africa
Mg	Milligramm
MiD	Mobilität in Deutschland
Mio.	Millionen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MMS	Mit–Maßnahmen-Szenario
MoP	Mobilitätspanel
Mrd.	Milliarde
KS 80	Klimaschutzszenario 80
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-weiterenMaßnahmen-Szenario
N	Stickstoff
N_2O	Lachgas
NA	Not applicable
NACE	Statistical classification of economic activities in the European Union
NE-Metalle	Nichteisenmetalle
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NIR	National Inventory Report
NPS	New Policy Scenario
NO	Not Occuring
NUTS2-Zone	Nomenclature des unités territoriales statistiques (Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik Zone 2)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OLED	organic light emitting diode (organische Leuchtdiode)
OPEC	Organisation of the Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
p.a.	per annum (jährlich)
p.P.	pro Person
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeugen
PIK	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
PJ	Petajoule
pkm	Personenkilometer
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik/Fotovoltaik
REEV	Range Extender Electric Vehicle
s.o.	siehe oben

SF_6	Schwefelhexafluorid
sh.	Siehe hinten
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
t	Tonne
TASi	Technische Anleitung Siedlungsabfall
THG	Treibhausgase
TJ	Tetra Jule
tkm	Tonnenkilometer
TNS	Taylor Nelson Sofres
TREMOD	Transport Emission Model
TU	Technische Universität
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
UNCTAD	United Nations Conference on Trade and Development
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (UN Klimarahmenkonvention)
v.	von
v.a.	vor allem
VEM	Vattenfall Europe Mining
vgl.	vergleiche
vs.	versus
vTI	Heinrich von Thünen Institut
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WWF	World Wide Fund for Nature
WZ	Wirtschaftszweige
z.B.	zum Beispiel
ZSE	Zentralen System Emissionen
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie

1. Einleitung

Die Bekämpfung des globalen Klimawandels ist eine der zentralen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Sie erfordert eine massive Minderung der Emissionen von Treibhausgasen (THG) und damit grundlegende Veränderungen des Energiesystems, aber auch eine erhebliche Umgestaltung nahezu aller anderen Wirtschaftsbereiche. Den Industriestaaten kommt in der notwendigen Wende eine besondere Rolle zu. Sie sind angesichts ihrer langen Industrialisierungsgeschichte überwiegend verantwortlich für den bereits eingetretenen, wie auch den absehbaren Klimawandel, gleichzeitig verfügen insbesondere sie über die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Kapazitäten und das Innovationspotenzial, um die Voraussetzungen für die notwendigen globalen Veränderungen zu schaffen.

Vor diesem Hintergrund hat sich Deutschland mit dem Energiekonzept 2010/2011 einen Satz von energie- und klimapolitischen Zielen gegeben, die den Weg zur Dekarbonisierung der Volkswirtschaft und zur Umstellung auf ein energieeffizientes und im Wesentlichen auf erneuerbaren Energien beruhendes Energiesystem markieren. Die zugrundeliegenden mittel- und langfristigen klima- und energiepolitischen Ziele wurden auch von der derzeitigen Bundesregierung bestätigt[1]. Mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wurden zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen. Darüber hinaus soll ein Klimaschutzplan 2050 erarbeitet werden, der die weiteren Reduktionsschritte im Lichte der europäischen Ziele und der Ergebnisse der Pariser Klimaschutzkonferenz 2015 bis zum Ziel im Jahr 2050 beschreibt und in einem breiten Dialogprozess mit Maßnahmen unterlegt.

Viele für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen entscheidende Sektoren sind durch sehr langlebige Kapitalstöcke geprägt. Dies bedeutet, dass die energie- und klimapolitischen Langfristziele für wichtige Bereiche innerhalb nur eines Modernisierungszyklus umgesetzt werden müssen. Weiterhin sind umfangreiche Maßnahmen notwendig, die an erhebliche Vorlaufzeiten gebunden sind. Dazu gehören Infrastrukturentwicklung, aber auch Innovationsprozesse für viele Bereiche. Damit benötigt Energie- und Klimapolitik im Kontext massiver Treibhausgasminderungen immer auch umfassende quantitative Analysen, um Handlungsnotwendigkeiten und -fenster identifizieren, politische Instrumente und Strategien spezifizieren sowie Kosten optimieren zu können. Instrumenten-orientierte Szenarienanalysen und die instrumentenorientierte Auswertung quantitativer Analysen können hier eine wesentliche Rolle spielen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat in diesem Kontext das Konsortium aus Öko-Institut und Fraunhofer-ISI mit einem Projekt beauftragt, in dem Szenarien mit verschiedenen klimapolitischen Ambitionsniveaus für den Zeithorizont bis 2050 erstellt und analysiert werden sollen.

Zentrale Fragestellungen sind

- Welche Emissionsminderung könnte erreicht werden, wenn die aktuelle Energie- und Klimapolitik fortgeschrieben wird?
- Welche Maßnahmen und Strategien sind notwendig, um die Klimaziele zu erreichen?

[1] CDU, CSU und SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (18. Legislaturperiode), S. 49 ff.

- Welche Kosten/Nutzen-Relationen ergeben sich daraus für die Verbraucher und die Volkswirtschaft?

Angesichts des gerade derzeit sehr dynamischen energiewirtschaftlichen und politischen Umfeldes sollen diese Szenarien über einen Zeitraum von drei Jahren jeweils jährlich aktualisiert werden.

In diesem zweiten Endbericht werden die Ergebnisse der zweiten Modellierungsrunde präsentiert.

In Kapitel 2 werden zunächst drei Szenarien definiert und in Kapitel 3 erfolgt eine ausführliche Beschreibung der methodischen Ansätze der einzelnen Sektoren und der gesamtwirtschaftlichen Abschätzung.

In Kapitel 4 werden die Rahmendaten und Potenzialrestriktionen beschrieben, die für die Szenarienentwicklung relevant sind.

In Kapitel 5 werden die Projektionen zum Energieverbrauch und zur Energieerzeugung der im Rahmen dieses Projekts integriert modellierten Sektoren beschrieben, die schließlich in den Kapiteln 5.9 und 5.10 hinsichtlich des Primär- und Endenergiebedarfs und in Kapitel 5.13 hinsichtlich der energiebedingten Treibhausgasemissionen zusammengefasst werden.

In Kapitel 6 folgt die Projektion der nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen nach einzelnen Sektoren untergliedert (Industrieprozesse, Abfallwirtschaft und Landwirtschaft), wonach schließlich in Kapitel 7 der Verlauf der gesamten Treibhausgasemissionen dargestellt wird. In Kapitel 8 werden die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Modellierung dargestellt und in Kapitel 9 wird ein Vergleich der Szenarienergebnisse mit den Zielen des Energie- und Klimaschutzkonzepts der Bundesregierung vorgenommen. Kapitel 10 fasst die Kernergebnisse der zweiten Modellierungsrunde zusammen.

Ein Anhang befasst sich ausführlich mit Biomassepotenzialen zur energetischen Nutzung und der Allokation der beschränkten Biomasse auf einzelne Sektoren.

2. Beschreibung der Szenarien

In dieser Studie werden jeweils drei (Klimaschutz-)Szenarien mit dem Zeithorizont 2050 erstellt. Kern und Grundlage der Szenarienentwicklung sowie der entsprechenden Analysen bildet dabei das System von Zielvorgaben für Deutschland, das mit dem Energiekonzept 2010/2011 auf die energie- und klimapolitische Agenda gesetzt worden ist. Mit dem Energiekonzept und der Ergänzung dieses Konzepts um den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie ist für Deutschland ein Satz von energie- und klimapolitischen Zielen etabliert worden, der einerseits sowohl die kurz-, mittel- und langfristige Perspektive adressiert als auch umfassend angelegt ist (Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1: Zieldatensatz des Energiekonzepts 2010/2011 bzw. des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und Rahmenvorgaben für die Klimaschutzszenarien

	Senkung Treibhausgas-emissionen	Erneuerbare Anteile		Senkung Energieverbrauch				Steigerung Energie-produktivität
		Bruttoend-energie	Bruttostrom-verbrauch	Primär-energie	Gebäude-Wärme[a]	Endenergie Verkehr	Brutto-strom-verbrauch	
2020	min. -40%	18%	35%	-20%	-20%	-10%	-10%	2,1% p.a.
2025			40% bis 45%					
2030	min. -55%	30%	50%					
2035			55% bis 60%					
2040	min. -70%	45%	65%					
2045								
2050	-80% bis -95%	60%	80%	-50%	-80%	-40%	-25%	
Basis	1990			2008	2008	2005	2008	2008

[a] Minderung Endenergiebedarf im Jahr 2020, Minderung nichterneuerbarer Primärenergiebedarf im Jahr 2050

Quelle: BMWi (2011) , §1 EEG 2014

Jeweils drei verschiedene Szenarienausprägungen wurden analysiert:

- Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) (AMS (2012)): In diesem Szenario werden alle Maßnahmen berücksichtigt, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind, und bis 2050 fortgeschrieben. Dieses Szenario bildet den Ist-Stand der energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen ab. Die Maßnahmen entsprechen denen der ersten Modellierungsrunde, es hat keine Aktualisierung stattgefunden. Diese wird erst in der dritten Modellierungsrunde erfolgen.
- Das Klimaschutzszenario 80 (KS 80): In diesem Szenario sollten die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien und Energieeffizienz möglichst erreicht werden, wobei für das Treibhausgasziel der weniger ambitionierte Wert in Ansatz gebracht wird.
- Das Klimaschutzszenario 95 (KS 95): In diesem Szenario sollte bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 95 % gegenüber 1990 erreicht werden. Im Vergleich zur ersten Modellierungsrunde, in der 90 % Minderung erreicht werden sollte, wird nun der ambitionierte Wert in Ansatz gebracht.

Gegenüber dem *Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung* oder den *Politikszenarien für den Klimaschutz VI (Öko-Institut et al. 2013)* gibt es in dieser Studie wichtige methodische

Unterschiede: Die genannten Studien analysieren, mit welchen bereits umgesetzten und welchen geplanten Instrumenten welche Reduktionen von Treibhausgasemissionen erzielt werden können, es handelt sich also um eine maßnahmenorientierte Modellierung. Im Gegensatz dazu versucht das Klimaschutzszenario 2050 zu bestimmen, welche Sektoren welche Minderungsbeiträge erbringen müssen und welche Maßnahmen hierzu erforderlich sind, es handelt sich also um eine zielorientierte Modellierung. Ein weiterer Unterschied ist der Zeithorizont: Die Projektionsberichte und Politikszenarien schauen bis maximal zum Jahr 2035, Klimaschutzszenario 2050 hingegen – wie bereits in der Bezeichnung ersichtlich – bis zum Jahr 2050.

3. Methodik

3.1. Methodischer Ansatz für die Projektionen der drei Szenarien

Die Erstellung der Projektionen in den Szenarien erfolgt auf der Basis von Annahmen für

- Bevölkerungsentwicklung
- Wirtschafts- und Wirtschaftsstrukturentwicklung
- Energiepreisentwicklungen und
- Politiken und Maßnahmen.

Die Ermittlung der entsprechenden Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen sowie der notwendigen Hintergrundinformationen und -indikatoren für den Bericht folgt für die verschiedenen Sektoren unterschiedlichen methodischen Ansätzen bzw. basiert auf unterschiedlichen Modellinstrumentarien, die für die verschiedenen Bereiche auf Basis der verfügbaren Daten und Informationen eine adäquate Analyse erlauben. Die Treibhausgasbilanzierung folgt dabei der Logik des Nationalen Inventarberichts 2013 (UBA 2013a).

Für die energiebedingten Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen basieren die Analysen auf einem komplexen System verschiedener Modelle (Abbildung 3-1):

- Für den Gebäudesektor (Wärmebedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude) wird das Modell ERNSTL/EE-Lab/INVERT des Fraunhofer ISI genutzt (siehe Abschnitt 3.2.1).
- Für die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung von THG-Emissionen und Energiebedarf in den Sektoren Industrie, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) sowie Haushaltsgeräte wird das Energienachfragemodell FORECAST eingesetzt (siehe Abschnitte 3.2.2, 3.2.3 und 3.2.4).
- Für die Analyse des Verkehrssektors findet eine übergreifende Modellierung mit Modellen des Öko-Instituts TEMPS[2] sowie des Fraunhofer ISI ASTRA-D[3] statt (siehe Abschnitt 3.2.5).
- Die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden mit den Modellen des Öko-Instituts (ELIAS/PowerFlex) und des Fraunhofer ISI (PowerACE) analysiert (siehe Abschnitt 3.2.6).

[2] **T**ransport **Em**issions and **P**olicy **S**cenarios
[3] **As**sessment of **Tra**nsport Strategies-**D**eutschland

- Die Integration des Mengengerüsts für den Energieverbrauch, die Ermittlung des Primärenergieverbrauchs sowie des Energieeinsatzes in den anderen Umwandlungssektoren wird mit dem Integrationsmodell des Öko-Instituts durchgeführt.

Abbildung 3-1: Modellübersicht zur Analyse der energiebedingten Treibhausgasemissionen

Quelle: Öko-Institut

Die Emissionsermittlung für die Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen erfolgt mit dem Emissionsmodell des Öko-Instituts, dass die Energiebedarfsprojektionen für die verschiedenen Endverbrauchs- und Umwandlungssektoren in der Systematik der Nationalen Treibhausgasemissionen emissionsseitig bewertet.

Für die flüchtigen Emissionen des Energiesektors erfolgt im Emissionsmodell des Öko-Instituts eine quellgruppenspezifische Modellierung auf Basis des Mengengerüstes für die Energienachfrage und -bereitstellung sowie den für das Nationale Treibhausgasinventar genutzten Methoden.

Für die Emissionen aus Industrieprozessen werden drei verschiedene Ansätze verfolgt:

- Für die prozessbedingten Emissionen mit Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf Basis des Mengengerüstes für die Energienachfrage- und -bereitstellung im

Emissionsmodell des Öko-Instituts mit den für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt.

- Für die prozessbedingten Emissionen ohne Bezug zum Energiesektor werden die Emissionen auf der Basis von Produktionsschätzungen im Emissionsmodell des Öko-Instituts mit den für das Nationale Treibhausgasinventar verwendeten Methoden ermittelt. Für die N_2O-Emissionen aus der Adipin- und Salpetersäureproduktion erfolgte eine gesonderte Modellabschätzung (Abschnitt 3.2.8).
- Für die HFKW-, FKW- und SF_6-Emissionen werden vorliegende Projektionen aktualisiert und angepasst (Abschnitt 3.2.9).

Für die Treibhausgasemissionen aus der Abfallwirtschaft wurden die Ergebnisse der ersten Modellierungsrunde übernommen.

Die Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft werden auf Basis der vom Johann Heinrich von Thünen-Institut (Offermann et al. 2012) erstellten Projektionen abgeleitet (Abschnitt 3.2.11).

Die Treibhausgas-Emissionen im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) werden mit Hilfe eines vom Öko-Institut entwickelten Modells abgeleitet (Abschnitt 3.2.12).

Für die Bearbeitung der zweiten Runde der Klimaschutzszenarien wurden ausgehend von der ersten Modellierungsrunde folgendes Vorgehen gewählt:

- Insbesondere das Klimaschutzszenario 95 wurde methodisch vom Ziel her gedacht. In 2050 steht nur noch ein Emissionsbudget von rund 60 Mio. t CO_2 zur Verfügung, wenn die Emissionen um 95% gegenüber 1990 reduziert werden sollen. Insbesondere die Reduktion der nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen ist schwierig. Die Erfahrungen aus der ersten Runde der Klimaschutzszenarien und der Modellierung der nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen zeigten, dass die Sektoren Landwirtschaft und Abfallwirtschaft zwei Drittel des verbleibenden Emissionsbudgets in 2050 „verbrauchen“. Für die gesamte Energiebereitstellung und die Industrieprozesse verbleibt dann nur noch ein Restbudget von weniger als 20 Mio. t CO_2 in 2050. Dies bedeutet faktisch, dass die Energiebereitstellung komplett dekarbonisiert werden muss. Diese Maßgabe wurde den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Haushalte, GHD und Verkehr vorgegeben. Insofern ergeben sich auch keine deutlichen Unterschiede in der Emissionsreduktion 96,5% bis 100% Emissionsminderung. Da alle Sektoren dekarbonisert werden müssen, wurde keine sektorale Differenzierung durchgeführt.
- Die Annahmen für die Biomassepotentiale wurden überarbeitet, das erfordert insbesondere im KS 95 eine deutlich höhere Stromnutzung. Die sich ergebene Nachfrage nach Strom oder synthetischen Brennstoffen ergibt sich bottum-up durch die Aggregation der Nachfrage aus den Endverbrauchssektoren. In der Stromerzeugung wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien so angepasst, dass die zusätzliche Nachfrage gedeckt wird.

3.2. Modellierungsansätze der Sektoren

3.2.1. Wärmebedarf im Gebäudebereich

Das Bottom-up-Gebäudemodell ERNSTL/EE-Lab/INVERT stellt die Entwicklung des Gebäudebestandes und der eingesetzten Technologien für Heizung, Kühlung und Warmwasserbereitstellung stark disaggregiert dar und simuliert dynamisch die Entscheidungen der Investoren über die Zeit. Das Model bildet die Veränderungen des betrachteten Endenergiebedarfs aufgrund der Änderungen des Gebäudebestandes (Abriss, Neubau, Sanierungen) sowie der eingesetzten Gebäudetechnik (Austausch). Anschließend folgen die Berechnung der Energiekosten anhand des Energiebedarfes und die Berechnung der Investitionen auf Basis der Investitionsentscheidungen.

3.2.1.1. Basisdaten

Bei der Abbildung des Gebäudebestandes wird entsprechend der Deutschen Gebäudetypologie des IWU (Diefenbach und Born 2007, Diefenbach und Loga 2011) in verschiedene Gebäudekategorien (z.B. Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser in unterschiedlichen Größen, Hotels, öffentliche Gebäude etc.) unterschieden. Jede dieser Gebäudekategorien ist nach der Typologie weiter nach Bauperioden bzw. dem thermischen Standard unterteilt. Dabei werden auch in der Vergangenheit bereits stattgefundene Sanierungsmaßnahmen berücksichtigt, die ebenfalls vom IWU erhoben wurden (Diefenbach 2010). Jeder der sich daraus ergebenden Gebäudeklasse wird anschließend ein Set an Heiz- und Warmwassersystemen bzw. Klimatisierungstechnologien zugeordnet, denen wiederum ein bestimmter Energieträger gegenübersteht.

3.2.1.2. Investitionsentscheidungen

Zu jedem Zeitschritt wird zwischen den verschiedenen Investitionsalternativen entschieden. Diese Entscheidung basiert im Detail auf einem stochastischen, nicht rekursiven, myopischen (kurzsichtigen), betriebswirtschaftlichen Optimierungsalgorithmus mit der Zielfunktion der Kostenminimierung. Nebenbedingungen bilden dabei hauptsächlich die Ressourcenverfügbarkeit, die Marktdurchdringungsrate und deren Änderung, die Austausch- und Renovierungsrate ausgedrückt als technische Lebensdauern. Die Zielsetzung wird aus Sicht des Investors unter Annahme unvollständiger Information, d.h. unter Unsicherheit, optimiert. Auf diese Weise erfolgt die Einbindung und Charakterisierung der Akteure als Entscheidungsträger für gebäudebezogene Investitionen.

Der integrierte Einsatz eines multinomialen Logit-Ansatzes führt zusätzlich dazu, dass günstigere Technologien höhere Marktanteile erhalten während teurere Alternativen sich im Sinne von Nischenanwendungen positionieren können.

Die beschriebene Methode wird sowohl für die Auswahl des neuen Heizsystems als auch für die Selektion der Sanierungsvariante verwendet. Als Sanierungsvarianten wird die Vollsanierung in vier verschiedenen Alternativen mit energetisch ansteigender Qualität zur Auswahl gestellt. Die Investitionen werden entsprechend der Entscheidung für Sanierungsvariante und Heizsystem bewertet.

Abbildung 3-2: Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab

Quelle: Kranzl et al. 2012; Kranzl et al. 2013)

3.2.1.3. Berechnung des Heizwärmebedarfs

Die Berechnung des Heizwärmebedarfes erfolgt entsprechend der für den Energieausweis relevanten Norm DIN EN 832:2003-06 in Verbindung mit DIN V 41086:2003-06[4] und DIN V 4701-10:2003-08. Die Methode entspricht somit der Berechnung der Kenngrößen des Energieausweises.

Der Endenergiebedarf basiert auf dem Heizwärmebedarf und bezieht zusätzlich Verluste wie z.B. durch Verteilung, Umwandlung (Effizienz des Heizsystems) mit ein. Diese Verluste werden durch Faktoren repräsentiert, die technisch durch die Systeme bestimmt sind. Ein weiterer Faktor bildet von der Norm abweichendes Nutzerverhalten ab. Bei Normbeheizung und -lüftung des Gebäudes wird in der Regel nicht der real gemessene Endenergieverbrauch dargestellt. Um die Energiebilanzen, die den tatsächlichen Energieeinsatz wiedergeben, abbilden zu können, wird das Modell mit Hilfe dieses Parameters entsprechend kalibriert. Methodisch basiert der Faktor für das Nutzerverhalten auf Loga und Knissel (2003), Born et al. (2003) sowie Biermayr (1999), definiert die gebäude- und wärmebereitstellungsabhängige Differenz zwischen Norm- und Realbeheizung.

3.2.2. Industrie

Für die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung von THG-Emissionen und Energiebedarf in den Sektoren Industrie, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) sowie Haushaltsgeräte wird das Energienachfragemodell FORECAST eingesetzt.

Methodisch basiert das Modell FORECAST auf einem technologiespezifischen Bottom-up-Ansatz, welcher erlaubt die zukünftige Entwicklung von Energieverbrauch und THG-Emissionen an die technologische Entwicklung in den Sektoren zu knüpfen. Dieser Ansatz ermöglicht zum einen technologische Trends und ihre Auswirkungen auf die Dynamik des Energieverbrauchs zu berücksichtigen. Zum anderen erlaubt er Rückschlüsse auf die Realitätsnähe der Energieszenarien, indem jedem Szenario eine spezifische technologische Entwicklung zugrunde liegt.

Das Modell FORECAST ist entsprechend der Energiebilanzen auf der Ebene der Endenergie in die Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Übrige (Primärsektor, Transport und Rest) aufgeteilt. Wenngleich die generelle Methodik der Modellierung in den jeweiligen Sektormodulen vergleichbar ist (bottom-up, Simulation, keine übergeordnete Optimierung), so unterscheidet sich der Aufbau der Sektormodule teils deutlich, abhängig von Datenverfügbarkeit und technologischer Struktur. Die einzelnen Module berücksichtigen somit die strukturellen Charakteristika der Sektoren.

Die Struktur der Sektormodule basiert für alle Sektoren auf einem vergleichbaren Vorgehen, welches in zwei generelle Schritte unterteilt werden kann.

1. Zunächst werden für jedes Szenario die wesentlichen Bestimmungsfaktoren (Aktivitätsgrößen bzw. „Treiber“) bestimmt, deren Entwicklung eine möglichst direkte Korrelation mit dem Energieverbrauch aufweist (Anzahl Haushalte, industrielle Produktion, Anzahl Beschäftigte). Prognosen dieser Aktivitätsgrößen ermöglichen eine Projektion des Energieverbrauchs, die zunächst technologischen Wandel zu gesteigerter Energieeffizienz unberücksichtigt lässt (Frozen-Efficiency).

[4] geändert durch Berichtigung 4108-6:2004-3

2. In einem zweiten Schritt wird die Entwicklung der Technologiestruktur modelliert, welche sich auf die Energieintensität auswirkt. Jedes der drei Modelle berücksichtigt die Charakteristika von Technologiestruktur und Energieverbrauch des jeweiligen Sektors. Während für die Haushalte der Bestand an Geräten über Verschiebungen zwischen den Effizienzklassen explizit modelliert wird, wird der technische Wandel in der Industrie über die Diffusion von neuen und effizienteren Techniken oder Verfahren modelliert. Die Diffusionsgeschwindigkeit hängt direkt mit der Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zusammen. Um jedoch auch die Tatsache zu berücksichtigen, dass selbst wirtschaftliche Maßnahmen mit sehr kurzer Amortisationszeit aufgrund verschiedenster Hemmnisse nur langsam Verbreitung finden, wird das Kriterium für die Wirtschaftlichkeit deutlich ambitionierter als für andere Investitionen angenommen (Z.B. interner Zinsfuß für die Barwertberechnung von 70 %).

Die wichtigsten Eingangsdaten (Aktivitätsgrößen, ökonomische Rahmendaten sowie Technologiedaten) je Modul sind in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: Eingangsparameter der Sektormodule des Modells FORECAST

Eingangsparameter	*FORECAST-Industry* *(Industrie)*	*FORECAST-Tertiary* *(Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD))*	*FORECAST-Residential* *(Haushalte)*
Aktivitätsgrößen	- Tonnenproduktion - Wertschöpfung	- Fläche je Beschäftigtem - Anzahl Beschäftigte	- Anzahl der Haushalte - Gebäudefläche
Preise	- Energieträgerpreise (Industrie) - EUA Preise	- Energieträgerpreise (Gewerbe)	- Energieträgerpreise (Haushalte)
Energiebilanzen und Emissionsfaktoren	- AGEB Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger	- AGEB Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger	- AGEB Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger
Technologiedaten	**Prozesse:** - Spez. Energieverbrauch **Einsparoptionen:** - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion	**Energiedienstleistungen:** - Technologietreiber - Installierte Leistung - Jährliche Volllaststunden **Einsparoptionen:** - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion	**Geräte (je Effizienzklasse)** - Marktanteil - Spez. Energieverbrauch - Lebensdauer - Standby Leistung - Standby Dauer **Gebäude** - Dämmniveau - Nutzungsgrad Heizsystem - Marktanteile Wärme- und Beleuchtungstechn.

Quelle: FORCAST (Fraunhofer ISI)

Im Folgenden wird das Sektormodul FORECAST-Industry beschrieben, während das Modul FORECAST-Tertiary in Kapitel 3.2.3 und FORECAST-Residential im Kapitel 3.2.4 beschrieben ist.

FORECAST-Industry

Das Modul FORECAST-Industry ist aus einer Entwicklungslinie hervorgegangen, die auf das in den 1990er Jahren entwickelte IKARUS-Modell zurück blickt. Die Modellstruktur ist stark von der hohen Heterogenität des Industriesektors geprägt. Somit werden die energieintensiven Prozesse möglichst detailliert abgebildet, und die hohe Anzahl sehr heterogener Prozesse in einer stärker aggregierten Form.

Das Modul FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen auf einzelne Wirtschaftszweige bzw. Branchen. Den Branchen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Letztere ist in den meisten Fällen die Produktion in Tonnen. Die Definition eines Prozesses ist dabei generell sehr offen gehalten. Er kann eine gesamte Kette an Verarbeitungsschritten bis zu Herstellung des fertigen Produkts enthalten, er kann auf der anderen Seite aber auch einen einzelnen Verarbeitungsschritt darstellen, der besonders energieintensiv ist. Die Abgrenzung richtet sich hier je nach Prozess nach der Datenverfügbarkeit und der Energieintensität. Auf der untersten Ebene sind den einzelnen Prozessen schließlich Einsparoptionen zugeordnet. Einsparoptionen enthalten Daten zum Einsparpotenzial, zur möglichen Diffusion im Anlagenbestand und zu den Kosten sowie der Lebensdauer. Durch die Diffusion tragen die Einsparoptionen dazu bei, dass sich der spezifische Energiebedarf des Prozesses reduziert und dadurch auch der Energiebedarf des Sektors, dem Prozess zugeordnet ist, bzw. der Industrie als Ganzes. Einsparpotenziale ergeben sich somit auf Ebene der einzelnen Einsparoptionen, als auch höher aggregiert auf Ebene der Prozesse und Branchen, indem alternative Szenarien bezüglich der Diffusion der Einsparoptionen verglichen werden.

Neben den Prozessen sind jeder Branche auch Querschnittstechnologien zugeordnet. Diese werden in ähnlicher Form branchenübergreifend eingesetzt und erlauben so eine relativ breite Abbildung der Technologiestruktur auch in Bereichen mit sehr heterogenen Produktionsprozessen und einer hohen Vielzahl an Produkten.

Abbildung 3-3: Schematische Darstellung der Modellhierarchie am Beispiel des Papiergewerbes

Quelle: Eigene Darstellung

Die **Branchenstruktur** des Industriemodells (Tabelle 3-2) orientiert sich an der Einteilung der Energiebilanzen. Nach Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2003) umfasst sie die beiden Sektoren „Verarbeitendes Gewerbe“ (WZ 2003 Nr. “C“) und Teile des Sektors „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ (WZ 2003 „B“), die nicht der Energiegewinnung dienen.

Tabelle 3-2: Branchenstruktur von FORECAST-Industry

Bezeichnung	WZ 2003 Nummer
Gewinnung von Steinen und Erden	10.30, 12, 13, 14
Ernährung und Tabak	15, 16
Papiergewerbe	21
Grundstoffchemie	24.1
Sonstige chemische Industrie	24 ohne 24.1
Gummi- u. Kunststoffwaren	25
Glas u. Keramik	26.1, 26.2, 26.3
Verarbeitung v. Steine u. Erden	26 ohne 26.1, 26.2 und 26.3
Metallerzeugung	27.1
NE-Metalle, -gießereien	27.4, 27.5
Metallbearbeitung	27 ohne 27.1, 27.4 u. 27.5 einschl. 28
Maschinenbau	29
Fahrzeugbau	34, 35
Sonstige Wirtschaftszweige	Restl. Nummern von C

Quelle: FORCAST (Fraunhofer ISI)

Für die Wirtschaftszweige Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau, Maschinenbau, Metallverarbeitung, Fahrzeugbau und das sonstige Verarbeitende Gewerbe wird keine Tonnenproduktion berücksichtigt, da die Struktur dieser Sektoren mit einer Vielzahl verschiedener Produkte sehr heterogen ist. Somit basieren die Projektionen in diesen Sektoren ausschließlich auf den Prognosen für die Entwicklung der Wertschöpfung.

Auf Ebene der **Prozesse** wird über die Tonnenproduktion je Prozess und dessen spezifischen Energieverbrauch der absolute Energiebedarf je Prozess berechnet. Die Tonnenproduktion ist direkter an den Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung, da z. B. eine Erhöhung der Wertschöpfung nicht zwangsläufig eine für den Energieverbrauch relevante Produktionssteigerung widerspiegeln muss. Im Gegensatz zur Wertschöpfung ist die physische Produktion direkt mit dem Energieverbrauch gekoppelt. Im Modul FORECAST-Industry werden ca. 70 der energieintensivsten Produkte bzw. Prozesse separat anhand ihrer Tonnenproduktion abgebildet (siehe Tabelle 3-3). Diese energieintensiven Produkte machen mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs der Industrie aus. Der verbleibende Energieverbrauch je Branche, der auf eine sehr viel größere Anzahl von Prozessen und Anlagen zurückzuführen ist, wird anhand der Wertschöpfung fortgeschrieben. Branchen, in denen aufgrund der sehr heterogenen Struktur keine einzelnen Prozesse berücksichtigt werden, werden ausschließlich anhand der Wertschöpfung und der Verbreitung von Querschnittstechnologien modelliert.

Tabelle 3-3: Prozessstruktur des Moduls FORECAST-Industry

Steine-Erden Klinker Brennen (trocken) Klinker Brennen (halbtrocken) Klinker Brennen (feucht) Aufbereitung von Kalkstein Gips Zementmahlen Kalkmahlen Ziegel Kalkbrennen	**Nicht-Eisen Metalle** Aluminium primär Aluminium sekundär Aluminium Strangpressen Aluminium Gießereien Aluminium Walzen Kupfer primär Kupfer sekundär Kupferbearbeitung Primärzink Sekundärzink	**Grundstoffchemie** Adipinsäure Ammoniak Calciumcarbid Industrieruß Chlor, Diaphragma Chlor, Membran Chlor, Amalgan Ethylen Methanol Salpetersäure Sauerstoff Polycarbonat Polyethylen Polypropylen Polysulfone Soda TDI Titandioxid
Ernährungsgewerbe Zucker Molkerei Bierbrauen Fleischverarbeitung Backwaren Stärke	**Metallerzeugung** Sintern Oxygenstahl - Hochofen Elektrostahl - EAF Walzstahl Koksofen Schmelzreduktion Direkte Reduktion	**Papiergewerbe** Papier Zellstoff - Verfahren Holzstoff - Verfahren Altpapierstoff
Glas Behälterglas Flachglas Glasfasern Übriges Glas	**Keramik** Haushalts- und Sanitärkeramik Technische Keramik Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	**Kunstoffverarbeitung** Extrusion Spritzgießen Blaßformen

Quelle: FORCAST (Fraunhofer ISI)

Bezüglich der Technologiestruktur können prozessspezifische Technologien und **Querschnittstechnologien** unterschieden werden. Prozessspezifische Technologien können einzelnen Prozessen des Industriesektors eindeutig zugewiesen werden – als Beispiel kann der Hochofenprozess bei der Stahlherstellung genannt werden. Querschnittstechnologien finden in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen Anwendung: Elektromotoren werden zum Beispiel sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt.

Querschnittstechnologien sind unterteilt in Anwendungen, die Strom verbrauchen und solche, die Wärme bereitstellen:

- Stromseitig: Vorwiegend Elektromotoren und Arbeitsmaschinen wie Kompressor, Ventilator oder Pumpe samt der dazugehörigen Systeme zur Bereitstellung von mechanischer Energie oder Kälte; weiterhin Beleuchtungsanlagen.
- Wärmeseitig: Industrielle Verbrennungsanlagen im Temperaturbereich unterhalb 500°C (Heizkessel, industrielle Dampferzeuger). Anlagen im höheren Temperaturbereich sind häufig sehr prozessspezifisch und werden somit in den einzelnen Prozessen berücksichtigt. Weiterhin in diesem Modul berücksichtigt ist der Raumwärmebedarf und die Möglichkeit Abwärme in Niedertemperaturprozessen einzusetzen.

Jedem Prozess als auch jeder Querschnittstechnologie sind **Einsparoptionen** zugeordnet, z.B. in Form neuer Technologien oder organisatorischer Maßnahmen. Einsparoptionen sind die folgenden Charakteristika hinterlegt:

- Einsparpotenzial Strom
- Einsparpotenzial Brennstoffe
- Verbreitung Basisjahr
- Diffusionspfad „Wirtschaftliche Diffusion“
- Diffusionspfad „Technische Diffusion“
- Einmalige Differenzkosten der Investition
- Laufende Differenzkosten der Investition
- Lebensdauer

Einsparoptionen reduzieren den spezifischen Strom- oder Brennstoffbedarf einzelner Prozesse, indem sie durch den Anlagenbestand diffundieren. Die Diffusionsgeschwindigkeit bestimmt also die Effizienzverbesserung des zugeordneten Prozesses und damit die Entwicklung des absoluten Energieverbrauchs. Das Modell unterscheidet vier Definitionen von „Diffusionsgeschwindigkeiten“, die in Einsparpotenziale übertragbar sind.

Abbildung 3-4: Zusammenhang von Diffusionsgeschwindigkeit und Einsparpotenzialen

Quelle: Eigene Darstellung

Die Marktdiffusion resultiert aus einer Fortschreibung des historischen Trends der Technologiediffusion und setzt damit voraus, dass die bestehenden Hemmnisse weiterhin erhalten bleiben. Somit entspricht die Marktdiffusion einer „Business-as-usual“-Entwicklung auf Ebene der Einsparoptionen.

Die wirtschaftliche Diffusion setzt voraus, dass alle wirtschaftlichen Einsparoptionen von Firmen umgesetzt werden und lässt Hemmnisse außer Acht. Die Wirtschaftlichkeit der Einsparoptionen kann dabei über unterschiedliche Kriterien ermittelt werden, wie einer klassischen Investitionsrechnung, die Auszahlungen und Einzahlungen diskontiert und einen Barwert bzw. Annuitäten berechnet. Hierbei stellen die Investitionen und die Wartungskosten die Auszahlungen dar, während die eingesparten Energiekosten die Einzahlungen sind. Weiterhin wird trotz der für industrielle Anlagen teilweise sehr langen Lebensdauer von über 20 oder 30 Jahren für die Investitionsrechnung eine kürzere Lebensdauer von 5 bis 10 Jahren unterstellt. Der Planungshorizont, der für die Investitionsrechnung kürzer gehalten wird, stellt für das wirtschaftliche Potenzial eher eine Unternehmensperspektive dar[5]. Für die Diskontierung wird häufig ein Zinssatz zwischen 10 und 20 % unterstellt. Für jeden Prozess wird im Modell einzeln berücksichtigt, ob er im Emissionshandel enthalten ist oder nicht und so entsprechend die Preise für Emissionszertifikate in die Berechnungen einbezogen. Alternativ ermöglicht das Modell auch, die Amortisationszeit als Entscheidungskriterium zu wählen. Diese wird häufig von Unternehmen

[5] Diese 5-10 Jahre als Grundlage für die Investitionsrechnung sind nicht zu verwechseln mit der Amortisationszeit, die in vielen Unternehmen für Effizienztechnologien maximal 2-3 Jahre betragen darf. Die Amortisationszeit ist jedoch nur ein Maß für das Risiko der Investition und wird deshalb nicht für die Wirtschaftlichkeitsbewertung genutzt.

angewendet um Effizienzmaßnahmen zu bewerten und liegt damit näher am realen Verhalten der Unternehmen, die häufig Amortisationszeiten von wenigen Jahren als Kriterium unterlegen.

Für die Wirtschaftlichkeit der Investition ist darüber hinaus entscheidend, ob Vollkosten oder Differenzkosten der Effizienztechnologien zugrunde gelegt werden. Das Vollkostenprinzip würde der Einsparoption die vollen Investitionskosten für eine neue Technologie oder ein neues Verfahren zuordnen. Das Prinzip der Differenzkosten basiert auf der Annahme, dass Effizienztechnologien nur eingesetzt werden, wenn die herkömmliche Technologie ohnehin ersetzt worden wäre. Somit muss für die Kostenbewertung nur die Differenz zu den Kosten der herkömmlichen Technologie betrachtet werden. Das Differenzkostenprinzip hat auch Implikationen auf die Diffusion der Technologien, welche durch das Verbot des vorzeitigen Anlagenaustausches an die natürliche Umwälzung des Anlagenbestandes gebunden ist. Diese kann für einzelne industrielle Anlagen durchaus im Bereich mehrerer Jahrzehnte liegen. Entsprechend dauert die Diffusion der Einsparoptionen durch den gesamten Anlagenbestand in diesen Industrien relativ lange. Falls Einsparoptionen als „End-of-pipe“-Technologien realisiert werden können, so entfällt diese Restriktion der Technikdiffusion.

Die technische Diffusion berücksichtigt keine Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Sie basiert jedoch auf realistischen Annahmen bezüglich der Verbreitung der jeweiligen Technologien. Ein sofortiger vorzeitiger Anlagenaustausch wird ausgeschlossen und auch hier wird davon ausgegangen, dass die typische Lebensdauer der Anlagen nicht beeinträchtigt wird. Das technische Potenzial darf nicht als maximale technisch mögliche Einsparung interpretiert werden. Davon ist es weit entfernt, da bei dem gewählten technologieorientierten Ansatz immer weitere Technologien oder Möglichkeiten zum Verbessern der Energieeffizienz vorhanden sind, die nicht in der Modellierung berücksichtigt werden können. Hingegen gibt das technische Potenzial nur an, was mit den betrachteten Einsparoptionen technisch möglich wäre, ohne deren Wirtschaftlichkeit in Betracht zu ziehen.

Bei der Frozen-Efficiency Diffusion wird unterstellt, dass kein weiterer Energieeffizienzfortschritt stattfindet und die Diffusion der Einsparoptionen auf dem Niveau des Jahres 2007 stagniert. Folglich ist das Frozen-Efficiency-Szenario eine eher theoretische Vergleichsgröße, die angibt wie sich der Energieverbrauch alleine aufgrund der Produktionsentwicklung verändern würde. Sie dient häufig als Referenzwert für die Berechnung von Einsparpotenzialen.

3.2.3. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – außer gebäudebezogener Energiebedarf

Für die Modellierung der nicht-gebäudebezogenen Wärme- und Stromnachfrage wird das Modul FORECAST-Tertiary eingesetzt. Das Modul ist vom Aufbau vergleichbar mit dem Industriemodul, allerdings an Datenverfügbarkeit und Technologiestruktur im Sektor GHD angepasst. D.h. im Modell wird über ein Mengengerüst der Energieverbrauch einzelner Branchen und Energiedienstleistungen in Abhängigkeit von Rahmenbedingungen (u.a. Wirtschaftsentwicklung, Effizienzpolitik, Energiepreise) berechnet.

Zentrale Aktivitätsgrößen sind die Anzahl der Beschäftigten und die Nutzfläche je Branche des Sektors GHD. Der Energieverbrauch der einzelnen Branchen setzt sich wiederum als Summe einzelner Energiedienstleistungen zusammen. Die Verbreitung von Effizienzmaßnahmen senkt den spezifischen Energieverbrauch einzelner Energiedienstleistungen und spiegelt so eine unterschiedliche Überwindung von Hemmnissen durch politische Instrumente zur Förderung der

Energieeffizienz wieder bzw. variierende Energiepreise. Modelliert wird die Diffusion von Effizienzmaßnahmen als eine Summe von Investitionsentscheidungen der Unternehmen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Ebenen Aktivitätsgrößen, Energiedienstleistungen und Technologiestruktur sowie die Modelllogik detaillierter eingegangen.

Die Aktivitätsgrößen Anzahl der Beschäftigten und Nutzfläche je Branche bilden die zentralen Größen im Mengengerüst für die Hochrechnung des Energieverbrauchs. Beide Größen sind direkter an den Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung des Sektors. Dabei sind die Beschäftigten eher für Energiedienstleistungen wie EDV-Ausstattung relevant, während die Nutzfläche für die gebäudebezogenen Energiedienstleistungen die zentrale Größe ist. Die sektorale Einteilung der Aktivitätsgrößen orientiert sich dabei an der Klassifizierung der Wirtschaftszweige 2003 (WZ 2003) und unterscheidet acht Branchen. Entsprechend erlaubt sie über das hinterlegte Mengengerüst eine „Bottom-up"-Berechnung des Energieverbrauchs für jede der Branchen, was deutlich über die Detaillierung der Energiebilanzen nach AGEB hinaus geht, welche den Energieverbrauch nur für den Sektor GHD als Ganzes ausweisen.

Tabelle 3-4: Klassifizierung der Branchen des Sektors GHD im Modell FORECAST

Bezeichnung	WZ 2003
Beherbergungs- und Gaststätten	H
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	N
Erziehung und Unterricht	M
Groß- und Einzelhandel	G
Verkehr und Nachrichtenübermittlung	I
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	L
Kreditinstitute und Versicherungen	J
Sonstige Dienstleistungen (Abfall, Sport, Soziale Dienstleistungen) + Grundstücks- und Wohnungswesen	O+K

Quelle: Eigene Darstellung

Der Energiebedarf je Branche wird als Summe des Energiebedarfs von bis zu 13 einzelnen Energiedienstleistungen (EDL) berechnet, die zusammen für den Großteil des Stromverbrauchs im Sektor GHD verantwortlich sind. Beispiele für EDL sind Beleuchtung, Kühlung oder IKT-Anwendungen. Bei den meisten EDL ergibt sich die absolute Nachfrage aus der globalen Aktivitätsgröße (entweder Fläche oder Beschäftigte) und der EDL-bezogenen Aktivitätsgröße (z.B. Anteil beleuchtete Fläche). Einige EDL sind nicht an die globalen Aktivitätsgrößen geknüpft, wie z.B. die Straßenbeleuchtung.

Tabelle 3-5: Energiedienstleistungen (EDL), die für die Berechnung des Energiebedarfs je Branche summiert werden

Typ	Energie-dienstleistung	Beschreibung	Aktivitätsgröße EDL (D)	Aktivitäts-größe global (G)
El	Beleuchtung	Raumbeleuchtung	Anteil beleuchtete Gebäudefläche	Gebäude-fläche
El/Th	Klimatisierung und Lüftung	Klimatisierung und Lüftung von Räumen und Gebäuden durch raumlufttechnische Anlagen	Anteil klimatisierte und gelüftete Gebäudefläche	Gebäude-fläche
El	Umwälzpumpen	Verteilung von Fluiden in Heizungssystemen	-	Gebäude-fläche
El	IKT im Büro	PC, Monitor, Kopierer/Drucker, etc.	IKT-Ausstattung eines durchschnittlichen Arbeitsplatzes	Anzahl Beschäftigte
El	IKT Server	Server sowohl in Datencentern als auch dezentral	Anzahl der Server	-
Th	Heißwasser	Heißwasser und Prozesswärme (z.B. Reinigung)	-	Gebäude-fläche
Th	Raumwärme	Wärmepumpen und Elektrodirektheizungen	Anteil Gebäudefläche mit Elektroheizung	Gebäude-fläche
Th/El	Wäscherei	Wäscherei vorwiegend in Hotels und Gesundheitssektor	Anzahl der Betten/Gäste	-
Th/El	Kochen	Kochen in Restaurants und Gesundheitssektor	Anzahl der Gerichte, Gäste, Betten	-
El	Kühlung	Kühlung von Produkten, vorwiegend Kühlregale in Supermärkten, aber auch Restaurants und Hotels)	-	Anzahl Beschäftigte
El	Verschiedene gebäudebezogene EDL	Restgröße	Gebäudefläche	Gebäude-fläche
El	Straßenbeleuchtung	Beleuchtung von Straßen und öffentlichen Plätzen	Anzahl Lichtpunkte	-
El	Aufzüge	Zur Bereitstellung von vertikalem Transport in Gebäuden	Anzahl Aufzüge	-
El: Strombasiert (kaum substituierbar) Th: zur Wärmebereitstellung (Substituierbar durch andere Energieträger)				

Quelle: Eigene Darstellung

Das Mengengerüst zur Berechnung von Stromverbrauch und Einsparpotenzialen der Energiedienstleistungen ist dabei wie in Abbildung 3-5 dargestellt aufgebaut. Ausgehend von den globalen Aktivitätsgrößen Beschäftigte oder Nutzfläche des Subsektors wird mit Hilfe einer weiteren, der EDL zugeordneten spezifischen Aktivitätsgröße (z.B. Lichtpunkte pro Fläche oder Computer je Beschäftigtem), das absolute Nachfrageniveau nach einer Energiedienstleistung berechnet. Multipliziert mit den jährlichen Volllaststunden und der mittleren installierten Leistung

ergibt sich der absolute Energiebedarf der Energiedienstleistung. Die Wirkung von Effizienzmaßnahmen setzt bei der spezifischen installierten Leistung oder den jährlichen Volllaststunden an, die abhängig von der Diffusion der Effizienzmaßnahmen gesenkt werden.

Abbildung 3-5: Vereinfachte Darstellung des "Bottom-up"-Mengengerüsts für den Sektor GHD im Modell FORECAST

Quelle: Eigene Darstellung

Formal ergibt sich für die Bottom-up-Berechnung des Energiebedarfs im Basisjahr folgender Zusammenhang.

$$T_t = \sum_{S=1}^{l} \sum_{E=1}^{k} G_{S,t} \cdot D_{S,E,t} \cdot P_{S,E} \cdot U_{S,E} \cdot \prod_{SO=1}^{x} (1 - DR_{S,E,SO,t} \cdot \Delta_{S,E,SO})$$

mit

T = Stromverbrauch GHD gesamt

G_S = globale Aktivitätsgröße

$D_{S,E}$ = EDL-bezogene Aktivitätsgröße

$U_{S,E}$ = Nutzungsdauer (jährliche Volllaststunden) [h/a]

$P_{S,E}$ = Installierte Leistung je "Einheit" EDL [W]

$\Delta_{S,E,SO}$ = Relatives Einsparpotenzial der Effizienzmaßnahme [%]

$DR_{S,E,SO,t}$ = Diffusionsrate im Jahr t [Anteil der EDL]

Indizes:

S = Branche, l = 8

E = Energiedienstleistung, k = 13

SO = Effizienzmaßnahme, x=1 bis 5

Für die Diffusionsrate werden dabei im Modell exogen zunächst eine „technisch maximale" Entwicklung und eine Art „autonome / business as usual" Entwicklung hinterlegt. Diese stellen den Rahmen für die tatsächliche Entwicklung dar. Abhängig von den Energiepreisen ergibt sich eine Diffusionsgeschwindigkeit, welche zugrunde legt, dass wirtschaftliche Investitionen in Effizienzmaßnahmen durchgeführt werden. Entsprechend können mit einer höheren

Wirtschhaftlichkeitsanforderung Hemmnisse simuliert werden, z.B. über eine Diskontierungsrate, die deutlich über den typischen Anforderungen von Unternehmen liegt.

3.2.4. Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung

Die Berechnungen des zukünftigen Endenergiebedarfs der Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimageräte in den privaten Haushalten erfolgt wie in den Sektoren Industrie und GHD (Kapitel 3.2.2 und 3.2.3) mit der Energienachfrageplattform FORECAST. Das Sektor-Model für den Haushaltssektor, FORECAST-Residential, setzt sich neben einem Modul für die Haushaltsgeräte auch aus Modulen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sowie einem Modul für die Berechnung der Stromnachfrage durch Elektromobilität zusammen, wobei im Rahmen dieser Studie ausschließlich das Geräte-Modul zum Einsatz kommt. Die anderen Teilbereiche der Endenergienachfrage des Haushaltssektors werden bereits über andere Modelle abgedeckt (siehe die Haushaltsgebäude in Kapitel 3.2.1 und den Verkehr der privaten Haushalte in Kapitel 3.2.5).

Das Geräte-Modul von FORECAST-Residential setzt sich aus folgenden Gerätekategorien zusammen, die im Modell des Weiteren nach Technologien und/oder Effizienzklassen differenziert werden:

- Große elektrische Haushaltsgeräte (darunter: Kühl- und Gefriergeräte, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner, Herde), auch „Weiße Ware“ genannt
- Endgeräte der Informations- und Kommunikationstechnologien IKT (darunter: Desktop-Computer, PC-Bildschirme, Laptops, Fernseher, Set-Top-Boxen, Modem/Router)
- Beleuchtung
- Klimageräte
- Elektrische Kleingeräte (darunter: Kaffeemaschinen, Staubsauger, Dunstabzugshauben, Haartrockner, Bügeleisen, Mikrowelle)
- Sonstige elektrische Anwendungen: diese Kategorie stellt ein Restaggregat dar, das alle in den übrigen Bereichen noch nicht berücksichtigten elektrischen Anwendungen in den privaten Haushalten umfasst. Diese Kategorie beinhaltet sowohl eine Vielzahl an weiteren elektrischen Kleingeräten (u.a. Dunstabzugshauben, Mikrowellenherde, Bügeleisen, Fön, Toaster, Rasierer) als auch die Stromnachfrage von potentiell neuen Geräten, die bis 2050 neu in den Markt diffundieren.

Die aufgeführten Gerätekategorien beinhalten bis auf die Herde ausschließlich strombasierte Anwendungen.

Aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit über die Anzahl und den durchschnittlichen spezifischen Energieeinsatz von Haushaltsgeräten wird deren Endenergienachfrage über ein Bestandsmodell berechnet. Da für die Berechnung der Bestandsumwälzung auch vergangenheitsbezogene Daten zu erheben sind, werden in einem vorgelagerten Schritt empirische Zeitreihen für die jahresspezifische Geräteanzahl und den spezifischen Verbrauch der Geräte (differenziert nach Betrieb und Standby) geschätzt. Die Projektion des Gerätebestandes erfolgt mittels einer logistischen Funktion, die sich aus einer Kleinsten-Quadrate-Abweichung, basierend auf der empirischen Bestandsentwicklung und einer geschätzten Sättigungsgrenze, berechnet. Eine zentrale Limitation der Modellierung des Gerätebestandes anhand logistischer Funktionen ist, dass

die Ausstattungsraten kontinuierlich über den Projektionshorizont ansteigen. Dies ist in der Realität jedoch nicht immer gegeben, speziell dann wenn die Energieanwendungen in Konkurrenz zu einander stehen, sofern sie dieselbe oder eine ähnliche Energiedienstleistung anbieten (z.B. Desktop-Computer und Laptops). Um diesen Effekt abzubilden wird die Berechnung von Ausstattungsraten, die sich gegenseitig beeinflussen gekoppelt, um einen langfristigen Rückgang von ausgewählten Energieanwendungen abzubilden.

Die Bestandsumwälzung bzw. die Marktdiffusion neuer Geräte erfolgt anhand einer gerätespezifischen Nutzungsdauer mit normalverteilter Ausfallwahrscheinlichkeit, durch die der Zeitpunkt des Nutzungsdauer-Endes eines alten Gerätes und des Nutzungsdauer-Anfangs eines neuen Gerätes determiniert wird. Die Wahl der Technologien bzw. Effizienzklassen der ersetzten Altgeräte und des Bestandszuwachses, die als Neugeräte in den Bestand diffundieren, orientiert sich an der Ausgestaltung eines Szenarios. Die jährliche Endenergienachfrage aller Geräte errechnet sich demzufolge aus dem spezifischen Verbrauch (basiert entweder auf den Betriebsstunden bspw. bei Fernsehern oder auf der Anzahl an Zyklen pro Jahr bspw. bei Spülmaschine), der durchschnittlichen Ausstattungsrate (bei der Beleuchtung entspricht dies dem Anteil der Beleuchtungspunkte pro Wohneinheit) und der Anzahl der privaten Haushalte.

Dieser Aufbau gilt grundsätzlich für alle berücksichtigten Gerätekategorien mit Ausnahme des Restaggregats der sonstigen elektrischen Anwendungen. Bei dieser Kategorie lässt sich dieser Ansatz aufgrund der großen Heterogenität nicht durchführen. Die Stromnachfrage im Basisjahr wird für die sonstigen elektrischen Anwendungen daher als Differenz zur Stromnachfrage laut der Energiebilanz (ohne den Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser) ermittelt und für die Zukunft anhand einer abgeschätzten Ausstattungsrate fortgeschrieben.

Um auch die Kosten für unterschiedliche Diffusionspfade in den Szenarien bestimmen zu können, wird für alle berücksichtigten Anwendungen eine Wirtschaftlichkeitsbewertung mittels der Kapitelwertmethode durchgeführt, die folgende Kostenkategorien berücksichtigt:

- Spezifische Investitionen der Geräte unter Berücksichtigung von Kostenlernfaktoren;
- Stromkosten der Geräte;
- Wartung- und Instandhaltungskosten der Geräte unter Berücksichtigung von Kostenlernfaktoren.

Eine Übersicht über die Struktur des Geräte-Modells ist in Abbildung 3-6 dargestellt.

Abbildung 3-6: Übersicht über das Geräte-Modul von FORECAST-Residential

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.5. Verkehr

Für die Analyse des Verkehrssektors findet eine übergreifende Modellierung mit Modellen des Öko-Instituts (TEMPS[6]) sowie des Fraunhofer ISI (ASTRA-D[7]) statt. Das Vorgehen für die Betrachtung des Verkehrssektors ist dabei in Abbildung 3-7 graphisch skizziert. Zunächst werden von Seite des Öko-Instituts relevante Parameter (z.B. Effizienzentwicklung der Fahrzeuge, Kraftstoffkosten) im Rahmen der Szenariodefinition festgelegt und für die Verwendung in den beiden Modellen aufbereitet.

[6] **T**ransport **Em**issions and **P**olicy **S**cenarios
[7] **As**sessment of **Tra**nsport Strategies-**D**eutschland

Abbildung 3-7: Schematische Darstellung der Modellierung des Verkehrssektors

Quelle: Eigene Darstellung

Für die darauf folgende Abbildung des Verkehrssektors wird die inländische land- und wassergebundene Verkehrsnachfrage mit Hilfe des Modells ASTRA-D bestimmt und im Folgenden als Eingangsgröße in das Modell TEMPS integriert. Die Verkehrsnachfrage des Luftverkehrs und der Seeschifffahrt werden separat im Modell TEMPS abgeleitet. Die Grundlage für die Bestimmung der Effizienz- und Bestandsentwicklung der Fahrzeuge bildet die im Modell TEMPS hinterlegte und in mehreren Forschungsvorhaben aufgebaute Technologiedatenbank. Da die Effizienzentwicklung des Fahrzeugbestands einen relevanten Kostenfaktor für die Mobilitätskosten und somit für die Verkehrsnachfrage darstellt, wird ein iteratives Vorgehen für die Modellierung der Verkehrsleistung und der Effizienzentwicklung eingesetzt, indem die Effizienzentwicklung des Bestandes (Outputgröße aus TEMPS) als Inputgröße in die Modellierung der Verkehrsnachfrage mit ASTRA-D einfließt.

Abschließend wird der Endenergiebedarf des Verkehrssektors mit dem Modell TEMPS bestimmt und für die weitere Bearbeitung im Projekt aufbereitet. Im Folgenden wird kurz auf die einzelnen Modellierungsschritte eingegangen.

3.2.5.1. Szenarioentwicklung

In der Szenarioentwicklung werden relevante Parameter, die für den Einsatz der beiden verwendeten Modelle benötigt werden, mit Annahmen zu ihrer Ausprägung versehen. Die wichtigsten Input-Parameter stellen dabei die Kraftstoff- bzw. die Transportkosten, die

Effizienzentwicklung der neu in den Bestand kommenden Fahrzeuge und die Struktur der Neuzulassungen der Fahrzeuge dar. Für die Ausprägung der Parameter wird an dieser Stelle auf Abschnitt 5.5.1 verwiesen, in dem die Annahmen für die einzelnen Szenarien aufgeführt sind.

3.2.5.2. Technologiedatenbasis

Die Technologiedatenbasis bildet die Grundlage für die Simulation der zukünftigen Entwicklung an Fahrzeugtechnologien. Sie dokumentiert mögliche technische Entwicklungen des jeweiligen Verkehrsträgers bis zum Jahr 2050 differenziert nach Größenklasse und Antriebsart und ist zumindest im Straßenverkehr mit Kostenannahmen versehen. Die verfügbare Technologiedatenbasis des Öko-Instituts wurde im Rahmen des Projektes eMobil 2050 (Hacker, F. et al. (2014)) an Hand von Literaturrecherchen entwickelt und für den Straßenverkehr in Expertenworkshops zur Diskussion gestellt.

3.2.5.3. Verkehrsnachfrage

Die Nachfrageentwicklung inländischer land- und wassergebundener Verkehre wird mit Hilfe von ASTRA-D abgeleitet und wird im Folgenden als erstes methodisch erläutert. Im zweiten Schritt wird auf die Methodik zur Ableitung der Verkehrsnachfrage des Luft- und Seeverkehrs eingegangen.

Land- und wassergebundene Personenverkehrsnachfrage (ASTRA-D)

Sowohl die Personenverkehrs- als auch die Güterverkehrsnachfrage ist nach dem klassischen Vier-Stufen-Modell der Verkehrsnachfragebestimmung modelliert. Es wurde allerdings auf den letzten Schritt, die Netzwerkzuordnung, verzichtet, um das Modell für die Analysen operabel zu halten. Die Modellierung geschieht dabei auf Ebene von NUTS2-Zonen; darüber hinaus wurde der intrazonale Verkehr in unterschiedliche Distanzbänder unterteilt. Abbildung 3-8 zeigt schematisch, in welcher Form und mit welchen Einflussfaktoren das Vierstufenmodell in ASTRA-D implementiert ist.

Abbildung 3-8: Klassisches Vier-Stufen-Modell in der Implementierungsdichte von ASTRA-D

Quelle: Eigene Darstellung

In der ersten Stufe – der Erzeugung von Wegen – wird eine Produktionsfunktion verwendet, welche sich auf diverse sozioökonomische Faktoren stützt. Diese Faktoren sind dabei im Zeitverlauf variabel und kommen aus dem ökonomischen Teil der Modellierung von ASTRA. Die Bevölkerungsentwicklung beispielsweise wirkt sich somit direkt jahresscharf auf die Erzeugung von Wegen aus.

Zur ersten Stufe gehört ebenfalls die Zielerzeugung. Diese ist stärker von ökonomischen Faktoren abhängig. So gewinnen wirtschaftlich wachsende Regionen an Attraktivität und sind folglich z.B. vermehrt Ziel von Dienst- und Pendelfahrten.

Die zweite Stufe legt die Verteilung der Wege gemäß dem Gravitationsansatz fest. Dieser Ansatz beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Weg von einer Zone in eine andere Zone beschritten wird und besagt, dass längere Distanzen exponentiell abnehmend anzutreffen sind.

In einem ersten Schritt wird dabei die Verteilung zwischen den verschiedenen NUTS2-Zonen gesteuert; allerdings findet ein Großteil des Personenverkehrs intrazonal statt. Der zweite Schritt der Verkehrsverteilung legt dann die Zuordnung zu den intrazonalen Distanzbändern fest. Auch dies geschieht über den Gravitationsansatz.

In der Verkehrsverteilung wird als entscheidender Parameter die generalisierte Zeit verwendet, welche als Exponent in die Exponentialfunktion Eingang findet. Die Einflussgrößen sind dabei dieselben, die auch für den nächsten Schritt – die Modalwahl – eine Rolle spielen. Für die Modalwahl werden die Größen allerdings auf generalisierte Kosten vereinheitlicht. Wichtig ist diese Unterscheidung, wenn man die wirtschaftliche Entwicklung berücksichtigt: Eine Erhöhung des Wohlstandes über eine Erhöhung des BIP führt zu einer Veränderung der persönlichen Zeitkostenwerte. Um zu verhindern, dass eine Präferenzverschiebung hin zu kürzeren Zielen allein aufgrund gestiegener Einkommensverhältnisse stattfindet, muss in der Wegeverteilung auf generalisierte Zeiten und nicht auf generalisierte Kosten zurückgegriffen werden.

Die dritte Stufe innerhalb des Vier-Stufen-Modells ist die Verkehrsmittelwahl. Diese wird in ASTRA-D mittels eines Logit-Ansatzes modelliert. Hier wird die Wahrscheinlichkeit der Modalwahl mittels gekoppelter Exponentialfunktionen berechnet, wobei die Exponenten dieses Mal von den generalisierten Kosten abhängen, so dass ein höherer Kostenaufwand zu negativer Präferenz führt. Unter den berücksichtigten Verkehrsträgern befinden sich nicht motorisierte Träger (Fuß und Fahrrad), womit Verteilungswirkungen besonders gut sichtbar werden, da sich das Gesamtverkehrsaufkommen in den Szenarien – bezogen auf die Wegeanzahl – nicht verändert. Darüber hinaus können in diesem Ansatz auch weitere Einflussfaktoren auf die Modalwahl wie Komfort durch Motorisierung oder allgemeine Bewusstseinsänderungen in der Gesellschaft hin zu ökologischeren Verkehrsträgern berücksichtigt werden.

Land- und wassergebundene Güterverkehrsnachfrage (ASTRA-D)

Die Güterverkehrsnachfrage wird in ähnlicher Weise modelliert wie die Personenverkehrsnachfrage. Auch hier gibt Abbildung 3-8 einen guten Überblick über den gewählten methodischen Ansatz. Als Ausgangsbasis für die Verkehrserzeugung spielt hierbei jedoch vor allem die sektorale Wertschöpfungsentwicklung eine Rolle. Da ASTRA-D über ein detailliertes Input-Output-Modul verfügt, werden diese Werte ebenfalls unmittelbar an das Güterverkehrserzeugungsmodul übergeben.

Der Güterverkehr ist – anders als der Personenverkehr – viel stärker wirtschaftlichen Schwankungen ausgesetzt. Deswegen ist an der Stelle der Verkehrsnachfrage die Kopplung mit einer makroökonomischen Projektionsmethode von entscheidendem Vorteil und kann so direkter als Stand-alone-Modelle die veränderten Rahmenbedingungen der Szenarien berücksichtigen. Auch ist die weltweite wirtschaftliche Entwicklung im Güterverkehr von nicht zu vernachlässigender Bedeutung, da sie durch eine Verstärkung internationaler Handelsströme z.B. den Transitverkehr erhöht.

In der Modellierung findet die Tatsache Berücksichtigung, dass eine schrittweise Verschiebung hin zu höherwertigen Gütern stattfindet. In ASTRA werden dabei drei Güterkategorien unterschieden: Stückgüter, Mengengüter und allgemeine Frachtgüter. Die Umwälzung von der Wertschöpfung zur Verkehrsgenerierung erfolgt dabei mittels dynamisierter Wert-Mengenverhältnisse, welche die monetären Werte in Frachtvolumina übertragen.

Die Modalwahl in der Güterverkehrsnachfrage beinhaltet drei Lkw-Klassen sowie den Bahn- und Binnenschiffverkehr. Es werden sämtliche innerdeutschen Handelsströme dieser Verkehrsmittel abgebildet.

Verkehrsnachfrage des See- und Luftverkehrs (TEMPS)

Der Flug- und der Seeverkehr werden in der Bestimmung der Verkehrsleistung separat von den übrigen Verkehrsträgern betrachtet, da eine Integration in das Nachfragemodell ASTRA-D nicht vorgesehen ist und sich diese beiden Bereiche in der Abgrenzung des Bilanzraums von den übrigen Verkehrsträgern unterscheiden.

Für den Flugverkehr werden in dieser Studie die Verkehrsleistung und die Emissionen der in Deutschland abgehenden Flüge bis zu ihrem ersten Zwischenstopp auf Basis des Flight-Stage-Prinzips dargestellt. Zur Entwicklung von Nachfrageszenarien wird die historische Entwicklung der Verkehrsleistung in Abhängigkeit zum BIP über Annahmen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) fortgeschrieben. Diese Annahmen sind ebenfalls in Abschnitt 5.1.1 aufgeführt. Über Preissensitivitäten wird die Verkehrsleistung auf Basis des Aktuelle-Maßnahmen-Szenarios (2012) für die weiteren Szenarien abgeleitet.

Die Grundlage für die Fortschreibung der Verkehrsleistung bilden dabei vor allem Daten aus TREMOD 5.25 (Ifeu 2011). Zudem wird in der Herleitung der Verkehrsnachfrage zwischen rein nationalem und grenzüberschreitendem (erste Landung außerhalb Deutschlands) Flugverkehr sowie verschiedenen Entfernungsklassen unterschieden, um die unterschiedlichen Energieverbräuche dieser Distanzklassen berücksichtigen zu können.

Der Verkehrsleistung des Seeverkehrs in Deutschland liegt in der Modellierung eine globale Prognose der Entwicklung des Seeverkehrs zu Grunde. Als Startpunkt für die Ableitung des in Deutschland abgehenden Seeverkehrs wird dabei auf das heutige Verhältnis von in Deutschland abgehendem Seeverkehr zum globalen Seeverkehr zurückgegriffen. Zudem wird aus den im Projekt durchgeführten ökonomischen Rechnungen der in Deutschland anfallende Anteil der weltweiten Wirtschaftsleistung bestimmt, um somit die über Deutschland durchgeführte Seeverkehrsnachfrage abbilden zu können.

3.2.5.4. Fahrzeugbestand

Die Simulation der Fahrzeugbestandsentwicklung bis zum Jahr 2050 erfolgt mit dem Bestandsmodul des TEMPS-Modells. Den Ausgangspunkt der Modellierung stellen die ermittelte Verkehrsnachfrage sowie die zur Verfügung stehenden Technologieoptionen (siehe Technologiedatenbasis in Abschnitt 3.2.5.2) dar.

Für den Straßenverkehr erfolgt die Darstellung im Modell TEMPS detailliert auf Fahrzeugebene. Für die übrigen Verkehrsträger wird die Entwicklung in TEMPS auf einer aggregierten Systemebene modelliert. Auf diese beiden Berechnungspfade wird im Folgenden kurz eingegangen.

Die künftige Effizienzentwicklung im Straßenverkehr wird explizit über ein Neuzulassungs- und Bestandsmodell berechnet. Dadurch kann die Wirkung von beispielsweise CO_2-Emissionsstandards oder von Maßnahmen zur Förderung alternativer Technologien auf die Bestandszusammensetzung im Modell abgebildet werden.

Im Neuzulassungsmodul wird in Abhängigkeit von Inputgrößen wie der Verkehrsnachfrage und der Marktdurchdringung verschiedener Antriebstechnologien in Jahresschritten die Zusammensetzung der Neuzulassungen ermittelt. Das Bestandsmodul berechnet mittels spezifischer Überlebensraten der Fahrzeuge und durchschnittlichen Fahrleistungen den Bestand – differenziert nach

Größenklasse und Antriebsart. Daten zu Überlebenskurven der Fahrzeuge und durchschnittlichen Fahrleistungen basieren dabei auf TREMOD 5.25. Die realisierbaren Effizienzentwicklungen der einzelnen Fahrzeugklassen im Straßenverkehr sind differenziert nach Größenklassen in der Technologiedatenbank zusammen mit Kostenannahmen hinterlegt. Die tatsächlich realisierte Effizienzentwicklung wird im Neuzulassungsmodul unter Berücksichtigung der jeweiligen Rahmenbedingungen bestimmt.

Im Gegensatz zum Straßenverkehr setzen z.B. beim Schienenverkehr Effizienzmaßnahmen nicht nur beim einzelnen Fahrzeug, sondern auch auf Systemebene an. Daher wird für die übrigen Verkehrsträger kein Bestand berechnet, sondern die Entwicklung der Verbräuche auf Systemebene ermittelt – d.h. es werden direkt Annahmen zur Technologieentwicklung je Verkehrsträger hinterlegt. Dieser einfachere Ansatz wird auch dann verwendet, wenn die für eine Bestandsmodellierung benötigten Daten nicht vorhanden sind bzw. der hohe Detailgrad der Modellierung nicht angemessen ist.

3.2.5.5. Endenergiebedarf

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs des Verkehrs bis zum Jahr 2050 steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Modellierung von Verkehrsnachfrage und Fahrzeugbestand.

Der spezifische Energieverbrauch aller Fahrzeuge im Bestand ist differenziert nach Neuzulassungsjahr, Antriebsart und Größenklasse in der Technologiedatenbasis dokumentiert. In Verbindung mit der Fahrleistung, die durch das jeweilige Fahrzeug erbracht wird, lässt sich schließlich für alle Fahrzeuge im Bestand der Endenergiebedarf differenziert nach dem jeweils eingesetzten Endenergieträger ausweisen und für den gesamten Zeitverlauf darstellen. Eine Besonderheit ergibt sich für den Einsatz von Plug-In-Hybridfahrzeugen, deren elektrischer Fahranteil mit Hilfe des Strommarktmodells PowerFlex ermittelt und nachträglich in TEMPS integriert wird.

Bilanzraum für die Modellierung der Verkehrsnachfrage ist das inländische Verkehrsaufkommen. Der Endenergiebedarf soll allerdings nach der Konvention des Nationalen Treibhausgasinventars gemäß den Daten der AG Energiebilanzen angegeben werden. Somit wird der mit TEMPS ermittelte Endenergiebedarf des Jahres 2010 in Anlehnung an TREMOD 5.2 an die nationale Berichterstattung mit Hilfe von Korrekturfaktoren angepasst. Diese Korrekturfaktoren werden für das Jahr 2010 bestimmt und werden im Verlauf der Modellierung bis 2050 konstant gehalten.

3.2.5.6. Abbildung Elektromobilität

Die Auswirkungen einer zunehmenden Bedeutung elektrischer Antriebe auf die Energienachfrage und die Treibhausgasemissionen werden über eine Schnittstelle von TEMPS und dem Strommarktmodell PowerFlex abgebildet, welche im Rahmen des Vorhabens eMobil 2050 (Hacker, F. et al. 2014) maßgeblich weiterentwickelt wurde. Dazu werden für die elektrischen Fahrzeuge (Pkw, LNF, Busse und kleine Lkw) stundenscharfe Profile an PowerFlex übergeben.

3.2.5.7. Modellierung von Sonderverkehren

TEMPS modelliert keine Sonderverkehre (Land- und forstwirtschaftlicher Verkehr. bauwirtschaftlicher Sonderverkehr, militärischer Verkehr und Erdgasverdichterstationen für den Pipelinetransport). Land- und forstwirtschaftlicher Verkehr sowie militärischer Verkehr werden nur implizit innerhalb des GHD-Sektors modelliert.

Die Energieeinsätze des bauwirtschaftlichen Sonderverkehrs orientieren sich in der Projektion an der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung der Bauwirtschaft. Zudem wird eine je nach Szenario differenzierte Entwicklung des Biokraftstoffanteils angesetzt. Im AMS (2012) werden keine Biokraftstoffe eingesetzt (entspricht einer Fortschreibung von UBA (2013a) und UBA (2013b)), im KS 80 steigt der Biokraftstoffanteil bis zum Jahr 2050 auf 50 % und im KS 95 auf 100 %.

Der Energieverbrauch der Erdgasverdichter (und damit deren Emissionen) orientiert sich an der Entwicklung des Energieverbrauchs netzgebundener Brenngase. Dabei wurde für die Modellierung angenommen, dass dies auf den gesamten Primärenergieverbrauch von Erdgas sowie den Endenergieverbrauch von Biogas, Wasserstoff und synthetischem Methan zutrifft. Da der Energiebedarf von Erdgasverdichtern kein Endenergieverbrauch im Sinne der Energiebilanz ist, wird er auch daher nicht als solcher aufgeführt, aber er ist aber im gesamten Primärenergieverbrauch (Kapitel 5.9) enthalten.

3.2.5.8. Unterschiede zwischen Nationalem Treibhausgasinventar und Energiebilanz

Generell ist auf einige deutlich unterschiedliche Zuordnungen im Verkehrsbereich zwischen Nationalem Treibhausgasinventar einerseits und Energiebilanz andererseits hinzuweisen:

- Im *Nationalen Treibhausgasinventar* (umfasst jeweils sowohl Emissionen als auch Aktivitätsraten[8]) werden dem nationalen Verkehr folgende Bereiche zugeordnet: Ziviler inländischer Flugverkehr, Straßen- und Schienenverkehr, Binnen- und Küstenschifffahrt sowie der bauwirtschaftliche Sonderverkehr[9] und Pipelinetransport. Der internationale zivile Flugverkehr und die internationale Seeschifffahrt sind nur nachrichtlich als sogenannte „memo items“ enthalten. Land- und forstwirtschaftlicher Verkehr ist in der Quellgruppe Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei enthalten. Militärischer Verkehr wird der Quellgruppe „andere Bereiche“ zugeordnet. Außerdem ist anzumerken, dass im Treibhausgasinventar auch Schmierstoffe im Energieverbrauch des Verkehrs enthalten sind.[10]

- In der *Energiebilanz* ist im Endenergieverbrauch des Verkehrs der zivile nationale und internationale Flugverkehr, der Straßen- und Schienenverkehr sowie Binnen- und Küstenschifffahrt enthalten. Hochseebunkerungen der internationalen Seeschifffahrt sind weder im Endenergie- noch im Primärenergieverbrauch enthalten.[11] Land-, forst- und bauwirtschaftlicher sowie militärischer Verkehr sind in der Energiebilanz im

[8] Im Treibhausgasinventar wird nicht von Energieverbräuchen gesprochen sondern allgemeiner von Aktivitätsraten.

[9] Diese Zuordnung des bauwirtschaftlichen Verkehrs zum Verkehrssektor basiert auf den Revised 1996 IPCC Guidelines die bis einschließlich dem Nationalen Inventarbericht 2014 verwendet wurden. Beginnend mit dem Nationalen Inventarbericht 2015, der erstmals auf den 2006 IPCC Guidelines basiert, ist der bauwirtschaftliche Verkehr dem Verarbeitenden Gewerbe zugeordnet.

[10] Die Zuordnung der Schmierstoffe zum Verkehr ist notwendig, da Schmierstoffe (zumindest teilweise) in den Motoren mitverbrannt werden und folglich auch Emissionen entstehen.

[11] Energieverbräuche der Seeschifffahrt (Hochseebunkerungen) sind in der Energiebilanz zwar im *Energieaufkommen* enthalten, tragen aber (ebenso wie Ausfuhr und Bestandsaufstockungen) nicht zum *Primärenergieverbrauch* bei.

Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen enthalten. Der Energiebedarf von Erdgasverdichtern ist kein Endenergiebedarf, sondern er gehört in der Energiebilanz zum Umwandlungssektor.

3.2.6. Erneuerbare und fossile Stromerzeugung einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung

Für die Modellierung des Stromsektors kommen die Kraftwerksmodelle PowerACE (Fraunhofer ISI), ELIAS und PowerFlex (Öko-Institut) gemeinsam zum Einsatz. Dabei optimiert das PowerACE-Modell die Kraftwerksinvestitionen sowie den Kraftwerkseinsatz für die gesamte EUMENA-Region (Europa, Mittlerer Osten, Nordafrika). Das Investitionsmodell ELIAS ermittelt die Entwicklung des Kraftwerksparks für Deutschland (Stilllegung, Neuinvestitionen). Der in ELIAS generierte zukünftige Kraftwerkspark wird im Strommarktmodell PowerFlex eingelastet. Die in PowerFlex ermittelten Benutzungsstunden werden an ELIAS zurückgegeben, wo die Stilllegungs- und Investitionsrechnung auf Basis der aktualisierten Benutzungsstunden erneut durchgeführt wird. Diese Iteration zwischen ELIAS und PowerFlex wird so lange durchgeführt, bis ein konvergiertes Ergebnis für die Kraftwerksparkstruktur und den Kraftwerksdispatch[12] vorliegt.

Zunächst wurde ein Rechenlauf mit dem PowerACE-Modell durchgeführt. PowerACE bildet Deutschland als Teil der EUMENA-Region ab und berechnet stundenscharfe Stromflüsse aus oder nach Deutschland. Diese wurden dann exogen dem Modellverbund ELIAS/PowerFlex vorgegeben. Als Ergebnis ergeben sich die Kraftwerksparkstruktur und der Brennstoffmix in Deutschland unter Berücksichtigung des Imports aus der EUMENA-Region nach Deutschland.

Durch diesen Ansatz können die Stärken der drei Modelle (detaillierte nationale Abbildung sowie ökonomische Optimierung im europäischen Raum) zusammengeführt werden.

Die Investition und damit der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland wird dabei der Modellierung vorgegeben (siehe Abschnitt 5.6.1).

Abbildung 3-9 zeigt die Interaktion der Modelle im Überblick.

3.2.6.1. Modellverbund ELIAS/PowerFlex (Öko-Institut)

Die Modellierung der zu erwartenden Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks wird mit Hilfe des Modells ELIAS (Electricity Investment Analysis) sowie dem Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex des Öko-Instituts vorgenommen. Der Import von Strom wird in stündlicher Auflösung aus dem Modell PowerACE (Fraunhofer ISI) übernommen.

[12] Kraftwerksstilllegung, -zubau und -einlastung ändern sich nur noch geringfügig zwischen den Iterationen.

Abbildung 3-9: Interaktion der Modelle PowerACE (ISI) und ELIAS / PowerFlex (Öko-Institut) zur Abbildung des Stromsektors

Quelle: Eigene Darstellung

ELIAS

Das Kraftwerksinvestitionsmodell ELIAS (Electricity Investment Analysis) ist ein Bottom-up-Simulationsmodell zur Abbildung von Investitionen und Stilllegungen im Kraftwerkspark. Auf Grundlage der Bestandsstruktur, der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken und den daraus resultierenden Stilllegungen sowie der Entwicklung der Stromnachfrage wird der Investitionsbedarf an neuen Kraftwerken bestimmt.

Das Entscheidungskalkül für den Kraftwerkszubau basiert auf perfekter Voraussicht eines idealtypischen Investors, der über Informationen über alle Kosten und Erlöse über den Planungshorizont verfügt. Die Investition ist kostengetrieben, d.h. je geringer die Vollkosten der Stromerzeugung, desto größer ist der Anteil der jeweiligen Technologie am gesamten Zubau. Eine Bandbreite an Technologien wird zugebaut als Funktion des Abstandes der jeweiligen Vollkosten von den Vollkosten der kostengünstigsten Technologie. Bei der Investitionsrechnung werden neben Investitions- und Betriebskosten des Kraftwerks zusätzlich Kosten und Erlöse betrachtet, die sich aus politischen Interventionen (wie beispielsweise dem Emissionshandel) ergeben. Dabei sind eine Vielzahl von Politikmaßnahmen und Ausgestaltungsoptionen einstellbar. Bei ELIAS handelt es sich um ein Vintage-Capital-Modell. Es wird die Altersstruktur des Kraftwerksparks mit unterschiedlichen Technologie-Jahrgängen (Vintages) dargestellt. Durch das Ausscheiden alter Technologie-Jahrgänge aus dem System und deren Ersatz durch neue Technologien (Stock-Exchange-Ansatz) ergibt sich die zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks.

Die Stilllegung kann dabei sowohl auf Basis der technischen Lebensdauer, einer definierten Vorgabe (z.B. Atomausstieg) und einem ökonomischen Kalkül (Deckung der jährlichen Fixkosten durch Strommarkterlöse) bestimmt werden. Darüber hinaus können Retrofitmaßnahmen an Stelle

von Neubauten modelliert werden (siehe für eine Übersicht der Stilllegungskalküle in ELIAS). ELIAS verwendet die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells PowerFlex sowohl beim Stilllegungskalkül als auch beim Investitionskalkül nach ökonomischen Kriterien. Gleichermaßen dient die in ELIAS ermittelte Entwicklung des Kraftwerksparks als Input für PowerFlex.

Es ist anzumerken, dass ELIAS kein Marktmodell ist, das einzelne Marktakteure oder strategisches Investitionsverhalten abbildet; eine preisgetriebene Verdrängung bestehender Kraftwerke findet nicht statt.

Abbildung 3-10: Stilllegungskalküle in ELIAS

Quelle: ELIAS

PowerFlex

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage zu decken.

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer

100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Diese Anlagen können ihre Leistung entlang eines festen Lastgradienten über den gesamten Leistungsbereich ändern. Pumpspeicherkraftwerke werden mit ihrer jeweiligen Speicherkapazität und installierter elektrischer Leistung abgebildet. Insgesamt setzt sich der im Modell PowerFlex abgebildete deutsche Kraftwerkspark 2012 aus rund 350 Einzelblöcken und 90 Technologieaggregaten zusammen.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet, da ihr Einsatz je nach Szenario als flexibel angenommen wird. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen Laufwasser, Offshore Wind, Onshore Wind und Photovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofile vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Photovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d.h. dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch als überschüssig identifiziert werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität.

Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für Must-run-Kraftwerke, wie z.B. Gichtgas-Kraftwerke oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt.

Die Stromnachfrage wird analog zur fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Jahres und einem kleinen als konstant angenommenen Anteil für den nicht in der Netzlast enthaltenen Verbrauch zusammen. Gleichermaßen wird hierbei in stündlicher Auflösung der Saldo aus Importen und Exporten berücksichtigt, der mit dem PowerAce-Modell ermittelt wurde.

Ein zentraler Bestandteil des Modells ist die Abbildung von Flexibilität auf der Nachfrageseite durch Speicher bzw. Lastmanagement. Diese werden im Modell mit Hilfe der installierten elektrischen Leistung, der Speicherkapazität und der zu deckenden Lastkurve beschrieben. Als flexible Verbraucher werden beispielsweise Prozesse mit einem thermischen Speicher, wie z. B. Geräte zur elektrischen Kälte- und Wärmebereitstellung, oder mit einem zeitvariablen Einsatz, wie z. B. smart charging von Elektrofahrzeugen, betrachtet.

Um die fluktuierende Erzeugung durch erneuerbare Energien (insbesondere Windenergie und Photovoltaik) auszugleichen und zu jedem Zeitpunkt die Netzlast bedienen zu können, werden außerdem Backup-Kapazitäten berücksichtigt, die zusätzliche Leistung in einzelnen Stunden zur Verfügung stellen können[13].

Die wesentlichen Inputdaten für PowerFlex sind: Stromnachfrageprofil (stündlich aufgelöst), EE-Einspeiseprofile (stündlich aufgelöst), techno-ökonomische Parameter des thermischen

[13] Es handelt sich hierbei modelltechnisch um ein generisches Backup-Kraftwerk, das eine Vielzahl möglicher Optionen wie z.B. Gasturbinen oder Vereinbarungen zur Lastreduktion in einzelnen Stunden umfasst.

Kraftwerksparks (z. B. Wirkungsgrad, Brennstoffpreise, CO_2-Preise, CO_2-Emissionsfaktor, variable Kosten), techno-ökonomische Parameter von Speicherkraftwerken (z. B. Speicherkapazität, Wirkungsgrad, variable Kosten), techno-ökonomische Parameter von flexiblen Verbrauchern und Elektromobilität (z. B. Speicherkapazität, Wirkungsgrad, variable Kosten).

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird dann im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz von thermischen Kraftwerken, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerken und flexiblen Stromverbrauchern unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen[14] bestimmt. Das Optimierungsproblem ist in GAMS implementiert und wird mit Hilfe des Simplex-Algorithmus gelöst.

PowerFlex liefert die folgenden relevanten Ergebnisse (in stündlicher Auflösung): Einsatzprofile von Kraftwerken (inkl. Benutzungsstunden und Erlösen am Strommarkt) sowie Speichern und flexiblen Verbrauchern, Strompreise, Brennstoffmix und CO_2-Emissionen.

Iteration zwischen ELIAS und PowerFlex

Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerke werden aus der Perspektive eines idealtypischen Investors auf Basis der Vollkosten der Stromerzeugung als wichtigste Entscheidungsvariable getroffen (ELIAS).[15] Der Kraftwerkseinsatz wird durch Minimierung der Summe der kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke bestimmt (PowerFlex). Der Investitionsbedarf in neue Kraftwerke wird durch die Stilllegung von Kraftwerken sowie die Entwicklung der Stromnachfrage bestimmt. Die Struktur des Kraftwerksparks wird an das Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex übergeben, das den Einsatz der Kraftwerke einschließlich der entsprechenden Benutzungsstunden und Stromerlöse (und der sich daraus ergebenden Deckungsbeiträge) bestimmt. Diese Ergebnisse des Strommarktes werden an ELIAS zurückgespeist als ein wesentlicher Input für die Stilllegungs- und Investitionsentscheidung. Iterationen zwischen ELIAS und PowerFlex werden schrittweise durchgeführt, d.h. für jedes Szenariojahr werden Kraftwerksstilllegung und -investition mit den daraus folgenden Ergebnissen des Strommarkts (Benutzungsstunden, Stromerlöse) iteriert, bis die Ergebnisse in Bezug auf Stilllegung und Investition und somit der Kraftwerkspark stabil sind (Abbildung 3-11).

[14] Beispiele für technische Nebenbedingungen sind zum Beispiel die Obergrenzen an verfügbarer Leistung für verschiedene Kraftwerke, Wirkungsgrade oder Speichervolumen. Als energiewirtschaftliche Nebenbedingungen werden beispielsweise Betriebs-, Brennstoff- und CO_2-Kosten im Rahmen der Gesamtkostenminimierung berücksichtigt.

[15] In beiden Modellen werden Standorte von Kraftwerken oder erneuerbaren Energien in der hier eingesetzten Modellvariante nicht spezifiziert.

Abbildung 3-11: Iteration zwischen Kraftwerksstilllegung und -investition (ELIAS) und Kraftwerkseinsatz (PowerFlex)

Quelle: Eigene Abbildung

Hierbei gibt es zwei Wechselwirkungen zwischen Kraftwerksstilllegung, -investition und -betrieb:

- Stilllegung/Investitionsbedarf: Die Marktergebnisse (Benutzungsstunden, Stromerlöse) bestimmen, ob ein bestehendes Kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann[16]. Kraftwerke können entsprechend in Kaltreserve gehen, stillgelegt werden oder ihre Lebensdauer kann durch Ertüchtigungsmaßnahmen (Retrofit) verlängert werden (). Als Ergebnis dieser Effekte ergibt sich der Investitionsbedarf in neue Kraftwerke. Die gesamte neue zugebaute Kraftwerksleistung beeinflusst wiederum den Kraftwerksbetrieb. Damit gibt es eine Wechselwirkung zwischen Kraftwerksbetrieb und der Höhe der zugebauten Kraftwerksleistung.

- Investitionsentscheidung: Die Kraftwerkstechnologien, die zugebaut werden, hängen von den Vollkosten der Stromerzeugung ab. Eine wesentliche Einflussgröße für diese Vollkosten sind die Benutzungsstunden, auf Grundlage derer die Investition berechnet wird. Die zugebauten Kraftwerksarten beeinflussen wiederum die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und damit den Kraftwerkseinsatz. Damit gibt es eine Wechselwirkung zwischen den zugebauten Kraftwerkstechnologien und dem Kraftwerkseinsatz.

[16] Die Deckungsbeiträge, die sich aus dem Strommarkt ergeben, müssen hierbei ausreichend zur Deckung der Fixkosten des Kraftwerksbetriebs (Personalkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten) sein.

3.2.6.2. PowerACE (Fraunhofer ISI)

Das Modell PowerACE Europe simuliert und optimiert den Stromsektor für die Region EU27+2; bei Bedarf kann das Modell auch um einige Länder in der MENA-Region ergänzt werden. Es handelt sich um ein Bottom-up-Modell, das bei der stundenscharfen Deckung von Angebot und Nachfrage auch Reservemärkte berücksichtigen kann. Dabei können ebenfalls Stromflüsse zwischen den einzelnen Ländern abgebildet werden (Abbildung 3-12).

Als zentrale Ergebnisse stehen unter anderem die Auslastung der konventionellen Kraftwerksblöcke, die CO_2-Emissionen, die Auslastung der Kuppelstellen, der Speichereinsatz und ggf. die abgeregelte Einspeisung aus EE-Anlagen zur Verfügung. Neben dem eigentlichen Kraftwerkseinsatz kann das Modell über einen Optimierungsalgorithmus auch den optimalen Ausbau von Kraftwerkskapazitäten und Kuppelstellen bestimmen. Dabei werden kommerzielle Solver eingesetzt. Das Modell ist an umfangreiche Datenbanken zum europäischen Kraftwerkspark, zur Stromnachfrage und zur installierten Leistung erneuerbarer Energien angebunden. Über verbundene Modelle kann auf Basis meteorologischer Daten ein stundenscharfes Einspeiseprofil der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind, PV) errechnet werden.

Im Rahmen dieses Projekts werden die in PowerACE berechneten Importflüsse nach Deutschland an den Modellverbund ELIAS/PowerFlex übergeben.

Abbildung 3-12: Schematische Darstellung des Modells PowerACE

Quelle: Fraunhofer ISI

3.2.7. Übrige Energiewirtschaft

Neben der Stromerzeugung müssen für die Energiewirtschaft (Umwandlungssektor) noch eine Reihe weiterer Verursacherbereiche berücksichtigt werden:

- Heizwerke der Fernwärmeversorgung,
- (Mineralöl-) Raffinerien,
- übrige Anlagen des Umwandlungssektors (Braunkohlengruben, Steinkohlenzechen, Brikettfabriken, Kokereien, andere Umwandlungs- und Veredelungsanlagen) inkl. Anlagen zur Biokraftstoffherstellung (=Bioraffinerien zur Herstellung von Biodiesel und Bioethanol).

Im für die Modellierung gewählten Ansatz werden für diese Bereiche die Wärmeerzeugungsanlagen getrennt von den (Industrie-) Kraftwerken des Umwandlungssektors analysiert, da die Entwicklung der industriellen Stromerzeugungsanlagen im Umwandlungssektor nur im Kontext der Entwicklung des gesamten Stromerzeugungssektors bzw. des gesamten Strommarktes sinnvoll untersucht werden kann.

Zur Bereitstellung der Fernwärme können in der Modellierung nicht nur die KWK-Anlagen sondern auch andere Formen der Wärmebereitstellung modelliert werden. So werden auch Spitzenlastkessel bei den KWK-Anlagen sowie – je nach Szenario – auch Elektroheizer (Elektrodenkessel) und Solarthermiegroßanlagen zur Bereitstellung von Fernwärme abgebildet. Diese werden wie KWK-Anlagen in PowerFlex auf stündlicher Basis modelliert, wobei auch die Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Wärme in Pufferspeichern abgebildet wird. Das Residuum, also die Wärmenachfrage, die weder über KWK-Anlagen und ihre Spitzenlastkessel, noch über Solarthermieanlagen oder Elektrodenkessel gedeckt werden kann, wird den konventionellen Heizwerken zugeordnet.

Die übrigen betrachteten Umwandlungsanlagen werden unabhängig vom Stromerzeugungssektor modelliert. Anders als die Modellierung des Stromsektors erfolgt hier die Modellierung nicht stundenscharf sondern nur als Jahreswerte. Bei der Integration der Sektorergebnisse bilden sie zusammen mit den Stromerzeugungsanlagen den gesamten Umwandlungssektor (Energiewirtschaft). Die Projektionen der anderen Umwandlungssektoren außerhalb der Stromerzeugung sind im Wesentlichen durch die Energieverbräuche der Energiesektoren determiniert: Alle Nachfragegrößen für die übrigen Umwandlungssektoren ergeben sich aus den in den Sektoranalysen ermittelten Energienachfragen, wobei Leitungs- und Umwandlungsverluste bei der Integration vollständig berücksichtigt werden.[17]

Erdgasverdichterstationen werden entsprechend der Struktur des Treibhausgasinventars nicht im Umwandlungssektor sondern im Verkehr berücksichtigt (siehe dazu auch Kapitel 3.2.5.7).

3.2.8. Industrieprozesse und Produktverwendung (CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen)

Für die Erstellung der Projektionen für die prozessbedingten CO_2-Emissionen wird ein dreistufiger Ansatz verfolgt:

1. Für einige (sehr relevante) Quellbereiche ist die Fortschreibung der Entwicklung der Szenarien über Annahmen zur Entwicklung der Produktionsniveaus (siehe Kapitel 5.3.1.1) für eindeutig identifizierbare Produkte möglich.
2. Für einige (teilweise ebenfalls relevante) Quellbereiche können aus den energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. hinsichtlich des Mineralölbedarfs) die CO_2-Emissionstrends abgeleitet werden.
3. Für einige (weniger relevante) Quellbereiche werden die Determinanten der Emissionen nicht weiter analysiert und die Emissionen in den Szenarien auf dem Niveau eines Jahres (z.B. 2010) konstant gehalten.

Die prozessbedingten CO_2-Emissionen ergeben sich damit stets aus den zu Grunde gelegten Produktionsmengen, die entweder exogen vorgegeben sind, oder konstant gehalten werden bzw. über die modellendogen ermittelten (Energie-) Produktionsniveaus ermittelt werden.

[17] An dieser Stelle muss auf ein Spezifikum der Brennstoffeinsatz-Bilanzierung für die Biokraftstoffherstellung hingewiesen werden: Für die historischen Daten wird in den deutschen Energiebilanzen (bisher) bei der Biokraftstoffherstellung eine Umsetzung der eingesetzten Biomasse ohne jegliche Umwandlungsverluste unterstellt. Für die Projektion wird dagegen die (einheimische) Biokraftstoffherstellung mit einem eigenen Modul abgebildet, das neben dem Hilfsenergieeinsatz von Strom und Erdgas auch die Umwandlungsverluste bei der Biomasse berücksichtigt. Die historischen Zeitreihen wurden einer entsprechenden Korrektur nicht unterzogen, sodass für die Zeitreihe im Bereich der übrigen Umwandlungsanlagen zwischen historischen und Projektionsdaten ein methodischer Bruch entsteht. Dieser Effekt ist jedoch nur für die Energiebilanzen von Bedeutung, hinsichtlich der Treibhausgasemissionen entstehen durch diese Situation vernachlässigbare Effekte.

Für die Ermittlung der indirekten CO_2-Emissionen aus NMVOC-Emissionen im Bereich der Lösemittel und anderer Produktverwendung wurden NMVOC-Emissionsprojektionen aus Szenarien des Projekts Luft 2030 (Öko-Institut et al. 2014b) übernommen und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Für das AMS (2012) wurden dabei die Projektionen des Aktuelle-Politik-Szenario von Luft 2030 übernommen, für das KS 80 und KS 95 hingegen die Projektionen des Energiewende-Szenarios.

Für die Erstellung der Projektionen für die prozessbedingten CH_4- und N_2O-Emissionen wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die meisten erfassten Quellgruppen haben einen so geringen Beitrag zu den Emissionen, dass die Emissionsniveaus auch für den Projektionszeitraum konstant gehalten wurden.
- Mit der Einbeziehung der Adipin- und Salpetersäureproduktion in das EU-Emissionshandelssystem ab 2013 – und der Möglichkeit, in diesem Bereich bereits ab 2008 Joint-Implementation-Projekte durchzuführen – werden erhebliche wirtschaftliche Anreize zur Ausrüstung der entsprechenden Produktionsanlagen mit Einrichtungen zur N_2O-Emissionsminderung wirksam. Im Vergleich zu den deutlichen (Opportunitäts-) Kosten für EU-Emissionsberechtigungen werden Maßnahmen zur N_2O-Emissionsminderung bei der Adipin- und Salpetersäureproduktion wirtschaftlich hoch attraktiv.

Insgesamt werden damit die N_2O- und CH_4-Emissionen aus nahezu allen hier behandelten Quellbereichen, jedoch mit Ausnahme der Adipin- und Salpetersäureproduktion für den Projektionszeitraum auf dem Niveau von 2012 konstant gehalten. Für die Adipin- und Salpetersäureproduktion soll für das zukünftige Produktionsniveau eine moderate Produktionszunahme unterstellt werden. Ebenso wurden die N_2O-Emissionen aus der Produktverwendung auf dem Niveau des Jahres 2012 fortgeschrieben.

3.2.9. Industrieprozesse und Produktverwendung (FKW, HFKW und SF_6)

Die Emissionsprojektionen für fluorierte Treibhausgase (F-Gase)[18] wurden auf der Basis zweier aktuellen Studien für das Umweltbundesamt (Öko-Recherche 2011) und (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014) ermittelt.

In (Öko-Recherche 2011) sind mehrere Szenarien entwickelt worden:

- Das Szenario „Mit Maßnahmen“ (MM) berücksichtigt die Auswirkungen der europäischen F-Gas-Gesetzgebung. Eine Umsetzung bzw. Ergänzung in nationale Gesetzgebung in Deutschland erfolgte durch die Chemikalien-Klimaschutzverordnung (ChemKlimaschutzV) und die Straßenverkehrszulassungsordnung.
- Das Szenario „Mit weiteren Maßnahmen“ (MWM) thematisiert darüber hinaus gehende technisch Maßnahmen zur weiteren Reduktion der Emissionen fluorierter Treibhausgase.

In (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014) wurde die Modellierung von HFKW-Emissionen aus Kältemittelanwendungen grundlegend überarbeitet und in zwei Szenarien dargelegt:

[18] Bei den im Kyoto-Protokoll erfassten F-Gasen handelt es sich um teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) sowie Schwefelhexafluorid (SF_6).

- Das Referenz-Szenario („REF“) berücksichtigt die Auswirkungen der europäischen F-Gas-Gesetzgebung.
- Das Minimal-Szenario („MIN“) modelliert maximale Substitutionraten von HFKW durch alternative Substanzen mit niedrigem Treibhausgaspotenzial (GWP).

Die erst 2014 beschlossene und in Kraft getretene novellierte EU F-Gase-Verodnung 41/2014 konnte weder in (Öko-Recherche 2011) noch in (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014) berücksichtigt werden. Daher sind die Effekte dieser Novelle auch im vorliegenden Bericht nicht berücksichtigt, dies ist aber für die dritte Modellierungsrunde der Klimaschutzszenarien 2050 vorgesehen.

Die Datenquellen für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), das Klimaschutzszenario 80 und das Klimaschutzszenario 95 im vorliegenden Bericht setzen sich folgendermaßen aus den genannten Studien zusammen:

- Für das AMS 2012 wurde außerhalb des Kältemittelsektors das MM-Szenario aus (Öko-Recherche 2011) übernommen. Im Kältemittelsektor wurde das Referenzszenario aus (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014) genutzt.
- Für das KS 80 wurde eine Teilmenge der Minderungsmaßnahmen angenommen, die im MWM-Szenario aus (Öko-Recherche 2011) enthalten sind. Diese Teilmenge ist identisch mit derjenigen Gruppe an Maßnahmen die auch in das Energiewendeszenario (EWS) der Studie Politikszenarien VI (Öko-Institut et al. 2013) eingeflossen ist. Für die Emissionsmodellierung im Kältemittelsektor wurde das Minimal-Szenario aus (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014) genutzt.
- Für das KS 95 wurden, über das KS 80 hinaus, weitere auf Schwefelhexafluorid (SF6) bezogene Maßnahmen des MWM-Szenarios aus (Öko-Recherche 2011) übernommen.

Die jeweiligen Annahmen und Modellierungsergebnisse sind in Kapitel 6.2 dokumentiert.

Die Emissionen an F-Gasen sind im vorliegenden in CO_2-Äquivalenten Bericht mit den GWPs des 2. Assessment Report des IPCC (1995) angegeben, wie sie für die Emissionsberichterstatung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen bis 2014 verbindlich sind. Die Szenarien in (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014) sind jedoch mit CO_2-Äquivalenten nach dem 4. IPCC Assessment Report (2007) berechnet. Ein mittlerer Umrechnungsfaktor für HFKW-Emissionen in Deutschland zwischen GWPs des 2 und 4. Assessmentreports wurde aus der deutschen Inventarsubmission an die UNFCCC von 2014 (UBA 2014a) mit 113,7 % abgeschätzt.

Die Szenarien aus (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014) liegen nur bis 2030 vor. Für die Emissionen aus dem Kältemittelsektor in der Zeitspanne zwischen 2030 und 2050 wurden deshalb für alle Szenarien die relativen Emissionsentwicklungen übernommen, wie sie im Bericht zur ersten Modellierungsrunde der Klimaschutzszenarien 2050 (Öko-Institut et al. 2014a) enthalten waren.

3.2.10. Abfallwirtschaft

Im Sektor Abfall machen die Deponiegasemissionen mit Abstand den größten Anteil aus. Die Methodik zur Ermittlung der Deponiegasemissionen für den Inventarbericht werden derzeit überarbeitet, insbesondere bezüglich der Gasfassungsraten. Der Einfluss auf die Höhe der CO_2-Äquivalente des gesamten Sektors ist voraussichtlich höher als die diskutierten

Minderungsmaßnahmen. Es ist zu erwarten, dass für die dritte Modellierungsrunde (erste) Ergebnisse über die zukünftige Bilanz der Deponiegasemissionen vorliegen werden.

Deshalb wird der Sektor Abfall im Rahmen der zweiten Modellierungsrunde nicht neu gerechnet. In die Gesamtbilanz gehen die Ergebnisse aus der ersten Modellierungsrunde ein.

3.2.11. Landwirtschaft

Im Rahmen der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) zur Minderung von Treibhausgasen werden von Deutschland jährlich zeitlich aufgelöste Emissionsinventare berichtet. Diese Inventare werden zur Darstellung des Status Quo herangezogen und zur Untersuchung der Frage, inwieweit emissionsmindernde Maßnahmen oder Emissionsbegrenzungen retrospektiv wirksam waren oder aktuell Einfluss auf die Emissionsmengen nehmen. Die Berechnung der Emissionsminderungspfade bis 2050 im Bereich Landwirtschaft erfolgt auf Grundlage der von Deutschland an die UNFCCC offiziell gemeldeten Daten (z.B. Tierbestände, landwirtschaftliche Böden, Wirtschafts- und Mineraldüngereinsatz) und Emissionen aus der Landwirtschaft; mit Hilfe des Landwirtschaftsmodells des Öko-Instituts. Die Daten wurden durch das Heinrich von Thünen Institut (TI) im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) ermittelt und liegen in aggregierter Form vor (Rösemann, C. et al. 2013). Darüber hinaus entwickelte das TI Prognosen für das Jahr 2020. Das sog. Baselineszenario des TI beschreibt die zu erwartenden Entwicklungen bei Beibehaltung der aktuellen Agrarpolitik (Common Agriculture Policy (GAP) bis 2013, Abschaffung der Milchquote; s.a. Offermann et al. (2012)). Die Daten hieraus werden für einige Quellgruppen für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario übernommen.

Die folgenden Teil-Quellgruppen sind für die Berechnung der Treibhausgase in der Landwirtschaft relevant:

- Fermentation: verdauungsbedingte CH_4-Emissionen,
- 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 organischen Böden.[19]

Die Berechnung der Treibhausgase aus der Landwirtschaft erfolgt Quellgruppen spezifisch. Dabei besteht das Modell aus unterschiedlichen Modulen. Das Modul zur Abschätzungen der Entwicklung der Treibhausgase aus der Tierhaltung erzeugt Daten, die direkt in die Projektionen der Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden einfließen.

Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012): Die Berechnungen bis 2050 im AMS (2012) erfolgen pro Quellgruppe. Es werden für einige Quellgruppen die Projektionen für 2020 vom TI übernommen und bis 2050 konstant gehalten. Für andere Quellgruppen werden eigene Projektionen entwickelt. Die Änderungen der landwirtschaftlichen Nutzflächen (Grünland, Ackerland und Bewirtschaftung organischer Böden) erfolgen auf der Basis des LULUCF-Modells.

[19] CO_2-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden werden entsprechend den IPCC-Guidelines und dem Nationalen Treibhausgasinventar im LULUCF-Sektor abgebildet.

Tabelle 3-6: Berechnung der Trendentwicklung der Tierbestände im AMS (2012)

Subkategorie	2020	2030 - 2050
Milchkühe	TI-Projektionen	weitere Bestandsabnahme
Übrige Rinder	TI-Projektionen	weitere Bestandsabnahme
Schweine	TI-Projektionen	leichte Bestandszunahme
Geflügel	TI-Projektionen	konstant
Schafe, Ziegen, Pferde etc.	TI-Projektionen	konstant

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 3-7: Berechnung der Subkategorien landwirtschaftliche Böden im AMS (2012)

Subkategorie	2020	2030 - 2050
Mineraldünger	Kulturartenspezifische Düngeempfehlung - Nmin Gehalte * Anbaufläche	konstant
Wirtschaftsdüngerausbringung	Trendentwicklung Tierbestände	
Leguminosen	TI-Projektionen	konstant
Ernterückstände	TI-Projektionen	konstant
Anwendung von Klärschlamm	TI.-Projektionen	konstant
N-Ausscheidungen beim Weidegang	Trendentwicklung Tierbestände	

Quelle: Eigene Darstellung

Klimaschutzszenario 80: Für das KS 80 verkleinern sich die Bestandsgrößen für Milchkühe, Rinder und Schweine durch die Maßnahme des reduzierten Fleischverzehrs bei gleichbleibenden Selbstversorgungsgraden. Der Milchkuhbestand ist in der aktuellen Version des Modells noch nicht auf den angenommenen Milchverzehr hin ausbalanciert worden. Die anderen Tiergruppen sind von der Maßnahme des reduzierten Fleischverzehrs nicht betroffen. Die Berechnungen erfolgen für das Jahr 2050. Zwischen dem letzten verfügbaren Inventarjahr 2011 und 2050 werden die Daten interpoliert.

Die Aktivitätsdaten für die landwirtschaftlichen Böden basieren auf Annahmen zum Rückgang des Düngemitteleinsatz, bzw. folgen der Trendentwicklung der Tierbestände. Die Berechnungen erfolgen für das Jahr 2050. Zwischen dem letzten verfügbaren Inventarjahr 2011 und 2050 werden die Daten interpoliert. Die Änderungen der landwirtschaftlichen Nutzflächen (Grünland, Ackerland und Bewirtschaftung organischer Böden) erfolgen auf der Basis des LULUCF-Modells.

Klimaschutzszenario 95: Im Gegensatz zum AMS (2012) und KS 80 werden hier die Hauptemittenten durch weitere Maßnahmen ergänzt. Dazu zählen der weitere Rückgang der Tierzahlen, der Rückgang der Düngeeinsätze sowie der Rückgang der Bewirtschaftung organischer Böden. Die Berechnungen erfolgen für das Jahr 2050. Zwischen dem letzten verfügbaren Inventarjahr 2011 und 2050 werden die Daten interpoliert. Die Änderungen der landwirtschaftlichen Nutzflächen (Grünland, Ackerland und Bewirtschaftung organischer Böden) erfolgen auf der Basis des LULUCF Modells.

3.2.12. Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)

Im Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry, LULUCF) berichtet Deutschland unter der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) zur Minderung von Treibhausgasen THG-Emissionen, die durch Landnutzung emittiert werden (Quellen) bzw. in Senken eingelagert werden. Das Emissionsinventar mit einer jährlichen Auflösung setzt sich aus Flächeninformationen für unterschiedliche Landnutzungstypen zusammen. Dabei werden Flächenanteil zu verbliebenen Flächen und Änderungen von einer zu andern Landnutzung sowie Emissionskoeffizienten für Flächen berücksichtigt. Diese Inventar stellt die Datengrundlage zur Modellierung dar.

3.2.12.1. Methodisches Vorgehen

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte des methodischen Vorgehens zur Ermittlung der THG-Projektionen aus dem LULUCF-Sektor in fünf Schritten dargestellt:

Schritt 1 – Entwicklung eines LULUCF-Models: Es wurde ein LULUCF-Model entwickelt, das von einem Jahr zum nächsten über Flächenänderungskoeffizienten Übergänge von einer Flächenkategorie zur anderen bestimmt (Stock-Exchange-Model). Zudem werden flächenspezifische THG-Emissionen über Emissionskoeffizienten abgebildet. Für die Jahre 1990 bis 2011 liegen sowohl die Flächendaten als auch die Flächenänderungs- und Emissionskoeffizienten vor (CRF-Tabellen und interne Daten des von Thünen Instituts (vTI)). Dabei werden folgende Flächenkategorien berücksichtigt:

- Wald
- Ackerland
- Grünland (Wiesen, Weiden)
- Gehölze (Hecken, Feldgehölze und Strauchbestände)
- Feuchtgebiete (terrestrisch)
- Gewässer
- Siedlung
- Sonstiges Land (vegetationslose Flächen wie Felspartien und Eisflächen)

Für diese acht Flächenkategorien wird in UBA (2013a) zwischen verbliebene Flächen (synonym: alte Flächen) und neue Flächen unterschieden. Wird eine Fläche einer Flächenkategorie in eine andere Flächenkategorie umgewandelt (z.B. verbliebenes Grünland zu neuem Ackerland), so verbleibt sie für 20 Jahre in dem Status neue Fläche[20] und kann in dieser Zeit nicht in eine andere Flächenkategorie überführt werden. Nach Ablauf von 20 Jahren wird die Fläche automatisch zur Kategorie „verbliebene“ und kann wieder in andere Flächenkategorien umgewandelt werden.

[20] Dies ist damit begründet, dass sich in den ersten Jahren/Jahrzenten nach einer Flächenumwandlung THG-Emissionen häufig anders darstellen als zu einem späteren Zeitpunkt. So zeigt ein frühes Sukzessionsstadium eines Waldes eine stärkere CO_2-Fixierung als ein alter Waldbestand und in frisch zu Acker umgebrochenem Grünland wird mehr organisches Bodenmaterial oxidiert als in alten Ackerflächen.

Im Stock-Exchange-Model werden für die Flächenänderungskoeffizienten und die Emissionskoeffizienten die Mittelwerte aus den Jahren 2007 bis 2011 für die Jahre 2012 bis 2050 fortgeschrieben. In einer Prüfung des umfangreichen Datensatzes und nach Rücksprache mit Experten stellt sich diese Fortschreibung als am sinnvollsten heraus.

Schritt 2 – Analyse der Flächenkategorien im Hinblick auf THG-Reduktionspotentiale: Ausgehend von den CRF-Tabellen für 1990-2011 und dem Nationalen Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar (UBA 2013a) werden die Flächenkategorien im Hinblick auf ihr THG-Reduktionspotential analysiert. Die Analyse setzt sich zusammen aus der vorhandenen Fläche der Flächenkategorien, den Emissionsfaktoren für die jeweilige Flächenkategorie und den Emissionsfaktoren der Flächenkategorie, in die eine Fläche umgewandelt werden könnte (Beispiel: Umwandlung von Ackerflächen auf organischen Böden mit einem hohen Emissionsfaktor in Waldflächen auf organischem Boden mit einem niedrigen Emissionsfaktor). Ziel ist es abzuleiten, wie hoch die maximalen THG-Reduktionen je Flächentyp sein können.

Schritt 3 – Emissionsfaktoren für Flächenkategorien: Die THG-Emission einer Flächenkategorie wird durch ihren Emissionsfaktor bestimmt. Für die Jahre 1990 bis 2011 sind diese Emissionsfaktoren in den in 2013 veröffentlichten CRF-Tabellen verfügbar. Es werden besonders relevante Flächenkategorien (hoher Emissionskoeffizient oder großer Flächenanteil) identifiziert. Für den Flächentyp Wald wurden über ein Baumaltersklassenmodell die Emissionskoeffizienten der verbliebenen Waldfläche modelliert. Die Datengrundlage stellte die zweite Bundeswaldinventur (BWI-2, BMVEL (2002)) aus dem Jahr 2002 dar. Seit 2014 liegen Daten aus der dritten Bundeswaldinventur (BMEL (2014) vor. Da erste Analysen des Thünen-Instituts zeigen, dass die BWI-2-Daten nicht mehr für eine Fortschreibung geeignet sind. Aus diesem Grund wird in der dritten Phase das Waldmodell mit den neuen BWI-3-Daten aufgesetzt und auf eine Darstellung der Ergebnisse des Waldmodells in diesem Bericht verzichtet.

Schritt 4 – Szenarienentwicklung: Für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2013) werden aus den Daten von 1990 bis 2011 aus den CRF-Tabellen Flächenänderungskoeffizienten für die Jahre 2012 bis 2050 abgeleitet, wobei eine Trendfortschreibung der Flächenänderungs- und Emissionskoeffizienten vorgenommen wird, die die Flächenverfügbarkeit in Flächenkategorien sowie bestehende politische Zielsetzungen berücksichtigt. Dies spielt insbesondere für die Inanspruchnahme neuer Siedlungsflächen und den noch praktizierten Torfabbau eine Rolle. Für das Klimaschutzszenario 80 sowie das Klimaschutzszenario 95 werden für die Flächen, die besonders hohe THG-Einsparungspotenziale aufweisen, die Flächenänderungs- und ggf. auch Emissionskoeffizienten über politische Maßnahmen so geändert, dass hohe THG-Einsparungen erreicht werden.

Schritt 5 – Verknüpfung mit anderen Teilmodellen: Ergebnisse aus der LULUCF-Modellierung beeinflussen direkt die Annahmen und Ergebnisse im Teilmodel zum Agrar-Bereich (verfügbare landwirtschaftliche Flächen). Zudem hat die Modellierung der Flächenänderungen einen Einfluss auf die verfügbare Anbaubiomasse, und dabei insbesondere auf die verfügbare Menge an Bioenergie in andern Sektoren. Während der Modellierungsarbeit werden entsprechende Verknüpfungen berücksichtigt und Ergebnisse ausgetauscht, um eine Konsistenz zwischen Teilbereichen sicherzustellen.

4. Rahmendaten und -annahmen für die Szenarien

4.1. Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

4.1.1. Vorbemerkungen

Die Ableitung der Rahmendaten für den Bereich Demographie und Wirtschaft erfolgt auf Basis der Verzahnung der Modelle FARM-EU und ASTRA-D:

- Die Bevölkerung wird durch ASTRA-D modelliert.
- Auf Grundlage der Bevölkerungsentwicklung und aktueller wirtschaftlicher Gegebenheiten wird die gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Bruttoinlandsprodukt, BIP) mit Hilfe von FARM-EU erzeugt.
- Das BIP wird in einem weiteren Schritt in ASTRA-D zur Ermittlung der sektoralen Bruttowertschöpfung (BWS) verwendet.
- Basierend auf der BWS werden die Beschäftigungsergebnisse durch ASTRA-D ermittelt.

Die sektorale Aufteilung wird analog zur Wirtschaftszweigklassifikation 2003 des statistischen Bundesamtes getroffen (Statistisches Bundesamt 2003), da hier historische Datensätze von Input-Output-Tabellen zur Verfügung stehen. Die Wertschöpfung wird dabei zu Basispreisen und nicht zu Marktpreisen ausgegeben.

4.1.2. Demographische Entwicklung

Im Vergleich zur ersten Modellierungsrunde haben sich in Bezug auf die Prognose der demographischen Entwicklung zwei Änderungen ergeben, welche unmittelbare Auswirkungen auf die Parametrisierung haben: zum einen erschien im Januar 2013 der Migrationsbericht 2011 des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge (BMI 2013) und zum anderen wurden die ersten Ergebnisse des Zensus von 2011 veröffentlicht (Destatis 2013a).

Der Migrationsbericht vermerkt von 2004 bis 2011 einen Anstieg der jährlichen längerfristigen Zuwanderung von 292.900 auf 340.303 Personen. Dies deckt sich grob mit den Grundannahmen, welche in der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung getroffen wurden, nämlich dass sich zum Zeitpunkt der Berechnung der bestehende negative Wanderungssaldo ausgleichen wird und mit der Freizügigkeit auf dem deutschen Arbeitsmarkt für die neuen Mitgliedsländer ein neuer Schub für die Wanderung entsteht (Statistisches Bundesamt 2009). Allerdings wurde in dieser Vorausberechnung nicht die im Vergleich zu den übrigen europäischen Ländern positive wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands antizipiert, welche sich im Migrationsbericht schon widerspiegelt; aus diesem Grund ist eine leichte Korrektur der Migrationszahlen nach oben vorgenommen worden.

Abbildung 4-1 zeigt den Verlauf der endogenen Bevölkerungsberechnung durch ASTRA-D; die Zahlenwerte sind in Tabelle 4-1 aufgeführt. Es wurde angenommen, dass sich die Geburtenhäufigkeit bei etwa 1,4 Kindern je Frau einpendelt und somit eine Trendfortsetzung stattfindet (Pötzsch 2010). Diese Annahme ist auch den mittleren Varianten der 12. koordinierten Bevölkerungsfortschreibung des Statistischen Bundesamtes zugrunde gelegt.

Abbildung 4-1: Bevölkerungsprojektion aus ASTRA-D in 10-Jahresschritten

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 4-1: Bevölkerungsprojektion in Zehnjahresschritten nach Altersklassen aufgeteilt

	2010	2020	2030	2040	2050
AK 0-19	13.54	11.95	12.15	12.69	12.61
AK 20-39	19.78	18.29	17.08	16.02	16.15
AK 40-64	29.94	29.61	26.85	24.74	23.48
AK 65-79	12.44	12.63	14.61	14.56	12.69
AK 80 plus	4.90	6.34	7.07	8.20	9.08
Summe	80.60	78.81	77.75	76.21	74.00

Quelle: ASTRA-D

Eine weitere wichtige Annahme betrifft die zukünftige Entwicklung der Sterberate. Laut Weber (2012) wirkt sich Urbanisierung positiv auf die Mortalität aus. Da hier von einer Trendfortsetzung ausgegangen wird, wird ein Anstieg der Lebenserwartung modelliert, wenngleich auch weniger stark, als dies in den Varianten mit starkem Anstieg der 12. koordinierten Bevölkerungsfortschreibung der Fall ist. Allerdings ist der Faktor Lebenserwartung der am schwersten zu prognostizierende; in den vergangenen Vorausberechnungen des Statistischen Bundesamtes gab es dort im Vergleich die größten Korrekturen (Ehrentraut, O., Heidler, M. 2007).

Durch diese Änderungen entsteht eine andere Bevölkerungszusammensetzung als in den Rahmendaten der ersten Modellierungsrunde (Rahmendaten alt); eine Gegenüberstellung ist in Abbildung 4-2 aufgeführt.

Abbildung 4-2: Bevölkerungszusammensetzung im Jahre 2050 nach Altersklassen nach alten und neuen Rahmendaten

Quelle: Eigene Darstellung

4.1.3. Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Für den Projektionsbericht 2013 (Bundesregierung 2013) wurde auf Grundlage der Ressortabstimmung OECD (2012) als Wirtschaftswachstumsannahme gewählt. Da dieser vergleichsweise optimistisch ausfiel, wurde für die erste Modellierungsrunde der Klimaschutzszenarien 2050 (Öko-Institut et al. 2014a) eine Niedrigwachstumsvariante erstellt (OECD 2012 wurde dafür um 0,3 Prozentpunkte reduziert).

Vor dem Hintergrund des Wirtschaftswachstums 2012 von 0,7 %[21] sowie vor der Korrektur der Bevölkerungsprognose fällt der Ausblick der wirtschaftlichen Entwicklung in dieser zweiten Modellierungsrunde in der langen Frist etwas konservativer aus. Es sind neue Daten des statistischen Bundesamtes zum BIP verfügbar (bis 2012). Daher schließt die Projektion (dunkelblaue Trajektorie in Abbildung 4-3) lückenlos an den letzten historischen Wert an[22].

Die für Deutschland resultierende Entwicklung des preisbereinigten Bruttoinlandsproduktes (BIP) ist in Abbildung 4-3 als dunkelblaue Trajektorie dargestellt und wird weiteren Wirtschaftsprojektionen zum Vergleich gegenübergestellt.

[21] In 2012 betrug das Wirtschaftswachstum gegenüber dem Vorjahr 0,7 %, in 2011 3,0 % und in 2010 4,2 % (vgl. Destatis 2013b).
[22] Darüber hinaus wurden das BIP von 2010 und 2011 durch Destatis (2013b) gegenüber Destatis (2012c) korrigiert.

Abbildung 4-3: Projektion des preisbereinigten BIP in Mrd. €$_{2010,}$ basierend auf (OECD 2012) -0,3 Prozentpunkte

Quelle:(Destatis 2012c) , BMVBS (2013), OECD (2012), IMF (2013), Öko-Institut et al. 2014b), Berechnungen des Öko-Instituts

Aufgrund des weltwirtschaftlichen Einbruchs, der Mitte 2008 eingesetzt hat, ist das Bruttoinlandsprodukt 2009 in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um etwa 5 % geschrumpft. Ausgehend von dem stark verminderten Niveau der Wirtschaftstätigkeit 2009 zeigte sich ab dem Jahr 2010 in Deutschland eine unerwartet kräftige Erholung. Die künftige Entwicklung verbleibt allerdings unsicher: In 2012 betrug das Wirtschaftswachstum beispielsweise nur 0,7 % (Destatis 2013a).

Für die Projektion des preisbereinigten Bruttoinlandsproduktes ergibt sich vor diesem Hintergrund von 2010 bis 2030 im Durchschnitt ein Wachstum von 0,93 % pro Jahr. Von 2030-2050 wird von einer durchschnittlichen Wachstumsrate von rund 0,61 % pro Jahr ausgegangen. Tabelle 4-2 fasst die BIP-Entwicklung zusammen.

Tabelle 4-2: BIP Entwicklung 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Mrd. Euro (2010)				
BIP	2496	2752	3009	3209	3402

Quelle: Destatis (2013b) für 2010; eigene Berechnungen des Öko-Instituts mit dem Modell FARM EU für alle weiteren Jahre

4.1.4. Entwicklung der Bruttowertschöpfung

Die Bruttowertschöpfung ist in ASTRA-D definiert über die gesamte Endnachfrage (d.h. Konsum der Haushalte plus Investitionen plus Staatskonsum plus Handelsbilanzsaldo) minus die Vorleistungen, abzüglich etwaiger Steuern und Subventionen (Schade W. 2005). Sie wird folglich in Basispreisen angegeben. Abbildung 4-4 zeigt ihren sektoralen Verlauf über die Zeit in Zehnjahresschritten, die Zahlenwerte sind in Tabelle 4-3 wiedergegeben.

Abbildung 4-4: Bruttowertschöpfung auf sektoraler Ebene

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 4-3: Sektorale Entwicklung der Bruttowertschöpfung in Zehnjahresschritten

		2010	2020	2030	2040	2050
Landwirtschaft	Mrd €2010	19	15	18	17	16
Verarbeitendes Gewerbe	Mrd €2010	444	480	518	555	593
Versorgungsindustrie	Mrd €2010	48	45	48	46	47
Bausektor	Mrd €2010	79	79	80	77	78
Marktbestimmte Dienstleistungen	Mrd €2010	1 130	1 296	1 434	1 574	1 693
Nicht marktbestimmte Dienstleistungen	Mrd €2010	515	562	597	606	620

Quelle: ASTRA-D

Die Sektoraufteilung ist nach den übergeordneten Bereichen getroffen worden; so sind die Basissektoren nach der Wirtschaftszweigklassifikation hier zusammengefasst worden. Ein Abgleich der Werte für 2010 mit dem Statistischen Bundesamt wurde durchgeführt.

Es wurde davon ausgegangen, dass der Produktionsstandort Deutschland seine internationale Wettbewerbsfähigkeit erhalten kann und somit der Anteil der Wertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes sich nicht wesentlich verändert.

Bis 2050 setzt sich die bisherige Entwicklung – der Übergang hin zu einer noch dienstleistungsbasierteren Gesellschaft – nur insofern weiter fort, als dass die marktbasierten Dienstleistungen einen leicht größeren Anteil an der Gesamtwertschöpfung erhalten. Abbildung 4-5 weist die sektorale Aufteilung für die einzelnen Jahre in Prozent aus. Der Versorgungssektor wächst zunächst relativ gesehen an, wird dann aber zum Ende des Fotschreibungshorizontes hin wieder kleiner. Nicht marktbestimmte Dienstleistungen, welche vor allem Leistungen des Staates beinhalten, haben in 2050 einen kleineren Anteil, welches auch durch die geringere Gesamtbevölkerung verursacht ist. Das Verarbeitende Gewerbe bleibt relativ konstant, so dass die Anteile, welche der Bausektor, der öffentliche sowie der Versorgungssektor verlieren, in dem Sektor marktbestimmte Dienstleistungen hinzugewonnen werden.

Abbildung 4-5: Prozentuale Sektoraufteilung im Zeitverlauf

Quelle: Eigene Darstellung

4.1.5. Beschäftigungsentwicklung

Die Kalkulation der Beschäftigung orientiert sich stark an der Wertschöpfungsentwicklung, welche mit der Arbeitsproduktivität multipliziert wird. Die Beschäftigung in ASTRA-D ergibt sich aus dem Zusammenspiel zwischen Produktivität, Arbeitskräftepotential sowie Entwicklung der Bruttowertschöpfung der Sektoren. Durch die demographischen Veränderungen, welche eine Verschiebung der Altersstruktur bedingt, ergibt sich eine unvermeidliche Anhebung des durchschnittlichen Alters der Erwerbstätigen. Es wird nicht erwartet, dass dies ein wesentlicher Faktor für die Beeinflussung der Arbeitsproduktivität darstellt (Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2011).

Die Entwicklung der Beschäftigung auf sektoraler Ebene ist in Abbildung 4-6 aufgeführt. Man sieht hier deutlich, wie die Gesamtzahl der Beschäftigten, bedingt durch den demographischen Wandel, im Zeitverlauf abnimmt. Die exakten Werte sind in Tabelle 4-4 wiedergegeben. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Erwerbsquote schrittweise an das europäische Niveau anpasst (vgl. dazu auch Statistisches Bundesamt 2009).

Abbildung 4-6: Beschäftigung auf sektoraler Ebene

Quelle: Eigene Darstellung

Die Beschäftigung in Tabelle 4-4 bezieht sich dabei auf Vollzeitäquivalenzstellen; Selbständige sind in diesen Zahlen mit inbegriffen. Die Arbeitsproduktivität ist exogen und wird anhand der Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamtes nach der WZ 2003 kalibriert; sie wird zusätzlich von der Nähe zur Vollbeschäftigung beeinflusst (wenn die Arbeitslosenquote unter 4 % fällt). Im Vergleich zu den aggregierten Werten nach der WZ 2008 können somit Unterschiede in der Beschäftigtenzahl nach den Sektoren zustande kommen (Bundesagentur für Arbeit 2010).

Die zukünftige Entwicklung der Arbeitsproduktivitäten ist abgeleitet am Forecast des Economic Outlooks 2012 der OECD (OECD 2012); die reziproken Koeffizienten der Faktorproduktivitäten gehen in die Berechnung der Wertschöpfung pro Arbeitnehmer ein. Diese sind allerdings auf die unterschiedliche Annahme zur Wirtschaftsentwicklung herunterskaliert worden. Der Anteil an Teilzeitbeschäftigten pro Sektor wird dabei ab 2015 konstant gehalten.

Tabelle 4-4: Sektorale Entwicklung der Beschäftigung in Zehnjahresschritten

Beschäftigte pro Sektor		2010	2020	2030	2040	2050
Landwirtschaft	Personen	663,000	642,546	613,788	569,291	521,985
Verarbeitendes Gewerbe	Personen	7,345,000	6,410,509	5,553,387	4,901,859	4,420,764
Versorgungsindustrie	Personen	256,000	317,633	319,302	348,888	380,614
Bausektor	Personen	2,383,000	2,761,364	2,826,185	2,478,103	2,124,359
Marktbestimmte Dienstleistungen	Personen	17,367,000	17,016,360	17,180,527	17,121,688	17,083,569
Nicht marktbestimmte Dienstleistungen	Personen	12,586,000	12,650,689	12,838,601	12,752,977	12,639,265
Gesamt		**40,600,000**	**39,799,102**	**39,331,790**	**38,172,805**	**37,170,557**

Quelle: ASTRA-D

Die Anteile der sektoralen Beschäftigung ändert sich stärker als die Wertschöpfung; Abbildung 4-7 weist die prozentuale Aufteilung im Zeitverlauf aus. Diese Entwicklung ist vor allem den angenommenen unterschiedlichen Produktivitätsfortschritten in den einzelnen Sektoren geschuldet: dieser ist insbesondere im verarbeitenden Gewerbe überproportional stark. In der Versorgungsindustrie ist im Einklang mit der stärkeren Dezentralisierung der Stromerzeugung mit einer Abnahme der Arbeitsproduktivität zu rechnen; dieser Sektor wird eher ein Plus an Beschäftigung zukünftig erzielen (Ragwitz et al. 2009). Die Produktivitätsfortschritte in der Landwirtschaft, im Bausektor sowie in den nicht marktbestimmten Dienstleistungen werden als eher gering eingestuft.

Abbildung 4-7: Prozentuale Aufteilung Beschäftigung sektoral im Zeitverlauf

Quelle: Eigene Darstellung

4.1.6. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

Die Annahmen zur gesamten Bevölkerung sind in Tabelle 4-5 und Tabelle 4-6 als absolute Größen und jährliche, durchschnittliche Wachstumsraten dargestellt. Zwischen den Runden ergeben sich Unterschiede, die wie folgt erklärt werden können:

- Im Januar 2013 erschien der Migrationsbericht 2011 des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge (BMI 2013). Der Migrationsbericht vermerkt von 2004 bis 2011 einen Anstieg der längerfristigen Zuwanderung von 292.900 auf 340.303 Personen. Dies deckt sich grob mit den Grundannahmen, welche in der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung getroffen wurden, nämlich dass sich zum Zeitpunkt der Berechnung der bestehende negative Wanderungssaldo ausgleichen wird und mit der Freizügigkeit auf dem deutschen Arbeitsmarkt für die neuen Mitgliedsländer ein neuer Schub für die Wanderung entsteht (Statistisches Bundesamt 2009). Allerdings wurde in dieser Vorausberechnung nicht die im Vergleich zu den übrigen europäischen Ländern positive wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands antizipiert, welche sich im Migrationsbericht schon widerspiegelt; aus diesem Grund ist eine leichte Korrektur der Migrationszahlen nach oben vorgenommen worden.
- Die ersten Ergebnisse des Zensus (Destatis 2013a) bewirkten eine Korrektur der historischen Bevölkerungszahlen für 2010 nach unten.

Die Integration dieser Entwicklungen in die demografischen Annahmen führt dazu, dass der Bevölkerungstrend in der zweiten Runde von einem niedrigeren Niveau in 2010 startet, und weiterhin negativ bleibt. Jedoch auf Grund der auch in der Zukunft assoziierten stärkeren Migration ist der Rückgang nicht so prominent wie noch in Runde 1 (vgl. Tabelle 4-6).

Tabelle 4-5: Vergleich der Annahmen zur Gesamtbevölkerung Runde 1 und Runde 2 in absoluten Größen

Runde	2010	2020	2030	2040	2050
			Mio.		
Runde 1	81,4	80,6	79,1	76,0	71,8
Runde 2	80,6	78,8	77,7	76,2	74,0

Quelle: Rahmendaten Runde 1 und Runde 2

Wichtig hervorzuheben ist der Unterschied für das Jahr 2010. Die VGR des Bundes und der Länder wird auch rückwirkend korrigiert. Für das Jahr 2010 erfolgte eine solche Korrektur noch während (oder nach Abschluss) der ersten Runde. Daher wurden in der zweiten Runde diese korrigierten Werte berücksichtigt.

Die Wachstumsraten des BIPs der ersten Runde basierten auf den projizierten Wachstumsraten des OECD Economic Outlook 2012/1 preliminary Version (OECD 2012). Dieser war auf Grund der Erholung nach der Wirtschaftskrise noch sehr optimistisch angelegt. Kurzfristig traf neue Informationen zum aktuellen Wirtschaftswachstum (Destatis 2013b) ein. Deshalb wurden die Wachstumsraten nach unten korrigiert. Dadurch konnte den damals neuesten Entwicklungen in der ersten Runde Rechnung getragen werden.

In der zweiten Runde der Klimaschutzszenarien konnte sowohl der aktuelle Hintergrund des Wirtschaftswachstums in 2012 von 0,7 %[23] sowie die Korrektur der Bevölkerungsprognose berücksichigt werden. Der Ausblick der wirtschaftlichen Entwicklung in dieser Runde fiel daher in den späteren Zeitpunkten etwas konservativer

Tabelle 4-6: Vergleich der Annahmen zur Gesamtbevölkerung Runde 1 und Runde 2 in durchschnittlichen, jährlichen Wachstumsraten

	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010-2050
Runde			**% p.a.**		
Runde 1	-0,1%	-0,2%	-0,4%	-0,6%	-0,3%
Runde 2	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,2%

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Rahmendaten Runde 1 und Runde 2

4.1.6.1. Bruttoinlandsprodukt

Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8 stellen die Rahmendaten bezüglich des Bruttoinlandsproduktes vergleichend für Runde 1 und Runde 2 dar. Wie sich anhand Tabelle 4-8 erkennen lässt, unterscheidet sich die lanfristige durchschnittliche Wachstumsrate des BIP zwischen den beiden Runden nicht. Zwischen den Jahren ergeben sich zwar Unterschiede, diese sind jedoch in den meisten Fällen nicht signifikant.

Tabelle 4-7: Vergleich der Annahmen zum BIP Runde 1 und Runde 2 in absoluten Größen

Runde	2010	2020	2030	2040	2050
			Mrd. Euro (2010)		
Runde 1	2.477	2.772	3.003	3.220	3.449
Runde 2	2.496	2.752	3.009	3.209	3.402

Quelle: Rahmendaten Runde 1 und Runde 2

Tabelle 4-8: Vergleich der Annahmen zum BIP Runde 1 und Runde 2 in durchschnittlichen, jährlichen Wachstumsraten

Runde	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010-2050
			% p.a.		
Runde 1	1,1%	0,8%	0,7%	0,7%	0,8%
Runde 2	1,0%	0,9%	0,6%	0,6%	0,8%

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Rahmendaten Runde 1 und Runde 2

[23] In 2012 betrug das Wirtschaftswachstum gegenüber dem Vorjahr 0,7 %, in 2011 3,0 % und in 2010 4,2 % (vgl. Destatis 2013b, S. 6)

4.1.6.2. Bruttowertschöpfung

Die Annahmen zur sektoralen Bruttowertschöpfung (BWS) sind in Tabelle 4-9 und Tabelle 4-10 als absolute Größen und jährliche, durchschnittliche Wachstumsraten dargestellt. Zwischen den Runden ergeben sich Unterschiede, die wie folgt erklärt werden können:

- Die Annahmen zu den Veränderungsraten der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes sind die Hauptreiber für Aktivitäten im Industriebereich. Sie beeinflussen maßgeblich, welche Minderungsaktivitäten in welcher Höhe und zu welchem Zeitpunkt notwendig sind. In der ersten Modellierungsrunde wurde angenommen, dass das Industriewachstum über die Zeit abnimmt (von 0,7 % in den ersten zehn Jahren auf 0,3 % zwischen 2040-2050. Diese Annahmen wurde aufgrund der besseren Prognosen für die Industrie in der zweiten Runde nicht weiter verfolgt. Die Veränderungsrate sinkt nur leicht von 0,8 % auf 0,7 % p.a. Damit ist die langfristige Veränderungsrate (2010-2050) in Runde 2 mit 0,7 % p.a. deutlich positiver als in Runde 1 mit 0,4 % p.a.
- Die Annahmen zum langfristigen Wachstum im Bereich der Dienstleistungen sind in den beiden Runden gleich. Der Sektor weist die höchtes Bruttowertschöpfungswachstumsrate auf, allerdings wurde die Entwicklung über die Zeit leicht angepasst. Zum einen fällt das kurzfristige Wachstum (2010-2020) aufgrund aktueller Entwicklungen und Projektionen dieser in Runde 2 nun höher aus, zum anderen wird angenommen, dass sich das Wachstum über die Zeit leicht – und etwas mehr – als in Runde 1 abschwächt.
- Die Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung in der Landwirtschaft sind in den beiden Runden unterschiedlich. Das höhere Wachstum in Runde 1 ist einem Skalierungseffekt zur Modellrechnung zuzuweisen und daher nicht interpretierbar.
- Ebenso verhält es sich mit dem Anfangswachstum des produzierenden Gewerbes in Runde 1, das aufgrund einer Skalierung im Bausektor als „überschätzt“ bezeichnet werden kann und in die weiteren Szenarienrechnung nicht eingeht.

Tabelle 4-9: Vergleich der Annahmen zum BWS Runde 1 und Runde 2 in absoluten Größen

Runde	Sektor	2010	2020	2030	2040	2050
				Mrd. Euro (2010)		
Runde 1	Landwirtschaft	19	23	23	22	21
Runde 1	produzierendes Gewerbe	644	780	806	825	844
Runde 1	*davon verarbeitendes Gewerbe*	570	612	641	660	678
Runde 1	Dienstleistungen	1 650	1 752	1 944	2 128	2 321
Runde 2	Landwirtschaft	19	15	18	17	16
Runde 2	produzierendes Gewerbe	571	604	646	678	718
Runde 2	*davon verarbeitendes Gewerbe*	444	480	518	555	593
Runde 2	Dienstleistungen	1 645	1 858	2 031	2 180	2 313

Quelle: Rahmendaten Runde 1 und Runde 2

Tabelle 4-10: Vergleich der Annahmen zum BWS Runde 1 und Runde 2 in durchschnittlichen, jährlichen Wachstumsraten

Runde	Sektor	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010-2050
				% p.a.		
Runde 1	Landwirtschaft	1,9%	0,0%	-0,4%	-0,5%	0,3%
Runde 1	produzierendes Gewerbe	1,9%	0,3%	0,2%	0,2%	0,7%
Runde 1	*davon verarbeitendes Gewerbe*	0,7%	0,5%	0,3%	0,3%	0,4%
Runde 1	Dienstleistungen	0,6%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%
Runde 2	Landwirtschaft	-2,3%	1,8%	-0,6%	-0,6%	-0,4%
Runde 2	produzierendes Gewerbe	0,6%	0,7%	0,5%	0,6%	0,6%
Runde 2	*davon verarbeitendes Gewerbe*	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%
Runde 2	Dienstleistungen	1,2%	0,9%	0,7%	0,6%	0,9%

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Rahmendaten Runde 1 und Runde 2

4.2. Entwicklung der Primärenergiepreise

4.2.1. Vorbemerkungen

Die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise bildet eine entscheidende Determinante für die Erarbeitung von Projektionen für die zukünftige Energie- bzw. Emissionsentwicklung. Die Annahmen zu den zukünftigen Energieträgerpreisen beeinflussen dabei ganz wesentlich sowohl die Konfiguration des Energiesystems als auch dessen gesamte Systemkosten und die Energiepreise für die verschiedenen Verbrauchergruppen. Für die Entwicklung von Projektion für Energieträgerpreise ergeben sich vor allem zwei zentrale Fragen:

- Was sind die Leitgrößen der Energiepreisentwicklung und deren Bestimmungsparameter?
- Welchen Einfluss haben diese Leitgrößen auf die Entwicklung der Energiepreise für die verschiedenen Einsatzbereiche?

In der hier vorgelegten Analyse wird diesen Fragen für diejenigen Brennstoffpreise nachgegangen, für die erstens eine starke Abhängigkeit von den Entwicklungen auf den internationalen Brennstoffmärkten für Öl, Erdgas und Kohle zu konstatieren ist und die zweitens für den Bereich der Stromerzeugung relevant sind (eine weitere Analyse wird sich mit der Entwicklung der Brennstoffpreise für weitere Sektoren beschäftigen).

Die Untersuchung folgt für die unterschiedlichen Aspekte einem dreistufigen Analyseansatz:

- In einem ersten Schritt werden die historische Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle und der Einfluss von Wechselkursen und Preisbereinigungen dokumentiert.
- In einem zweiten Schritt werden eine Reihe aktueller Mainstream-Projektionen für die globalen Rohölpreise dargestellt und eine Empfehlung für die den Projektionen zu Grunde zu legende Projektion und die entsprechenden Wechselkursgrößen erarbeitet.
- In einem dritten Schritt werden basierend auf der Entwicklung des Rohölpreises die Entwicklungen der Grenzübergangspreise Rohöl, Erdgas und Steinkohle fortgeschrieben.

4.2.2. Preisprojektionen für Rohöl auf dem Weltmarkt

Für die Entwicklung der international bzw. auf dem Weltmarkt gehandelten Primärenergieträger bildet der Trend auf den Rohölmärkten einen entscheidenden Anker.

Die langfristige Entwicklung der Ölpreise hängt von vielen Faktoren ab: neben der Marktmacht der OPEC insbesondere von dem künftigen weltwirtschaftlichen Wachstum sowie den weltweit verfolgten energie- und umweltpolitischen Strategien. Die künftige Entwicklung dieser Faktoren ist mit Unsicherheit verbunden. Die Unsicherheit über die Entwicklung der Ölpreise wird noch dadurch verstärkt, dass die Preise für Rohöl zunehmend auch durch Finanzmärkte bestimmt werden. Unter dem Einfluss unsicherer Erwartungen über künftige Entwicklungen hat die Volatilität der Preise in den letzten Jahren deutlich zugenommen.

Abbildung 4-8: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Rohölpreises auf dem Weltmarkt, 1990–2050

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2013), EIA (2013), IEA (2013), EC (2011b), Prognos (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Die Zusammenstellung ausgewählter Preisprojektionen in Abbildung 4-8 zeigt die große Bandbreite der in aktuellen Analysen unterstellten Ölpreisprojektionen. Alle Preisangaben wurden auf die Preisbasis 2010 umgerechnet, sofern sie nicht bereits in konstanten Preisen von 2010 angegeben waren. Für die Preisbereinigung wurden die BIP-Deflatoren verwendet, die vom Statistischen Bundesamt (Destatis) für den Euro und vom U.S. Bureau of Economic Analysis (BEA) für den US-Dollar veröffentlicht werden.

Im Vergleich der verschiedenen Projektionen ist auf eine Reihe von Aspekten hinzuweisen:

- In den eher prognostisch orientierten Projektionen in der Referenzvariante des Annual Energy Outlook (AEO) der Energy Information Administration (EIA 2013) sowie im Current Policy Scenario (CP) des World Energy Outlook 2013 der International Energy Agency (IEA 2013) werden für das Jahr 2020 Preisniveaus (in konstanten Preisen von 2010) von knapp 103 bzw. 115 US-Dollar je Fass Öl ($/bbl) erwartet. Bis 2030 wird sich nach diesen Projektionen der Preisanstieg fortsetzen und etwa im Jahr 2035 das Niveau von 142 bzw. 139 $/bbl erreichen.
- Der ebenfalls prognostisch angelegte Primes-Referenzpreispfad für die im Rahmen der Energy Roadmap 2050 erstellten Analysen der Europäischen Kommission (EC 2011a) unterstellt dagegen bis 2030 Ölpreise von 156 $/bbl.
- In der Projektion der EIA (2013) werden neben der Referenzvariante auch noch Szenarien für hohe und niedrige Rohölpreise untersucht. Der obere Rand des Preisspektrums (ca. 152 $/bbl in 2020 bzw. bis über 200 $/bbl nach 2030) wird mit einer steigenden Marktmacht der OPEC begründet, die sich einstellen würde, wenn die unkonventionelle Ölgewinnung außerhalb der OPEC nicht schnell genug gesteigert wird, um bei deutlich steigendem Bedarf eine sinkende konventionelle Ölgewinnung ausgleichen zu können. Durch Maßnahmen wie eine verbesserte Ausbeute konventioneller Ressourcen, eine verstärkte Nutzung alternativer Kraftstoffe und zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen könnte der Anstieg des Rohölpreises jedoch auch deutlich gedämpft werden. Bei (sehr) geringem Wirtschaftswachstum und (sehr) hohen Investitionen im Ölsektor werden am unteren Rand sehr niedrige Preisniveaus (für den Zeithorizont 2020/2030 etwa 70 $/bbl) angesetzt.
- Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Charakter der EIA-Referenzprojektion verändert (vgl. Abbildung 4-9). Während die Projektion des Jahres 2012 durch sinkende Wachstumsraten gekennzeichnet war, ist die Projektion des Jahres 2013 durch steigende Wachstumsraten gekennzeichnet, die die Preisniveaus der Vorjahresprojektion aber erst nach 2030 übersteigen.

Abbildung 4-9: Vergleich der EIA-Referenzprojektionen für Öl ($\$_{2010}$/bbl)

Quelle: EIA (2012), EIA (2013)

- Eine interessante Sensitivitätsanalyse wird im World Energy Outlook (IEA 2013) wiederholt präsentiert. Hier werden der Einfluss von Klimaschutzpolitik und die damit einhergehenden Nachfrageeffekte berücksichtigt. Im New Policy Scenario (NP), das die Umsetzung der auf der 15. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonferenz initiierten Minderungszusagen (Copenhagen Accord) berücksichtigt, stellt sich 2020 ein Ölpreisniveau von etwa 113 $/bbl ein. Im Vergleich zum Referenzszenario CP (s.o.) entspricht dies einem um etwa 7 $/bbl geringeren Wert. Im Jahr 2035 wird in diesem Szenario ein Preis von knapp 128 $/bbl erreicht, dies sind ca. 17 $/bbl weniger als im Referenzszenario. Im „450-Szenario“, das sich an der Einhaltung des 2-°C-Ziels und einer Begrenzung der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre auf 450 ppm orientiert, bleiben die Rohölpreise auch längerfristig auf einem Niveau um die 100 $/bbl.

Vor dem Hintergrund der vorliegenden Analysen aus dem internationalen Raum wird für die Modellierungen im hier behandelten Projekt der Preispfad des Referenzszenarios des Annual Energy Outlook (EIA 2013) zu Grunde gelegt. Für den Zeitraum ab 2040 wird die Dynamik der Vorjahre fortgeschrieben. Damit ergeben sich für den für Deutschland relevanten Korb von Rohölsorten die folgenden Preisannahmen:

- 94 $/bbl für 2015[24]
- 103 $/bbl für 2020
- 128 $/bbl für 2030
- 160 $/bbl für 2040
- 195 $/bbl für 2050.

Dieser Preispfad wird für die Ableitung der Primärenergiepreise für Erdgas und Steinkohle bzw. der jeweiligen Sekundärenergieträger zu Grunde gelegt. Als Wechselkurs USD/EUR wird ein konstanter Wert von 1,32 $/€ angesetzt, wie er im Jahr 2013 aktuell war.

4.2.3. Preisprojektionen für Erdgas und Steinkohle

Historisch sind die Weltmarktpreise für Steinkohle sowie die Preise auf dem kontinentaleuropäischen Erdgasmarkt, wenn auch mit unterschiedlichen Dynamiken, sehr stark dem Rohölpreis gefolgt. Abbildung 4-10 verdeutlicht diesen Zusammenhang für ein Erklärungsmodell, mit dem die Grenzübergangspreise für Erdgas- und Steinkohle über die Rohölpreise modelliert werden (Öko-Institut 2010). Von sehr wenigen Ausnahmen abgesehen, können damit die Erdgas- und Steinkohlenpreise seit Mitte der 1990er Jahre über den Rohölpreis robust erklärt werden.

[24] Der Ölpreis lag im 1. HJ 2015 mit ca. 60 $/bbl im Mittel unter allen untersuchten Szenarien, der Verfall wird durch den niedrigen Euro-Wechselkurs nur teilweise ausgeglichen. Dies verdeutlicht die gegenwärtigen starken Unsicherheiten auf den Energiemärkten. Die niedrige Preistendenz bestätigt den Ansatz der Klimaschutzszenarien, einen Preis unter dem EIA-Referenzszenario zu modellieren. Zusätzlich wurde der Verfall des Wechselkurses $/€ 2013 nicht vorhergesehen. Die Effekte der Über- bzw. Unterschätzung heben sich im Ergebnis teilweise gegenseitig auf.

Abbildung 4-10: Historischer Verlauf und Modellierung von Rohöl-, Erdgas- und Steinkohlenpreisen, 1980 – 2012

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2013), Berechnungen des Öko-Instituts

Die Frage, ob man diese Preisbildungsmechanismen (für Europa) fortschreiben kann, ist jedoch in jüngster Zeit Gegenstand intensiver Diskussionen gewesen. Ein zentrales Argument dabei ist die massive Zunahme der Gewinnung von unkonventionellem Erdgas, vor allem in den USA und als Folge davon ein niedriger Importbedarf von verflüssigtem Erdgas (Liquified Natural Gas – LNG). Vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren massiv ausgebauten Förder- und Transportinfrastrukturen für LNG würden dadurch erhebliche LNG-Mengen vom ursprünglich vorgesehenen Zielmarkt USA auf die Märkte in Europa und Asien umgelenkt, dort zu einem Überangebot führen („Gasschwemme“) und entsprechend die Preisniveaus drücken. Gleichzeitig absorbiert Japan nach dem Abschalten eines Großteils der installierten Kernkraftwerkskapazitäten einen Teil der LNG-Mengen. Obwohl die Verfügbarkeit größerer Erdgasmengen für den europäischen Markt mittelfristig durchaus eine hohe Wahrscheinlichkeit hat, bleibt die Frage, in welchem Umfang sich geänderte Preisbildungsmechanismen durchsetzen (lassen). Die Bandbreite der aktuellen Projektionen für Erdgas-Grenzübergangspreise für Europa zeigt Abbildung 4-11.

Abbildung 4-11: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Erdgaspreises auf dem kontinentaleuropäischen Markt, 1980 – 2050

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2013), IEA (2013), EC (2010), EC (2011a), EC (2011b) Berechnungen des Öko-Instituts

Die Unterschiede zwischen den Projektionen der IEA (2013) und der für die Europäische Kommission erstellten Analysen (EC 2011a, EC (2011b)) sind erheblich. Nur in den klimapolitisch ambitionierteren Szenarien ergeben sich – vor allem bedingt durch die dort errechneten niedrigeren Ölpreisniveaus – etwas niedrigere Erdgaspreise. Einen im Vergleich aller Projektionen sehr steilen Verlauf nehmen die Preisprojektionen des Referenzpfades der Energy Roadmap 2050 (EC 2011a).

Abbildung 4-12: Historischer Verlauf und aktuelle Projektionen für die Entwicklung des Steinkohle-Weltmarktpreises für Lieferungen nach Nordwest-Europa, 1990 – 2050

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2013), IEA (2012), EC (2011a, (2011b), Berechnungen des Öko-Instituts

Vor diesem Hintergrund wird für das hier behandelte Projekt der Ansatz verfolgt, die aus der Vergangenheit ermittelten statistischen Zusammenhänge für die Preisentwicklung von Rohöl auf der einen Seite und Erdgas und Steinkohle (beides für Kontinental- bzw. Nordwesteuropa) auf der anderen Seite (Öko-Institut 2010) durch einen Dämpfungs-Koeffizienten zu ergänzen, der den Projektionen dieser beiden Energieträgerpreise der IEA (2013) zugrunde liegt. Abbildung 4-13 zeigt die Effekte der Einführung dieses Dämpfungsfaktors, wie auch den enormen Preis treibenden Effekt der (moderaten) Wechselkursannahme. Die Sensitivität der Erdgas- und Steinkohlenpreise zur Rohölpreisentwicklung wird damit zwar etwas gedämpft, bleibt aber deutlich zu erkennen.

Abbildung 4-13: Historischer Verlauf und Projektion für die Entwicklung des Weltmarktpreises für Rohöl sowie der europäischen Preise für Erdgas und Steinkohle Markt, 2000 – 2050

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2013), Berechnungen des Öko-Instituts

4.2.4. Preisprojektionen für Braunkohle

Da Braunkohle nicht an Börsen gehandelt wird, existieren keine regelmäßig veröffentlichten Zeitreihen für Braunkohlepreise, wie z.B. für Steinkohle und Erdgas. Seit 2011 veröffentlicht EnBW als Eigentümerin eines Blocks des Kraftwerks Lippendorf die Braunkohlebezugskosten im Jahresabschluss des Lippendorf-Blocks. Diese sind moderat von 6 €/MWh$_{th}$ im Jahr 2011 auf 6,3 €/MWh$_{th}$ im Jahr 2013 gestiegen. Die Braunkohle wird von der Mibrag geliefert. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Braunkohlebezugskosten des Kraftwerks Lippendorf auch für die Mibrag repräsentativ sind.

Für Vattenfall Europe Mining wurde eine einfache Division der Erlöse (korrigiert um Absatz von Braunkohleprodukten) und des Rohbraunkohleabsatzes durchgeführt. Für das Jahr 2013 ergeben sich mit 6,2 €/MWh$_{th}$ ein sehr ähnlicher Wert wie bei der Mibrag. Im Jahr 2006 waren die Braunkohlepreise mit nur 4,7 €/MWh$_{th}$ noch deutlich niedriger (Tabelle 4-11).

Leider konnten für RWE Power keine Braunkohlekosten ermittelt werden, weil die entsprechenden Kennzahlen nicht veröffentlicht werden.

Tabelle 4-11: Entwicklung der Brennstoffkosten für Braunkohle in Deutschland, 2008 bis 2013

	2006	2009	2010	2011	2012	2013
	€ / MWh_{th}					
Vattenfall	4,7		6,0			6,2
Mibrag (Lippendorf)				6,0	6,1	6,3

Quelle: VEM 2006, VEM 2010, VEM 2013, EnBW (2011), EnBW (2012), EnBW (2013). Berechnungen des Öko-Instituts

Offensichtlich sind die Braunkohlepreise in den letzten Jahren deutlich gestiegen und die Angaben zu Braunkohlepreisen in Höhe von 4,6 €/MWh_{th} (wie z.B. in Prognos 2011) beziehen sich eher auf die Vergangenheit (Jahr 2006). In diesem Projekt werden für die Zukunft konstante Braunkohlepreise in Höhe von 6 $€_{2010}/MWh_{th}$ unterstellt. Für die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes und der Kapazitätsentwicklung der Braunkohlekraftwerke ist eine Aufteilung der Braunkohlepreise in die folgenden Kostenpositionen sinnvoll:

- Kurzfristige Betriebskosten: Hauptsächlich Energiekosten des Tagebaubetriebs; 1,5 $€_{2010}/MWh_{th}$ nach Prognos (2011).
- Langfristige Betriebskosten des Tagebaubetriebs: Personal, Versicherung, Wartung und Instandhaltung, Umsetzung von Brücken, Bändern und Baggern etc. Diese betragen nach Prognos (2011) ebenfalls 1,5 $€_{2010}/MWh_{th}$.
- Investitionskosten: Landerwerb, Entschädigungen, Entwässerungsanlagen und deren Betrieb, Förderbrücken, Schaufelradbagger, Absetzer, Bergschäden, Rekultivierung etc. Im Abzugsverfahren ergeben sich ca. 3 $€_{2010}/MWh_{th}$ als Investitionskosten (6-1,5-1,5).

Für die Berücksichtigung der Kostenpositionen in der Strommarkt-Modellierung ist eine differenzierte Betrachtung des Tagebausystems notwendig. Die kurzfristigen Betriebskosten (variable Brennstoffkosten) von 1,5 $€_{2010}/MWh_{th}$ werden für den Kraftwerkseinsatz im Dispatch-Modell PowerFlex angesetzt. Die anderen Kostenarten sind bei der Entscheidung zum Kraftwerkseinsatz nicht relevant, müssen aber bei Kraftwerksneubau und -stilllegung (z. B. im Investitionsmodell ELIAS) berücksichtigt werden.[25]

Bei der Prüfung der Wirtschaftlichkeit eines Bestandskraftwerks muss ihm ein bestimmter Anteil an den langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten des Tagebaus zugeordnet werden, die es nach Deckung der kurzfristigen Betriebskosten zu erbringen hat. Die Herausforderung liegt darin, diese Beträge unter Berücksichtigung der Investitionszyklen im Tagebau sinnvoll festzulegen. Im Zeithorizont der nächsten zehn Jahre sind bei der Betrachtung von Bestandskraftwerken zunächst nur die langfristigen Betriebskosten von 1,5 €/MWh relevant, weil angenommen werden kann, dass die Investitionskosten für die nächste Dekade bereits überwiegend versunken sind.

[25] Für die Zubauentscheidung im Investitionsmodell ELIAS wird angenommen, dass immer alle drei Kostenpositionen relevant sind, d. h. ein Neubaukraftwerk in der Lage sein muss, sowohl die kurzfristigen als auch die längerfristigen Betriebs- und Investitionskosten des dazugehörigen Tagebaus zu decken. Dieser Ansatz ist sinnvoll, weil der zusätzliche Braunkohlebedarf eines Neubaukraftwerks immer Investitionen in die Kohleförderung erforderlich macht, die ohne Zubau entfallen bzw. später erfolgen können.

Diese Zuordnung der Tagebau-Betriebskosten zu einzelnen Kraftwerken erfolgt in den Unternehmen traditionell und ganz überwiegend leistungsbezogen pro kW (genauer: anhand der maximal vom Kraftwerk beanspruchten Förderkapazität).[26] Die genannten Beträge sind auf die Leistung von Kraftwerken umzulegen, die durchweg in der Größenordnung von 7.000 Stunden jährlich betrieben werden. Für einen solchen konsequent kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus ergeben sich für 2020 die folgenden Beträge:

- Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 35% müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten einen Deckungsbeitrag von 30 €/kW erwirtschaften.
- Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 42% müsste wegen der geringeren Förderkapazität, die es im Verhältnis zu seiner Leistung beansprucht, bzgl. der langfristigen Betriebskosten nur einen Deckungsbeitrag von 25 €/kW erwirtschaften.

Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird in der Modellierung für das Jahr 2020 unterstellt, dass alle Braunkohlekraftwerke einen Deckungsbeitrag von 25 €/kW für den Tagebaubetrieb erbringen müssen und andernfalls stillgelegt werden.

Nach 2020 muss berücksichtigt werden, dass mittelfristig neue Tagebauabschnitte notwendig werden, deren Investitionskosten dann durch die Bestandsanlagen gedeckt werden müssen. Vereinfacht gesprochen betragen die durch Bestandsanlagen zu deckenden Fixkosten ab dem Stützjahr 2030 nicht mehr 1,5 $€_{2010}/MWh_{th}$, sondern tendenziell 4,5 $€_{2010}/MWh_{th}$. Für den traditionellen kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus müssten dann die folgenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden:

- Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 35% müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten einen Deckungsbeitrag von 90 €/kW erwirtschaften.
- Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 42% müsste wegen seines geringeren Kohleverbrauchs pro MWh Strom bzgl. der langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten dagegen nur einen Deckungsbeitrag von 75 €/kW erwirtschaften.

Für die Modellierung ab dem Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass Kraftwerke am selben Tagebau mit unterschiedlichen Auslastungen betrieben werden. Weil dann die Inanspruchnahme des Tagebaus nicht mehr direkt mit der Leistung korreliert, wäre es möglich, dass vom konsequent kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus Abstand genommen und die Auslastung bzw. Braunkohleabnahme berücksichtigt wird. Um die Unterschiede zu illustrieren, wird im Folgenden der Extremfall eines konsequent abnahmeorientierten Allokationsmechanismus dargestellt:

- Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 35% und einer Jahresauslastung von 3.000 Stunden müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten und der Investitionskosten einen Deckungsbeitrag von 39 €/kW erwirtschaften.
- Ein Kraftwerk mit einer Effizienz von 42% und einer Jahresauslastung von weiterhin 7.000 Stunden müsste bzgl. der langfristigen Betriebskosten weiterhin einen Deckungsbeitrag von 75 €/kW erwirtschaften.

Um die Komplexität in der Modellierung zu reduzieren, wurde für die Jahre ab 2030 ein einheitlicher Deckungsbeitrag auf den Tagebaubetrieb von 50 €/kW für alle Bestandskraftwerke

[26] Hintergrund dafür ist die Figur einer „Anschlussgebühr“ für Kraftwerke an einen Tagebau, vgl. beispielhaft hierzu r2b (2014), S. 187–188.

unterstellt (vereinfachte Mischkalkulation).[27] In einem abnahmeorientierten Allokationsmechanismus entspricht dieser Deckungsbeitrag eher der Obergrenze, im traditionellen kapazitätsorientierten Allokationsmechanismus eher der Untergrenze der zu erwartenden Kosten. In der nächsten Runde der Klimaschutzszenarien soll dieser Ansatz ggf. weiter verfeinert werden.

4.2.5. Zusammenfassung für die Projektion der Primärenergiepreise

Die Ergebnisse der Datenanalysen und Berechnungen zur Entwicklung der Primärenergieträger-Preise (Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle bzw. Gestehungskosten für Braunkohle) für den Referenzfall sind in Tabelle 4-12 zusammengefasst.

Im Jahr 2020 werden damit für alle auf internationalen Märkten gehandelten fossilen Brennstoffe die hohen Preisniveaus des Jahres 2008 (zumindest im Jahresdurchschnitt) wieder erreicht. Gleichwohl werden die im Verlauf des Jahres 2008 beobachteten Spitzenwerte bei den Rohöl- und Erdgaspreisen erst deutlich nach 2030 und für Steinkohle erst nach 2040, dann aber als Jahresdurchschnittswerte, wieder übertroffen.

Tabelle 4-12: Ergebnisse der Referenzpreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle, 2008–2050

		Historische Werte		Projektion				
		2005	2008	2015	2020	2030	2040	2050
Rohöl	US-$/bbl	58	104	94	103	128	160	195
Rohöl	€/t	329	493	495	545	674	840	1.026
Erdgas	€/MWh (H_o)	16,5	26,7	24,7	26,3	30,7	37,1	45,1
Steinkohle	€/t SKE	68	114	78	87	97	111	133
Rohöl	€/GJ	7,5	12,0	12,1	13,3	16,4	20,5	25,0
Erdgas	€/GJ	5,1	8,2	7,6	8,1	9,4	11,4	13,9
Steinkohle	€/GJ	2,3	3,9	2,7	3,0	3,3	3,8	4,5
Braunkohle	€/GJ		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7

Anmerkung: Alle Preisangaben als reale Preise (Basis 2010); sowe it nicht anders ausgew iesen beziehen sich alle Angaben auf den unteren Heizw ert (H_u/NCV)

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Ausgehend von den Grenzübergangspreisen der Energieträger werden Preise frei Kraftwerk, für die Industrie sowie für Endverbraucher ermittelt, die je nach Verwendungszweck in die Modellierung eingehen. Die Berechnung der Preise erfolgt ebenfalls auf Grundlage eines Modells, das aus einer Regressionsanalyse der langjährigen Zusammenhänge zwischen Grenzübergangs- und Endverbraucherpreisen sowie einer Abschätzung der Transportkosten entwickelt wurde. Alle angegebenen Preise sind ohne Steuern.

[27] Der einheitliche Deckungsbeitrag von 50 €/kW wurde vor dem Beginn der Modellierung festgelegt (im Juni 2015). Nach Abschluss der Strommarktmodellierung (Oktober 2015) stellte sich allerdings heraus, dass die Auslastung der Braunkohlekraftwerke und damit der Deckungsbeitrag auf die langfristigen Betriebs- und Investitionskosten der Förderung tendenziell unterschätzt worden ist (Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). In der Modellierung ergaben sich für das Jahr 2030 weiterhin hohe Vollbenutzungsstunden (6.000 Stunden) für Braunkohlekraftwerke. Für zukünftige Studien ist eine genauere Untersuchung der komplexen Kostenstruktur der Braunkohleverstromung sinnvoll, um die Modellierungsergebnisse zu verbessern und regionale Besonderheiten berücksichtigen zu können.

4.2.6. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

Gegenüber der ersten Runde der Klimaschutzszenarien haben sich die Preisannahmen für importierte Primärenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle) in ihrer Charakteristik verändert. Grund dafür ist die stark veränderte Projektion der Entwicklung des Rohölpreises im Annual Energy Outlook 2013 der EIA, aus der die Annahmen zum Rohölpreis entnommen werden, gegenüber dem Vorjahr. Auf Grund der im Jahr 2012 stärker als erwartet gewachsenen Ölproduktion in den USA und fallenden Ölpreisen musste das Ausgangsniveau nach unten korrigiert werden. Gleichzeitig steigt der Ölpreis zu Beginn des Projektionszeitraums langsamer, zieht dann aber an und übertrifft die Projektion des Vorjahres im Jahr 2050. Da das Modell zur Ableitung der Kohle- und Gaspreise unverändert geblieben ist (siehe Abschnitt 4.2.4), verändern sich diese Rahmendaten analog. Die Braunkohlepreise haben sich in ihrer absoluten Höhe nicht verändert. Es wurde aber die Aufteilung zwischen den variablen und den Fixkosten überarbeitet.[28]

Tabelle 4-13: Preise für Primärenergieträger in beiden Modellierungsrunden

		2020	2030	2040	2050
		$€_{2010}$/GJ frei Grenze			
Rohöl	Runde 1	17,6	20,3	22,1	23,8
	Runde 2	13,3	16,4	20,5	25,0
Erdgas	Runde 1	10,1	11,4	12,3	13,2
	Runde 2	8,1	9,4	11,4	13,9
Steinkohle	Runde 1	3,6	3,8	4,0	4,3
	Runde 2	3,0	3,3	3,8	4,5

Quelle: Eigene Berechnung nach EIA Annual Energy Outlook (2013)

Während das Modell zur Ermittlung der Primärenergiepeise unverändert geblieben ist, wurden die Annahmen zu den Transportkosten bis zum Kraftwerk angepasst. Die Transportkosten für Steinkohle wurden von 0,55 €/GJ auf 0,27 €/GJ gesenkt, um den Effekt der großen Neubau-Steinkohlekraftwerke in Norddeutschland abzubilden. Auf Grund ihrer Küstennähe und hohen Leistung sind die spezifischen Transportkosten pro GJ dort sehr gering. Für Kraftwerksgas werden in der zweiten Modellierungsrunde keine variablen Transportkosten berücksichtigt (in der ersten Runde 1,23 €/GJ). Hintergrund ist, dass Speicherkosten und Transportkosten eher als Fixkosten anfallen.

[28] Die variablen Kosten der Braunkohle wurden auf 1,5 €/MWh thermisch abgesenkt und die Fixkosten entsprechend erhöht.

Abbildung 4-14: Preise für Primärenergieträger in beiden Modellierungsrunden

Quelle: Eigene Berechnung nach EIA Annual Energy Outlook (2013)

4.3. Preise für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen

Auch Vorausschätzungen der künftigen Preise für Emissionsberechtigungen sind mit großen Unsicherheiten verbunden. Der Preis liegt gegenwärtig (Oktober 2015) mit rund 8 Euro je EU-Emissionsberechtigung (€/EUA) unter früheren Erwartungen, was vor allem durch die im Zuge der Wirtschaftskrise (und den massiven Zufluss von Emissionsminderungskrediten aus den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls) entstehenden Überschuss an Emissionsberechtigungen zu erklären ist (Öko-Institut 2012). Mit der Überwindung der Wirtschaftskrise und dem Abbau der Überschussmengen, dürften die CO_2-Zertifikatspreise jedoch perspektivisch wieder steigen. Die künftige Entwicklung der CO_2-Preise hängt darüber hinaus (abgesehen von Energiepreisen) von den Zielen zur Reduktion von CO_2-Emissionen, von der weiteren Einbeziehung von Emissionsminderungsgurtschriften aus den flexiblen Mechanismen sowie von der Wirkungsmächtigkeit komplementärer Politiken (erneuerbare Energien, Energieeffizienz) ab. Für alle diese Aspekte verbleiben zum gegenwärtigen Stand erhebliche Unsicherheiten.

Für die Entwicklung der CO_2-Preise sind jedoch in jedem Fall zwei verschiedene Preispfade zu unterscheiden: einerseits ein Pfad, der den aktuellen politischen Rahmen abdeckt und andererseits eine Preisentwicklung, die einen ambitionierteren Klimaschutzpfad der Europäischen Union repräsentiert.

Hinsichtlich der Referenzentwicklung ergibt sich die im Folgenden beschriebene Situation. In den Analysen des Gutachtens zum Energiekonzept (Prognos 2010) wurde der CO_2-Preis in der Referenzentwicklung 2020 auf 20 €/EUA sowie 2030 auf 30 €/EUA festgesetzt und wurde dann bis 2040/2050 mit 40 bzw. 50 €/EUA fortgeschrieben (Preisbasis jeweils 2008). In den Analysen der

Europäischen Kommission zur Energy Roadmap 2050 wurde in der Referenzentwicklung für 2020 ein CO_2-Preis von 18 €/EUA sowie für 2030 von 40 €/EUA ermittelt, für 2040/2050 ergeben sich Preise von um die 50 €/EUA (Preisbasis jeweils 2008).

Tabelle 4-14: Projektion der EU Energy Roadmap 2050 für die Preise von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen, 2020-2050

	EUA-Preis				Minderungspfad			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
	€(2008) / EUA				ggü. 2005			
Reference Scenario	18	40	52	50	-23%	-37%	-55%	-62%
Current Policy Initiative Scenario	15	32	49	51	-28%	-38%	-52%	-57%
High Efficiency Scenario	15	25	87	234	-32%	-51%	-74%	-93%
High Renewables Scenario	25	35	92	285	-32%	-56%	-76%	-92%
High Nuclear / Delayed CCS Scenar	25	55	190	270	-32%	-54%	-76%	-92%
High CCS / Low Nuclear Scenario	20	63	100	310	-30%	-51%	-74%	-94%
Diversified Supply Options Scenario	25	52	95	265	-32%	-53%	-74%	-93%
Anmerkung: Die Emissionsminderungsraten beziehen sich auf die vom EU ETS erfassten stationären Anlagen.								

Quelle: EC (2011a), Berechnungen des Öko-Instituts

Mit Blick auf die aktuellen Marktentwicklungen (derzeit werden an der ICE ECX bereits Futures für Lieferungen im Jahr 2020 gehandelt) bestätigt sich diese Referenzentwicklung bis 2020 nicht. Abbildung 4-15 zeigt die Entwicklung der Preise für EU-Emissionsberechtigungen mit Liefertermin Dezember 2020, also zur Erfüllung der Compliance-Verpflichtungen für das Jahr 2020. Die Übersicht zeigt, dass hier Anfang 2013 Preise um 5 €/EUA (nominal) erzielt werden.

Abbildung 4-15: Settlement-Preise für den EUA-Spotmarkt sowie EUA-Futures mit Lieferung im Dezember 2012 und Dezember 2020, 2003 bis 2015

Quelle: EEX, ICE EEX

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die o.g. Modellanalysen die derzeitige Überschusssituation im EU-ETS nicht berücksichtigen (können) und diese Überschusssituation sich ohne weitere Maßnahmen bis weit in die Dekade von 2010 bis 2020 erstrecken wird, ist jedoch für 2020 eher mit niedrigeren CO_2-Preisen zu rechnen. Für das Stützjahr 2020 werden daher die Ende 2012 beobachteten Forward-Preise zugrunde gelegt.

Für das AMS (2012) werden damit die folgenden Preistrajektorien für EU-Emissionsberechtigungen in Ansatz gebracht (jeweils in Preisen von 2010):

- für das Jahr 2020 ein Wert von 14 €/EUA,
- für das Jahr 2030 ein Wert von 30 €/EUA,
- für das Jahr 2040 ein Wert von 40 €/EUA,
- für das Jahr 2050 ein Wert von 50 €/EUA.

Den im Rahmen eines ambitionierteren Klimaschutzpfades der EU erwartbaren CO_2-Preisentwicklungen liegen hier die folgenden Überlegungen zugrunde. Für die entsprechenden Varianten in den Ausgangsannahmen von Prognos 2010) wurde ein Preis von 20 €/EUA für 2020, 38 €/EUA für 2030, 57 €/EUA für 2040 sowie 75 €/EUA für 2050 ermittelt. In den Analysen für die EU Energy Roadmap 2050 (EC 2011) ergeben sich – vor allem in Abhängigkeit vom Profil des Technologiemixes sowie dem Ausmaß komplementärer Politiken – die folgenden Bandbreiten (alle Angaben in Preisen von 2008):

- für das Jahr 2020 im Bereich von 15 bis 25 €/EUA,
- für das Jahr 2030 im Bereich von 25 bis 63 €/EUA,
- für das Jahr 2040 im Bereich von 87 bis 190 €/EUA,
- für das Jahr 2050 im Bereich von 234 bis 310 €/EUA.

Den Annahmen für die CO_2-Preise im Klimaschutzszenario 80 liegen hier die folgenden Überlegungen zugrunde:

- die Annahme für das Jahr 2020 wird wiederum aus den Analysen des Öko-Instituts zur Angebots- und Nachfragesituation (Öko-Institut 2012) ein Preisniveau von etwa 23 €/EUA abgeleitet (dies ist konsistent zu einem EU-Minderungsziel von 25 % ggü. 1990 im Bereich der einheimischen Erbringung);
- für die Jahre 2030 und 2040 werden die Werte aus den Modellierungsarbeiten zur EU Energy Roadmap 2050 abgeleitet und auf 50 €/EUA (2030) sowie 90 €/EUA (2040) veranschlagt (dies entspricht einer Entwicklung, in der komplementäre Politiken im Bereich der erneuerbaren Energien und für die Erhöhung der Energieeffizienz eine signifikante Rolle spielen);
- für die Perspektive 2050 (also dem Stützjahr für eine sehr weitgehende Dekarbonisierung) wird nicht mehr dem Ansatz der Analysen für die EU Energy Roadmap 2050 gefolgt, sondern eine Umsetzung der letzten Emissionsminderungsstufe durch Maßnahmen mit deutlich geringeren Verteilungseffekten unterstellt, über die sich CO_2-Preise in der Größenordnung von etwa 130 €/EUA ergeben würden.

Zur Zielerreichung im Klimaschutzszenario 95 wird in 2020 ein CO_2-Preis von 30 €/EUA im Jahr 2020 angenommen, der bis zum Jahr 2050 linear auf 200 €/EUA ansteigt.

Tabelle 4-15 gibt einen Überblick über die in den einzelnen Szenarien angenommenen Preise der Treibhausgas-Emissionszertifikate.

Tabelle 4-15: Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikaten in den Szenarien, 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	EUR(2010)/EUA				
AMS (2012)	15	14	30	40	50
Klimaschutzszenario 80	15	23	50	90	130
Klimaschutzszenario 95	15	30	87	143	200

Quelle Prognos (2010), EC (2011a), Öko-Institut (2012), Eigene Berechungen

4.3.1. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

Gegenüber der ersten Modellierungsrunde wurden in der zweiten Modellierungsrunde die Preise für CO_2-Emissionsberechtigungen im EU-ETS nur für das Stützjahr 2020 im Szenario KS 80 angepasst und von 30 €/EUA auf 23 €/EUA gesenkt, um neue Ergebnisse aus einer Studie des

Öko-Instituts (2012) zur kurzfristigen Angebots- und Nachfragesituation im ETS widerzuspiegeln. Die restlichen Stützjahre und Szenarien blieben unverändert.

4.4. Rahmendaten in einzelnen Sektoren

4.4.1. Private Haushalte

4.4.1.1. Anzahl der Haushalte

Die Anzahl der Privaten Haushalte ist in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die Zunahme an Ein- und Zweipersonenhaushalten zurück zu führen, die sich auch in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass dieser Trend zu kleineren Haushaltsgrößen nach 2040 in die Sättigung geht. Der leichte Rückgang der Bevölkerung seit 2002 führt lediglich zu einer Dämpfung dieser Entwicklung. Die Projektion der Anzahl der Privaten Haushalten wird basierend auf der Entwicklung der Bevölkerung (Kapitel 4.1.2) und der Anzahl der Personen je privatem Haushalt abgeleitet. In Anlehnung an die empirische Entwicklung wird im Rahmen dieser Studie die Entwicklung in Tabelle 4-16 angenommen.

Tabelle 4-16: Entwicklung der Anzahl der Privaten Haushalte 2010-2050

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	*Mio.*	*39,5*	*40,3*	*40,7*	*41,1*	*40,2*

Quelle: eigene Projektionsrechnungen

4.4.1.2. Raumwärme und Warmwasser

Die Wohnflächennachfrage steigt bis 2030 auf das 1,14-fache. Das Wachstum liegt bis zum Jahr 2020 bei ca. 0,7 %, und flacht dann bis zum Jahr 2030 auf 0,41 % ab. Tabelle 4-17 und Abbildung 4-16 zeigen gesamte die Entwicklung der Wohnfläche bis zum Jahr 2050.

Auch wenn die Bevölkerung im Simulationszeitraum abnimmt, nimmt die Wohnfläche zu. Es wird wie im Energiekonzept eine Zunahme der Pro-Kopf-Wohnfläche angenommen, siehe Tabelle 4-17, die durch die sinkende Anzahl der Personen pro Haushalt bei sich nur langsam anpassenden Wohnungszuschnitten verursacht wird.

Tabelle 4-17: Entwicklung von Nutzfläche und Wohnfläche

		2010	2020	2030	2040	2050
		Tausend m²				
Wohnfläche	m²	3.338.139	3.540.738	3.684.870	3.827.154	3.805.521
durchschnittliche jährliche Wachstumsrate		*0,69 %*	*0,61 %*	*0,41 %*	*0,39 %*	*-0,06 %*
Bevölkerung	Mio.	80,6	78,8	77,8	76,2	74,0
Wohnfläche pro Kopf	m²	41,4	44,9	47,4	50,2	51,4
Nutzfläche	m²	1.109.593	1.153.231	1.170.428	1.171.482	1.186.433
durchschnittliche jährliche Wachstumsrate		*0.46 %*	*0.39 %*	*0.15 %*	*0.01 %*	*0.13 %*

Quelle: eigene Projektionsrechnungen

Abbildung 4-16: Entwicklung der Wohnfläche 2008-2050

Quelle: Eigene Darstellung

4.4.2. Industrie

Die wesentlichen Rahmendaten für den Sektor Industrie ist die Entwicklung der realen Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftszweigen. Die diesbezüglichen Annahmen sind in Kapitel 4.1.3 *Gesamtwirtschaftliche Entwicklung* umfassend dargestellt, da in den Szenarien unterschiedliche Annahmen zur Kreislaufwirtschaft und Materialeffizienz und damit zur jährlichen Produktion getroffen werden. Für eine Übersicht der entsprechenden Annahmen siehe Abschnitt 5.3.1.1.

4.4.3. Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)

Für den Sektor GHD ist neben der Anzahl der Beschäftigten die Energiebezugsfläche der zweite bedeutende Bestimmungsfaktor (siehe Tabelle 4-18). Energiedienstleistungen wie die Raumbeleuchtung oder Raumlufttechnische Anlagen sind eher an die Fläche als an die Anzahl der Beschäftigten gekoppelt. Diese wurde anhand von spezifischen Kennwerten ausgehend von den Annahmen zur Entwicklung der Anzahl der Beschäftigten ermittelt. Die Energiebezugsfläche wird nicht nach Szenarien unterschieden.

Tabelle 4-18 Entwicklung der Energiebezugsfläche im Sektor GHD in allen Szenarien

Wirtschaftszweig	WZ 2008	2010	2020	2030	2040	2050
		Mio. m²				
Erziehung und Unterricht	P	144	145	145	136	131
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	K	38	40	40	41	41
Gesundheits-und Sozialwesen	Q	119	134	146	151	159
Gastgewerbe	I	87	95	96	105	110
Handel; Reparatur von Fahrzeugen	G	380	406	430	454	503
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung	O	155	150	145	130	122
Verkehr, Information und Kommunikation	H+J	119	122	125	128	130
Sonstige Wirtschaftszweige	L+M+N+R+S	374	384	380	387	381
Alle Wirtschaftsbereiche		1.415	1.476	1.507	1.532	1.577

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

4.4.4. Verkehr

An dieser Stelle wird in Kürze auf die zugrunde liegenden Rahmendaten für die Modellierung und die Untersuchungen des Verkehrssektors eingegangen.

4.4.4.1. Datengrundlagen für die Verkehrsleistungsmodellierung mit ASTRA-D

Zur Ableitung der Verkehrsleistung wird in ASTRA-D versucht, aus den vorhandenen Datensätzen ein möglichst konsistentes Gesamtbild des Verkehrssektors zu entwerfen. In der Kalibrierung der Modellierung wird für den Personenverkehr dazu auf folgende zwei Erhebungen zurückgegriffen:

Das *Mobilitätspanel* (Vortisch, P. et al. 2012) (im Folgenden MoP) ist Teil der Untersuchung *Haushaltspanel zum Verkehrsverhalten* der TNS Infratest Verkehrsforschung im Auftrag des Verkehrsministeriums (ehemals Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), jetzt Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)). Der verkehrswissenschaftliche Bereich MoP wird hierbei vom Institut für Verkehrswesen des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) begleitet und ausgewertet. Ziel des MoP ist es, eine Datengrundlage für Vorher-Nachher-Untersuchungen zu schaffen und Veränderungen im Verkehrsverhalten aufzuzeigen. Dies geschieht durch eine jährliche Erhebung der Verkehrsdaten von Haushalten. Tabelle 4-19 gibt einen kurzen Überblick über die Charakteristika des MoP.

Tabelle 4-19: Überblick über Eigenschaften des Mobilitätspanels

Auftraggeber/-nehmer	Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen; Erhebung durch TNS Infratest, Institut für Verkehrswesen des KIT
Jahr/Turnus	seit 1994 jährlich, seit Sommer 1999 zusätzlich neue Bundesländer
Ziel	• regelmäßige Erhebungen zur Produktion zeitnaher Informationen zum Verkehrsgeschehen • Ursachen für Veränderungen im Verkehrsverhalten • „Einordnung von Querschnitt(MiD) in den Längsschnitt“ (MoP) • „Referenzbasis für Vorher-Nachher-Untersuchungen“

Grundgesamtheit und Stichprobe	• Grundgesamtheit
	  ○ alle deutschsprachigen Haushalte in Deutschland
	• Stichprobe
	  ○ 700 private Haushalte (1995)
	  ○ 2316 private Haushalte (2011)
	  ○ Haushalte nehmen drei Jahre in Folge teil, jährlich 1/3 neue Teilnehmer
	  ○ Datenerhebung von maximal fünf Personen im Haushalt

Ablauf (2011)	• 1. Erhebung (Alltagsmobilität)
	  ○ Haushaltsfragebogen (Wohnlage, Verkehrssituation, Anzahl der Personen im Haushalt, Pkw-Besitz, Geburtsjahr, Berufstätigkeit, Führerscheinbesitz)
	  ○ Wegetagebuch für eine Woche (Wochentag, Start- und Endzeit, Entfernung, Zweck, Verkehrsmittel)
	• 2. Erhebung (Fahrleistung und Kraftstoffverbrauch)
	  ○ Tankbuch (Tankvorgänge und jeweilige Tachostände über 2 Monate)
	  ○ allgemeine Daten zum Pkw (Marke, Typ)
	  ○ Nutzung (privat, geschäftlich)

Besonderheiten	• Unterscheidung zwischen HH mit und ohne Pkw • wenig bzw. nicht mobile Teile der Bevölkerung sind tendenziell etwas unterrepräsentiert (z.B. Pflegebedürftige), im üblichen Rahmen mobile Personenkreise werden entsprechend der Grundgesamtheit repräsentiert • Problem: Wegen des Erhebungsaufwandes kann es vorkommen, dass Haushalte zwischen Erhebungswellen aus dem MOP aussteigen. → Achtung bei Auswertung der Daten als Panel, insbesondere bei Übergängen zwischen Jahren

Quelle: Fraunhofer ISI

Mobilität in Deutschland (MiD) (Follmer et al. 2010a) ist eine Studie, die ebenfalls vom BMVBS in Auftrag gegeben und vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und von infas (Institut für angewandte Sozialwissenschaften) durchgeführt wird. Im Gegensatz zum MoP kann man das MiD als umfassende Momentaufnahme der Verkehrssituation in Deutschland bezeichnen, da die Erhebung alle fünf Jahre neu durchgeführt wird. Eine große Stichprobe ermöglicht hierbei eine diversifizierte Datengrundlage für Verkehrsmodellierungen. Tabelle 4-20 zeigt schematisch die Modalitäten auf, nach welchem die Daten der MiD erhoben werden.

Tabelle 4-20: Überblick über Eigenschaften von Mobilität in Deutschland

Auftraggeber	Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, Erhebung durch infas und DLR – Institut für Verkehrswesen, Berlin
Jahr/Turnus	seit 1976 (als KONTIV), MiD 2002 und 2008 als Fortsetzung der Reihe kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten (KONTIV) in Westdeutschland
Ziel	„Mobilitätsentwicklung anhand einer umfangreichen und thematisch breiten Datengrundlage im Längsschnitt [...] betrachten“[29] (Follmer et al. 2010b)
Grundgesamtheit und Stichprobe	• Grundgesamtheit ○ Wohnbevölkerung der Bundesrepublik Deutschland im Alter ab Null Jahren • Stichprobe (MiD 2008) ○ 60.713 Personen ○ 25.922 Haushalte ○ zufällige Ziehung aus Einwohnermelderegister (zweistufig: 1. Gemeinde bestimmen, 2. Adressziehung) ○ proportionaler Ansatz zur jeweiligen Bevölkerung im Bundesland ○ Mindestanzahl pro Bundesland: 750 Haushalte
Ablauf (2008)	• Zweiteilige Erhebung ○ Stellvertretende Haushaltsbefragung durch ein Haushaltsmitglied (Haushaltsgröße, Angaben zu Haushaltsmitgliedern und vorhandenen Verkehrsmitteln) ○ Befragung aller Haushaltsmitglieder nach persönlichen Merkmalen und Wegen an einem vorgegebenem Stichtag
Besonderheiten	• modale Teilung nach ÖPV, MIV (Fahrer und Mitfahrer), Fahrrad und zu Fuß • personenspezifisches Mobilitätsverhalten, Wegeentfernungen, Verkehrsmittelwahlverhalten, Aktivitätenorte, Besetzungsgrade sowie der Tages-, Wochen- und Jahresgang im Verkehr können abgeleitet werden

Quelle: Fraunhofer ISI

Die Datensätze der beiden Erhebungen sind nicht kongruent. Dies wird deutlich, wenn man sich die zentralen Eckwerte aus Tabelle 4-21 vergegenwärtigt: MiD weist für 2008 16 % höhere Werte in der täglichen Wegstrecke in der individuellen motorisierten Mobilität aus als das MoP für dasselbe Jahr. Für das Gesamtjahr 2008 bedeutet dies, dass in der MiD von 965,6 Mrd. pkm[30] ausgegangen wird, während sich aus dem MoP ein Wert von 829,8 Mrd. pkm ergibt. In *Verkehr in Zahlen 2012/2013* (Radke et al. 2012) wird für das Jahr 2008 ein Wert von 888,5 Mrd. pkm als Verkehrsleistung für den motorisierten Individualverkehr angegeben.

[29] MiD 2008 kann in der Fortführung der KONTIV-Erhebungen als *Längsschnitt* bezeichnet werden, jedoch ist es diesbezüglich nicht mit einer kontinuierlich aufgebauten Datenerhebung (siehe MoP) zu vergleichen. Der *Längsschnitt* beschreibt eher eine Vergleichbarkeit umfassender Momentaufnahmen aufgrund des ähnlichen Aufbaus.

[30] pkm: Personenkilometer

Tabelle 4-21: Zentrale Mobilitätseckwerte aus MoP 2008 und MiD 2008

Modal	MiD 2008	MoP 2008
	km/Person/Tag	
MIV	32,2	28,1
ÖPV	6,6	9,6
zu Fuß und Fahrrad	2,5	2,4
Gesamt	41,3	40,1

Quelle: Fraunhofer ISI nach MiD (2008) sowie Mobilitätspanel (MoP) (2011)

Für ASTRA-D werden beide Datensätze verwendet, da in den verschiedenen Daten unterschiedliche, relevante Information für die Modellierung stecken. So sind z.B. die Wegeraten aus der MoP sehr viel zuverlässiger, da nicht nur ein einzelner Stichtag erhoben wird wie in der MiD. Zudem lässt sich aus dem MoP eine weitaus leichtere und konsistentere Aufschlüsselung nach Altersklassen gewinnen als aus der MiD (siehe dazu auch Krail 2009). Auf der anderen Seite liefert die MiD ein besseres Bild, was die Aufteilung auf die Distanzbänder anbelangt. Gleiches gilt für weitere Parameter.

Um in der Verkehrsnachfrage zumindest zu einem mit anderen Studien vergleichbaren Ergebnis zu gelangen, wurde für die Kalibrierung der Gesamtverkehrsleistung für 2010 die Schätzung aus „Verkehr in Zahlen 2012“ verwendet. Als weitere zentrale Basisannahme für den Besetzungsgrad Pkw wurde eine detailliertere Aufschlüsselung nach Wegezweck und Distanzband nach dem MoP verwendet und extrapoliert. Der Gesamtwert für den Besetzungsgrad liegt somit bei etwa 1,2 Personen pro pkm und damit unter dem Pauschalwert von 1,5 von TREMOD 5.2.

Ein weiterer wichtiger Wert, welcher sich dynamisch an die Wirtschaftsentwicklung anpasst, ist der Reisezeitwert. Dieser wird abgeleitet aus Wardman (1998) und in der aktualisierten und auf Deutschland angepassten Version nach Doll et al. (2012) verwendet.

In der Berechnung der Güterverkehrsnachfrage wird zunächst eine Regionalisierung des Produktionswertes pro Sektor auf die NUTS2-Zonen vorgenommen. Dies geschieht auf Basis der Vollzeitäquivalenzerwerbstätigen nach Eurostat. Die Wert-Volumenrelation in der Verkehrsentstehung zur Umrechnung des Bruttoproduktionswertes auf Tonnage erfolgt mit Hilfe der Befragungsergebnisse von „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“ (KiD) vom BMVBS. Tabelle 4-22 gibt einen Überblick über diese Befragung. Die Kalibrierung dieser Werte für den Schienengüter- sowie Binnenschiffverkehr erfolgt anhand der Daten des statistischen Bundesamtes (Destatis 2012b).

Tabelle 4-22: Überblick über Eigenschaften von Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland

Auftraggeber	Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, Projektleitung von WVI Prof. Dr. Wermuth Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH
Jahr/Turnus	2002, 2010
Ziel	• „KiD 2010 soll die Erkenntnisse über Einsatz und Nutzung der in Deutschland zugelassenen Kraftfahrzeuge steigern und die Datenbasis für wissenschaftliche Untersuchungen und Infrastrukturplanungen aktualisieren.“ (KiD 2010, Überblicksbericht) • „Beseitigung von Datendefiziten und Datenlücken im Bereich des Wirtschaftsverkehrs mit kleinen Fahrzeugen“(KiD 2002)
Grundgesamtheit und Stichprobe	• Grundgesamtheit: ○ Kfz-Bestand laut Zentralem Fahrzeugregister je Tag des Jahres mit Schwerpunkt Pkw und Krafträder gewerblicher Halter und Lkw bis einschließlich 3,5 t Nutzlast ○ Kfz ≤ 3,5t durch 3 Zusatzbefragungen: schriftlich-postalische Stichtagsbefragung • Stichprobe: ○ Durch Zufallsprinzip Auswahl von insgesamt 113.946 Kfz-Nutzern (2010), etwa 0,9 % der Grundgesamtheit
Ablauf (2010)	• Datenerhebung (Allgemeine Nutzung des Kfz, Informationen zum Fahrzeughalter, Details zu durchgeführten Fahrten am Stichtag, Einsatzgebiet, Standort und Technik des Fahrzeugs) in acht Befragungszeiträumen, jeweils mit Haupt- und Erinnerungsaktion • Jeweils 7 Befragungsstichtage
Besonderheiten	• Schwerpunkt liegt auf Wirtschaftsverkehr • Unterteilung in verschiedene Fahrzeuggruppen (u.a. Pkw, Lkw ≤ 3,5 t Nutzlast, Lkw > 3,5 t Nutzlast, Sattelzugmaschinen, Krafträder) und Halter (privat oder gewerblich)

Quelle: Fraunhofer ISI

Für die Gesamtverkehrsleistung in Deutschland sind die Daten aus *Verkehr in Zahlen* mit den Veröffentlichungen des statistischen Bundesamtes sowie des Kraftfahrtbundesamtes deckungsgleich; diese werden aus der KiD gewonnen (5‰-Stichprobe) bzw. für den Transitverkehr abgeschätzt. Die Kalibrierung der Verkehrsleistung (tkm)[31] erfolgt dementsprechend ebenso wie im Personenverkehr anhand der Zeitreihen aus *Verkehr in Zahlen*.

4.4.4.2. Verkehrsleistung des See- und Luftverkehrs

Die Entwicklung der Verkehrsleistung des See- und Luftverkehrs findet nicht in ASTRA-D statt und wird stattdessen über eine Fortschreibung verkehrsrelevanter Parameter abgeleitet.

Das Verkehrsnachfrageszenario für den Seeverkehr orientiert sich am Szenario A1B in International Maritime Organization (IMO) (2009). Dieses Szenario der Studie der International

[31] tkm: Tonnenkilometer

Maritime Organization (IMO) geht von einer Verfünfachung des globalen Seegüterverkehrs zwischen 2007 und 2050 aus, was einer jährlichen Wachstumsrate von 3,8 % entspricht. Basisjahr der Studie ist 2007. Bedingt durch die Wirtschaftskrise gab es beim Seeverkehrsaufkommen im Jahr 2009 einen Rückgang um 4,5 %. Für das vorliegende Szenario wird das IMO-Szenario an die in UNCTAD (2011) veröffentliche Tonnage für das Jahr 2010 angepasst.

Die somit abgeleitete globale Verkehrsleistung wird nach dem Verursacherprinzip über den deutschen Anteil der globalen Weltwirtschaftsleistung Deutschland zugerechnet. Dazu werden die Daten der im Projekt durchgeführten Modellierung des Modells FARM-EU verwendet und eine Reduktion des deutschen Anteils an der Weltwirtschaftsleistung von 6,1 % auf 4,1 % zwischen 2010 und 2050 hinterlegt. Die Deutschland auf diese Art und Weise zugeordnete Verkehrsleistung wird nicht vollständig über deutsche Häfen abgewickelt. Der in Deutschland abgehende Verkehr wird über das Verhältnis der von Deutschland abgehenden zur Deutschland zugerechneten Verkehrsleistung des Seegüterverkehrs im Jahr 2010 abgebildet und über den Zeitverlauf konstant gehalten. Die Grundlage bildet dafür wie bei der Modellierung in ASTRA-D die in *Verkehr in Zahlen* angegebene Verkehrsleistung über deutsche Häfen.

Für die Ableitung der Verkehrsleistung im Flugverkehr werden die Parameter Verkehrsleistung je Einwohner bzw. je Wirtschaftsleistung verwendet. Gegenüber der ersten Modellierungsrunde wird auch im Personenverkehr die Verkehrsleistung an die Wirtschaftsleistung gekoppelt; d.h. es wird nicht der Parameter „Verkehrsleistung je Einwohner“, sondern der Parameter „Verkehrsleistung je Pro-Kopf-BIP“ für die Trendfortschreibung verwendet. Dadurch ergeben sich im Vergleich zur ersten Modellierungsrunde höhere Verkehrsleistungen.

Für Trendfortschreibungen werden Zeitreihen für diese Parameter benötigt. Die Grundlage der historischen Verkehrsnachfrage bilden Daten aus TREMOD 5.2. Die Zeitreihen für die Einwohnerentwicklung und die Entwicklung des BIP werden Statistiken des Statistischen Bundesamts entnommen (Destatis 2012a, Destatis 2013a).

Für die Fortschreibung der genannten Parameter wird für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario eine lineare Trendfortschreibung der Entwicklung der letzten 20 Jahre für den Zeitraum bis 2030 angenommen und darauf folgend eine Abnahme der Steigerung dieser Parameter. Im Jahr 2050 steigen die beiden genannten Parameter für die Abbildung der Flugverkehrsleistung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario nicht weiter an (Abbildung 4-17). Für die Betrachtung im KS 80 und im KS 95 wird die Verkehrsleistung, vom Aktuelle-Maßnahmen-Szenarioausgehend, mit Hilfe von Preiselastizitäten bestimmt, die aus Peter, M. et al. (2012) übernommen werden.

Abbildung 4-17: Entwicklungsparameter für die Verkehrsleistung im Flugverkehr im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (indiziert), historische Entwicklung und Fortschreibung bis 2050

Quelle: Eigene Annahmen des Öko-Instituts, historische Daten abgeleitet nach Ifeu 2011, Destatis 2012b

4.4.4.3. Grundlagen der Technologiedatenbasis von TEMPS

Für das Jahr 2010 werden für alle betrachteten Verkehrsträger die spezifischen Energieverbräuche der Fahrzeuge benötigt. Für den Straßenverkehr, für den eine detaillierte Bestandsmodellierung durchgeführt wird, werden diese auf der Differenzierungsebene Größenklasse, Antriebstyp und Zulassungsjahr benötigt. Für die übrigen Verkehrsträger wird aufgrund der Systembetrachtung keine Bestandsmodellierung angewendet.

Für alle Bestandsdaten bildet mit Ausnahme des Seeverkehrs TREMOD 5.2 die Ausgangslage der Modellierung. Im Seeverkehr wird eine Bestandseffizienz für das Jahr 2007 aus der *Consensus*-Abschätzung des weltweiten Energiebedarfs des Seeverkehrs abgeleitet und als Grundlage für das Jahr 2010 verwendet. Um für die Bestandsmodellierung der Pkw eine gute Datengrundlage zu besitzen, werden für das Jahr 2010 die durchschnittlichen Verbräuche bei Neuzulassungen gemäß des KBA (2011) verwendet.

4.5. Potentialrestriktionen

4.5.1. Biomasse

In den meisten langfristigen Klimaschutzszenarien leistet Biomasse einen beträchtlichen Beitrag zur Erreichung der Ziele. Auch in diesem Projekt ist die Menge der verfügbaren Biomasse für energetische Nutzung eine wichtige Eingangsgröße für die Modellierung: da Biomasse in der Logik der Treibhausgasinventare und auch in den Szenarien dieses Projektes mit Nullemissionen[32] bilanziert wird, leistet sie – zumindest in den Modellen – einen deutlichen Minderungsbeitrag. Je höher also die Biomasseverwendung ist, desto weniger werden andere Maßnahmen benötigt, um ein vorgegebenes Minderungsziel zu erreichen.

In der ersten Modellierungsrunde der Klimaschutzszenarien (Öko-Institut et al. 2014a) wurde das Thema der Biomassepotenziale nicht vertieft untersucht, sondern auf Basis bestehender Studien und eines „globalen Budgetansatzes“ ein Potenzial von 2.100 PJ für Deutschland im Jahr 2050 abgeleitet. Im Rahmen eines Vertiefungsthemas Biomasse wurden für die zweite Modellierungsrunde die zu Grunde liegenden Annahmen und Potenziale überprüft.

Das Biomassepotenzial, das in der ersten Modellierungsrunde ermittelt wurde, setzt sich aus verschiedenen Biomassetypen zusammen und schliesst neben Abfall- und Reststoffen auch Anbaubiomasse von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) ein. Während die Verfügbarkeit von Biomasse aus Abfall- und Reststoffen durch die zukünftigen Massenströme und alternative Verwendungen bestimmt wird, ist die Größe des Potenzials von NaWaRo-Biomasse vor allem abhängig von der zur Verfügung stehenden Agrarfläche und den möglichen Erträgen auf diesen Flächen. Über diesen direkten Flächenbezug steht der Anteil der NaWaRo-Biomasse sehr stark in Konkurrenz mit alternativen Flächennutzungen (Naturschutz, Nahrungs- und Futtermittel-produktion) und muss nicht nur im Zusammenhang der globalen Ernährungssituation in 2050 gesehen werden sondern auch hinsichtlich alternativer Minderungsmassnahmen im Landnutzungssektor (z.B. Wiedervernässung, Extensivierung).

In einem Vertiefungspapier wurde das Ziel verfolgt, sich mit bestehenden Ansätzen zur Ableitung der in Deutschland verwendbaren nachhaltigen NaWaRo-Potenziale auseinanderzusetzen, woraus eine Variation des bisher verwendeten Budgetansatzes vorgeschlagen wurde. Daraus wurden dann die angesetzten Biomassemengen für die zweiten Modellierungsrunde sowie deren Aufteilung auf Sektoren abgeleitet. Eine ausführliche Beschreibung der Ermittlung der Biomassepotentiale sowie zur Sektoraufteilung kann dem Anhang entnommen werden.

Das zur Verfügung stehende Biomassepotenzial wurde für die einzelnen Szenarien berechnet. Ein Großteil der Biomasse stammt aus Abfall- und Reststoffen, ca. 32 % der Biomasse im KS 95 im Jahr 2050 stammt aus Anbaubiomasse (inkl. Kurzumtriebsplantagen (KUP)) und wird auf landwirtschaftliche Nutzflächen angebaut.

[32] Dies gilt nur für Kohlendioxidemissionen (CO_2). Bei der Verbrennung von Biomasse entstehende Methan- (CH_4) und Lachgasemissionen (N_2O) werden berücksichtigt.

Tabelle 4-23: Biomasse-Potenziale der einzelnen Szenarien

	2010	AMS 2050	KS 80 2050	KS 95 2050
		PJ		
Produktion Inland	**1.025**	**1.211**	**1.223**	**1.131**
Waldrestholz, Industrieholz	230	253	253	253
Andere Resthölzer	175	175	175	175
KUP	5	67	69	54
übrige feste biogene Reststoffe	138	200	200	200
Vergärbare Reststoffe	120	170	170	170
Vergärbare Nawaro (stationär)	167	133	136	107
Nawaro mobile Nutzung	190	213	219	172

Quelle: Eigene Berechungen

Es wird erwartet, dass die Aufteilung der einzelnen Biomassearten in fest, flüssig und gasförmig durch technischen Fortschritt im Jahr 2050 weniger relevant ist. D.h. auch aus KUP kann in Zukunft effizient Biosprit hergestellt werden.

Generell ist zu beachten, dass die Nutzung von Biomasse aufgrund der Verfügbarkeit nachhaltiger Ressourcen beschränkt ist und durch zahlreiche Nutzungskonkurrenzen (Ernährungssicherung, Naturschutz) gekennzeichnet ist. Von daher müssen in alle Sektoren zunächst andere Minderungsoptionen herangezogen werden, bevor auf Biomasse zugegriffen werden kann.

4.5.2. Carbon Capture and Storage (CCS)

Die Abschätzungen der erschließbaren Potenziale zur Speicherung von abgeschiedenem CO_2 sind durch ein hohes Maß an Unsicherheit geprägt. Nicht nur bezüglich der Quantifizierung von Speicherkapazitäten verschiedener geologischer Formationen, sondern auch in Bezug auf Langzeitwirkungen und Leckage-Raten besteht immer noch erheblicher Forschungsbedarf.

Ein im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstelltes Gutachten (BMU 2007) identifiziert drei für Deutschland relevante Speicheroptionen:

- Ausgeförderte Gasfelder
- Tiefe saline Aquifere
- Tiefe Kohleflöze

In Summe wird für alle drei Speicheroptionen eine Speicherkapazität von 18-47 Gt CO_2 ausgewiesen.

Eine Studie jüngeren Datums (Knopf, S. et al. 2010) beziffert die Speicherkapazität tiefer saliner Aquifere, welche mengenmäßig die bedeutendste Option darstellen, mit 6,3-12,8 Gt CO_2 (90 %-Konfidenzintervall).

Die CCS wird nur im Klimaschutzszenario 95 berücksichtigt. Die Abscheiderate liegt in allen Stützjahren des KS 95 deutlich unter 50 Mt CO_2/a. Selbst die konservativen Schätzwerte für die

verfügbare Speicherkapazität stellen somit für die hier vorgestellten Szenarien für einen absehbaren Zeitraum keine bindenden Restriktionen dar. Der limitierende Faktor für den Einsatz der CCS-Option in Deutschland sind nach aktuellem Wissensstand eher die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung als die Verfügbarkeit von Speicheroptionen.[33]

5. Szenarien für die energiebedingten Treibhausgasemissionen und den Energieverbrauch

5.1. Gebäudebereich – Wärmebereitstellung

5.1.1. Annahmen und Parameter

Für verschiedene Szenarien wurden einzelne Parameter in der Szenarienrechnung variiert. Folgende Maßnahmen wurden in den Parametern abgebildet um den Energiebedarf für Wärmebereitstellung in Gebäuden in den anspruchsvolleren Szenarien zu reduzieren:

- Erhöhung der Sanierungsrate
- Entwicklung der technischen Möglichkeiten der Sanierungen in ambitionierteren Sanierungsoptionen
- Nutzungspflicht für Erneuerbare Energien bei Sanierung
- Senkung der Innenraumtemperatur

Die Ausgestaltung der Maßnahmen für die verschiedenen Szenarien wird in den folgenden Abschnitten dargestellt.

5.1.1.1. Sanierungsrate

Die Sanierungsrate bezieht sich in der Szenarienrechnung auf die Vollsanierung der Gebäudehülle und wird indirekt über die Bauteillebensdauer und den Zeitpunkt der vorhergehenden Erneuerung des Bauteils ermittelt. Dieser Zeitpunkt ist abhängig von der Bauperiode. Darin begründet sich das Wachstum der Sanierungsraten, wie es in Tabelle 5-1 und in Abbildung 5-1 zu erkennen ist.

[33] Der Frage nach gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz soll an dieser Stelle nicht nachgegangen werden.

Tabelle 5-1: Entwicklung der Sanierungsrate

Szenario	2010-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2010-2050	Anteil energetisch
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)						
gesamt	0.9%	1.8%	2.3%	2.3%	1.9%	
energetisch	*0.8%*	*1.6%*	*2.0%*	*2.0%*	*1.6%*	*87%*
Klimaschutzszenario 80						
gesamt	1.5%	2.0%	2.7%	3.7%	2.6%	
energetisch	*1.3%*	*1.8%*	*2.4%*	*3.1%*	*2.2%*	*86%*
Klimaschutzszenario 95						
gesamt	1.6%	3.2%	4.4%	4.8%	3.6%	
energetisch	*1.4%*	*2.8%*	*3.7%*	*3.9%*	*3.1%*	*85%*

Quelle: Eigene Berechnungen

Ob die sich im KS 95 ergebenden Sanierungsraten durch die Industrie und das Handwerk abgebildet werden können bedarf weiterer Untersuchungen. Der Anteil der energetischen Sanierung ergibt sich aus den Annahmen über das Investorverhalten. Er resultiert aus der Annahme, dass 80 % der Investoren über ihre Verpflichtung entsprechend der EnEV informiert sind. Ein agentenbasiertes Modul im Berechnungsmodell simuliert das Investorverhalten.[34]

Abbildung 5-1: Entwicklung der Sanierungsrate für alle Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung

[34] Die Modellierung des Investorenverhaltens leitet sich aus folgenden Untersuchungen ab: Steinbach (2013)

Da sich die Sanierungsrate als Ergebnis aus der Modellsimulation auf Basis der Bauteillebensdauern ergibt, wurde letztere zur Erhöhung der Sanierungsrate abgesenkt. Um die derzeitige energetische Sanierungsaktivität von ca. 1 % abzubilden wurde die Bauteillebensdauer der Fassade des Großteils der Gebäude[35] auf 57 Jahre kalibiriert. Ab 2015 wurden die Bauteillebensdauern in den Szenarien KS 80 und KS 95 um den Faktor 0,675 auf grob 40 Jahre abgesenkt. Daraufhin ergeben sich im Folgezeitraum erhöhte Sanierungsraten, wie in Abbildung 5-1 dargestellt ist.

5.1.1.2. Sanierungsoptionen

In der Modellierung der Investitionsentscheidung für die Sanierung stehen vier Sanierungsoptionen zur Auswahl. Es wird zunächst eine Standardsanierungsoption je Baualtersklasse und Gebäudekategorie definiert. Neben dieser Standardoption besteht die Möglichkeit der Instandhaltung, was einer Sanierung ohne Erhöhung der thermischen Qualität entspricht. Weiterhin werden eine etwas und eine sehr ambitionierte Sanierungsoption angeboten. Tabelle 5-2 zeigt für jede Option, sowie für Neubau und Bestand die Wärmedurchgangskoeffizienten der Gebäudeaussenhülle gemittelt über Baualtersklassen und Gebäudekategorie.

Tabelle 5-2: U-Werte[36] im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

	U-Werte [kwh/(m²K)]			
	Dach	Außenwand	Fenster	Boden
Wohngebäude				
Bestand	0.58	0.77	2	0.7
Sanierungsoption nach EnEV 2009	0.24	0.36	1.71	0.43
Sanierungsoption ab 2020[1]	0.21	0.3	1.45	0.37
Sanierungsoption ab 2030[1]	0.18	0.25	1.16	0.31
Neubau				
EnEV09	0.2	0.28	1.3	0.35
ab 2014	0.16	0.22	1.04	0.28
Nichtwohngebäude				
Bestand	0.72	0.99	2.2	0.86
Sanierungsoption nach EnEV 2009	0.25	0.32	1.51	0.36
Sanierungsoption ab 2020[1]	0.25	0.33	1.55	0.39
Sanierungsoption ab 2030[1]	0.2	0.26	1.26	0.31
Neubau				
EnEV09	0.25	0.3	1.5	0.35
ab 2014	0.19	0.24	1.17	0.27

Notiz 1: Die verbesserten Sanierungsoptionen werden im AMS (2012) nicht gezogen. In diesem Szenario bleibt es beim EnEV2009 Standard, der durch die EnEV2014 für Sanierungen nicht geändert wurde. Die Werte werden hier nachrichtlich als Basis der Werte für die Szenarien KS 80 und KS 95 aufgeführt.

Quelle: (Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU) 2003); Diefenbach et al. (2010); Diefenbach und Loga (2011) *(verarbeitet) und eigene Annahmen zu zukünftigen Sanierungsoptionen*

[35] Historische Gebäude haben im Allgemeinen wesentlich höhere Lebensdauerwerte.
[36] Die U-Werte gemittelt über die verfügbaren Sanierungsoptionen für unterschiedliche Baualtersklassen und Gebäudekategorien

Auch in Zukunft werden Dämmmaterialien, -systeme und -verfahren weiterentwickelt. Diese Lerneffekte führen dazu, dass die Gebäude zum gleichen Preis besser energetisch saniert werden können. Diese Sanierungsmöglichkeiten werden, wie folgt im Modell abgebildet.

Im Klimaschutzszenario 80 wurden zur Verbesserung der Sanierungsoptionen die in Tabelle 5-3 dargelegten Faktoren angewendet.

Tabelle 5-3: Veränderung der energetischen Qualität im Klimaschutzszenario 80 gegenüber dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

	Veränderung gegenüber dem Defizitszenario			
	Dach	Außenwand	Fenster	Boden
Wohngebäude				
Sanierungsoption ab 2020			0,7	
Sanierungsoption ab 2030			0,9	
Sanierungsoption nach EnEV 2009			0,8	
Neubau				
ab 2014			0,8	
ab 2016	0,8	0,8	0,6	0,8
Nichtwohngebäude Neubau				
ab 2014			0,7	
ab 2016	0,8	0,8	0,6	0,8

Quelle: Eigene Annahmen Fraunhofer ISI

Im Klimaschutzszenario 95 wurde eine Verbesserung der Sanierungsoptionen um 20 % gegenüber dem Klimaschutzszenario 80 angenommen.

5.1.1.3. Nutzungspflicht mit Auslösetatbestand Sanierung (Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95)

Die im EEWärmeG festgesetzte Nutzungspflicht für erneuerbare Energie gilt im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) für den Auslösetatbestand Neubau. Im Klimaschutzszenario 80 und im Klimaschutzszenario 95 wird die Nutzung Erneuerbarer Energien auch bei umfangreichen Sanierungen gefordert.

5.1.1.4. Innentemperatur (Klimaschutzszenario 95)

Die Innenraumtemperatur für Wohngebäude wird im Klimaschutzszenario 95 als Suffizienzmaßnahme um 1°C von 20°C auf 19°C reduziert. Die absolute Temperatur rührt aus der Norm, DIN V 4101-6, zur Heizwärmebedarfsberechnung.

5.1.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) sinkt der Endenergiebedarf für Wohngebäude im Haushaltssektor bis zum Jahr 2050 um 44 % gegenüber 2008 auf ungefähr 1.246 PJ, wie Tabelle 5-4 und Abbildung 5-2 veranschaulichen. Heizöl und Kohle verlieren schnell an Bedeutung. Bei Ersatz eines solchen Heizsystems wird bereits gegenwärtig größtenteils der

Brennstoff substituiert. Im Jahr 2050 werden diese Brennstoffe kaum mehr für die Wärmeversorgung in Wohngebäuden genutzt werden.

Erdgas hingegen deckt im Jahr 2050 nur noch 25 % des Endenergiebedarfs (im Jahr 2008 waren es noch 50 %), dominiert jedoch weiterhin den Endenergiebedarf.

Der Strombedarf geht zunächst zurück, bleibt bis 2030 unter dem Level vom Jahr 2008 und verdoppelt sich dann in etwa bis zum Jahr 2050. Strom wird als Hilfsenergie für die Pumpen in Wärmepumpen und Solarthermieanlagen aber auch in Verteilsystemen eingesetzt. Relativ zum gesamten Endenergiebedarf wächst der Stromanteil von 7,6 % ab dem Jahr 2030 auf 16 % im Jahr 2050 an. Ursache ist der verbreitete Einsatz von Wärmepumpen. Mit dieser Umweltwärme werden im Jahr 2050 22 % des Endenergiebedarfs für Wärme in Gebäuden des Haushaltssektors gedeckt.

Der durch Fern- und Nahwärme gedeckte Endenergiebedarf nimmt im Zeitraum von 2008 bis 2050 von 161 PJ auf 57 PJ ab, also um etwa zwei Drittel. Da der gesamte Endenergiebedarf auf etwa die Hälfte schrumpft, sinkt der Fern- und Nahwärme Anteil von 7 % auf 5 %, also um nur 2 %-Punkte. Die bestehenden Fern- und Nahwärmesysteme werden weiter genutzt und ausgebaut. Durch energetische Gebäudesanierungen sinkt der über vorhandene Anschlüsse bezogene Wärmebedarf. Dieser Wegfall von Endenergiebedarf bei vorhandenen Fernwärmeanschlüssen wird durch Neuanschlüsse jedoch nicht ausgeglichen.

Die dezentrale Erneuerbare Versorgung der Wohngebäude erlebt in diesem Szenario einen wesentlichen absoluten Zuwachs, von 12 % im Jahr 2008 auf 49 % im Jahr 2050. Eine leichte Verschiebung von Biomasse zu Solar- und Umweltwärme ist ablesbar. Bis zum Jahr 2050 wird die genutzte Solarwärme verzehnfacht und die Umweltwärme sogar mehr als verzwanzigfacht.

Tabelle 5-4: Endenergiebedarf von Gebäuden im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Energieträger	2008	2020	2030	2040	2050
			PJ		
Strom	134	108	126	172	205
Erdgas	1.090	905	686	481	306
Fern-und Nahwärme	161	122	96	70	57
Heizöl	549	421	281	146	71
Kohle	49	22	10	3	2
biogene Brennstoffe	234	249	237	227	195
Umweltwärme	12	48	110	202	274
Solarthermie	13	69	115	134	136
Summe	2.243	1.945	1.661	1.435	1.246
Minderung ggü. 2008		-298	-581	-807	-996
prozentuale Minderung ggü. 2008		-13%	-26%	-36%	-44%

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 5-2: Endenergiebedarf von Gebäuden im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Im GHD-Sektor werden im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) bereits relativ hohe Endenergieeinsparungen erzielt. Abbildung 5-3 zeigt, dass die Minderungen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 58 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 2008 erreichen. Tabelle 5-5 zeigt die Entwicklung des Energieträgermix. Sie verläuft ähnlich der Entwicklung für Wohngebäude. Der Heizöl- und Kohleeinsatz sinkt stark. Währenddessen erhöht sich sich der Strombedarf durch den Einsatz von Wämpepumen um etwa 30 %. Zwei wesentliche Unterschiede sind jedoch im Vergleich zum Haushaltssektor festzustellen. Zum einen löst die Umweltwärme den Erdgasbedarf in der Führungsrolle knapp ab. Umweltwärme, Fern- und Nahwärme sowie Erdgas tragen den Hautptanteil zu nahezu gleichen Teilen. Der Erneuerbare Anteil liegt für Nichtwohngebäude bei 36 % in 2050 und damit weit unter dem für Wohngebäude mit 49 %. Dieser Untschied entsteht durch einen wesentlich geringeren Einsatz von Solarthermie und biogenen Brennstoffen, während Umweltwärme einen geringfügig höheren Anteil tragen.

Tabelle 5-5: Endenergiebedarf von Gebäuden im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Energieträger	2008	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Strom	36	10	20	40	49
Erdgas	416	410	314	169	76
Fern-und Nahwärme	114	100	103	94	82
Heizöl	182	108	40	10	7
Kohle	15	12	8	2	0
biogene Brennstoffe	29	35	25	21	17
Umweltwärme	3	6	27	66	94
Solarthermie	3	9	14	14	12
Summe	797	692	551	416	337
Minderung ggü. 2008		-106	-246	-381	-460
prozentuale Minderung ggü. 2008		-13 %	-31 %	-48 %	-58 %

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 5-3: Endenergiebedarf von Gebäuden im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Die Ergebnisse für das Klimaschutzszenario 80 sind für Wohngebäude in Tabelle 5-6 und für Nichtwohngebäude in Tabelle 5-7 dargestellt. In beiden Bereichen wurde im Klimaschutzszenario 80 gegenüber dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) eine zusätzliche Energieeinsparung um etwa 10 Prozentpunkte in 2050 gegenüber 2008 erreicht und der erneuerbare Anteil um weitere 2 bis 4 % Prozentpunkte erhöht.

Erster sichtbarer Unterschied zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) ist in Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 der zusätzliche, deutliche Rückgang des Erdgasbedarfes. Er sinkt gegenüber dem AMS (2012) deutlich um weitere auf um 109 PJ im Jahr 2050, nämlich auf 22 % in Wohngebäuden und auf 21 % in Nichtwohngebäuden. Der Rückgang im Erdgasbedarf ist zum Großteil der Energieeinsparung durch zusätzliche und ambitioniertere Sanierungen zuzuschreiben. Substituiert wird Erdgas nur im Haushaltssektor durch Erneuerbare.

Der Fernwärmeanteil verstetigt sich Wohngebäude und sinkt um eine Prozentpunkt für Nichtwohngebäude gegenüber dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) im Jahr 2050. Der absolute Fernwärmebedarf schrumpft jedoch um 11 PJ in Nichtwohngebäude und in Wohngebäuden um 9 PJ.

Durch die starken zusätzlichen Energieeinsparungen sinkt im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) auch der Energiebedarf an Erneuerbaren. Besonders der Einsatz von Wärmepumpen ist um um 89 PJ geringer in 2050 im Klimaschutzszenario 80. Wodurch auch 49 PJ weniger Strom benötigt werden

Tabelle 5-6: Endenergiebedarf der Gebäude im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80

Energieträger	2008	2020	2030	2040	2050
			PJ		
Strom	134	101	118	155	172
Erdgas	1.090	873	622	390	226
Fern-und Nahwärme	161	113	85	60	48
Heizöl	549	390	215	85	39
Kohle	49	20	8	3	1
biogene Brennstoffe	234	232	245	225	181
Umweltwärme	12	38	104	181	221
Solarthermie	13	73	121	139	136
Summe	2.243	1.841	1.518	1.237	1.024
Minderung ggü. 2008		-402	-724	-1.005	-1.219
prozentuale Minderung ggü. 2008		-18%	-32%	-45%	-54%

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 5-4: Endenergiebedarf im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 5-7: Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80

Energieträger	2008	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Strom	36	11	18	32	32
Erdgas	416	390	273	125	51
Fern-und Nahwärme	114	98	97	85	71
Heizöl	182	106	32	5	5
Kohle	15	12	8	2	0
biogene Brennstoffe	29	31	25	22	16
Umweltwärme	3	7	25	54	59
Solarthermie	3	9	14	14	10
Summe	797	663	492	338	245
Minderung Gebäude ggü. 2008		-134	-306	-459	-552
prozentuale Minderung ggü. 2008		-17 %	-38 %	-58 %	-69 %

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 5-5: Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 80

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Im Klimaschutzszenario 95 mäßigt sich die zusätzliche Einsparung gegenüber dem Klimaschutzszenario 80. Die Minderung gegenüber 2008 beträgt 61 % bei Wohngebäuden und 78 % bei Nichtwohngebäuden im Jahr 2050, was insgesamt einer Minderung um 66 % entspricht. Das sind 8 Prozentpunkte Minderung zusätzlich zum Klimaschutzszenario 80.

Im Vergleich zum Klimaschutzszenario 80 ist der deutlichste Unterschied im Jahre 2050 bei Erdgas und Umweltwärme zu sehen, deren Endenergiededarf liegt im Klimaschutzszenario 95 um 106 PJ und 89 PJ niedriger als im Klimaschutzszenario 80. Erdgas hat im Jahr 2050 im Klimaschutzszenario 95 einen Anteil von 7 % im Gegensatz zu 22 % im Klimaschutzszenario 80. Der Anteil der Umweltwärme hingegen beträgt 28 % (KS 95) statt 22 % (KS 80).

Während der Bedarf an Umweltwärme in beiden Szenarien durchgehend steigt, sinkt der absolute Bedarf an biogenen Brennstoffen ab der dritten Dekade und an Solarthermie in den letzten zehn Jahren.

Tabelle 5-8: Endenergiebedarf im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95

Energieträger	2008	2020	2030	2040	2050
			PJ		
Strom	134	120	158	200	213
Erdgas	1.090	775	422	154	57
Fern-und Nahwärme	161	119	104	79	69
Heizöl	549	335	130	23	10
Kohle	49	20	7	2	1
biogene Brennstoffe	234	249	247	198	146
Umweltwärme	12	61	142	224	254
Solarthermie	13	74	121	132	119
Summe	2.243	1.754	1.331	1.012	869
Minderung ggü. 2008		-489	-912	-1.231	-1.374
prozentuale Minderung ggü. 2008		-22%	-41%	-55%	-61%

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 5-6: Endenergiebedarf im Haushaltssektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95 – 2050

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 5-9: Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95

Energieträger	2008	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Strom	36	14	28	30	28
Erdgas	416	347	154	38	14
Fern-und Nahwärme	114	124	136	104	76
Heizöl	182	102	23	2	3
Kohle	15	12	7	1	0
biogene Brennstoffe	29	38	27	15	8
Umweltwärme	3	11	36	52	45
Solarthermie	3	9	11	8	5
Summe	797	656	421	250	178
Minderung Gebäude ggü. 2008		-141	-376	-547	-620
prozentuale Minderung ggü. 2008		-18 %	-47 %	-69 %	-78 %

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 5-7: Endenergiebedarf im GHD-Sektor nach Energieträgern für das Klimaschutzszenario 95

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.5. Vergleich der Szenarien

Das Energiekonzept der Bundesregierung beinhaltet das Ziel, den Primärenergiebedarf für die Bereitstellung von Wärme in Gebäuden bis zum Jahr 2050 um 80 % zu reduzieren. Im folgenden wird jedoch nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf und seine Entwicklung aufgezeigt. Diese Darstellung erlaubt es den Beitrag der Sektoren GHD und Haushalte zu isolieren, da Primärenergiebedarf den Beitrag des Umwandlungssektors (Strom- und Wärmeerzeugung) enthält. Tabelle 5-10 gibt die Entwicklungen des Endenergiebedarfs für die verschiedenen Szenarien wieder. Demnach wird der Endenergiebedarf um maximal 66 %, im Klimaschutzszenario 95, reduziert. Berücksichtigt man die Vermeidung von Brennstoffen durch den Einsatz von solarer und Umgebungswärme wird eine Reduktion von 79 % erreicht. Weiterhin tragen Fernwärme und Strom, die im Jahr 2050 zum Großteil aus Erneuerbaren generiert werden, zur klimaneutralen Wärmebereitstellung bei. Biogene Brennstoffe ergänzen die Substitution fossiler Brennstoffe und leisten ebenfalls einen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen.

Der Strombedarf steigt in allen Szenarien ähnlich stark bis 2050, was auf den Einsatz von Wärmepumpen zurückzuführen ist.

Tabelle 5-10: Endenergiebedarf für Wärmebereitstellung in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte

Energieträger		2008	2020	2030	2040	2050
		PJ				
Brennstoffe	AMS (2012)	2.870	2.518	2.066	1.640	1.330
	KS 80	2.868	2.392	1.874	1.389	1.065
	KS 95	2.868	2.276	1.567	1.033	806
davon Solarthermie und Umweltwärme	AMS (2012)	31	132	265	416	516
	KS 80	31	127	263	388	425
	KS 95	31	155	309	416	422
Strom	AMS (2012)	170	118	146	211	254
	KS 80	170	112	136	187	205
	KS 95	170	134	185	229	241
Gesamt	AMS (2012)	3.040	2.636	2.213	1.852	1.584
	KS 80	3.039	2.504	2.010	1.576	1.269
	KS 95	3.039	2.410	1.752	1.262	1.047
prozentuale Minderung ggü. 2008	AMS (2012)		-13%	-27%	-39%	-48%
	KS 80		-18%	-34%	-48%	-58%
	KS 95		-21%	-42%	-58%	-66%
Anteil Solarthermie und Umweltwärme	AMS (2012)	1%	5%	12%	22%	33%
	KS 80	1%	5%	13%	25%	34%
	KS 95	1%	6%	18%	33%	40%
prozentuale Minderung ggü. 2008 ohne Endenergie aus Solar- und Umweltwärme	AMS (2012)		-17%	-35%	-52%	-65%
	KS 80		-21%	-42%	-61%	-72%
	KS 95		-25%	-52%	-72%	-79%

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Abbildung 5-8: Endenergiebedarf für Wärmebereitstellung in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.5.1. Zielerreichung Wärme

Die Bundesregierung hat im Energiekonzept von 2010 (BMWi 2011) zwei Ziele für den Wärmebedarf in Gebäuden festgelegt. Demnach soll der Wärmebedarf bis zum Jahr 2020 gegenüber dem im Referenzjahr 2008 um 20 % gesenkt werden. Wärme wird in Gebäuden für die Anwendungen Warmwasser und Raumwärme gebraucht.

Das zweite Ziel bezieht sich auf das Jahr 2050 und setzt als Bezugsgröße den nichterneuerbaren Anteil des Primärenergiebedarfs. Der Primärenergiebedarf bezieht definitionsgetreu alle Verluste von der Gewinnung der Energieträger bis zur Anwendung als Wärme mit ein[37]. Dies umfasst den Transport von Energieträgern sowie verschiedene Umwandlungsstufen. Hierzu gehören beispielsweise die Vorbehandlung der Energieträger und der Umwandlungsprozess von Energieträgern in Wärme. Heutzutage erfolgt die Umwandlung in Wärme großteils noch durch die Verbrennung von Kohle, Gas oder Holz vor Ort oder im Heizkraftwerk. Dabei entstehen Verluste, die den Primärenergiebedarf erhöhen.

[37] Demgegenüber bezieht der Endenergiebedarf nur alle Verluste beim Nutzer, also in diesem Fall in den in den Bilanzgrenzen von Haushalten, Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungs- sowie Industriegebäuden mit ein. Er stellt also einen Teil des Primärenergiebedarfs dar. Die Differenz zwischen Primärenergiebedarf und Endenergiebedarf bilden die Verluste vor Ankunft an der Bilanzgrenze des Nutzers. Diese Verluste entstehen beispielsweise durch den Transport zum Nutzer und gegebenenfalls bei der Vorverarbeitung des Energieträgers.

Werden Solarthermie und Umweltwärme vor Ort beim Nutzer zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt, so entspricht der übrige Wärmebedarf dem nicht erneuerbaren Anteil des Primärenergiebedarfs. Die Energie wird direkt beim Nutzer als Wärmeenergie aufgenommen[38]. Dies entspricht der Vorgehensweise der AGEB bei der Erstellung der Energiebilanzen, den Primärenergiefaktoren in der EnEV und denen in der DIN V 185999.

Bei der Erreichung der Ziele für Wärme in Gebäuden sind die Bilanzgrenze des Ziels sowie die Methodik der Bilanzierung zu berücksichtigen. Um die Dimensionen der Zielerreichung besser zu erfassen, enthält Tabelle 5-11 neben der Entwicklung des Gesamtendenergiebedarfs ebenfalls den Bedarf getrennt nach Raumwärme und Warmwasser. Weiterhin wurde der Beitrag von Solarthermie und Umweltwärme separiert, um die Daten für die Zielinterpretation zur Verfügung zu stellen. Es handelt es sich um vor Ort frei verfügbare erneuerbare Energieträger. Der Strom für die Unterstützung der solarthermischen Systeme und der Wärmepumpen ist der Position Strom zugeordnet und bleibt im Endenergiebedarf enthalten.

Das Energiekonzept verwendet für das 20-%-Reduktionsziel bis zum Jahr 2020 den Begriff Wärmebedarf. Wird dieser Begriff als Heizwärmebedarf aufgenommen, so sind sowohl Raumwärme als auch Warmwasser einzuschließen. Der Raumwärmebedarf lässt sich durch energetische Sanierung in vielen deutschen Gebäuden mehr als halbieren. Der Warmwasserbedarf jedoch ist direkt an das Verbraucherverhalten geknüpft und bleibt in den betrachteten Szenarien daher konstant. Dennoch wird dieses Ziel im Klimaschutzszenario 80 erreicht.

In Tabelle 5-11 ist zur Untersuchung der Zielerreichung der Endenergiebedarf dargestellt. Die Ziele beziehen zwar nicht auf die Größe Endenergiebedarf, jedoch kann diese Darstellung Anhaltspunkte liefern. Zunächst ist der gesamte Endenergiebedarf für Warmwasser und Raumwärme in Gebäuden der Sektoren Haushalte und GHD inklusive allen Energieträgern aufgelistet. Er sinkt im Klimaschutzszenario 80 um 58 % auf 1.232 PJ im Jahr 2050. Ohne den Beitrag von vor Ort frei verfügbaren erneuerbaren Energieträgern Solarthermie und Umweltwärme vergrößert sich die Einsparung auf 72 %. Betrachtet man ausschließlich die Raumwärme werden sogar 77 % eingespart.

Der absolute Endenergiebedarf für Warmwasser verändert sich im Simulationszeitraum zwischen 2008 und 2050 nur wenig und fällt nur im KS 95 in 2050 etwas geringer aus. Der Einfluss dieses Sockelbedarfs wächst jedoch, da sich der Raumwärmebedarf verringert von 15 % des gesamten Endenergiebedarfs in 2008 auf 35 % im KS80 und 42 % im KS95, beides für das Jahr 2050.

[38] Es entstehen keine Übertragungsverluste für die Bereitstellung vor Ort beim Nutzer. Die freie Verfügbarkeit der Energie erlaubt es, die Umwandlungsverluste in der energetischen Bilanzierung zu vernachlässigen.

Tabelle 5-11: Endenergiebedarf für Wärmebereitstellung in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte

Endenergiebedarf	2008	2020	2050	Minderung 2020	Minderung 2050
	PJ				
Klimaschutzszenario 80					
Endenergiebedarf	3,040	2,504	1,269	**18%**	58%
Endenergiebedarf ohne Solarthermie und Umweltwärme	3,008	2,377	844	21%	72%
Endenergiebedarf Warmwasser	447	455	447	-2%	0%
Endenergiebedarf Raumwärme	2,592	2,049	822	21%	68%
Endenergiebedarf Raumwärme ohne Solarthermie und Umweltwärme	2,578	2,001	596	22%	77%
Klimaschutzszenario 95					
Endenergiebedarf	3,040	2,410	1,047	21%	66%
Endenergiebedarf ohne Solarthermie und Umweltwärme	3,008	2,255	624	25%	79%
Endenergiebedarf Warmwasser	447	455	438	-2%	2%
Endenergiebedarf Raumwärme	2,592	1,955	608	25%	77%
Endenergiebedarf Raumwärme ohne Solarthermie und Umweltwärme	2,578	1,884	398	27%	85%

Quelle: UBA (2012a), Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Bei Betrachtung des 80-%-Reduktionsziels für das Jahr 2050 ist festzustellen, dass im Klimaschutzszenario 95 das Reduktionsziel bei einfacher Übertragung auf den Endenergiebedarf bereits knapp erfüllt wird, wenn man alleinig Raumwärme betrachtet oder den durch Solarthermie und Umweltwärme erbrachten gedeckten Bedarf abzieht.

Für die primärenergetische Betrachtung sind Annahmen für den Primärenergiefaktor von Strom und Fernwärme zu treffen. Die Faktoren für das Jahr 2008, 2020 und 2050 für den nicht erneuerbaren Anteil entstammen der DIN V 185999. Die Faktoren für das Jahr 2050 sind für eine Darstellung die dem Kraftwerkspark in 2050 gerecht wird an die Ergebnisse aus dem Stromsektor anzugleichen. Diese Primärenergieberechnung unterscheidet sich somit von der im Kapitel 5.9 gewählten Methode, die alle Sektoren vereint, und den nachgefragten Energieträgern die modellierten Umwandlungsverluste zuschreiben kann, siehe Tabelle 5-12 und Tabelle 5-13.

Tabelle 5-12: Primärenergiefaktoren

Primärenergiefaktoren	
biogene Brennstoffe	1,5
Erdgas	1,1
Erneuerbare	1,5
Fernwärme	1
Heizöl	1,1
Kohle	1,1
Solarthermie	1
Sonstige	1
Sonstige Gase	1,1
Strom	2,8
Umweltwärme	1

Quelle: Din V 185999

Tabelle 5-13: Entwicklung der Primärenergiefaktoren für Strom und Fernwärme

Größe	ET	Szenario	1990	2000	2005	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
PEF	Strom	AMS	3.61	3.07	3.03	2.99	2.94	2.92	2.46	2.15	1.96	1.92
PEF	Strom	KS80	3.61	3.07	3.03	2.99	2.94	2.92	2.35	1.88	1.55	1.40
PEF	Strom	KS95	3.61	3.07	3.03	2.99	2.94	2.92	2.34	1.82	1.38	1.24
PEF	Fernwärme	AMS				1.12	1.12	1.12	1.12	1.13	1.13	1.13
PEF	Fernwärme	KS80				1.12	1.12	1.12	1.12	1.13	1.11	1.09
PEF	Fernwärme	KS95				1.12	1.12	1.12	1.12	1.13	1.12	1.09
PEFne	Fernwärme	AMS				0.99	0.99	0.99	0.92	0.86	0.85	0.85
PEFne	Fernwärme	KS80				0.99	0.99	0.99	0.92	0.85	0.72	0.55
PEFne	Fernwärme	KS95				0.99	0.99	0.99	0.91	0.82	0.56	0.28

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Tabelle 5-14 belegt, dass für das Erreichen des 80-%-Reduktionsziels die Energieeinsparmaßnahmen und die Substitution durch effizientere Wärmebereitstellungstechnologien im Klimaschutzszenario 80 bereits einen Großteil, nämlich 60 %, der Minderungen für das Jahr 2050 liefern können. Die zur 80-%-Zielerreichung fehlenden 20 Prozentpunkte müssten in dem Fall durch Maßnahmen im Umwandlungssektor erbracht werden. Daraufhin sinkt der Primärenergiefaktor von Strom und Fernwärme, was die Reduktion des Primärenergiebedarfs im Jahr 2050 zur Folge hat. Im Jahr 2050 werden im KS 80 271 PJ Strom und 144 PJ Fernwärme in Gebäuden für die Wärmebereitstellung nachgefragt.

Tabelle 5-14: Primärenergiebedarf in Gebäuden in den Sektoren GHD und Haushalte

Primärenergiebedarf	2008	2020	2030	2040	2050	Minderung 2020	Minderung 2050
	PJ						
Klimaschutzszenario 80							
Primärenergiebedarf	3.703	2.926	2.346	1.841	1.470	21%	60%
Primärenergiebedarf ohne Solarthermie und Umweltwärme	3.671	2.795	2.070	1.426	1.015	24%	72%
Primärenergiebedarf Warmwasser	545	532	528	532	518	2%	5%
Primärenergiebedarf Raumwärme	3.158	2.394	1.819	1.309	952	24%	70%
Primärenergiebedarf Raumwärme ohne Solarthermie und Umweltwärme	3.141	2.337	1.674	1.069	690	26%	78%
Klimaschutzszenario 95							
Primärenergiebedarf	3,703	2,850	2,093	1.468	1.184	23%	68%
Primärenergiebedarf ohne Solarthermie und Umweltwärme	3.671	2.689	1.767	1.026	740	27%	80%
Primärenergiebedarf Warmwasser	545	538	538	522	496	1%	9%
Primärenergiebedarf Raumwärme	3.158	2.312	1.556	946	688	27%	78%
Primärenergiebedarf Raumwärme ohne Solarthermie und Umweltwärme	3.141	2.145	1.192	555	372	32%	**88%**

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.5.2. Emissionsentwicklung in den Szenarien

Wie in Tabelle 5-15 deutlich wird, gehen die Treibhausgasemissionen in allen drei Szenarien kontinuierlich zurück. Im Vergleich zu 1990 bedeutet der Emissionsrückgang 82 % im AMS (2012), 88 % im KS 80 und 97 % im KS 95 bis 2050. Im KS 95 betragen die Emissionen in 2050 damit nur noch 4,6 Mio. t CO_2-Äquivalent.

Tabelle 5-15: Emissionsentwicklungen für den Sektor Haushalte (Gebäude + Geräte) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	129.474	111.074	105.542				
AMS (2012)				84.217	60.373	38.227	22.681
Klimaschutzszenario 80				79.942	51.763	28.514	15.754
Klimaschutzszenario 95				70.368	34.188	10.686	4.200
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1.200	502	815				
AMS (2012)				534	491	453	383
Klimaschutzszenario 80				516	502	449	359
Klimaschutzszenario 95				545	497	387	283
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	802	363	454				
AMS (2012)				285	220	166	123
Klimaschutzszenario 80				271	205	148	106
Klimaschutzszenario 95				261	175	106	72
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	131.476	111.939	106.812				
AMS (2012)				85.035	61.084	38.846	23.186
Klimaschutzszenario 80				80.729	52.470	29.111	16.220
Klimaschutzszenario 95				71.174	34.860	11.179	4.556
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-35,3	-53,5	-70,5	-82,4
Klimaschutzszenario 80				-38,6	-60,1	-77,9	-87,7
Klimaschutzszenario 95				-45,9	-73,5	-91,5	-96,5
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-24,0	-45,4	-65,3	-79,3
Klimaschutzszenario 80				-27,9	-53,1	-74,0	-85,5
Klimaschutzszenario 95				-36,4	-68,9	-90,0	-95,9

Quellen: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

5.1.6. Instrumente und Maßnahmen für den Gebäudesektor für das KS 80 und KS 95

Die Reduktion des Heizwärmebedarfs um 20 % bis zum Jahr 2020 wird sowohl im AMS (2012) als auch im KS 80 nicht erreicht, hierzu müsste die energetische Sanierungsrate in 2015 von ca. 1 % sprunghaft auf jährlich ca. 2.6 % steigen, was im KS 95 abgebildet ist. Die Reduktion der Endenergie um 18 % im KS80 wird mit einer sehr optimistischen energetischen Sanierungsrate von 2.4 % zwischen 2015 und 2020 erreicht. Die Szenarien ergeben, dass eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80 % bis 2050 durch einen Mix von Effizienzmaßnahmen und Energieträgersubstitution möglich ist, wenn die Erhöhung der energetischen Sanierungsrate von den avisierten 2 % auf 3,1 % erreicht werden.

Es müssen weiterhin Anstrengungen unternommen bzw. durch politische instrumente gestützte technische Maßnahmen umgesetzt werden, um die energetische Sanierungsrate auf den Zielpfad zu bringen. Die Mindestanforderungen an die Sanierungstiefe wurden mit der EnEV 2014 nicht verändert. Um jedoch die Ziele zu erreichen, sind im Durchschnitt auch ambitionierter

Sanierungstiefen erforderlich, die sich aufgrund wirtschaftlicher Beschränkungen in unterschiedlichen Gebäudesegmenten verschieden ausprägen können.

Einen erhöhten Aufwand stellt die Erhebung von tatsächlichen Sanierungsraten und Sanierungstiefen, da die Daten – wenn überhaupt – lokal unterschiedlich erfasst werden. Eine Lösung wäre eine zentrale Datenbank, die institutionell so aufgehangen ist, dass deutschlandweit die Möglichkeit besteht diese wichtigen Schlüsseldaten zu sammeln. Ohne verlässliche Daten wird die Fehlentwicklung erst viel später erkannt werden und auf Basis von Abschätzungen können meist keine durchgreifenden Maßnahmen umgesetzt werden.

Auf Seite der Energieträgersubstitution wirkt sich im KS 95 ein CO_2-Aufschlag insbesondere auf den durch Erdgas gedeckten Endenergiebedarf aus. Im Energieträgermix ist im Jahr 2050 eine deutliche Minderung des Erdgasanteiles sichtbar: von 300 PJ (20 %) im KS80 auf 80 PJ (7 %) im KS 95. Dieser Wechsel wird durch einen massiven CO_2-Aufschlag verursacht, der den Erdgaspreis ab 2014 im K S95 im Schnitt jährlich um 3,6 % steigen lässt während er im KS80 um 2,4 % jährlich wächst. Durch diese Preisentwicklung wird Erdgas beispielsweise schon vor 2020 teurer als Fernwärme.

Daher werden Preissignale benötigt um den benötigten Wechsel zu Erneuerbaren in der Breite zu bewirken. Langfristig bleibt Erdgas sonst dominant. Um gleichzeitig der Energiearmut in einzelnen Haushalten vorzubeugen, bieten sich gezielte Instrumente an. Eine stetige Beobachtung der spezifischen einzelwirtschaftlichen Wärmegestehungspreise, sowie der Marktdiffusion von Erneuerbaren wird in etwa ab dem Jahr 2020 notwendig. Dadurch kann die Wirkungsfähigkeit von Marktsignalen zur Verbreitung Erneuerbarer fortlaufend evaluiert und kontrolliert werden, um den angestrebten Zielkorridor erreichbar zu halten.

5.2. Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung

5.2.1. Annahmen und Parameter

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung wird bei großen elektrischen Haushaltsgeräten, mit Ausnahme von Wäschetrockner und Spülmaschinen, nur noch von geringfügig steigenden oder konstanten Ausstattungsraten ausgegangen. Überwiegend wird die Bestandsänderung an großen Geräten in den kommenden Jahren durch Ersatzbeschaffungen bestimmt. Für IKT-Endgeräte wird hingegen im Wesentlichen mit weiter steigenden Ausstattungsraten gerechnet. Dies gilt insbesondere für Computer, Set-top-Boxen und Router, bei denen noch deutliche Zuwächse zu erwarten sind. Bei denen dieses Verbrauchssegment der IKT-Endgeräte dominierenden Fernsehern wird bei der heute schon hohen Ausstattungsrate von rund 1,6 TV-Geräten pro Haushalt in Deutschland nur noch ein geringfügiger Anstieg angenommen. Insgesamt sind IKT-Endgeräte diejenige Verbrauchergruppe, bei der die Änderung der Ausstattungsraten mit den größten Unsicherheiten verbunden ist, aufgrund kurzer Reinvesititonszyklen zwischen 4 und 8 Jahren und einer hohen Dynamik in der Entwicklung neuer Energieanwendungen.

Bei der Anzahl an Beleuchtungspunkten pro Wohneinheit (ist äquivalent zur Ausstattungsrate bei Haushaltsgeräten) wird mit einer weitgehend konstanten Anzahl gerechnet. Schwierig zu bestimmen ist aufgrund der unzureichenden Datenlage der heutige und zukünftige Bestand an Klimageräten in privaten Haushalten. Die Abschätzung erfolgt hier in Anlehnung an die ErP Preparatory Studies (2008a) zu Raumklimageräten in privaten Haushalten und eine darauf aufbauende Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt 2010). Danach wird bereits bis 2030 von einem Zuwachs des Bestands um den Faktor 7,6 ausgegangen. Die Ausstattungsraten der privaten Haushalte mit elektrischen Haushaltsgeräten, Beleuchtung und

Klimaanlagen basieren auf Grundlage der regelmäßigen Veröffentlichungen des ZVEI und weiterer Studien (Umweltbundesamt 2010; BITKOM 2008; ErP Preparatory Studies 2008a; Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI 2009; GFK 2010; Prognos 2009; (ZVEI 2009)). Im AMS (2012) und KS 80 wird von gleichen Ausstattungsraten ausgegangen. Im KS 95 führt ein Bewusstseinswandel der Haushaltsbewohner zu einer niedrigeren Ausstattung.

Der spezifische Stromverbrauch der einzelnen Gerätekategorien, der Beleuchtung und Klimaanlagen wird durch die jeweiligen Nutzungszeiten in den verschiedenen Betriebszuständen, die Verteilung der Anteile der Energieeffizienzklassen an den Geräteverkäufen sowie die spezifische Leistungsaufnahme in den verschiedenen Betriebszuständen bestimmt. Letztere wiederum wird insbesondere durch die jeweiligen Anforderungen an Mindesteffizienzstandards durch die Ökodesign-Richtlinie bestimmt. Auch die Anteile der Energieeffizienzklassen an den Geräteverkäufen werden zumindest am unteren Rand durch die Anforderungen der Ökodesign-Richtlinie beschränkt, wodurch weniger effiziente Klassen zunehmend nicht mehr auf den Markt gebracht werden dürfen.

Darüber hinaus wird im AMS (2012) angenommen, dass sich die Entwicklung der Geräte-, Beleuchtungs- und Klimaanlagenverkäufe nach Effizienzklassen, wie sie bis 2008 nach den Angaben der GFK (2010) auf dem Markt zu beobachten war, auch in Zukunft fortsetzt. Weitere Quellen die neben der GfK für die Schätzung der spezifischen Verbräuche herangezogen werden sind Umweltbundesamt (2010), ErP Preparatory Studies (2007a),ErP Preparatory Studies (2007b), ErP Preparatory Studies (2007c), ErP Preparatory Studies (2008a), ErP Preparatory Studies (2008b), ErP Preparatory Studies (2008c), ErP Preparatory Studies (2008d), ErP Preparatory Studies (2008e), ErP Preparatory Studies (2009), Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI (2009), Olonschek, M., Holsten, A., & Kropp, J.P. (2011), Prognos (2007), Prognos & EWI (2006), Prognos 2009). Für das KS 80 wird mit einer weiteren Verstärkung der Marktdynamik gerechnet. Dies schließt auch die Einführung einer ‘Neue Klasse‘ ein, die stellvertretend für effizientere, bisher noch nicht definierte Effizienzklassen steht. Darüber hinaus wird im KS 95 angenommen, dass die Konsumenten wesentlich sensibler auf Labelling von effizienten Produkten reagieren bzw. dass die Minimierung der Lebenszykluskosten bei der Kaufentscheidung einen höheren Stellenwert einnimmt.

Die Nutzungszeiten in den verschiedenen Betriebszuständen sind vor allem für die IKT-Geräte relevant. Hier wird überwiegend auf die Annahmen in Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI (2009) zurückgegriffen. Für die meisten IKT-Geräte wird dabei von weiter steigenden Nutzungszeiten ausgegangen. Dies führt zu einer teilweisen Kompensation technischer Effizienzverbesserungen der Geräte und zu einem entsprechend geringeren Rückgang – oder sogar Anstieg – des spezifischen Stromverbrauchs. Für das AMS (2012), KS 80 und KS 95 werden die gleichen Nutzungszeiten unterstellt. Den gleichen Effekt haben Trends wie größere Monitore und eine erhöhte Leistungsfähigkeit der Geräte (so genannter direkter Rebound-Effekt).

Bei der Beleuchtung ist ein Rückgang des spezifischen Verbrauchs darauf zurückzuführen, dass bereits im AMS (2012) davon ausgegangen wird, dass Glühlampen aufgrund der Vorschriften unter der Ökodesign-Richtlinie zukünftig vollständig aus dem Markt gehen werden. Halogenlampen bleiben nur noch als Nischenanwendungen im Markt bestehen. Als Ersatz kommen dafür im AMS (2012) zunächst verstärkt Leuchtstofflampen zur Anwendung, die die Glüh- und Halogenlampen nahezu vollständig ersetzen. LED-Lampen diffundieren im AMS (2012) nur langsam in den Markt. Die zusätzlichen Einsparungen für Beleuchtung im KS 80 und KS 95 sind auf die stärkere Marktdiffusion von LED-Lampen zurück zu führen.

5.2.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Einen Überblick über die Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte im AMS (2012) nach Anwendungsbereichen geben Abbildung 5-9 und Tabelle 5-16. Bereits im AMS (2012) verzeichnen die privaten Haushalte einen kontinuierlichen Rückgang des Stromverbrauchs, der sich bis zum Jahr 2050 auf etwa 17,2 % beläuft im Vergleich zu 2010. Die größten Verbrauchsminderungen sind dabei in den Anwendungsgruppen „Beleuchtung“ (-58,1 %) und „Weiße Ware“ (-46,0 %) zu verzeichnen. Demgegenüber stagniert der Stromverbrauch für IKT-Endgeräte bis 2030, da sich hier der Einfluss weiter steigender Gerätebestände und Effizienzverbesserungen zunächst kompensieren. Erst danach dominieren die Effizienzgewinne, so dass auch die IKT-Geräte zum beobachteten Verbrauchsrückgang beitragen. Im Bereich der Klimatisierung wird zumindest bis 2030 mit einem deutlichen Bestandszuwachs gerechnet (siehe Abschnitt 5.2.1), der sich in einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs von 3 PJ in 2010 auf 22 PJ in 2030 niederschlägt. Bei elektrischen Kleingeräten wiederum ist insbesondere aufgrund fehlender Politikmaßnahmen nicht mit nennenswerten Verbesserungen der Energieeffizienz zu rechnen, so dass hier der Verbrauch bis 2030 stagniert und auch danach nur leicht sinkt. Der Rückgang des Verbrauchs zwischen 2030 und 2050 ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass sich die Geräte der Weißen Ware und Fernseher bereits 2030 nahe der Sättigungsgrenze befinden und somit in diesem Zeitraum nur noch ein minimaler Anstieg der Ausstattungsraten erfolgt, der teilweise zu einer Kompensation der Effizienzsteigerung in den Jahren zuvor führte.

Die wirksamste Politikmaßnahme im Bereich des Stromverbrauchs der privaten Haushalte ist die Ökodesign-Richtlinie. Diese beeinflusst insbesondere die Effizienzentwicklung bei der Beleuchtung und den IKT-Endgeräten sowie etwas abgeschwächter auch bei den großen elektrischen Haushaltsgeräten. Die relativ große Wirkung dieser Maßnahme schon im AMS (2012) ist darauf zurück zu führen, dass hier bereits eine ambitionierte Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie für alle Produkte auf Basis der Durchführungsmaßnahme bzw., wenn noch nicht vorhanden, der niedrigsten Lebenszykluskosten angenommen wurde. Die zweite relevante Politikmaßnahme ist die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung, die im AMS (2012) vor allem zu den hohen Einsparungen bei der Weißen Ware führt.

Abbildung 5-9: Energienachfrage im AMS (2012) nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 5-16: Energienachfrage im AMS (2012) nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Weiße Ware	120.1	103.0	91.3	77.0	64.9
Strom	120.1	103.0	91.3	77.0	64.9
Kochen	44.9	43.1	41.4	39.8	38.9
Strom	41.7	40.0	38.6	37.0	36.3
Erdgas	3.2	3.0	2.8	2.8	2.6
IKT-Endgeräte	77.6	77.0	78.1	71.9	64.2
Strom	77.6	77.0	78.1	71.9	64.2
Kleingeräte	28.8	28.8	29.2	27.7	27.2
Strom	28.8	28.8	29.2	27.7	27.2
Klimatisierung	3.0	12.5	22.2	24.1	24.3
Strom	3.0	12.5	22.2	24.1	24.3
Beleuchtung	41.5	33.6	28.7	22.8	17.4
Strom	41.5	33.6	28.7	22.8	17.4
Sonstige	73.6	78.2	81.9	81.9	85.6
Strom	73.6	78.2	81.9	81.9	85.6
Gesamtenergieverbrauch	389.5	376.2	372.9	345.1	322.4
ggü. 2010		-13.3	-16.6	-44.4	-67.1
ggü. 2010 [%]		-3.4%	-4.3%	-11.4%	-17.2%

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.2.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimageräten im KS 80 für die einzelnen Anwendungsbereiche zeigen Abbildung 5-10 und Tabelle 5-17. Gegenüber dem AMS (2012) liegt der Verbrauchsrückgang mit rund 21,4 % bis 2050 nur geringfügig höher. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in den Anwendungsgruppen mit den höchsten Einsparpotenzialen, der Weißen Ware und der Beleuchtung, diese bereits im AMS (2012) weitgehend realisiert wurden. Bei der Weißen Ware wurde zudem noch eine Förderung von hocheffizienten (marktbesten) Geräten unterstellt im Zusammenhang mit einer Rückgabe von Altgeräten. Dies führt dazu, dass gegenüber dem AMS (2012) die Effizienzpotentiale der Weißen Ware zu einem früheren Zeitpunkt erschlossen werden. Deutlichere Einsparungen ergeben sich des Weiteren bei den IKT-Endgeräten, da hier von einer ambitionierteren Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie als im AMS (2012) ausgegangen wird. Klimageräte bleiben in diesem Szenario ähnlich wie im AMS (2012) weiterhin von untergeordneter Bedeutung an der sektoralen Stromnachfrage.

Abbildung 5-10: Energienachfrage im KS 80 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 5-17: Energienachfrage im KS 80 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Weiße Ware	120.1	101.4	78.9	66.9	62.2
Strom	120.1	101.4	78.9	66.9	62.2
Kochen	44.9	43.2	38.4	36.6	35.2
Strom	41.7	40.2	35.7	34.0	32.8
Erdgas	3.2	3.0	2.7	2.6	2.3
IKT-Endgeräte	77.6	69.5	59.9	54.7	51.0
Strom	77.6	69.5	59.9	54.7	51.0
Kleingeräte	28.8	29.3	28.7	28.6	29.0
Strom	28.8	29.3	28.7	28.6	29.0
Klimatisierung	3.0	12.0	19.8	21.0	21.0
Strom	3.0	12.0	19.8	21.0	21.0
Beleuchtung	41.5	32.2	22.2	17.9	16.3
Strom	41.5	32.2	22.2	17.9	16.3
Sonstige	73.6	79.6	80.4	84.5	91.4
Strom	73.6	79.6	80.4	84.5	91.4
Gesamtenergieverbrauch	389.5	367.2	328.3	310.1	306.1
ggü. 2010		-22.3	-61.2	-79.4	-83.4
ggü. 2010 [%]		-5.7%	-15.7%	-20.4%	-21.4%

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.2.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Der erwartete Stromverbrauch von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimageräten im KS 95 für die einzelnen Anwendungsbereiche ist in Abbildung 5-11 und Tabelle 5-18 dargestellt. Dabei sinkt die Energienachfrage insgesamt um etwa 34,1 % gegenüber 2010 auf ein Niveau von 256,7 PJ im Jahr 2050. Die größten Verbrauchsminderungen sind dabei in den Anwendungsgruppen „Beleuchtung (-70,4 %) und „Weiße Ware“ (-60,6 %) zu verzeichnen. Gegenüber den anderen beiden Szenarien zeigt sind, dass die Stromnachfrage zu einem wesentlichen früheren Zeitpunkt und stärker sinkt aufgrund der Verbreitung von effizienten Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimageräten im Bestand. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario von zusätzlichen Effizienzklassen ausgegangen wurde und sich die Haushaltsbewohner nahezu immer für die beste verfügbare Anwendung entscheiden im Falle einer Ersatz- oder Neuinvestition. Des Weiteren wird im KS 95 ein Bewusstseinswandel unterstellt der dazu führt, dass die Entscheidungsträger wesentlichen sensibler auf das Labelling von Geräten bei der Kaufentscheidung reagieren. Im Zuge dieses Bewusstseinswandels wurde zudem von einer niedrigeren Ausstattung der Haushalte mit Geräten ausgegangen.

Abbildung 5-11: Energienachfrage im KS 95 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 5-18: Energienachfrage im KS 95 nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Weiße Ware	120.1	82.9	59.6	50.4	47.3
Strom	120.1	82.9	59.6	50.4	47.3
Kochen	44.9	36.3	30.1	28.4	27.3
Strom	41.7	33.4	27.5	26.0	25.2
Erdgas	3.2	3.0	2.6	2.4	2.1
IKT-Endgeräte	77.6	61.7	50.6	46.3	43.8
Strom	77.6	61.7	50.6	46.3	43.8
Kleingeräte	28.8	25.0	23.5	24.4	26.1
Strom	28.8	25.0	23.5	24.4	26.1
Klimatisierung	3.0	11.5	18.4	18.5	17.6
Strom	3.0	11.5	18.4	18.5	17.6
Beleuchtung	41.5	26.3	16.7	13.4	12.3
Strom	41.5	26.3	16.7	13.4	12.3
Sonstige	73.6	67.8	66.0	72.1	82.2
Strom	73.6	67.8	66.0	72.1	82.2
Gesamtenergieverbrauch	389.5	311.6	264.9	253.6	256.7
ggü. 2010		-77.9	-124.6	-135.9	-132.8
ggü. 2010 [%]		-20.0%	-32.0%	-34.9%	-34.1%

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.2.5. Vergleich der Szenarien

Ein Vergleich der Stromnachfrage in den drei Szenarien ist Abbildung 5-12 und Tabelle 5-19 zu entnehmen. In allen Szenarien geht die Stromnachfrage der Privaten Haushalte bis 2050 kontinuierlich zurück. Der Unterschied zwischen dem AMS (2012) und dem KS 80 fällt mit 17,2 % bzw. 21,4 % bis 2050 relativ gering aus. Im KS 95 kann demgegenüber nochmals ein deutlich stärkerer Rückgang der Energienachfrage um 34,1 % bis 2050 erreicht werden. Dies erfordert jedoch die Ausschöpfung nahezu aller verfügbaren Einsparpotenziale. Die langfristige Annäherung der Projektions-Ergebnisse ist darauf zurückzuführen, dass die Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimageräte sich langfristig auf eine Sättigungsgrenze von Ausstattungsraten hin approximieren. Im KS 95 wurde von einer niedrigeren Sättigungsgrenze ausgegangen. Des Weiteren ist die Annäherung auf eine langfristige Angleichung der spezifischen Verbräuche zurückzuführen, da die vorzeitig erschlossenen Effizienzpotentiale im KS 95 dazu führen, dass der Ersatz von Geräten in diesem Szenario bei einem längerfristigen Zeithorizont geringe zusätzliche Einsparpotentiale mit sich bringt.

Abbildung 5-12: Vergleich der Energienachfrage der Szenarien AMS (2012), KS 80 und KS 95 für den Zeitraum 2010-2050

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 5-19: Vergleich der Energienachfrage der Szenarien AMS (2012), KS 80 und KS 95 für den Zeitraum 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
AMS	389,5	376,2	372,9	345,1	322,4
Strom	386,3	373,1	370,1	342,3	319,8
Erdgas	3,2	3,0	2,8	2,8	2,6
KS 80	389,5	367,2	328,3	310,1	306,1
Strom	386,3	364,2	325,6	307,5	303,8
Erdgas	3,2	3,0	2,7	2,6	2,3
KS 95	389,5	311,6	264,9	253,6	256,7
Strom	386,3	308,6	262,3	251,2	254,6
Erdgas	3,2	3,0	2,6	2,4	2,1
AMS ggü. 2010		-13,3	-16,6	-44,4	-67,1
AMS ggü. 2010 [%]		-3,4%	-4,3%	-11,4%	-17,2%
KS80 ggü. 2010		-22,3	-61,2	-79,4	-83,4
KS80 ggü. 2010 [%]		-5,7%	-15,7%	-20,4%	-21,4%
KS95 ggü. 2010		-77,9	-124,6	-135,9	-132,8
KS95 ggü. 2010 [%]		-20,0%	-32,0%	-34,9%	-34,1%

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.2.6. Schlüsselinstrumente und Maßnahmen für den Gebäudesektor für das KS 80 und KS 95

Die Entwicklung der Energienachfrage für Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung wird im Wesentlichen durch folgende energiepolitischen Maßnahmen beeinflusst:

- Mindesteffizienz-Standards für Produkte basierend auf der Ökodesign-Richtlinie
- Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung zur Bereitstellung von zusätzlichen Informationen im Rahmen der Kaufentscheidung basierend auf der Labelling-Richtlinie

Die wirksamste Politikmaßnahme im Bereich der Privaten Haushalte sind Mindesteffizienz-Standards für Produkte. Deren große Wirkung ist auf eine Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie für alle Produkte auf Basis der Durchführungsmaßnahme zurückzuführen. Im KS 95 führt die ambitionierte Ausgestaltung der Ökodesign-Richtlinie darüber hinaus zu einer früheren und häufigeren Einführung neuer Effizienzklassen. In der modellbasierten Analyse lässt sich dies explizit über Markteintritts- und Marktaustrittszeitpunkte von Effizienzklassen abbilden. Die Energieverbrauchskennzeichnungen führen dazu, dass im KS 95 die Konsumenten sensibeler auf Labelling von effizienten Produkten reagieren im Vergleich zum KS 80. Die Auswirkung der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung auf die Energienachfrage wird über die Preissensitivität von Entscheidungsträgern abgebildet.

5.2.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

Die Änderungen der Ergebnisse zwischen der ersten und der zweiten Modellierungsrunde sind auf die Anpassung der Rahmendaten zurückzuführen:

- Bevölkerung: Im Rahmen der zweiten Modellierungsrunde wurde mit Astra-D die Bevölkerung neu berechnet mit der Konsequenz, dass die Bevölkerung nun nicht mehr auf 71,8 Mio. absinkt (erste Modellierungsrunde), sondern nur auf 74,0 Mio in 2050. Da es sich bei der Bevölkerung um eine Aktivitätsgröße handelt, führt dies unmittelbar zu einer Erhöhung der Energienachfrage.
- Anzahl Haushalte: Die Anzahl der Haushalte leitet sich aus dem Verhältnis Pers./HH und der Bevölkerung ab. Das Verhältnis Pers./HH wird entsprechend zur ersten Modellierungsrunde direkt aus der Studie ‚Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung' (Prognos 2010) übernommen. Somit ist die Änderung der Haushalte unmittelbar auf die abweichende Bevölkerungsprojektion zurückzuführen.
- Energieträgerpreise für Endverbraucher: In der ersten Modellierungsrunde wurden die Preise unmittelbar aus der Studie ‚Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung' (Prognos 2010) übernommen, die bei näherer Analyse – speziell der Strompreise – im Haushaltssektor, in den letzten Jahren als wesentlich zu gering angesehen wurden. Somit wurde für die zweite Modellierungsrunde ein höheres Preisszenario für alle drei Szenarien unterstellt. Die Endverbraucherpreise der zweiten Runde wurden aus den Großhandelspreisen von PowerFlex der ersten Runde abgeleitet. Das höhere Niveau der Endverbraucherpreise in der zweiten Modellierungsrunde führt dazu, dass effizientere Technologien schneller in den Markt diffundieren.

Das Ergebnis der zweiten Modellierungsrunde zeigt, dass sich der verbrauchsmehrende Effekt der höheren Anzahl an Haushalten wesentlich stärker auf das Niveau der Energienachfrage auswirkt

als der verbrauchsmindernde Effekt der höheren Verbraucherpreise. Entsprechend führen die Rechenläufe der zweiten Modellierungsrunde in allen drei Szenarien zu einer höheren Energienachfrage.

Abbildung 5-13: Gegenüberstellung der Szenarien-Ergebnisse der ersten und zweiten Modellierungsrunde für das AMS (2012), KS 80 und KS 95

Quelle: Eigene Berechnungen

5.3. Industrie

5.3.1. Annahmen und Parameter

Im Folgenden werden zunächst die Annahmen zur Entwicklung der industriellen Produktion diskutiert und danach auf die Annahmen zur Struktur des Energiebedarfs und zur Diffusion von Effizienztechniken in den einzelnen Technologiefeldern eingegangen.

5.3.1.1. Produktionsmenge und Materialeffizienz

Für die energieintensiven Branchen der Industrie ist neben der Bruttowertschöpfung die Tonnenproduktion eine zentrale Aktivitätsgröße. Gleichzeitig stellt sie über Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft einen wichtigen Stellhebel für die Vermeidung von Treibhausgasen dar.

Für die Tonnenproduktion sind in Tabelle 5-20 und Tabelle 5-21 die Annahmen zur Entwicklung von 2000 bis 2050 dargestellt. Während die Produktionsmengen im Jahr 2000 und 2010 aus verschiedenen Statistiken der Verbände sowie vom Statistischen Bundesamt stammen, stellt die Fortschreibung eine Annahme dar, die in Diskussion mit Branchenvertretern validiert wurde. Die Entwicklung der Wertschöpfung in der übergeordneten Statistischen Einheit, dem NACE-2-Steller (nach europäischer Aktivitätsklassifizierung), muss dabei nicht unbedingt parallel zur physischen Produktion verlaufen, da sich die Wertschöpfung zum großen Teil an der Produktion der höherwertigen, weniger energieintensiven Zwischenprodukte orientiert und weniger an der Produktion von energieintensiven Grundstoffen.

In Tabelle 5-20 und Tabelle 5-21 sind zunächst die Annahmen für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und das Klimaschutzszenario 80 dargestellt. Für beide werden die gleichen Produktionsmengen zugrunde gelegt.

Tabelle 5-20: Entwicklung der industriellen Produktion im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und Klimaschutzszenario 80 (Teil 1)

Prozess/Produkt	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Eisen und Stahl							
Sintern	kt	30.845	28.560	26.528	24.257	22.460	20.579
Oxygenstahl - Hochofen	kt	33.052	30.615	28.437	26.003	24.076	22.060
Elektrostahl - EAF	kt	13.324	13.215	16.283	16.788	16.894	18.049
Walzstahl	kt	38.974	36.827	37.574	35.953	34.424	33.700
Koksofen	kt	9.115	8.171	7.590	6.940	6.426	5.888
Schmelzreduktion	kt	-	-	-	-	-	-
Direkte Reduktion	kt	455	487	508	497	504	507
Nicht-Eisen Metalle							
Aluminium primär	kt	644	403	439	381	349	323
Aluminium sekundär	kt	572	611	658	705	793	888
Aluminium Strangpressen	kt		559	597	646	736	831
Aluminium Gießereien	kt	646	810	841	911	1.037	1.171
Aluminium Walzen	kt		1.877	2.002	2.167	2.468	2.788
Kupfer primär	kt	310	402	383	376	389	398
Kupfer sekundär	kt	399	302	291	286	295	303
Kupferbearbeitung	kt	1.999	1.732	1.797	1.765	1.823	1.868
Primärzink	kt	261	238	230	226	234	239
Sekundärzink	kt	67	89	86	84	87	89
Papiergewerbe							
Papier	kt	18.182	22.509	24.002	24.303	24.358	24.978
Zellstoff - Verfahren	kt	873	1.383	1.299	1.053	884	761
Holzstoff - Verfahren	kt	1.342	1.520	1.428	1.157	971	836
Altpapierstoff	kt	13.677	15.378	16.527	17.043	17.368	18.268
Glas							
Behälterglas	kt	-	4.379	4.391	4.535	4.675	4.845
Flachglas	kt	-	1.814	1.819	1.878	1.936	2.007
Glasfasern	kt	-	1.013	1.016	1.049	1.081	1.121
Übriges Glas	kt	-	479	481	496	512	530
Keramik							
Haushalts- und Sanitärkeramik	kt	-	120	116	115	116	116
Technische Keramik	kt	-	239	231	228	228	227
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	kt	-	2.192	2.193	2.238	2.263	2.315
Nicht metallische Mineralstoffe							
Klinker Brennen (trocken)	kt	24.303	22.823	22.706	20.821	19.012	17.695
Klinker Brennen (halbtrocken)	kt	1.978	1.718	-	-	-	-
Klinker Brennen (feucht)	kt	-	-	-	-	-	-
Aufbereitung von Kalkstein	kt	-	24.311	22.494	20.626	18.834	17.529
Gips	kt	-	953	910	897	897	893
Zementmahlen	kt	35.414	32.721	31.104	30.175	29.541	28.916
Kalkmahlen	kt	-	5.250	5.011	4.941	4.940	4.917
Ziegel	kt	18.307	10.642	10.936	10.609	10.291	9.891
Kalkbrennen	kt	7.382	6.339	6.605	6.513	6.512	6.482

Quelle: FORECAST-Industry, Fraunhofer ISI

Tabelle 5-21: Entwicklung der industriellen Produktion im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und Klimaschutzszenario 80 (Teil 2)

Prozess/Produkt	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Chemie							
Adipinsäure	kt	-	358	407	461	523	592
Ammoniak	kt	3.221	3.128	3.255	3.172	3.153	3.142
Calciumcarbid	kt	-	180	179	174	172	168
Industrieruß	kt	346	684	646	629	620	607
Chlor, Diaphragma	kt	860	1.104	1.144	-	-	-
Chlor, Membran	kt	2.035	2.611	3.559	4.848	4.857	4.849
Chlor, Amalgan	kt	642	824	-	-	-	-
Ethylen	kt	-	4.794	4.999	5.372	5.837	6.304
Methanol	kt	1.922	1.924	1.910	1.862	1.835	1.798
Salpetersäure	kt	1.828	2.513	2.804	3.172	3.525	3.814
Sauerstoff	kt	-	7.312	7.625	8.194	8.903	9.615
Polycarbonat	kt	-	432	491	557	631	715
Polyethylen	kt	-	2.704	3.070	3.299	3.626	4.008
Polypropylen	kt	1.337	1.832	2.080	2.235	2.457	2.716
Polysulfone	kt	-	323	367	417	472	535
Soda	kt	1.422	1.454	1.372	1.337	1.318	1.291
TDI	kt	-	380	431	489	555	628
Titandioxid	1000 m³	-	437	456	490	532	575
Nahrungsmittel							
Zucker	kt	-	3.846	3.862	3.793	3.789	3.784
Molkerei	kt	-	13.877	13.934	13.686	13.672	13.654
Bierbrauen	kt	-	9.853	9.697	9.336	9.141	8.948
Fleischverarbeitung	kt	3.116	4.631	4.756	4.813	4.952	5.089
Backwaren	kt	-	4.328	4.389	4.354	4.394	4.432
Stärke	kt	-	1.811	1.837	1.823	1.839	1.855
Kunststoffverarbeitung							
Extrusion	kt	-	4.325	4.878	5.320	5.873	6.511
Spritzgießen	kt	-	2.178	2.456	2.678	2.957	3.278
Blaßformen	kt	-	950	1.071	1.168	1.289	1.430

Quelle: FORECAST-Industry, Fraunhofer ISI

Für das Klimaschutzszenario 95 wurden die Produktionsmengen angepasst um einen stärkeren Einfluss von Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft abzubilden, welche jeweils den Energiebedarf reduzieren. In Tabelle 5-22 sind zunächst die zentralen Annahmen bezüglich der Nutzung von Sekundärrohstoffen und weniger energieintensiven Füllstoffen zusammengefasst und im Vergleich der Szenarien dargestellt. Wie alle Produktionsmengen, sind auch dies exogene Annahmen und nicht als Wirkung von z.B. Emissionshandel oder anderen Instrumenten der Klimapolitik modelliert.

Tabelle 5-22: Entwicklung ausgewählter Kennwerte zur Nutzung von Sekundärrouten bei energieintensiven Produkten im Vergleich zwischen den Szenarien

Kennwert	2000	2010	2030		2050	
			AMS (2012) und KS 80	KS 95	AMS (2012) und KS 80	KS 95
Stahl: Anteil Elektrostahl	29%	30%	39%	42%	45%	45%
Aluminium: Anteil Sekundäraluminium	47%	60%	65%	68%	73%	77%
Kupfer: Anteil Sekundärkupfer		43%	43%	46%	43%	49%
Papier: Anteil Recyclingfaserstoff	86%	85%	89%	90%	92%	95%
Zement: Klinkerfaktor	74%	77%	69%	64%	61%	52%

Quelle: FORECAST-Industry. Fraunhofer ISI

Annahmen zur Materialeffizienz im Sinne von gesunkener Nachfrage und entsprechend gesunkener Produktion energieintensiver Güter wurden je Produkt bzw. Zwischenprodukt getroffen. Im Klimaschutzszenario 95 wurde im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien eine gesteigerte Materialeffizienz unterstellt, die langfristig (2050) in einer Reduktion der produzierten Menge um 3-5 % resultiert. Dies ist der Fall für Stahl, Aluminium, Zink, Papier, Glas, Zement, Ammoniak, Chlor, Ethylen, Methanol, Kunststoffe, sowie Fleisch. Wenngleich es kaum Untersuchungen zu den Potenzialen einer gesteigerten Materialeffizienzpolitik gibt, so ist davon auszugehen, dass diese Annahmen eher konservativ sind und unter den verfügbaren Potenzialen liegen.

Die resultierende Entwicklung der Produktionsmenge im Klimaschutzszenario 95 ist in den folgenden beiden Tabellen dargestellt.

Tabelle 5-23: Entwicklung der industriellen Produktion im Klimaschutzszenario 95 (Teil 1)

Prozess/Produkt	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Eisen und Stahl							
Sintern	kt	30.845	28.560	25.864	22.753	20.249	17.818
Oxygenstahl - Hochofen	kt	33.052	30.615	27.379	24.085	21.435	18.861
Elektrostahl - EAF	kt	13.324	13.215	16.781	17.636	17.999	19.242
Walzstahl	kt	38.974	36.827	37.104	35.055	33.133	32.015
Koksofen	kt	9.115	8.171	7.307	6.428	5.721	5.034
Schmelzreduktion	kt	-	-	-	-	-	-
Direkte Reduktion	kt	455	487	502	485	485	482
Nicht-Eisen Metalle							
Aluminium primär	kt	644	403	420	348	304	268
Aluminium sekundär	kt	572	611	670	724	817	913
Aluminium Strangpressen	kt		559	593	638	722	810
Aluminium Gießereien	kt	646	810	836	899	1.017	1.142
Aluminium Walzen	kt		1.877	1.989	2.140	2.421	2.718
Kupfer primär	kt	310	402	374	358	360	358
Kupfer sekundär	kt	399	302	301	305	324	342
Kupferbearbeitung	kt	1.999	1.732	1.797	1.765	1.823	1.868
Primärzink	kt	261	238	222	209	208	205
Sekundärzink	kt	67	89	90	93	101	107
Papiergewerbe							
Papier	kt	18.182	22.509	23.702	23.695	23.445	23.729
Zellstoff - Verfahren	kt	873	1.383	1.237	924	682	472
Holzstoff - Verfahren	kt	1.342	1.520	1.366	1.029	769	545
Altpapierstoff	kt	13.677	15.378	16.648	17.292	17.591	18.255
Glas							
Behälterglas	kt	-	4.379	4.336	4.421	4.500	4.603
Flachglas	kt	-	1.814	1.807	1.855	1.900	1.957
Glasfasern	kt	-	1.013	1.003	1.023	1.041	1.065
Übriges Glas	kt	-	479	475	484	493	504
Keramik							
Haushalts- und Sanitärkeramik	kt	-	120	116	115	116	116
Technische Keramik	kt	-	239	231	228	228	227
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	kt	-	2.192	2.193	2.238	2.263	2.315
Nicht metallische Mineralstoffe							
Klinker Brennen (trocken)	kt	24.303	22.823	21.581	18.778	16.240	14.289
Klinker Brennen (halbtrocken)	kt	1.978	1.718	-	-	-	-
Klinker Brennen (feucht)	kt	-	-	-	-	-	-
Aufbereitung von Kalkstein	kt	-	24.311	22.494	20.626	18.834	17.529
Gips	kt	-	953	910	897	897	893
Zementmahlen	kt	35.414	32.721	30.715	29.420	28.433	27.470
Kalkmahlen	kt	-	5.250	4.948	4.818	4.755	4.672
Ziegel	kt	18.307	10.642	10.936	10.609	10.291	9.891
Kalkbrennen	kt	7.382	6.339	6.605	6.513	6.512	6.482

Quelle FORECAST-Industry, Fraunhofer ISI

Tabelle 5-24: Entwicklung der industriellen Produktion im Klimaschutzszenario 95 (Teil 2)

Prozess/Produkt	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Chemie							
Adipinsäure	kt	-	358	407	461	523	592
Ammoniak	kt	3.221	3.128	3.214	3.093	3.035	2.984
Calciumcarbid	kt	-	180	179	174	172	168
Industrieruß	kt	346	684	646	629	620	607
Chlor, Diaphragma	kt	860	1.104	1.130	-	-	-
Chlor, Membran	kt	2.035	2.611	3.515	4.727	4.675	4.607
Chlor, Amalgan	kt	642	824	-	-	-	-
Ethylen	kt	-	4.794	4.937	5.238	5.618	5.989
Methanol	kt	1.922	1.924	1.887	1.816	1.766	1.708
Salpetersäure	kt	1.828	2.513	2.804	3.172	3.525	3.814
Sauerstoff	kt	-	7.312	7.625	8.194	8.903	9.615
Polycarbonat	kt	-	432	485	543	607	679
Polyethylen	kt	-	2.704	3.031	3.216	3.490	3.808
Polypropylen	kt	1.337	1.832	2.054	2.179	2.365	2.580
Polysulfone	kt	-	323	363	406	454	508
Soda	kt	1.422	1.454	1.372	1.337	1.318	1.291
TDI	kt	-	380	431	489	555	628
Titandioxid	1000 m³	-	437	456	490	532	575
Nahrungsmittel							
Zucker	kt	-	3.846	3.862	3.793	3.789	3.784
Molkerei	kt	-	13.877	13.934	13.686	13.672	13.654
Bierbrauen	kt	-	9.853	9.697	9.336	9.141	8.948
Fleischverarbeitung	kt	3.116	4.631	4.697	4.693	4.766	4.835
Backwaren	kt	-	4.328	4.389	4.354	4.394	4.432
Stärke	kt	-	1.811	1.837	1.823	1.839	1.855
Kunststoffverarbeitung							
Extrusion	kt	-	4.325	4.817	5.187	5.653	6.185
Spritzgießen	kt	-	2.178	2.425	2.611	2.846	3.114
Blaßformen	kt	-	950	1.058	1.139	1.241	1.358

Quelle FORECAST-Industry, Fraunhofer ISI

5.3.1.2. Technologische Entwicklung und Energieeffizienz

Im Folgenden werden die Annahmen und das Vorgehen für die Modellierung der Prozess- sowie der Querschnittstechniken in den Bereichen Strom und Wärme beschrieben. Für alle beschriebenen Bereiche gilt, dass die Rechnungen auf der Ebene der einzelnen Wirtschaftszweige der Industrie durchgeführt wurden und so Verschiebungen zwischen den Sektoren Berücksichtigung finden. Während im Kapitel 3.2.2 bereits die Methodik der Berechnung sowie das genutzte Modell FORECAST-Industry beschrieben wurde, wird hier vorwiegend auf die unterschiedlichen Annahmen in den Szenarien eingegangen.

Prozesstechniken

Die Datengrundlage für den Energiebedarf und weitere Eigenschaften der 64 im Modell berücksichtigten Industrieprozesse und den knapp 200 ihnen zugeordneten Einsparoptionen

basieren auf einer Untersuchung der Einsparpotenziale in der energieintensiven Industrie (Fleiter et al. 2013).

Die Diffusionsgeschwindigkeit der Einsparoptionen hängt, wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben von ihrer Amortisationszeit sowie den Erwartungen der Unternehmen bezüglich der maximal zulässigen Amortisationszeit ab. Während viele Unternehmen nur in Einsparoptionen mit einer Amortisationszeit von maximal 2-3 Jahren investieren, so ist die Spannweite recht groß und hängt von verschiedenen Faktoren ab. Um diese Beobachtung im Modell abzubilden, wird für die Investition in einzelne Einsparoptionen in einem Jahr eine Verteilung abhängig von der Amortisationszeit hinterlegt. Diese ist in Abbildung 5-14 als kumulative Verteilung dargestellt. Während ihre Steigung vorwiegend monetäre Hemmnisse der Investition abbildet, so bildet die Differenz des Startwertes (bei Amortisationszeit = 0) nicht-monetäre Hemmnisse, wie z.B. mangelnde Informationen ab. Entsprechend werden im AMS (2012) nur noch 30 % der Einsparoptionen mit einer Amortisationszeit von einem Jahr umgesetzt, während es im KS 80 77 % und im KS 95 88 % sind. Im KS 95 werden selbst bei einer Amortisationszeit von 11 Jahren noch 50 % der Einsparoptionen umgesetzt. Folglich spiegeln die Annahmen im KS 95, aber auch im KS 80, eine Überwindung der meisten Hemmnisse wider, wozu ein umfangreicher Mix an verschiedensten Politikinstrumenten (u.a. Zuschüsse, Energiemanagement, soft loans) notwendig ist.

Zusätzlich zu diesen Annahmen zur Erwartung der Unternehmen an die Amortisationszeit von Effizienzmaßnahmen verkürzen höhere EUA-Preise im KS 95 und KS 80 die reale Amortisationsdauer und beschleunigen über die verbesserte Wirtschaftlichkeit die Diffusion der Maßnahmen.

Abbildung 5-14: Kumulative Verteilung der maximal zulässigen Amortisationszeit für Investitionen in Energieeinsparoptionen je Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Über die separat modellierten Prozesse der energieintensiven Industrie (und den Raumwärmebedarf) hinaus entfallen noch etwa weitere 15 % des Brennstoffbedarfs auf eine Vielzahl an kleineren Prozessen. Diese befinden sich vorwiegend in den Wirtschaftszweigen Sonstige Chemie, Sonstige, Ernährung und Tabak, Fahrzeugbau und Metallbearbeitung. Diese Prozesse werden zu einem generischen Prozess zusammengefasst und es wird angenommen, dass hier eine ähnliche Einsparung erreicht werden kann, wie in den separat modellierten Prozessen im jeweiligen Szenario.

Strom Querschnittstechniken

Um die Einsparpotenziale der Querschnittstechniken auf Seiten der Stromnachfrage zu modellieren muss zunächst ermittelt werden, wie hoch der Stromverbrauch der einzelnen Anwendungen ist. Diese wird im Modell FORECAST-Industry über Anteile am Stromverbrauch der Sektoren berechnet, da eine reine Bottom-up-Berechnung aufgrund der sehr heterogenen Anwendungen in diesem Umfang nicht praktikabel wäre. Die entsprechenden Annahmen sind in Tabelle 5-25 zusammengefasst und basieren auf den im Projekt „Datenbasis Energieeffizienz“ erstellten Anwendungsbilanzen (Prognos et al. 2011).

Die Einsparpotenziale bei den Strom-Querschnittstechniken werden entsprechend der im Kapitel 3.2.2 beschriebenen Methodik modelliert.

Tabelle 5-25: Anteile der Querschnittstechniken am Stromverbrauch der Wirtschaftszweige der Industrie im Jahr 2010 [%]

Wirtschaftszweig	Ventila-toren	Druckluft	Kälte	Pumpen	Fertigungs-technik	Übrige Motoren	Beleucht-ung	Summe
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	10	6	2	30	-	49	2	100
Ernährung und Tabak	11	9	34	10	20	10	7	100
Papiergewerbe	18	8	4	23	-	45	1	99
Grundstoffchemie	11	2	5	22	15	15	1	70
Sonstige chemische Industrie	11	2	12	26	25	15	3	93
Gummi- u. Kunststoffwaren	5	15	8	9	20	28	5	91
Glas u. Keramik	10	17	4	4	5	54	4	97
Verarbeitung v. Steine u. Erden	10	17	3	4	5	57	3	98
Metallerzeugung	12	3	1	5	10	34	1	65
NE-Metalle, -gießereien	10	3	1	7	5	19	1	45
Metallbearbeitung	9	5	9	7	10	33	9	83
Maschinenbau	16	15	11	1	20	12	16	91
Fahrzeugbau	10	12	7	4	25	14	10	81
Sonstige Wirtschaftszweige	12	14	8	12	20	19	12	96

Quelle: Basierend auf Prognos et al. (2011)

Im Folgenden sind die Annahmen zur Modellierung der Querschnittstechniken im Bereich Wärmenachfrage und -erzeugung beschrieben.

Raumwärme

Raumwärme machte im Jahr 2010 etwa 11 % des Brennstoffbedarfs der Industrie aus. Somit gehört die Raumwärme zwar nicht zu den größten Bereichen, sie stellt jedoch ein relativ homogenes Feld mit vergleichsweise hohen Einsparpotenzialen dar. Die derzeitige Datenlage erlaubt jedoch kaum detailliertere Angaben zum Raumwärmebedarf der Industrie zu tätigen. Einige Studien haben versucht, die Raumwärme anhand der Statistiken der Erwerbstätigen auf Büro- und Produktionsgebäude aufzuteilen z.B. (Prognos et al. 2011), jedoch ist die Belastbarkeit derartiger

Ansätze kaum feststellbar, da jegliche empirische Grundlagen fehlen. Entsprechend findet die Modellierung von Raumwärme und Warmwasserbedarf im Industriesektor sehr vereinfacht statt und orientiert sich dabei an den Ergebnissen der weitaus detaillierteren Modellierung zum GHD-Sektor. Das Vorgehen ist dabei wie folgt:

1. Zunächst wird der Energiebedarf der Raumwärme anhand der Anteile aus Tabelle 5-30 berechnet.
2. Der Energiebedarf für Raumwärme wird anhand der Bruttowertschöpfung je Sektor bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Hierbei wird ein Entkopplungsfaktor von 0,9 unterstellt sowie zunächst keine Veränderung der Energieeffizienz (frozen efficiency).
3. Für jedes Szenario wird die Entwicklung des Raumwärme und Warmwasserbedarfs im GHD-Sektor als Effizienzindex von 2010 bis 2050 berechnet.
4. Über Multiplikation des Effizienzindexes mit dem Frozen-efficiency-Brennstoffbedarf ergibt sich der Brennstoffbedarf für Raumwärme des jeweiligen Szenarios.

Wenngleich diesem Ansatz die Einschränkung zugrunde liegt, dass er die technischen Besonderheiten und Restriktionen der Raumwärmebereitstellung nur bedingt berücksichtigt, so bringt er doch einige Vorteile mit sich. Strukturelle Verschiebungen zwischen den Industriezweigen werden berücksichtigt und gleichzeitig wird eine mit den Gebäuden im GHD-Sektor kompatible Entwicklung unterstellt und damit ein zwischen den Sektoren konsistentes Szenario erzeugt. Eine detailliertere Modellierung ist erst möglich, wenn die empirische Datengrundlage verbessert wurde.

Tabelle 5-26: Anteil einzelner Anwendungen am Brennstoffbedarf der Industrie

Wirtschaftszweig	Mechanische Energie	Prozess-wärme	Raum-wärme	Warm-wasser
Ernährung und Tabak	1%	83%	14%	1%
Fahrzeugbau	1%	41%	53%	6%
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	1%	91%	7%	1%
Glas u. Keramik	1%	94%	4%	0%
Grundstoffchemie	1%	98%	1%	0%
Gummi- u. Kunststoffwaren	1%	57%	38%	4%
Maschinenbau	1%	29%	64%	7%
Metallbearbeitung	1%	61%	35%	4%
Metallerzeugung	0%	99%	0%	0%
NE-Metalle, -gießereien	1%	91%	7%	1%
Papiergewerbe	1%	96%	3%	0%
Sonstige chemische Industrie	1%	86%	12%	1%
Sonstige Wirtschaftszweige	1%	55%	41%	4%
Verarbeitung v. Steine u. Erden	0%	98%	2%	0%
Summe	**1%**	**87%**	**11%**	**1%**

Quelle: Anwendungsbilanzen der AG-Energiebilanzen

Dampferzeuger

Ähnlich der Raumwärme ist auch das Wissen zur Struktur und Effizienz industrieller Dampferzeuger und Dampfverteilnetze relativ gering. Umfangreiche Studien sind kaum verfügbar

und die letzten Abschätzungen von Einsparpotenzialen liegen bereits 10 Jahre zurück z.B. (Schmid et al. 2003). Entsprechend ist das Vorgehen für die Modellierung ähnlich aggregiert wie für die Raumwärme. Folgende Schritte werden dafür durchgeführt:

1. Zunächst wird der Brennstoffbedarf der Dampferzeuger im Jahr 2010 anhand der von Prognos et al. (2011) erstellten Anwendungsbilanzen aufgeteilt. Hier wurde der Energiebedarf der Dampferzeuger als Restgröße berechnet, indem Niedertemperaturwärme unter 100°°C inkl. Raumwärme auf der einen Seite und Industrieöfen (>500 °C) auf der anderen Seite abgezogen wurden. Vom verbleibenden Energiebedarf wird ausgegangen, dass er in einer Form von Dampferzeuger erzeugt wird.

2. Dieser Energiebedarf im Jahr 2010 wird anhand der Bruttowertschöpfung bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben (frozen efficiency). Hierbei wird ein Entkopplungsfaktor von 0,9 unterstellt.

3. Laut Schmid et al. (2003) haben Dampferzeuger eine mittlere Lebensdauer von 20 Jahren und der Bestand weist ein technisches Einsparpotenzial von etwa 16 % auf. Es wird angenommen, dass dieses Potenzial bis spätestens 2050 zu 40 % (AMS (2012)), 60 % (KS 80) bzw. 100 % (KS 95) erschlossen wird.

4. Über Multiplikation mit dem Frozen-efficiency-Energiebedarf je Sektor ergibt sich so der resultierende Energiebedarf von Dampferzeugern bzw. das zugehörige Einsparpotenzial.

Abwärme und Wärmepumpen

Die industrielle Abwärmenutzung ist ein vielfältiges Feld mit den unterschiedlichsten Anwendungsmöglichkeiten. Abwärme kann zum Vorwärmen von Materialien des gleichen Prozesses genutzt werden oder als Wärmequelle für einen anderen Prozess des gleichen oder eines anderen Unternehmens. Abwärme kann in ein Fern- oder Nahwärmenetz eingespeist werden und kann über Wärmepumpen im Temperaturniveau angehoben werden, was die Nutzungsmöglichkeiten erhöht. Sie kann sogar in Kälte umgewandelt werden.

Für die Modellierung können nicht all diese vielfältigen Möglichkeiten genutzt werden. Stattdessen wird abgeschätzt, welche Menge an Abwärme über Wärmepumpen in den einzelnen Industriebranchen nutzbar ist. Mögliche räumliche Einschränkungen werden dabei nicht betrachtet.

Das technische Potenzial für die Nutzung von Wärmepumpen im Niedertemperaturbereich wurde von Wolf et al. (2012) berechnet und stellt für die Modellierung die Grundlage dar (siehe Tabelle 5-27).

Tabelle 5-27: Technisches Potenzial zur Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen nach Wirtschaftszweig und Temperaturniveau

Wirtschaftszweig	Endenergie [PJ]		
	< 80°C	< 100°C	< 140°C
Ernährung und Tabak	47	61	145
Fahrzeugbau	40	40	40
Grundstoffchemie	32	47	132
Maschinenbau	50	50	53
Papiergewerbe	22	145	145
Sonstige Wirtschaftszweige	72	72	86

Quelle: Basierend auf Wolf et al. (2012)

Je Szenario wurden unterschiedliche Annahmen zur Ausnutzung der technischen Potenziale getätigt. Im AMS (2012) werden bis 2050 5 % der technischen Potenziale genutzt, während es im KS 80 15 % und im KS 95 40 % sind. Weiter wird davon ausgegangen, dass im AMS (2012) nur das Potenzial bis 80 °C erschlossen wird, während im KS 80 Wärme bis 100 °C und im KS 95 bis 140 °C mittels Wärmepumpen bereitgestellt werden kann. Für den Stromverbrauch der Wärmepumpen wurde für das Jahr 2010 eine mittlere Jahresarbeitszahl von 3 angenommen, die bis zum Jahr 2050 abhängig von den Szenarien auf 3,3 (AMS (2012)), 3,4 (KS 80) bzw. 4 (KS 95) ansteigt. Entsprechend ist die von Wärmepumpen bereitgestellte Wärme im KS 95 zwar am höchsten, jedoch sorgen effizientere Wärmepumpen dafür, dass der Strombedarf weniger stark steigt.

Brennstoffwechsel

Der Brennstoffwechsel im Industriesektor ist zum einen eine wichtige CO_2-Vermeidungsoption, stellt zum anderen aber wegen der hohen Heterogenität der industriellen Prozesse eine große Herausforderung an die Modellierung. Diese wird noch verschärft durch die sehr geringe Verfügbarkeit empirischer Daten. Der für die Modellierung gewählte Ansatz ist so detailliert wie nötig um sektorale Besonderheiten bezüglich der Restriktionen und Möglichkeiten des Brennstoffwechsels zu berücksichtigen, geht jedoch nicht mehr ins Detail als es die verfügbare Datengrundlage erlauben würde.

Da die Modellierung des Brennstoffwechsels die Besonderheiten der einzelnen Wirtschaftszweige und ihre Verschiebungen berücksichtigen soll, mussten zunächst die Zeitreihen zum Energieverbrauch des ZSE[39] (Zentrales System Emissionen) erweitert werden, da diese nicht nach Wirtschaftszweigen unterscheiden. Diese Aufteilung wurde daher von der AG-Energiebilanzen abgeleitet, wobei die Anteile der einzelnen Energieträger so angepasst wurden, dass sie in der Summe weiterhin konsistent mit dem ZSE Emissionsregisters sind.

Die Modellierung des Brennstoffwechsels setzt auf den Wachstumsraten der Anteile der einzelnen Energieträger je Wirtschaftszweig auf. Hierfür wird berücksichtigt:

- Die mittlere jährliche Wachstumsrate des Energieträgers im jeweiligen Wirtschaftszweig in den vergangenen 5 Jahren
- Die erwartete Entwicklung des Energieträgers in den jeweiligen Szenarien basierend auf der vergangenen Entwicklung
- Ober- und Untergrenzen von +3 bzw. -3 % jährlicher Wachstumsrate
- Berücksichtigung des Emissionshandels in den jeweiligen Wirtschaftszweigen, indem die Wachstumsrate von der CO_2-Intensität der Energieträger abhängt.

Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich über eine höhere Gewichtung der CO_2-Intensität der Energieträger entsprechend der jeweiligen CO_2-Preise der Szenarien. Zusätzlich wurde im KS 95 angenommen, dass in den Nicht-ETS-Sektoren bzw. der nicht-energieintensiven Industrie eine Energie-/CO_2-Steuer eingeführt wird, die ähnliche Anreize zum Brennstoffwechsel erzeugt wie der Emissionshandel.

[39] Datenbank des Umweltbundesamtes zur Bilanzierung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen

5.3.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) fällt der Energiebedarf von 2020 bis 2050 kontinuierlich, was vorwiegend auf ein nur moderates Wirtschaftswachstum im Industriesektor und eine Stagnation der energieintensiven Branchen zurückzuführen ist. Bezüglich der Energieträger zeigen sich leichte Verschiebungen, die jedoch hauptsächlich bereits in der Vergangenheit zu beobachtende Trends fortsetzen. Die Bedeutung von Kohle, Heizöl, Erdgas und sonstigen Gasen (vorwiegend Gichtgas) nimmt weiter ab, während Erneuerbare Energien und die Nutzung von Abfällen leicht zulegen. Der Einsatz von Strom zeigt eine relativ stabile Entwicklung nimmt aber anteilig an Bedeutung zu. Diese Verschiebung zwischen den Brennstoffen ist zu einem Großteil durch strukturelle Verschiebungen und ein Wachstum dienstleistungsbasierter Industrien auf Kosten energieintensiver Industriezweige bedingt. Zusätzlich spielen auch Instrumente wie der Emissionshandel eine Rolle sowie der bereits in der Vergangenheit beobachtete Trend der einzelnen Energieträger. Selbst ohne zusätzliche Politikinstrumente ist somit nicht von einem Anstieg des Energiebedarfs der Industrie auszugehen.

Tabelle 5-28: Endenergiebedarf im Sektor Industrie nach Energieträgern im AMS (2012), 1990 – 2050

Energieträger	1990	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Strom	748	799	792	766	765	781
Erdgas	538	600	581	550	521	495
Fern-und Nahwärme	101	326	337	340	340	337
Heizöl	302	126	105	86	71	59
Kohle	679	361	322	274	239	209
Sonstige Gase	216	141	128	110	96	84
Erneuerbare Energien	18	20	25	31	40	52
Abfall	6	29	37	43	48	52
Summe	2.608	2.402	2.326	2.200	2.120	2.068
Veränderung ggü. 2010			-76	-202	-282	-334
prozentuale Veränderung ggü. 2010			-3%	-8%	-12%	-14%

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b) Eigene Berechnungen

Abbildung 5-15: Endenergiebedarf im AMS (2012) im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 – 2050

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Eigene Darstellung

Bei Betrachtung des Brennstoffbedarfs der einzelnen Industriebranchen zeigt sich bei den größten Branchen ein gegenläufiger Trend. Während der Brennstoffbedarf der Metallerzeugung deutlich fällt (getrieben durch einen Wechsel von Oxygenstahl zu Elektrostahl), steigt der Brennstoffbedarf der chemischen Grundstoffindustrie weiter an. Beim Strombedarf zeigt sich auf Branchenebene eine eher kontinuierliche Entwicklung, die daraus folgt, dass sich Energieeffizienzfortschritt und Wachstum der Wertschöpfung und Produktion in etwa ausgleichen.

Abbildung 5-16: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-29: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [PJ]

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050
Ernährung und Tabak	118	111	102	95	89
Fahrzeugbau	70	71	70	66	61
Gewin. von Steinen und Erden	8	7	6	6	5
Glas u. Keramik	52	50	50	50	51
Grundstoffchemie	296	298	304	316	330
Gummi- u. Kunststoffwaren	39	39	37	34	33
Maschinenbau	45	45	43	40	35
Metallbearbeitung	52	50	47	44	41
Metallerzeugung	492	448	386	339	296
NE-Metalle, -gießereien	43	43	42	44	46
Papiergewerbe	121	121	115	109	106
Sonstige chemische Industrie	76	73	69	66	63
Sonstige Wirtschaftszweige	90	88	85	79	73
Verarbeitung v. Steine u. Erden	101	91	78	67	58
Summe	**1.603**	**1.534**	**1.434**	**1.355**	**1.287**

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5-17: Entwicklung der Stromnachfrage im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-30: Entwicklung der Stromnachfrage im AMS (2012) nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas) [TWh]

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050
Ernährung und Tabak	17	16	14	14	13
Fahrzeugbau	18	19	20	22	23
Gewin. von Steinen und Erden	2	2	2	1	1
Glas u. Keramik	5	5	5	5	5
GrundStoffchemie	44	42	40	39	40
Gummi- u. Kunststoffwaren	14	14	13	13	14
Maschinenbau	11	11	12	13	14
Metallbearbeitung	15	14	14	14	14
Metallerzeugung	21	21	19	18	18
NE-Metalle, -gießereien	17	17	16	16	16
Papiergewerbe	21	20	17	16	15
Sonstige chemische Industrie	7	7	7	7	7
Sonstige Wirtschaftszweige	23	23	24	25	26
Verarbeitung v. Steine u. Erden	7	7	6	6	5
Summe	**222**	**218**	**209**	**208**	**212**

Quelle: Eigene Darstellung

5.3.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) zeigt das Klimaschutzszenario 80 eine deutlich ambitioniertere Dekarbonisierung. Diese spiegelt sich zum einen in einem etwa 300 PJ niedrigeren Endenergiebedarf im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2010 wider und zum anderen im deutlich höheren Anteil von CO_2-armen Energieträgern. Dieser Brennstoffwechsel ist besonders deutlich in den energieintensiven Branchen zu verzeichnen. Kohle wird 2050 nur noch für schwer substituierbare Prozesse z.B. in der Eisen- und Stahlindustrie eingesetzt. Während die höheren Preise für CO_2-Zertifikate (EUAs) den Brennstoffwechsel im EU-EHS-Sektor beschleunigen, so wird für die nicht am Emissionshandel teilnehmenden Branchen davon ausgegangen, dass (monetäre) Anreize zum Brennstoffwechsel, wie z.B. eine CO_2-Steuer, geschaffen werden, die ähnlich hoch wie die CO_2-Zertifikate-Preise liegen. Diese zeigen ihre Wirkung entsprechend der Branchenstruktur vorwiegend im Bereich der Niedertemperaturwärme.

Der Strombedarf sinkt sogar um knapp 40 TWh von 2010 bis 2050, was auf eine umfangreiche und ambitionierte Erschließung der Einsparpotenziale im Bereich der Querschnittstechniken wie Elektromotorsysteme zurückzuführen ist. Im Bereich des eher (Niedertemperatur-) Wärmebedarfs der nicht-energieintensiven Industrie sind noch weitere Einsparpotenziale zu erschließen.

Tabelle 5-31: Endenergiebedarf im KS 80 im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 – 2050

Energieträger	1990	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Strom	748	799	761	698	665	658
Erdgas	538	600	509	369	256	184
Fern-und Nahwärme	101	326	380	359	315	276
Heizöl	302	126	54	27	14	8
Kohle	679	361	324	272	231	174
Sonstige Gase	216	141	121	94	72	49
Erneuerbare Energien	18	20	67	173	285	388
Abfall	6	29	37	32	23	18
Summe	2.608	2.402	2.253	2.022	1.860	1.756
Veränderung ggü. 2010			-149	-380	-542	-646
prozentuale Veränderung ggü. 2010			-6%	-16%	-23%	-27%

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-18: Endenergiebedarf im KS 80 im Sektor Industrie nach Energieträgern, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5-19: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas)

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-32: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas) [PJ]

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050
Ernährung und Tabak	118	106	92	81	73
Fahrzeugbau	70	69	65	58	51
Gewin. von Steinen und Erden	8	7	6	5	4
Glas u. Keramik	52	48	46	44	44
Grundstoffchemie	296	293	290	296	305
Gummi- u. Kunststoffwaren	39	38	34	30	27
Maschinenbau	45	43	39	34	28
Metallbearbeitung	52	48	44	40	36
Metallerzeugung	492	445	368	312	268
NE-Metalle, -gießereien	43	41	39	40	41
Papiergewerbe	121	112	97	80	69
Sonstige chemische Industrie	76	70	64	59	54
Sonstige Wirtschaftszweige	90	85	77	68	59
Verarbeitung v. Steine u. Erden	101	87	65	49	38
Summe	**1.603**	**1.492**	**1.325**	**1.195**	**1.098**

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5-20: Entwicklung der Stromnachfrage im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS, KWK-Wärme und Power-to-Gas)

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-33: Entwicklung der Stromnachfrage im KS 80 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [TWh]

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050
Ernährung und Tabak	17	15	13	12	11
Fahrzeugbau	18	19	19	20	21
Gewin. von Steinen und Erden	2	2	1	1	1
Glas u. Keramik	5	5	4	4	4
Grundstoffchemie	44	40	37	36	35
Gummi- u. Kunststoffwaren	14	13	11	9	9
Maschinenbau	11	11	11	12	12
Metallbearbeitung	15	14	13	13	13
Metallerzeugung	21	20	17	15	15
NE-Metalle, -gießereien	17	17	15	15	14
Papiergewerbe	21	19	15	12	11
Sonstige chemische Industrie	7	7	6	6	6
Sonstige Wirtschaftszweige	23	22	22	22	23
Verarbeitung v. Steine u. Erden	7	6	5	5	4
Summe	**222**	**210**	**191**	**181**	**179**

Quelle: FORECAST-Industry, Fraunhofer ISI

5.3.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Im Klimaschutzszenario 95 sinkt der Energiebedarf von 2010 bis 2050 um 40 %. Im Jahr 2050 sind die fünf zentralen Energieträger Strom, Erdgas, Fernwärme, Erneuerbare Energien und Kohle. Letztere wird für die Eisenreduktion bei der Herstellung von Oxygenstahl benötigt. Sowohl Strombedarf als auch Brennstoffbedarf befinden sich 2050 auf einem sehr niedrigen Niveau, welches eine konsequente Umsetzung von Effizienzmaßnahmen verlangt, die weit über die heutigen Maßnahmen hinausgeht. Während sich der Strombedarf im Vergleich zum Klimaschutzszenario 80 nicht deutlich geändert hat, so liegt der Bedarf anderer Brennstoffe nochmal deutlich niedriger. Verantwortlich hierfür sind zum einen Steigerungen im Bereich der Materialeffizienz, die zu einem niedrigeren Produktionsniveau und Prozessverschiebungen führen. Weiterhin werden im Bereich Abwärmenutzung auch Maßnahmen umgesetzt, die eine deutlich längere Amortisationszeit haben, als üblicherweise von Unternehmen gefordert (teilweise deutlich über 5 Jahren).

Tabelle 5-34: Endenergiebedarf im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 - 2050

Energieträger	1990	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Strom	748	799	761	690	651	640
Erdgas	538	600	347	156	69	28
Fern-und Nahwärme	101	326	427	356	271	207
Heizöl	302	126	32	9	2	0
Kohle	679	361	325	244	159	123
Sonstige Gase	216	141	113	77	47	21
Erneuerbare Energien	18	20	111	274	383	405
Abfall	6	29	46	33	23	16
Summe	2.608	2.402	2.163	1.840	1.604	1.440
Veränderung ggü. 2010			-240	-562	-798	-962
prozentuale Veränderung ggü. 2010			-10%	-23%	-33%	-40%

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-21: Endenergiebedarf im Sektor Industrie nach Energieträgern, 1990 - 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Auf Ebene der einzelnen Industriebranchen zeigt sich ein deutlicher Rückgang bei der Metallerzeugung (Wechsel von Oxygenstahl zu Elektrostahl), aber auch der Brennstoffbedarf der Branchen, die vorwiegend Niedertemperaturwärme nachfragen (Ernährung, Papier, Teile der Chemie), fällt deutlich schneller als noch im KS 80. Ein zentraler Grund hierfür ist die verstärkte Nutzung von Abwärme in Kombination mit Wärmepumpen. Entsprechend wirkt sich das steigernd auf den Strombedarf der entsprechenden Branchen aus.

Abbildung 5-22: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-35: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [PJ]

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050
Ernährung und Tabak	118	92	68	50	36
Fahrzeugbau	70	65	56	45	33
Gewin. von Steinen und Erden	8	7	5	5	4
Glas u. Keramik	52	47	43	40	39
Grundstoffchemie	296	278	260	251	246
Gummi- u. Kunststoffwaren	39	37	32	27	23
Maschinenbau	45	39	31	22	13
Metallbearbeitung	52	47	41	34	28
Metallerzeugung	492	423	326	255	202
NE-Metalle, -gießereien	43	40	36	36	37
Papiergewerbe	121	101	76	53	37
Sonstige chemische Industrie	76	68	60	52	46
Sonstige Wirtschaftszweige	90	77	62	47	34
Verarbeitung v. Steine u. Erden	101	81	54	35	24
Summe	**1.603**	**1.401**	**1.150**	**953**	**801**

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5-23: Entwicklung der Stromnachfrage im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme)

Quelle: : Eigene Darstellung

Tabelle 5-36: Entwicklung der Stromnachfrage im KS 95 nach Industriebranchen (vor Abgleich CCS und KWK-Wärme) [TWh]

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050
Ernährung und Tabak	17	15	13	11	10
Fahrzeugbau	18	19	19	20	21
Gewin. von Steinen und Erden	2	2	1	1	1
Glas u. Keramik	5	4	4	4	3
Grundstoffchemie	44	40	36	34	33
Gummi- u. Kunststoffwaren	14	13	10	8	7
Maschinenbau	11	11	11	11	12
Metallbearbeitung	15	14	13	12	12
Metallerzeugung	21	20	17	14	14
NE-Metalle, -gießereien	17	16	14	13	13
Papiergewerbe	21	18	14	11	9
Sonstige chemische Industrie	7	7	6	6	6
Sonstige Wirtschaftszweige	23	22	21	21	21
Verarbeitung v. Steine u. Erden	7	6	5	4	4
Summe	**222**	**207**	**184**	**171**	**166**

Quelle: FORECAST-Industry, Fraunhofer ISI

5.3.5. Vergleich der Szenarien

In der folgenden Tabelle ist der resultierende Energiebedarf der Industrie im Vergleich über die Szenarien dargestellt. Der Endenergiebedarf sinkt in allen Szenarien, was im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) hauptsächlich auf einen strukturellen Wandel bzw. auf eine Stagnation der energieintensiven Branchen zurückzuführen ist. Im Klimaschutzszenario 80 kommen erhebliche Energieeffizienzgewinne hinzu – besonders im Bereich der elektrischen Motorsysteme. Im Klimaschutzszenario 95 werden besonders im Bereich der (Niedertemperatur-) Wärmenachfrage und der Materialeffizienz noch zusätzliche Effizienzpotenziale erschlossen.

Tabelle 5-37: Übersicht Endenergiebedarf im Sektor Industrie je Szenario, 2010 – 2050

Energieträger	Szenario	2010	2020	2030	2040	2050
		PJ				
Brennstoffe						
Energiebedarf	AMS (2012)	1.603	1.534	1.434	1.355	1.287
	KS 80	1.603	1.492	1.325	1.195	1.098
	KS 95	1.603	1.401	1.150	953	801
Prozentuale Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		-4%	-11%	-16%	-20%
	KS 80		-7%	-17%	-25%	-32%
	KS 95		-13%	-28%	-41%	-50%
Strom						
Energiebedarf	AMS (2012)	799	792	766	765	781
	KS 80	799	761	698	665	658
	KS 95	799	761	690	651	640
Prozentuale Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		-1%	-4%	-4%	-2%
	KS 80		-5%	-13%	-17%	-18%
	KS 95		-5%	-14%	-18%	-20%
Prozentuale Veränderung gegenüber 2008	AMS (2012)		-5%	-9%	-9%	-7%
	KS 80		-9%	-17%	-21%	-21%
	KS 95		-9%	-18%	-22%	-24%
Endenergie gesamt						
Energiebedarf	AMS (2012)	2.403	2.326	2.200	2.120	2.068
	KS 80	2.403	2.253	2.022	1.860	1.756
	KS 95	2.403	2.163	1.840	1.604	1.440
Prozentuale Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		-77	-203	-283	-335
	KS 80		-150	-381	-543	-647
	KS 95		-240	-563	-799	-962
Prozentuale Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		-3%	-8%	-12%	-14%
	KS 80		-6%	-16%	-23%	-27%
	KS 95		-10%	-23%	-33%	-40%

Quelle: Eigene Berechnungen

Weiterhin wird deutlich, dass in allen Szenarien die relativen Einsparungen im Bereich der Brennstoffe (vorwiegend zur Wärmebereitstellung) deutlich höher sind als beim Strombedarf – obwohl bereits im Klimaschutzszenario 80 die hohen Einsparpotenziale bei elektrischen Motorsystemen größtenteils ausgeschöpft sind. Mehrere Gründe sind hierfür verantwortlich. Zum einen ein fortgesetzter struktureller Wandel, da das Wachstum nicht in den energieintensiven (vorwiegend Wärme benötigenden) Industrien stattfindet. Zum anderen wurden im

Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95 die hohen Einsparpotenziale im Niedertemperaturwärmebereich weitgehend ausgeschöpft und durch den Einsatz von Wärmepumpen hat sogar eine Verschiebung von Brennstoffen hin zu Strom stattgefunden. Hierdurch ergibt sich für die Wärmepumpen bis 2050 ein Stromverbrauch von etwa 12 TWh (KS 95) bzw. 4 TWh (KS 80), der im Klimaschutzszenario 95 etwa 6 % des Strombedarfs im Jahr 2050 ausmacht. Als Resultat dieser Trends gewinnt Strom als Energieträger damit langfristig an Bedeutung, obwohl er in zwei KS 80 und KS 95 absolut sinkt.

Abbildung 5-24: Endenergiebedarf im Sektor Industrie je Szenario, 2010 – 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Der Beitrag der einzelnen Technologiefelder zu den erzielten Brennstoffeinsparungen je Szenario ist in Abbildung 5-25 dargestellt. Im Klimaschutzszenario 80 ist ein Großteil der Einsparungen bis 2050 auf Prozesstechnik, Dampferzeuger und Abwärmenutzung/Wärmepumpen zurück zu führen. Raumwärme und Warmwasser spielen nur eine geringe Rolle, da im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) bereits ein Großteil der Einsparpotenziale ausgeschöpft wurde. Im Klimaschutzszenario 95 kommen besonders in den Bereichen Abwärmenutzung/Wärmepumpen, Prozesstechnik sowie Materialeffizienz deutliche Einsparpotenziale hinzu. Bei Wärmepumpen können durch technische Verbesserungen im Klimaschutzszenario 95 Temperaturen bis 140 °C erreicht werden und dadurch neue Anwendungsbereiche erschlossen werden. Bei Einsparoptionen im Bereich der Prozesse werden im Klimaschutzszenario 95 auch Amortisationszeiten über 10 Jahre akzeptiert und neue Verfahren berücksichtigt, die sich bisher noch in der Entwicklung befinden (z.B. CO_2-arme Zementherstellung, Endabmessungsnahes Stahlgießen, Sauerstoffverzehrkatoden bei der Chlorherstellung, innovative Papiertrocknungsverfahren, Magnetheizer beim Aluminiumverarbeiten). Materialeffizienz fasst Effekte zusammen, die zu einem leichten Rückgang (<=5 %) der Produktion von energieintensiven Grundstoffen führen sowie eine Verschiebung hin zu Sekundärprozessen (Papier, Stahl, Aluminium, Kupfer) und Ersatzstoffen (Ersatz für Klinker bei der Zementherstellung) führen. Insgesamt ist die erzielte Reduktion des

Energiebedarfs im Klimaschutzszenario 95 als sehr ambitioniert einzustufen und erfordert umfangreiche Weichenstellungen der Politik und eine dynamische Entwicklung der notwendigen technologischen Innovationen, die sich aufgrund der sehr langen Lebensdauer des Anlagenbestandes nur langsam verbreiten. Es wurde in keinem Szenario von einem vorzeitigen Austausch von Geräten und Anlagen ausgegangen. Dieser würde die Kosten der Energieeinsparungen erheblich erhöhen. Wenn keine bisher unbekannten technologischen Durchbrüche erzielt werden, ist der Brennstoffbedarf im Klimaschutzszenario 95 an der unteren Grenze angelangt.

Abbildung 5-25: Beitrag der einzelnen Technologiefelder zu den erzielten Brennstoffeinsparungen je Szenario im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)[40]

Quelle: Eigene Darstellung

[40] Gesamthöhe der Balken entspricht dem Brennstoffbedarf im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012).

Tabelle 5-38: Beitrag der einzelnen Technologiefelder zu den erzielten Brennstoff-einsparungen je Szenario im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Technologiefeld	2010	2020		2030		2040		2050	
		KS 80	KS 95	KS 80	KS 95	KS 80	KS 95	KS 80	KS 95
Energieverbrauch AMS	1.603	1.534	1.534	1.434	1.434	1.355	1.355	1.287	1.287
Verbleibender Verbrauch KS 80 bzw. KS 95	1.603	1.492	1.401	1.325	1.150	1.195	953	1.098	801
Einsparung Prozesse (KS 95 inkl. Materialeffizienz)	-	22	65	67	150	95	206	104	234
Einsparung Raumwärme und Warmwasser	-	(0)	2	3	11	7	26	12	43
Einsparung Dampferzeuger und -Verteilnetz	-	9	13	18	27	28	41	38	57
Einsparung Abwärmenutzung und Wärmepumpen	-	12	54	22	97	29	128	36	153

Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 5-26 wird ersichtlich, wie sich der Energiebedarf auf die einzelnen Energieträger verteilt. Demnach geht in allen Szenarien die relative und absolute Bedeutung der sehr kohlenstoffreichen Energieträger wie Heizöl und Kohle zurück. Besonders im Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95 nehmen Abfälle und Erneuerbare Energien stark an Bedeutung zu. Jedoch ist im Klimaschutzszenario 95, bedingt durch die zusätzlichen Energieeinsparungen und den Einsatz von Wärmepumpen im Niedertemperaturbereich, der Anteil der Erneuerbaren Energien wieder etwas niedriger als im Klimaschutzszenario 80. Entsprechend gewinnt Strom an Bedeutung, was neben dem Einsatz von Wärmepumpen auch auf die höheren Energieeinsparungen im Bereich der anderen Brennstoffe zurückzuführen ist. Im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nimmt auch die Bedeutung von Erdgas sowohl im Klimaschutzszenario 80 als auch im Klimaschutzszenario 95 stark ab. Einsatz von Kohle findet im Klimaschutzszenario 80 und im Klimaschutzszenario 95 fast ausschließlich in der Stahlherstellung statt.

Abbildung 5-26: Vergleich des Energiebedarfs je Energieträger und Szenario

Quelle: Eigene Darstellung

Bei Betrachtung der Veränderung des Brennstoffbedarfs je Wirtschaftszweig wird deutlich, wie groß in allen Szenarien der Anteil der Metallerzeugung an der gesamten Veränderung ist (siehe Abbildung 5-27). Dieser Rückgang des Brennstoffbedarfs ist jedoch nur zu einem kleinen Teil auf effizientere Herstellungsverfahren zurückzuführen, sondern zum Großteil auf eine Verschiebung von Oxygenstahl hin zu Elektrostahl sowie eine insgesamt leicht rückläufige Stahlproduktion. Im Klimaschutzszenario 80 kommen verstärkt auch Effizienzgewinne hinzu, wie durch das Endabmessungsnahe Gießen und im Klimaschutzszenario 95 werden nochmal weitere Einsparungen durch Materialeffizienzverbesserungen und einen höheren Recyclinganteil erreicht. Abbildung 5-28 zeigt den Beitrag der einzelnen Prozesse der Metallerzeugung zur Veränderung des Brennstoffbedarfs des Sektors im Vergleich zum Jahr 2010.

Abbildung 5-27: Veränderung des Brennstoffbedarfs je Wirtschaftszweig im Vergleich zum Jahr 2010

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5-28: Veränderung des Brennstoffbedarfs je Prozess in der Branche Metallerzeugung im Vergleich zum Jahr 2010

Quelle: Eigene Darstellung

Im Folgenden ist die Veränderung des Strombedarfs je Wirtschaftszweig dargestellt. Die Beiträge der einzelnen Branchen sind hier deutlich gleichmäßiger aufgeteilt als dies bei der Brennstoffnachfrage der Fall ist, was auch der gleichmäßigeren Verteilung der Stromnachfrage auf die Branchen entspricht.

Abbildung 5-29: Veränderung des Strombedarfs je Wirtschaftszweig im Vergleich zum Jahr 2010

Quelle: Eigene Darstellung

Im Bereich der Stromnachfrage spielen die Querschnittstechniken (besonders die elektrischen Motorsysteme) eine besondere Rolle. Die Veränderung des Strombedarfs dieser Techniken ist in Abbildung 5-30 dargestellt. Auch hier ist zu beachten, dass es sich bei der Veränderung nicht nur um reine Energieeinsparung handelt, sondern diese auch die wirtschaftliche Entwicklung der einzelnen Branchen berücksichtigt. Dennoch zeigt gerade der große Unterschied zwischen Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und Klimaschutzszenario 80, wie hoch die Einsparpotenziale in diesem Bereich sind. Die zusätzlichen Einsparungen im Klimaschutzszenario 95 sind eher moderat und zeigen auch, dass bereits im Klimaschutzszenario 80 ein Großteil der verfügbaren Einsparpotenziale ausgeschöpft wurde.

Abbildung 5-30: Veränderung des Strombedarfs je Querschnittstechnik im Vergleich zum Jahr 2010

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-39 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO_2, CH_4 und N_2O von 1990 bis 2050 im Vergleich der Szenarien sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick.

Die Emissionen der Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O gehen im (AMS (2012) in der Periode 2010 bis 2050 von 70 Mio. t CO_2-Äqu. auf 41 Mio. t CO_2-Äqu., also um insgesamt etwa 29 Mio. t CO_2-Äqu. zurück. Im KS 80 liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf einem Niveau von 18 Mio. t CO_2-Äqu. und damit um etwa 52 Mio. t CO_2-Äqu. unter dem entsprechenden Wert von 2010. Im KS 95 sinken die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 78 Mio. t CO_2-Äqu. In diesem Szenario wird bei einigen Prozessen (Zement, Kalk, Eisen und Stahl) die CCS-Technologie eingesetzt. Eine Abscheidung erfolgt hier sowohl für verbrennungsbedingte als auch prozessbedingte Emissionen. Durch eine zusätzliche Abscheidung von CO_2-Emissionen aus Biomasse entsteht eine Emissionssenke, die etwa 8 Mio t CO_2-Äqu. aufnimmt.[41]

Für die Periode 1990 bis 2020 ergibt sich damit im AMS (2012) eine Emissionsminderung von 48 % und für den Zeitraum von 1990 bis 2050 von 62 %. Im KS 80 ist die Emissionsminderung bis 2020 mit einem Rückgang von 49 % ähnlich hoch, 2050 wird aber mit einem Rückgang von 83 % eine deutlich höhere Emissionsminderung erzielt. Im KS 95 hingegen wird schon bis 2020 eine signifikant höhere Emissionsminderung erzielt als im KS 80 oder im AMS (2012). Da im Jahr 2050

[41] Eine detaillierte Beschreibung methodischen Anwendung der CCS-Technologie ist Abschnitt 6.1 zu entnehmen.

die Industrie wegen der Kombination von Biomasse und CCS zu einer Emissionssenke wird, ergibt sich eine rechnerische Emissionminderung von über 100 %.

Tabelle 5-39: Emissionsentwicklungen für den Industriesektor (ohne Industriekraftwerke) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	107.367	68.974	69.343				
AMS (2012)				55.795	49.540	44.668	40.557
Klimaschutzszenario 80				55.371	39.891	28.050	18.043
Klimaschutzszenario 95				46.041	21.531	3.246	-8.445
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	184	87	88				
AMS (2012)				82	71	62	54
Klimaschutzszenario 80				87	74	62	44
Klimaschutzszenario 95				89	58	29	19
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	788	373	396				
AMS (2012)				364	321	290	267
Klimaschutzszenario 80				339	281	244	203
Klimaschutzszenario 95				321	217	134	88
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	108.340	69.434	69.827				
AMS (2012)				56.241	49.932	45.020	40.879
Klimaschutzszenario 80				55.796	40.246	28.356	18.290
Klimaschutzszenario 95				46.451	21.806	3.409	-8.338
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-48,1	-53,9	-58,4	-62,3
Klimaschutzszenario 80				-48,5	-62,9	-73,8	-83,1
Klimaschutzszenario 95				-57,1	-79,9	-96,9	-107,7
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-19,0	-28,1	-35,2	-41,1
Klimaschutzszenario 80				-19,6	-42,0	-59,2	-73,7
Klimaschutzszenario 95				-33,1	-68,6	-95,1	-112,0
Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, ohne Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes							

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko- Institut

5.3.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Industrie für das KS 80 und KS 95

Für die Erreichung der Ziele in beiden Szenarien (KS 80 und KS 95) ist ein breiter Policy-Mix notwendig, der über die heute bestehenden Instrumente hinaus geht:

- Förderung von Forschung und Entwicklung (F&E) sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen im Bereich der energieeffizienten Produktionsprozesse (z.B. CO_2-arme Zementherstellung, Endabmessungsnahes Stahlgießen, Sauerstoffverzehrkatoden bei der Chlorherstellung, innovative Papiertrocknungsverfahren, Magnetheizer beim Aluminiumverarbeiten), industriellem CCS und industriellen Großwärmepumpen (vor allem im KS 95);

- Überwindung von Hemmnissen durch umfangreiches Energiemanagement und Energieberatung um Einsparpotenziale durch Systemoptimierung in den Bereichen elektrische Motorsysteme, Dampferzeugung und -nutzung sowie Abwärme zu erschließen;
- Überwinden von Hemmnissen zur betriebsübergreifenden Nutzung von Abwärme;
- Ein deutlicher Anstieg der Zertifikatepreise im EU-Emissionshandel (EHS) zum Beschleunigen des Brennstoffwechsels im EHS-Sektor (Alternativ ein vorgegebener Preispfad (oder Intervall), um die Investitionssicherheit zu verbessern);
- Preissignal um den Brennstoffwechsel im Nicht-EHS-Sektor zu beschleunigen, z.B. durch eine CO_2-Steuer;
- Förderprogramme für die Bereitstellung von Zuschüssen bei Investitionen in besonders energieeffiziente Techniken um Maßnahmen mit längeren Amortisationszeiten attraktiv zu machen;
- Instrumente zur Förderung der Material- und Ressourceneffizienz (KS 95).

5.4. GHD – Geräte und Prozesse

Im Folgenden werden die Annahmen und Simulationsergebnisse für den Energiebedarf des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung, der nicht zur Bereitstellung von Wärme und Kälte in Gebäuden (siehe Abschnitt 5.1) verwendet wird, ausgewiesen.

5.4.1. Annahmen und Parameter

Wie im Abschnitt 3.2.3 beschrieben, wird der Strombedarf für Geräte und Prozesse im Sektor GHD mit dem Modell FORECAST-Tertiary berechnet. Im Modell wird der Strombedarf bottom-up anhand von spezifischen Kennwerten (z.B. installierte Leistung) und Aktivitätsgrößen (z.B. Anzahl der Beschäftigten je Wirtschaftszweig) berechnet. Während eine vollständige Darstellung der Kennwerte den Umfang dieses Berichtes übersteigen würde, soll anhand von Tabelle 5-40 das aggregierte Resultat dieses Bottom-up-Mengengerüsts gezeigt werden. Die Tabelle zeigt den Anteil der einzelnen Anwendungen am Stromverbrauch der Wirtschaftszweige. Die Modellierung der Einsparpotenziale findet schließlich auf Ebene der einzelnen Anwendungen und Wirtschaftszweige statt.

Die Anteile der Anwendungen sind mit verfügbaren empirischen Erhebungen abgeglichen (siehe z.B. Schlomann et al. 2009). Zwar konnte aufgrund der unterschiedlichen Aggregierung und der nicht erhobenen, aber für die Modellierung benötigten, Kennwerte kein vollständiger Angleich vorgenommen werden, jedoch sind die Modellannahmen generell im Einklang mit den erhobenen Daten.

Wenngleich diese Werte als (empirisch abgeglichene) Annahmen zu betrachten sind, so lassen sich doch typische Muster erkennen. So hat der Sektor Handel einen sehr hohen Bedarf an Beleuchtung und Kühlung, im Gastgewerbe spielt Kochen eine große Rolle, in den Büros des Finanz- und Versicherungssektors sind IKT-Anwendungen vergleichsweise bedeutend und in Krankenhäusern hat Waschen einen vergleichsweise hohen Anteil.

Tabelle 5-40: Anteile der Anwendungen am Strombedarf je Wirtschaftszweig des Sektors GHD im Jahr 2010

Wirtschaftszweig	Innenraum-beleuchtung	Straßen-beleuchtung	IKT Büro	Rechenzentren und Server	Lüftung und Klimatisierung	Aufzüge	Weitere Gebäudestrom-verbraucher	Kochen (gewerblich)	Waschen (gewerblich)	Kühl- und Gefriergeräte	Summe
Handel; Reparatur von Fahrzeugen	13,8	0,0	0,4	1,4	2,0	0,1	7,1	0,0	0,0	10,9	**35,6**
Gastgewerbe	2,1	0,0	0,1	0,3	0,5	0,0	1,6	2,8	0,9	2,4	**10,7**
Verkehr und Lagerei, IuK	2,2	4,5	0,3	0,7	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5	**8,8**
Finanz- und Versicherungsdienstl.	1,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,0	0,0	0,2	**3,1**
Gesundheits-und Sozialwesen	1,9	0,0	0,4	0,8	0,1	0,9	0,5	3,1	1,2	0,3	**9,2**
Erziehung und Unterricht	2,6	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,5	1,9	0,0	0,3	**6,3**
Öff. Verwaltung, Verteidigung;	3,6	0,0	0,6	0,9	0,3	0,6	0,3	0,0	0,0	0,5	**6,8**
Sonstige Wirtschaftszweige	9,7	0,0	1,2	1,5	0,6	0,0	5,0	0,0	0,0	0,5	**18,5**
Summe	**36,8**	**4,5**	**3,8**	**6,6**	**3,9**	**2,0**	**15,9**	**7,8**	**2,1**	**15,7**	**99,1**

Quelle: Fraunhofer ISI, TEP Energy / FORECAST

Abbildung 5-31: Strombedarf im Sektor GHD nach Wirtschaftszweig und Energieanwendungen für das Jahr 2010

Quelle: Fraunhofer ISI, TEP Energy / FORECAST

Die drei berechneten Szenarien unterscheiden sich vorwiegend hinsichtlich der für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Investitionsentscheidung angenommenen impliziten Diskontierungsrate. Hier liegt das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) bei 70 %, das Klimaschutzszenario 80 bei 20 % und das Klimaschutzszenario 95 beinhaltet selbst Maßnahmen, die mit einer klassischen Wirtschaftlichkeitsrechnung selbst bei niedrigen Zinsraten nicht als wirtschaftlich einzustufen sind. Entsprechend unterscheiden sich die drei Szenarien in ihrer grundlegenden Philosophie deutlich. Während im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) noch etwaige Hemmnisse sehr ausgeprägt sind, sind diese im Klimaschutzszenario 80 weitestgehend überwunden und im Klimaschutzszenario 95 sind darüber hinaus finanzielle Anreize nötig, um Maßnahmen aus Entscheiderperspektive wirtschaftlich zu machen.

Die relativ hohen hinterlegten impliziten Diskontierungsraten sind nicht mit dem klassischen Zinsfuß bei Investitionsentscheidungen zu verwechseln. Die impliziten Diskontierungsraten sind typischerweise deutlich höher, da sie auch Hemmnisse, wie z.B. fehlende Informationen über die Verfügbarkeit von Effizienzmaßnahmen, berücksichtigen. D.h. sie beschreiben nicht die Bewertung einzelner bekannter Investitionsprojekte, sondern beschreiben auch die (Nicht-) Investition in nicht bekannte Projekte und Möglichkeiten, die jedoch wirtschaftlich wären.

Weiterhin wurden im KS 80 und KS 95 eine schnellere Diffusion von hocheffizienten Geräten hinterlegt, besonders im Bereich der Beleuchtung (LEDs und OLEDs), die nicht alleine wirtschaftlich getrieben ist, sondern über sehr ambitionierte Mindeststandards den Markt schnell umwälzt und die technologische Entwicklung antreibt.

Der Brennstoffbedarf des Sektors GHD, der nicht für Gebäudewärme und -kälte verwendet wird, teilt sich wie folgt auf die Anwendungen auf (basierend auf Schlomann et al. 2009):

- **Prozesswärme: ~1 %** (Absorptionskältemaschinen)
- **Kraft: ~33 %** (Kraftstoffeinsatz verbrennungsmotorischer Antriebe, zur Acker- und Feldpflege, Einbringen der Ernte etc. in der Landwirtschaft (Traktoren etc.), zur Vorbereitung und zum Betrieb einer Baustelle im Baugewerbe (Strom- und Drucklufterzeugung, Bagger- und Radlader-Einsatz etc.), im Rahmen des Flugvorfeldbetriebes bei Flughäfen (Schlepper, Busse etc.) eingesetzt werden.
- **Prozesskälte ~66 %** (z.B. Wasch- und Reinigungsverfahren, Kochen und Garen, Sterilisieren, Brennen und Schweißen sowie für die Wärmebedarfsdeckung von Schwimmbecken und Unterglasbauten)

Insgesamt spielt der Brennstoffbedarf von etwa 108 PJ im Jahr 2010 jedoch im Vergleich zum Strombedarf von 462 PJ nur eine untergeordnete Rolle und wird entsprechend weniger detailliert modelliert.

5.4.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) steigt der Stromverbrauch von etwa 138 TWh (499 PJ) in 2010 auf etwa 159 TWh (572 PJ) in 2050, was einem Zuwachs von gut 15 % entspricht. Dieser ist vorwiegend durch die Zunahme bei Anwendungen wie Rechenzentren/Servern, IKT, Klimatisierung und auch Kühlung in Supermärkten zurückzuführen.

Der Bedarf anderer Brennstoffe geht hingegen leicht zurück und es findet ein kontinuierlicher aber langsamer Wechsel zu Erneuerbaren Energieträgern statt.

Tabelle 5-41: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nach Energieträgern

Energieträger	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Strom	499	500	512	534	572
Erdgas	39	38	35	31	28
Fern-und Nahwärme	0	0	0	0	0
Heizöl	88	83	72	59	47
Kohle	2	2	2	1	1
biogene Brennstoffe	6	8	11	17	21
Umweltwärme	0	0	0	0	0
Solarthermie	0	0	0	0	0
Summe	634	630	632	643	670
Veränderung ggü. 2010		-4	-2	8	35
prozentuale Veränderung ggü. 2010		-1%	0%	1%	6%

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-32: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nach Energieträgern

Quelle: Eigene Darstellung

Bei Betrachtung der einzelnen Branchen des Sektors GHD zeigt sich bis 2050 eine stark variierende Entwicklung. Während der Strombedarf einzelner Branchen wie der öffentlichen Verwaltung oder dem Bereich Erziehung und Unterricht sogar abnimmt steigt er in anderen

Bereichen, wie dem Finanzsektor, der Verkehrs- und Kommunikationsinfrastruktur sowie den übrigen Branchen, stark an. Dies ist zum einen auf einen ähnlichen Trend bei den Erwerbstätigen je Branche zurück zu führen (siehe Kapitel 4.1.5) und zum anderen auf die unterschiedliche Dynamik mit der sich stromverbrauchende Geräte und Anwendungen in den Branchen verbreiten sowie die Struktur der Energiedienstleistungen.

Tabelle 5-42: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen[42]

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
			TWh			
Handel; Reparatur von Fahrzeugen	35,6	35,8	36,4	37,1	39,9	12%
Gastgewerbe	10,7	10,1	10,1	11,0	11,9	11%
Verkehr und Lagerei, IuK	8,8	8,4	8,6	9,2	9,9	13%
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	3,1	3,3	3,6	3,9	4,3	39%
Gesundheits-und Sozialwesen	9,2	10,0	10,5	10,8	11,8	28%
Erziehung und Unterricht	6,3	6,3	6,3	6,1	6,1	-3%
Öff. Verwaltung, Verteidigung;	6,8	6,5	6,5	6,2	6,3	-8%
Sonstige Wirtschaftszweige	18,5	18,8	19,3	21,0	22,4	21%
Summe bottom-up	99,1	99,3	101,4	105,4	112,6	14%
Summe kalibriert	138,6	139,0	142,3	148,5	158,9	15%
Veränderung ggü. 2010		0,4	3,7	9,9	20,3	
prozentuale Veränderung ggü. 2010		0%	3%	7%	15%	

Quelle: Eigene Berechnungen

[42] „Summe bottom-up“ entspricht dem über das Mengengerüst berechneten Stromverbrauch aller modellierten Anwendungen, während „Summe kalibriert“ dem auf die Energiebilanz kalibrierten Strombedarf des Sektors GHD entspricht.

Tabelle 5-43: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Anwendungen Fehler! Textmarke nicht definiert.

Anwendung	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
	TWh					
Innenraumbeleuchtung	36,8	34,3	32,1	32,5	33,4	-9%
Straßenbeleuchtung	4,5	4,2	4,2	4,4	4,5	0%
IKT Büro	3,8	3,5	4,2	5,0	5,9	54%
Rechenzentren und Server	6,6	7,6	9,2	11,2	14,3	118%
Lüftung und Klimatisierung	3,9	5,0	6,3	8,1	10,4	162%
Aufzüge	2,0	2,2	2,2	2,0	2,1	5%
Weitere Gebäudestromverbraucher	15,9	19,0	21,0	21,0	20,2	27%
Kochen (gewerblich)	7,8	7,1	7,0	6,8	6,8	-13%
Waschen (gewerblich)	2,1	2,3	2,4	2,5	2,6	22%
Gewerbliche Kühl- und Gefriergeräte	15,7	14,1	12,7	11,9	12,5	-20%
Summe Bottom-up	99,1	99,3	101,4	105,4	112,6	14%
Summe kalibriert	138,6	139,0	142,3	148,5	158,9	15%
Veränderung ggü. 2010		0,4	3,7	9,9	20,3	
prozentuale Veränderung ggü. 2010		0%	3%	7%	15%	

Quelle: Eigene Berechnungen

5.4.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Im Klimaschutzszenario 80 fällt der Strombedarf bis 2050 um etwa 10 % verglichen mit 2010. Dieser Rückgang spiegelt eine Umkehr des erwarteten Trends im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) wider und ist getrieben durch eine ambitionierte Umsetzung von Effizienzmaßnahmen und der schnellen Verbreitung hocheffizienter Geräte.

Während auch im Klimaschutzszenario 80 nur Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden, die wirtschaftlich realisierbar sind (positiver Barwert bei einem Diskontierungssatz von 20 %), so wird jedoch davon ausgegangen, dass sämtliche darüber hinaus existierende Hemmnisse für den Einsatz von Effizienzmaßnahmen abgebaut werden. Diese sind gerade im Sektor GHD sehr hoch, da in vielen Unternehmen Energiebedarf mit einem Anteil an den Gesamtkosten von weniger als 1 % eine untergeordnete Rolle spielt bzw. in diesen Unternehmen keine aktive Suche nach Einsparmaßnahmen stattfindet. Die umgesetzten Einsparpotenziale können somit als sehr ambitioniert eingestuft werden und verlangen entsprechend nach einem Mix von politischen Instrumenten zum Abbau von Hemmnissen, der deutlich über die derzeit implementierten Instrumente hinausgeht.

Tabelle 5-44: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 80 nach Energieträgern

Energieträger	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Strom	499	458	445	449	450
Erdgas	39	36	31	25	21
Fern-und Nahwärme	0	0	0	0	0
Heizöl	88	75	52	30	10
Kohle	2	1	1	0	0
biogene Brennstoffe	6	13	25	34	41
Umweltwärme	0	0	0	0	0
Solarthermie	0	0	1	2	3
Summe	634	583	554	541	525
Veränderung ggü. 2010		-51	-80	-94	-109
prozentuale Veränderung ggü. 2010		-8%	-13%	-15%	-17%

Quelle: Eigene Berechnungen

Die zeitliche Umsetzung der Effizienzmaßnahmen verteilt sich nicht gleichmäßig über den Zeitraum bis 2050, sondern findet verstärkt zwischen 2010 und 2030 statt. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass ein umfangreicher Satz an Maßnahmen kurzfristig umgesetzt werden muss, um das Ziel, den Strombedarf bis 2020 um 10 % zu reduzieren, zu erreichen. Die Maßnahmen, wie z.B. Mindeststandards und die Einführung von hocheffizienten Technologien wirken dann auch in den Folgejahren noch. Aufgrund der relativ kurzen Lebensdauer vieler Anwendungen (z.B. Lampen und IKT-Geräte) wird die Wirkung entsprechender Maßnahmen relativ kurzfristig sichtbar, im Gegensatz zu anderen Sektoren wie Gebäuden oder Industrieanlagen.

Abbildung 5-33: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 80 nach Energieträgern

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-45: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen Fehler! Textmarke nicht definiert.

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
			TWh			
Handel; Reparatur von Fahrzeugen	35,6	31,2	29,0	28,6	29,6	-17%
Gastgewerbe	10,7	9,3	8,8	9,4	9,8	-9%
Verkehr und Lagerei, IuK	8,8	7,5	6,9	6,6	6,6	-25%
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	3,1	3,2	3,2	3,4	3,2	4%
Gesundheits-und Sozialwesen	9,2	9,5	9,9	10,0	10,6	15%
Erziehung und Unterricht	6,3	5,8	5,6	5,2	5,1	-20%
Öff. Verwaltung, Verteidigung;	6,8	5,9	5,7	5,2	4,9	-28%
Sonstige Wirtschaftszweige	18,5	18,1	18,2	18,9	16,7	-10%
Summe bottom-up	99,1	90,6	87,2	87,2	86,4	-13%
Summe kalibriert	138,6	127,2	123,7	124,9	124,9	-10%
Veränderung ggü. 2010		-11,4	-14,9	-13,7	-13,6	
prozentuale Veränderung ggü. 2010		-8%	-11%	-10%	-10%	

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei Betrachtung der einzelnen Anwendungen (siehe Tabelle 5-46) wird deutlich, dass besonders die Beleuchtung zu den Stromeinsparungen beiträgt. Hier sind bis 2030 hocheffiziente LED Beleuchtungen und Licht- sowie bewegungsabhängige Steuerungen weitgehend verbreitet. Auch

bei anderen Anwendungen werden die verfügbaren Einsparpotenziale weitestgehend ausgenutzt und selbst wenn einige Anwendungen bis 2050 noch steigen, so zeigt sich im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) ein erhebliches Einsparpotenzial.

Tabelle 5-46: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Anwendungen Fehler! Textmarke nicht definiert.

Anwendung	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
	TWh					
Innenraumbeleuchtung	36,8	32,9	29,9	28,9	25,6	-30%
Straßenbeleuchtung	4,5	3,7	3,2	2,9	2,7	-40%
IKT Büro	3,8	3,1	3,6	4,1	4,7	24%
Rechenzentren und Server	6,6	6,9	7,5	8,4	9,7	47%
Lüftung und Klimatisierung	3,9	5,0	6,3	7,6	8,0	103%
Aufzüge	2,0	2,2	2,2	2,0	2,1	5%
Weitere Gebäudestromverbraucher	15,9	13,4	12,4	12,2	12,1	-24%
Kochen (gewerblich)	7,8	7,1	7,0	6,8	6,8	-13%
Waschen (gewerblich)	2,1	2,3	2,4	2,5	2,6	22%
Gewerbliche Kühl- und Gefriergeräte	15,7	14,1	12,7	11,8	12,1	-22%
Summe	99,1	90,6	87,2	87,2	86,4	-13%
Summe kalibriert	138,6	127,2	123,7	124,9	124,9	-10%
Veränderung ggü. 2010		-11,7	-16,2	-16,3	-17,3	
prozentuale Veränderung ggü. 2010		-9%	-12%	-12%	-13%	

Quelle: Eigene Berechnungen

5.4.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Das Klimaschutzszenario 95 zeigt bezüglich des Strombedarfs Einsparungen von 23 % verglichen mit dem Jahr 2010, was im Vergleich zum Klimaschutzszenario 80 eine deutliche Steigerung darstellt. Diese ist darauf zurück zu führen, dass nochmals ambitioniertere Maßnahmen umgesetzt werden, selbst wenn diese aus Entscheiderperspektive nicht wirtschaftlich sind (jedoch nah an der Wirtschaftlichkeit). Diese Maßnahmen führen besonders in den Bereichen Beleuchtung sowie Lüftung und Klimatisierung zu zusätzlichen Einsparungen ggü. dem KS 80. Beim Brennstoffbedarf zeigt sich ein stärkerer Wechsel, sodass bis zum Jahr 2050 der Großteil auf Erneuerbare Energien umgestellt ist.

Tabelle 5-47: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 95 nach Energieträgern

Energieträger	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Strom	499	403	354	357	380
Erdgas	39	32	21	10	1
Fern-und Nahwärme	0	0	0	0	0
Heizöl	88	72	48	23	2
Kohle	2	1	1	1	0
biogene Brennstoffe	6	16	30	40	49
Umweltwärme	0	0	0	0	0
Solarthermie	0	0	2	4	7
Summe	634	525	455	436	440
Veränderung ggü. 2010		-109	-179	-199	-194
prozentuale Veränderung ggü. 2010		-17%	-28%	-31%	-31%

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-34: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Klimaschutzszenario 95 nach Energieträgern

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-48: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen Fehler! Textmarke nicht definiert.

Wirtschaftszweig	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
	TWh					
Handel; Reparatur von Fahrzeugen	35,6	28,6	23,0	22,5	24,2	-32%
Gastgewerbe	10,7	8,6	7,6	8,0	8,4	-22%
Verkehr und Lagerei, IuK	8,8	6,9	5,9	5,8	6,0	-31%
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	3,1	2,7	2,5	2,6	2,6	-15%
Gesundheits-und Sozialwesen	9,2	7,7	7,8	8,0	8,8	-4%
Erziehung und Unterricht	6,3	5,3	4,7	4,3	4,2	-33%
Öff. Verwaltung, Verteidigung;	6,8	5,1	4,5	4,1	4,1	-40%
Sonstige Wirtschaftszweige	18,5	14,5	12,6	12,8	13,0	-30%
Summe bottom-up	99,1	79,5	68,6	67,9	71,5	-28%
Summe kalibriert	138,6	111,9	98,4	99,2	105,7	-24%
Veränderung ggü. 2010		-26,6	-40,2	-39,3	-32,9	
prozentuale Veränderung ggü. 2010		-19%	-29%	-28%	-24%	

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-49: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Anwendungen Fehler! Textmarke nicht definiert.

Anwendung	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2010
	TWh					
Innenraumbeleuchtung	36,8	26,4	18,7	16,9	15,6	-58%
Straßenbeleuchtung	4,5	3,6	3,1	2,8	2,7	-39%
IKT Büro	3,8	2,7	3,3	4,0	4,8	26%
Rechenzentren und Server	6,6	7,6	9,1	11,2	14,3	118%
Lüftung und Klimatisierung	3,9	3,5	3,2	3,4	3,5	-11%
Aufzüge	2,0	2,1	2,1	2,0	2,1	6%
Weitere Gebäudestromverbraucher	15,9	11,8	9,1	8,5	8,7	-45%
Kochen (gewerblich)	7,8	5,7	5,5	5,4	5,5	-30%
Waschen (gewerblich)	2,1	2,3	2,4	2,5	2,6	22%
Gewerbliche Kühl- und Gefriergeräte	15,7	13,7	12,1	11,1	11,6	-26%
Summe	99,1	79,5	68,6	67,9	71,5	-28%
Summe kalibriert	138,6	111,9	98,4	99,2	105,7	-24%
Veränderung ggü. 2010		-26,6	-40,2	-39,3	-32,9	
prozentuale Veränderung ggü. 2010		-19%	-29%	-28%	-24%	

Quelle: Eigene Berechnungen

5.4.5. Vergleich der Szenarien

Beim Vergleich der Szenarien wird besonders deutlich, wie unterschiedlich die Entwicklung beim Strombedarf zwischen Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und Klimaschutzszenario 80 ist. Hier sind bereits im Klimaschutzszenario 80 die für das Erreichen der Stromeinsparziele notwendigen sehr ambitionierten Einsparmaßnahmen umgesetzt. Insgesamt ist damit beim Strombedarf bereits

das Klimaschutzszenario 80 als ambitioniert bezüglich der realisierten Einsparungen einzustufen. Das Klimaschutzszenario 95 geht noch darüber hinaus. Um diese Einsparungen zu realisieren wäre ein deutlich umfassenderer Mix an Politikinstrumenten zur Überwindung sämtlicher Hemmnisse notwendig, als dieser heute vorhanden ist. Für das Klimaschtzszenario 95 ist auch eine finanzielle Förderung notwendig, um unrentable Optionen für die Unternehmen wirtschaftlich attraktiv zu machen. Auch müssten implementierte Mindeststandards und ähnliche Instrumente kontinuierlich an den technischen Wandel angepasst werden bzw. diesen sogar vorwärts treiben und ambitionierter gestaltet werden.

Eine Reduktion des Strombedarfs im GHD-Sektor ist demnach technisch (und wirtschaftlich) machbar und damit kann auch im GHD-Sektor ein wichtiger Beitrag zu den Stromeinsparzielen des Energiekonzepts geleistet werden. Ob es allerdings gelingen wird, den in Europa derzeit vorhandenen Trend hin zu einem steigenden Strombedarf im tertiären Sektor umzukehren, kann damit nicht gesagt werden.

Tabelle 5-50: Übersicht Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Vergleich, 2010 – 2050

Energieträger	Szenario	2010	2020	2030	2040	2050
		PJ				
Brennstoffe						
Energiebedarf	AMS (2012)	135	130	120	108	98
	KS 80	135	125	109	91	76
	KS 95	135	122	101	78	60
Prozentuale Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		-4%	-12%	-20%	-28%
	KS 80		-7%	-19%	-33%	-44%
	KS 95		-10%	-25%	-42%	-56%
Strom						
Energiebedarf	AMS (2012)	499	500	512	534	572
	KS 80	499	458	445	449	450
	KS 95	499	403	354	357	380
Absolute Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		0%	3%	7%	15%
	KS 80		-8%	-11%	-10%	-10%
	KS 95		-19%	-29%	-28%	-24%
Prozentuale Veränderung gegenüber 2008	AMS (2012)		13%	16%	21%	30%
	KS 80		4%	1%	2%	2%
	KS 95		-9%	-20%	-19%	-14%
Endenergie gesamt						
Energiebedarf	AMS (2012)	986	967	943	924	924
	KS 80	986	909	838	778	722
	KS 95	986	842	718	640	595
Absolute Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		-19	-43	-63	-63
	KS 80		-77	-148	-209	-265
	KS 95		-145	-269	-347	-391
Prozentuale Veränderung gegenüber 2010	AMS (2012)		-2%	-4%	-6%	-6%
	KS 80		-8%	-15%	-21%	-27%
	KS 95		-15%	-27%	-35%	-40%

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-35: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im Vergleich, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5-36 zeigt den Beitrag der einzelnen Anwendungen zur Veränderung des Strombedarfs im Vergleich zum Jahr 2010. Demnach leistet die Beleuchtung einen zentralen Beitrag zur Minderung des Strombedarfs – selbst im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012). Während einige Anwendungen, wie die Rechenzentren und Server, Lüftung und Klimatisierung und die sonstigen Gebäudestromverbraucher im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) noch steigen, steigen diese im Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95 deutlich langsamer bzw. tragen sogar zum Sinken des Strombedarfs bei.

Diese Veränderungen sind nicht mit Energieeffizienzverbesserungen im engeren Sinne zu verwechseln. Da sie im Vergleich zum Strombedarf im Jahr 2010 berechnet wurden, ist es theoretisch möglich, dass einzelne Anwendungen keinen Effizienzgewinn aufweisen, jedoch aufgrund z.B. der abnehmenden Nutzung bis 2050 einen sinkenden Stromverbrauch aufweisen. Hingegen ist es möglich, dass bei Anwendungen, die bis 2050 einen steigenden Stromverbrauch haben, bereits umfangreiche Effizienzpotenziale realisiert wurden, die durch Politikinstrumente angestoßen werden könnten.

Abbildung 5-36: Veränderung des Strombedarfs im Sektor GHD – Prozesse und Geräte nach Anwendungen und Szenarien im Vergleich zu 2010

Quelle: Eigene Darstellung

In ähnlicher Weise ist in Abbildung 5-37 die Veränderung des Stromverbrauchs bezogen auf 2010 nach den Branchen des GHD-Sektors dargestellt. Im Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95 fällt der Strombedarf in fast allen Branchen, besonders stark jedoch im Bereich „Handel (und Reparatur von Fahrzeugen)“. Dies ist vorwiegend auf die Struktur der benötigten Energiedienstleistungen in dieser Branche zurückzuführen (siehe Abbildung 5-28). Die Anwendungen Beleuchtung und Kühlung, mit relativ hohen Einsparpotenzialen, machen einen Großteil des Strombedarfs in diesem Sektor aus.

Abbildung 5-37: Veränderung des Strombedarfs im Sektor GHD – Prozesse und Geräte nach Branchen und Szenarien im Vergleich zu 2010

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-39 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO_2, CH_4 und N_2O von 1990 bis 2050 im Vergleich der Szenarien sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick.

Die Emissionen der Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O gehen im AMS (2012) in der Periode 2010 bis 2050 von 45 Mio. t CO_2-Äqu. auf 10 Mio. t CO_2-Äqu., also um insgesamt etwa 35 Mio. t CO_2-Äqu. zurück. Im KS 80 liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf einem Niveau von 5 Mio. t CO_2-Äqu. und damit um etwa 40 Mio. t CO_2-Äqu. unter dem entsprechenden Wert von 2010. Im KS 95 sinken die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 45 Mio. t CO_2-Äqu. auf nur noch gut 1 Mio. t CO_2-Äqu.

Für die Periode 1990 bis 2020 ergibt sich damit im AMS (2012) eine Emissionsminderung von 54 % und für den Zeitraum von 1990 bis 2050 von 89 %. Die entsprechenden Vergleichswerte für das KS 80 belaufen sich auf 26 % bzw. 83 % und für das KS 95 auf 27 % bzw. 92 %.

Bezogen auf die Ausgangswerte des Jahres 1990 betragen die entsprechenden Reduktionsraten bis 2050 im AMS (2012), KS 80 und KS 95 82 %, 91 % bzw. 96 %.

Tabelle 5-51: Emissionsentwicklungen für GHD-Sektor im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	86.820	47.664	44.929				
AMS (2012)				40.795	28.945	16.787	10.099
Klimaschutzszenario 80				38.723	24.294	11.381	5.325
Klimaschutzszenario 95				35.627	15.973	4.815	1.291
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1.630	72	163				
AMS (2012)				87	64	40	28
Klimaschutzszenario 80				89	69	49	38
Klimaschutzszenario 95				95	68	41	29
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	256	141	151				
AMS (2012)				132	100	68	53
Klimaschutzszenario 80				125	89	54	36
Klimaschutzszenario 95				121	74	39	26
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	88.707	47.878	45.244				
AMS (2012)				41.015	29.109	16.895	10.180
Klimaschutzszenario 80				38.937	24.452	11.484	5.398
Klimaschutzszenario 95				35.842	16.115	4.896	1.346
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-53,8	-67,2	-81,0	-88,5
Klimaschutzszenario 80				-56,1	-72,4	-87,1	-93,9
Klimaschutzszenario 95				-59,6	-81,8	-94,5	-98,5
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-14,3	-39,2	-64,7	-78,7
Klimaschutzszenario 80				-18,7	-48,9	-76,0	-88,7
Klimaschutzszenario 95				-25,1	-66,3	-89,8	-97,2
Anmerkungen: ohne bauwirtschaftlichen Verkehr							

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko- Institut

5.4.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor GHD für das KS 80 und KS 95

Die meisten Unternehmen und Organisationen im GHD Sektor zeichnen sich durch einen sehr niedrigen Anteil der Enregiekosten an den Gesamtkosten aus. Entsprechend wird Energieeffizienz und Energieeinsparung in diesem Sektor eine niedrige Bedeutung zugemessen und ein effektiver Mix an Politikinstrumenten muss zum Ziel haben, die vielfältigen existierenden Hemmnisse zu überwinden. Hierfür ist u.a. notwendig:

- Ambitionierte Weiterentwicklung der Mindeststandards für energierelevante Produkte (EU-Ökodesign-Richtlinie) beispielsweise in Form einer Top-Runner-Regelung;
- Umfassende Förderung von Energieberatung und Energiemanagement bzw. in größeren Unternehmen verbindliches Energiemanagement;
- Zuschüsse für den Einsatz hocheffizienter Techniken.

Der Sektor weist neben hohen (wirtschaftlichen) Einsparpotenzialen auch viele Bereiche auf, in denen der Stromverbrauch in Zukunft deutlich ansteigen könnte (Außenraumbeleuchtung, Displays im Außenraum, Rechenzentren, Klimatisierung, Gebäudeautomatisierung). In der Modellierung wurde ein kontinuierlicher Anstieg der entsprechenden Energiedienstleistungen hinterlegt. In der Realität könnte die Entwicklung jedoch deutlich dynamischer ausfallen.

5.5. Verkehr

5.5.1. Annahmen und Parameter

Im folgenden Abschnitt werden die Annahmen und Parameter in den drei Szenarien beschrieben, welche die Grundlage für die Szenarioberechnungen darstellen. Als Vorbemerkung sei darauf hingewiesen, dass insbesondere bei der Zielvorgabe einer Emissionsminderung von 95 % im KS 95 der Verkehrssektor einen wesentlichen Beitrag zu dieser Minderung leisten muss. Grund dafür ist, dass es einen „Emissionssockel“ (z.B. aus der Landwirtschaft) gibt, bei welchem die Minderungsoptionen noch begrenzter ausfallen als im Verkehrssektor. Zudem werden Biokraftstoffe nur in begrenztem Ausmaß (d.h. insbesondere in geringerem Umfang als in der ersten Modellierungsrunde) eingesetzt.

Diese Voraussetzungen machen es notwendig, dass zur Zielerreichung im KS 80, aber insbesondere im KS 95 ambitionierte Maßnahmen und Instrumente hinterlegt werden. Einen Überblick über die hinterlegten Instrumente findet sich im nächsten Kapitel.

Im Folgenden werden zunächst die Annahmen zur Effizienzentwicklung der Fahrzeuge und anschließend die weiteren relevante Parameter für die Entwicklung der Verkehrsleistung wie Kraftstoffpreise, Nutzerkosten, und Motorisierungsrate dargestellt.

5.5.1.1. Effizienzentwicklung von Pkw

Ein wesentlicher Treiber für die Effizienzentwicklung von Pkw sind die EU-Emissionsstandards. Für alle Szenarien wird das Erreichen des Flottenzielwertes von 95 g CO_2 /km im Jahr 2021 zu Grunde gelegt. Pkw-Neuzulassungen in Deutschland liegen jedoch derzeit erheblich über dem EU-weiten Schnitt an spezifischen Emissionen (2010: ca. + 7,5 % oder +11 g CO_2/km). Es wird davon ausgegangen, dass diese Diskrepanz von +7,5 % auch in Zukunft bestehen bleibt.

Bei den Energieverbräuchen der Pkw ist zu unterscheiden zwischen den gemäß dem neuen europäischen Fahrzyklus (NEFZ) gemessenen Werten, auf die sich auch die EU-Emissionsstandards beziehen, und den Realverbräuchen, welche deutlich höher liegen können. Für das Basisjahr 2010 wird der spezifische Energieverbrauch nach NEFZ aus den Verbrauchswerten des KBA zu Pkw-Neuzulassungen (KBA 2011) bestimmt. Bei den in Tabelle 5-52[43] dargestellten Energieverbräuchen handelt es sich um Realverbräuche, welche einen Aufschlag für den Realbetrieb von 20 % gegenüber den NEFZ-Werten enthalten. Eine aktuelle Studie zum Vergleich von Testzyklusdaten mit Realverbräuchen (Mock, P. et al. 2014) legt nahe, dass die Diskrepanz sogar in der Größenordnung von über 20 % liegen könnte. Im Rahmen dieser Berechnungen wurde jedoch ein moderater Ansatz gewählt.

Bis 2050 kommt es in allen Szenarien zu einer deutlichen Effizienzsteigerung bei den Pkw-Neuzulassungen über alle Antriebsarten. Wesentliche Unterschiede zwischen den Szenarien

[43] Als Beispiel werden die Energieverbräuche der Größenklasse *mittel* dargestellt.

ergeben sich erst durch die unterschiedliche Neuzulassungsstruktur und dem daraus resultierenden unterschiedlichen Flottenmix (siehe Abschnitt 5.5.1.3).

Die Realisierung der Effizienzpotenziale erfolgt über ein Bündel verschiedener Technologien, darunter Leichtbau, Hybridisierung, etc. Die dargestellte Effizienzentwicklung für konventionelle Fahrzeuge enthält dabei bereits die Hybridisierung als eine wesentliche Effizienztechnologie.

Tabelle 5-52: Effizienzentwicklung von Pkw-Neuzulassungen (Größenklasse mittel)

	2010	2020	2030	2040	2050
	MJ/km				
AMS					
Diesel	2,36	1,95	1,79	1,74	1,66
Ottomotor	2,59	2,00	1,87	1,79	1,65
Gasfahrzeug	2,59	2,00	1,87	1,79	1,65
BEV - Reichweite 150 km	0,81	0,74	0,70	0,69	0,66
BEV - Reichweite 300 km	0,90	0,81	0,71	0,70	0,67
Plug-In-Hybrid - elektrischer Modus	0,81	0,84	0,79	0,75	0,70
Plug-In-Hybrid - konv. Modus (Benzin)	2,38	1,89	1,76	1,71	1,63
Range-Extender - elektrischer Modus	0,81	0,74	0,71	0,70	0,67
Range-Extender - konv. Modus (Benzin)	2,79	2,21	2,11	2,05	1,97
KS 80 und KS 95					
Diesel	2,36	2,01	1,68	1,32	1,21
Ottomotor	2,59	2,06	1,74	1,18	1,11
Gasfahrzeug	2,59	2,06	1,74	1,18	1,11
BEV - Reichweite 150 km	0,81	0,76	0,70	0,60	0,56
BEV - Reichweite 300 km	0,90	0,82	0,71	0,62	0,57
Plug-In-Hybrid - elektrischer Modus	0,81	0,76	0,73	0,63	0,58
Plug-In-Hybrid - konv. Modus (Benzin)	2,38	1,90	1,76	1,18	1,11
Range-Extender - elektrischer Modus	0,81	0,76	0,71	0,61	0,57
Range-Extender - konv. Modus (Benzin)	2,79	2,23	2,11	1,50	1,39
	2010	2020	2030	2040	2050
	Veränderung gegenüber 2010				
AMS					
Diesel		-17%	-24%	-26%	-30%
Ottomotor		-23%	-28%	-31%	-36%
Gasfahrzeug		-23%	-28%	-31%	-36%
BEV - Reichweite 150 km		-8%	-14%	-15%	-18%
BEV - Reichweite 300 km		-10%	-20%	-22%	-25%
Plug-In-Hybrid - elektrischer Modus		4%	-2%	-8%	-13%
Plug-In-Hybrid - konv. Modus (Benzin)		-21%	-26%	-28%	-32%
Range-Extender - elektrischer Modus		-8%	-12%	-14%	-17%
Range-Extender - konv. Modus (Benzin)		-21%	-25%	-27%	-30%
KS 80 und KS 95					
Diesel		-15%	-29%	-44%	-49%
Ottomotor		-20%	-33%	-55%	-57%
Gasfahrzeug		-20%	-33%	-55%	-57%
BEV - Reichweite 150 km		-6%	-14%	-25%	-31%
BEV - Reichweite 300 km		-8%	-20%	-31%	-36%
Plug-In-Hybrid - elektrischer Modus		-6%	-10%	-22%	-28%
Plug-In-Hybrid - konv. Modus (Benzin)		-20%	-26%	-50%	-53%
Range-Extender - elektrischer Modus		-6%	-12%	-24%	-30%
Range-Extender - konv. Modus (Benzin)		-20%	-25%	-46%	-50%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von Hülsmann, F. et al. (2014)

5.5.1.2. Reichweiten von elektrischen Pkw

Die Reichweite batterieelektrischer Pkw (BEV) beeinflusst deren Marktpotenzial und hat zudem Auswirkungen auf die Jahresfahrleistungen. Bei Plug-In-Hybridfahrzeugen (PHEV), welche sowohl im elektrischen Modus als auch im konventionellen Modus fahren können, beeinflusst die elektrische Reichweite zudem den Anteil der elektrischen Fahrleistung der Pkw, welche sich im Modell PowerFlex ergibt. Unter dem Begriff „PHEV“ werden dabei alle Fahrzeuge verstanden, welche sowohl im konventionellen als auch im elektrischen Betrieb (und ggf. im kombinierten Betrieb) fahren können und über eine Lademöglichkeit am Stromnetz verfügen. Auch Fahrzeuge mit Range-Extender (REEV) werden unter dieser Kategorie subsummiert.

Auf Grund der Fortschritte in der Batterietechnologie, höheren Energiedichten sowie Kostendegressionen wird davon ausgegangen, dass sich die Reichweiten elektrischer Fahrzeuge bis 2050 erhöhen und zunehmend batterieelektrische Fahrzeuge mit höherer Reichweite verfügbar sind.

5.5.1.3. Neuzulassungsstruktur Pkw

Für die Effizienzentwicklung des Fahrzeugbestandes ist neben der spezifischen Effizienzentwicklung je Antriebstyp der Anteil alternativer Antriebe relevant.

Die Ermittlung der Neuzulassungsstruktur alternativer Antriebe basiert auf der in Hacker, F. et al. (2011) entwickelten Methodik, bei der sowohl die Restriktionen für die Nutzerpotenziale alternativer Antriebe (wie z.B. Reichweite) als auch die Technologiediffusion (mittels einer Gompertz-Technologiediffusionskurve) berücksichtigt werden.

Die in Tabelle 5-53 dargestellte Neuzulassungsstruktur stellt den Anteil der Antriebsarten an den Pkw-Neuzulassungen dar. Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario überwiegen auch bis 2050 konventionelle Antriebe. In beiden Klimaschutzszenarien steigt dagegen der Marktanteil von (teil-) elektrischen Pkw deutlich an und entwickelt sich im Zeitverlauf zur dominierenden Antriebstechnologie. Im Klimaschutzszenario 95 werden ab dem Jahr 2040 fast keine nur mit Diesel oder Benzin betriebenen Fahrzeuge mehr zugelassen. Im Klimaschutzszenario 80 wird zudem von einer Zunahme von Erdgasfahrzeugen ausgegangen.

Treiber für diese Entwicklung können neben den deutlich gestiegenen Kosten für fossile Kraftstoffe sowohl ambitionierte Emissionsstandards sein, welche nur mit alternativen Antrieben erreicht werden können, sowie die Einführung von Einfahrbeschränkungen für verbrennungsmotorische Pkw (z.B. CO_2-freie Innenstadt) und die Förderung bestimmter Technologien.

Tabelle 5-53: Neuzulassungsstruktur von Pkw

	2010	2020	2030	2040	2050
	Anteil an den Neuzulassungen				
AMS					
Benzin	58%	54%	44%	36%	33%
Diesel	42%	40%	35%	30%	28%
BEV 150	0%	1%	4%	7%	8%
Gas	0%	1%	1%	1%	1%
PHEV	0%	2%	7%	11%	5%
REEV	0%	2%	9%	15%	25%
KS 80					
Benzin	58%	55%	43%	10%	3%
Diesel	42%	34%	27%	8%	3%
BEV 150	0%	2%	4%	28%	41%
BEV 300	0%	0%	4%	14%	23%
Gas	0%	3%	5%	7%	10%
PHEV	0%	3%	7%	11%	5%
REEV	0%	3%	10%	22%	16%
KS 95					
Benzin	58%	59%	43%	1%	1%
Diesel	42%	32%	20%	1%	0%
BEV 150	0%	2%	9%	35%	42%
BEV 300	0%	0%	4%	29%	34%
Gas	0%	1%	1%	0%	0%
PHEV	0%	3%	10%	12%	5%
REEV	0%	3%	13%	22%	17%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

5.5.1.4. Effizienzentwicklung im Straßengüterverkehr

Beim Straßengüterverkehr ist die Einsetzbarkeit und Wirksamkeit möglicher Effizienztechnologien abhängig vom Fahrzeugtyp und dem Einsatzprofil. Hybridisierung beispielsweise ist besonders bei hügeligem Profil durch die Rekuperation der Bremsenergie von Vorteil; eine Verbesserung der Aerodynamik entfaltet im Fernverkehr das größte Potenzial. In Tabelle 5-54 ist die Effizienzentwicklung im Straßengüterverkehr dargestellt.

Die in der Tabelle aufgeführten Energieverbrauchswerte wurden auf Basis der in Hülsmann, F. et al. (2014) beschriebenen Technologiedatenbasis hergeleitet. Im Gegensatz zu Pkw konnte für die Ableitung der zukünftigen Verbrauchsminderung bei schweren Nutzfahrzeugen nicht auf eine bestehende Regulierung zur Entwicklung der CO_2-Emissionen aufgebaut werden. Deshalb wurden für Diesel-ICEV plausible Punkte auf den in der Technologiedatenbasis enthaltenen Kostenkurven (Technologiepakete) ausgewählt, die einerseits in Bezug auf die zusätzlichen Investitionskosten für die Fahrzeuge in einem akzeptablen Rahmen blieben und andererseits große Kostensprünge vermeiden.

Während die Minderungen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) für konventionelle Antriebe bei rund 30 % gegenüber 2010 liegen, werden im Klimaschutzszenario 95 und im Klimaschutzszenario 80 bei den konventionellen Antrieben Minderungen von rund 35 % erreicht.

Zu der gesamten Effizienzsteigerung im KS 80 und im KS 95 trägt jedoch zusätzlich der verstärkte Einsatz alternativer Antriebe bei.

Tabelle 5-54: Effizienzentwicklung von Lkw und leichten Nutzfahrzeugen

	2010	2020	2030	2040	2050
	MJ/km				
AMS					
Leichte Nutzfahrzeuge					
Diesel	3,04	2,94	2,81	2,63	2,35
Elektroantrieb		0,89	0,85	0,84	0,79
Gas		2,94	2,81	2,63	2,35
REEV			0,82	0,76	0,67
LKW 3.5-7.5 Tonnen					
Diesel	4,41	3,83	3,63	3,20	3,09
Elektroantrieb		1,88	1,72	1,73	1,68
PHEV			2,00	2,02	1,97
LKW 7.5-12 Tonnen					
Diesel	6,24	5,42	5,14	4,41	4,37
Elektroantrieb		2,75	2,46	2,44	2,40
PHEV			3,09	3,08	3,05
LKW > 12 Tonnen					
Diesel	9,19	7,68	7,09	6,48	5,99
PHEV			4,60	4,42	4,40
Sattelzug					
Diesel	10,82	9,00	8,57	7,87	7,52
KS 80 und KS 95					
Leichte Nutzfahrzeuge					
Diesel	3,04	2,70	2,34		
Elektroantrieb		0,82	0,78	0,72	0,70
Gas		2,70	2,34	2,06	1,93
REEV			0,70	0,61	0,54
LKW 3.5-7.5 Tonnen					
Diesel	4,41	3,83	3,30		
Elektroantrieb		1,88	1,72	1,70	1,68
PHEV			2,00	1,94	1,93
LKW 7.5-12 Tonnen					
Diesel	6,24	5,42	4,67		
Elektroantrieb		2,75	2,46	2,43	2,40
PHEV			3,09	2,98	2,96
LKW > 12 Tonnen					
Diesel	9,19	7,68	6,04		
PHEV			4,44	4,38	4,05
Sattelzug					
Diesel	10,82	9,00	7,58	7,09	
Gas		10,09	8,99	8,40	8,37
Oberleitungsfahrzeug			4,81	4,47	4,44

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von Hülsmann, F. et al. (2014)

5.5.1.5. Neuzulassungsstruktur Lkw

Die Neuzulassungsstruktur von Lkw und leichten Nutzfahrzeugen ist in Tabelle 5-55 dargestellt.

Tabelle 5-55: Neuzulassungsstruktur von Lkw und leichten Nutzfahrzeugen

	2010	2020	2030	2040	2050
	Anteil an den Neuzulassungen				
AMS					
Leichte Nutzfahrzeuge					
Benzin	5%	0%	0%	0%	0%
BEV	0%	1%	3%	4%	6%
Diesel	95%	97%	90%	84%	82%
Gas	0%	2%	2%	2%	2%
REEV	0%	0%	5%	10%	10%
LKW > 12 Tonnen					
Diesel	100%	100%	96%	90%	88%
PHEV	0%	0%	4%	10%	12%
Sattelzug					
Diesel	100%	100%	100%	100%	100%
KS 80					
Leichte Nutzfahrzeuge					
Benzin	5%	0%	0%	0%	0%
BEV	0%	5%	25%	90%	90%
Diesel	95%	93%	70%	0%	0%
Gas	0%	2%	0%	0%	0%
REEV	0%	0%	5%	10%	10%
LKW > 12 Tonnen					
Diesel	100%	100%	75%	0%	0%
PHEV	0%	0%	25%	100%	100%
Sattelzug					
Diesel	100%	98%	80%	10%	0%
Gas	0%	2%	20%	90%	100%
KS 95					
Leichte Nutzfahrzeuge					
Benzin	5%	0%	0%	0%	0%
BEV	0%	5%	25%	90%	90%
Diesel	95%	93%	70%	0%	0%
Gas	0%	2%	0%	0%	0%
REEV	0%	0%	5%	10%	10%
LKW > 12 Tonnen					
Diesel	100%	100%	75%	0%	0%
PHEV	0%	0%	25%	100%	100%
Sattelzug					
Diesel	100%	100%	90%	20%	10%
Oberleitungsfahrzeug	0%	0%	10%	80%	90%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Während bei leichten Nutzfahrzeugen und kleinen Lkw der Anteil von batterieelektrischen und Plug-In-Hybridfahrzeugen im Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95 deutlich zunimmt, ist ein Einsatz batterieelektrischer Fahrzeuge bei Sattelzugmaschinen keine wahrscheinliche Option. Im Klimaschutzszenario 80 wird vom Aufbau einer Gasinfrastruktur und dem zunehmenden Einsatz von Gas-Lkw ausgegangen. Dagegen wird im Klimaschutzszenario 95 angenommen, dass langfristig die Autobahnen mit Oberleitungen ausgestattet werden und Oberleitungs-Lkw zum Einsatz kommen. Hierbei wurden die Annahmen aus dem Projekt „eMobil 2050“ (Hacker, F. et al.) übernommen.

Zwar stellen Oberleitungs-Lkw die im Vergleich zu Diesel- oder Gas-Lkw die im Betrieb günstigere Variante dar. Der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur fordert jedoch noch stärker als bei dem Aufbau einer Gasinfrastruktur eine intensive europaweite Koordination und eine stärkere politische Lenkung bei der Systemeinführung. Dadurch kommt die Technologie nur im KS 95 zum Einsatz.

5.5.1.6. Energiesteuern

Die Entwicklung der Mineralölsteuern und der Kraftstoffpreise ist in Tabelle 5-56 und in Tabelle 5-57 dargestellt.

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) bleiben die Mineralölsteuern bis 2050 bei den heutigen Sätzen von 65,45 Cent/Liter Benzin und 47,04 Cent/Liter Diesel. Da demnach keine Anpassung an die Inflation erfolgt, kommt es real zu einer sinkenden Steuerbelastung durch die Mineralölsteuer. Durch die steigenden Rohölpreise erhöht sich der Endkundenpreis an der Tankstelle im Zeitraum 2010 bis 2050 dennoch real um 26 % (Benzin) bzw. 41 % (Diesel).

Eine Erhöhung der Mineralölsteuern in den Szenarien ist zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendig, da es sonst aufgrund der steigenden Effizienz der Fahrzeuge zu Rebound-Effekten kommen würde.

Im Klimaschutzszenario 80 steigt der Endkundenpreis je Liter Benzin in 2030 auf 2,15 $€_{2010}$ und in 2050 auf 2,58 $€_{2010.}$ Gegenüber 2010 entspricht dies einer Erhöhung der Endkundenpreise von Benzin um 85 % bis 2050. Im Klimaschutzszenario 95 wird die Bemessungsgrundlage für die Mineralölsteuer zu 50 % auf Energiegehalt und zu 50 % auf CO_2-Gehalt umgestellt und deutlich angehoben.

Für den öffentlichen Verkehr wird im Klimaschutzszenario 80 und im Klimaschutzszenario 95 die Steuererleichterung für Kraftstoffe von derzeit 10 % auf 50 % (in 2030) erhöht und im Schienenpersonenfernverkehr die Mehrwertsteuer von 19 % auf 7 % reduziert.

Tabelle 5-56: Entwicklung der Mineralölsteuern

	2010	2020	2030	2040	2050
	€2010/Liter				
AMS					
Benzin	0,65	0,59	0,53	0,47	0,42
Diesel	0,47	0,42	0,38	0,34	0,30
KS 80					
Benzin	0,65	0,79	1,06	1,12	1,11
Diesel	0,47	0,65	0,97	1,06	1,07
KS 95					
Benzin	0,65	0,83	1,19	1,29	1,38
Diesel	0,47	0,93	1,34	1,44	1,55

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5-57: Entwicklung der Kraftstoffpreise (Endkunden)

	2010	2020	2030	2040	2050
	€2010/Liter				
AMS					
Benzin	1,39	1,45	1,51	1,62	1,76
Diesel	1,19	1,28	1,37	1,51	1,68
KS 80					
Benzin	1,39	1,69	2,15	2,39	2,58
Diesel	1,19	1,54	2,08	2,36	2,58
KS 95					
Benzin	1,39	1,74	2,30	2,59	2,90
Diesel	1,19	1,89	2,51	2,82	3,16

Quelle: Eigene Darstellung

5.5.1.7. Pkw-Maut

Im Klimaschutzszenario 95 wird ab 2030 eine fahrleistungsabhängige und schadstoffabhängige Maut eingeführt, welche für alle Straßentypen gilt (auch innerorts). Die Höhe beträgt 6-9 Cent/km (2030) und 10-15 Cent/km (2050).

Tabelle 5-58: Pkw-Maut

	2010	2020	2030	2040	2050
	€2010/km				
KS 95					
Pkw (konv.)	0,00	0,00	0,09	0,12	0,15
Pkw (BEV)	0,00	0,00	0,06	0,08	0,10
Pkw (PHEV)	0,00	0,00	0,07	0,09	0,12

Quelle: Eigene Darstellung

5.5.1.8. Lkw-Maut

Im Klimaschutzszenario 80 sowie im Klimaschutzszenario 95 wird die Lkw-Maut ab 2020 auf alle Lkw > 3,5 t erweitert. Die Lkw-Maut wird außerdem alle 5 Jahre erhöht. Im Jahr 2030 beträgt die Mauthöhe im Schnitt 0,3 €/km, im Jahr 2050 im Schnitt 0,5 €/km. Die Lkw-Maut stellt eine Gebühr dar, deren Höhe durch die EU-Wegekostenrichtlinie begrenzt wird und welche dem Grundsatz der Angemessenheit zu folgen hat. Die Internalisierung externer Kosten ist bisher durch die EU-Wegekostenrichtlinie begrenzt. Es besteht daher Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Umsetzbarkeit einer entsprechenden Erhöhung.

5.5.1.9. Motorisierungsrate

Die Verfügbarkeit eines eigenen Pkw beeinflusst wesentlich die Verkehrsmittelwahl. Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) wird davon ausgegangen, dass auch in Zukunft der Trend der zunehmenden Motorisierung anhält. Die Motorisierungsrate (Anzahl der Pkw je Einwohner) nimmt demnach von 52 % (2010) auf 59 % (2050) zu. Die Zunahme ist vor allem darauf zurückzuführen, dass Pkw-Besitz bis ins Alter beibehalten wird und es dadurch zukünftig in älteren Bevölkerungsschichten eine gegenüber heute höhere Motorisierungsrate gibt.

Im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) ist im Klimaschutzszenario 80 und im Klimaschutzszenario 95 durch die Steigerung der Attraktivität des öffentlichen Verkehrs und die gleichzeitig höheren Kosten für den MIV der Pkw-Besitz weniger attraktiv. Die Motorisierungsraten im Klimaschutzszenario 80 liegt mit 53 % ähnlich zu dem heutigen Niveau. Dagegen ist sie im Klimaschutzszenario 95 mit 43 % in 2050 deutlich niedriger als im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012).

5.5.1.10. Besetzungsgrade Pkw

In ASTRA-D sind unterschiedliche Besetzungsgrade im Pkw-Bereich hinterlegt, welche sich nach Wegezweck sowie Wegelänge unterscheiden. Diese wurde aus der MID (siehe Kapitel 4.4.1.1) abgeleitet und für die Aufteilung der Streckenlänge in ASTRA-D nach Krail (2009) angepasst. Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) sowie im Klimaschutzszenario 80 werden diese Besetzungsgrade konstant gehalten, d.h. es werden keine Verhaltensänderungen unterstellt. Im Klimaschutzszenario 95 allerdings werden hier Verhaltensunterschiede angenommen, der Besetzungsgrad wird erhöht. Dies kann auf die veränderte Wahrnehmung der Umweltfolgen des motorisierten Individualverkehrs (MIV), der Verteuerung des MIV und damit dem Versuch der verbesserten Auslastung durch Fahrgemeinschaften und die bessere technologische Umsetzung der Durchführbarkeit dieser Fahrgemeinschaften durch Vernetzung etc. zurückgeführt werden. Auch vor dem Hintergrund des Zurückgangs der Motorisierungsrate bzw. des Pkw-Besitzes insgesamt erscheint eine Anpassung der Besetzungsgrade durchaus plausibel.

Tabelle 5-59: Entwicklung der Pkw-Besetzungsgrade im Klimaschutzszenario 95

	2010	2030	2050
	Besetzungsgrad		
Lokale Strecken			
Pendelverkehr	1.24	1.30	1.38
Geschäftsfahrten	1.09	1.14	1.21
Privat	1.70	1.79	1.89
Freizeit	1.70	1.79	1.89
Kurzstrecke			
Pendelverkehr	1.24	1.30	1.38
Geschäftsfahrten	1.09	1.14	1.21
Privat	1.70	1.79	1.89
Freizeit	1.70	1.79	1.89
Mittlere Strecke			
Pendelverkehr	1.24	1.30	1.38
Geschäftsfahrten	1.09	1.14	1.21
Privat	1.70	1.79	1.89
Freizeit	1.70	1.79	1.89
Langstrecke			
Pendelverkehr	1.26	1.32	1.40
Geschäftsfahrten	1.11	1.17	1.23
Privat	1.20	1.26	1.33
Freizeit	1.90	2.00	2.11
Durchschnitt			
Lokale Strecken	1.43	1.50	1.59
ggü. 2010		5%	11%
Kurzstrecke	1.43	1.50	1.59
ggü. 2010		5%	11%
Mittlere Strecke	1.43	1.50	1.59
ggü. 2010		5%	11%
Langstrecke	1.37	1.44	1.52
ggü. 2010		5%	11%

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI

Tabelle 5-59 zeigt die Veränderung in den Besetzungsgraden auf. Für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) sowie das Klimaschutzszenario 80 gelten nach 2010 dieselben Werte wie für 2010. Auch wenn die Verkehrsnachfrage nach den verschiedenen Distanzen von dieser Annahme nicht direkt beeinflusst werden, so ist dennoch ein indirekter Effekt zu vermerken, welcher sich auch der Verbilligung des MIV ergibt: durch die Erhöhung der Besetzungsgrade werden bei gleichbleibender Fahrzeugkilometeranzahl die Personenkilometer erhöht und somit sinken die wahrgenommenen Kosten pro Fahrt. Damit gewinnt der MIV wieder Attraktivität und es stellt sich ein Rebound-Effekt ein.

5.5.1.11. Änderungen der durchschnittlichen Geschwindigkeiten

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) sowie im Klimaschutzszenario 80 wird angenommen, dass sich die durchschnittlichen Geschwindigkeiten im motorisierten Individualverkehr (MIV) sowie im ÖV und im nichtmotorisierten Verkehr (NMIV) nicht verändern. Da im Klimaschutzszenario 95 allerdings ein stärkerer Umbau des innerstädtischen Raumes angenommen wird, müssen sich auch die durchschnittlichen Geschwindigkeiten, welche im MIV erzielt werden, verändern. Dieser Umbau betrifft z.B. die Ausweitung verkehrsberuhigter Bereiche, die Neuausweisung von Begegnungszonen, Spureinschränkungen für den MIV in Verbindung mit Spurerweiterungen für den NMIV sowie eine erhöhte Taktfrequenz des ÖV. Die daraus folgenden Geschwindigkeitsänderungen betreffen in erster Linie den städtischen Verkehr. Allerdings werden auch im ländlichen Raum ähnliche Maßnahmen angenommen, nur sind dort die Auswirkungen nicht ganz so prominent zu spüren wie im städtischen Raum. Ein weiterer Grund für die Annahme, dass sich die durchschnittlichen Geschwindigkeiten ändern, ist die immer stärkere Verbreitung von Pedelecs. In Tabelle 5-60 sind die Veränderungen, welche das Klimaschutzszenario 95 betreffen, aufgeführt.

Tabelle 5-60: Veränderungen in den durchschnittlichen Geschwindigkeiten (Reisezeiten) im Klimaschutzszenario 95

	2010	2020	2030	2040	2050
	Geschwindigkeitsänderung gegenüber 2010				
Städtischer Verkehr					
Motorisierter Individualverkehr	1.00	1.15	1.30	1.30	1.30
Fahrrad	1.00	0.85	0.70	0.70	0.70
Fußgänger	1.00	0.95	0.90	0.90	0.90
Ländlicher Verkehr					
Motorisierter Individualverkehr	1.00	1.05	1.10	1.10	1.10
Fahrrad	1.00	0.95	0.90	0.90	0.90
Fußgänger	1.00	0.98	0.95	0.95	0.95
Bus	1.00	1.00	0.98	0.92	0.90
Schiene	1.00	1.00	0.96	0.89	0.85
	Intrazonale Distanzänderung gegenüber 2010				
Öffentlicher Verkehr	1.00	1.00	0.99	0.96	0.95
Motorisierter Individualverkehr	1.00	1.00	0.94	0.81	0.75

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI

Die Veränderungen betreffen die durchschnittliche Geschwindigkeit, welche mit dem entsprechenden Verkehrsmittel zurückgelegt wird. So bedeutet z.B. eine Geschwindigkeitsänderung von 1,3 im städtischen MIV in 2050, dass im Durchschnitt etwa 30 % mehr Zeit für dieselbe Wegstrecke verbraucht wird.

Durch die Änderungen in den Durchschnittsgeschwindigkeiten ergeben sich natürlich Änderungen in den Zeiten, und damit ein indirekter Effekt auf die Verkehrsnachfrage, da die veränderten Zeiten mit gleichbleibenden Kosten und gleichbleibenden Strecken für die einzelnen Distanzbänder eine Verteuerung oder Verbilligung des entsprechenden Verkehrsträgers bewirkt und sich dies auf die Attraktivität der Mobilität an sich auswirkt. Der NMIV und ÖV wird attraktiver, während der MIV an Attraktivität einbüßt; dies ist aber in Relation zu den durchschnittlichen Zeiten für eine Quelle-Ziel-

Beziehung zu sehen. So können sich diese Änderungen bei manchen Wegen quasi überhaupt nicht, bei anderen sehr stark bemerkbar machen.

Ebenfalls in Tabelle 5-60 aufgeführt sind die intrazonalen Distanzen. Eine Auswirkung der Verhaltensänderungen betrifft auch das Wohnverhalten; durch die Verteuerung des MIVs sowie der Umbaumaßnahmen der Innenstädte, die eine Verlangsamung dieses Verkehrsmittels bewirkt, werden auch Anreize für einen Wohnortwechsel geschaffen. Hierbei spielt vor allem das Zeitbudget, welches der Mobilität individuell zugeteilt wird, eine große Rolle. Mit dem Parameter Distanzänderung soll dem Rechnung getragen werden.

5.5.1.12.Biokraftstoffe

In Tabelle 5-61 sind die Biokraftstoffanteile in den Szenarien dargestellt.

Die Beimischung von Biokraftstoffen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) orientiert sich an der bestehenden Gesetzgebung: Das Biokraftstoffquotengesetz legt fest, dass ab 2020 7 % der Treibhausgasemissionen im Straßenverkehr mit dem Einsatz von Biokraftstoffen gemindert werden sollen. Gemäß Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung muss die Treibhausgasminderung von Biokraftstoffen ab 2017 mindestens 50 % (für Neuanlagen 60 %) betragen. Angenommen wird im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) eine Beimischung von 10 % im Straßenverkehr ab 2020. In allen Szenarien wird von einer Beimischung von 20 % Biogas ausgegangen.

Im KS 80 wird angenommen, dass die Beimischungsquote von flüssigen Biokraftstoffen aufgrund der ungünstigen Klima- und Ökobilanz der Kraftstoffe der ersten Generation auf 5 % für Benzin und 8 % für Diesel beschränkt wird. Es wird weiter davon ausgegangen, dass perspektivisch (ab 2030) nachhaltige Kraftstoffoptionen auf Basis von Abfall- und Reststoffen verstärkt zur Verfügung stehen. Während die Biomassenutzung in anderen Sektoren zurückgeht, nimmt daher aufgrund der im Verkehrssektor vergleichsweise begrenzten Alternativen ab 2030 die Biomassenutzung wieder etwas zu. Im Luftverkehr werden im Jahr 2050 20 % Biokraftstoffe eingesetzt.

Im KS 95 kann auf Grund der geringeren Nachfrage der übrigen Sektoren und eines insgesamt reduzierten Energiebedarfs der Biokraftstoffanteil im Straßenverkehr nach 2030 sukzessive auf 40 % ansteigen. Die prozentual höhere Beimischung entspricht nicht einer absoluten Erhöhung des Biokraftstoffeinsatzes.

Insgesamt ist jedoch der Biokraftstoffeinsatz deutlich geringer als in der ersten Modellierungsrunde.

Tabelle 5-61: Biokraftstoffanteile in den Szenarien

	2010	2020	2030	2040	2050
	Anteil Biokraftstoffe				
AMS					
Benzin	4%	10%	10%	10%	10%
Diesel	7%	10%	10%	10%	10%
Kerosin	0%	0%	0%	0%	0%
Methan	0%	20%	20%	20%	20%
KS 80					
Benzin	4%	5%	5%	13%	20%
Diesel	7%	8%	8%	14%	20%
Kerosin	0%	0%	0%	10%	20%
Methan	0%	20%	20%	20%	20%
KS 95					
Benzin	4%	5%	5%	23%	40%
Diesel	7%	8%	8%	24%	40%
Kerosin	0%	0%	0%	10%	20%
Methan	0%	20%	20%	20%	20%

Quelle:Eigene Darstellung.

5.5.1.13.Stromgenerierte Kraftstoffe

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) und im Klimaschutzszenario 80 sind stromgenerierte Kraftstoffe zur Zielerreichung nicht notwendig und kommen nicht zum Einsatz. Der Einsatz stromgenerierter Kraftstoffe wird im Klimaschutzszenario 95 relevant. Ursache hierfür ist, dass es bei Betrachtung aller Sektoren einen „Emissionssockel“ (z.B. aus der Landwirtschaft) gibt und der Verkehr daher zur Erreichung des 95-%-Ziels nochmals deutliche Minderungen erzielen muss. Genauer bedeutet dies, dass im (nationalen) Verkehr eine Minderung auf etwa 3-5 Mio. t CO_2 im Jahr 2050 notwendig ist.

Rund 60 % des Endenergiebedarfs im (nationalen) Verkehr im Jahr 2050 wird im Szenario KS 95 bereits durch Strom gedeckt (Elektrifizierung Pkw, Oberleitungs-Lkw) und das Potenzial für den direkten Einsatz von Strom ist maximal ausgeschöpft. Die nach dem Einsatz von Biokraftstoffen noch notwendige Minderung erfolgt über den Einsatz stromgenerierter Kraftstoffe.

Die Herstellung stromgenerierter Kraftstoffe ist mit hohen Wirkungsgradverlusten verbunden (siehe auch (Hacker, F. et al. 2014). Für die in dem Szenario verwendeten Flüssigkraftstoffe wurde ein Wirkungsgrad für die Herstellung des Kraftstoffes von 40 % hinterlegt. Vergleicht man die Verbrennung stromgenerierter Kraftstoffe in einem Verbrennungsmotor mit dem direkten Einsatz von Strom im Elektromotor, so ist der Strombedarf für die erste Variante rund 6 Mal so hoch. Der direkte Einsatz von Strom im Verkehr über den Elektromotor ist daher wo immer möglich zu priorisieren.

Zudem ist die ausreichende Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms eine Grundvoraussetzung. Im Szenario KS 95 kommen daher stromgenerierte Kraftstoffe erst ab 2040 zum Einsatz. Der Anteil strombasierter Kraftstoffe an den verbleibenden Flüssigkraftstoffe im Jahr 2050 beträgt im Jahr 2040 25 % und im Jahr 2050 50 % (Tabelle 5-62).

Tabelle 5-62: Anteil stromgenerierter Kraftstoffe an Flüssigkraftstoffen

	2010	2020	2030	2040	2050
	Anteil stromgenerierte Kraftstoffe				
KS 95					
Benzin	0%	0%	0%	25%	50%
Diesel	0%	0%	0%	25%	50%
Kerosin	0%	0%	0%	25%	50%

Quelle: Eigene Darstellung

Es ist anzumerken, dass die Produktion strombasierter Kraftstoffe prinzipiell sowohl im Ausland als auch im Inland erfolgen könnte. Für den notwendigen EE-Ausbaubedarf im deutschen Stromsektor und die Modellierung in PowerFlex muss eine Annahme zu dem in Deutschland produzierten Anteil getroffen werden.

Es gibt sowohl Gründe für als auch gegen die Produktion im Ausland. Für die Produktion im Ausland sprechen z.B. folgende Aspekte:

- Generell erfordert die Produktion strombasierter Kraftstoffe auf Grund der Wirkungsgradverluste einen hohen zusätzlichen EE-Ausbau. Die Verfügbarkeit zusätzlicher EE-Standorte in Deutschland kann eine wesentliche Restriktion darstellen.
- Im Ausland kann es deutlich günstigere EE-Standorte geben, so dass die Produktion dort effizienter und kostengünstiger sein kann. Allein aus ökonomischer Sicht scheint es daher wahrscheinlicher, dass die Produktion im Ausland geschieht (wenn nicht eine politische Regulierung dagegen steht).

Gründe für die Produktion in Deutschland könnten sein:

- Wenn im Ausland zusätzliche EE-Kapazitäten zur Produktion strombasierter Kraftstoffe aufgebaut werden, obwohl gleichzeitig in demselben Land z.B. noch fossile Kraftwerke in relevantem Umfang laufen, so würde die Substitution der fossilen Kraftwerke durch erneuerbare Energien einen höheren Treibhausgasminderungsbeitrag liefern als die Produktion strombasierter Kraftstoffe und deren Export nach Deutschland.
- Die Produktion strombasierter Kraftstoffe in Deutschland kann (bis zu einer gewissen, begrenzten Menge) einen Beitrag zur Nutzung bestehender EE-Kapazitäten für den Stromsektor liefern. Bei einem zusätzlichen Ausbau der EE-Kapazitäten besteht durch die Flexibilität in der Produktion die Möglichkeit das EE-Dargebot umfassend zu nutzen.
- Für die Elektrolyse wird nicht nur CO_2, sondern auch (reines) Wasser benötigt. Dies kann besonders an Solarstandorten eine Restriktion darstellen.

Diese Punkte zeigen beispielhaft auf, dass noch erheblicher Forschungsbedarf und Unsicherheit zu den Möglichkeiten einer nachhaltigen Produktion strombasierter Kraftstoffe bestehen. Es ist keine Publikation dazu bekannt, wie groß das nachhaltige Potenzial strombasierter Energieträger weltweit ist. Auf Grund dieser Ungewissheit wird in dem Szenario davon ausgegangen, dass je die Hälfte der Produktion im Inland und Ausland erfolgt.

5.5.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Die Personenverkehrsnachfrage der landgebundenen Verkehrsträger wird im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) im Wesentlichen durch zwei sich verstärkende Effekte bestimmt. Zum einen findet nur eine verhältnismäßig geringe Verteuerung der realen Benzin- bzw. Dieselpreise statt in Höhe von ca. 0,8 % p.a. Dies führt bei höherer Effizienz der Fahrzeuge und bei steigenden Wohlstandsgewinnen für die Bevölkerung durch die positive Wirtschaftsentwicklung dazu, dass sich die motorisierte individuelle Mobilität für die Bevölkerung insgesamt verbilligt. Zum anderen nimmt der Anteil der Personen, welche Zugang zu einem eigenen Auto haben, in diesem Szenario weiter zu, d.h. die Möglichkeit, von dem real verbilligten Mobilitätsangebot Gebrauch zu machen, nimmt ebenfalls zu. Beide Effekte führen dazu, dass bis zum Jahr 2050 der Anteil der täglichen Fahrten mit dem Pkw ansteigt.

Neben diesen beiden Treibern, welche die Modalwahl in diesem Szenario beeinflussen, ist für das Verkehrsaufkommen ein weiterer Effekt bedeutsam. In der Vergangenheit wurde eine Zunahme für Fahrten mit Distanzen unter 100 km beobachtet (Arndt et al. (2012)), welche über 90 % aller zurückgelegten Wege in Deutschland betrifft. Dies trifft vor allem auf die Verkehrszwecke Freizeit und Beruf zu, deren Wegelängen im Zeitraum 2002 bis 2009 um 5,0 % bzw. 4,2 % und damit überproportional im Vergleich zum Gesamtwachstum von 3,7 % zugenommen haben (Doll et al. 2012). Dieser Trend wird in ASTRA-D für die Zukunft fortgeschrieben, auch unter der Annahme im Prognosezeitraum abnehmender Zeitwerte und damit einer höheren mittleren Geschwindigkeit der Verkehrsträger (die Basisdaten hierzu finden sich in Doll et al. 2012).

Die Annahme einer steigenden Nutzung des Luftverkehrs je Einwohner führt im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) zu einer steigenden Personenverkehrsnachfrage im Flugverkehr. Durch die sinkende Einwohnerzahl und die nachlassende Steigerungsrate verlangsamt sich der Anstieg nach 2030 allerdings erheblich und ist in 2050 annähernd nicht mehr sichtbar.

Abbildung 5-38 und Tabelle 5-63 zeigen die Verkehrsnachfrage im Personenverkehr im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario. Bis 2020 zeigt sich zunächst der Effekt, dass die Zahl der insgesamt zurückgelegten Wege zurückgeht. Die Distanzen pro Weg ändern sich hier noch kaum, allerdings machen sich die veränderten Wegeraten durch die demographische Veränderung bemerkbar. Erst im weiteren Zeitverlauf werden die abnehmenden Gesamtwege von der Distanz überkompensiert. Dies führt in Summe dann zu einer höheren Verkehrsnachfrage.

Abbildung 5-38: Personenverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-63: Personenverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Mrd. pkm				
Personenverkehr	**1.073**	**1.086**	**1.090**	**1.096**	**1.099**
Motorisierter Individualverkehr	885	898	905	909	912
Schienenverkehr	94	92	86	86	85
Busverkehr	83	84	84	85	85
Flugverkehr (national)	10	12	15	16	17
Veränderungen gegenüber 2010		1%	2%	2%	2%
inkl. internationale Verkehre	*1.256*	*1.330*	*1.398*	*1.444*	*1.474*
Flugverkehr (international)	*183*	*244*	*309*	*349*	*375*

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Güterverkehr findet ebenfalls eine Zunahme der Gesamtverkehrsnachfrage statt; diese ist in Abbildung 5-39 dargestellt. Es wird von einer weiteren Zunahme des Export- sowie des Transitverkehrs auf der Straße ausgegangen. Erst gegen 2040 wird angenommen, dass sich diese Entwicklung etwas verlangsamen wird. Lediglich der Transport mit der Binnenschifffahrt wird als rückläufig angenommen; Grundlage hierfür ist die Unterstellung, dass sich der Trend zum Transport höherwertiger Güter weiter fortsetzen wird und somit die Wasserwege mit ihrer Dominanz beim Schüttgut nicht mehr so konkurrenzfähig sind im Vergleich zu den anderen Verkehrsträgern.

Entsprechend des weiterhin starken Exports und der Annahme einer weltweiten Zunahme des Seeverkehrs (siehe Abschnitt 4.4.4.2) steigt der über deutsche Häfen abgewickelte Seeverkehr ebenfalls erheblich an. Der Luftfrachtverkehr spielt zwar in Bezug auf die transportierte Tonnage eine untergeordnete Rolle, ist jedoch für den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors aufgrund der hohen Energieintensität von nicht unerheblicher Relevanz. Er steigt ebenso wie der Personenluftverkehr erheblich an.

Abbildung 5-39: Güterverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-64: Güterverkehrsnachfrage im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Mrd. tkm				
Güterverkehr	**604**	**700**	**758**	**800**	**821**
Straße	434	467	507	533	542
Schiene	107	176	192	207	217
Binnenschifffahrt	63	58	58	60	62
Veränderungen gegenüber 2010		16%	25%	32%	36%
inkl. internationale Verkehre	*2.357*	*3.045*	*3.651*	*4.378*	*5.369*
Flugverkehr	*11*	*14*	*18*	*22*	*24*
Seeschifffahrt	*1.742*	*2.332*	*2.875*	*3.556*	*4.524*

Quelle: Eigene Berechnungen

Aufgrund der Dominanz des Straßenverkehrs ist dessen Bestands- und Effizienzentwicklung für den Endenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors von entscheidender

Bedeutung. Die Bestands- und Effizienzentwicklung wurden mit Hilfe der Verkehrsnachfrage und den Annahmen zur Neuzulassungsstruktur der Pkw und Lkw (siehe Abschnitte 5.5.1.3 und 5.5.1.5) mit dem Modell TEMPS ermittelt.

Abbildung 5-40: Fahrzeugbestand (Pkw) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-65: Fahrzeugbestand (Pkw) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Tsd.				
Pkw	**42.088**	**42.686**	**43.022**	**43.213**	**43.353**
Benzin	30.473	28.591	25.164	20.910	17.672
Diesel	11.546	13.296	13.049	11.321	10.018
Gas	69	229	377	457	475
BEV	0	122	938	2.218	3.192
PHEV	0	256	1.638	3.619	3.943
REEV	0	193	1.856	4.688	8.052
	Veränderung gegenüber 2010				
Pkw	0	1%	2%	3%	3%

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen ist im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) eine Verschiebung zu elektrisch angetriebenen Fahrzeugen erkennbar (Abbildung 5-40). Der

Schwerpunkt bei der Verschiebung zu elektrischen Fahrzeugen liegt allerdings bei Plug-In-Hybridfahrzeugen und Range-Extendern, da diese die Reichweitenbeschränkungen rein elektrischer Fahrzeuge umgehen und keine grundsätzlichen Änderungen des Mobilitätsverhaltens angenommen werden. Klar ist damit zudem auch, dass die Fahrleistung von Plug-In-Hybridfahrzeugen nicht vollständig im elektrischen Modus erbracht wird und diese Fahrzeuge weiterhin fossile Kraftstoffe einsetzen. Aus den Strommarktmodellierungsläufen mit PowerFlex ergibt sich, dass je nach Modellierungsjahr und Reichweite der Batterie zwischen 75 % und 80 % der Fahrleistung im elektrischen Modus zurückgelegt werden.

Im Güterverkehr ist die Verschiebung hin zur direkten Nutzung von Strom deutlich geringer als im Personenverkehr. Dies ist vor allem damit zu erklären, dass angenommen wird, dass diese Technologie auf Grund der begrenzten Reichweite nicht für Lkw im Langstreckenverkehr zum Einsatz kommt. Ein Großteil der Fahrleistung wird allerdings von größeren Lkw erbracht, deren Bestand sich vollständig aus Dieselfahrzeugen zusammensetzt.[44]

Abbildung 5-41: Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Wird der Endenergiebedarf des Verkehrssektors betrachtet (Abbildung 5-41), ergibt sich bereits im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario eine erhebliche Reduktion des Energiebedarfs bis 2050 (-34 %

[44] Es gibt bereits batterieelektrische Lkw >12t auf dem Markt. Diese sind für Einsatzprofile mit begrenzten Reichweiten geeignet. Aufgrund der in der Technologiedatenbank vorgenommenen Zuordnung sämtlicher Lkw über 12 t zum Langstreckenverkehr werden batterieelektrische Lkw in dieser Größenklasse jedoch nicht berücksichtigt.

gegenüber 2005). Der Verbrauch an Dieselkraftstoff geht um 30 % und der Benzinverbrauch um über 60 % zurück. Dagegen verdreifacht sich der Stromeinsatz auf rund 180 PJ. Biokraftstoffe werden in ähnlichem Umfang wie im Basisjahr eingesetzt (127 PJ).

Tabelle 5-66: Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Personenverkehr	**1.577**	**1.489**	**1.267**	**1.013**	**872**	**793**
Benzin	984	787	548	389	309	266
Diesel	479	553	517	424	341	288
Kerosin	27	26	28	30	30	28
Bio-Kerosin	0	0	0	0	0	0
Erdgas	3	8	8	8	9	8
(Bio-) Ethanol	7	30	61	43	34	30
FAME	31	42	57	47	38	32
Biogas	0	0	2	2	2	2
Power to Liquid	0	0	0	0	0	0
Strom	42	43	45	68	109	138
Sonstige	3	0	0	0	0	0
Veränderung ggü. 2005	-	-5,6%	-19,7%	-35,8%	-44,7%	-49,7%
Personenverkehr international		**238**	**286**	**327**	**335**	**325**
Kerosin (Int. Flugverkehr)		238	286	327	335	325
Bio-Kerosin (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Power to Gas (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Power to Liquid (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Güterverkehr	**699**	**737**	**746**	**738**	**712**	**672**
Benzin	9	5	1	0	0	0
Diesel	631	663	645	634	607	568
Kerosin	1	1	1	1	1	1
Bio-Kerosin	0	0	0	0	0	0
Erdgas	0	1	1	2	2	2
FAME	41	50	72	70	67	63
Biogas	0	0	0	0	1	0
Power to Liquid	0	0	0	0	0	0
Strom	16	17	26	29	34	37
Sonstige	1	0	0	0	0	0
Veränderung ggü. 2005		5,5%	6,8%	5,5%	1,9%	-3,9%
Güterverkehr international		**212**	**257**	**305**	**342**	**378**
Kerosin (Int. Flugverkehr)		98	110	135	144	143
Bio-Kerosin (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Power to Liquid (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Diesel (Int. Schiffahrt)		22	117	153	198	236
Heizöl S (Int. Schiffahrt)		93	29	17	0	0
Power to Liquid (Int. Schiffahrt)		0	0	0	0	0
Erdgas (Int. Schiffahrt)		0	0	0	0	0
Gesamtverkehr (national)	**2.276**	**2.226**	**2.013**	**1.750**	**1.584**	**1.464**
Veränderung ggü. 2005		-2,2%	-11,5%	-23,1%	-30,4%	-35,7%
Verkehr international		*450*	*543*	*633*	*677*	*704*
Verkehr national + international		*2.676*	*2.556*	*2.383*	*2.260*	*2.168*
Stromnachfrage des Verkehrs		*60*	*71*	*98*	*143*	*175*

Quelle: Eigene Berechnungen

Wie Abbildung 5-42 zeigt, ist die Reduktion des Endergiebedarfs vor allem auf den Personenverkehr zurückzuführen, in dem zwei Effekte zu der Verringerung des Energiebedarfs führen. Einerseits ist in den Annahmen eine erhebliche Effizienzsteigerung aller Fahrzeuge hinterlegt, so dass der Anstieg der Verkehrsleistung im motorisierten Individualverkehr überkompensiert wird. Gleichzeitig findet eine Verschiebung zu elektrischen Antriebstechnologien statt, die sich unter anderem durch eine höhere Effizienz im Betrieb der Fahrzeuge auszeichnet und somit die Effizienzsteigerung des Pkw-Bestands verstärkt.

Im Güterverkehr steigt der Endenergiebedarf zunächst an und sinkt erst im Jahr 2050 wieder auf das Niveau von 2005. Dies ist auf die steigende Verkehrsnachfrage und im Vergleich zum Personenverkehr geringe Effizienzsteigerung der Fahrzeuge zurückzuführen. Langfristig wird der Nachfrageanstieg allerdings durch eine verstärkte Effizienzentwicklung überkompensiert und der Endenergiebedarf sinkt. Im Vergleich zum Personenverkehr ist die Reduktion der Energienachfrage gering, da die elektrischen Antriebsoptionen mit ihren erheblichen Effizienzvorteilen gegenüber verbrennungsmotorischen Fahrzeugen im Schwerlastverkehr nicht zum Einsatz kommen.

Abbildung 5-42: Endenergiebedarf des Güter- und Personenverkehrs im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

In den Abbildungen nicht dargestellt ist die Entwicklung des Endenergiebedarfs der internationalen Verkehre (Luft- und Seeverkehr), die im Rahmen der Inventarberichterstattung bisher nicht oder nur als Memo-Item erfasst werden. Durch die hinterlegten Annahmen bezüglich der Verkehrsnachfrage steigt der Endenergiebedarf für diese Verkehrsträger erheblich, so dass sich der Endenergiebedarf des gesamten Verkehrssektors bei Einbeziehung dieser beiden Verkehrsträger in 2050 um 17 % gegenüber 2010 reduziert.

5.5.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Das Maßnahmenpaket im Klimaschutzszenario 80 bewirkt nur eine moderate Verschiebung der Verkehrsmittelanteile. Zwar wird der öffentliche sowie der nicht motorisierte Verkehr im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) gefördert; auf der anderen Seite findet aber auch eine Effizienzsteigerung des MIV statt. Diese wird zwar durch eine deutliche Erhöhung der Energiesteuersätze teilweise wieder abgeschwächt, aber in Summe sind die Änderungen dergestalt, dass die Reduktion in der Verkehrsleistung nicht so deutlich ausfällt wie im Klimaschutzszenario 95. Die motorisierte Individualmobilität wird dennoch etwas teurer, aber es findet auch ein Wechsel auf andere, in der Nutzung günstigere Antriebsarten statt.

Abbildung 5-43 und Tabelle 5-67 zeigen die Auswirkungen dieser Veränderungen. Es findet kein Anstieg der durchschnittlichen Distanzen wie im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) statt und die Gesamtverkehrsnachfrage geht zurück.

Abbildung 5-43: Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-67: Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Mrd. pkm				
Personenverkehr	**1.073**	**1.058**	**1.045**	**1.048**	**1.056**
Motorisierter Individualverkehr	885	867	860	844	829
Schienenverkehr	94	93	86	97	112
Busverkehr	83	85	85	91	100
Flugverkehr (national)	10	12	14	15	16
Veränderungen gegenüber 2010		-1%	-3%	-2%	-2%
inkl. internationale Verkehre	*1.256*	*1.295*	*1.340*	*1.382*	*1.423*
Flugverkehr (international)	*183*	*237*	*295*	*335*	*366*

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Auswirkungen der Anhebung der Lkw-Maut und der höheren Kraftstoffkosten auf den Güterverkehr sind in Abbildung 5-44 sowie Tabelle 5-68 zu sehen. Es findet eine deutliche Verlagerung von der Straße auf die Schiene statt. Allerdings geht dies mit einer Erhöhung der Gesamtverkehrsnachfrage einher. Der Schienenverkehr kann in der Regel nicht so direkt beliefern wie der Straßengüterverkehr, so dass vermehrt Umwegfahrten auftreten. Zudem erhöht sich zusätzlich noch der benötigte Verteilerverkehr.

Abbildung 5-44: Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-68: Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Mrd. tkm				
Güterverkehr	**604**	**735**	**822**	**856**	**865**
Straße	434	451	458	448	436
Schiene	107	225	304	347	367
Binnenschifffahrt	63	58	60	61	62
Veränderungen gegenüber 2010		22%	36%	42%	43%
inkl. internationale Verkehre	*2.357*	*3.080*	*3.715*	*4.434*	*5.413*
Flugverkehr	*11*	*14*	*18*	*22*	*24*
Seeschifffahrt	*1.742*	*2.332*	*2.875*	*3.556*	*4.524*

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) wurde für das Klimaschutzszenario 80 eine niedrigere Pkw-Besitzquote angenommen, so dass die Zahl der sich im Bestand befindlichen Pkw bis 2050 verringert (Abbildung 5-45). Deutlich sichtbar ist zudem die stärkere Elektrifizierung des Pkw-Bestands, so dass im Jahr 2050 nur noch ein geringer Anteil an rein konventionell betriebenen Pkw zum Einsatz kommt. Voraussetzung hierfür sind für die Elektromobilität förderliche Rahmenbedingungen. Bei den batterieelektrischen Fahrzeugen wird wie in (Hacker, F. et al. 2014) von einer Weiterentwicklung der Batterietechnologien und einer damit einhergehenden zunehmenden Reichweite ausgegangen, so dass ein hoher Anteil rein batterieelektrischer Fahrzeuge erreicht wird. Zudem wird im Klimaschutzszenario 80 die Nutzung von Methanfahrzeugen angenommen, die mit Biogas angetrieben werden, so dass im Jahr 2050 nur noch 6 % der Pkw einen Diesel- oder Benzinantrieb[45] besitzen.

[45] In der Logik der Modellierung gehören Hybridfahrzeuge, d.h. Fahrzeuge mit einem Verbrennungs- und einem Elektromotor, die allerdings nur mit Diesel oder Benzin betankt werden, ebenfalls zu den Fahrzeugen mit Diesel- und Benzinantrieb.

Abbildung 5-45: Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-69: Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Tsd.				
Pkw	**42.088**	**41.231**	**40.886**	**40.125**	**39.382**
Benzin	30.473	24.396	20.411	11.369	3.286
Diesel	11.546	14.623	12.542	7.344	2.541
Gas	69	677	1.563	2.344	3.272
BEV	0	397	1.897	9.507	19.982
PHEV	0	595	1.954	3.407	2.999
REEV	0	542	2.518	6.153	7.302
	Veränderung gegenüber 2010				
Pkw	0	-2%	-3%	-5%	-6%

Quelle: Eigene Berechnungen

Aufgrund der technologischen Beschränkung des batterieelektrischen Antriebs auf Lkw < 12 t ist die Elektrifizierung im Güterverkehr weit weniger stark ausgeprägt. Es kommen jedoch im Klimaschutzszenario 80 zunehmend Gas-Lkw zum Einsatz.

Im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) sinkt der Endenergiebedarf des Verkehrssektors erheblich (Abbildung 5-46 sowie Tabelle 5-70), was mit der niedrigeren

Verkehrsnachfrage im Straßenverkehr zusammenhängt. Die Minderung liegt bis 2050 im nationalen Verkehr bei fast 60 %; inklusive des internationalen Verkehrs bei rund 50 %.

Abbildung 5-46: Endenergiebedarf des Verkehrssektors im Klimaschutzszenario 80, 2010-2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Einsatz von Biokraftstoffen im Straßenverkehr ist im Klimaschutzszenario 80 mit 117 PJ etwas niedriger als im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012). Allerdings kommen biogene Kraftstoffe in begrenztem Maße auch im Luftverkehr zum Einsatz, so dass der Biokraftstoffeinsatz insgesamt bei knapp 200 PJ liegt.

Tabelle 5-70: Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffen im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Personenverkehr	**1.577**	**1.489**	**1.182**	**884**	**634**	**472**
Benzin	984	787	443	297	152	57
Diesel	479	553	570	394	184	53
Kerosin	27	26	26	26	22	18
Bio-Kerosin	0	0	0	0	2	4
Erdgas	3	8	16	29	40	52
(Bio-) Ethanol	7	30	23	16	22	14
FAME	31	42	50	34	30	13
Biogas	0	0	4	7	10	13
Power to Liquid	0	0	0	0	0	0
Strom	42	43	50	81	172	247
Sonstige	3	0	0	0	0	0
Veränderung ggü. 2005	-	-5,6%	-25,1%	-44,0%	-59,8%	-70,1%
Personenverkehr international		**238**	**264**	**283**	**276**	**260**
Kerosin (Int. Flugverkehr)		238	264	283	248	208
Bio-Kerosin (Int. Flugverkehr)		0	0	0	28	52
Power to Gas (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Power to Liquid (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Güterverkehr	**699**	**737**	**711**	**617**	**507**	**439**
Benzin	9	5	2	0	0	0
Diesel	631	663	617	488	231	76
Kerosin	1	1	1	1	1	0
Bio-Kerosin	0	0	0	0	0	0
Erdgas	0	1	4	32	135	211
FAME	41	50	54	42	38	19
Biogas	0	0	1	8	34	53
Power to Liquid	0	0	0	0	0	0
Strom	16	17	32	45	68	80
Sonstige	1	0	0	0	0	0
Veränderung ggü. 2005		5,5%	1,7%	-11,8%	-27,5%	-37,1%
Güterverkehr international		**212**	**242**	**274**	**290**	**301**
Kerosin (Int. Flugverkehr)		98	105	122	111	93
Bio-Kerosin (Int. Flugverkehr)		0	0	0	12	23
Power to Liquid (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Diesel (Int. Schiffahrt)		22	110	123	141	157
Heizöl S (Int. Schiffahrt)		93	27	14	0	0
Power to Liquid (Int. Schiffahrt)		0	0	0	0	0
Erdgas (Int. Schiffahrt)		0	0	15	25	28
Gesamtverkehr (national)	**2.276**	**2.226**	**1.892**	**1.500**	**1.141**	**911**
Veränderung ggü. 2005		-2,2%	-16,8%	-34,1%	-49,9%	-60,0%
Verkehr international		*450*	*506*	*556*	*566*	*560*
Verkehr national + international		*2.676*	*2.398*	*2.057*	*1.706*	*1.471*
Stromnachfrage des Verkehrs		*60*	*83*	*126*	*240*	*327*

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Abbildung 5-47: Endenergiebedarf des des Güter- und Personenverkehrs im Klimaschutzszenario 80, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

In Abbildung 5-47 ist der Endenergiebedarf differenziert nach Personen- und Güterverkehr dargestellt.

Die höheren Mobilitätskosten haben vor allem eine Auswirkung auf den Personenverkehr, dessen Endenergiebedarf um 68 % gegenüber dem Jahr 2010 absinkt. Die Reduktion des Endenergiebedarfs wird dabei allerdings noch durch eine stärkere Effizienzentwicklung des Fahrzeugbestands im Straßenverkehr verstärkt. Diese geht auf niedrigere spezifische Emissionen bei konventionellen Neuzulassungen und auf den höheren Anteil an elektrisch angetriebenen Fahrzeugen (siehe Tabelle 5-69) zurück.

Im Gegensatz zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) leistet jedoch auch der Güterverkehr einen Beitrag zur Minderung des Endenergiebedarfs. Durch die veränderte Kostenstruktur werden im Klimaschutzszenario 80 mehr Güter auf der Schiene transportiert, so dass sich die Energieeffizienz des Gütertransports erhöht. Zudem sind für die Neuzulassungen im Straßengüterverkehr niedrigere Energieverbräuche zugrunde gelegt, so dass der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs sich bis zum Jahr 2050 um 40 % gegenüber 2010 verringert.

5.5.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Das Klimaschutzszenario 95 unterscheidet sich nochmals deutlich vom Klimaschutzszenario 80. Im Klimaschutzszenario 95 wird einer umfassenderen Änderung des Mobilitätsverhaltens jüngerer Generationen Rechnung getragen, weg vom reinen Besitzen eines Pkws hin zum Benutzen statt Besitzen. Damit verbunden ist auch die Ausweitung der Intermodalität (z.B. durch Einbindung von Fahrradwegen in die gesamte Wegekette). Dies wird momentan bei der Personengruppe zwischen

18 und 25 Jahren beobachtet (TAB 2012). In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass dieses Verhalten auch im höheren Alter zumindest teilweise beibehalten wird (Kohorteneffekt). Hinterlegt wurde in diesem Szenario neben der Änderung der Geschwindigkeiten auch eine verstärkte gemeinsame Pkw-Nutzung und damit eine Erhöhung der Besetzungsgrade (siehe Abschnitt 5.5.1). Zudem wird der motorisierte Individualverkehr weiter verteuert.

Die Personenverkehrsnachfrage geht dadurch gegenüber dem AMS (2012) und dem KS 80 zurück. Auch wenn sich hier der Eindruck aufdrängt, dass die insgesamt abnehmende Personenverkehrsnachfrage (vgl. Abbildung 5-48) eine Mobilitätseinschränkung bedeutet, so stimmt dies nicht. Es findet vielmehr, wie unten beschrieben, eine Verkehrsverlagerung hin zu nicht motorisierten Verkehrsträgern statt, welche sich somit nicht in der Verkehrsnachfrage in Abbildung 5-48 widerspiegelt. Die Forderung des EU-Weißbuchs Verkehr (EC 2009a) wird damit erfüllt. Zudem bleibt die Verkehrsnachfrage gemessen an der Gesamtbevölkerung,relativ konstant und nimmt nur aufgrund des Bevölkerungsrückganges ab.

Abbildung 5-48 und Tabelle 5-71 zeigen, dass die zusätzlichen Maßnahmen im Klimaschutzszenario 95 im Vergleich zum KS 80 ein weiteres Absinken der gesamten motorisierten Verkehrsnachfrage bewirken.

Abbildung 5-48: Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-71: Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Mrd. pkm				
Personenverkehr	**1.073**	**1.030**	**985**	**982**	**1.001**
Motorisierter Individualverkehr	885	838	798	767	751
Schienenverkehr	94	94	89	109	133
Busverkehr	83	85	84	92	102
Flugverkehr (national)	10	12	13	14	15
Veränderungen gegenüber 2010		-4%	-8%	-8%	-7%
inkl. internationale Verkehre	*1.256*	*1.269*	*1.270*	*1.299*	*1.341*
Flugverkehr (international)	*183*	*239*	*285*	*316*	*340*

Quelle: Eigene Berechnungen

In Tabelle 5-71 ist die Aufteilung der zurückgelegten Wege nach Verkehrsträger für das Basisjahr 2010 sowie die drei Projektionen in 2050 nach insgesamt zurückgelegten Wegen dargestellt. Das Auto behält zwar seine dominierende Stellung bei, allerdings zeigt sich zwischen den Szenarien auch eine größere Verschiebung hin zu den nicht motorisierten Verkehrsträgern (höherer Anteil von Rad- und Fußwegen), insbesondere im Klimaschutzszenario 95. Die in Abschnitt 5.5.1 beschriebene Änderung des Mobilitätsverhaltens kann somit in moderatem Umfang auch in der Verkehrsträgerwahl beobachtet werden. Das Verkehrsaufkommen über alle Fortbewegungsmittel hinweg wird im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario umweltverträglicher. Das Fahrrad wird als Verkehrsträger immer wichtiger; das „Wahrnehmungspotenzial“ steigt demnach (Ahrens et al. 2012). Gemeint ist damit, dass das Fahrrad zunehmend als vollwertiger Verkehrsträger zur Überbrückung von Distanzen wahrgenommen wird und das Fahrrad z.B. als Option für Pendler stärker ins Bewusstsein rückt. Angemerkt werden kann bei dieser Verkehrsverhaltensänderung, dass als positiver Nebeneffekt neben den Umweltwirkungen ein größerer Gesundheitsnutzen für die betroffenen Verkehrsteilnehmer entsteht (Doll et al. 2012).

Tabelle 5-72: Szenarienvergleich: Modal Split im Personenverkehr (Wege)

	Motorisierter Individualverkehr	Busverkehr	Schienenverkehr	Fahrrad	Zu Fuß
	%				
Basisjahr 2010	61,7	3,3	3,4	11,9	19,7
Projektion 2050					
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	62,8	1,6	1,0	10,5	24,0
Klimaschutzszenario 80	63,9	1,4	0,7	9,1	24,9
Klimaschutzszenario 95	52,4	1,9	1,9	25,5	18,3

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Güterverkehr findet wie auch schon im AMS eine Verschiebung der Verkehrsträger zum Schienenverkehr statt (Abbildung 5-49). Die Verlagerung ist jedoch etwas geringer als im KS 80. Die Ursache dafür stellen die Oberleitungs-Lkw dar, welche im Vergleich zu den Diesel- bzw. Gas-Lkw eine im Betrieb kostengünstigere Alternative darstellen, die eher mit dem Schienenverkehr konkurrieren kann.

Abbildung 5-49: Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-73: Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Mrd. tkm				
Güterverkehr	**604**	**736**	**792**	**831**	**846**
Straße	434	451	471	474	461
Schiene	107	225	260	294	321
Binnenschifffahrt	63	59	62	63	64
Veränderungen gegenüber 2010		22%	31%	38%	40%
inkl. internationale Verkehre	*2.357*	*3.081*	*3.685*	*4.409*	*5.394*
Flugverkehr	*11*	*14*	*18*	*22*	*24*
Seeschifffahrt	*1.742*	*2.332*	*2.875*	*3.556*	*4.524*

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Pkw-Bestand verringert sich im KS 95 auf 32 Mio. Fahrzeuge, was auf die geringere Pkw-Besitzquote zurückzuführen ist. Der Anteil konventioneller, verbrennungsmotorischer Antriebssysteme geht stärker zurück (4 % der Pkw in 2050) als im Klimaschutzszenario 80.

Abbildung 5-50: Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-74: Fahrzeugbestand Pkw im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Tsd.				
Pkw	**42.088**	**39.804**	**36.125**	**33.126**	**32.179**
Benzin	30.473	24.384	18.910	8.227	908
Diesel	11.546	13.750	9.712	3.968	465
Gas	69	199	198	99	8
BEV	0	380	2.455	11.708	21.619
PHEV	0	571	2.225	3.578	2.852
REEV	0	519	2.624	5.546	6.326
	Veränderung gegenüber 2010				
Pkw	0	-5%	-14%	-21%	-24%

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Endenergiebedarf des Verkehrssektors liegt im Klimaschutzszenario 95 nochmals deutlich unter den Werten des Klimaschutzszenario 80 (-23 %). Dies ist vor allem mit den Veränderungen bei der Verkehrsnachfrage und der Elektrifizierung des Güterverkehrs (Oberleitungs-Lkw) zu erklären.

Allgemein verringert sich der Endenergiebedarf des Verkehrssektors gegenüber 2005 bis zum Jahr 2030 um -37 % und bis zum Jahr 2050 um -68 %, wenn nur die nationalen Verkehre in die Bilanz mit einbezogen werden. Da die Verkehrsnachfrage beim Luft- und Seeverkehr auch im KS 95 noch

zunimmt, liegt die Reduktion des Endenergiebedarfs inklusive der internationalen Verkehre mit -61 % niedriger. Biokraftstoffe werden im KS 95 in ähnlichem Umfang eingesetzt wie im KS 80. Zusätzlich kommen zur Erreichung der Klimaschutzziele stromgenerierte Kraftstoffe im Umfang von 140 PJ (national) und 200 PJ (internationaler Luftverkehr) zum Einsatz.

Abbildung 5-51: Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-75: Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffen im Klimaschutzszenario 95, 2010 - 2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Personenverkehr	**1.577**	**1.489**	**1.145**	**774**	**496**	**358**
Benzin	984	787	447	292	76	5
Diesel	479	553	544	321	69	3
Kerosin	27	26	25	22	13	5
Bio-Kerosin	0	0	0	0	2	3
Erdgas	3	8	6	4	2	0
(Bio-) Ethanol	7	30	24	15	32	18
FAME	31	42	47	28	33	14
Biogas	0	0	1	1	0	0
Power to Liquid	0	0	0	0	75	48
Strom	42	43	50	90	195	262
Sonstige	3	0	0	0	0	0
Veränderung ggü. 2005	-	-5,6%	-27,4%	-50,9%	-68,5%	-77,3%
Personenverkehr international		**238**	**254**	**247**	**224**	**196**
Kerosin (Int. Flugverkehr)		238	254	247	145	59
Bio-Kerosin (Int. Flugverkehr)		0	0	0	22	39
Power to Gas (Int. Flugverkehr)		0	0	0	0	0
Power to Liquid (Int. Flugverkehr)		0	0	0	56	98
Güterverkehr	**699**	**737**	**711**	**617**	**455**	**340**
Benzin	9	5	2	0	0	0
Diesel	631	663	621	526	175	18
Kerosin	1	1	1	1	0	0
Bio-Kerosin	0	0	0	0	0	0
Erdgas	0	1	1	1	0	0
FAME	41	50	54	46	83	74
Biogas	0	0	0	0	0	0
Power to Liquid	0	0	0	0	86	92
Strom	16	17	32	44	110	155
Sonstige	1	0	0	0	0	0
Veränderung ggü. 2005		5,5%	1,7%	-11,7%	-34,9%	-51,4%
Güterverkehr international		**212**	**228**	**245**	**243**	**232**
Kerosin (Int. Flugverkehr)		98	100	110	69	29
Bio-Kerosin (Int. Flugverkehr)		0	0	0	11	19
Power to Liquid (Int. Flugverkehr)		0	0	0	27	48
Diesel (Int. Schiffahrt)		22	103	109	87	58
Heizöl S (Int. Schiffahrt)		93	26	12	0	0
Power to Liquid (Int. Schiffahrt)		0	0	0	29	58
Erdgas (Int. Schiffahrt)		0	0	13	21	21
Gesamtverkehr (national)	**2.276**	**2.226**	**1.856**	**1.391**	**951**	**697**
Veränderung ggü. 2005		-2,2%	-18,4%	-38,9%	-58,2%	-69,4%
Verkehr international		*450*	*482*	*492*	*467*	*429*
Verkehr national + international		*2.676*	*2.338*	*1.883*	*1.418*	*1.126*
Stromnachfrage des Verkehrs		*60*	*83*	*134*	*986*	*1.277*
davon direkte Stromnutzung			*83*	*134*	*305*	*417*

Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 5-52: Endenergiebedarf des Güter- und Personenverkehrs (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Klimaschutzszenario 95, 2010 – 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Güterverkehr geht der Endenergiebedarf des Verkehrssektors gegenüber 2010 um 54 % zurück (Abbildung 5-52). Im Personenverkehr liegt die Reduktion mit 76 % ebenfalls sehr hoch. Dies bedeutet, dass sowohl im Personen- wie im Güterverkehr der Endenergiebedarf im Jahr 2050 nochmals um rund ein Viertel niedriger liegt als im KS 80. Die zusätzliche Reduktion im Personenverkehr wird vor allem durch die veränderten Trends im Verkehrs- und Nachfrageverhalten bewirkt. Im Güterverkehr ist der Einsatz von Oberleitungs-Lkw der stärksten Treiber für die zusätzliche Reduktion gegenüber dem KS 80.

Im Jahr 2050 macht im KS 95 die direkte Stromnutzung etwa 60 % des Endenergiebedarfs aus. Die elektrische Fahrleistung liegt (aufgrund des besseren Wirkungsgrades des Elektromotors) nochmals deutlich höher. Die Nachfrage nach Kraftstoffen aus Kohlenwasserstoffen sinkt im KS 95 auf 280 PJ im Jahr 2050, was gegenüber 2010 einer Reduktion von 87 % entspricht.

Während im Zeitraum bis 2030 die Reduktion des Endenergieverbrauchs vor allem auf die Effizienzsteigerung der verbrennungsmotorischen Fahrzeuge im Personen- und Güterverkehr, die Verlagerung von Gütertransporten auf die Schiene und die Reduktion des MIV zurückzuführen ist, findet der Großteil der Elektrifizierung des Verkehrssektors in der Periode zwischen 2030 und 2050 statt.

Abbildung 5-53: Endenergiebedarf des Verkehrs sowie Strombedarf für die Herstellung strombasierter Kraftstoffe im Klimaschutzszenario 95, 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-53 zeigt neben dem Endenergiebedarf des Verkehrssektors auch den Strombedarf für die Herstellung strombasierter Kraftstoffe im Jahr 2050. Der Strombedarf des Verkehrssektors aus direkter Stromnutzung und strombasierten Kraftstoffen steigt in diesem Szenario bis 2050 auf über 1.200 PJ (siehe auch Tabelle 5-75) und wird damit zu einem relevanten Stromnachfrager.

5.5.5. Vergleich der Szenarien

In diesem Abschnitt werden die drei Szenarien für den Verkehrssektor gegenüber gestellt und miteinander verglichen. Dabei wird auf die Verkehrsnachfrage, den Endenergiebedarf und die THG-Emission eingegangen.

Abbildung 5-54: Verkehrsnachfrage im Szenariovergleich, 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

In Abbildung 5-54 ist die Verkehrsnachfrage der Szenarien (inklusive internationalem Luftverkehr) gegenübergestellt. Der in der Abbildung nicht dargestellte internationale Seeverkehr ist in allen Szenarien identisch.

Der Güterverkehr steigt im AMS (2012) um 37 % gegenüber 2010 an. Im KS 80 und KS 95 werden Verkehre auf die Schiene verlagert. Im KS 95 fällt die Verlagerung geringer aus, da hier auch Oberleitungs-Lkw als energieeffiziente Alternative zur Verfügung stehen.

Der Personenverkehr steigt im AMS (2012) um 17 % gegenüber 2010 an. Dieser Anstieg ist vor allem dem Luftverkehr geschuldet, denn ohne den Luftverkehr bleibt die Verkehrsnachfrage nahezu konstant. Bei dem hinterlegten Bevölkerungsrückgang bedeutet aber auch eine fast konstante Verkehrsnachfrage, dass die je Einwohner zurückgelegten Kilometer zunehmen. Im KS 80 und KS 95 geht die Verkehrsnachfrage der Energie-nachfragenden Verkehrsträger im Personenverkehr durch die Verlagerung auf den Fuß-und Radverkehr und die im KS 95 hinterlegten kürzeren Wege zurück. Zudem werden Verkehre auf Bus und Bahn verlagert. Der MIV ist dadurch im KS 95 im Jahr 2050 um 17 % niedriger als 2010 und um 20 % niedriger als im AMS (2012) (2050).

Abbildung 5-55: Endenergiebedarf des Verkehrs (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht)nach Kraftstoffen im Szenariovergleich, 2030 und 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-76: Endenergiebedarf des Verkehrs im Szenariovergleich, 2005-2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Endenergie						
AMS (2012)	2.276	2.226	2.013	1.750	1.584	1.464
Klimaschutzszenario 80	2.276	2.226	1.892	1.500	1.141	911
Klimaschutzszenario 95	2.276	2.226	1.856	1.391	951	697
Endenergie inkl. internat. Verkehr						
AMS (2012)	2.694	2.676	2.556	2.383	2.260	2.168
Klimaschutzszenario 80	2.694	2.676	2.398	2.092	1.765	1.536
Klimaschutzszenario 95	2.694	2.676	2.338	1.915	1.466	1.174
	Veränderung gegenüber 2005					
Endenergie						
AMS (2012)		-2%	-12%	-23%	-30%	-36%
Klimaschutzszenario 80		-2%	-17%	-34%	-50%	-60%
Klimaschutzszenario 95		-2%	-18%	-39%	-58%	-69%
Endenergie inkl. internat. Verkehr						
AMS (2012)		-1%	-5%	-12%	-16%	-20%
Klimaschutzszenario 80		-1%	-11%	-22%	-34%	-43%
Klimaschutzszenario 95		-1%	-13%	-29%	-46%	-56%

Quelle: Eigene Berechnungen

In Abbildung 5-55 und Tabelle 5-76 ist die Entwicklung des Endenergiebedarfs in den Szenarien im Vergleich dargestellt.

Bis zum Jahr 2030 wird sowohl im KS 80 als auch im KS 95 eine Reduktion des Endenergiebedarfs im (nationalen) Verkehr um deutlich über 30 % gegenüber 2005 erreicht.

Wesentlich dafür ist die Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger sowie die Effizienzsteigerung bei konventionellen Antrieben. Zwar spielt Elektromobilität im Jahr 2030 eine Rolle, allerdings erreicht die Marktdiffusion erst mit einer gewissen Verzögerung den Pkw-Bestand und gewinnt vor allem in der Periode 2030 – 2050 an Bedeutung.

Bis zum Jahr 2050 reduziert sich der Endenergiebedarf im KS 80 um 59 % und im KS 95 um 68 % gegenüber 2005. Die deutliche Reduktion des Endenergiebedarfs in den Szenarien wird notwendig vor dem Hintergrund der begrenzten Verfügbarkeit von nachhaltigen Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen: Eine Minderung von 40 % bis 2050 gegenüber 2005 reicht dann nicht aus, um ambitionierte Klimaschutzziele zu erreichen.

Bei Betrachtung des Endenergiebedarfs ist dabei zu erwähnen, dass die Erzeugung der Kraftstoffe nicht in der Energiebilanz mit aufgeführt sind und diese in den übrigen Sektoren mit einberechnet ist.

Abbildung 5-56: Endenergiebedarf des Verkehrs nach Verkehrsarten im Szenariovergleich, 2030 und 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Weniger deutlich als im nationalen Verkehr fällt die Endenergiebedarfsreduktion im internationalen Verkehr aus, obwohl auch hier deutliche Effizienzsteigerungen sowie politische Instrumente mit Wirkung auf die Flugpreise (Luftverkehrsteuer) hinterlegt wurden.

Abbildung 5-57: Treibhausgasemissionen des Verkehrs(inkl. internationaler Verkehr und Sonderverkehre) im Szenariovergleich, 1990 - 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Der in Abbildung 5-57 und in Tabelle 5-77 dargestellte Vergleich der Emissionsentwicklung im Verkehr macht deutlich, dass es sich um drei sehr unterschiedliche Szenarien handelt. Im Zeitraum 2010-2030 wird im AMS (2012) eine Reduktion von durchschnittlich 0,8 % p.a. erzielt. Im KS 80 und im KS 95 liegt die Reduktion mit 1,6 % p.a. bzw. 2,0 % p.a. deutlich höher.

Noch stärker ausgeprägt sind die Unterschiede in der Periode 2030 bis 2050. Während im AMS die Reduktion einem nahezu linearen Pfad folgt, ist der Reduktionspfad im KS 80 und insbesondere im KS 95 nach 2030 steiler als vor 2030. Ursache dafür ist vor allem, dass die in diesen Szenarien hinterlegten Technologien (v.a. Elektromobilität und strombasierte Kraftstoffe) erst in dieser Periode in deutlichem Umfang zur Emissionsreduktion beitragen.

Es ist dabei zu beachten, dass bei der Darstellung der THG-Emissionen nach der Sektoraufteilung der THG-Inventarberichterstattung bilanziert wird, so dass im Verkehrssektor nur die direkten Emissionen der fossilen Kraftstoffe ausgewiesen werden. Die alternativen Kraftstoffe wie beispielsweise Biokraftstoffe und Strom weisen in ihrer Vorkette THG-Emissionen auf, die den jeweiligen Umwandlungsprozessen und dem Stromsektor zugeordnet werden und in diesen Berichtsteilen aufgeführt sind.

Tabelle 5-77: Treibhausgasemissionen des Verkehrs (inklusive internationaler Verkehr und Sonderverkehre) im Szenariovergleich, 1990 - 2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	182.305	191.475	186.864				
AMS (2012)				172.264	159.752	148.630	140.421
Klimaschutzszenario 80				163.954	135.355	93.292	66.332
Klimaschutzszenario 95				159.676	123.946	49.116	14.331
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1.135	286	178				
AMS (2012)				152	123	110	105
Klimaschutzszenario 80				119	92	72	59
Klimaschutzszenario 95				117	85	46	28
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1.417	1.357	1.607				
AMS (2012)				1.609	1.532	1.437	1.356
Klimaschutzszenario 80				1.547	1.297	951	710
Klimaschutzszenario 95				1.505	1.186	785	513
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	184.856	193.118	188.649				
AMS (2012)				174.025	161.407	150.177	141.882
Klimaschutzszenario 80				165.619	136.744	94.315	67.101
Klimaschutzszenario 95				161.298	125.217	49.947	14.872
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-5,9	-12,7	-18,8	-23,2
Klimaschutzszenario 80				-10,4	-26,0	-49,0	-63,7
Klimaschutzszenario 95				-12,7	-32,3	-73,0	-92,0
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-9,9	-16,4	-22,2	-26,5
Klimaschutzszenario 80				-14,2	-29,2	-51,2	-65,3
Klimaschutzszenario 95				-16,5	-35,2	-74,1	-92,3

Anmerkungen: Inklusive bauwirtschaftlichen Verkehr und Pipeline-Transport sowie mit internationalem Flugverkehr und Hochseeschifffahrt

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Für den nationalen Verkehr liegt die Treibhausgasminderung höher als beim internationalen Luft- und Seeverkehr, da die internationalen Verkehre hohe Wachstumsraten und weniger Optionen zur Dekarbonisierung aufweisen, wie Abbildung 5-58 zeigt.

Abbildung 5-58: Treibhausgasemissionen des Verkehrs(nur nationaler Verkehr) im Szenariovergleich, 1990 – 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

5.5.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Verkehr für das KS 80 und KS 95

Bereits weiter oben im Annahmenteil wurden verschiedene Maßnahmen und zum Teil auch Instrumente diskutiert, welche in den beiden Klimaschutzszenarien Anwendung finden. Im folgenden Abschnitt soll ein Überblick über die zentralen Instrumente in den Szenarien gegeben werden und eine Instrumentendiskussion geführt werden, wobei insbesondere auch auf solche Aspekte eingegangen wird, welche für die ökonomische Modellierung von Bedeutung sind.

Tabelle 5-78: Überblick über die Instrumente im Verkehrssektor in den Szenarien KS 80 und KS 95

	KS 80	zusätzlich im KS 95
Zeitraum bis 2030	Förderung öffentlicher Verkehr (Erhöhung Taktfrequenz)	
	Förderung Radverkehr	Förderung Radverkehr (Modal Split Radverkehr: 12 % -> 25 %)
	Pkw-Grenzwert: 70 g CO_2/km in 2030	Pkw-Grenzwert von 63 g CO_2/km in 2030
	Erhöhung der Mineralölsteuern (Benzin: 1,06 Euro/Liter)	reale Verdopplung der Kraftstoffpreise bis 2030 gegenüber 2010
	Ausdehnung Lkw-Maut auf Lkw >3,5 t zGG und alle Bundesstraßen; Erhöhung auf 30 Cent/km in 2030	
	Kapazitätssteigerung für den Schienengüterverkehr	
	regelmäßige Anpassung Luftverkehrsteuer (Inflationsausgleich)	reale Verdopplung der Luftverkehrsteuer
		Änderung Entfernungspauschale, Stadt der kurzen Wege
		Verkehrsberuhigung, Tempolimits
Zeitraum 2030 bis 2050	Gas-Lkw	Oberleitungs-Lkw
		fahrleistungsabhängige Pkw-Maut
		strombasierte Kraftstoffe

Quelle: Eigene Darstellung

Zwar zeigt sich in den Szenarien, dass die Reduktion des Endenergiebedarfs im Verkehrssektors nahezu einem linearen Trend folgt und in den Szenarien KS 80 und KS 95 ein überwiegender Teil der Treibhausgasreduktion erst nach 2030 erfolgt. Dies bedeutet aber nicht, dass sich auch die in den Szenarien hinterlegten politischen Instrumente gleichmäßig auf den Zeitraum 2010 bis 2050 verteilen. Vielmehr wurden die meisten Instrumente bereits für den Zeitraum bis 2030 hinterlegt, da sie oft erst mit einer gewissen Verzögerung ihre Wirkung entfalten. Gründe für ein zeitliches Auseinanderfallen von politischem Beschluss eines Instrumentes und der Wirkung auf die THG-Emissionen können z.B. sein, dass die Instrumente infrastrukturelle Veränderungen erfordern (wie bspw. die Stärkung des Schienenverkehrs, des öffentlichen Verkehrs und Radverkehrs) oder auch dass sich Effizienzfortschritte bei Neuzulassungen erst nach einigen Jahren in gleichem Ausmaß im Fahrzeugbestand wiederspiegeln. Dagegen sind Oberleitungs-Lkw und der Einsatz strombasierter Kraftstoffe Instrumente, welche aus den bereits weiter oben genannten Gründen

der Periode ab 2030 zugeordnet wurden, wobei Forschungsbedarf bereits frühzeitig abgedeckt werden sollte.

Zentral für die Reduktion des Endenergiebedarfs im Zeitraum bis 2030 im Personenverkehr sind vor allem solche Instrumente, welche die Nutzung des Umweltverbundes stärken und die Abhängigkeit vom Verbrennungsmotor reduzieren. Hier kann mit entsprechenden Instrumenten an bestehende Trends angeknüpft werden und diese Trends unterstützt werden. Die Erhöhung der Taktfrequenz im ÖV ist, insbesondere in Hinblick auf die nur teilweilse nutzerbasiert-finanzierten öffentlichen Unternehmen auch ein Feld, in welchem der Staat Investitionsanreize setzen muss, um einen Wechsel der Mobilitätsform zu begünstigen. Ein weiteres Instrument zur Förderung des ÖV ist eine Nahverkehrsinfrastrukturabgabe (Daehre, K.-H. et al. 2012)

Um die in den Szenarien KS 80 und KS 95 modellierte Verlagerung auf den Schienenverkehr zu ermöglichen, ist eine deutliche Kapazitätssteigerung des Schienennetzes notwendig. In diesem Zusammenhang ist auch die Förderung des kombinierten Verkehrs zu nennen, also den Bau von Güterumschlagsanlagen sowie von Anschlussgleisen. Hierfür ist eine deutliche Trendwende nötig, denn trotz der oftmals geäußerten Ziele der Verkehrsverlagerung auf die Schiene war in den letzten Dekaden ein deutlicher Rückgang an Gleisanschlüssen zu beobachten. Auch die Stilllegung von Nebenstrecken führt zu einer Abnahme der Länge des Schienennetzes in Deutschland. Bereits heute gibt es im bestehenden Netz Engpässe vor allem für den Schienengüterverkehr. Für die Verdreifachung des Schienengüterverkers in den Klimaschutzszenarien sind daher ambitionierte zusätzliche Maßnahmen notwendig. Der Schienenverkehr hat in Deutschland etwa eine Kostendeckung von 60 %, das bedeutet, dass auch in diesem Fall der Staat eine nicht unerhebliche Rolle bei dieser Förderung zu leisten hat. Allerdings sind hier auch kostenneutrale Instrumente in die Betrachtung mit aufgenommen worden, wie z.B. die Ausnahmeregelung von Fahrverboten für LKWs, welche im Vor- bzw. Nachlauf dieser Betriebswechsel zum Einsatz kommen.

Weiterhin ist die Effizienzsteigerung bei konventionellen Antrieben zentral für die Reduktion des Endenergiebedarfs im Zeitraum bis 2030 / 2040. Um Rebound-Effekte zu vermeiden, wird die Effizienzsteigerung in den Szenarien mit einer Erhöhung der Mineralölsteuer gekoppelt. Ein veränderter Mix der Antriebstechnologien wird auch in den Klimaschutzszenarien nicht ohne flankierende Förderinstrumente seitens der Politik auskommen; dies betrifft vor allem auch den Ausbau der Ladeinfrastruktur. Hier wurden verschiedene Studien, welche diesen Infrastrukturausbau betreffen, hinzugezogen, so z.B. Wietschel et al. (2010), Schade W., Krail M. (2012), Fiorello et al. (2012), Schade et al. (2011).

Die Rolle von Public Private Partnerships (PPP) ist auch in den beiden Klimaschutzszenarien nicht wesentlich verschieden als im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012); es finden sich momentan nur wenige Beispiele von teilweise öffentlich finanzierten Straßenbauprojekten oder privat betriebenen Bahnstrecken. Die Erhöhung der Pkw-Besetzungsgrade wird insbesondere durch Kampagnen und Bürgerinformationen unterstützt (Doll et al. 2012), während die Änderungen der durchschnittlichen Geschwindigkeiten zum Teil auch kostenneutral durchgeführt werden können, da die Ausweitung von Begegnungszonen, Spurverengung für Autos etc. im Rahmen der notwendigen Infrastrukturausgaben geschehen können und, wenn überhaupt, keine darüber hinaus größeren Investitionen erfordern. Dies ist natürlich unter der Annahme zu sehen, dass es ein erhebliches Defizit der Infrastrukturinvestitionen momentan gibt (Roland Berger 2013), welches bereits im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) addressiert werden muss und insofern lediglich eine Umwidmung der Infrastrukturkosten beinhaltet. Sowieso muss bei der Instrumentendiskussion bedacht werden, dass durch die Verminderung der Verkehrsleistung des MIV sowie des

Straßengüterverkehrs im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) in den Klimaschutzszenarien Differenzinvestitionen frei werden, welche in ökologischere Maßnahmen gesteckt werden können.

Zusammenfassend gilt, dass zur Erreichung der Klimaschutzziele die Reduktion des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor zentral ist. Dazu leisten technische Lösungen wie Elektromobilität einen deutlichen Beitrag; sie reichen jedoch alleine nicht aus. Wichtig ist auch eine gezielte Adressierung des Verkehrs- und Nachfrageverhaltens durch „Push und Pull“-Maßnahmen zur Förderung umweltfreundlicher Verkehrsmittel.

5.5.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

Wesentliche Veränderungen in der zweiten Runde gegenüber der ersten Runde ergeben sich vor allem durch zwei Aspekte, welche einen wesentlichen Einfluss auf die Szenarienergebnisse haben.

Zum einen ist dies der deutlich geringere Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor vor dem Hintergrund der ungünstigen Klima- und Ökobilanz der Kraftstoffe der ersten Generation und der global begrenzten Flächenverfügbarkeit.

Zum anderen bewirkt das ambitioniertere Ziel von 95 % in der zweiten Runde gegenüber den 90 % in der ersten. Runde, dass der Verkehrssektor deutliche zusätzliche Anstrengungen unternehmen muss, um die über alle Sektoren notwendige Minderung zu erreichen. Dies und die begrenzte Verfügbarkeit nachhaltiger Kraftstoffalternativen bedeutet, dass eine deutlichere Reduktion des Endenergiebedarfs als in der 1. Runde notwendig ist.

Neben den veränderten Rahmenbedingungen ist zu erwähnen, dass bei der Modellierung folgende Verbesserungen vorgenommen wurden:

- Aktualisierung der Technologieentwicklung bei Pkw, Lkw und Bussen auf Basis des Forschungsvorhabens „eMobil 2050“
- Überarbeitung und Erweiterung der Fahrprofile und verbesserte Abbildung des gesamten elektrischen Verkehrs (auch Busse, Lkw, Schienenverkehr) mit PowerFlex, ebenfalls auf Basis des Forschungsvorhabens „eMobil 2050“
- neue Methodik bei der Ableitung der Personenverkehrsleistung im Luftverkehr (abhängig von Wirtschaftsentwicklung)

5.5.7.1. Verkehrsnachfrage

Das Verkehrsnachfragemodell ASTRA-D wurde in der zweiten Runde neu kalibriert und die statistischen Werte für das Basisjahr besser getroffen. Darüber hinaus wurde die Integration mit den Flotten verbessert.

Abbildung 5-59: Verkehrsnachfrage im Personenverkehr im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde)

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Personenverkehr wurden neue Instrumente in der zweiten Runde eingeführt und modelltechnisch umgesetzt. Diese Neuerungen betreffen z.B.

- Veränderungen der gefahrenen Distanzen pro Fahrt (im KS 95)
- Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut
- Veränderung der Taktfrequenzen des öffentlichen Verkehrs
- Veränderung der Besetzungsgrade des MIV im KS 95 (verstärktes Car-Pooling etc.)

In Abbildung 5-59 ist die Verkehrsnachfrage im Personenverkehr im Jahr 2050 in den verschiedenen Szenarien dargestellt. Die Zunahme der gesamten inländischen Verkehrsnachfrage ist in der zweiten Runde im AMS (2012) geringer, da die Zunahme der Verkehrsnachfrage in der ersten Runde in erster Linie auf den längeren Distanzen im MIV stattfindet und diese Annahmen etwas korrigiert wurden. Die Veränderungen in den Personenkilometern erscheinen in der ersten Runde größer, obwohl die Verlagerungswirkung, bezogen auf die tatsächlichen Wege, in der zweiten Runde sogar etwas größer ist. In der ersten Runde findet aus diesem Grund eine größere Abnahme der gesamten Verkehrsleistung statt; dies ist in der zweiten Runde weniger ausgeprägt.

Abbildung 5-60: Verkehrsnachfrage im Güterverkehr im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde)

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Güterverkehr wurde vor allem eine bessere Unterlegung der Effekte des Schienennetzausbaus berücksichtigt. Darüber hinaus wurden die Außenhandelsströme neu berechnet und die damit zusammenhängende Entwicklung des Frachtauskommens. Durch die Anpassungen erfolgt in der Güterverkehrsnachfrage ein leichte Zunahme in den Projektionen. Der Nachfragezuwachs im Güterverkehr ist auch in der zweiten Runde deutlich größer als der Nachfragezuwachs im Personenverkehr, wie dies Abbildung 5-60 zeigt. Auch in der zweiten Runde führt die Verlagerung von der Straße auf die Schiene nicht zu einer Abnahme der Tonnenkilometer; Gründe hierfür sind die längeren Wegestrecken mit der Bahn und Notwendigkeit von Verteilerverkehren.

5.5.7.2. Endenergiebedarf

In Abbildung 5-61 ist der Endenergiebedarf des nationalen Verkers im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien zwischen 1. und 2. Runde dargestellt.

Abbildung 5-61: Endenergiebedarf des nationalen Verkehrs im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde)

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Unterschiede im AMS (2012) sind vor allem auf die in der zweiten Runde etwas niedrigere Verkehrsnachfrage zurückzuführen.

Deutlich größere Unterschiede zwischen ersten Runde und zweiten Runde zeigen sich in den Klimaschutzszenarien. Auffällig ist zunächst der unterschiedlich hohe Anteil biogener Kraftstoffe: Während dieser in den Klimaschutzszenarien der ersten Runde KS 80 (R1) und KS 90 (R1) bei über 400 PJ liegt, steigt er in der zweiten Runde im nationalen Verkehr nicht über heutiges Niveau. Allerdings werden dafür im internationalen Verkehr mehr Biokraftstoffe eingesetzt. Ein weiterer wesentlicher Unterschied ist der niedrigere Endenergiebedarf in den Szenarien der zweiten Modellierungsrunde. Ursachen hierfür sind zum einen die Verkehrsnachfrage, welche (insbesondere im KS 95) durch zusätzliche Instrumente zur Förderung von nicht motorisiertem Verkehr und öffentlichem Verkehr sowie verkehrssparsamer Siedlungsstrukturen sich von der ersten Modellierungsrunde unterscheidet. Zum anderen ist der Grad der Elektrifizierung in der zweiten Modellierungsrunde höher als in der ersten Modellierungsrunde. Dies gilt für den Personenverkehr, aber im Güterverkehr kommen im KS 95 auch Oberleitungs-Lkw zum Einsatz.

Während im KS 90 (R1) nur eine geringe Menge strombasierter Kraftstoffe in Form von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen zum Einsatz kommt, bewegt sich der Einsatz strombasierter Kraftstoffe im nationalen Verkehr im KS 95 mit 140 PJ in einer auch für die Stromerzeugung spürbaren Größenordnung. Die Summe aus Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen liegt allerdings in der zweiten Runde mit rund 250 PJ immer noch niedriger als in der ersten Runde (ca. 440 PJ). Dennoch kann der Einsatz fossiler Kraftstoffe nahezu auf Null reduziert

werden. Möglich ist dies durch die stärkere Reduktion des Endenergiebedarfs im Vergleich zur ersten Runde und den höheren Grad der Elektrifizierung.

Abbildung 5-62: Endenergiebedarf des internationalen Verkehrs im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde)

Quelle: Eigene Darstellung.

Beim internationalen Verkehr ist die Verkehrsnachfrage im Luftverkehr im AMS (2012) der zweiten Runde etwas höher als im AMS (2012) (R1), was die höheren Energieverbräuche erklärt. Während in der ersten Runde für KS 80 und KS 90 identische Entwicklungen bei den internationalen Verkehren hinterlegt wurden, wurde in der zweiten Runde stärker differenziert. Die im Szenario KS 95 verhältnismäßig niedrigen Energieverbräuche trotz der höheren Verkehrsnachfrage im Luftverkehr resultieren vor allem aus einer hinterlegten Effizienzsteigerung in Höhe von 2 % p.a. (1. Runde: 1,5 % p.a.).

Ebenso wie im nationalen Verkehr ist der Einsatz von Biokraftstoffen in der zweiten Runde geringer als in der ersten Runde und es kommen im KS 95 strombasierte Kraftstoffe zum Einsatz.

Die folgende Abbildung zeigt nochmals den Endenergiebedarf von nationalem und internationalem Verkehr insgesamt.

Abbildung 5-63: Endenergiebedarf von nationalem und internationalem Verkehr im Jahr 2050 im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde)

Quelle: Eigene Darstellung.

5.5.7.3. Treibhausgasemissionen

Für den Vergleich der Treibhausgasemissionen sei nochmals betont, dass bei der sektoralen Betrachtung nur auf Ebene der direkten Emissionen verglichen wird und dabei die CO_2-Emissionen von Strom, Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen mit Null bilanziert werden. Es ist also zu beachten, dass es je nach Bereitstellungspfad der Energieträger zu einer Verlagerung von Emissionen in andere Sektoren bzw. ins Ausland kommen kann.

Abbildung 5-64: Treibhausgasemissionen von nationalem und internationalem Verkehr im Vergleich der Szenarien (1. und 2. Runde)

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen im AMS (2012) (R1) und im AMS (2012) der 2. Runde liegt in einer sehr ähnlichen Größenordnung. Die Emissionen reduzieren sich gegenüber 1990 – bezogen auf die Summe aus nationalem und internationalem Verkehr – bis 2050 um 24,4 % in der ersten Modellierungsrunde und um 22,5 % in der zweiten Modellierungsrunde. Im nationalen Verkehr wirken dabei zwei Effekte in unterschiedlicher Richtung: Zwar liegt die Verkehrsnachfrage im nationalen Verkehr im AMS (2012) der zweiten Runde etwas niedriger als in der ersten Runde, allerdings ist auch der Biokraftstoffeinsatz niedriger.

Während sich die Treibhausgasemissionen in der ersten Runde im KS 80 (R1) um rund 77 % reduzieren, beträgt die Reduktion der direkten Emissionen im KS 80 der zweiten Runde nur 64,5 %. Grund dafür ist der niedrigere Biokraftstoffeinsatz, welcher trotz des geringeren Endenergiebedarfs der zweiten Runde zu höheren direkten Emissionen führt.

Im Szenario KS 95 wird eine Reduktion um 92 % erreicht. Im Gegensatz zum KS 90 der 1. Runde, bei welchem eine Reduktion um 77 % für die Erfüllung der Gesamtziele ausreichte, führt das Ziel von 95 % dazu, dass deutliche zusätzliche Anstrengungen im Verkehrssektor notwendig sind und sich daraus auch ein deutlich verändertes Szenario ergibt.

5.5.7.4. Sonderverkehre

Neben dem „allgemeinen Verkehr“ (Straßen- und Schienenverkehr, inländischem zivilen Luftverkehr, Binnenschifffahrt) und internationalem Luft- und Seeverkehr gibt es noch einige Sonderverkehre: Land- und forstwirtschaftlicher Verkehr werden nur implizit im Sektor Gewerbe,

Handel und Dienstleistungen (GHD) modelliert. Bauwirtschaftlicher Verkehr und Pipelinetransport wurden zwar explizit modelliert aber im Bericht der ersten Runde nicht ausgewiesen.

Die Energienachfrage des bauwirtschaftlichen Verkehrs wurde in der ersten Runde aus der Entwicklung der Bruttowertschöpfung der Bauwirtschaft abgeleitet. Da keine Maßnahmen abgebildet wurden, unterscheidet sich die Energienachfrage (ausschließliche fossile Kraftstoffe) in der ersten Runde zwischen den drei Szenarien nicht. In der zweiten Runde wurde hingegen angenommen, dass der Biokraftstoffanteil des bauwirtschaftlichen Verkehrs bis 2050 im KS 80 auf 50 % und im KS 95 auf 100 % ansteigt.

Die Energienachfrage der Erdgasverdichter im Gaspipelinenetz wurde in der ersten Runde aus einer Trajektorie eines Vorgängerprojekts abgeleitet und unterschied sich nur geringfügig zwischen den Szenarien. In der zweiten Runde hingegen wurde der Energiebedarf der Verdichter aus dem Verlauf des gesamten Primärenergieverbrauchs an Erdgas sowie dem Endenergieverbrauch weiterer Gase (Biogas, Wasserstoff und synthetisches Methan) abgeleitet, wodurch sich die Szenarien jetzt deutlicher voneinander unterscheiden. Effizienz- oder Klimaschutzmaßnahmen wurden weder in der ersten noch in der zweiten Runde angenommen, d.h. die Unterschiede zwischen erster und zweiter Runde ergeben sich einerseits durch insgesamt veränderten Energieverbräuche, andererseits durch die genannte modelltechnische Verbesserung.

Abbildung 5-65: Treibhausgasemissionen von bauwirtschaftlichem Verkehr und Pipelinetransport im Vergleich der Szeanrien (1. und 2. Runde)

Quelle: Eigene Darstellung

5.6. Erneuerbare und fossile Stromerzeugung einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung

5.6.1. Annahmen und Parameter

Im Folgenden werden wesentliche Modellannahmen beschrieben, sofern sie über die in Kapitel 4 vorgegebenen Rahmendaten hinausgehen.

5.6.1.1. Kraftwerkspark und -parameter

Der Kraftwerkspark in den Szenariojahren besteht sowohl aus bereits heute existierenden Bestandskraftwerken als auch aus Neubaukraftwerken, deren Zubau modellendogen ermittelt wird. Dabei hängt die Entwicklung der künftigen Kraftwerksstruktur wesentlich von der Altersstruktur des bestehenden Kraftwerksparks ab. Dem Modell ELIAS liegt die BNetzA-Kraftwerksliste zugrunde, in der für jedes Kraftwerk unter anderem das Inbetriebnahmejahr hinterlegt ist.[46]

Für die frühen Szenariojahre ist weniger der Neubau, sondern vor allem der Bestandskraftwerkspark und der Zeitpunkt der Stilllegung dieser Kraftwerke prägend. Dieser wird im Modell ermittelt (Abschnitt 3.2.6.1). Kraftwerke weisen eine technische Lebensdauer auf, die grundsätzlich den Stilllegungszeitpunkt festlegt. Das Modell kann jedoch entscheiden, die Kraftwerke über diesen Zeitpunkt hinaus zu betreiben (Durchführung von Ertüchtigungsmaßnahmen (Retrofit)) oder bereits früher (zeitweise) stillzulegen (Kaltreserve), je nachdem ob ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist (d.h. sofern die Stromerlöse die jährlichen Fixkosten (v.a. für Personal, Wartung und Instandhaltung) decken)[47]. Dies gilt für Kraftwerke, die überwiegend strommarktgetrieben erzeugen (fossile Kondensationskraftwerke). Alle anderen (nicht überwiegend strommarktgetriebenen) Kraftwerke werden nach technischer Lebensdauer stillgelegt. Tabelle 5-79 zeigt die bei der Modellierung angesetzten technischen Lebensdauern.

In Abweichung zu den in Tabelle 5-79 vorgegebenen Lebensdauern wird die Lebensdauer von Steinkohle-KWK-Anlagen im KS 80 und im KS 95 auf 45 Jahre gesetzt. Hintergrund ist, dass in diesen beiden Szenarien eine Neuanlagenförderung von Erdgas-KWK-Anlagen unterstellt wird, für die wiederum Steinkohle-KWK-Anlagen stillgelegt werden.

[46] Für die verwendeten Eingangsparameter wird auf den Projektionsbericht 2015 verwiesen.

[47] Hierbei wird angenommen, dass ein unwirtschaftliches Kraftwerk im ersten Jahr der Unwirtschaftlichkeit in Kaltreserve überführt wird bzw. bei Erreichen der technischen Lebensdauer stillgelegt wird.

Tabelle 5-79: Technische Lebensdauer der Bestandskraftwerke

Kraftwerkstyp	Lebensdauer der Kraftwerke in Jahren
Steinkohle	55
Steinkohle (KWK)	55
Braunkohle	55
Braunkohle (KWK)	55
Erdgas	30 (Gasturbinen), 35 (andere)
Erdgas (KWK)	15 (BHKW), 30 (Gasturbinen), 40 (andere)
Kernenergie	nach AtG 2011
Öl	15 (BHKW), 30 (Gasturbinen), 35 (andere)
Erneuerbare (Wind, Geothermie, Photovoltaik, Biogas)	20
Feste Biomasse	25
Abfall	35
Wasser	100
Sonstige	30-35

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

Nach Ermittlung des Investitionsbedarfs, der sich aus dem Ausscheiden alter Kraftwerke sowie aus der Entwicklung der Stromnachfrage ergibt, wird dieser durch den Zubau neuer Kraftwerke gedeckt. Dabei werden zunächst die Technologien mit einem Mindestzubau (beispielsweise erneuerbare Energien) berücksichtigt und die verbleibende Lücke in Abhängigkeit von der Höhe der jeweiligen finanzmathematischen Durchschnittskosten der einzelnen Kraftwerkstypen geschlossen. Hierfür werden die finanzmathematischen Durchschnittskosten verschiedener neuer Kondensationskraftwerke und Heizkraftwerke (KWK-Anlagen) ermittelt. In die Berechnung fließen die Investitionskosten mit Bauherreneigenleistung, die Zinsen während der Bauzeit, die fixen Betriebskosten (Personalkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten[48], Versicherungskosten) sowie die variablen Betriebskosten[49] ein. Tabelle 5-80 und Tabelle 5-81 zeigen ausgewählte technische Daten und Kostenpositionen in der Übersicht.[50] Weitere Kosten bzw. Erträge ergeben sich aus den Brennstoff- und CO_2-Preisen (Abschnitte 4.2 und 4.3) sowie den politischen Maßnahmen im Kraftwerksbereich (siehe unten). Alle Kosten- und Preisdaten werden in realen Preisen ($€_{2010}$) angegeben.

Tabelle 5-80: Ausgewählte Daten von Neubaukraftwerken (Kondensationskraftwerke)

	Einheit	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas GuD	Erdgas GuD	Gasturbine
Elektrische Leistung	MW	750	950	800	400	250
Elektrischer Wirkungsgrad	%	45,0	43,0	58,0	57,0	42,5
Investitionskosten	$€_{2010}/kW_{el}$	1.300	1.900	950	950	450
Abschreibungsdauer	a	30	30	20	20	20
Personalstärke	Angestellte	82	98	41	25	15
Wartung und Instandhaltung	$€_{2010}/(kW_{el} \cdot a)$	27,8	113,9	12,2	12,2	6,7
Versicherung	% der Investitionskosten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Variable Betriebskosten	$€_{2010}/MWh_{el}$	2,0	2,3	0,5	0,5	0,5

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

48 Bei Braunkohlekraftwerken einschließlich der Fixkosten für den Braunkohletagebau.
49 Die variablen Kosten schließen beispielsweise die Kosten der Rauchgasentschwefelung sowie verwendete Hilfsstoffe ein.
50 Alle Angaben beziehen sich auf das Jahr 2020.

Tabelle 5-81: Ausgewählte Daten von Neubaukraftwerken (KWK-Anlagen)

	Einheit	Erdgas GuD	Erdgas GuD	Erdgas GuD	Steinkohle (Industrie)	Steinkohle (Fernwärme)
Elektrische Leistung	MW	30	100	407	320	320
Thermische Leistung	MW	40	110	426	550	550
Elektrischer Wirkungsgrad	%	41,5	45,8	49,5	33,8	42,9
Investitionskosten	$€_{2010}/kW_{el}$	1.250	1.150	1.000	2.050	2.050
Abschreibungsdauer	a	15	15	15	15	15
Personalstärke	Angestellte	6	20	33	164	164
Wartung und Instandhaltung	$€_{2010}/(kW_{el} \cdot a)$	50,0	32,5	27,5	70,0	70,0
Versicherung	% der Investitionskosten	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Variable Betriebskosten	$€_{2010}/MWh_{el}$	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Quelle: ELIAS, Öko-Institut

Für die Berechnungen wird ein kalkulatorischer Zinssatz von 9 % zu Grunde gelegt.

Es wird davon ausgegangen, dass diejenigen Kraftwerke, die sich bereits heute in einem fortgeschrittenen Planungs- oder Baustadium befinden, auch tatsächlich gebaut werden, unabhängig davon, welche Politiken und Maßnahmen umgesetzt werden. Diese Kraftwerke werden der Modellierung vorgegeben. Insgesamt werden so zwischen 2013 und 2016 8,0 GW neuer Steinkohle-Kraftwerke, 0,7 GW neuer Braunkohle-Kraftwerke und 2,0 GW neuer Erdgas-Kraftwerke gebaut.

Im Klimaschutzszenario 80 wird darüber hinaus angenommen, dass im Jahr 2020 3,8 GW Braunkohle-Kondensationskraftwerke vorzeitig stillgelegt werden, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung für das Jahr 2020 zu erreichen[51]. Im KS 95 werden darüber hinaus weitere 1,7 GW Braunkohle-Kraftwerke stillgelegt, um über die Klimaschutzziele für 2020 hinaus den Weg für um eine fast vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung im Klimaschutzszenario 95 zu bereiten. Darüber hinaus wird im KS 95 angenommen, dass die Bundesregierung ein ambitioniertes Instrument zu Laufzeitbegrenzung von Kohlekraftwerken einführt, welches dazu führt, dass die maximale Betriebsdauer von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken auf 40 Jahre beschränkt wird und kein Zubau von Kohlekraftwerken zugelassen wird.

5.6.1.2. Stromerzeugung aus Müll

Zu der Erzeugung in konventionellen Kraftwerken gehört auch die Stromerzeugung aus Müll. Diese wird durch die in Müllverbrennungsanlagen und EBS-Heizkraftwerke zu entsorgende Müllmenge bestimmt. Sie ist in Tabelle 5-82 als Primärenergieeinsatz für die drei Szenarien dargestellt und umfasst Industrieüll, Siedlungsabfälle sowie Klärschlamm. Für das AMS (2012) wird angenommen, dass die Müllmenge und ihre Zusammensetzung sich im Zeitverlauf nicht gegenüber 2012 ändern.

[51] Diese Festlegung wurde Anfang Juni 2015 getroffen. Damals wurde davon ausgegangen, dass ein größerer Anteil der im Aktionsprogramm Klimaschutz vorgesehenen zusätzlichen Emissionsminderung in der Stromerzeugung durch die Braunkohlereserve erreicht werden soll. Der Koalitionsausschuss hat am 1.Juli 2015 einen Umfang einer Braunkohlereserve von 2,7 GW beschlossen. Auf diese Weise soll eine Emissionsminderung von 11 bis 12,5 Mio. t CO_2 erreicht werden.

Für das KS 80 und das KS 95 wird unterstellt, dass die Müllmenge insgesamt langfristig stark abnimmt. Im KS 80 sinkt sie im Jahr 2050 auf 56% und im KS 95 auf 52% der Müllmenge im Jahr 2012.

Grundlage für den Rückgang der Müllmenge in der Stromerzeugung ist eine bessere Getrennterfassung. Dies ermöglicht mehr Kunststoffrecycling, außerdem können aufbereitete Abfälle zunehmend in anderen Sektoren genutzt werden (z.B. in Prozessfeuerungen in der Industrie). Dies ist insbesondere deshalb sinnvoll, weil die Durchdringung der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien wie Wind und Solar bereits sehr hoch ist. In den Prozessfeuerungen können noch fossile Brennstoffe ersetzt werden (vgl. Öko-Institut 2014).

Tabelle 5-82: Primärenergieeinsatz von Müll in den verschiedenen Szenarien

			2012	2020	2030	2040	2050
AMS	**Input**	**PJ**	333	333	333	333	333
	Anteil fossiles C	**%**	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%
KS 80	**Input**	**PJ**	333	297	260	224	188
	Anteil fossiles C	**%**	63,9%	63,8%	63,7%	63,6%	63,5%
KS 95	**Input**	**PJ**	333	293	253	213	173
	Anteil fossiles C	**%**	63,9%	63,8%	63,7%	63,6%	63,4%

Quelle: für 2012(UBA 2014b), für die anderen Szenariojahre Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Die Modelle des Stromsektors wurden (abweichend von den anderen Sektoren) auf das Jahr 2012 kalibriert. Zur Kalibrierung wurden – neben energiestatistischen Datenquellen – die Daten aus (UBA 2014b) anstelle von (UBA 2013b) verwendet. Dadurch werden für die Modellierung bessere Daten zum Mülleinsatz verwendet.[52]

5.6.1.3. Ausbau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung

Neben der Struktur der konventionellen Kraftwerke ist die zweite prägende Größe für den Stromsektor auf der Erzeugungsseite die Entwicklung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien, die in Tabelle 5-83, Tabelle 5-84 und Tabelle 5-85 für die drei Szenarien dargestellt ist.

Für **Wind onshore** ergibt sich auf Basis der ÜNB-Berechnung der aktuellen EEG-Umlage für das Jahr 2015 eine installierte Leistung von 40 GW. Für den weiteren Zubau bis 2020 wurde dann in allen Szenarien gemäß den Zielen im aktuellen EEG ein Nettozubau von jährlich 2,5 GW angesetzt.

Im AMS (2012) sinkt dann für den Zeitraum von 2020 bis 2030 der Nettozubau in der ersten Hälfte der Dekade auf 2 GW pro Jahr und in der zweiten Hälfte der Dekade auf 1,5 GW pro Jahr. Ab 2030 bis 2050 wird ein konstanter Nettozubau auf niedrigerem Niveau von 0,5 GW pro Jahr angenommen, so dass sich im Jahr 2050 eine installierte Leistung von 80 GW ergibt.

[52] Hierdurch wird auch eine sehr relevante Rückrechnung des Mülleinsatzes zur Stromerzeugung berücksichtigt: Für das Jahr 2011 (das neueste Jahr, für das Daten in UBA 2013b verfügbar sind) liegt der Mülleinsatz in UBA 2014b um 24 % höher als in UBA 2013b, mit entsprechenden Auswirkungen für die Emissionen der Müllverstromung. Dies führt in allen drei Szenarien zu einem merklichen Sprung der Emissionen zwischen dem historischen Jahr 2010 und den Modellierungsergebnissen ab dem Jahr 2020.

Im KS 80 verläuft der Ausbau von Wind-onshore-Anlagen bis 2030 wie im AMS (2012). Für das Jahrzehnt bis 2040 wird jedoch ein Nettozubau von 1 GW pro Jahr unterstellt, nach 2040 sinkt der Nettozubau dann auch hier auf 0,5 GW pro Jahr. Es ergibt sich im Jahr 2050 damit eine im Vergleich zum AMS (2012) leicht höhere installierte Leistung von 85 GW.

Im KS 95 wird der im EEG formulierte Nettozubau von 2,5 GW pro Jahr bis 2030 fortgeschrieben, so dass eine installierte Leistung von knapp 80 GW bereits 2030 erreicht wird. Um die im KS 95 steigende Stromnachfrage aus anderen Sektoren bei gleichzeitig weitgehender Dekarbonisierung des Stromsektors erreichen zu können, wird für das Jahr 2050 eine installierte Leistung von Wind-onshore-Anlagen in Höhe von 150 GW[53] unterstellt. Für den Nettozubau im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 wird ein linearer Verlauf angenommen.

Für **Wind offshore** werden in allen drei Szenarien bis 2030 die Ausbauziele der Bundesregierung (EEG 2014) angesetzt, die vorsehen, dass bis 2020 eine installierte Leistung von 6,5 GW und bis 2030 eine installierte Leistung von 15 GW realisiert wird.

Im AMS (2012) wird für die Szenarienjahre ab 2030 angenommen, dass der Ausbau nur noch halb so schnell vonstatten geht wie in der vorangegangenen Dekade, sodass bis 2050 ein Nettoausbau von durchschnittlich 425 MW pro Jahr stattfindet, und im Jahr 2050 eine installierte Leistung von knapp 24 GW erreicht wird.

Im KS 80 wird angenommen, dass sich der Nettozubau nach 2030 mit der gleichen Geschwindigkeit wie in den Vorjahren fortsetzt (850 MW pro Jahr). Bis 2050 erhöht sich damit die installierte Leistung auf 32 GW.

Im KS 95 wird für das Jahr 2050 in Anlehnung an (UBA 2010) eine installierte Leistung von 45 GW angenommen. Diese wird auf einem linearen Ausbaupfad zwischen 2030 und 2050 mit durchschnittlich 1,5 GW Nettozubau pro Jahr erreicht.

Für **Photovoltaik** wird auf Basis der ÜNB-Berechnung für die aktuelle EEG-Umlage (ÜNB 2014c) angenommen, dass im Jahr 2015 eine installierte Leistung von 39 GW vorhanden ist. Im aktuellen EEG ist für Photovoltaik ein Zielkorridor in Höhe von 2,4 bis 2,6 GW pro Jahr formuliert, der sich, anders als für Wind onshore, auf den Bruttozubau statt auf den Nettozubau bezieht.

Im AMS (2012) wird unter Berücksichtigung der aktuell beobachtbaren Ausbauraten angenommen, dass der Bruttozubau ab 2015 zunächst jedoch unterhalb des Zielkorridors liegt und in den Jahren bis 2020 1,6 bis 2,0 GW pro Jahr beträgt. Erst in dem Jahrzehnt bis 2030 steigert sich der Bruttozubau auf zunächst durchschnittlich 2,1 GW pro Jahr in der ersten Hälfte und 2,5 GW pro Jahr in der zweiten Hälfte der Dekade. Dadurch dass in den Jahren 2009 bis 2012 in kurzer Zeit sehr viele Photovoltaik-Anlagen gebaut wurden, fallen in dem Jahrzehnt nach 2030 Anlagen mit einer erheblichen Leistung gleichzeitig weg. Um diesen Rückgang zu kompensieren, werden ab 2030 jährlich 3 GW pro Jahr brutto zugebaut. Im Jahr 2050 wird so eine installierte Leistung von 62 GW erreicht.

Im KS 80 findet bis zum Jahr 2020 ein Bruttozubau von 2 bis 2,5 GW pro Jahr statt, sodass der Zielkorridor des aktuellen EEG in diesem Zeitraum wieder erreicht wird. Danach steigert sich auch hier der Bruttozubau weiter, jedoch auf höherem Niveau als im AMS (2012). Bis 2030 werden in

[53] Nach UBA 2014c ergäbe sich ohne Berücksichtigung von Abstandsregelungen ein maximales Potenzial für Windkraftanlagen an Land in Deutschland von insgesamt ca. 1.000 TWh, dies entspräche einer installierten Leistung von ca. 400 GW. Die im KS95 installierte Leistung von 150 GW macht also 38% dieses Potenzials aus. .

der ersten Hälfte der Dekade durchschnittlich 3 GW pro Jahr und in der zweiten Hälfte 3,5 GW pro Jahr zugebaut. Als Ersatz für die danach wegfallenden Anlagen der Boom-Jahrgänge werden im Jahr 2031 dann 4 GW und bis 2050 jährlich um 0,2 GW pro Jahr steigende Kapazitäten zugebaut, so dass im Jahr 2050 ein Zubau von 7,8 GW pro Jahr zu verzeichnen ist und eine installierte Leistung von 120 GW erreicht ist.

Im KS 95 verläuft der Ausbau bis 2020 genauso wie im KS 80 mit der Rückkehr zum Zielkorridor von 2,5 GW pro Jahr bis 2020. Ab 2021 steigt der Zubau wie im KS 80 auf 3 GW pro Jahr. Danach wird im KS 95 bereits ab dem Jahr 2025 der Bruttozubau jährlich um 0,2 GW gesteigert, um den bevorstehenden starken Rückgang der Altanlagen besser kompensieren zu können. Im Jahr 2050 ergibt sich damit eine Zubaurate von 8,2 GW pro Jahr und eine installierte Leistung von 130 GW.

Die Leistung der **Laufwasser**kraftwerke bleibt in allen drei Szenarien auf nur leicht steigendem und insgesamt niedrigem Niveau.

Die Entwicklung der installierten Leistung von **Biomasse** orientiert sich im AMS (2012) zum einen an Abschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2015 und zum anderen an einem Brutto-Zubau in den Folgejahren (der vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen als optimistisch einzuschätzen ist) von 100 MW/a gemäß EEG 2014[54].

Im KS 80 wird für biogene Brennstoffe bis zum Jahr 2030 ebenfalls ein am EEG (2014) angelehnter Verlauf angenommen[55]. Aufgrund der Annahme einer deutlich geringeren Verfügbarkeit von Biomasse zu Verstromung im KS 80 (Abschnitt 4.5.1) wird jedoch in den Folgejahren von einem sehr restriktiven Zubau ausgegangen, der die Außerbetriebnahme von Biomasse-Anlagen nicht kompensiert, sodass im Jahr 2050 lediglich rund ein Viertel der installierten der Leistung des AMS (2012) erreicht wird.

Auch im KS 95 wird für biogene Brennstoffe bis zum Jahr 2030 ein am EEG (2014) angelehnter Verlauf angenommen[56]. Aufgrund der Annahme einer deutlich geringeren Verfügbarkeit von Biomasse zu Verstromung im KS 95 (Abschnitt 4.5.1) wird jedoch in den Folgejahren von einem sehr restriktiven Zubau (restriktiver als im AMS (2012) und KS 80) ausgegangen, der die Außerbetriebnahme von Biomasse-Anlagen nicht kompensiert, sodass im Jahr 2050 lediglich rund ein Achtel der installierten der Leistung des AMS (2012) erreicht wird.

[54] Für alle biogenen Brennstoffe (Biogas, feste Biomasse, biogener Abfall) gemeinsam. Der Anteil der Leistung biogenen Mülls wird dabei in der Kategorie „Müll“ bilanziert und ist aus diesem Grund nicht in dieser Tabelle enthalten.

[55] D.h. der Verlauf entspricht dem Verlauf im AMS (2012).

[56] Siehe Fußnote 55

Tabelle 5-83: Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

	2012	2020	2030	2040	2050
			GW		
Wasserkraft	5,0	5,3	5,5	5,7	5,8
Windenergie	31,3	59,1	85,1	94,3	103,6
Onshore	31,0	52,6	70,1	75,1	80,1
Offshore	0,3	6,5	15,0	19,3	23,5
Fotovoltaik	33,0	49,2	61,7	54,8	62,3
Biomasse	6,0	6,6	4,0	1,6	1,6
Biogas, Klärgas u.a.	4,1	4,2	2,0	0,9	0,9
Feste Biomasse	2,0	2,4	2,0	0,7	0,7
Erdwärme	0,0	0,2	0,6	1,2	1,9

Quelle: (DLR, IWES, IFNE 2012), (ÜNB 2014c), (BMWi 2015) , (EEG 2014), Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 5-84: Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien im Klimaschutzszenario 80

	2012	2020	2030	2040	2050
			GW		
Wasserkraft	5,0	5,3	5,5	5,7	5,8
Windenergie	31,3	59,1	85,1	103,6	117,1
Onshore	31,0	52,6	70,1	80,1	85,1
Offshore	0,3	6,5	15,0	23,5	32,0
Fotovoltaik	33,0	51,8	73,8	83,8	121,3
Biomasse	6,0	6,9	4,5	1,4	0,5
Biogas, Klärgas u.a.	4,1	4,5	2,5	0,8	0,2
Feste Biomasse	2,0	2,4	2,0	0,6	0,3
Erdwärme	0,0	0,2	0,6	1,2	1,9

Quelle: (DLR, IWES, IFNE 2012), (ÜNB 2014c), (BMWi 2015),(EEG 2014), Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 5-85: Installierte Nettoleistung erneuerbarer Energien im Klimaschutzszenario 95

	2012	2020	2030	2040	2050
			GW		
Wasserkraft	5,0	5,3	5,5	5,7	5,8
Windenergie	31,3	59,1	92,6	143,8	195,0
Onshore	31,0	52,6	77,6	113,8	150,0
Offshore	0,3	6,5	15,0	30,0	45,0
Fotovoltaik	33,0	51,8	75,5	89,5	130,0
Biomasse	6,0	6,9	4,4	1,2	0,4
Biogas, Klärgas u.a.	4,1	4,5	2,4	0,6	0,1
Feste Biomasse	2,0	2,4	2,0	0,6	0,3
Erdwärme	0,0	0,2	0,6	1,2	1,9

Quelle: (DLR, IWES, IFNE 2012), (ÜNB 2014c), (BMWi 2015), (UBA 2010), (EEG 2014), Annahmen und Berechnungen des Öko-

Instituts

Für das Dargebot an erneuerbaren Energien wird aus diesen Leistungen für jede Technologie die mögliche maximale Stromproduktion berechnet. Dazu werden die in Tabelle 5-86 dargestellten Volllaststunden zugrunde gelegt. Die tatsächliche Stromerzeugung erneuerbarer Energien (einschließlich der Möglichkeit der Abregelung) wird im Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex ermittelt.

Tabelle 5-86: Volllaststunden zur Berechnung des Dargebots erneuerbarer Energien

	2020	2030	2040	2050
Wasserkraft	4.723	4.756	4.794	4.808
Wind onshore	1.897	1.999	2.233	2.598
Wind offshore	3.976	3.984	3.992	4.000
Fotovoltaik	875	875	900	949

Quelle: (DLR, IWES, IFNE 2012), ÜNB 2014a, Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

Wie der Vergleich der Tabellen zeigt, wird im KS 80 und noch deulich stärker im KS 95 von einem starken Zubau im Bereich von Wind (onshore), Wind (offshore) und Photovoltaik im Vergleich zum AMS (2012) ausgegangen, um die weitgehende Dekarbonisierung des Stromsektors zu erreichen. Dies ist auch deshalb notwendig, weil es sowohl im KS 95 als auch teilweise schon im KS 80 zu einer signifikanten Stromnachfrage zusätzlicher Verbraucher durch die Dekarbonisierung anderer Sektoren kommt, wie der nächste Abschnitt zeigt.

5.6.1.4. Stromverbrauch (inklusive Verbrauch durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen)

Die Entwicklung des inländischen Stromverbrauchs wird direkt aus der Aggregation der Modellierungsergebnisse der Nachfragesektoren ermittelt (Abschnitt 5.12) und über weitere Verluste und Verbräuche in den gesamten inländischen Stromverbrauch umgerechnet, der dann der Modellierung des Stromsektors als zu deckende Stromnachfrage vorgegeben wird (Tabelle 5-87). Im AMS (2012) liegt damit die inländische Stromnachfrage im Jahr 2050 in etwa auf dem Wert von 2012. Im KS 80 und im KS 95 nimmt die Stromnachfrage deutlich auf ca. 500 TWh im Jahr 2050 ab. Hierbei muss dann zusätzlich berücksichtigt werden, dass die in PowerFlex modellendogen bestimmte Stromerzeugung den zusätzlichen Stromverbrauch, welcher durch den Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen wie z.B. Elektromobilität, Power-to-Gas oder Power-to-Heat entsteht, abdecken muss. Darüber hinaus entstehen Speicherverluste in Pumspeicherkraftwerken und durch Lastverschiebungen im Industriebereich (siehe auch Abschnitt 5.6.1.5). Tabelle 5-87 stellt die Stromnachfrage der Sektoren, welche als Eingangsdaten in die Strommodellierung einfließen, als auch den modellendogen berechneten Stromverbrauch[57] des Einsatzes verschiedener Flexibilitätsoptionen dar.

[57] Hierbei handelt es sich also um ein Modellierungsergebnis.

Tabelle 5-87: Komponenten des Stromverbrauchs im Vergleich der Szenarien, 2012 und 2050

		2050		
	2012	AMS (2012)	KS 80	KS 95
Komponente	TWh			
Unflexibler Stromverbrauch (einschl. Netzverluste)	585	582	491	502
Stromverbrauch Pumpspeicherkraftwerke	8	12	17	22
Stromverbrauch Elektrolyseure (PtG, PtL)	0	0	0	157
Stromverbrauch Elektrofahrzeuge	0	36	78	82
Stromverbrauch Power-to-Heat	0	0	23	16
Zu deckender Netto-Stromverbrauch	593	630	609	779

Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

5.6.1.5. Flexibilitäten und Speicher

Grundsätzlich wird im Rahmen dieses Projektes kein optimierter Zubau von Flexibilitäten und Speichern untersucht. In den hier dargestellten Szenarien mit einem zum Teil sehr weitreichenden Ausbau erneuerbarer Energien (KS 80, v.a. KS 95) wurde jedoch ein Ausbau der Flexibilitäten unterstellt. Die Annahmen zu den installierten Leistungen sind im Folgenden dokumentiert.

Verfügbare Speicher- bzw. Flexibilitätsoptionen sind hierbei Pumpspeicherkraftwerke (inländisch sowie ausländisch über zusätzliche Gleichstromkabel), regelbare Lasten in der Industrie und der Einsatz von Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan (Power-to-Gas). Eine weitere für den Stromsektor indirekt nutzbare Flexibilitätsoption sind Wärmespeicher, die einen flexibleren Betrieb der KWK-Anlagen ermöglichen und der Einsatz von Power-to-heat.

Pumpspeicherkraftwerke sind eine bewährte Technologie, jedoch unterliegen sie starken Begrenzungen durch natürliche Gegebenheiten. Um dies zu reflektieren, wird in diesem Projekt für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) angenommen, dass ein Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten über das heutige Maß von 9,3 GW hinaus nicht erfolgt.[58] Für die ambitionierteren Szenarien KS 80 und KS 95 wird angenommen, dass die installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken auf 15,7 GW steigt, wie im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2015 (ÜNB 2014b) vorgesehen.

Über den Einsatz von Pumpspeichern im deutschen Stromnetz hinaus wird angenommen, dass durch den Ausbau von Verbindungskabeln nach Norwegen in begrenztem Maße die dortige Wasserkraft zur Stromspeicherung mitgenutzt werden kann. Im Jahr 2020 wird das NORD.LINK Kabel mit einer Übertragungskapazität von 1,4 GW berücksichtigt.[59] Im KS 80 und KS 95 wird angenommen, dass die Bundesregierung die europäische Netzintegration des Stromsystems weiter vorantreibt, sodass in den Folgedekaden (2030, 2040, 2050) jeweils ein weiteres Seekabel (à ca. 1,4 GW Leistung) hinzukommt. Hierbei wird angenommen, dass die Funktionalität der zusätzlichen Verbindungskabel zusätzlicher Pumpspeicherkapazität gleicht. Die entsprechende Leistung bzw. Stromerzeugung wird als Import sowie der entsprechenden Pumpstrom als Export bilanziert.

[58] Beinhaltet ausländische Pumpspeicherkraftwerke, die an die deutsche Regelzone angeschlossen sind, wie z.B. Vianden.
[59] http://www.statnett.no/en/Projects/NORDLINK/

Eine weitere Möglichkeit, überschüssige Erzeugung zu anderen Zeitpunkten verfügbar zu machen, sind regelbare Lasten, welche bereits jetzt in verschiedenen Industriezweigen zur Verfügung stehen. Insbesondere in der Herstellung von Chlor, Papier und Zement gibt es signifikante Potenziale, welche durch minimalen Ausbau von benötigter Informationstechnik verfügbar sind (Öko-Institut 2015). Während es im AMS (2012) keine Nutzung der regelbaren Lasten gibt, wird für das KS 80 angenommen, dass diese Potenziale zur Verfügung stehen. Insgesamt kann damit im KS 80 in allen Szenariojahren die Last im Bereich des industriellen Lastmanagements in der Spitze um bis zu 1,9 GW reduziert werden. Im KS 95 hinaus wird darüber hinaus angenommen, dass sich die Zwischenpeichermöglichkeiten[60], die die gleichen regelbaren Lasten wie im KS 80 nutzen, bis 2050 gegenüber 2020 noch einmal verdoppeln. Dadurch erhöht sich die Flexibilität weiter. Außerdem wird angenommen, dass durch Luftzerlegung erzeugter reiner Sauerstoff, welcher in CCS-Prozessen in der Industrie benötigt wird, zwischengespeichert werden kann und somit eine zusätzliche Verschiebung der Stromerzeugung ermöglicht. Im KS 95 wird kann die Last im Jahr 2050 damit in der Spitze um bis zu 3,8 GW reduziert werden (2020: 1,9 GW, 2030: 2,2 GW, 2040: 3,2 GW).

Ein weiterer flexibler Stromverbraucher sind die Anlagen zur Herstellung von stromgeneriertem Wasserstoff, Methan und Flüssigkraftstoff (Power-to-gas bzw. Power-to-liquid). Diese Option wurde im KS 95 in den Szenariojahren 2040 und 2050 bedingt durch die Nachfrage nach Flüssigkraftstoffen aus dem Verkehrssektor verfügbar gemacht. Basierend auf dieser Nachfrage wurde dem Modell eine verfügbare elektrische installierte Leistung der Anlagen für Power-to-Liquid von 30 GW im Jahr 2050 vorgegeben. Hinzu kommen jeweils 30 GW für die Wasserstoffproduktion und 50 GW für die Methanherstellung, wie Tabelle 5-88 zeigt. Diese installierten Leistungen sind nicht das Ergebnis einer Kostenoptimierung zwischen den Sektoren, sondern ergaben sich als Notwendigkeit, um die im Verkehrssektor angestrebten Emissionsminderungen von über 95% zu erreichen und gleichzeitig den Biomasseeinsatz zurückzufahren.

Tabelle 5-88: Installierte elektrische Leistung von PtX-Anlagen im KS 95

	2040	2050
	MW_{el}	
für H_2-Herstellung	10.000	30.000
für CH_4-Herstellung	10.000	50.000
für PtL-Herstellung	23.700	30.200
Summe installierte Leistung PtX	43.700	110.200

Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen

Diese können ab dem Jahr 2040 im KS 95 für die Rückverstromung von Wasserstoff und stromgeneriertem Methan als Brennstoff in Erdgaskraftwerken durch die Beimischung zu fossilem Erdgas eingesetzt werden. Eine darüber hinaus gehende Nutzung von stromgenerierten Gasen in anderen Sektoren findet nicht statt.

Sowohl im KS 80 als auch im KS 95 kann außerdem die Fernwärmenachfrage mit direkter elektrisch erzeugter Wärme gedeckt werden (Power-to-heat), wenn dies bei Betrachtung der kurzfristigen Grenzkosten günstiger ist als die Bereitstellung über KWK-Anlagen, Kessel oder

[60] Beispiele für Zwischenspeicher wären Tanks für Chlor-Vorprodukte oder Lager für Papier-Zwischenprodukte.

Solarthermie-Anlagen. Die Leistung der Power-to-heat-Anlagen ist dabei begrenzt. Im KS 80 beträgt die Obergrenze der Leistung der Power-to-heat-Anlagen im Jahr 2020: 500 MW, 2030: 1.500 MW, 2040: 4.500 MW und 2050 schließlich 13.500 MW, was einer Verdreifachung der Kapazitäten alle 10 Jahre entspricht.

Im KS 95 wurde aufgrund der verstärkten Nachfrage an Flexibilität (u.a. durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien) eine deutlich höhere Obergrenze für Power-to-Heat angenommen, welche im Modell nicht erreicht wurde. Die tatsächlich gezogenen Leistungen liegen bei 450 MW in 2020 und erreichen 35.315 MW in 2050, während in 2030 und 2040 1.800 MW beziehungsweise 12.301 MW benötigt werden. Die Steigerungsrate ist also im KS 95 vor allem zwischen 2030 und 2040 deutlich höher als im KS 80, so dass in 2050 die mehr als 2,5-fache Power-to-Heat Leistung im Vergleich zum KS 80 eingesetzt wird.

Neben der direkten Erzeugung zur Deckung der Fernwärmenachfrage kann Wärme aus den oben genannten Quellen auch in Wärmespeichern zwischengespeichert werden. Dies führt neben der Flexibilisierung der Wärmeerzeugung auch zu einer zusätzlichen Flexibilisierung der Stromerzeugung, da die entsprechenden Anlagen somit in günstigen Zeiten laufen können, auch wenn zu diesem Zeitpunkt kein zu deckender Wärmebedarf besteht.

Als neuer relevanter Verbraucher kommt in allen drei Szenarien die Elektromobilität hinzu, allerdings in verschieden großem Umfang (vgl. Abschnitt 5.5.1 zum Verkehr). Dabei wird davon ausgegangen, dass die Einführung der Elektromobilität in einem relevanten Umfang aus Gründen der Netzstabilität, der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz des Stromerzeugungssystems nur realistisch ist, wenn das Laden der Fahrzeuge durch ein Lademanagement gesteuert wird. Das PowerFlex-Modell bildet dieses Lademanagement ab, indem es den Ladezeitraum für die Elektrofahrzeuge im Modell in Stunden mit möglichst kostengünstiger Stromerzeugung schiebt, wobei gleichzeitig berücksichtigt wird, dass die exogen vorgegebenen Fahrten der Elektro-Pkw stattfinden müssen, und dass Lademöglichkeiten je nach Uhrzeit in unterschiedlichem Umfang zur Verfügung stehen.

5.6.1.6. Stromimporte und -exporte

Die Stromimporte oder -exporte ergeben sich aus den Modellierungen mit dem Modell PowerACE, in welchem der Stromaustausch mit einem europäischen Strommarktmodell bis 2050 modelliert wurde. Bei PowerACE handelt es sich um ein am Fraunhofer ISI entwickeltes Optimierungsmodell. Es betrachtet das europäische Energiesystem, wobei der Stromsektor im Fokus der Betrachtung steht. PowerACE optimiert den Ausbau aller relevanten Infrastrukturen, insbesondere konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen, Übertragungskapaziäten und Stromspreicher, sowie deren stündlichen Einsatz. Europa ist dabei länderscharf abgebildet. PowerACE hat somit die Aufgabe, im Hinblick auf Leistung und Erzeugung den optimalen Kapazitäts- und Erzeugungsmix in Europa zu bestimmen. Wichtige politische Vorgaben, wie beispielweise die Ziele der EU-Mitgliedstaaten aus den nationalen EE-Aktionsplänen oder der ggf. geplante Ausbau der Kernenergie werden dabei berücksichtigt. Auch die Anforderungen und Flexibilitäten, welche sich aus dem Bild für Deutschland ergeben, wie beispielsweise der Strombedarf für Power-to-Gas oder Power-to-Heat fließen in die Berechnungen mit ein. Für Europa gelten ansonsten die gleichen Brennstoff- und CO_2-Preise wie für Deutschland. Aus dem so erzeugten Bild des europäischen Stromsystems leiten sich dann im Wesentlichen die Import- und Exportzeitreihen auf Stundenbasis ab. Dabei wird ein optimaler Ausbau der Kuppelkapaziäten endogen berechnet. Neben dem so vorgegebenen Stromimport/-export wird darüber hinaus die

Stromerzeugung aus norwegischen Pumpspeichern über die neu gebauten Gleichstrom-Kabel (siehe Abschnitt 5.6.1.5) als Import, sowie den entsprechenden Pumpstrom als Export bilanziert.

Um der möglichen Beschränkung der Übertragungs- und Kuppelstellenkapazitäten Rechnung zu tragen, wird für das AMS (2012) von einer zunächst überwiegend inländischen Bedarfsdeckung ausgegangen[61]. Für das KS 80 und das KS 95 wird davon ausgegangen, dass 2030 5 %, 2040 10 % und 2050 15 % des deutschen Strombedarfs aus Importen (sowohl konventionell als auch EE) bestehen darf.

5.6.1.7. Weitere Rahmenbedingungen

Folgende weitere Rahmenbedingungen werden für den Stromerzeugungssektor berücksichtigt:

Emissionshandel:

Für die dritte Phase des Emissionshandelssystems (ab 2013) werden die Emissionsberechtigungen für die Stromproduktion vollständig auktioniert.[62] Dabei wird die Preiseentwicklung der CO_2-Zertifikate aus Abschnitt 4.3 zugrundegelegt.

Kraft-Wärme-Kopplung:

Die *Förderung für neue KWK-Anlagen* umfasst im AMS (2012) gemäß dem novellierten KWKG 2012 kleine (z. B. BHKW) und große KWK-Anlagen bei spätester Inbetriebnahme im Jahr 2020. Anlagen, die nach 2020 in Betrieb gehen, erhalten also keine KWKG-Förderung mehr. Kleine BHKW bis 50 kW installierter Leistung erhalten dabei einen Zuschlagsatz von 54,1 €/MWh, größere BHKW bis 250 kW 40 €/MWh und BHKW bis 2 MW 24 €/MWh für 30.000 Betriebsstunden. Für große KWK-Anlagen gilt ein Fördersatz von 21 €/MWh[63] ebenfalls für 30.000 Betriebsstunden. Darüber hinaus werden BHKW über Investitionszuschüsse im Rahmen der „Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}“ gefördert. Die Abbildung des Zubaus großer KWK-Anlagen erfolgt modellendogen unter Berücksichtigung der Zuschlagssätze. Für BHKW wird angenommen, dass sich das Absatzvolumen fossiler BHKW im Jahr 2012 (64 MW im Bereich kleiner BHKW, 391 MW im Bereich größerer BHKW) (Gores und Emele 2013) bis zum Jahr 2020 fortsetzt. Im KS 80 und im KS 95 wird angenommen, dass die Bundesregierung die Förderung von BHKW bis zum Jahr 2030 fortsetzt. Der Einsatz und damit die tatsächliche Stromerzeugung der KWK-Anlagen werden im Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex ermittelt.

Im AMS (2012) wird außerdem eine Bestandsanlagenförderung für Erdgas-KWK-Anlagen berücksichtigt, die durch eine stabilisierte Nachfrage nach KWK-Wärme abgebildet wird. Im KS 80 und KS 95 wird darüber hinaus eine gegenüber dem KWKG 2012 erhöhte Neuanlagen-Förderung berücksichtigt, die dazu führt, dass alte Kohle-KWK-Anlagen durch Erdgas-KWK-Anlagen ersetzt werden. Dabei wird angenommen, dass durch die Neuanlagen-Förderung Kohle-KWK-Anlagen mit einem Alter von mehr als 45 Jahren stillgelegt werden und durch neue Erdgas-GUD-KWK-Anlagen

[61] Importe erst im Jahr 2050.

[62] Für KWK-Anlagen werden zusätzlich kostenlos Emissionsberechtigungen für die Wärmeproduktion in Höhe von rund 225 g CO_2/kWh_{th} (62,3 EUA/TJ) zugeteilt. Der Anteil der kostenlosen Zuteilung reduziert sich von 80% im Jahr 2013 auf 0% im Jahr 2027 (EC 2011c). Darüber hinaus wird jährlich ein linearer Kürzungsfaktor von 1,74% angewendet. Basierend auf der Wärmeeinspeisung der KWK-Anlagen berechnet sich daraus der Auktionierungsanteil für KWK-Anlagen. Je nach Anlagenkonfiguration beträgt der resultierende Anteil 60% bis 80% im Jahr 2013 und erhöht sich schrittweise bis zur Vollauktionierung (100%) im Jahr 2027. Die so ermittelte Zuteilungsmenge für jedes Kraftwerk wird in Bezug zur emittierten CO_2-Menge gesetzt, die sich aus dem Wirkungsgrad, dem Brennstoff sowie den in PowerFlex ermittelten Benutzungsstunden ergibt. Damit kann ermittelt werden, welcher Anteil der tatsächlichen CO_2-Emissionen auf dem Zertifikatemarkt erworben werden muss.

[63] Annahme, dass Anlage emissionshandelspflichtig.

ersetzt werden. Dies entspricht insgesamt knapp 2,5 GW Erdgas-KWK-Anlagen, die im KS 80 und KS 95 bis 2018 zusätzlich zu den im AMS (2012) bereits berücksichtigten Projekten gebaut werden.

Die Laufzeit der Kernkraftwerke wird gemäß AtG 2011 dem Modell vorgegeben.

5.6.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Abbildung 5-66 und Tabelle 5-89 stellen die Stromerzeugung für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) bis 2050 dar. Tabelle 5-90 stellt die Entwicklung der installierten Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) dar.

Abbildung 5-66: Nettostromerzeugung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Basierend auf der deutlichen Zunahme der installierten Leistung erneuerbarer Energien nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 140 TWh im Jahr 2012 auf 391 TWh im Jahr 2050 zu. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken sinkt entsprechend der Vorgaben des Atomgesetzes (AtG) von 94 TWh im Jahr 2012 auf 0 TWh im Jahr 2030[64].

Die Braunkohleverstromung nimmt mit 62 TWh im Jahr 2050 um 86 TWh gegenüber 2012 (148 TWh) ab, im 2030 liegt sie bei 97 TWh. Die Leistung der Braunkohlekraftwerke liegt im Jahr 2050 bei rund der Hälfte des Wertes des Jahres 2012. Dabei kommt es in den Jahren 2040 und

[64] Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022.

2050 zu einem geringfügigen Zubau (0,8 GW bzw. 1,8 GW), um die im AMS (2012) auftretende Stromerzeugungslücke zu decken.

Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken nimmt von 107 TWh (2012) lediglich auf 80 TWh (2050) ab, mit einem zwischenzeitlichen Anstieg auf 116 TWh im Jahr 2030 und 120 TWh im Jahr 2040. Die installierte Leistung nimmt bis zum Jahr 2050 um rund ein Viertel ab. Während im 2020 9,4 GW Steinkohle in Kaltreserve sind, werden in den Folgejahren alle verfügbaren Kraftwerke zur Stromerzeugung herangezogen und außer Betrieb gehende Anlagen teilweise durch neue ersetzt (Zubau von insgesamt 9,4 GW neuer Steinkohle-Kondensations- und KWK-Anlagen in den Jahren 2040 und 2050).

Tabelle 5-89: Nettostromerzeugung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) [65]

	2012	2020	2030	2040	2050
		TWh			
Kernenergie	94,2	63,3	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	148,1	142,4	96,9	73,4	61,6
Steinkohle	106,8	90,8	116,0	119,6	79,8
Erdgas	75,1	46,8	61,3	50,0	19,2
Erneuerbare	140,3	238,3	311,3	335,5	391,4
davon Wasser	21,7	21,9	23,1	24,1	24,7
davon Wind onshore	49,8	99,7	140,1	167,6	206,3
davon Wind offshore	0,7	25,8	59,6	72,7	75,5
davon Biogas	26,3	29,5	16,1	6,1	6,0
davon Biomasse	15,1	16,3	14,3	7,5	7,4
davon Pflanzenöl	0,3	0,9	0,0	0,0	0,0
davon Solar	26,4	43,0	54,0	49,3	59,2
davon sonstige Erneuerbare	0,0	1,1	4,2	8,1	12,3
Sonstige	22,7	19,1	16,4	15,5	14,6
Pumpspeicher	5,9	4,1	4,5	5,4	5,5
Backup-Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	8,5	8,2
Nettostromerzeugung	593,1	604,6	606,4	607,9	580,1
Export	23,1	51,4	42,0	10,0	-47,2
Import HVDC-Kabel	0,0	1,8	2,1	2,9	2,8
Export HVDC-Kabel	0,0	2,2	2,6	3,6	3,5
Nettostromaufkommen	570,0	552,8	563,9	597,2	626,6

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die Erdgasverstromung nimmt von 75 TWh im Jahr 2012 auf 19 TWh im Jahr 2050 sehr deutlich ab, wobei sich die installierte Leistung gegenüber 2012 auf rund ein Siebtel reduziert. Ähnlich wie bei den Steinkohle-Kraftwerken befinden sich in 2020 einige Anlagen (0,6 GW) in Kaltreserve, in den darauffolgenden Szenarienjahren wird jedoch die komplette verfügbare Leistung zur Stromerzeugung herangezogen. Darüber hinaus werden ebenfalls Erdgas-Kraftwerke zugebaut (3,6 GW Erdgas-BHKW im Jahr 2020, siehe Abschnitt 5.6.1.7) sowie 2,7 GW (2040) und 0,8 GW (2050) weiterere Erdgas-Anlagen (vor allem KWK).

Im Jahr 2020 ergibt sich ein sehr starker Export von Strom, der bis zum Jahr 2040 abnimmt. Im Jahr 2050 ergibt sich sogar ein deutlicher Netto-Stromimport. Dies führt dazu, dass bei leicht ansteigender Stromnachfrage zwischen 2012 und 2040 eine nahezu konstante Stromerzeugung stattfindet. In 2050 sorgt der starke Import von Strom zu einer deutlichen Reduktion der inländischen Stromerzeugung. Dies führt dazu, dass bis 2040 aufgrund des nur moderaten EE-

[65] Im Jahr 2040 werden 8,5 TWh und in 2050 werden 8,2 TWh in Backup-Kraftwerken erzeugt.

Ausbaus und den Exporten weiterhin eine verstärkte Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas notwenig ist, um die Nachfrage zu decken. Dies zeigt sich auch in den oben erwähnten benötigten Leistungen und führt dazu, dass in den Jahren 2040 und in 2050 Zubau stattfindet.

Tabelle 5-90: Installierte Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)[66]

	2012	2020	2030	2040	2050
		GW			
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	20,1	14,4	11,2	11,6
Steinkohle	25,6	22,6	25,4	22,1	18,7
Erdgas	30,3	22,5	20,9	11,2	4,3
Erneuerbare	75,4	120,6	157,3	157,7	175,2
davon Wasser	5,0	5,3	5,5	5,7	5,8
davon Wind onshore	31,0	52,6	70,1	75,1	80,1
davon Wind offshore	0,3	6,5	15,0	19,3	23,5
davon Biogas	3,8	4,3	2,4	0,9	0,9
davon Biomasse	2,0	2,4	2,0	0,7	0,7
davon Pflanzenöl	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
davon Solar	33,0	49,2	61,7	54,8	62,3
davon sonstige Erneuerbare	0,0	0,2	0,6	1,2	1,9
Sonstige	8,5	5,5	4,9	4,6	4,4
Pumpspeicher	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
Backup-Kraftwerke	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Summe	252,2	278,6	302,1	285,9	293,5

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 5-91 stellt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung und dem sich daraus abgeleiteten Bruttostromverbrauch[67] im AMS (2012) dar. Der Bruttostromverbrauch nimmt insgesamt zwischen 2010 und 2050 um ca. 40 TWh zu, wobei es nach einem Rückgang des Stromverbrauch bis 2030 zu einem deutlichen Anstieg bis 2050 kommt.

Bezogen auf den Bruttostromverbrauch nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 16 % im Jahr 2010 auf 62 % im Jahr 2050 zu, wobei der größte Zuwachs zwischen 2010 und 2020 erfolgt. Die mittelfristigen EE-Ziele des Energiekonzepts (35 % im Jahr 2020, 50 % im Jahr 2030) werden damit übertroffen, jedoch werden die langfristigen Ziele (65 % im Jahr 2040, 80 % im Jahr 2050) verfehlt.

[66] Die hier aufgeführte Leistung für Backup-Kraftwerke entspricht einer Modellvorgabe. Die im AMS (2012) maximal benötigte Backupleistung beträgt 26,9 GW (2040) bzw. 33,7 GW (2050).

[67] Bereinigung um den Import-Export-Saldo.

Tabelle 5-91: Bruttostromerzeugung im AMS (2012), 2010-2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	TWh					
Konventionelle Stromerzeugung	546	527	392	315	289	199
Regenerative Stromerzeugung	89	100	243	318	343	402
Rückverstromung	6	6	4	5	6	6
Bruttostromerzeugung	**641**	**633**	**640**	**637**	**638**	**607**
Veränderung zu 2008	*0%*	*-1%*	*0%*	*-1%*	*0%*	*-5%*
Regenerativer Anteil	*14%*	*16%*	*38%*	*50%*	*54%*	*66%*
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-18	-52	-43	-11	46
Exportanteil der Bruttostromerzeugung	*4%*	*3%*	*8%*	*7%*	*2%*	*-8%*
Bruttostromverbrauch	**618**	**615**	**588**	**594**	**627**	**653**
Veränderung zu 2008	*0%*	*0%*	*-5%*	*-4%*	*1%*	*6%*
Regenerativer Anteil	*14%*	*16%*	*41%*	*53%*	*55%*	*62%*

Quelle:AGEB (2013), AGEB (2014), Modellrechnungen des Öko-Institut

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) steigen die Strompreise am Energy-only-Markt von 48 €/MWh im Jahr 2020 auf 121 €/MWh in 2050 an (Tabelle 5-92). Der starke Anstieg der Preise wird hervorgerufen durch die benötigte Erzeugung aus teuren Backup-Turbinen, welche in Stunden mit geringem Dargebot erneuerbarer Energien und hoher Nachfrage preissetzend sind. Da im Jahr 2050 insgesamt durch die höhere verfügbare Leistung mehr erneuerbare Stromerzeugung stattfindet, sinkt der durchschnittliche Strompreis leicht gegenüber 2040, obwohl die Stromerzeugung aus Backup-Turbinen vergleichbar ist.

Tabelle 5-92: Strompreisentwicklung am Energy-only-Markt im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

2020	2030	2040	2050
$€_{2010}$/MWh			
48	74	133	121

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die THG-Emissionen der Stromerzeugung sinken im AMS (2012) von rund 370 Mio. t CO_2e (2010) auf 172 Mio. t CO_2e im Jahr 2050 (Tabelle 5-93). Bis zu Jahr 2030 erfolgt eine THG-Emissionsminderung gegenüber 2010 um ca. 80 Mio. t CO_2e. Zwischen 2030 und 2050 erfolgt eine weitere THG-Emissionsminderung um 117 Mio. t CO_2e.

Die Braunkohlekraftwerke tragen mit 162 Mio. t CO_2e den größten THG-Emissionsanteil im Jahr 2010. Zwischen 2010 und 2030 sinken die THG-Emissionen der Braunkohleverstromung um rund ein Drittel (54 Mio. t CO_2) analog zum Rückgang der Stromerzeugung. Zwischen 2030 und 2050 erfolgt eine weitere THG-Emissionsminderung in Braunkohlekraftwerken um 45 Mio. t CO_2. Die THG-Emissionen der Braunkohlekraftwerke liegen damit mit 64 Mio. t CO_2e auf ungefähr dem gleichen Niveau wie die der Steinkohlekraftwerke.

Die Steinkohlekraftwerke tragen mit 108 Mio. t CO_2 den zweitgrößten THG-Emissionsanteil im Jahr 2010. Trotz eines deutlichen Rückgangs der THG-Emissionen im Jahr 2020, liegen die THG-Emissionen der Steinkohlekraftwerken im Jahr 2030 nur rund 3 Mio. t CO_2e unter den Emissionen

des Jahres 2030. Dies liegt daran begründet, dass ein großer Teil der Steinkohlekraftwerke 2020 in Kaltreserve war, während sie im Jahr 2030 wieder wirtschaftlich sind und entsprechend deutlich zur Stromerzeugung beitragen. Zwischen 2030 und 2050 mindern die Steinkohlekraftwerke ihre THG-Emissionen um 39 Mio. t CO_2e. Aufgrund der vergleichsweise geringen Minderung der THG-Emissionen in Steinkohlekraftwerken liegen ihre THG-Emissionen im Jahr 2050 mit 66 Mio. t CO_2 auf ungefähr dem gleichen Niveau wie die der Braunkohlekraftwerke.

Die Erdgaskraftwerke tragen mit 53 Mio. t CO_2e den drittgrößten THG-Emissionsanteil im Jahr 2010. Zwischen 2010 und 2020 kommt es zunächst zu einer deutlichen Minderung der THG-Emissionen aufgrund der deutlich gesunkenen Stromerzeugung. Da sich die Stromerzeugung im jahr 2030 wieder erhöht, beträgt die gesamte THG-Emissionsminderung zwischen 2010 und 2030 lediglich 15 Mio. t CO_2e. Aufgrund der stark abfallenden Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken kommt es zwischen 2030 und 2050 zu einer weiteren THG-Minderung von 29 Mio. t CO_2e. Damit liegen die THG-Emissionen der Erdgaskraftwerke mit 9 Mio. t CO_2e im Jahr 2050 hinter Stein- und Braunkohlekraftwerken sowie hinter der Stromerzeugung aus Müll und Gichtgas.[68]

Tabelle 5-93: THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im AMS (2012), 1990–2050

Brennstoff	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	Mt CO_2-Äquivalent						
Braunkohlen	247,7	165,4	161,8	165,2	108,3	80,2	63,8
Steinkohlen	136,0	130,2	108,1	82,4	104,8	103,6	66,0
Öl	17,0	11,3	7,9	3,3	0,6	0,2	0,0
Raffineriegas	2,2	0,9	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5
Erdgas	33,2	39,7	52,5	30,5	37,4	23,4	8,8
Gichtgas	16,1	17,9	20,6	18,5	16,9	15,7	14,3
Kokerei-/Stadtgas	1,3	0,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
Sonstige Gase	0,0	0,0	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0
Müll	6,6	9,4	14,5	17,4	17,4	17,3	17,2
Biogas	0,0	0,0	1,2	1,6	0,9	0,3	0,3
(Feste) Biomasse	0,1	0,1	0,8	1,2	1,0	0,5	0,4
Flüssige Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromgeneriert CH4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromgeneriert H2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**460,0**	**375,6**	**369,0**	**321,8**	**288,8**	**242,3**	**171,8**
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	0,8	0,6	0,5
Summe mit REA	**460,6**	**376,7**	**370,0**	**322,9**	**289,6**	**242,9**	**172,3**

Quelle:UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

5.6.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Abbildung 5-67 und Tabelle 5-94 zeigen die Stromerzeugung für das Klimaschutzszenario 80 bis 2050. Tabelle 5-95 stellt die Entwicklung der installierten Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) dar.

Basierend auf der starken Zunahme der installierten Leistung erneuerbarer Energien nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 140 TWh im Jahr 2010 auf 500 TWh im Jahr

68

2050 zu. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken sinkt entsprechend der Vorgaben des Atomgesetzes (AtG) von 94 TWh im Jahr 2010 auf 0 TWh im Jahr 2030[69].

Die Braunkohleverstromung kommt mit 2 TWh im Jahr 2050 (72 TWh im Jahr 2030) im Vergleich zu 148 TWh im Jahr 2012 fast vollständig zum Erliegen. Die sich in Betrieb befindliche[70] Leistung der Braunkohlekraftwerke liegt im Jahr 2050 bei nur noch 0,4 GW. Die Erzeugung konzentriert sich auf wenige kleinere KWK-Anlagen. Aufgrund der sehr hohen Durchdringung der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien und damit einhergehender verringerten Auslastung der Braunkohlekraftwerke, weisen diese eine zunehmend geringere Wirtschaftlichkeit auf, sodass in den Jahren 2040 und 2050 eine zunehmende Stilllegung erfolgt[71]. Ein Neubau von Braunkohle-Kraftwerken findet entsprechend nicht statt.

Abbildung 5-67: Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 80

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken nimmt von 107 TWh (2012) auf 13 TWh (2050) ab, die Leistung nimmt bis zum Jahr 2050 um rund zwei Drittel ab[72]. Ein Zubau an Steinkohle-Kraftwerke findet nicht statt.

Die Erdgasverstromung bleibt zunächst bis 2030 (70 TWh) auf ähnlichem Niveau wie im Jahr 2012 (75 TWh) und nimmt dann, insbesondere nach 2040, auf 8 TWh im Jahr 2050 sehr deutlich ab,

69 Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022.
70 D.h. ohne Kraftwerke in Kaltreserve.
71 Zunächst Überführung in Kaltreserve. Eine vollständige Stilllegung erfolgt im Modell bei Erreichen der technischen Lebensdauer (Tabelle 5-79).
72 Im Jahr 2030 gehen 1,8 GW Steinkohlekraftwerke in Kaltreserve und kommen im Jahr 2040 wieder zum Einsatz. Dies erklärt auch die höhere sich in Betrieb befindliche Nettoleistung im Jahr 2040 im Vergleich zum Jahr 2030.

wobei sich die installierte Leistung einen ähnlichen Verlauf nimmt wie die Stromerzeugung und im Jahr 2050 bei 15% der Leistung des Jahres 2012 liegt. Kaltreserve spielt für Erdgas-Kraftwerke nur eine untergeordnete Rolle. Im Szenarienverlauf kommt es lediglich zu einem Zubau von 3,6 GW (2020) bzw. 3,9 GW (2030) BHKW (siehe Abschnitt 5.6.1.7).

Im Jahr 2020 kommt es zu einem starken Stromexport, während die Import-Export-Bilanz 2030 ausgeglichen ist. In den Jahren 2040 und 2050 kommt es zu einem verstärkten Stromimport.

Tabelle 5-94: Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 80[73]

	2012	2020	2030	2040	2050
		TWh			
Kernenergie	94,2	63,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	148,1	108,9	72,0	29,9	1,5
Steinkohle	106,8	69,6	43,7	26,1	12,6
Erdgas	75,1	60,9	69,9	55,8	8,0
Erneuerbare	140,3	240,2	311,9	382,3	499,8
davon Wasser	21,7	21,9	23,1	24,1	24,7
davon Wind onshore	49,8	99,7	140,1	178,8	221,0
davon Wind offshore	0,7	25,8	58,9	87,1	122,0
davon Biogas	26,3	29,5	7,9	3,2	1,0
davon Biomasse	15,1	15,9	13,1	5,6	3,6
davon Pflanzenöl	0,3	0,9	0,0	0,0	0,0
davon Solar	26,4	45,3	64,6	75,4	115,2
davon sonstige Erneuerbare	0,0	1,1	4,2	8,1	12,3
Sonstige	22,7	18,3	13,4	12,7	11,2
davon Sonstige	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
davon Öl	6,2	2,4	0,4	0,0	0,0
davon Raffineriegas	0,6	0,6	0,4	0,2	0,1
davon Gichtgas	6,8	6,9	5,0	5,8	5,3
davon Kokerei- und Stadtgas	1,7	1,7	1,6	1,5	1,3
davon Müll	6,9	6,2	5,4	4,6	3,9
Pumpspeicher	5,9	1,7	1,4	3,0	4,6
Backup-Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,8	2,5
Nettostromerzeugung	593,1	562,7	512,3	510,5	540,2
Export	23,1	36,4	-0,5	-44,6	-63,0
Import HVDC-Kabel	0,0	0,5	0,9	2,8	6,3
Export HVDC-Kabel	0,0	0,6	1,2	3,5	7,9
Nettostromaufkommen	570,0	526,1	512,5	554,4	601,6

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 5-96 stellt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung und dem sich daraus abgeleiteten Bruttostromverbrauch[74] im KS 80 dar. Der Bruttostromverbrauch nimmt bis 2030 deutlich ab, erreicht 2050 jedoch wieder ungefähr den Wert von 2010.

[73] Im Jahr 2040 und 2050 werden 0,8 TWh bzw. 2,7 TWh in Backup-Kraftwerken erzeugt.
[74] Bereinigung um den Import-Export-Saldo.

Tabelle 5-95: Installierte Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) im Klimaschutzszenario 80[75]

	2012	2020	2030	2040	2050
		GW			
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	16,1	11,9	6,2	0,4
Steinkohle	25,6	15,5	10,8	12,6	8,4
Erdgas	27,8	24,2	27,9	16,3	4,0
Erneuerbare	75,4	123,3	169,6	195,7	246,6
davon Wasser	5,0	5,3	5,5	5,7	5,8
davon Wind onshore	31,0	52,6	70,1	80,1	85,1
davon Wind offshore	0,3	6,5	15,0	23,5	32,0
davon Biogas	3,8	4,3	2,5	0,8	0,2
davon Biomasse	2,0	2,4	2,0	0,6	0,3
davon Pflanzenöl	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
davon Solar	33,0	51,8	73,8	83,8	121,3
davon sonstige Erneuerbare	0,0	0,2	0,6	1,2	1,9
Sonstige	8,5	5,5	4,9	4,6	4,4
Pumpspeicher	9,3	9,3	11,9	15,7	15,7
Backup-Kraftwerke	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Summe	249,7	271,9	307,0	321,1	349,4

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Bezogen auf den Bruttostromverbrauch nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 16 % im Jahr 2010 auf 83 % im Jahr 2050 zu, wobei der größte Zuwachs zwischen 2010 und 2020 erfolgt. Sowohl die die mittelfristigen EE-Ziele des Energiekonzepts (35 % im Jahr 2020, 50 % im Jahr 2030) als auch die langfristigen Ziele (65 % im Jahr 2040, 80 % im Jahr 2050) werden erreicht.

Tabelle 5-96: Bruttostromerzeugung im KS 80, 2010-2050

	2008	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
			TWh			
Konventionelle Stromerzeugung	546	527	346	214	134	39
Regenerative Stromerzeugung	89	100	245	318	390	510
Rückverstromung	6	6	2	1	3	5
Bruttostromerzeugung	**641**	**633**	**593**	**533**	**526**	**553**
Veränderung zu 2008	*0%*	*-1%*	*-7%*	*-17%*	*-18%*	*-14%*
Regenerativer Anteil	*14%*	*16%*	*41%*	*60%*	*74%*	*92%*
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-18	-37	0	44	61
Exportanteil der Bruttostromerzeugung	*4%*	*3%*	*6%*	*0%*	*-8%*	*-11%*
Bruttostromverbrauch	**618**	**615**	**556**	**533**	**570**	**614**
Veränderung zu 2008	*0%*	*0%*	*-10%*	*-14%*	*-8%*	*-1%*
Regenerativer Anteil	*14%*	*16%*	*44%*	*60%*	*68%*	*83%*

Quelle: AGEB (2013), AGEB (2014), Modellrechnungen des Öko-Institut

[75] Die hier aufgeführte Leistung für Backup-Kraftwerke entsprecht einer Modellvorgabe. Die im KS 80 maximal benötigte Backupleistung beträgt 29,8 GW (2040) bzw. 37,3 GW (2050).

Im Klimaschutzszenario 80 steigen die Strompreise am Energy-only-Markt von 56 €/MWh im Jahr 2020 auf 120 €/MWh in 2050 an (Tabelle 5-97). Zwar wirkt auf der starke Ausbau der erneuerbaren Energien auf der einen Seite preisdämpfend. Auf der anderen Seite kommt es jedoch durch Verschiebung der fossilen Stromerzeugung hin zu höheren Grenzkosten (Erdgas) sowie durch die verstärkte Nutzung von Backup-Kraftwerken zu steigenden Strompreisen.

Tabelle 5-97: Strompreisentwicklung am Energy-only-Markt im Klimaschutzszenario 80

2020	2030	2040	2050
	$€_{2010}$/MWh		
56	76	97	120

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die THG-Emissionen der Stromerzeugung sinken im KS 80 von 370 Mio. t CO_{2e} (2010) auf 43 Mio. t CO_{2e} im Jahr 2050 (Tabelle 5-98). Der größte Teil der THG-Emissionsminderung erfolgt zwischen 2010 und 2030 (185 Mio. t CO_2e). Eine weitere signifikante Minderung erfolgt zwischen 2030 und 2030 (124 Mio. t CO_2e). Bei den THG-Emissionen im Jahr 2050 ist zu berücksichtigen, dass im Jahr 2050 Emissionen aus Gichtgas-Kraftwerken den größten Anteil aufweisen (14 Mio. t CO_2e). Die THG-Emissionen aus der Gichtgas-Verstromung sinken im Szenarienhorizont nur geringfügig. Die THG-Emissionen aus den fossilen Anteilen der Müllverbrennung tragen ebenfalls wesentlich (10 Mio. t CO_2e) zum Emissionssockel im Jahr 2050 bei. Dies deutet darauf hin, dass für eine ambitioniertere Klimapolitik weitergehende Maßnahmen außerhalb des Stromsektors notwendig sind.

Die Braunkohlekraftwerke tragen mit rund 162 Mio. t CO_2e den größten THG-Emissionsanteil im Jahr 2010. Aufgrund einer ambitionierten Klimapolitik (einschließlich Maßnahmen im Bereich der Kohleverstromung) sinken die THG-Emissionen der Braunkohleverstromung zwischen 2010 und 2030 um rund 85 Mio. t CO_2 analog zum Rückgang der Stromerzeugung. Zwischen 2030 und 2050 kommt es zu einer weiteren Minderung um 74 Mio. t CO_2e auf nurmehr 3 Mio t. CO_2e im Jahr 2050. Die Braunkohleverstromung nimmt im Jahr 2050 nur noch einen sehr kleinen Teil der gesamten Stromerzeugung ein.

Steinkohlekraftwerke tragen mit 108 Mio. t CO_2e den zweitgrößten THG-Emissionsanteil im Jahr 2010. Analog zur deutlichen Abnahme der Steinkohleverstromung im Zeitverlauf kommt es zu einer THG-Emissionsminderung von 70 Mio. t CO_2e zwischen 2010 und 2030 und von weiteren 28 Mio. t CO_2e zwischen 2030 und 2050. Aufgrund der etwas höheren Stromerzeugung aus Steinkohle im Vergleich zur Braunkohleverstromung nehmen die Steinkohlekraftwerke mit nurmehr 10 Mio. t CO_2e im Jahr 2050 den zweigrößten der THG-Emissionen nach der Gichtgasverstromung ein.

Erdgaskraftwerke tragen mit 53 Mio. t CO_2e den drittgrößten THG-Emissionsanteil im Jahr 2010. Aufgrund der vergleichsweise stabilen Erdgasverstromung kommt es zwischen 2010 und 2030 lediglich zu einer THG-Emissionsminderung von rund 14 Mio. t CO_2e. Aufgrund des dann sehr starken Rückgangs der Erdgasverstromung kommt es zwischen 2030 und 2050 zu einer THG-Emissionsminderung von 34 Mio. t CO_2e. Erdgaskraftwerke nehmen im Jahr 2050 mit rund 4 Mio. t

CO_2e nurmehr den viertgrößten THG-Emissionsanteil im Jahr 2050 nach Gichtgas-, Steinkohle- und Müllkraftwerken ein. Wichtig bleiben Erdgaskraftwerke aber als Backup-Technologie[76].

Tabelle 5-98: THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im KS 80, 1990–2050

Brennstoff	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	Mt CO_2-Äquivalent						
Braunkohlen	247,7	165,4	161,8	120,6	77,2	33,3	3,0
Steinkohlen	136,0	130,2	108,1	61,5	38,5	22,2	10,3
Öl	17,0	11,3	7,9	3,4	0,5	0,0	0,0
Raffineriegas	2,2	0,9	0,7	0,7	0,5	0,3	0,1
Erdgas	33,2	39,7	52,5	36,8	38,4	28,2	4,4
Gichtgas	16,1	17,9	20,6	18,5	13,5	15,7	14,3
Kokerei-/Stadtgas	1,3	0,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
Sonstige Gase	0,0	0,0	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0
Müll	6,6	9,4	14,5	15,7	13,7	11,8	9,8
Biogas	0,0	0,0	1,2	1,6	0,4	0,2	0,1
(Feste) Biomasse	0,1	0,1	0,8	1,2	1,0	0,4	0,3
Flüssige Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromgeneriert CH4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromgeneriert H2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**460,0**	**375,6**	**369,0**	**261,0**	**184,7**	**112,6**	**42,8**
REA	0,6	1,1	1,0	0,7	0,5	0,2	0,0
Summe mit REA	**460,6**	**376,7**	**370,0**	**261,7**	**185,2**	**112,8**	**42,9**

Quelle:UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

5.6.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Abbildung 5-68 und Tabelle 5-99 stellen die Stromerzeugung für das Klimaschutzszenario 95 bis 2050 dar. Tabelle 5-100 stellt die Entwicklung der installierten Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) dar.

Basierend auf der sehr starken Zunahme der installierten Leistung erneuerbarer Energien nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 140 TWh im Jahr 2012 auf 734 TWh im Jahr 2050 zu. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken sinkt entsprechend der Vorgaben des Atomgesetzes (AtG) von 94 TWh im Jahr 2012 auf 0 TWh im Jahr 2030[77].

Durch eine ambitionierte Klimapolitik (CO_2-Preise von 90 €/EUA in 2030, sehr starker Ausbau erneuerbarer Energien auch in den Nachbarländern) nimmt die Braunkohle-Verstromung von 148 TWh im Jahr 2012 auf ein sehr niedriges Niveau in den Jahren 2030 und 2040 (5 bzw. 10 TWh) ab. Dadurch werden bis zum Jahr 2030 ein Großteil der Braunkohlekraftwerken stillgelegt oder zeitweise in Kaltreserve überführt. Im Jahr 2040 steigt die Stromerzeugung aus Braunkohle nochmal leicht an, da die Stromnachfrage bedingt durch neue Stromverbraucher (Elektromobilität, Power-to-Gas, Power-to-Liquid) stark ansteigt und der Zubau erneuerbarer Energien noch nicht ausreicht, um diese zu decken. Im Jahr 2050 gibt es keine Braunkohle-Verstromung und keine installierte Braunkohle-Leistung mehr.

[76] Vergleiche Fußnote 79.
[77] Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022.

Abbildung 5-68: Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 95

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die Steinkohle-Verstromung nimmt ebenfalls deutlich von 107 TWh im Jahr 2012 auf ein niedriges Niveau in den Jahren 2030 und 2040 (30 bzw. 20 TWh) ab. Bis zum Jahr 2030 werden alle Steinkohlekraftwerke stillgelegt, die vor dem Jahr 1990 in Betrieb gegangen sind. Ab dem Jahr 2040 konzentriert sich die Erzeugung auf die ab 2013 neugebauten 8 GW Steinkohlekraftwerke. Aber auch diese neuen Kraftwerke werden bis zum Jahr 2050 stillgelegt. In 2050 gibt es folglich keine Steinkohle-Verstromung mehr.

Die Erdgasverstromung stellt im KS 95 eine Übergangstechnologie dar. Insbesondere im Stützjahr 2030 steigt die Erdgasverstromung auf über 90 TWh (2012: 75 TWh). Hintergrund sind die hohen CO_2-Preise, die insbesondere die modernen stromgeführten GuD-Kraftwerke in der Merit-Order vor die Kohlekraftwerke rutschen lassen. Bis zum Jahr 2050 nimmt die Stromerzeugung deutlich ab und beträgt nur noch 13 TWh im Jahr 2050[78]. Bis zum Jahr 2050 wird ein Großteil der installierten Leistung der Erdgaskraftwerke stillgelegt. Im Laufe der Zeit ändert sich der Technologiemix. Die Bedeutung von KWK-Anlagen und hocheffizienten stromgeführten GuD-Kraftwerken nimmt ab. Wichtig bleiben Erdgaskraftwerke aber als Backup-Technologie[79].

Im Jahr 2020 gibt es eine ausgeglichene Import-Export-Bilanz. In den Jahren 2030 (22 TWh) und 2040 (48 TWh) kommt es zu einem signifikanten Import, der bis 2050 (9 TWh) wieder abfällt.

[78] Ein Teil des Gaseinsatzes erfolgt durch Rückverstromung von Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas, vor allem im Jahr 2050 (rund die Hälfte der Stromerzeugung in Erdgas-Kraftwerken).

[79] In der Modellierung wurde eine generische back-up Technologie verwendet. Damit sollte abgebildet werden, dass verschiedene technologische Optionen bestehen (z.B. Gasturbinen, Motorenkraftwerke), die auch mit verschiedenen Brennstoffen betrieben werden können (Erdgas, Heizöl, Biokraftstoffe). Da diese Anlagen auf die Emissionen nur einen geringen Einfluss haben und die genau Entwicklung unsicher ist, wurde eine generische Backup-Technologie verwendet.

Tabelle 5-99: Nettostromerzeugung im Klimaschutzszenario 95[80]

	2012	2020	2030	2040	2050
		TWh			
Kernenergie	94,2	63,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	148,1	72,9	5,0	10,3	0,0
Steinkohle	106,8	55,6	30,4	19,5	0,0
Erdgas	75,1	62,4	93,3	71,2	13,1
Erneuerbare	140,3	227,2	322,6	495,5	733,9
davon Wasser	21,7	21,9	23,1	24,1	24,7
davon Wind onshore	49,8	99,7	153,9	254,1	389,8
davon Wind offshore	0,7	25,8	51,0	119,8	180,0
davon Biogas	26,3	20,6	12,6	3,6	0,6
davon Biomasse	15,1	12,4	11,6	5,4	3,2
davon Pflanzenöl	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
davon Solar	26,4	45,3	66,1	80,6	123,4
davon sonstige Erneuerbare	0,0	1,1	4,2	8,1	12,3
Sonstige	22,7	18,4	12,6	7,8	4,2
davon Sonstige	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
davon Öl	6,2	2,9	0,5	0,1	0,0
davon Raffineriegas	0,6	0,6	0,4	0,2	0,1
davon Gichtgas	6,8	6,6	4,7	2,1	0,0
davon Kokerei- und Stadtgas	1,7	1,7	1,2	0,5	0,0
davon Müll	6,9	6,1	5,3	4,4	3,6
Pumpspeicher	5,9	2,5	3,7	3,3	8,0
Backup-Kraftwerke	0,0	0,3	0,2	2,4	4,6
Nettostromerzeugung	593,1	502,3	467,7	610,1	763,8
Export	23,1	-0,3	-22,3	-48,3	-8,7
Import HVDC-Kabel	0,0	0,9	2,4	2,8	6,8
Export HVDC-Kabel	0,0	1,1	3,1	3,5	8,5
Nettostromaufkommen	570,0	502,3	489,4	657,7	770,9

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 5-101 stellt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung und dem sich daraus abgeleiteten Bruttostromverbrauch[81] im KS 95 dar. Der Bruttostromverbrauch nimmt bis 2030 deutlich ab, nimmt dann bis 2050 jedoch stark zu.

Bezogen auf den Bruttostromverbrauch nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 16 % im Jahr 2010 auf 95 % im Jahr 2050 zu, wobei der größte Zuwachs zwischen 2010 und 2020 erfolgt. Sowohl die die mittelfristigen EE-Ziele des Energiekonzepts (35 % im Jahr 2020, 50 % im Jahr 2030) als auch die langfristigen Ziele (65 % im Jahr 2040, 80 % im Jahr 2050) werden deutlich erreicht.

[80] In den Jahren 2040 und 2050 werden 2,4 TWh bzw. 4,6 TWh in Backup-Kraftwerken erzeugt.
[81] Bereinigung um den Import-Export-Saldo.

Tabelle 5-100: Installierte Nettoleistung (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) im Klimaschutzszenario 95[82]

	2012	2020	2030	2040	2050
		GW			
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	10,9	1,2	3,8	0,0
Steinkohle	25,6	11,6	9,3	8,3	2,7
Erdgas	27,8	20,0	27,9	16,3	3,9
Erneuerbare	75,4	123,3	178,6	241,4	333,1
davon Wasser	5,0	5,3	5,5	5,7	5,8
davon Wind onshore	31,0	52,6	77,6	113,8	150,0
davon Wind offshore	0,3	6,5	15,0	30,0	45,0
davon Biogas	3,8	4,3	2,4	0,6	0,1
davon Biomasse	2,0	2,4	2,0	0,6	0,3
davon Pflanzenöl	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
davon Solar	33,0	51,8	75,5	89,5	130,0
davon sonstige Erneuerbare	0,0	0,2	0,6	1,2	1,9
Sonstige	8,5	5,5	4,9	4,6	4,4
Pumpspeicher	9,3	9,3	11,9	15,6	15,7
Backup-Kraftwerke	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Summe	249,7	258,6	303,9	359,9	429,8

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 5-101: Bruttostromerzeugung im KS 95, 2010-2050

	2008	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
			TWh			
Konventionelle Stromerzeugung	546	527	293	149	117	16
Regenerative Stromerzeugung	89	100	231	328	503	744
Rückverstromung	6	6	3	4	4	15
Bruttostromerzeugung	**641**	**633**	**527**	**481**	**624**	**776**
Veränderung zu 2008	*0%*	*-1%*	*-18%*	*-25%*	*-3%*	*21%*
Regenerativer Anteil	*14%*	*16%*	*44%*	*68%*	*81%*	*96%*
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-18	0	21	47	7
Exportanteil der Bruttostromerzeugung	*4%*	*3%*	*0%*	*-4%*	*-8%*	*-1%*
Bruttostromverbrauch	**618**	**615**	**527**	**503**	**671**	**782**
Veränderung zu 2008	*0%*	*0%*	*-15%*	*-19%*	*9%*	*27%*
Regenerativer Anteil	*14%*	*16%*	*44%*	*65%*	*75%*	*95%*

Quelle: AGEB (2013), AGEB (2014), Modellrechnungen des Öko-Institut

Im Klimaschutzszenario 95 steigen die Strompreise am Energy-only-Markt von 82 €/MWh im Jahr 2020 auf 215 €/MWh im Jahr 2050 deutlich an (Tabelle 5-102). Zwar wirken erneuerbare Energien grundsätzlich preissenkend. Aufgrund der sehr weitreichenden Dekarbonisierung unter schriftweisem Verzicht auf Kohleverstromung werden jedoch im Szenarienverlauf zum Teil deutliche Backup-Leistungen benötigt, die zu einem entsprechenden Anstieg des Strompreis am Energy-Only-Markt führen.

[82] Die hier aufgeführte Leistung für Backup-Kraftwerke entsprecht einer Modellvorgabe. Die im KS 95 maximal benötigte Backupleistung beträgt 38,2 GW (2040) bzw. 39,7 GW (2050).

Tabelle 5-102: Strompreisentwicklung am Energy-only-Markt im Klimaschutzszenario 95

2020	2030	2040	2050
		$€_{2010}$/MWh	
82	99	145	215

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Die THG-Emissionen der Stromerzeugung sinken im KS 95 von rund 370 Mio. t CO_{2e} (2010) auf 13 Mio. t CO_{2e} im Jahr 2050 (Tabelle 5-103) sehr deutlich ab. Der größte THG-Minderungsbeitrag erfolgt dabei zwischen 2010 und 2030 (258 Mio. t CO_2e). Zwischen 2030 und 2050 werden weitere 99 Mio. t CO_2e gemindert.

Die THG-Emissionen der Braunkohleverstromung werden im Rahmen einer ambitionierten Klima- und Kohlepolitik bereits überwiegend zwischen 2010 und 2030 gemindert (155 Mio. t CO_2e). Zwischen 2030 und 2050 erfolgt ein vergleichesweise kleiner Minderungsbeitrag hin zur vollständigen Dekarbonisierung (7 Mio. t CO_2e).

Da die Steinkohleverstromung noch etwas länger als Übergangstechnologie eingesetzt werden, werden zwischen 2010 und 2030 lediglich rund drei Viertel der THG-Emissionen gemindert (82 Mio. t CO_2e). Die verbleibende THG-Minderung von rund 26 Mio. t CO_2e erfolgt zwischen 2030 und 2050.

Aufgrund der Nutzung der Erdgasverstromung als Brückentechnologie mit signifikanten Anteilen hocheffizienter Erdgasverstromung nehmen die THG-Emissionen zwischen 2010 und 2030 lediglich um 2 Mio. t CO_2e ab. Ein Rückgang der Erdgasverstromung sowie eine teilweise Rückverstromung von Wasserstoff und Methan in Erdgaskraftwerken führt schließlich zwischen 2030 und 2050 zu einer deutlichen Minderung von 47 Mio. t CO_2e. Erdgaskraftwerke nehmen damit im Jahr 2050 mit rund 4 Mio. t CO_2e den zweitgrößten THG-Emissionsanteil nach der Müllverstromung (9 Mio. t CO_2e) ein.

Im Vergleich zum KS 80 gehen die Emissionen aus der Verbrennung von Gichtgas auf null zurück, weil für das KS 95 der Einsatz von Gichtgasrecycling in Kombination mit CCS für die Stahlerzeugung unterstellt wurde[83].

[83] Beim Gichtgasrecycling wird das Gichtgas in die beiden Hauptbestandteile Kohlenmonooxid und Kohlendioxid aufgetrennt. Das Kohlenmonooxid kann dann wieder im Hochofen eingesetzt werden. Das Kohlendioxid wird abgeschieden und mit Hilfe von CCS dauerhaft eingespeichert.

Tabelle 5-103: THG-Emissionen der Kraftwerke nach Brennstoffen im KS 95, 1990–2050

Brennstoff	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	Mt CO_2-Äquivalent						
Braunkohlen	247,7	165,4	161,8	79,5	6,6	10,2	0,0
Steinkohlen	136,0	130,2	108,1	49,9	25,8	15,7	0,0
Öl	17,0	11,3	7,9	4,0	0,7	0,1	0,0
Raffineriegas	2,2	0,9	0,7	0,7	0,5	0,2	0,1
Erdgas	33,2	39,7	52,5	44,6	50,5	35,5	3,8
Gichtgas	16,1	17,9	20,6	17,8	12,5	5,6	0,0
Kokerei-/Stadtgas	1,3	0,6	0,8	0,7	0,5	0,2	0,0
Sonstige Gase	0,0	0,0	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0
Müll	6,6	9,4	14,5	15,5	13,3	11,2	9,1
Biogas	0,0	0,0	1,2	1,1	0,7	0,2	0,0
(Feste) Biomasse	0,1	0,1	0,8	0,9	0,9	0,4	0,2
Flüssige Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromgeneriert CH4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromgeneriert H2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**460,0**	**375,6**	**369,0**	**215,0**	**112,3**	**79,2**	**13,2**
REA	0,6	1,1	1,0	0,5	0,1	0,1	0,0
Summe mit REA	**460,6**	**376,7**	**370,0**	**215,5**	**112,4**	**79,3**	**13,2**

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

5.6.5. Vergleich der Szenarien

Tabelle 5-104 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugung und des Nettostromaufkommens im Szenarienvergleich. Zunächst wird deutlich, dass die Netto-Stromerzeugung im Jahr 2050 im KS 80 am niedrigsten ist, während sie im KS 95 am höchsten ist. Zwar nimmt die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren und die damit verbundene Stromerzeugung (einschließlich Netzverluste) vom AMS (2012) zum KS 80 und KS 95 ab (Tabelle 5-87). Jedoch nimmt insgesamt der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge deutlich zu. Darüber hinaus kommt es im KS 95 zu einem starken Einsatz von Power-to-Gas, was wiederum dazu führt, dass die gesamte Stromnachfrage hier am höchsten ist.

Durch den Kernenergieausstieg sind in allen Szenarien im Jahr 2050 keine Kernkraftwerke mehr im Betrieb. Die Verstromung mit allen fossilen Energieträgern (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) nimmt jeweils vom AMS (2012) über das KS 80 zum KS 95 ab, sodass im KS 95 fast keine fossile Stromerzeugung mehr vorliegt[84]. Dies liegt an drei verschiedenen sich überlagernden Effekten, die in den Szenarien unterschiedlich gewichtet sind: eine sinkende gesamte Stromerzeugung (insbesondere im KS 80), eine stark steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Import von Strom (vor allem im AMS (2012) und KS 80)[85]. Die im KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012) höheren CO_2-Preise bewirken Veränderungen bei der Einlastung im Szenarienverlauf (nicht dargestellt), sind jedoch im Jahr 2050 aufgrund der weitgehenden Durchdringung mit erneuerbaren Energien nicht mehr von großer Relevanz.

[84] Tatsächlich ist die Erdgas-Verstromung im KS 95 höher als im KS 80, was zum Teil an Rückverstromung von Wasserstoff aus Power-to-Gas liegt.

[85] Im KS 95 fällt der Import deutlich niedriger aus, da durch den hohen Ausbauer erneuerbarer Energien weniger „Platz“ im deutschen Stromversorgungssystem ist.

Tabelle 5-104: Nettostromerzeugung und Nettostromaufkommen im Vergleich der Szenarien, 2010 und 2050

		2050		
	2012	AMS (2012)	KS 80	KS 95
Energieträger	TWh			
Kernenergie	94	0	0	0
Braunkohle	148	62	2	0
Steinkohle	107	80	13	0
Erdgas	75	19	8	13
Erneuerbare	140	391	500	734
Sonstige	23	15	11	4
Pumpspeicher	6	6	5	8
Backup-Kraftwerke	0	8	2	5
Nettostromerzeugung	593	580	540	764
Importsaldo	-23	47	61	7
Nettostromaufkommen	570	627	602	771

Quelle: Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

Tabelle 5-105 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO_2, CH_4 und N_2O von 1990 bis 2050 im Vergleich der Szenarien sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick.

Die Emissionen der Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O gehen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) in der Periode 2005 bis 2050 von 387 Mio. t CO_2-Äqu. auf 172 Mio. t CO_2-Äqu., also um insgesamt etwa 215 Mio. t CO_2-Äqu. zurück. Im Klimaschutzszenario 80 liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf einem Niveau von 43 Mio. t CO_2-Äqu. und damit um etwa 344 Mio. t CO_2-Äqu. unter dem entsprechenden Wert von 2005. Im Klimaschutzszenario 95 sinken die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 374 Mio. t CO_2-Äqu. auf 13 Mio. t CO_2-Äqu.

Für die Periode 2005 bis 2020 ergibt sich damit im AMS (2012) eine Emissionsminderung für den Stromerzeugungssektor von 17 % und für den Zeitraum von 2005 bis 2050 von 55 %. Die entsprechenden Vergleichswerte für das KS 80 belaufen sich auf 32 % bzw. 89 % und für das KS 95 auf 44 % bzw. 97 %.

Bezogen auf die Ausgangswerte des Jahres 1990 betragen die entsprechenden Reduktionsraten bis 2050 im AMS (2012), KS 80 und KS 95 63 %, 91 % bzw. 97 %.

Tabelle 5-105: Emissionsentwicklungen der Kraftwerke im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	455.568	382.760	365.205				
AMS (2012)				317.364	285.455	240.403	170.265
Klimaschutzszenario 80				256.696	182.179	111.266	42.336
Klimaschutzszenario 95				211.635	109.814	77.972	12.820
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	251	992	1.856				
AMS (2012)				2.567	1.774	737	645
Klimaschutzszenario 80				2.634	1.359	641	266
Klimaschutzszenario 95				2.030	1.570	690	219
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	4.752	2.890	2.974				
AMS (2012)				2.925	2.354	1.787	1.360
Klimaschutzszenario 80				2.405	1.654	868	279
Klimaschutzszenario 95				1.862	975	649	180
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	460.571	386.641	370.035				
AMS (2012)				322.856	289.583	242.928	172.270
Klimaschutzszenario 80				261.735	185.192	112.775	42.882
Klimaschutzszenario 95				215.526	112.359	79.311	13.219
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-29,9	-37,1	-47,3	-62,6
Klimaschutzszenario 80				-43,2	-59,8	-75,5	-90,7
Klimaschutzszenario 95				-53,2	-75,6	-82,8	-97,1
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-16,5	-25,1	-37,2	-55,4
Klimaschutzszenario 80				-32,3	-52,1	-70,8	-88,9
Klimaschutzszenario 95				-44,3	-70,9	-79,5	-96,6
Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, mit CO_2-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung							

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Fraunhofer ISI und Öko-Institut

5.6.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Stromerzeugung für das KS 80 und KS 95

Die Basis einer dekarbonisierten Stromerzeugung ist zunächst die Reduktion des Stromverbrauchs in den Endverbrauchssektoren (Tabelle 5-87) durch geeignete Energieeffizienzmaßnahmen. Im KS 80 und KS 95 ist der Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren im Jahr 2050 so um rund 20 % niedriger als im AMS (2012). Die Dekarbonisierung in anderen Sektoren führt jedoch auch zu einem verstärkten Stromverbrauch durch neue Verbraucher (vor allem Elektromobilität und Herstellung synthetischer Gase und Kraftstoffe). Dies unterstreicht, dass der Energieeffizienz eine zentrale Rolle zur Dekarbonisierung im Stromsektor zukommt.

In Bezug auf die Stromerzeugung spielt der massive Ausbau der erneuerbaren Energien die Schlüsselrolle (Tabelle 5-104). Sie müssen im Jahr 2050 den überwiegenden Teil der Stromerzeugung übernehmen. Zur Erreichung dieser Ziele sind weitere Anstrengungen über das aktuelle EEG hinaus notwendig. Insbesondere sind der aktuelle Ausbaukorridor für erneuerbare

Energien in der Stromerzeugung (40 % bis 45 % Anteil an der Stromerzeugung 2025) und das Langfrist-Ziel eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung nicht ausreichend, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Neben der Förderung der erneuerbaren Energien müssen die verbleibenden fossilen Emissionen im Kraftwerkspark so weit wie möglich gesenkt werden. Hierzu ist ein Ausstieg aus der Kohleverstromung notwendig. Der Erdgas-Stromerzeugung (überwiegend hocheffizient in Kraft-Wärme-Kopplung) kommt in einem ambitionierten Klimaschutzszenario eine wichtige Brückenfunktion zu, um die notwendige Flexibilität des Stromsystems zu gewährleisten. Langfristig (2050) muss jedoch auch die Erzeugung in diesen Anlagen weitreichend reduziert werden.

Die Maßnahmen im Bereich der Kohle- und Erdgasverstromung sind auch deshalb notwendig, da insbesondere durch die Müllverstromung trotz klimapolitischer Maßnahmen im Abfallsektor auch im Jahr 2050 fossile Emissionen anfallen. Im Bereich der Gichtgasverstromung müssen darüber hinaus geeignete Maßnahmen in der Eisen- und Stahlindustrie ergriffen werden, um den im KS 80 im Jahr 2050 noch bestehenden Emissionssockel zu reduzieren.

Die weitgehende Durchdringung mit (fluktuierenden) erneuerbaren Energien erfordert verstärkte Anstrengungen beim Ausbau der Flexibilitäten. Als erster Schritt ist es sinnvoll, hier die Grundlasterzeugung aus fossilen Kraftwerken zu reduzieren. Auch KWK-Anlagen müssen mittelfristig deutlich flexibler betrieben werden.

Für eine weitreichende Dekarbonisierung des Stromsektors sind ebenfalls Fragen der Finanzierung sowie der Forschung und Entwicklung zu klären. Die fluktuierenden erneuerbaren Energien sollen das Rückgrat der Stromversorgung bilden, Forschung und Entwicklung ist notwendig, damit die Wind- und Solar-Anlagen so ausgelegt werden, dass sie deutlich höhere Volllaststunden erreichen und Systemdienstleistungen bereitstellen.

Gleichzeitig ist ein Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung notwendig. Hier besteht Forschungsbedarf zu einem geordneten Strukturwandel in den betroffenen Regionen.

Bezüglich des langfristig notwendigen Ausbaus der Flexibilität ist zum einen Grundlagenforschung notwendig (z.B. zu Speichern). Zum anderen stellt sich aber auch die systemische Frage, in welcher Reihenfolge und ab welchem Zeitpunkt Flexibilitätsoptionen ausgebaut werden sollen und in welchem Sektor überschüssige erneuerbare Energien zuerst eingesetzt werden sollen.

Im Stromerzeugungssektor sollten die Emissionssockel aus der Müllverbrennung und den Kuppelgasen nicht vergessen werden. Hier sind noch deutliche Entwicklungsanstrengungen notwendig. Beim Müll geht es um Aufbereitung, Recycling und/oder Weiterverarbeitung zu einem höherwertigen Brennstoff. Bei den Kuppelgasen ergeben sich große Herausforderungen bei der Entwicklung der Gichtgasrückführung in Kombination mit CCS. Zum Thema CCS besteht noch massiver Forschungs- und Entwicklungsbedarf zur großtechnischen Realisierung von Abscheidungsanlagen für Industrieprozesse und bei der Speicherung.

5.7. Übrige Energiewirtschaft

Die übrige Energiewirtschaft umfasst die ungekoppelte Fernwärmeerzeugung, Mineralöl- und Biokraftstoffraffinerien und andere Bereiche des Umwandlungssektors.

5.7.1. Annahmen und Parameter

In den Klimaschutzszenarien steht eine steigende Nachfrage nach netzgebundener Wärme einem Rückgang der Möglichkeit zur KWK-Stromerzeugung gegenüber. Zudem ist das Potential zur Nutzung von Biomasse begrenzt. Daher wurde in den beiden Klimaschutzszenarien der Ausbau von Solarthermie in Wärmenetzen angenommen, um zur Deckung der Wärmenachfrage einen regenerativen, nicht auf Brennstoffen basierenden Energieträger zur Verfügung zu haben. Dieser Ausbau ist in Tabelle 5-106 dargestellt und wurde als Eingangsparameter für die Modellierung des Fernwärmesektors unter Berücksichtigung der Entwicklung der Wärmenachfrage abgeschätzt.

Tabelle 5-106: Installierte Leistung von Solarthermieanlagen in Wärmenetzen

	2010	2020	2030	2040	2050
	GW				
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Klimaschutzszenario 80	0,0	0,0	8,2	17,1	35,0
Klimaschutzszenario 95	0,0	0,0	17,7	33,1	60,8

Quelle: Annahmnen Öko-Institut

Als weiterer neuer Energieträger kommt im KS 80 und KS 95 Power-to-Heat in Form von Elektrodenkesseln in Fernwärmenetzen zum Einsatz. Der Einsatz von Power-to-Heat ergibt sich aus der Modellierung des Strommarktmodells PowerFlex.

Die Brennstoffeinsätze von Kohlen, Öl und fester Biomasse orientiert sich dabei an der jeweiligen Entwicklung im Stromsektor. Die Müllverbrennung und Abwärmenutzung zur Fernwärmebereitstellung wird als konstant auf dem Niveau von 2010 fortgeschrieben. Erdgas ist bisher der wichtigste Energieträger bei der ungekoppelten Fernwärmeerzeugung. Es wird angenommen, dass die jeweiligen Entwicklungen bei den übrigen Energieträgern dazu führt, dass jeweils der Verbrauch von Erdgas entsprechend darauf reagiert. Zusätzlich wird auch teilweise Biogas statt Erdgas als emissionsarme Alternative eingesetzt.

5.7.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Tabelle 5-107 zeigt den Teil der Energieeinsätze der Energiewirtschaft, der nicht der Stromerzeugung dient. Der Energieverbrauch von Heizwerken zur Bereitstellung von ungekoppelter netzgebundener Wärme bleibt im AMS (2012) sinkt zunächst bis 2030 merklich, insbesondere aufgrund der sinkenden Fernwärmenachfrage der Gebäude, steigt dann aber anschließend wieder deutlich an, da nicht mehr genügend KWK-Anlagen zur Bedarfsdeckung zur Verfügung stehen. Der Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in Raffinerien sinkt als Folge des sinkenden Mineralölverbrauchs bei allen Energienachfragern um 46 %. Der Energieeinsatz der anderen Wärmeerzeuger sinkt infolge des Rückgangs der Nachfrage nach Biokraftstoffen zwischen 2020 und 2050 um 45 % ab.[86]

Insgesamt geht der Energiebedarf der übrigen Energiewirtschaft (einschließlich Umwandlungsverlusten bei der Biokraftstoffherstellung) zwischen 2020 und 2050 um 11 % zurück. Im Jahr 2020 hat davon (feste) Biomasse mit 31 % den größten Anteil. Bis 2050 sinkt dieser Anteil

[86] Aufgrund des in Fußnote 17 erläuterten methodischen Problems bei den Bioraffinerien sind die projizierten Energieeinsätze der anderen Wärmeerzeuger des Energiesektors nicht mit den historischen Daten vergleichbar.

deutlich auf nur noch 17 %. Der Anteil von Erdgas steigt zwischen 2020 und 2050 von 25 % auf 50 % an, während der Anteil von Raffineriegas von 20 % auf 14 % absinkt. Öl sinkt von 7 % im Jahr 2020 auf 5 % im Jahr 2050. Braun- und Steinkohlen zusammen haben 2020 einen Anteil von 6 % und sinken leicht auf 5 % im Jahr 2050 ab. Der Müllanteil bleibt in etwa konstant bei um die 4 %. Die Anteile der übrigen Energieträger bleiben in allen Jahren bei jeweils höchstens 3 %.

Tabelle 5-107: Energieverbrauch der übrigen Energiewirtschaft im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario 2012 (2010-2050)

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Öffentliche Heizwerke	218	188	180	287	301
Wärmeerzeuger in Raffinerien	222	189	160	135	119
Andere Wärmeerzeuger der Energiewirtschaft	49	248	162	146	135
Summe nach Sektoren	**489**	**625**	**502**	**569**	**556**
Braunkohlen	10	10	9	9	9
Steinkohlen	31	23	29	28	18
Öl	62	44	37	31	28
Raffineriegas	147	125	106	90	79
Erdgas	142	159	134	254	276
Gichtgas	13	21	19	17	15
Kokerei-/Stadtgas	13	9	9	9	9
Müll	28	25	24	22	21
Biogas	1	1	1	2	2
(Feste) Biomasse	39	197	125	99	93
Abwärme	4	4	4	4	4
Strom	0	7	4	4	3
Solarthermie	0	0	0	0	0
Summe nach Energieträgern	**489**	**625**	**502**	**569**	**556**

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

5.7.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Tabelle 5-108 zeigt den Teil der Energieeinsätze der Energiewirtschaft, der nicht der Stromerzeugung dient. Der Energieverbrauch von Heizwerken zur Bereitstellung von ungekoppelter netzgebundener Wärme steigt im KS 80 bis 2050 um 85 % an, da die Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung deutlich zurückgeht. Der Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in Raffinerien sinkt als Folge des sinkenden Mineralölverbrauchs bei allen Energienachfragern um 79 %. Der Energieeinsatz der anderen Wärmeerzeuger sinkt infolge des Rückgangs der Nachfrage nach Biokraftstoffen zwischen 2020 und 2050 um 25 % ab.[87]

Insgesamt geht der Energiebedarf der übrigen Energiewirtschaft (einschließlich Umwandlungsverlusten bei der Biokraftstoffherstellung) zwischen 2020 und 2050 um 2 % zurück. Im Jahr 2020 hat davon (feste) Biomasse mit 29 % den größten Anteil. Bis 2050 sinkt dieser Anteil auf nur noch 19 %. Die Anteile von Erdgas und Raffineriegas sinken zwischen 2020 und 2050 von 27 % auf 1 % bzw. von 21 % auf 5 % stark ab, während der Anteil von Biogas im gleichen Zeitraum von 1 % auf 21 % anteigt. Ebenso sinkt der Anteil von Öl von 8 % im Jahr 2020 auf 2 % im Jahr 2050 ab. Braun- und Steinkohlen zusammen haben 2020 einen Anteil von 5 % und sinken auf 2 % im Jahr 2050 ab. Der Müllanteil sinkt von 5 % auf 3 %. Als neuer Energieträger kommt

[87] Aufgrund des in Fußnote 17 erläuterten methodischen Problems bei den Bioraffinerien sind die projizierten Energieeinsätze der anderen Wärmeerzeuger des Energiesektors nicht mit den historischen Daten vergleichbar.

Solarthermie mit einem Anteil von 31 % im Jahr 2050 ins System. Die Einführung von Power-to-Heat in den Wärmenetzen führt dazu, dass Strom im Jahr 2050 einen Anteil von 15 % am Energiebedarf der übrigen Energiewirtschaft im Jahr 2050 aufweist. Die Anteile der übrigen Energieträger bleiben in allen Jahren bei jeweils höchstens 3 %.

Tabelle 5-108: Energieverbrauch der übrigen Energiewirtschaft im Klimaschutzszenario 80 (2010-2050)

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Öffentliche Heizwerke	218	200	224	252	370
Wärmeerzeuger in Raffinerien	222	176	129	72	37
Andere Wärmeerzeuger der Energiewirtschaft	49	172	95	129	129
Summe nach Sektoren	**489**	**548**	**448**	**453**	**536**
Braunkohlen	10	9	9	8	8
Steinkohlen	31	17	11	6	3
Öl	62	42	30	17	9
Raffineriegas	147	117	85	48	24
Erdgas	142	148	104	66	4
Gichtgas	13	0	0	0	0
Kokerei-/Stadtgas	13	9	9	9	9
Müll	28	25	22	19	16
Biogas	1	7	35	68	114
(Feste) Biomasse	39	160	90	102	99
Abwärme	4	4	4	4	4
Strom	0	9	11	25	79
Solarthermie	0	0	39	82	168
Summe nach Energieträgern	**489**	**548**	**448**	**453**	**536**

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

5.7.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Tabelle 5-109 zeigt den Teil der Energieeinsätze der Energiewirtschaft, der nicht der Stromerzeugung dient. Der Energieverbrauch von Heizwerken zur Bereitstellung von ungekoppelter netzgebundener Wärme steigt im KS 95 bis 2050 um 61 % an, da wie auch in den anderen beiden Szenarien immer weniger Wärme aus KWK-Anlagen zur Verfügung steht. Der Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in Raffinerien hingegen sinkt als Folge des sinkenden Mineralölverbrauchs bei allen Energienachfragern um 91 %. Der Energieeinsatz der anderen Wärmeerzeuger steigt infolge der steigenden Nachfragen nach Biokraftstoffen zwischen 2020 und 2050 um 11 % an.[88]

Insgesamt geht ist der Energiebedarf der übrigen Energiewirtschaft (einschließlich Umwandlungsverlusten bei der Biokraftstoffherstellung) zwischen 2020 und 2050 deutlichen Schwankungen unterworfen, liegt aber 2050 wieder auf dem Niveau von 2020. Im Jahr 2020 hat davon Erdgas mit 35 % den größten Anteil, der aber auf nur noch 19 % im Jahr 2050 absinkt. Der Anteil der (festen) Biomasse liegt im Jahr 2020 bei 21 % und geht zunächst zurück, liegt dann aber aufgrund des großen Bedarfs an Biokraftstoffen ab 2040 bei 23 % und damit höher als im Jahr 2020. Der Anteil von Raffineriegas sinkt von 20 % im Jahr 2020 auf nur noch 2 % im Jahr 2050 deutlich ab. Ebenso sinkt der Anteil von Öl von 8 % im Jahr 2020 auf 1 % im Jahr 2050 ab. Braun-

[88] Aufgrund des in Fußnote 17 erläuterten methodischen Problems bei den Bioraffinerien sind die projizierten Energieeinsätze der anderen Wärmeerzeuger des Energiesektors nicht mit den historischen Daten vergleichbar.

und Steinkohlen zusammen haben 2020 einen Anteil von 4 % und sinken auf 2 % im Jahr 2050 ab. Der Müllanteil sinkt von 4 % auf 2 %. Als neuer Energieträger kommt Solarthermie mit einem Anteil von 37 % im Jahr 2050 ins System. Die Einführung von Power-to-Heat in den Wärmenetzen lässt den Strombedarf deutlich steigen, sodass Strom im Jahr 2050 einem Anteil von 10 % am Energiebedarf der übrigen Energiewirtschaft im Jahr 2050 aufweist. Die Anteile der übrigen Energieträger bleiben in allen Jahren bei jeweils höchstens 2 %.

Tabelle 5-109: Energieverbrauch der übrigen Energiewirtschaft im Klimaschutzszenario 95 (2010-2050)

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Öffentliche Heizwerke	218	241	304	369	388
Wärmeerzeuger in Raffinerien	222	179	130	53	17
Andere Wärmeerzeuger der Energiewirtschaft	49	160	119	189	178
Summe nach Sektoren	**489**	**580**	**553**	**610**	**582**
Braunkohlen	10	9	8	8	8
Steinkohlen	31	14	7	4	0
Öl	62	46	31	12	4
Raffineriegas	147	119	86	35	11
Erdgas	142	201	180	151	113
Gichtgas	13	22	13	4	0
Kokerei-/Stadtgas	13	9	9	9	9
Müll	28	25	21	18	15
Biogas	1	1	3	8	12
(Feste) Biomasse	39	123	93	142	136
Abwärme	4	4	4	4	4
Strom	0	7	13	58	56
Solarthermie	0	0	85	158	215
Summe nach Energieträgern	**489**	**580**	**553**	**610**	**582**

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

5.7.5. Vergleich der Szenarien

Die unterschiedliche Entwicklung der Treibhausgasemissionen der übrigen Energiewirtschaft zeigt Tabelle 5-110. Im AMS (2012) sinken die Emissionen von 36 Mio. t CO_2-Äqu. im Jahr 1990 um nur 14 % auf 31 Mio. t CO_2-Äqu. im Jahr 2050. Die Emissionen des KS 80 erreichen etwa 5 Mio. t CO_2-Äqu. bzw. eine Reduktion um 84 % gegenüber dem Jahr 1990. Im KS 95 liegen die Emissionen mit 9 Mio. t CO_2-Äqu. sogar höher als im KS 80, was eine Reduktion um nur 72 % gegenüber dem Jahr 1990 bedeutet.

Tabelle 5-110: Emissionsentwicklung der übrigen Energiewirtschaft im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	36.117	32.358	32.035				
AMS (2012)				31.019	27.674	32.123	30.804
Klimaschutzszenario 80				23.709	17.353	11.089	4.920
Klimaschutzszenario 95				32.342	24.650	15.362	9.439
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	86	31	22				
AMS (2012)				21	19	28	29
Klimaschutzszenario 80				45	147	271	447
Klimaschutzszenario 95				24	28	42	55
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	219	175	262				
AMS (2012)				1.038	703	656	591
Klimaschutzszenario 80				818	462	571	564
Klimaschutzszenario 95				671	486	763	727
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	36.422	32.565	32.319				
AMS (2012)				32.078	28.396	32.807	31.424
Klimaschutzszenario 80				24.571	17.961	11.931	5.931
Klimaschutzszenario 95				33.037	25.163	16.167	10.221
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-11,9	-22,0	-9,9	-13,7
Klimaschutzszenario 80				-32,5	-50,7	-67,2	-83,7
Klimaschutzszenario 95				-9,3	-30,9	-55,6	-71,9
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-1,5	-12,8	0,7	-3,5
Klimaschutzszenario 80				-24,5	-44,8	-63,4	-81,8
Klimaschutzszenario 95				1,4	-22,7	-50,4	-68,6

Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, ohne Kraftwerke der Raffinerien und des übrigen Umwandlungssektors

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Die beschriebene Emissionsminderungen im KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012) ergeben sich einerseits aus den unterschiedlichen Entwicklungen bei den Mineralölverbräuchen in den Endenergiesektoren, die zu einer deutlichen Emissionsminderung im Bereich der Kraftwerke führt. Zur Reduktion der Emissionen der Raffinerien wirken also nicht Maßnahmen direkt bei den Raffinerien, sondern Maßnahmen und Instrumente, die direkt zu einer Reduktion der Mineralölverbräuche führen, reduzieren indirekt damit auch die Emissionen der in der Prozesskette vorgelagerten Raffinerien. Die Emissionen liegen im KS 95 über denen des KS 80, da zum einen ein größerer Bedarf an ungekoppelter Fernwärme und Biokraftstoffen zu befriedigen ist. Zudem wird aufgrund restriktiverer Biomassepotentiale im KS 95 deutlich weniger Biogas eingesetzt.

5.7.6. Instrumente und Maßnahmen im Sektor Übrige Energiewirtschaft für das KS 80 und KS 95

Die ungekoppelte Fernwärmeerzeugung wird im KS 80 und im KS 95 in hohem Maße durch den Einsatz von Solarthermieanlagen sowie in geringerem Maße von Elektrodenkesseln dekarbonisiert. Um diese beiden Technologien einzuführen sind unterschiedliche Maßnahmen denkbar. Elektrodenkessel dienen als Bindeglied zwischen Stromnetz und Wärmenetzen, diese Fähigkeit sollte daher bei anstehenden Überlegungen zur Neuausrichtung des Strommarktes mitgedacht werden. Zur Erschließung der Solarthermiepotentiale für die Fernwärmenetze sind unterschiedliche Instrumente von direkter Investitionsförderung bis hin zu verpflichtenden Anteilen solarer Wärme in den Fernwärmenetzen denkbar. Bei einer konkreten Ausgestaltung eines politischen Förderungsinstruments ist allerdings zu beachten, dass es – anders als beim Stromnetz – kein homogenes, in sich zusammenhängendes Netz gibt, sondern viele verschiedene, untereinander nicht verbundene Fernwärmenetze gibt.

Grundvoraussetzung für den Ausbau der ungekoppelten CO_2-freien Fernwärmeerzeugung ist die Feststellung, dass es sich bei der KWK-Technologie um eine Übergangstechnologie handelt, deren Bedeutung nach dem Jahr 2030 deutlich abnimmt. Durch die starke Durchdringung des Stromerzeugungssystems mit erneuerbaren Energien in Kombination mit dem starken Rückgang des konventionellen Stromverbrauchs verbleibt insbesondere im KS 95 praktisch kein Emissionbudget für fossile KWK-Anlagen außerhalb von Müllverbrennungsanlagen und einem sehr geringen Gasanteil. Dies bedeutet, dass nach dem Jahr 2030 die direkte und indirekte Förderung für die KWK auslaufen sollte. Dies betrifft z. B. das Eigenverbrauchsprivileg, die Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten, die Ermäßigungen bei der Energiesteuer und die KWK-Förderung.

5.8. Flüchtige Emissionen des Energiesektors

Flüchtige Emissionen des Energiesektors entstehen während und nach dem Abbau, bei der Aufbereitung, beim Transport und bei der Verteilung, sowie durch Leckagen und bei der Abfackelung fossiler Energieträger (Kohle, Mineralöl und Erdgas). Daher sind ist die Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors eng mit dem Verbrauch dieser Energieträger in den Umwandlungs- und Endverbrauchssektoren verbunden.

5.8.1. Annahmen und Parameter

Neben dem nachfragegetriebenen Aufkommen für die verschiedenen Energieträger wurden die folgenden Aspekte berücksichtigt:

- Für den Emissionsbeitrag aus dem aktiven Steinkohlenbergbau ist die Entwicklung der Fördermenge entscheidend. Hier wurde in allen drei Szenarien davon ausgegangen, dass sich die Förderung von Steinkohlen in deutschen Bergwerken bis 2012 auf 12 Mio. t verringert und dann bis zum Jahr 2018 vollständig eingestellt wird.
- Die CH_4-Emissionen aus den stillgelegten Steinkohlenbergwerken werden für die (Ex post-) Inventarisierung anlagenspezifisch gemessen bzw. ermittelt. In den letzten Jahren sind hier erhebliche Emissionsminderungen erfolgt. Für den Projektionszeitraum wurden die Emissionen auf dem aktuellen (niedrigen) Niveau fortgeschrieben.

- Bei der Berechnung der flüchtigen Emissionen der Braunkohletagebaue wird die unterschiedliche Entwicklung des Braunkohlebedarfs in den unterschiedlichen Szenarien berücksichtigt.
- Für die Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland wurden die bei EWI/Prognos (2006) zu Grunde gelegten Mengengerüste verwendet: Damit implizit unterstellt, dass Veränderungen in den Verbrauchsniveaus ausschließlich Veränderungen bei den Erdöl- und Erdgasimporten zur Folge haben.

Darüber hinaus bilden vor allem die Mengengerüste für die Öl- und Gasnachfrage die zentralen Bestimmungsgrößen für die flüchtigen Emissionen des Energiesektors.

Explizite Minderungsmaßnahmen oder -instrumente wurden für diesen Sektor in keinem der Szenarien unterstellt. Da auch die Annahmen für alle drei Szenarien identisch sind, ergeben sich Unterschiede in den Emissionen zwischen den Szenarien innerhalb dieses Sektors ausschließlich aus den unterschiedlichen Energieverbräuchen in den einzelnen Energiesektoren.

5.8.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Tabelle 5-111 zeigt die Entwicklung der flüchtigen Emissionen aus den Energiesektoren für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012). Der gesamte Emissionsrückgang von ca. 11,6 Mio. t CO_2-Äqu. im Zeitraum 2005 bis 2050 ist dabei geprägt von der Rückführung des deutschen Steinkohlenbergbaus, für den sich als Nettoeffekt (aus rückläufigen Emissionen im aktiven Bergbau und konstanten Emissionen aus den stillgelegten Bergwerken) eine Minderung von ca. 5,7 Mio. t CO_2-Äqu. ergibt. Weitere deutliche Emissionsreduktionen von 2,4 Mio t. CO_2-Äqu. ergeben sich für die Emissionen aus der Erdgasverteilung, die aus dem Rückgang des Erdgaseinsatzes in den privaten Haushalten und im GHD-Sektor resultiert. Insgesamt gehen die flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2050 um ca. 83 % zurück.

Tabelle 5-111: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), 2000–2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt						
CH_4-Emissionen							
Aktiver Kohlenbergbau							
Steinkohlen-Tiefbau	*439,8*	*254,5*	*122,6*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Steinkohlen-Aufbereitung	*19,3*	*14,3*	*7,4*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Braunkohlen-Tagebau	*1,8*	*2,0*	*1,9*	*1,8*	*1,2*	*0,9*	*0,7*
Umwandlung von Kohle	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
Stillgelegte Zechen	129,1	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Ölförderung und -bereitstellung							
Exploration	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	0,0
Produktion	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Transport	*0,3*	*0,4*	*0,3*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*
Lagerung	*11,7*	*11,0*	*10,5*	*8,9*	*7,5*	*6,4*	*5,6*
Verteilung von Ölprodukten	*4,8*	*2,8*	*2,2*	*1,6*	*1,2*	*0,9*	*0,8*
Erdgas							
Produktion	*7,2*	*5,0*	*2,2*	*2,0*	*1,2*	*0,3*	*0,0*
Transport	*12,1*	*13,6*	*15,9*	*15,1*	*13,7*	*10,7*	*7,7*
Verteilung	*192,6*	*186,2*	*183,4*	*239,0*	*182,8*	*120,8*	*73,1*
Andere Leckagen	*70,0*	*64,0*	*51,8*	*66,4*	*50,8*	*33,6*	*20,3*
Fackeln	19,5	10,2	6,6	8,1	4,8	1,2	0,0
Zwischensumme CH_4	909	567	406	344	264	175	109
CO_2-Emissionen							
Stillgelegter Kohlenbergbau	15	2	1	0	0	0	0
Ölförderung und -bereitstellung	1	1	1	1	0	0	0
Erdgas							
Produktion	*1.848*	*1.731*	*1.164*	*1.044*	*609*	*145*	*0*
Fackeln	364	355	294	260	212	170	147
Zwischensumme CO_2	2.229	2.089	1.460	1.304	821	315	147
N_2O-Emissionen							
Fackeln	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000
Zwischensumme N_2O	0	0	0	0	0	0	0
Summe (kt CO_2-Äqu.)	21.315	14.002	9.986	8.521	6.356	3.995	2.428
ggü. 2005	*52,2%*	*-*	*-28,7%*	*-39,1%*	*-54,6%*	*-71,5%*	*-82,7%*

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.8.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Obwohl sich das Energieaufkommen im Klimaschutzszenario 80 deutlich ändert, bleiben die Auswirkungen auf die flüchtigen Emissionen des Energiesektors eher gering (Tabelle 5-112). Dies begründet sich vor allem aus der in der Gegenwart dominierenden Rolle der Steinkohlenförderungen für diesen Quellbereich. Angesichts der im Vergleich zum AMS (2012) unveränderten Trajektorie für die deutsche Steinkohleförderung ergeben sich hier im KS 80 keine Änderungen. Auch bezüglich der Freisetzung von CH_4 im Erdgas-Verteilungssystem ist die Reduktion im KS 80 ähnlich wie im AMS (2012). Leichte Minderungen ergeben sich aufgrund der niedrigeren Ölnachfrage bei den Fackelemissionen. Insgesamt gehen die flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2050 um 12,4 Mio. t CO_2-Äqu. bzw. ca. 88 % zurück.

Tabelle 5-112: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 80, 2000–2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt						
CH_4-Emissionen							
Aktiver Kohlenbergbau							
Steinkohlen-Tiefbau	*439,8*	*254,5*	*122,6*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Steinkohlen-Aufbereitung	*19,3*	*14,3*	*7,4*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Braunkohlen-Tagebau	*1,8*	*2,0*	*1,9*	*1,3*	*0,9*	*0,4*	*0,0*
Umwandlung von Kohle	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Stillgelegte Zechen	129,1	2,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Ölförderung und -bereitstellung							
Exploration	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	0,0
Produktion	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Transport	*0,3*	*0,4*	*0,3*	*0,2*	*0,2*	*0,1*	*0,1*
Lagerung	*11,7*	*11,0*	*10,5*	*8,4*	*6,1*	*3,4*	*1,8*
Verteilung von Ölprodukten	*4,8*	*2,8*	*2,2*	*1,3*	*0,9*	*0,5*	*0,2*
Erdgas							
Produktion	*7,2*	*5,0*	*2,2*	*2,0*	*1,2*	*0,3*	*0,0*
Transport	*12,1*	*13,6*	*15,9*	*15,0*	*12,2*	*8,7*	*4,7*
Verteilung	*192,6*	*186,2*	*183,4*	*227,7*	*164,0*	*96,2*	*53,0*
Andere Leckagen	*70,0*	*64,0*	*51,8*	*63,3*	*45,6*	*26,7*	*14,7*
Fackeln	19,5	10,2	6,6	8,1	4,8	1,1	0,0
Zwischensumme CH_4	909	567	406	328	237	138	75
CO_2-Emissionen							
Stillgelegter Kohlenbergbau	15	2	1	3	3	3	3
Ölförderung und -bereitstellung	1	1	1	1	0	0	0
Erdgas							
Produktion	*1.848*	*1.731*	*1.164*	*1.044*	*609*	*145*	*0*
Fackeln	364	355	294	244	173	92	47
Zwischensumme CO_2	2.229	2.089	1.460	1.291	785	240	50
N_2O-Emissionen							
Fackeln	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000
Zwischensumme N_2O	0	0	0	0	0	0	0
Summe (kt CO_2-Äqu.)	21.315	14.002	9.986	8.189	5.753	3.147	1.634
ggü. 2005	*52,2%*	*-*	*-28,7%*	*-41,5%*	*-58,9%*	*-77,5%*	*-88,3%*

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.8.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Im Klimaschutzszenario 95 ergibt sich gegenüber dem Klimaschutzszenario 80 eine weitere Reduktion der flüchtigen Emissionen des Energiesektors (Tabelle 5-113): Zwar ist die Entwicklung der mit Kohleförderung und Nutzung verbundenen flüchtigen Emissionen sehr ähnlich wie im AMS (2012) und im KS 80. Die verminderte Freisetzung von CH_4 im Erdgas-Verteilungssystem führt im KS 95 jedoch zur Reduktion von ca. 3,7 Mio. t CO_2-Äqu. zwischen 2005 und 2050, diese Reduktion liegt damit um 0,9 Mio. t CO2-Äqu. höher als im KS 80. Ebenso können die Fackelemissionen weiter reduziert werden. Insgesamt gehen die flüchtigen Emissionen des Energiesektors in diesem Zeitraum um 13,6 Mio t CO_2-Äqu. bzw. um etwa 97 % zurück.

Tabelle 5-113: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 95, 2000–2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt						
CH_4-Emissionen							
Aktiver Kohlenbergbau							
Steinkohlen-Tiefbau	*439,8*	*254,5*	*122,6*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Steinkohlen-Aufbereitung	*19,3*	*14,3*	*7,4*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Braunkohlen-Tagebau	*1,8*	*2,0*	*1,9*	*0,9*	*0,1*	*0,1*	*0,0*
Umwandlung von Kohle	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Stillgelegte Zechen	129,1	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Ölförderung und -bereitstellung							
Exploration	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	0,0
Produktion	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Transport	*0,3*	*0,4*	*0,3*	*0,2*	*0,1*	*0,1*	*0,0*
Lagerung	*11,7*	*11,0*	*10,5*	*8,0*	*5,4*	*1,9*	*0,4*
Verteilung von Ölprodukten	*4,8*	*2,8*	*2,2*	*1,3*	*0,8*	*0,3*	*0,1*
Erdgas							
Produktion	*7,2*	*5,0*	*2,2*	*2,0*	*1,2*	*0,3*	*0,0*
Transport	*12,1*	*13,6*	*15,9*	*14,3*	*10,4*	*6,0*	*1,6*
Verteilung	*192,6*	*186,2*	*183,4*	*151,1*	*79,9*	*28,2*	*11,4*
Andere Leckagen	*70,0*	*64,0*	*51,8*	*56,4*	*29,8*	*10,5*	*4,3*
Fackeln	19,5	10,2	6,6	8,1	4,7	1,1	0,0
Zwischensumme CH_4	909	567	406	243	133	49	18
CO_2-Emissionen							
Stillgelegter Kohlenbergbau	15	2	1	0	0	0	0
Ölförderung und -bereitstellung	1	1	1	1	0	0	0
Erdgas							
Produktion	*1.848*	*1.731*	*1.164*	*1.044*	*609*	*145*	*0*
Fackeln	364	355	294	236	157	53	11
Zwischensumme CO_2	2.229	2.089	1.460	1.280	765	198	11
N_2O-Emissionen							
Fackeln	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000
Zwischensumme N_2O	0	0	0	0	0	0	0
Summe (kt CO_2-Äqu.)	21.315	14.002	9.986	6.374	3.552	1.220	387
ggü. 2005	*52,2%*	*-*	*-28,7%*	*-54,5%*	*-74,6%*	*-91,3%*	*-97,2%*

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.8.5. Vergleich der Szenarien

Tabelle 5-114 zeigt die Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors für CO_2, CH_4 und N_2O von 1990 bis 2050 im Vergleich der Szenarien sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick.

Tabelle 5-114: Entwicklung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors im Vergleich der Szenarien (1990–2050)

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1.753	2.089	1.460				
AMS (2012)				1.304	821	315	147
Klimaschutzszenario 80				1.291	785	240	50
Klimaschutzszenario 95				1.280	765	198	11
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	28.332	11.912	8.526				
AMS (2012)				7.217	5.535	3.679	2.281
Klimaschutzszenario 80				6.898	4.968	2.907	1.584
Klimaschutzszenario 95				5.094	2.786	1.022	376
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1	0	0				
AMS (2012)				0	0	0	0
Klimaschutzszenario 80				0	0	0	0
Klimaschutzszenario 95				0	0	0	0
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	30.086	14.002	9.986				
AMS (2012)				8.521	6.356	3.995	2.428
Klimaschutzszenario 80				8.189	5.753	3.147	1.634
Klimaschutzszenario 95				6.374	3.552	1.220	387
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-71,7	-78,9	-86,7	-91,9
Klimaschutzszenario 80				-72,8	-80,9	-89,5	-94,6
Klimaschutzszenario 95				-78,8	-88,2	-95,9	-98,7
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-39,1	-54,6	-71,5	-82,7
Klimaschutzszenario 80				-41,5	-58,9	-77,5	-88,3
Klimaschutzszenario 95				-54,5	-74,6	-91,3	-97,2

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Dominierend sind historisch in allen drei Szenarien die CH_4-Emissionen. Im AMS (2012) sinken diese Emissionen bis 2050 um etwa 81 % gegenüber 2005 und im KS 80 um 87 %. Im Vergleich KS 95 gegenüber KS 80 können die CH_4-Emissionen nochmal um etwa drei Viertel reduziert werden, sodass die CH_4-Emissionen im Jahr 2050 um 97 % gegenüber dem Jahr 2005 reduziert werden können. Treiber für diese Reduktionen sind in allen drei Szenarien die Beendigung des Steinkohlenbergbaus sowie der reduzierte Erdgasverbrauch in den Klimaschutzszenarien gegenüber dem AMS (2012). Dennoch bleibt CH_4 in allen drei Szenarien das dominierende Treibhausgas bei den flüchtigen Emissionen des Energiesektors.

Bei den CO_2-Emissionen ist eine größere relative Emissionsminderung als bei den CH_4-Emissionen zu verzeichnen: Im AMS (2012) beträgt der Rückgang 93 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2005, im KS 80 immerhin 98 % und im KS 95 sogar über 99 %. Der Rückgang der Emissionen resultiert vorallem durch den Rückgang der Emissionen der Fackeln. Wichtige Treiber sind hier einerseits die in allen drei Szenarien angenommene Beendigung der

Erdgasförderung und andererseits die verminderte Mineralölnachfrage der Energieverbraucher und damit verminderte Aktivität der Raffinerien.

Lachgas spielt historisch und auch in den Projektionen der flüchtigen Emissionen des Energiesektors eine vernachlässigbare Rolle.

Da keine direkten Maßnahmen oder Instrumente zur Reduktion der flüchtigen Emissionen der Energiesektoren angenommen wurden, ergeben sich alle Unterschiede zwischen den Szenarien ausschließlich aus den in den Szenarien unterschiedlichen Entwicklungen der Energieverbräuche.

5.9. Primärenergieverbrauch

5.9.1. Annahmen und Parameter

Die im Folgenden dargestellten Bilanzen des Primärenergieverbrauchs wurden mit Hilfe eines Modells generiert, an einigen Stellen durch Zusatz- und Anpassungsrechnungen ergänzt und folgen insgesamt dem Schema der Energiebilanzen.[89]

In diesem Kontext ist anzumerken, dass hinsichtlich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs eine systematische Verzerrung durch die verschiedenen Konventionen der Energiestatistik zu berücksichtigen ist.[90] So wird die Kernenergie nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieseitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen v.a. erneuerbare Energieträger, abgesehen von Geothermie (hier erfolgt die primärenergieseitige Bewertung mit dem Faktor 10) und Biomasse, mit einem hypothetischen Wirkungsgrad von 100 % in die Primärenergiebilanz eingehen.[91] Tendenziell sinkt somit der PEV aufgrund der unterschiedlichen primärenergieseitigen Bewertung der nicht-fossilen Energieträger.

5.9.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Der Primärenergieverbrauch sinkt im AMS (2012) von 13.241 PJ im Jahr 2008 auf ca. 8.800 PJ im Jahr 2050 (-33,5 %). Damit einher geht eine Verschiebung der Struktur des Primärenergiebedarfs, wie Tabelle 5-115 und Abbildung 5-69 zeigen.

[89] Um die Vergleichbarkeit mit dem Mengengerüst für die Emissionsermittlung zu ermöglichen, ist auf die folgenden Unterschiede zwischen der Systematik der Emissionsinventarisierung und der Systematik der Energiebilanzen hinzuweisen. Erstens wird in der Systematik der Energiebilanz beim Endenergieeinsatz der gesamte Energiebedarf des Flugverkehrs, also auch des internationalen Flugverkehrs bilanziert. Dagegen wird der internationale Seeverkehr weder beim Endenergieeinsatz noch beim Primärenergieverbrauch (im Inland), sondern bei den Hochseebunkerungen erfasst. Bei der Emissionsinventarisierung werden dagegen der internationale Luft- und Seeverkehr nur nachrichtlich ausgewiesen. Zweitens errechnet sich in der Systematik der Energiebilanz der Endenergiebedarf des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus (im Folgenden: Industrie) aus dem direkten Endenergieeinsatz in der Industrie sowie dem der Wärmeerzeugung zuzurechnenden Brennstoffeinsatz in den industriellen Heizkraftwerken. Für die Emissionsermittlung nach der Systematik der Emissionsinventarisierung werden dem Sektor Industrie aber die gesamten Energieeinsätze in Industriekraftwerken zugerechnet.
Um eine möglichst umfassende Vergleichbarkeit der Energiedaten zu gewährleisten wurden für die Ermittlung der Energiebedarfsdaten die nachstehenden Konventionen getroffen:
Der Energieverbrauch des internationalen Seeverkehrs wird bei der Primärenergiebetrachtung nicht berücksichtigt. Der Energieverbrauch sowohl des nationalen als auch des internationalen Luftverkehrs wird dagegen bei der Primärenergieermittlung voll berücksichtigt. Der Energieverbrauch des gesamten internationalen (See- und Luft-) Verkehrs wird weiterhin bei den Endenergiedaten zunächst voll ausgewiesen (im Folgenden: weite Abgrenzung des Endenergiebedarfs. Der Energieeinsatz in den Industriekraftwerken wird zunächst ebenfalls dem Endverbrauchssektor Industrie zugerechnet (im Folgenden: weite Abgrenzung des Endenergiebedarfs). Um neben der Vergleichbarkeit mit den Emissionsdaten auch eine Vergleichbarkeit mit den Energiebilanzen zu ermöglichen, erfolgt zusätzlich eine Endenergieermittlung, die näherungsweise der Systematik der Energiebilanzen entspricht (im Folgenden: enge Abgrenzung des Endenergiebedarfs): Energieeinsatz in der Industrie ohne Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken sowie gesamter Energieeinsatz im Verkehr, inklusive internationalem Luftverkehr, aber ohne internationalen Seeverkehr.

[90] Eine ähnliche Verzerrung entsteht im Vergleich zur normbedingten Primärenergiebedarfsrechnung von Gebäuden im Kapitel 5.1.

[91] Auch der Stromaußenhandel wird primärenergieseitig mit einem Wirkungsgrad von 100% bewertet.

Tabelle 5-115: Primärenergieverbrauch im AMS (2012), 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Kernenergie	1.623	1.533	732	0	0	0
Braunkohle	1.566	1.516	1.529	999	734	582
Steinkohle	1.817	1.773	1.424	1.603	1.538	1.083
Öl	3.948	3.745	3.140	2.642	2.242	1.973
Erdgas	3.020	3.128	2.662	2.408	1.893	1.355
Müll und sonstige	190	231	275	280	282	285
Biomasse[a]	923	1.182	1.697	1.262	912	890
Wasser	74	75	80	85	88	90
Wind	146	136	453	721	868	1.017
Solar	16	42	233	324	327	361
Geothermie und Umweltwärme	0	0	112	355	679	1.000
Synthetische Brennstoffe[b]	0	0	0	0	0	0
Stromaustauschsaldo	-81	-64	-188	-155	-38	170
Primärenergie[c]	13.241	13.298	12.149	10.523	9.524	8.807
Nachr.:						
Veränderung gegenüber 2008	*0,0%*	*0,4%*	*-8,3%*	*-20,5%*	*-28,1%*	*-33,5%*
Anteil erneuerbare Energien[d]	*8,8%*	*10,8%*	*21,2%*	*26,1%*	*30,2%*	*38,1%*

Anmerkungen: [a] einschließlich organische Anteile des Mülls. [b] nur Import synthetischer Brennstoffe relevant. [c] ohne Brennstoffeinsatz des internationalen Seeverkehrs (Hochseebunkerungen) und ohne nichtenergetischen Verbrauch. [d] ohne erneuerbaren Anteil der Importe von Strom und synthetischen Brennstoffen.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Der Verbrauch von Mineralölen, Erdgas und Kohlen nimmt zwischen 2008 und 2050 deutlich ab. So sinkt der Primärenergieverbrauch von Mineralölprodukten um 2.000 PJ über den Betrachtungszeitraum und der Verbrauch von Kohlen geht um etwa 1.700 PJ zurück. Der Erdgasverbrauch sinkt über den gesamten Zeitraum um ebenfalls fast 1.700 PJ. Der Einsatz der Kernenergie geht aufgrund des gesetzlichen Ausstiegs aus der kommerziellen Kernenergienutzung nach 2020 auf null zurück.

Ein starker Zuwachs ist vor allem bei den erneuerbaren Energieträgern festzustellen, wo sich zwischen dem Referenzjahr 2008 und dem Ende der Analyse im Jahr 2050 ein Anstieg des Verbrauchs auf das 2,9fache einstellt. Die erneuerbaren Energien decken 2050 mit einem Anteil von etwa 38 % deutlich mehr als ein Drittel des Primärenergieverbrauchs. In hohem Maße tragen hierzu vorallem Windenergie, Geothermie und Umweltwärme sowie Biomasse bei. Windenergie sowie Geothermie und Umweltwärme sind im Jahr 2050 mit jeweils ca. 1.000 PJ bzw. 11 % am Primärenergieverbrauch die wichtigsten erneuerbaren Energieträgergruppen, dahinter folgt Biomasse mit rund 900 PJ und 10 %. Die verbleibenden rund 450 PJ an erneuerbarem Primärenergieverbrauch verteilen sich auf Solarenergie und Wasserkraft.

Nach 2020 ergeben sich nur geringfügige Änderungen beim Müll und sonstigen Energieträgern.[92] Der Stromaustauschsaldo wandelt sich von 81 PJ Exportüberschuss im Jahr 2008 in einen

[92] Ein deutlicher Anstieg des Primärenergieverbrauchs an Müll zeigt sich zwischen 2010 und 2020. Hierbei handelt es sich allerdings um ein statistisches Artefakt, siehe Fußnote 52 im Abschnitt 5.6.1.2 *Stromerzeugung aus Müll*.

Importüberschuss von etwa 170 PJ im Jahr 2050. Synthetische Brennstoffe spielen im AMS (2012) keine Rolle.

Abbildung 5-69: Primärenergieverbrauch im AMS (2012), 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.9.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Der Primärenergieverbrauch sinkt im KS 80 von 13.241 PJ im Jahr 2008 auf ca. 6.500 PJ im Jahr 2050 (Reduktion um knapp 51 %). Das Ziel der Bundesregierung, den Primärenergieverbrauch bis 2050 zu halbieren, wird also erfüllt.[93] Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs einzelner Energieträger zeigen Tabelle 5-116 und Abbildung 5-70.

[93] Allerdings ist anzumerken, dass der Primärenergieverbrauch hier ohne nichtenergetischen Verbrauch berechnet wurde.

Tabelle 5-116: Primärenergieverbrauch im KS 80, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Kernenergie	1.623	1.533	729	0	0	0
Braunkohle	1.566	1.516	1.115	705	306	36
Steinkohle	1.817	1.773	1.188	852	619	407
Öl	3.948	3.745	2.923	2.116	1.193	636
Erdgas	3.020	3.128	2.647	2.145	1.533	821
Müll und sonstige	190	231	252	220	185	153
Biomasse[a]	923	1.182	1.624	1.242	1.194	1.237
Wasser	74	75	80	85	88	90
Wind	146	136	453	718	960	1.239
Solar	16	42	245	407	508	732
Geothermie und Umweltwärme	0	0	102	350	658	947
Synthetische Brennstoffe[b]	0	0	0	0	0	0
Stromaustauschsaldo	-81	-64	-131	0	164	238
Primärenergie[c]	13.241	13.298	11.228	8.840	7.408	6.534
Nachr.:						
Veränderung gegenüber 2008	*0,0%*	*0,4%*	*-15,2%*	*-33,2%*	*-44,1%*	*-50,7%*
Anteil erneuerbare Energien[d]	*8,8%*	*10,8%*	*22,3%*	*31,7%*	*46,0%*	*65,0%*

Anmerkungen: [a] einschließlich organische Anteile des Mülls. [b] nur Import synthetischer Brennstoffe relevant. [c] ohne Brennstoffeinsatz des internationalen Seeverkehrs (Hochseebunkerungen) und ohne nichtenergetischen Verbrauch. [d] ohne erneuerbaren Anteil der Importe von Strom und synthetischen Brennstoffen.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Der Verbrauch von Mineralölen, Erdgas und Kohlen nimmt zwischen 2008 und 2050 um 82 % bzw. etwa 8.450 PJ sehr deutlich ab. Davon entfallen allein auf die Mineralölprodukte 3.300 PJ sowie auf die Kohlen mehr als 2.900 PJ. Der Erdgasverbrauch sinkt über den gesamten Zeitraum um etwa 2.200 PJ. Wie in den anderen Szenarien geht der Einsatz der Kernenergie nach 2020 auf null zurück.

Ein starker Zuwachs ist vor allem bei den erneuerbaren Energieträgern festzustellen, wo sich zwischen dem Referenzjahr 2008 und dem Ende der Analyse im Jahr 2050 ein Anstieg des Verbrauchs auf das 3,7fache einstellt. Die erneuerbaren Energien decken 2050 mit einem Anteil von 65 % fast zwei Drittel des Primärenergieverbrauchs. In hohem Maße tragen hierzu vorallem Windenergie und Biomasse sowie Geothermie und Umweltwärme bei. Mit je mehr als 1.200 PJ im Jahr 2050 tragen Windenergie und Biomasse jeweils etwa zu 19 % zum Einsatz erneuerbarer Energieträger von insgesamt ca. 4.240 PJ bei. Dahinter folgen Geothermie und Umweltwärme mit knapp 950 PJ. Solarenergie leistet einen Beitrag von über 700 PJ, Wasserkraft hingegen nur von etwa 90 PJ, genauso wie im AMS (2012).

Der Einsatz von Müll und sonstigen Energieträgern sinkt bis zum Jahr 2050 um fast 40 % gegenüber dem Jahr 2020.[94] Der Stromaustauschsaldo wandelt sich von 81 PJ Exportüberschuss im Jahr 2008 in einen Importüberschuss von fast 240 PJ im Jahr 2050. Auch im KS 80 spielen synthetische Brennstoffe keine Rolle.

[94] Ein deutlicher Anstieg des Primärenergieverbrauchs an Müll zeigt sich zwischen 2010 und 2020. Hierbei handelt es sich allerdings um ein statistisches Artefakt, siehe Fußnote 52 im Abschnitt 5.6.1.2 *Stromerzeugung aus Müll*.

Abbildung 5-70: Primärenergieverbrauch im KS 80, 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.9.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Im Klimaschutzszenario 95 sinkt der Primärenergieverbrauch bis 2050 auf knapp 5.900 PJ, was einer Reduktion um über 55 % gegenüber dem Jahr 2008 entspricht. Das Ziel aus dem Energiekonzept der Bundesregierung der Reduzierung des Primärenergieverbrauchs um 50 % wird also deutlich erreicht.

Tabelle 5-117: Primärenergieverbrauch im KS 95, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Kernenergie	1.623	1.533	728	0	0	0
Braunkohle	1.566	1.516	747	77	101	9
Steinkohle	1.817	1.773	1.085	686	416	153
Öl	3.948	3.745	2.813	1.897	666	151
Erdgas	3.020	3.128	2.512	1.839	1.053	286
Müll und sonstige	190	231	258	216	176	140
Biomasse[a]	923	1.182	1.368	1.331	1.253	1.107
Wasser	74	75	80	85	88	90
Wind	146	136	453	740	1.350	2.057
Solar	16	42	246	456	593	790
Geothermie und Umweltwärme	0	0	126	388	701	980
Synthetische Brennstoffe[b]	0	0	0	0	122	143
Stromaustauschsaldo	-81	-64	1	77	171	29
Primärenergie[c]	13.241	13.298	10.418	7.792	6.689	5.936
Nachr.:						
Veränderung gegenüber 2008	*0,0%*	*0,4%*	*-21,3%*	*-41,2%*	*-49,5%*	*-55,2%*
Anteil erneuerbare Energien[d]	*8,8%*	*10,8%*	*21,8%*	*38,5%*	*59,6%*	*84,7%*

Anmerkungen: [a] einschließlich organische Anteile des Mülls. [b] nur Import synthetischer Brennstoffe relevant. [c] ohne Brennstoffeinsatz des internationalen Seeverkehrs (Hochseebunkerungen) und ohne nichtenergetischen Verbrauch. [d] ohne erneuerbaren Anteil der Importe von Strom und synthetischen Brennstoffen.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Der Verbrauch von Mineralölen, Erdgas und Kohlen nimmt zwischen 2008 und 2050 um über 94 % bzw. etwa 9.750 PJ sehr stark ab. Davon entfallen auf die Mineralölprodukte 3.800 PJ sowie auf die Kohlen über 3.200 PJ. Der Erdgasverbrauch sinkt über den gesamten Zeitraum um etwa 2.700 PJ. Wie auch in den anderen Szenarien geht der Einsatz der Kernenergie nach 2020 auf null zurück.

Ein starker Zuwachs ist vor allem bei den erneuerbaren Energieträgern festzustellen, wo sich zwischen dem Referenzjahr 2008 und dem Ende der Analyse im Jahr 2050 ein Anstieg des Verbrauchs auf das 4,3fache einstellt. Die erneuerbaren Energien dominieren 2050 mit einem Anteil von etwa 85 % den Primärenergieverbrauch. Mit rund 2.000 PJ im Jahr 2050 leistet die Windenergie einen Beitrag von etwa 35 % zum Primärenergieverbrauch, die erneuerbaren Energieträger machen insgesamt ca. 5.000 PJ aus. Biomasse ist im Jahr 2050 mit etwa 1.100 PJ der zweitwichtigste erneuerbare Energieträger, gefolgt von Geothermie und Umweltwärme mit 980 PJ sowie Solarenergie mit ca. 800 PJ. Wasserkraft hingegen leistet wie in den anderen Szenarien nur einen Beitrag von 90 PJ.

Der Einsatz von Müll und sonstigen Energieträgern sinkt bis zum Jahr 2050 um fast 46 % gegenüber dem Jahr 2020.[95] Der Stromaustauschsaldo wandelt sich von 81 PJ Exportüberschuss im Jahr 2008 in einen Importüberschuss von etwa 30 PJ im Jahr 2050, wobei der Importüberschuss in den Zwischenjahren (v.a. 2040) zum Teil deutlich höher ist. Einen nicht

[95] Ein deutlicher Anstieg des Primärenergieverbrauchs an Müll zeigt sich zwischen 2010 und 2020. Hierbei handelt es sich allerdings um ein statistisches Artefakt, siehe Fußnote 52 im Abschnitt 5.6.1.2 *Stromerzeugung aus Müll*.

unerheblichen Anteil zur Deckung des Primärenergieverbrauchs haben synthetische Brennstoffe mit über 120 bzw. 140 PJ in den Jahren 2040 und 2050.[96]

Abbildung 5-71: Primärenergieverbrauch im KS 95, 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.9.5. Vergleich der Szenarien

Den Mehr- und Minderverbrauch der einzelnen Formen von Primärenergie zwischen KS 80 gegenüber AMS (2012) einerseits und zwischen KS 95 und AMS (2012) andererseits zeigt Abbildung 5-72.

[96] In die Primärenergiebilanz gehen direkt nur importierte synthetische Brennstoffe ein. Inländisch produzierte synthetische Brennstoffe gehen nicht direkt in die Primärenergiebilanz ein, sondern sind indirekt in den für die Herstellung der synthetischen Brennstoffe aufgewendeten erneuerbaren Energien (vor allem Wind- und Solarenergie) enthalten.

Abbildung 5-72: Differenzen des Primärenergieverbrauchs von KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012), 2020–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Die Primärenergieverbräuche von fossilen Energieträgern liegen im KS 80 und im KS 95 durchgehend niedriger als im AMS (2012). Die Reduktion des Primärenergieverbrauchs der fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Erdgas ist im KS 95 deutlich stärker ausgeprägt als im KS 80. Im Jahr 2020 führt in beiden Klimaschutzszenarien vor allem die Einsparung von Braunkohle zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem AMS (2012), im Jahr 2030 spielt im KS 80 vor allem die Reduktion der Steinkohle eine Rolle, im KS 95 die Reduktion der Braun- aber auch der Steinkohle. Langfristig, also ab 2040, wird gegenüber dem AMS (2012) vor allem der Primärenergieverbrauch aus Öl reduziert. Allgemein müssen bis 2050 in beiden Klimaschutzszenarien alle fossilen Energieträger zur Minderung des Primärenergieverbrauchs deutliche Beiträge liefern.

Bemerkenswert ist, dass im Szenariojahr 2020 sowohl im KS 80 als auch im KS 95 teils deutlich weniger erneuerbare Energien als im AMS (2012) eingesetzt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Energiesparmaßnahmen und Effizienzsteigerungen auch den Bedarf an erneuerbaren Energien senken können. Im KS 95 ist der Minderverbrauch gegenüber dem AMS (2012) von erneuerbaren Energien im Jahr 2020 fast so groß wie die Einsparung aus Steinkohle oder Öl. Im Jahr 2030 kommen im KS 80 kaum mehr erneuerbare Energieträger als im AMS (2012) zum Einsatz. Ab 2040 liegt der Einsatz an erneuerbaren Energien in beiden Klimaschutzszenarien deutlch höher als im AMS (2012). Grund dafür sind die deutlich höheren Anforderungen an die Treibhausgasminderungen.

Zudem kommt es im KS 80 in allen Szenariojahren und im KS 95 bis 2040 zu teils deutlich mehr Stromimporten als im AMS (2012). Im KS 95 kann dann jedoch für das Jahr 2050 eine deutliche

Minderung der Stromimporte gegenüber dem AMS (2012) erzielt werden. Anders als im KS 80 und im AMS (2012) kommt es im KS 95 zu Importen synthetischer Brennstoffe. Ohne den Import synthetischer Brennstoffe würde der Stromverbrauch und damit der Primärenergiebedarf an erneuerbaren Primärenergien (insbesondere Wind- und Solarenergie) nochmals deutlich weiter ansteigen. Die Summe an Importen für Strom und synthetische Brennstoffe ist in beiden Klimaschutzszenarien daher in einer vergleichbaren Höhe.

5.10. Endenergieverbrauch

5.10.1. Annahmen und Parameter

Der Endenergieverbrauch kann in einer engen und in einer weiten Abgrenzung betrachtet werden. In der engen Abgrenzung sind – anders als in der weiten Abgrenzung – der Energieverbrauch des internationalen Seeverkehrs sowie der Energieeinsatz der Industriekraftwerke nicht enthalten.

5.10.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

In der weiten Abgrenzung sinkt der Endenergieverbrauch (EEV) des AMS (2012) von etwa 9.200 PJ im Jahr 2008 auf etwa 6.900 PJ im Jahr 2050, was einem Rückgang von 25 % entspricht. In der engen Abgrenzung ohne internationalen Seeverkehr und Industriekraftwerke sinkt der EEV um 26 % von etwa 8.400 PJ auf etwa 6.200 PJ.

Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2050 in den privaten Haushalten um 38 % gegenüber dem Jahr 2008 und im GHD-Sektor um 29 %. In der Industrie findet ein Rückgang um nur 18 % statt, dazu tragen die Industriekraftwerke mit einem Rückgang von 32 % bei. Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs sinkt um 32 %, während der Energieeinsatz im internationalen Verkehr um 50 % steigt.

Tabelle 5-118: Endenergieverbrauch nach Sektoren im AMS (2012), 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Private Haushalte	2.531	2.645	2.318	2.028	1.775	1.564
GHD[a]	1.412	1.423	1.321	1.183	1.059	1.007
Industrie[b]	2.508	2.535	2.326	2.200	2.120	2.068
Nationaler Verkehr[c]	2.262	2.266	2.054	1.801	1.646	1.529
Internationaler Luft- und Seeverkehr	470	449	543	633	677	704
Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung)	9.183	9.317	8.561	7.845	7.277	6.872
Nachr.:						
Internationaler Luftverkehr	*347*	*334*	*396*	*463*	*479*	*468*
Internationaler Seeverkehr	*123*	*115*	*146*	*170*	*198*	*236*
Verkehr Bauwirtschaft	*38*	*39*	*39*	*39*	*38*	*39*
Energieeinsatz Industriekraftwerke	*648*	*703*	*676*	*683*	*632*	*439*
Endenergieverbrauch (enge Abgrenzung)[d]	*8.412*	*8.499*	*7.739*	*6.992*	*6.447*	*6.197*

Anmerkungen: [a] ohne Energiebedarf des Verkehrs der Bauwirtschaft. [b] mit Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus. [c] mit Verkehr der Bauwirtschaft, ohne Pipelines. [d] Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung) ohne Internationalen Seeverkehr und ohne Brennstoffeineinsatz der Industriekraftwerke.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung 5-73: Endenergieverbrauch nach Sektoren im AMS (2012), 2008–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Wie auch beim Primärenergieverbrauch ist im AMS (2012) die Entwicklung für die einzelnen Energieträgergruppen sehr unterschiedlich. Der Verbrauch von Kohlen, der im Wesentlichen auf den Sektor Industrie entfällt – GHD und Haushalte tragen hierzu nur in geringem Umfang bei – geht über den Betrachtungszeitraum um etwa 48 % zurück. Bei den Mineralölprodukten ist über den Zeitraum 2008 bis 2050 ein deutlicher Rückgang des Verbrauchs um etwa 57 % und bei den fossilen Gasen ein Rückgang um 52 % zu beobachten. Die Nachfrage nach Fernwärme sinkt bis 2050 um 34 %. Der Stromverbrauch steigt insgesamt um 13 %. Entgegen den Trends bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger zu, zwischen 2008 und 2050 vervielfacht sich der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien um den Faktor 2,4. Die übrigen Energieträger spielen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) keine große Rolle.

Tabelle 5-119: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im AMS (2012), 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Braunkohle	76	74	56	31	14	8
Steinkohle	334	354	301	263	231	204
Mineralölprodukte	3.223	3.091	2.520	2.018	1.631	1.391
Gase (fossil)	2.059	2.153	2.050	1.686	1.293	984
Müll und sonstige	28	29	37	43	48	52
Biomasse[a] & Biogas	383	484	516	495	512	507
Solarenergie und Umweltwärme	0	0	126	239	351	423
Stromgenerierte Brennstoffe	0	0	0	0	0	0
Strom	1.887	1.899	1.853	1.898	2.016	2.124
Fern- und Nahwärme	722	785	559	539	504	476
Summe	8.713	8.868	8.019	7.212	6.600	6.168
Nachr.: Mineralöl- & Biokraftstoffprodukte im Internationalen Verkehr[b]	*470*	*449*	*543*	*633*	*677*	*704*
dav. Internationaler Luftverkehr	*347*	*334*	*396*	*463*	*479*	*468*
dav. Internationaler Seeverkehr	*123*	*115*	*146*	*170*	*198*	*236*
Energieeinsatz Industriekraftwerke[c]	*648*	*703*	*676*	*683*	*632*	*439*

Anmerkung: [a] einschließlich organische Anteile des Mülls. [b] in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger nicht enthalten. [c] in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger enthalten.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung 5-74: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im AMS (2012), 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.10.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

In der weiten Abgrenzung sinkt der Endenergieverbrauch (EEV) des KS 80 von etwa 9.200 PJ im Jahr 2008 auf etwa 5.400 PJ im Jahr 2050, was einem Rückgang von 41 % entspricht. In der engen Abgrenzung ohne internationalen Seeverkehr und Industriekraftwerke sinkt der EEV um 39 % von etwa 8.400 PJ auf etwa 5.100 PJ.

Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2050 in den privaten Haushalten um 48 % gegenüber dem Jahr 2008 und im GHD-Sektor um 45 %. In der Industrie findet ein Rückgang um nur 30 % statt, obwohl der Energieeinsatz der Industriekraftwerke um 76 % zurückgeht. Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs sinkt um 55 %, während der Energieeinsatz im internationalen Verkehr um 19 % steigt.

Tabelle 5-120: Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 80, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Private Haushalte	2.531	2.645	2.203	1.842	1.542	1.325
GHD[a]	1.412	1.423	1.246	1.046	879	771
Industrie[b]	2.508	2.535	2.253	2.022	1.860	1.756
Nationaler Verkehr[c]	2.262	2.266	1.933	1.553	1.224	1.016
Internationaler Luft- und Seeverkehr	470	449	506	556	566	560
Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung)	9.183	9.317	8.141	7.019	6.072	5.427
Nachr.:						
Internationaler Luftverkehr	*347*	*334*	*369*	*405*	*400*	*376*
Internationaler Seeverkehr	*123*	*115*	*137*	*152*	*166*	*184*
Verkehr Bauwirtschaft	*38*	*39*	*39*	*39*	*38*	*39*
Energieeinsatz Industriekraftwerke	*648*	*703*	*600*	*515*	*363*	*153*
Endenergieverbrauch (enge Abgrenzung)[d]	*8.412*	*8.499*	*7.403*	*6.352*	*5.543*	*5.090*

Anmerkungen: [a] ohne Energiebedarf des Verkehrs der Bauwirtschaft. [b] mit Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus. [c] mit Verkehr der Bauwirtschaft, ohne Pipelines. [d] Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung) ohne Internationalen Seeverkehr und ohne Brennstoffeineinsatz der Industriekraftwerke.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung 5-75: Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 80, 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Wie auch beim Primärenergieverbrauch ist im KS 80 die Entwicklung für die einzelnen Energieträgergruppen sehr unterschiedlich. Der Verbrauch von Kohlen, der im Wesentlichen auf den Sektor Industrie entfällt – GHD und Haushalte tragen hierzu nur in geringem Umfang bei – geht über den Betrachtungszeitraum um etwa 57 % zurück. Bei den Mineralölprodukten ist über den Zeitraum 2008 bis 2050 ein sehr starker Rückgang des Verbrauchs um etwa 91 % zu verzeichnen, der deutlich höher ist als der Rückgang bei den fossilen Gasen, der bei 62 % liegt. Die Nachfrage nach Fernwärme sinkt bis 2050 um 45 %. Der Stromverbrauch steigt hingegen bis 2050 um 6 %. Entgegen den Trends bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger zu, zwischen 2008 und 2050 vervielfacht sich der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien um den Faktor 3,1. Die übrigen Energieträger spielen im KS 80 keine große Rolle.

Tabelle 5-121: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 80, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Braunkohle	76	74	38	13	3	1
Steinkohle	334	354	319	276	232	174
Mineralölprodukte	3.223	3.091	2.340	1.581	764	299
Gase (fossil)	2.059	2.153	1.929	1.432	1.029	782
Müll und sonstige	28	29	37	32	23	18
Biomasse[a] & Biogas	383	484	487	609	769	822
Solarenergie und Umweltwärme	0	0	120	240	336	370
Stromgenerierte Brennstoffe	0	0	0	0	0	0
Strom	1.887	1.899	1.774	1.739	1.889	2.004
Fern- und Nahwärme	722	785	591	541	459	396
Summe	8.713	8.868	7.635	6.463	5.506	4.867
Nachr.: Mineralöl- & Biokraftstoffprodukte im Internationalen Verkehr[b]	*470*	*449*	*506*	*556*	*566*	*560*
dav. Internationaler Luftverkehr	*347*	*334*	*369*	*405*	*400*	*376*
dav. Internationaler Seeverkehr	*123*	*115*	*137*	*152*	*166*	*184*
Energieeinsatz Industriekraftwerke[c]	*286*	*313*	*0*	*0*	*0*	*0*

Anmerkung: [a] einschließlich organische Anteile des Mülls. [b] in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger nicht enthalten. [c] in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger enthalten.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung 5-76: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 80, 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.10.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

In der weiten Abgrenzung sinkt der Endenergieverbrauch (EEV) des KS 95 von etwa 9.200 PJ im Jahr 2008 auf etwa 4.400 PJ im Jahr 2050, was einem Rückgang von 53 % entspricht. In der engen Abgrenzung ohne internationalen Seeverkehr und Industriekraftwerke sinkt der EEV um 51 % von etwa 8.400 PJ auf etwa 4.100 PJ.

Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2050 sowohl in den privaten Haushalten als auch im GHD-Sektor um jeweils 56 % gegenüber dem Jahr 2008. In der Industrie findet ein Rückgang um 43 % statt, als Teilmenge davon sinkt der Energieeinsatz der Industriekraftwerke um 85 %. Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs sinkt um 64 % und auch im internationalen Verkehr wird ein Rückgang um 21 % erzielt.

Tabelle 5-122: Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 95, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Private Haushalte	2.531	2.645	2.063	1.590	1.260	1.121
GHD[a]	1.412	1.423	1.181	876	686	618
Industrie[b]	2.508	2.535	2.163	1.840	1.604	1.440
Nationaler Verkehr[c]	2.262	2.266	1.898	1.447	1.043	809
Internationaler Luft- und Seeverkehr	470	449	482	492	438	370
Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung)	9.183	9.317	7.785	6.245	5.031	4.359
Nachr.:						
Internationaler Luftverkehr	*347*	*334*	*354*	*357*	*330*	*292*
Internationaler Seeverkehr	*123*	*115*	*128*	*135*	*137*	*137*
Verkehr Bauwirtschaft	*38*	*39*	*39*	*39*	*38*	*39*
Energieeinsatz Industriekraftwerke	*648*	*703*	*601*	*575*	*375*	*94*
Endenergieverbrauch (enge Abgrenzung)[d]	*8.412*	*8.499*	*7.056*	*5.536*	*4.519*	*4.127*

Anmerkungen: [a] ohne Energiebedarf des Verkehrs der Bauwirtschaft. [b] mit Industriekraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus. [c] mit Verkehr der Bauwirtschaft, ohne Pipelines. [d] Endenergieverbrauch (weite Abgrenzung) ohne Internationalen Seeverkehr und ohne Brennstoffeineinsatz der Industriekraftwerke.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung 5-77: Endenergieverbrauch nach Sektoren im KS 95, 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Wie auch beim Primärenergieverbrauch ist im KS 95 die Entwicklung für die einzelnen Energieträgergruppen sehr unterschiedlich. Der Verbrauch von Kohlen, der im Wesentlichen auf den Sektor Industrie entfällt – GHD und Haushalte tragen hierzu nur in geringem Umfang bei – geht über den Betrachtungszeitraum um etwa 70 % zurück. Bei den Mineralölprodukten ist über den Zeitraum 2008 bis 2050 ein sehr starker Rückgang des Verbrauchs um etwa 99 % zu verzeichnen und der Rückgang bei den fossilen Gasen ist mit 94 % ähnlich hoch. Die Nachfrage nach Fernwärme sinkt bis 2050 um 51 %. Der Stromverbrauch hingegen steigt bis 2050 um 6 %. Entgegen der Trends bei den fossilen Energieträgern nimmt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger zu, zwischen 2008 und 2050 verdreifacht sich der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien. Zusätzlich spielen ab 2040 synthetische Brennstoffe eine nicht zu vernachlässigende Rolle.

Tabelle 5-123: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 95, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ					
Braunkohle	76	74	35	10	2	1
Steinkohle	334	354	322	249	160	124
Mineralölprodukte	3.223	3.091	2.232	1.406	400	48
Gase (fossil)	2.059	2.153	1.604	825	315	124
Müll und sonstige	28	29	46	33	23	16
Biomasse[a] & Biogas	383	484	559	723	866	800
Solarenergie und Umweltwärme	0	0	145	275	369	384
Stromgenerierte Brennstoffe	0	0	0	0	161	140
Strom	1.887	1.899	1.689	1.636	1.843	2.000
Fern- und Nahwärme	722	785	670	596	453	351
Summe	8.713	8.868	7.303	5.754	4.593	3.988
Nachr.: Mineralöl- & Biokraftstoffprodukte im Internationalen Verkehr[b]	*470*	*449*	*482*	*492*	*467*	*429*
dav. Internationaler Luftverkehr	*347*	*334*	*354*	*357*	*330*	*292*
dav. Internationaler Seeverkehr	*123*	*115*	*128*	*135*	*137*	*137*
Energieeinsatz Industriekraftwerke[c]	*648*	*703*	*601*	*575*	*375*	*94*

Anmerkung: [a] einschließlich organische Anteile des Mülls. [b] in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger nicht enthalten. [c] in den Summenwerten für die jeweiligen Energieträger enthalten.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung 5-78: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im KS 95, 2010–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.10.5. Vergleich der Szenarien

Wie die vergleichende Darstellung der sektoralen Endenergienachfrage von KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012) zeigt (Abbildung 5-79), liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 im KS 80 und im KS 95 deutlich niedriger als im AMS (2012). Dabei ist die Einsparung im KS 95 durchgehend um 70 % bis 94 % höher als im KS 80.

Dabei treten die Energieeinsparungen in allen Sektoren auf: Die Energieverbräuche im KS 80 liegen jeweils niedriger als im AMS (2012); im KS 95 wiederum niedriger als im KS 80. Im Jahr 2050 wird im KS 95 gegenüber dem AMS (2012) in der Industrie etwa doppelt so viel Energie eingespart wie die entsprechende Minderung im KS 80 gegenüber dem AMS (2012). Bei den privaten Haushalten kommt es zu ähnlich hohen relativen Mehreinsparungen (85%), im GHD-Sektor liegt die Mehreinsparung bei 65%. Die geringste zusätzliche Energieeinsparung tritt beim nationalen Verkehr auf. Hier werden gegenüber dem KS 80 nur zusätzliche 40 % eingespart. Allerdings weist der nationale Verkehr ab 2040 in beiden Klimaschutzszenarien jeweils die größten absoluten Endenergieeinsparungen gegenüber dem AMS (2012) auf.

Abbildung 5-79: Sektorale Differenzen des Endenergieverbrauchs von KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012), 2020–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Wie Abbildung 5-80 zeigt, ergeben sich in den Endenergiesektoren im KS 80 und KS 95 im Vergleich zum Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) zwei unterschiedliche Trends. Langfristig ersetzen die erneuerbaren Energien und sonstige Energieträger (worunter vor allem stromgenerierte Kraftstoffe fallen) relevante Anteile an fossilen Energieträgern. Zum anderen sinkt langfristig der Endenergiebedarf, das bedeutet, dass der Endenergieverbrauch an fossilen Energieträgern deutlich stärker sinkt als der Endenergieverbrauch an erneuerbaren und sonstigen Energieträgern steigt.

Im Vergleich zwischen KS 80 und KS 95 fällt auf, dass die Einsparung an fossilen Energieträgern gegenüber dem AMS (2012) im KS 95 deutlich stärker sinkt, gleichzeitig aber der Endenergieverbrauch an elektrischem Strom, erneuerbaren und sonstigen Energieträgern weniger stark steigt. Dies ist auf insgesamt höhere Endenergieeinsparungen im KS 95 als im KS 80 zurückzuführen. Im KS 80 werden gegenüber dem AMS (2012) vor allem Mineralölprodukte eingespart. Im KS 95 gewinnt zusätzlich die Einsparung von Erdgas gegenüber dem AMS (2012) und auch gegenüber dem KS 80 eine zunehmende Bedeutung.

Abbildung 5-80: Brennstoffspezifische Differenzen des Endenergieverbrauchs von KS 80 und KS 95 gegenüber dem AMS (2012), 2020–2050

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Der erneuerbare Anteil am Bruttoendenergieverbrauch[97] (EE-Anteil am BEV, Tabelle 5-124) entwickelt sich zunächst im AMS (2012) und im KS 80 ähnlich und steigt von 9 % im Jahr 2010 auf etwa 17 % im Jahr 2020. Das Ziel des Energiekonzepts von 18 % wird nur im KS 95 mit 19 % erreicht. In den folgenden Jahren zeigen sich dann deutlich unterschiedliche Entwicklungen: Im AMS (2012) steigt der EE-Anteils am BEV nur auf gut 35 % im Jahr 2050. Damit werden im AMS (2012) auf nur gut 35 % im Jahr 2050. Anders ist die Entwicklung im Klimaschutzszenario 80 und 95. In beiden Fällen kann der Energieverbrauch deutlich gesenkt und die Nutzung erneuerbarer Energien gesteigert werden, sodass der EE-Anteil im Jahr 2050 bei 64 % im KS 80 und bei 96 % im KS 95 liegt – also deutlich über dem Ziel von 60 %. (EU 2009)

[97] Berechnet in Anlehnung an die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) sowie die weitergehenden methodischen Erläuterungen in Eurostat (2015). Aufgrund von Inkonsistenzen zwischen den unterschiedlichen Datenquellen können die erneuerbaren Anteile nicht exakt reproduziert werden.

Tabelle 5-124: Entwicklung des erneuerbaren Anteils am Bruttoendenergieverbrauch (2010–2050)

	2010	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Gesamter Bruttoendenergieverbrauch					
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	9.593	9.014	8.195	7.526	6.889
Klimaschutzszenario 80	9.592	8.536	7.232	6.095	5.228
Klimaschutzszenario 95	9.590	8.194	6.562	5.198	4.297
Erneuerbarer Beitrag zum Bruttoendenergieverbrauch					
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	878	1.542	1.891	2.097	2.377
Klimaschutzszenario 80	878	1.516	2.072	2.676	3.355
Klimaschutzszenario 95	878	1.555	2.279	3.242	4.141
Erneuerbarer Anteil am Bruttoendenergieverbrauch					
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	9,2%	17,1%	23,1%	27,9%	34,5%
Klimaschutzszenario 80	9,2%	17,8%	28,6%	43,9%	64,2%
Klimaschutzszenario 95	9,2%	19,0%	34,7%	62,4%	96,4%
Zielpfad Energiekonzept		*18,0%*	*30,0%*	*45,0%*	*60,0%*
EE-Anteil unter Berücksichtigung Luftverkehr-Cap					
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)	9,2%	17,1%	23,1%	27,9%	34,7%
Klimaschutzszenario 80	9,2%	17,8%	28,6%	44,1%	64,9%
Klimaschutzszenario 95	9,2%	19,0%	34,7%	62,5%	97,0%

Quelle: Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.11. Energetischer Einsatz von nachhaltiger Biomasse

Durch die Vorgaben der Biomasserestriktionen konnte in der 2. Modellierungsrunde überprüft werden, ob die Gesamtemissionsreduktionen auch mit dem limitierten Einsatz von inländisch produzierter Biomasse möglich sind (siehe Kapitel 11). Ein Vergleich der ermittelten inländischen Biomassepotenziale und dem Biomasseeinsatz der unterschiedlichen Sektoren macht deutlich, dass die Emissionsreduktionen im Jahr 2050 im AMS (2012), im KS 80 und KS 95 fast komplett mit inländisch produzierter Biomasse erreicht werden können.

Abbildung 5-81: Vergleich der inländisch verfügbaren und der eingesetzten Biomasse im Jahr 2050 in den verschiedenen Szenarien

Quelle: Eigene Berechnugen

In den Übergangsjahren 2020, 2030 und 2040 übersteigt der Biomassebedarf teilweise dem zur Verfügung stehenden inländischen Biomassepotenzial (s. Tabelle 5-125). Um die von den Sektoren nachgefragte Menge an Biomasse zur Verfügung zu stellen, kann entweder weiterhin Biomasse importiert werden, oder es müssen mehr landwirtschaftliche Nutzflächen für den Biomasseanbau genutzt werden. In den Szenarien wird davon ausgegangen das zusätzliche Biomasse importiert wird, um den Bedarf der Sektoren zu decken.

Ein Vergleich zwischen der zugeteilten Biomasse (vgl. Anhang Kapitel 11.2) und dem tatsächlichen Biomasseeinsatz in den einzelnen Sektoren verdeutlicht, dass vor allem in den Umwandlungssektoren und im Verkehr die eingesetzte Biomasse den Anteil der zugeteilten Biomasse überschreitet. Vor allem in den Übergangsjahren 2020, 2030 und 2040 ist der Anteil der eingesetzen Biomasse höher als die zugeteilte Biomasse.

Tabelle 5-125: Vergleich der zugeteilten und der eingesetzten Biomasse nach Sektoren im im KS 80

Sektor	2010	2020		2030		2040		2050	
		zugeteilt	eingesetzt	zugeteilt	eingesetzt	zugeteilt	eingesetzt	zugeteilt	eingesetzt
	PJ								
Umwandlungssektoren									
Öff. Kraftwerk & Heizwerke	558	372	847	279	450	186	227	93	195
Raffinerien & Übr. Umwandl.	8	79	134	50	80	78	115	129	118
Industriekraftwerke	132	91	156	68	103	46	43	23	27
Endverbrauch o. Verkehr									
Industrie	20	67	67	173	173	285	285	388	388
GHD	57	51	51	74	74	109	109	116	116
Haushalte	286	232	232	245	245	225	225	181	181
Verkehr									
Verkehr, national	121	110	136	92	117	125	150	158	136
Verkehr, international	0	0	0	0	0	61	40	121	75
Summe national	1.182	1.002	1.623	981	1.242	1.054	1.154	1.088	1.162
Summe gesamt	1.182	1.002	1.623	981	1.242	1.116	1.194	1.218	1.237

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-126: Vergleich der zugeteilten und der eingesetzten Biomasse nach Sektoren im im KS 95

Sektor	2010	2020		2030		2040		2050	
		zugeteilt	eingesetzt	zugeteilt	eingesetzt	zugeteilt	eingesetzt	zugeteilt	eingesetzt
	PJ								
Umwandlungssektoren									
Öff. Kraftwerk & Heizwerke	558	360	600	256	447	151	181	46	95
Raffinerien & Übr. Umwandl.	8	79	99	52	70	78	131	128	130
Industriekraftwerke	132	88	110	63	91	37	42	11	24
Endverbrauch o. Verkehr									
Industrie	20	111	111	274	274	383	383	405	405
GHD	57	64	64	92	92	107	107	102	102
Haushalte	286	249	249	247	247	198	198	146	146
Verkehr									
national	121	110	136	92	109	125	178	158	147
international	0	0	0	0	0	61	33	121	58
Summe national	1.182	1.061	1.368	1.079	1.331	1.085	1.220	1.005	1.049
Summe gesamt	1.182	1.061	1.368	1.079	1.331	1.146	1.220	1.126	1.107

Quelle: Eigene Berechnungen

Eine zentrale Frage bei der Biomassenutzung ist die nachhaltige Verfügbarkeit von Biomasse. Gerade importierte Bioenergie birgt das Risiko von negativen Auswirkungen auf die Umwelt sowie auf soziale Aspekte. Aus diesem Grund gehen Nitsch, J. et al. (2012) in der Leitstudie davon aus, dass der Bioenergiebedarf in Deutschland allein aus inländischen Quellen gedeckt wird, inklusive eines Anstiegs der Anbaufläche für Bioenergiepflanzen auf mehr als 4 Mio. ha.

Bereits UBA (2012b) bezieht zu dieser Flächenzunahme eine kritische Position und fordert vor allem aufgrund von Risiken für die Umwelt, die Nutzung von Bioenergie in Deutschland auf einem Niveau von 2012 zu halten und nicht zu steigern. Die Modellergebnisse des Projekts „Meilensteine 2030“ (Thrän et al. 2015) unterstützen deutlich die UBA-Position. Es zeigt sich, dass ein Anstieg der Bioenergienutzung auf das Niveau der Leitstudie (Nitsch, J. et al. 2012) zu sehr hohen Flächenumwandlungen im Ausland führt und dabei auch zu einem nennenswerten Anteil natürliche Flächentypen umgewandelt werden. Ebenfalls für Böden ist ein Anstieg von Risiken festzustellen. Gleichzeitig ist ein Erreichen von signifikanten Treibhausgasreduktionen – insbesondere bedingt durch Landnutzungsänderungen – nicht sichergestellt.

5.12. Bruttostromverbrauch

5.12.1. Annahmen und Parameter

Der Bruttostromverbrauch beschreibt den gesamten Endenergieverbrauch an Strom (Nettostromverbrauch) zuzüglich Stromverbräuchen im Stromsystem selbst (Pumpstromverbrauch, Kraftwerkseigenverbrauch, Netzverluste) und anderen Stromverbräuchen im Umwandlungssektor. Der Bruttostromverbrauch ist damit gleichzusetzten mit der Bruttostromerzeugung, korrigiert um das Saldo aus Stromimporten- und Exporten.

5.12.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Der gesamte Bruttostromverbrauch im AMS (2012) liegt bis 2030 unter dem Wert des Jahres 2008, mit der stärksten Reduktion um 5 % im Jahr 2020. Anschließend steigt der Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 wieder auf einen Wert von 6 % oberhalb von 2008 an, wie Tabelle 5-127 zeigt. Ursache hierfür ist, dass Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bei den Endenergieverbrauchern als neue Stromverbraucher ins System kommen. Diesen ist im Jahr 2050 ein Anteil von 15 % am gesamten Bruttostromverbrauch zuzurechnen. Der nur den klassischen Stromverbrauchern zuzuordnende Anteil des Bruttostromverbrauchs sinkt bis 2050 hingegen um 10 %.

Bis zum Jahr 2040 liegt die Bruttostromerzeugung höher als der Bruttostromverbrauch, das heißt zusätzlich zur Deckung der inländischen Stromnachfrage wird Strom ins Ausland exportiert. Für das Jahr 2050 dreht sich das Bild und die Deckung des Bruttostromverbrauchs ist zu einem Anteil von 7 % auf Importe angewiesen. Dieser Import ergibt sich insbesondere durch die günstigeren Optionen zur Stromerzeugung im Ausland.

Tabelle 5-127: Bruttostromverbrauch im AMS (2012), 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	TWh					
Industrie	233	222	220	213	213	217
*davon Wärmepumpen **		*0*	*0*	*1*	*1*	*1*
GHD	136	147	142	148	159	172
*davon Wärmepumpen **		*1*	*1*	*4*	*10*	*12*
Haushalte	140	142	133	136	141	145
*davon Wärmepumpen **		*2*	*5*	*13*	*27*	*37*
Schienenverkehr	17	17	19	18	17	17
Straßenverkehr *	0	0	2	12	27	36
Luftzerlegung für CCS *			0	0	0	0
Stromverbrauch Endenergie	**524**	**527**	**513**	**525**	**556**	**586**
zu 2008	*0%*	*1%*	*-2%*	*0%*	*6%*	*12%*
Summe Endenergie klassische Verbraucher	524	525	505	495	492	498
zu 2008	*0%*	*0%*	*-4%*	*-6%*	*-6%*	*-5%*
Summe Endenergie neue Verbraucher	0	2	8	30	64	87
Anteil am Stromverbrauch Endenergie	*0%*	*0%*	*2%*	*6%*	*12%*	*15%*
Klassischer Umwandlungsverbrauch	14	14	11	9	8	7
Power-to-Gas/-Liquid für Endverbraucher *	0	0	0	0	0	0
Power-to-Heat Fernwärmenetze *	0	0	0	0	0	0
Leitungsverluste	30	24	23	24	25	26
Verbrauch Einspeicherung Stromspeicher	8	9	4	5	6	6
Eigenbedarf Kraftwerke	38	37	35	31	30	27
Bruttostromverbrauch	**615**	**610**	**586**	**593**	**625**	**651**
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-5%*	*-4%*	*2%*	*6%*
Bruttostromverbrauch klassische Verbraucher	615	608	577	559	553	555
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-6%*	*-9%*	*-10%*	*-10%*
Anteil	*100%*	*100%*	*98%*	*94%*	*89%*	*85%*
Bruttostromverbrauch neue Verbraucher	0	3	9	33	71	96
Anteil	*0%*	*0%*	*2%*	*6%*	*11%*	*15%*
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-18	-52	-43	-11	46
Importanteil am Bruttostromverbrauch	*-4%*	*-3%*	*-9%*	*-7%*	*-2%*	*7%*
Bruttostromerzeugung	**637**	**628**	**638**	**636**	**636**	**605**
zu 2008	*0%*	*-1%*	*0%*	*0%*	*0%*	*-5%*
Die mit Sternchen (*) markierten Stromverbräuche sind den neuen Verbrauchern zugeordnet, die restlichen Verbraucher den klassischen Verbrauchern						

Quelle: AGEB (2014), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.12.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Der gesamte Bruttostromverbrauch im KS 80 liegt bis 2040 unter dem Wert des Jahres 2008, mit der stärksten Reduktion um 13 % im Jahr 2030. Anschließend steigt der Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 wieder und liegt in 2050 wieder genau beim Wert von 2008, wie Tabelle 5-128 zeigt. Ursache für den erneuten Anstieg ist, dass Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bei den Endenergieverbrauchern sowie – anders als im AMS (2012) – auch Power-to-Heat in Form von Elektrodenkesseln in Wärmenetzen als neue Stromverbraucher ins System kommen. Diesen neuen Verbrauchern ist im Jahr 2050 ein Anteil von 25 % am gesamten Bruttostromverbrauch

zuzurechnen. Der nur den klassischen Stromverbrauchern zuzuordnende Anteil des Bruttostromverbrauchs sinkt bis 2050 hingegen um 26 %.

In den letzten Jahren war Deutschland im Saldo Stromexporteur. Im KS 80 wird bis zum Jahr 2030 der Exportüberschuss auf Null zurückgeführt, danach liegt der Bruttostromverbrauch höher als die Bruttostromerzeugung, das heißt zur Deckung der inländischen Stromnachfrage muss Strom aus dem Ausland importiert werden. Der Importanteil des Bruttostromverbrauchs liegt im Jahr 2050 bei 10 %. Dieser Import ergibt sich insbesondere durch die günstigeren Optionen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland.

Tabelle 5-128: Bruttostromverbrauch im KS 80, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	TWh					
Industrie	233	222	211	194	185	183
*davon Wärmepumpen **		*0*	*1*	*2*	*3*	*4*
GHD	136	147	130	129	134	134
*davon Wärmepumpen **		*1*	*1*	*4*	*9*	*9*
Haushalte	140	142	128	122	127	131
*davon Wärmepumpen **		*2*	*4*	*12*	*24*	*31*
Schienenverkehr	17	17	20	20	20	19
Straßenverkehr *	0	0	4	18	53	80
Luftzerlegung für CCS *			0	0	0	0
Stromverbrauch Endenergie	**524**	**527**	**490**	**479**	**516**	**544**
zu 2008	*0%*	*1%*	*-6%*	*-9%*	*-2%*	*4%*
Summe Endenergie klassische Verbraucher	524	525	480	443	427	420
zu 2008	*0%*	*0%*	*-8%*	*-16%*	*-19%*	*-20%*
Summe Endenergie neue Verbraucher	0	3	10	37	88	124
Anteil am Stromverbrauch Endenergie	*0%*	*0%*	*2%*	*8%*	*17%*	*23%*
Klassischer Umwandlungsverbrauch	14	14	10	7	5	4
Power-to-Gas/-Liquid für Endverbraucher *	0	0	0	0	0	0
Power-to-Heat Fernwärmenetze *	0	0	1	2	6	21
Leitungsverluste	30	24	22	22	23	25
Verbrauch Einspeicherung Stromspeicher	8	9	2	2	4	6
Eigenbedarf Kraftwerke	38	37	30	21	16	13
Bruttostromverbrauch	**615**	**610**	**556**	**533**	**570**	**612**
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-10%*	*-13%*	*-7%*	*0%*
Bruttostromverbrauch klassische Verbraucher	615	607	543	490	468	457
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-12%*	*-20%*	*-24%*	*-26%*
Anteil	*100%*	*100%*	*98%*	*92%*	*82%*	*75%*
Bruttostromverbrauch neue Verbraucher	0	3	13	42	102	155
Anteil	*0%*	*0%*	*2%*	*8%*	*18%*	*25%*
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-18	-37	0	44	61
Importanteil am Bruttostromverbrauch	*-4%*	*-3%*	*-7%*	*0%*	*8%*	*10%*
Bruttostromerzeugung	**637**	**628**	**592**	**532**	**526**	**551**
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-7%*	*-16%*	*-17%*	*-14%*
Die mit Sternchen (*) markierten Stromverbräuche sind den neuen Verbrauchern zugeordnet, die restlichen Verbraucher den klassischen Verbrauchern						

Quelle: AGEB (2014), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

5.12.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Der gesamte Bruttostromverbrauch sinkt im KS 95 zunächst bis 2030 um 18 % gegenüber dem Jahr 2008 ab, steigt aber anschließend bis zum Jahr 2050 wieder auf einen Wert von 27 % oberhalb von 2008 an, wie Tabelle 5-129 zeigt. Ursache hierfür ist, dass Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen bei den Endenergieverbrauchern, Elektrodenkesseln in Wärmenetzen sowie – anders als im AMS (2012) und im KS 80 – die Herstellung von synthetischen Brennstoffen für den Verkehr als neue Stromverbraucher ins System kommen. Diesen neuen Verbrauchern ist im Jahr 2050 ein Anteil von 44 % am gesamten Bruttostromverbrauch zuzurechnen. Der nur den klassischen Stromverbrauchern zuzuordnende Anteil des Bruttostromverbrauchs sinkt bis 2050 hingegen um 29 %. Dem starken Anstieg des Bruttostromverbrauchs nach 2030 (Zunahme um 168 TWh zwischen 2030 und 2040 und weitere 109 TWh zwischen 2040 und 2050) folgt die Bruttostromerzeugung nur verzögert (Zunahme um 142 TWh zwischen 2030 und 2040, dann aber um 149 TWh zwischen 2040 und 2050). Die Differenz muss daher über Importe gedeckt werden.

In den letzten Jahren war Deutschland im Saldo Stromexporteur. Im KS 95 wird – wie auch im KS 80 – Exportüberschuss auf Null zurückgeführt, jedoch bereits im Jahr 2020 und nicht erst in 2030. Im KS 95 liegt der Bruttostromverbrauch nach 2020 höher als die Bruttostromerzeugung, das heißt zur Deckung der inländischen Stromnachfrage muss Strom aus dem Ausland importiert werden. Daher steigt der Importanteil des Bruttostromverbrauchs nach 2020 zunächst kontinuierlich an und liegt im Jahr 2040 bei 7 %. Anschließend sinken die Importe bis 2050 wieder ab und mit einem Importanteil von 1 % ist der Saldo von Import und Export fast ausgeglichen. Dieses Absinken wird durch den hohen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland verursacht.

Tabelle 5-129: Bruttostromverbrauch im Klimaschutzszenario 95, 2008–2050

	2008	2010	2020	2030	2040	2050
	TWh					
Industrie	233	222	211	192	181	178
*davon Wärmepumpen **		*0*	*5*	*8*	*10*	*11*
GHD	136	147	116	106	108	113
*davon Wärmepumpen **		*1*	*2*	*7*	*9*	*8*
Haushalte	140	142	118	115	124	129
*davon Wärmepumpen **		*2*	*9*	*22*	*37*	*43*
Schienenverkehr	17	17	20	18	19	19
Straßenverkehr *	0	0	4	22	73	106
Luftzerlegung für CCS *			0	3	7	9
Stromverbrauch Endenergie	**524**	**527**	**467**	**453**	**509**	**552**
zu 2008	*0%*	*1%*	*-11%*	*-14%*	*-3%*	*5%*
Summe Endenergie klassische Verbraucher	524	525	448	391	374	375
zu 2008	*0%*	*0%*	*-15%*	*-25%*	*-29%*	*-29%*
Summe Endenergie neue Verbraucher	0	3	19	62	135	177
Anteil am Stromverbrauch Endenergie	*0%*	*0%*	*4%*	*14%*	*26%*	*32%*
Klassischer Umwandlungsverbrauch	14	14	10	7	4	3
Power-to-Gas/-Liquid für Endverbraucher *	0	0	0	0	94	125
Power-to-Heat Fernwärmenetze *	0	0	1	3	15	14
Leitungsverluste	30	24	21	20	27	30
Verbrauch Einspeicherung Stromspeicher	8	9	3	4	6	42
Eigenbedarf Kraftwerke	38	37	25	14	14	12
Bruttostromverbrauch	**615**	**610**	**526**	**501**	**669**	**778**
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-15%*	*-18%*	*9%*	*27%*
Bruttostromverbrauch klassische Verbraucher	615	607	503	431	413	434
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-18%*	*-30%*	*-33%*	*-29%*
Anteil	*100%*	*100%*	*96%*	*86%*	*62%*	*56%*
Bruttostromverbrauch neue Verbraucher	0	3	22	71	256	344
Anteil	*0%*	*0%*	*4%*	*14%*	*38%*	*44%*
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-22	-18	0	21	47	7
Importanteil am Bruttostromverbrauch	*-4%*	*-3%*	*0%*	*4%*	*7%*	*1%*
Bruttostromerzeugung	**637**	**628**	**526**	**480**	**622**	**771**
zu 2008	*0%*	*-1%*	*-17%*	*-25%*	*-2%*	*21%*
Die mit Sternchen (*) markierten Stromverbräuche sind den neuen Verbrauchern zugeordnet, die restlichen Verbraucher den klassischen Verbrauchern						

Quelle: AGEB (2014), Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.12.5. Vergleich der Szenarien

Einen Vergleich der Entwicklung der Bruttostromverbräuche zeigt Abbildung 5-82. Dabei zeigt sich einerseits, dass mit steigendem Ambitionsniveau der Szenarien der Bruttostromverbrauch der klassischen Stromverbraucher immer weiter absinkt (siehe auch vorangegangene Kapitel). Andererseits führen neue Stromanwendungen (beispielsweise elektrischer Straßenverkehr, Bereitstellung von Wärme über Wärmepumpen direkt bei den Endverbrauchern und über Elektrodenkessel in Wärmenetzen sowie von synthetischen Brennstoffen über Power-to-Liquid) dazu, dass der Bruttostromverbrauch nach 2030 in allen drei Szenarien wieder ansteigen wird.

Bemerkenswert ist jedoch, dass im KS 80 in allen Szenarienjahren der Bruttostromverbrauch aufgrund deutlich ambitionierterer Energiesparmaßnahmen niedriger ist als im AMS (2012) – trotz vermehrter Nutzung neuer Stromanwendungen. Anders hingegen im KS 95: Insbesondere die Deckung eines großen Anteils des Energiebedarfs des Verkehrs direkt (in Form von Elektromobilität) und indirekt (als Power-to-Liquid) führt dazu, dass der Stromverbrauch im KS 95 ab 2040 deutlich höher liegt als im KS 80 und auch als im AMS (2012).

Abbildung 5-82: Vergleich der Bruttostromverbräuche, 2010–2050

Quelle: AGEB (2014), Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.13. Gesamte verbrennungsbedingte Treibhausgasemissionen

Die gesamten verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen, also alle Emissionen, die auf Verbrennungsprozesse (einschließlich der dem internationalen Flug- und Seeverkehr zuzurechnenden Emissionen) zurückzuführen sind, entwickeln sich deutlich unterschiedlich im Vergleich der drei Szenarien. Im Folgenden werden zunächst die brennstoffspezifischen Emission je Szenario betrachtet, anschließend die Ergebnisse der Szenarien gegenübergestellt.

5.13.1. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Tabelle 5-130 zeigt die Entwicklung der verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012). Die Emissionen aus Öl sinken zwar auf etwa die Hälfte des Wertes von 1990, dennoch trägt Öl mit einem Anteil von 42 % im Jahr 2050 am stärksten zu den Emissionen bei. Die Kohlen zusammen waren hingegen im Zeitraum 1990 bis 2010 die Brennstoffgruppe mit den meisten Emissionen. Da diese Emissionen mit einem Rückgang um ca. 70 % deutlich stärker sinken als die des Öls, machen sie zusammen im Jahr 2050 nur noch etwa 38 % der Emissionen aus. Die Emissionen aus Erdgas steigen von 1990 bis 2020 um etwa 18 %, sinken jedoch danach wieder und liegen im Jahr 2050 etwa 30 % unterhalb des Niveaus von 1990.

Der Anteil liegt dann bei 14 %. Die Emissionen aus der Müllverbrennung stiegen (unter anderem aufgrund des Deponierungsverbots für unbehandelten Müll) von 1990 bis 2010 um den Faktor 2,6. Nach 2020 werden die Emissionen aus der Müllverbrennung nur noch leicht ansteigen.[98] Das bei der Verbrennung von Biomasse entstehende CO_2 wird in der Treibhausgasbilanz zwar mit Null bewertet, bei der Verbrennung entstehen jedoch CH_4- und N_2O-Emissionen. Kurzfristig bis 2020 führt die Ausdehnung der Nutzung von Biomasse zu steigenden CH_4- und N_2O-Emissionen, die aber aufgrund später rückläufiger Biomasseeinsätze dann wieder bis 2050 absinken werden. Stromgenerierte Brennstoffe spielen im AMS (2012) keine Rolle, daher entstehen hier auch keine Emissionen.

Tabelle 5-130: Entwicklung der verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nach Energieträgern (1990–2050)

Brennstoff	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	Mt CO_2-Äquivalent						
Braunkohlen	348,0	173,9	170,3	172,0	112,4	82,7	65,5
Steinkohlen	223,7	197,5	174,8	128,0	145,6	139,9	97,3
Öl	366,4	389,6	340,6	292,4	245,3	206,3	179,6
Erdgas	84,0	106,1	119,1	98,9	97,0	79,4	58,9
Müll	7,5	10,5	19,2	22,5	22,9	22,9	23,1
Biomasse	0,5	0,7	3,0	4,5	3,1	1,9	1,8
Stromgeneriert	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**1.030,0**	**878,4**	**827,0**	**718,4**	**626,3**	**533,2**	**426,2**
REA	0,6	1,1	1,0	1,0	0,8	0,6	0,5
Summe mit REA	**1.030,6**	**879,5**	**828,0**	**719,4**	**627,1**	**533,8**	**426,6**

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.13.2. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Tabelle 5-131 zeigt die Entwicklung der verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen im Klimaschutzszenario 80. Trotz eines Rückgangs um 81 % gegenüber 1990 wird auch in diesem Szenario Öl zur wichtigsten Emissionsquelle mit einem Anteil von 45 %. Die Emissionen aus der Verbrennung von Kohlen sinken bis 2050 um 92 % gegenüber 1990 und haben einen Anteil von 23 %. Da die Emissionen aus Erdgas nur auf etwa 58 % unterhalb des Niveaus von 1990 sinken, haben sie mit einem Anteil von 22 % fast genauso viele Emissionen wie die Kohlen. Anders als im AMS (2012) sinken die Müllemissionen im KS 80 ab 2020 wieder, und liegen 2050 um 39 % niedriger als im Jahr 2020.[99] Aufgrund geringerer Biomassenutzung sind auch die CH_4- und N_2O-Emissionen aus Biomasse geringer als im AMS (2012). Wie auch im AMS (2012) spielen stromgenerierte Brennstoffe im KS 80 keine Rolle.

[98] Ein deutlicher Anstieg der Emissionen aus Müllverbrennung zeigt sich zwischen 2010 und 2020. Hierbei handelt es sich allerdings um ein statistisches Artefakt, siehe Fußnote 52 im Abschnitt 5.6.1.2 *Stromerzeugung aus Müll*.

[99] Ein deutlicher Anstieg der Emissionen aus Müllverbrennung zeigt sich zwischen 2010 und 2020. Hierbei handelt es sich allerdings um ein statistisches Artefakt, siehe Fußnote 52 im Abschnitt 5.6.1.2 *Stromerzeugung aus Müll*.

Tabelle 5-131: Entwicklung der verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 80 nach Energieträgern (1990–2050)

Brennstoff	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	Mt CO_2-Äquivalent						
Braunkohlen	348,0	173,9	170,3	125,6	79,6	34,6	4,0
Steinkohlen	223,7	197,5	174,8	102,1	69,3	50,5	31,8
Öl	366,4	389,6	340,6	274,0	200,2	119,4	70,4
Erdgas	84,0	106,1	119,1	100,0	86,7	65,9	35,0
Müll	7,5	10,5	19,2	20,7	18,1	15,2	12,6
Biomasse	0,5	0,7	3,0	4,3	2,6	2,1	2,0
Stromgeneriert	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**1.030,0**	**878,4**	**827,0**	**626,6**	**456,6**	**287,7**	**155,8**
REA	0,6	1,1	1,0	0,7	0,5	0,2	0,0
Summe mit REA	**1.030,6**	**879,5**	**828,0**	**627,4**	**457,1**	**288,0**	**155,8**

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.13.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Tabelle 5-132 zeigt die Entwicklung der verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen im Klimaschutzszenario 95. Selbst in diesem sehr ambitionierten Szenario bleibt Öl die wichtigste Emissionsquelle und steigert seinen Anteil auf 52 % der Gesamtemissionen in 2050, obwohl die Emissionen um 95 % gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden. Die Emissionen aus Erdgas sinken um 83 % und haben im Jahr 2050 einen Anteil von 39 % an den verbrennungsbedingten Emissionen. Die Emissionen aus Kohlen können um 99,7 % reduziert werden und haben – trotz der insgesamt sehr stark gesunkenen verbrennungsbedingten Emissionen – nur noch einen Anteil von 5 %. Die Emissionen aus Müll können zwischen 2020 und 2050 um mehr als die Hälfte gesenkt werden.[100] Der Anteil des Mülls liegt in 2050 bei 29 % und damit deutlich über dem Anteil der Kohlen. Im KS 95 wird die energetische Nutzung von Biomasse teilweise mit CCS kombiniert. Da biogenes CO_2 als treibhausgasneutral betrachtet wird, führt die Einlagerung von biogenem CO_2 zu negativen Emissionen; es wird der Atmosphäre also CO_2 entzogen. Die im KS 95 genutzten stromgenerierten Brennstoffe sind nicht völlig emissionsfrei, sondern tragen durch CH_4- und N_2O-Emissionen zu etwa 1 % zu den gesamten verbrennungsbedingten Emissionen bei.

[100] Ein deutlicher Anstieg der Emissionen aus Müllverbrennung zeigt sich zwischen 2010 und 2020. Hierbei handelt es sich allerdings um ein statistisches Artefakt, siehe Fußnote 52 im Abschnitt 5.6.1.2 *Stromerzeugung aus Müll*.

Tabelle 5-132: Entwicklung der verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Klimaschutzszenario 95 nach Energieträgern (1990–2050)

Brennstoff	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	Mt CO_2-Äquivalent						
Braunkohlen	348,0	173,9	170,3	84,1	8,6	11,4	1,0
Steinkohlen	223,7	197,5	174,8	96,6	55,1	26,4	0,9
Öl	366,4	389,6	340,6	259,6	171,9	64,1	18,7
Erdgas	84,0	106,1	119,1	98,0	80,7	51,8	13,9
Müll	7,5	10,5	19,2	21,2	17,4	13,6	10,3
Biomasse	0,5	0,7	3,0	3,4	1,8	-2,6	-9,2
Stromgeneriert	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3
Summe	**1.030,0**	**878,4**	**827,0**	**562,8**	**335,4**	**164,8**	**35,9**
REA	0,6	1,1	1,0	0,5	0,1	0,1	0,0
Summe mit REA	**1.030,6**	**879,5**	**828,0**	**563,3**	**335,5**	**164,9**	**35,9**

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

5.13.4. Vergleich der Szenarien

Tabelle 5-133 zeigt die Emissionsentwicklungen für CO_2, CH_4 und N_2O von 1990 bis 2050 im Vergleich der Szenarien sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick.

Die Emissionen der Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O sinken im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) in der Periode 1990 bis 2050 von 1.010 Mio. t CO_2-Äqu. auf 420 Mio. t CO_2-Äqu., also um insgesamt etwa 590 Mio. t CO_2-Äqu., was einem Rückgang um ca. 58 % entspricht. Im Klimaschutzszenario 80 liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf einem Niveau von 156 Mio. t CO_2-Äqu. und damit um etwa 855 Mio. t CO_2-Äqu. bzw. 85 % unter dem entsprechenden Wert von 1990. Im Klimaschutzszenario 95 sinken die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 970 Mio. t CO_2-Äqu. auf 39 Mio. t CO_2-Äqu. Dies entspricht einer Reduktion um über 96 %. Das bedeutet, dass die energiebedingten THG-Emissionen des Jahres 2050 im KS 80 um 63 % und im KS 95 um 92 % niedriger als im AMS (2012) sind.

In allen drei Szenarien werden fossile Energieträger zumindest teilweise durch biogene Energieträger ersetzt. Biogene Energieträger können bezüglich ihrer CO_2-Emissionen als klimaneutral betrachtet werden. Da bei der Verbrennung von Biomasse dennoch in der Treibhausgasbilanz zu berücksichtigende CH_4- und N_2O-Emissionen entstehen, ergibt sich daraus, dass in allen drei Szenarien die CH_4- und N_2O-Emissionen weniger schnell sinken als die CO_2-Emissionen. So ergeben sich CO_2-Emissionsminderungen von 58 % (AMS (2012)) bzw. 85 % (KS 80) bzw. 97 % (KS 95) für das Jahr 2050 gegenüber 1990, jedoch für CH_4 nur 73 % (KS 80) bzw. 86 % (KS 95) und für N_2O 54 % (AMS (2012)) bzw. 77 % (KS 80) bzw. 81 % (KS 95) N_2O. Im AMS (2012) sinken hingegen die CH_4-Emissionen mit 72 % stärker als die CO_2-Emissionen. Dennoch dominieren auch noch im Jahr 2050 die CO_2-Emissionen gegenüber den CH_4- und N_2O-Emissionen, auch wenn die Anteile von CH_4 und N_2O mit zunehmendem Ambitionsniveau steigen: Im Jahr 2050 des AMS (2012) hat CH_4 einen Anteil von 0,3 % und N_2O von 0,9 %. Im Jahr 2050 des KS 80 hingegeben beträgt der Anteil von CH_4 0,8 % und der Anteil von N_2O 1,2 %. Im KS 95 hingegen steigen die Anteile deutlich an auf 1,8 % für CH_4 und 4,5 % für N_2O.

Tabelle 5-133: Entwicklung der gesamten verbrennungsbedingten Emissionen des Energiesektors im Vergleich der Szenarien (1990–2050)

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	997.652	834.305	803.918				
AMS (2012)				701.423	611.705	520.846	414.835
Klimaschutzszenario 80				618.359	450.821	283.588	152.710
Klimaschutzszenario 95				555.670	330.066	161.198	33.637
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	4.487	1.970	3.123				
AMS (2012)				3.443	2.541	1.429	1.244
Klimaschutzszenario 80				3.491	2.244	1.544	1.213
Klimaschutzszenario 95				2.900	2.306	1.234	633
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	8.234	5.299	5.845				
AMS (2012)				6.353	5.231	4.405	3.751
Klimaschutzszenario 80				5.503	3.988	2.836	1.899
Klimaschutzszenario 95				4.740	3.112	2.477	1.606
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	1.010.372	841.574	812.886				
AMS (2012)				711.219	619.476	526.680	419.830
Klimaschutzszenario 80				627.353	457.053	287.968	155.822
Klimaschutzszenario 95				563.309	335.484	164.909	35.875
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-29,6	-38,7	-47,9	-58,4
Klimaschutzszenario 80				-37,9	-54,8	-71,5	-84,6
Klimaschutzszenario 95				-44,2	-66,8	-83,7	-96,4
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-15,5	-26,4	-37,4	-50,1
Klimaschutzszenario 80				-25,5	-45,7	-65,8	-81,5
Klimaschutzszenario 95				-33,1	-60,1	-80,4	-95,7
Anmerkungen: nur energiebedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR; mit CO2-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung sowie mit internationalem Flugverkehr und Hochseeschifffahrt							

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

6. Szenarien für die nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen

6.1. Industrieprozesse (CO_2-, CH_4- und N_2O-Emissionen)

6.1.1. Annahmen und Parameter

Unter prozessbedingten CO_2-Emissionen werden diejenigen Treibhausgasemissionen verstanden, die nicht durch eine Verbrennung (fossiler) Energieträger entstehen, sondern die durch die Verarbeitung von verfahrenstechnisch notwendigen Rohstoffen in der energieintensiven Industrie im Produktionsprozess freigesetzt werden. In der Stromerzeugung besteht weitreichende Einigkeit, dass eine nahezu vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien notwendig ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Für die Emissionsminderungen bei den Prozessemissionen in der energieintensiven Industrie werden aber noch unterschiedliche Emissionsminderungsstrategien

diskutiert. In der ersten Runde der Klimaschutzszenarien kam für weitreichende Emissionsminderungen im KS 80 und KS 95 in der Industrie die CCS-Technologie zum Einsatz (Öko-Institut et al. 2013). Andere Szenarien verzichten komplett auf die kontrovers diskutierte CCS-Technologie, um die prozessbedingten Emissionen der Industrie zu vermeiden. So hat beispielsweise das Umweltbundesamt kürzlich mit der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (UBA 2014c) kürzlich ein Szenario vorgelegt, in der Reduktionsmittel z.B. für die Roheisenproduktion und die Ammoniakherstellung durch synthetisches Methan ersetzt werden. Auf diese Weise kann ein Teil der prozessbedingten CO_2-Emissionen vermieden werden, eine Vermeidung der prozessbedingten CO_2-Emissionen aus der Zement- und Kalksteinproduktion ist auf diese Weise jedoch nicht möglich (Entsäuerung von Kalkstein). Zur Frage der Kosten von Wasserstoffelektrolyse und erneuerbarem Methan hat das Öko-Institut eine umfangreiche Studie vorgelegt (Hermann et al. 2014). Es zeigt sich, dass es zwar technisch möglich ist in großem Umfang auf die Wasserstoffelektrolyse/synthetisches Methan zu setzen, die Kosten hierfür aber sehr hoch sind.

Wegen der hohen Kosten kommt die Wasserstoffelektrolyse als Vermeidungsoption in diesem Szenario nicht zum Einsatz. Im KS 80 kommt CCS nicht zum Einsatz, weil unterstellt wird, dass das CCS-Gesetz nicht geändert wird (bisher ist die Höchstspeichermenge für Deutschland auf vier Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr begrenzt). Die Industrieprozesse tragen dann nur unterproportinal zu Emissionsminderungen bei.

Für eine weitergehende Decarbonisierung kommt dann im KS 95 die CCS-Technologie zum Einsatz.[101] Dabei wird unterstellt, dass die Anwendung von CCS durch eine Änderung des CCS-Gesetzes ermöglicht wird. Wirtschaftlich umgesetzt wird der Einsatz von CCS in diesem Szenario durch die hohen unterstellten CO_2-Preise.

Für die Modellierung wird ein vereinfachtes Stock-Exchange-Modell verwendet. Es wird ein Reinvestitionszyklus von 25 Jahren unterstellt: Alle 5 Jahre kann bei 20 % der Industrieanlagen zusätzlich CCS eingesetzt werden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten für die Genehmigung von Speichern wird angenommen, dass der Einsatz von CCS erst ab dem Jahr 2030 beginnt. Es wird davon ausgegangen, dass 20 % der Emissionen in 2030 abgeschieden werden. Bis zum Jahr 2050 werden 100 % der Emissionen erfasst. Die unterstellte Abscheiderate beträgt 95 %. In Sektoren mit niedrigen absoluten Emissionen (< 1 Mio. t CO_2 pro Jahr in 2011), wird CCS nicht berücksichtigt.

Hinsichtlich der Projektionen für die prozessbedingten N_2O- und CH_4-Emissionen werden folgenden Annahmen getroffen:

- Für die Adipin- und Salpetersäureproduktion wird dem zukünftigen Produktionsniveaus eine moderate Produktionszunahme unterstellt.
- Im AMS (2012) werden die spezifischen N_2O-Emissionen der Adipin- und Salpetersäureproduktion basierend auf historischen Werten fortgeschrieben. Im KS 80 und KS 95 finden erhebliche Emissionsminderungen statt, die durch die Einbeziehung in das EU-Emissionshandelssystem ab 2013 wirtschaftlich werden.

[101] Im KS 95 beträgt das insgesamt für alle Sektoren noch vorhandene Emissionsbudget im Jahr 2050 etwa 60 Mio. t CO_2äqu. Ohne zusätzliche Emissionsminderungen würden allein die prozessbedingten CO_2 -Emissionen über 50% dieses verbleibenden Budgets in Anspruch nehmen.

- Die übrigen erfassten Quellgruppen haben einen so geringen Beitrag zu den Emissionen, dass die Emissionsniveaus für den Projektionszeitraum konstant gehalten werden.

6.1.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Mit Blick auf die besonders relevanten prozessbedingten CO_2–Emissionen können im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) insbesondere durch Emissionsminderungen in der Eisen- und Stahlproduktion die Emissionen um ca. 30 % bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2005 gesenkt werden (Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), 2005-2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt t CO_2						
Zementklinkerproduktion (2A)	15.102	12.921	12.188	12.034	11.035	10.076	9.378
Kalksteinproduktion (2A)	5.569	5.181	4.768	4.968	4.899	4.898	4.875
Glasproduktion (2A)	731	706	709	764	789	814	843
Keramikproduktion (2A)	531	359	309	338	338	338	338
Sodaasche (2A)	301	313	351	362	362	362	362
Ammoniakproduktion (2B)	7.539	7.805	7.437	7.450	7.450	7.450	7.450
Karbidproduktion (2B)	18	16	17	19	19	19	19
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.992	2.508	2.111	1.791	1.576
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.776	3.165	2.664	2.260	1.989
Methanolherstellung (2B)	1.264	1.314	718	693	693	693	693
Rußproduktion (2B)	678	652	1.341	1.779	1.779	1.779	1.779
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	20.263	20.929	17.304	15.754	13.595	11.911	10.381
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	9	8	6	6	6	6	6
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	883	551	601	520	477	442
Summe	59.539	57.745	52.466	50.441	46.260	42.873	40.131
ggü. 2005	*3,1%*	*-*	*-9,1%*	*-12,6%*	*-19,9%*	*-25,8%*	*-30,5%*
Nachr.: REA [a]	*1.135*	*1.142*	*1.003*	*1.023*	*778*	*632*	*468*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen des Öko-Instituts

6.1.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Im KS 80 werden in der Stahlherstellung weitere Emissionsminderungen durch Brennstoffwechsel und den Einsatz effizienterer Technologien (vergleiche Abschnitt 5.3.3) berücksichtigt. Durch den Rückgang des Mineralölverbrauchs sinken die Emissionen des Katalysatorenabbrandes und der Umwandlungsverluste. Dadurch können die Emissionen bis 2050 um ca. 40 % im Vergleich zum Jahr 2005 gesenkt werden (Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im KS 80, 2005-2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt t CO_2						
Zementklinkerproduktion (2A)	15.102	12.921	12.188	12.034	11.035	10.076	9.378
Kalksteinproduktion (2A)	5.569	5.181	4.768	4.968	4.899	4.898	4.875
Glasproduktion (2A)	731	706	709	764	789	814	843
Keramikproduktion (2A)	531	359	309	338	338	338	338
Sodaasche (2A)	301	313	351	362	362	362	362
Ammoniakproduktion (2B)	7.539	7.805	7.437	7.450	7.450	7.450	7.450
Karbidproduktion (2B)	18	16	17	19	19	19	19
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.992	2.394	1.733	977	521
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.776	3.050	2.208	1.245	663
Methanolherstellung (2B)	1.264	1.314	718	693	693	693	693
Rußproduktion (2B)	678	652	1.341	1.779	1.779	1.779	1.779
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	20.263	20.929	17.304	15.197	12.171	9.771	7.165
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	9	8	6	6	6	6	6
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	883	551	601	520	477	442
Summe	59.539	57.745	52.466	49.655	44.002	38.904	34.534
ggü. 2005	*3,1%*	*-*	*-9,1%*	*-14,0%*	*-23,8%*	*-32,6%*	*-40,2%*
Nachr.: REA [a]	*1.135*	*1.142*	*1.003*	*749*	*478*	*218*	*37*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen des Öko-Instituts

6.1.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Im Klimaschutzszenario 95 wird CCS eingesetzt. Dadurch können die prozessbedingten CO_2-Emissionen bis 2050 um ca. 94 % im Vergleich zum Jahr 2005 gesenkt werden (Tabelle 6-3).

Tabelle 6-3: Entwicklung der prozessbedingten CO_2-Emissionen für ausgewählte Produktionsprozesse im KS 95, 2005-2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt t CO_2						
Zementklinkerproduktion (2A)	15.102	12.921	12.188	11.438	8.061	3.701	379
Kalksteinproduktion (2A)	5.569	5.181	4.768	4.968	3.968	2.106	244
Glasproduktion (2A)	731	706	709	756	772	787	806
Keramikproduktion (2A)	531	359	309	338	338	338	338
Sodaasche (2A)	301	313	351	362	362	362	362
Ammoniakproduktion (2B)	7.539	7.805	7.437	7.450	6.035	3.204	373
Karbidproduktion (2B)	18	16	17	19	19	19	19
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.883	2.992	2.304	1.259	235	6
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	3.776	2.935	1.603	299	8
Methanolherstellung (2B)	1.264	1.314	718	693	561	298	35
Rußproduktion (2B)	678	652	1.341	1.779	1.441	765	89
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	20.263	20.929	17.304	17.041	10.837	3.947	377
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	9	8	6	6	6	6	6
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	883	551	575	475	415	366
Summe	59.539	57.745	52.466	50.663	35.737	16.480	3.406
ggü. 2005	*3,1%*	*-*	*-9,1%*	*-12,3%*	*-38,1%*	*-71,5%*	*-94,1%*
Nachr.: REA [a]	*1.135*	*1.142*	*1.003*	*514*	*89*	*86*	*0*

Anmerkung: [a] CO_2-Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den deutschen Treibhausgasinventaren unter den energiebedingten CO_2-Emissionen inventarisiert.

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen des Öko-Instituts

6.1.5. Vergleich der Szenarien

Tabelle 6-4 zeigt die Emissionsentwicklungen der Treibhausgase von 1990 bis 2050 im Vergleich der Szenarien sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick.

Die Emissionen der Treibhausgase gehen im AMS (2012) in der Periode 2005 bis 2050 von 68 Mio. t CO_2-Äqu. auf 45 Mio. t CO_2-Äqu., also um insgesamt etwa 23 Mio. t CO_2-Äqu. zurück. Im Klimaschutzszenario 80 (KS 80) liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 etwa 10 Mio. t CO_2-Äqu. niedriger als im AMS (2012). Im Klimaschutzszenario 95 (KS 95) sinken die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 64 Mio. t CO_2-Äqu. auf 4 Mio. t CO_2-Äqu.

Für die Periode 2005 bis 2020 ergibt sich damit im AMS (2012) eine Emissionsminderung von 19 % und für den Zeitraum von 2005 bis 2050 von 33 %. Bezogen auf die Ausgangswerte des Jahres 1990 betragen die entsprechenden Reduktionsraten bis 2050 im AMS (2012), KS 80 und KS 95 47 %, 58 % bzw. 93 %.

Die Emissionsunterschiede zwischen dem AMS (2012) und dem KS 80 sind vergleichesweise gering. Deutschliche Unterschiede bestehen aber zum KS 95, weil hier durch den Einsatz von CCS die Emissionen bis 2050 um 94 % gegenüber dem Jahr 2005 gesenket werden können.

Tabelle 6-4: Emissionsentwicklungen im Bereich der Industrieprozesse (CO_2, CH_4, N_2O)) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	62.448	59.379	54.049				
AMS (2012)				51.860	47.789	44.403	41.661
Klimaschutzszenario 80				51.075	45.532	40.434	36.064
Klimaschutzszenario 95				52.083	37.266	18.009	4.936
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	4	5	5				
AMS (2012)				5	5	5	5
Klimaschutzszenario 80				5	5	5	5
Klimaschutzszenario 95				5	5	5	5
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	24.434	8.694	4.124				
AMS (2012)				3.105	3.464	3.824	4.151
Klimaschutzszenario 80				412	415	418	421
Klimaschutzszenario 95				414	416	418	419
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	86.886	68.078	58.178				
AMS (2012)				54.970	51.258	48.232	45.816
Klimaschutzszenario 80				51.492	45.951	40.857	36.489
Klimaschutzszenario 95				52.502	37.687	18.432	5.359
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-36,7	-41,0	-44,5	-47,3
Klimaschutzszenario 80				-40,7	-47,1	-53,0	-58,0
Klimaschutzszenario 95				-39,6	-56,6	-78,8	-93,8
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-19,3	-24,7	-29,2	-32,7
Klimaschutzszenario 80				-24,4	-32,5	-40,0	-46,4
Klimaschutzszenario 95				-22,9	-44,6	-72,9	-92,1
Anmerkungen: nur prozessbedingte Emissionen in der Abgrenzung des NIR, ohne CO2-Emissionen aus der Rauchgas-entschwefelung							

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen des Öko-Instituts

6.2. Industrieprozesse und Produktverwendung (FKW, HFKW, SF_6)

Die hier projizierten Emissionen an fluorierten Treibhausgasen beinhalten Emissionen an FKW, HFKW und SF6 aus sämtlichen im deutschen Emissionsinventar erfassten Quell-Aktivitäten solcher Emissionen, d.h.

- Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen,
- Herstellung von Aluminium und
- Verwendung von FKW, HFKW und SF_6 inklusive der Entsorgung F-gas haltiger Produkte.

Die Emissionen an F-Gasen sind im vorliegenden Bericht in CO_2-Äquivalenten mit den GWPs des 2. Assessment Report des IPCC (1995) angegeben, wie sie für die Emissionsberichterstatung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen bis 2014 verbindlich sind.

Emissionen an den ebenfalls treibhausgasaktiven Fluorchlorkohlenwasserstoffen (FCKW) und anderen unter dem Montreal-Protokoll geregelten halogenierten Kohlenwasserstoffen sind in Einklang mit den Berichterstattungsregeln unter dem Kyoto-Protokoll nicht in diesem Bericht enthalten.

6.2.1. Annahmen und Parameter

Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Im Rahmen des Aktuelle-Maßnahmen-Szenarios (2012) wurden folgende Maßnahmen zur Reduzierung von teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (HFKW) und perfluorierten Kohlenwasserstoffen (FKW) berücksichtigt:

a) Wartungspflicht/Dichtheitsprüfungen für ortsfeste Kälte- und Klimaanlagen, Wärmepumpen und Brandschutzsysteme mit mehr als 3 kg fluorierten Treibhausgase laut Verordnung (EG) Nr. 842/2006 (F-Gas-Verordnung)

b) Wartungspflicht/Dichtheitsprüfungen für mobile Anlagen mit mehr als 3 kg fluorierten Treibhausgase, die der Kühlung von Gütern beim Transport dienen, gemäß der Chemikalien-Klimaschutzverordnung (ChemKlimaschutzV)

c) Einhaltung maximaler Leckageraten für ortsfeste Anwendungen gemäß Chemikalien-Klimaschutzverordnung

d) Verwendungsverbote laut Verordnung (EG) Nr. 842/2006 für synthetische Treibhausgase in den Erzeugnissen/Einrichtungen: neuartige Aerosole, Autoreifen, Schuhe, Schallschutzscheiben, Brandschutzsysteme (FKW) und Feuerlöscher (FKW). Weitgehende Substitution als Treibmittel in Einkomponentenschäumen (PU-Montageschäume)

e) Emissionsminderung bei fluorierten Treibhausgasen in der Halbleiterherstellung (freiwillige Selbstverpflichtung)

f) Einbezug der F-Gas-Emissionen der Primäraluminiumindustrie in den europäischen Emissionshandel

g) Substitution von HFKW durch Kältemittel mit einem GWP ≤ 150 sowie Verbesserung der Dichtheit bei mobilen Klimaanlagen für ausgewählte Fahrzeugklassen (Pkw und kleine Nutzfahrzeuge) laut Richtlinie 2006/40/EG (MAC-Richtlinie) bzw. deren nationaler Umsetzung durch die Straßenverkehrszulassungsordnung: ab 2011 für neue Fahrzeugtypen, ab 2017 für alle neuen Fahrzeuge dieser Klasse

h) Förderung von Maßnahmen, die zu einer vorzeitigen Substitution von HFKW durch Kältemittel mit einem GWP ≤ 150 bei Pkw-Klimaanlagen führen (Meseberg Beschluss Nr. 23): Hier ist bisher keine Umsetzung erfolgt

i) Förderung der Entwicklung und Markteinführung besonders energieeffizienter und klimafreundlicher Kälteanlagen mit natürlichen Kältemitteln im Rahmen des Klimaschutz-Effizienz-Fonds (Meseberg Beschluss Nr. 23, bisher umgesetzt durch das Förderprogramm „Gewerbliche Kälteanlagen“ der Nationalen Klimaschutzinitiative)

Maßnahmen zur Reduzierung von SF_6

a) Substitution von SF_6 als Schutzgas in großen Produktionsstätten (jährlich verwendete Menge an SF_6 über 850 kg) der Magnesium- Produktion (Magnesiumdruckguss) laut Verordnung (EG) Nr. 842/2006

b) Selbstverpflichtung deutscher Schaltanlagenhersteller, -nutzer und SF_6-Produzenten zu SF_6-Emissionsbegrenzungsmaßnahmen bei elektrischen Betriebsmitteln

Die Novelle der EU F-Gase-Verordnung vom April 2014 (durch VO 417/2014 wird VO 842/2006 abgelöst) ist im AMS (2012) nicht berücksichtigt.

Klimaschutzszenario 80

Für das Klimaschutzszenario 80 wurden folgende, über das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) hinausgehende Maßnahmen angenommen:

a) Verzicht auf Neuanlagen mit fluorierten Kältemitteln in bestehenden und neuen Supermärkten

b) Ergänzung des Anhangs II der Verordnung (EG) 842/2006 (Verbot des Inverkehrbringens F-gase enthaltender Geräte) um die Anwendungsbereiche:

   - Haushaltskühlgeräte
   - steckerfertige Geräten in der Gewerbekälte

c) Verzicht auf H-FKW bei

   - PU-Schaumprodukten
   - XPS-Hartschäumen
   - mobilen Raumklimageräten
   - Haushaltswärmepumpen

d) Verzicht auf die Verwendung fluorierter Kältemittel mit einem GWP ≥ 20 in Neuanlagen der Gebäudeklimatisierung und der Industriekühlung

e) Verwendung von HFKW in Aerosolen (Dosier- und technische Aerosole) nur noch in Ausnahmefällen

f) Substitution von HFKW in mobilen Kälte- bzw. Klimaanlagen durch Kältemittel mit GWP ≤ 150 für alle Fahrzeugtypen und mobilen Anwendungen

g) Weitgehende Substitution der fluorierten Kältemittel in allen weiteren Kälte- und Klimaanlagen

h) Substitution von SF_6 als Schutzgas in weiteren Produktionsstätten der Magnesium-Produktion (d.h. auch bei Anlagen mit jährlicher verwendeter Menge an SF_6 unter 850 kg)

Als Instrument zur Realisierung dieser technischen Minderungspotenziale sind prinzipiell Verbote und/oder Mengenbeschränkungen z.B. im Rahmen der EU-Gesetzgebung zu F-Gasen möglich.

Die Novelle der EU F-Gase-Verordnung vom April 2014 (durch VO 417/2014 wird VO 842/2006 abgelöst) beinhaltet sowohl Verbote für ausgewählte Anwendungen von HFKW und SF_6 als auch eine Mengenbeschränkung für neu auf den Markt gebrachte HFKW. Die Verordnungsnovelle in ihrer letztendlich beschlossenen Form konnte nicht für das Klimaschutzszenario 80 berücksichtigt werden. Eine explizite Würdigung ist für den für 2015 geplanten Bericht zur 3. Modellierungsrunde der Klimaschutzszenarien 2050 vorgesehen

Klimaschutzszenario 95

Für das Klimaschutzszenario 95 wurden nach 2020 folgende, über das Klimaschutzszenario 80 hinausgehende Maßnahmen angenommen:

a) Verzicht auf SF_6 als Schutzgas in neuen elektrischen Schaltgeräten und Schaltanlagen sowie in elektrischen Bauteilen für die Energieübertragung (Zu- und Anbauten für Schaltanlagen)

b) Verzicht auf SF_6 im Schutzgas-Schweißen

c) Verzicht auf SF_6 in Flugzeug-Radarsystemen

Angesichts der absolut geringen Minderungspotenziale wurde keine Analyse von prinzipiell möglichen Instrumenten wie freiwillige Selbstverpflichtungen, Verbote, fiskalischen Instrumemten oder Mengenbeschränkungen durchgeführt.

6.2.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Mit dem beschriebenen methodischen Ansatz ergibt sich für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) die in Abbildung 6-1 und Tabelle 6-5 gezeigte Emissionsentwicklung.

Abbildung 6-1: Emissionen an fluorierten Treibhausgasen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Öko-Recherche 2011, Öko-Recherche und Öko-Institut (2014), Eigene Berechnungen des Öko-Instituts, Eigene Darstellung des Öko-Instituts

Der größte Emissionsbeitrag muss danach auch in Zukunft für die HFKW-Emissionen bilanziert werden. Mit den berücksichtigten Maßnahmen ist auch in der bis 2010 stark wachsenden Quellgruppe der HFKW-Emissionen aus Kühl- und Klimaanlagen bis 2030 ein leichter absoluter Rückgang der Emissionen zu erwarten. Nach 2030 steigen die HFKW-Emissionen wieder an. Die SF_6-Emissionen aus der Entsorgung von Schallschutzfenstern wachsen weiter bis 2020 und nehmen als Folge des Verwendungsverbots von 2007 danach stark ab. Insgesamt sinkt im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) das Emissionsniveau für HFKW, FKW und SF_6 für den Zeithorizont 2030 um ca. 22 % unter das Niveau von 2005 und um ca. 35 % unter das Niveau von 1995, dem Basisjahr der deutschen F-Gas-Emissionen unter dem Kyoto-Protokoll. Nach 2030 wird im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) bis 2050 ein leichter Anstieg der Emissionen erwartet, weil eine weiter zunehmende Anwendung von F-Gas-basierten Produkten und Systemen (v. a. Kälte und Klima) ohne zusätzliche technische Substitutionen der F-Gase angenommen wird. Für 2050 liegen die Reduktionsraten gegenüber 2005 bei ca. 10 % und gegenüber 1995 bei ca. 25 %.

Tabelle 6-5: Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.[b]				
HFKW-Emissionen					
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	166	41	41	41	41
Kühl- und Klimaanlagen	7 452	7 451	6 640	7 471	8 237
Schaumherstellung	670	910	962	1 014	1 066
Feuerlöscher	24	15	9	9	9
Aerosole und medizinische Dosiersprays	457	525	530	543	538
Halbleiterproduktion	9	10	10	10	10
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	186	22	25	27	30
Zwischensumme HFKW	*8 963*	*8 975*	*8 218*	*9 116*	*9 932*
FKW-Emissionen					
Aluminiumproduktion	135	83	72	66	61
Kühl- und Klimaanlagen	30	NO	NO	NO	NO
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO
Halbleiterproduktion	121	129	129	129	129
Fotovoltaik	0	IE	IE	IE	IE
Zwischensumme FKW	*285*	*212*	*201*	*195*	*190*
SF_6-Emissionen					
Magnesium-Gießereien	107	111	123	136	150
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	35	102	102	102	102
Halbleiterproduktion	18	17	17	17	17
Elektrische Anlagen	546	567	567	567	567
Reifenbefüllung	14	NO	NO	NO	NO
Spürgas	1	2	2	2	2
Schallschutzfenster	2 223	3 521	214	NO	NO
Optische Glasfasern	197	229	229	229	229
Fotovoltaik	55	16	16	16	16
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	IE	273	281	291	301
Zwischensumme SF_6	3 194	4 837	1 550	1 359	1 383
Summe fluorierte Treibhausgase	12 442	14 024	9 969	10 670	11 505
ggü. 1995[c]	*-19,4%*	*-9,2%*	*-35,4%*	*-30,9%*	*-25,5%*
ggü. 2005	*-2,9%*	*9,4%*	*-22,2%*	*-16,7%*	*-10,2%*

Anmerkungen:
CRF-Notierungscodes: IE: included elswhere; NA: not appliccable; NO: not occuring
[a] in den Inventaren als vertraulich gekennzeichneite Emissionswerte aus verschiedenen Anwendungsbereichen, z.B. Aluminiumguss, Teilchenbeschleuniger, Radaranlagen, Schweißen, Sportschuhe, Lösemittelanwendungen
[b] berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report
[c] Für die deutschen Emissionen an fluorierten Treibhausgasen dient im Kyoto-Protokoll 1995 als Basisjahr.

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Öko-Recherche (2011), Öko-Recherche und Öko-Institut (2014), Eigene Berechnungen des Öko-Instituts

6.2.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Mit dem beschriebenen methodischen Ansatz ergibt sich für das Klimaschutzszenario 80 die in Abbildung 6-2 und Tabelle 6-6 gezeigte Emissionsentwicklung.

Abbildung 6-2: Emissionen an fluorierten Treibhausgasen im Klimaschutzszenario 80

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Öko-Recherche (2011), Öko-Recherche und Öko-Institut (2014), Eigene Berechnungen des Öko-Instituts, Eigene Darstellung des Öko-Instituts

Im Klimaschutzszenario 80 werden die HFKW-Emissionen bis 2030 sehr viel stärker reduziert als im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012). Die SF_6-Emissionen liegen dagegen nur geringfügig unter dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), die FKW-Emissionen bleiben unverändert. Innerhalb des Klimaschutzszenario 80 liegt ab 2040 der größte Emissionsanteil nicht mehr bei den HFKW sondern bei SF_6. Insgesamt sinkt im Klimaschutzszenario 80 das Emissionsniveau für HFKW, FKW und SF_6 für den Zeithorizont 2030 um ca. 69 % unter das Niveau von 2005 und um ca. 74 % unter das Niveau von 1995, dem Basisjahr der deutschen F-Gas-Emissionen unter dem Kyoto-Protokoll. Nach 2030 wird im Klimaschutzszenario 80 bis 2050 ein weiterer leichter Abfall der Emissionen erwartet, für 2050 liegen die Reduktionsraten gegen über 2005 bei ca. 86 % und gegenüber 1995 bei ca. 88 %.

Tabelle 6-6: Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Klimaschutzszenario 80

	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.[b]				
HFKW-Emissionen					
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	166	41	41	41	41
Kühl- und Klimaanlagen	7 452	6 330	2 187	863	231
Schaumherstellung	670	87	87	87	87
Feuerlöscher	24	15	9	9	9
Aerosole und medizinische Dosiersprays	457	96	98	101	100
Halbleiterproduktion	9	10	10	10	10
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	186	26	30	32	36
Zwischensumme HFKW	*8 963*	*6 605*	*2 463*	*1 144*	*514*
FKW-Emissionen					
Aluminiumproduktion	135	83	72	66	61
Kühl- und Klimaanlagen	30	NO	NO	NO	NO
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO
Halbleiterproduktion	121	129	129	129	129
Fotovoltaik	0	IE	IE	IE	IE
Zwischensumme FKW	*285*	*212*	*201*	*195*	*190*
SF_6-Emissionen					
Magnesium-Gießereien	107	NO	NO	NO	NO
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	35	102	102	102	102
Halbleiterproduktion	18	17	17	17	17
Elektrische Anlagen	546	567	567	567	567
Reifenbefüllung	14	NO	NO	NO	NO
Spürgas	1	2	2	2	2
Schallschutzfenster	2 223	3 521	214	NO	NO
Optische Glasfasern	197	229	229	229	229
Fotovoltaik	55	16	16	16	16
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	IE	192	192	192	192
Zwischensumme SF_6	3 194	4 645	1 338	1 124	1 124
Summe fluorierte Treibhausgase	12 442	11 462	4 002	2 463	1 829
ggü. 1995[c]	*-19,4%*	*-25,8%*	*-74,1%*	*-84,0%*	*-88,2%*
ggü. 2005	*-2,9%*	*-10,6%*	*-68,8%*	*-80,8%*	*-85,7%*

Anmerkungen:
CRF-Notierungscodes: IE: included elswhere; NA: not appliccable; NO: not occuring
[a] in den Inventaren als vertraulich gekennzeichneite Emissionswerte aus verschiedenen Anwendungsbereichen, z.B. Aluminiumguss, Teilchenbeschleuniger, Radaranlagen, Schweißen, Sportschuhe, Lösemittelanwendungen
[b] berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report
[c] Für die deutschen Emissionen an fluorierten Treibhausgasen dient im Kyoto-Protokoll 1995 als Basisjahr.

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Öko-Recherche (2011), Öko-Recherche und Öko-Institut (2014), Eigene Berechnungen des Öko-Instituts

6.2.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Mit dem beschriebenen methodischen Ansatz ergibt sich für das Klimaschutzszenario 95 die in Abbildung 6-3 und Tabelle 6-7 gezeigte Emissionsentwicklung

Abbildung 6-3: Emissionen an fluorierten Treibhausgasen im Klimaschutzszenario 95

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Öko-Recherche (2011), Öko-Recherche und Öko-Institut (2014), Eigene Berechnungen des Öko-Instituts

Im Klimaschutzszenario 95 werden die SF_6-Emissionen nach 2020 noch stärker reduziert als im Klimaschutzszenario 80. Die HFKW- und FKW-Emissionen bleiben unverändert. Bis 2050 sinken sowohl HFKW als auch SF_6 in etwa auf das Niveau der FKW-Emissionen. Insgesamt sinkt im Klimaschutzszenario 95 das Emissionsniveau für HFKW, FKW und SF_6 für den Zeithorizont 2030 um ca. 74 % unter das Niveau von 2005 und um ca. 78 % unter das Niveau von 1995, dem Basisjahr der deutschen F-Gas-Emissionen unter dem Kyoto-Protokoll. Nach 2030 wird im Klimaschutzszenario 95 bis 2050 ein weiterer leichter Abfall der Emissionen erwartet, für 2050 liegen die Reduktionsraten gegen über 2005 bei ca. 91 % und gegenüber 1995 bei ca. 93 %.

Tabelle 6-7: Entwicklung der Emissionen an fluorierten Treibhausgasen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Klimaschutzszenario 95

	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.[b]				
HFKW-Emissionen					
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	166	41	41	41	41
Kühl- und Klimaanlagen	7 452	6 330	2 187	863	231
Schaumherstellung	670	87	87	87	87
Feuerlöscher	24	15	9	9	9
Aerosole und medizinische Dosiersprays	457	96	98	101	100
Halbleiterproduktion	9	10	10	10	10
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	186	26	30	32	36
Zwischensumme HFKW	*8 963*	*6 605*	*2 463*	*1 144*	*514*
FKW-Emissionen					
Aluminiumproduktion	135	79	66	57	50
Kühl- und Klimaanlagen	30	NO	NO	NO	NO
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO	C,NA,NO
Halbleiterproduktion	121	129	129	129	129
Fotovoltaik	0	IE	IE	IE	IE
Zwischensumme FKW	*285*	*208*	*195*	*186*	*180*
SF_6-Emissionen					
Magnesium-Gießereien	107	NO	NO	NO	NO
Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF6	35	102	102	102	102
Halbleiterproduktion	18	17	17	17	17
Elektrische Anlagen	546	567	166	115	65
Reifenbefüllung	14	NO	NO	NO	NO
Spürgas	1	2	2	2	2
Schallschutzfenster	2 223	3 521	214	NO	NO
Optische Glasfasern	197	229	229	229	229
Fotovoltaik	55	16	NO	NO	NO
Nicht spezifiziert/vertraulich[a]	IE	192	19	19	19
Zwischensumme SF_6	3 194	4 645	749	484	434
Summe fluorierte Treibhausgase	12 442	11 459	3 406	1 814	1 128
ggü. 1995[c]	*-19,4%*	*-25,8%*	*-77,9%*	*-88,3%*	*-92,7%*
ggü. 2005	*-2,9%*	*-10,6%*	*-73,4%*	*-85,8%*	*-91,2%*

Anmerkungen:
CRF-Notierungscodes: IE: included elswhere; NA: not appliccable; NO: not occuring
[a] in den Inventaren als vertraulich gekennzeichneite Emissionswerte aus verschiedenen Anwendungsbereichen, z.B. Aluminiumguss, Teilchenbeschleuniger, Radaranlagen, Schweißen, Sportschuhe, Lösemittelanwendungen
[b] berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report
[c] Für die deutschen Emissionen an fluorierten Treibhausgasen dient im Kyoto-Protokoll 1995 als Basisjahr.

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Öko-Recherche (2011), Öko-Recherche und Öko-Institut (2014), Eigene Berechnungen des Öko-Instituts

6.2.5. Vergleich der Szenarien

Tabelle 6-8 zeigt die Emissionsentwicklungen für fluorierte Treibhausgase von 1990 bis 2050 im Vergleich der Szenarien sowie die seit 1990 bzw. 2005 erzielten Minderungen im Überblick.

Die Emissionen der Treibhausgase im Bereich der F-Gase steigen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) (AMS (2012)) in der Periode 2005 bis 2050 von ca. 7 Mio. t CO_2-Äqu. auf 11,5 Mio. t CO_2-Äqu. Ihr Maximum erreichen die F-Gas-Emissionen im Jahr 2020 mit ca. 14 Mio. t CO_2-Äqu. Im Klimaschutzszenario 80 (KS 80) liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf einem Niveau von 1,8 Mio. t CO_2-Äqu. und damit um etwa 5,2 Mio. t CO_2-Äqu. unter dem entsprechenden Wert von 2005. Im Klimaschutzszenario 95 (KS 95) sinken die THG-Emissionen gegenüber 2005 bis zum Jahr 2050 um ca. 6 Mio. t CO_2-Äqu. auf etwas mehr als 1 Mio. t CO_2-Äqu.

Für die Periode 2005 bis 2020 ergibt sich damit im AMS (2012) eine Emissionssteigerung von 100 % und für den Zeitraum von 2005 bis 2050 eine Steigerung um 63 %. Im KS 80 steigen die Emissionen von 2005 bis 2020 um 62 %, von 2005 bis 2050 sinken sie um 74 %. Das KS 95 ist bis 2020 identisch mit dem KS 80, die Minderung gegenüber 2005 bis 2050 beträgt 84 %.

Bezogen auf die Ausgangswerte des Jahres 1995[102] betragen die entsprechenden Reduktionsraten bis 2050 im AMS (2012), KS 80 und KS 95 3 %, 85 % bzw. 91 %.

[102] 1995 ist das Basisjahr der deutschen F-Gas-Emissionen unter dem Kyoto-Protokoll.

Tabelle 6-8: Emissionsentwicklungen für industrielle Prozesse (F-Gase) im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
HFKW-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	4.592	2.000	8.963				
AMS (2012)				8.975	8.218	9.116	9.932
Klimaschutzszenario 80				6.605	2.463	1.144	514
Klimaschutzszenario 95				6.605	2.463	1.144	514
FKW-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	2.627	792	285				
AMS (2012)				212	201	195	190
Klimaschutzszenario 80				212	201	195	190
Klimaschutzszenario 95				208	195	186	180
SF6-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	4.642	4.269	3.194				
AMS (2012)				4.837	1.550	1.359	1.383
Klimaschutzszenario 80				4.645	1.338	1.124	1.124
Klimaschutzszenario 95				4.645	749	484	434
Summe HFKW+FKW+SF6							
Entwicklung 1990 – 2010	11.861	7.061	12.442				
AMS (2012)				14.024	9.969	10.670	11.505
Klimaschutzszenario 80				11.462	4.002	2.463	1.829
Klimaschutzszenario 95				11.459	3.406	1.814	1.128
Summe HFKW+FKW+SF6	Veränderung ab 1995[a] in %						
AMS (2012)				-9,9	-16,0	-10,0	-3,0
Klimaschutzszenario 80				-26,4	-66,3	-79,2	-84,6
Klimaschutzszenario 95				-3,4	-71,3	-84,7	-90,5
Summe HFKW+FKW+SF6	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				98,6	41,2	51,1	62,9
Klimaschutzszenario 80				62,3	-43,3	-65,1	-74,1
Klimaschutzszenario 95				62,3	-51,8	-74,3	-84,0

Anmerkung: [a] Für HFKW, FKW und SF_6 ist das Basisjahr im Rahmen der Verpflichtungen des Kyoto-Protokols 1995.

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Öko-Recherche (2011), Öko-Recherche und Öko-Institut (2014), Eigene Berechnungen des Öko-Instituts

6.2.6. Schlüsselinstrumente und Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionen Fluorierten Treibhausgasen (FKW, HFKW, SF6) aus Industrieprozessen und Produktverwendung

Das Schlüsselinstrument zur Reduktion von Emissionen fluorierter Treibhausgase ist die 2014 in Kraft getretene neue EU F-Gase-Verordnung 517/2014. Eine detaillierte Analyse der neuen Verordnung konnte für den vorliegenden Bericht noch nicht vorgenommen werden. Trotzdem lässt sich abschätzen, dass insbeondere die schrittweise Beschränkung der innerhalb der EU auf den Markt gebrachten Menge an HFKW bis 2030 auf 21 % des durchschnittlichen Niveaus von 2009-2012 („HFKW-Phase Down“) dazu führen dürfte, die HFKW-Emissionen, welche ja das Gros der Emissionen an F-Gasen ausmachen, im Zeitrahmen bis 2030 auf das Emissionsniveau des KS80 zu senken.

6.2.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

Die Unterschiede zwischen der ersten und zweiten Modellierungsrunde für die fluorierten Treibhausgase (F-Gase) lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Zwischen dem Emissionsinventar von 2012 (für die Jahre 1990 bis 2010), welche der 1.Modellierungsrunde zu Grunde lag und dem Emissionsinventar von 2013 (für die Jahre 1990 bis 2011), welches für die 2. Modellierungsrunde genutzt wurde, wurde eine Neuberechnung der HFKW-Emissionen aus Kälte- und Klimaanlagen vorgenommen.
- Für die 2. Modellierungsrunde standen Ergebnisse von neuen, mit der Inventarneuberechnung konsistenten, Modellierung vom HFKW-Emissionsszenarien für Kälte- und Klimaanlagen zur Verfügung (Öko-Recherche und Öko-Institut 2014).
- In mehreren Quellgruppen werden für Emissionsszenarien die Emissionen des letzten Inventarjahres fortgeschrieben. Angesichts veränderter Emissionen in 2011 im Vergleich zu 2010 ergeben sich daraus entsprechende Änderungen der projizierten Emissionen, zum Beispiel niedrigere Emissionen für HFKW aus der Herstellung von halogenierten Kohlenwasserstoffen, FKW aus der Aluminium- und Halbleiterproduktion oder SF_6 aus Elektrischen Anlagen bzw. höhere Emissionen für SF_6 aus der Produktion von optischen Glasfasern.

Tabelle 6-9 fasst für alle Szenarien die absoluten Änderungen in den F-Gas-Emissionsszenarien zwischen erster und zweiter Modellierungsrunde zusammen. Tabelle 6-10 zeigt diese absoluten Differenzen umgerechnet in Prozente der Werte der ersten Modellierungsrunde. Die projiziereten Emissionen an F-Gasen sind somit bis 2030 in allen Szenarien um etwa 1,5 Mio. t CO_2-Äqu. gestiegen. Im AMS (2012) gilt eine ähnliche Zunahmen auch bis 2050, während im KS 80 und KS 95/KS 90 die Szenarioergebnisse der 2. Modellierungsrunde für 2050 um ca. 0,1 Mio. t unter denen der 1. Modellierungsrunde liegen.

Tabelle 6-9: Absolute Änderungen in den Emissionsszenarien für F-Gase zwischen erster und zweiter Modellierungsrunde

Differenz Emissionen fluorierter Treibhausgase 2. Runde minus 1. Runde	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.[a]							
Historische Emissionen	594	-1.621	-2.713					
AMS (2012)				1.559	1.597	1.564	1.821	2.056
KS80				1.805	1.256	1.497	363	-176
KS95 / KS 90				1.803	1.252	1.578	441	-100

Anmerkungen:
[a] berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report

Quelle: Eigene Berechnungen

Die relativen Änderungen zwischen beiden Modellierungsrunden liegen für die meisten Szenarien/Jahre zwischen12 % und 22 %. Für 2030 sind die Änderungen im KS 80 und KS 95 / KS 90 mit 60 % bzw 86 % allerdings relativ sehr bedeutend.

Tabelle 6-10: Relative Änderungen in den Emissionsszenarien für F-Gase zwischen erster und zweiter Modellierungsrunde

Differenz Emissionen fluorierter Treibhausgase 2. Runde minus 1. Runde	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040	2050
	% der Emissionen (CO_2-Äqu.[a]) der 1. Runde							
Historische Emissionen	5%	-11%	-18%					
AMS (2012)				12%	13%	19%	21%	22%
KS80				16%	12%	60%	17%	-9%
KS95 / KS 90				16%	12%	86%	32%	-8%

Anmerkungen:
[a] berechnet mit den für die Kyoto-Berichterstattung maßgeblichen GWP-Werten des 2. IPCC Assessment Report

Quelle:Eigene Berechnungen

Die gezeigten Änderungen in den historsichen Emissionen beruhen auf der erwähnten Neuberechnung der HFKW-Emissionen als Kälte- und Klimaanlagen. Die gegenüber der ersten Modellierungsrunde erhöhten Emissionen bis 2030 sind in in allen Emissionsszenarien zu etwa 80 % auf die in [Öko-Recherche und Öko-Institut 2014] erfolgte Neumodellierung von HFKW-Emissionsszenarien für Kälte- und Klimaanlagen begründet. Für das AMS (2012) gilt dies auch bis 2050. Für KS 80 und KS 95/KS 90 nimmt nach 2030 der Einfluss der Neumodellierung der Kälte- und Klimaanlagen ab, für 2050 überwiegen in diesen Szenarien die Folgen der oben erwähnten Kalibrierung auf das Emissionsinventar für 2011 anstelle 2010.

6.3. Landwirtschaft

6.3.1. Annahmen und Parameter

Die gesamten Methan- und Lachgasemissionen der Landwirtschaft entstehen zu etwa 30 % aus Verdauungsprozessen von Nutztieren (enterische Fermentation), zu 11 % aus dem Wirtschaftsdüngermanagement sowie zu 60 % aus Lachgasemissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden (im Wesentlichen verursacht durch den Einsatz von Stickstoffdüngern).

Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012):

Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) basiert zum Teil auf den Projektionen für Deutschland des Thünen-Instituts (Offermann et al. 2012). Wesentliche Auswirkungen auf die Projektionen hat die Umsetzung der Health Check-Beschlüsse zur Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) im Zeitraum 2003 bis 2013, die Aufhebung der obligatorischen Flächenstilllegung ab dem Jahr 2009 und das Auslaufen der Milchquotenregelung in 2015 (EC 2009b).

Weitere Entwicklungen auf Basis der Neustrukturierung der GAP ab 2014 wurden auf Grund der fehlenden Umsetzung noch nicht betrachtet. Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) ist daher auf die bestehenden Maßnahmen limitiert. Damit ergeben sich für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) die in Tabelle 6-11 und Tabelle 6-13 dargestellten Trends bei Tierbeständen und landwirtschaftlichen Böden.

Annahmen zum Tierbestand:

Neben einem Rückgang der Milchkühe bis 2020 kommt es auch zu einem Rückgang der Tierzahlen bei der Mutterkuhhaltung und der Kälberaufzucht, sowie bei Schafen und Ziegen. Gründe hierfür sind v.a. die Abschaffung der Milchquote in 2015 sowie die Entkopplung der Tierprämien und die dadurch verringerten Anreize zur Haltung. Bei Schweinen und Geflügel kommt es auf Grund einer steigenden Nachfrage zu einer Erhöhung der Bestände. Die Entwicklung für Milchkühe, Rinder, Schweine und Schafe von 2020 – 2050 erfolgt vor dem Hintergrund der Trendannahmen der Europäischen Kommission (EC 2013), die die gesamteuropäische Situation fortschreiben. Entsprechende Anpassungen für Deutschland wurden vorgenommen.

Tabelle 6-11: Entwicklung der Tierbestände im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

	1990	2000	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	Population in Tausend							
Rinder gesamt	19.488	14.538	12.809	12.528	11.365	11.228	11.013	10.863
Milchkühe	6.355	4.570	4.183	4.190	3.813	3.730	3.636	3.595
Nicht-Milchkühe	13.133	9.968	8.626	8.338	7.552	7.498	7.376	7.269
Schweine	26.502	21.767	22.244	22.788	23.012	23.322	24.812	25.722
Geflügel	113.879	120.180	128.900	132.344	130.749	130.749	130.749	130.749
Büffel, Schafe, Ziegen, Pferde, Maultiere und Esel	3.856	3.383	2.711	2.283	2.623	2.628	2.581	2.565

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Annahmen zur Güllevergärung:

Im AMS (2012) wird davon ausgegangen, dass weiterhin ein moderater Anstieg der Güllevergärung stattfindet. Für 2020 werden die Annahmen des TI-Baseline Szenarios übernommen, die einen Anteil von 20 % vorsehen (gegenüber 17,7 % im Jahr 2011). Bis ins Jahr 2050 wird die Güllevergärung in diesem Szenario auf 30 % gesteigert.

Die Emissionsfaktoren der einzelnen Tierplätze für die Gase NH_3 und N_2O werden konstant gehalten, um Maßnahmen gezielt über weitere Szenarien abbilden zu können und nicht implizit über verbesserte Emissionsfaktoren. Lediglich für N_2O-Emissionen bei Milchkühen wird der Emissionsfaktor fortgeschrieben um der gesteigerten Milchleistung Rechung zu tragen.

Annahmen zum Mineraldüngereinsatz:

Die aufgebrachte Menge an Stickstoffdünger setzt sich zusammen aus mineralischen Stickstoffdüngern und tierischen Stickstoffdüngern (Wirtschaftsdünger). Im Jahr 2011 wurde eine Gesamtmenge von ca. 2.770 Gg Stickstoff auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen aufgebracht, 2/3 in Form von mineralischen Düngemittel und 1/3 als Wirtschaftsdünger. Im Vergleich zu 2010 ist der Gesamtstickstoffdüngereinsatz um 8 % gestiegen (UBA (2013a), UBA (2013b)).

Da Wirtschaftsdünger überwiegend dort eingesetzt wird wo er anfällt, führt der Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Gebieten mit hohen Tierbesatzdichten zu hohen Stickstoffüberschüssen im

Boden. Für die Berechnung des Gesamtdüngemittelbedarfs der angebauten Kulturpflanzen wird der Wirtschaftsdünger auf Grund seiner regionalen Verfügbarkeit nicht betrachtet.

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) erfolgt die Berechnung des Mineraldüngereinsatzes basierend auf den aktuellen Düngeempfehlungen der Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2014) und der kulturartenspezifischen Anbauflächen für das Jahr 2011. Auf Grund fehlender bzw. abweichender Projektionen werden die kulturartenspezifischen Anbauflächen für alle Jahre und alle Szenarien konstant gehalten Der Ökolandbau wird bei der Düngebedarfsermittlung aus den Flächen herausgerechnet, da im Ökolandbau kein Mineraldünger eingesetzt werden darf. Der Düngebedarf im Ökolandbau wird über Leguminosen oder Wirtschaftsdünger gedeckt. Im AMS (2012) wird die derzeitige Fläche des Öko-Landbaus von 6,3 % für alle Jahre konstant gehalten.

Um die Stickstoffdüngermenge bedarfsgerecht zu ermitteln muss der pflanzenverfügbare Stickstoffgehalt des Bodens gemessen werden. Die aufzubringende Düngermenge berechnet sich aus dem Sollwert minus dem pflanzenverfügbaren Stickstoff (Nmin) im Boden. Die Landwirtschaftskammern stellen jährlich ermittelte Nmin Gehalte für die unterschiedlichen Regionen und Bodenarten zur Verfügung. Für die Berechnungen wurden die Nmin –Werte von der Landwirtschaftskammer Niedersachsen übernommen.

Der Stickstoffbedarf der einzelnen Kulturarten ist unterschiedlich und liegt bei 100 bis 200 kg pro Hektar und Jahr. Die Düngeempfehlungen für Grünland liegen zwischen 80 und 320 kg/ha je nach Nutzungsintensität. Da in den aktuellen Statistiken und im Inventar nicht zwischen Intensiv- und Extensivgrünland unterschieden wird, gibt es keine Angaben zu Düngemitteleinsätzen auf Grünland. Für die folgenden Berechnungen wird ein Wert von 80 kg N pro ha und Jahr für Wiesen und Weiden angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass große Teile des Grünlandes mit Wirtschaftsdünger gedüngt werden. Die folgende Tabelle zeigt den Stickstoffbedarf nach den aktuellen Düngeempfehlungen der Landwirtschaftskammer Niedersachsen für das AMS (2012).

Tabelle 6-12: Stickstoffdüngerbedarf und Anbauflächen der einzelnen Kulturarten, Gesamtstickstoffdüngereinsatz im AMS (2012)

	Sollwert	Nmin	Höhe der N-Düngung	Fläche	Ökolandbau	Fläche minus Ökolandbau	Gesamt N Einsatz
	kg/N/ha			1000 ha			t N
Gemüse	200	28	172	132	11	121	20.760
Winterweizen	210	32	178	3.173	47	3.126	556.428
Sommerweizen	200	31	169	75	9	66	11.140
Roggen	150	31	119	614	53	561	66.737
Wintergerste	190	31	159	1.178	9	1.170	185.951
Sommergerste	140	31	109	420	14	406	44.254
Hafer	100	31	69	143	44	100	6.866
Triticale	190	31	159	383	24	359	57.081
Körnermais	180	37	143	488	4	484	69.212
Silomais	180	37	143	2.029	7	2.022	289.146
Winterraps	240	32	208	1.307	6	1.301	270.650
Zuckerrüben	160	47	113	398	1	397	44.838
Kartoffeln	160	33	127	259	8	251	31.839
Grasanbau auf Ackerl	160	31	129	397	32	365	47.085
Wiesen und Weiden	80	45	35	4.444	535	3.909	136.815
Summe							1.838.801

Quelle: Landwirtschaftskammer Niedersachsen 2012)

Zur Berechung der Lachgasemissionen werden ca. 5 % als NH_3-Emissionen von den N-Einsätzen abgezogen. Die in Tabelle 6-13 dargestellten Mineraldüngereinsätze entsprechen den berechneten Werten nach Abzug der NH_3-Emissionen.

Nach einem starken Rückgang der Mineraldüngereinsätze bis zum Jahr 2010 kommt es 2011 erneut zu einem Anstieg der sich bis zum Jahr 2020 leicht fortsetzt. Nach dem Jahr 2020 werden die Mineraldüngereinsätze im AMS (2012) konstant gehalten. Die Wirtschaftsdüngerausbringung steigt ab dem Jahr 2020 an.

Tabelle 6-13: Entwicklung der einzelnen Subkategorien für landwirtschaftliche Böden im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

	1990	2000	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	Gg Stickstoff pro Jahr							
Mineraldünger	2.089	1.936	1.499	1.702	1.747	1.747	1.747	1.747
Wirtschaftsdüngerausbringung	924	799	785	785	762	796	835	866
Leguminosen	140	96	77	80	75	75	75	75
Ernterückstände	840	851	905	969	982	982	982	982
Anwendung von Klärschlämmen	27	33	28	28	28	28	28	28
N-Ausscheidungen beim Weidegang	168	129	108	106	95	87	81	75
Bewirtschaftung organischer Böden in 1000 ha	1.235	1.242	1.229	1.228	1.221	1.213	1.205	1.197

Quelle: Offermann et al. 2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Klimaschutzszenario 80:

Annahmen zum Tierbestand und zur Fütterung:

Die rückläufigen Tierbestände des AMS (2012) werden im Klimaschutzszenario 80 zusätzlich mit der Annahme eines reduzierten Fleischverzehrs überlagert. Insgesamt geht es bis 2050 um eine Reduktion um rund 40 % gegenüber heute. Diese spiegelt die mittlere Empfehlung zum Fleischverzehr der Deutschen Gesellschaft für Ernährung in Höhe von wöchentlich 450 g[103] wider, was einem jährlichen Fleischkonsum in Höhe von 23,4 kg pro Person entspricht. Der aktuelle Verzehr liegt jährlich bei knapp 40 kg pro Person[104]. Die Reduktion wirkt sich nur auf die Bestände der Milchkühe, Rinder und Schweine aus, die anderen Tiergruppen bleiben davon unberührt (vergleiche Methodenkapitel 0)

Weiterhin wird für Rinder, Milchkühe und Schweine eine Stickstoff reduzierte Fütterung angenommen. Dieser Maßnahme wird eine Reduktion der N-Ausscheidung von jährlich 5 % gegenüber dem AMS (2012) zugordnet (Osterburg et al. 2013).

Tabelle 6-14: Entwicklung der Tierbestände im Klimaschutzszenario 80

	1990	2000	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	Population in Tausend							
Rinder gesamt	19.488	14.538	12.809	12.528	10.993	9.459	7.925	6.390
Milchkühe	6.355	4.570	4.183	4.190	3.671	3.152	2.633	2.115
Nicht-Milchkühe	13.133	9.968	8.626	8.338	7.322	6.307	5.291	4.276
Schweine	26.502	21.767	22.244	22.788	20.873	18.959	17.045	15.131
Geflügel	113.879	120.180	128.900	132.344	130.749	130.749	130.749	130.749
Büffel, Schafe, Ziegen, Pferde, Maultiere und Esel	3.856	3.383	2.711	2.283	2.611	2.617	2.570	2.554

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Annahmen zur Güllevergärung:

Im Klimaschutzszenario 80 wird von einer zusätzlichen Steigerung der Güllevergärung ausgegangen. Für 2020 ist wie beim AMS (2012) ein Anteil von 20 % vorsehen , der bis ins Jahr 2050 dann auf 50 % gesteigert wird.

Wie auch beim AMS (2012) werden Emissionsfaktoren der einzelnen Tierplätze für die Gase NH_3 und N_2O konstant gehalten, um Maßnahmen gezielt über weitere Szenarien abbilden zu können und nicht implizit über verbesserte Emissionsfaktoren. Lediglich für N_2O-Emissionen bei Milchkühen wird der Emissionsfaktor fortgeschrieben um der gesteigerten Milchleistung Rechung zu tragen.

[103] Die Empfehlungen der DGE liegen bei 300 bis 600 g Fleischverzehr pro Woche (10 Regeln der DGE; download unter https://www.dge.de/ernaehrungspraxis/vollwertige-ernaehrung/10-regeln-der-dge/)

[104] Die Nationale Verzehrsstudie II gibt 39,7 kg/(Person und Jahr) an, die Erhebung dieser Daten lag in den Jahren 2005 und 2006.

Annahmen zum Mineraldüngereinsatz:

In der Gesamtbilanz für Deutschland lagen die Stickstoffüberschüsse im Boden im Jahr 2011 bei 101 kg N/ ha[105], d. h. es wurde mehr gedüngt als von den Pflanzen entzogen wird und es besteht Reduktionspotenzial. In den aktuellen Düngeempfehlungen wird von Reduktionen (Abschlägen) von 20 bis 40 kg pro Hektar ausgegangen, je nach Standort, Bewirtschaftung und Witterung. Zudem muss der pflanzenverfügbaren Stickstoffs im Boden (Nmin) durch Zwischenfrüchte, verbliebene Erntereste und organische Düngung erhöht werden.

Im Klimaschutzszenario 80 wird der Mineralüngereinsatz Sollwert aus der Düngeempfehlung um 20 kg N pro Hektar reduziert. Gleichzeitig werden die Nmin-Gehalte um 10 kg N pro Hektar erhöht, da die im AMS (2012) (siehe Tabelle 6-12) verwendeten Nmin Gehalte sehr niedrig angesetzt wurden und z.B. bei Weizen Nmin-Gehalte zwischen 50 und 60 kg pro Hektar durchaus vorkommen. Damit reduziert sich der Mineraldüngereinsatz um 30 kg N pro Hektar im Vergleich zum AMS (2012). Die Öko-Landbaufläche wird bis zum Jahr 2050 auf 20 % erhöht.

Tabelle 6-15: Entwicklung der einzelnen Subkategorien für landwirtschaftliche Böden im Klimaschutzszenario 80

	1990	2000	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	Gg Stickstoff pro Jahr							
Mineraldünger	2.089	1.936	1.499	1.702	1.614	1.517	1.420	1.322
Wirtschaftsdüngerausbringung	924	799	785	785	730	685	629	559
Leguminosen	140	96	77	80	75	83	90	97
Ernterückstände	840	851	905	969	1.031	1.100	1.169	1.238
Anwendung von Klärschlämmen	27	33	28	28	28	28	28	28
N-Ausscheidungen beim Weidegang	168	129	108	106	90	71	55	42
Bewirtschaftung organischer Böden in 1000 ha	1.235	1.242	1.229	1.228	1.146	1.055	964	873

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen, Öko-Institut

Durch Ertragssteigerungen und Zwischenfruchtanbau kommt es zu einer Erhöhung der N-Rückstände aus Ernteresten. Das trägt zudem dazu bei die Stickstoffverfügbarkeit im Boden trotz vermindertem Mineraldüngereinsatz zu gewährleisten. Zusätzlich kommt es zu einem starken Anstieg des N-Inputs aus dem Leguminosen Anbau. Diese Zunahme geht einher mit der Zunahme des Ökolandbaus auf 20 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche.

Klimaschutzszenario 95:

Annahmen zum Tierbestand und zur Fütterung:

Im Klimaschutzszenario 95 werden die Tierbestände gegenüber den beiden anderen Szenarien durch zusätzliche Fleischreduktion und durch geänderte Transferzahlungen für die Landwirtschaft

[105] http://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/landwirtschaft/naehrstoffeintraege-aus-der-landwirtschaft

noch kleiner. Für den Fleischverzehr wird angenommen, dass die gültigen Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung umgesetzt werden können; dies bedeutet eine Reduktion um rund 60 % gegenüber heute. Diese spiegelt die untere Empfehlung zum Fleischverzehr der Deutschen Gesellschaft für Ernährung in Höhe von wöchentlich 300 g[106] wider, was einem jährlichen Fleischkonsum in Höhe von 15,6 kg pro Person entspricht. Der aktuelle Verzehr liegt jährlich bei knapp 40 kg pro Person[107].

Zusätzlich werden sämtliche Subventionierungen auf den Export tierischer Produkte eingestellt. Es wird angenommen, dass hierdurch die Tierproduktion etwa die Höhe der Inlandsnachfrage einnimmt. Von dieser Maßnahme sind nur Milchkühe, Rinder und Schweine betroffen, deren Bestände, je nach Tiergruppe, eine weitere Reduktion um 12 bis 20 % erfahren.

Wie auch im Klimaschutzszenario 80 wird für Rinder, Milchkühe und Schweine eine Stickstoff reduzierte Fütterung von jährlich 5 % angenommen.

Tabelle 6-16: Entwicklung der Tierbestände im Klimaschutzszenario 95

	1990	2000	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	Population in Tausend							
Rinder gesamt	19.488	14.538	12.809	12.528	10.321	8.114	5.906	3.699
Milchkühe	6.355	4.570	4.183	4.190	3.435	2.679	1.924	1.168
Nicht-Milchkühe	13.133	9.968	8.626	8.338	6.886	5.434	3.983	2.531
Schweine	26.502	21.767	22.244	22.788	19.271	15.755	12.239	8.723
Geflügel	113.879	120.180	128.900	132.344	130.749	130.749	130.749	130.749
Büffel, Schafe, Ziegen, Pferde, Maultiere und Esel	3.856	3.383	2.711	2.283	2.611	2.617	2.570	2.554

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Annahmen zur Güllevergärung:

Im Klimaschutzszenario 95 wird von einer starken Steigerung der Güllevergärung ausgegangen. Bis ins Jahr 2050 wird eine Vergärung von 70 % der Exkremente von Kühe, Rindern und Schweinen angenommen.

Wie auch beim AMS (2012) werden Emissionsfaktoren der einzelnen Tierplätze für die Gase NH_3 und N_2O konstant gehalten, um Maßnahmen gezielt über weitere Szenarien abbilden zu können und nicht implizit über verbesserte Emissionsfaktoren. Lediglich für N_2O Emissionen bei Milchkühen wird der Emissionsfaktor fortgeschrieben um der gesteigerten Milchleistung Rechung zu tragen.

Annahmen zum Mineraldüngereinsatz:

Im Klimaschutzszenario 95 wird der Mineraldüngereinsatz weiter reduziert. Der Sollwert aus der Düngeempfehlung des AMS (2102) wird um 40 kg N pro Hektar reduziert und gleichzeitig werden

[106] Die Empfehlungen der DGE liegen bei 300 bis 600 g Fleischverzehr pro Woche (10 Regeln der DGE; download unter https://www.dge.de/ernaehrungspraxis/vollwertige-ernaehrung/10-regeln-der-dge/)

[107] Die Nationale Verzehrsstudie II gibt 39,7 kg/(Person und Jahr) an, die Erhebung dieser Daten lag in den Jahren 2005 und 2006.

die Nmin-Gehalte im Boden um 20 kg N/ha im Vergleich zum AMS (2012) erhöht. Folgende Gründe können zu weiteren Reduktionen des Mineraldüngereinsatzes führen:

- Verbesserung der Stickstoffaufnahme durch allgemeine Produktivitätserhöhung z.b. durch Pflanzenzüchtung, Bewässerung, Fruchtfolgegestaltung und Management anderer Nährstoffe
- Einsatz von teilflächenspezifischen Düngungsverfahren (Präzisionslandbau)
- Verzicht auf Sicherheitszuschläge
- Einsparungen durch Verminderung der zusätzlichen Stickstoffgabe bei der Backweizenproduktion
- N-Düngung im Herbst nur nach Nachweis des N-Bedarfs im Boden.

Tabelle 6-17: Entwicklung der einzelnen Subkategorien für landwirtschaftliche Böden im Klimaschutzszenario 95

	1990	2000	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	Gg Stickstoff pro Jahr							
Mineraldünger	2.089	1.936	1.499	1.702	1.522	1.322	1.122	922
Wirtschaftsdüngerausbringung	924	799	785	785	690	599	493	369
Leguminosen	140	96	77	80	75	85	95	105
Ernterückstände	840	851	905	969	1.031	1.100	1.169	1.238
Anwendung von Klärschlämmen	27	33	28	28	28	28	28	28
N-Ausscheidungen beim Weidegang	168	129	108	106	83	59	38	22
Bewirtschaftung organischer Böden in 1000 ha	1.235	1.242	1.229	1.228	965	673	381	89

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen, Öko-Institut

Der N-Input aus Ernterückstände bleibt wie im KS 80 durch Zwischenfruchtanbau und Ertragssteigerungen auf hohem Niveau, und steigert die Nmin Vorräte im Boden. Der Leguminoseanbau wird weiter gesteigert, da auch der Öko-Landbau zunimmt und im KS 95 25 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche ökologisch bewirtschaftet werden.

6.3.2. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario

In Tabelle 6-18, Tabelle 6-19 und Tabelle 6-20 sind die Auswirkungen der Veränderungen im Tierbestand sowie der entsprechenden Flächennutzung auf die Entwicklung der Methan- bzw. Lachgas-Emissionen dargestellt. Im Vergleich zu 1990 verringern sich die gesamten Methan-Emissionen in den relevanten Bereichen Fermentation und Düngerwirtschaft im Jahre 2050 um 35,8 %. Die Reduktion ist überwiegend auf die Abnahme der Tierzahlen bei Milchkühen und Rindern zurückzuführen.

Tabelle 6-18: Entwicklung der Methan-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario

	1990	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt CH_4								
Fermentation	1.407,7	1.102,7	1.015,0	1.000,2	985,4	910,2	914,5	909,5	907,0
Düngerwirtschaft	319,0	283,3	269,8	244,2	237,3	201,3	213,9	208,3	200,8
Reisanbau	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Landwirtschaftliche Böden	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Brandrodung	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Andere	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Summe	1.726,6	1.386,1	1.284,8	1.244,3	1.222,6	1.111,5	1.128,4	1.117,8	1.107,8
Summe in kt CO_2-Äquivalent	36.259	29.108	26.981	26.131	25.676	23.341	23.696	23.474	23.264
Veränderung ggü. 1990		-19,7%	-25,6%	-27,9%	-29,2%	-35,6%	-34,6%	-35,3%	-35,8%
Veränderung ggü. 2005				-3,2%	-4,8%	-13,5%	-12,2%	-13,0%	-13,8%
NO = not occuring (nicht existent) NA = not applicable (nicht anwendbar)									

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Die gesamten Lachgas-Emissionen in den Bereichen Düngerwirtschaft und landwirtschaftliche Böden nehmen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 12 % ab (siehe Tabelle 6-19). Durch eine erneute Erhöhung von Mineral- und Wirtschaftsdüngereinsätzen nach 2010 kommt es im Vergleich zu 2005 zu einem Anstieg der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden um 2 %. Im Jahr 2009 und 2010 waren die Mineraldüngeeinsätze durch hohe Düngemittelpreise stark zurückgegangen. Der geringe Einsatz aus dem Vorjahr wurde im Jahr 2011 bei gefallenen Mineraldüngerpreisen allerdings wieder kompensiert.

Tabelle 6-19: Entwicklung der Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt N_2O									
Fermentation	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Düngerwirtschaft	12,6	10,4	9,9	9,6	9,3	9,1	8,2	8,1	8,0	7,9
Reisanbau	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Landwirtschaftliche Böden	153,2	153,7	140,8	133,2	126,9	134,5	135,6	136,3	137,1	137,8
Brandrodung	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Andere	NA, NO	NA, NO	NA, NO	NA,NO	NA, NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Summe	165,8	164,1	150,6	142,8	136,2	143,6	143,8	144,4	145,2	145,7
Summe in kt CO_2-Äquivalent	51.401	50.857	46.687	44.259	42.234	44.522	44.590	44.756	45.003	45.165
Veränderung ggü. 1990		-1,1%	-9,2%	-13,9%	-17,8%	-13,4%	-13,3%	-12,9%	-12,4%	-12,1%
Veränderung ggü. 2005					-4,6%	0,6%	0,7%	1,1%	1,7%	2,0%
NO = not occuring (nicht existent) NA = not applicable (nicht anwendbar)										

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Die gesamten landwirtschaftlichen Methan- und Lachgas-Emissionen sinken letztlich im Vergleich zu 1990 um 22 % auf 68.429 kt CO_2-Äqu. im Jahr 2050 (siehe Tabelle 6-20).

Tabelle 6-20: Entwicklung der Methan und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft in kt CO_2 Äquivalenten , 1990-2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.									
N_2O, ab 2010	51.401	50.857	46.687	44.259	42.234	44.522	44.590	44.756	45.003	45.165
CH_4, ab 2010	36.259	31.093	29.108	26.981	26.131	25.676	23.341	23.696	23.474	23.264
Gesamt	87.660	81.951	75.795	71.240	68.365	70.197	67.931	68.452	68.477	68.429
Veränderung ggü. 1990		-6,5%	-13,5%	-18,7%	-22,0%	-19,9%	-22,5%	-21,9%	-21,9%	-21,9%
Veränderung ggü. 2005					-4,0%	-1,5%	-4,6%	-3,9%	-3,9%	-3,9%

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

6.3.3. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Die Entwicklung der Methan- und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft zeigen Tabelle 6-21, Tabelle 6-22 und Tabelle 6-23 für die einzelnen Anwendungsbereiche. Abnehmende Tierzahlen sowie der Rückgang der Bewirtschaftung organischer Böden haben einen großen Einfluss auf den Emissionstrend.

Insgesamt wird mit einem kontinuierlichen Rückgang der Methan-Emissionen auf 13.256 kt CO_2 Äquivalente (-63 %) bis zum Jahr 2050 gerechnet, bezogen auf das Jahr 1990. Neben rückläufigen Tierbeständen führt auch die verbesserte Lagerung des Wirtschaftsdüngers zu einer Verringerung der Methanemissionen.

Tabelle 6-21: Entwicklung der Methan-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 80

	1990	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt CH_4								
Fermentation	1.407,7	1.102,7	1.015,0	1.000,2	985,4	877,9	774,2	661,5	542,8
Düngerwirtschaft	319,0	283,3	269,8	244,2	237,3	187,3	164,0	123,4	88,4
Reisanbau	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Landwirtschaftliche Böden	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Brandrodung	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Andere	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Summe	1.726,6	1.386,1	1.284,8	1.244,3	1.222,6	1.065,2	938,2	784,9	631,2
Summe in kt CO_2-Äquivalent	36.259	29.108	26.981	26.131	25.676	22.370	19.702	16.483	13.256
Veränderung ggü. 1990		-19,7%	-25,6%	-27,9%	-29,2%	-38,3%	-45,7%	-54,5%	-63,4%
Veränderung ggü. 2005				-3,2%	-4,8%	-17,1%	-27,0%	-38,9%	-50,9%
NO = not occuring (nicht existent)									
NA = not applicable (nicht anwendbar)									

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Für Lachgas-Emissionen zeigt sich ebenfalls ein abnehmender Trend (-26,5 %) bis 2050 bezogen auf 1990. Verringerte Mineral- und Wirtschaftsdüngereinsätze als auch ein Rückgang bei der Bewirtschaftung organischer Böden sind ausschlaggebend für die N_2O-Emissionsreduktionen im Klimaschutzszenario 80.

Tabelle 6-22: Entwicklung der Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 80

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt N_2O									
Fermentation	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Düngerwirtschaft	12,6	10,4	9,9	9,6	9,3	9,1	7,8	6,6	5,4	4,3
Reisanbau	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Landwirtschaftliche Böden	153,2	153,7	140,8	133,2	126,9	134,5	130,7	126,6	122,3	117,6
Brandrodung	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Andere	NA, NO	NA, NO	NA, NO	NA,NO	NA, NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Summe	165,8	164,1	150,6	142,8	136,2	143,6	138,6	133,2	127,7	121,9
Summe in kt CO_2-Äquivalent	51.401	50.857	46.687	44.259	42.234	44.522	42.955	41.277	39.579	37.798
Veränderung ggü. 1990		-1,1%	-9,2%	-13,9%	-17,8%	-13,4%	-16,4%	-19,7%	-23,0%	-26,5%
Veränderung ggü. 2005					-4,6%	0,6%	-2,9%	-6,7%	-10,6%	-14,6%
NO = not occuring (nicht existent) NA = not applicable (nicht anwendbar)										

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Bis 2050 kommt es zu einem Rückgang der gesamten landwirtschaftlichen Methan- und Lachgas-Emissionen von 41,8 % im Gegensatz zu 1990 (sieheTabelle 6-23).

Tabelle 6-23: Entwicklung der Methan und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft in kt CO_2 Äquivalenten , 1990-2050 im Klimaschutzszenario 80

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.									
N_2O, ab 2010	51.401	50.857	46.687	44.259	42.234	44.522	42.955	41.277	39.579	37.798
CH_4, ab 2010	36.259	31.093	29.108	26.981	26.131	25.676	22.370	19.702	16.483	13.256
Gesamt	87.660	81.951	75.795	71.240	68.365	70.197	65.325	60.978	56.062	51.054
Veränderung ggü. 1990		-6,5%	-13,5%	-18,7%	-22,0%	-19,9%	-25,5%	-30,4%	-36,0%	-41,8%
Veränderung ggü. 2005					-4,0%	-1,5%	-8,3%	-14,4%	-21,3%	-28,3%

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

6.3.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Im Vergleich zum Klimaschutzszenario 80 wird bis 2050 von einem kontinuierlichen Rückgang in der Milchkuh-, Rinder- und Schweinehaltung durch ein ausgeprägtes Ernährungsbewussßtsein in der Bevölkerung ausgegangen. Dadurch kann ein deutlicher Rückgang der tierbedingten Methan- und Lachgas-Emissionen erzielt werden (siehe Tabelle 6-24, Tabelle 6-25).

Tabelle 6-24: Entwicklung der Methan-Emissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 95

	1990	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt CH_4								
Fermentation	1.407,7	1.102,7	1.015,0	1.000,2	985,4	820,3	664,4	494,5	318,1
Düngerwirtschaft	319,0	283,3	269,8	244,2	237,3	171,8	111,4	63,7	34,7
Reisanbau	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Landwirtschaftliche Böden	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Brandrodung	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Andere	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Summe	1.726,6	1.386,1	1.284,8	1.244,3	1.222,6	992,1	775,8	558,2	352,8
Summe in kt CO_2-Äquivalent	36.259	29.108	26.981	26.131	25.676	20.834	16.292	11.722	7.409
Veränderung ggü. 1990		-19,7%	-25,6%	-27,9%	-29,2%	-42,5%	-55,1%	-67,7%	-79,6%
Veränderung ggü. 2005				-3,2%	-4,8%	-22,8%	-39,6%	-56,6%	-72,5%
NO = not occuring (nicht existent) NA = not applicable (nicht anwendbar)									

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Den größten Einfluss auf die rückläufige Entwicklung der Lachgas-Emissionen hat der Rückgang des Düngemitteleinsatzes und die deutliche Abnahme der Bewirtschaftung organischer Böden bei Acker- und Grünlandwirtschaft. Damit wird 2050 eine Reduktion von 45,4 % im Gegensatz zu 1990 erreicht (siehe Tabelle 6-25).

Tabelle 6-25: Entwicklung der Lachgasemissionen in der Landwirtschaft, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 95

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt N_2O									
Fermentation	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Düngerwirtschaft	12,6	10,4	9,9	9,6	9,3	9,1	7,4	5,1	3,6	2,5
Reisanbau	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Landwirtschaftliche Böden	153,2	153,7	140,8	133,2	126,9	134,5	123,9	112,3	100,4	88,1
Brandrodung	NO	NO	NO	NO		NO	NO	NO	NO	NO
Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Andere	NA, NO	NA, NO	NA, NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Summe	165,8	164,1	150,6	142,8	136,2	143,6	131,2	117,4	104,0	90,6
Summe in kt CO_2-Äquivalent	51.401	50.857	46.687	44.259	42.234	44.522	40.686	36.382	32.236	28.085
Veränderung ggü. 1990		-1,1%	-9,2%	-13,9%	-17,8%	-13,4%	-20,8%	-29,2%	-37,3%	-45,4%
Veränderung ggü. 2005					-4,6%	0,6%	-8,1%	-17,8%	-27,2%	-36,5%
NO = not occuring (nicht existent) NA = not applicable (nicht anwendbar)										

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

Insgesamt konnten die Emissionen aus der Landwirtschaft im Gegensatz zu 1990 mehr als halbiert werden (sieheTabelle 6-26). Rückläufige Tierzahlen, verringerte Düngemitteleinsätze und der fast

vollständige Stopp der Bewirtschaftung organischer Böden sind die Gründe für den starken Rückgang.

Tabelle 6-26: Entwicklung der Methan und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft in kt CO_2 Äquivalenten, 1990-2050 im Klimaschutzszenario 95

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.									
N_2O, ab 2010	51.401	50.857	46.687	44.259	42.234	44.522	40.686	36.382	32.236	28.085
CH_4, ab 2010	36.259	31.093	29.108	26.981	26.131	25.676	20.834	16.292	11.722	7.409
Gesamt	87.660	81.951	75.795	71.240	68.365	70.197	61.520	52.674	43.958	35.494
Veränderung ggü. 1990		-6,5%	-13,5%	-18,7%	-22,0%	-19,9%	-29,8%	-39,9%	-49,9%	-59,5%
Veränderung ggü. 2005					-4,0%	-1,5%	-13,6%	-26,1%	-38,3%	-50,2%

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Offermann et al. (2012), Eigene Berechnungen Öko-Institut

6.3.5. Vergleich der Szenarien

Die aktuellen Maßnahmen der derzeitigen Landwirtschaftspolitik führen nur zu einer geringen Emissionsreduktion (vgl. Tabelle 6-27). In der Teil-Quellgruppe Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden steigen die Emissionen mit den derzeitigen Maßnahmen im Bezug zum Jahr 2005 sogar um 2 % bis zum Jahr 2050 an. Gründe für einen Anstieg nach 2005 ist der Wegfall der Stillegungsprämie, der verstärkte Anbau von Bioenergiepflanzen und damit einhergehend die erhöhte Ausbringung von Mineral- und Wirtschaftsdünger auf die Flächen.

Der Emissionsrückgang im AMS (2012) ist überwiegend auf den Rückgang der Tierzahlen durch die Umsetzung der Health-Check Beschlüsse von 2008 zurückzuführen. Damit ist vor allem das Auslaufen der Milchquoten verbunden sowie die Zahlung tierbezogener Prämien für die allermeisten (und wirtschaftlich relevantesten) Tiergruppen. Außerdem wirken sich die Steigerung der Milchleistung sowie verbesserte Fütterung und Futteraufnahme insgesamt positiv auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen aus. Die beiden letztgenannten Einflussfaktoren sind allerdings nur über aggregierte Emissionsfaktoren implizit im Modell verankert und können nicht explizit beziffert werden.

Ein Teil der Emissionsreduktionen sind in der Landwirtschaft durch technische Maßnahmen erreichbar und einfach umzusetzten. Hierzu zählen:

- CH_4- und N_2O- Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement
  - gasdichte Lagerung des anfallenden Wirtschaftsdüngers
  - Stickstoff-reduzierte Fütterung (v.a. bei Schweinen und Geflügel)
- N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden durch Mineral- und Wirtschaftsdüngereinsätzen.
  - Steigerung der N-Effizienz
  - Teilflächenspezifische Düngung (Präzisionslandbau)
  - Erhöhung der Stickstoffvorräte im Boden durch Erntereste, Vorfrüchte, Leguminosen
  - Verbesserte Aufbringungstechniken für Wirtschaftsdünger

- Nutzung des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen

Höhere Emissionsreduktionen wie im KS 80 und KS 95 erforderlich sind im Landwirtschaftssektor nur durch strukturelle Maßnahmen wie Reduktionen der Tierbestände, Umstellung von Acker- auf Grünlandnutzung (z.B. auf organischen Böden) oder erhebliche Einschränkungen des Düngemitteleinsatzes erreichbar.

Tabelle 6-27: Emissionsentwicklungen im Bereich der Landwirtschaft im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	36.259	26.981	26.131				
AMS (2012)				23.341	23.696	23.474	23.264
Klimaschutzszenario 80				22.370	19.702	16.483	13.256
Klimaschutzszenario 95				20.834	16.292	11.722	7.409
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	51.703	44.442	42.234				
AMS (2012)				44.590	44.756	45.003	45.165
Klimaschutzszenario 80				42.955	41.277	39.579	37.798
Klimaschutzszenario 95				40.686	36.382	32.236	28.085
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	87.963	71.423	68.365				
AMS (2012)				67.931	68.452	68.477	68.429
Klimaschutzszenario 80				65.325	60.978	56.062	51.054
Klimaschutzszenario 95				61.520	52.674	43.958	35.494
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-22,8	-22,2	-22,2	-22,2
Klimaschutzszenario 80				-25,7	-30,7	-36,3	-42,0
Klimaschutzszenario 95				-30,1	-40,1	-50,0	-59,6
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-4,9	-4,2	-4,1	-4,2
Klimaschutzszenario 80				-8,5	-14,6	-21,5	-28,5
Klimaschutzszenario 95				-13,9	-26,3	-38,5	-50,3

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen des Öko-Instituts

6.3.6. Schlüsselinstrumente und Maßnahmen in der Landwirtschaft

Die Produktion tierischer Produkte verursacht 75 % der im Agrarsektor anfallenden Treibhausgasemissionen (Osterburg 2009). Weltweit werden insgesamt etwa 18 % der Treibhausgaseemissionen der Tierhaltung zugeordnet (Stehfest et al. 2009).

Der Verbrauch tierischer Lebensmittel beträgt etwas mehr als ein Drittel (Meier 2013) (in Gewichtsprozent auf Basis der Werte der NVS2). Etwa zwei Drittel Proteine in der EU-15 sind tierischen Ursprungs (Schmidhuber und Traill 2006), dabei sollte laut Empfehlungen der DGE nur etwa die Hälfte der Proteine tierischen Ursprungs sein. Zudem liegt in Deutschland insgesamt eine Überversorung vor (DGE Januar 2013). Vor diesem Hintergrund liegt ein Handlungsbedarf zur Reduktion tierischer Produkte in der Ernährung vor. Um die im KS 80 und KS 95 erreichte Minderung im Verzehr tierischer Produkte zu erreichen, wären amibitionierte Maßnahmen sowohl in der Landwirtschaft (Produktion) als auf der Seite des Konsums einzuführen. Da den

Maßnahmen keine Wirkung zugeordnet wurde, wird hier das gesamte Spektrum für beide Szenarien aufgezeigt.

Produktionsseitige Maßnahmen:

- Einführung einer strikten Flächenbindung der Tierhaltung
- Verbot des standardmäßigen Einsatzes von Antibiotika in der Tierhaltung
- Besteuerung von Kraftfutter, Eiweißfutter („Ressourcen-/Proteinsteuer“)
- Neuordnung der Agrarförderung – insbesondere Abschaffung von Stallneubauten und Exportsubventionen
- Schaffung von Ausstiegsprogrammen aus der Intensivtierhaltung

Kosumseitige Maßnahmen:

- Mehrwertsteuersatz für tierische Produkte erhöhen
- Verbrauchssteuer auf tierische Produkte
  (Vorbild könnten beispielsweise Dänemark, Frankreich und Ungarn mit Verbrauchssteuern auf Produkte mit gesättigten Fettsäuren sein)
- Aktionsplan“Gemeinschaftsverpflegung“
  Grundsätze der nachhaltigen Ernährung (vegetarisch/vegan, vollwertig, ökologisch, saisonal, regional)
- Bildungsprogramm Ernährung für Bildungseinrichtungen
  praktischer Kochunterricht/Hauswirtschaft in Schulen (nach den Gesichtspunkten der nachhaltigen Ernährung (vegetarisch/vegan)
- Informationskampagnen zur
  - vegetarischen Ernährung (mit veganen Elementen)
  - Intensivtierhaltung
  - Ganztiernutzung („Nose to Tail“) statt Export der minderwertigen Teile

Ein weiteres wichtiges Handlungsfeld für die Emissionsminderung in der Landwirtschaft liegt in der Reduktion des Stickstoffüberschusses. Hier wurden folgende Maßnahmen angenommen:

- Verschärfung der Düngeverordnung
  Inwiefern diese Annahme durch die anstehende Novelle der Düngeverordnung erfüllt wird, ist noch offen.
- Förderung des ökologischen Landbaus durch Umstellungs- und Beibehaltungsprämien
  In den Szenarien KS 80 und KS 90 wurde ein Ausbau auf ca. 20 bzw. 25 % bis zum Jahr 2050 unterstellt. Die Steigerungsrate im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 liegt dagegen nur bei +2 % bis 2020 – entspricht einem Ausbau auf 9 %.

6.3.7. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

In der 2. Runde wurden die Projektionen für die Landwirtschaft wesentlich verbessert und präzisiert. Basierten die Ergebnisse der 1. Runde im wesentlichen auf Trendextrapolationen, wurden in der 2. Runde detaillierte Reduktionspotenziale analysiert. Wesentliche Änderungen im Bereich der Landwirtschaftlichen Böden im Vergleich des KS 95 zum KS 90 zur 1. Runde betreffen:

- Mineraldüngereinsatz pro Hektar:
  - 1. Runde: 52 kg
  - 2. Runde: 81 kg
- Ökolandbau:
  - 1. Runde: keine detaillierte Annahme
  - 2. Runde: 25 % Ökolandbau im KS 95
- Leguminosen
  - 1. Runde: keine detaillierte Annahme
  - 2. Entwicklung im Verhältnis zum Ökolandbau
- Erntereste:
  - 1. Runde: Rückgang der Erntereste durch vermehrte Bioenergienutzung (2. Generation)
  - 2. Runde: Zunahme der Erntereste durch Ertragssteigerung und Zwischenfrüchte

Für die Tierbestände änderten sich folgende Parameter:

- Tierbestände
  - 1. Runde: Annahme zu Milchsteigerung & Fleischproduktion, Änderung Emissionsfaktor durch Reduktion des Methanausstoßes durch Management-Maßnahmen
  - 2. Runde:
    - Reduktion Fleischkonsum nach Empfehlungen der Deutschen Ernährungsgesellschaft
    - Reduktion des Selbstversorgungsgrad der tierischen Produktion auf 100 %
- Güllevergärung
  - 1. Runde: keine detaillierte Annahme
  - 2. Runde: 70 % im KS 95
- N-Ausscheidung durch N reduzierte Fütterung
  - 1. Runde: keine detaillierte Annahme
  - 2. Runde: Reduktion um 5 % im KS 95 im Vergelcih zum AMS (2012)

Zwischen der 1. und 2. Runde kam es zu wesentlichen Verschiebungen zwischen den Bereichen Tierhaltung und landwirtschaftliche Böden. Die Emissionen aus der Tierhaltung sinken stärker als in der 1. Runde, während die Emisisonen aus den landwirtschaftlichen Böden im Vergleich zur 1. Runde ansteigen. Im KS 90 kamen die Emissionsreduktionen vor allem aus den landwirtschaftlichen Böden durch die geringeren Düngemitteleinsätze und den Rückgang der Erntereste. In der 2. Runde wurden die Düngemitteleinsätze pro Hektar erhöht und auch der Stickstoffeintrag aus Ernteresten nimmt zu. Im Vergleich zur 1. Runde sinken die Emissionen aus der Tierhaltung erheblich. Dies lässt sich vor allem auf die drastische Reduktion der Tierbestände durch die Annahmen zum Konsumverhalten und zum Selbstversorgungsgrad zurückführen.

Abbildung 6-4: Vergleich der landwirtschaftlichen Emissionen aus der 1. und 2. Runde im Jahr 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

Im KS 95 der 2. Runde liegen die Emissionen aus der Landwirtschaft bei 35 Mio t CO_2 Äqu. in 2050 und haben einen Anteil von 57 % an den Gesamtemissionen. Die Emissionen im KS 90 der 1. Runde lagen mit 38 Mio t CO_2 Äqu. nur geringfügig über den Emissionen des KS 95, allerdings betrug der Anteil der landwirtschaftlichen Emissionen an den Gesamtemissionen nur 31 %.

6.4. Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)

6.4.1. Annahmen und Parameter

6.4.1.1. Analyse der Flächenkategorien im Hinblick auf THG-Reduktionspotenziale

Im Jahr 2011 wurden im LULUCF-Sektor insgesamt 44.645 Gg CO_2-Äq (inkl. Methan und Lachgas) als THG-Emissionen in den CRF-Tabellen ausgewiesen. Diesen Emissionen stehen -35.313 Gg CO_2-Äq gegenüber, die im Jahr 2010 in Senken eingelagert wurden. In der Summe wurden im LULUCF-Sektor im Jahr 2011 9.332 Gg CO_2-Äq emittiert.

Als Senke fungieren vor allem alte und neue Waldflächen mit einem Anteil von 80 % bzw. 13 % an der gesamten Senkenleistung sowie neue Gehölzflächen mit einem Anteil von 5 % an der gesamten Senkenleistung (siehe Abbildung 6-5).

Abbildung 6-5: LULUCF-Senken (Anteil der Flächentypen an der eingelagerten THG-Menge)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der CRF-Tabellen aus dem Jahr 2011. min. = mineralische Böden; organische Böden sind unter „Sonstige“ berücksichtigt.

Die Emissionen aus Quellen im LULUCF-Sektor werden stark von Acker- und Grünlandflächen auf organischen Böden dominiert (Abbildung 6-6). Alte Ackerflächen auf organischen Böden emittieren

52 % der gesamten LULUCF-Emissionen. Hinzu kommen Emissionen von neuen Ackerflächen auf organischen Böden (4 %). Von alten Grünlandflächen auf organischen Böden werden weitere 24 % der LULUCF-Emissionen freigesetzt.[108] In der Summe sind damit 80 % der LULUCF-Emissionen Flächentypen auf organischen Böden in der Landwirtschaft zuzuordnen (Abbildung 6-6). Diese Ergebnisse decken sich sehr gut mit den Angaben in (Landwirtschaftskammer Niedersachsen 2012), BMELV (2012) und Osterburg et al. (2013).

Zu den Emissionen auf organischen Böden kommen in der Landwirtschaft weitere Emissionen auf neuen Ackerflächen auf mineralischen Böden (4 %) und Emissionen durch den Einsatz von Karbonat-Dünger (4 %) hinzu. Insgesamt werden damit 88 % der LULUCF-Emissionen auf landwirtschaftlichen Flächen emittiert (Abbildung 6-6).

Weitere Emissionen entfallen auf Siedlungsflächen (4 %), Torfabbauflächen (5 %) und auf sonstige Flächentypen (3 %,Abbildung 6-6). Im Inventar der CRF-Tabellen werden die Torfabbauflächen als alte terrestrische Feuchtgebiete ausgewiesen.

Abbildung 6-6: LULUCF-Quellen (Anteil der Flächentypen an den THG-Emissionen)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der CRF-Tabellen aus dem Jahr 2010. min. = mineralische Böden; org. = organische Böden; AL = Ackerland; GL = Grünland; FG = Feuchtgebiete (terrestrische); SI = Siedlungen.

Als Flächenkategorien mit einem hohen THG-Reduktionspotenzial (siehe Schritt 2 in Abschnitt 3.2.12) wurden aus der CRF-Tabelle aus dem Jahr 2011 diejenigen Flächenkategorien identifiziert, die

[108] Grünlandflächen auf mineralischen Böden sind in Abbildung 6-6 unter „Sonstige“ berücksichtigt.

a) eine hohe THG-Emission verursachen (>500 Gg CO_2-Äq/Jahr) und/oder

b) einen hohen THG-Emissionskoeffizienten aufweisen (>5 Mg CO_2-Äq/ha/Jahr).

Die so identifizierten Flächentypen (siehe Tabelle 6-28) decken sich im Grundzug mit den Ergebnissen in Abbildung 6-6. Besonders auffällig sind die hohen positiven Emissionskoeffizienten (Quellen) für Ackerflächen auf organischen Böden (ca. 40 Mg CO_2-Äq/ha), für Grünland auf organischen Böden (17,8 bzw. 19,2 Mg CO_2-Äq/ha) und für alte Feuchtgebiete (27,6 Mg CO_2-Äq/ha). Bei den alten Feuchtgebieten liegt der Wert deshalb so hoch, weil in dieser Kategorie noch bestehende Torfabbauflächen mit eingerechnet sind. Außerdem spielen Siedlungsflächen und Karbonat-Düngung auf Äckern aufgrund der großen Fläche als Quelle eine Rolle.

Deutlich negative Emissionskoeffizienten (Senken) finden sich für neue Wälder (15,0 bzw. 14,2 Mg CO_2-Äq/ha) und für Gehölze (8,3 Mg CO_2-Äq/ha). Zudem haben die alten Wälder auf mineralischen Böden – trotz niedrigem Emissionskoeffizienten – eine deutliche Senken-Funktion, da sie mit über 10 Mio. ha eine große Fläche einnehmen.

Tabelle 6-28: Fläche und THG-Emissionen der LULUCF-Flächentypen

Kategorie	Boden, Alter	Fläche (1.000 ha)	Emissionen (Gg CO_2-Äq)	(Mg CO_2-Äq/ha)
Wald	mineralisch, alt	10.384	**-28.128**	-2,7
	mineralisch, neu	304	**-4.571**	**-15,0**
	organisch, alt	226	241	1,1
	organisch, neu	19	-266	**-14,2**
Ackerland	mineralisch, alt	12.974	0	0,0
	mineralisch, neu	639	**1.775**	2,8
	organisch, alt	581	**23.433**	**40,3**
	organisch, neu	46	**1.855**	**40,3**
Grünland G1	mineralisch, alt	4.681	0	0,0
	mineralisch, neu	258	-395	-1,5
	organisch, alt	598	**10.655**	**17,8**
	organisch, neu	20	382	**19,2**
Gehölze G2	mineralisch, alt	362	0	0,0
	mineralisch, neu	229	**-1.895**	**-8,3**
	organisch, alt	15	37	2,5
	organisch, neu	10	-29	-2,9
Feuchtgebiete	mineralisch, alt	19	**525**	**27,6**
	mineralisch, neu	8	-17	-2,2
	organisch, alt	54	**1.495**	**27,6**
	organisch, neu	6	-13	-2,2
Gewässer	mineralisch, alt	485	0	0,0
	mineralisch, neu	72	127	1,8
	organisch, alt	25	0	0,0
	organisch, neu	6	11	1,9
Siedlung	mineralisch, alt	2.863	**1.625**	0,6
	mineralisch, neu	761	478	0,6
	organisch, alt	91	52	0,6
	organisch, neu	27	113	4,1
Sonstiges Land	mineralisch, alt	35	0	0,0
	mineralisch, neu	0	0	0,0
	organisch, alt	2	0	0,0
	organisch, neu	0	0	0,0
Ackerland	Karbonat	14.240	**1.776**	0,1
	Karbonat	10.932	64	0,0
Waldbrand		10.932	2	0,0
TOTAL		35.799	9.332	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der CRF-Tabellen aus dem Jahr 2011. Grün: relevante Senken (THG-Emission < -500 Gg CO_2-Äq/Jahr oder THG-Emissions-koeffizienten < -5 Mg CO_2-Äq/ha/Jahr); Rot: relevante Quellen (THG-Emission > 500 Gg CO_2-Äq/Jahr oder THG-Emissionskoeffizienten > 5 Mg CO_2-Äq/ha/Jahr).

Eine Betrachtung der Flächenanteile, die für hohe Emissionen verantwortlich sind, zeigt, dass sich 4,4 % der Ackerflächen (627.000 ha) und 10,8 % des Grünlands (598.000 ha) auf organischen Böden befinden (Tabelle 6-29). Vor allem diese beiden Flächenkategorien waren im Jahr 2011 – wie oben dargestellt – für die LULUCF-Emissionen verantwortlich. Die Umwandlung anderer

Flächen hin zu Ackerland auf mineralischen Böden fand auf 639.000 ha (4,5 %) statt, wobei aber eine verhältnismäßig geringe THG-Emissionen pro Fläche vorliegt.

Diese Flächenbetrachtung zeigt, dass ein verhältnismäßig geringer Anteil der landwirtschaftlichen Fläche in Deutschland hauptursächlich für die THG-Emissionen im LULUCF-Sektor ist (insbesondere landwirtschaftliche Flächen auf organischen Böden). Politische Maßnahmen treffen somit nicht alle Landwirte, sondern vor allem Landwirte in Regionen mit einem hohen Anteil an organischen Böden. Aus diesem Grund wird im Folgenden ein kurzer Überblick über die räumliche Verteilung der organischen Böden in Deutschland gegeben.

Tabelle 6-29: Fläche, Flächenanteil in Deutschland und THG-Emissionen der Flächenkategorien mit hohen THG-Reduktionspotenzialen (2010)

	Emissionen Gg CO_2-Äq	Fläche kha	Anteil an Ackerland bzw. Grünland	Anteil an Total
Ackerland				
Ackerland (org. alt)	23.433	581	4,1%	1,6%
Ackerland (org. neu)	1.855	46	0,3%	0,1%
Ackerland (min. neu)	1.775	639	4,5%	1,8%
Ackerland TOTAL		14.240		39,8%
Grünland				
Grünland (org. alt)	10.655	598	10,8%	1,7%
Grünland TOTAL		5.557		15,5%
Restliche Kategorien	6.927			
TOTAL	44.645	35.780		100,0%

Quelle: Eigene Darstellung nach CRF-Tabellen 2011, vgl. auch Tabelle 6-28;
min = mineralische Böden, org. = organische Böden; „Restliche Kategorien“ umfass alle weiteren Kategorien (z.B. Ackerland (min. alt), Grünland (min. alt), Gewässer, etc.)

6.4.1.2. Räumliche Verteilung organischer Böden

Laut Flächenanalysen durch Drösler et al. (2013) werden in Deutschland von den 18.098 km² Moorflächen, die in der Bodenübersichtskarte aus dem Jahr 1997 ausgewiesen sind, 32 % als Acker- und 40 % als Grünland genutzt. Dies entspricht 5 % der Ackerfläche und 14 % der Grünlandfläche in Deutschland. Diese Werte liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Werte, die im Jahr 2011 in den CRF-Tabellen für Ackerland und Grünland auf organischen Böden (4,4 % bzw. 10,7 %; vgl. Tabelle 6-29) ausgewiesen sind.

Im Hinblick auf eine räumliche Verteilung zeigt sich, dass Moorflächen vor allem in Norddeutschland anzutreffen sind. Ein kleinerer Flächenanteil befindet sich zudem in Süddeutschland (vgl. Drösler et al. 2013 und Tiemeyer et al. 2013).

6.4.1.3. THG-Reduktionspotenzial: Flächenumwandlung oder Bioenergie

Wie in Kap. 6.4.1 für das Jahr 2011 herausgestellt liegen die deutlichsten LULUCF-Reduktionspotenziale im Bereich der landwirtschaftlichen Flächen auf organischen Böden. Hierbei ist insbesondere eine Umwandlung von Acker- und Grünlandflächen mit hohen Emissionswerten

hin zu Flächen mit niedrigen Emissionswerten (z.B. Feuchtgebiete, Wald oder Gehölze) als Maßnahme geeignet.

Mit dieser Umwandlung würde aber landwirtschaftliche Fläche verloren gehen. Dies führt sehr wahrscheinlich zu einer Verdrängung der Produktion ins Ausland, wo mit negativen indirekten Effekten zu rechnen ist. Da aber bereits auf anderen landwirtschaftlichen Flächen Biomasse als Bioenergie – mit dem Ziel einer THG-Reduktion – angebaut wird, stellt sich die Frage, ob es eine effizientere Klimaschutzmaßnahme wäre,

a) weiterhin Bioenergie anzubauen und die organischen Böden in einer landwirtschaftlichen Nutzung zu lassen oder

b) organische Böden aus der landwirtschaftlichen Nutzung zu nehmen und die Anbaufläche für Bioenergie zu reduzieren.

Bei der Umwandlung von Ackerland auf organischen Bögen zu Wald, Feuchtgebieten oder Gehölzen kann innerhalb der ersten 20 Jahren eine Reduktion der THG-Emissionen von 42,6 bis 54,5 Mg CO_2/(ha*a) erreicht werden (Tabelle 6-30). THG-Reduktionen bei der Umwandlung von Grünland in diese Flächenkategorien liegen etwas um die Hälfte niedriger (20,1-32,0 Mg CO_2/(ha*a)). Nach 20 Jahren, wenn die umgewandelten Flächen in die Kategorie „alt“ übergehen, reduziert sich das Reduktionspotenzial auf etwa 40 Mg CO_2/(ha*a) (Tabelle 6-30).

Im Vergleich hierzu ist für die Produktion von Bioenergie auf Ackerflächen mit THG-Reduktion von maximal 23 Mg CO_2-Äq/(ha*a) zu rechen (vgl. Tabelle 6-30). Bei einer energetischen Nutzung von Grasschnitt liegt der Wert bei maximal 15 Mg CO_2-Äq/(ha*a) (WBGU 2008). Damit zeigt sich deutlich, dass mit einer Umwandlung von Ackerflächen auf organischen Böden hin zu Wald, Feuchtgebieten oder Gehölzen eine **zwei- bis dreifach höhere** THG-Reduktion erreicht werden kann als mit dem Anbau von Bioenergie.

Diese Analyse unterstreicht, dass die Umwandlung der organischen Böden und die gleichzeitig Reduktion der Produktion von Bioenergie die effizientere der beiden oben genannten Klimaschutzmaßnahmen darstellt.

Tabelle 6-30: THG-Reduktionspotenzialen bei der Umwandlung von Ackerland auf organischen Böden hin zu Wald, Feuchtgebieten oder Gehölzen und bei der Produktion von Bioenergie

Flächenkategorie	Emissionen Mg CO_2/ha	Einsparung Mg CO_2/ha
Vor Umwandlung		
Altes Ackerland (org. Böden)	40,3	0,0
Die ersten 20 Jahre nach Umwandlung		
Altes Ackerland (org. Böden) zu neuem Wald (org. Böden)	-14,2	-54,5
Altes Ackerland (org. Böden) zu neuen Feucht-gebieten (org. Böden)	-2,2	-42,6
Altes Ackerland (org. Böden) zu neuem Gehölz (org. Böden)	-2,9	-43,3
Ab dem 21. Jahre nach Umwandlung		
Alter Wald (org. Böden)	1,1	-39,3
Alte Feuchtgebiete (org. Böden) ohne Torfabbau	-2,2	-42,6
Alte Gehölze (org. Böden)	2,5	-37,8
Bioenergie		
Bioenergie vom Acker (WBGU 2008)	k.A.	-4 bis -23

Quelle: Eigene Darstellung nach CRF-Tabellen 2011 und WBGU 2008; k.A. = keine Angaben; die Berechnungen basieren auf der Quellen- und Senkenleistung der Kategorien.

6.4.1.4. Szenarien-Entwicklung

Für die Szenarien-Entwicklung werden – aufbauend auf den Ergebnissen der Analyse der CRF-Tabellen – für die Flächenkategorien, die eine Bedeutung bei den LULUCF-Emissionen einnehmen, Maßnahmen (M) entwickelt, die die THG-Emissionen reduzieren. Diese Maßnahmen werden dann bei der Berechnung der drei Szenarien (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95) unterschiedlich stark berücksichtigt (siehe Tabelle 6-31). Hinzu kommen zwei Maßnahmen zur Entwicklung der Siedlungsfläche und zum Torfabbau, die sich aus bereits gesetzten politischen Zielen ergeben. Zudem wird eine Restriktion (R) zum Grünlandumbruch eingeführt, um realistische Modelergebnisse zu erhalten. Diese Maßnahmen und die Restriktion werden in einem nächsten Schritt den Szenarien zugeordnet.

Maßnahme M-LULUCF-1: Im Hinblick auf die Entwicklung neuer Siedlungsflächen wird als Maßnahme angenommen, dass das Ziel, bis 2020 nur noch maximal 30 ha/Tag an neuer Siedlungsfläche zu erschließen[109], erreicht wird. In den Jahren 2007-2011 wurden im Mittel 118,9 ha/Tag in Siedlungsflächen umgewandelt. Im Modell wird hierzu ab 2012 die Anzahl an neuen Siedlungsflächen linear bis 2020 auf 30 ha/Tag reduziert und zwar unter Beibehaltung der Anteile pro umgewandelten Flächentyp aus der Fortschreibung. Flächenänderungen von Siedlungen zu

[109] Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung aus dem Jahr 2002 (http://www.umweltbundesamt.de/umweltrecht/raumplanung.htm)

anderen Flächenkategorien werden ab dem Jahr 2012 bis 2050 als konstant fortgeschrieben. Diese Maßnahme wird in den Szenarien KS 80 und KS 95 zu 100 % umgesetzt.

Maßnahme M-LULUCF-2: In Bezug auf Feuchtgebiete wird als Maßnahme angenommen, dass der Abbau von Torf im Zeitraum von 2015 bis 2020 vollständig eingestellt wird.[110] Dies wird im Modell derart umgesetzt, dass der Emissionskoeffizient für alte Feuchtgebiete (-27,6 Mg CO_2/(ha*a)), in die der Torfabbau in den CRF-Tabellen eingerechnet ist, ab 2015 bis 2020 linear abnimmt bis zu dem Emissionskoeffizienten von -2,2 Mg CO_2-Äq/(ha*a), der für alte Feuchtgebiete ohne Torfabbau angenommen wird. Diese Maßnahme wird in den Szenarien KS 80 und KS 95 zu 100 % umgesetzt.

Maßnahme M-LULUCF-3.1: Für den Flächentyp Grünland wird als Maßnahme angenommen, dass Grünland auf organischen Böden in Wald (10 %), Feuchtgebiete (80 %) oder Gehölze (10 %) umgewandelt wird. Der hohe Anteil an Feuchtgebieten ist damit begründet, dass bereits Grünland vorliegt und insbesondere vernäßte Grünlandflächen einen hohen Naturschutzwert aufweisen. Die Umsetzung im Modell geschieht linear über den Zeitraum von 2015 bis 2030, wobei für diese Jahre der Anteil an Grünland auf organischen Böden, das in die drei Flächenkategorien umgewandelt wird, je nach Zielgröße der Abnahme (z.B. Restfläche von Gehölze auf organischen Böden von 5 %) erhöht wird. Ab 2031 sinken die Flächenänderungskoeffizienten wieder auf die Werte vor 2015.

Maßnahme M-LULUCF-3.2: Als zweite Maßnahme für Grünland werden andere Flächenkategorien auf organische Böden nur noch in geringem Umfang in Grünland umgewandelt. Diese Maßnahme greift ab 2015 und die entsprechenden Flächenänderungskoeffizienten werden im Modell auf z.B. 5 % des Fortschreibungswertes heruntergesetzt.

Maßnahme M-LULUCF-4.1: Im Hinblick auf Ackerflächen werden Ackerflächen auf organischen Böden in Wald (40 %), Feuchtgebiete (50 %) oder Gehölze (10 %) umgewandelt. Für diese Verteilung wurde angenommen, dass die Hälfte der Fläche in feuchtes Grünland (Feuchtgebiete) umgewandelt wird. Die übrigen Flächen werden als nicht vernäßte Wald- bzw. Gehölzstandorte entwickelt, womit eine höhere THG-Reduktion erreicht wird als mit der Umwandlung zu Feuchtgebieten. Diese Maßnahme wird im Modell in gleicher Weise wie beim Grünland umgesetzt (Zeitraum von 2015 bis 2030).

Maßnahme M-LULUCF-4.2: Andere Flächenkategorien auf organischen Böden werden nur noch zu einem sehr geringen Anteil in Ackerland umgewandelt (ab 2015 z.B. nur noch 5 % von dem Wert der Fortschreibung).

Maßnahme M-LULUCF-4.3: Zusätzlich wird eine Umwandlung von Dauergrünland (= Grünland) und Gehölze auf organischen und mineralischen Böden) zu Ackerflächen weitestgehend unterbunden (ab 2015 z.B. nur noch 5 % des Fortschreibungswertes). Letzteres entspricht der Naturschutzforderung eines Verbots für Grünlandumbruch. Beispielsweise gilt in Nordrhein-Westfalen bereits ein Grünlandumbruchverbot[111].

Mit diesen Maßnahmen wird der Großteil der als relevanten identifizierten LULUCF-Emissionen adressiert (vgl. Abschnitt 6.4.1). Die Parametrisierung basiert auf eigenen Einschätzungen, die mit LULUCF- und Naturschutzexperten diskutiert wurden. Zudem decken sich diese Maßnahmen im

[110] Sicherung von Mooren bis 2020 (siehe BMU 2007)
[111] https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_vbl_detail_text?anw_nr=6&vd_id=12575&ver=8&val=12575&sg=&menu=1&vd_back=N

Grundzug mit den Empfehlungen für eine effiziente Klimaschutzpolitik in Niedersachsen (Flessa et al. 2012).

Nicht berücksichtigt werden Emission von Siedlungsflächen und Emissionen durch den Einsatz von Karbonatdünger. Die Emissionskoeffizienten für diese beiden Kategorien (0,56 Mg CO_2-Äq /(ha*a) bzw. 0,12 Mg CO_2-Äq /(ha*a)) sind sehr niedrig und die betroffenen Flächen sehr groß. Da eine signifikante Reduktion der Flächen schwer möglich ist, müsste eine Reduktion der THG-Emissionen auf Ebene der Emissionskoeffizienten erfolgen.

Hinzu kommt noch eine Restriktion (*R-LULUCF-5*): Für mineralische Böden im Jahr 2011 lag die Umwandlung von Ackerland zu Gehölzen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Umwandlung von Gehölzen zu Ackerland. In dem Moment, wo ein Grünlandumbruchsverbot (einschließlich Gehölzen) umgesetzt wird (siehe *M-LULUCF-5.3*), werden durch den weiterhin hohen Flächenänderungskoeffizienten für Ackerflächen hin zu Gehölzen überproportional Ackerflächen zu Gehölzen umgewandelt. Es wird aber davon ausgegangen, dass Landwirte versuchen werden, ihre verfügbare Ackerfläche aufrecht zu halten. Daher wird in allen Szenarien angenommen, dass die Umwandlung von Ackerland zu Gehölzen und die Umwandlung von Gehölzen zu Ackerland immer identisch sind.

Für die drei Szenarien wird Folgendes angenommen:

- Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) keine der Maßnahmen umgesetzt.
- Für das Klimaschutzszenario 80 wird angenommen, dass alle Maßnahmen aus Tabelle 6-31 herangezogen werden. Allerdings wird die Ausgestaltung der Regularien so schwach gestaltet, dass lediglich 30 % der adressieren Flächen durch die Maßnahmen beeinflusst werden. Dieser Wert wurde in Rücksprache mit LULUCF- und Naturschutzexperten gewählt.

Im Klimaschutzszenario 95 werden alle in Tabelle 6-31 beschriebenen Maßnahmen zu 95 % umgesetzt, da die Praxis zeigt, dass bei flächenbezogenen Bestimmungen eine 100 % Umsetzung schwer zu erreichen ist (z.B. hoher Grünlandumbruch trotz *Cross Compliance* Bestimmungen, Bebauung in Schutzgebieten, etc.).

Tabelle 6-31: Maßnahme und Restriktionen der drei Szenarien (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95)

Flächenkategorie	Maßnahmen	Umsetzung		
		AMS (2012)	KS 80	KS 95
Siedlungen				
Neue Siedlungen (20 Jahre) aus anderen Flächenkategorien --> *M-LULUCF-1*	Die Inanspruchnahme von Fläche für Siedlungen wird bis 2020 auf 30,0 ha/Tag reduziert (2010: 90,2 ha/Tag). Keine Sondermaßnahme für Grünland und Gehölze.	--	100%	100%
Feuchtgebiete und Gewässer				
Alte Feuchtgebiete (--> M-LULUCF-2)	Der Abbau von Torfmoor wird eingestellt (im Zeitraum von 2015-2020)	--	100%	100%
Grünland				
Altes Grünland (organische Böden) --> *M-LULUCF-3.1*	Grünland auf organischen Böden wird zu Wald (10%), Feuchtgebieten (80%) oder Gehölze (10%) umgewandelt (im Zeitraum von 2015-2030)	--	30%	95%
Neues Dauergrünland (20 Jahre, organische Böden) --> *M-LULUCF-3.2*	Andere Flächenkategorien auf organischen Böden werden nicht zu Dauergrünland umgewandelt (ab 2015 nur noch 5% des Fortschreibungswertes)	--	30%	95%
Ackerland				
Altes Ackerland (organischer Boden) --> *M-LULUCF-4.1*	Ackerland auf organischen Böden wird zu Wald (40%), Feuchtgebieten (50%) oder Gehölze (10%) umgewandelt (im Zeitraum von 2015-2030)	--	30%	95%
Neues Ackerland (20 Jahre, organische Böden) --> *M-LULUCF-4.2*	Andere Flächenkategorien auf organischen Böden werden nicht zu Ackerland umgewandelt (ab 2015 nur noch 5% des Fortschreibungswertes)	--	30%	95%
Neues Ackerland (20 Jahre, organische und mineralische Böden) --> *M-LULUCF-4.3*	Grünland und Gehölze werden nicht mehr zu Acker umgewandelt (ab 2015 nur noch 5% des Fortschreibungswertes)	--	30%	95%
Gehölze (Restriktion)				
Neue Gehölze (20 Jahre, mineralische Böden) --> *R-LULUCF-5*	Ackerland auf mineralischen Böden wird zu gleichen Flächenanteilen zu Gehölze wie Gehölze auf mineralischen Böden zu Ackerland (ab 2015)	100%	100%	100%

Quelle: Eigene Darstellung; AMS (2012) = Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012); KS 80 = Klimaschutzszenario 80; KS 95 = Klimaschutzszenario 95; Die Parametrisierung der Umsetzung der Maßnahmen basiert auf eigenen Einschätzungen, die mit LULUCF- und Naturschutzexperten diskutiert wurden.

Die in Tabelle 6-31 zusammengestellten Maßnahmen beziehen sich ausschließlich auf Maßnahmen zu Reduktion von Emissionen aus Quellen. Die Senken Wald soll in der nächsten Projektphase über ein Waldmodell berücksichtigt werden.

6.4.2. Ergebnisse zu Flächenänderungen (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80, Klimaschutzszenario 95)

Die Flächenveränderungen der LULUCF-Flächentypen sind in Abbildung 6-7 für alle Szenarien (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80, Klimaschutzszenario 95) graphisch einander gegenübergestellt. Ein sehr deutlicher Unterschied zwischen den drei Szenarien ist, dass im Szenario (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) die Siedlungsfläche bis zum Jahr 2050 auf 5,0 Mio. ha ansteigt, in den beiden Klimaschutzszenarien hingegen ab dam Jahr 2020 mit ca. 3,9 Mio. ha konstant bleibt. Dies ist darin begründet, dass im Szenario KS 80 und KS 95 die Flächeninanspruchnahme für Siedlungen auf 30 ha/Tag ab 2020 reduziert wird, im Szenario Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) aber der Fortschreibungswert von 119 ha/Jahr für die Berechnungen verwendet wird.

Die hohe Flächeninanspruchnahme im Szenario Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) findet letztlich auf Kosten von Grünlandflächen statt, wohingegen sich die Flächen der übrigen Flächentypen nur leicht verändern. Im Szeanrio Aktuelle-Maßnahmen-Szeanrio (2012) sinken die Grünlandflächen von 5,5 Mio. ha im Jahr 2012 auf eine Wert von 4,2 Mio. ha im Jahr 2050. Im Szenario KS 80 fällt diese Abnahme mit 4,5 Mio. ha im Jahr 2050 geringer aus. Dies liegt vor allem an der bereits gennanten Reduktion zu neuen Siedlungsflächen, aber auch durch den reduzierten Umbruch von Grünland zu Ackerland (30 % Umsetzung). Gleichzeitig werden aber auch Grünlandflächen auf organischen Böden vor allem als Feuchtgebieten wiedervernäßt. Dies führt zu einem Anstieg der terrestrischen Feuchtgebiete von 87.000 ha im Jahr 2012 zu 334.000 ha im Jahr 2050. Die Summe an Grünland und wiedervernäßtem Grünland liegt damit im Jahr 2050 bei knapp 4,8 Mio. ha. Im Szenario KS 95 mit einer 95 % Umsetzung des Grünlandumbruchverbots und einer hohen Wiedervernässungsrate von Grünland auf organischen Böden sinkt die Grünlandfläche auf 4,8 Mio. ha im Jahr 2050 und steigt gleichzeitig die Fläche terrestrischer Feuchtgebiete auf 834.000 ha. Die Summe an Grünland und wiedervernäßtem Grünland liegt im Szenario KS 95 im Jahr 2050 bei knapp 5,0 Mio. ha.

Die Ackerlandfläche bleibt im im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) 14,0 Mio. ha im Vergleich zu 14,2 Mio. ha im Jahr 2012 weitestgehend konstant. Dies liegt daran, dass sich die Flächenumwandlung hin zu Siedlungsflächen und der Umbruch von Grünland zu Ackerland gegenseitig ausgleichen. In der Kombination, dass im Szenario KS 80 die neue Siedlungsfläche reduziert, der Grünlandumburch zum Teil unterbunden und 30 % der Ackerflächen auf organischen Böden wiedervernäßt werden, steigt die Ackerfläche bis zum Jahr 2050 leicht auf 14,4 Mio. ha. Im Szenario KS 95, in dem neben der Reduktion der neuen Siedlungsfläche das Grünlandumbruchverbot zu Ackerland und die Wiedervernässung der Ackerflächen auf organischen Böden zu 95 % umgesetzt werden, singt die Ackerfläche im Jahr 2050 auf 13,3 Mio. ha.

Waldflächen bleiben im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) mit 10,9 Mio. ha über den Modellzeitraum konstant. Im Klimaschutzszenario 80 und 90 steigt der Anteil an Waldflächen – bedingt durch die Umwandlung von Acker- und Grünland auf organischen Böden – leicht an (erreichter Wert in 2050: 11,1 Mio. ha bzw. 11,3 Mio. ha).

Abbildung 6-7: Flächenänderungen der LULUCF-Flächentypen für die drei Szenarien (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95) von 1990 bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung

6.4.3. Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Die THG-Emissionen im LULUCF-Sektor werden stark durch CO_2-Emissionen dominiert, da insbesondere CO_2 bei Flächenumwandlungen und -nutzung freigesetzt bzw. eingelagert wird. Lachgasemissionen nehmen z.B. im Jahr 2010 weniger als 1 % und Methanemissionen weniger als 0,1 % der THG-Emissionen ein.

Die THG-Emissionen des Aktuelle-Maßnahmen-Szenarios (2012) sind in Abbildung 6-8 und Tabelle 6-32 dargestellt. Auffällig ist zuallererst der drastische Anstieg der Emissionen für Wälder von 2001 nach 2002. Dies ist ein methodischer Effekt, der durch die Nutzung der neuen Bundeswaldinventur (BMVEL, 2001/2002) bedingt und entsprechend in den CRF-Tabellen dokumentiert ist. Da für die Fortschreibung im Rahmen der Modellierung jedoch auf die Jahre von 2006 bis 2010 zurückgegriffen wird, hat dieser methodische Effekt keine Auswirkungen auf die Ergebnisse der Modellierung.

In der Summe steigen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) die Emissionen bis 2030 auf eine Wert von 13.700 Gg CO_2-Äq deutlich an und pendelt sich bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 14.700 Gg CO_2-Äq die THG-Emissionen ein. Dabei fungieren vor allem die Waldflächen als

Senken (in 2050: ca. -21.500 Gg CO_2-Äq) und allen voran die Ackerflächen gefolgt von den Grünlandflächen als Quellen (in 2050: ca. 30.500 Gg CO_2-Äq bzw. ca. 8.000 Gg CO_2-Äq; Abbildung 6-8, Tabelle 6-32). Die THG-Emissionen der Feuchtgebiete resultiert vor allem aus dem noch bestehenden Torfabbau (2.800 Gg CO_2-Äq in 2050). Die Abnahme der Senkenfunktion der neuen Waldflächen von 2002 bis 2020 ist damit begründet, dass seit etwa 2000 die Umwandlung von anderen Flächenkategorien in Wald deutlich abgenommen hat. Dadurch nimmt der Pool an neuen Waldflächen, die eine größere Senkenfunktion als alte Waldflächen haben, stetig ab und pendelt sich nach 2020 auf einen konstanten Wert ein.

Abbildung 6-8: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) von 1990 bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 6-32: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
	Gg CO2				
5.A. Forest Land	-33.057	-29.942	-29.475	-29.516	-29.535
5.B. Cropland	28.671	29.196	29.671	30.057	30.459
5.C. Grassland	8.770	7.704	8.480	8.446	8.057
5.D. Wetlands	2.100	2.301	2.504	2.644	2.786
5.E. Settlements	2.177	2.221	2.511	2.690	2.875
5.F. Other Land	0	0	0	0	0
5.G. Other	58	62	62	62	62
5. Total Land-Use Categories	8.719	11.542	13.753	14.382	14.702
ggü. 1990	124,4%	132,3%	138,5%	140,2%	141,1%
ggü. 2005	19,0%	57,5%	87,7%	96,3%	100,7%
ggü. 2010		32,4%	57,7%	65,0%	68,6%

Quelle: Eigene Darstellung

6.4.4. Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

Im Klimaschutzszenario 80, in dem alle Maßnahmen zu 30 % umgesetzt werden (vgl. Tabelle 6-31), wird eine deutliche THG-Reduktion erreicht (Abbildung 6-9, Tabelle 6-33). Dies ergibt sich insbesondere durch die Umwandlung von Acker- und Grünlandflächen auf organischen Böden in Feuchtgebiete, Wälder und Gehölze. Bis zum Jahr 2030 sinken die THG-Emissionen im LULUCF-Sektor in diesem Szenario auf -1.200 Gg CO_2-Äq (leichte Senke) und steigen bis 2050 wieder auf ca. 1.300 Gg CO_2-Äq an (leichte Quelle; Abbildung 6-9, Tabelle 6-33). Dieser Anstieg ist darin begründet, dass die neuen Wald- und Gehölzflächen eine stärkere Senkenfunktion aufweisen als die alten Wald- und Gehölzflächen.

Abbildung 6-9: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 80 von 1990 bis 2050 (alle Maßnahmen, 30 % Umsetzung)

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 6-33: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 80 von 2010 bis 2050 (alle Maßnahmen, 30 % Umsetzung)

	2010	2020	2030	2040	2050
	Gg CO2				
5.A. Forest Land	-33.057	-30.437	-30.718	-30.251	-29.500
5.B. Cropland	28.671	26.232	22.290	22.545	22.930
5.C. Grassland	8.770	6.435	5.330	5.550	5.478
5.D. Wetlands	2.100	-104	-454	-228	110
5.E. Settlements	2.177	2.163	2.272	2.252	2.256
5.F. Other Land	0	0	0	0	0
5.G. Other	58	62	62	62	62
5. Total Land-Use Categories	8.719	4.351	-1.218	-71	1.335
ggü. 1990	124,4%	112,2%	96,6%	99,8%	103,7%
ggü. 2005	19,0%	-40,6%	-116,6%	-101,0%	-81,8%
ggü. 2010		-50,1%	-114,0%	-100,8%	-84,7%

Quelle: Eigene Darstellung

6.4.5. Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

Bei einer Umsetzung der Maßnahmen zu 95 % (vgl. Tabelle 6-31) wird im Klimaschutzszenario 95 eine so starke THG-Reduktion erreicht, dass der LULUCF-Sektor nicht mehr als Quelle sondern als deutliche Senke fungiert. Dies liegt wiederum vor allem an der Umwandlung von Acker- und Grünlandflächen auf organischen Böden in Feuchtgebiete, Wälder und Gehölze (Abbildung 6-10, Tabelle 6-34). Die LULUCF-Emissionen von Ackerflächen sinken von ca. 28.700 Gg CO_2-Äq im Jahr 2010 auf ca. 4.500 Gg CO_2-Äq im Jahr 2050 und die Emissionen von Grünlandflächen nehmen von ca. 8.800 Gg CO_2-Äq im Jahr 2010 auf ca. -600 Gg CO_2-Äq im Jahr 2050 ab. In der Summe reduzieren sich die gesamten LULUCF-Emissionen von ca. 8.700 Gg CO_2-Äq im Jahr 2010 auf ca. -29.600 Gg CO_2-Äq im Jahr 2030, gefolgt von einem Anstieg auf einen Wert von -23.000 Gg CO_2-Äq im Jahr 2050 (Abbildung 6-10, Tabelle 6-34). Letztere Anstieg ist wiederum durch den oben beschriebenen Effekt von neuen und alten Flächen bedingt.

Abbildung 6-10: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 95 von 1990 bis 2050 (alle Maßnahmen, 95 % Umsetzung)

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 6-34: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 95 von 2010 bis 2050 (alle Maßnahmen, 95 % Umsetzung)

	2010	2020	2030	2040	2050
	Gg CO2				
5.A. Forest Land	-33.057	-31.509	-33.398	-31.777	-29.297
5.B. Cropland	28.671	19.436	5.182	4.634	4.462
5.C. Grassland	8.770	3.503	-1.982	-1.241	-629
5.D. Wetlands	2.100	-602	-1.699	-975	110
5.E. Settlements	2.177	2.164	2.275	2.257	2.264
5.F. Other Land	0	0	0	0	0
5.G. Other	58	62	62	62	62
5. Total Land-Use Categories	8.719	-6.946	-29.559	-27.041	-23.028
ggü. 1990	124,4%	80,6%	17,3%	24,4%	35,6%
ggü. 2005	19,0%	-194,8%	-503,5%	-469,1%	-414,3%
ggü. 2010		-179,7%	-439,0%	-410,1%	-364,1%

Quelle: Eigene Darstellung

6.4.6. Vergleich der Szenarien

Die Ergebnisse der drei Szenarien (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), Klimaschutzszenario 80 und Klimaschutzszenario 95) unterscheiden sich deutlich voneinander. Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) stellt der LULUCF-Sektor eine THG-Quelle in der Größenordnung von 14.700 Gg CO_2-Äq im Jahr 2050 dar. Durch die teilweise Umsetzung der Maßnahmen im Klimaschutzszenario 80 wird diese THG-Quelle auf ungefähr 1.300 Gg CO_2-Äq im Jahr 2050 reduziert. Eine konsequente Umsetzung der Maßnahmen im Klimaschutzszenario 95 führt dazu, dass der LULUCF-Sektor nicht mehr als Quelle, sondern als Senke fungiert. Die Senkenleistung im Klimaschutzszenario 95 beträgt -23.000 Gg CO_2-Äq im Jahr 2050 (vgl. Tabelle 6-35).

Ein Vergleich der THG-Entwicklung in Bezug auf das Jahr 1990 und das Jahr 2005 ist ebenfalls in Tabelle 6-35 dargestellt. Dabei ist festzustellen, dass die beiden Bezugsjahre sich sehr deutlich voneinander unterschieden. Im Jahr 1990 trat der LULUCF-Sektor als Senke auf, insbesondere durch die Senkenleistung der alten Waldflächen. Im Jahr 2005 – nach der Waldinventur im Jahr 2002 – stellt der LULUCF-Sektor eine Quelle dar. Im Zeitraum von 1990 bis 2005 war eine Zunahme der THG-Emission um 120 % zu verzeichnen. Entsprechend deutlich unterscheiden sich die Veränderungen der THG-Emissionen in Bezug auf das Jahr 1990 und 2005:

- Bezogen auf das Jahr 1990 ist bis zum Jahr 2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) ein Anstieg der THG-Emissionen um ca. 141 % festzustellen, der im Klimaschutzszenario 80 auf ca. 104 % und im Klimaschutzszenario 95 auf ca. 36 % abgemildert werden kann.
- Bezogen auf das Jahr 2005 steigen bis zum Jahr 2050 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) die THG-Emission um 99 % an, während sie im Klimaschutzszenario 80 um 82 % und im Klimaschutzszenario 95 um 412 % abnehmen. Der letztere Wert zeigt, dass der LULUCF-Sektor im Vergleich zum Jahr 2005 im Jahr 2050 wieder eine Senkenfunktion annehmen kann.

Tabelle 6-35: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im AMS (2012) und den beiden Klimaschutzszenarien von 2010 bis 2050 (alle Maßnahmen, 95 % Umsetzung)

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	-36.024	7.107	8.448				
AMS (2012)				11.250	13.451	14.082	14.403
Klimaschutzszenario 80				4.078	-1.466	-314	1.077
Klimaschutzszenario 95				-9.635	-29.773	-26.718	-23.198
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	9	1	3				
AMS (2012)				5	5	5	5
Klimaschutzszenario 80				5	5	5	5
Klimaschutzszenario 95				5	5	5	5
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	256	263	269				
AMS (2012)				288	297	295	295
Klimaschutzszenario 80				268	244	238	254
Klimaschutzszenario 95				214	115	121	164
Summe CO_2+CH_4+N_2O							
Entwicklung 1990 – 2010	-35.758	7.372	8.721				
AMS (2012)				11.542	13.753	14.382	14.702
Klimaschutzszenario 80				4.351	-1.218	-71	1.335
Klimaschutzszenario 95				-9.416	-29.653	-26.592	-23.028
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-132,3	-138,5	-140,2	-141,1
Klimaschutzszenario 80				-112,2	-96,6	-99,8	-103,7
Klimaschutzszenario 95				-73,7	-17,1	-25,6	-35,6
Summe CO_2+CH_4+N_2O	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				56,6	86,6	95,1	99,4
Klimaschutzszenario 80				-41,0	-116,5	-101,0	-81,9
Klimaschutzszenario 95				-227,7	-502,3	-460,7	-412,4

Quelle: Eigene Darstellung

6.4.7. Mögliche Instrumente zum Umsetzen der Maßnahmen

Die Maßnahmen, die im LULUCF-Modell umgesetzt wurden, lassen sich im Grundzug in folgende Punkte zusammenfassen, die unten im Einzelnen betrachtet werden:

- Reduktion der Inanspruchnahme von Flächen für Siedlungen auf 30 ha/Tag bis zum Jahr 2020
- Einstellung des Torfabbaus in Deutschland bis zum Jahr 2020
- Umwandlung von Ackerland und Grünland auf organischen Böden zu Feuchtgebieten (Wiedervernässung), Gehölzen oder Wald
- Grünlandumbruchverbot hin zu Acker auf organischen und auf mineralischen Böden (ab 2015)

- Flächen auf organischen Böden werden nicht zu Acker bzw. Grünland umgewandelt (ab 2015)

Reduktion der Inanspruchnahme von Flächen für Siedlungen auf 30 ha/Tag

Die Reduktion der Flächeninanspruchnahme für Siedlungen steht in einem komplexen rechtlichen Umfeld des Baugesetzes und des Raumplanungsrechts auf Bundes-, Länder- und kommunaler Ebene. Laut Brandt et al. (2003) kann aber der Bundesgesetzgeber Maßnahmen zur Reduzierung des Flächenverbrauchs trotz der Garantie der kommunalen Selbstverwaltung vorgeben. Mögliche Instrumente sind (vgl. Brandt et al. 2003, Penn-Bressel et al. 2003 und Köck et al. 2007):

- Begründungs- oder Rechtfertigungspflicht der Länder bei der Inanspruchnahme der Freiraumflächen
- quantitative Vorgabe zur zulässigen Inanspruchnahme der Freiraumflächen (Flächenkontingentierung)
- Handel mit Flächenkontingenten (Lizenzhandelsmodell)
- Einführung eines Vorrangs der Innenbereichsentwicklung in das BauGB
- eine bodenbezogene Bewertungsmethodik im Bereich der Umweltprüfung und der Eingriffsregelung
- Fortentwicklung der Bodenschutzklausel zu einem der Abwägung vorgeschalteten Planungsleitsatz
- Vorsehen von Mindestflächen, die von Bebauung freizuhalten sind
- Genehmigungspflicht für Bebauungspläne im Fall, dass Außenbereichsflächen überplanen werden

Einstellung des Torfabbaus in Deutschland

In Deutschland werden laut UBA (2013b) knapp 20.000 ha Moorfläche für den Torfabbau genutzt. Diese Fläche reicht aber nicht aus, um den deutschen Torfbedarf zu decken. Ein Großteil des in Deutschland genutzten Torfs stammt heute aus dem Ausland (Osteuropa, Russland).

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, den Torfabbau in Deutschland per Gesetzt zu verbieten. Solange aber die Nachfrage in Deutschland gleich hoch bleibt, führt dies lediglich dazu, dass mehr Torf aus dem Ausland importiert wird. Aus diesem Grund sollte neben dem Torfabbauverbot zudem die Reduktion des Torfverbrauchs in Deutschland adressiert werden. Hierzu schlagen Osterburg et al. (2013) vor:

- Verbot des Einsatzes von Torferden im Hobbygartenbau
- Vorgaben zur Reduktion (z.B. 50 %) von Torferden im Erwerbsanbau
- Programm zur Erforschung von Torfersatzstoffen
- Vorgabe der Verwendung von Torfersatzstoffen in den Vergaberichtlinien für öffentliche Aufträge im Garten- und Landschaftsbau
- Beratungs- und Informationsmaßnahmen zum Thema Torfeinsatz im Gartenbau

Umwandlung von Ackerland und Grünland auf organischen Böden zu Feuchtgebieten (Wiedervernässung), Gehölzen oder Wald

Für die Umwandlung von Ackerland und Grünland auf organischen Böden mit hohen THG-Emissionen hin zu Flächennutzungen mit geringeren THG-Emissionen kommen als Flächennutzungen Feuchtgebiete, Gehölze und Wald in Frage. Welche neue Flächennutzung sinnvoll ist, kann sich zwischen Ackerland und Grünland unterscheiden und muss im Einzelfall entschieden werden. Folgende Instrumente können diese Flächenumwandlung unterstützen (vgl. Osterburg et al. 2013):

- Förderprogramm zur Wiedervernässung von Mooren im Rahmen von Flurneuordnung, Agrar-Umwelt-Maßnahmen und investiver Förderung. Da die Moorflächen zwischen den Bundesländern ungleich verteilt sind, kann eine Kofinanzierung des Bundes z. B. über die „Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes" (GAK) möglich sein.
- Förderung von Aufforstung (z.B. über den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER), Neuanlage von Mischwäldern über den Waldklimafonds)
- Ausgleichs- und Ersatzmaßnahme zur Kompensation der Umweltwirkungen

Grünlandumbruchverbot hin zu Acker auf organischen und auf mineralischen Böden

Die neuen Regelungen der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP 2014-2020; DirektZahlDurchfG[112]) sind ab Januar 2015 in Kraft getreten. Im Falle einer strikten Umsetzung der neuen Regelungen mit einer niedrigen Genehmigungsrate für den Umbruch von Dauergrünland ohne Wiederanlegen von neuem Dauergrünland kann ein diese Regelung den Grünlandumbruch in Deutschland bereits reduzieren. Die Effektivität der neuen GAP wird sich aber ersten in den nächsten Jahren zeigen.

Auf Ebene der Bundesländern kann über eine entsprechende Verordnung ein Umbruchverbot von Dauergrünland ausgesprochen werden. Dies ist z.B. in Nordrhein-Westfalen[113] und Mecklenburg-Vorpommern[114] bereits der Fall.

Flächen auf organischen Böden werden nicht zu Acker bzw. Grünland umgewandelt

Der Anteil an Flächen auf organischen Böden (Wald, Gehölze, Feuchtgebiete, Siedlung), die zu Acker und Grünland umgewandelt werden, ist verhältnismäßig klein. Nichts desto trotz sollte eine derartige Umwandlung vermieden werden. Dies könnte über Verordnungen bzw. Gesetze – ähmlich wie beim Grünlandumbruch – auf Länderebene erreicht werden.

7. Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und deren Komponenten

Im Folgenden wird die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für alle drei Szenarien jeweils auf zwei unterschiedliche Weisen aggregiert dargestellt, um zum einen die Beiträge der unterschiedlichen Treibhausgase, zum anderen die Beiträge der einzelnen Sektoren abzubilden.

[112] Direktzahlungen-Durchführungsgesetz: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/direktzahldurchfg/gesamt.pdf
[113] Verordnung zur Erhaltung von Dauergrünland (Dauergrünlanderhaltungsverordnung -DGL-VO NRW): https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_vbl_detail_text?anw_nr=6&vd_id=12575&ver=8&val=12575&sg=&menu=1&vd_back=N
[114] Gesetz zur Erhaltung von Dauergrünland im Land Mecklenburg-Vorpommern (Dauergrünlanderhaltungsgesetz - DGErhG M-V): http://www.landesrecht-mv.de/jportal/portal/page/bsmvprod.psml?showdoccase=1&doc.id=jlr-DGr%C3%BCnErhGMVrahmen&doc.part=X&doc.origin=bs

Die gesamten Treibhausgasemissionen werden dabei jeweils in einer weiten und einer engen Abgrenzung dargestellt, das heißt jeweils mit bzw. ohne Berücksichtigung der Emissionsbeiträge des internationalen Luft- und Seeverkehrs und LULUCF. Letztere sind nur in solchen Angaben enthalten, wo sie auch explizit benannt werden.

7.1. Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

In Tabelle 7-2 ist die Entwicklung der Emissionen von CO_2, CH_4, N_2O, HFKW, FKW sowie SF_6 für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) zusammengestellt, wobei in dieser Zusammenstellung die den internationalen Treibstoffbunkerungen (Hochseeschifffahrt und internationaler Flugverkehr) und LULUCF zuzurechnenden Treibhausgasemissionen gesondert ausgewiesen und nur in der unteren der beiden Summenzeilen berücksichtigt werden.

Tabelle 7-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Aktuelle-Maßnahmen-Szeanrio (2012), 2005-2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Mio. t CO_2-Äqu.					
Kohlendioxid	864,7	826,1	714,6	613,8	515,8	404,9
Methan	59,5	50,4	39,7	35,9	31,8	29,5
Lachgas	60,9	54,6	56,3	55,6	55,3	55,0
HFKW	8,6	9,0	9,0	8,2	9,1	9,9
FKW	0,7	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
SF_6	3,5	3,2	4,8	1,6	1,4	1,4
Gesamt	997,9	943,5	824,6	715,2	613,6	500,8
ggü. 2005	-	*-5,5%*	*-17,4%*	*-28,3%*	*-38,5%*	*-49,8%*
ggü. 1990	*-20,2%*	*-24,5%*	*-34,0%*	*-42,8%*	*-50,9%*	*-59,9%*
ggü. Basisjahr [a]	*-20,4%*	*-24,8%*	*-34,2%*	*-43,0%*	*-51,1%*	*-60,1%*
Nachrichtlich:						
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	*31,4*	*33,7*	*40,4*	*47,0*	*50,2*	*52,3*
LULUCF	*7,4*	*8,7*	*11,5*	*13,8*	*14,4*	*14,7*
Gesamt incl. nachrichtlich	1.036,7	985,9	876,6	776,0	678,2	567,8
ggü. 2005	-	*-4,9%*	*-15,4%*	*-25,1%*	*-34,6%*	*-45,2%*
ggü. 1990	*-16,0%*	*-20,1%*	*-29,0%*	*-37,2%*	*-45,1%*	*-54,0%*
ggü. Basisjahr [a]	*-16,3%*	*-20,4%*	*-29,2%*	*-37,3%*	*-45,2%*	*-54,1%*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, als Basisemission wurde der in FCCC/KP/CMP/2008/9/Rev.1 festgelegte Wert verwendet

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Im Zeitraum 1990 bis 2050 werden die Treibhausgasemissionen um 60 % zurückgeführt, unter Berücksichtigung von internationalem Luft- und Seeverkehr allerdings nur um 54 % Der größte Emissionsminderungsbeitrag zwischen 2010 und 2050 entfällt auf die Kohlendioxid-Emissionen (CO_2), in diesem Bereich werden etwa 95 % der gesamten Emissionsreduktion erbracht. Darüber hinaus fällt ein relevanter Anteil von fast 5 % auf die Zurückführung des Ausstoßes von Methan (CH_4). Die Emissionen der Gruppe der synthetischen Treibhausgase (teilhalogenisierte Kohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexaflourid (SF_6)) tragen zusammen nur 0,2 % zur gesamten Emissionsreduktion bei, da zwar die FKW- und

SF_6-Emissionen sinken, dafür aber die HFKW-Emissionen ansteigen. Die Emissionen von Lachgas (N_2O) steigen sogar leicht an.

Eine nach Quellbereichen strukturierte Übersicht über die Emissionsentwicklung im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) für den Zeitraum 2005 bis 2050 bieten Tabelle 7-2 und Abbildung 7-1.

Tabelle 7-2: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Aktuelle-Maßnahmen-Szeanrio (2012), 2005-2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Mio. t CO_2-Äqu.					
Energiewirtschaft	378,9	356,4	311,9	272,4	230,9	169,7
Industrie	109,8	115,8	99,2	95,6	89,9	74,9
GHD	47,9	45,2	41,0	29,1	16,9	10,2
Haushalte	111,9	106,8	85,0	61,1	38,8	23,2
Verkehr	161,8	155,0	133,6	114,3	100,0	89,6
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	14,0	10,0	8,5	6,4	4,0	2,4
Industrieprozesse	78,8	68,7	67,2	59,3	57,0	55,4
Produktverwendung	2,1	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9
Landwirtschaft	71,4	68,4	67,9	68,5	68,5	68,4
Abfallwirtschaft	21,4	15,4	8,4	6,7	5,7	5,1
Gesamt	997,9	943,5	824,6	715,2	613,6	500,8
ggü. 2005	-	*-5,5%*	*-17,4%*	*-28,3%*	*-38,5%*	*-49,8%*
ggü. 1990	*-20,2%*	*-24,5%*	*-34,0%*	*-42,8%*	*-50,9%*	*-59,9%*
ggü. Basisjahr[a]	*-20,4%*	*-24,8%*	*-34,2%*	*-43,0%*	*-51,1%*	*-60,1%*
Nachrichtlich:						
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	*31,4*	*33,7*	*40,4*	*47,0*	*50,2*	*52,3*
LULUCF	*7,4*	*8,7*	*11,5*	*13,8*	*14,4*	*14,7*
Gesamt incl. nachrichtlich	1.036,7	985,9	876,6	776,0	678,2	567,8
ggü. 2005	-	*-4,9%*	*-15,4%*	*-25,1%*	*-34,6%*	*-45,2%*
ggü. 1990	*-16,0%*	*-20,1%*	*-29,0%*	*-37,2%*	*-45,1%*	*-54,0%*
ggü. Basisjahr[a]	*-16,3%*	*-20,4%*	*-29,2%*	*-37,3%*	*-45,2%*	*-54,1%*
Nachrichtlich:						
Abgeschiedenes Kohlendioxid	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, als Basisemission wurde der in FCCC/KP/CMP/2008/9/Rev.1 festgelegte Wert verwendet

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Mit einem Anteil von 45 % wird fast die Hälfte der von 2010 bis zum Jahr 2050 erzielten Emissionsminderungen von der Energiewirtschaft erbracht. Der zweitgrößte Anteil an den Emissionsminderungen entfällt mit 20 % auf die privaten Haushalte gefolgt vom (nationalen) Verkehr mit einem Anteil von knapp 16 %. Weitere relevante Emissionsminderungsbeiträge entfallen auf die energiebedingten Emissionen der Industrie (10 %) und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (8 %), sowie in geringerem Maße auf die Industrieprozesse (3 %), die Abfallwirtschaft und die flüchtigen Emissionen aus Energiesektoren (jeweils 2 %). Die Landwirtschaft und die Produktverwendung haben nur einen fast vernachlässigbar kleinen

Minderungsbeitrag. Deutlich steigende Emissionen weisen der internationale Luft- und Seeverkehr sowie LULUCF auf, hier kann der historische deutliche Steigerungstrend in Bezug auf die Emissionen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) nicht gebrochen werden.

Abbildung 7-1: Verminderung von Treibhausgasemissionen in den Jahren 2020–2050 gegenüber 1990 im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

Anmerkung: Darstellungen ohne internationalen Luft- und Seeverkehr und ohne LULUCF
Quelle: Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

7.2. Klimaschutzszenario 80

Im Klimaschutzszenario 80 werden durch deutlich ambitioniertere Maßnahmen deutlich größere Emissionsminderungen erbracht (Tabelle 7-3). Bis zum Jahr 2050 belaufen sich die gesamten Emissionsminderungen auf 83 % ohne Berücksichtigung von internationalem Luft- und Seeverkehr und LULUCF bzw. 80 % unter Berücksichtigung dieser, jeweils im Vergleich zu 1990.

Tabelle 7-3: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Klimaschutzszenario 80, 2005-2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Mio. t CO_2-Äqu.					
Kohlendioxid	864,7	826,1	633,4	456,5	286,1	153,6
Methan	59,5	50,4	36,7	29,8	23,2	18,0
Lachgas	60,9	54,6	51,1	47,8	44,9	42,0
HFKW	8,6	9,0	6,6	2,5	1,1	0,5
FKW	0,7	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
SF_6	3,5	3,2	4,6	1,3	1,1	1,1
Gesamt	997,9	943,5	732,7	538,1	356,6	215,5
ggü. 2005	-	*-5,5%*	*-26,6%*	*-46,1%*	*-64,3%*	*-78,4%*
ggü. 1990	*-20,2%*	*-24,5%*	*-41,4%*	*-57,0%*	*-71,5%*	*-82,8%*
ggü. Basisjahr [a]	*-20,4%*	*-24,8%*	*-41,6%*	*-57,1%*	*-71,6%*	*-82,8%*
Nachrichtlich:						
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	*31,4*	*33,7*	*37,7*	*41,1*	*38,6*	*35,6*
LULUCF	*7,4*	*8,7*	*4,4*	*-1,2*	*-0,1*	*1,3*
Gesamt incl. nachrichtlich	1.036,7	985,9	774,7	577,9	395,1	252,4
ggü. 2005	-	*-4,9%*	*-25,3%*	*-44,3%*	*-61,9%*	*-75,7%*
ggü. 1990	*-16,0%*	*-20,1%*	*-37,3%*	*-53,2%*	*-68,0%*	*-79,6%*
ggü. Basisjahr [a]	*-16,3%*	*-20,4%*	*-37,4%*	*-53,3%*	*-68,1%*	*-79,6%*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, als Basisemission wurde der in FCCC/KP/CMP/2008/9/Rev.1 festgelegte Wert verwendet

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Mit etwa 92 % ist der Großteil dieser Emissionminderung wiederum auf die Projektion für die CO_2-Emissionen zurückzuführen. Gut 5 % der Emissionsreduktion ist Methan und knapp 2 % Lachgas zuzuordnen. Die synthetischen Treibhausgase HFKW, FKW und SF_6 tragen zusammen knapp 1,5 % zur Emissionsminderung bei, wobei unter diesen der weitaus größte Teil auf HFKW entfällt.

Die Rolle der einzelnen Sektoren auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen im Klimaschutzszenario 80 verdeutlichen Tabelle 7-4 und Abbildung 7-2.

Tabelle 7-4: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Klimaschutzszenario 80, 1990-2050

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Mio. t CO_2-Äqu.					
Energiewirtschaft	378,9	356,4	248,5	170,6	97,0	33,2
Industrie	109,8	115,8	93,6	72,8	56,1	33,9
GHD	47,9	45,2	38,9	24,5	11,5	5,4
Haushalte	111,9	106,8	80,7	52,5	29,1	16,2
Verkehr	161,8	155,0	127,9	95,7	55,7	31,5
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	14,0	10,0	8,2	5,8	3,1	1,6
Industrieprozesse	78,8	68,7	61,2	48,1	41,4	36,4
Produktverwendung	2,1	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9
Landwirtschaft	71,4	68,4	65,3	61,0	56,1	51,1
Abfallwirtschaft	21,4	15,4	6,5	5,4	4,7	4,2
Gesamt	997,9	943,5	732,7	538,1	356,6	215,5
ggü. 2005	*-*	*-5,5%*	*-26,6%*	*-46,1%*	*-64,3%*	*-78,4%*
ggü. 1990	*-20,2%*	*-24,5%*	*-41,4%*	*-57,0%*	*-71,5%*	*-82,8%*
ggü. Basisjahr[a]	*-20,4%*	*-24,8%*	*-41,6%*	*-57,1%*	*-71,6%*	*-82,8%*
Nachrichtlich:						
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	*31,4*	*33,7*	*37,7*	*41,1*	*38,6*	*35,6*
LULUCF	*7,4*	*8,7*	*4,4*	*-1,2*	*-0,1*	*1,3*
Gesamt incl. nachrichtlich	1.036,7	985,9	774,7	577,9	395,1	252,4
ggü. 2005	*-*	*-4,9%*	*-25,3%*	*-44,3%*	*-61,9%*	*-75,7%*
ggü. 1990	*-16,0%*	*-20,1%*	*-37,3%*	*-53,2%*	*-68,0%*	*-79,6%*
ggü. Basisjahr[a]	*-16,3%*	*-20,4%*	*-37,4%*	*-53,3%*	*-68,1%*	*-79,6%*
Nachrichtlich:						
Abgeschiedenes Kohlendioxid	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, als Basisemission wurde der in FCCC/KP/CMP/2008/9/Rev.1 festgelegte Wert verwendet

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Etwa 44 % der gesamten Emissionsminderung im Jahr 2050 gegenüber 2010 entfallen hier auf die Energiewirtschaft. Mit knapp 17 % der gesamten Emissionsminderungen entfällt der zweitgrößte Anteil auf den Verkehr. Weitere erhebliche Anteile an den Emissionsminderungen entfallen aber auch auf die Emissionen der energiebedingten Industrieemissionen und die privaten Haushalte (etwa 11 % und 12 %). Der GHD-Sektor trägt gut 5 % zu den Emissionsminderungen bei und die Industrieprozesse 4 % bei. Anders als im AMS (2012) weist im KS 80 die Landwirtschaft mit gut 2 % einen nennenswerten Anteil an den Emissionsminderungen auf, der zudem höher liegt als der Anteil der Abfallwirtschaft (unter 2 %) und der flüchtigen Emissionen der Energiesektoren (gut 1 %). Der Minderungsbeitrag aus der Produktverwendung ist vernachlässigbar.

Die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs steigen zwar bis 2030 weiter an, ab dann ist aber eine Trendumkehr zu verzeichnen und die Emissionen liegen 2050 nur noch geringfügig höher als im Jahr 2010. Auch können die Emissionen aus LULUCF deutlich gesenkt werden und tragen so 1 % zur gesamten Treibhausgasreduktion bei.

Abbildung 7-2: Verminderung von Treibhausgasemissionen in den Jahren 2020–2050 gegenüber 1990 im Klimaschutzszenario 80

Anmerkung: Darstellungen ohne internationalen Luft- und Seeverkehr und ohne LULUCF
Quelle: Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

7.3. Klimaschutzszenario 95

Die größten Emissionsreduktionen werden im Klimaschutzszenario 95 durch deutlich über das Klimaschutzszenario 80 hinausgehende ambitioniertere Maßnahmen erbracht. Bis zum Jahr 2050 belaufen sich die gesamten Emissionsminderungen auf 94 % gegenüber dem Jahr 1990. Berücksichtigt man auch die Emissionen aus internationalem Flug- und Seeverkehr können die Emissionen sogar um 95 % gemindert werden (Tabelle 7-5).

Tabelle 7-5: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Klimaschutzszenario 95, 1990-2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Mio. t CO_2-Äqu.						
Kohlendioxid	891,4	864,7	826,1	573,5	332,2	156,1	26,7
Methan	75,1	59,5	50,4	32,8	24,1	16,0	10,0
Lachgas	61,4	60,9	54,6	48,0	42,1	37,2	32,1
HFKW	7,6	8,6	9,0	6,6	2,5	1,1	0,5
FKW	0,8	0,7	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
SF_6	4,3	3,5	3,2	4,6	0,7	0,5	0,4
Gesamt	1.040,6	997,9	943,5	665,8	401,7	211,1	70,0
ggü. 2005	*4,3%*	*-*	*-5,5%*	*-33,3%*	*-59,7%*	*-78,8%*	*-93,0%*
ggü. 1990	*-16,8%*	*-20,2%*	*-24,5%*	*-46,7%*	*-67,9%*	*-83,1%*	*-94,4%*
ggü. Basisjahr [a]	*-17,0%*	*-20,4%*	*-24,8%*	*-46,9%*	*-68,0%*	*-83,2%*	*-94,4%*
Nachrichtlich:							
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	*26,8*	*31,4*	*33,7*	*35,9*	*36,3*	*23,7*	*12,2*
LULUCF	*-34,8*	*7,4*	*8,7*	*-9,4*	*-29,7*	*-26,6*	*-23,0*
Gesamt incl. nachrichtlich	1.032,6	1.036,7	985,9	692,3	408,4	208,2	59,1
ggü. 2005	*-0,4%*	*-*	*-4,9%*	*-33,2%*	*-60,6%*	*-79,9%*	*-94,3%*
ggü. 1990	*-16,4%*	*-16,0%*	*-20,1%*	*-43,9%*	*-66,9%*	*-83,1%*	*-95,2%*
ggü. Basisjahr [a]	*-16,6%*	*-16,3%*	*-20,4%*	*-44,1%*	*-67,0%*	*-83,2%*	*-95,2%*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, als Basisemission wurde der in FCCC/KP/CMP/2008/9/Rev.1 festgelegte Wert verwendet

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Knapp 92 % der Emissionsreduktionen zwischen 2010 bis 2050 sind auf CO_2 zurückzuführen. Wichtig werden im KS 95 aber auch die Reduktion von CH_4- und N_2O-Emissionen: CH_4 trägt knapp 5 % und N_2O fast 3 % zur Emissionsreduktion bei. Die der synthetischen Treibhausgase tragen gut 1 % zur Emissionsreduktion bei. Bemerkenswert ist, dass im KS 95 im Jahr 2050 CO_2 nur noch 38 % der gesamten Treibhausemissionen ausmacht. Stattdessen wird N_2O mit einem Anteil von 46 % zum wichtigsten Treibhausgas! Ebenso steigt der Anteil von CH_4 auf über 14 %, während die synthetischen Treibhausgase nur einen Anteil unter 2 % haben.

Die Rolle der einzelnen Sektoren auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen im Klimaschutzszenario 95 verdeutlichen Tabelle 7-6 und Abbildung 7-4.

Tabelle 7-6: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Klimaschutzszenario 95, 1990-2050

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Mio. t CO_2-Äqu.						
Energiewirtschaft	359,6	378,9	356,4	208,8	102,0	72,4	18,6
Industrie	118,6	109,8	115,8	86,2	57,3	26,5	-3,5
GHD	54,7	47,9	45,2	35,8	16,1	4,9	1,3
Haushalte	118,9	111,9	106,8	71,2	34,9	11,2	4,6
Verkehr	183,0	161,8	155,0	125,4	88,9	26,3	2,7
Flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	21,3	14,0	10,0	6,4	3,6	1,2	0,4
Industrieprozesse	77,5	78,8	68,7	62,2	39,2	18,4	4,6
Produktverwendung	3,0	2,1	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9
Landwirtschaft	76,0	71,4	68,4	61,5	52,7	44,0	35,5
Abfallwirtschaft	28,0	21,4	15,4	6,5	5,2	4,4	3,9
Gesamt	1.040,6	997,9	943,5	665,8	401,7	211,1	70,0
ggü. 2005	*4,3%*	*-*	*-5,5%*	*-33,3%*	*-59,7%*	*-78,8%*	*-93,0%*
ggü. 1990	*-16,8%*	*-20,2%*	*-24,5%*	*-46,7%*	*-67,9%*	*-83,1%*	*-94,4%*
ggü. Basisjahr [a]	*-17,0%*	*-20,4%*	*-24,8%*	*-46,9%*	*-68,0%*	*-83,2%*	*-94,4%*
Nachrichtlich:							
Internat. ziviler Luftverkehr und internat. Seeverkehr	*26,8*	*31,4*	*33,7*	*35,9*	*36,3*	*23,7*	*12,2*
LULUCF	*-34,8*	*7,4*	*8,7*	*-9,4*	*-29,7*	*-26,6*	*-23,0*
Gesamt incl. nachrichtlich:	1.032,6	1.036,7	985,9	692,3	408,4	208,2	59,1
ggü. 2005	*-0,4%*	*-*	*-4,9%*	*-33,2%*	*-60,6%*	*-79,9%*	*-94,3%*
ggü. 1990	*-16,4%*	*-16,0%*	*-20,1%*	*-43,9%*	*-66,9%*	*-83,1%*	*-95,2%*
ggü. Basisjahr [a]	*-16,6%*	*-16,3%*	*-20,4%*	*-44,1%*	*-67,0%*	*-83,2%*	*-95,2%*
Nachrichtlich:							
Abgeschiedenes Kohlendioxid	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*12,0*	*28,5*	*40,8*

Anmerkung: [a] das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid, als Basisemission wurde der in FCCC/KP/CMP/2008/9/Rev.1 festgelegte Wert verwendet

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Etwa 36 % der gesamten Emissionsminderung im Jahr 2050 gegenüber 2010 – und damit der mit Abstand größte Anteil – entfällt auf die Energiewirtschaft. Wie auch in den anderen Szenarien weist der Verkehr den zweitgrößten Anteil an den Emissionsminderungen auf (16 %). Mit einem Anteil von etwa 13 % folgen die energiebedingten Industrieemissionen, wobei hier aufgrund der Kombination von Biomasseeinsatz und CCS sogar negative Emissionen (also eine Emissionssenke) entsteht. Weitere erhebliche Anteile entfallen auf die privaten Haushalte (11 %). Die Industrieprozesse weisen mit knapp 7 % einen höheren Anteil an den Emissionsminderungen auf als der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (knapp 5 %). Mit einem Anteil von fast 4 % leistet die Landwirtschaft einen wichtigen Beitrag. Jeweils etwa 1 % der Emissionsminderungen entfallen auf die Abfallwirtschaft und die flüchtigen Emissionen der Energiesektoren. Auch im KS 95 kommt aus der Produktverwendung nur ein verschwindend geringer Anteil an den Emissionsreduktionen.

Die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs steigen zwar bis 2030 weiter an, ab dann ist – wie bereits im KS 80 gesehen – eine Trendumkehr zu verzeichnen und im Jahr 2050 trägt der internationale Verkehr sogar zu über 2 % zur Emissionsminderung bei. Auch können die Emissionen aus LULUCF deutlich gesenkt werden. Bereits 2020 wird LULUCF zu einer

Treibhausgassenke, wodurch die relative Emissionsminderung der gesamten Treibhausgasemissionen unter Berücksichtigung von internationalem Luft- und Seeverkehr sowie LULUCF sogar höher ist als die gesamten Treibhausgasemissionen ohne Berücksichtigung derselben.

Abbildung 7-3: Verminderung von Treibhausgasemissionen in den Jahren 2020–2050 gegenüber 1990 im Klimaschutzszenario 95

Anmerkung: Darstellungen ohne internationalen Luft- und Seeverkehr und ohne LULUCF
Quelle: Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

7.4. Vergleich der Szenarien

Tabelle 7-7 zeigt die Emissionsminderungsbeiträge der einzelnen Sektoren und Sektorbestandteile im Jahr 2050 gegenüber 1990. Obwohl es im Energie- und Klimakonzept der Bundesregierung keine Treibhausgasemissionsziele (BMWi 2011) für einzelne Sektoren gibt, wurde in der Tabelle für die einzelnen Sektoren ein Über- bzw. Unterschreiten der Emissionsminderungsziele von 80 % (KS 80) bzw. 95 % (KS 95) farblich grün bzw. rot hervorgehoben. Dadurch werden diejenigen Sektoren erkenntlich, die einen über- bzw. unterproportionalen Beitrag zur Emissionsreduktion liefern.

Tabelle 7-7: Vergleich der Emissionsminderungen der drei Sektoren im Jahr 2050 gegenüber 1990 und Vergleich der Erreichung der Ziele von 80 % (KS 80) bzw. 95 % (KS 95) Emissionsminderungen

Sektor	1990	2050			Änderung		
		AMS (2012)	KS 80	KS 95	AMS (2012)	KS 80	KS 95
	Mio. t CO2-Äq.				%		
Energiewirtschaft	428,1	169,7	33,2	18,6	-60,4%	-92,2%	-95,7%
Industrie	177,3	74,9	33,9	-3,5	-57,7%	-80,9%	-102,0%
GHD	88,7	10,2	5,4	1,3	-88,5%	-93,9%	-98,5%
Haushalte	131,5	23,2	16,2	4,6	-82,4%	-87,7%	-96,5%
Verkehr	164,7	89,6	31,5	2,7	-45,6%	-80,9%	-98,4%
Flüchtige Emissionen aus Energie	30,1	2,4	1,6	0,4	-91,9%	-94,6%	-98,7%
Industrieprozesse	94,2	55,4	36,4	4,6	-41,1%	-61,3%	-95,1%
Produktverwendung	4,5	1,9	1,9	1,9	-58,6%	-58,6%	-58,6%
Landwirtschaft	88,0	68,4	51,1	35,5	-22,2%	-42,0%	-59,6%
Abfallwirtschaft	43,2	5,1	4,2	3,9	-88,2%	-90,2%	-91,0%
Gesamt	**1.250,3**	**500,8**	**215,5**	**70,0**	**-59,9%**	**-82,8%**	**-94,4%**
Nachrichtlich:							
Internat. ziviler Luft- & Seeverkehr	20,1	52,3	35,6	12,2	+159,5%	+76,8%	-39,5%
LULUCF	-35,8	14,7	1,3	-23,0	*keine sinnvolle Angabe möglich*		
Gesamt inkl. nachrichtlich	**1.234,6**	**567,8**	**252,4**	**59,1**	**-54,0%**	**-79,6%**	**-95,2%**
Gesamt inkl. int. Luft- & Seeverkehr	**1.270,4**	**553,1**	**251,1**	**82,1**	**-56,5%**	**-80,2%**	**-93,5%**

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Die Emissionsminderungsbeiträge der einzelnen Sektoren sind im AMS (2012) sehr unterschiedlich und reichen von einer Emissionsminderung von lediglich etwa 22 % in der Landwirtschaft bis hin zu etwa 92 % bei den flüchtigen Emissionen aus Energie. Die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs steigen auf das 2,6-fache von 1990. Insgesamt ergibt sich ein Rückgang um 60 % ohne und um 54 % mit internationalem Luft- und Seeverkehr sowie LULUCF.

Im KS 80 erreichen alle Sektoren außer der Landwirtschaft, den Industrieprozessen und der Produktverwendung eine sektorale Treibhausgasminderung von über 80 %. Da einige Sektoren deutlich höhere Emissionsminderungen aufweisen, können die fehlenden Emissionsminderungen der drei genannten Sektoren kompensiert werden, sodass über alle Sektoren in der engen Abgrenzung, d.h. ohne Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs sowie LULUCF eine Emissionsminderung von 83 % erreicht werden kann. Die Emissionen aus internationalem Luft- und Seeverkehr steigen um 77 %, sodass in der weiten Abgrenzung eine Minderung von nur knapp 80 % erzielt wird.

Im KS 95 hingegen erreichen die Landwirtschaft, die Abfallwirtschaft und die Produktverwendung das gesteckte Ziel von 95 % nicht. Das Gesamtziel von 95 % Emissionsminderung wird in der engen Abgrenzung nur ganz knapp verfehlt und durch eine deutliche Zielübererfüllung in einigen Sektoren erreicht, dass die Emissionen in der engen Abgrenzung um mehr als 94 % sinken. Besonders hervorzuheben ist hier die Industrie, wo es durch eine Kombination aus Biomasseeinsatz und CCS sogar zu negativen Emissionen kommt. Da im KS 95 LULUCF zu einer deutlichen Emissionssenke wird, liegt die Emissionsminderung in der weiten Abgrenzung mit 95 % sogar höher als in der engen Abgrenzung – das 95-%-Ziel wird also erreicht –, obwohl der internationale Luft- und Seeverkehr seine Emissionen nur um knapp 40 % mindert.

Da die einzelnen Sektoren deutlich unterschiedliche Emissionsminderungsbeiträge aufweisen, verschiebt sich die Bedeutung der einzelnen Sektoren in Bezug auf die gesamten

Treibhausgasemissionen. Abbildung 7-4 zeigt die Aufteilung der Emissionen in der engen Abgrenzung, also ohne internationalen Luft- und Seeverkehr und ohne LULUCF.

Abbildung 7-4: Anteile der einzelnen Sektoren an den Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 bzw. im Jahr 2050 für die drei Szenarien

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Während im Jahr 1990 noch etwa 82 % der Emissionen auf die Energienutzung[115] zurückzuführen ist, sinkt dieser Anteil im AMS (2012) bis 2050 auf 74 %. Die deutlich größere Senkung des Verbrauchs an fossilen Energierrägern sorgt dafür, dass der Anteil im KS 80 auf 57 % und im KS 95 sogar auf nur noch 34 % sinkt. Während der summierte Anteil von Industrieprozessen und Produktverwendung von knapp 8 % im Jahr 1990 auf gut 11 % im AMS (2012) in 2050 steigt, steigt er im KS 80 auf 18 %, und liegt im KS 95 bei nur noch 9 %. Da die Landwirtschaft deutlich niedrigere Emissionsreduktionen als (fast) alle anderen Sektoren aufweist, steigt der relative Anteil der Landwirtschaft an den gesamten Emissionen sehr stark an: War die Landwirtschaft im Jahr 1990 noch für 7 % aller Emissionen verantwortlich, so steigt ihr Anteil bis zum Jahr 2050 trotz nennenswerter Emissionsreduktionen auf fast 14 % im AMS (2012) und gut 24 % im KS 80. Im

[115] Summierter Anteil für die Energiewirtschaft, energiebedingte Industrieemissionen, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Haushalte, Verkehr, flüchtige Emissionen im Energiesektor

KS 95 dominieren in 2050 die Gesamtemissionen der Landwirtschaft mit einem Anteil von 51 %. Der Anteil der Abfallwirtschaft liegt 2050 mit Anteilen von 1 % im AMS (2012) bzw. 2 % im KS 80 zwar niedriger als 1990 (3 %). Im KS 95 liegt ihr Anteil hingegen mit knapp 6 % fast doppelt so hoch wie 1990.

In vielen Sektoren sind die relativen CO_2-Minderungen höher als die entsprechenden Minderungen der CH_4- und N_2O-Emissionen. Dazu kommt eine steigende Bedeutung der Landwirtschaft (in der es überhaupt keine CO_2-Emissionen gibt) an den Gesamtemissionen. Daher ist eine Verschiebung der Anteile der einzelnen Treibhausgase zu beobachten, wie Abbildung 7-5 und Tabelle 7-8 zeigen.

Abbildung 7-5: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Vergleich der Szenarien, 1990 und 2050

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Der Anteil von Kohlendioxid (CO_2) an den gesamten Emissionen dominierte im Jahr 1990 noch mit gut 83 % gegenüber knapp 9 % Methan (CH_4), knapp 7 % Lachgas (N_2O) und etwa 1 % synthetische F-Gase (HKW, FKW, SF_6) deutlich. Im AMS (2012) verändert sich der Mix der Treibhausgase bis 2050 noch vergleichsweise wenig. Der Anteil von N_2O steigt auf 11 % und der Anteil der F-Gase auf gut 2 %. Im Gegenzug sinken die Anteile von CO_2 auf 81 % und von CH_4 auf knapp 9 %. Im KS 80 hingegen verdreifacht sich der Anteil von N_2O auf 20 %, während der Anteil

von CO_2 auf 71 % absinkt. Die Anteile von CH_4 und F-Gasen liegen im Jahr 2050 des KS 80 mit gut 8 % bzw. 1 % in etwa gleichauf mit den Emissionsanteilen 1990. Eine sehr viel extremere Verschiebung zeigt sich im KS 95: CO_2-Emissionen machen nur noch 38 % aus, CH_4-Emissionen verdoppeln ihren Anteil auf 14 %, ebenso verdoppeln die F-Gase ihren Anteil auf knapp 2 %. Die größte Steigerung des Anteils zeigt allerdings N_2O: Der Anteil von N_2O an den Gesamtemissionen versiebenfacht sich beinahe auf fast 46 %. Das bedeutet, dass im Jahr 2050 nicht mehr CO_2 das dominierende Treibhausgas ist, sondern N_2O.

Tabelle 7-8: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen im Vergleich der Szenarien, 1990-2050

	1990	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	kt CO_2-Äqu.						
CO_2-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1.041.914	864.716	826.063				
AMS (2012)				714.596	613.753	515.841	404.905
Klimaschutzszenario 80				633.445	456.477	286.054	153.628
Klimaschutzszenario 95				573.516	332.152	156.073	26.709
CH_4-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	109.941	59.483	50.385				
AMS (2012)				39.721	35.863	31.784	29.472
Klimaschutzszenario 80				36.749	29.794	23.211	17.980
Klimaschutzszenario 95				32.796	24.122	16.004	10.014
N_2O-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	86.548	60.916	54.628				
AMS (2012)				56.299	55.595	55.262	54.962
Klimaschutzszenario 80				51.053	47.787	44.854	42.031
Klimaschutzszenario 95				48.038	42.062	37.220	32.110
HFKW-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	4.592	8.640	8.963				
AMS (2012)				8.975	8.218	9.116	9.932
Klimaschutzszenario 80				6.605	2.463	1.144	514
Klimaschutzszenario 95				6.605	2.463	1.144	514
FKW-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	2.627	695	285				
AMS (2012)				212	201	195	190
Klimaschutzszenario 80				212	201	195	190
Klimaschutzszenario 95				208	195	186	180
SF_6-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	4.642	3.480	3.194				
AMS (2012)				4.837	1.550	1.359	1.383
Klimaschutzszenario 80				4.645	1.338	1.124	1.124
Klimaschutzszenario 95				4.645	749	484	434
Summe THG-Emissionen							
Entwicklung 1990 – 2010	1.250.264	997.929	943.518				
AMS (2012)				824.639	715.180	613.557	500.844
Klimaschutzszenario 80				732.710	538.060	356.581	215.468
Klimaschutzszenario 95				665.809	401.742	211.111	69.961
Summe THG-Emissionen	Veränderung ab 1990 in %						
AMS (2012)				-34,0	-42,8	-50,9	-59,9
Klimaschutzszenario 80				-41,4	-57,0	-71,5	-82,8
Klimaschutzszenario 95				-46,7	-67,9	-83,1	-94,4
Summe THG-Emissionen	Veränderung ab 2005 in %						
AMS (2012)				-17,4	-28,3	-38,5	-49,8
Klimaschutzszenario 80				-26,6	-46,1	-64,3	-78,4
Klimaschutzszenario 95				-33,3	-59,7	-78,8	-93,0

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Die Dynamik der Emissionsminderung in den drei Szenarien ist deutlich unterschiedlich, wie Abbildung 7-6 zeigt.

Abbildung 7-6: Vergleich der Dynamik der Emissionsminderungen

	1990/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	2030/2040	2040/2050
AMS (2012)	-1,8%	-1,0%	-1,3%	-1,4%	-1,5%	-2,0%
KS 80	-1,8%	-1,0%	-2,5%	-3,0%	-4,0%	-4,9%
KS 95	-1,8%	-1,0%	-3,4%	-4,9%	-6,2%	-10,5%

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Im AMS (2012) liegt die jährliche Emissionsminderung durchgehend zwischen 1 und 2 % pro Jahr und damit im Bereich der historischen Emissionsminderungen. Im KS 80 verstärken sich die Emissionsminderungen und liegen zunächst bei unter 3 % pro Jahr und steigen auf 5 % pro Jahr bis 2050. Im KS 95 schließlich liegen die jährlichen Emissionsminderungen bis 2020 zunächst nur etwa ein Prozentpunkt oberhalb der Emissionsminderungen des KS 80, vergrößern sich aber bis 2050 deutlich auf über 10 % pro Jahr und liegen damit zuletzt doppelt so hoch wie im KS 80. In allen drei Szenarien stehen den größten absoluten Emissionsminderungen in der Dekade 2010/2020 die jeweils geringsten relativen Emissionsminderungen gegenüber und umgekehrt stehen den größten relativen Emissionsminderungen in der Dekade 2040/2050 die geringsten absoluten Emissionsminderungen gegenüber.

7.5. Vergleich der Ergebnisse der 1. Modellierungsrunde / 2. Modellierungsrunde

Einen Vergleich der modellierten Treibhausgasemissionen (jeweils inklusive LULUCF & internationalem Verkehr) für die erste und zweite Modellierungsrunde zeigt Abbildung 7-7.

Abbildung 7-7: Vergleich der gesamten Treibhausgasminderungen in der 1. und 2. Modellierungsrunde (jeweils inklusive LULUCF & internationalem Verkehr)

	AMS (2012)				KS 80				KS 90 / KS 95			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Runde 1	-30%	-39%	-45%	-50%	-40%	-56%	-69%	-79%	-43%	-62%	-78%	-89%
Runde 2	-29%	-37%	-45%	-54%	-37%	-53%	-68%	-80%	-44%	-67%	-83%	-95%

Quelle: Eigene Berechnungen

Für das AMS (2012) sind die modellierten Emissionsreduktionen der zweiten Modellierungsrunde zunächst für die Jahre 2020 und 2030 niedriger als für die erste Modellierungsrunde, wobei hier unter anderem die Berücksichtigung aktuellerer Trends wie beispielsweise niedrigerer Energie- und Emissionshandelspreise sowie die Verwendung aktuellerer Daten (wie beispielsweise zum Energieeinsatz von Müllheizkraftwerken, siehe Kapitel 5.6.1.2) eine Rolle spielen. Für dasJahr 2040 ist die modellierte Emissionsminderung in beiden Modellierungsrunden quasi gleich. Für das Jahr 2050 hingegen sind die modellierten Emissionsminderungen der zweiten Runde sogar höher als in der ersten. Auch im KS 80 liegen die modellierten Emissionsminderungen der zweiten Runde zunächst niederiger als in der ersten, ab dem Jahr 2040 sind die Unterschiede in den Emissionsminderungen allerdings nur noch sehr gering.

Nicht direkt miteinander vergleichbar sind das KS 90 aus der ersten Modellierungsrunde mit dem KS 95 der zweiten Runde, da ersteres auf eine Emissionsreduktion von 90 % gegenüber dem Jahr 1990 abzielt, letzteres aber auf eine Reduktion von 95 %. Daher liegt die Emissionsreduktion des KS 95 für alle Szenarienjahre – zum Teil deutlich – über denen des KS 90.

Einen sektoralen Vergleich der Modellierungsergebnisse zwischen der ersten und zweiten Modellierungsrunde zeigt Tabelle 7-9.

Tabelle 7-9: Vergleich der gesamten Treibhausgasemissionen der 1. und 2. Modellierungsrunde nach Sektoren für das Jahr 2050

	1. Modellierungsrunde			2. Modellierungsrunde			Vergleich		
	AMS(2012)	KS 80	KS 90	AMS(2012)	KS 80	KS 95	AMS(2012)	KS 80	KS95/KS90
	2050								
	Mio. t CO_2-Äqu.						%		
Energiewirtschaft	175,1	61,2	4,9	169,7	33,2	18,6	-3%	-46%	276%
Industrie	92,7	34,2	27,0	74,9	33,9	-3,5	-19%	-1%	-113%
GHD	15,8	8,2	4,0	10,2	5,4	1,3	-36%	-34%	-67%
Haushalte	37,8	17,5	14,8	23,2	16,2	4,6	-39%	-8%	-69%
Verkehr	89,0	24,7	24,0	89,6	31,5	2,7	1%	27%	-89%
Flüchtige Energieemissionen	5,0	2,5	2,1	2,4	1,6	0,4	-52%	-36%	-81%
Industrieprozesse	56,8	7,0	3,5	55,4	36,4	4,6	-2%	418%	31%
Produktverwendung	2,1	2,1	2,1	1,9	1,9	1,9	-11%	-11%	-11%
Landwirtschaft	67,7	62,8	38,4	68,4	51,1	35,5	1%	-19%	-8%
Abfallwirtschaft	5,1	4,2	3,9	5,1	4,2	3,9	0%	0%	0%
Gesamt	**547,2**	**224,6**	**124,8**	**500,8**	**215,5**	**70,0**	**-8%**	**-4%**	**-44%**
Nachrichtlich:									
Internat. Luft- & Seeverkehr	*50,3*	*20,7*	*20,5*	*52,3*	*35,6*	*12,2*	*4%*	*72%*	*-41%*
LULUCF	*22,4*	*8,7*	*-14,9*	*14,7*	*1,3*	*-23,0*	*-34%*	*-85%*	*54%*
Gesamt incl. nachrichtlich	**619,8**	**254,0**	**130,4**	**567,8**	**252,4**	**59,1**	**-8%**	**-1%**	**-55%**
Nachrichtlich:									
Abgeschiedenes CO2	0,0	60,3	65,5	0,0	0,0	40,8	0%	-100%	-38%

Anmerkung: Die Farbcodes in der Vergleichsspalte haben folgende Bedeutung: Im AMS (2012) und im KS 80 bedeutet grün eine Emissionsminderung von mehr als 10 Prozent zwischen 1. und 2. Runde, rot eine Emissionssteigerung um mehr als 10 % und gelb eine Veränderung um maximal ±10 Prozent. Für den Vergleich KS 90 der ersten Modellierungsrunde gegenüber KS 95 der zweiten Modellierungsrunde bedeutet rot eine Emissionssteigerung, gelb eine Emissionminderung um weniger als 50 % und rot eine Emissionsminderung um mehr als 50 %.

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Emissionen des AMS (2012) der zweiten Modellierungsrunde liegen um 8 % niedriger als in der ersten Runde. Dabei kommt es in keinem Sektor zu höheren Emissionen. Besonders deutliche relative Veränderung der Modellierungsergebnisse gibt es in folgenden Sektoren in den Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und LULUCF. Bei der Industrie sind die Emissionen zu in etwa gleichen Teilen bei einerseits den Wärmeerzeugern und Prozessfeuerungen und andererseits den Industriekraftwerken niedriger, wobei sich die Veränderung bei den Industriekraftwerken aus Änderungen der Modellierung der gesamten Stromerzeugung ergeben.

Die Emissionen des KS 80 der zweiten Modellierungsrunde liegen um 1 % niedriger als in der ersten Runde. Dabei kommt es aber auch in manchen Sektoren zu höheren Emissionen. Die deutlichste relative Emissionsänderung gibt es bei den Industrieprozessen, da im KS 80 der zweiten Runde im Gegensatz zur ersten Runde auf den Einsatz von CCS zur Vermeidung CO_2-Emissionen aus Industrieprozessen verzichtet wurde. Auch im Verkehr liegen die Emissionen deutlich höher: Hier wirkt sich die Annahme eines deutlich restriktiveren Biomassepotentials und somit die deutlich geringere Verfügbarkeit von Biokraftstoffen aus. Elektromobilität kompenisiert den Rückgang der Biokraftstoffe nur teilweise, wodurch deutlich mehr fossile Kraftstoffe eingesetzt werden. Die Unterschiede in der Energiewirtschaft ergeben sich vor allem aus unterschiedlichen Annahmen für die öffentlichen Heizwerke sowie Energieeinsatzes in den Raffinerien aufgrund eines veränderten Mineralölverbrauchs. Weitere nicht unerhebliche Unterschiede der Modellierungsergebnisse gibt es für die Sektoren Industrie, GHD, Landwirtschaft und LULUCF.

Der Sprung von 90 % Emissionsreduktion im KS 90 der ersten Modellierungsrunde auf 95 % im KS 95 bedeutet eine nochmalige Halbierung der Emissionen. Eine solche Halbierung konnte in den Sektoren Industrie, GHD, Haushalte, Verkehr und bei den flüchtige Emissionen aus Energiesektoren erreicht werden. Deutlich höhere Emissionen wurden für die Energiewirtschaft

modelliert, die mehrere Ursachen haben: Zum einen sind die Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken höher während gleichzeitig die Emissionen aus Industriekraftwerken um quasi den gleichen Betrag niedriger sind. Da die Fernwärmenachfrage in der zweiten Modellierungsrunde höher als in der ersten Runde ist, sind auch die Emissionen aus öffentlichen Heizwerken deutlich höher. Zudem wurde im KS 95 auf Biomasse-CCS an Biogas- und Bioraffinerien verzichtet. Eine Veränderung der CCS-Annahmen (nämlich die Reduzierung der Abscheideraten von 100% auf 95%) führt im KS 95 der zweiten Runde zu deutlich höheren verbleibenden Emissionen aus Industrieprozessen.

Außerdem gibt es Gründe, die jeweils für alle drei Szenarien zu Unterschieden in den Modellierungsergebnissen führen: Bei der Strommodellierung wurde dein aktuelleres Basisjahr verwendet. Hierdurch sind insbesondere die Emissionen der Müllheizkraftwerke deutlich höher.[116] Die wichtigsten Gründe für Unterschiede bei den Flüchtige Emissionen des Energiesektors sind vor allem niedrigere flüchtige Emissionen resultierend aus einem niedrigerem Erdgasverbräuchen sowie eine bessere modelltechnische Abbildung von Fackelemissionen. Da die Emissionen im Sektor Produktverwendung sehr gering ist, werden keine Klimaschutzmaßnahmen abgebildet, aber die der Emissionsberechnung zugrundeliegenden Aktivitätsdaten wurden mit neueren Projektionsdaten aktualisiert.

Die beschriebenen sektoralen Änderungen der Modellierungsergebnisse führen auch zu deutlichen Veränderungen bei den einzelnen Treibhausgasen, wie Tabelle 7-10 zeigt.

Tabelle 7-10: Vergleich der gesamten Treibhausgasemissionen im KS 90 / KS 95 nach Gasen in 2050 (ohne LULUCF internationaler Verkehr)

	AMS(2012)	KS 80	KS 90	AMS(2012)	KS 80	KS 95	AMS(2012)	KS 80	KS95/KS90
	2050								
	Mio. t CO_2-Äqu.						%		
Kohlendioxid	448,7	149,1	76,6	404,91	153,63	26,7	-10%	3%	-65%
Methan	33,7	27,0	19,3	29,47	17,98	10,0	-13%	-33%	-48%
Lachgas	55,3	46,5	27,7	54,96	42,03	32,1	-1%	-10%	16%
HFKW	7,66	0,47	0,47	9,93	0,51	0,51	30%	8%	8%
FKW	0,32	0,32	0,32	0,19	0,19	0,18	-41%	-41%	-44%
SF6	1,47	1,21	0,43	1,38	1,12	0,43	-6%	-7%	0%
Gesamt	**547,2**	**224,6**	**124,8**	**500,8**	**215,5**	**70,0**	**-8%**	**-4%**	**-44%**

Anmerkung: Die Farbcodes in der Vergleichsspalte haben folgende Bedeutung: Im AMS (2012) und im KS 80 bedeutet grün eine Emissionsminderung von mehr als 10 Prozent zwischen 1. und 2. Runde, rot eine Emissionssteigerung um mehr als 10 % und gelb eine Veränderung um maximal ±10 Prozent. Für den Vergleich KS 90 der ersten Modellierungsrunde gegenüber KS 95 der zweiten Modellierungsrunde bedeutet rot eine Emissionssteigerung, gelb eine Emissionminderung um weniger als 50 % und rot eine Emissionsminderung um mehr als 50 %.

Quelle: Eigene Berechnungen

8. Analyse gesamtwirtschaftlicher Effekte

Die gesamtwirtschaftliche Modellierung im Projekt Klimaschutzszenarien 2050 erfolgt auf Basis eines integrierten, harmonisierten Modellierungsansatzes unter der Anwendung von zwei unterschiedlichen wirtschaftlichen Modellen. ASTRA-D ist ein Multi-Paradigmen-Simulationsmodell, in welchem System Dynamics strukturgebend fungiert und FARM EU ist ein multi-sektorales allgemeines Gleichgewichtsmodell mit globaler Abdeckung und der expliziten Modellierung von Deutschland und 6 anderen EU Mitgliedsstaaten. Der Vorteil eines integrierten,

[116] Siehe Abschnitt 5.6.1.2 *Stromerzeugung aus Müll* und dort insbesondere Fußnote 52.

harmonisierten Modellierungsansatzes liegt in der Nutzung komparativer Vorteile des jeweiligen Modelltyps für bestimmte Fragestellungen. Dabei sind wesentliche Rahmengrößen, die den Modellen zu Grunde liegen oder aus den Modellen hervorgehen, soweit harmonisiert, dass die Modelle komplementär zur Analyse bestimmter Fragestellungen eingesetzt werden können und damit ein „rundes“ Bild der umweltbezogenen und sozio-ökonomischen Effekte von Klimapolitiken und -maßnahmen geben können. Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse der Modellierung mit ASTRA-D und im Anschluss ergänzend Ergebnisse der Modellierung mit dem globalen Modell FARM-EU dargestellt.

8.1. Ökonomische Modellierung mit ASTRA-D

8.1.1. Einleitung

Die ökonomische Modellierung besteht aus einer Kopplung von Bottom-up Modellen (auch als Sektormodelle bezeichnet) mit den gesamtwirtschaftlichen Modellen ASTRA-D. Mit diesem Konzept wird eine Kopplung von mikroökonomischer Logik aus den Sektormodellen mit der makroökonomischen Logik der gesamtwirtschaftlichen Modelle erzielt.

Die betriebswirtschaftlichen Investitionen aus den sektoralen Modellen wurden zunächst einmal aufgeteilt nach volkswirtschaftlichen Investitionen, Vorleistungen und Konsum. Konsum betrifft sämtliche Güter, welche von Endverbrauchern abgenommen werden, unabhängig von der Nutzungsdauer. Vorleistungen sind Güter (oder Dienstleistungen), welche von den Unternehmen innerhalb eines Jahres im Wertschöpfungsprozess verbraucht werden, volkswirtschaftliche Investitionen folglich Güter, deren Nutzungsdauer ein Jahr übersteigt.

Innerhalb der Sektormodelle wurden dabei Differenzinvestitionen zum AMS weitergegeben. Unterschieden wurde in erster Linie noch dort, wo die Investitionen im AMS in anderen Bereichen anfallen würden als in den zwei Klimaschutzszenarien.

Im Rahmen dieser Aufteilung wurde auch die Anpassung auf die Sektorklassifikation in ASTRA-D vorgenommen. Manche der Differenz-Investitionen ließen sich nicht nur einem Sektor zuordnen; dies betraf hauptsächlich die Investitionsnachfrage aus dem Energiesektor, wo die Kraftwerksinvestitionen unterschiedliche Technologien beinhalten.

Neben dieser Aufteilung wurde versucht, die Finanzierungsströme darzustellen darzustellen um so die Gegenfinanzierung zu sichern und auch in ihren volkswirtschaftlichen Effekten zu berücksichtigen. Ziel der Abbildung der Gegenfinanzierung in ASTRA-D ist die vollständige Erklärung der Finanzierung der Investitionen. Die Gegenfinanzierungen der getätigten Investitionen können dabei über mehrere Wege erfolgen:

1. Die Investitionen werden durch staatliche Subventionen finanziert. In manchen Sektoren ist diese Art der Finanzierung (nach dem bisherigen Verständnis) ohne Alternative. So wird beispielsweise angenommen, dass Entschädigungszahlungen, welche durch die Umwidmung von landwirtschaftlicher Nutzfläche in Karbonsenken anfallen, durch den Staat getragen werden. Auch der Bereich der Verkehrsinfrastruktur ist bisher größtenteils von der öffentlichen Hand getragen.

2. Die Investitionen werden durch Kreditaufnahme oder einbehaltene Gewinne bezahlt. In beiden Fällen verringert sich die Wertschöpfung für den Rückzahlungszeitraum bzw. den Abschreibungszeitraum. Wirtschaftlich rentabel kann es für die investierenden Firmen werden, wenn diese in den Folgejahren durch die Maßnahmen größere Energieeinsparungen erzielen.

3. Die Investitionen werden durch Preisweitergabe an den Endverbraucher oder an belieferte Unternehmen refinanziert. Die Preisweitergabe durch Verteuerung der Produkte erfolgt dabei modelltechnisch über die Veränderung der Vorleistungsströme, die die nachfragenden Sektoren vom Sektor erhalten, bei dem die höheren Preise ursächlich anfallen. Zuletzt wirkt sich der erhöhte Preis auf den sektoralen Konsum der Endverbraucher aus.
4. Die Investitionen werden durch ausländischen Kapitaltransfer getragen. Vorstellbar ist, dass durch die Klimaschutzpolitik lohnenswerte Investitionsziele für Kapitalanleger geschaffen werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings auch eine Bindung seitens der Politik, was die Nachhaltigkeit von Fördermaßnahmen o.ä. betrifft. Diese Finanzierungsstruktur spielt in der aktuellen Modellierung allerdings nur eine untergeordnete Rolle.

Festzuhalten bei der überwiegenden Zahl der Finanzierungsmaßnahmen bleibt, dass die Finanzsströme temporär zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. So erstrecken sich zum Beispiel die Mietumlagen von Gebäuderenovierungsmaßnahmen über einen längeren Zeitraum, während die Maßnahme als solches in einem Jahr anfällt. Es können damit BIP-Effekte auftreten, welche sich erst im Zeitverlauf entwickeln. Die Investition hebt dann im Jahr der Investitionstätigkeit das BIP an, es treten Zweitrundeneffekte dieses höheren BIPs auf und diese kumulierten Effekte können die Rückzahlungsströme der Investition übersteigen. Darüber hinaus sorgen Investitionen auch für Effizienzgewinne und Spillover-Effekte, welche Produktivitätssteigerungen nach sich ziehen. Dabei zeigen direkte Investitionen in den Klimaschutz eine zusätzliche Produktivitätswirkung, induzierte Investitionen lediglich eine normale Produktivitätswirkung.

Dies lässt sich anhand der vereinfachten Modellierungslogik aus Tabelle 8-1 nachvollziehen: Die Investitionen sind mit den Vorleistungstabellen verbunden und bewirken indirekte Effekte, welche durch die Zulieferunternehmen zur Erfüllung dieser Investitionen erbracht werden. In unterschiedlich starkem Maße erhöhen die Investitionen die Faktorproduktivität und natürlich auch den Kapitalstock. Somit werden beide Seiten der Volkswirtschaft betroffen: die Nachfrageseite direkt eben durch die Investitionen und die Angebotsseite indirekt durch die Erhöhung des Kapitalstocks und die gesteigerte Faktorproduktivität. Damit erhöht sich das BIP und durch die dadurch entstehenden Einkommenseffekte wird der Konsum erhöht, was dem klassischen Zweitrundeneffekt entspricht.

Abbildung 8-1: Vereinfachte Modellierungslogik in ASTRA-D

Quelle: Hartwig und Schade (2014)

Das Niveau der gesamten Konsumausgaben wird durch die Ergebnisse der sektoralen Modellierung nicht geändert. Von den Ergebnissen der sektoralen Modellierung gehen keine direkten Effekte auf die Höhe des Konsums aus. Das heißt im Endverbraucherbereich wird nicht angenommen, dass sich durch die Politikmaßnahmen die Sparquote verändert oder gar zusätzliche Konsumentenkredite aufgenommen werden. Änderungen, welche durch die Veränderung des Konsumverhaltens entstehen, werden zunächst dem gesamten verfügbaren Einkommen abgezogen (oder aufaddiert, je nach Vorzeichen der Veränderung) und dann den betreffenden Sektoren wieder aufgeschlagen. Damit wird das Einkommen, welches zum Beispiel durch den stärkeren Verzicht auf fleischhaltige Nahrung frei wird, entsprechend dem modellendogenen Konsumsplit auf alle Sektoren verteilt und direkt der nahrungsmittelproduzierenden Industrie abgezogen. Auch hierdurch entstehen nachgelagerte indirekte Effekte, welche nicht nur die Vorleistungsstruktur zur Befriedigung des Konsums sondern auch die abgeleitete Investitionstätigkeit aus der Endnachfrage betrifft. Diese werden als Akzeleratoreffekte bezeichnet.

8.1.2. Ökonomische Schnittstelle zwischen den Sektormodellen und ASTRA-D

Die Schnittstelle zwischen den Sektormodellen und ASTRA-D ist teilweise spezifisch für den jeweiligen Nachfragesektor. Aus diesem Grund gelten die folgenden Darstellungen nicht für sämtliche Sektoren, sondern sind im Einzelfall detaillierter zu betrachten.

Wie bereits im ersten Abschnitt umrissen, stellt die Modellierung der Gegenfinanzierung einen wichtigen Teil dieser Schnittstelle dar. Die Gegenfinanzierung von Investitionen ist aber nicht

allgemeingültig zu sehen; am Beispiel der Industrie soll die Veränderung der Erwartungshaltung, welche durch Klimaschutzpolitikmaßnahmen initiiert wird, und deren Auswirkungen auf Investitionsverhalten bzw. Finanzierung der nötigen Investitionen, näher beleuchtet werden.

Die Entscheidung, ob investiert wird, hängt in der Regel von der Art des Produktionsprozesses (u.a. dem Anteil des Kapitals am solchem), den Ersatzinvestitionserfordernissen (aufgrund von Kapitalabschreibungen) und Erweiterungsinvestitionserfordernissen (aufgrund der Erwartungshaltung von zukünftiger Nachfrage) ab. Wenn sich nun die Erwartungshaltung bezüglich Faktorpreisen ändert, weil beispielsweise eine Politikmaßnahme den Preispfad für Energie verändert, kann es für das produzierende Unternehmen rentabler werden, Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen zu tätigen und z.B. seinen Kapitalstock und damit die Kapitalerfordernisse im Produktionsprozess zu verändern.

Es hängt nun davon ab, von welchen Annahmen bezüglich der Art der Finanzierung ausgegangen wird.

- Eine Annahme wäre die der Liquiditätsfalle mit (kurzfristig) unelastischen Zinsen: Kredite werden aus vorgehaltener Liquidität finanziert, entfalten keine kontraktive Wirkung und die Gewinnentnahme führt lediglich zu einem Rückgang der vorgehaltenen Liquidität.
- Eine andere Annahme wäre die der Vollauslastung der eingesetzten Ressourcen: Kredite führen zu Zinsanstieg, dadurch erfolgt eine Zurückdrängung anderer Investitionen sowie Reduktion des privaten Konsums. Steigerung des Sparens und der entnommenen Gewinne führen zu crowding out der Konsumausgaben oder der Investitionen (direkt oder indirekt über Zinsmechanismus). Voraussetzung für eine Vollauslastung ist allerdings die Ausschöpfung der Kreditvergabefähigkeiten durch den Kapitalmarkt, was sich bislang so nicht gezeigt hat.

Geht man nun von der ersten Annahme aus, dann würde sich die Investition über die angenommene Energieersparnis refinanzieren. Geht man von der zweiten Annahme aus, dann muss sich die Gewinnausschüttung verändern. Entscheidend für eine weitergehende volkswirtschaftliche Kontraktion ist dann, wie groß die Konsumneigung dieser Kapitalgewinne im Normalfall ist und was mit dem gesamtwirtschaftlichen Konsum geschieht. Da Ersparnisse nicht zwingend gleich Investitionen sind, sondern der Finanzmarkt hier einen Puffer darstellt, kann nicht generell geschlossen werden, dass sich eine Gewinnreduktion auf zukünftige Investitionsmöglichkeiten auswirken muss. Die Entscheidung über die Politikmaßnahme kann dazu führen, dass es zur Unsicherheitsreduktion der beteiligten Akteure kommt und Mittel, die als Puffer zur Absicherung gegen diese Unsicherheit vorgehalten werden, nun in Investitionen ausgegeben werden können. Darüber hinaus wird die Informationsasymmetrie gegenüber Kapitalgebern für diese Klimaschutzinvestition vermindert, eben dadurch, dass die Politikmaßnahme Verbindlichkeit schafft.

Neben der Abgrenzung in interne und externe Finanzierungsquellen ist auch relevant, inwiefern man einen „optimalen“ Verschuldungsgrad von Unternehmen unterstellt. Die Irrelevanzthese von Modigliani und Miller besagt, dass der Unternehmenswert und damit die durchschnittlichen Kapitalkosten nicht durch eine Veränderung des Verschuldungsgrades beeinflusst werden, welches allerdings einen vollkommenen Kapitalmarkt voraussetzt. Unterstützt wird dies in manchen Bereichen durch die Kreditkostenabmilderung mittels staatlicher Programme, wie im Gebäudebereich durch die KfW. Die Verringerung dieser Kreditkosten ist dann äquivalent zu einer Verringerung des Risikoaufschlages zu beurteilen, d.h. staatliche Interventionspolitik zum Klimaschutz wirkt ähnlich wie direkt fiskalpolilitische Maßnahmen.

In manchen Sektoren liegt aber eine Kombination von Investitionsentscheidung und Konsumveränderung vor. Der Gebäudebereich ist ein Beispiel. Hier kann ein institutioneller Vermieter zusätzliche Investitionen in Dämmung tätigen und im Gegenzug die Umlegung dieser Zusatzinvestition über Mieten refinanzieren. Da damit eine höhere Rendite in Form einer höheren Miete erfolgt, kann, auch bei angenommener Fremdfinanzierung, dies als Sicherheit gelten und somit die Kreditwürdigkeit erhöhen. Für den Konsumenten bedeutet dies eine Erhöhung der direkten Mietkosten, aber auch eine Senkung der Nebenkosten. Beide Flüsse müssen sich nicht aufheben, es kann also durchaus neben einer sektoralen Verschiebung der Konsumausgaben auch zu einer absoluten Verschiebung kommen.

Um die zahlreichen Interaktionen und Besonderheiten der verschiedenen Sektoren berücksichtigen zu können, sind in ASTRA-D die folgenden Schnittstellen zwischen dem Makromodell und den technologischen Sektormodellen geschaffen worden:

1. Sektorale Investitionen
2. Sektoraler Konsum
3. Staatliche Einnahmen und Ausgaben
4. Sektorale Im- und Exporte
5. Sektorale Vorleistungen
6. Sektorale Wertschöpfung

Nicht berücksichtigt wurden etwaige Zusatzeffekte, welche durch die Investitionstätigkeit und den daraus resultierenden Innovationsgewinnen für Deutschland entstehen können. So kann die Exportposition Deutschlands als Technologievorreiter in den klimaschutzrelevanten Technologien weiter gefestigt und sogar ausgebaut werden und so zu zusätzlichen Leitmarkt-Exporten führen,.

An zwei Beispielen soll hier die genaue Struktur der Schnittstellen konkretisiert werden.

Als erstes Beispiel soll der Haushaltsgerätebereich genommen werden. Veränderungen, die sich zwischen dem AMS und dem KS80 ergeben, sind Konsumveränderungen, da dies den Endverbraucher betrifft. Es werden dabei die Kosten für ein einzelnes Gerät, der Reinvestitionszyklus (Lebensdauer des Gerätes) sowie die Ausstattungsrate für beide Szenarien festgelegt und die Differenz ermittelt. Als Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzmaßnahmen sind hauptsächlich Ökodesign und Labelling verantwortlich; Details dazu finden sich z.B. in Kapitel 5.2.6 in diesem Bericht. Die Ausgabenänderung pro Gerät wird dann entsprechend der Wirtschaftszweigklassifikation den verschiedenen Sektoren zugeordnet und als Zusatzausgaben aufaddiert. Die entsprechende Summe wird den übrigen Sektoren gemäß dem sektoralen Konsumsplit abgezogen. Da die Entscheidung für die Konsumveränderung innerhalb des Nachfragemodells getroffen wurde, sind diese als fix angenommen worden und nicht noch mit Einkommenselastizitäten unterlegt worden.

Das zweite Beispiel betrifft den Gebäudebereich und zwar die Ausgaben für Dämmung (Sanierung, Heizung, Solarthermie). Die Aufteilung in Konsum und Investitionen ergeben sich aus den Besitzverhältnissen, die ebenfalls im Gebäudemodell hinterlegt sind. Betrachtet man den Konsumanteil, also den Teil der Gebäudeenergieeffizienzmaßnahmen, welcher von privaten Hausbesitzern getragen und, falls eine Vermietung besteht, auch an Privatpersonen in Form von Mietanpassungen weitergegeben wird, so wird zunächst der Anteil der Maßnahme, welcher vom Staat getragen wird, als zusätzliche Ausgaben im Staatshaushalt verbucht. Die Konsumausgaben

für den Bausektor werden dann erhöht, sowie die durch die Maßnahme erfolgten Mietausgaben und zusätzlich noch die Rückflüsse an den Finanzsektor. Bei den Investitionen erfolgt ebenfalls zum Teil die Gegenfinanzierung über die Anhebung der Mietausgaben im Konsum sowie die Gewinnminderung des investierenden Sektors.

8.1.3. Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Analyse des KS80 mit ASTRA-D

In Abbildung 8-2 sind die aggregierten Ergebnisse für das BIP und die Beschäftigung im KS80 wiedergegeben. Diese Graphik ist, wie auch die nachfolgende, so zu interpretieren, dass im Jahr 2050 das BIP durch die kombinierte Wirkung der Klimaschutzmaßnahmen etwa 4,4% höher projiziert wird als im AMS. Dies entspräche einer Zunahme der jährlichen Wachstumsrate von etwa 0,11 Prozentpunkten von 2010 bis 2050 gegenüber dem AMS. Auf Makroebene steigen BIP und Beschäftigung, weil kontraktive Effekte vergleichsweise gering ausfallen, durch die Klimaschutzmaßnahmen keine Importsteigerung induziert wird, was heimische Produktion und Beschäftigung begünstigt (zum Teil bedingt durch die politischen Rahmenbedingungen), Investitionsimpulse eine Steigerung von Produktionspotenzial und damit Outputwachstum und Beschäftigung in den nachfolgenden Perioden induziert und die durchschnittliche Arbeitsproduktivität aufgrund der sektoralen Verschiebungen steigt. Durch die steigende Arbeitsproduktivität bleiben die Beschäftigungsgewinne etwas hinter den BIP-Gewinnen zurück.

Abbildung 8-2: Veränderung in BIP und Beschäftigung im KS80 gegenüber AMS

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Veränderungen in der Beschäftigung fallen sektoral sehr unterschiedlich aus, wie Abbildung 8-3 zeigt. Höhere Beschäftigungseffekte zeigen sich in Sektoren, in denen viel investiert wird, wie z.B. im Bausektor, im Verkehrs- sowie im Energiesektor. Im Energiesektor sind in 2050 die Beschäftigungsgewinne mit am größten; allerdings ist die absolute Beschäftigung in diesem Sektor vergleichsweise gering und vermutlich sind deutliche Produktivitätsverschiebungen durch die Anwendung neuer Technologien (erneuerbare Energiegewinnung) zu erwarten.

In anderen Sektoren steigt die Beschäftigung, da sich die konsumptiven Ausgaben durch das höhere Volkseinkommen generell erhöhen wie z.B. im Handelssektor, oder wo entweder durch erhöhte konsumptive oder investive Ausgaben erhöhte Zulieferungen als Vorleistungen anfallen wie z.B. im Holz- oder Glas- und Keramikgewerbe. Die Veränderung der prozentualen Beschäftigung in Abbildung 8-3 in spiegelt allerdings nicht die Größe des Sektors wider; die absolut größten Beschäftigungsgewinne fallen im Einzelhandel an. Die Berechnung der Beschäftigung ist dabei abgeleitet aus der Entwicklung des Gesamtoutputs pro Sektor, multipliziert mit der sektoralen Arbeitsproduktivität.

Abbildung 8-3: Sektorale Beschäftigungsveränderung im KS80 gegenüber AMS

Quelle: Eigene Berechnungen

Ebenfalls zu den Sektoren mit positiven Beschäftigungseffekten zählt die Bauindustrie. Dieser Sektor wird nicht nur direkt nachgefragt wie im Bereich der Gebäudesanierungsmaßnahmen oder dem Anteil der Kraftwerksinvestitionen, welche in den Bausektor fließen, sondern er ist auch ein großer Zuliefersektor. Der Verkehrssektor gewinnt beschäftigungsmäßig deutlich vor allem verursacht durch die Verlagerung hin zu mehr öffentlichem Verkehr, aber auch durch höhere Fahrzeugpreise, in welchen technologische Veränderungen der Antriebstechnologien mit eingepreist sind. Bei den Handelssektoren gibt es sowohl förderliche als auch dämpfende Faktoren: zum Einen wird durch ein höheres BIP auch mehr konsumiert und der Einzelhandel hat hierbei den größten sektoralen Anteil. Zum Anderen nimmt aber auch die Nachfrage im Bereich Tankstellen und Werkstätten ab, welche modellseitig an die sinkenden PKW-Fahrleistungen gekoppelt sind. Der Beschäftigungsverlust im verarbeitenden Gewerbe hauptsächlich durch die veränderte Nachfrage nahrungsmittelproduzierenden Sektoren durch das veränderte Fleischkonsumverhalten verursacht. Dies rührt aber nicht von Budgetbeschränkungen her, sondern von einer veränderten Konsumhaltung, welche im Kapitel 6.3 diskutiert wird.

Abbildung 8-4 zeigt die Veränderungen in den sektoralen Investitionen von ASTRA-D. Hierbei sind nicht nur die Impulse aus den Sektormodellen relevant, sondern auch die nachgelagerten Effekte

wie die oben beschriebenen indirekten Effekte, Zweitrundeneffekte sowie Multiplikatoreffekte. In dieser Graphik sind, wie auch in den folgenden Graphiken, die zusätzlichen Investitionen in Mrd. Euro auf Preisbasis von 2010 für jedes Jahrzehnt übereinandergestapelt dargestellt. So setzt sich zum Beispiel der Balken für die Chemie-, Keramik- und plastikproduzierenden Sektoren zusammen aus etwa 1,1 Mrd. zusätzlichen Investitionen im Jahre 2020, 0,5Mrd. im Jahre 2030, 1,4 Mrd. im Jahre 2040 sowie 1,5 Mrd. Euro im Jahre 2050.

Abbildung 8-4: Sektorale Investitionsveränderungen im KS80 gegenüber AMS

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei der Betrachtung der Investitionen fällt vor allem die Dominanz des Bausektors auf; hierbei ist aber zu bedenken, dass teilweise beträchtliche Investitionen, welche in den Sektormodellen ermittelt wurden, auch in den Bausektor fließen. So sind z.B. 10% der zusätzlichen Investitionen, die im Sektormodell Industrie anfallen, Investitionen, welche in den Bausektor fließen. Bei den Kraftwerksinvestitionen kann dieser Anteil je nach Kraftwerkstyp bis zu 50% der anfallenden Investitionssumme betragen.

Den Sektor mit den zweit- bzw. drittgrößten Investitionszuwächsen stellen im KS80 der Maschinenbau sowie der fahrzeugproduzierende Sektor dar. Auch dies ist plausibel, da insbesondere der Maschinenbausektor einen großen Anteil an dem jeweiligen Investitionssplit der Sektormodelle aufweist. Und auch wenn dieser Sektor für seinen großen Anteil am deutschen Exportüberschuss bekannt ist, so stellt er - mit etwa einem Viertel seines Outputs - Vorleistungen für andere Sektoren bereit und ist z.B. im kraftwagenproduzierenden Sektor der größte Vorleistungssektor nach den intrasektoralen Vorleistungen. Der Sektor mit den viertgrößten Zuwächsen, der Geräte zur Elektrizitätserzeugung und –verteilung herstellt, nimmt in der alternativen Energieproduktion einen größeren Anteil ein.

Box 1 Investitionen: Impulse aus Sektormodellen

Während die vorherige Abbildung die Modellergebnisse der Investitionen zeigt, sind in Abbildung 8-5 die direkten Nachfrageimpulse für die einzelnen Sektoren dargestellt, die aus den Investitionen der Sektormodelle resultieren. Die Unterscheidung wurde hierbei getroffen, weil die Investitionen trotz ihres im Vergleich zum Konsum geringen Anteils am BIP wesentliche Akzeleratoreffekte hervorrufen und die Trennung von Impulsen und Modellergebnissen an dieser Stelle am Relevantesten ist.

Abbildung 8-5 Aufgeteilter Investitionsimpuls aus den Sektormodellen in KS80 in der gesamtwirtschaftlichen Modellierung – direkter Effekt [Mrd €$_{2010}$]

Man sieht hier, dass die größten Impulse in den fahrzeugproduzierenden Sektor, den Maschinenbau sowie den Bausektor eingehen. Der Handelssektor erfährt einen negativen Impuls, welcher vor allem aus dem Verkehrssektor und der geringeren Nachfrage nach Handel von Gebrauchtwagen und Tankstellendienstleistungen entstehen. Diese sind gekoppelt an die geringere Verkehrsleistung mit PKW und die Motorisierungsrate.

Der Investitionsimpuls aus Abbildung 8-5 stellt die Konvertierung der verschiedenen Investitionsnachfragen aus den technologischen Sektormodellen auf die volkswirtschaftliche Sektorklassifikation dar. In Abbildung 8-6 sind die originären Investitionssummen aus den Sektormodellen abgetragen, bevor diese auf die volkswirtschaftlichen Sektoren aufgeteilt werden d.h. es werden die Investitionen dargestellt, die ein Bottom-up-Sektor (z.B. Gebäude, Industrie) zur Erreichung der Klimaziele tätigt. Die Zuordnung zu den volkswirtschaftlichen Sektoren in denen diese Investitionen produziert werden, ist in Abbildung 8-5 durchgeführt. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um Nettowerte handelt; in einigen Nachfragesektoren fallen auch negative Differenzinvestitionen im Vergleich zum AMS an, d.h. eine Verringerung der Investition aus dem Bottom-up Sektor nach Aufteilung auf die volkswirtschaftlichen Sektoren. Ein Beispiel hierfür ist der Energiesektor: hier werden in manchen Jahren beispielsweise weniger Produkte aus dem

metallverarbeitenden Gewerbe nachgefragt. Dennoch ist der gesamte Nettoimpuls aus diesem Sektor stark positiv.

Abbildung 8-6 Initialer Investitionsimpuls aus den Sektormodellen im KS80 gegenüber AMS – direkter Effekt

Die gesamten Konsumänderungen, welche im sektoralen Konsum sowohl durch die Impulse aus den sektoralen Modellen, aber auch durch die modellendogenen Strukturänderungen und Zweitrundeneffekte in ASTRA-D entstehen, sind in Abbildung 8-7 dargestellt. Diese Darstellung umfasst die Summe der direkten und indirekten Änderungen im Konsum, d.h. auch inklusive aller Zweitrundeneffekte.

Abbildung 8-7: Sektorale Konsumveränderungen im KS80 gegenüber AMS [Mrd. €$_{2010}$]

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Sektor mit den größten Konsumausgabenveränderungen ist der Immobiliensektor, welcher nicht nur gewerbliche Vermietung sondern auch Vermietung von privat an privat umfasst. Da die Vermieter berechtigt sind, bis zu 11% der Kosten für klimaschutzrelevante Wärmedämmungen jährlich auf die Mieten umzulegen, zeigt sich hier der größte Zuwachs im letzten Jahrzehnt. Die Zuwächse der Mietausgaben kumulieren sich, während Investitionen zu vergangenen Zeitpunkten angefallen sind (Hartwig und Kockat 2015). Sektoren, die an Konsum verlieren, sind dabei in erster Linie die energiebezogenen Sektoren, in welchen die Kosteneinsparungen anfallen, die trotz höherer Energiepreise generiert werden. Die gesparten Ausgaben für Energie kompensieren zumindest teilweise die höheren Mietausgaben, wobei hier darauf hinzuweisen ist, dass dies die gesamtwirtschaftliche Perspektive ist. Einzelwirtschaftliche Situationen (d.h. spezifische Mietverhältnisse oder spezifische Unternehmen) können von der gesamtwirtschaftlichen Perspektive durchaus abweichen. Neben den Energiesektoren ist auch der bereits angesprochene Nahrungsmittelsektor von den Klimaschutzmaßnahmen leicht negativ betroffen.

Schließlich zeigt Abbildung 8-8 noch die Veränderungen in der sektoralen Bruttowertschöpfung. Die Wertschöpfung speist sich nicht nur aus den Veränderungen der Investitions- und Konsumgewinne, sondern wird auch durch die Investitionsfinanzierung beeinflusst, sofern diese durch Kreditaufnahme geschieht oder von einbehaltenen Gewinnen der Unternehmen getragen werden.

Abbildung 8-8: Sektorale Bruttowertschöpfungsveränderungen im KS80 gegenüber AMS

Quelle: Eigene Berechnungen

Auch in dieser Darstellungsform ist der Immobiliensektor der Sektor mit den größten Gewinnen. Die Finanzierung von Dämmmaßnahmen von privaten Vermietern fließt dabei nicht über diesen Sektor ab, sondern über den Banken- und Versicherungssektor, weshalb hier kaum dämpfende Effekte zum Tragen kommen.

8.1.4. Zusammenfassung der Ergebnisse des KS80 mit ASTRA-D

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Klimaschutzpolitik sind positiv; sowohl das BIP als auch die Beschäftigung ingesamt steigen aufgrund der gewählten Maßnahmen im Vergleich zum AMS an. Das BIP erhöht sich in 2050 um 151 Mrd. $€_{2010}$ gegenüber dem AMS. Das entspricht einer Erhöhung von etwa +4,4%. Die Beschäftigung wächst um 504 000Personen. Das entspricht einer Verbesserung von etwa +1,3%. Betrachtet man die Differenzen kumuliert über den gesamten Zeitraum hinweg, so ergibt sich für das BIP ein Gewinn von 10.864 Mrd. $€_{2010}$ gegenüber dem AMS. Dennoch profitieren nicht alle Sektoren gleichermaßen; neben einigen Sektoren mit deutlich positiven Effekten, gibt es auch einige Sektoren, die nur im begrenzten Umfang betroffen sind und wiederum einige wenige, die im Vergleich zum AMS schlechter dastehen. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass dieser Verlust nur relativ zum Basisszenario (AMS) in den jeweiligen Jahren zu sehen ist und nicht im Vergleich zur heutigen Marktsituation.

Diese positiven Ergebnisse können nur unter gewissen Bedingungen erzielt werden. So ist eine Grundvoraussetzung, dass die Unternehmen ihre Investitionstätigkeit entsprechend erhöhen und diese Investitionen stärker mittels ihrer einbehaltenen Gewinne refinanzieren. Volkswirtschaftlich

gesehen bedeutet dies eine zeitliche Verschiebung der Einkommen: während bei einer direkten Gewinnausschüttung die Anteilseigner sofort profitieren, werden bei der Erhöhung der Investitionstätigkeit zunächst direkt und indirekt Waren und Dienstleistungen nachgefragt, welche direkt nachfrageseitig positiv wirken. Durch die Erhöhung der Produktivität realisieren die Unternehmen ihre zunächst nicht ausgeschütteten Gewinne später; durch die Akzelerator- und Multiplikatoreffekte nimmt dabei die Gewinnbasis aber zu. Ein entscheidender Faktor für diese Entwicklung sind die politischen Rahmenbedingungen; das Risiko der gesteigerten Investitionstätigkeit kann nur verringert werden, wenn dafür verlässliche und stabile politische Vorgaben gesetzt werden. Diese Vorgaben werden in der Instrumentenausgestaltung der verschiedenen Sektoren diskutiert.

Vorherige Studien für den Zeithorizont 2030 haben bereits aufgezeigt, dass Klimaschutz- und Energieeffizienzprogramme zu positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten führen können. Beispielsweise haben Lehr et al. (2013) hierzu einen Vergleich angestellt. Im wesentlichen wurden für diese Analysen die Modelle Panta Rhei und ASTRA in der Version des EU-Modells angesetzt, während in diesem Projekt das Deutschland-Modell ASTRA-D aus der ASTRA-Modellfamilie eingesetzt wird. Die Ergebnisse von Panta Rhei bestätigen die positiven Analysen von ASTRA. Das in Panta Rhei ermittelte BIP-Wachstum liegt aber strukturell niedriger als in ASTRA abgeschätzt. In Panta Rhei sind kontraktive Wirkungen der Investitionen, d.h. Verdrängung anderer Investitionen durch Klimaschutzinvestitionen, stärker ausgeprägt, während in ASTRA die produktivitätssteigernden Wirkungen und der Multiplikatoreffekt stärker wirken. Zumindest für die kurze bis mittlere Frist kann momentan allerdings eher von einem unzureichendem Investitionsniveau ausgegangen werden, was weniger Raum für Verdrängungseffekte ließe.

Neben einer beschränkten Verdrängung von Investitionen werden zusätzliche Investitionen durch die Klimapolitik induziert. Diese werden in ASTRA konsequent gegenfinanziert durch (1) staatliche Subventionen mit Verbuchung im Staatshaushalt, (2) Erhöhung der Preise mit Weitergabe an den Nutzer (sowohl bei Vorleistungen als auch für Endverbraucher), und (3) durch Einbehaltung von Unternehmensgewinnen und damit Verschiebung von Konsum heute auf zukünftigen Konsum. Während in früheren Untersuchungen mit ASTRA die Gegenfinanzierung zu großen Teilen über Preise erfolgte partiell unterstützt durch Subventionen (siehe z.B. Schade W., Lüllmann A., Beckmann R., Köhler J. 2009), wurde in dieser Studie zum ersten Mal auch der Einbehalt von Gewinnen mit dem Effekt verminderter Bruttowertschöpfung in den Unternehmen zur Gegenfinanzierung genutzt. Vergleicht man den BIP-Wachstumseffekt früherer Studien mit ASTRA mit den Ergebnissen von KS80 liegt das BIP Wachstum in 2030 in der hier vorliegende Studie ca. 1% höher. Es lässt sich hier die begründbare Hypothese aufstellen, dass die Gegenfinanzierung von Klimaschutzinvestitionen aus einbehaltenen Unternehmensgewinnen einen volkswirtschaftlich positiven Effekt hat, der möglicherweise zu höheren Zuwächsen des BIP führt als die bisher genutzten Optionen.

In einer gesamtwirtschaftlichen Situation wie seit Jahren in Deutschland, in der relativ viel Investitionskapital vorhanden ist, aber vergleichsweise wenige Investitionen getätigt wurden, kann die Schaffung von interessanten realwirtschaftlichen Investitionsmöglichkeiten durch ambitionierte und verlässliche Klimapolitik eine aus systemischer Sicht positive Maßnahme sein. Für Investoren können realwirtschaftliche Investitionmöglichkeiten entstehen, für Verbraucher kann mittel- und langfristig das Einkommen steigen, für den Staat können durch zusätzliches Wachstum Spielräume in der Haushaltskonsolidierung und der Abfederung des demographischen Wandels entstehen, und auch der Klimaschutz wird vorangetrieben.

8.2. Herausforderungen der gesamtwirtschaftlichen Analyse des KS95 mit ASTRA-D

Die Analyse der Inputdateien aus den Sektormodellen hat für das KS95 ergeben, dass erheblich zusätzlicher Investitionsaufwand notwendig ist um die stringenteren Ziele zu erreichen: Die für die Zielerreichung zusätzlichen notwendigen Investitionen im Jahre 2050 sind mehr als doppelt so hoch wie im KS80. Insbesondere die Investitionen in die Energieerzeugung sowie die Methanisierung fallen dabei ins Gewicht, welche einen Anteil an fraglicher Gegenfinanzierung von etwa 44% der zusätzlichen Investitionssumme in 2040 und 2050 bewirkt.

Die Frage der Gegenfinanzierung über die in der gesamtwirtschaftlichen Modellierung Annahmen unter Unsicherheit kann nicht ohne Weiteres beantwortet werden. Beispielsweise könnten die Investitionen im Energiesektor durch eine Erhöhung des Strompreises gegenfinanziert werden.Selbst bei annähernder Einpreisung bedeutet dies dann eine erhebliche Verteuerung für Endkunden. Schwierig ist auch die Frage der Gegeninanzierung der Methanisierung. Zwar wäre hier eine Umlegung auf die Verbraucher denkbar, allerdings könnte sich die notwendige Verteuerung des Strompreises für Elektrofahrzeuge negativ auf die Zielerreichung des Verkehrssektors bemerkbar machen.

Die Finanzierungsfrage für das KS80 ist insofern recht befriedigend beantwortet, als entweder eine Preisweitergabe an die Endkunden erfolgt oder einbehaltene Gewinne oder Subventionen den Zusatzbedarf decken. Für das KS95 kann ist diese Frage schwieriger in der Modellierung zu integrieren. Auch wenn man davon ausgeht, dass in diesem Szenario ein Teil der notwendigen Investitionen andere Investitionen verdrängen könnte, so ist dies doch bei der hohen „Energielastigkeit“ der zusätzlich notwendigen Investitionen fraglich, wie dieser Mechanismus konkret aussehen sollte.

Wenn nun an diesem Energieverbrauchs- und Emissionspfad und damit auch an diesem Investitionspfad festgehalten werden sollte, müssten stärkere staatliche Eingriffe erfolgen, die dieses Investitionsvolumen sichern könnten. Denkbar wäre beispielsweise eine Erhöhung der Mehrwertsteuer oder einer spezifischeren Steuer, zinsneutrale Darlehen, die Neuemissionen von spezifischen Anleihen oder Investitionsfonds oder direkt eine stärkere Subventionierung. Der Hauptunterschied in den letztgenannten Alternativen wäre der rechtliche Status des Schuldners.

Der Energiesektor steht hier vor der grundsätzlichen Herausforderung eines Infrastruktursystems:private Investoren mit einem kürzeren Planungshorizont als der Lebensdauer von Energieinfrastrukturen schrecken u.U. vor der Langfristigkeit solcher Projekte zurück, sofern keine Investitionssicherheit gegegen ist.

8.3. Ökonomische Modellierung mit FARM EU

8.3.1. Einleitung

Ergänzend zur Modellierung mit dem multi-paradigmen System Dynamics-Modell ASTRA-D wird für die Analyse der ökonomischen Effekte das allgemeine Gleichgewichtsmodell FARM-EU eingesetzt. FARM-EU ist ein multi-regionales, multi-sektorales, sequentiell-dynamisches berechenbares allgemeines Gleichgewichtsmodell, das entwickelt wurde, um Fragestellungen der Energiepolitik und des Klimaschutzes zu behandeln. Aufgrund des multi-regionalen Ansatzes können mit FARM-EU ergänzend zu den nationalen Effekten aus ASTRA-D weitere wichtige Effekte über Deutschland hinweg auf den internationalen Märkten ermittelt werden. Insbesondere Handelseffekte bilden daher den Fokus der weiteren Darstellung. Desweiteren wird auf die Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen in anderen Ländern eingegangen.

8.3.2. Modellieransatz FARM EU

FARM EU ist ein multisektorales-globales allgemeines Gleichgewichtsmodell, welches dazu eingesetzt werden kann, wirtschaftliche, ökologische und strukturelle Bewertung von Energie- und Klimamaßnahmen EU/Deutschland (ex-ante und ex-post) durchzuführen.

Das Modell bildet die Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen in verschiedenen Staaten und Wirtschaftsbereichen auf wirtschaftliche Entwicklung, CO_2-Emissionen und Beschäftigung ab. Es analysiert zudem Wettbewerbseffekte und die Risiken des so genannten ‚Carbon Leakage', das heißt eventuelle Verdrängungseffekte für einzelne Wirtschaftszweige. Insbesondere für die internationale Klimapolitik ist eine länderübergreifende, gesamtwirtschaftliche Analyse und Bewertung von Interesse, aber auch für die Untersuchung klimapolitischer Anstrengungen Deutschlands im Kontext eines EU und internationalen Klimaregimes bietet sich dieser Ansatz an, da Deutschland dann nicht aus dem internationalen Kontext losgelöst betrachtet wird, sondern die Interaktionen im internationalen Umfeld mit analysiert werden können.

Abbildung 8-9 stellt schematisch die Funktionsweise des Modellkerns von FARM EU dar. Jede der 20 in FARM EU modellierten Regionen (siehe Abbildung 8-10) ist mit den anderen Regionen auf die dort dargestellte Art verbunden.

Abbildung 8-9: Generelle Funktionsweise des FARM–EU-Modellkerns

Quelle: Eigene Darstellung

FARM EU hat eine regionale Auflösung von 20 Regionen, davon sind 7 Regionen innerhalb der EU explizit modelliert (siehe Abbildung 8-10). Der Inputdatensatz zur Kalibrierung von FARM EU auf das Basisjahr 2004 stammt aus GTAP 7, sowie den IEA Energiebilanzen und Bevölkerungstrajektorien aus ASTRA-D (für Deutschland) und den UN Populationsprojektionen für alle anderen Regionen.

Auf Grundlage dieser Kalibrierung auf das Basisjahr wird das Referenzszenario unter Annahme der in Abschnitt 8.4 beschriebenen Eckdaten dynamisiert und bildet somit die Referenzentwicklung, gegen die alle alternativen Szenarien verglichen werden.

Abbildung 8-10: Regionale Auflösung von FARM EU

Quelle: Eigene Darstellung

Nachdem die Referenzentwicklung und die alternativen Szenarien definiert sind, wird FARM EU diese Szenarien in 5 bzw. 10 Jahresschritten bis 2050 simulieren. Die Auswertung erfolgt explizit für mindestens Deutschland, ist aber auf Grund der globalen Auslegung des Modells in 20 Regionen auch für weitere Regionen möglich.

8.3.3. Szenarien & Emissionspfade

Da es sich bei FARM EU um ein globales allgemeines Gleichgewichtsmodell handelt, müssen auch Annahmen über Minderungsziele/-aktivitäten sowie Möglichkeiten des internationalen Handels von Emissionsrechten in den restlichen EU-Ländern und den übrigen Ländern der Welt getroffen werden. Diese Annahmen zum internationalen Klimaregime gehen über die allgemeinen Rahmendaten des Projektes hinaus und werden hier dokumentiert. Zunächst erfolgt in Tabelle 8-1 eine Beschreibung der daraus für FARM EU resultierenden Szenarien.

Tabelle 8-1: FARM-EU-Szenarien

FARM EU Szenario	Charakteristika
AMS (2012)	Für **Deutschland** werden die Emissionspfade (energiebedingte CO_2-Emissionen) sowie die Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung aus der Bottom-Up Modellierung vorgegeben, um das 40 % Minderungsziel zu erreichen. **Der Rest der EU** folgt bezüglich der Emissionsminderung dem Reference Scenario 2013 des EU Impact Assessments (EC 2014) Die Regionen der **Rest der Welt** folgen einem moderatem Klimaregime, das durch die Copenhagen Pledges abgebildet wird (in Anlehnung an die Szenarienabbildung von EMF 28, vgl. Knopf et al. 2014)
KS80A	Für **Deutschland** werden wiederum die Emissionspfade der energiebedingten CO_2-Emissionen aus den Bottom-up Modellen sowie der Entwicklungspfad der erneuerbaren Energien als Anteil an der Stromerzeugung des KS80 vorgegeben, um das Minderungsziel von 80 % zu erreichen. Es wird angenommen, dass die notwendigen Minderungsanstrengungen durch eine Erhöhung der inländischen Investitionsaktivitäten in neue und effiziente Technologien in Verbindung mit einer deutlichen Steigerung der Energieeffzienz, sowieder Arbeitsproduktivität erzielt werden. **Der Rest der EU** folgt bezüglich der Emissionsminderung dem GHG GHG40/EE/RES30 Scenario des Impact Assessments (EC 2014). Die Regionen der **Rest der Welt**: verbleiben im moderaten Klimaregime (siehe AMS 2012)
KS80A „spillover“	Für **Deutschland** gelten die gleichen Vorgaben wie im Szenario KS80A. **Der Rest der EU** folgt bezüglich der Emissionsminderung dem GHG GHG40/EE/RES30 Scenario des Impact Assessments (EC 2014). Zusätzlich erfolgt ein Spillover Effekt, ausgelöst durch die Klimaschutzanstrengungen Deutschlands. Dieser wird durch zeitverzögerte Anpassung der Energieeffizienzverbesserungen auf das Niveau von Deutschland angehoben. Die Regionen der **Rest der Welt**: verbleiben im moderaten Klimaregime (siehe AMS 2012)
KS80B (450 ppm)	Für **Deutschland** gelten die gleichen Vorgaben wie im Szenario KS80A.. **Der Rest der EU** folgt bezüglich der Emissionsminderung dem GHG GHG40/EE/RES30 Scenario des Impact Assessments (EC 2014). Die Regionen der **Rest der Welt**: sind auf das 450ppm Szenario kalibriert; abzüglich der Emissionen Deutschlands und des Rests der EU. Zur Erreichung des 450ppm Szenarios düfen alle Regionen außer Deutschland und die EU in einem globalen Markt Zertifikate handeln.Deutschland und die EU sind aus dem globalen Markt ausgenommen, um eine nationale Zielerreichung (ohne Zertifikatekauf)

	zu garantieren.
KS95A, KS95B, KS95 „spillover“	Diese Szenarien wurden analog zu den KS80 Szenarien kalibriert, jedoch mit folgenden Unterschieden: • Das deutsche Minderungsziel ist enstprechend höher; ebenso der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung • Um die notwendigen Investitionsanstrengungen abzubilden wurde die Investitionsintensität, die Energieeffizienz und die Arbeitsproduktivität entsprechend gegenüber den KS80 Szenarien erhöht.

Quelle: Öko-Institut

8.3.4. Annahmen zur Harmonisierung

Zur Harmonisierung der ökonomischen Modellanalyse mit den Annahmen und Ergebnissen aus den Bottom-up Modellen und der oben dargestellten Modellierung mit ASTRA wird ein besonderes Augenmerk im Modell FARM-EU auf die Kalibrierung einiger Parameter gelegt. Kalibrierung bedeutet, dass exogene Parameter so eingestellt werden, dass modellendogene Variablen harmonisiert bzw. an statistische Daten angeglichen werden. Diese modellendogenen Variablen stellen im Zuge von Szenarienrechnungen Ergebnisse des Modells dar, die sich aufgrund der Interaktion von Angebot und Nachfrage auf den Märkten ergeben. Eine betroffene Variable, die harmonisiert werden muss, ist die Investitionsaktvität in FARM-EU. Sektorale Investitionen in FARM-EU ergeben sich aus einem Kostenminimierungskalkül über zwei Zeitperioden (also über 10 Jahre, da FARM-EU in 5-Jahresschritten rechnet). Die Höhe der Investitionen in einem Sektor hängt vom Realzins, den erwarteten Preisen der Einsatzfaktoren und der erwarteten Nachfrage ab.

FARM-EU ist ein dynamisch-rekursives Gleichgewichtsmodell mit myopischen Erwartungen. Das bedeutet, dass Erwartungen über die Zukunft sich immer an der Situation in der jeweiligen und der folgenden Periode ergeben. Es gibt keine weitreichende Voraussicht, die stringente Minderungsziele, wie hier modelliert, bereits in frühen Zeitschritten antizipiert. Da frühzeitige Investitionen in effiziente Technologien allerdings eine wesentliche Rolle für die Kosten und Erreichbarkeit der stringenten Minderungsziele spielen, wird der Investitionspfad in FARM-EU an die Investitionserfordernisse, die die Bottom-up Modellierung berichtet, angepasst. Dazu wurde vorgegeben, dass Investitionen in jedem Modellzeitschritt getätigt werden, auch wenn kurzfristig wirtschaftlichere Alternativen zur Verfügung ständen. Da die so „erzwungenen“ Investitionen gleichzeitig energieeffizienter sind, ist die Erreichung stringenter Minderungsziele über die Zeit zu geringeren Kosten möglich. Das anfangs vermehrt eingesetzte Kapital zahlt sich demnach aus.

Gleichzeitig ist zu beobachten, dass in Verbindungen mit einer höheren Kapitalintensität, wie sie in den Szenarien KS80 und KS95 nun unterstellt wird, neben der besseren Energieeffizienz auch eine Verbesserung der Arbeitsproduktivität einhergeht. Eine höhere Kapitalintensität

(Investitionstätigkeit) reflektiert sich beispielsweise durch einen stärkeren Einsatz von automatisierten Technologien oder in der Notwendigkeit der Bindung von Kapital in Infrastruktur.[117]

Zum Wechselspiel von Investitionen und einer Steigerung der Arbeitsproduktivität lassen sich leider keine generell auf die CGE Modellierung anwendbaren Aussagen treffen. Daher erfolgen zusätzlich Sensitivitätsrechnungen, um den Zusammenhang zwischen BIP und veränderter Arbeitsproduktivität / Energieeffizienz zu erörtern. Die Sensitivitätsrechnungen sind beispielhaft für das Szenario KS80A in der folgenden Matrix dargelegt. Es zeigt sich, dass die Wachstumsrate des BIP deutlich stärker auf eine Veränderung der Arbeitsproduktivität als auf eine Veränderung der Energieffizienz reagiert[118]. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der Faktor Arbeit (neben dem Faktor Kapital) ein Haupttreiber der Bruttowertschöpfung ist.

Die Sensitivitätsrechnungen unterstützen die oben dargelegten Ergebnisse der Modellrechnungen, die mit ASTRA-D erfolgten: Geht man davon aus, dass zur Erreichung stringenter Klimaziele ein erhöhtes Investitionsaufkommen in Deutschland notwendig ist und realisiert wird, und die Arbeitsproduktivität dabei Hand-in-Hand mit den Investitionen steigt, ist ein positiver Effekt auf das BIP möglich.

Tabelle 8-2: Sensitivitätsrechnungen: Zusammenhang zwischen BIP und Veränderungen der Arbeitsproduktivität bzw. Energieeffzienz

Szenario	ΔEnergieeffizienz	Δ Arbeitsproduktivität	BIP 2010-2030	BIP 2010-2050
	Veränderung gegenüber KS80A (%)		Wachstum (% p.a.)	
KS80A	--	--	0,89 %	0,76 %
S1	25 % ↑	25 % ↑	1,00 %	0,85 %
S2	--	25 % ↑	0,98 %	0,84 %

Quelle: Öko-Institut

8.4. Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Analyse mit FARM EU

In Ergänzung zu den Ergebnissen der Wirtschaftsentwicklung in Deutschland (siehe 8.1.3), werden hier einige wichtige Effekte über Deutschland hinweg auf den internationalen Märkten dargestellt. Insbesondere liegt der Fokus auf dem Handel auf den Energiemärkten.

8.4.1. Energieimporte / exporte

In den folgenden Abbildungen sind Nettoimporte von Primärenergie nach Deutschland, den Rest der EU und den Rest der Welt dargestellt. Für die maßgeblich öl- und gasexportierende Region, „Mittlerer Osten & Nordafrika“ sind die Handelsströme als Nettoexporte dargestellt (Abbildung 8-11). In allen Abbildungen sind die Szenarien in Reihenfolge aufsteigender Stringenz der

[117] Beispiel steigende Kapitalintensität im Stromsektor: In einem stark von erneuerbaren Energien gekennzeichneten Stromerzeugungssektor kann man ebenfalls davon ausgehen, dass dieser kapitalintensiver ist, da eine verbessere Infrastruktur notwendig ist (besser ausgebautes Übertragungsnetz).

[118] Siehe Szenario S2, in welchem nur die Arbeitsproduktivität gegenüber den Einstellungen des KS80A erhöht wurde. Der Effekt auf das BIP Wachstum ist deutlich ersichtlich: im Zeitraum 2010-2030 verbessert es sich um 0.09 Prozentpunkte und für den Zeitraum 2010-2050 um 0.08 Prozentpunkte.

Klimaschutzziele an der X-Achse aufgetragen. Die Nettoimporte bzw. -exporte sind in Exajoules (EJ) für die Zeitpunkte 2020-2050 verzeichnet.

Die Schlüsselergebnisse sind die folgenden: In allen Szenarien nimmt die Nachfrage nach fossiler Energie in Deutschland über die Zeit ab. Da fossile Brennstoffe maßgeblich importiert werden, sinken dementsprechend auch die Nettoimporte nach Deutschland. Die Reduktion ist umso stärker je stringenter das Emissionsminderungsziel ist. Betroffen sind insbesondere die Importe von Öl und Gas. Während im AMS (2012) zunächst die Einfuhr von Erdgas proportional stärker sinkt, betrifft dies in den stringenteren Szenarien gleichfalls auch die Einfuhr von Öl. Die gleiche Entwicklung lässt sich auch für die Energieimporte im Rest der EU (inkl. Norwegen) beobachten. Aufgrund des Nachfragerückgangs in der EU und des Nachfrageanstiegs im Rest der Welt[119] wird im Jahr 2050 in den Minderungsszenarien sogar netto Erdgas (Norwegen) exportiert.

Der Übergang in ein globales stringenteres Klimaregime (KS80B und KS95B) impliziert in Deutschland keine signifikante Änderung. Im Rest der EU wird der erwähnte Exportüberschuss von Erdgas jedoch wieder ausgeglichen, da die Nachfrage nach fossiler Energie im Rest der Welt aufgrund des nun stringenten globalem Minderungsszenarios zurückgeht.

Die Region „Mittlerer Osten & Nordafrika umfasst die traditionell öl- und gasexportierenden Länder. Die Energieexporte dieser Länder nehmen in den Szenarien KS80A und KS95A, in denen stringente Minderungsziele nur für Deutschland und den Rest der EU vorgegeben sind, aufgrund der weiterhin steigenden Energienachfrage im Rest der Welt über die Zeit deutlich zu, allerdings nicht so stark wie im AMS. Anders verhält es sich im Fall des globalen 450ppm-Szenarios (KS80B, KS95B). In diesen Szenarien sinkt der Bedarf an Primärenergieimporten in den anderen Regionen und die Exporte im Mittleren Osten und Nordafrika nehmen nach 2030 ab. Diese Entwicklung deckt sich mit den projzierten Nettoimporten in den Regionen der Rest der Welt: Für Öl und Gas steigen diese fast unverändert an. Beim Übergang in ein stringentes globales Regime (KS80B und KS95B) lässt sich eine Stagnation bzw. ein Absinken in den späteren Zeitschritten beobachten.

[119] Der Rest der Welt ist durch unterschiedlichste Emissionsziele (Copenhagen Pledges) gekennzeichnet. Drei der modellierten Weltregionen haben keine Emissionsziele (Russland, Mittlerer Osten und Nordafrika, andere Schwellenländer). Die regionale Differenzierung von FARM EU ist in Abbildung 8-11 dargestellt

Abbildung 8-11: Nettoimporte Primärenergie Deutschland, restliche EU (inkl. Norwegen) und Rest der Welt; Nettoexporte Primärenergie Mittlerer Osten und Nordafrika

Quelle: Öko-Institut

8.4.2. CO_2-Emissionen

Die Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen außerhalb Deutschlands ist in Abbildung 8-12 illustriert. Entsprechend der Szenariendarstellung in Tabelle 8-1 folgt die EU dem deutschen Minderungspfad. Die restlichen Regionen der Welt, hier wie bei den Energieimporten in die Regionen „Mittlerer Osten & Nordafrika“ sowie „Rest der Welt“ unterteilt, zeigt steigende Emissionen gegenüber dem Jahr 2010, die auch durch ein moderates Klimaregime in Anlehnung an die Copenhagen Pledges, kaum geringer ausfallen. Ein deutlicher Unterschied ist für die Szenarien, KS80B und KS95B zu erkennen, in denen ein 450ppm Ziel angestrebt wird, wobei Deutschland und die EU weiterhin ihre nationalen Minderungsziele einhalten müssen. Zur Erreichung der 450ppm-Welt sind deutliche Minderungsaktivitäten in allen Regionen der Welt nötig. Die Diskrepanz zwischen den Copenhagen-Pledges, unter denen die Emissionen im

mittlereren Osten& Nordafrika sowie im Rest der Welt weiter ansteigen und der 450ppm-Welt mit absoluten Minderungen gegenüber 2010 ist bedeutend.

Abbildung 8-12: CO_2-Emissionsveränderung ggü. 2010 außerhalb Deutschlands

Quelle: Öko-Institut

9. Vergleich der Szenarienergebnisse mit den Zielen des Energie- und Klimaschutzkonzepts der Bundesregierung

In Bezug auf die Erreichung der Ziele des Energie- und Klimaschutzkonzepts der Bundesregierung (2011) gibt es deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien, wie Tabelle 9-1 zeigt.

Tabelle 9-1: Vergleich der Szenarienergebnisse mit den Zielen des Energie- und Klimaschutzkonzepts der Bundesregierung

Zieldefinitionen

	Treibhausgasemissionen		Erneuerbare Energien		Senkung Energieverbrauch					Steigerung Energie-produktivität
	ohne LULUCF & Bunker	mit LULUCF & Bunker	Brutto-endenergie	Brutto-strom-verbrauch	Primär-energie	Gebäude-Wärme	Endenergie Verkehr	Bruttostromverbrauch		
2020	-40%	-40%	18%	35%	-20%	-20%	-10%	-10%	-10%	2,1% p.a.
2030	-55%	-55%	30%	50%						
2040	-70%	-70%	45%	65%						
2050	-80% -[bis -95%]	-80% -[bis -95%]	60%	80%	-50%	-80%	-40%	-25%	-25%	
Basis	1990	1990			2008	2008	2005	2008	2008	2008

Ergebnisse Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)

	Treibhausgasemissionen		Erneuerbare Energien		Senkung Energieverbrauch					Steigerung Energie-produktivität
	ohne LULUCF & Bunker	mit LULUCF & Bunker	Brutto-endenergie	Brutto-strom-verbrauch[a]	Primär-energie[b]	Gebäude-Wärme[c]	Endenergie Verkehr[d]	Strom-verbrauch (klassisch)[e]	Strom-verbrauch (gesamt)	
2020	-34%	-29%	17%	41%	-8%	-13%	-7%	-6%	-5%	1,1% p.a.
2030	-43%	-37%	23%	53%						1,5% p.a.
2040	-51%	-45%	28%	55%						1,5% p.a.
2050	-60%	-54%	35%	62%	-34%	-62%	-24%	-10%	6%	1,5% p.a.
Basis	1990	1990			2008	2008	2005	2008	2008	2008

Ergebnisse Klimaschutzszenario 80

	Treibhausgasemissionen		Erneuerbare Energien		Senkung Energieverbrauch					Steigerung Energie-produktivität
	ohne LULUCF & Bunker	mit LULUCF & Bunker	Brutto-endenergie	Brutto-strom-verbrauch[a]	Primär-energie[b]	Gebäude-Wärme[c]	Endenergie Verkehr[d]	Strom-verbrauch (klassisch)[e]	Strom-verbrauch (gesamt)	
2020	-41%	-37%	18%	44%	-15%	-18%	-13%	-12%	-10%	1,6% p.a.
2030	-57%	-53%	29%	60%						2,0% p.a.
2040	-71%	-68%	44%	68%						2,1% p.a.
2050	-83%	-80%	64%	83%	-51%	-70%	-48%	-26%	0%	2,1% p.a.
Basis	1990	1990			2008	2008	2005	2008	2008	2008

Ergebnisse Klimaschutzszenario 95

	Treibhausgasemissionen		Erneuerbare Energien		Senkung Energieverbrauch					Steigerung Energie-produktivität
	ohne LULUCF & Bunker	mit LULUCF & Bunker	Brutto-endenergie	Brutto-strom-verbrauch[a]	Primär-energie[b]	Gebäude-Wärme[c]	Endenergie Verkehr[d]	Strom-verbrauch (klassisch)[e]	Strom-verbrauch (gesamt)	
2020	-47%	-44%	19%	44%	-21%	-21%	-15%	-18%	-15%	1,9% p.a.
2030	-68%	-67%	35%	65%						2,5% p.a.
2040	-83%	-83%	62%	75%						2,7% p.a.
2050	-94%	-95%	96%	95%	-55%	-78%	-59%	-29%	27%	2,7% p.a.
Basis	1990	1990			2008	2008	2005	2008	2008	2008

[a] Ohne regenerativen Anteil der Stromimporte
[b] Ohne nichtenergetischen Verbrauch
[c] Minderung Endenergiebedarf im Jahr 2020, Minderung Primärenergiebedarf im Jahr 2050
d Ohne internationalen Seeverkehr, ohne bauwirtschaftlichen Sonderverkehr und ohne Pipelinetransport
[e] Enthält nicht Stromverbrauch von Wärmepumpen, Elektro-Straßenfahrzeuge, CCS, Power-to-Gas/-Liquid für Endverbraucher, Power-to-Heat für Fernwärmenetze

Quelle: Bundesregierung (2011), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Für manche Ziele im Energie- und Klimaschutzkonzept sind mehrere unterschiedliche Abgrenzungen (beispielsweise beim Treibhausgasemissionsminderungsziel) oder Interpretationen (beispielsweise beim Stromverbrauchsziel) möglich. Für manche Ziele sind daher in Tabelle 9-1

Angaben in unterschiedlichen Abgrenzungen dargestellt. Zudem sind in Fußnoten weitere Erläuterungen zu den Interpretationen der Ziele enthalten.

9.1. Senkung der Treibhausgasemissionen

Die Zwischenziele zur Senkung der Treibhausgasemissionen für die Jahre 2020, 2030 und 2040 sind als einzelne Werte festgelegt (Minderung um 40 % bzw. 55 % bzw. 70 %). In diesem Zeitraum bedeutet der Minderungspfad eine Reduktion um 15 Prozentpunkte pro Dekade. Das Minderungsziel für das Jahr 2050 hingegen weist eine Spanne auf (Minderung um 80 bis 95 %). Eine lineare Extrapolation der 2020- bis 2040-Ziele führt zu einer Minderung von 85 %. Um von einer Minderung von 70 % ausgehend im Jahr 2040 zu einer Minderung von 95 % im Jahr 2050 entsprechend dem ambitionierten Zielpfad zu gelangen, bedeutet dies eine Minderung um 25 Prozentpunkte innerhalb einer Dekade.

Abbildung 9-1: Entwicklungen der Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF unter internationaler Verkehr) in den Szenarien im Vergleich zum Zielpfad des Energie- und Klimaschutzkonzepts, 1990-2050

Quelle: UBA (2013a), UBA (2013b), Berechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Das KS 95 weist 2020 bereits Minderungen auf, wie sie im KS 80 erst ca. 2025 und im AMS (2012) sogar erst nach 2035 erreicht werden. Im AMS (2012) wird im Jahr 2050 eine Minderung von etwa 60 % gegenüber dem Jahr 1990 erzielt. Diese Minderung muss im KS 95 bereits um das Jahr 2025 erreicht werden. Ebenso muss – um das Ziel einer Reduktion der THG-Emissionen von 95 % bis 2050 zu erreichen – eine Minderung von 80 % bereits zwischen den Jahren Jahr 2035 und

2040 erzielt werden. In beiden Klimaschutzszenarien zeigt sich zudem, dass die Minderung sich nach 2040 abschwächen.

Die Szenarien zeigen also, dass der vorgegebene Zielpfad für die Jahre 2020 bis 2040 ausreichend ist, um eine Minderung von 80 % bis zum Jahr 2050 erreichen. Um allerdings eine Minderung von 95 % bis zum Jahr 2050 zu erreichen, reicht der vorgegebene Zielpfad nicht aus. Die Zwischenziele müssten ambitionierter gesetzt werden.

Aus dem Verlauf des KS 95 lassen sich Zwischenziele für die Treibhausgasminderung von 45 bis 50 % für das Jahr 2020, 65 bis 70 % für 2030 und 85 % für das Jahr 2040 ableiten, um eine THG-Minderung von 95 % im Jahr 2050 zu erreichen.

9.2. Erhöhung der Erneuerbaren-Energien-Anteile

Im Energie- und Klimaschutzkonzept der Bundesregierung sind zwei Ziele zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien benannt. Zum einen soll der erneuerbare Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von 18 % im Jahr 2020 auf 60 % im Jahr 2050 erhöht werden. Dieser Anteil soll in der Dekade von 2020 bis 2030 umd 12 Prozentpunkte und in den folgenden Dekaden um jeweils 15 Prozentpunkte steigen. Zum anderen soll der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch von 35 % im Jahr 2020 auf 80 % im Jahr 2050 steigen. Dies entspricht ebenfalls einer Steigerung um 15 Prozentpunkte pro Dekade.

Abbildung 9-2: Entwicklungen der erneuerbaren Anteile am Energieverbrauch in den Szenarien im Vergleich zu den Zielpfaden des Energie- und Klimaschutzkonzepts, 2010-2050

Anmerkung: BStrV = Bruttostromverbrauch; BEEV = Bruttoendenergieverbrauch.
Quelle: Modellrechnungen von Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Im AMS (2012) wird keines der Ziele zum erneuerbaren Anteil am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) erreicht, wie Abbildung 9-2 illustriert. Mit einem erneuerbaren Anteil von etwa 35 % am BEEV wird nur etwas mehr als die Hälfte des Ziels für 2050 erreicht. Im KS 80 hingegen verläuft der Zuwachs des erneuerbaren Anteils am BEEV zunächst unwesentlich unterhalb des Zielpfades. Mit einer Zunahme des Anstiegs zwischen 2030 und 2040 übertrifft der erneuerbare Anteil am BEEV den Zielpfad und erreicht schließlich im Jahr 2050 mit 64 % einen etwas höheren Anteil als angepeilt. Um hingegen im KS 95 eine THG-Minderung um etwa 95 % zu erzielen, muss der erneuerbare Anteil am BEEV bereits 2030 deutlich oberhalb des Zielpfads liegen und schließlich bis 2050 auf etwa 96 % ansteigen.

Der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch liegt in allen drei Szenarien bis 2030 oberhalb des Zielpfades. Da der Stromverbrauch zunächst sinkt, anschließend aber wieder ansteigt, flacht sich die Anstieg des erneuerbaren Anteils am Stromverbrauch in allen drei Szenarienspätestens 2030 ab und im AMS (2012) werden daher die Ziele für 2040 und 2050 nicht mehr erreicht. Im KS 80 wird das 2030-Ziel noch um 10 Prozentpunkte übertroffen, das 2050-Ziel hingegen wird nur noch um 3 Prozentpunkte übererfüllt. Zur Erreichung des THG-Minderungsziels im Szenario KS 95 ist ein deutlich höherer erneuerbare Stromanteil erforderlich: Im Jahr 2050 wird ein erneuerbarer Anteil von 95 % am Bruttostromverbrauch erreicht. Um die im Jahr 2050 nötigen regenerativen Stromerzeugungskapazitäten zu schaffen, wird das 2030-Ziel sogar um 15 Prozentpunkte übertroffen.

9.3. Senkung des Energiebedarfs

Das Energiekonzept der Bundesregierung (2011) setzt eine Reihe von Zielen zur Reduzierung unterschiedlicher Energieverbräuche:

- Der Primärenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 um 20 % und bis zum Jahr 2050 um 50 % gesenkt werden. Für die folgende Zielbetrachtung wird vom Primärenergieverbrauch ohne nichtenergetischen Verbrauch ausgegangen.
- Der Wärmebedarf der Gebäude (interpretiert als Endenergieverbrauch) soll bis zum Jahr 2020 um 20 % gesenkt werden. Zudem soll der Primärenergiebedarf der Gebäude bis zum Jahr 2050 um 80 % gesenkt werden.
- Der Endenergieverbrauch des Verkehr soll bis zum Jahr 2020 um 10 % und bis zum Jahr 2050 um 40 % gesenkt werden. Entsprechend der Definition der Energiebilanz ist der internationale Flugverkehr enthalten, aber nicht die internationale Seeschifffahrt.
- Der Stromverbrauch soll bis zum Jahr 2020 um 10 % und bis zum Jahr 2050 um 25 % gesenkt werden. Im Energiekonzept ist nicht definiert, was für ein Stromverbrauch exakt gemeint ist. Innerhalb dieses Berichts wird das Stromverbrauchsziel als auf den Bruttostromverbrauch bezogen interpretiert.[120] Zudem hat sich gezeigt, dass das Einsparziel nur sinnvollerweise auf klassische Stromverbraucher bezogen werden kann. Als „klassische Stromverbraucher“ werden in diesem Bericht als im Jahr 2008 bereits etablierte Stromanwendungstechnologien verstanden. Zukünftig werden aber weitere, ganz neue Technologieklassen relevant werden. Darunter sind eine Reihe von Technologien, die massiv brennstoffbezogene Energienutzung durch stromverbrauchende Energienutzung

[120] Alternativ könnte der Begriff „Stromverbrauch“ auch nur auf den Endenergieverbrauch von Strom oder den Nettostromverbrauch interpretiert werden.

ersetzen. Diese Technologien in das Stromverbrauchsziel mit einzubeziehen erscheint nicht sinnvoll. Daher wird im Folgenden nur die Erreichung des Stromverbrauchsziel für den klassischen Stromverbrauch diskutiert.[121] Wo die Veränderung des Gesamtstromverbrauchs angegeben ist, ist dies nur als nachrichtlich anzusehen.

Bezugsjahr für alle Einsparziele ist das Jahr 2008. Ausnahme stellt der Verkehrssektor dar, dessen Einsparziel sich auf das Jahr 2005 bezieht.

Abbildung 9-3: Minderung der Energieverbräuche in den Jahren 2020 und 2050 in den Szenarien im Vergleich zu den Zielen des Energie- und Klimaschutzkonzepts

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Im AMS (2012) werden sowohl im Jahr 2020 als auch im Jahr 2050 sämtliche Energieeinsparziele verfehlt (Abbildung 9-3). Das Primärenergieverbrauchsziel wird 2020 nichteinmal zur Hälfte erreicht. Im Jahr 2050 besteht für die einzelnen Ziele eine Lücke von 15 Prozentpunkten bei der Senkung des klassischen Stromverbrauch und von 16 Prozentpunkten bei der Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr. Die größte Zielverfehlung besteht bei der Einsparung des Primärenergiebedarf der Gebäude und bei der Reduzierung des (gesamten) Primärenergieverbrauch um jeweils 18 Prozentpunkte.

[121] Vom klassischen Stromverbrauch sind folgende Verbrauchsgruppen ausgeschlossen: Wärmepumpen, Elektro-Straßenfahrzeuge, CCS, Power-to-Gas/-Liquid für Endverbraucher, Power-to-Heat für Fernwärmenetze.

Im KS 80 werden die Einsparziele des Jahres 2020 beim Endenergieverbrauch des Verkehrs um 3 Prozentpunkte und beim klassischen Stromverbrauch um 2 Prozentpunkte übertroffen, die Einsparziele den Endenergieverbrauch für Gebäudewärme um 2 Prozentpunkte und das Primärenergieverbrauchsziel um 5 Prozentpunkte verfehlt. Das Einsparziel für das Jahr 2050 übertrifft der Verkehr sehr deutlich um 8 Prozentpunkte. Die Einsparziele für Primärenergieverbrauch und klassischen Stromverbrauch werden um 1 Prozentpunkt übertroffen. Sehr deutlich – um 10 Prozentpunkte – hingehen wird das Minderungsziel beim Primärenergiebedarf der Gebäude verfehlt.

Im KS 95 werden alle Einsparziele für das Jahr 2020 überfüllt. Die Ziel bei der Gebäudewärme und das das Primärenergieverbrauchsziel werden um 1 Prozentpunkt, , das Verkehrsziel um 5 Prozentpunkte und das Ziel für den klassischen Stromverbrauch sogar um 8 Prozentpunkte übertroffen. Selbst unter Berücksichtigung neuer Stromverbraucher – die bis zum Jahr 2020 allerdings noch keine dominierende Rolle spielen – wird das 2020-Ziel um 5 Prozentpunkte übererfüllt.

Im Jahr 2050 kann im KS 95 – wie auch in den anderen Szenarien – das Ziel für die Senkung des Primärenergieverbrauchs der Gebäude nicht erfüllt werden; allerdings beträgt die Lücke im KS 95 nur noch 2 Prozentpunkte. Im Gegenzug kann der Verkehr das Einsparziel um 19 Prozentpunkte übererfüllen. Dies entspricht einer Zielerfüllung um das etwa eineinhalbfache. Das Primärenergieeinsparziel wird um 5 Prozentpunkte übererfüllt. Beim klassischen Stromverbrauch beträgt die Zielübererfüllung um 4 Prozentpunkte. Betrachtet man allerdings den gesamten Stromverbrauch, so zeigt sich anstelle einer Einsparung um 25 % eine Steigerung um 27 %, was maßgeblich daran liegt, dass im KS 95 die neuen Stromverbraucher im Jahr 2050 fast die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs verursachen.

9.4. Steigerung der Energieproduktivität

Aus der Minderung der Energieverbräuche ergibt sich zusammen mit der in allen drei Szenarien angenommenen gleichen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung die Steigerung des Energiebedarfs. Die kurzfristige Steigerung der Energieproduktivität bis zum Jahr 2020 auf 2,1 % pro Jahr wird in allen drei Szenarien verfehlt. Im AMS (2012) wird in keinem Jahr die Steigerung der Energieproduktivität auf 2,1 % pro Jahr erreicht. Im KS 80 wird das Ziel im Jahr 2030 noch knapp verfehlt und in der Folgezeit erreicht. Einen wesentlichen Einfluss hat hier das hinterlegte Wirtschaftswachstum in den frühen Jahren, welches anfang höher ist und dann abflacht. Im KS 95 wird das Energieproduktivitätsziel ab dem Jahr 2030 erreicht und in der Folgezeit sehr deutlich übertroffen.

9.5. Zusammenspiel der einzelnen Ziele im Jahr 2050

Eine vergleichende Darstellung darüber, welche Ziele für das Jahr 2050 in welchem Szenario unter- oder übertroffen werden, bietet Abbildung 9-4.

Abbildung 9-4: Erreichung der Energie- und Klimaschutzziele für das Jahr 2050, Zielmarke 80%-Minderung

Anmerkung: * klassischer Stromverbrauch ohne neue Verbrauchergruppen (Wärmepumpen, Elektro-Straßenfahrzeuge, CCS, Power-to-Gas/-Liquid für Endverbraucher, Power-to- Heat für Fernwärmenetze)

Quelle: Modellierungsergebnisse von Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Im AMS (2012), das die Entwicklung der Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen auf Basis der derzeit existierenden Politiken und Maßnahmen zeigt, werden für das 2050 alle Energieziele verfehlt und folglich auch das Klimaschutzziel nicht erreicht. Noch am nächsten an das Ziel kommt die Erhöhung des erneuerbaren Anteils am Bruttostromverbrauch.

Im KS 80 werden die meisten Ziele für 2050 erreicht. Lediglich das Ziel der Senkung des Energieverbrauchs bei der Gebäudewärme wird mit einer Lücke von 8 Prozentpunkten verfehlt. Im Gegenzug dazu wird das Ziel der Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr um 8 Prozentpunkte übererfüllt. In ihrer Gesamtwirkung scheinen die Energieziele das Klimaschutzziel der Senkung der Treibhausgasemissionen um 80 % gegenüber dem Jahr 1990 recht gut zu stützen.

Um das Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 95 % gegenüber 1990 zu erreichen, müssen im KS 95 alle Ziele bis auf das Ziel der Senkung des Energieverbrauchs für Gebäudewärme deutlich übererfüllt werden. Aber auch die Zielverfehlung bei der Gebäudewärme ist mit 2 Prozentpunkten nur gering. Einerseits fällt die Zielübererfüllung im Verkehr (Senkung des Endenergieverbrauchs um 59 % statt um 40 %) sehr hoch aus. Andererseits verdeutlichen die Ergebnisse des KS 95, dass die Treibhausgasemissionen nur dann um insgesamt 95 % absinken können, wenn die erneuerbaren Anteile am Bruttoendenergie- sowie am Bruttostromverbrauch deutlich überschritten werden (96 % statt 60 % beim Bruttoendenergieverbrauch und 95 % statt 80 % beim Bruttostromverbrauch). Aus den insgesamt

höheren Endenergieeinparungen im KS 95 ergibt sich, dass auch das Ziel der Steigerung der Energieproduktivität deutlich übertroffen wird.

10. Zusammenfassung Kernergebnisse

In den vorangegangenen Kapiteln wurde analysiert, inwiefern die von der Bundesregierung im Energiekonzept (2011) und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) angestrebten Ziele in den beiden Klimaschutzszenarien (KS 80 und KS 95) erreicht werden können und welche Maßnahmen und Instrumente in den einzelnen Sektoren zum Erreichen dieser Ziele erfoderlich sind. In diesem Abschnitt werden die Kernergebnisse der 2. Modellierungsrunde zusammenfassend dargestellt.

10.1. Gesamtüberblick Zielerreichung

- Im AMS (2012) werden bis auf das Ziel des erneuerbaren Anteils am Bruttostromverbrauch für die Jahre 2020 und 2030 alle im Energiekonzept der Bundesregierung verankerten Ziele klar verfehlt.
- Im Klimaschutzszenario 80 (KS 80) wird das 80-%-Treibhausgasminderungsziel für 2050 sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung von LULUCF/int. Bunker erreicht. CCS wird nicht eingesetzt. Allerdings werden unter Berücksichtigung von LULUCF/int. Bunker das Zwischenziel für 2020 mit einem Abstand von etwa 3 Prozentpunkten deutlich und das Zwischenziel für 2030 mit einem Abstand von etwa 2 Prozentpunkten deutlich verfehlt.
- Im Klimschutzszenario 95 (KS 95) werden das 95-%-Treibhausgasminderungsziel für 2050 sowie alle Zwischenziele sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung von LULUCF/int. Bunker erreicht. Im Gegensatz zum KS 80 wird hier CCS eingesetzt.
- Bei einem Zielwert von 95 % Treibhausgasminderung sind sehr deutliche Emissionsreduktionen von jedem Sektor zu erbringen. Die Interaktion zwischen den Sektoren wird immer größer. Da das Minderungspotenzial in den Nichtenergiesektoren (insbesondere in der Landwirtschaft) begrenzt ist und dabei insbesondere die Lachgas-Emissionen weniger stark reduziert werden können, müssen die verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen aus den Energiesektoren (einschließlich des internationales Luft- und Seeverkehrs) in Summe mit etwa 97 % entsprechend mehr reduzieren.
- Im KS 95 erfolgt ein Teil der CO_2-Reduktion durch den Einsatz der CCS-Technologie. Die Abscheidung erfolgt bei einer Reihe von Industrieprozessen (wie z.B. bei der Herstellung von Rohstahl, Zement und einigen chemischen Produkten). Insgesamt werden im Jahr 2050 41 Mt Kohlendioxid. über CCS abgeschieden. Damit verbleiben noch 26 Mt Kohlendioxid, die emittiert werden. Die Gesamtemissionen liegen im Jahr 2050 bei 70 bzw. 59 Mt CO_2-Äqu. (mit bzw. ohne LULUCF/int. Bunker). Steht die Technologie CCS aus irgendeinem Grund bis 2050 nicht zur Verfügung, würden sich also die Emissionen beinahe verdoppeln.
- Die Erreichung von 80-95 % Treibhausgasminderung ist auch mit einem limitierten Einsatz von nachhaltig produzierter Biomasse möglich.
- Die Szenarien zeigen, dass der im Energiekonzept vorgegebene Zielpfad für die Jahre 2020 bis 2040 ausreichend ist, um eine Minderung von 80 % bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Um allerdings eine Minderung von 95 % bis zum Jahr 2050 zu erreichen, reicht

der vorgegebene Zielpfad nicht aus. Die Zwischenziele müssten dazu ambitionierter gesetzt werden. Der Verlauf des KS 95 ist durch anspruchsvolle Wegmarken für die Treibhausgasminderung von 65 bis 70 % für 2030 und 80 bis 85 % für das Jahr 2040 gekennzeichnet, um eine THG-Minderung von 95 % im Jahr 2050 zu erreichen.

- Investitionen sind ein Treiber des Wandels und der ökonomischen Entwicklung. Allerdings existiert keine Zielmarke für Investitionen. Deutschlands Bruttoinvestitionen gemessen als Anteil am BIP liegen aber seit dem Jahr 2000 im Mittel rund 3% unter den Investitionen anderer OECD-Länder (siehe auch DIHK 2014). Die Steigerung der Investitionen durch Klimaschutzpolitik trägt zu dem Ziel bei, sich dem internationalen Investitionsniveau anzunähern und auch zukünftig ökonomisch erfolgreich zu sein. Im KS80 wird das Investitionsniveau um 7 bis 27% pro Jahr gesteigert. Für das KS95 ist diese Beurteilung weitaus schwieriger zu treffen, da die Frage der Gegenfinanzierung der Investitionen, insbesondere im Energiesektor eine noch zu lösende Herausforderung darstellt.

10.2. Sektorale Ergebnisse

10.2.1. Energiewirtschaft

- Im Bereich der Energiewirtschaft muss zur Erreichung der Emissionsziele die Deckung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 weitreichend (KS 80) bzw. fast vollständig (KS 95) CO_2-neutral erfolgen. Die THG-Reduzierung im Bereich der Kraftwerke im KS 95 liegt bei 97 % gegenüber 1990.

- Dabei ist zunächst zu berücksichtigen, dass die Stromnachfrage bis 2030 durch sehr ambitionierte Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren merklich (KS 80) bzw. deutlich (KS 95) sinken muss, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Im KS 80 nimmt die Stromnachfrage aufgrund neuer Verbraucher (insbesondere Elektromobilität, aber auch zum Beispiel, Wärmepumpen.) bis 2050 jedoch wieder zu und erreicht so wieder das Niveau des Jahres 2010. Im KS 95 nimmt der Stromverbrauch bis 2050 sogar deutlich zu – trotz sehr ambitioniert angenommener Effizienzpolitik.

- Die Ursache für die zusätzliche Nachfrage nach Strom liegt in den Dekarbonisierungsanstrengungen in anderen Sektoren. Im KS 95 sinkt der Bruttostromverbrauch zunächst bis 2030 um 18% gegenüber 2008 und steigt dann aber wieder an. In 2050 liegt er 27% oberhalb des Wertes von 2008. Damit liegt der Stromverbrauch im KS 95 deutlich über dem im KS 80 oder im AMS (2012) in 2050. Im KS 80 hingegen sinkt der Stromverbrauch zunächst bis 2030 um 13% gegenüber 2008, liegt in 2050 quasi wieder auf dem Wert von 2008. Im KS 95 machen 2050 die neuen Verbraucher 44 % des gesamten Stromverbrauchs aus, wovon etwa drei Viertel auf den Verkehr (direkt als Elektromobilität und indirekt über synthetische Kraftstoffe) und etwa ein Fünftel auf die Wärmebereitstellung für die Sektoren Industrie, GHD und Haushalte (direkt als Wärmepumpen und indirekt als Elektrokessel in Wärmenetzen) und der Rest auf den Strombedarf für CCS entfällt. Im KS 80 hingegen haben die neuen Verbraucher einen Anteil von 25 % und im AMS (2012) sind es nur 15 %.

- In beiden Klimaschutzszenarien erfolgt die Stromerzeugung im Jahr 2050 überwiegend auf Basis erneuerbarer Energien, wobei im KS 95 aufgrund der höheren Stromnachfrage im Jahr 2050 eine deutlich höhere installierte Leistung benötigt wird als im KS 80. Bereits im Jahr 2030 hat sich in beiden Szenarien der Stromerzeugungsmix sehr deutlich verändert, wobei Windkraft die wichtigste Stromerzeugungsquelle vor Photovoltaik ist.

- Bis 2020 orientiert sich in allen drei Szenarien der Zubau von Anlagen an den Technikkorridoren des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und er verläuft noch bis 2030 sehr ähnlich, so dass auch die absolute erneuerbare Stromerzeugung folglich in allen drei Szenarien bis zu diesem Zeitpunkt ähnlich hoch ist. Unterschiede in den erneuerbaren Anteilen am Bruttostromverbrauch zwischen den Szenarien bis 2030 ergeben sich vor allem durch die unterschiedlichen Entwicklungen des gesamten Bruttostromverbrauchs.
- Im AMS (2012) wird der Zielpfad der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch noch bis 2030 gehalten, danach nicht mehr.
- Im KS 80 weist die regenerative Bruttostromerzeugung über die gesamte Zeitspanne 2010 bis 2050 einen Anstieg von zwischen 7 und 15 TWh/a aus. Da zunächst der Stromverbrauch absinkt, dann aber wieder ansteigt, führt es dazu, dass es in den mittleren Jahren (2030, 2040) zu einer deutlichen Zielübererfüllung (bis zu 10 Prozentpunkte über dem Zielpfad im Jahr 2030) kommt, wohingegen im Jahr 2050 der erneuerbare Anteil mit 83% nur noch um 3 Prozentpunkte oberhalb des Zielwerts (80%) liegt.
- Im KS 95 werden die Energiekonzeptziele teilweise deutlich früher als gefordert erfüllt Der Zielwert von 65% für das Jahr 2040 wird bereits im Jahr 2030 und somit eine volle Dekade früher erfüllt und das 80%-Ziel für 2050 wird mit einem Anteil von 95% regenerativer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch deutlich übertroffen.
- Im Rahmen der Dekarbonisierungsstrategie nimmt der Anteil fossiler Brennstoffe bis zum Jahr 2050 sehr stark ab, wobei im KS 80 noch etwas Erdgas und wenig Kohle eingesetzt wird und im KS 95 im Jahr 2050 keine Kohleverstromung mehr erfolgt. Aufgrund der ambitionierten Kohlepolitik halbiert sich im KS 80 die Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2030, während die Kohleverstromung im KS 95 bereits 2030 kaum noch eine Rolle spielt. Die fossile Stromerzeugung besteht im KS 95 quasi nur noch aus einem kleinen Anteil Erdgas und Müll.
- Neue Kohlekraftwerke sind über die bereits im Bau oder Planung befindlichen Kapazitäten hinaus nicht erforderlich, ebenso keine zusätzlichen Tagebaue oder -Erweiterungen. Die Anwendung der Kohlenstoffdioxidabscheidung und -speicherung (CCS-Technik) wird im Kraftwerkbereich nicht benötigt.
- Import von Strom spielt im KS 80 im Jahr 2050 noch eine wesentliche Rolle, während der Import im KS 95 im Jahr 2050 unwesentlich ist. Im Jahr 2030 wird kein (KS 80) bzw. nur geringe Mengen (KS 95) Strom importiert. Der Strombedarf 2050 wird im KS 95 zu über 99 % inländisch gedeckt, wohingegen im KS 80 ein Anteil von 11% des Stromverbrauchs durch Importe gedeckt werden.
- Es reicht nicht aus, die Stromerzeugung weitgehend auf erneuerbare Energien umzustellen, auch die übrige Energiewirtschaft muss weitgehend dekarbonisiert werden. Eine wichtige Stellschraube hier ist, erneuerbare Energien (beispielsweise Solarthermie) auch zur Versorgung mit Fernwärme zu nutzen.

10.2.2. Verkehr

- Als Vision für den nachhaltigen Verkehr der Zukunft ergibt sich folgendes Bild: Mobilität für alle ist weiterhin sichergestellt – jedoch mit weniger Verkehr und mit einer intelligenten multimodalen Vernetzung der Verkehrsträger. In Städten dominieren öffentlicher Verkehr, Rad- und Fußverkehr. Der motorisierte Verkehr basiert so weit wie möglich auf der direkten

Nutzung von erneuerbarem Strom (batterieelektrische Fahrzeuge, Schienenverkehr, ggf. Oberleitungs-Lkw). Wo Elektrifizierung keine Option darstellt, kommen im KS 95 nach 2030 nachhaltige strombasierte Kraftstoffe zum Einsatz.

- Bei einem Gesamtziel von 80 % bis 2050 über alle Sektoren kann es ausreichen, dass der Verkehr seine Emissionen um 60 % bis 80 % reduziert. Bei einem Gesamtziel von 95% muss der Verkehr praktisch vollständig dekarbonisieren. Um die Gefahr von Fehlallokationen bei der Nutzung von nur begrenzt nachhaltig verfügbaren Energieträgern (insbesondere Biomasse) zu minimieren, kann neben der Festlegung eines CO2-Ziels die gleichzeitige Festlegung eines Ziels für den Endenergieverbrauch sinnvoll sein.
- Der Fokus politischer Maßnahmen liegt bis 2030 auf der Förderung effizienterer Verkehrsträger (öffentlicher Verkehr, Schiene, Fahrrad) sowie auf einer Effizienzsteigerung bei Pkw und Lkw. Zur Vermeidung von Rebound-Effekten werden die durch steigende Effizienz sinkenden Kilometerkosten im Straßenverkehr ausgeglichen, z. B. durch Erhöhung der Mineralölsteuer bzw. fahrleistungsabhängige Maut. Zusätzlich ist die Elektrifizierung des Verkehrs von hoher Bedeutung. Im Luftverkehr muss ein wirksamer Emissionshandel etabliert werden.
- Nach heutigem Kenntnisstand ist für eine 95%-ige THG-Minderung der Einsatz stromgenerierter Kraftstoffe notwendig. Stromgenerierte Kraftstoffe sind jedoch teuer und mit hohen Wirkungsgradverlusten verbunden. EE-Strom kann nicht beliebig ausgebaut werden und sollte effizient alloziert werden. Der breite Einsatz stromgenerierter Kraftstoffe ist daher erst im Zeitraum nach 2030 sinnvoll. Hierfür müssen frühzeitig Nachhaltigkeitskriterien entwickelt werden, die insbesondere auch die Quellen des für die Synthetisierung verwendeten Kohlendioxids umfassen. Bis zum Jahr 2030 und auch darüber hinaus muss der Fokus auf der Reduktion des Endenergiebedarfs des Verkehrssektors liegen, welcher deutlich über die Ziele des Energiekonzepts hinausgeht.
- Relevante Kostendegressionen für die Erzeugung postfossiler, nachhaltiger Kraftstoffe hängen dabei teilweise auch von bisher noch nicht marktreifen Technologien ab. Postfossile Energieversorgungsoptionen sind notwendig zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele, dürfen aber aus den genannten Gründen nicht als Argumentation genutzt werden, um das Ambitionsniveau bei der Effizienzsteigerung im Verkehr zu reduzieren. Es sollte vielmehr in Betracht gezogen werden, das Ziel zur Reduktion des Endenergiebedarfs im Verkehr bis 2050 auf mindestens 60 % zu erhöhen und für das Jahr 2030 ein Zwischenziel von mindestens 30 % einzuführen.

10.2.3. Gebäude (Haushalte und GHD)

- Eine mindestens 80%-ige Reduktion des Primärenergiebedarfs in 2050 gegenüber 2008 wird in den Szenarien durch eine Erhöhung der Effizienz der Wärmebereitstellung in Gebäuden erreicht. Dazu müssen Energieeffizienzmaßnahmen und Maßnahmen zur Energieträgersubstitution ergriffen sowie Suffizienzmaßnahmen angeregt werden:
    - Die vorgestellten Szenarien basieren auf einer Reihe von institutionellen und organisatorischen Voraussetzungen. Diese Voraussetzungen tragen dazu bei, dass die Sanierungsrate und die energetische Qualität der Sanierungen den Erwartungen in den Szenarien entsprechen. Die wesentlichen Voraussetzungen bis 2030 sind:
    - Eine vollständige Erfassung von Daten zu realisierten Voll- und Teilsanierungen inklusive der energetischen Qualität nach Sanierung;

  - Die Etablierung eines messbaren, standardisierten und daher vergleichbaren Kennwerts für die energetische Qualität der Gebäude;
  - Anreize für energiesparendes Nutzerverhalten bei der Gebäudebeheizung und für den Wechsel zu erneuerbaren Energien, z. B. durch steuerliche Maßnahmen (im KS 95 unterstellt);
  - Systeme und Verfahrensweisen, welche Kosten und Zeitersparnisse im Sanierungsprozess schaffen, wurden entwickelt.
  - Im Sanierungsmarkt konnte die Spannung zwischen den verschiedenen Gewerken auf Handwerksebene aber auch zwischen Architekten, Bauingeneuren und Stadtplanern durch die gemeinsame Entwicklung und Testprojekte sowie regelmäßige Schulungen mit Anreizsystem aufgelöst werden.
  - Die Möglichkeit zur Kontrolle und gegebenenfalls rechtlichen Einforderung einer hohen Sanierungsqualität wird geprüft.

- Der Hauptunterschied zwischen dem KS 80 und dem KS 95 ist die um den Faktor 1,4 angehobene Sanierungsrate und die um 20% gesteigerte Sanierungstiefe. Bis 2050 werden im KS 80 im Schnitt 2,2% der Gebäude pro Jahr saniert, während es im KS 95 3,1% der Gebäude sind.
- Aufgrund der Abhängigkeit der Zielerreichung von Sanierungsrate und Sanierungstiefe, gilt es, diese Größen zunächst einmal zu erfassen und zu beobachten, um abweichende Trends frühzeitig zu erkennen, Hemmnisse aufzudecken und ihnen entgegenwirken zu können.
- Auf Seite der Energieträgersubstitution wirkt sich im KS 95 ein CO_2-Aufschlag insbesondere auf den durch Erdgas gedeckten Endenergiebedarf aus. Im Energieträgermix ist im Jahr 2050 eine deutliche Minderung des Erdgasanteiles sichtbar: von 300 PJ (20%) im KS 80 auf 80 PJ (7 %) im KS 95. Dieser Shift wird durch einen massiven CO_2-Aufschlag verursacht, der den Erdgaspreis ab 2014 im KS 95 im Schnitt jährlich um 3,6% steigen lässt, während er im KS 80 um 2,4% jährlich wächst. Durch diese Preisentwicklung wird Erdgas beispielsweise schon vor 2020 teurer als Fernwärme. Spätestens dann ist eine stetige Beobachtung der spezifischen einzelwirtschaftlichen Wärmegestehungspreise, sowie der Marktdiffusion von Erneuerbaren notwendig, um die Wirkungsfähigkeit der ausgestalteten Maßnahmen zur Gleichstellung von Energieträgern hinsichtlich ihrer Klimawirkung zu bestätigen und den angestrebten Zielkorridor erreichbar zu halten.
- Die Reduktion des Heizwärmebedarfs um 20% wird weder im AMS (2012) noch im KS 80 bis 2020 erreicht, hierzu müsste die energetische Sanierungsrate in 2015 von ca. 1% sprunghaft auf jährlich ca. 2,6% steigen, was im KS 95 abgebildet ist. Die Reduktion der Endenergie um 18% im KS 80 wird mit einer sehr optimistischen energetischen Sanierungsrate von 2,4% zwischen 2015 und 2020 erreicht. Die Szenarien ergeben, dass eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80% bis 2050 durch einen Mix von Effizienzmaßnahmen und Energieträgersubstitution möglich ist, wenn die Erhöhung der energetischen Sanierungsrate von den avisierten 2% auf 3,1% steigt.
- Einen erhöhten Aufwand stellt die Erhebung von tatsächlichen Sanierungsraten und Sanierungstiefen dar, da die Daten - wenn überhaupt - lokal unterschiedlich erfasst werden. Eine Lösung wäre eine zentrale Datenbank, die institutionell so aufgehangen ist, dass

deutschlandweit die Möglichkeit besteht, diese wichtigen Schlüsseldaten zu sammeln. Ohne verlässliche Daten wird die Fehlentwicklung erst viel später erkannt und auf Basis von Abschätzungen können meist keine durchgreifenden Maßnahmen umgesetzt werden.

- Es müssen weiterhin Anstrengungen / Instrumente / Maßnahmen umgesetzt werden, um die energetische Sanierungsrate auf den Zielpfad zu bringen. Die Mindestanforderungen an die Sanierungstiefe wurden mit der EnEV 2014 bisweilen verstetigt. Um jedoch die Ziele zu erreichen, sind im Durchschnitt auch ambitionierter Sanierungstiefen erforderlich.
- Es werden Preissignale benötigt um den benötigten Shift zu Erneuerbaren in der Breite zu bewirken. Langfristig bleibt Erdgas sonst dominant. Um gleichzeitig der Energiearmut in einzelnen Haushalten vorzubeugen, bieten sich gezielte Instrumente an.

10.2.4. Industrie

- Im KS 80 zeichnet sich der Industriesektor im Jahr 2050 durch hohe Effizienzfortschritte bei der Stromnachfrage, neue Herstellungsverfahren und den Ausbau der Kreislaufwirtschaft aus.
- Im KS 95 entwickelt sich der Industriesektor zu einem Hocheffizienzsektor, in welchem neue Herstellungsverfahren schnell Marktreife erreichen und die Kreislaufwirtschaft deutlich verstärkt ist. Im Vergleich zum KS 80 werden im KS 95 technisch innovativere Lösungen umfangreich umgesetzt, wie z.B. im Bereich der Abwärmenutzung und der hocheffizienten Produktionsprozesse. Zusätzlich werden Materialeffizienzverbesserungen erzielt. Entsprechend fällt der Brennstoffbedarf deutlich schneller als noch im KS 80. Beim Stromverbrauch sind die Potenziale (Systemoptimierung elektrischer Motorsysteme) bereits im KS 80 weitgehend erschlossen, sodass das KS 95 einen ähnlichen Verlauf aufweist.
- Energieträger sind in 2050 Strom, Biomasse, etwas Fernwärme und etwas Kohle (nur zur Eisenreduktion). Im KS 80 kommt zusätzlich noch Erdgas zum Einsatz, welches aufgrund des deutlich höheren CO2-Preises im KS 95 durch Biomasse ersetzt wird.
- Besonders bei langlebigen Anlagen mit langen Investitionszyklen (energieintensive Prozesse) müssen hocheffiziente innovative Lösungen (z.B. CO_2-arme Zementherstellung), vor 2030 marktreif sein, da die Markteinführung ansonsten über den frühzeitigen Austausch von Anlagen stattfinden müsste und die Transformation deutlich teurer werden würde. Investitionen in F&E sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen müssen daher bereits vor 2020 angestoßen werden.
- Ähnlich ist der Brennstoffwechsel vom Investitionszyklus in Dampferzeuger und Öfen abhängig. Bei einer typischen Lebensdauer zwischen 15 und 30 Jahren müssen finanzielle Anreize (CO_2-Preis) bis zum Jahr 2030 ein hohes Niveau erreicht haben, während ein Preisanstieg nach 2040 zu spät kommt. Ein festgelegter Preispfad könnte für Investitionssicherheit sorgen.
- Große Herausforderungen sind mit der technischen Machbarkeit und der Markteinführung von innovativen hocheffizienten Produktionsprozessen und CCS verbunden, sowie mit der Erschließung von Einsparpotenzialen im Bereich der Systemoptimierung. Bei den finanziellen Anreizen zum Brennstoffwechsel könnte die Durchsetzbarkeit einer CO_2-Steuer (oder alternativ eines Zuschusses) herausfordernd sein. Ähnlich verhält es sich mit der Akzeptanz von CCS bei Zement und Stahl.

- Im KS 80 tragen die Industrieprozesse nur unterproportional zu Emissionsminderungen bei. Im KS 95 erfolgt ein Teil der CO2-Reduktion bei prozessbedingten Emissionen der Industrie durch den Einsatz der CCS-Technologie. Die Abscheidung erfolgt u.a. bei der Herstellung von Rohstahl, Zement und einigen chemischen Produkten. Insgesamt werden im Jahr 2050 41 Mt Kohlendioxid über CCS abgeschieden. Steht die Technologie CCS aus irgendeinem Grund bis 2050 nicht zur Verfügung, so müssten andere Strategien zur Minderung der Prozessemissionen (weitergehende Substitution von Prozessen und Produkten) entwickelt werden, aber auch insbesondere die erneuerbaren Energien deutlich stärker ausgebaut werden.

- Die großen Effizienzfortschritte im Industriesektor setzen voraus, dass bereits bis zum Jahr 2030 neue Herstellungsverfahren die Marktreife erreichen und der Wandel in der Stahlindustrie von Oxygen- zur Elektrostahlherstellung vorangeschritten ist. Aufgrund der langen Lebensdauer des Kapitalbestandes muss in allen Bereichen (Prozesstechnik, Dampferzeuger, Elektromotorsysteme, etc.) ein deutlicher Fortschritt bis 2030 erzielt sein. Im KS 95 müssen zusätzlich bis 2030 Instrumente zur Erschließung ambitionierter Effizienzpotenziale (Systemoptimierung, Abwärme, Niedertemperaturwärme) umgesetzt und effektiv genutzt werden. Außerdem wird zur Abscheidung von CO2 die Marktreife der CCS-Technologie bis zum Jahr 2030 vorausgesetzt.

- Im KS 95 ist ein deutlich ambitionierterer Effizienzfortschritt zu verzeichnen – besonders im schwierig erschließbaren Bereich der Niedertemperatur-Abwärme. Auch der Materialeffizienz-Fortschritt ist schneller. Innovative hocheffiziente Herstellungsverfahren erreichen schneller die Marktreife.

- Notwendige Instrumente, um die beschriebene Transformation des Industriesektors zu erreichen, umfassen ein Preissignal für den Nicht-EHS-Sektor (z. B. CO_2-Steuer) und ein hohes Preisniveau der THG-Zertifikatepreise im EHS noch vor 2030, Förderung von F&E sowie Markteinführung bei CO_2-armen Industrieprozessen (vor 2020), finanzielle Förderung von Effizienztechniken mit längeren Amortisationszeiten (> 5 Jahre), verpflichtendes umfassendes Energiemanagement und Energieberatung.

10.2.5. Landwirtschaft und LULUCF

- Der Landwirtschaftssektor entwickelt sich mit einem Anteil von 57% an den Gesamtemissionen im Jahr 2050 im KS 95 zum Hauptemittenten. N_2O (vor allem aus der Landwirtschaft) wird mit einem Anteil von über 50 % an den gesamten Emissionen zum dominierenden Treibhausgas (und löst CO_2 ab).

- Während in anderen Sektoren durch technische Maßnahmen Emissionsreduktionen von bis zu 100 % möglich sind, ist die landwirtschaftliche Produktion an biologische Prozesse gebunden, bei denen Lachgas und Methanemissionen entstehen. Allerdings besteht ein großes CO_2-Bindungspotenzial durch landwirtschaftliche Böden, welches im LULUCF Sektor bilanziert wird und es ermöglicht dadurch den Landwirtschaftssektor zu einem großen Teil klimaneutral zu gestalten.

- Die Halbierung der landwirtschaftlichen Emissionen bis 2050 bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der landwirtschaftlichen Produktion für eine wachsende Weltbevölkerung birgt große Herausforderungen und erfordert vielfältige Forschungsanstrengungen. Auf Grund biologischer Prozesse im Pflanzenbau und in der Tierhaltung sind hohe

Emissionsreduktionen durch technische Maßnahmen wie in anderen Sektoren nicht möglich.

- Die wesentlichen Reduktionspotenziale umfassen die Verbesserung der Stickstoffeffizienz, die Erhöhung des Flächenanteils ökologischer Landwirtschaft und technische Maßnahmen zum Umgang mit Wirtschaftsdüngern auf der Angebotsseite genauso wie Einschränkungen im Konsum und einen bewussten Umgang mit landwirtschaftlichen Produkten auf Seiten der Nachfrage. Vor allem die Reduktion des Konsums tierischer Produkte führt zu einem Rückgang der Tierbestände und damit zu geringeren Treibhausgasen in der Landwirtschaft. Damit entstehen Exportmöglichkeiten für pflanzliche Produkte („frei werdende“ Futterflächen) – von einer Exportstrategie für tierische Produkte sollte zugunsten der Klimabilanz abgesehen werden.
- Während die Reduktion des Fleischkonsums nach den Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung bei fast 60 % liegt, geht der starke Rückgang der Milchkühe mit Milchleistungssteigerungen einher und führt zu weniger drastischen Reduktionen bei der Bereitstellung von Milchprodukten.
- Im KS 95 wirken grundsätzlich die gleichen Maßnahmen wie im KS 80, allerdings wird eine konsequentere Umsetzung angenommen.
- Die Minderung von Emissionen insbesondere aus der landwirtschaftlichen Nutzung organischer Böden ist im LULUCF-Sektor ein entscheidender Beitrag zur Emissionsminderung. Hierzu wird im KS 80 angenommen, dass dies auf 30% der entsprechnden Fläche und im KS 95 auf 95% der Fläche stattfindet. Der Torfabbau wird in beinden Szenarien bis 2020 eingestellt.
- Das Wiedervernässen von Acker- und Grünland auf Moorböden ist eine effiziente Maßnahme, mit der bis zu 80% der heutigen THG-Emissionen reduziert werden können. Die THG-Einsparpotentiale sind dabei höher als die THG-Reduktion, die durch eine Bioenergienutzung erreicht werden kann. Zudem können durch ein Umbruchverbot von Grünland zu Ackerland THG-Emissionen vermieden werden.
- Die Senkenfunktion der Waldflächen spielt aktuell eine bedeutende Rolle. Inwieweit eine stärkere energetische Nutzung von Waldholz einen höheren Beitrag zum Klimaschutz leisten kann als die Beibehaltung der Senkenfunktion, soll in der dritten Runde stärker betrachtet werden.

10.2.6. Übergreifende Effekte

- Ökonomische Wirkungen: Das 80%-Klimaschutzziel treibt den Strukturwandel, regt die Investitionstätigkeit an und wirkt sich positiv auf das Wirtschaftswachstum in Deutschland aus. Im KS 80 ergeben sich insgesamt positive Beschäftigungseffekte, besonders deutlich sind diese in den Sektoren Bau, Immobilien und Beratung sowie Energie. Auch im internationalen Handel ergeben sich positive Effekte, insbesondere auf den Energiemärkten: Die Nettoimporte fossiler Energieträger nehmen deutlich ab mit positivem Effekt auf die Handelsbilanz.
- In beiden Zielszenarien entfalten kontinuierlich steigende und bis 2050 hohe bis sehr hohe CO2-Preise oder Preisaufschläge auf fossile Energieträger eine starke Anreizwirkung zur Emissionsreduktion. Die Frage, wie die entsprechenden Anreize in der Praxis durch

gezielte steuerliche Maßnahmen oder andere Instrumente bewirkt werden können, sollte daher Gegenstand der Strategiebildung im Klimaschutz sein.

- Um die Klimaschutzziele zu erreichen sind Investitionen im deutlich verstärkten Maße nötig. Diese müssen durch Politiken und Maßnahmen induziert werden. Eine entsprechende Klimapolitik unterstützt dabei, die Investitionslücke gegenüber anderen OECD-Ländern zu schließen. Dies gilt nicht nur für Investitionen in Infrastruktur, sondern auch in Energieeffizienz. Beide folgen unterschiedlichen Dynamiken: Während bei Infrastrukturinvestitionen eher die Fragen nach Risikovermeidung durch institutionelle Randbedingungen vorherrschen, sind bei Energieeffizienzinvestitionen Probleme des Auseinanderklaffens von (impliziten) Diskontierungsraten und Kapitalmarktsätzen vorherrschend. Solche Hemmnisse können durch gezielte Politikinstrumenteaddressiert werden.

- Im KS95 deutet sich an, dass die gesteigerte Nachfrage nach Strom durch neue Verbraucher (z.B. Methanisierung für Verkehr, Elektromobilität) in den letzten beiden Dekaden die Investitionsintensität des Sektors so erhöhen könnte, dass dieser die Investitionen nicht mehr allein durch Wertschöpfung innerhalb des Sektors generieren kann. Hier könnten steuerfinanzierte Umlagen zur Finanzierung der Investitionen erforderlich werden.

- Substantielle Investitionen sind nötig, um die Klimaschutzziele in Deutschland zu erreichen. Derzeit weist Deutschland eine Investitionslücke von rund 3% auf gemessen am Anteil der Investitionen am BIP. Um die stringenten Ziele zu erreichen, müssen Klimapolitiken Optionen und Anreize für zusätzliche Investitionen schaffen.

- Investitionen in Klimaschutz sind häufig Investitionen in langfristige Kapitalgüter mit Amortisationszeiträumen, die eher in Dekaden als in wenigen Jahren gemessen werden. Dadurch steigen die Investitionsrisiken. Durch verbindliche Ziele und Regelungen sollte die Politik die Risiken senken und so den Anreiz für langfristige Investitionen in Klimaschutz erhöhen. Hierbei sind auch die langen Vorlaufzeiten für Infrastrukturinvestitionen zu berücksichtigen.

- Sollte es in einzelnen Sektoren nicht gelingen, in ausreichendem Umfang private Investitionen in Klimaschutz zu generieren, könnte der Staat wie z.B. im Bereich der Daseinsvorsorge für Mobilität durch Verkehrswegebau auch den Klimaschutz als Daseinsvorsorge betrachten und durch staatliche Infrastrukturinvestitionen zu implementieren suchen.

- Der Vergleich der nötigen Investitionspfade von KS80 und KS95 zeigt, dass sich diese bereits in 2020 voneinander trennen. Die Entscheidung ob Deutschland ein 95% THG Reduktionsziel in 2050 erreichen kann fällt also bereits in den nächsten Jahren.

- In nahezu allen Sektoren spielt gezielte Forschung und Entwicklung zur Marktdurchdringung und Kostensenkung von Klimaschutztechnologien eine wichtige Rolle, insbesondere im KS 95, das sowohl eine deutlich breitere Durchdringung mit marktbesten Technologien, als auch die langfristige Anwendung bisher nicht kommerziell erprobter Technologien wie CCS, die Wärmebereitstellung über Strom im Großmaßstab (Power-to-Heat) oder die Herstellung synthetischer Brennstoffe über PtX (Power-to-Gas; Power-to-Liquid) unterstellt.

- Die Ergebnisse der Studie beziehen sich auf die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Maßnahmen zur Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen, wohingegen Adaptionskosten, welche durch Unterlassung von klimaschutzfördernden Maßnahmen entstehen, nicht explizit berücksichtigt werden. Es ist aber anzunehmen, dass durch die Unterlassung von klimaschutzfördernden Maßnahmen zusätzliche Kosten entstehen, welche als nicht wohlfahrtfördernd bezeichnet werden können. Implizit sind diese in der Konstruktion des AMS mit enthalten, müssten aber, wenn man Wohlfahrtsgewinne betrachten möchte, herausgerechnet werden. Als Alternative kann man aber auch die Reduktion der Umweltbelastung durch die Szenarien heranziehen. Als Beispiel für die Monetarisierung der Reduktion der Umweltbelastung (ohne Betrachtung von Co-Benefits wie Reduktion von Luftschadstoffen) durch THG können die mittleren Werte aus UBA (2012c) verwendet werden. Damit ergibt sich bei den eingesparten Mengen in KS80 in 2050 eine Einsparung von externen Kosten von etwa 69,9 Mrd Euro. Im KS95 lägen diese Werte bei etwa 106,6 Mrd Euro für 2050. Biomasse: Die Erreichung von 80-95 % Treibhausgasminderung ist auch mit einem nur begrenzten Einsatz von inländisch nachhaltig produzierter Biomasse in allen Sektoren möglich. Die Anbaufläche für Biomasse liegt in etwa in der heutigen Größenordnung.

- Die bisherigen Analysen dieses Projektes können als Untersuchung zweier Welten interpretiert werden: die erste Runde stellte eine eher biomassebasierte Welt dar, die zweite Runde eine eher strombasierte Welt. Damit werden einzelne Technologiepfade präferiert mit der Konsequenz, dass auch die "teuren Enden" der Vermeidungskostenkurve genutzt werden (wie z.B. strombasierte Kraftstoffe im Verkehr erzeugt auf schlechteren Standorten für Erneuerbaren Strom). Hier sollte in der dritten Runde des Projektes eines ausgewogenere Balance gefunden werden zwischen (1) Reduktion des Energieverbrauchs durch Effizienz und Deckung des Energieverbrauchs durch alternative Energieträger, und (2) Auswahl einzelner Technologiepfade, so daß die teuren Enden der Vermeidungskurven über alle Sektoren hinweg vermieden werden.

- Emissionen und Einbindungen von Treibhausgasen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft werden bislang ebenso wie die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs nicht auf die nationalen Klimaschutzziele angerechnet. In beiden Zielszenarien können die angestrebten Minderungen jedoch auch unter Berücksichtigung dieser Sektoren erreicht werden. Dazu sind in diesen Bereichen jedoch ebenfalls erhebliche zusätzliche Anstrengungen notwendig.

10.3. Fazit

Die Szenarien lassen sehr deutlich drei Erkenntnisse zu:

1. Unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten sind die ambitionierten Ziele des Energiekonzepts erreichbar. Mangelnde Emissionsminderungspotentiale stehen somit dem Energiekonzept nicht entgegen. Die bisher umgesetzten Maßnahmen reichen bei Weitem nicht aus, um das Treibhausgasminderungziel zu treffen, wie das unter diesen Voraussetzungen untersuchte Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) deutlich erkennen lässt.

2. Der im Energiekonzept vorgegebene Mindestzielpfad ist für die Jahre 2020 bis 2040 knapp ausreichend, um eine Minderung von 80 % bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Um allerdings eine Minderung von 90 % (siehe erste Modellierungsrunde) und mehr bis zum Jahr 2050 zu erreichen, reicht der vorgegebene Mindestzielpfad nicht aus. Die Szenarienanalyse weist hier

als Wegmarken eine Minderung um mindestens 60 % bis 2030 und mindestens 80 % bis 2040 aus. Es wird deutlich, dass die Minderung in den ersten beiden Jahrzehnten schneller erfolgen muss, als zwischen 2040 und 2050, da es dann nur noch wenige kostengünstige Minderungspotentiale gibt.

3. Bei einem Zielwert von 95 % Treibhausgasminderung sind deutlich anspruchsvollere Emissionsreduktionen von jedem Sektor zu erbringen, als bei einem Zielwert von 80%. Die Wechselwirkung zwischen den Sektoren wird immer größer. Da das Minderungspotenzial in den Nichtenergiesektoren (insbesondere in der Landwirtschaft) begrenzt ist, müssen die energiebedingten CO2-Emissionen aus den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr (einschließlich des internationales Luft- und Seeverkehrs), Industrie und Haushalte/GHD in Summe mit etwa 97 % entsprechend überdurchschnittlich reduzieren.

Daraus folgt auch, dass im Hinblick auf die Zielerreichung noch ein erheblicher politischer Handlungsbedarf besteht. Kein Sektor kann davon ausgenommen werden. Die Handlungsebenen politischer Instrumente für zusätzlichen Klimaschutz liegen sowohl auf nationaler Ebene, aber insbesondere im Bereich des Emissionshandels auch auf europäischer Ebene. Instrumentell steht dafür ein breites Spektrum zur Verfügung, von dem soweit wie möglich auf der aggregierten Ebene wie sektorspezifisch Gebrauch gemacht werden muss. Die vorliegende Studie liefert wichtige Anhaltspunkte für Meilensteine und Politikinstrumente.

Literaturverzeichnis

EEG 2014 (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gessetz - EEG 2014).

AGEB (2013): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2010. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB).

AGEB (2014): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2012. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB).

Ahrens et al. (2012): Potenziale des Radverkehrs für den Klimaschutz. Dresden.

Arndt et al. (2012): Mobilitätsverhalten in Deutschland – Aufbereitung und Auswertung von Mobilitätskennwerten. Berlin.

Biermayr, Peter (1999): Einflußparameter auf den Energieverbrauch der Haushalte. Dissertation. Technische Universität Wien, Wien. Institut für Energiewirtschaft. Online verfügbar unter http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/BIE_PH._1999_1.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2015.

BITKOM (2008): Die Zukunft der digitalen Consumer Electronics. Bundesverband Informationswirtschaft,Telekommunikation und neue Medien e.V. (BITKOM). Berlin.

BMEL (2014): Dritte Bundeswaldinventur (BWI-3). Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). Online verfügbar unter https://bwi.info/.

BMI (2013): Migrationsbericht des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge im Auftrag der Bundesregierung. Migrationsbericht 2011. Unter Mitarbeit von Bundesministerium des Inneren. Berlin.

BMU (2007): RECCS - Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energie-technologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Wuppertal.

BMVBS (2010): Kraftfahrzeugverkehr on Deutschland 2010 (KiD 2010). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Online verfügbar unter http://www.kid2010.de/de/page&id=3103&navid=307.

BMVBS (2013): Sozio-ökonomische und verkehrspolitische Rahmenbedingungen der Verkehrsprognose 2030. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS).

BMVEL (2002): Zweite Bundeswaldinventur (BWI-2). Hg. v. Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL).

BMWi (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Berlin.

BMWi, AGEE Stat (2015): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). BMWi, AGEE Stat. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

Born, Rolf; Diefenbach, Nikolaus; Loga, Tobias (2003): Energieeinsparung durch Verbesserung des Wärmeschutzes und Modernisierung der Heizungsanlage für 31 Musterhäuser der Gebäudetypologie. Studie im Auftrag des Impulsprogramms Hessen. Endbericht. Institut Wohnen und Umwelt GmbH. Online verfügbar unter http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/klima_altbau/GebTyp_Impulsprogramm_Hessen_22_01_2003.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2015.

Brandt et al. (2003): Verfassungsrechtliche Zulässigkeit neuer übergreifender Rechtsinstrumente zur Begrenzung des Flächenverbrauchs. Unter Mitarbeit von Brandt, E., Sanden, J., Lübbert, M. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Bringezu et al. (2012): Beyond biofuels: Assessing global land use for domestic consumption of biomass. Unter Mitarbeit von Bringezu, S., O'Brien, M. & Schütz, H. (Land Use Policy, 29, pp.224–232).

Bundesagentur für Arbeit (2010): Beschäftigungsstatistik: Umstellung der Klassifikation der Wirtschaftszweige von WZ 2003 auf WZ 2008. Statistik der Bundesagentur für Arbeit. Nürnberg.

Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (BMVBW) (2002): Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2002 (KiD 2002). Online verfügbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Projekte/fp_kid_befragung_2002.html.

Bundesregierung (2013): Projektionsbericht 2013 gemäß Entscheidung 280/2004/EG. Berlin.

Bundesregierung (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Entscheidung 280/2004/EG. Berlin.

CDU, CSU und SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (18. Legislaturperiode). Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=CAA455F4D0D9FE0493CE833229651661.s3t1?__blob=publicationFile&v=2.

Daehre, K.-H. et al. (2012): Zukunft der Verkehrsinfrastrukturfinanzierung. Kommission „Zukunft der Verkehrsinfrastrukturfinanzierung".

Dehue et al. (2010): Responsible Cultivation Areas. Identification and certification of feedstock production with a low risk of indirect effects. Unter Mitarbeit von Dehue, B., Meyer, S. & Staaij, J. van den. Ecofys.

Destatis (2012a): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit - Bevökerungsfortschreibung 2010. Statistisches Bundesamt (Destatis). Wiesbaden (Reihe 1.3, Fachserie 1).

Destatis (2012b): Verkehr – Verkehr Aktuell. 02/2012. Statistisches Bundesamt (Destatis). Wiesbaden (Reihe 1.1, Fachserie 8).

Destatis (2012c): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Inlandsproduktberechnungen – Detaillierte Jahresergebnisse 2011. Statistisches Bundesamt (Destatis). Wiesbaden (Reihe 1.4, Fachserie 18).

Destatis (2013a): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit. Vorläufige Ergebnisse der Bevölkerungsfortschreibung auf Grundlage des Zensus 2011. Statistisches Bundesamt (Destatis). Wiesbaden.

Destatis (2013b): Bruttoinlandsprodukt 2012 für Deutschland. Statistisches Bundesamt (Destatis). Wiesbaden.

DGE (Januar 2013): Werden wir immer dicker? Online verfügbar unter https://www.dge.de/presse/pm/werden-wir-immer-dicker/.

Diefenbach (2010): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt GmbH.

Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf (2007): Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU, S. 1–2.

Diefenbach, Nikolaus; Cischinsky, Holger; Rodenfels, Markus; Clausnitzer, Klaus-Dieter (2010): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. 1. Aufl. Institut Wohnen und Umwelt GmbH. Darmstadt.

Diefenbach, Nikolaus; Loga, Tobias (2011): Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU. Neufassung August 2011. Institut Wohnen und Umwelt GmbH. Darmstadt.

DIHK (2014): Investitionsschwäche in Deutschland - DIHK-Schlaglicht Wirtschaftspolitik. Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK).

DLR, IWES, IFNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Online verfügbar unter http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf.

Doll et al. (2012): Wirtschaftliche Aspekte nichttechnischer Maßnahmen zur Emissionsminderung im Verkehr. Karlsruhe.

Drösler et al. (2013): Klimaschutz durch Moorschutz. Schlussbericht des BMBF-Vorhabens: Klimaschutz - Moornutzungsstrategien 2006-2010. Unter Mitarbeit von Drösler, M., Adelmann, W., Augustin, J., Bergman, L., Beyer, C., Chojnicki, B., Förster, C., Freibauer, A., Giebels, M., Görlitz, S., Höper, H., Kantelhardt, J., Liebersbach, H., Hahn-Schöfl, M., Minke, M., Petschow, U., Pfadenhauer, J., Schaller, L., Schägner, P., Sommer, M., Thuille, A. & Wehrhan, M. Freisingen. Online verfügbar unter http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb13/735500762.pdf.

EC (2009a): A sustainable future for transport – Towards an integrated, technology-led and user-friendly system. European Commission. Luxembourg.

EC (2009b): Gesundheitscheck der Gemeinsamen Agrarpolitik. European Commission. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/agriculture/healthcheck/index_de.htm.

EC (2010): EU energytrends to 2030 —UPDATE 2009. European Commission. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdfhttp://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdf, zuletzt geprüft am 02.02.2014. doi:10.2833/21664.

EC (2011a): Energy Roadmap 2050. Impact Assessment. European Commission. Brussels (Part 1/2. SEC(2011) 1565/2).

EC (2011b): Energy Roadmap 2050. Impact Assessment. European Commission. Brussels (Part 2/2. SEC(2011) 1565).

EC (2013): EU Energy, Transport and GHG Emissions, Trends to 2050 – Reference Scenario 2013. European Commission. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf.

EC (2014): EU Energy, Transport and GHG Emissions, Trends to 2050 – Reference Scenario 2013. European Commission. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf.

EEA: How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? European Environmental Agency (EEA). Luxembourg (EEA Report, 7/2006).

Ehrentraut, O., Heidler, M. (2007): Demografisches Risiko für die Staatsfinanzen? Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnungen im Vergleich. Freiburg (Diskussionsbeitrag Nr. 20 des Forschungszentrums Generationenverträge der Albert-Ludwigs-Universität).

EIA (2012): Annual Energy Outlook 2012 - Early Release Overview. U.S. Energy Information Administration (EIA). Washington DC.

EIA (2013): Annual Energy Outlook 2013. U.S. Energy Information Administration (EIA). Washington DC.

EnBW: Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2013. Hg. v. Unternehmensregister. EnBW Kraftwerk Lippendorf Beteiligungsgesellschaft mbH. Stuttgart.

EnBW: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2011 bis zum 31.12.2011. Hg. v. Unternehmensregister. Kraftwerk Lippendorf Beteiligungsgesellschaft mbH. Stuttgart.

EnBW: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2012 bis zum 31.12.2012. Hg. v. Unternehmensregister. Kraftwerk Lippendorf Beteiligungsgesellschaft mbH. Stuttgart.

Erb, K.-H. et al. (2009): Eating the Planet: Feeding and fuelling the world sustainabily, fairly and humanely - a scopying study. Social Ecology Working Papers. Wien / Potsdam. Online verfügbar unter http://www.uniklu.ac.at/socec/downloads/WP116_WEB.pdf.

ErP Preparatory Studies (2007a): ErP Preparatory Studies 2007, Lot 3: Personal Computers (desktops and laptops) and Computer Monitors. Final Report. (Lot 3: Personal Computers (desktops and laptops) and Computer Monitors).

ErP Preparatory Studies (2007b): ErP Preparatory Studies 2007, Lot 5: "Televisions". Final Report. (Lot 5: "Televisions").

ErP Preparatory Studies (2007c): ErP Preparatory Studies 2007, Lot 6: "Standby and offmode losses". Final Report. (Lot 6: "Standby and offmode losses").

ErP Preparatory Studies (2008a): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 10: Residential room conditioning conditioning appliances (airco and ventilation). Final Report. (Lot 10: Residential room conditioning conditioning appliances (airco and ventilation)).

ErP Preparatory Studies (2008b): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 13: "Domestic refrigerators and freezers". Final report. (Lot 13: "Domestic refrigerators and freezers").

ErP Preparatory Studies (2008c): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 14: "Domestic dishwashers and washing machines". Final report. (Lot 14: "Domestic dishwashers and washing machines").

ErP Preparatory Studies (2008d): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 18: "Complex set-top boxes". Final report. (Lot 18: "Complex set-top boxes").

ErP Preparatory Studies (2008e): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 19: "Domestic lighting". Final report. (Lot 19: "Domestic lighting").

ErP Preparatory Studies (2009): ErP Preparatory Studies 2009, Lot 16: "Household tumble driers". Final report. (Lot 16: "Household tumble driers").

EU (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

Eurostat (2012): NUTS - Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik.

Eurostat (2015): SHARES Tool Manual. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SHARES-2013-manual.pdf., zuletzt aktualisiert am Version 2013.50204.

Fiorello et al. (2012): Results of the techno-economic analysis of the R&D and transport policy packages for the time horizons 2020 and 2050. Unter Mitarbeit von Fiorello D., Schade W., Akkermans L., Krail M., Schade B., Shepherd S. TRT Trasporti e Territorio SRL. Mailand, Italien (Deliverable D4.1 of GHG-TransPoRD: Project co-funded by European Commission 7th RTD Programme.).

Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (2013): Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechniken - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Hg. v. Fraunhofer Verlag.

Flessa et al. (2012): Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor. Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig.

Follmer et al. (2010a): Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht. Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn und Berlin.

Follmer et al. (2010b): Mobilität in Deutschland 2008. Methodenbericht. Bonn und Berlin.

Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI (2009): Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft. Hg. v. Studie im Auftrag des BMWi. Berlin, Karlsruhe.

Fritsche, U. & Wiegmann, K. (2011): Indirect Land Use Change and Biofuels. Hg. v. Policy Department Economic and Scientific Policy European Parliament. Darmstadt.

Fritsche, U. et al. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Hg. v. BMU. Darmstadt, Berlin, Oberhausen, Leipzig, Heidelberg, Saarbrücken, Braunschweig, München. Online verfügbar unter http://ha2.www.mendeley.com/research/stoffstromanalyse-zur-nachhaltigen-energetischen-nutzung-von-biomasse/.

GFK (2010): GfK Retail Panel Haushaltsgeräte Deutschland 1998-2008 – Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschine, Kühlschrank, Gefrierschrank, Kochen und Klimaanlagen. Hg. v. Gesellschaft für Konsumforschung (GFK). Nürnberg.

Gores, Sabine; Emele, Lukas (2013): BHKW-Markt unter Druck. Energie&Management.

Hacker, F. et al. (2011): Marktpotenziale und CO2-Bilanz von Elektromobilität – Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen. Berlin.

Hacker, F. et al. (2014): eMobil 2050: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz.

Hartwig und Kockat (2015): Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzeffekte von Gebäudeenergieeffizienzmaßnahmen unter Verwendung verschiedener statischer I-O-Tabellen. Unter Mitarbeit von Hartwig, J., Kockat, J. Hg. v. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT 2015, TU Wien.

Hennenberg, K., Fritsche, U.R. & Herrera, R. (2010): Sustainable Biomass Production from Degraded Lands – Summary of Country Studies.

Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Loreck, Charlotte (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Hg. v. Öko-Institut e.V.

Hülsmann, F. et al. (2014): Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen. Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050. Öko-Institut Working Paper. Berlin.

IAASTD (2008): Agriculture at a crossroads. Global Report. Available at: Online verfügbar unter http://site.xavier.edu/Blairb/sustainable-agriculture-2/kieres_2008.pdf, zuletzt geprüft am Accessed 15.11.2013.

IEA (2013): World Energy Outlook 2013. International Energy Agency. Paris.

Ifeu (2011): Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030“ (TREMOD, Version 5.2) für die Emissionsberichterstattung 2012 (Berichtsperiode 1990-2012). Hg. v. im Auftrag des Umweltbundesamtes. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg (Endbericht. FKZ 363 01 370).

IMF (2013): GDP Forecast 2011-2018. Hg. v. International Monetary Fund, World Economic Outlook Database.

Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU) (2003): Deutsche Gebäudetypologie. Systematik und Datensätze. Darmstadt (05/03). Online verfügbar unter http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/klima_altbau/Gebaeudetypologie_Deutschland.pdf, zuletzt aktualisiert am Stand: 18.12.2003, zuletzt geprüft am 22.08.2013.

International Maritime Organization (IMO) (2009): Second IMO GHG Study 2009. Unter Mitarbeit von Buhaug, O. et al. London.

IPCC (1995): Second Assessment Report — Climate Change. Online verfügbar unter http://www.ipcc.ch/pdf/climate-changes-1995/ipcc-2nd-assessment/2nd-assessment-en.pdf.

IPCC (2007): Fourth Assessment Report (AR4). Hg. v. Climate Change, Intergovernmental Panel on Climate Change. Online verfügbar unter http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html.

Jering, A. et al. (2012): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau.

KBA (2011): Fahrzeugzulassungen. Neuzulassungen und Besitzumschreibungen von Kraftfahrzeugen nach Emissionen und Kraftstoffen - Jahr 2010. Kraftfahrtbundesamt (FZ14. 2011).

Knopf et al. (2014): European-Led Climate Policy versus Global Mitigation Action: Implications on Trade, Technology, and Energy. Climate Change Economics. Unter Mitarbeit von Knopf, Brigitte, Yen-Heng Henry Chen, Enrica De Cian, Hannah Förster, Amit Kanudia, Ioanna Karkatsouli, Ilkka Keppo, Tiina Koljonen, Katja Schumacher, Detlef P. van Vuuren (04(supp01), p.1340002). Online verfügbar unter http://www.worldscientific.com/doi/abs/10.1142/S2010007813400022.

Knopf, S. et al. (2010): Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO2-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. Hg. v. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (60 (4), S. 76–80), zuletzt geprüft am 25.07.2013.

Köck et al. (2007): Effektivierung des raumbezogenen Planungsrechts zur Reduzierung der Flächeninanspruchnahme. Unter Mitarbeit von Köck, E., Bovet, J., Gawron, T., Hoffmann, E., Möckel, S., Rath, K. Hg. v. Erich Schmidt Verlag. Berlin.

Krail, M. (2009): System-Based Analysis of Income Distribution Impacts on Mobility Behaviour. Karlsruhe (Karlsruher Beiträge zur wirtschaftspolitischen Forschung, Band 28).

Kranzl et al. (2012): Erarbeitung einer Integrierten Wärme-und Kältestrategie. Integrale Modellierung auf Basis vorhandener sektoraler Modelle und Erstellen eines integrierten Rechenmodells des Wärme. AP6. Unter Mitarbeit von L. Kranzl, M. Fette, A. Herbst, M. Hummel, E. Jochem, J. Kockat et al. Fraunhofer ISE; Fraunhofer ISI; Öko-Institut e.V.; TU Wien, Energy Economics Group; Bremer Energie Institut; IREES GmBH. Wien, Karlsruhe, Bremen.

Kranzl et al. (2013): Renewable heating: Perspectives and the impact of policy instruments. In: *Energy Policy* 59, S. 44–58. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.03.050.

Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2012): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland. Bremerhaven: Wirtschaftsverlag NW GmbH.

Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2014): Düngeempfehlung und Nmin Gehalte. Online verfügbar unter http://www.lwk-niedersachsen.de/.

Lehr et al. (2013): Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Klimaschutzmaßnahmen und –instrumenten - Politikszenarien für den Klimaschutz VI. Unter Mitarbeit von Lehr U., Lutz C., Ulrich P. Osnabrück, Dessau (UBA Climate Change 21/2013).

Loga, G. Marc; Knissel, J. (2003): Der Einfluss des Gebäudestandards und des Nutzerverhaltens auf die Heizkosten–Konsequenzen für die verbrauchsabhängige Abrechnung,. Project Report. Hg. v. Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU).

Lugschitz et al. (2011): Europe's global land demand. Unter Mitarbeit von Lugschitz, B., Bruckner, M. & Giljum, S. Online verfügbar unter http://seri.at/wp-content/uploads/2011/10/Europe_Global_Land_Demand_Oct11.pdf.

Meier, Toni (2013): Umweltwirkungen der Ernährung auf Basis nationaler Ernährungserhebungen und ausgewählter Umweltindikatoren. Dissertation an der Martin Luther Universität Halle-Wittenberg. Online verfügbar unter http://digital.bibliothek.uni-halle.de/id/1452133.

Mobilität in Deutschland (MiD) (2008): Ergebnisbericht – Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn und Berlin.

Mobilitätspanel (MoP) (2011): Bearbeitete Version „Deutsches Mobilitätspanel – wissenschaftliche Begleitung und erste Auswertungen“. Institut für Verkehrswesen – Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.

Mock, P. et al. (2014): From Laboratory to Road: A 2014 update of official and “real-world” fuel consumption and CO2 values for passenger cars. Online verfügbar unter http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LaboratoryToRoad_2014_Report_English.pdf.

Nitsch, J. et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

Nitsch, J. et al. (2012): "Leitstudie 2011”: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Hg. v. DLR, IWES, IFNE. Stuttgart, Kassel, Teltow.

OECD (2012): Medium and long-term scenarios for global growth and imbalances. OECD Economic Outlook. Hg. v. OECD. OECD.

Offermann et al. (2012): vTI-Baseline 2011-2021: Agrarökonomische Projektionen für Deutschland. Hg. v. Landbauforschung vTI agriculture and forestry research. Braunschweig (Sonderheft 355).

Öko-Institut (2010): Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten. Regressionsanalytisch basierte Projektionen. Teil 1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe. Berlin.

Öko-Institut (2012): Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and raising climate ambition. Berlin.

Öko-Institut (2014): Beitrag der Kreislaufwirtschaft zur Energiewende - Klimaschutzpotenziale auch unter geänderten Rahmenbedingungen optimal nutzen. Berlin.

Öko-Institut (2015): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Noch nicht veröffentlicht.

Öko-Institut et al. (2013): Politikszenarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Hg. v. UBA Climate Change (Nr. 04/2013).

Öko-Institut et al. (2014a): Klimaschutzszenarien 2050. 1. Modellierungsrunde. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.

Öko-Institut et al. (2014b): Luftqualität 2020/2030: Weiterentwicklung von Prognosen für Luftschadstoffe unter Berücksichtigung von Klimastrategien. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_35_2014_komplett.pdf, zuletzt aktualisiert am 2014.

Öko-Recherche (2011): Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF6 für Deutschland bis zum Jahr 2050. UBA Climate Change Nr. 21/2011.

Öko-Recherche und Öko-Institut (2014): Maßnahmen zur Verbesserung der Marktdurchdringung klimafreundlicher Technologien ohne halogenierte Stoffe vor dem Hintergrund der Revision der Verordnung (EG) Nr. 842/2006. Schlussbericht zum UFOPLAN-Vorhabe 3711 43324. bisher unveröffentlicht.

Olonschek, M., Holsten, A., & Kropp, J.P. (2011): Heating and cooling energy demand and related emissions of the German residential building stock under climate change (Energy Policy (9) 4795-4806).

Osterburg, B. (2009): Erfassung, Bewertung und Minderung von Treibhausgasemissionen des deutschen Agrar- und Ernährungssektors. Unter Mitarbeit von H. Nieberg, S. Rüter, F. Isermeyer, H.-D. Haenel, J. Haehne, J.-G. Krentler, H. M. Paulsen, F. Schuchardt, J. Schweinle, P. Weiland. Von-Thünen Institut. Braunschweig, Hamburg, Trenthorst.

Osterburg et al. (2013): Handlungsoptionen für den Klimaschutz in der deutschen Agrar- und Forstwirtschaft. Unter Mitarbeit von Osterburg B, Rüter S, Freibauer A, Witte T de, Elsasser P, Kätsch S, Leischner B, Paulsen HM, Rock J, Röder N, Sanders J, Schweinle J, Steuk J, Stichnothe H, Stümer W, Welling J, Wolff A. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig (Thünen Rep 11).

Penn-Bressel et al. (2003): Reduzierung der Flächeninanspruchnahme durch Siedlung und Verkehr. Unter Mitarbeit von Penn-Bressel, G., Jering, A., Lindemann, H.-H., Seidel, W., Musolff, A., Burger, A., Berg, H., Wehrspaun, M., Locher, B., Hülsmann, W., Solms, J., Dickow-Hahn, R., Roy, L., Bunge, T., Röthke, P., Verron, H., Huckestein, B., Gohlisch, G., Rechenberg, J., Borowski, I., Schmidt, S., Giese, E., Werner, B., Grimski, D., Kälberer, A., Weiland-Wascher, A., Henseling, K.O. Hg. v. Umweltbundesamt. Berlin (Texte 30/03).

Peter, M. et al. (2012): Auswirkungen der Einführung der Luftverkehrsteuer auf die Unternehmen des Luftverkehrssektors in Deutschland Ex-Post-Analyse nach einem Jahr. Zürich.

Pötzsch, O. (2010): Annahmen zur Geburtenentwicklung in der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Prognos (Hg.) (2007): Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen. Basel, Berlin.

Prognos (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS). Basel, Köln, Osnabrück (Projekt Nr. 12/10).

Prognos (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Im Auftrag von Vattenfall Europe AG, Berlin in Zusammenarbeit mit MIBRAG mbH, Zeitz. Berlin. Online verfügbar unter http://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/geschaeftsfelder/studie_2011_bedeutung_der_braunkohle_in_ostdeutschland.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2015.

Prognos, Öko-Institut (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Hg. v. WWF. Basel, Berlin.

Prognos & EWI (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Prognos. Köln, Basel.

Prognos et al. (2011): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008. Hg. v. Prognos, TU München Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik und Fraunhofer ISI. Berlin, Karlsruhe, München.

R2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Köln.

Radke et al. (2012): Verkehr in Zahlen 2012/2013. Hg. v. DVV Media Group. Hamburg.

Ragwitz et al. (2009): “EmployRES - The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union”. Final report of Employ-RES. Unter Mitarbeit von Ragwitz, M., Schade, W., Breitschopf, B., Walz, R., Helfrich, N., Rathmann, M., Resch, G., Panzer, C., Faber, T., Haas, R., Nathani, C., Holzhey, M., Konstantinaviciute, I., Zagame, P., Fougeyrollas, A., le Hir, B. Hg. v. European Commission DG TREN. Karlsruhe.

Reichert, T. & Reichardt, M. (2011): Saumagen und Regenwald. Hg. v. Forum Umwelt & Entwicklung. Berlin.

Roland Berger (2013): Best-Practices-Studie zur Verkehrsinfrastrukturplanung und -finanzierung in der EU. Hg. v. Endbericht im Auftrag von: Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Arbeitgeber- und Wirtschaftsverband der Mobilitäts- und Verkehrsdienstleister e.V. (Agv MoVe), Bundesverband Baustoffe – Steine und Erden e.V. (BBS), Damit Deutschland vorne bleibt. Allianz für eine zukunftsfähige Infrastruktur, Hauptverband der Deutschen Bauindustrie e.V. (HDB), Pro Mobilität – Initiative für Verkehrsinfrastruktur e.V. Berlin.

Rösemann, C. et al. (2013): Calculation of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2011. Report on Methods and data. Submission 2013. Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig (390p, Thünen Rep 1.).

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Herausforderungen des demographischen Wandels. Expertise im Auftrag der Bundesregierung. Hg. v. Statistisches Bundesamt Wiesbaden. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

Schade et al. (2011): "Bottom-up quantifications of selected measures to reduce GHG emissions of transport for the time horizons 2020 and 2050: Cost assessment of GHG mitigation measures of transport". Project co-founded by European Commission 7th RTD Programme. Unter Mitarbeit von Schade W., Akkermans L., Fiorello D., Jopson A., Köhler J., Krail M., Moizo A., Schade B., Shepherd S., Sievers L., Tercero L., van Herle K., Weiss C., Wiesenthal T. Hg. v. Fraunhofer-ISI. Karlsruhe, Deutschland (Deliverable D3.1 of GHG-TransPoRD (Reducing greenhouse-gas emissions of transport beyond 2020: linking R&D, transport policies and reduction targets)).

Schade W. (2005): Strategic Sustainability Analysis: Concept and application for the assessment of European Transport Policy. Dissertation. Hg. v. NOMOS-Verlag. Baden-Baden.

Schade W., Krail M. (2012): "Aligned R&D and transport policy to meet EU GHG reduction targets". Final Report. Project co-funded by European Commission 7th RTD Programme. Hg. v. Fraunhofer-ISI. Karlsruhe, Deutschland (Deliverable D7.1 of GHG-TransPoRD (Reducing greenhouse-gas emissions of transport beyond 2020: linking R&D, transport policies and reduction targets)).

Schade W., Lüllmann A., Beckmann R., Köhler J. (2009): Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen in den Bereichen Gebäude, Unternehmen und Verkehr. Hg. v. UBA Climate Change. Karlsruhe, Dessau.

Schlomann, B.; Gruber, E.; Geiger, B.; Kleeberger, H.; Herzog, T.; Konopka, D.-M. (2009): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin.

Schmid, C.; Brakhage, A.; Radgen, P.; Layer, G.; Arndt U.; Carter, J. et al. (2003): Möglichkeiten, Potenziale, Hemnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch. Hg. v. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Karlsruhe/ München.

Schmidhuber und Traill (2006): The changing structure of diets in the European Union in relation to healthy eating guidelines. Online verfügbar unter http://www.fao.org/fileadmin/templates/esa/Global_persepctives/Long_term_papers/JSBT_diets.pdf.

Statistik der Kohlenwirtschaft (2013): Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Herne/Köln. Online verfügbar unter http://www.kohlenstatistik.de/index.php?article_id=17, zuletzt aktualisiert am 2013.

Statistisches Bundesamt (2003): Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen. Wiesbaden (Ausgabe 2003).

Statistisches Bundesamt (2009): Demografischer Wandel in Deutschland. Auswirkungen auf die Zahl der Erwerbspersonen. Hg. v. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Stuttgart (Heft 4).

Stehfest et al. (2009): Climate benefits of changing diet. Unter Mitarbeit von Stehfest, E., L. Bouwman, D.P. Vuuren, M.G.J. Elzen, B. Eickhout, P. Kabat (Climatic Change 95 (1-2): S. 83–102).

Steinbach (2013a): Akteursspezifische Untersuchung von Strategien zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien im Wohngebäudebereich. In Proceedings of the IEWT. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, S. 48-50. Wien.

Steinbach (2013b): Internal working paper: literature review of integrating user and investment behaviour in bottom-up simulation models. Karlsruhe. Online verfügbar unter http://www.entranze.eu/files/downloads/D4_1/D41-WP-IntegrationStakeholder_final.pdf.

TAB (2012): Zukunft der Automobilindustrie. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (Arbeitsbericht Nr. 152. 2012).

Thrän et al. (2015): Meilensteine 2030: Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. Unter Mitarbeit von Thrän, D., Arendt, O., Ponitka, J., Braun, J., Millinger, M., Wolf, V., Banse, M., Schaldach, R., Schüngel, J., Gärtner, S., Rettenmaier, N., Hünecke, K., Hennenberg, K., Wern, B., Baur, F., Fritsche, U., Gress, H. –W. Hg. v. FISCHER druck&medien. Leipzig (Band 18).

Tiemeyer et al. (2013): Klimarelevanz von Mooren und Anmooren in Deutschland: Ergebnisse aus dem Verbundprojekt „Organische Böden in der Emissionsberichterstattung“. Unter Mitarbeit von Tiemeyer, B., A. Freibauer, M. Drösler, E. Albiac-Borraz, J. Augustin, M. Bechtold, S. Beetz, S. Belting, M. Bernrieder, C. Beyer, J. Eberl, T. Eickenscheidt, H. Fell, S. Fiedler, C. Förster, E. Frahm, S. Frank, M. Giebels, S. Glatzel, T. Grünwald, J. Heinichen, M. Hoffmann, J. Hommeltenberg, H. Höper, A. Laggner, K. Leiber-Sauheitl, T. Leppelt, C. Metzger, M. Peichl-Brak, S. Röhling, N. Rosskopf, T. Rötzer, M. Sommer, M. Wehrhan, P. Werle, J. Zeitz. Braunschweig (Thünen Working Paper 15).

UBA (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. UBA. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf.

UBA (2012a): Datenauszug aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE). Dessau-Roßlau.

UBA (2012b): UBA-Positionspapier: Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Dessau.

UBA (2013a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2013. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2011. Dessau-Roßlau.

UBA (2013b): Datenauszug aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) vom 05.11.2013. Dessau-Roßlau.

UBA (2014a): CRF-Inventarmeldung an UNFCCC. Online verfügbar unter http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/8108.php, zuletzt aktualisiert am 2014.

UBA (2014b): Datenauszug aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) vom 05.11.2014. Dessau-Roßlau.

UBA (2014c): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. UBA Climate Change.

Umweltbundesamt (Hg.) (2010): Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte. Veröffentlichung im Rahmen des Projektes "Materialeffizienz und Ressourcenschonung" (MaRess). Arbeitspaket 14. Unter Mitarbeit von C. Barthel, M. Franke, P. Müller und C. Dittmar. Dessau-Roßlau.

ÜNB (2014a): Netzentwicklungsplan Strom 2014 (NEP 2014). Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf.

ÜNB (2014b): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/media/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf, zuletzt geprüft am 05.08.2015.

ÜNB (2014c): Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf.

UNCTAD (2011): Review of Maritime Transport 2011. United Nations Conference on Trade and Development.

VEM 2006 (2007): Bericht über das Geschäftsjahr 2006 vom 1. Januar bis 31. Dezember 2006. Hg. v. Vattenfall Europe Mining AG. Cottbus.

VEM 2010 (2011): Jahresabschluss zum 31. Dezember 2010. Hg. v. Unternehmensregister. Vattenfall Europe Mining AG. Cottbus.

VEM 2013 (2014): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2013. Bericht über das Geschäftsjahr 2013 vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013. Hg. v. Unternehmensregister. Vattenfall Europe Mining Aktiengesellschaft. Cottbus.

Vortisch, P. et al. (2012): Deutsches Mobilitätspanel (MOP) – wissenschaftliche Begleitung und erste Auswertungen. Bericht 2011/2012: Alltagsmobilität und Tankbuch. Hg. v. Institut für Verkehrswesen, Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.

Wardman, M. (1998): The Value of Travel Time – A Review of British Evidence (Journal of Transport Economics and Policy 32, Pt. 3; 1998).

WBGU (2008): Welt im Wandel. Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Online verfügbar unter http://www.wbgu.de/fileadmin/templates/dateien/veroeffentlichungen/hauptgutachten/jg2008/wbgu_jg2008.pdf.

WBGU (2009): Welt im Wandel - Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin.

Weber, L. (2012): Demographic Change and Economic Growth. Simulations on Growth Models. Hg. v. Physika-Verlag. Heidelberg.

Wietschel et al. (2010): Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO2-freie Endenergieträger, Endbericht. Unter Mitarbeit von Wietschel, M., Bünger, U., Weindorf, W. Hg. v. RWE AG. Karlsruhe.

Wolf, S.; Lambauer, J.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A. (2012): Industrial heat pumps in Germany - Potentials and the rational use of energy. eceee summer study industry 2012. Arnhem.

ZVEI (2009): Zahlenspiegel des deutschen Elektro-Hausgerätemarktes 2005-2008. Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (ZVEI). Frankfurt.

11. Anhang: Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung sowie Allokation auf Sektoren

11.1. Einleitung

Bis zum Jahr 2050 sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland gegenüber 1990 um 80 % bis 95 % reduziert werden. In den meisten langfristigen Klimaschutzszenarien leistet Biomasse einen beträchtlichen Beitrag zur Erreichung dieses Ziels. Auch im Projekt Klimaschutzszenarien 2050 ist die Menge der verfügbaren Biomasse für energetische Nutzung eine wichtige Eingangsgröße für die Modellierung: da Biomasse in der Logik der Treibhausgasinventare und auch in diesem Projekt mit Nullemissionen bilanziert wird, leistet sie – zumindest in den Modellen – einen deutlichen Minderungsbeitrag. Je höher also die Biomasseverwendung ist, desto weniger werden andere Maßnahmen benötigt, um ein vorgegebenes Minderungsziel zu erreichen.

In dem über drei Jahre laufenden Projekt Klimaschutzszenarien 2050 werden insgesamt drei Modellierungsrunden durchgeführt. In der ersten Runde wurde das Thema der Biomassepotenziale nicht vertieft untersucht, sondern auf Basis bestehender Studien und eines „Budgetansatzes“ ein Potenzial von 2.100 PJ für Deutschland im Jahr 2050 abgeleitet. Im Rahmen eines Vertiefungsthemas Biomasse werden die zu Grunde liegenden Annahmen und die Potenziale überprüft.

Das Biomassepotenzial, das in der ersten Modellierungsrunde ermittelt wurde, setzt sich aus verschiedenen Biomassetypen zusammen und schliesst neben Abfall- und Reststoffen auch Anbaubiomasse von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) ein. Während die Verfügbarkeit von Biomasse aus Abfall- und Reststoffen durch die zukünftigen Massenströme und alternative Verwendungen bestimmt wird, ist die Größe des Potenzials von NaWaRo-Biomasse vor allem abhängig von der zur Verfügung stehenden Agrarfläche und den möglichen Erträgen auf diesen Flächen. Über diesen direkten Flächenbezug steht der Anteil der NaWaRo-Biomasse sehr stark in Konkurrenz mit alternativen Flächennutzungen (Naturschutz, Nahrungs- und Futtermittel-produktion) und muss nicht nur im Zusammenhang der globalen Ernährungssituation in 2050 gesehen werden sondern auch hinsichtlich alternativer Minderungsmassnahmen im Landnutzungssektor (z.B. Wiedervernässung, Extensivierung).

Das vorliegende Vertiefungsthema hat zum Ziel, sich mit bestehenden Ansätzen zur Ableitung der in Deutschland verwendbaren nachhaltigen NaWaRo-Potenziale auseinanderzusetzen, woraus eine Variation des bisher verwendeten Budgetansatzes vorgeschlagen wird (Kapitel 11.2). In Kapitel 11.3 werden dann die angesetzten Biomassemengen für das Projekt Klimaschutzszenarien 2050 sowie deren Aufteilung auf Sektoren abgeleitet.

11.2. Diskussion von Ansätzen zur Bestimmung des NaWaRo-Potenzials

Die Frage, wie viel NaWaRo-Biomasse für die Nutzung in Deutschland im Jahr 2050 zur Verfügung steht, wird in nationalen Szenarien unterschiedlich beantwortet. Während sich z.B. die Leitstudie auf die Nutzung inländischer Potenziale beschränkt, wird in Modell Deutschland und in der ersten Runde der Klimaschutzszenarien ein Budgetansatz verwendet. Im Folgenden (Abschnitt A2.1) sollen diese beiden Ansätze kurz dargestellt werden. Ergänzend wird ein „Budgetansatz plus“ als weitere Option vorgeschlagen. In Abschnitt A2.2 soll das Biomassepotenzial auf Basis des „Budgetansatzes plus“ quantifiziert werden. Abschnitt A2.3 enthält schließlich ein Fazit aus der Diskussion der Ansätze zur Bestimmung von Biomassepotenzialen.

11.2.1. Ansätze zur Bestimmung von Biomassepotenzialen

11.2.1.1. Ansatz 1: Beschränkung auf inländische Potenziale (z.B. Leitstudie)

In der Leitstudie 2011 (Nitsch, J. et al. 2012) wird angenommen, dass es bis 2050 keine Importe von Biomasse für die energetische Nutzung gibt und nur inländische Biomasse genutzt wird. Dies gilt sowohl für Abfall- und Reststoffe als auch für Anbaubiomasse.

Datengrundlage für die Potenzialannahmen sind zwei Studien aus dem Jahr 2004 (Fritsche, U. et al. 2004; Nitsch, J. et al. 2004). In der vom Öko-Institut erstellten Studie (Fritsche, U. et al. 2004) wird aus einem sinkenden Nahrungsmittelbedarf für die deutsche Bevölkerung und zukünftigen Ertragssteigerungen in der Landwirtschaft ein nachhaltiges technisches inländisches Flächenpotenzial von Ackerland für die energetische Nutzung von etwa 2,5 Mio. ha in 2030 abgeleitet. Denselben methodischen Ansatz verwendet (Nitsch, J. et al. 2004) und weitet den Betrachtungshorizont bis 2050 aus. Aufbauend auf den Ergebnissen des Öko-Instituts wird ein Flächenpotenzial bis 2050 in Höhe von 4,2 Mio. ha ermittelt. Bei Erträgen in Höhe von 180 GJ/ha entspricht dies einem Potenzial aus Anbaubiomasse in Höhe von rd. 750 PJ.

Dieser nationale Ansatz berücksichtigt weder Importe noch globale Nutzungskonkurrenzen um Fläche und den möglicherweise stark steigenden globalen Flächenbedarf für die Ernährung. Vor dem Hintergrund des Entstehungszeitpunktes der Studien ist die Methodik nachvollziehbar, da damals noch ein deutlicher Agrarüberschuss herrschte („Milchseen und Butterberge“) und die zunehmende Nutzungskonkurrenz um Fläche und Nahrungsmittel sowie die globale Ausweitung der Bioenergienutzung in der heutigen Form noch nicht absehbar waren. Die Verfügbarkeit dieses Potenzials wird mittlerweile z.B. vom Umweltbundesamt (Jering, A. et al. 2012) in Frage gestellt und es wird empfohlen, die Flächenbelegung durch Bioenergiesubstrate auf den Wert des Jahres 2010 von gut 2 Mio. einzufrieren.

Ein häufig vorgebrachtes Argument für die Beschränkung auf inländische Potenziale ist, dass sich Nachhaltigkeitskriterien bei Importen von Bioenergie deutlich schwieriger umsetzen und kontrollieren lassen als bei der inländischen Produktion von Bioenergie. Dieses Argument gilt allerdings prinzipiell nicht nur für energetisch genutzte Biomasse, sondern auch für Nahrungs- und Futtermittel. Insbesondere Futtermittel werden jedoch derzeit bereits in beträchtlichem Umfang importiert. Nach (Reichert, T. & Reichardt, M. 2011) lag im Jahr 2007 die globale Flächeninanspruchnahme für Sojaprodukte, die nach Deutschland importiert wurden, bei fast 3 Mio. ha. Auch hier ist die Nachhaltigkeit in Frage zu stellen. Eine Zunahme der Anbaufläche geht häufig mit Landnutzungsänderungen (Abholzung von Regenwald, Umbruch von Grünland) einher und kann dann zu hohen Treibhausgasemissionen führen. Den Import von Biomasse für energetische Zwecke generell zu problematisieren, ohne dies auch für Importe von Nahrungs- und Futtermitteln zu tun, ist somit nicht konsistent. Wenn inländisch Biomasse für energetische Zwecke (nachhaltig) angebaut wird und der Import von (nicht nachhaltig erzeugten) Nahrungs- und Futtermitteln dadurch steigt, kann dies ebenso unerwünschte Folgen haben wie der Import von Bioenergie für die energetische Nutzung (siehe Diskussion zu indirect land use change (iluc)-Effekten (Fritsche, U. & Wiegmann, K. (2011)). Logische Konsequenz dieser Argumentation wäre demnach, bei jeglicher Form von Biomasse, bei der die Nachhaltigkeit nicht sichergestellt werden kann, auf Importe zu verzichten. Es gibt tatsächlich Gründe, welche für eine (teilweise) Rückkehr zu eher regionalen Biomassekreisläufen sprechen würden. Beispielsweise kann eine Re-Regionalisierung zu einer Reduktion des Güterverkehrs führen. Zunehmende Exportorientierung von Entwicklungs- und Schwellenländern kann außerdem zu Lasten von kleinbäuerlichen Strukturen und damit zu Lasten der Ernährungssouveränität geschehen (IAASTD 2008). Ein vollständiger Verzicht auf Importe von Biomasse ist jedoch weder unter dem derzeitigen

Welthandelsregime umsetzbar, noch erscheint dies wünschenswert, da Handel die optimalere Ausnutzung global unterschiedlicher Produktionsbedingungen ermöglicht und bestimmte Produkte nicht in Deutschland angebaut werden können (z.B. Bananen oder Kaffee).

Allerdings sollte angestrebt werden, bestehende Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe auf sämtliche Formen der Biomasse einschließlich Nahrungs- und Futtermittel auszuweiten. Andernfalls sind Nachhaltigkeitskriterien kaum wirksam, da es sehr wahrscheinlich zu indirekten Effekten kommt.

Eine etwas andere Situation ergibt sich bei Abfall- und Reststoffen. Ein Transport über längere Distanzen ist bei den meisten Abfall- und Reststoffen weder aus ökonomischer noch auch ökologischer Sicht sinnvoll, so dass die Beschränkung auf inländische Potenziale vielfach schon allein aus Gründen der Transportwürdigkeit plausibel ist.

11.2.1.2. Ansatz 2: Budgetansatz aus der Studie „Modell Deutschland“

Im Gegensatz zur Leitstudie nutzt die Studie „Modell Deutschland“ (Prognos 2009) und auch die erste Modellierungsrunde der Klimaschutzszenarien für die Bestimmung eines in Deutschland nutzbaren Biomassepotenzials einen „Budgetansatz“. Dieser basiert auf der Annahme, dass das in Europa und Russland nachhaltig nutzbare Biomassepotenzial von ca. 20.000 PJ/a (EEA 2006, WBGU 2009) gemäß der bis zum Jahr 2050 zu erwartenden Bevölkerungsentwicklung gleichmäßig pro Kopf verteilt wird. Daraus ergibt sich ein in Deutschland nutzbares Potenzial in Höhe von etwa 30 GJ pro Kopf oder 2.100 PJ insgesamt. In einem zweiten Schritt wird der Umfang der benötigten Importe ermittelt, indem von den 2.100 PJ die inländisch produzierbare Biomasse abgezogen wird. Bei der Bestimmung der inländischen Potenziale werden dabei im Wesentlichen die Annahmen der Studien aus dem Jahr 2004 übernommen (allerdings mit geringeren Ertragsannahmen als in der Leitstudie), so dass sich Importe in Höhe von 900 PJ und ein inländisches Potenzial in Höhe von 1.200 PJ ergeben.

Die Logik des in Modell Deutschland verfolgten Budgetansatzes ist in Abbildung 11-1 dargestellt: Das nach Ernährungssicherung verfügbare Bioenergiepotenzial wird gleichmäßig auf die Bevölkerung verteilt.

Abbildung 11-1: Budgetansatz in Modell Deutschland (I)

Quelle: eigene Darstellung

Prinzipiell ist ein Budgetansatz zur Ermittlung eines nutzbaren Potenzials durchaus plausibel. Allerdings sollte dieser Ansatz eine globale Perspektive einnehmen und die Betrachtung nicht auf

die Potenziale in Europa und Russland beschränken. Zudem ist anzumerken, dass der obige Ansatz die Konkurrenz um Nahrungs- und Futtermittel außer Acht lässt. Zwar wird die Bioenergie global gerecht verteilt; für die Nahrungs- und Futtermittel gilt dies jedoch nicht. Der Nahrungs- und Futtermittelkonsum und der Flächenverbrauch pro Kopf in Deutschland liegt jedoch heute bereits deutlich über einer globalen Gleichverteilung (Lugschitz et al. 2011; Bringezu et al. 2012). Bleiben heutige Ernährungsmuster bestehen, so ergäbe sich das in Abbildung 11-2 dargestellte Bild.

Abbildung 11-2: Budgetansatz in Modell Deutschland (II)

Quelle: eigene Darstellung. Ernährung nach FAOSTAT

Da Fläche ein limitierender Faktor für das Bioenergiepotenzial aus Anbaubiomasse ist, müsste ein fairer Budgetansatz demnach nicht das *energetisch nutzbare* Biomassepotenzial, sondern das *gesamte* auf der Welt verfügbare Biomassepotenzial dieser Flächen gleichmäßig verteilen. Nur mit einer deutlichen Reduktion der Flächeninanspruchnahme durch andere Ernährungs- und Konsummuster oder durch die Reduktion von Verlusten entlang der Lebensmittelkette könnte somit die energetische Biomassenutzung über den Budgetansatz legitimiert werden.

11.2.1.3. Ansatz 3: Budgetansatz plus

Wie ein Budgetansatz unter Berücksichtigung der Konkurrenz zu Nahrungs- und Futtermitteln methodisch aussehen könnte, wird im Folgenden dargestellt. Folgende Schritte sind dafür durchzuführen:

a) Wie viel für den Menschen nutzbare Biomasse (Nahrung und Futtermittel, stoffliche und energetische Nutzung) steht im Jahr 2050 insgesamt global unter der Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen zur Verfügung?

b) Welche Bevölkerungsentwicklung ist global und in Deutschland zu erwarten?

c) Aus a) und b): Wie viel Biomasse steht demnach pro Kopf zur Verfügung?

d) Wie viel Biomasse wird – pro Kopf – für die Ernährung in Deutschland benötigt?

e) Aus c) und d): Wie viel Biomasse bleibt demnach für die energetische und stoffliche Nutzung in Deutschland übrig?

11.2.2. Potenzialergebnisse bei Verwendung eines „Budgetansatz plus“

Im Folgenden wird mit dem oben skizzierten „Budgetansatz plus“ ein in Deutschland nutzbares NaWaRo-Potenzial ermittelt, das auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut wird (d.h. landwirtschaftliche Anbaubiomasse zur energetischen und stofflichen Nutzung inklusive Reststoffen). Forstprodukte werden zunächst nicht berücksichtigt; eine Erweiterung um Forstprodukte ist jedoch prinzipiell möglich.

11.2.2.1. Global verfügbare Biomasse landwirtschaftlicher Flächen

Für eine erste Abschätzung der bei einer fairen globalen Verteilung in Deutschland nutzbaren Biomasse (für Nahrung, Futtermittel, NaWaRo) werden Daten aus (Erb, K.-H. et al. 2009) verwendet. In dieser Studie werden ausgehend von einem detaillierten Datensatz für das Basisjahr 2000 Szenarien zur globalen Biomasseproduktion und -nutzung landwirtschaftlicher Flächen bis zum Jahr 2050 erstellt.

Je nach Szenario variiert die global genutzte Biomasse von landwirtschaftlichen Flächen zwischen 11,7 Mio. t Trockenmasse (TM) und 15,5 Mio. t TM. Der untere Wert entspricht dabei einer verhältnismäßig geringen Ausdehnung der globalen Ackerfläche (+9,2 % gegenüber 2000) und mäßigen Ertragssteigerungen (ca. +25 %). Der obere Wert entspricht einem Szenario mit einer Ausweitung der Ackerfläche um 19,2 % und einer deutlichen Steigerung der Erträge (+57 % gegenüber 2000).

Bei einem durchschnittlichen Energiegehalt von 18,5 GJ/t TM sowie Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung in Deutschland und global lassen sich auf dieser Basis die im Jahr 2050 in Deutschland nutzbaren Biomassen landwirtschaftlicher Flächen bei einer gleichmäßigen globalen Verteilung bestimmen. In Tabelle 11-1 sind die Daten für das Basisjahr 2000 sowie zwei Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt.

Tabelle 11-1: Szenarien zur Biomasseverfügbarkeit landwirtschaftlicher Flächen mit dem „Budgetansatz plus“

		2000	2050-min	2050-max
Genutzte Biomasse landwirtschaftlicher Flächen	EJ	183	216	286
Weltbevölkerung	Mrd.	6,05	9,6	9,6
Biomasse pro Kopf	GJ / (cap*a)	30,2	22,5	29,8
Bevölkerung Deutschland	Mio.	82	72	72
Biomasse DE für Nahrung, Futter und NaWaRo	PJ	2.480	1.620	2.145

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Erb, K.-H. et al. 2009.

Im Jahr 2000 lag das bei Verwendung des „Budgetansatz plus“ in Deutschland für Nahrung, Futtermittel und NaWaRo nutzbare Potenzial bei 2.500 PJ. Im Szenario „2050-min“ sinkt dieser Wert auf rund 1.600 PJ und im Szenario „2050-max“ auf rund 2.150 PJ. Die Abnahme ist unter anderem dadurch bedingt, dass die weltweite Bevölkerung stärker ansteigt als der durch Flächenerschließung und Ertragssteigerung erzielte Anstieg der Biomasseproduktion. Die sinkende deutsche Bevölkerung ist ein weiterer Grund für das abnehmende Gesamtpotenzial.

11.2.2.2. Für Ernährung benötigte Biomasse

In einem zweiten Schritt ist zu berücksichtigen, wie viel Anbaubiomasse in Abhängigkeit der jeweiligen Ernährungsweise benötigt wird. Vereinfachend wird im Folgenden nur nach pflanzlicher Nahrung und Futtermittel für die Produktion tierischer Produkte unterschieden.

Tabelle 11-2: Globale Biomasseverwendung für Ernährung im Jahr 2000

	Einheit	Pflanzliche Nahrung	Futtermittel/ Tierprodukte	Ernährung gesamt	Quelle
Biomasse-Input global	Mio. t TM/a	1.500	6.985	8.486	Erb et al. 2009
Weltbevölkerung	Mrd.	6,05	6,05	6,05	Erb et al. 2009
Nahrung pro Kopf	kcal/cap/day	2.274	458	2.732	FAOSTAT
Biomasse pro Kopf (Durchschnitt)	g TM/cap/day	680	3.165	3.845	berechnet aus Zeile 1 und 2
Konversionsfaktor (Output/Input)	g TM / kcal	0,30	6,91	1,41	berechnet aus Zeile 3 und 4
Konversionsfaktor (Output/Input)	kJ /kcal	5,5	127,9	26,0	berechnet aus Zeile 5 (18,5 kJ/g TM)

Quelle: Eigene Berechnungen nach Erb, K.-H. et al. 2009 und FAOSTAT

Nach den Daten aus (K. Erb et al. 2009) wurden im Jahr 2000 für pflanzliche Nahrung 1.500 Mio. Tonnen Trockenmasse und für Futtermittel knapp 7.000 Mio. Tonnen verwendet (Tabelle 11-2). Während das Verhältnis von Futtermittel und pflanzlicher Nahrung also bei 4:1 liegt, ist das Verhältnis von pflanzlichen und tierischen Kalorien an der Ernährung umgekehrt. Aus den Daten zum Biomasse-Input und der Ernährung lassen sich die in Tabelle 11-2 dargestellten Input-Output-Verhältnisse ableiten, welche angeben, wie viel Biomasse je kcal benötigt wird. Es handelt sich dabei um grobe Indikatoren, welche Größenordnungen aufzeigen sollen. Für eine detailliertere Analyse wäre sowohl beim Input (Biomasse) als auch beim Output (Ernährung) stärker zu differenzieren, z.B. nach Art der Biomasseherkunft (Ackerland/Weideland) und ebenso nach Art der tierischen Produkte und der Zusammensetzung des Tierbestandes (Raufutterfresser/Monogastriden).

11.2.2.3. NaWaRo-Potenzial landwirtschaftlicher Flächen

Mit den ermittelten Input-Output-Verhältnissen lässt sich der Biomassebedarf für verschiedene Ernährungsweisen berechnen. Das pro Kopf nutzbare NaWaRo-Potenzial bei einer gleichverteilten globalen Biomassenutzung ergibt sich dann, indem man die Biomasse für Ernährung von der pro Kopf verfügbaren Biomasse abzieht. In Tabelle 11-3 ist dies für drei verschiedene Ernährungsweisen und die im Szenario „2050-max“ verfügbare Biomasse (29,8 GJ/Kopf und Jahr; Tabelle 11-1) angegeben.

Tabelle 11-3: NaWaRo-Potenzial 2050 in Abhängigkeit unterschiedlicher Ernährungsweisen

		Szenario "Ernährung DE 2000"	Szenario "Ernährung Welt 2000"	Szenario "Ernährung DE -50 % Tierprodukte"	Quelle
Ernährung					
Gesamt	kcal/cap/day	3.423	2.732	3.423	
davon pflanzlich	kcal/cap/day	2.388	2.274	2.906	
davon Tierprodukte	kcal/cap/day	1.035	458	518	
Konversionsfaktor: Biomasseinput je kcal Nahrung					
Pflanzliche Produkte	kJ Biom./ kcal	5,5	5,5	5,5	Tabelle 2-2
Tierprodukte	kJ Biom./ kcal	127,9	127,9	127,9	Tabelle 2-2
Biomasseverwendung					
verfügbare Anbaubiomasse	GJ/cap/a	29,8	29,8	29,8	Tabelle 2-1
Pflanzliche Nahrung	GJ/cap/a	4,8	4,6	5,9	berechnet
Futtermittel	GJ/cap/a	48,3	21,4	24,2	berechnet
Biomasse NaWaRo	GJ/cap/a	-23,3	3,9	-0,2	Saldo
Biomasse NaWaRo in DE	PJ/a	-1676	279	-13	

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei der derzeitigen durchschnittlichen Ernährungsweise in Deutschland (Szenario „Ernährung DE 2000“) ergibt sich ein Biomassebedarf für Ernährung in Höhe von 53,1 GJ/Kopf und Jahr (4,8

GJ/Kopf für pflanzliche Nahrung und 48,3 GJ/Kopf für Futtermittel; vgl. Tabelle 11-3). Gegenüber der angenommenen verfügbaren Biomasse (29,8 GJ/Kopf und Jahr) bedeutet dies ein Defizit von über 20 GJ/Kopf. Würde sich der Konsum tierischer Produkte halbieren und diese Reduktion durch pflanzliche Produkte ersetzt („Szenario DE -50 % Tierprodukte“), so würde dies ausreichen, um dieses Defizit auf beinahe Null zu reduzieren. Die gesamte Kalorienzufuhr liegt auch in diesem Fall noch über den von der FAO als Richtwert angegebenen 2.800 kcal pro Kopf und Tag. Würde sich der Nahrungsmittelverbrauch in Deutschland noch weiter reduzieren auf das Durchschnittsniveau der Welternährung (Szenario „Ernährung Welt 2000“), so wären für NaWaRo 3,9 GJ/Kopf verfügbar, was bei einer Bevölkerung von 72 Mio. einem inländischen NaWaRo-Potenzial von 280 PJ entspricht. Auch dieser Wert liegt deutlich unter der aktuellen Nutzung von knapp 400 PJ an Bioenergie in Deutschland im Jahr 2010. Dies verdeutlicht, dass nach dem „Budget-Ansatz plus“ die Nutzung an tierischen Produkten global (sowie in Deutschland) abnehmen müsste, um weltweit eine Nutzung von NaWaRo wie zur Zeit in Deutschland zu ermöglichen.

Es ist aber zu betonen, dass es sich bei den in Tabelle 11-3 genannten Potenzialen um Anbaubiomasse von landwirtschaftlichen Flächen handelt. Zusätzliche Potenziale liegen in der Nutzung von Abfällen, Reststoffen bei der industriellen Produktion und Waldrestholz vor, die in Deutschland mit ca. 800 PJ im Jahr 2050 deutlich höhere Werte annehmen als die Potenziale aus Anbaubiomasse.

11.2.3. Fazit

Es ist nicht damit zu rechnen, dass bis 2050 global in relevantem Umfang nachhaltige Biomasse landwirtschaftlicher Flächen für NaWaRo zur Verfügung steht. Gründe dafür sind:

Bei einer weiter wachsenden Weltbevölkerung und vor allem einem zunehmendem Konsum tierischer Produkte nimmt der Druck auf die vorhandenen und zusätzliche erschließbaren Anbauflächen zu.

Ertragssteigerungen werden diese Zunahme kaum kompensieren können.

Die Ausdehnung von Anbaufläche ist oft mit Landnutzungsänderungen (z.B. Waldrodung und Grünlandumbruch) verbunden. Die dabei entstehende Kohlenstoffschuld ist meist deutlich höher als die Einsparung, die durch die Substitution fossiler Energieträger durch Biomasse erzielt werden kann.

Daher sollten die Anbauflächen für NaWaRo in Deutschland nicht ausgedehnt werden. Langfristig wäre sogar eher eine Reduktion der Flächen anzustreben. Werden in Deutschland Anbauflächen durch Ertragssteigerungen und rückläufige Bevölkerungsentwicklung „frei“, so sollten diese eher für die Produktion von Nahrungs- und Futtermittel genutzt werden, um einen höhren Anteil an der Deckung des weltweiten Bedarf zu leisten bzw. den Netto-Anteil an Importbiomasse nach Deutschland zu reduzieren. Durch neue Züchtungsziele und eine Ausweitung der Forschungsförderung zu biologischen Prozessen im Boden sollten die bisher weniger ertragsreiche Anbaumethoden , die ökologisch vorteilhaft sind (z.B. Reduktion der N-Gabe als Klimaschutzmaßname, Ausweitung der ökologischen Landwirtschaft) effizienter und wirtschaftlicher werden.

Auch Importe von Bioenergie auf Basis von Anbaubiomasse sind – aus Perspektive einer gleichmäßigen pro-Kopf-Verteilung – nicht zu rechtfertigen, wenn man einen „Budgetansatz plus“ zu Grunde legt, der die für Nahrungs- und Futtermittel benötigte Biomasse berücksichtigt.

Ein Anstieg an Bioenergieimporten sowie der inländischen Produktion von Bioenergiesubstraten kann nur dann eine Option darstellen, wenn sichergestellt werden könnte, dass dadurch keine Verdrängung von Nahrungs- bzw. Futtermitteln und damit indirekte Landnutzungsänderungen induziert werden – weder kurzfristig noch langfristig. Dies kann vor allem erreicht werden, wenn der Bedarf an Anbaubiomasse in einem anderen Bereich entsprechend reduziert wird oder weniger stark ansteigt oder bisher ungenutzte Flächenpotenziale mobilisiert werden. Hier stellt insbesondere die Reduktion des Konsums tierischer Produkte und die Reduktion des damit verbundenen Bedarfs an Futtermittel einen starken Hebel dar, deren Umsetzug aber fraglich ist, da die aktuelle Entwicklung in die entgegengesetzte Richtung zeigt. Andere Optionen wie die Erschließung bisher ungenutzter Flächen (z.B. degradierte Flächen, (Hennenberg, K., Fritsche, U.R. & Herrera, R. 2010) oder die Optimierung der landwirtschaftlichen Produktion wie z.B. der Ansatz „responsible cultivation areas“ (Dehue et al. 2010) sind als weniger effektiv und voraussichtlich nicht als ausreichend einzustufen, um hohe neue Anbaupotenziale ohne das Risiko für indirekte Effekte bereitzustellen.

11.3. Ableitung der Biomassemengen für das Projekt „Klimaschutzszenarien 2050“ sowie Allokation auf Sektoren

Im Folgenden soll die verfügbare Biomasse für energetische Nutzung für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS (2012)), das Klimaschutzszenario 80 (KS 80) und das Klimaschutzszenario 95 (KS 95) abgeleitet werden (Abschnitt A3.1). Da die zur Verfügung stehende Biomasse in unterschiedlichen Sektoren eingesetzt werden kann, soll im Abschnitt A3.2 eine mögliche Aufteilung der zur Verfügung stehenden Biomasse auf Sektoren vorgenommen werden. Sowohl die Ableitung der zur Verfügung stehenden Mengen als auch die Aufteilung auf Sektoren soll dabei verschiedene Ambitionsniveaus berücksichtigen, die den entsprechenden Szenarien AMS (2012), KS 80 und KS 95 zugrundeliegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Nutzung von Biomasse direkte THG-Emissionen in den Sektoren einsparen kann. Auf der anderen Seite führt die verstärkte Biomassenutzung zu THG- und anderen Effekten auf der Landnutzungsseite. Die Biomassemenge sowie deren Allokation auf Sektoren orientiert sich deshalb daran, möglichst viel THG-Minderung in den Sektoren zu erzielen, wobei möglichst wenig Biomasse insgesamt genutzt werden soll. Die Biomassemengen bilden hierbei die verschiedenen Ambitionsniveaus ab.

Die tatsächliche Biomassenutzung in den Sektoren wird im Rahmen der Modellierung der Szenarien berechnet.

11.3.1. Biomassemengen zur energetischen Nutzung

Tabelle 11-4 stellt die zur Verfügung stehenden Biomassemengen zur energetischen Nutzung im Projekt Klimaschutzszenarien 2050 dar.

Im AMS (2012) wird dabei davon ausgegangen, dass die für NaWaRo verwendete Fläche für die energetische Nutzung in Deutschland von 2,1 Mio. ha im Jahr 2010 auf 1,9 Mio. ha im Jahr 2050 zurückgeht. Der Anbaumix auf diesen Flächen beinhaltet im Vergleich zu heute einen leicht erhöhten Anteil an Kurzumtriebsplantagen (KUP), aber auch NaWaRos, die 2050 die Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation bedienen können, sowie weiterhin vergärbare NaWaRos für eine stationäre Nutzung.

Zu einem, im Vergleich zu heute, erhöhten Potenzial tragen gesteigerte Erträge bei (zum einen durch allgemeine Ertragssteigerungen von 0,6 %/a, zum anderen durch die Veränderung des Anbaumixes und Erhöhung der Effizienz durch fortschrittlichere Verfahren). Es wird allerdings angenommen, dass NaWaRos vermehrt für die stoffliche Nutzung benötigt werden. Dafür sind in allen Szenarien bis zum Jahr 2050 linear ansteigend 1,2 Mio. ha pauschal reserviert worden, stehen also nicht für die energetische Nutzung zur Verfügung. Zusätzlich werden bis zum Jahr 2050 3 Mio ha für die globale Ernährungssicherheit in allen Szenarien reserviert. Auf diesen Flächen sollen zusätzlich Nahrungs- und Futtermittel produziert werden und sie stehen in keinem der 3 Szenarien für den Anbau von Bioenergie zur Verfügung. Die zur Verfügung stehende Fläche für den Anbau von Bioenergie ergibt sich damit aus Ertragssteigerungen, frei werdenen Flächen durch sinkende Tierbestände und dem Anteil des Ökolandbaus, der durch geringer Erträge mehr Fläche benötigt. Im AMS sinkt damit die zur Verfügung stehende Fläche geringfügig auf 1,9 Mio ha. Eine erhöhte Nachfrage nach Bioenergie müsste demnach über Importe gedeckt werden.. Insgesamt ist im AMS (2012) von einer Verfügbarkeit von inländisch produzierter Biomasse für die energetische Nutzung von 1.025 PJ (2010) auf 1.211 PJ (2050) auszugehen.

Im KS 80 wird von einem leichten Anstieg der für NaWaRo zur energetischen Nutzung verwendeten Fläche auf 2,0 Mio. ha im Jahr 2050 ausgegangen. Dies ist bedingt durch einen Rückgang der Tierbestände und damit der Futteranbauflächen: Die frei werdenen Flächen stehen damit teilweise für den Anbau von Biomasse zur Verfügung. Eine Ausweitung des Öko-Landbaus, welcher durch Extensivierung mehr Fläche benötigt als konventioneller Landbau wurde bei dem Szenario ebenfalls angenommen. Die angenommenen Ertragssteigerungen entsprechen denen im AMS (2012), die Flächenersparnis wird aber durch die eben angeführten zusätzlichen Nachfragen kompensiert, weshalb die Fläche für den Anbau von NaWaRos für die energetische Nutzung nur um 0,1 Mio ha zunimmt. Die insgesamt für energetische Nutzung zur Verfügung stehende Biomasse im KS 80 steigt nur moderat von 1.025 PJ (2010) auf 1.223 PJ (2050).

Im KS 95 wird davon ausgegangen, dass die für Bioenergie auf Basis von NaWaRo nutzbare Fläche deutlich auf 1,5 Mio. ha im Jahr 2050 zurückgeht. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass eine weitere Ausweitung des Öko-Landbaus sowie eine verstärkte Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen im Landnutzungsbereich (beispielsweise Moorwiedervernässung) unterstellt wird. Zwar werden im KS 95 ebenfalls Ertragssteigerungen wie im AMS (2012) und im KS 80 unterstellt, aufgrund der Zunahme des Öko-Landbaus und der damit verbundenen Reduzierung des Stickstoffeintrags in Böden, liegt die resultierende Nettoertragssteigerung jedoch lediglich bei 0,3 %/a. Insgesamt nimmt das für energetische Zwecke nutzbare inländisch produzierte Biomassepotenzial im KS 95 nur geringfügig von 1.025 PJ (2010) auf 1.131 PJ (2050) zu.

Tabelle 11-4: Biomassemenge (Sekundärenergie) im Projekt „Klimaschutzszenarien 2050“

	2010	AMS 2050	KS 80 2050	KS 95 2050
		PJ		
Produktion Inland	**1.025**	**1.211**	**1.223**	**1.131**
Waldrestholz, Industrieholz	230	253	253	253
Andere Resthölzer	175	175	175	175
KUP	5	67	69	54
übrige feste biogene Reststoffe	138	200	200	200
Vergärbare Reststoffe	120	170	170	170
Vergärbare Nawaro (stationär)	167	133	136	107
Nawaro mobile Nutzung	190	213	219	172

Quelle: Eigene Berechnungen

11.3.2. Sektorallokation der Biomassemengen

Für das AMS (2012) wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Biomassenutzung in den Sektoren nicht beschränkt wird. Entsprechend gibt es keine Allokation der verfügbaren Mengen auf die Sektoren. Sofern es im Rahmen der Modellierung zu einer signifikanten Biomasse-Nutzung (über die verfügbaren Mengen hinaus) gibt, so wird diese als nicht-nachhaltige Biomassnutzung interpretiert.

Für das KS 80 werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Nachfrage in öffentlichen und Industriekraftwerken nimmt bis 2050 auf 20 % des Biomasseeinsatzes von 2010 ab. Hierbei wird angenommen, dass die Biomassenutzung im Stromsektor grundsätzlich reduziert und im Jahr 2050 überwiegend für Reservekraftwerke eingesetzt wird.
- Für die Industrie wird angenommen, dass die Biomasse-Nutzung deutlich von 20 PJ (2010) auf rund 390 PJ (2050) steigt. Biomasse wird in der Industrie im Wesentlichen in zwei Bereichen eingesetzt: Dampferzeuger und Industrieöfen. Dabei stellen die Dampferzeuger Wärme bis 500°C bereit und sind häufig bereits mit Mehrstoffbrennern ausgestattet, d.h. können flexibel unterschiedliche Brennstoffe verwenden. Anwendung finden Sie besonders in der Nahrungsmittel-, der Papier-, der Chemieindustrie und in der Kunststoffverarbeitung. Industrieöfen erzeugen Wärme auf einem Niveau von über 1000°C, sind entsprechend der jeweiligen Prozesse ausgelegt und weisen verschiedene Restriktionen bezüglich des Einsatzes von Brennstoffen auf[122]. Entsprechend wird die Biomasse – wenn möglich - prioritär im Bereich der Industrieöfen eingesetzt (Zement-, Grundstoffindustrie, Metallbearbeitung und Metallerzeugung). Verbleibende Biomasse wird für die

[122] So wird für den Hochofenprozess bei der Herstellung von Oxygenstahl beispielsweise der Kohlenstoff als Reduktionsmittel benötigt und die Kokskohle kann nur bis zu einem gewissen Grad durch Holzkohlestaub ersetzt werden. Andere Industrieöfen, wie z.B. der Drehrohrofen beim Klinkerbrennen sind sehr flexibel beim Einsatz der Brennstoffe. Hinzu kommt, dass auf einem höheren Temperaturniveau (>500°C) weniger Alternativen zur Wärmeerzeugung vorhanden sind, als im Bereich der Niedertemperaturwärme unter 200°C, wo über Fernwärme, Wärmepumpen und Abwärme ein beträchtlicher Teil der Wärme bereitgestellt werden kann.

Niedertemperaturwärme eingesetzt (Nahrungsmittelindustrie, Chemie und sonstige Wirtschaftszweige).

- Für den GHD-Sektor wird zunächst von einer Abnahme des Biomasse-Einsatzes ausgegangen. Im Jahr 2050 liegt der Wert dann doppelt so hoch wie in 2010. Ein Großteil des Biomasseeinsatzes im GHD-Sektor wird für Gebäudewärme verwendet. Wie im Haushaltssektor wird angenommen, dass die Biomasse für andere Prozesse zur Erfüllung der EE-Ziele eingesetzt wird, während für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser auf andere günstige erneuerbare Bereitstellungstechniken, wie beispielsweise Wärmepumpen, zurückgegriffen werden kann.
- Die Biomasse-Nutzung in Haushalten nimmt im Szenarienverlauf von 286 PJ (2010) auf 181 PJ (2050) deutlich ab. Hierbei wird angenommen, dass die Biomasse prioritär in anderen Sektoren zur Erfüllung der EE-Ziele eingesetzt wird, während im Gebäudebereich auf andere günstige erneuerbare Bereitstellungstechniken, wie beispielsweise Wärmepumpen, zurückgegriffen werden kann.
- Im Verkehr wird angenommen, dass die Beimischungsquote von flüssigen Biokraftstoffen aufgrund der ungünstigen Klima- und Ökobilanz der Kraftstoffe der 1.Generation auf 5 % beschränkt wird. Es wird weiter davon ausgegangen, dass perspektivisch (ab 2030) Kraftstoffoptionen auf Basis von Abfall- und Reststoffen verstärkt zur Verfügung stehen und zudem auch Biogas in Gas-Lkw und und Gas-Pkw eingesetzt werden kann. Während die Biomassenutzung in anderen Sektoren zurückgeht, nimmt aufgrund der im Verkehrssektor vergleichsweise begrenzten Alternativen ab 2030 die Biomassenutzung im Verkehrssektor wieder etwas zu, auf maximal rund 300 PJ im Jahr 2050 (inklusive internationaler Verkehr und bauwirtschaftlicher Sonderverkehr). Dies entspricht in etwa 20 % des Bedarfs an Flüssigkraftstoffen aus dem Verkehr.
- Der Biomasse-Einsatz in Raffinerien und übrigem Umwandlungssektor ergibt sich aus dem Einsatz in den entsprechenden Endverbrauchssektoren (z.B. Verkehr).

Abbildung 11-3 zeigt die Sektorallokation im KS 80 im Überblick. Es wird deutlich, dass das zur Verfügung stehende Potenzial im Jahr 2050 nicht ausgenutzt wird. Damit stehen im Rahmen der Modellierung weitere rund 100 PJ im Jahr 2050 zur Verfügung, die zur Zielerreichung eingesetzt werden könnten.

Abbildung 11-3: Sektorallokation der Nutzung von Biomasse im Szenario KS 80

Quelle: Eigene Berechnungen

Für das KS 95 werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Nachfrage in öffentlichen und Industriekraftwerken nimmt bis 2050 auf 10 % des Biomasseeinsatzes von 2010 ab. Hierbei wird angenommen, dass die Biomassenutzung im Stromsektor grundsätzlich reduziert und im Jahr 2050 überwiegend für Reservekraftwerke eingesetzt wird. Aufgrund einer im Vergleich zum KS 80 größeren Verfügbarkeit weiterer Flexibilitäten im Stromsystem wird entsprechend weniger Biomasse benötigt.
- Für die Industrie wird angenommen, dass die Biomasse-Nutzung deutlich von 20 PJ (2010) auf rund 400 PJ (2050) steigt und damit knapp 20 PJ höher als im KS 80 liegt. Im Vergleich zum KS 80 sind hierfür zwei gegenläufige Entwicklungen verantwortlich. Zum einen wird die Nutzung der Biomasse bei einzelnen Prozessen intensiviert (Metallerzeugung und –bearbeitung, Glas und Keramik) und zum anderen sinkt der Brennstoffbedarf der Industrie deutlich schneller und als im KS 80. Verantwortlich hierfür ist ein beschleunigter Energie- und Materialeffizienzfortschritt, aber auch die Verbreitung von Wärmepumpen in Kombination mit Abwärmenutzung und Fernwärme.

- Für den GHD-Sektor wird zunächst von einer Abnahme des Biomasse-Einsatzes ausgegangen. Im Jahr 2050 wird dann ein im Vergleich zu 2010 ein doppelt so hoher Wert erreicht. Ein Großteil des Biomasseeinsatzes im GHD-Sektor wird für Gebäudewärme verwendet. Wie im Haushaltssektor wird angenommen, dass die Biomasse für andere Prozesse zur Erfüllung der EE-Ziele eingesetzt wird, während für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser auf andere günstige erneuerbare Bereitstellungstechniken, wie beispielsweise Wärmepumpen, zurückgegriffen werden kann.
- Die Biomasse-Nutzung in Haushalten nimmt im Szenarienverlauf von 286 PJ (2010) auf 146 PJ (2050) stark ab. Hierbei wird wie im KS 80 angenommen, dass die Biomasse prioritär in anderen Sektoren zur Erfüllung der EE-Ziele eingesetzt wird, während im Gebäudebereich auf andere günstige erneuerbare Bereitstellungstechniken, wie beispielsweise Wärmepumpen, zurückgegriffen werden kann.
- Im Verkehr wird angenommen, dass die Menge der eingesetzten Biomasse dem Szenario KS 80 entspricht.
- Der Biomasse-Einsatz in Raffinerien und übrigem Umwandlungssektor ergibt sich aus dem Einsatz in den entsprechenden Endverbrauchssektoren (z.B. Verkehr).

Abbildung 11-4 zeigt die Sektorallokation im KS 95 im Überblick. Es wird deutlich, dass das zur Verfügung stehende Potenzial im Jahr 2050 so gut wie ausgenutzt wird.

Abbildung 11-4: Sektorallokation der Nutzung von Biomasse im Szenario KS 95

Quelle: Eigene Berechnungen