

CLIMATE CHANGE

01/2020

Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenEe

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 01/2020

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3715 41 115 0
FB000439/1

Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenEe

Abschlussbericht

von

Dr. Monika Dittrich, Frank Dünnebeil, Susanne Köppen,
Dr. Amany von Oehsen, Regine Vogt, Dr. Kirsten Biemann,
Horst Fehrenbach, Birte Ewers, Sonja Limberger
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH,
Heidelberg

Norman Gerhardt, Dr. Sarah Becker, Dr. Diana Böttger,
Felix Frischmuth
IEE – Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik, Kassel

Dr. Karl Schoer
SSG, Wiesbaden

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

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

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

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

Durchführung der Studie:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Wilckensstr. 3
69115 Heidelberg

Abschlussdatum:

September 2020

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 „Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie“
Katja Purr

Fachgebiet I 1.1 „Grundsatzfragen, Nachhaltigkeitsstrategien und -szenarien,
Ressourcenschonung“
Jens Günther

Publikationen als pdf:

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

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Dezember 2020

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

Publikationen im Rahmen des RESCUE-Projektes

„RESCUE“ (Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität) ist ein interdisziplinäres Projekt des Umweltbundesamtes (UBA) mit einem hohen Anteil an „Eigenforschung“ des UBA und einer intensiven Einbindung externer Wissenschaftler. Folgende Publikationen sind Stand November 2020 hierzu erfolgt und ergänzen sich:

UBA (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/190215_uba_fachbrosch_rtd_bf.pdf; 2. Auflage erschien 2019 (verfügbar in Deutsch und Englisch)

Dittrich, M.; Dünnebeil, F.; Biemann, K., von Oehsen, A.; Mellwig, P., Neumann, K., Gerhardt, N., Sschoer, K. (2017): Konsistenz im Modellverbund im Projekt RTD. In: Sicherung der Konsistenz und Harmonisierung von Annahmen bei der kombinierten Modellierung von Ressourceninanspruchnahme und Treibhausgasemissionen. UBA-Domunetationen 04/2017, S. 83-96.

Günther, J.; Lehmann, H.; Lorenz, U.; Pfeiffer, D.; Purr, K. (2018): Towards a Resource Efficient and Greenhouse Gas Neutral Germany 2050. In: Factor X: Challenges, Implementation Strategies and Examples for a Sustainable Use of Natural Resources (Lehmann H., ed.), pp. 417-425. Springer International Publishing, Cham. ISBN: 978-3-319-50079-9. DOI: 10.1007/978-3-319-50079-9_30

UBA (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf.

UBA (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. Kurzfassung. Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_kurzfassung_dt.pdf (verfügbar in Deutsch und Englisch)

UBA (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: Executive Summary der RESCUE-Studie. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_wege_in_ress_treibhausgasneutralitat_11-11-2019_bf.pdf (verfügbar in Deutsch und Englisch)

UBA (2019): Erneuerbare Energien für ein treibhausgasneutrales Deutschland. Politikpapier zur RESCUE-Studie. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_erneuerbareenergien_treibhausneutdt_11-11-2019_bf.pdf

UBA (2019): Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2050. Politikpapier zur RESCUE-Studie. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_treibhausgas_2050_11-11-2019_bf.pdf (verfügbar in Deutsch, Englisch und Chinesisch)

Günther, J.; Nuss, P.; Purr, K.; Dittrich, M., Lehmann, H. (2020): Pathways to a resource-efficient and greenhouse-gas -neutral Germany. In: Lehmann, H. (2020): Sustainable Development and Resource Productivity - The Nexus Approaches. Routledge Publishing. ISBN 9780367429546

Dittrich, M., Schoer, K., Günther, J., Nuss, P., Purr, K., K., Lehmann, H. (2020): Resource Use in a Post-fossil Green Germany. In: Lehmann, H. (2020): Sustainable Development and Resource Productivity - The Nexus Approaches. Routledge Publishing. ISBN 9780367429546

Lorenz, U. (2020): Systemic analysis of the nexus of greenhouse gas emissions and material use in the energy sector. In: Lehmann, H. (2020): Sustainable Development and Resource Productivity - The Nexus Approaches. Routledge Publishing. ISBN 9780367429546

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; Oehsen, A. von; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenEe. UBA Climate Change 01/2020.

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; Oehsen, A. von; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenLate. UBA Climate Change 02/2020.

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; Oehsen, A. von; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenMe. UBA Climate Change 03/2020.

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; Oehsen, A. von; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenLife. UBA Climate Change 04/2020.

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; Oehsen, A. von; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenSupreme. UBA Climate Change 05/2020.

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; Oehsen, A. von; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland – Vergleich der Szenarien. UBA Climate Change 06/2020.

Kurzbeschreibung:

Das Umweltbundesamt (UBA) untersucht schon seit vielen Jahren, wie eine nachhaltige Entwicklung sowie eine treibhausgasneutrale und ressourcenschonende Lebensweise erreicht werden kann. Hierfür wurde ein interdisziplinäres Projekt gestartet: „RESCUE“ (Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität). Dieses Projekt ist mit einem hohen Anteil an „Eigenforschung“ des UBA und einer intensiven Einbindung externer Wissenschaftler über das hier berichtete Forschungsvorhaben (FKZ 3715411150) gelungen. Dabei wurden sechs Szenarien zur Transformation entwickelt. Die Green-Szenarien beschreiben unterschiedlich ambitionierte Transformationspfade zu einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland bis 2050.

Die beiden GreenEe-Szenarien stehen für “Germany –resource efficient and greenhouse gas neutral –Energy efficiency” und fokussieren die Erschließung der Energieeffizienzpotenziale über alle Anwendungsbereiche hinweg. In GreenEe1 sind Produktionsmengen vorgegeben, Produkte, die aufgrund einer rückläufigen Nachfrage in Deutschland nicht mehr nachgefragt werden, werden exportiert. In GreenEe2 werden die Produktionsmengen entlang der Dynamik der inländischen Nachfrage ermittelt. Beide Szenarien beinhalten die grundlegende Transformation des Energiesystems einschließlich des Ausstiegs aus fossilen Rohstoffen und einer tiefgreifender Sektorkopplung mittels Elektrifizierung. Der Endenergiebedarf kann von 2.737 TWh in 2015 auf nur 1.609 TWh in GreenEe1 reduziert werden, der Anteil der erneuerbaren Energien im Strombereich steigt bereits auf 75 % in 2030 und 100 % in 2050. Der EE-Anteil der Brenn- und Kraftstoffe ist aufgrund des langsameren Markthochlaufes für PtX im Jahre 2040 bei 40 %. Im GreenEe2-Szenario wird der Endenergiebedarf dabei sogar auf 1.540 TWh reduziert, bei einer vergleichbaren Dekarbonisierung der Stromerzeugung, aber etwas höheren Dekarbonisierung der Brenn- und Kraftstoffe in 2040 von 42 %.

Im Ergebnis wird in GreenEe1 (GreenEe2) im Jahr 2050 der Rohmaterialkonsum gegenüber 2010 um 60,6 % (61,8 %) reduziert. Der Anteil der Sekundärmaterialien am gesamten (primär- und sekundär-) Rohstoffbedarf/-verbrauch steigt auf 32 % (33 %). Pro Person werden nur noch 7,5 (7,3) Tonnen Rohstoffe konsumiert, davon 2,2 Tonnen Biomasse, die überwiegend für die Ernährung gebraucht werden. Die technologischen Änderungen einschließlich Substitutionen (wie die der fossilen Rohstoffe durch erneuerbare Energien, der Steigerungen der Rohstoffeffizienz und des Recyclings) reduzieren die Nachfrage nach einer Vielzahl von Rohstoffen, ausgenommen davon sind Rohstoffe, die in Schlüsseltechnologien für die Transformation gebraucht werden.

Die Treibhausgasemissionen können in GreenEe1 (GreenEe2) bis 2050 um 95,8 % (96,3 %) gegenüber 1990 reduziert werden, bis 2030 liegt der Rückgang der THG-Emissionen bei 60,2 % (61,3 %). Allerdings können nur im Energie- und Verkehrssektor die Treibhausgase bis 2050 vollständig vermieden werden. In den anderen Quellgruppen Industrie, Landwirtschaft, Abfall und LULUCF verbleiben Emissionen, die nach dem heutigen Wissensstand noch nicht vollständig vermeidbar sind.

Abstract:

The German Environment Agency (UBA) has been investigating for many years how to achieve sustainable development and a greenhouse gas-neutral and resource-saving lifestyle. To this end, an interdisciplinary project has been launched: "RESCUE" (Ways to achieve greenhouse gas neutrality). This project has succeeded with a high proportion of "in-house research" by UBA and intensive involvement of external scientists through the research project reported here (FKZ 3715411150). Six transformation scenarios were developed. The Green Scenarios describe variously ambitious transformation paths towards a resource-efficient and greenhouse gas-neutral Germany by 2050.

The two GreenEe scenarios stand for "Germany -resource efficient and greenhouse gas neutral -energy efficiency" and focus on the development of energy efficiency potentials across all application areas. GreenEe1 assumes that Germany's foreign trade relations will continue to develop and thus an export surplus. GreenEe2, on the other hand, represents a development if Germany's balance of trade would balance out, reducing industrial production and the volume of goods traffic. Both scenarios involve the fundamental transformation of the energy system, including the phasing out of fossil fuels and a far-reaching sector coupling by means of electrification. The final energy demand can be reduced from 2,737 TWh in 2015 to only 1,609 TWh in GreenEe1, the share of renewables in the electricity sector already increases to 75 % in 2030 and 100 % in 2050. The share of renewables in fuels is 40 % due to the slower market uptake of PtX in 2040. In the GreenEe2 scenario, the final energy demand is even reduced to 1,540 TWh, with a comparable decarbonisation of electricity generation, but little higher decarbonisation of fuels in 2040 of 42 %.

As a result, the consumption of raw materials in GreenEe1 (GreenEe2) will be reduced by 60.6 % (61,8 %) in 2050 compared to 2010. The share of secondary materials in total (primary and secondary) raw material consumption will increase to 32 % (33 %). Only 7.5 (7,3) tonnes of raw materials are consumed per person, including 2.2 tonnes of biomass, which is mainly used for food. Technological changes, including substitutions (such as the replacement of fossil raw materials by renewable energies, increases in raw material efficiency and recycling) reduce the demand for a large number of raw materials, except materials which are essential for key technologies in the transformation pathway.

Greenhouse gas emissions in GreenEe1 (GreenEe2) can be reduced by 95.8 % (96,2 %) by 2050 compared to 1990, and by 2030 the reduction in GHG emissions is 60.2 % (61,3 %). However, only in the energy and transport sectors can greenhouse gases be completely avoided by 2050. In the other source groups industry, agriculture, waste and LULUCF, emissions remain that cannot yet be completely avoided according to current knowledge.

Inhaltsverzeichnis

Publikationen im Rahmen des RESCUE-Projektes.....	5
Inhaltsverzeichnis.....	9
Abbildungsverzeichnis.....	13
Tabellenverzeichnis.....	17
Abkürzungsverzeichnis.....	23
Zusammenfassung.....	26
Summary	39
1 Einleitung.....	52
1.1 Herausforderung Klimawandel und die Green-Szenarien	52
1.2 GreenEe: Leitlinien und Ausrichtung	53
1.3 Aufbau des Berichts	55
2 Methodik	57
2.1 Vorarbeiten	57
2.2 Modellierung.....	58
2.2.1 Überblick über den Modellverbund.....	58
2.2.2 TREMOD.....	62
2.2.3 GEMOD	64
2.2.4 ALMOD.....	65
2.2.5 SCOPE.....	69
2.2.6 URMOD	71
2.3 Weitere angewandte Methodiken.....	74
2.3.1 Ermittlung der KRA der Schlüsseltechnologien	74
2.3.2 Berechnung der Flächennutzung	75
2.3.3 Modellierung der Güterverkehrsentwicklung	75
3 Allgemeine Rahmenannahmen	77
3.1 Bevölkerung	77
3.2 Emissionsziel 2030 und 2040	78
3.3 Flächennutzung und LULUCF	78
3.3.1 LULUCF-betreffende Flächenannahmen.....	79
3.3.2 Siedlungsflächen	80
3.4 Wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland	81
3.4.1 Annahmen zum gesamtwirtschaftlichen Wachstum.....	82
3.4.2 Sektorspezifische Wachstumsannahmen in GreenEe1	82

3.4.3	Annahmen zum internationalen Handel.....	85
3.5	Entwicklungen in Europa und im Rest der Welt	86
3.5.1	Entwicklung in Europa	86
3.5.2	Entwicklungen im Rest der Welt.....	90
3.6	Sonstige Annahmen	91
3.6.1	Technologische Entwicklung und Materialeffizienz.....	91
3.6.2	Rohstoffverfügbarkeiten.....	91
3.6.3	Metallgehalte der Erze.....	91
3.6.4	Wetterjahr	92
3.6.5	CCS und CCU	95
4	Spezifische sektorale Annahmen	96
4.1	Einleitung	96
4.2	Landwirtschaft	97
4.2.1	Ausgangspunkt 2010.....	97
4.2.2	Annahmen zum Zielpunkt 2050	98
4.2.3	Annahmen zum Pfad.....	100
4.3	Forstwirtschaft, Wald und Holznutzung	102
4.4	Industrie	105
4.4.1	Stahlindustrie	106
4.4.2	Nicht-Eisen-Metallindustrie	108
4.4.3	Gießereiindustrie	109
4.4.4	Chemische Industrie	109
4.4.5	Zementindustrie.....	109
4.4.6	Kalkindustrie	110
4.4.7	Glasindustrie	111
4.4.8	Zellstoff- und Papierindustrie	111
4.4.9	Nahrungsmittelindustrie.....	112
4.4.10	Textilindustrie	112
4.4.11	Fahrzeugbau.....	112
4.4.12	Weitere Industriezweige/ Sonstige Branchen	119
4.4.13	Weitere Annahmen im Bereich Industrie	120
4.5	Abfall und Abwasser	120
4.6	Gebäude/ Hochbau	122
4.6.1	Entwicklungen von Wohn- und Nutzflächen	122

4.6.2	Annahmen zur Entwicklung der Wärmebedarfe	124
4.6.3	Vorgaben für die Entwicklung des Heizungsanlagenbestandes	132
4.6.4	Randbedingungen für die Optimierung der Wärmebereitstellung	133
4.6.5	Weitere rohstoffspezifische Annahmen im Hochbau	136
4.7	Verkehr	138
4.7.1	Bilanzgrenzen	138
4.7.2	Grundsätzlicher Rahmen zum Zielpunkt 2050 und Pfadentwicklungen	139
4.7.3	Ausgangspunkt 2010	140
4.7.4	Verkehrsentwicklungen bis zum Jahr 2050	141
4.7.5	Entwicklung der Fahrzeugbestände	142
4.7.6	Flottenzusammensetzung bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen	143
4.7.7	Flottenzusammensetzung bei Lkw und Bussen	145
4.7.8	Effizienzentwicklungen im Straßenverkehr	147
4.7.9	Effizienz- und Energieträgerentwicklungen bei den übrigen Verkehrsträgern	148
4.8	Annahmen in weiteren Sektoren	149
4.8.1	Tiefbau	149
4.8.2	Sonstige Infrastruktur	158
5	Annahmen im Energiebereich	159
5.1	Festlegung verschiedener Parameter	159
5.2	Potenziale und Technologieannahmen erneuerbarer Energien und energetischer Müllverwertung	159
5.2.1	Wasserkraft	160
5.2.2	Wind offshore	160
5.2.3	Wind onshore	163
5.2.4	Photovoltaik/Solarthermie	165
5.2.5	Tiefengeothermie	166
5.2.6	Biomassepotenzial	170
5.2.7	Sonstige Rest- und Abfallströme	176
5.3	Generelle Annahmen für Inputdaten für die Modellierung des Energiesystems	177
5.3.1	Annahmen Kraftwerkspark	177
5.3.2	Annahmen Flexibilität monovalenter und hybrider Verbraucher	180
5.3.3	Annahmen zu strombasierten regenerativen Brennstoffen	183
5.3.4	Zinsannahmen	186
5.3.5	Annahmen zu Brennstoffpreisen	187

5.4	Exogene Vorgaben zur Verbrauchsentwicklung - herkömmlicher Stromverbrauch, Umwandlungssektor und Abbildung der Prozesswärme.....	189
5.4.1	Einleitung	189
5.4.2	Herkömmlicher Stromverbrauch	189
5.4.3	Sonstige Strom- und Wärmerzeugung und Treibhausgasemissionen	194
5.4.4	Aufteilung mechanische Energie und Prozesswärme 2050 und Bereitstellung Prozesswärme (KWK-Potenzial)	195
6	Ergebnisse der GreenEe-Szenarien	199
6.1	Energie	199
6.1.1	Endenergiebedarfe	199
6.1.2	Stromsektor	201
6.1.3	Wärmesektor	206
6.1.4	Verkehrssektor	210
6.1.5	Gas- und PtL-Versorgung	212
6.1.6	Europäischer Rahmen	216
6.2	Entwicklung der Treibhausgasemissionen	221
6.2.1	Übersicht über die Entwicklung aller Treibhausgasemissionen	221
6.2.2	Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen	223
6.2.3	Treibhausgasemissionen einschließlich Vorketten	227
6.2.4	Kumulierte Treibhausgasemissionen	229
6.3	Die Inanspruchnahme von Rohstoffen	230
6.3.1	Die gesamtwirtschaftliche Inanspruchnahme von Primärrohstoffen	230
6.3.2	Rohstoffinanspruchnahme ausgewählter Rohstoffe	241
6.4	Flächennutzung	248
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerung	250
	Quellenverzeichnis	256
A	Anhang - GreenEe1	264
A.1	Stromerzeugung	264
A.2	Gebäudewärme	265
A.3	Industrieprozesswärme	269
B	Anhang - GreenEe2	272

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Modellierung und Inputdaten zur Energiesystemmodellierung (Schritt 1)	60
Abbildung 2:	Modellierung der Rohstoffe und der vorgelagerten Treibhausgasemissionen (Schritt 2)	61
Abbildung 3:	Update des Güterverkehrs (Schritt 3)	62
Abbildung 4:	Übersicht über das Gebäudemodell GEMOD	65
Abbildung 5:	Treibhausgasemissionen aus dem Ackerbau und Viehhaltung in ALMOD.....	67
Abbildung 6:	Schematische Darstellung des Modells ALMOD.....	69
Abbildung 7:	Schematische Darstellung der Simulationsumgebung SCOPE .	70
Abbildung 8:	Übersicht über URMOD-Modellkomponenten	71
Abbildung 9:	Grundschema Szenariomodell URMOD	74
Abbildung 10:	Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche: Trend bis 2015 und angenommene Entwicklung bis 2050.....	81
Abbildung 11:	Im Modell SCOPE simulierte europäische Länder	87
Abbildung 12:	Ausbau der Stromhandelskapazitäten in Europa für alle Green-Szenarien	90
Abbildung 13:	Bevölkerungsgewichtete Jahresmitteltemperatur.....	93
Abbildung 14:	Minimalwert der bevölkerungsgewichteten Außentemperatur.....	94
Abbildung 15:	Zusammensetzung von Fahrzeug-Akkus in den Jahren 2010 und 2050	115
Abbildung 16:	Materialzusammensetzung auf Einzelfahrzeugebene für verschiedene Pkw-Konzepte und Leichtbauvarianten (Herstellungsjahr 2030)	118
Abbildung 17:	Verlauf der bewohnten Wohnfläche.....	123
Abbildung 18:	Entwicklung der Nichtwohngebäudefläche bis 2050	123
Abbildung 19:	Anteile von Sanierungen in den Stützjahren	124
Abbildung 20:	Für die GreenEe-Szenarien verwendeter Zusammenhang zwischen dem tatsächlichen Nutzwärmeverbrauch und dem Nutzwärmebedarf	126
Abbildung 21:	Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden in den GreenEe-Szenarien	128
Abbildung 22:	Zeitliche Entwicklung der Anteile verschiedener Verbrauchsklassen am Wohngebäudebestand in den GreenEe-Szenarien	129
Abbildung 23:	Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Nichtwohngebäuden in den GreenEe-Szenarien – erster Teil	129

Abbildung 24:	Zeitliche Entwicklung der Anteile verschiedener Verbrauchsklassen am Nichtwohngebäudebestand in den GreenEe-Szenarien – zweiter Teil.....	130
Abbildung 25:	Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Nichtwohngebäuden in den GreenEe-Szenarien – dritter Teil	131
Abbildung 26:	Zeitliche Entwicklung der Anteile verschiedener Verbrauchsklassen am Nichtwohngebäudebestand in den GreenEe-Szenarien – vierter Teil.....	131
Abbildung 27:	Simulierte Marktanteile von Heizungstechnologien in den GreenEe-Szenarien	133
Abbildung 28:	Verkehrsleistungsentwicklungen im GreenEe1-Szenario.....	142
Abbildung 29:	Entwicklung von Pkw-Neuzulassungen und Bestand	143
Abbildung 30:	Bestandsaufteilung zwischen konventionellen und Elektro-Pkw in den GreenEe-Szenarien	144
Abbildung 31:	Aufteilung des Last- und Sattelzugbestands in den GreenEe-Szenarien zwischen konventionellen und Elektro-Kfz.....	146
Abbildung 32:	Spezifische Energieverbräuche bei neuen Pkw mittlerer Größe sowie 40t-Sattelzügen in den GreenEe-Szenarien 2010-2050	148
Abbildung 33:	Geplante Offshore-Windparks und für die Offshore-Windenergie nutzbare Flächen in der Nordsee	161
Abbildung 34:	Geplante Offshore-Windparks und für die Offshore-Windenergie nutzbare Flächen in der Ostsee	161
Abbildung 35:	Potenzial Onshore in den Green-Szenarien.....	165
Abbildung 36:	Angenommene Entwicklung der Erschließbarkeit des geothermischen Wärmepotentials.....	168
Abbildung 37:	Geothermisches Potenzial für neue Wärmenetze im Bereich Wohngebäude	169
Abbildung 38:	Geothermisches Potenzial für bestehende Wärmenetze im Bereich Wohngebäude	169
Abbildung 39:	Entwicklung Kernenergieausstieg in Deutschland (Blautöne: Süddeutschland, Grüntöne Norddeutschland).....	178
Abbildung 40:	Entwicklung fossiler Brennstoffpreise für Öl.....	187
Abbildung 41:	Entwicklung fossiler Brennstoffpreise GreenEe (450 ppm) im Vergleich zum NEP und KSSz	188
Abbildung 42:	Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren – GreenEe1	199
Abbildung 43:	Zeitliche Entwicklung der Stromerzeugungs- und –verbrauchsbilanz in Deutschland – GreenEe1.....	202
Abbildung 44:	Zeitliche Entwicklung der installierten Leistungen für die Stromproduktion in Deutschland – GreenEe1	204

Abbildung 45:	Potentialausschöpfung Wind und PV im Jahr 2050: Anteil der genutzten Installationsflächen vom angenommenen Gesamtpotential – GreenEe1	205
Abbildung 46:	Zeitliche Entwicklung des Bedarfs an Raum- und Trinkwarmwasserwärme in Wohn- und gewerblich genutzten Gebäuden (GHD) – GreenEe1 und GreenEe2	207
Abbildung 47:	Zeitliche Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmebedarfsdeckung Haushalte und GHD-Raumwärme und -Trinkwarmwasser – GreenEe1 und GreenEe2	207
Abbildung 48:	zeitliche Entwicklung des Bedarfs der Industrie an Raum-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärme sowie GHD-Prozesswärme – GreenEe1	209
Abbildung 49:	zeitliche Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmebedarfsdeckung Industrie und GHD-Prozesswärme – GreenEe1	209
Abbildung 50:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr im GreenEe1-Szenario nach Energieträgern	211
Abbildung 51:	zeitliche Entwicklung der Brenn- und Kraftstoffbilanz für Deutschland – Erzeugung/Importe und Verbrauch – GreenEe1	213
Abbildung 52:	Entwicklung der PtG/L-Erzeugung in Marokko: Installierte EE- und PtG/L-Leistungen sowie erzeugte Energiemengen in GreenEe1	214
Abbildung 53:	zeitliche Entwicklung des PtG/L-Einsatzes in Deutschland (nur Importe) in GreenEe1	215
Abbildung 54:	zeitliche Entwicklung des PtG/L-Einsatzes in Deutschland (Importe und national erzeugtes BtL aus biogenen Abfällen) – GreenEe1	216
Abbildung 55:	Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2030 – GreenEe1	217
Abbildung 56:	Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2040 – GreenEe1	217
Abbildung 57:	Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2050 – GreenEe1	218
Abbildung 58:	relative Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2050 – GreenEe1	218
Abbildung 59:	Installierte elektrische Leistungen im europäischen Strommarkt im Jahr 2030 (Darstellung ohne Wasserkraftwerke, Geothermie, Müllheizkraftwerke) – GreenEe1	219
Abbildung 60:	Installierte elektrische Leistungen im europäischen Strommarkt im Jahr 2040 (Darstellung ohne Wasserkraftwerke, Geothermie, Müllheizkraftwerke) – GreenEe1	220

Abbildung 61:	Installierte elektrische Leistungen im europäischen Strommarkt im Jahr 2050 (Darstellung ohne Wasserkraftwerke, Geothermie, Müllheizkraftwerke) – GreenEe1	220
Abbildung 62:	Treibhausgasemissionen in GreenEe1 nach Quellgruppen, 1990 - 2050	221
Abbildung 63:	THG-Emissionsgehalte der Im- und Exporte in GreenEe1, 2010 bis 2050	228
Abbildung 64:	THG-Emissionen der Güter der letzten inländischen Verwendung in GreenEe1, 2010 bis 2050	229
Abbildung 65:	Kumulierte THG-Emissionen nach Quellgruppen, 1990 bis 2050	230
Abbildung 66:	Rohmaterialkonsum (RMC) nach Rohstoffarten, 2010 bis 2050 in GreenEe1	232
Abbildung 67:	Letzte inländische Verwendung der Basis- und Technologie- bzw. Edelmetalle, 2010 - 2050	233
Abbildung 68:	Verlauf ausgewählter Rohstoffindikatoren und BIP, 1994 bis 2050 (1994 = 100) in GreenEe1	234
Abbildung 69:	Rohstoffproduktivität und Komponenten der Rohstoffproduktivität in GreenEe1	235
Abbildung 70:	Primärrohstoffkonsum (RMC) pro Person 2010 bis 2050 in GreenEe1	236
Abbildung 71:	Der RMC nach Verwendungskategorien in 2010 und 2050 in GreenEe1	237
Abbildung 72:	Der Primärrohstoffkonsum der privaten Haushalte nach Bedürfnisfeldern in 2010 und 2050 in GreenEe1	238
Abbildung 73:	Kumulierter Primärrohstoffkonsum (LIV), 2010 bis 2050 in GreenEe1	239
Abbildung 74:	Gesamtrohstoffaufwand einschließlich Primär- und Sekundärrohstoffen und substituierte fossile Energieträger, 2010 – 2050 in GreenEe1	241
Abbildung 75:	Primär- und Sekundärbasismetallmengen in der letzten inländischen Verwendung, 2010 – 2050 in GreenEe1	242
Abbildung 76:	Nachfrage nach ausgewählten Rohstoffen im Vergleich zur Produktion 2018 in GreenEe1	245
Abbildung 77:	Kumulierte Nachfrage ausgewählter Rohstoffe als Anteil der Reserven in 2018 in GreenEe1	246
Abbildung 78:	Installierte Bestands-Kraftwerksleistungen in Europa in GreenEe1	264
Abbildung 79:	THG-Emissionen in GreenEe2	274
Abbildung 80:	Kumulierte Treibhausgase in GreenEe2	275
Abbildung 81:	kumulierter Primärrohstoffkonsum, 2010 – 2050, in Mio. Tonnen RME	277

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Das Ambitionsniveau der Green-Szenarien im Vergleich.....	53
Tabelle 2:	Vergleich zentraler Annahmen: THGND und 13. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung	78
Tabelle 3:	Annahmen zum Wirtschaftswachstum aus THGND	82
Tabelle 4:	Wachstumsannahmen in den sonstigen Bereichen: Jahresdurchschnittliche Veränderung 2010 – 2050 in %	84
Tabelle 5:	Kernkraft – Stromerzeugungspotenzial in Europa in 2050 in allen Green-Szenarien	88
Tabelle 6:	Basisstromverbrauch von 2020 bis 2050.....	89
Tabelle 7:	Relative Energieerträge für Windkraft nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel.....	92
Tabelle 8:	Relative Energieerträge für Photovoltaik nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel.....	93
Tabelle 9:	Primärenergie-Temperaturbereinigung	93
Tabelle 10:	Elektrische Maximalleistung für Klimatisierung	94
Tabelle 11:	Entwicklungen im Ackerbau	100
Tabelle 12:	Entwicklung der Tierplatzzahlen in der Viehhaltung sowie die Aufteilung nach Haltungssystemen für die GreenEe1-Szenario (Zahlen für 2010 aus (UBA 2016a), für die Zukunft aus (UBA 2014)).....	101
Tabelle 13:	Biogasproduktion: Anteils des in die Vergärung gehenden Wirtschaftsdüngers sowie Gärrestlagerung in den Green- Szenarien	102
Tabelle 14:	Endenergie aus der energetischen Holznutzung – GreenEe- Szenarien	105
Tabelle 15:	Endenergiebedarf des Industriesektors im Jahr 2050 laut THGND-Studie und im GreenEe1.....	106
Tabelle 16:	Endenergie für den nicht-energetischen Bedarf des Industriesektors im Jahr 2050 laut THGND-Studie und im GreenEe1	106
Tabelle 17:	Annahmen Stahlindustrie in den GreenEe-Szenarien	107
Tabelle 18:	Annahmen NE-Metallindustrie in den GreenEe-Szenarien	108
Tabelle 19:	Annahmen Gießereiindustrie in den GreenEe-Szenarien	109
Tabelle 20:	Annahmen Pfad für chemische Industrie	109
Tabelle 21:	Annahmen Zementindustrie in den GreenEe-Szenarien.....	110
Tabelle 22:	Annahmen Kalkindustrie in den GreenEe-Szenarien	111
Tabelle 23:	Annahmen Glasindustrie in den GreenEe-Szenarien	111
Tabelle 24:	Annahmen Pfad Zellstoff- und Papierindustrie	111
Tabelle 25:	Annahmen Pfad Nahrungsmittelindustrie.....	112
Tabelle 26:	Annahmen Textilindustrie in den GreenEe-Szenarien	112
Tabelle 27:	Technische Daten der schweren Nutzfahrzeuge.....	114

Tabelle 28:	Angenommene Reichweiten der Elektro- Pkw (für NZL).....	116
Tabelle 29:	Angenommene Größen und Gewichte der Pkw-Akkus (für Neuzulassungen)	116
Tabelle 30:	Angenommene Größen der Akkus (für NZL) der schweren Nutzfahrzeuge	117
Tabelle 31:	Ausprägung der Leichtbauszenarien für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	117
Tabelle 32:	Leichtbauanteile bei den Pkw-Neuzulassungen im Szenario GreenEe	119
Tabelle 33:	Sanierungsniveaus bei Gebäuden ohne Dämmrestriktionen.	124
Tabelle 34:	Nutzenergie- und Endenergiebedarf in Wohn- und Nichtwohngebäuden in 2050 in den GreenEe-Szenarien	127
Tabelle 35:	Differenzierung der Wärmenetzversorgung in 2050 - ohne die Option KWK + Solarthermie + Elektrodenkessel oder die Option KWK + Elektrodenkessel – GreenEe-Szenarien	134
Tabelle 36:	mittlere Anteile von Wärmenetzen und JAZ für Wärmepumpen für Sole- und Luft-Wasser-Systeme je nach Gebäudetyp.....	135
Tabelle 37:	Relative Änderungen der Materialzusammensetzung im Bereich Wohnen und Nichtwohnen, 2050 in den GreenEe- Szenarien gegenüber 2010	137
Tabelle 38:	Neuzulassungszusammensetzung im Jahr 2050 bei schweren Nutzfahrzeugen	145
Tabelle 39:	Länge und Materiallager Straßen 2010	149
Tabelle 40:	Materialbedarf im Straßen- und Wegebau und Veränderungen in 2050 ggü. 2010	151
Tabelle 41:	Materialbedarf für Ingenieurbauwerke 2050 gegenüber 2010	151
Tabelle 42:	Gleislänge in 2010, sowie in den Stützjahren 2030 und 2040 und in 2050	152
Tabelle 43:	Materialaufwand für die Schieneninfrastruktur und Veränderungen 2030 ggü. 2010	152
Tabelle 44:	Materialaufwand für die Wasserinfrastruktur und Veränderungen 2030 ggü. 2010	154
Tabelle 45:	Jährlicher Materialinput in die Wasser-, Gas- und Wärmeinfrastruktur	155
Tabelle 46:	Materialannahmen der Leitungen und Masten	156
Tabelle 47:	Lebensdauer der Bauteile von Oberleitungen	157
Tabelle 48:	Jährlicher Materialinput in die Kabelinfrastruktur und Veränderungen 2050 gegenüber 2010.....	158
Tabelle 49:	Überblick zu Annahmen in der Energieversorgung.....	159
Tabelle 50:	Überblick Flächen für Offshorewindparks in der Nord- und Ostsee	162

Tabelle 51:	Mögliches Potential für Wind Offshore in Abhängigkeit des Flächenbedarfes	162
Tabelle 52:	Annahmen Flächen Wind Onshore.....	163
Tabelle 53:	„Obergrenzen“ des zu erschließenden geothermischen Strompotentials bis zum Jahr 2050 in den Green-Szenarien	167
Tabelle 54:	„Obergrenzen“ des zu erschließenden geothermischer Wärmeversorgungspotentials für reine Heizwerke (zusätzlich zu Tabelle) in den Green-Szenarien.....	167
Tabelle 55:	Annahmen zum Einsatz von Geothermie in 2050 in allen Green-Szenarien	170
Tabelle 56:	Datengrundlagen zur Ableitung der Basiswerte.....	171
Tabelle 57:	Die Entwicklung der Basiswerte über den Pfad bis 2050 in allen Green-Szenarien	172
Tabelle 58:	energetische Nutzung der Biomassepotenziale über den Pfad bis 2050 in den Green-Szenarien.....	174
Tabelle 59:	Technische Parameter für Biogasanlagen und Klärgas in den Green-Szenarien	174
Tabelle 60:	Differenzierung der energetischen Nutzung von Biogas in den Green-Szenarien	175
Tabelle 61:	Flüssige Biomasse aus Stroh in TWh/a (Endenergie) in den Green-Szenarien	176
Tabelle 62:	Nutzung von Müllheizkraftwerken in den Green-Szenarien ..	177
Tabelle 63:	Nutzung von Papierabfällen Endenergie als Gasgutschrift im Modell SCOPE in GreenEe1 und GreenLate	177
Tabelle 64:	Kosten der Elektrolyse in allen Green-Szenarien	184
Tabelle 65:	Wirkungsgrad Elektrolyse in allen Green-Szenarien	184
Tabelle 66:	Energiebedarf für die Meerwasserentsalzung in allen Green-Szenarien	184
Tabelle 67:	Kosten für die Meerwasserentsalzung mittels Umkehr-Osmose in allen Green-Szenarien	184
Tabelle 68:	Energiebedarf der CO2-Bereitstellung für Importe in allen Green-Szenarien	185
Tabelle 69:	Kosten der CO2-Bereitstellung für Importe in allen Green-Szenarien	185
Tabelle 70:	Kosten für die Fischer-Tropsch-Synthese in allen Green-Szenarien	186
Tabelle 71:	Historischer Endenergieverbrauch Strom nach Anwendungen und Verbrauchssektoren ohne Verkehr in 2010	190
Tabelle 72:	Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in GHD im UBA THGND 2050 und GreenEe1-Szenario.....	191

Tabelle 73:	Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in Haushalten in den GreenEe-Szenarien und vergleichend die UBA-Studie THGND 2050.....	191
Tabelle 74:	Entwicklung Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Verbrauchssektoren	193
Tabelle 75:	Klassischer Stromverbrauch in GreenEe1 und GreenEe2 im Vergleich dazu	193
Tabelle 76:	Sonstige Strom- und Wärmeerzeugung und Treibhausgasemissionen	194
Tabelle 77:	Übersicht Endenergiebedarf mechanische Energie und Prozesswärme Industrie	195
Tabelle 78:	Übersicht KWK-Potential	196
Tabelle 79:	Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE in GreenEe1.....	198
Tabelle 80:	Produktionsmengen ausgewählter Industriesektoren in GreenEe1	198
Tabelle 81:	Endenergiebedarfe differenziert nach Energieträger und Sektoren in GreenEe1 im Vergleich zur Summe in GreenEe2 200	
Tabelle 82:	Zeitliche Entwicklung der EE-Anteile nach Energieträger – GreenEe1	201
Tabelle 83:	Nettostromerzeugung in GreenEe1 und GreenEe2	202
Tabelle 84:	Nettostromverbrauch zuzüglich Verluste in GreenEe1 und GreenEe2	203
Tabelle 85:	Markthochlauf Wind-Onshore und PV	205
Tabelle 86:	Installierte Leistungen in GreenEe1 und GreenEe2	206
Tabelle 87:	Ergebnis der SCOPE-Optimierung der Wärmenetzversorgung.....	208
Tabelle 88:	Ergebnis der SCOPE-Optimierung der dezentralen Wärmeversorgung.....	208
Tabelle 89:	Entwicklung des Endenergieverbrauch nach Verkehrsmitteln für GreenEe1 und GreenEe2.....	211
Tabelle 90:	Entwicklung des Endenergieverbrauch nach Energieträgern für GreenEe1 und GreenEe2	212
Tabelle 91:	Gas- und Kraftstoffbilanz in GreenEe1 im Vergleich GreenEe2	213
Tabelle 92:	Entwicklung der PtG/L-Importmengen im Vergleich zwischen GreenEe1 und GreenEe2	215
Tabelle 93:	Treibhausgasemissionen GreenEe1 und GreenEe2 im Vergleich	221
Tabelle 94:	Emissionsminderungen GreenEe1 in 2030 und 2050 gegenüber 1990	222
Tabelle 95:	Nachrichtlich genannte Treibhausgasemissionen in GreenEe1	223

Tabelle 96:	Energiebedingte THG-Emissionen nach Anlagentyp in GreenEe1	224
Tabelle 97:	Prozessbedingte THG-Emissionen nach Industriesektoren....	225
Tabelle 98:	THG-Emissionen aus Produktion und Einsatz fluorierter Treibhausgase.....	225
Tabelle 99:	THG-Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktanwendungen sowie Lachgas	226
Tabelle 100:	THG-Emissionen der Quellgruppe Landwirtschaft	226
Tabelle 101:	THG-Emissionen im Abfallsektor nach Untergruppen	226
Tabelle 102:	Treibhausgasemissionen in LULUCF (ohne Wald) nach Untergruppen	227
Tabelle 103:	Übersicht über die Rohstoffflüsse in 2010 und 2050 in Rohstoffäquivalenten (RME) in GreenEe1.....	231
Tabelle 104:	Nachgefragte Menge ausgewählter Technologie- und Edelmetalle (LIV), 2030, 2040 und 2050 in GreenEe1.....	243
Tabelle 105:	Nachgefragte Mengen ausgewählter Rohstoffe in PV-Anlagen und Fahrzeugbatterien in GreenEe1	243
Tabelle 106:	Kumulierter Rohstoffaufwand ausgewählter, in 2050 stehender Schlüsseltechnologien nach Rohstoffgruppen in GreenEe1 ..	247
Tabelle 107:	Flächennutzung in Deutschland in 2010, 2030, 2040 und 2050 in GreenEe1	248
Tabelle 108:	Technische Parameter für Neubauten der relevanten Strombereitstellungstechniken außer erneuerbaren Energien.....	264
Tabelle 109:	Kosten für Neubauten der relevanten Strombereitstellungstechniken außer erneuerbare Energien	264
Tabelle 110:	Investitionskosten für erneuerbare Energien	265
Tabelle 111:	Betriebskosten für erneuerbare Energien.....	265
Tabelle 112:	Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Endenergie GreenEe1 2030	266
Tabelle 113:	Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Endenergie GreenEe1 2040	267
Tabelle 114:	Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Endenergie GreenEe1 2050	268
Tabelle 115:	Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Gesamtfläche.....	269
Tabelle 116:	Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE für das Jahr 2030 in TWh	270
Tabelle 117:	Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE für das Jahr 2040 in TWh	270
Tabelle 118:	Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE für das Jahr 2050 in TWh	271
Tabelle 119:	Produktionsmengen ausgewählter Industriesektoren.....	272

Tabelle 120:	Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE in GreenEe2 in TWh272
Tabelle 121:	Endenergiebedarfe differenziert nach Energieträger und Sektoren in GreenEe2 in TWh272
Tabelle 122:	Energiebedingte THG-Emissionen nach Anlagentyp in GreenEe2273
Tabelle 123:	Übersicht über Rohstoffflüsse in Mio. Tonnen Rohmaterialäquivalente275
Tabelle 124:	Primärrohstoffkonsum pro Person in Tonnen RME276
Tabelle 125:	Rohmaterialkonsum nach Kategorien der letzten Verwendung in 2050276
Tabelle 126:	Primärrohstoffkonsum der privaten Haushalte nach Bedürfnisfeldern in 2050277
Tabelle 127:	Nachfrage nach ausgewählten Rohstoffen278

Abkürzungsverzeichnis

ALMOD	Agriculture and LULUCF Model
BEV	Battery Electric Vehicle - Elektrofahrzeug
bevOH-Lkw	Oberleitungs-Lkw mit zusätzlichem Batteriespeicher (rein elektrischer Betrieb)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
CBA	Cost-benefit analysis
CBA	Cost-benefit analysis
CCS	Carbon Capture and Storage – Kohlenstoffsammlung und Lagerung
CCU	Carbon Capture and Use – Kohlenstoffsammlung und Nutzung
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ Äq	Kohlendioxid-Äquivalente
CH ₄	Methan
C _{syn}	synthetisch erzeugter Kohlenstoff
DE	Domestic Extraction – heimische Rohstoffentnahme
Destatis	Statistisches Bundesamt
DMI	Domestic Material Input – heimischer Materialinput
EBS	Ersatzbrennstoff
EFH	Einfamilienhäuser
EGS	Ecosystem Goods and Services
EST	Eisen-, Stahl- und Temperguss
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GEMOD	Gebäude-Modell
Ggü.	Gegenüber
GreenEe	Germany – Resource efficient and Greenhouse gas neutral – Energy Efficiency
GreenLate	Germany – Resource efficient and Greenhouse gas neutral – Late Transition
GreenLife	Germany – Resource efficient and Greenhouse gas neutral – Lifestyle Changes
GreenMe	Germany – Resource efficient and Greenhouse gas neutral – Material Efficiency
GreenSupreme	Germany – Resource efficient and Greenhouse gas neutral – Minimierung von Treibhausgas-Emissionen und Rohstoffverbrauch im Betrachtungszeitraum
GW	Gigawatt
GWP	Großwärmepumpe
HELCOM	Kommission zum Schutz der Meeresumwelt im Ostseeraum (Convention on the Protection of the Marine Environment of the Baltic Sea Area).

JAZ	Jahresarbeitszahl
KRA	Kumulierter Rohstoffaufwand
KSP	Klimaschutzplan
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LULUCF	Land use, land use change and forestry – Landnutzung, Landnutzungswandel und Forstwirtschaft
LV	Letzte Verwendung
LIV	Letzte inländische Verwendung
MBA	Mechanisch-biologische Behandlungsanlage
MBS	Mechanisch-biologische Stabilisierungsanlage
MFH	Mehrfamilienhäuser
MIV	Motorisierter Individualverkehr
NE-Metalle	Nichteisenmetalle
NEP	Netzentwicklungsplan
OH-LKW	Oberleitungs-Lastkraftwagen
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle - extern aufladbares Hybridelektrofahrzeug
PGM	Platingruppenmetalle
Pkm	Personenkilometer
Ppm	Pars per million – Anteil pro Million
PtG	Power-to-Gas - auf Basis von erneuerbarem Strom hergestellte gasförmige Kraftstoffe wie Wasserstoff oder Methan
PtL	Power-to-Liquid, auf Basis von erneuerbarem Strom hergestellte Flüssigkraftstoffe
PV	Photovoltaik
RESCUE	Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität
RMC	Raw Material Consumption – Rohmaterialkonsum
RME	Raw Material Equivalents – Rohmaterialäquivalente
RMI	Raw Material Input – Rohmaterialinput
RW	Raumwärme
SCOPE	Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems
THG	Treibhausgase
THGND	Treibhausgasneutrales Deutschland (UBA-Publikation von 2014)
Tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terrawattstunden

TREMOD	Transport-Emissions-Modell
UBA	Umweltbundesamt
URMOD	Umweltökonomisches Treibhausgas- und Rohstoffmodel
WEA	Windenergieanlagen
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser
ZFH	Zweifamilienhäuser

Zusammenfassung

Hintergrund und Zielsetzung

Der Klimawandel ist eine zentrale Herausforderung der Gegenwart. Die Staatengemeinschaft, darunter Deutschland, bekennt sich dazu, den Temperaturanstieg auf unter 2 Grad zu begrenzen. Dies bedeutet, dass Deutschland den Ausstoß von Treibhausgasen signifikant reduzieren und eine sogenannte Treibhausgasneutralität erreichen muss.

Treibhausgasneutralität wird im Projekt RESCUE (Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität) dahingehend definiert, dass im Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um (mindestens) 95% gegenüber 1990 reduziert werden. Eine Reduktion in dem Ausmaß ist nur möglich, wenn die Treibhausgasemissionen in allen Sektoren verringert werden und die Energieversorgung, die Einfluss auf alle Bereiche der Wirtschaft hat, grundlegend verändert wird. Darüber hinaus müssen auch alle natürlichen Ressourcen viel sparsamer als heute in allen Bereichen der Wirtschaft eingesetzt werden. Hier setzt das Projekt RESCUE an und untersucht folgende Fragestellungen:

1. Welche Optionen bestehen, um in 2050 mindestens eine 95%ige Minderung von Treibhausgasemissionen zu erreichen?
2. Wie kann bzw. muss der Weg dorthin gestaltet werden?
3. Welcher Rohstoffkonsum ist mit den Transformationswegen verbunden?

Zur Beantwortung der Fragen wurden in enger Zusammenarbeit zwischen dem Umweltbundesamtes und der Autorenschaft insgesamt sechs Szenarien entworfen, die unterschiedliche Ambitionsniveaus und Veränderungsgeschwindigkeiten beinhalten. Das Umweltbundesamt hat auf den Arbeiten dieses Projektes aufbauend auch entsprechende Publikationen erstellt, siehe www.uba.de/rescue-projekt. Die folgende Tabelle Z-1 zeigt die Green-Szenarien und ihre jeweiligen Ambitionsniveaus im Vergleich. Dieser Bericht dokumentiert das Szenario Germany –resource efficient and greenhouse gas neutral –Energy efficiency – Ressourceneffizient und Treibhausgasneutral, kurz: GreenEe. In GreenEe1 sind die Produktionsmengen exogen vorgegeben, die Produkte, die aufgrund der sinkenden inländischen Nachfrage nicht mehr im Inland genutzt werden, werden exportiert. In GreenEe2 werden die Produktionsmengen endogen ermittelt, maßgeblich ist die Reduktion der inländischen Nachfrage.

Tabelle Z- 1: Das Ambitionsniveau der Green-Szenarien im Vergleich

	GreenEe1	GreenEe2	GreenLate	GreenMe	GreenLife	GreenSupreme
Energieeffizienz	Sehr hoch	Sehr hoch	Mittel	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Materialeffizienz	Hoch	Hoch	Mittel	Sehr hoch	Hoch	Sehr hoch
Technikinnovation	Hoch	Hoch	Gering	Sehr hoch	Hoch	Sehr hoch
Nachhaltiges Handeln	Mittel	Mittel	Gering	Mittel	Sehr hoch	Sehr hoch
Wachstumsbefreiung	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Sehr hoch

	GreenEe1	GreenEe2	GreenLate	GreenMe	GreenLife	GreenSupreme
Ausgleich des globalen Technologieniveaus	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch
Verringerung der Flächenneuversiegelung	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Klimaschutzbestrebungen im Pfad	Hoch	Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Sehr hoch

Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von UBA (2019a)

Ausrichtung der Szenarien GreenEe1 und GreenEe2

Die Ausrichtung der GreenEe-Szenarien wird sehr präzise in UBA (2019a) definiert: Die beiden GreenEe-Szenarien stehen für “Germany –resource efficient and greenhouse gas neutral –Energy efficiency” und fokussieren die Erschließung der Energieeffizienzpotenziale über alle Anwendungsbereiche hinweg.

Klimaschutz, Dekarbonisierung, konsequente Energieeinsparung und mehr Ressourcenschutz als gemeinschaftliches Verständnis wird im Laufe dieses gesellschaftlichen und industriellen Wandels immer deutlicher und spiegelt sich in den politisch gesetzten Rahmenbedingungen wieder.

Auch international setzt sich dieses Verständnis –wenngleich langsamer –durch, so dass die Entwicklung globaler Märkte für regenerative Energieträger möglich ist und Carbon Leakage keine ausgeprägte Bedrohung der nationalen industriellen Produktion darstellt. Deutschland ist weiterhin eng in den internationalen Handel verflochten. Während beim GreenEe1 die Industrie insgesamt ihre Produktionskapazitäten kontinuierlich steigert und die Exporte weiter ansteigen, erfolgt in GreenEe2 ein ausgeglichenerer globaler Handel, so dass die nationalen Produktionskapazitäten in weiten Bereichen rückläufig sind. Gleichwohl erfolgt u.a. durch steigende Qualität der produzierten Güter und Innovationen weiterhin ein Wirtschaftswachstum.

Die Energieversorgung beruht im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien. Sektorkopplungstechniken ermöglichen die direkte oder indirekte Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien in allen Anwendungsbereichen, wobei durch das konsequente Erschließen von Energieeffizienzpotentialen der Bedarf an Energie reduziert wird. Dort wo technisch möglich, wird erneuerbarer Strom direkt genutzt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der dafür nötige Netzausbau erfolgt in Deutschland rasch und insbesondere der Stromsektor wird schnell dekarbonisiert, damit die Integration von Sektorkopplungstechniken und Umstrukturierungen in den Anwendungsbereichen Hand in Hand erfolgen kann. Digitalisierung leistet einen wachsenden Beitrag zur intelligenten Verknüpfung und Flexibilisierung von Energieverbrauchern und –erzeugern, so dass Back-up-Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit minimiert werden. Wie heute werden auch zukünftig vor allem die Brenn- und Kraftstoffe nach Deutschland importiert. Im Jahr 2050 werden ausschließlich regenerative Energieträger importiert.

Die Industrie vollzieht parallel zur Änderung der Energieversorgung eine Umstrukturierung und Erneuerung des Anlagenparks hin zu modernen dekarbonisierten Prozesstechniken. Dazu werden alle Prozesstechniken auf treibhausgasneutrale Energieträger umgestellt und PtX-Techniken werden integriert. Dort, wo technisch möglich, wird auf strombasierte

Prozesswärmeversorgung (Power to Heat) umgestellt. Die prozessbedingten THG-Emissionen werden auf das derzeit bekannte technische Niveau verringert. Die kontinuierliche Fortsetzung einer ambitionierten Ressourcenschonungspolitik unterstützt den technischen Fortschritt und hebt vielfältige Innovationspotenziale. Dies führt dazu, dass sich der Trend der letzten Jahre hinsichtlich der Entwicklung der durchschnittlichen Rohstoffproduktivität langfristig, leicht erhöht bis 2050 fortsetzt. Der verstärkte Einsatz von Sekundärrohstoffen und Materials substitutionen vor allem im Bereich der metallverarbeitenden sowie chemischen Industrie und im Bausektor führt zu weiteren Einsparungen von Primärrohstoffen und damit zu weiterer Steigerung der Rohstoffeffizienz in einzelnen Industrien. Auch international wird zunehmend eine Steigerung der Ressourceneffizienz durch die Implementierung entsprechender Politiken und Ziele ambitioniert vorangetrieben. Der hierdurch beschleunigte technologische Fortschritt führt dazu, dass der Stand der technischen Entwicklung in 2050 innerhalb Europas vergleichbar ist. International verringert sich der Abstand deutlich, so dass global der Stand der technischen Entwicklung in 2050 bezogen auf die wesentlichen Entwicklungen der Transformation des Energiesystems und der Steigerung der Ressourceneffizienz dem des Jahres 2040 in Deutschland entspricht.

Gebäude sind bis zum Jahr 2050 stark modernisiert und saniert, so dass der Energiebedarf sich im erheblichen Maße reduziert und vollständig durch erneuerbare und effiziente Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und Wärmenetzen gedeckt wird. Demografischer Wandel und Bevölkerungsentwicklung in Deutschland führen zu einem leichten Anstieg der Pro-Kopf-Wohnfläche bis 2030, die absolute Wohnfläche in 2050 entspricht der des Jahres 2010.

Die Umsetzung von Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung durch die Gesellschaft ist im hohen Maße gegeben. Elektromobilität prägt 2050 das alltägliche Bild der Mobilität. Elektrofahrzeuge im Individualverkehr und öffentlichen Verkehr sind im Laufe des Transformationspfades schnell Selbstverständlichkeiten. Entwicklung und infrastruktureller Ausbau für hybride Oberleitungs-Lkw werden frühzeitig angegangen, so dass auch im Straßenschwerlastverkehr bis 2050 eine hohe Integration von Elektromobilität gewährleistet wird. Verbrennungskraftmaschinen mit treibhausgasneutralen Kraftstoffen werden im Wesentlichen im Flug- und Seeverkehr und nur noch im geringen Maße im Straßenverkehr eingesetzt.

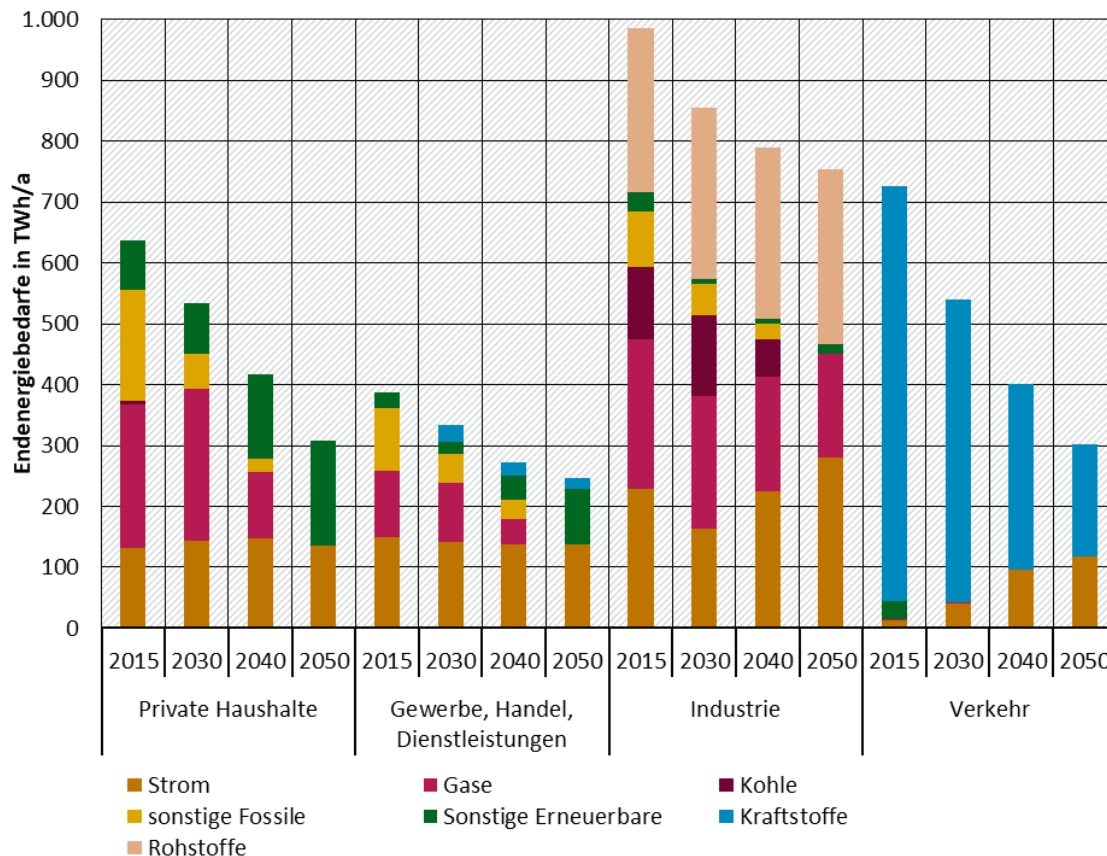
Der gesellschaftliche Konsens zur Dekarbonisierung ermöglicht ebenfalls den Wandel in der Landwirtschaft. Die gesünderen Ernährungsgewohnheiten der Bevölkerung führen zu reduzierten Tierbeständen in Deutschland. In GreenEe2 wird darüber hinaus der Exportüberschuss an Fleisch und Fleischprodukten reduziert und damit einhergehend die Tierbestände und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen in Deutschland. Die THG-Emissionen verringert die moderne und nachhaltige Landwirtschaft zudem durch technische Maßnahmen wie verminderten Mineraldüngereinsatz und Wirtschaftsdüngermanagement. Landwirtschaftlich genutzte Flächen auf trockengelegten Mooren werden bis 2050 sukzessive renaturiert und der Torfabbau vollständig beendet. In Deutschlands Wäldern wird die Entwicklung zu stabilen Mischwäldern konsequent fortgesetzt und somit der Wald als Netto-Kohlenstoffspeicher erhalten. Biodiversitätsschutz wird verstärkt in die Waldbewirtschaftung integriert, unterstützt durch die Ausweitung von Prozessschutzflächen mit natürlicher Waldentwicklung.

Wesentliche Ergebnisse

Energie

Im GreenEe1-Szenario sinkt der Endenergiebedarf über alle Anwendungsbereiche in 2050 auf 1.609 TWh. Den größten Anteil von 741 TWh verbraucht die Industrie (46,9 %), 288 TWh davon für rohstoffliche Verwendung in der Chemieindustrie, gefolgt von den privaten Haushalten (19,1 %), Verkehr (18,7 %) und an letzter Stelle GHD (15,4 %).

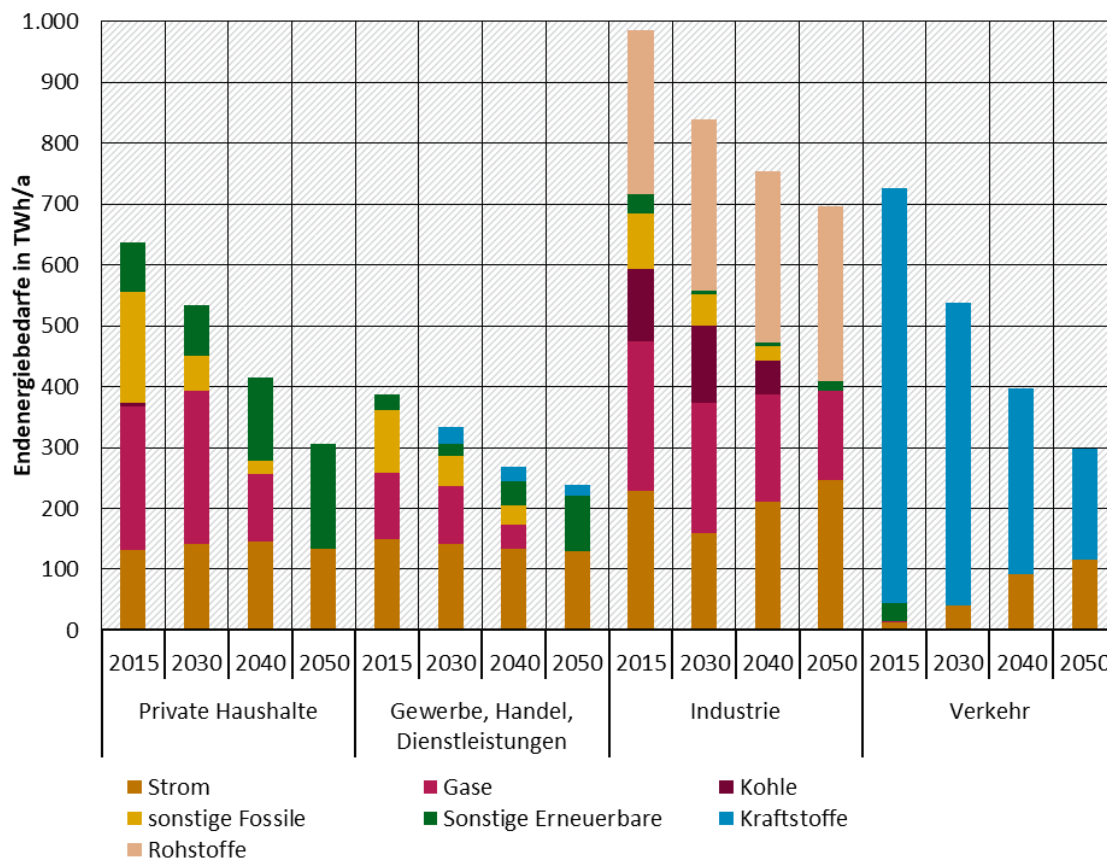
Abbildung Z- 1: Entwicklung der Endenergiebedarfe in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Im Vergleich ist in GreenEe2 der Endenergiebedarf mit 1.540 TWh aufgrund der Handelsbilanz um 69 TWh geringer.

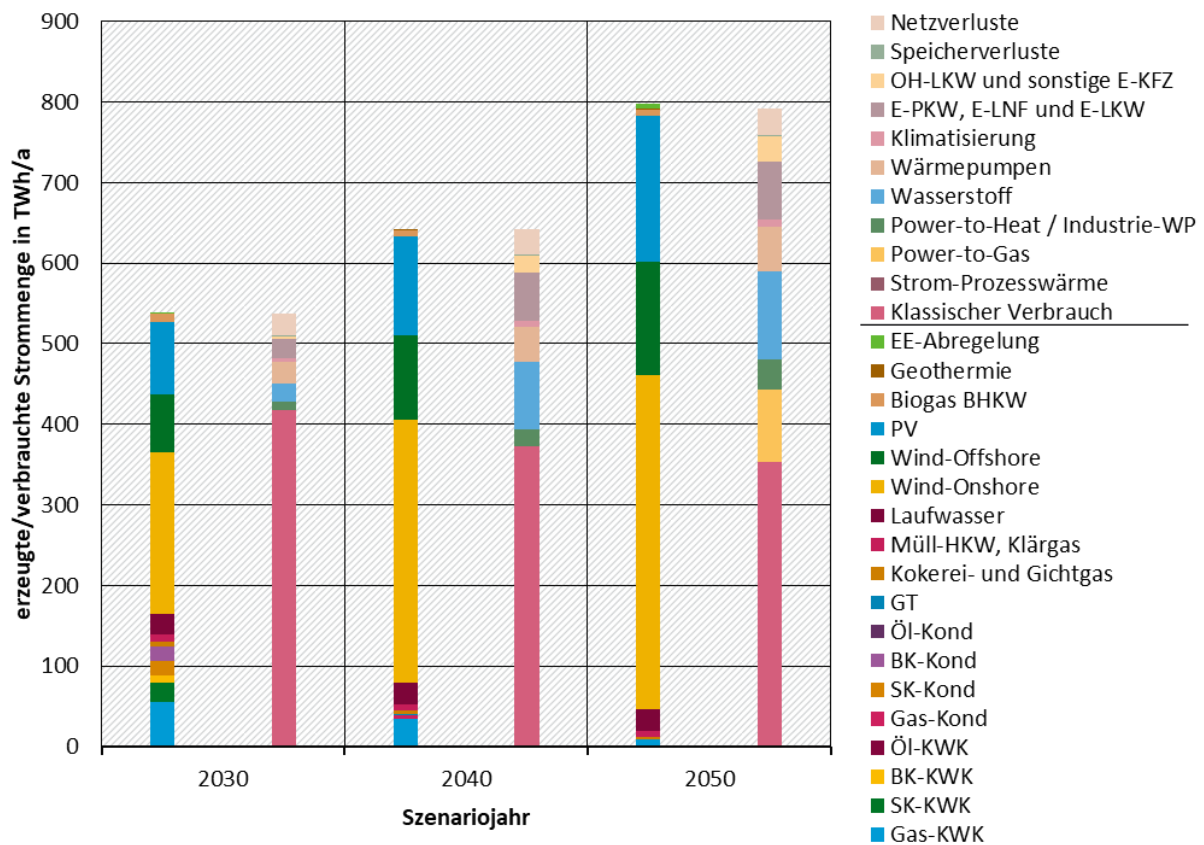
Abbildung Z- 2: Entwicklung der Endenergiebedarfe in GreenEe2



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Die nationale Nettostromerzeugung steigt kontinuierlich auf insgesamt 791,7 TWh in 2050, und wird in dem Jahr ausschließlich mit erneuerbaren Energien produziert. Windkraftanlagen on- und offshore sowie Photovoltaik sind hier die dominanten Techniken, die im Transformationspfad kontinuierlich ausgebaut werden. Im Pfad wird der erneuerbare Strom in Deutschland direkt genutzt zur Substitution von fossilen Kraftwerken und zur Sektorkopplung. Im Jahr 2040 reicht das Angebot aber noch nicht für eine nationale PtG-Erzeugung. Dafür werden aber Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrodenkessel und Elektrolyseure für H₂-Bedarfe der Industrieprozesse versorgt. Die Einbindung in den europäischen Strommarkt und die Flexibilitätspotenziale der neuen Stromverbraucher sowie der thermischen Kraftwerke ermöglichen eine weitgehende Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien-Einspeisung so dass erst 2050 neben PtG-Anlagen (also Elektrolyseure + Methanisierung) nur sehr geringe Leistungen an Batteriespeicher notwendig werden. In 2050 liegt die installierte Leistung bei 128,4 GW Windkraftanlagen onshore, 32 GW Windkraftanlagen offshore sowie 173,4 GW Photovoltaikanlagen.

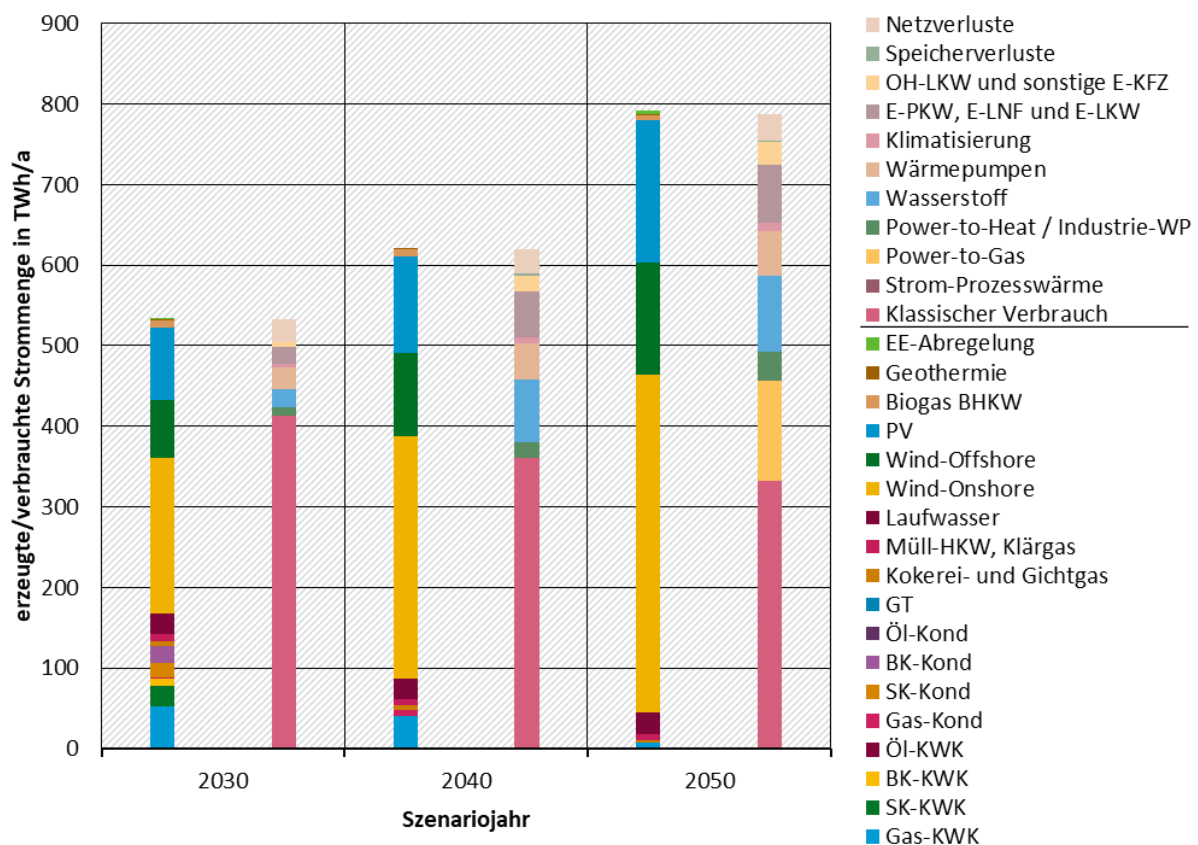
Abbildung Z- 3: Nettostromerzeugung und Verbrauch Deutschland in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Der Vergleich zu GreenEe2 zeigt, dass die Unterschiede in der Stromerzeugung nur sehr gering sind. Den der für die reduzierte Industrieproduktion geringere Energieverbrauch kann für eine höhere nationale PtG-Erzeugung genutzt werden. Die gegenüber PtG/L-Importen konkurrenzfähigen günstigen nationalen EE-Potenziale werden auch hier ausgenutzt. Während der herkömmliche Verbrauch um 20 TWh und der Stromverbrauch für Wasserstoffherstellung um 14 TWh sinkt, steigt in GreenEe2 der Stromverbrauch für die nationale PtG-Produktion um 34 TWh.

Abbildung Z- 4: Nettostromerzeugung und Verbrauch Deutschland in GreenEe2



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Der Brennstoffbedarf im Zieljahr 2050 besteht an erster Stelle im Bereich der stofflichen Nutzung in Industrieprozessen, gefolgt vom Verkehrsbereich mit 137 TWh. Brennstoffe werden in Deutschland überwiegend in monovalenten Prozessen in der Industrie benötigt. Der Brennstoff-Verbrauch von (KWK-)Kraftwerken ist vergleichsweise gering. Hierfür bedarf es einer Nettostromerzeugung von 20 TWh. Zum Vergleich: der inländische Stromverbrauch Deutschlands liegt bei 792 TWh. Im Vergleich zu GreenEe2 ist der langfristige Brennstoffbedarf in GreenEe1 aufgrund der Nachfrage im Bereich Industrie und Verkehr höher (in 2050 +17 TWh). Der Einfluss der Handelsbilanz zeigt sich im PtG/L-Import noch deutlicher. Da in GreenEe1 aufgrund des höheren Stromverbrauchs in anderen Anwendungen die nationale PtG-Erzeugung geringer ausfällt, ist der Anteil der importiert werden muss überproportional höher als in GreenEe2. Der Anteil der Importe am PtG/L-Gesamtverbrauch liegt mit 86 % höher als in GreenEe2 mit 81 %.

Der Gebäudewärmebereich variiert nicht zwischen den Szenarien GreenEe1 und GreenEe2. Die bewohnte Wohnfläche betrug im Jahr 2011 ca. 3,55 Mrd. m² und es wird zunächst von einem weiteren Anstieg der Wohnfläche bis 2030 ausgegangen auf ca. 3,8 Mrd. m². Ab 2030 wird eine Trendumkehr angenommen, die zu einem Rückgang auf 3,55 Mrd. m² bis 2050 führt. Die Pro-Kopf bewohnte Wohnfläche liegt 2050 aufgrund rückläufiger Bevölkerung bei 49,4 m² und damit trotzdem über dem Niveau 2011 von ca. 44,4 m². Die Fläche in Nichtwohngebäuden steigt dort von ca. 2,28 Mrd. m² im Jahr 2011 auf 2,542 Mrd. m² in 2050. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser von Wohn- und Nichtwohngebäuden liegt 2050 aufgrund der umfangreichen Sanierung bei 303,7 TWh und damit bei 38 % des Endenergieverbrauchs von

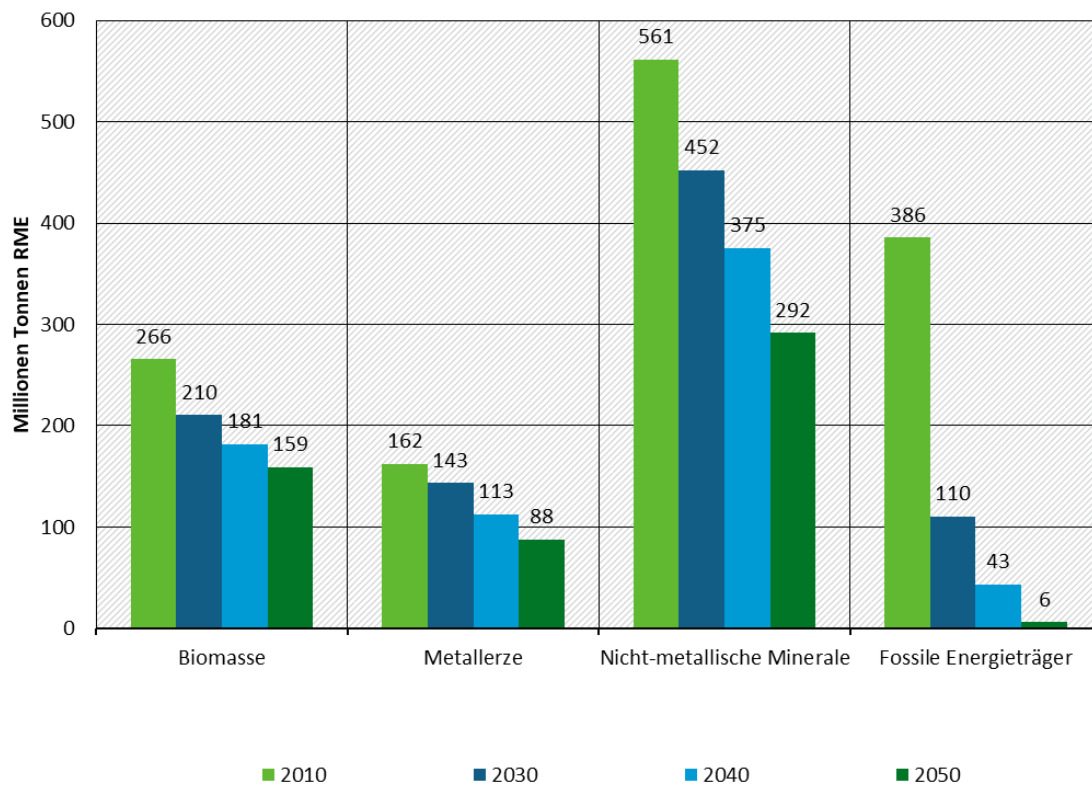
2017 (800,8 TWh). Der Anteil von Fernwärme steigt auf 20 %. Der Rest der Gebäude wird mit Wärmepumpen versorgt.

Im Verkehrssektor wird bis zum Jahr 2050 in GreenEe1 eine Reduktion des Endenergiebedarfs im nationalen Verkehr gegenüber 2010 um 66 % erreicht. Der Kraftstoffbedarf sinkt dabei um 85 % auf 94 TWh, während sich der Strombedarf auf 118 TWh nahezu verzehnfacht. Während von 2010 bis 2050 im Personenverkehr der Energieverbrauch um 72 % verringert wird, beträgt der Rückgang im Güterverkehr nur 55 %. GreenEe2 weist im Vergleich zu GreenEe1 bei der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im nationalen Verkehr nur geringe Unterschiede auf, der Kraftstoffbedarf sinkt bis 2050 auf 91 TWh, der Strombedarf steigt auf 116 TWh. Insgesamt ist der Endenergiebedarf im Jahr 2050 damit etwa 2 % niedriger als in GreenEe1. Grund dafür sind die um 5 % niedrigeren Endenergieverbräuche im nationalen Güterverkehr (infolge geringerer Verkehrsleistungen), dagegen sind GreenEe1 und GreenEe2 im Personenverkehr gleich. Im internationalen Flug und Seeverkehr, der ausschließlich durch Kraftstoffe betrieben wird, sinkt der Endenergiebedarf zwischen 2010 und 2050 um etwa 19 %. Ausschlaggebend dafür ist der Seeverkehr, wo bei weitgehend konstanter Verkehrsleistung aber stark verbesserter Energieeffizienz der Energieverbrauch um 43 % abnimmt. Dagegen werden im internationalen Flugverkehr die dort erreichten Effizienzverbesserungen zu großen Teilen durch die ansteigenden Verkehrsleistungen kompensiert so dass der Energieverbrauch hier nur um 11 % sinkt.

Rohstoffe

Die Transformation in GreenEe1 führt zu einer Reduktion des Rohstoffkonsums (RMC) um 60,6 % gegenüber 2010 auf insgesamt 540,4 Mio. Tonnen Rohmaterialäquivalente. Der stärkste Rückgang ist bei den fossilen Energieträgern zu finden, die um 98,5 % zurückgehen. Im Inland werden annahmegemäß fossile Rohstoffe nicht mehr genutzt, allerdings werden weiterhin fossile Rohstoffe zur Produktion der Importe verwendet, die im RMC verrechnet sind. Der Rückgang des Einsatzes von fossilen Rohstoffen zwischen 2010 und 2030 ist besonders hoch (71,6 %). Der RMC für nicht-metallische Minerale vermindert sich zwischen 2010 und 2050 um 48,1 %. Der RMC sinkt bei den Metallerzen bis 2050 um 45,9 % und bei der Biomasse um 31,8 %. Der Rückgang des RMC verläuft bei den fossilen Rohstoffen zwischen 2010 und 2030 sprunghaft, bei allen anderen Rohstoffgruppen jedoch stetig.

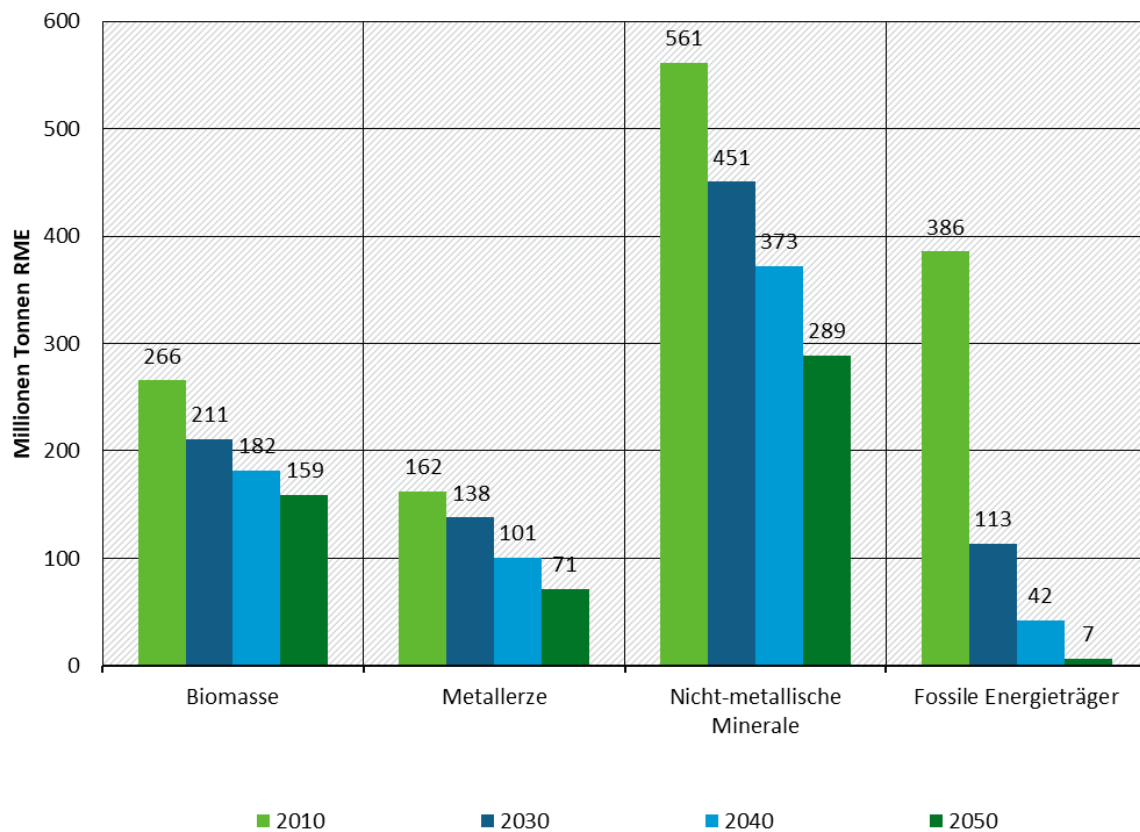
Abbildung Z- 5: Primärrohstoffkonsum (RMC) nach Rohstoffarten in GreenEe1, 2010 bis 2050



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

In GreenEe2 geht der Primärrohstoffkonsum etwas stärker als in GreenEe1 um 61,8 % in 2050 gegenüber 2010 zurück. Die Relationen der Rückgänge bei den einzelnen Rohstoffgruppen ähneln GreenEe1, wie Abbildung Z-6 zeigt. Die Änderungen der Produktionsmengen hat weniger Auswirkungen auf die letzte inländische Verwendung, das heißt auf den Primärrohstoffkonsum, sondern im Wesentlichen auf die Handelsströme. Die Daten sind im Anhang des Berichts detaillierter aufgeführt und werden in Dittrich et al. (2020) mit allen Green-Szenarien verglichen.

Abbildung Z- 6: Primärrohstoffkonsum (RMC) nach Rohstoffarten in GreenEe2, 2010 bis 2050



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

Die Gesamtrohstoffproduktivität (Letzte Verwendung / RMI) steigt in GreenEe¹ zwischen 2010 und 2030 [2030 bis 2040 / 2040 bis 2050] um 2,7 % [2,7 %/2,5 %] im Jahresdurchschnitt. Sie liegt um 300 Indexpunkte höher im Vergleich zum Jahr 1994.

Der Pro-Kopf-Konsum von Primärrohstoffen sinkt auf 7,5 Tonnen pro Person in 2050, was einem Rückgang um 55,3 % im Vergleich zu 2010 entspricht.

Der Primärrohstoffkonsum der privaten Haushalte sinkt auf 213 Mio. Tonnen RME in 2050. Das Bedürfnisfeld Ernährung ist in 2050 das rohstoffintensivste mit 101 Mio. Tonnen RME, gefolgt vom Bedürfnisfeld Wohnen und Haushalt (41 Mio. t RME) und Freizeit und Tourismus (39 Mio. t RME).

Im Zeitraum zwischen 2010 und 2050 kumuliert sich der Konsum von Primärrohstoffen auf insgesamt 39,156 Mrd. Tonnen RME. Den größten Anteil daran haben die nicht-metallischen Mineralien (47,5 %), gefolgt von biotischen Materialien (23,6 %) und fossilen Rohstoffen (17,0 %).

Durch die stoffliche Wiederverwertung können insgesamt (mindestens) 259 Mio. Tonnen Primärrohstoffe (in RME) in 2050 eingespart werden, dies entspricht einem Anteil von 32 % am gesamten Rohstoffkonsum (primär und sekundär).

¹ hier und im Folgenden nur GreenEe1, Ergebnisse zu GreenEe2 in Anhang B

In GreenEe1 ist die Nachfrage nach vielen der untersuchten Metalle rückläufig. Dies gilt für die Basismetalle Eisen, Kupfer und Aluminium, und ebenso für Technologie- und Edelmetalle wie Zink, Blei, Silber, Chrom und Nickel. Für Metalle, die für Technologien gebraucht werden, die im Zuge der Transformation verstärkt nachgefragt werden, steigt die Nachfrage in einzelnen oder mehreren Stützjahren. Beispiele sind Siliziummetall, Lithium, Graphit und Kobalt.

Versorgungsengpässe, gemessen am Anteil der in Deutschland in Anspruch genommenen Rohstoffe im Vergleich zur aktuellen Produktion bzw. im Vergleich zur bekannten Menge der Reserven, können bei Zinn, Magnesium, Lithium, Siliziummetallen sowie temporär auch bei Kupfer, Aluminium, Eisen Zink, Silber, Nickel, Kobalt und Graphit auftreten.

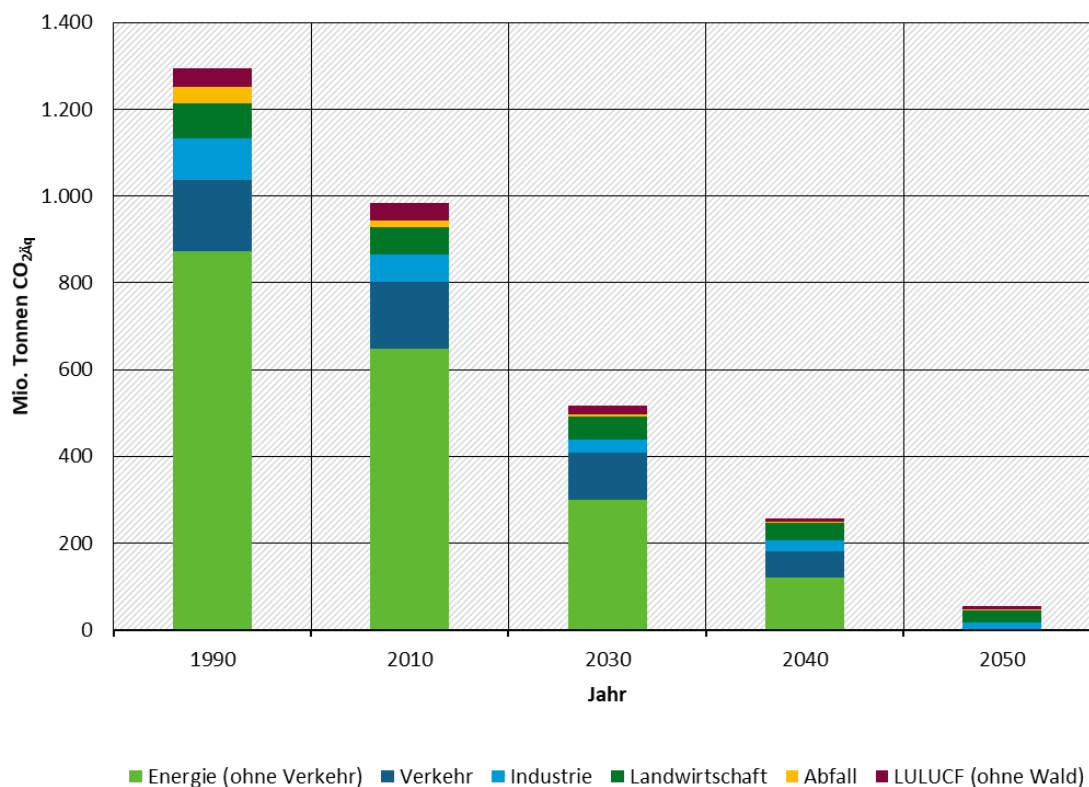
Die wesentlichen Faktoren für den Rückgang der Rohstoffnachfrage sind:

- ▶ die Substitution der fossilen Rohstoffe durch erneuerbare Energien bzw. synthetische Rohstoffe
- ▶ die Substitution von Primärrohstoffen durch biotische Rohstoffe, durch funktional substituierbare, jedoch bezogen auf Rohmaterialäquivalente leichtere Rohstoffe und/ oder durch Sekundärrohstoffe
- ▶ die Steigerung der Materialeffizienz in Industrien und Dienstleistungen
- ▶ die Nutzung rohstoffsparender Technologien und die Verlängerung der Lebensdauer von Produkten
- ▶ die Reduktion der Nachfrage nach einer Vielzahl von Gütern und Dienstleistungen, ausgehend von einer geänderten Konsumentennachfrage; rohstofflich relevant ist die rückläufige neue (zu erschließende) Siedlungsfläche.

Treibhausgasemissionen

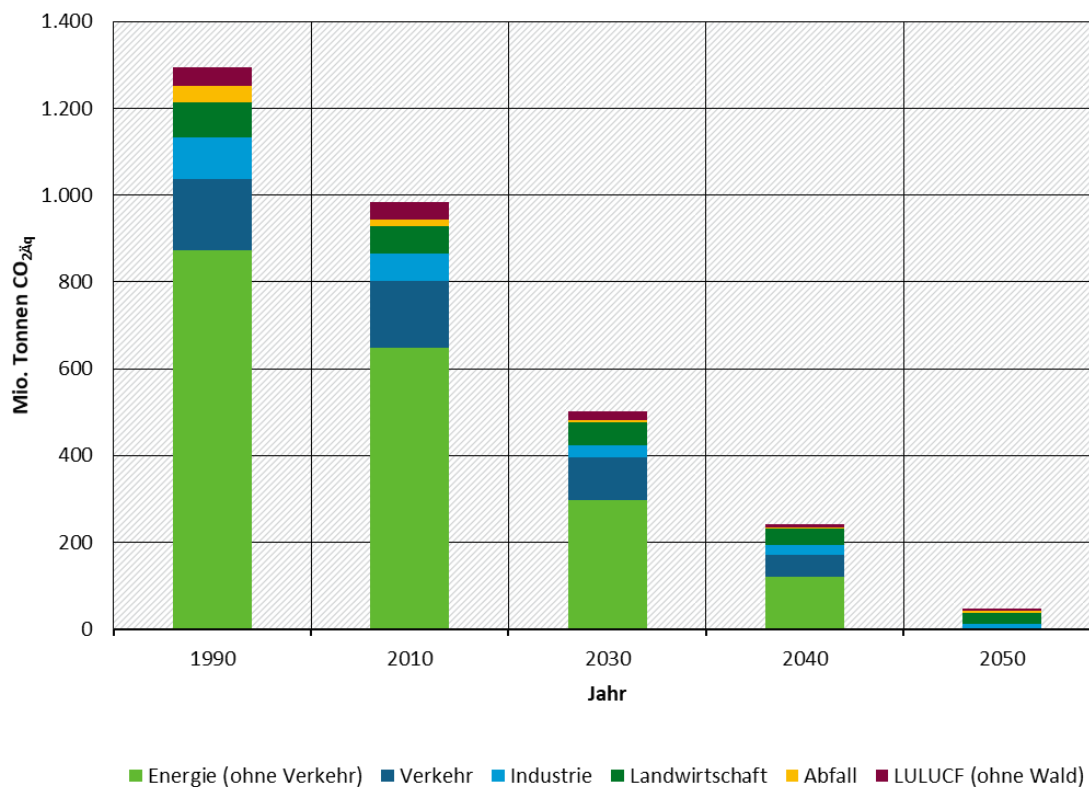
Im GreenEe1-Szenario sinken die Treibhausgasemissionen – gerechnet nach NIR – auf 54 Mio. t CO_{2Äq} in 2050 und gehen damit um 95,8 % gegenüber 1990 (UBA 2019a) zurück (Abbildung Z-7). Bis 2030 [2040] liegt der Rückgang der THG-Emissionen bei 60,2 % [80,1 %]. Die höchsten Rückgänge bis 2030 verzeichnet die Abfallwirtschaft (84,1 %). Demgegenüber steht die Landwirtschaft, deren THG-Emissionen bis 2030 „nur“ um 35,4 % gegenüber 1990 zurückgehen. In 2050 ist der Energiesektor, einschließlich Verkehr, treibhausgasneutral und die Rückgänge gegenüber 1990 liegen dementsprechend bei 100%. Auch die THG-Emissionen der Abfallwirtschaft, LULUC und der Industrie sinken bis 2050 stark mit Rückgängen von 92,4 %, 85,6 % und 83,2 %. Die geringsten Rückgänge finden sich im Sektor Landwirtschaft mit „nur“ 64,4 %. Die THG-Emissionen von GreenEe2 im Vergleich zu GreenEe1 weisen Einsparungen aufgrund der Handelsbilanz auf von 14 Mio. t CO_{2Äq} Jahr 2030, 15 Mio. t CO_{2Äq} im Jahr 2040 und 6 Mio. t CO_{2Äq} im Jahr 2050. Unter Einbeziehung der natürlichen Senken können die in 2050 verbleibenden THG-Emissionen kompensiert und Treibhausgasneutralität erreicht werden.

Abbildung Z- 7: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in GreenEe1, 1990 bis 2050



Quellen: eigene Darstellung auf der Basis von (UBA 2019b) 1990-2016, eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG 2017-2050

Abbildung Z- 8: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in GreenEe2, 1990 bis 2050



Quellen: eigene Darstellung auf der Basis von (UBA 2019b) 1990-2016, eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG 2017-2050

Der private und öffentliche Konsum sowie die Investitionen (letzte inländische Verwendung Deutschlands) verursachen auch weltweit rückläufige Treibhausgasemissionen. Diese liegen in GreenEe1 (Ergebnisse auch im Folgenden bezogen auf GreenEe1) – gerechnet gemäß dem UGR-Konzept – in 2050 [2030/2040] nur noch bei 57,4 [505,2/267,1] Mio. t CO₂Äq., was einem Rückgang von 94,1 % gegenüber 2010 entspricht. In den Stützjahren dominieren die energiebedingten Treibhausgas-Emissionen die Güter der letzten Verwendung. Erst in 2050 liegen die nicht-energetischen THG-Emissionen höher als die energiebedingten THG-Emissionen.

Zwischen 1990 und 2016 wurden insgesamt 28,96 Mrd. t CO₂Äq emittiert. Bis 2050 kommen in GreenEe1 weitere 15,25 Mrd. t CO₂Äq hinzu. Der Großteil von 10,06 Mrd. t CO₂Äq entsteht im Zeitraum bis 2030.

Die wesentlichen, „großen“ Stellschrauben für den Rückgang der Treibhausgasemissionen sind:

- ▶ Die Transformation des Energiesystems und dabei insbesondere die Umstellung auf erneuerbare Energien über alle Sektoren hinweg, einschließlich einer intelligenten Kopplung der Sektoren,
- ▶ die Reduktion des Energiebedarfs,
- ▶ die Umstellung emissionsintensiver Industrieprozesse auf emissionsärmere bzw. emissionsfreie Verfahren, oftmals einhergehend mit der stärkeren Nutzung von Sekundärrohstoffen sowie
- ▶ die Umstellung der Ernährungsweise, einschließlich der Reduktion tierischer Anteile in der Ernährung und der Vermeidung von Abfällen.

Summary

Background and objectives

Climate change is a key challenge of today. The international community, including Germany, is committed to limiting the temperature rise to below 2 degrees. This means that Germany must significantly reduce greenhouse gas emissions and achieve practically greenhouse gas neutrality. Greenhouse gas neutrality is defined in the RESCUE project as a reduction of greenhouse gas emissions by (at least) 95% in 2050 compared to 1990. A reduction to such an extent is only possible if GHG emissions are reduced in all sectors. Energy supply affecting all areas of the economy needs to be fundamentally transformed. In addition, natural resources must be used much more sparingly than today in all areas of the economy. This is where the RESCUE (Resource-Efficient Pathways towards Greenhouse-Gas-Neutrality) project comes in. RESCUE examines the following questions:

1. What options exist to achieve at least a 95% reduction in greenhouse gas emissions in 2050?
2. How can the transformation towards GHG-neutrality be designed?
3. Which raw material consumption is associated with the transformation pathways?

To answer the questions, a total of six scenarios were developed in close cooperation between the German Environment Agency and the authors of this study. The scenarios imply different levels of ambition and rates of change. The following table shows the 'Green' scenarios and their respective ambition levels in comparison. The German Environment Agency has also written publications based on the work of this project, see www.uba.de/rescue-projekt. This report documents the scenario Germany -resource efficient and greenhouse gas neutral -energy efficiency - resource efficient and greenhouse gas neutral, in short: GreenEe. In GreenEe1, the production quantities are exogenously predetermined; products that are no longer used domestically due to falling domestic demand are exported. In GreenEe2 the production quantities are determined endogenously, the reduction of domestic demand is decisive.

Table Z- 2: Comparing the level of ambition of the Green-scenarios

	GreenEe1	GreenEe2	GreenLate	GreenMe	GreenLife	GreenSupreme
Energy efficiency	Very high	Very high	Medium	Very high	Very high	Very high
Material efficiency	High	High	Medium	Very high	High	Very high
Technological innovation	High	High	Gering	Very high	High	Very high
Sustainable action	Medium	Medium	Gering	Medium	Very high	Very high
Liberation from economic growth	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Very high
Alignment of global technical development	Low	Low	Low	High	Low	High

	GreenEe1	GreenEe2	GreenLate	GreenMe	GreenLife	GreenSupreme
Reduction of new soil sealing	High	High	High	High	Very high	Very high
Climate protection efforts before 2050	High	High	Low	High	High	Very high

Source: own illustration based on UBA (2019a)

Narrative of the GreenEe1 and GreenEe2 scenarios

The two GreenEe scenarios stand for "Germany -resource efficient and greenhouse gas neutral - energy efficiency" and focus on the development of energy efficiency potentials across all application areas.

Climate protection, decarbonisation, consistent energy saving and more resource protection as a common understanding of the community is becoming increasingly clear in the course of this social and industrial change and is reflected in the political framework conditions.

This understanding is also gaining ground internationally - albeit at a slower pace - so that the development of global markets for renewable energy sources is possible and carbon leakage does not pose a pronounced threat to national industrial production. Germany is still closely involved in international trade. While in GreenEe1 the industry as a whole is continuously increasing its production capacities and exports continue to rise, in GreenEe2 global trade is more evenly balanced, so that national production capacities are negatively affected in many areas. At the same time, economic growth continues to take place, among other things due to the increasing quality of the goods produced and innovations.

The energy supply in 2050 will be based entirely on renewable energies. Sector coupling technologies enable the direct or indirect use of electricity from renewable energies in all areas of application, whereby the need for energy is reduced through the consistent development of energy efficiency potentials. Wherever technically possible, renewable electricity is used directly. The expansion of renewable energies and the necessary grid expansion is taking place rapidly in Germany, and the electricity sector in particular is being decarbonised quickly so that the integration of sector coupling techniques and restructuring in the application areas can take place hand in hand. Digitisation is making a growing contribution to the intelligent linking and flexibilisation of energy consumers and producers, so that back-up capacities are minimised to guarantee security of supply. As today, fuels and combustibles will continue to be imported into Germany. In 2050, only renewable energy sources will be imported.

Parallel to the change in energy supply, the industry is restructuring and renewing its plant and equipment to include modern decarbonised process technologies. For this purpose, all process technologies will be converted to greenhouse gas neutral energy sources and PtX technologies will be integrated. Wherever technically possible, we will switch to electricity-based process heat supply (Power to Heat). Process-related GHG emissions will be reduced to the currently known technical level. The continuous continuation of an ambitious policy of resource conservation supports technical progress and enhances a wide range of innovation potentials. As a result, the trend of recent years with regard to the development of average raw material productivity will continue in the long term, slightly increased until 2050. The increased use of

secondary raw materials and material substitutions, especially in the metalworking and chemical industries and in the construction sector, will lead to further savings of primary raw materials and thus to a further increase in raw material efficiency in individual industries. Internationally, too, an increase in resource efficiency is increasingly being ambitiously promoted through the implementation of corresponding policies and goals. The technological progress accelerated by this leads to the fact that the level of technological development in 2050 will be comparable within Europe. Internationally, the gap is narrowing significantly, so that globally, the state of technological development in 2050 in relation to the essential developments of the transformation of the energy system and the increase in resource efficiency will correspond to that of 2040 in Germany.

By 2050, buildings will have been extensively modernised and refurbished, so that energy requirements will be significantly reduced and fully covered by renewable and efficient heat supply using heat pumps and heating networks. Demographic change and population development in Germany will lead to a slight increase in per capita living space by 2030, with absolute living space in 2050 corresponding to that of 2010.

The implementation of traffic avoidance and modal shift by society is to a large extent given. In 2050, electric mobility will shape the everyday picture of mobility. In the course of the transformation process, electric vehicles in individual transport and public transport will quickly become a matter of course. The development and infrastructural expansion of hybrid overhead line trucks will be tackled at an early stage, so that a high degree of integration of electromobility in heavy-duty road traffic will be ensured by 2050. Internal combustion engines with greenhouse gas-neutral fuels are mainly used in air and sea transport and only to a small extent in road transport.

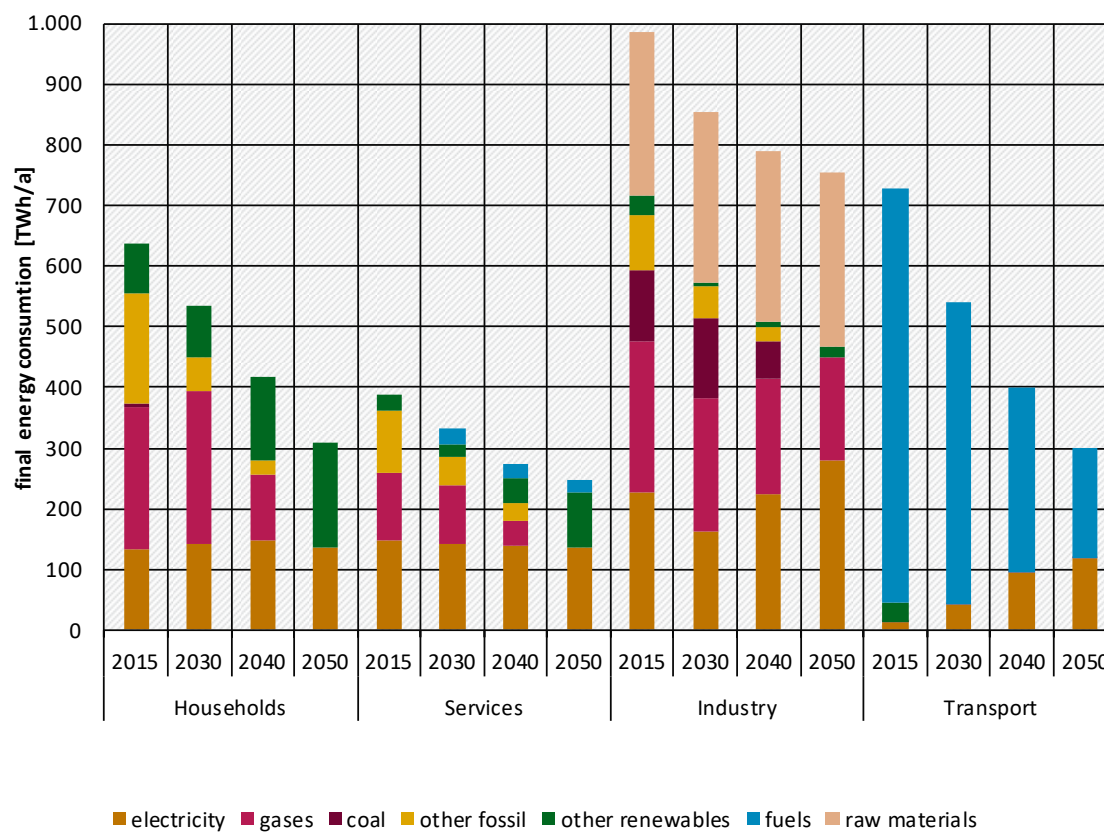
The social consensus on decarbonisation also facilitates change in the agricultural sector. The healthier eating habits of the population are leading to a reduction in animal numbers in Germany. In addition, GreenEe2 will reduce the export surplus of meat and meat products and thus reduce livestock numbers and the associated greenhouse gas emissions in Germany. Modern and sustainable agriculture also reduces GHG emissions through technical measures such as reduced use of mineral fertilizers and manure management. Agriculturally used areas on drained moors will be successively renatured by 2050 and peat extraction will be completely stopped. In Germany's forests, the development of stable mixed forests will be consistently continued, thus preserving the forest as a net carbon sink. Biodiversity protection is increasingly integrated into forest management, supported by the expansion of process protection areas with natural forest development.

Main results

Power

In the GreenEe1 scenario, the final energy demand across all applications falls to 1,609 TWh in 2050. The largest share of 741 TWh is consumed by industry (46.9 %), 288 TWh of which is for raw material use in the chemical industry, followed by private households (19.1 %), transport (18.7 %) and lastly GHD (15.4 %).

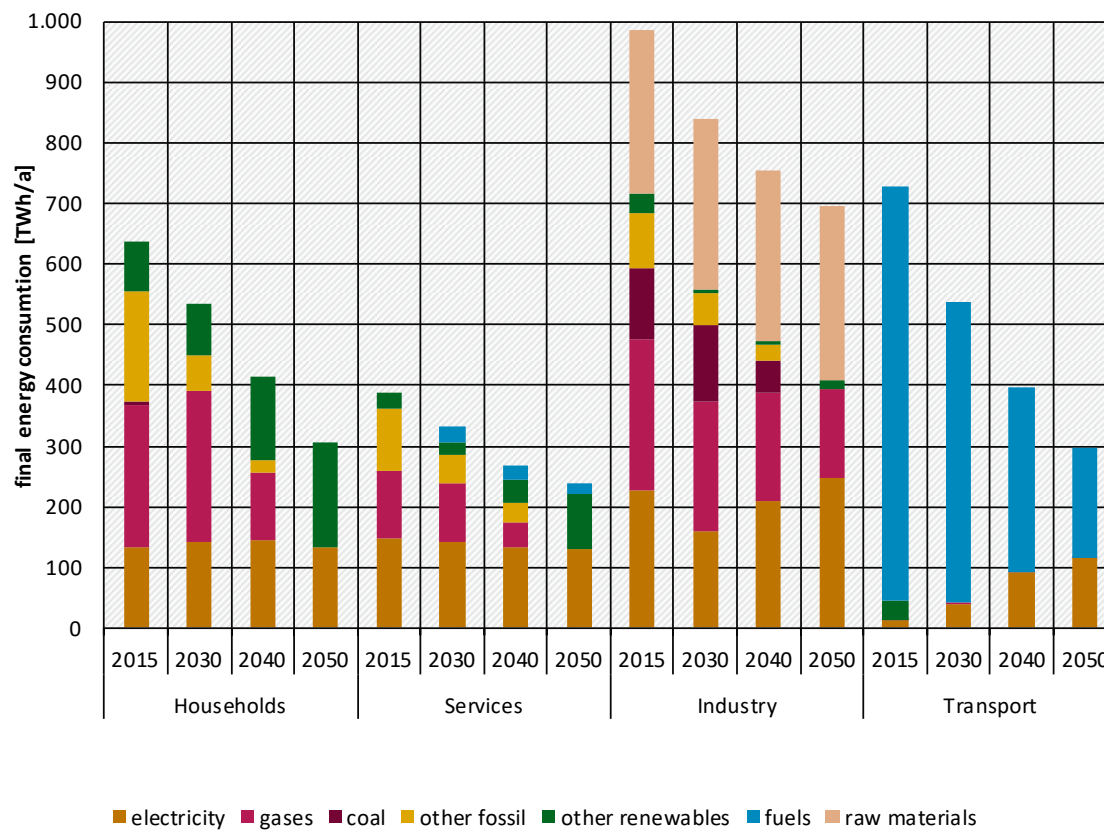
Figure Z- 1: Development of final energy demand in GreenEe1



Source: own modelling results ifeu/IEE/SSG - SCOPE

In comparison, in GreenEe2 the final energy demand of 1,540 TWh is 69 TWh lower due to the trade balance.

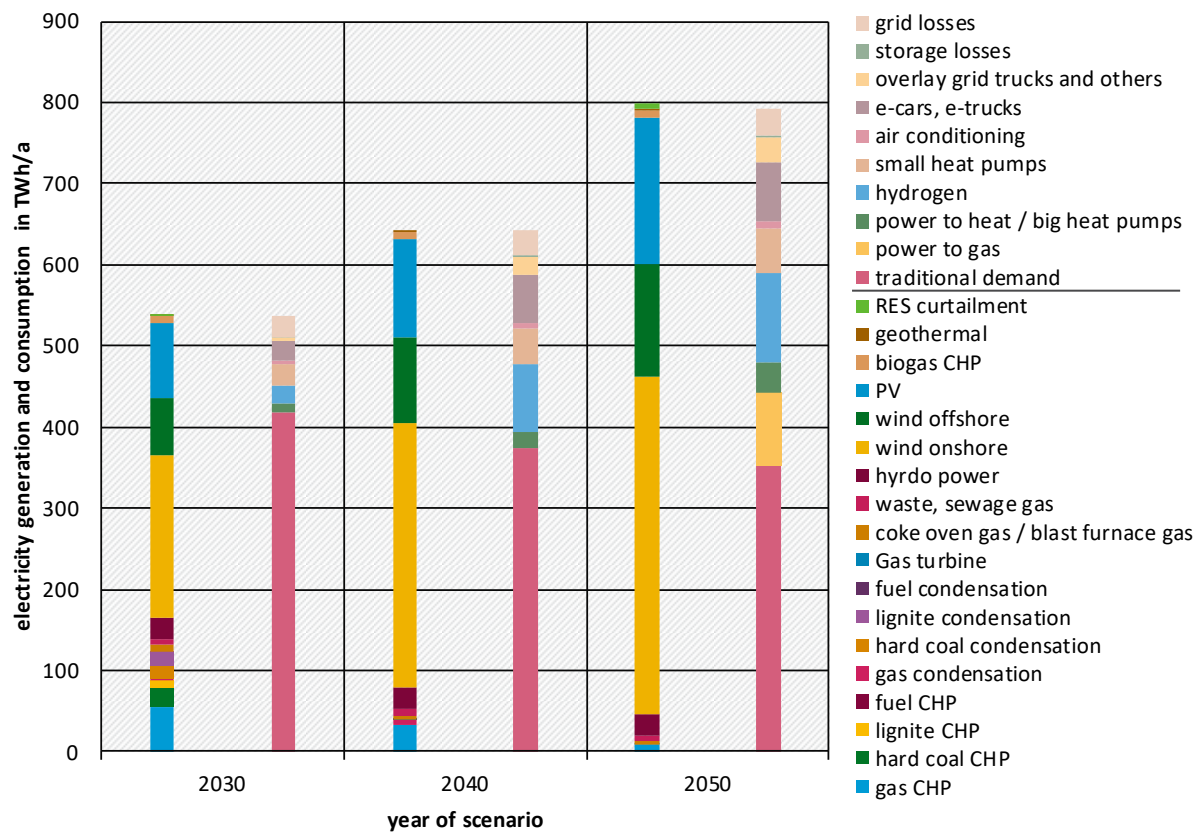
Figure Z- 2: Development of final energy demand in GreenEe2



Source: own modelling results ifeu/IEE/SSG - SCOPE

The national net electricity generation increases continuously to a total of 791.7 TWh in 2050, and in that year it will be produced exclusively with renewable energies. Wind power plants on- and offshore as well as photovoltaics are the dominant technologies here, which are being continuously expanded on the transformation path. In the path, renewable electricity in Germany is used directly to replace fossil power plants and for sector coupling. In 2040, however, the supply will not yet be sufficient for national PtG production. However, electric mobility, heat pumps, electrode boilers and electrolyzers for H₂ requirements of industrial processes will be supplied. The integration into the European electricity market and the flexibility potential of the new electricity consumers and thermal power plants will enable extensive integration of the fluctuating renewable energy feed-in, so that only in 2050 will there be a need for very low battery storage capacity in addition to PtG plants (i.e. electrolyzers + methanisation). In 2050, the installed capacity will be 128.4 GW of wind power plants onshore, 32 GW of wind power plants offshore and 173.4 GW of photovoltaic plants.

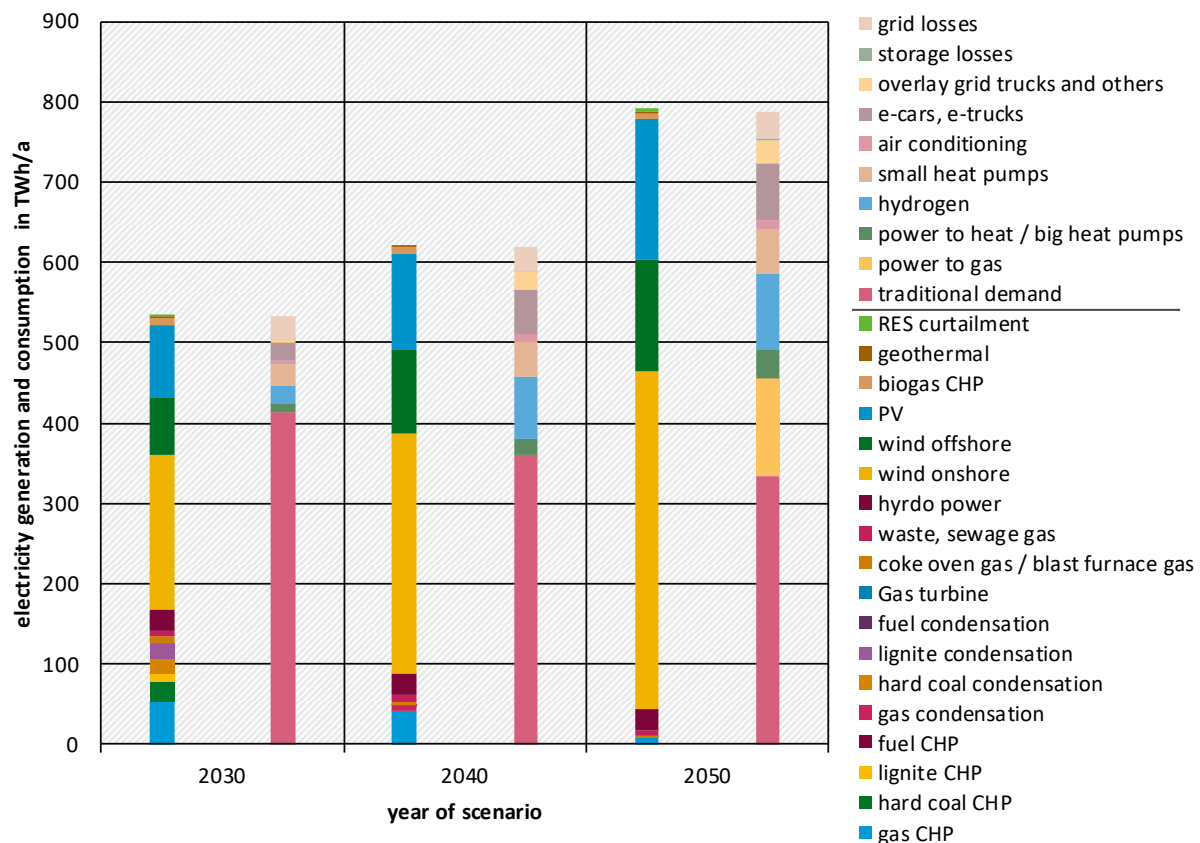
Figure Z- 3: Net electricity generation and consumption in Germany, GreenEe1



Source: own modelling results ifeu/IEE/SSG - SCOPE

The comparison with GreenEe2 shows that the differences in electricity generation are very small. The lower energy consumption for reduced industrial production can be used for higher native PtG production. The favourable national renewable energy potentials that are competitive with PtG/L imports are also exploited here. While conventional consumption is reduced by 20 TWh and electricity consumption for hydrogen production by 14 TWh, in GreenEe2 the electricity consumption for national PtG production increases by 34 TWh.

Figure Z- 4: Net electricity generation and consumption in Germany, GreenEe2



Source: own modelling results ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Fuel requirements in the target year 2050 are primarily in the area of material use in industrial processes, followed by the transport sector with 137 TWh. In Germany, fuels are mainly required in monovalent processes in industry. The fuel consumption of (CHP) power plants is relatively low. This requires a net electricity generation of 20 TWh. For comparison: Germany's domestic electricity consumption is 792 TWh. Compared to GreenEe2, the long-term fuel demand in GreenEe1 is higher due to the demand in industry and transport (in 2050 +17 TWh). The influence of the trade balance is even more evident in PtG/L imports. As the national PtG production in GreenEe1 is lower due to the higher electricity consumption in other applications, the share that has to be imported is disproportionately higher than in GreenEe2. At 86%, the share of imports in total consumption is higher than in GreenEe2 at 81%.

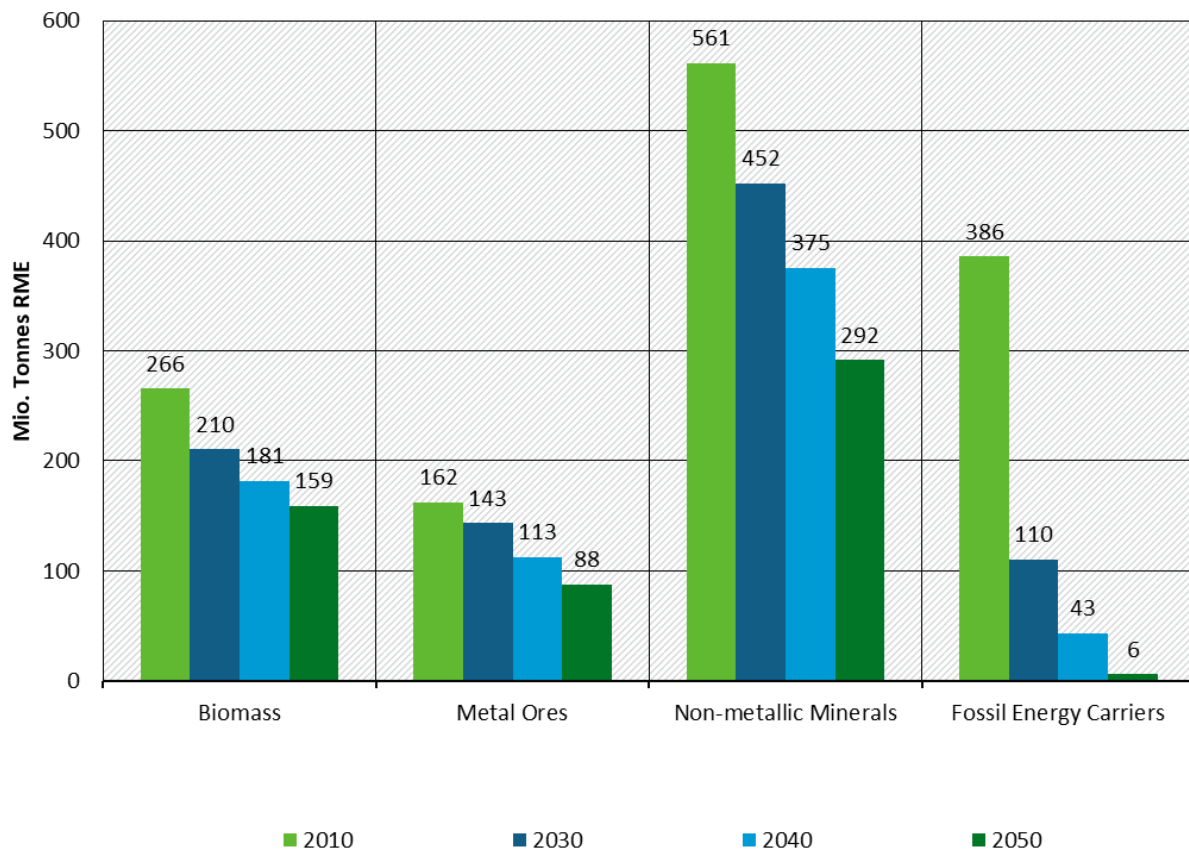
The building heating sector does not vary between the GreenEe1 and GreenEe2 scenarios. The inhabited living space was approx. 3.55 billion m² in 2011 and a further increase in living space to approx. 3.8 billion m² is initially assumed by 2030. A trend reversal is assumed from 2030 onwards, leading to a decline to 3.55 billion m² by 2050. Due to a declining population, the per capita living space will be 49.4 m² in 2050, which is still above the 2011 level of approx. 44.4 m². The surface area in non-residential buildings there will increase from approx. 2.28 billion m² in 2011 to 2.542 billion m² in 2050. The final energy consumption for space heating and domestic hot water in residential and non-residential buildings will be 303.7 TWh in 2050 due to extensive renovation, and thus 38 % of the final energy consumption in 2017 (800.8 TWh). The share of district heating increases to 20 %. The rest of the buildings will be supplied by heat pumps.

In the transport sector, GreenEe1 will achieve a 66 % reduction in final energy demand in national transport by 2050 compared to 2010. The fuel requirement will fall by 85 % to 94 TWh, while the electricity requirement will increase almost tenfold to 118 TWh. While energy consumption in passenger transport will be reduced by 72 % between 2010 and 2050, the decline in freight transport will be only 55 %. Compared to GreenEe1, GreenEe2 shows only slight differences in the development of final energy consumption in national transport, fuel consumption will fall to 91 TWh by 2050, while electricity demand will increase to 116 TWh. Overall, the final energy demand in 2050 is thus about 2% lower than in GreenEe1. The reason for this is the 5% lower final energy consumption in national freight transport (due to lower transport services), whereas GreenEe1 and GreenEe2 are the same in passenger transport. In international air and maritime transport, which is fuelled exclusively by fuels, final energy demand will fall by about 19% between 2010 and 2050. This is mainly due to maritime transport, where energy consumption will fall by 43% while transport performance will remain largely constant but energy efficiency will improve significantly. In international air traffic, on the other hand, the improvements in efficiency achieved there are largely compensated for by the increase in transport services, so that energy consumption here will only fall by 11%.

Raw material use

The transformation to GreenEe1 leads to a reduction in raw material consumption (RMC) of 60.6% compared to 2010 to a total of 540.4 million tonnes of raw material equivalents. The largest decrease is in fossil fuels, which are down 98.5%. In Germany, fossil raw materials are no longer used, as assumed, but fossil raw materials continue to be used to produce the imports that are accounted for in the RMC. The decline in the use of fossil raw materials between 2010 and 2030 is particularly high (-71.6 %). The RMC for non-metallic minerals decreases by 48.1% between 2010 and 2050. The RMC for metal ores will decrease by 45.9% by 2050 and for biomass by 31.8%. The decline in RMC for fossil raw materials is abrupt between 2010 and 2030, but for all other groups of raw materials it is steady.

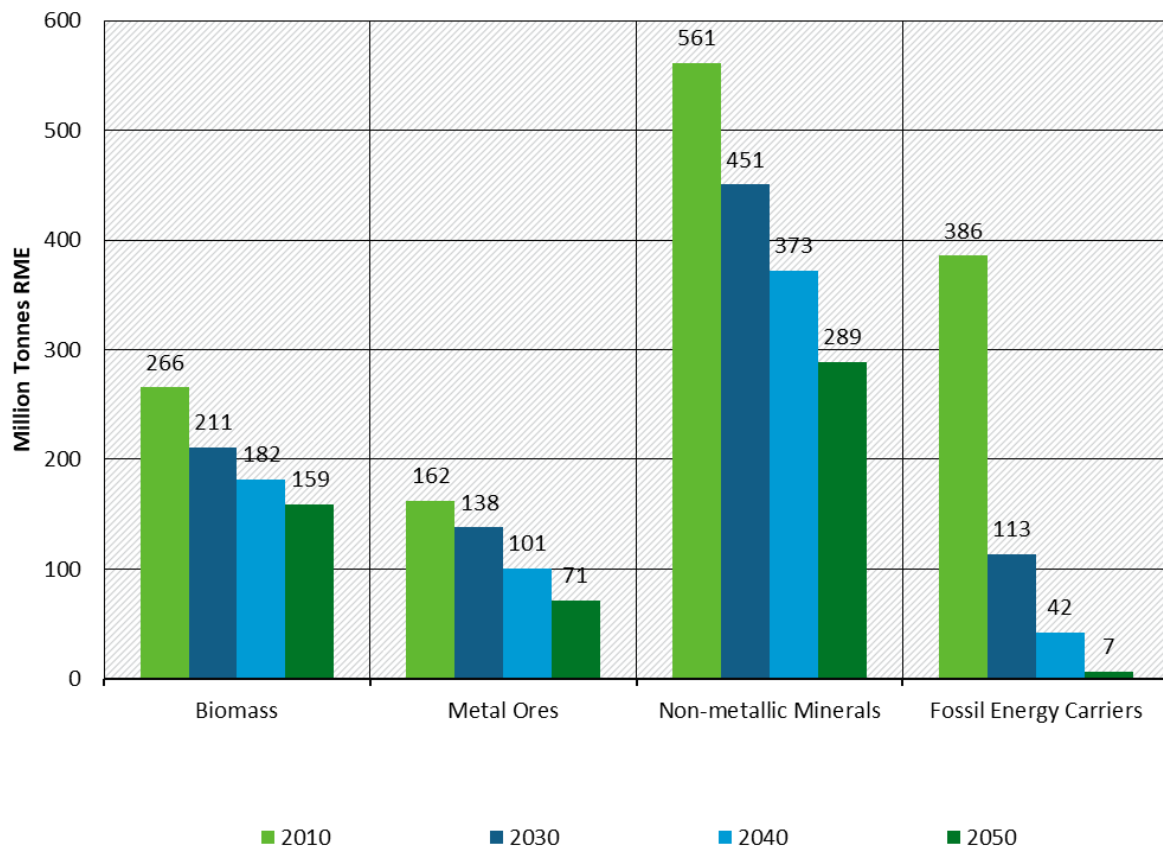
Figure Z- 5: Primary raw material consumption (RMC) by raw material groups in GreenEe1, 2010 to 2050



Source: Own illustration modeling results ifeu/EEG/SSG - URMOD

In GreenEe2, the consumption of primary raw materials declines slightly more than in GreenEe1 by 61.8% in 2050 compared to 2010. The ratios of the decreases in the individual groups of raw materials are similar to GreenEe1, as Figure Z- 6 shows. The changes in production volumes have less of an impact on the last domestic use, i.e. primary raw material consumption, but mainly on trade flows. The data are listed in more detail in the annex to the report and are compared with all Green scenarios in Dittrich et al. (2020).

Figure Z- 6: Primary raw material consumption (RMC) by raw material groups in GreenEe2, 2010 to 2050



Source: Own illustration modeling results ifeu/EEG/SSG - URM0D

Total raw material productivity (last use / RMI) will increase by 2.7% [2.7%/2.5%] on annual average between 2010 and 2030 [2030 to 2040 / 2040 to 2050] in GreenEe1 (here and in the following only GreenEe1). It is 300 index points higher than in 1994.

The per capita consumption of primary raw materials will decrease to 7.5 tons per person in 2050, which is 55.3 % lower than in 2010.

The consumption of primary raw materials by private households will decrease to 213 million tons of RME in 2050. The need for food will be the most raw material-intensive in 2050 with 101 million tons of RME, followed by the need for housing and households (41 million tons of RME) and leisure and tourism (39 million tons of RME).

In the period between 2010 and 2050, the consumption of primary raw materials will cumulate to a total of 39.156 billion tonnes of RME. Non-metallic minerals account for the largest share of this (47.5%), followed by biotic materials (23.6%) and fossil raw materials (17.0%).

Material recycling can save a total of (at least) 259 million tonnes of primary raw materials (in RME) in 2050, which corresponds to 32% of total raw material consumption (primary and secondary).

In GreenEe1 the demand for many of the metals investigated is declining. This applies to the base metals iron, copper and aluminium, as well as to technology and precious metals such as zinc, lead, silver, chromium and nickel. For metals needed for technologies that are in increased demand in the course of transformation, demand increases in single or several support years. Examples are silicon metal, lithium, graphite and cobalt. Supply bottlenecks, measured by the proportion of raw materials used in Germany compared to current production or compared to the known amount of reserves, can occur for tin, magnesium, lithium, silicon metals and temporarily also for copper, aluminium, iron, zinc, silver, nickel, cobalt and graphite.

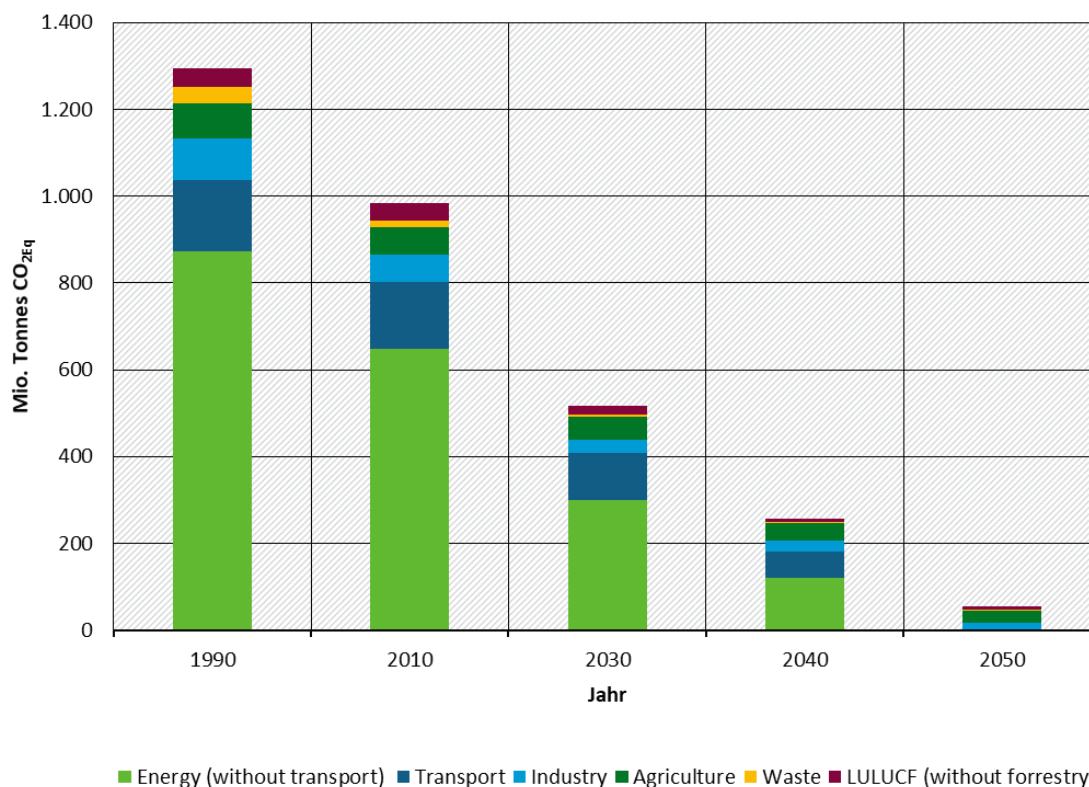
The main factors behind the decline in demand for raw materials are:

- ▶ the substitution of fossil raw materials by renewable energies or synthetic raw materials
- ▶ the substitution of primary raw materials by biotic raw materials, by functionally substitutable, but in terms of raw material equivalents lighter raw materials and/or by secondary raw materials
- ▶ increasing material efficiency in industries and services
- ▶ the use of raw material-saving technologies and the extension of the life cycle of products
- ▶ the reduction in demand for a wide range of goods and services, based on a change in consumer demand; relevant in terms of raw materials is the declining new (to be covered) settlement area

GHG emissions

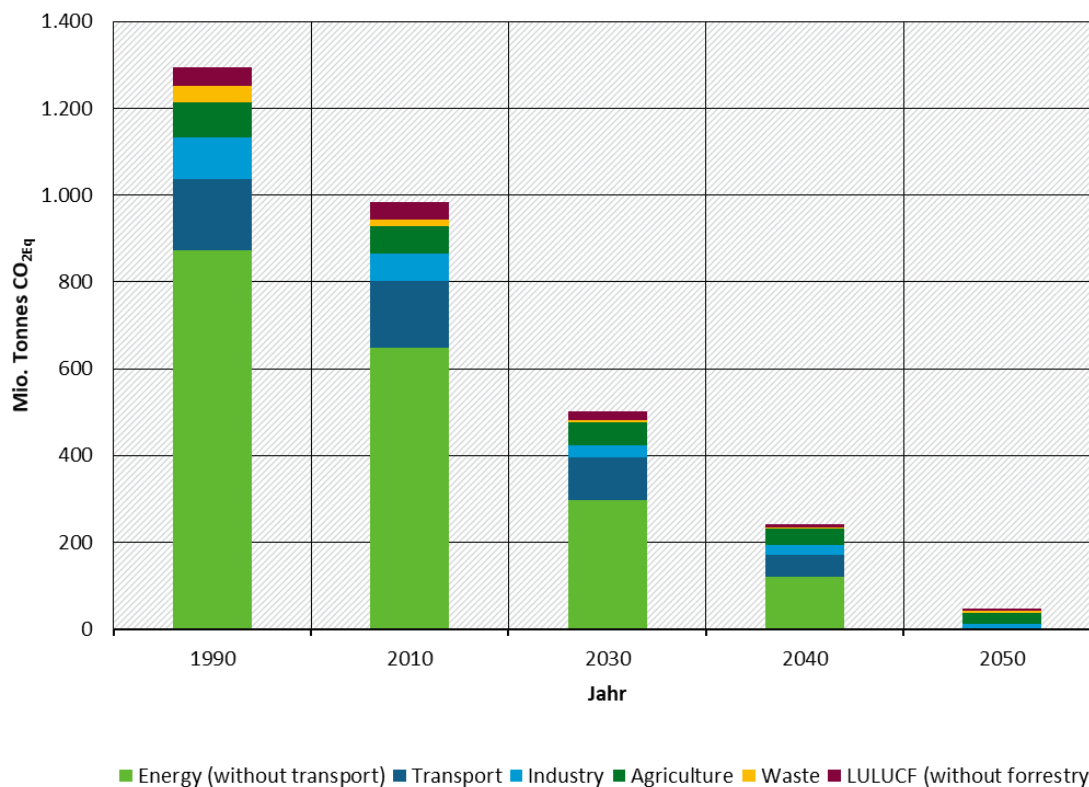
In the GreenEe1 scenario, greenhouse gas emissions - calculated according to NIR - fall to 54 million t CO_{2eq} in 2050, a decrease of 95.8 % compared to 1990 (UBA 2019a) (Figure Z- 6). By 2030 [2040] the reduction in GHG emissions is 60.2 % [80.1 %]. The largest reductions up to 2030 are in the waste management sector (84.1 %). This contrasts with agriculture, whose GHG emissions by 2030 will "only" decrease by 35.4 % compared to 1990. In 2050, the energy sector, including transport, is greenhouse gas neutral and the reductions compared to 1990 are accordingly 100%. GHG emissions from waste management, LULUCF and industry will also fall sharply by 2050, with reductions of 92.4%, 85.6% and 83.2% respectively. The smallest decreases are found in the agriculture sector with "only" 64.4%. The GHG emissions of GreenEe2 compared to GreenEe1 show trade balance savings of 14 Mt CO_{2eq} in 2030, 15 Mt CO_{2eq} in 2040 and 6 Mt CO_{2eq} in 2050.

Figure Z- 7: Greenhouse gas emissions by sources in GreenEe1, 1990 to 2050



Source: Own illustration based on (UBA 2019b) 1990-2016, own calculations ifeu/IEE/SSG 2017-2050

Figure Z- 8: Greenhouse gas emissions by sources in GreenEe2, 1990 to 2050



Source: Own illustration based on (UBA 2019b) 1990-2016, own calculations ifeu/IEE/SSG 2017-2050

Private and public consumption as well as investments (last domestic use of Germany) also cause declining greenhouse gas emissions worldwide. In 2050 [2030/2040], these emissions - calculated according to the UGR concept - will be only 57.4 [505.2/267.1] million t CO₂eq., which corresponds to a decrease of 94.1 % compared to 2010. In the support years, energy-related greenhouse gas emissions dominate the goods of last use. Only in 2050 will non-energy-related GHG emissions be higher than energy-related GHG emissions.

Between 1990 and 2016 a total of 28.96 billion t CO₂eq were emitted. By 2050 a further 15.25 billion t CO₂eq will be added in GreenEe1. The majority of 10.06 billion t CO₂eq will be emitted in the period up to 2030.

The main, "big" levers for the reduction of greenhouse gas emissions are:

- ▶ The transformation of the energy system and in particular the shift to renewable energies across all sectors, including an intelligent coupling of the sectors
- ▶ the reduction of the energy demand,
- ▶ the conversion of emission-intensive industrial processes to lower-emission or zero-emission processes, often accompanied by the increased use of secondary raw materials, and
- ▶ a change in diet, including the reduction of animal parts in the diet and the avoidance of waste.

1 Einleitung

1.1 Herausforderung Klimawandel und die Green-Szenarien

Die Reduktion der Treibhausgase und damit die Bekämpfung des Klimawandels sind zu einer der größten Herausforderungen für dieses Jahrhundert geworden. Klimaschutzziele wurden auf internationaler und auf nationaler Ebene gesetzt, um die schlimmsten Auswirkungen eines Klimawandels zu verhindern. Dem international mittlerweile anerkannten Ziel, die Erderwärmung auf deutlich unter 2° Celsius zu begrenzen, müssen konsequenterweise Anstrengungen zur Emissionsminderung in allen Ländern folgen. Die Bundesrepublik Deutschland bekannte sich bis vor wenigen Jahren zu einem Minderungsziel von 80 bis 95 % für das Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 1990 und setzte sich 2020 mit dem Klimaschutzgesetz das Handlungsziel der Treibhausgasneutralität bis 2050.

Bislang gibt es nur wenige Ansätze und Szenarien, wie Deutschland das ehrgeizige Klimaschutzziel von 95 % Minderung im Pfad erreichen kann. In der UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ wurde aufgezeigt, wie es für das Zieljahr technisch und strategisch gelingen kann, ein insgesamt weitestgehendes treibhausgasneutrales Handeln auf dem Gebiet Deutschlands umzusetzen.

In den ersten 30 Jahren bis Ende 2019 konnten die Treibhausgasemissionen um 35,7% gegenüber 1990 gesenkt werden, dies entspricht einer Emissionsreduktion von 447 Millionen Tonnen CO₂Äq in 2019 im Vergleich zu 1990 (UBA 2020a). Wichtige Beiträge waren die Schließung von Kohlekraftwerken in der ehemaligen DDR und der Rückgang der Kohlenutzung im Zuge der Energiewende. In den anstehenden 30 Jahren müssen weitere 742 Millionen Tonnen Treibhausgase reduziert werden, um eine Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Eine Reduktion in diesem Ausmaß ist nur möglich, wenn die THG-Emissionen in allen Sektoren verringert werden und die Energieversorgung, die Einfluss auf alle Bereiche der Wirtschaft hat, grundlegend verändert wird. Dies allein reicht jedoch nicht. Darüber hinaus müssen auch alle natürlichen Ressourcen viel sparsamer als heute in allen Bereichen der Wirtschaft eingesetzt werden. Warum ist das so wichtig? Das gegenwärtige Energiesystem basiert auf der Verbrennung von fossilen Rohstoffen und ist für den Großteil der Treibhausgasemissionen verantwortlich. Die erforderliche vollständige Umstellung auf erneuerbare Energiequellen erfordert nicht nur neue Technologien, sondern auch ihre vollständige Implementierung – in Deutschland und in anderen Ländern der Erde. Auch wenn keine fossilen Rohstoffe mehr gebraucht werden, so steigt dennoch die Nachfrage nach anderen, ebenso begrenzt vorkommenden Rohstoffen, um die neuen Techniken zu errichten. Je geringer die (zusätzliche) Gesamtnachfrage ausfällt, desto weniger Gründe für sektorale oder regionale Verteilungskonflikte und desto weniger (zusätzliche) Umweltbelastungen entstehen in Folge. Wie genau die Spielräume in Deutschland für eine Transformation zur Treibhausgasneutralität oder weitestgehenden Treibhausgasneutralität sind und welche Rohstoffe in welchem Ausmaß nachgefragt werden, wurde im Projekt RESCUE untersucht.

Das Projekt RESCUE baut auf der Studie Treibhausgasneutrales Deutschland (UBA 2014) auf. Treibhausgasneutrales Deutschland beschreibt erstmalig, wie Deutschland in 2050 eine Treibhausgasminderung um mindestens 95 % gegenüber 1990 erreichen kann. RESCUE geht nun verschiedene Schritte weiter und untersucht:

Welche weiteren Optionen bestehen, um in 2050 mindestens eine 95%ige Minderung von Treibhausgasemissionen zu erreichen?

Wie kann bzw. muss der Weg dorthin gestaltet werden?

Welcher Rohstoffkonsum ist mit den Transformationswegen verbunden?

Zur Beantwortung der Fragen wurden insgesamt sechs Szenarien entworfen, die unterschiedliche Ambitionsniveaus und Veränderungsgeschwindigkeiten beinhalten. Die folgende Tabelle 1 zeigt die Green-Szenarien und ihre jeweiligen Ambitionsniveaus im Vergleich. Dieser Bericht dokumentiert das Szenario Germany –resource efficient and greenhouse gas neutral –Energy efficiency – Ressourceneffizient und Treibhausgasneutral, kurz: GreenEe. In GreenEe1 sind die Produktionsmengen vorgegeben, nicht in Deutschland benötigte Vor- und Endprodukte werden exportiert. In GreenEe2 wurde das Exportverhältnis fortgeschrieben und die Produktionszahlen in Abhängigkeit der deutschen Nachfrage ermittelt.

Tabelle 1: Das Ambitionsniveau der Green-Szenarien im Vergleich

	GreenEe1	GreenEe2	GreenLate	GreenMe	GreenLife	GreenSupreme
Energieeffizienz	Sehr hoch	Sehr hoch	Mittel	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Materialeffizienz	Hoch	Hoch	Mittel	Sehr hoch	Hoch	Sehr hoch
Technikinnovation	Hoch	Hoch	Gering	Sehr hoch	Hoch	Sehr hoch
Nachhaltiges Handeln	Mittel	Mittel	Gering	Mittel	Sehr hoch	Sehr hoch
Wachstumsbefreiung	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Sehr hoch
Ausgleich des globalen Technologieniveaus	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch
Verringerung der Flächenneuversiegelung	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Klimaschutzbestrebungen im Pfad	Hoch	Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Sehr hoch

Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von UBA (2019a)

1.2 GreenEe: Leitlinien und Ausrichtung

Im Rahmen des Projekts werden sechs Szenarien gerechnet. Alle Szenarien haben den Anspruch mindestens 95 % THG-Emissionsminderung in 2050 gegenüber 1990 einzuhalten.

Das Szenario GreenEe1 steht für „Germany – resource efficient and greenhouse gas neutral – Energy efficiency“ und ist das Ausgangsszenario, das im Wesentlichen auf der THGND-Studie (UBA 2014) aufbaut. Das Ambitionsniveau der Klimaschutzanstrengungen im Pfad ist im Vergleich zum Klimaschutzplan hoch. Gleichfalls ist das Ambitionsniveau der Energieeffizienzanstrengungen hoch, so dass der Endenergiebedarf im Zieljahr niedrig ist. Die Annahmen zur Rohstoffeffizienz, darunter Recyclingraten der Basismetalle, aber auch Annahmen zum Hoch- und Tiefbau, sind ambitionierter als heute. Es sind darüber hinaus nur Änderungen von Verhaltensweisen angenommen, die bereits in THGND angesprochen sind. GreenEe steht für einen technisch machbaren, ambitionierten Weg des Industriestandortes Deutschland. Das Szenario GreenEe2 (Germany – resource efficient and greenhouse gas neutral - Trade) ist eine Abwandlung von GreenEe1 und basiert nicht mehr auf dem Festhalten am Industrie- und Exportstandort Deutschland, sondern ermittelt die festgelegten Produktionsmengen entsprechend dem heimischen Bedarf und langfristig ausgeglichenerer

Handelsstrukturen. Änderungen resultieren hier im Bereich der Energienachfrage der Industrie und des Güterverkehrs. GreenEe1 kann aufgrund gleicher Annahmen zum Außenhandel mit GreenEe2 verglichen werden. GreenEe2 dient dabei vor allem als Vergleichsmaßstab für die weiteren Green-Szenarien, welche ebenfalls eher ausgeglichene Handelsbilanz anstreben (insbesondere im engeren Sinne GreenMe und GreenLife, sowie unter Berücksichtigung der weitergehenden Annahmen zum Nullwachstum im weiteren Sinne auch GreenSupreme). Die beiden GreenEe-Szenarien fokussieren aber die Erschließung der Energieeffizienzpotenziale über alle Anwendungsbereiche hinweg. Die Tabelle 1 zeigt die Ausrichtung der Szenarien im Überblick. Die Festlegung der einzelnen Parameter in den verschiedenen Sektoren wird in den Kapiteln 3 bis 5 ausführlich beschrieben.

Die Ausrichtung der GreenEe-Szenarien wird sehr präzise und detailliert in UBA (2019a) definiert:

Klimaschutz, Dekarbonisierung, konsequente Energieeinsparung und mehr Ressourcenschutz als gemeinschaftliches Verständnis wird im Laufe dieses gesellschaftlichen und industriellen Wandels immer deutlicher und spiegelt sich in den politisch gesetzten Rahmenbedingungen wieder.

Auch international setzt sich dieses Verständnis –wenngleich langsamer –durch, so dass die Entwicklung globaler Märkte für regenerative Energieträger möglich ist und Carbon Leakage keine ausgeprägte Bedrohung der nationalen industriellen Produktion darstellt. Deutschland ist weiterhin eng in den internationalen Handel verflochten. Während beim GreenEe1 die Industrie insgesamt ihre Produktionskapazitäten kontinuierlich steigert und die Exporte weiter ansteigen, erfolgt in GreenEe2 ein ausgeglichenerer globaler Handel, so dass die nationalen Produktionskapazitäten in weiten Bereichen rückläufig sind. Gleichwohl erfolgt u.a. durch steigende Qualität der produzierten Güter und Innovationen weiterhin ein Wirtschaftswachstum.

Die Energieversorgung beruht im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien. Sektorkopplungstechniken ermöglichen die direkte oder indirekte Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien in allen Anwendungsbereichen, wobei durch das konsequente Erschließen von Energieeffizienzpotentialen der Bedarf an Energie reduziert wird. Dort wo technisch möglich, wird erneuerbarer Strom direkt genutzt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der dafür nötige Netzausbau erfolgt in Deutschland rasch und insbesondere der Stromsektor wird schnell dekarbonisiert, damit die Integration von Sektorkopplungstechniken und Umstrukturierungen in den Anwendungsbereichen Hand in Hand erfolgen kann. Digitalisierung leistet einen wachsenden Beitrag zur intelligenten Verknüpfung und Flexibilisierung von Energieverbrauchern und –erzeugern, so dass Back-up-Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit minimiert werden. Wie heute werden auch zukünftig vor allem die Brenn- und Kraftstoffe nach Deutschland importiert. Im Jahr 2050 werden ausschließlich regenerative Energieträger importiert.

Die Industrie vollzieht parallel zur Änderung der Energieversorgung eine Umstrukturierung und Erneuerung des Anlagenparks hin zu modernen dekarbonisierten Prozesstechniken. Dazu werden alle Prozesstechniken auf treibhausgasneutrale Energieträger umgestellt und PtX-Techniken werden integriert. Dort, wo technisch möglich, wird auf strombasierte Prozesswärmeversorgung (Power to Heat) umgestellt. Die prozessbedingten THG-Emissionen werden auf das derzeit bekannte technische Niveau verringert. Die kontinuierliche Fortsetzung einer ambitionierten Ressourcenschonungspolitik unterstützt den technischen Fortschritt und hebt vielfältige Innovationspotenziale. Dies führt dazu, dass sich der Trend der letzten Jahre hinsichtlich der Entwicklung der durchschnittlichen Rohstoffproduktivität langfristig, leicht

erhöht bis 2050 fortsetzt. Der verstärkte Einsatz von Sekundärrohstoffen und Materials substitutionen vor allem im Bereich der metallverarbeitenden sowie chemischen Industrie und im Bausektor führt zu weiteren Einsparungen von Primärrohstoffen und damit zu weiterer Steigerung der Rohstoffeffizienz in einzelnen Industrien. Auch international wird zunehmend eine Steigerung der Ressourceneffizienz durch die Implementierung entsprechender Politiken und Ziele ambitioniert vorangetrieben. Der hierdurch beschleunigte technologische Fortschritt führt dazu, dass der Stand der technischen Entwicklung in 2050 innerhalb Europas vergleichbar ist. International verringert sich der Abstand deutlich, so dass global der Stand der technischen Entwicklung in 2050 bezogen auf die wesentlichen Entwicklungen der Transformation des Energiesystems und der Steigerung der Ressourceneffizienz dem des Jahres 2040 in Deutschland entspricht.

Gebäude sind bis zum Jahr 2050 stark modernisiert und saniert, so dass der Energiebedarf sich im erheblichen Maße reduziert und vollständig durch erneuerbare und effiziente Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und Wärmenetzen gedeckt wird. Demografischer Wandel und Bevölkerungsentwicklung in Deutschland führen zu einem leichten Anstieg der Pro-Kopf-Wohnfläche bis 2030, die absolute Wohnfläche in 2050 entspricht der des Jahres 2010.

Die Umsetzung von Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung durch die Gesellschaft ist im hohen Maße gegeben. Elektromobilität prägt 2050 das alltägliche Bild der Mobilität. Elektrofahrzeuge im Individualverkehr und öffentlichen Verkehr sind im Laufe des Transformationspfades schnell Selbstverständlichkeiten. Entwicklung und infrastruktureller Ausbau für hybride Oberleitungs-Lkw werden frühzeitig angegangen, so dass auch im Straßenschwerlastverkehr bis 2050 eine hohe Integration von Elektromobilität gewährleistet wird. Verbrennungskraftmaschinen mit treibhausgasneutralen Kraftstoffen werden im Wesentlichen im Flug- und Seeverkehr und nur noch im geringen Maße im Straßenverkehr eingesetzt.

Der gesellschaftliche Konsens zur Dekarbonisierung ermöglicht ebenfalls den Wandel in der Landwirtschaft. Die gesünderen Ernährungsgewohnheiten der Bevölkerung führen zu reduzierten Tierbeständen in Deutschland. In GreenEe2 wird darüber hinaus der Exportüberschuss an Fleisch und Fleischprodukten reduziert und damit einhergehend die Tierbestände und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen in Deutschland. Die THG-Emissionen verringert die moderne und nachhaltige Landwirtschaft zudem durch technische Maßnahmen wie verminderten Mineraldüngereinsatz und Wirtschaftsdüngermanagement. Landwirtschaftlich genutzte Flächen auf trockengelegten Mooren werden bis 2050 sukzessive renaturiert und der Torfabbau vollständig beendet. In Deutschlands Wäldern wird die Entwicklung zu stabilen Mischwäldern konsequent fortgesetzt und somit der Wald als Netto-Kohlenstoffsенke erhalten. Biodiversitätsschutz wird verstärkt in die Waldbewirtschaftung integriert, unterstützt durch die Ausweitung von Prozessschutzflächen mit natürlicher Waldentwicklung.

1.3 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht ist wie folgt gegliedert:

Im Kapitel 2 werden die methodischen Grundlagen, und zwar die im Projekt genutzten Modelle, vorgestellt. Die Reihenfolge ist gegenwärtig die Reihenfolge der Modellierung: die Modelle TREMOD, GEMOD und ALMOD für die Entwicklungen im Bereich des Verkehrs, der Gebäude und der Landwirtschaft, das Modell SCOPE, mit dem basierend auf diesen und weiteren Ausgangsdaten die Energieberechnungen erfolgen, und schließlich URMOD, dass die Inputdaten aller Sektoren für die Rohstoffrechnungen nutzt.

Kapitel 3 beschreibt die allgemeinen Rahmenannahmen, die überwiegend über alle Szenarien hinweg gelten. Zu den allgemeinen Annahmen zählen die Bevölkerungsentwicklung, Annahmen zu Flächennutzungen, zur allgemeinen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklung in Deutschland, und in Europa und im Rest der Welt sowie die Einbindung Deutschlands in den internationalen Handel. Darüber hinaus zählen zu den allgemeinen Annahmen auch die Festlegung des Wetterjahres, Annahmen zu den Potenzialen der erneuerbaren Energien, der biotischen Restmassen und des Mülls und zur Entwicklung des Kraftwerkparcs.

Kapitel 4 beschreibt die Aktualisierungen und ergänzenden Annahmen gegenüber den Annahmen in THGND, die in den GreenEe-Szenarien getroffen werden. Die Annahmen werden entlang der Wirtschaftssektoren dargestellt. Besondere Aufmerksamkeit erhalten alle Sektoren, die zu den Quellgruppen gehören. Die Darstellung beginnt mit den extraktiven Sektoren, unter denen die Land- und Forstwirtschaft aufgrund der THG-Emissionen ausführlicher beschrieben werden. Es folgt die verarbeitende Industrie, auch hier sind die Annahmen für die Industrien, die Prozessemissionen verursachen, detaillierter dargestellt. Auch die Änderungen im Verkehrssektor werden hier vertieft. Dem schließt sich der Bausektor an, zu dem hier auch die Gebäude gezählt werden. Die Nachfrage nach Energie aus dem Bereich Gebäude wird detailliert dargestellt, ebenso wie die rohstofflichen Annahmen, die zur Reduktion der Energienachfrage beitragen. Nach der Industrie folgen die Dienstleistungen. Hierzu gehören vor allem der Abfallsektor und der Transportsektor, die beide hinsichtlich der emissionsenkenden Annahmen detaillierter dargestellt werden. Den Abschluss bildet der Energiesektor, der in der Transformation die zentrale Rolle spielt. Er baut auf die veränderte Energienachfrage aus allen zuvor genannten Sektoren auf. Insbesondere im Stromsektor ergeben sich vielfältige Wechselwirkungen in der Versorgung der einzelnen Sektoren. Der Energiesektor gibt gleichzeitig auch relevante Inputergebnisse in die Emissions- und Rohstoffrechnungen.

Die Ergebnisse des Szenarios „GreenEe1“ werden im Detail in Kapitel 6 dargestellt und wo sinnvoll mit den aggregierten Ergebnissen von GreenEe2 verglichen um Effekte der Annahmen zur Handelsbilanz auswerten zu können. Zunächst wird die Transformation des Energiesystems dargestellt, danach die Ergebnisse der THG-Emissionen sowie der gesamtwirtschaftlichen Rohstoffrechnung. Die detaillierten Ergebnisse von GreenEe2 werden dann im Anhang dargestellt.

2 Methodik

2.1 Vorarbeiten

Die GreenEe-Szenarien bauen wesentlich auf THGND auf. Der erste Schritt war die Aktualisierung wichtiger Annahmen und Basisdaten in THGND und die Erweiterung der Annahmen zur Berechnung des gesamtwirtschaftlichen Rohstoffkonsums und der vorgelagerten Emissionen für das Jahr 2050. Der zweite Arbeitsschritt bestand darin, ausgehend vom Zieljahr, den Pfad zu definieren.

Bezüglich der Überarbeitung von THGND mit dem Blick auf den Zielpunkt wurden

- ▶ Basisdaten aktualisiert und abgestimmt. Dies betraf vor allem die Abstimmung und Aktualisierung des im Projekt genutzten Treibhausgasinventars, konkret wurde die Version 8 der offiziellen Berichterstattung Deutschlands gegenüber dem Sekretariat der UN-Klimarahmenkonvention (UBA 2016a) genutzt.
- ▶ Systemgrenzen für die Modellierungen festgelegt. Besonders relevant war die Festlegung, dass die Treibhausgas-Emissionen sowohl nach dem Territorialprinzip als auch konsistent zur Systemgrenze des Rohmaterialkonsums, das heißt unter der Verrechnung der Emissionsgehalte der Im- und Exporte im Projekt gerechnet wird.
- ▶ Allgemeine Prognosen, darunter zentral die Bevölkerungsprognose, aktualisiert. Die 13. Bevölkerungsprognose (Destatis 2015) geht bei gleichen Annahmen von einer höheren Bevölkerungsanzahl aus als die Prognose, die in THGND genutzt wurde. Da die Bevölkerungsanzahl erhebliche Auswirkungen auf viele Emissionsquellen hat, wurden die Aus- und Wechselwirkungen qualitativ abgeschätzt. Auswirkungen sind beispielsweise, dass mehr Menschen die in THGND angenommene, durchschnittliche Menge der tierisch basierten Nahrungsmittel weiter zu sich nehmen, und dies zu höheren Tierbeständen und damit THG-Emissionen in der Landwirtschaft führt (die in einem anderen Sektor eingespart werden müssen). Die seitens UBA getroffene Entscheidung zur zugrundeliegenden Bevölkerungsentwicklung nimmt nun eine THGND vergleichbare Bevölkerungsanzahl, aber eine verringerte Zuwanderung an, wodurch die Auswirkungen sehr gering und überwiegend vernachlässigbar sind.
- ▶ Die in THGND zugrunde gelegten Techniken überprüft. Dies betrifft beispielsweise technologische Umstellungen, die eine Direktnutzung von Strom über THGND hinaus ermöglichen. Ein Beispiel ist der Oberleitungs-LKW, der in THGND noch nicht enthalten war.
- ▶ Zusätzliche Themen im Vergleich zu THGND aufgenommen und abgestimmt. Dazu gehören beispielsweise biotische Reststoffe, aber auch Ressourceneffizienzpotenziale, Recycling oder Infrastrukturbereiche.
- ▶ Wichtige Wechselwirkungen zwischen den sektoral getroffenen Annahmen qualitativ geprüft.
- ▶ Potenziale insbesondere für die Energieerzeugung ermittelt und abgestimmt.

- Allgemeine und sektorspezifische Annahmen aktualisiert bzw. zusätzlich abgestimmt. Dies betraf beispielsweise Annahmen zum Wetterjahr oder zu den Entwicklungen in Ländern außerhalb Deutschlands. Die wesentlichen Annahmen sind im Kapitel 3, 5 und 4 aufgeführt.

Die Konkretisierung des Pfads beinhaltete folgende methodische Schritte: Bei den Festlegungen zum Pfad wurden zunächst für jeden THG-emissionsrelevanten Sektor Leitplanken identifiziert, die zur Erreichung der Emissionsminderung im Zieljahres einerseits mindestens notwendig und andererseits maximal leistbar waren. Diese Leitplanken wurden in einem nächsten Schritt zwischen den Sektoren abgeglichen. Daraufhin wurden Kriterien zur konkreten Festlegung identifiziert. Zentral war das Kriterium, die THG-Emissionen auch im Pfad ambitioniert zu senken. Weitere Kriterien waren eine möglichst hohe Effizienz in der Stromnutzung (direkte Stromnutzung wo möglich statt Verwendung von PtG/PtL, Flexibilität von Stromverbrauchern und –erzeugern um Einsatz von thermischen Kraftwerken zu reduzieren). Im Folgenden wurden die Leitplanken für die einzelnen Sektoren konkretisiert, wobei methodisch unterschiedlich vorgegangen wurde:

- a) Rückgriff auf sektorale Studien; beispielsweise wurde im Bereich Verkehr auf sektorale Studien zurückgegriffen, und darüber hinaus gehende Annahmen mit dem UBA abgestimmt (etwa der Hochlauf der Elektro-Mobilität und der Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe)
- b) Nutzung von UBA-Vorarbeit: In den Industriesektoren wurde vom UBA eine Vorlage erstellt, die vom AN überprüft und in Einzelaspekten aktualisiert wurde.
- c) Abstimmung einzelner Annahmen: Dies betrifft verschiedene Sektoren. Beispiele sind die Festlegung der Lebensdauern von Kraftwerken und Schlüsseltechnologien, aber auch die Potentialfestlegung bei der Wärmebereitstellung durch unterschiedliche Technologien.

Darüber hinaus führte das Konsortium eigene Berechnung und Modellierung sowohl für die Entwicklung im Pfad als auch für das Zieljahr durch. Da dies die wesentliche und umfangreichste Arbeit umfasst, wird das Vorgehen und das Zusammenspiel der Modelle und Rechnungen sowie die genutzten Modelle im folgenden Kapitel ausführlicher dargestellt.

2.2 Modellierung

2.2.1 Überblick über den Modellverbund

Die Fragestellungen im Projekt bearbeitete das Konsortium mit Hilfe eines Modellverbundes, der sich aus insgesamt fünf Modellen und zusätzlichen sektoralen bzw. spezifischen Detailrechnungen zusammensetzt.

Da im Wesentlichen die Umstellung von einer fossilen auf eine regenerativ basierte Wirtschaftsweise untersucht wurde, wurden die Sektoren, die die größten Umstellungsleistungen erbringen müssen, in eigenen Modellen abgebildet und durchgerechnet:

- der Verkehrsbereich in TREMOD,
- der Wärme- und Kälteverbrauch in Gebäuden in GEMOD,

- ▶ die Landwirtschaft in ALMOD
- ▶ das Energiesystem im Energiesystemmodell SCOPE
- ▶ die gesamtwirtschaftliche Rohstoffnutzung sowie die vorgelagerten THG-Emissionen in URMOD.

Diese fünf Modelle werden aufgrund ihrer besonderen Relevanz im Projekt in den folgenden Kapiteln einzeln beschrieben.

Weiterhin wurden teilweise umfangreiche Detailrechnungen zu Energie- und Rohstoffinputs sowie THG-Emissionen für folgenden Sektoren und Bereichen durchgeführt:

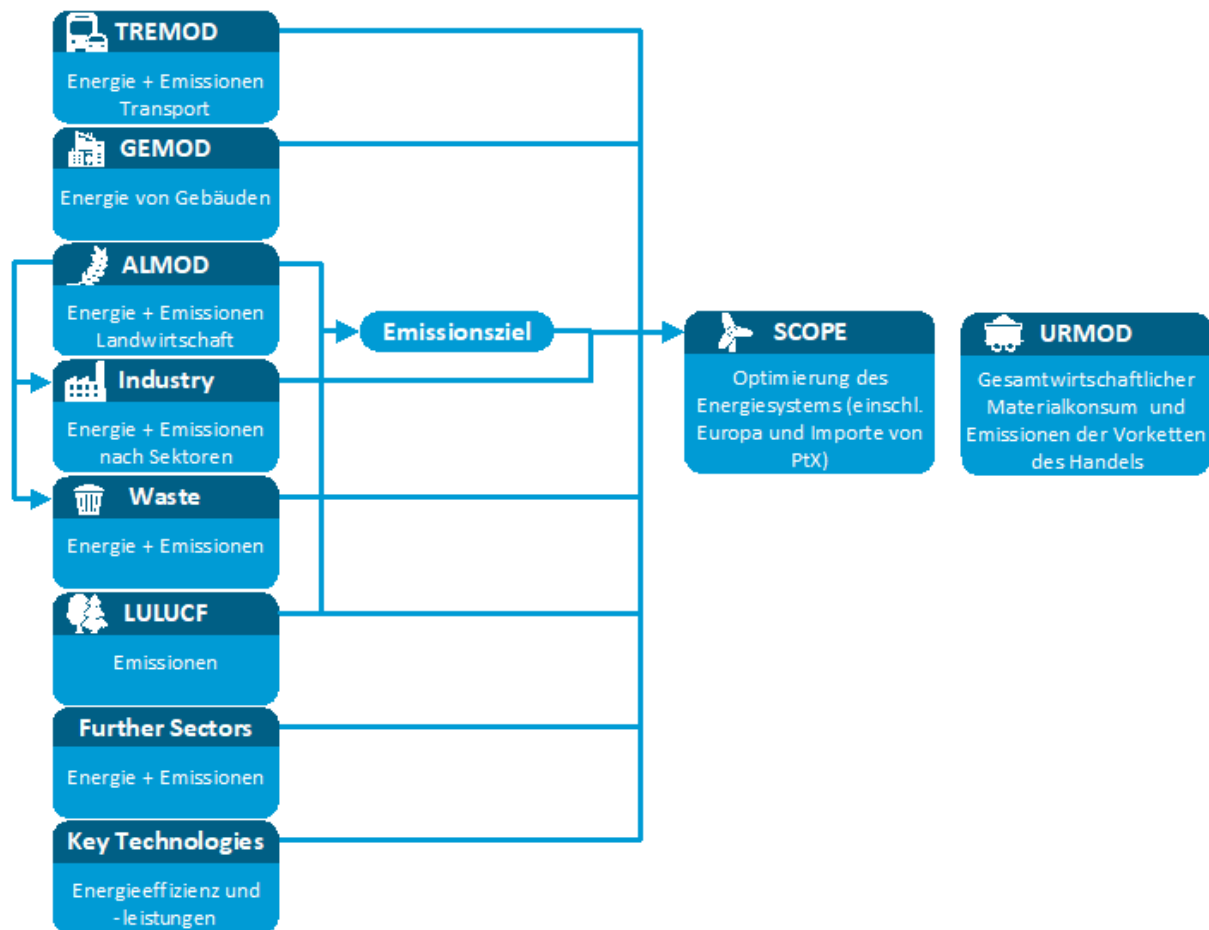
1. Für die emissionsintensiven Industriesektoren
 - a) Eisen/Stahl
 - b) NE-Metalle
 - c) Kalk
 - d) Zement
 - e) Nahrungsmittel
 - f) Holz/Papier
 - g) Chemie
 - h) Glas
2. Für den Abfallbereich
3. Für LULUCF (für den Forstbereich wurde auf Literatur zurückgegriffen)
4. Für rund 20 ausgewählte Schlüsseltechnologien, wobei hier der Fokus auf dem kumulierten Rohstoffbedarf lag;
5. Für materialintensive Sektoren, darunter vor allem der Hoch- und Tiefbau; auch hier lag der Schwerpunkt auf rohstoffbezogenen Inputparametern.

Das Zusammenspiel der Modelle und Detailrechnungen erfolgt in mehreren Schritten: In einem ersten Schritt wurden die mit dem AG abgestimmten Annahmen jeweils in TREMOD, GEMOD, ALMOD und in den Bereichen Industrie, Abfall, LULUCF und in den übrigen Sektoren modelliert bzw. berechnet.

Dabei wurden die THG-Emissionen der Quellgruppen Landwirtschaft, Industrie, Abfall und LULUCF ermittelt und auf der Basis das Emissionsbudget für den Energiesektor festgelegt. Gleichzeitig wurde der Energiebedarf der Bereiche Verkehr (teilweise als Ober- und Untergrenze, teilweise als feste Größen), Gebäude (als Ober- und Untergrenze) und aller übrigen Sektoren (feste Werte) berechnet. Diese sowie Parameter der Schlüsseltechnologien und weitere, in den folgenden Kapiteln detailliert dargestellte Inputparameter stellten die Eingangsdaten für die Energierechnung in SCOPE dar (Abbildung 1).

In diesem Schritt wurden relevante Auswirkungen eines Sektors auf einen oder mehrere andere Sektoren bereits berücksichtigt. Beispiele sind die Nahrungsmittelproduktion, die Produktion von Ethanol in der Chemie auf der Basis von Strohresten, aber auch die Produktion von Energie aus Restbiomasse (wie Gülle), die alle von der landwirtschaftlichen Produktion abhängen.

Abbildung 1: Modellierung und Inputdaten zur Energiesystemmodellierung (Schritt 1)

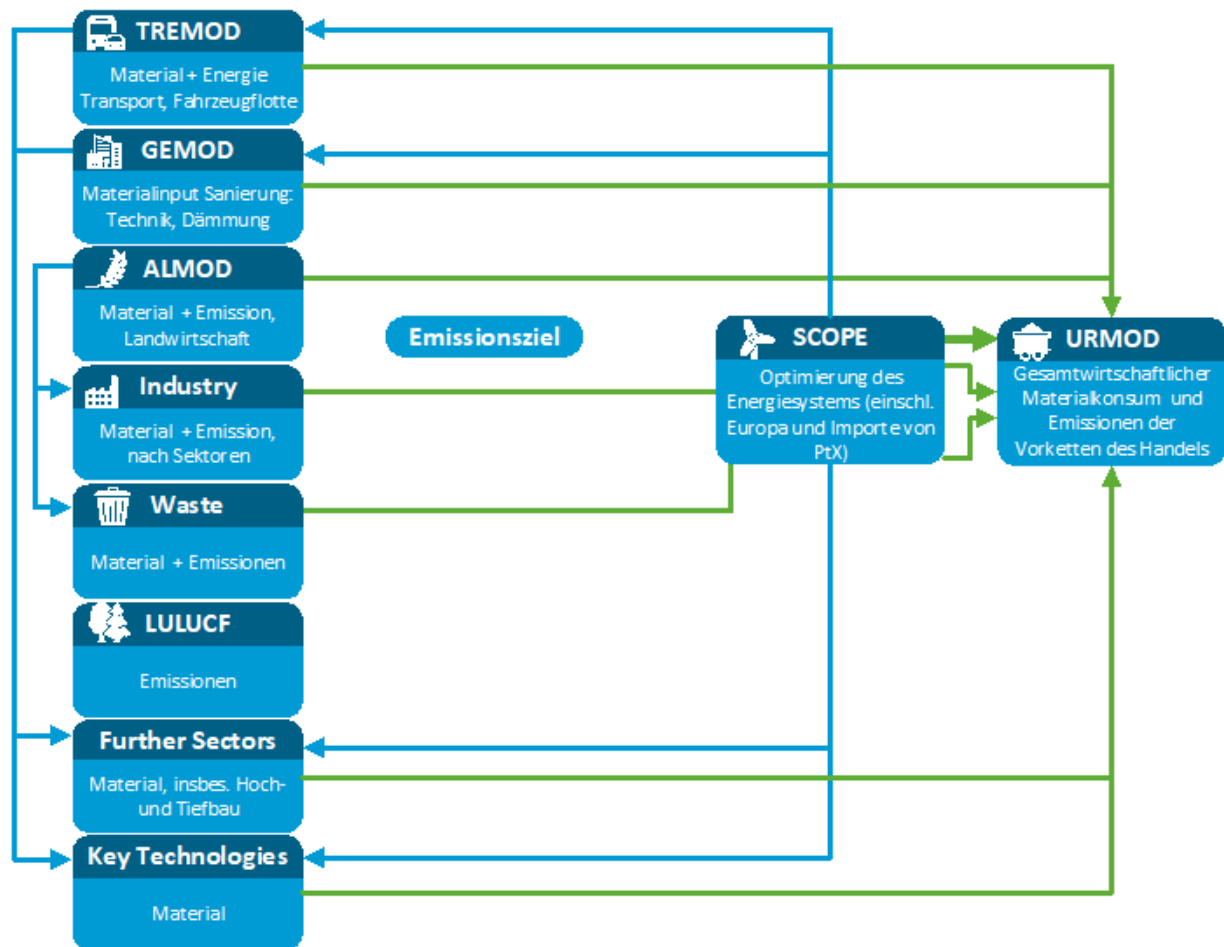


Quellen: ifeu, eigene Darstellung

SCOPE legte mit seinem Ergebnis die konkreten Werte für den Verkehr, den Gebäudebereich und für die installierten Kapazitäten im Kraftwerkspark fest. Zur Berechnung der gesamtwirtschaftlichen Rohstoffnutzung wurden zudem weitere Auswirkungen der Sektoren untereinander berücksichtigt. Zu nennen sind die Ergebnisse der Verkehrsleistungen auf den Neubaubedarf der Verkehrsinfrastrukturen, die Ergebnisse der Sanierungsanstrengungen auf den Hochbau, die Ergebnisse der Energierechnung auf die Netzentwicklung, die Ergebnisse der Gebäudetechnologien und der Energierechnung auf die Schlüsseltechnologien (blaue Pfeile in Abbildung 2).

Zur Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Rohstoffnutzung und der vorgelagerten THG-Emissionen wurden schließlich aus allen vier Modellen TREMOD und GEMOD (beide einschließlich Festlegungen in den SCOPE-Rechnungen), ALMOD und SCOPE sowie aus den Detailrechnungen zu Industrie, Abfall, den übrigen Sektoren einschließlich Schlüsseltechnologien die Inputdaten zu den sektoralen Rohstoffinputs (Primär- und Sekundärrohstoffe), zur Energiebilanz und zu den sektoralen THG-Emissionen an URMOD übermittelt (grüne Pfeile in Abbildung 2).

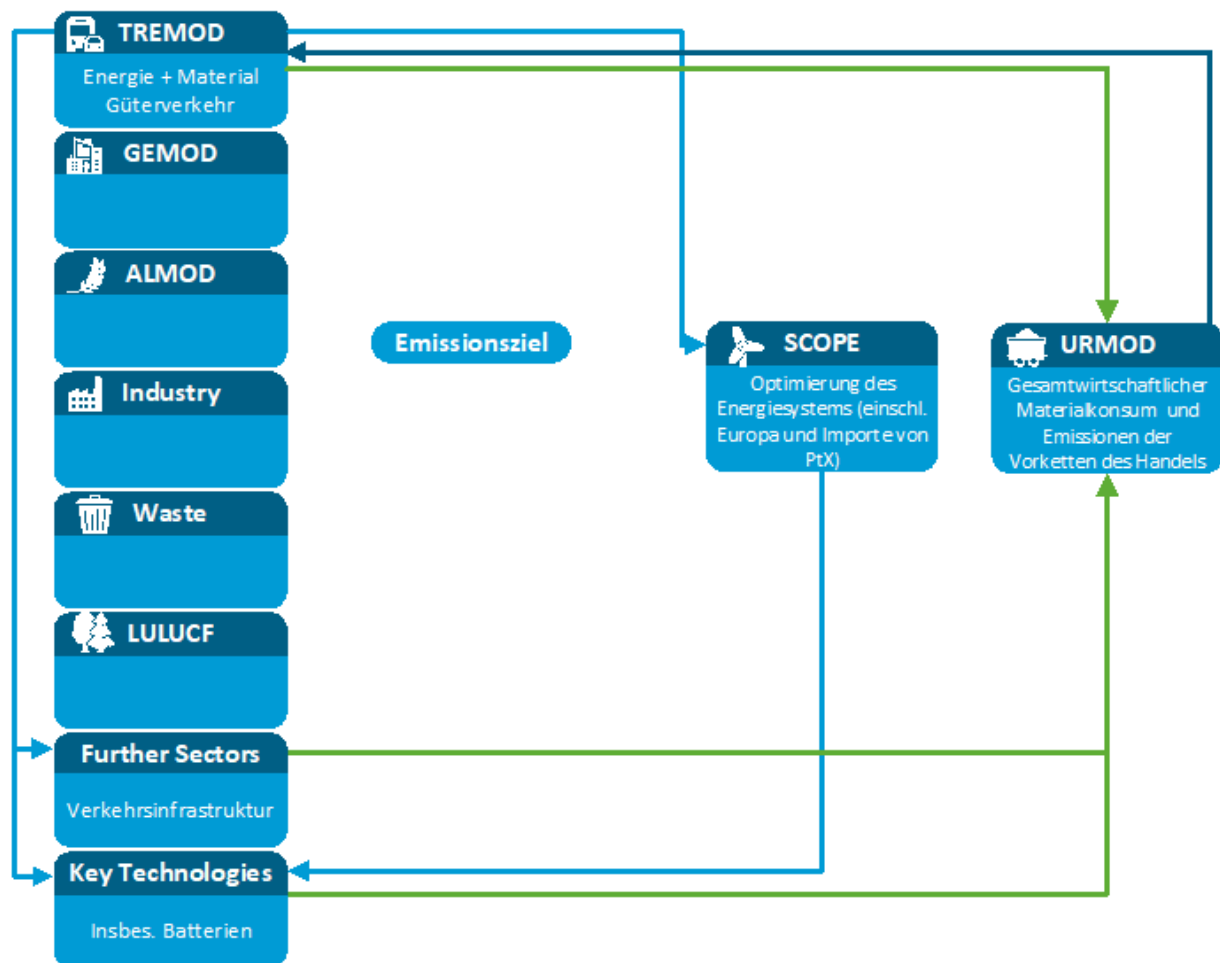
Abbildung 2: Modellierung der Rohstoffe und der vorgelagerten Treibhausgasemissionen (Schritt 2)



Quelle: ifeu, eigene Darstellung

URMOD berechnete die konkreten Gütermengen. Diese wurden in einem dritten Schritt zurück an TREMOD gespielt (graue Pfeile in Abbildung 3, siehe auch Kapitel 2.3.3), wo die entsprechenden Güterverkehrsleistungen neu und final berechnet wurde. Die neuen Inputdaten wurden dann an die Detailrechnungen zur Verkehrsinfrastruktur und zu den verkehrsbezogenen Schlüsseltechnologien sowie an SCOPE übergeben (blaue Pfeile). SCOPE errechnete die finalen energiebezogenen Ergebnisse. An URMOD wurden zur finalen Rohstoffrechnung die überarbeiteten Werte aus TREMOD und SCOPE, einschließlich notwendiger Aktualisierungen von Schlüsseltechnologien und Infrastrukturbereichen übergeben (grüne Pfeile in Abbildung 3).

Abbildung 3: Update des Güterverkehrs (Schritt 3)



Quelle: ifeu, eigene Darstellung

Im Szenario GreenEe2 (und ebenso in den Szenarien GreenMe, GreenLife und GreenSupreme) wurden in einem vorgelagerten Schritt die Produktionswerte für wichtige rohstoff- und emissionsintensive Industriebereiche ermittelt. Das bedeutet, dass weiterhin in einem ersten Schritt die mit dem Umweltbundesamt abgestimmten Annahmen jeweils in TREMOD, GEMOD, ALMOD und in den Bereichen Abfall, LULUCF und in den übrigen Sektoren modelliert bzw. berechnet wurden. Diese Informationen flossen als Vorgaben in die Berechnung der Industrieoutputs in URMOD ein. Die Informationen zur Energie wurden in GreenEe2 in diesem ersten Schritt aus GreenEe1 übernommen. Die so ermittelten Industrieoutputs waren die Basis für die Berechnung der Energie- und Emissionswerte im Sektor Industrie.

Im Folgenden werden die Modelle TREMOD, GEMOD, ALMOD, SCOPE und URMOD einzeln vorgestellt.

2.2.2 TREMOD

Das Transport-Emissions-Modell (TREMOD) ist ein vom ifeu im Auftrag des BMU/UBA bzw. BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) / BAST (Bundesanstalt für Straßenwesen) in Kooperation mit VDA/Deutsche Bahn/Lufthansa entwickeltes Expertenmodell zur detaillierten Ermittlung des Energieverbrauches und der THG-Emissionen aller motorisierten Verkehrsmittel in Deutschland. In TREMOD werden sowohl die direkten THG-Emissionen der Kraftstoffverbrennung, als auch die THG-Emissionen zur Bereitstellung aller im

Verkehr genutzten fossilen und erneuerbaren Energieträger ermittelt. Die Erfassung der Verkehrsträger in TREMOD ist hochdifferenziert und erfolgt nach Größe, Alter, genutztem Energieträger, Abgasnorm und weiteren Fahrzeugmerkmalen.

Grundlagen der Verbrauchs- und Emissionsberechnungen für alle Verkehrsträger sind umfangreiche nationale und internationale Datenquellen zu den Aktivitätsdaten und einzelfahrzeugspezifischen Verbrauchs- und Emissionsfaktoren. Die wichtigsten Inputdaten im Straßenverkehr sind Auswertungen aller wichtigen Fahrleistungsuntersuchungen und Verkehrszählungen in Deutschland, eine jährliche Sonderauswertung beim Kraftfahrtbundesamt zu Kfz-Neuzulassungen und Beständen (nach Antriebskonzept, Größe, Alter und Emissionsstandard) sowie fahrzeugschicht- und verkehrssituationsspezifische Emissionsfaktoren aus dem Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA). Datenquellen für die Bahn, die Binnenschiffe und den Flugverkehr sind das Statistische Bundesamt sowie die DB AG, der VDV und die EEA. Das Modell wird fortlaufend aktualisiert und an aktuelle Entwicklungen im Verkehr angepasst.

TREMOD berechnet zum einen Inventarergebnisse von 1960 bis 2017 und ist offizielle Grundlage vieler Berichtspflichten der Bundesregierung für den Sektor Verkehr (z.B. Kyoto Protokoll, NEC). Zum anderen dient TREMOD der Berechnung von Zukunftsszenarien bis 2050. Wichtigste Datenquellen für zukünftige Verkehrsentwicklungen sind die Fahr- und Verkehrsleistungen der Verkehrsprognose 2030. Für zukünftige Flottenentwicklungen beinhaltet TREMOD eine umfassende Technologiedatenbank mit zahlreichen neuen Fahrzeugkonzepten (z.B. Batteriefahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge). Spezifische Verbrauchs- und Emissionsentwicklungen orientieren sich an der geltenden europäischen Fahrzeuggesetzgebung (z.B. CO₂-Grenzwerte, Emissionsstandards, inkl. Unterschiede Norm- vs. Real-emissionen) sowie an wissenschaftlichen Studien über zukünftige Effizienz- und Emissionsminderungspotenziale. Eine detaillierte Beschreibung von TREMOD findet sich im aktuellen TREMOD Endbericht (ifeu 2016a).

TREMOD materials ist ein ebenfalls vom ifeu entwickeltes Modell. Es dient zur Ermittlung des Materialeinsatzes für die Herstellung einzelner Fahrzeuge (Pkw, LNF, Lkw, Bus, Bahn, Binnenschiff, Flugzeug) unterschiedlicher Größen und Antriebskonzepte sowie zur Hochrechnung von Materialvorleistungen und Umweltwirkungen (Energieverbrauch, Treibhausgase, Luftschadstoffe...) der Fahrzeugherstellung für ganze Fahrzeugflotten. Hierfür werden die Einzelfahrzeugwerte mit Neuzulassungen und Flottenzusammensetzungen beliebiger Szenarien des TREMOD-Hauptmodells verknüpft. Dabei sind sowohl Fahrzeuge nach heutigem Stand der Technik (z.B. Dieselfahrzeuge) als auch mögliche zukünftige Fahrzeugtechnologien abgedeckt (z.B. batterieelektrische Fahrzeuge, Leichtbau).

Grundlage für die Modellierungen mit TREMOD materials bildet das vom ifeu entwickelte Ökobilanzmodell für generische Einzelfahrzeuge eLCAR², das alle Kfz-Kategorien sowie die übrigen motorisierten Verkehrsträger (Schiene, Wasser, Luft) umfasst und im Rahmen der Lebenszyklusanalyse auch für die Fahrzeugherstellung Umweltwirkungen (z.B. Treibhausgase, Versauerung, Eutrophierung...) und Ressourcenbedarf umfasst. Wichtige Inputgrößen sind die

² eLCAR (Electric Car LCA) ist ein Ökobilanzmodell das von IFEU im Rahmen verschiedener Elektromobilitätsprojekte entwickelt wird. Das Modell wird mit der Ökobilanzsoftware UMBERTO realisiert und ermöglicht eine differenzierte Betrachtung des Materialeinsatzes und der Emissionen, die mit der Herstellung, Nutzung und Entsorgung bzw. Recycling von Fahrzeugen mit verschiedensten Antriebssystemen verbunden sind. Auf allen Abschnitten des Lebensweges werden der Material- und Energieeinsatz sowie die damit verbundenen Emissionen bilanziert. Durch die hoch differenzierte Modellierung können verschiedenste Parameter variiert und damit beliebige Szenarien berechnet werden.

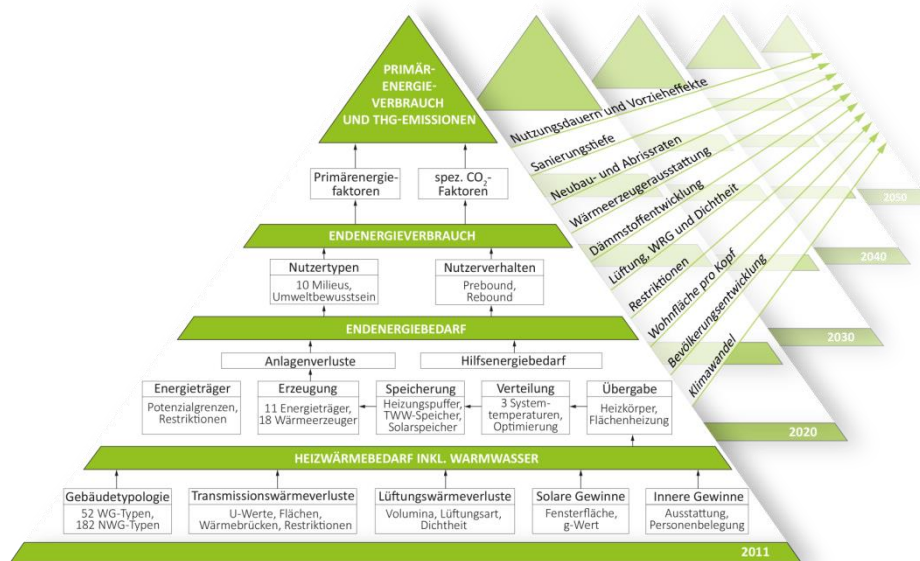
unterschiedlichen materialrelevanten Fahrzeugtechnologien (Antriebstechnologie und Größenklasse), das Bezugsjahr/ -land sowie materialrelevante Detailtechnologien (z.B. Leichtbau). Dabei wird mit Daten aus der anerkannten Ökobilanzdatenbank ecoinvent, Herstellerdaten sowie weiteren Literaturdaten und Expertenschätzungen gearbeitet.

2.2.3 GEMOD

Über das Gebäude-Modell GEMOD wird der Wärme- und Klimatisierungsbedarf des Gebäudebestandes in Abhängigkeit des Dämmniveaus modelliert sowie die Bereitstellung des Bedarfs durch Wärmeerzeuger, Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen. Die Bedarfe werden als Jahresheizwärmebedarf, Jahreswarmwasser-, Kühl- und Lüftungsbedarf in enger Anlehnung an die DIN-Normen der Energieeinsparverordnung berechnet. Der Gebäudebestand wird über eine Gebäudetypologie mit 52 Wohngebäudetypen (angelehnt an die Typologie nach IWU (Loga et al. 2015)) und 182 Nichtwohngebäudetypen abgebildet. Auf Basis der Gebäudebualter und typischer Nutzungsdauern zwischen Erneuerungen der Außenbauteile „oberer Gebäudeabschluss“, „unterer Gebäudeabschluss“, Fenster und Außenwände werden die möglichen Sanierungszeitpunkte als „windows of opportunity“ für die Dämmungen der Bauteile berechnet. Bei den Nutzungsdauern wird der Weibull-Nutzungsdauer-Ansatz verwendet, der eine gängige statistische Verteilung der Nutzungsdauern darstellt. Ebenso werden die Austauschzeitpunkte bei Heizungs- und Lüftungsanlagen modelliert. Hier setzt das Modell auf den Heizungsanlagenbestand und seine Altersstruktur im Jahr 2011 auf und berechnet die zukünftigen Austauschzeitpunkte der Heizungsanlagen auf Basis der für Heizungsanlagen üblichen Nutzungsdauern. Die Nutzungsdauern können modellexogen verkürzt werden, um politische Maßnahmen beim Heizungskesseltausch (Ordnungsrechtliche Austauschverpflichtungen oder Fördermaßnahmen) abzubilden. Um den zunehmenden Ersatz des heutigen, weitgehend fossilen Heizungsanlagenbestands durch erneuerbare Wärmeerzeuger abzubilden, sind vom Nutzer die Marktanteile der verschiedenen erneuerbaren und fossilen Heizungstechnologien in den Szenariojahren bis zum Jahr 2050 vorzugeben. Unterschieden werden Solarthermieanlagen, luft- und erdgekoppelte Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke, der Anschluss an ein Wärmenetz und die fossilen Heizungstechnologien. Die bei der Wärmeversorgung durch die Anlagen entstehenden Energieverluste werden in enger Anlehnung an DIN V 4701 10 berechnet. Sie gliedern sich nach Wärmeerzeugung, Speicherung, Verteilung und Übergabe. Wärmegutschriften aus der Verteilung werden ebenso berücksichtigt wie die jeweils erforderlichen Hilfsenergien. Unter Verwendung der spezifischen Brennstoff- bzw. Strom-Emissionsfaktoren werden so die Treibhausgasemissionen des Gebäudebestandes berechnet. Der Materialbedarf für den Einsatz erneuerbarer Wärmeerzeuger wird auf Basis von Herstellerangaben bzw. Ökobilanzdaten hochgerechnet.

Die bei energetischen Sanierungen erreichten Dämmniveaus werden ebenfalls in Form von „U-Wert-Szenarien“ von außen vorgegeben. Unter Vorgabe der Materialeigenschaften (Wärmeleitfähigkeit und Dichte) der im Szenario eingesetzten Dämmstoffe wird so der Dämmstoffmaterialbedarf in den Szenariojahren berechnet.

Abbildung 4: Übersicht über das Gebäudemodell GEMOD



Quellen: eigene Darstellung, ifeu

GEMOD berücksichtigt weitere Faktoren, wie die Änderung von klimatischen Bedingungen und Unterschiede zwischen dem realen Wärmeverbrauch in Gebäuden im Verhältnis zum nach den DIN-Normen berechneten Wärmebedarf. GEMOD rechnet standardmäßig mit den Klimarandbedingungen gemäß EnEV bzw. DIN V 18599. Darüber hinaus wird von einem Temperaturanstieg um 0,6 K von heute (die Jahresdurchschnittstemperatur in Potsdam ist nach DIN 18599-Teil 10 mit 9,5°C (Referenzstandort für Deutschland Potsdam) anzusetzen) bis 2050 ausgegangen (Jahresmitteltemperatur 2050 10,1°C), der durch den Klimawandel verursacht wird. Es ist ebenso möglich, die Werte der solaren Einstrahlung im Zeitverlauf zu ändern. Dies wird jedoch in den aktuellen Berechnungen nicht getan, da hier bisher kein eindeutiger Trend ableitbar ist.

Verbrauchs-Bedarfs-Abgleiche: Die Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Verbrauch von Wohngebäuden und dem nach DIN V 4108 6 berechneten Wärmebedarf wurden in mehreren empirischen Studien untersucht ((IWU 2013), (Walberg et al. 2011)). Mit diesen Daten wurde das Verhältnis von Verbrauch zu Bedarf als Funktion des Heizwärmebedarfs ermittelt. Mit Hilfe dieses empirischen Verbrauchsfaktors können auch mittlere Verbrauchswerte für künftige Gebäudezustände vorausberechnet werden. Auf diese Weise können Szenarien für den Heizenergieverbrauch erstellt werden.

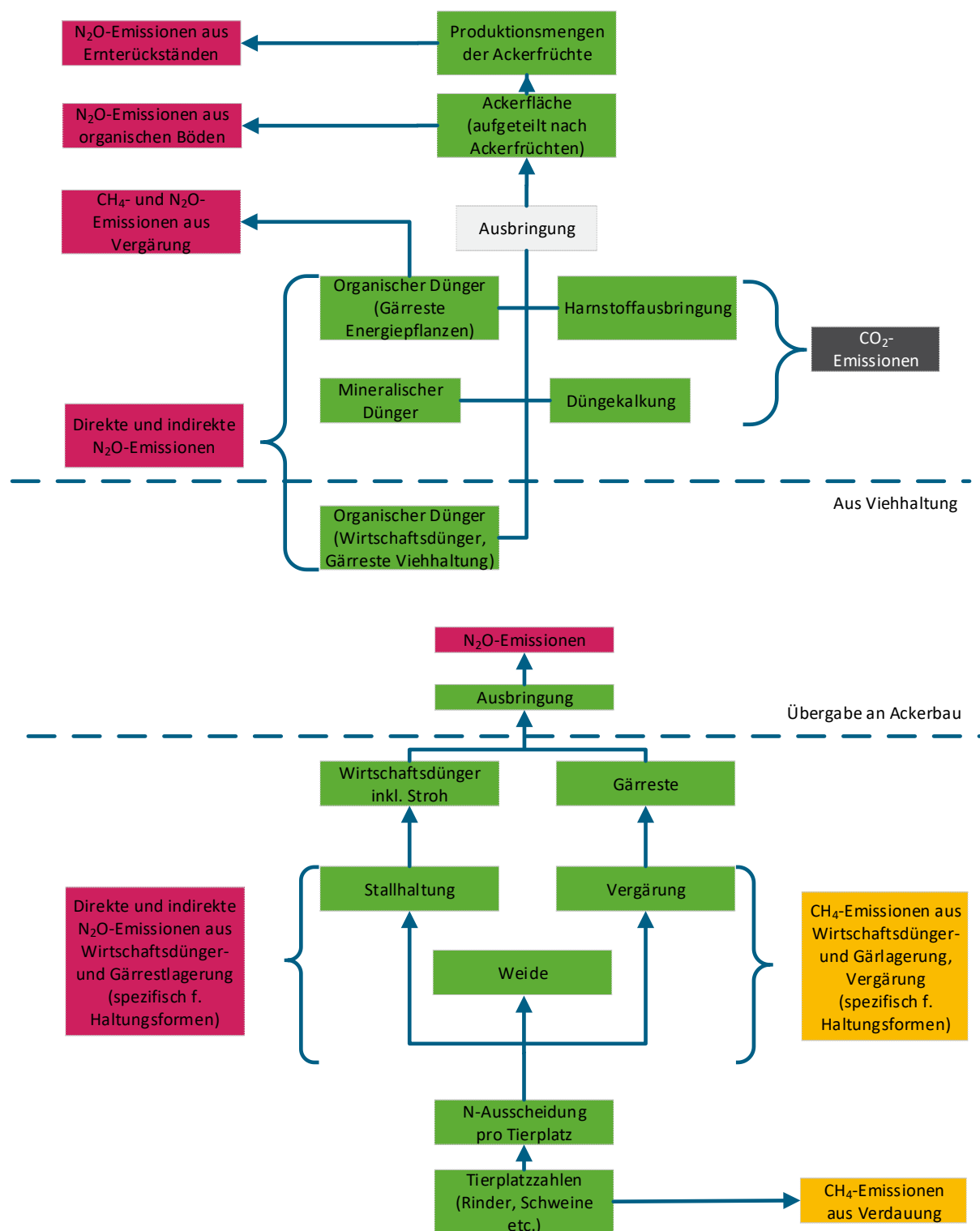
Eine ausführliche Dokumentation und Anwendungen des Modells finden sich in (Mellwig et al. 2015).

2.2.4 ALMOD

Das **Agriculture and LULUCF Model (ALMOD)** wurde vom ifeu zur Bearbeitung der spezifischen Anforderungen im Projekt entwickelt, um die landwirtschaftliche Produktion (Ackerbau und Viehzucht), damit verbundene Entnahmen von biotischen Rohstoffen (insb. Nahrung und Futtermittel), die rohstoffseitigen Inputs (wie Düngemittel) sowie die mit diesen Aktivitäten verbundenen Treibhausgase (Kohlendioxid, Methan und Lachgas) und Flächeninanspruchnahmen (Ackerbau und Grünland) detailliert und konsistent modellieren zu können.

Das Basisjahr des Modells ist 2010. Es beinhaltet detailliert alle Treibhausgasemissionen basierend auf der Methodik der deutschen Treibhausgasinventare. Ausgangspunkt sind die statistischen Daten zu Flächennutzungen, Düngerverbrauch sowie Viehhaltung (Tierplätze), die den BMEL-Statistiken entnommen wurden (BMEL 2018a). Darauf aufbauend werden die einzelnen Treibhausgasemissionen berechnet. Die dafür erforderlichen Emissions- und Umrechnungsfaktoren sind dem Nationalen Inventarbericht 2016 (UBA 2016a) bzw. dem entsprechenden Bericht des Thünen-Instituts (Haenel et al. 2016) entnommen. Die Daten im Basisjahr umfassen damit u.a. Faktoren bezüglich direkter und indirekter N₂O-Emissionen aus der Düngung, N-Ausscheidungen pro Tierplatz, Aufteilung nach Haltungsformen (sowie die jeweiligen Emissionsfaktoren), spezifische Methanbildungs- und -umwandlungsraten sowie THG-Emissionsfaktoren aus der Biogasproduktion (siehe Abbildung 5).

Abbildung 5: Treibhausgasemissionen aus dem Ackerbau und Viehhaltung in ALMOD



Quellen: eigene Darstellung, ifeu

Der im Inventar angewandte TIER-3-Ansatz³ wurde bezüglich der Aufgliederung der Tierkategorien, Haltungsformen und einzelner Emissionsfaktoren vereinfacht unter Nutzung von Durchschnittswerten übernommen.

Es wurden zwei methodische Ansätze gewählt, um den Zusammenhang zwischen der Tierhaltung sowie der für Futtermittel verwendeten Flächen und die mit der Tierhaltung verbundenen Treibhausgasemissionen modellieren zu können: In der Rinderhaltung liegt aufgrund der großen Relevanz ein detailliertes Fütterungsmodell zugrunde, das Modellrationen für verschiedene Rinderkategorien (Milchkühe, Mastbullen, Färsen), Fütterungsphasen (Laktations- und Trockensteherperiode) sowie Rationszusammenstellungen (grünland- oder mischfutterbasiert) enthält. Die Rationen sind anhand der in die Viehfütterung gehenden Mengenströme an Agrarprodukten kalibriert. Letztere wurden dem statistischen Jahrbuch des BMEL entnommen (BMEL 2018a). Für die Schweine- und Geflügelhaltung hingegen wurde ein Top-down-Ansatz gewählt, bei dem eine Aufteilung der flächenrelevanten Futtermittel (z. B. Getreide) auf die beiden Tierkategorien erfolgt. Durch dieses Vorgehen können somit neben den Treibhausgasemissionen auch die Mengenströme an inländisch produzierten Agrarprodukten erfasst und zur Erstellung von detaillierten Versorgungsbilanzen herangezogen werden.

Die modellierten Jahre decken die Stützjahre (2030 und 2040) sowie das Zieljahr (2050) im Projekt RESCUE ab. Zur Modellierung der unterschiedlichen Zukunftsszenarien können in ALMOD folgende Inputparameter variiert werden:

- ▶ Tierbestände, unterteilt nach Rindern, Schweinen, Hühnern, Schafe und Pferde;
- ▶ Zusammensetzung der in Deutschland produzierten Nahrungs- und Futtermittel (nach zwölf Ackerfrüchten⁴ und fünf tierisch⁵ basierten Nahrungsmittelkategorien);
- ▶ Nationale Versorgungsgrade bezüglich der Ackerfrüchte sowie der tierisch basierten Nahrungsmittelkategorien;
- ▶ Entwicklung der Erträge bis 2050 (sowohl der pflanzlichen als auch der tierischen Produkte), jeweils spezifisch für konventionellen und ökologischen Anbau.

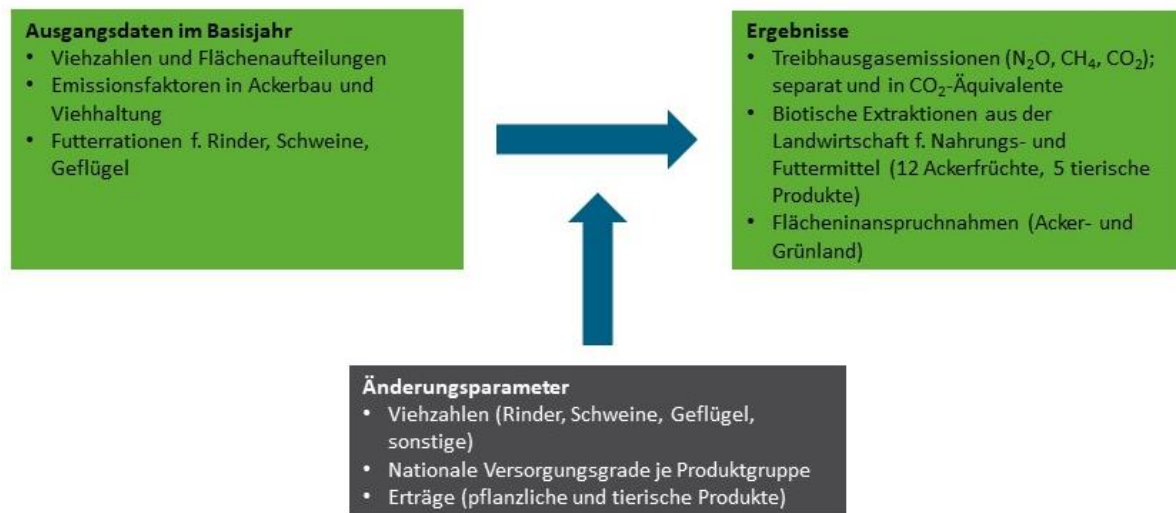
Die Modellergebnisse beinhalten neben den Treibhausgasen die entsprechenden Mengenströme bezüglich agrarischer Produktion (Extraktion) sowie rohstoffseitige Inputs. Über die Verknüpfung zwischen der Tierhaltung mit den Futterflächen können beispielsweise Aussagen darüber getroffen werden, wie sich der Futterflächenbedarf bei sich ändernden Tierbeständen entwickelt (siehe Abbildung 6).

³ Tier 1 ist einer einfachere und mit weniger Eingangsdaten benutzbare Berechnungsmethode. Tier 2 bzw. Tier 3 nutzen differenziertere Eingangsdaten und führen somit zu genaueren Ergebnissen.

⁴ Getreide, Körnermais, Silomais, Hülsenfrüchte, Ölsaaten, Kartoffeln, Zuckerrüben, Klee- und Feldgras, Gemüse, Obst, Rebland, Flächenstilllegung

⁵ Rindfleisch, Geflügelfleisch, Schweinefleisch, Eier, Milch

Abbildung 6: Schematische Darstellung des Modells ALMOD



Quellen: eigene Darstellung, ifeu

2.2.5 SCOPE

Bei dem Modellierungsansatz SCOPE (Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems) handelt es sich um ein modular aufgebautes Fundamentalmmodell zur Erstellung und Analyse von länder- und sektorübergreifenden Energieszenarien des Fraunhofer IEE. Das Modell bestimmt aus volkswirtschaftlicher Perspektive den grenzkostenminimalen Einsatz der abgebildeten Energieanlagen bei gleichzeitiger Deckung von Nachfrageprofilen aus den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Optional können Investitionsentscheidungen über annuitätische Technologiekosten in der Zielfunktion berücksichtigt werden, um für zukünftige Szenarien einen kostenminimalen Technologiemark zu ermitteln. SCOPE ist in Matlab umgesetzt, wobei zur Lösung der Optimierungsaufgabe der kommerzielle Solver CPLEX integriert ist. Für eine schnelle Berechnung auch komplexer Optimierungsprobleme verfügt das Institut über einen leistungsstarken Rechencluster.

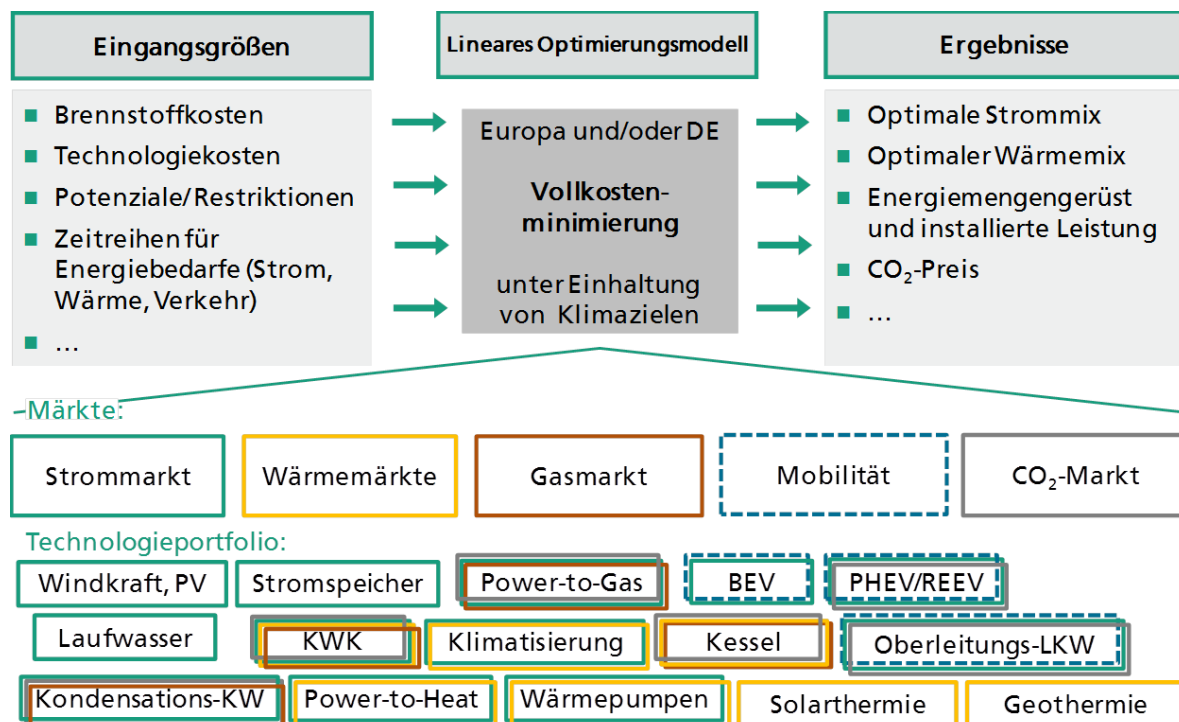
Aufgrund der modularen Umsetzung von SCOPE kann das Modell stets individuell auf die geforderten Fragestellungen und Anforderungen angepasst werden. So werden Detaillierungsgrad und Funktionalität des Modells genau in den relevanten Systembereichen erhöht und die Rechenzeit durch Vereinfachungen in Randbereichen der Fragestellung handhabbar gehalten.

Zwei typische Modellkonfigurationen sind die Anwendung des Modells zur kombinierten Zubau- und Einsatzoptimierung zur Erstellung von sektorenübergreifenden Zielszenarien des zukünftigen Energieversorgungssystems sowie die Anwendung des Modells für eine möglichst realitätsnahe Abbildung der kurz- bis mittelfristigen Entwicklung auf dem Strommarkt zur Bewertung verschiedener Technologien.

Durch eine stundenscharfe Abbildung der Angebots- und Nachfragecharakteristiken eines Szenariojahres können sowohl die erneuerbaren Stromerzeuger als auch konventionelle Kraftwerke sowie der Einsatz von Speichertechnologien und Flexibilitätsoptionen detailliert abgebildet werden. Zur Stromerzeugung stehen verschiedenste konventionelle und erneuerbare Erzeugungstechnologien zur Verfügung. Die notwendige Flexibilität zur Integration der erneuerbaren Stromerzeugung wird über unterschiedliche Speichertechnologien und Lastmanagementoptionen im Verkehr und Raumwärmeversorgung modelliert. In Abhängigkeit

von der Fragestellung werden die Sektoren Wärme und Verkehr mit ihren Schnittstellen zum Stromsektor in einem hohen Detaillierungsgrad mit abgebildet. Neben der stündlichen Nachfragedeckung in allen Sektoren können weitere Randbedingungen auf das Zielsystem angewendet werden. Diese beinhalten z. B. die Vorgabe einer Obergrenze der CO₂-Emissionen, eine Limitierung des Import-Export-Saldos zwischen einzelnen Ländern oder eine Begrenzung des Einsatzes bestimmter Brennstoffe. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in Fraunhofer IWES (2016).

Abbildung 7: Schematische Darstellung der Simulationsumgebung SCOPE



Quellen: Fraunhofer IWES et al. (2015)

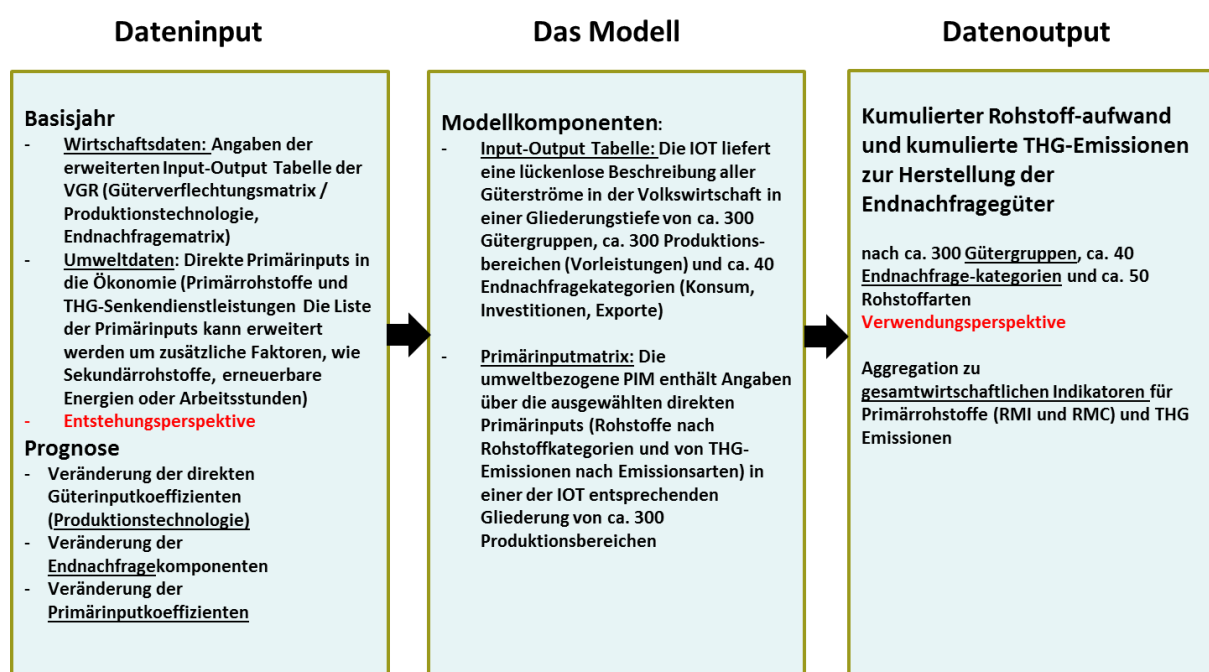
Im Rahmen des vorliegenden Projekts wurde das Modell in verschiedenen Aspekten erweitert:

- Die Darstellung des Verkehrs wurde von einer reinen Einsatzoptimierung im Strommarkt (bei extern vorgegebenem Bestand an Elektrofahrzeugen) zu einer Zubauoptimierung umgebaut. Neben dem Zeitpunkt, wann Elektrofahrzeuge geladen werden, werden hierbei auch die Investitionsentscheidungen für einen bestimmten Fahrzeugtyp in Abhängigkeit von Fahrprofilen und Investitionskosten berücksichtigt. Im Projekt umfasst dieses Modell PKW, leichte Nutzfahrzeuge und Last- und Sattelzüge.
- Der Einsatz von importiertem, regenerativen PtL/PtG als Brenn- oder Kraftstoff wurde im Wettbewerb zu in Deutschland erzeugtem PtG/PtL abgebildet. Bisher wurden die Importe exogen vorgegeben, während die national erzeugten PtG/PTL-Mengen durch die Optimierung bestimmt wurden und ggf. durch Importen von fossilem Methan ergänzt wurden. Jetzt steht ein internationales PtL/PtG-Angebot zu einem festen Preis in Konkurrenz zu endogen abgebildeter PtG/PtL-Erzeugung. Die Zubauentscheidung für PtG/PTL-Anlagen läuft dementsprechend darauf hinaus, dass das national vorhandene Potential, das günstiger als Importe ist, erschlossen wird. Dieses wird vor allem durch die Verfügbarkeit von EE-Überschussstrom bestimmt.

2.2.6 URMOD

Das umweltökonomische Rohstoff- und THG-Modell (URMOD) wird im Rahmen der Green-Szenarien eingesetzt, um sowohl die Rohstoffaufwände als auch die Treibhausgasemissionen mit den verursachenden wirtschaftlichen Produktions- und Konsumaktivitäten auf einer detaillierten Gütergruppenebene zu verknüpfen. Dadurch wird es möglich, die Güterströme in der Volkswirtschaft in Rohstoff- bzw. Treibhausgasäquivalente zu konvertieren. Die Rohstoff- und Treibhausgasäquivalente beschreiben den kumulierten Rohstoffaufwand bzw. die kumulierten THG-Emissionen, die bei der Herstellung der Güter über die gesamte Produktionskette anfallen. Alle wirtschaftlichen Aktivitäten, Rohstoffaufwände und Treibhausgasemissionen in der Volkswirtschaft werden in einem voll integrierten Ansatz dargestellt. U.a. erlaubt es dieses Modell, die mit den Im- und Exporten verbundenen Treibhausgasemissionen zu schätzen. Eine Übersicht über die Modellkomponenten gibt Abbildung 8.

Abbildung 8: Übersicht über URMOD-Modellkomponenten



Quelle: Schoer / Dittrich (2016)

Die Berechnung der Rohstoffäquivalente erfolgt analog zu Berechnungen im Projekt DeteRess (Dittrich et al. 2018): Die Basis ist eine tief gegliederte Input-Output-Tabelle (274 Gütergruppen/Produktionsbereiche), deren Gliederung sich insbesondere daran orientiert, die direkten und indirekten Rohstoffströme möglichst detailliert abzubilden. Die Angaben zur inländischen Entnahme von Rohstoffen beruhen weitgehend auf den Ergebnissen der Materialflussrechnungen der Umweltökonomischen Gesamtrechnungen (UGR) des Statistischen Bundesamtes. Der Rohstoffgliederung liegt die Klassifikation der Liefertabelle für Eurostat (EW-MFA, Domestic Extraction) zugrunde. Die originären Angaben werden partiell durch zusätzliche Information erweitert (tiefere Disaggregation nach Rohstoffarten). Die Output Tabelle wird in dem Modell mit einer Matrix kombiniert, welche bestimmte Primärinputs in die Ökonomie (Primärrohstoffe, aber auch erneuerbare Energien und Sekundärrohstoffe) in physischen Einheiten abbildet (274 Gütergruppen x Primärinputarten). Die berücksichtigten Primärinputs in die Ökonomie werden lückenlos und überschneidungsfrei den Gütern der letzten

Verwendung zugeordnet (kumulierter Primärinputaufwand). Das technische Verfahren zur Zuordnung von Rohstoffen zu Gütern folgt dem sogenannten Leontief-Ansatz der Input-Output-Analyse. Mit diesem auf einer Abfolge von Matrizenoperationen beruhenden Verfahren werden die Primärinputs (in diesem Fall die Primärrohstoffe) in einer Volkswirtschaft den Gütern der letzten Verwendung und den Importgütern zugerechnet. Die Inputdaten werden grundsätzlich nach dem Verfahren aufbereitet, das in Schoer et al. (2017b) bzw. Dittrich et al. (2018) beschrieben wurde.

Für Zwecke des RESCUE-Projektes wird dieser Modellansatz um die zusätzliche „Primärinputkategorie“ Treibhausgase erweitert. Wesentliche Datengrundlage für die Aufstellung der Primärinputmatrix für Treibhausgase nach 274 Produktionsbereichen zur Ableitung einer Primärinputmatrix für Treibhausgase sind die Angaben des UBA nach den Bereichen des Nationalen Inventarberichts⁶). Die Überleitung der NIR Eckwerte in das für die Primärinputmatrix benötigte Format nach 274 Gütergruppen erfolgt in einem vorgeschalteten Modell unter Heranziehung zusätzlicher Informationen, wie die entsprechenden Überleitungstabellen der UGR des Statistischen Bundesamtes.

Die Ermittlung des kumulierten Rohstoff- und Treibhausgasgehaltes der Importe beruht auf einem Drei-Regionen-Modell, das konzipiert wurde, um von Inland abweichende Produktionstechnologien bei der Herstellung der importierten Güter möglichst weitgehend zu berücksichtigen. Nach dem Drei -Regionen-Modell werden die Regionen Deutschland, EU und Nicht-EU unterschieden.

Der Berechnung des Rohstoffgehalts der deutschen Importe aus EU-Ländern liegt grundsätzlich auf der ersten Stufe die durchschnittliche Produktionstechnologie der EU aus dem EU RME-Modell zugrunde. Die Produktionstechnologie der einzelnen EU-Lieferländer weicht aber für viele Mitgliedsländern insbesondere bei der Stromerzeugung (Strommix) und dem Sekundärmetallanteil bei der Erzeugung der einzelnen Metalle signifikant vom EU-Durchschnitt ab. Deshalb wurde in einer weiteren Stufe auch für die EU-Region ein partielles multi-regionales Modell entwickelt, das auf länderspezifischen Informationen für 27 EU-Länder bezüglich der Faktoren Strommix und Sekundärmetallanteil beruht. Mit dieser Differenzierung wird erreicht, dass die vermutlich bedeutsamsten Unterschiede der Produktionstechnologie innerhalb der EU berücksichtigt werden.

Zur Ermittlung des Rohstoffgehalts der deutschen Importe aus Nicht EU-Ländern wird grundsätzlich die Koeffizienten-Matrix für die EU-Importe aus dem Eurostat EU RME-Modell (EU Produktionstechnologie) unterstellt (Schoer et al. 2017a). Diese Rohkoeffizienten werden in einem nächsten Schritt durch die Berücksichtigung wesentlicher länderspezifischer Informationen zur Produktionstechnologie der Herkunftsländer, wie der Strommix und Anteile von Sekundärmetallen) korrigiert.

Es ist somit zu betonen, dass die Berechnungen für die beiden Regionen Nicht-EU Länder und EU Länder jeweils durch weitere länderspezifische Informationen zur Produktionstechnologie in den Lieferländern der Importe hinterlegt sind.

⁶ Der Nationale Inventarbericht, engl. National Inventory Report (NIR), ist die von den Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) der Vereinten Nationen jährlich erstellte Bilanzierung der Treibhausgas-Emissionen. In URMOD differenziert werden die THG-Emissionen der Verbrennung der verschiedenen fossilen Energieträger (Braun- bzw. Steinkohle, Erdgas, Erdöl, andere), THG-Emissionen der Produktion, Transport und Verarbeitung fossiler Energieträger, aus industriellen Prozessen, Landwirtschaft und Abfall.

Das Szenario Modell von URMOD wird in Abbildung 9 erläutert. Das Schaubild zeigt zunächst im oberen Teil den Ablauf des Leontief-Verfahrens als eine Abfolge bestimmter Matrizenoperationen.

Daran anknüpfend wird im unteren Teil der Abbildung das modelltechnische Grundschemata für die Szenarioberechnung mit Hilfe von Parametervariationen dargestellt. Durch einen komparativ-statischen Ansatz können mit Hilfe der Parametervariation in transparenter Weise unterschiedliche Systemzustände (Szenarien) simuliert werden.

Die Abbildung zeigt, wie das Basismodell und das Szenario-Modell über folgende Parametertypen miteinander verknüpft sind (rote Pfeile):

- ▶ Endnachfragematrix (Konsum, Investitionen und Exporte), Y Matrix
- ▶ Matrix der direkten Rohstoffkoeffizienten, F Matrix
- ▶ Matrix der direkten Güterinputkoeffizienten, A Matrix

Die variierten Parameter Endnachfrage, Rohstoffeffizienten und Güterinputkoeffizienten werden folglich exogen ermittelt. Die übrigen Variablen des Szenario-Modells werden dagegen endogen bestimmt. Rechentechnisch erlaubt das Modell damit die Ableitung von Ergebnissen für einzelne Maßnahmen und Maßnahmenbündel durch multiplikative Verknüpfung der einbezogenen Parametervariationen.

Für die Berechnungen in GreenEe1 und GreenLate waren zusätzliche Abstimmungsschleifen erforderlich, um die vorgegebenen inländischen Produktionszahlen zu treffen. Hierbei wurden Im- und Exporte variiert. Die Auswirkungen auf den Primärrohstoffkonsum (RMC), die Zielgröße im Projekt, sind gering.

Als Basisjahr wurde 2010 gewählt, das strukturell weniger untypische Ausschläge zeigte als die Jahre 2008 und 2009 und zum Projektbeginn das aktuellste angesichts der benötigten Daten war.

Das Basismodell liefert für das Basisjahr 2010 eine vollständige, konsistente und empirisch fundierte Beschreibung der Güter- und Rohstoffströme in der Volkswirtschaft auf der Grundlage einer relativ hoch aufgelösten IOT. Durch Parametervariationen werden neue Systemzustände simuliert. Die logische Kohärenz des Modells bleibt auch nach Parametervariation voll erhalten. Somit verkörpern die abgeleiteten Systemzustände jeweils konsistente Systembeschreibungen.

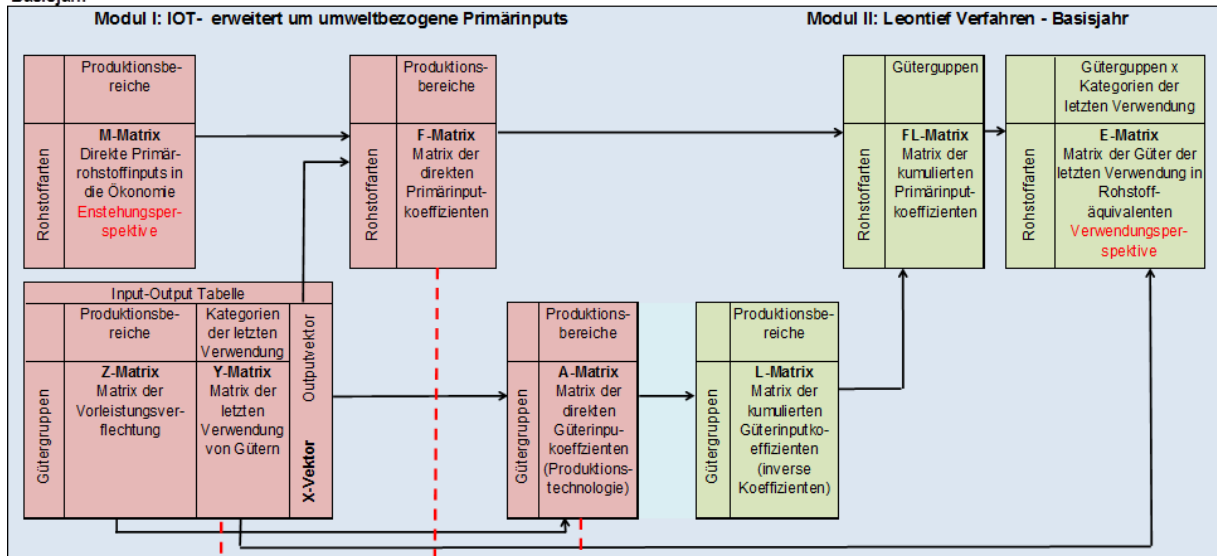
Den Parametervariationen liegen Informationen aus den verschiedenen anderen Modellen des Projektes (SCOPE, TREMOD, GEMOD, ALMOD) sowie aus Einzelrechnungen zugrunde (siehe Kapitel 2.2.1). Oft können die dort vorliegenden Informationen unmittelbar für die Variation der URMOD Parameter verwendet werden. In einigen Fällen sind Umformungen und Abstimmungen erforderlich, damit die vorliegenden Informationen für URMOD nutzbar sind.

Abbildung 9: Grundschemata Szenariomodell URMOD

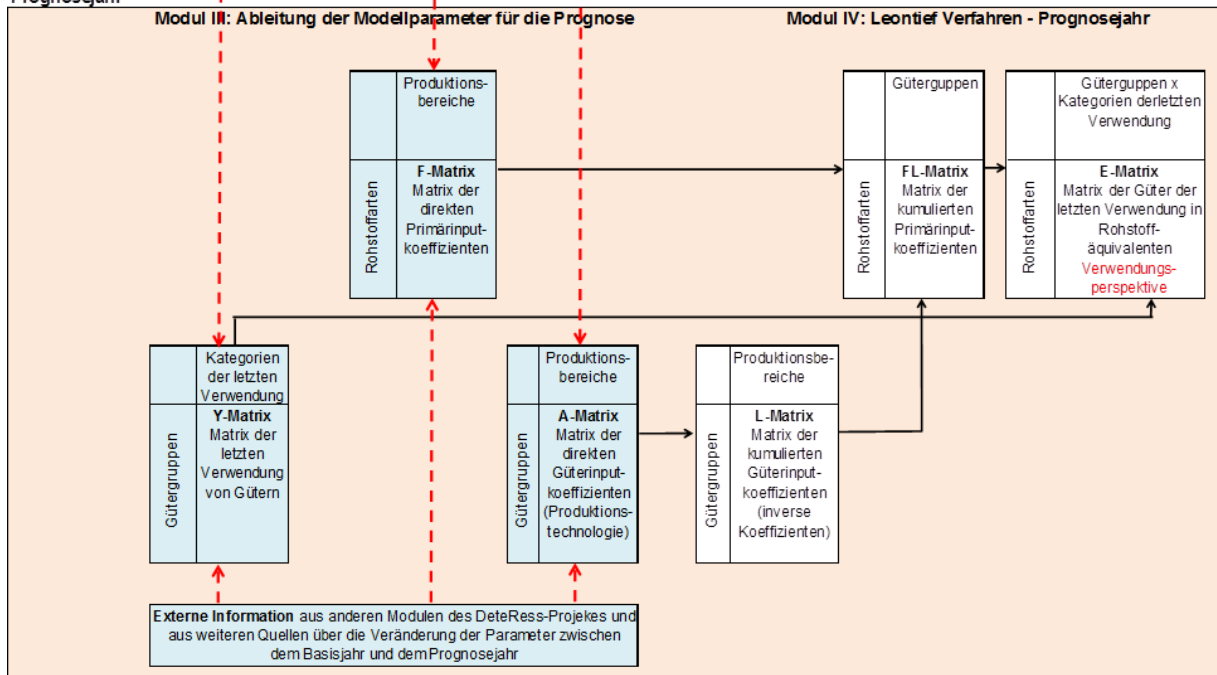
Grundschemata Szenariomodell für URMOD

Umweltökonomisches Input-Output Modell zur Schätzung von Primärrohstoffäquivalenten

Basisjahr



Prognosejahr



Quelle: Dittrich et al. (2018)

2.3 Weitere angewandte Methodiken

2.3.1 Ermittlung der KRA der Schlüsseltechnologien

Für ausgewählte Schlüsseltechnologien wurden die kumulierten Rohstoffaufwendungen (KRA) in 2050 berechnet, d.h. die Rohstoffmengen, die erforderlich waren, damit die Schlüsseltechnologien in 2050 existieren. Übergangstechnologien, die vor 2050 wieder ersetzt werden, sind nicht enthalten.

Für die Berechnungen wurden verarbeitete Rohstoffe (beispielsweise Metallkonzentrate) bzw. Basisprodukte (wie Zement) definiert, für die einerseits die Mengen in den Schlüsseltechnologien und andererseits die rohstofflichen Aufwände („Rucksäcke“) ermittelbar waren.

In einem nächsten Schritt wurden die erforderlichen Rohstoff- bzw. Basisproduktmengen, basierend auf SCOPE, GEMOD, TREMOD-Materials, ausgewählten LCA-Datensätzen sowie zusätzlichen Rechnungen, errechnet. Dabei wurden die Jahre berücksichtigt, in denen die Schlüsseltechnologien gebaut wurden. Weiterhin wurden die Rohstoffaufwendungen, die zur Produktion der Rohstoffe bzw. Basisprodukte erforderlich waren, ermittelt. Hier wurde aufgebaut auf die KRA-Faktoren, die von Schoer et al. (2012) ermittelt wurden. Da sich die Faktoren insbesondere für Basismetalle (primär und sekundär) und Zement, aber auch hinsichtlich der Energieinputs signifikant ändern, wurden Ökobilanz-Datensätze mit wesentlichen Inputs von GreenEe1 (Energieinputs in Basisindustrien, Recyclingraten bei der Metallherstellung, Technologieänderungen) modifiziert. Im Ergebnis lagen neue KRA-Faktoren für die definierten Rohstoffe bzw. Basisprodukte für 2030 und 2050 vor (2040 wurde gemittelt). Diese Faktoren wurden mit den Aufwendungen für die Schlüsseltechnologien unter Berücksichtigung der Baujahre multipliziert.

Diese Methode beinhaltet somit die wesentlichen kumulierten Rohstoffaufwendungen, die für die Schlüsseltechnologien erforderlich sind; Rohstoffverluste oder Energieaufwendungen in den letzten Fertigungsschritten (z.B. für den Einbaubau von PV-Anlagen auf den Dächern) werden jedoch nicht berücksichtigt.

2.3.2 Berechnung der Flächennutzung

Die Flächennutzung wurde für die Jahre 2030, 2040 und das Zieljahr 2050 berechnet. Die Aufteilung der Flächen in die Nutzungsbereiche Siedlung, Verkehr, Vegetation und Gewässer entspricht der Aufgliederung nach Destatis (Destatis 2011, 2018a).

Der Zubau an Siedlungs- und Verkehrsfläche wird anteilmäßig und ausgehend vom Jahr 2017 nach den in Kapitel 3.3.2 dargestellten Annahmen gerechnet. Nur die Betriebsflächen, die zur Siedlungsfläche gehören, werden anhand der Entwicklung der Extraktion der abiotischen Rohstoffe (DE_{abiot}) berechnet. Der Zubau der Siedlungs- und Verkehrsfläche findet zu Lasten der landwirtschaftlichen Nutzfläche statt. Die landwirtschaftliche Nutzfläche (ohne Brache) und die wiedervernässten Flächen werden in ALMOD berechnet. Die Differenz aus Destatis Angaben zur landwirtschaftlichen Nutzfläche bis 2017 und der in ALMOD berechneten landwirtschaftlich genutzten Fläche wird als sonstige Landwirtschaftsfläche angegeben und umfasst u.a. Brachflächen sowie Obst- und Weinanbauflächen. Weitere Vegetationsflächen, wie Heide, Sumpf oder Gehölz, werden ab 2030 auf Basis der Destatis Daten fortgeschrieben. Die Waldflächen sowie die Gewässerflächen bleiben über den Projektzeitraum konstant und werden ab 2017 fortgeschrieben (Destatis 2018a).

Die nachrichtlich ausgewiesenen Flächen für PV-Freiflächen und Windkraftanlagen werden auf Basis der in SCOPE ermittelten installierten Leistungen, der Annahmen zu den Schlüsseltechnologien und Flächenkoeffizienten nach Kauertz et al. (n.d.) berechnet.

2.3.3 Modellierung der Güterverkehrsentwicklung

Die Entwicklung der zukünftigen Güterverkehrsnachfrage in den Green-Szenarien soll die Änderungen der Wirtschaftsentwicklung und Produktionsstrukturen in Deutschland (Güteraufkommen in Produktion, Import und Export) und damit verbundene Änderungen der

Transportnachfrage widerspiegeln. Damit ist keine direkte Übernahme der zukünftigen Güterverkehrsnachfrage aus anderen Szenarien mit abweichenden Wirtschaftsentwicklungen und Annahmen zu Gütermengen (bspw. des Bundesverkehrsentwicklungsplans) möglich. Änderungen bei der nationalen Güterverkehrsnachfrage ergeben sich daher primär aus Unterschieden in den Produktionsstrukturen und nicht aus gesonderten Maßnahmen im Verkehrssektor.

Im Rahmen dieses Projektes werden erstmalig Rohstoffmengen eines ressourceneffizienten Deutschlands ermittelt. Die Rohstoffmengen haben Auswirkungen auf die Entwicklung des Güterverkehrs in Deutschland. Daher wurde ein methodischer Ansatz entwickelt, der auf den in URMOD abgeleiteten Rohstoffmengen für die Produktion von Gütern basiert. Damit wird gewährleistet, dass die Wechselwirkungen zwischen Produktion und Gütertransport abgebildet und die Szenarien in sich konsistent sind. Änderungen bei der nationalen Güterverkehrsnachfrage zwischen den Green-Szenarien ergeben sich daher primär aus Unterschieden in den Produktionsstrukturen. Zur Ableitung der Güterverkehrsentwicklungen wird in Green-Szenarien folgendermaßen vorgegangen:

1. Ermittlung transportrelevanter Güteraufkommen für 2010 in URMOD differenziert nach Güterabteilungen (NST2007), anschließend Zurechnung zu Binnentransport, Import und Export zur Kopplung mit den Transportaufkommen⁷ im nationalen Verkehr im Ausgangsjahr 2010.
 - a) Binnentransport: Gesamtes Güteraufkommen (Produktion + Import), da Binnentransporte neben ausschließlich im Inland produzierten und verwendeten Gütern infolge unterbrochener Transporte (Zwischenlager, Umladen) zusätzlich auch Import- und Exportgüter enthalten
 - b) Empfang von Gütern: Importierte Güteraufkommen
 - c) Versand von Gütern: Exportierte Güteraufkommen
2. Ermittlung der relativen Entwicklung transportrelevanter Güteraufkommen bis 2030 und 2050 in URMOD und der damit verbundenen Entwicklung der Transportaufkommen im nationalen Güterverkehr differenziert nach Güterabteilungen.
3. Ableitung des Modal-Splits, d.h. der Anteile einzelner Verkehrsträger (Straße, Schiene, Binnenschiff) an den Transportaufkommen je Güterabteilung/Hauptverkehrsbeziehung 2030 & 2050: In den GreenEe-Szenarien wird analog zu „KSBV 2050“ (UBA 2016b) von großen Anstrengungen zur Verlagerung und damit einem starken Ausbau der Transportkapazitäten im Schienen-/Schiffstransport ausgegangen. Daher werden in den GreenEe-Szenarien die Entwicklungen der Transportaufkommen je Güterabteilung und Hauptverkehrsbeziehung im Schienen- und Binnenschifftransport direkt aus dem KSBV-Klimaschutzszenario übernommen, d.h. die Beförderungspotenziale dieser Verkehrsmittel pro Hauptverkehrsbeziehung und Güterabteilung werden ausgeschöpft. Die Transportaufkommen im Straßenverkehr ergeben sich als Differenz zwischen Gesamtaufkommen und dem Aufkommen bei Schiene und Binnenschiff je Güterabteilung und Hauptverkehrsbeziehung.
4. Berechnung der Transportleistungen: Die Transportaufkommen je Verkehrsträger, Güterabteilung und Hauptverkehrsbeziehung (insg. 180 Einzelwerte pro Bezugsjahr) werden mit den in gleicher Differenzierung vorliegenden Transportweiten des jeweiligen Bezugsjahrs (2030, 2050) aus „KSBV 2050“ multipliziert. Zusätzlich werden die Transportleistungen im Transitverkehr, der weder Start noch Ziel in Deutschland hat, direkt aus „KSBV 2050“ übernommen.

3 Allgemeine Rahmenannahmen

3.1 Bevölkerung

Die Bevölkerung ist eine sehr grundlegende Variable für Szenarien, relevant sowohl für die Treibhausgasemissions- als auch für die Rohstoffberechnung.

Die THGND-Studie (UBA 2014) bezieht sich auf die Bevölkerungsprognose, die in der Studie „Modell Deutschland“ (Öko-Institut / Prognos 2009) verwendet wurde. Diese Studie orientiert sich an der 1. Variante der 11. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2006.

Die 13. Koordinierte Bevölkerungsprognose, die zum Beginn des Projekts vorlag, beinhaltet im Gegensatz zu vorherigen Prognosen hohe Zuwanderungstrends. Sie bietet 8 Varianten der zukünftigen Entwicklung, die sich hinsichtlich

- ▶ der Geburtenrate: 1,4 bzw. 1,6 Kinder je Frau
- ▶ der Lebenserwartung: 84,8/88,8 für Jungen/Mädchen bzw. 86,7/90,4 für Jungen/Mädchen jeweils geboren in 2060
- ▶ sowie dem Wanderungssaldo: Rückgang von 500.000 auf 100.000 bzw. 200.000 Einwohnern im Prognosezeitraum von 2014 bis 2021

unterscheiden. Im Projekt RESCUE wird auf Wunsch des Umweltbundesamtes in allen Szenarien die Variante V1 „Kontinuität bei schwächerer Zuwanderung“ genutzt. Damit sind die Unterschiede zur in THGND genutzten Bevölkerungsprognose gering. Grundsätzlich wird in den Szenarien die Bevölkerung nicht variiert, da dieser Parameter nicht durch Umwelt- und Energiepolitik beeinflusst wird. Die angenommene Bevölkerungsentwicklung ist damit vergleichsweise gering.⁸

⁸ Im Nachgang der Szenarienberechnungen wurde in einer Sensitivitätsrechnung überprüft, welche Auswirkungen eine höhere Bevölkerungsannahme (Variante 2, Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung, der 13. Bevölkerungsvorausschau) hätte. Das Ergebnis zeigte, dass in allen Green-Szenarien außer GreenLate weiterhin eine Reduktion der THG-Emissionen (einschließlich LULUCF, ohne Wald) um 95 % gegenüber 1990 erreicht werden würde.

Tabelle 2: Vergleich zentraler Annahmen: THGND und 13. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung

	THGND / WWF orientiert an Variante 1-W der 11. Koord. Bev.vor. (Destatis 2006)	13. koordinierte Bevölkerungsvorausschau (Destatis 2015) V1: Kontinuität bei schwächerer Zuwanderung
Geburtenrate	Annähernd konstant : 1,4 Kindern je Frau	Annähernd konstant: 1,4 Kindern je Frau
Lebenserwartung	Moderater Anstieg auf 88,0/83,5 Jahren für Mädchen/Jungen, die in 2050 geboren werden	Moderater Anstieg auf 88,8/84,8 Jahren für Mädchen/Jungen, die in 2060 geboren werden
Netto-Zuwanderung	150.000 p.a. bis 2030, danach: 100.000 p.a.	500.000 in 2014 rückläufig bis 2021, 100.000 p.a. zwischen 2021 und 2060
Basisjahr	2005	2013
Bevölkerung in 2050	72.178 Tsd.	71.902 Tsd.

Quellen: Öko-Institut / Prognos (2009); Destatis (2015)

3.2 Emissionsziel 2030 und 2040

Die Emissionsziele der GreenEe-Szenarien sind gegenüber dem Klimazielen der Bundesregierung für die Stützjahre 2030 und 2040 verschärft worden, um eine kontinuierliche Reduktion der THG-Emissionen bis zu einer Treibhausgasneutralität der Energieversorgung in 2050 zu erreichen. Die Reduktionsziele bezogen auf 2030 sind – 60 % gegenüber dem Klimaziel der Bundesregierung mit -55 % und für 2040 -80 % in den GreenEe-Szenarien gegenüber -70 % erhöht. In 2050 wird das Ziel einer Reduktion um 96 % erreicht, im Vergleich zum bisherigen Minderungskorridor der Bundesregierung von -80 bis -95 % gegenüber 1990. Auch wenn dabei die Energiewirtschaft die schnellste Reduktion der THG-Emissionen ermöglicht, erfolgt 2030 weiterhin ein Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung. Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung (BMUB 2016a) werden nicht als Randbedingung für die Optimierung festgelegt, sondern als Ergebnis ausgewertet. Neben den direkten nationalen THG-Emissionen müssen auch Anstrengungen im Bereich des nichtenergetischen Verbrauchs (welcher über Müllheizkraftwerke als THG-Emissionen verspätet auftritt) und des internationalen Verkehrs unternommen werden. Deswegen werden PtL-Importe in 2030 und 2040 nicht auf nationale THG-Emissionsziele angerechnet.

3.3 Flächennutzung und LULUCF

Im Rahmen des Projektes wird auf Deutschland insgesamt geschaut. Regionale Differenzierungen sind nur in wenigen Ausnahmen Bestandteil von Analysen im Projekt. Nichts desto trotz werden auch allgemeine Annahmen zur Flächennutzung benötigt, um einerseits die THG-Emissionen und andererseits Rohstoffaufwendungen, z.B. für Infrastrukturen abzuschätzen.

3.3.1 LULUCF-betreffende Flächenannahmen

Landnutzung- und Landnutzungsänderungen werden emissionsseitig in der Quellgruppe LULUCF bilanziert. Darin sind folgende Subkategorien enthalten:

- ▶ Ackerland: der größte Anteil der Emissionen entstammt der Nutzung organischer Böden. Weitere Quellen sind die Kalkung landwirtschaftlicher Flächen sowie die Umwandlung von Grünland zu Ackerland.
- ▶ Grünland: der größte Anteil entstammt auch hier der Nutzung organischer Böden.
- ▶ Feuchtgebiete: Emissionen beschränken sich hier auf Flächen mit industriellem Torfabbau.
- ▶ Siedlungen: auch hier stammen die Emissionen aus den organischen Böden.
- ▶ Wald und Holznutzung

Für LULUCF wird als Basisjahr das Jahr 2010 aus der THGND-Studie und deren Mengengerüst (UBA 2014) angesetzt. Da für den Wald in der THGND-Studie keine Prognosen für den Zielpunkt 2050 vorliegen, wurde er in die dortige nicht mit einbezogen. Inzwischen liegen jedoch aktuelle Ergebnisse der vom Thünen-Institut erarbeiteten WEHAM-Szenarien⁹ vor. Diese werden in RESCUE gesondert ausgewiesen, jedoch wird das Klimaziel immer nur mit den LULUCF-Emissionen ohne Wald, also ohne die negativen Emissionen von Wald bilanziert.

Für das Zieljahr 2050 wird an den Vorgaben von THGND festgehalten. Der Pfad bis dahin soll einerseits ambitioniert und damit möglichst rasch, andererseits aber auch realitätsbezogen und damit umsetzbar sein. Das bedeutet im Einzelnen:

- a) Ackerland: Der größte Beitrag wird durch die Einstellung der ackerbaulichen Nutzung und Wiedervernässung von dauerhaft entwässerten organischen Böden (Acker und Grünland) erzielt:
Von ca. 38 Mio. t in 2010 freigesetztem CO₂Äq (durch aerobe Zersetzung des Torfs) verbleiben in 2050 nur noch 4 Mio. t. Die weiterhin aus diversen wasserbaulichen Gründen entwässerten Flächen nehmen dann noch einen Anteil von 15 % der heutigen Flächen ein. Sie werden in Grünland umgewandelt und extensiv bewirtschaftet.
- b) Grünland: Es wird nicht mehr in Ackerland umgewandelt, der Effekt ist unter den oben genannten Werten für Ackerland enthalten.
- c) Feuchtgebiete: Der industrielle Torfabbau wird bis 2040 komplett eingestellt.
- d) Siedlungen (siehe Kapitel 3.3.2): hierfür gilt das Ziel von 0 ha/d an zusätzlicher Neuinanspruchnahme von Flächen für Siedlungen und Verkehr in 2050; im Zieljahr

⁹ <http://www.weham-szenarien.de/>

verbleiben jedoch die nach THGND nicht zu vermeidenden Restemissionen aus im Siedlungsbereich genutzten organischen Böden.

Die Umsetzung der Wiedervernässung von **Acker und Grünland** ist ein komplexer regionalpolitischer Prozess, der zum einen die betroffenen Betriebe einbeziehen muss (Erwerb von Flächen, Gestattungsverträge u.a.) zum anderen in der technischen Umsetzung Zeit benötigt. Zwar haben viele Einzelprojekte bereits begonnen, doch diese machen bisher erst einen Bruchteil der insgesamt betroffenen Fläche aus. Es wird daher davon ausgegangen, dass jährlich 5 % der Ausgangsfläche (Bezug hierfür die Zahl in 2010) ab 2018 durch entsprechende Maßnahmen wiedervernässt wird.

Der **Torfabbau** geht teilweise ebenfalls mit der Entwässerung von Moorböden einher, dient jedoch nicht der Bereitstellung von Landwirtschaftsflächen, sondern der Gewinnung von Torf – mit der gleichen Konsequenz: der Oxidation von Torf zu CO₂ im Zuge dessen Nutzung. Bei dieser Maßnahme gilt es, die in Deutschland (vor allem in Niedersachsen) jährlich etwa 5 Mio. t abgebauten Torf zu substituieren. Hierzu stehen Komposte aus biogenen Abfällen zu Verfügung. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes wurden in Deutschland im Jahr 2011 etwa 14 Millionen Tonnen biogene Abfälle kompostiert oder in Biogasanlagen vergoren und anschließend auf Böden verwertet. Durch Maßnahmen zur Qualitätsverbesserung können diese Materialien letztlich in den üblichen Torfanwendungen (Garten-Landschaftsbau u.a.) zum Einsatz kommen. Es wird ferner angenommen, dass bis 2030 ein Viertel der inländisch produzierten Torfmenge durch Komposte ersetzt werden kann. Bis 2040 wird der Abbau vollständig eingestellt. Entscheidend ist dabei, dass die Substitution der inländischen Torfe nicht durch importierten Torf (z.B. aus dem Baltikum) erfolgt.

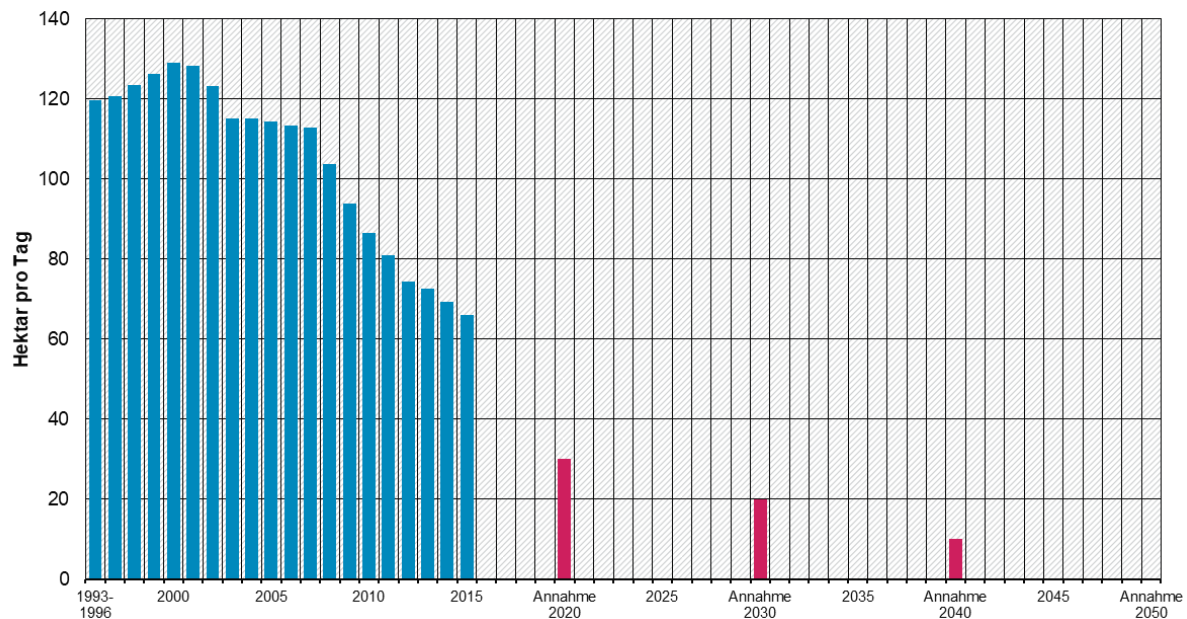
Für den **Forst** werden die Ergebnisse des Naturschutzpräferenzszenarios aus den vom Thünen-Institut erarbeiteten WEHAM-Szenarien angesetzt. Dies bedeutet nach Rüter et al. (2017) jährliche Senken von 30 bis 35 Mio. t CO₂.

3.3.2 Siedlungsflächen

Siedlungsentwicklung und deren räumliche Verteilung wird nicht nur für die Emissionsberechnung benötigt, sondern insbesondere auch, um die rohstofflichen Aufwendungen für die Infrastruktur abzuschätzen.

Hinsichtlich der Siedlungsentwicklung wird in den GreenEe-Szenarien angenommen, dass die zusätzliche neue Siedlungsfläche bis 2020 auf 30 ha/Tag sinkt und das politische Ziel der Reduktion der Flächeninanspruchnahme erreicht wird (Bundesregierung 2018). Darüber hinaus wird in GreenEe1 und GreenEe2 ein weiterer Rückgang über 20 ha/Tag in 2030 und 10 ha/Tag in 2040 angenommen. In 2050 findet netto keine Inanspruchnahme von neuen Siedlungsflächen mehr statt (siehe Abbildung 10). In allen Jahren wird darüber hinaus angenommen, dass 7 ha Siedlungsfläche aufgegeben und 7 ha neue Siedlungsfläche in Anspruch genommen werden.

Abbildung 10: Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche: Trend bis 2015 und angenommene Entwicklung bis 2050



Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von UBA (2020b) (gleitender Vierjahresdurchschnitt)

Darüber hinaus wird angenommen, dass in Deutschland grundsätzlich weiterhin das Leitbild der dezentralen Konzentration verfolgt wird, das heißt, dass eine bundesweit ausgeglichene Raum- und Siedlungsstruktur zu entwickeln bzw. zu sichern ist. Das heißt, es werden bei der Modellierung keine räumlichen Konzentrationen von Industrien und daraus abzuleitende Änderungen für die Infrastrukturen oder für den Güterverkehr unterstellt. Nichts desto trotz wird unterstellt, dass die Ansiedlung neuer Großanlagen, wie beispielsweise Power to Gas – Anlagen zur Wasserstofferzeugung relativ ortsnahe zu den entsprechenden Abnehmern in der Eisenindustrie und chemischen Industrie erfolgt und dafür keine eigenen neuen Infrastrukturen über weite Regionen hinaus benötigt werden.

3.4 Wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland

Die wirtschaftliche Entwicklung hat, ähnlich wie die Bevölkerungsentwicklung, generell einen sehr hohen Einfluss auf den Energie- und Materialbedarf (Wiedmann et al. 2015). Viele Autoren (darunter Bleischwitz et al. 2018; Dittrich et al. 2012; Schandl et al. 2017; Steger / Bleischwitz 2011; Steinberger / Krausmann 2011) beobachten eine besonders hohe Korrelation zwischen BIP pro Kopf und dem Bedarf an fossilen Brennstoffen und Baumaterialien auf globaler Ebene, während der Biomassebedarf einen schwächeren Zusammenhang aufweist. In entwickelten Ländern sind die Zuwächse im Allgemeinen geringer als in sich entwickelnden Ländern, in denen Infrastrukturen und Industrien aufgebaut werden. Im weltweiten Durchschnitt hat die BIP-Entwicklung in nahezu allen Dekaden seit 1970 einen stärkeren Einfluss auf den globalen Materialkonsum als die Bevölkerungsentwicklung (UNEP 2016). In den GreenEe-Szenarien soll nun dieser in der Vergangenheit und Gegenwart beobachtete empirische Zusammenhang gebrochen werden.

Die GreenEe-Szenarien folgen dem Leitgedanken, dass Deutschland im Pfad und in 2050 ein wirtschaftlich starkes Land bleibt. Dazu gehört insbesondere auch, dass eine kontinuierliche Steigerung der Materialeffizienz zu einer hohen Wettbewerbsfähigkeit deutscher Industrien

beiträgt und die Industrieproduktion in vielen Industriezweigen auf einem hohen Niveau aufrecht erhalten bleibt.

Im Folgenden werden die Annahmen zur gesamtwirtschaftlichen (monetären) Entwicklung dargestellt.

3.4.1 Annahmen zum gesamtwirtschaftlichen Wachstum

In den letzten Jahrzehnten haben die Wachstumsraten in Deutschland kontinuierlich abgenommen. Während es in den 70er Jahren noch ein durchschnittliches jährliches Wirtschaftswachstum von 2,9 % gab, ist dieses bis in die 90er auf 1,6 % gesunken. In den Jahren 2000-2010 lag es aufgrund der Wirtschaftskrise nur noch bei 0,9 % (Statistisches Bundesamt 2016).

Bezüglich der zu erwartenden zukünftigen Entwicklung stützt sich der vorliegende Bericht auf die Annahmen im THGND (UBA 2014). Eine wichtige Vorgabe bestand darin, den Industriestandort Deutschland in der Projektion zu erhalten. Dazu wird zwischen den Jahren 2010 und 2030 bzw. 2030 und 2050 ein jahresdurchschnittliches Wirtschaftswachstum (Bruttoinlandsprodukt (BIP), preisbereinigt) von 0,8 % bzw. 0,7 % p.a. unterstellt. Die im Folgenden dargestellten Wachstumsannahmen fließen in URMOD als Vorgaben ein. Bei dem gleichzeitig unterstellten Rückgang der Bevölkerung führt das gesamtwirtschaftliche Wachstum zu einer etwa 50-prozentigen Steigerung des durchschnittlichen Einkommens pro Person bis zum Jahr 2050.

Die hier unterstellte Annahme zur durchschnittlichen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung über den gesamten Zeitraum ist damit vergleichsweise gering. Im Projektionsbericht 2015 wurde für die Jahre 2013-2019 ein Wachstum von 1,3 % p.a. und für die Periode von 2020 bis 2035 ein Wachstum von 1,0 % unterstellt (BMUB 2015). In der Studie Klimapfade für Deutschland für den BDI gehen Gerbert et al. (2018) von einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 1,2 % bis 2050 aus. Fraunhofer ISI et al. (2017a) unterstellen in ihren Langfrist- und Klimaszenarien ein jahresdurchschnittliches Wachstum von 1,7 % bis 2017, 0,8 % bis 2030 und 0,7 % zwischen 2030 und 2050 und haben damit die gleichen Annahmen zum gesamtwirtschaftlichen Wachstum wie die GreenEe-Szenarien.

3.4.2 Sektorspezifische Wachstumsannahmen in GreenEe1

In THGND werden für emissionsintensive Industrien sowohl Mengenentwicklungen als auch monetäre Wachstumsraten angegeben, die um rohstoffneutrale, qualitative Wachstumsanteile bereinigt sind. Diese Vorgaben sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3: Annahmen zum Wirtschaftswachstum aus THGND

Industrie	Produkt	Wachstum p.a.	Referenz-jahr THGND	Menge Referenz in 2010 in t	Produktions-menge 2050 in t
Landwirtschaft	Fleisch insgesamt	-0,67	2007	6.400.000	4.800.000
	Getreide insgesamt	0,54	2007	45.000.000	56.700.000
Stahlindustrie	Stahl	0,70	2010	45.000.000	45.000.000
NE-Metallindustrie	Summe	0,70	2008	7.200.000	9.651.154

Industrie	Produkt	Wachstum p.a.	Referenz- jahr THGND	Menge Referenz in 2010 in t	Produktions- menge 2050 in t
	Primärerzeugung	-2,79	2008	1.234.000	375.515
	Sekundärerzeugung	1,85	2008	1.566.000	3.377.834
	Halbzeug	0,70	2008	4.400.000	5.897.805
Gießereiindustrie	Summe	0,88	2008	5.767.000	8.326.000
	Eisen und Stahlguss	0,70	2008	4.785.000	6.414.000
	NE-Metall-Guss	1,60	2008	982.000	1.912.000
Chemische Industrie		max. 2,20			
Zementindustrie	Zementproduktion	0,00	2010	30.600.000	30.600.000
	Herkömmlich		2010		15.300.000
	Neu		2010		15.300.000
Zementklinker	Summe	-0,57	2010	23.600.000	18.360.000
	Herkömmlich		2010		9.180.000
	Neu		2010		9.180.000
Glasindustrie	Summe	0,00	2010	7.330.000	7.330.000
Kalkindustrie	Brantkalk	-0,85	2010	6.004.000	4.120.000
	Dolomitkalk	0,03	2010	316.000	320.000
Papierindustrie		0,00			
Nahrungsmittelindustrie		0,70			
Textilindustrie		0,00			

Quelle: THGND (UBA 2014)

Für alle weiteren Sektoren dienen die Wachstumsangaben aus der Studie „Modell Deutschland“ als Orientierung (Öko-Institut / Prognos 2009). Diese Vorgaben wurden mit der Vergangenheitsentwicklung in Deutschland abgeglichen. Dazu wurden verschiedene Zeiträume untersucht (1991 bis 2014, 2004 bis 2014 und 2010 bis 2014). Die Ergebnisse für die jahresdurchschnittlichen Veränderungsrate sind tendenziell sehr ähnlich. Für die Modellierung wurde letztlich der Zeitraum 1991 bis 2014 zugrunde gelegt. Sehr starke Veränderungen, die über die große Länge des betrachteten Zeitraumes zu extremen und unplausiblen Gesamttrückgängen oder -anstiegen führen würden, wurden mit Hilfe eines Minimal- bzw. Maximalwertes begrenzt. Dieses Vorgehen lässt sich damit begründen, dass es nicht realistisch wäre zu unterstellen, dass sich solche Extrementwicklungen ungebremst fortsetzen. Da die durchschnittlichen Wachstumsraten in der Vergangenheit durchweg höher waren als im Betrachtungszeitraum, war es erforderlich, die ermittelten Raten für die Einzelbereiche auf die erwartete Gesamtentwicklung abzustimmen. Tabelle 4 zeigt die an Öko-Institut / Prognos (2009) angelehnten Wachstumsannahmen für die sonstigen Bereiche.

Tabelle 4: Wachstumsannahmen in den sonstigen Bereichen: Jahresdurchschnittliche Veränderung 2010 – 2050 in %

Wirtschaftszweig	Beschreibung	Wachstum in % p.a.
T.a. 02	Forstwirtschaft (ohne Brennholz)	0,70
03	Fischerei	0,70
14-15	H.v. Bekleidung, Lederwaren u. Schuhen	0,70
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (oh. Möbel)	0,70
17	H.v. Papier, Pappe und Waren daraus	0,10
18	H.v. Druckerzgn., Vervielfält. v. Ton-, Bild-, Datenträgern	0,70
22	H.v. Gummiwaren	0,76
23.2-4	H.v. von feuerfesten keramischen Werkstoffen und Waren, keramischen Baumaterialien und sonstigen Porzellan- und keramischen Erzeugnissen	0,56
23.6-9	H.v. von Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips; Be- und Verarbeitung von Naturwerksteinen und Natursteinen a. n. g.; H.v. von Schleifkörpern und Schleifmitteln auf Unterlage sowie sonstigen Erzeugnissen aus nichtmetallischen Mineralien a. n. g.	0,24
25	H.v. Metallerzeugnissen	0,44
CJ	H.v. elektrischen Ausrüstungen	-0,83
CK	Maschinenbau	1,19
31-32	H.v. Möbeln u. sonstigen Waren	0,70
33	Rep. u. Installation v. Maschinen u. Ausrüstungen	0,70
36	Wasserversorgung	-1,02
37, 39, T.a.38	Abwasser-, Abfallentsorgung (ohne Rückgewinnung)	-1,12
45-47	Handel; Reparatur Kfz	0,72
52	Lagerei, sonst. Dienstleister f.d. Verkehr	1,21
53	Post-, Kurier- und Expressdienste	1,21
55-56	Gastgewerbe	0,29
58	Verlagswesen	0,61
59-60	Audiovisuelle Medien und Rundfunk; Telekommunikation; IT- und Informationsdienstleister	2,78
64-66	Kredit- und Versicherungsgewerbe	1,38
68-82	Vermietung, Unternehmens-DL	1,19
84	Öff. Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung	0,19
85	Erziehung und Unterricht	0,32
86-88	Gesundheitswesen; Heime und Sozialwesen	1,31

Wirtschaftszweig	Beschreibung	Wachstum in % p.a.
90-98	Sonstige Dienstleister	0,61

Quelle: Öko-Institut / Prognos (2009) und eigene Bearbeitung

3.4.3 Annahmen zum internationalen Handel

Die Wirtschaft Deutschlands ist mit den Wirtschaften der anderen europäischen Länder und mit weiteren großen Volkswirtschaften eng verflochten. Diese Verflechtungen vertieften sich in den vergangenen Dekaden aufgrund der Intensivierung der internationalen Arbeitsteilung und der europäischen Integration deutlich. So zeigen beispielsweise die Export- und die Importquoten, dass sich seit der Wiedervereinigung der Anteil der Exporte am BIP fast verdoppelt hat. Auch der Anteil der Importe am BIP ist stark gestiegen und erst seit 2011 leicht rückläufig. In 2019 betrug die Exportquote 46,9 % und die Importquote etwa 40,9 % (Destatis 2020).

Die zunehmende Verflechtung hat einen erheblichen Einfluss auf die Relation der Im- und Exporte und damit auf die produktionsseitige Rohstoffinanspruchnahme, ausgedrückt im Rohmaterialinput (RMI), und dem Rohstoffkonsum (RMC), welcher den in Deutschland verbleibenden Anteil der Rohstoffinanspruchnahme beschreibt. Insgesamt ist der Rohstoffkonsum von einer Zunahme der Außenhandelsverflechtung weniger berührt, da er die RME der Exporte nicht enthält. Die zunehmende Verflechtung der deutschen Volkswirtschaft zeigt sich insbesondere, wenn die physischen Ex- und Importe (in Rohstoffäquivalenten) mit dem RMI verglichen werden. Der Anteil der Importe am RMI stieg zwischen 2000 und 2014 von 54 % auf 58 % (mit einem starken Anstieg von 61 % bis 2010). Der Anteil der Exporte bezogen auf den RMI stieg im selben Zeitraum von 43 % auf 51 % (Destatis 2018b).

Im Rahmen aller Green-Szenarien wurde angenommen, dass die Einbindung Deutschlands in den europäischen und internationalen Markt weiter bestehen bleibt (zum Strommarkt siehe Kapitel 3.5.1). Für die Modellierung in GreenEe2 wurde angestrebt, die bereits bestehende Schere zwischen Exporten und Importen möglichst nicht noch weiter zu öffnen, damit das bestehende globale Ungleichgewicht langfristig nicht noch weiter vertieft wird.

Allerdings führen die in Kapitel 5 und 4 dargestellten Änderungen der Produktionstechniken, insbesondere im Bereich der Nutzung fossiler Energieträger und die Intensivierung des Recyclings, zwangsläufig zu Minderungen der Importe. Allein um diesen Effekt auszugleichen, müssen die Importanteile der anderen Güter in erheblichem Umfang heraufgesetzt werden. Auf der anderen Seite erfordern die vorgegeben Produktionsmengen (siehe Abschnitt 3.4.1) in den meisten Fällen eine Erhöhung der Exporte. Aufgrund dieser praktischen Schwierigkeiten wurden für GreenEe1 in der rohstofflichen Modellierung die Importanteile möglichst erhöht und die Exportanteile an der letzten Verwendung möglichst unverändert belassen.

Die Herkunft der Importe wurde im Rahmen der Modellierung, in der zwischen EU (ohne Deutschland) und dem Rest der Welt unterschieden wird, nicht verändert. Mit Ausnahme der veränderten energetischen Rohstoffe und natürlich der Konsequenzen, die sich aus den unter Kapitel 5 und 4 beschriebenen Annahmen ergeben, wurde keine Änderung der Struktur der Importe angenommen. Im Bereich der Energieträger wurde eine ausgeglichene Jahresbilanz sowohl für Strom als auch für Methan vorausgesetzt, wodurch kurzfristige Ausgleichseffekte realisiert werden können. Ein Netto-Import oder -Export findet jedoch nicht statt.

3.5 Entwicklungen in Europa und im Rest der Welt

3.5.1 Entwicklung in Europa

3.5.1.1 Allgemeine Entwicklungen in Europa

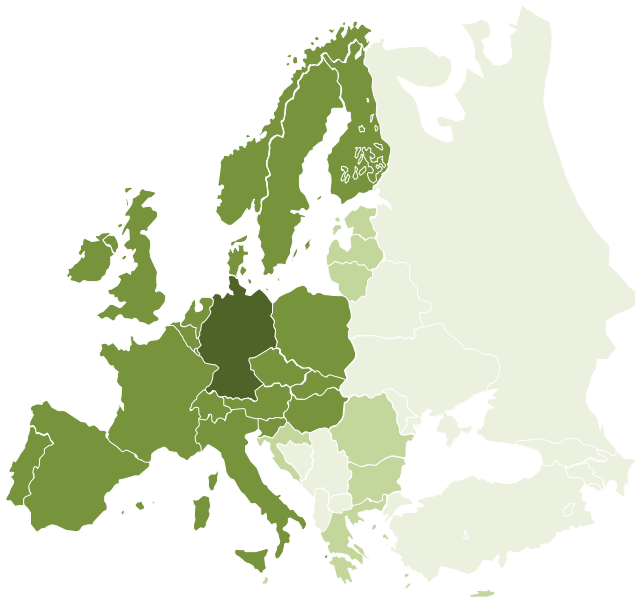
Wie Deutschland hat sich auch die EU Klimaziele gesetzt. Deutschland strebt bis vor kurzem bis zum Jahr 2050 eine Einsparung von 80 – 95 % der Treibhausgase gegenüber 1990 an. Das europäische Ziel lag bei 80 % (Stand 2017)¹⁰. In aktuellen Entwicklungen erfolgte für Deutschland und Europa ein Bekenntnis und Zielsetzung der Treibhausgasneutralität bis 2050. Im Rahmen aller Green-Szenarien wird angenommen, dass die Europäische Union (EU-28) eine THG-Emissionsminderung von mindestens 95 % gegenüber 1990 bis 2050 erreichen wird.

Da die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Wirtschaft eine Vielzahl von Technologien, Produktions- und Konsummuster betrifft, die im Rahmen von diesem Projekt nicht spezifisch für jedes Land modelliert werden können, wird vereinfacht angenommen, dass sich die Technologien, Produktions- und Konsummuster in Europa wie in Deutschland entwickeln und identisch mit den deutschen Technologien, Produktions- und Konsummustern sind. Die getroffene Annahme bedeutet für den Rohstoffbedarf, dass die EU genauso rohstoffeffizient wie Deutschland ist.

Für den Energiebereich wird für das Jahr 2050 in den simulierten Ländern Europas eine THG-Neutralität unterstellt, bzw. eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien zzgl. Reststromerzeugung aus Kernkraft (siehe Tabelle 5). Bezogen auf die THG-Emissionen des Basisjahres 1990 kann aber Deutschland aufgrund der Industrieschließung im Zuge der Wiedervereinigung und dem Anteil von Braunkohlestrom deutlich leichter größere und schnellere THG-Emissionseinsparungen erreichen als Europa. Dies spiegelt sich in den aktuellen politischen Zielen (Stand 2017) einer THG-Reduktion bis 2030 um -55 % in Deutschland und -45 % in Europa gegenüber 1990. In den Simulationen der Jahre 2030 und 2040 wird neben dem Emissionsziel für Deutschland (rund -60 % in 2030 und rund -80 % in 2040 in GreenEe-Szenarien) auch ein vergleichbares freies THG-Emissionsbudget für ganz Europa (ohne Balkan und Baltikum) unterstellt, sodass vergleichbare relative Anstrengungen in Europa gewährleistet sind.

¹⁰ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de [abgerufen am 4.10.2017]

Abbildung 11: Im Modell SCOPE simulierte europäische Länder



Quelle: Eigene Darstellung, IEE

Aktuelle energiepolitisch individuelle Bestrebungen der einzelnen europäischen Länder werden hierbei nicht berücksichtigt. Des Weiteren werden gleiche verfügbare Techniken in allen Ländern unterstellt.

3.5.1.2 Modellspezifische Annahmen zu den Entwicklungen in Europa (Energiesystemmodell SCOPE)

Um den Anspruch der Untersuchungsfrage gerecht zu werden, dass wetterabhängige Energiesystem der Zukunft zu simulieren und dabei auch den Rohstoffbedarf bilanzieren zu können, sind für das Energiesystemmodell SCOPE spezifische Annahmen für Europa notwendig.

Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes und Energiesystems bildet Europa abzgl. Balkan und Baltikum ab. Es wird eine Europasimulation durchgeführt mit dem Fokus der Abbildung der Ausgleichseffekte des europäischen Strommarktes, wobei alle Energiesektoren in aggregierter Weise abgebildet werden, d.h. beispielsweise, dass innerhalb des Gebäudesektors nicht zwischen Gebäudetypen unterschieden wird. Für Deutschland wird der Gebäudebereich in der Rechnung weiter differenziert.

Ziel ist es für Deutschland die Bilanz der Stromimporte/-und Exporte in Summe ausgeglichen zu halten. Die Unsicherheiten einer europäischen Entwicklung sind eingeschränkt, da nur die Ausgleichseffekte des Stromimports/-exports für Deutschland berücksichtigt werden sollen. Zwischen den europäischen Ländern werden die Restriktionen der Kuppelleistungen des Übertragungsnetzes als modellexogener Vorgaben berücksichtigt (siehe Abbildung 12). Innerhalb Deutschlands werden dagegen keine Netzengpässe oder Netzregionen berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass Europa ebenso wie Deutschland 2050 in allen Anwendungsbereichen vollständig auf erneuerbaren Energien basiert.

Im Stromsektor verbleiben in einigen europäischen Ländern geringe Anteile aus Kernkraft in 2050. Die Nutzung der Kernenergie in Europa hängt sehr stark von der Bedeutung des Nachhaltigkeitsgedankens und der Risikoabwägungen in den einzelnen Länderstrategien ab. In allen Green-Szenarien wird davon ausgegangen, dass europaweit keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden. Für die in Betrieb und Bau befindlichen Anlagen wird eine Lebensdauer von 50

Jahren angenommen. Dementsprechend sind in Europa 2050 noch rund 12,5 GW mit einem Stromerzeugungspotenzial von rund 100 TWh in Betrieb, welches jedoch in Anlageneinsatz durch das fluktuierende Erzeugungsprofil der erneuerbaren Energien und Erzeugungsspitzen eingeschränkt wird.

Tabelle 5: Kernkraft – Stromerzeugungspotenzial in Europa in 2050 in allen Green-Szenarien

Kernkraft	Installierte Netto-Leistung [MW]	Netto-Stromerzeugungspotenzial [TWh]
Frankreich	7.592,4	60,6
Finnland	1.634	13,1
Slowakei	1.282,5	10,3
Tschechien	1.900	15,2

Quelle: Kraftwerksliste IEE

Zur Abbildung der Laufwasserkraft in Europa werden langjährige Durchflusszeitreihen großer Flüsse mit den Kraftwerksstandorten verknüpft und mithilfe einer angenommenen Leistungskennlinie Einspeisezeitreihen der Laufwasserkraft abgebildet. Im Bereich des europäischen Speicherwassers basiert das Modell auf Detaildaten zu den einzelnen Kraftwerken (Turbinen, Pumpen, Speicherbecken, Durchflussraten) und der Verbindung von mehreren Kraftwerken an einem Flusssystem (Kaskaden). Es wird das hydrologische Jahr 2011 abgebildet.

Für die Nachfrage werden auf Basis der unterstellten Annahmen für Deutschland Hochrechnungen für Europa getätigt.

- Im Bereich Gebäudewärme-Endenergie wird für Europa eine gleiche relative Reduktion (bezogen auf die jeweiligen Annahmen des Green-Szenarios, hier die GreenEe-Annahmen für Deutschland) in Bezug auf die derzeitigen statistischen Endenergieverbräuche der einzelnen Länder (Enerdata 2016) und Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung unterstellt.
- Im Bereich Industrie-Prozesswärme wird unter Nutzung einer europäischen Datenbasis zu den jeweiligen Temperaturniveaus und der Höhe des Industriegärmeverbrauchs (Blesl et al. 2012)(Blesl et al. 2012) für Europa eine vergleichbare Entwicklung unterstellt (gleiche relative Verbrauchsentwicklung, gleiche anteilige Technologiedurchdringung).
- Für die Abbildung der Elektromobilität in Europa kann auf das Referenzszenario der EU zur Entwicklung der Verkehrsleistung zurückgegriffen (European Commission 2016). Basierend auf der gleichen relativen Entwicklung in den Ländern (bezogen auf die jeweiligen Annahmen des Green-Szenarios, hier GreenEe-Annahmen für Deutschland) zum individuellen Verkehrsaufkommen wird eine vergleichbare Technologiedurchdringung wie in Deutschland unterstellt.
- Bei der Stromnachfrage werden die klassischen Nachfragebereiche (Basisstromverbrauch) und neue Verbraucher im Zuge der Dekarbonisierung unterschieden. Vorgegeben wird die Summe aus Nettostromverbrauch von klassischen Verbrauchern und den Netzverlusten. Der Basisstromverbrauch in Europa geht von einer moderaten Effizienzentwicklung aus und orientiert sich für das Zieljahr 2050 an dem Szenario A der BMU-Studie „Erforderliche Investitionen in die Energieinfrastruktur in Europa unter Klimagesichtspunkten“ (Büchel et

al. 2014). Für Deutschland werden die Annahmen der GreenEe-Szenarien -Szenarios übernommen.

Tabelle 6: Basisstromverbrauch von 2020 bis 2050

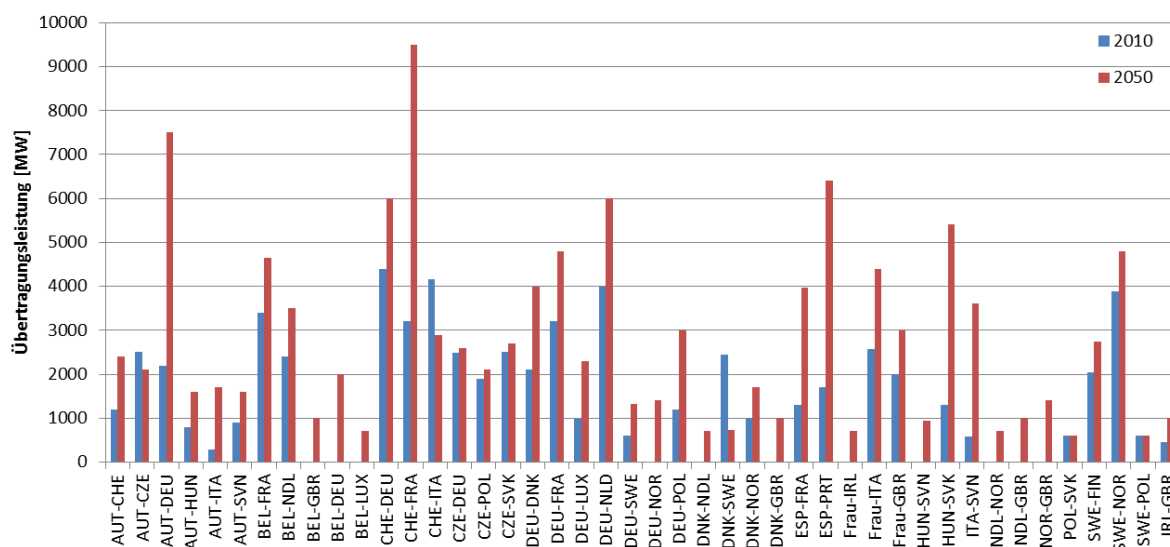
Länder	Basis-Stromverbrauch im Jahr 2020 [TWh]	Basis-Stromverbrauch im Jahr 2050 [TWh]
AT	71	46
BE	90	73
CZ	66	55
DK	36	36
FI	89	65
FR	478	380
HU	42	33
IE	27	29
IT	316	294
LU	7	6
NL	114	105
PL	157	140
PT	49	61
SK	28	38
SI	14	11
ES	274	236
SE	145	99
UK	323	348
NO	131	79
CH	64	63
Gesamt	3041	2613

Quelle: Szenario A der BMU-Studie „Erforderliche Investitionen in die Energieinfrastruktur in Europa unter Klimagesichtspunkten“ (Büchel et al. 2014)

Hinweis: Die Angaben zum Stromverbrauch in 2050 umfassen Verluste im nationalen Stromnetz, nicht jedoch Verluste der europäischen Interkonnectoren, welche modellendogen bestimmt werden.

Für den europäischen Netzausbau wurde für Deutschlands Grenzen das Szenario des Netzentwicklungsplanes für 2035 übernommen (BNetzA 2016). Für den Rest Europas wurde auf das Projekt E-Highway2050 zurückgegriffen (Startnetz 2030 und geplante Interkonnectoren) (ENTSO-E 2014). Da der Ausbau von Stromnetzen mit Akzeptanzfragen verbunden ist, und ein Ausbau von Kuppelleitungen auch meist einen inländischen Netzausbau bedingt, wird als konservativer Ansatz dieses europäische Zielnetz 2030/35 ebenfalls für das Jahr 2050 angenommen. Es wird unterstellt, dass die Unterschiede zwischen Sommer- und Winter-Übertragungskapazitäten - welche sich derzeit aus der Lage insbesondere konventioneller Kraftwerke und saisonal bedingter europäischer Last- und Ringflüsse ergeben - langfristig nicht mehr auftreten und immer der Maximalwert verwendet (vgl. Abbildung 12).

Abbildung 12: Ausbau der Stromhandelskapazitäten in Europa für alle Green-Szenarien



Quellen: Fraunhofer IWES (2017) auf Basis von BNetzA (2016), ENSTO-E (2014)

Die veröffentlichten historischen Stromprofile der einzelnen Länder werden um den Teil des historischen Stromverbrauchs von direkten Stromheizungen (Nachtspeicherheizungen u. a.) bereinigt. Dazu wird auf Basis der Methodik des Wuppertal Institut (2015) das Profil des temperaturabhängigen Teils des historischen Stromverbrauchs bestimmt und in Höhe der statistischen Heizstromverbrauchs im Bereich Haushalte und Gewerbe abgezogen.

Zwar wird die nationale Stromversorgung in den europäischen Verbund eingeordnet, dennoch wird für die nationale Rechnung Deutschlands immer von einer ausgeglichenen Handelsbilanz für Strom ausgegangen. Dementsprechend erfolgen keine Nettostromimport. Deutschland ist auch bei anderen Energiemärkten eng in den europäischen und internationalen Verbund integriert. Wie bereits in der THGND-Studie (UBA 2014) angenommen, wird wie im heutigen Energiesystem im Bereich der Brenn-, Kraft- und Rohstoffe von einem größten Teil Import ausgegangen. Konkret wird davon ausgegangen, dass der stark reduzierte energetische Bedarf an Gas bzw. Methan national oder europäisch gedeckt wird. Für die Kraftstoffe und den nicht-energetischen Bedarf an regenerativen Energieträgern in der chemischen Industrie wird von Importen von außerhalb Europas ausgegangen.

3.5.2 Entwicklungen im Rest der Welt

Für die außereuropäischen Länder wird angenommen, dass sie bis 2050 keine Treibhausgasneutralität erreichen werden. Es sind weitreichende Umstellungen in Entwicklungs- und Schwellenländern nötig, um auf ein vergleichbares technologisches, emissionsarmes Wohlstandsniveau zu kommen, das dem in Europa gleicht. Es wurde vereinfacht und ambitioniert angenommen, dass die technologische Entwicklung einschließlich aller dazugehörigen Bereiche wie Emissionsminderung, Rohstoffproduktivität und Konsummuster in 2050 vergleichbar der Struktur in Deutschland bzw. Europa in 2040 ist. Für den Transformationspfad wird angenommen, dass der technologische Abstand im Rest der Welt kontinuierlich nachgeholt wird.

Für die flüssigen Kraftstoffe, die aus den außereuropäischen Ländern nach Deutschland importiert werden, wird grundsätzlich angenommen, dass sie zu 100 % auf der Basis von erneuerbaren Energien produziert wurden.

Für die Importe wird im Spezifischen folgendes angenommen:

- ▶ flüssige Kraftstoffe (Diesel, Benzin, Kerosin), welche gut mit Schiffen transportiert werden können, werden außerhalb Europas an Standorten mit sehr guten Wind- und Solarressourcen kostengünstiger produziert,
- ▶ Der nichtenergetische Verbrauch (chemische Industrie u.ä.) wird 2050 mit importierten regenerativen Brennstoffen (LNG) versorgt. Zudem wird dieser Brennstoff teilweise im internationalen Seeverkehr in 2050 eingesetzt.

Rohstoffseitig wird angenommen, dass die EE-Kraftwerke mit den in Deutschland bzw. Europa eingesetzten Technologien identisch sind.

Der weitere Gasverbrauch wird durch EE-Ressourcen und PtG-Anlagen innerhalb Europas gedeckt. Für diese Bewertung wurde auf Zwischenergebnisse des vom BMUB geförderten Zuwendungsprojektes „KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel - und langfristige Klimaziele“ (Förderkennzeichen: 16EM3007) zurückgegriffen (Fraunhofer IWES 2017).

3.6 Sonstige Annahmen

3.6.1 Technologische Entwicklung und Materialeffizienz

In den GreenEe-Szenarien ist die Gesamtwirtschaft im Vergleich zur Gegenwart innovativer. Dies drückt sich auch in der schnelleren und breiteren Umsetzung von Ressourceneffizienzmaßnahmen in Unternehmen aus. Für alle Sektoren und Dienstleistungen, für die nicht spezifische Annahmen getroffen wurden (siehe Kapitel 4), wurde unterstellt, dass die Materialeffizienz durchschnittlich um 1,1 % pro Jahr wächst. Zum Vergleich: das durchschnittliche Wachstum der Materialeffizienz in Deutschland lag in den vergangenen Jahren bei etwa 1 % pro Jahr, bereinigt um die Effekte der Wiedervereinigung (Dittrich et al. 2018).

Die unterstellten Ressourceneffizienzmaßnahmen in den verschiedenen Sektoren beinhalten sehr unterschiedliche Ansätze, die von Abfallvermeidung und -verwertung in der Produktion über Prozess- und Logistikoptimierungen bis hin zu Einsparungen und neuen Geschäftsmodellen reichen.

3.6.2 Rohstoffverfügbarkeiten

Da ein wesentliches Erkenntnisziel des Projekts in der Bestimmung der Nachfragemenge nach Rohstoffen lag, wurden keine Restriktionen bei der Versorgung mit Rohstoffen angenommen.

3.6.3 Metallgehalte der Erze

In Deutschland findet seit der Stilllegung des Erzbergwerkes Grund im Oberharz (Pb-Zn-Cu-Ag) in 1992 kein wesentlicher Metallerzbergbau statt. Anstelle dessen werden Metallrohstoffe

importiert. Metallimporte werden bei der Abschätzung des Rohstoffkonsums (RMC) in Rohmaterialäquivalenten (RME), d.h. als entnommenes Bruttoerz, gerechnet (Schoer et al. 2012, 2017a). Der RME kann je nach Produktionsstandort stark variieren, wichtige Faktoren sind die Erzgehalte der Lagerstätte (die sich auch im Zeitverlauf ändern können), der technologische Stand der Abbau- und Aufbereitungsanlagen sowie der Frage, inwieweit der Rohstoff Haupt- oder Nebenprodukt ist.

Im Rahmen der Green-Szenarien interessiert der Rohstoffkonsum (RMC) in Deutschland, der durch die Transformation des Energiesystems und durch eine Steigerung von Ressourceneffizienz über eine Vielzahl von Sektoren hinweg zu erwarten ist. Annahmen zur Veränderung der Erzgehalte bis 2050 könnten erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis haben. Allerdings wäre der Erkenntnisgewinn gering, weil die Erzgehalte der importierten Metalle nicht durch die Politik in Deutschland gesteuert werden können. Daher wurde in Absprache mit dem Umweltbundesamt die Entscheidung getroffen, die Erzgehalte nicht zu verändern. Es werden für die Stützjahre und für das Zieljahr 2050 die Erzgehalte von 2010 übernommen, die für die Berechnung der EUROSTAT-RMC-Werte von ifeu ermittelt und genutzt werden (Schoer et al. 2017a).

3.6.4 Wetterjahr

Im Folgenden wird dargestellt, warum das historische Wetterjahr 2011 als Datengrundlage für die zeitlich aufgelöste Simulation der Energieversorgung verwendet wird.

Windenergie

In Tabelle 7 erfolgt eine Gewichtung der Energieerträge zwischen sieben Wetterjahren beim Ausbau aller Potenzialflächen (bei einem Windkraftausbau über ganz Deutschland verteilt) getrennt für die folgenden Windturbinentypen:

- Onshore Schwachwindanlage: 150 m Nabenhöhe, 115 m Rotordurchmesser, 2,5 MW/Anlage
- Onshore Starkwindanlage: 100 m Nabenhöhe, 115 m Rotordurchmesser, 3,94 MW/Anlage
- Offshore Windanlage: 100 m Nabenhöhe, 120 m Rotordurchmesser, 3,6 MW/Anlage

Tabelle 7: Relative Energieerträge für Windkraft nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel

WEA-Typ	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Schwachwind	103%	111%	105%	96%	91%	97%	97%
Starkwind	104%	114%	108%	93%	89%	97%	95%
Offshore	97%	103%	105%	98%	92%	105%	100%

Quellen: eigene Analysen, IEE

Dabei erscheinen die Jahre 2006 und 2011 geeignet, aber auch 2008, 2009 und 2012 sind in Anbetracht, dass Schwachwind-Turbinen langfristig wirtschaftliche Vorteile bieten, vertretbar.

Photovoltaik

Bei der Photovoltaik erscheint das Jahr 2010 ungeeignet. Das Jahr 2011 ist eher überdurchschnittlich, aber könnte auch den Klimawandel (mehr Sonnenstunden in Deutschland) – inkl. gestiegenen Klimatisierungsbedarfs – widerspiegeln.

Tabelle 8: Relative Energieerträge für Photovoltaik nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PV	100%	100%	99%	100%	94%	107%	101%

Quellen: eigene Analysen, IEE

Heizwärmebedarf

Für den Einfluss des Wetterjahres auf den Heizwärmebedarf gibt die Primärenergietemperaturbereinigung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (Ziesing 2016) einen guten Anhaltspunkt. Hierbei geben die Jahre 2007 und 2011 den Einfluss des Klimawandels besser wieder.

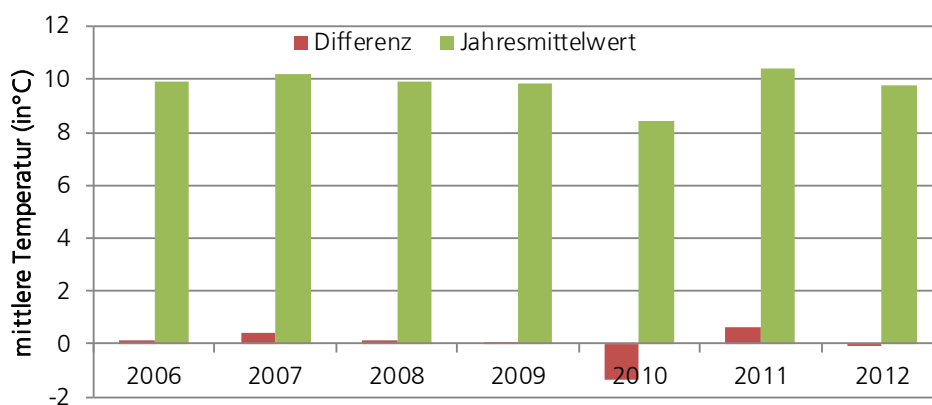
Tabelle 9: Primärenergie-Temperaturbereinigung

[TWh/a]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PE-Verbrauch	-66,9	-106,4	-59,4	-40,8	85,6	-96,7	-28,6

Quellen: eigene Analysen, IEE

Zusätzlich sind in Abbildung 13 die bevölkerungsgewichteten Jahresmitteltemperaturen und die mittlere Abweichung der sieben Jahre dargestellt.

Abbildung 13: Bevölkerungsgewichtete Jahresmitteltemperatur

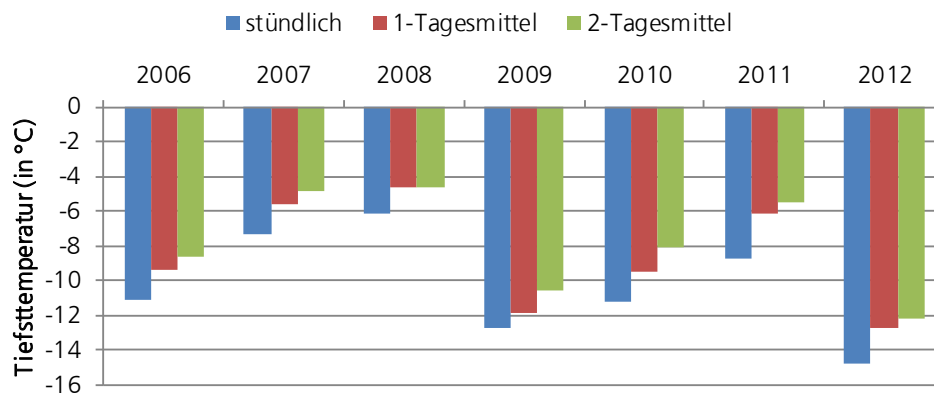


Quellen: Fraunhofer IWES (2017)

Wärmehöchstlast

Als Ergänzung zum Heizwärmebedarf ist das jeweilige Minimum (stündlich) sowie der minimale 1-Tages- und 2-Tages-Mittelwert der bevölkerungsgewichteten Außentemperatur in Abbildung 14 dargestellt. Für den Wärmelastgang besteht dabei über die Gebäudemasse ein gewisser Puffer (1- 2 Tagesmittel). Für die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen ist dagegen die stündliche Außentemperatur entscheidend bzw. die dann noch bestehenden Freiheitsgrade eines Wärmespeichers.

Abbildung 14: Minimalwert der bevölkerungsgewichteten Außentemperatur



Quellen: Fraunhofer IWES (2017)

Hier sind insbesondere die Jahre 2008 und 2007 aufgrund höherer Temperaturen nicht zu empfehlen. Das Jahr 2011 weist als warmes Jahr Charakteristiken eines Klimawandeljahres auf, da gleichfalls eine kalte Phase (Extremsituation mit – 8°C) auftrat.

Klimatisierung

Im Folgenden sind die aggregierten Kühllasten Deutschlands (unter Berücksichtigung einer oberen Kühlleistung) dargestellt. Vor dem Hintergrund des zukünftig zu erwartenden höheren Klimatisierungsbedarfes erscheint auch bezüglich dieses Parameters das Wetterjahr 2011 besonders geeignet.

Tabelle 10: Elektrische Maximalleistung für Klimatisierung

[GW in 2050]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Klimatisierung	16,2	25,1	23,5	22,6	20,7	25,7	22,6

Quellen: eigene Analysen, IEE

Schlussfolgerung

Die Analysen basieren auf Fraunhofer IWES (2017). Entsprechend dieser Analyse eignet sich das Jahr 2011 für die Berücksichtigung der Einflüsse des Klimawandels insbesondere, weil dieses Jahr

- ▶ normale Winterträge aber auch Extremwetterereignis (Sturm)
- ▶ mehr Sonnenstunden und damit mehr PV-Einspeisung (unter Abgleich der Wirtschaftlichkeit im Modell),
- ▶ mehr Klimatisierungsbedarf,
- ▶ weniger Heizbedarf,
- ▶ aber gleichzeitig einen kalten Tag (auslegungsrelevant für die Höchstlast der Heizungen)

aufweist.

3.6.5 CCS und CCU

In allen Green-Szenarien werden keine technischen Maßnahmen zur Speicherung von Kohlendioxid (CCS) unterstellt.

Carbon Capture and Use (CCU) bedarf es für die Bereitstellung von strombasierten Kohlenwasserstoffen (in PtG/PtL- Techniken). Die Abscheidung und Nutzung von nicht vermeidbaren Kohlendioxid (CCU) als Ausgangsstoff für die nationale Produktion von PtG/PtL (synthetische kohlenstoffbasierte Energieträger) wird unterstellt, sofern dies entsprechend der kostenoptimierten Energiemodellierung in Deutschland stattfindet. Da aber national prioritär Wasserstoff für die Industrie erzeugt wird, sind die national erzeugten PtG-Mengen begrenzt und damit auch der Bedarf an CO₂-Quellen.

Die Abscheidung und Nutzung von atmosphärischem Kohlenstoff mit Direct-Air-Capture-Anlagen (CCU) wird international zur Bereitstellung von strombasierten Kohlenwasserstoffen unterstellt.

CCU in Verbindung mit atmosphärisch genutztem Kohlenstoff verursacht keine zusätzliche Treibhausgaswirkung und wird in der Studie bei den Treibhausgasbilanzen nicht mitbilanziert. CCU mit Kohlenstoff aus unvermeidbaren industriellen Produktionen wird in der Studie beim Quellverursacher bilanziert. Für nähere Informationen siehe TextBox 6-2 in UBA (2019c).

4 Spezifische sektorale Annahmen

4.1 Einleitung

Im Folgenden werden die Annahmen in allen Sektoren bis auf den Energiebereich dargestellt – also die Bereiche Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Forstwirtschaft, Bergbau, Industrie, Gebäude, Verkehr und Infrastrukturen. Der Energiebereich ist das zentrale Bindeglied bei der Erreichung der Klimaziele, in dem die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren auftreten. Aufgrund dieser Eigenschaft und der umfangreichen Annahmen wird der Energiesektor in einem Extra-Kapitel 5 dargestellt.

Die GreenEe-Szenarien bauen zentral auf den Vorgaben und Annahmen in THGND (UBA 2014) auf. Die wesentlichen Grundannahmen und Eckpunkte, die für THGND galten, werden auch in dieses Szenario übernommen. Eckpunkte sind neben der Erreichung der Emissionsminderung um mindestens 95 % in 2050 gegenüber 1990 beispielsweise, dass keine fossilen Primärrohstoffe stofflich oder energetisch genutzt werden, oder dass keine Biomasse für energetische Zwecke angebaut wird.

Die wesentlichen Erweiterungen und Änderungen im Vergleich zu THGND werden in den folgenden Abschnitten dargestellt. Die Änderungen sind aufgrund folgender Gründe erfolgt:

- ▶ Aktuellere Prognosen (siehe beispielsweise Kap. 3, allgemeine Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung)
- ▶ Methodenweiterentwicklung (beispielsweise zur Berechnung der THG-Emissionen in den Nationalen Inventarberichten)
- ▶ Neue Technologien, die zum Zeitpunkt der Erstellung von THGND noch nicht bekannt bzw. noch nicht als ausreichend ausgereift eingeschätzt wurden, um sie in einem technisch ambitionierten Szenario zu unterstellen, jedoch aus heutiger Sicht technisch machbar sind (Beispiel: Oberleitungs-LKW)
- ▶ Neue Erkenntnisse, bspw. zu Potenzialen von erneuerbaren Energien (siehe auch Kap. 5, allgemeine Annahmen zu EE-Potenzialen)
- ▶ Spezifizierungen von Annahmen, die in THGND noch nicht differenziert betrachtet waren (z.B. im Bereich der Gebäudewärme)
- ▶ Ergänzungen und Festlegungen, die für die Rohstoffberechnungen notwendig sind, jedoch nicht für die Emissionsermittlung nach Quellgruppen (Bspw. Festlegungen zum Bausektor).

Im Folgenden werden für den Zielpunkt 2050 im Wesentlichen die Änderungen im Vergleich zu THGND dargestellt und darauffolgend der zeitliche Pfad, wie der Zielpunkt erreicht werden kann.

4.2 Landwirtschaft

4.2.1 Ausgangspunkt 2010

Das Mengengerüst sowie das Basisjahr 2010 aus der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland“ (UBA 2014) bilden die Grundlage der Annahmen und Berechnungen der landwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen. Dies umfasst im Einzelnen die folgenden Posten:

- ▶ Landwirtschaft: Größe der landwirtschaftlich genutzten Fläche (differenziert nach Acker- und Grünland aus BMEL (2018a), Erntemengen aufgeteilt nach verschiedenen Feldfrüchten (Getreide, Körnermais, Silomais, Hülsenfrüchte, Ölsaaten, Kartoffeln, Zuckerrüben, Feldgras, Gemüse, Obst, Weinland, Grünland), ausgebrachter Mineraldünger (N-, P-, K-Dünger)
- ▶ Viehhaltung: Tierplatzzahlen aufgeteilt nach den verschiedenen Vieharten (Schweine, Rinder, Milchkühe, Geflügel)
- ▶ In der Viehhaltung wurden für die GreenEe-Szenarien die folgenden Parameter abgeleitet, ausgehend von den Tierplatzzahlen der THGND-Studie sowie den Berechnungsfaktoren aus (UBA 2016a) (z.B. Wirtschaftsdüngeraufkommen je Tierplatz, Aufteilung auf die Haltungsformen, Methanbildungsraten):
- ▶ Jährlich anfallender Wirtschaftsdünger differenziert nach Viehart und Haltungsform (güllebasiert, Festmistlager, Tiefstreu),
- ▶ Anteil des in die Vergärung gehenden Wirtschaftsdüngers,
- ▶ Anteil offener / abgedeckter Gärrestlager,
- ▶ Verfügbare Wirtschaftsdüngermengen und Gärreste zur Ausbringung,
- ▶ Menge an produziertem Biogas.
- ▶ Das Treibhausgasinventar für 2010 wurde anschließend nach den in UBA (2016a) hinterlegten Methoden berechnet, die sich wiederum an der UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) von 2006 orientieren (IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2006). Die THG-Emissionen aus der Quellgruppe Landwirtschaft umfassen dabei die folgenden Teilquellgruppen:
- ▶ Tierhaltung / Verdauung: verdauungsbedingte CH₄-Emissionen, die bei der Haltung von Wiederkäuern entstehen (Rinder, Schafe, Ziegen).
- ▶ Wirtschaftsdüngermanagement: CH₄- und N₂O-Emissionen aus der Wirtschaftsdünger- und Gärrestlagerung.

- ▶ Böden: N₂O-Emissionen aus der Düngung (organisch und mineralisch), aus der Zersetzung von Ernterückständen, aus N-Austrägen ins Grund- und Oberflächenwasser sowie aus der N-Deposition.
- ▶ Kalkung und Harnstoffeinsatz: CO₂-Emissionen.
- ▶ Sonstiges: THG-Emissionen aus der Ausbringung von Gärresten von Energiepflanzenbiogasanlagen.

Im Einzelnen weichen die neu berechneten THG-Emissionen von denen in der THGND-Studie errechneten THG-Emissionen ab. Grund hierfür sind Änderungen in der Methodik bei der Emissionsberechnung sowie die Nutzung verschiedener GWPs¹¹.

4.2.2 Annahmen zum Zielpunkt 2050

Im Überblick ergibt sich für die Landwirtschaft das folgende Bild, für Details und genaue Zahlen siehe die THGND-Studie (UBA 2014):

- ▶ Ökolandbau: Gemäß dem Ziel der Bundesregierung werden bis zum Jahr 2030 80 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche werden konventionell und 20% ökologisch bewirtschaftet. Der Anteil beträgt dagegen heute (Stand 2019) nur 9,7 % und der mittlere jährliche Zuwachs und 0,6 Prozentpunkte würde nicht ausreichen, dieses Ziel zu erreichen. Im Ökolandbau finden sich im Vergleich zur konventionellen Bewirtschaftung geringere Erträge (je nach Feldfrucht 50 % bis 90 % des konventionellen Ertrags) sowie eine geänderte Zusammensetzung der Tierbestände (weniger Mutterkühe, Schafe, Bullen- und Färsenmast).
- ▶ Agrarfläche: Die Verfügbarkeit der landwirtschaftlichen Fläche wird durch unterschiedliche Entwicklungen beeinflusst. So sorgt die Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Moorflächen für einen Rückgang von Ackerfläche und Grünland. Gleichzeitig erfolgen weitere Ackerflächenverluste durch Siedlung und Verkehr, die jedoch bis 2050 auf Null fallen. Dem gegenüber wird in 2050 weniger Fläche stillgelegt werden, es steht also mehr Ackerfläche zur Produktion zur Verfügung. Insgesamt erfolgt ein leichter Rückgang sowohl der Acker- als auch der Grünlandfläche ausgehend von 11,5 Mio. ha (Acker), bzw. 4,44 Mio. ha (Grünland) hin zu 11,2 Mio. ha (Acker), bzw. 3,73 Mio. ha (Grünland).
- ▶ Erntemengen: Die insgesamt produzierte Menge an Feldfrüchten wird zunächst durch die zur Verfügung stehenden Ackerflächen bestimmt. Züchtungsbedingte Ertragssteigerungen betragen laut THGND-Studie je nach Feldfrucht zwischen Faktor 1 (z.B. Grünland, Obst) und Faktor 1,3 (z.B. Raps, Zuckerrüben). Die Ertragssteigerungen werden durch die geringeren Erträge auf den 20 % ökologisch bewirtschafteten Flächen kompensiert, so dass in 2050 deutlich weniger Ackerfrüchte geerntet werden (insgesamt 164 Mio. t in 2010 und 123 Mio. t in 2050). Darüber hinaus wurde auf den ökologisch bewirtschafteten Flächen die Zusammensetzung der Feldfrüchte angepasst (es werden bspw. mehr Hülsenfrüchte angebaut, um den fehlenden Stickstoffdüngereinsatz zu kompensieren).

¹¹ GWP – global warming potential, CO₂-Äquivalent (Umrechnungsfaktor).

- ▶ Einsatz mineralischer Stickstoffdünger: Die THGND-Studie geht von einer Steigerung der Düngereffizienz aus, die den Stickstoffdüngereinsatz verringert (Ausnutzung Mineraldünger-N von 80 % auf 90 %, organischer N von 26 % auf 60 %, legume N-Fixierung von 20 % auf 40 %). Auf den 20 % ökologisch bewirtschafteten Flächen wird kein mineralischer Dünger verwendet. Insgesamt wird 2050 weniger Stickstoffdünger genutzt (1,57 Mio. t N in 2010; 1,16 Mio. t N in 2050).
- ▶ Wirtschaftsdüngermanagement: Es wird ein steigender Anteil des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen vergoren (s. Tabelle 13), wobei die Gärreste ab 2030 gasdicht gelagert werden.
- ▶ Lebensmittelabfälle: Es wird eine Reduktion der Abfälle auf Haushaltsebene um 50 % unterstellt und die Produktion entsprechend angepasst. Diese Reduktion ist allerdings für die Landwirtschaftsemissionen nicht relevant, da der Nachfragerückgang auf der Produktionsseite nicht berücksichtigt wird. Es kommt lediglich zu einer Veränderung der Versorgungsbilanzen.
- ▶ Ernährung / Viehbestand: Derzeit liegt der Verzehr tierischer Produkte weit über den Verzehrempfehlungen der DGE. Gleichzeitig ist der Viehbestand der größte Emittent in der Landwirtschaft. In der THGND-Studie wurde eine Reduktion des Verzehrs hin zu den DGE-Empfehlungen angesetzt (ca. 344 g / Woche). Eine Änderung der Ernährungsgewohnheiten hat allerdings nur dann einen Einfluss auf die Emissionen, wenn entsprechend die Viehbestände angepasst werden. Im GreenEe1-Szenario wurden analog zum Vorgehen in der THGND-Studie die Viehbestände jedoch nur soweit angepasst, dass die Emissionsziele der Landwirtschaft im Jahr 2050 erreicht werden. Es ergibt sich aufgrund der geringeren Fleischverzehrs ein hoher Exportüberschuss mit einem Selbstversorgungsgrad von 345 %. In GreenEe2 erfolgt eine Anpassung des Selbstversorgungsgrades in der Fleischproduktion unter der Prämisse einer stärker ausgeglichenen Handelsbilanz. Hier wird der Selbstversorgungsanteil bei tierischen Produkten auf 150 % festgelegt. Dies betrifft die Schweine- und Geflügelbestände. Die Rinderbestände werden nicht reduziert, da diese für die Deckung des heimischen Milchbedarfs notwendig sind und die Milchproduktion mit einer Mindestmenge an Fleischproduktion einhergeht. Das Verhältnis Milch- zu Fleischproduktion wird in den Green-Szenarien als fix angesetzt. Die Entwicklung der Viehbestände in GreenEe1 ist in Tabelle 12 dargestellt.

Damit ergeben sich bei den landwirtschaftlichen THG-Emissionen die folgenden Veränderungen gegenüber dem Basisjahr:

- ▶ Durch den geringeren Einsatz von mineralischem Stickstoffdünger sinken die N₂O-Emissionen aus Düngung und Auswaschung.
- ▶ Die gesunkenen Viehbestände zusammen mit einer 100 %-igen Nutzung des Wirtschaftsdüngers führen zu einem Wegfall der THG-Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung, die jedoch teilweise durch THG-Emissionen aus der Gärrestlagerung ersetzt werden (diese sind jedoch weit geringer).
- ▶ Ferner führen die reduzierten Viehbestände zu geringeren Verdauungsemissionen, die insgesamt den größten Posten der landwirtschaftlichen THG-Emissionen darstellen.

In der THGND-Studie wurden neben der Produktionsseite auch Annahmen bezüglich der Verwendung der Agrarprodukte getroffen. Bis auf die Nutzung von Energiepflanzen für die Biogaserzeugung (nur in 2030) haben diese jedoch keinen Einfluss auf die Produktion und die THG-Emissionsberechnung. Vielmehr dienen sie der Berechnung der Versorgungsbilanz und davon ausgehend der Berechnung von Im- und Exporten. Durch die Änderung der Bevölkerungsprognose ergeben sich leichte Abweichungen zur THGND-Studie bei der inländischen Verwendung der Agrarprodukte und Versorgungsbilanzen. Da die Agrarproduktion jedoch nicht mit den Versorgungsbilanzen rückgekoppelt ist, hat dies keine Auswirkungen auf die landwirtschaftliche Produktion in Deutschland. Lediglich Im- und Exportmengen werden sich leicht ändern. Für die Nutzung von Energiepflanzen in der Biogaserzeugung wird angenommen, dass diese nach 2030 auf Null sinken. Bis 2030 werden die entsprechenden THG-Emissionen aus Gärrestlagerung und -ausbringung berücksichtigt.

Insgesamt weist das GreenEe1-Szenario für das Jahr 2050 mit 28,4 Mio. t CO_{2Äq} geringere THG-Emissionen aus als die THGND-Studie (35 Mio. t CO_{2Äq}). Der Grund liegt vor allem in einem Methodenwechsel. Während sich die THGND-Studie nach IPCC (1996) richtet, erfolgt die Berechnung aller Green-Szenarien basierend auf IPCC (2006). Die wichtigsten Auswirkungen sind die folgenden:

- ▶ Änderungen in den CO₂-Äquivalenzfaktoren führen zu geringeren Treibhausgasemissionen,
- ▶ Änderungen bei der Berechnung der Auswaschung führen im Vergleich zur THGND-Studie zu weit geringeren THG-Emissionen (der THG-Emissionsfaktor für die indirekten N₂O-Emissionen aus der Auswaschung (leaching) ist um 70 % geringer veranschlagt),
- ▶ Die THG-Emissionen aus durch Leguminosen gebundenem Stickstoff werden nicht mehr berücksichtigt.

Darüber hinaus gab es bei vielen Elementen kleinere Abweichungen in die eine oder andere Richtung, die unter anderem auch daran lagen, dass nicht alle Annahmen der THGND-Studie transparent dargestellt worden sind und somit als Berechnungsgrundlage herangezogen werden konnten. GreenEe2 weist aufgrund der handelsbedingten Reduktion der Fleischexporte und damit verbundenen Reduktion der Tierbestände in 2050 mit 26,5 Mio. t CO_{2Äq} um 7% geringere Emissionen auf.

4.2.3 Annahmen zum Pfad

Für den Ackerbau wurde zwischen 2010 und 2050 eine lineare Entwicklung der Flächengröße, des Stickstoffdüngereinsatzes sowie der Erntemengen angenommen. Die Entwicklungen für den Ackerbau sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Entwicklungen im Ackerbau

	2010	2030	2040	2050
landwirtschaftliche Nutzfläche [Mio. ha]	16,2	15,6	15,3	15,1
Produktionsmenge Ackerfrüchte [Mio. t]	164	131	115	123
Eingesetzte Stickstoffdüngermenge [1.000 t]	1.569	1.543	1.354	1.161

Quelle: eigene Berechnungen ifeu

In der Viehhaltung findet bis 2030 lediglich eine leichte Abnahme der Tierzahlen statt, während die Abnahme zwischen 2030 und 2050 linear erfolgt. Die Entwicklung der Tierplatzzahlen und die Aufteilung auf die unterschiedlichen Haltungssysteme sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Entwicklung der Tierplatzzahlen in der Viehhaltung sowie die Aufteilung nach Haltungssystemen für die GreenEe1-Szenario (Zahlen für 2010 aus (UBA 2016a), für die Zukunft aus (UBA 2014))

	2010	2030	2040	2050
Milchkühe				
Tierplatzzahlen [Mio.]	4,18	3,75	2,97	2,18
Güllebasiert o. Vergärung	60%	27%	13%	0%
Strohbasierend o. Vergärung	15%	13%	7%	0%
Weide	10%	10%	10%	10%
Sonstige Rinder				
Tierplatzzahlen [Mio.]	8,63	8,10	5,01	1,92
Güllebasiert o. Vergärung	35%	17%	7%	0%
Strohbasierend o. Vergärung	39%	33%	13%	0%
Weide	19%	19%	19%	19%
Schweine				
Tierplatzzahlen [Mio.]	22,2	20,8	17,8	14,8
Güllebasiert o. Vergärung	83%	40%	20%	0%
Strohbasierend o. Vergärung	7%	0%	0%	0%
Weide	0%	0%	0%	0%
Geflügel				
Tierplatzzahlen [Mio.]	129	127	125	123
Strohbasierend o. Vergärung	90%	60%	20%	0%
Schafe				
Tierplatzzahlen [Mio.]	2,39	2,20	1,50	0,79
Strohbasierend o. Vergärung	54%	39%	20%	0%
Weide	46%	46%	46%	46%
Pferde				
Tierplatzzahlen [Mio.]	0,46	0,50	0,52	0,54
Strohbasierend o. Vergärung	79%	50%	20%	0%
Weide	21%	21%	21%	21%

Quelle: eigene Berechnungen ifeu

Bezüglich des Einsatzes des Wirtschaftsdüngers in der Vergärung wird davon ausgegangen, dass 2040 bereits ein Anteil von 80 % erreicht wird (bezogen auf die zur Verfügung stehende Menge, d.h. abzgl. der Verluste durch Weidegang). Die Entwicklung zwischen 2010 und 2040 erfolgt linear.

In der Biogasproduktion wird davon ausgegangen, dass die Gärrestlager ab 2030 zu 100 % abgedeckt sind. Die daraus resultierenden Zahlen sind in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Biogasproduktion: Anteils des in die Vergärung gehenden Wirtschaftsdüngers sowie Gärrestlagerung in den Green-Szenarien

	2010	2030	2040	2050
Anteil des in die Vergärung gehenden Wirtschaftsdüngers (abzgl. Weidehaltung)				
Milchkühe	14%	50%	70%	90%
Sonstige Rinder	7%	31%	61%	81%
Schweine	9%	55%	80%	100%
Geflügel	10%	40%	80%	100%
Schafe	0%	15%	34%	54%
Pferde	0%	29%	59%	79%
Gärrestlagerung				
Geschlossen	40,6%	100%	100%	100%
Offen	59,4%	0%	0%	0%

Quelle: eigene Berechnungen ifeu

4.3 Forstwirtschaft, Wald und Holznutzung

Die Betrachtung des Waldes ist emissionsseitig und rohstoffseitig sehr unterschiedlich. Emissionsseitig wird der gesamte Wald, das heißt der genutzte und der ungenutzte, in der Quellgruppe LULUCF berücksichtigt. Rohstoffseitig ist ausschließlich der genutzte Wald, d.h. das entnommene und stofflich bzw. energetisch genutzte Holz relevant.

Der Forstsektor weist unter dem Aspekt des Klimaschutzes und der Ressourceneffizienz durchaus relevante Potenziale auf, deren Quantifizierung jedoch hochkomplex ist und in andere Sektoren (Industrie, Energie) übergreift.

Aktuell werden in Deutschland werden nach der Holzrohstoffbilanz (Mantau 2018) pro Jahr etwa 62 Mio. m³ sogenanntes Derbholz¹² aus dem Wald entnommen. Davon werden 54 % in Sägereien verarbeitet, etwa 20 % des entnommenen Waldholzes finden Verwendung in der Holzwerkstoff- sowie in Papier- und Zellstoffindustrie. 26 % gehen direkt in die energetische Verwendung, überwiegend als Scheitholz in Privathaushalten. Die bei der Verarbeitung anfallenden Nebenprodukte werden teilweise stofflich verwendet, teilweise energetisch. Nach der Gesamtbilanz von Mantau (2018) liegen stoffliche und energetische Verwendung seit 2008 etwa gleichauf und auf konstantem Niveau. In den Jahren davor haben sich beide Nutzungsarten deutlich gesteigert, v.a. die energetische Verwendung, sich gegenüber den Neunzigerjahren mehr als verdoppelt hat.

Mit der Charta für Holz 2.0 strebt das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL 2018b) einen weiteren Ausbau der Nutzung von Holz mit dem Anspruch, damit Klimaschutz, Wertschöpfung und Ressourceneffizienz weiter zu steigern. Wesentliche Handlungsfelder sind dabei:

► **Potenziale im Holzbau nutzen:**

Hierdurch können Baustoffe mit höherem Treibhausgasfußabdruck (v.a. Stahl und Beton) ersetzt werden und gleichzeitig den Kohlenstoffspeicher langfristig steigern, wobei das

¹² Darunter wird Rohholz mit einem Durchmesser von mehr als 7 cm verstanden, nicht dazu zählt Waldrestholz und Rinde.

biogene C im Holz als Senke fungiert. Nach Fehrenbach et al. (2017) lassen sich je nach Konstruktionsweise bis zu 3 Tonnen Stahlbeton durch 1 Tonne Konstruktionsholz ersetzen, das Umweltbundesamt Österreich (2015) ermittelt sogar einen massenbezogenen Substitutionsfaktor bis über 7. Nach den Berechnungen von Fehrenbach et al. (2017) kann pro Tonne Holz die Emission von 2,2 Tonnen CO₂-äqv. Vermieden werden. Ähnliche Berechnungen anderer Autoren variieren aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Optionen und Annahmen, weisen vom Prinzip aber in ähnliche Bereiche.

► **Laubholz in Wert setzen:**

Aus Gründen der Klimaanpassung aber auch im Sinne einer naturnahen Waldentwicklung soll der von Fichten und Kiefern dominierte Wald in Deutschland zu Laubwald umgebaut werden. Laubholz ist jedoch in der stofflichen Holzverwendung deutlich unterrepräsentiert, da es den Ansprüchen der Holzverarbeitenden Industrie nicht genügt. Die Herausforderung besteht somit darin, künftig auch für Laubholz Anwendungsbereiche im Bausektor zu schaffen, da ansonsten der ökologische Waldumbau dem vorangehend genannten Ziel, die Potenziale im Holzbau zu nutzen, entgegenläuft.

Weitere Anwendungsbereiche werden jedoch auch aus innovativen Ansätzen der Bioökonomie erwartet, in welcher Holz sozusagen als chemischer Grundstoff für Materialien oder Komposite verschiedenster Art gesehen werden.

► **Nachhaltige Waldwirtschaft:**

Die klassische, auf Carlowitz (1713) zurückgehende Definition einer „nachhaltenden Nutzung“, wonach nicht mehr Holz gefällt werden soll, als nachwächst, deckt die heutigen Ansprüche an eine nachhaltige Waldwirtschaft nicht mehr ab. Statt eines stabilen Bestands wird ein Netto-Zuwachs erwartet, der den Wald zur Senke werden lässt. Aber auch ein möglichst naturnaher Zustand ist heute ein maßgebliches Kriterium für Nachhaltigkeit. Nun stehen diese Ziele durchaus in Konkurrenz und in Fachwelt werden Kontroversen darüber geführt, welches Maß an Nutzung (mit den erforderlichen Eingriffen) und an natürlicher Entwicklung (mit Anteilen stillgelegter Fläche und schonender Bewirtschaftung) als Paradigma zu gelten hat.

Die Holzcharta setzt die Priorität auf die Sicherung und Ausweitung des Holzaufkommens. Ein zentrales Element ist dabei der Anbau klimaangepasster, produktiver Baumarten als Alternative zur Fichte wie insbesondere die Douglasie. Alternative Ansätze wie die Waldvision von Greenpeace (2018) setzen dagegen auf die natürliche Entwicklung von Wäldern bei Deckung des Bedarfs am Rohstoff Holz.

Die kontroversen Auffassungen und Konzepte führen dann auch in der Treibhausgasbilanz über den Gesamtkomplex Wald als C-Speicher, Holzprodukte als Speicher und Substitution anderer Produkte zu unterschiedlichen Ergebnissen. Bereits die Basisdaten für die Senkenleistung des Walds schwanken enorm: So wird sich die im jüngsten Nationalen Inventarbericht (UBA 2019b) ausgewiesene Senke im von 57,7 Mio. t CO₂-äqv im Jahr 2017 nach dem Projektionsbericht 2019 für Deutschland (BMU 2020) voraussichtlich bereits ab dem Jahr 2020 auf einen Bereich von nur noch um die 20 Mio. t CO₂-äqv. pro Jahr verringern.

Stellt man die verschiedenen Szenarien von WEHAM und Waldvision (Böttcher et al. 2017) im Mittel über 40 bis 50 Jahre gegenüber, so zeigen sich ebenfalls großen Bandbreite: die „Nutzungsszenarien“ führen dabei zu einer Nettoquelle (2 bis 5 Mio. t CO₂-äqv. pro Jahr), während die „Naturschutzszenarien“ Senken zwischen 30 und 40 Mio. t CO₂-äqv. pro Jahr erzielen.

Verzichtet man völlig auf die Nutzung, so lassen die Berechnungen von Mund et al. (2015) auf eine mögliche Senkenleistung von um die 80 Mio. t CO₂-äqv. pro Jahr schließen.

Diesen mit den verschiedenen Waldbewirtschaftungsweisen verbundenen Senken bzw. Emissionen wären in Gesamtbilanzen die Speicherleistungen in den Holzprodukten und die entgangenen oder vermiedenen Emissionen durch das mehr oder weniger für die Substitution zur Verfügung stehende Produktvolumen gegenzurechnen. Verschiedene Studien haben dies zusammengeführt mit vergleichsweise einfachen Modellen, so auch die WEHAM-Szenarien oder Mund et al. (2015). Daraus ist zu schließen, dass die Ergebnisse extrem stark von den Grundannahmen abhängig sind, wie z.B. der Definition der zu betrachteten Holzprodukte und deren Substitute. Als allgemeine Schlussfolgerung lässt sich ziehen: Beide Ziele, verstärkte Nutzung und verstärkter Naturschutz, gleichen sich in ihren Klimaeffekten weitgehend gegenseitig aus. Somit wäre auch eine Perspektive, die mit gesteigerter Ressourceneffizienz den Bedarf an Holz verringern lässt und damit quasi automatisch mehr Naturschutz ermöglichen würde, auch für den Klimaschutz positiv.

Die RESCUE-Szenarien enthalten keine Variation im Sektor Forstwirtschaft, sondern beziehen das Szenario Naturschutz aus dem WEHAM-Projekt als durchgehende Basis mit ein. Mit den Ergebnissen der vom Thünen-Institut erarbeiteten WEHAM-Szenarien (Oehmichen et al. 2018) liegen THG-Emissionen für den Wald in drei Szenarien vor:

- ▶ Referenzszenario: spiegelt die derzeit in Deutschland geplante, zukünftige Waldbewirtschaftung wider
- ▶ Holzpräferenzszenario: verstärkte Nutzung für Holzprodukte, v.a. im Bau
- ▶ Naturschutzpräferenzszenario: Vorrang für Naturschutz, weniger Nutzung, mehr Stilllegung

Für alle Green-Szenarien wird das Naturschutzpräferenzszenario zu Grunde gelegt. Dies ist mit jährlichen Senken von 30 bis 35 Mio. t CO₂ verbunden (Rüter et al. 2017). Für das Naturschutzpräferenzszenario stehen der Erhalt und die Förderung des Biodiversitäts- und Klimaschutzes im Wald im Vordergrund. Hierzu wird die Baumartenzusammensetzung an die heutige potentiell natürliche Vegetation (hpnV) angenähert, d.h. der Nadelholzanteil wird reduziert. Hierzu werden die Umtriebszeiten von Fichte und Kiefer verkürzt und eine gezielte Verjüngung mit Baumarten der natürlichen Waldgesellschaft ersetzt. Weitere Ziele sind die Erhöhung des Totholzvorrates pro Hektar und die Stilllegung weiterer Waldflächen.

Für die Quelle/Senke „entnommenes Holz“ („harvested wood products“ HWP) wurden in 2010 - 4,1 Mio. t CO₂ ausgewiesen. Dieser jährliche Betrag an Senke wird im Szenario fortgeschrieben. Nach aktuellen Inventarberichten lag der Betrag in den letzten Jahren etwas niedriger (UBA 2019). Aufgrund des vergleichsweise geringen Beitrags zur Gesamtemission von LULUCF ist die Annahme der Fortschreibung vertretbar. In gleicher Weise wird mit den „sonstigen“ Quellen und Senken verfahren.

Für die stoffliche Nutzung von Holz wurde für die Berechnung keine Limitierung der inländischen verfügbaren Holzmenge unterstellt. Ferner gilt für die Holzversorgung die allgemeine Annahme, dass sich die Relation zwischen Importen und heimischer Extraktion nicht ändert. Für die Forstwirtschaft gilt weiterhin die generelle Annahme zur Steigerung der

Materialeffizienz (siehe Kapitel 3.6.1). Im Nachgang der rohstofflichen Berechnung des Holzkonsums wurde geprüft, ob die Nachfrage das Angebot in Deutschland, das sich aus dem gewählten WEHAM-Szenarien Naturschutzpräferenz ableitet, übersteigt. Dies war nicht der Fall.

Es wird keine energetische Nutzung von Primärholz ab 2030 unterstellt. Allerdings wird die Nutzung von Waldrestholz bis 2050 und Altholz zugelassen. Das in Kapitel 5.2.6.1 beschriebene Potential an Waldrestholz und Altholz (s. Tabelle 56 und Tabelle 57) wird in den GreenEe-Szenarien entsprechend der Energiemodellierung hauptsächlich in der Wärmeversorgung eingesetzt. Die verschiedenen Anteile sind im Einzelnen in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Endenergie aus der energetischen Holznutzung – GreenEe-Szenarien

in TWh _{th} /a	2030	2040	2050
Raumwärme private Haushalte und GHD	9,9	0,84	0,0
Prozesswärme in Industrie und GHD	49,7	45,9	33,8

Quelle: Eigene Annahmen ifeu

4.4 Industrie

Im Sektor Industrie sind THG-Emissionen energie- oder prozessbedingt. Im Zieljahr 2050 fallen energiebedingte THG-Emissionen nicht mehr an, da sie durch die vollständige Umstellung des Energiesystems auf Erneuerbare Energien vermieden werden. Im Folgenden werden die Annahmen in GreenEe1 dargestellt, wesentliche Änderungen in GreenEe2 sind ergänzt. Im Kapitel 5.4.2 und 5.4.3 sind die Änderungen zu GreenEe2 und damit der Einfluss der veränderten Annahmen zum Handelsüberschuss auf die exogenen Inputdaten für die Energiesystemoptimierung in SCOPE dargestellt.

Grundlegend bestehen bei der Umstrukturierung der Industrie im Rahmen eines ambitionierten Treibhausgasreduzierungspfades die Fragen, auf welche treibhausgasneutrale Verfahren und Energieträger umgestellt sowie welche Endenergieträger aus systemisch effizienter Sicht eingesetzt werden sollten.

Auch in der Industrie werden die Vorarbeiten der THGND-Studie (UBA 2014) genutzt und neue Erkenntnisgewinne berücksichtigt. Beispielsweise werden in der THGND-Studie Industrieprozesse vornehmlich auf regenerativ erzeugtes Methan umgestellt. So ergab sich in THGND für Industrie und verarbeitendes Gewerbe insgesamt ein sehr hoher Bedarf an regenerativ erzeugtem Methan. Bei einzelnen Industriezweigen könnte an Stelle von Methan auch regenerativ erzeugter Wasserstoff verwendet werden. Aus heutiger Sicht, ist hier Wasserstoff als Alternative klarer absehbar. Daher wurde in den Green-Szenarien entsprechend der jeweiligen Leitlinien über alle Branchen nochmals geprüft, ob bzw. in welchem Umfang tatsächlich Methan oder Wasserstoff benötigt wird (z.B. als chemisches Reduktionsmittel oder als Kohlenstoffträger), oder ob der jeweilige Endenergiebedarf nicht auch direkt durch Strom gedeckt werden könnte. Daraus resultiert im Wesentlichen eine Reduzierung des Bedarfs an regenerativ erzeugtem Methan zu Lasten eines höheren Stromverbrauchs, in welchem auch der Strombedarf für Wasserstoffelektrolyseanlagen inbegriffen ist. Gleichwohl wird so eine höhere systemische Effizienz gewährleistet. Die konkreten Änderungen sind in Tabelle 15 zusammengefasst und werden nachfolgend für die betroffenen Industriezweige im Einzelnen erläutert.

Tabelle 15: Endenergiebedarf des Industriesektors im Jahr 2050 laut THGND-Studie und im GreenEe1

	THGND im Jahr 2050			GreenEe1 Szenario im Jahr 2050		
	gesamter EEV in TWh/a	Methan in TWh/a	Strom in TWh/a	gesamter EEV in TWh/a	Methan in TWh/a	Strom inkl. Strom für H2 in TWh/a
Stahlindustrie	104,7	66,7	38	122,5	0,0	122,5
NE-Metallindustrie	16,5	6,3	10,2	14,9	4,7	10,2
Gießereiindustrie	6,5	1	5,5	6,5	0	6,5
Chemische Industrie	81	bis 61,0	20	85,0	30,5	54,5
Zementindustrie	15,4	11	4,4	22,0	16,4	5,6
Glasindustrie	4,8	0	4,8	4,9	0,0	4,9
Kalkindustrie	4,7	4,3	0,4	4,7	4,3	0,4
Papier- und Zellstoffindustrie ¹³	22,5	16,6	5,9	18,4	0,0	18,4
Nahrungsmittelindustrie	37,4	0	37,4	28,9	0,0	28,9
Textilindustrie	4,3	1,8	2,5	4,1	0,0	4,1
sonstige Branchen	60,2	30,1	30,1	62,2	10,3	51,9 – 41,1**
Summe*	358,0	198,8	159,2	374,1	66,2	307,9

* Summe enthält nicht Beleuchtung, IKT und Raumwärme, sowie keine GDH-Prozesswärme

** Im THGND wird noch kein Niedertemperatur-Prozesswärmebedarf < 100°C berücksichtigt. Dieser macht im Bereich sonstige Branchen in GreenEe1 10,8 TWh aus.

Quelle: THGND (UBA 2014); ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Tabelle 16: Endenergie für den nicht-energetischen Bedarf des Industriesektors im Jahr 2050 laut THGND-Studie und im GreenEe1

	THGND im Jahr 2050		GreenEe1 Szenario im Jahr 2050	
	gesamter EEV in TWh/a	Methan in TWh/a	gesamter EEV in TWh/a	Methan in TWh/a
NE-Metallindustrie	0	0	3,3	3,3 ¹⁴
Gießereiindustrie	0	0	2,7	2,7 ¹⁵
Chemische Industrie	282	282	282	282
Summe	282	282	288	288

Quelle: THGND (UBA 2014); ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

4.4.1 Stahlindustrie

In der Stahlindustrie erfolgt in den GreenEe-Szenarien ein Technologieumbau. Die kokskohlebasierte Oxygenstahlroute wird vollständig zugunsten der Elektrostahlroute sowie einer neuen Primärstahlerzeugung auf Basis der wasserstoffbasierten Direktreduktion aufgegeben. Damit weiterhin eine bedarfsgemäße Menge an Stahl erzeugt werden kann, wird neben Schrott auch direkt reduziertes Eisen (direct reduced iron, DRI, auch Eisenschwamm

¹³ Zuzüglich 13,3 TWh/a an intern anfallenden biogenen Reststoffen (Rinde und andere Holzabfälle, Klärgas aus internen Abwasserbehandlungsanlagen), die anlagenintern genutzt werden.

¹⁴ Nicht-energetischer Verbrauch für benötigte Zugabe von kohlenstoffhaltigen Reduktionsmitteln.

¹⁵ Nicht energetischer Verbrauch für Eisenguss bzw. zur Bedarfsdeckung von 143.157 t C/a als Aufkohlungsmittel.

genannt), eingesetzt. Der Energiebedarf für dieses Verfahren wird mit 11,5 GJ/t DRI (direct reduced iron – Eisenschwamm) angegeben (Chatterje 2012). Zur Direct-Reduced-Iron (DRI)-Herstellung wird Wasserstoff verwendet, der national produziert wird. Die Wasserstoffproduktion kann dabei sowohl ortsnahe am Standort der Stahlproduktion erfolgen oder über Leitungsinfrastrukturen ermöglicht werden. Dies ist vornehmlich eine Herausforderung der Energieversorgung, um die erneuerbaren Erzeugungsstandorte effektiv mit den Verbrauchsstandorten zu verbinden.

Für die H₂-Erzeugung über Elektrolyse wird der Brennwertbezogene Wirkungsgrad und damit Effizienz von 88,5 % angenommen (siehe Tabelle 65). Weitere Anpassungen wie zusätzliche 3 TWh Strombedarf für DRI-Anlagen sowie ein höherer Strombedarf der Elektrostahlwerke zum Ausgleich der Effizienzverluste durch den Verzicht auf den Einsatz von Kohle zur Bildung von Schaumslagge führen insgesamt zu einem gesamten Strombedarf von 122,5 TWh in 2050.

Die jährliche Produktionsmenge an Stahl wird in GreenEe1 bis 2050 mit rd. 45 Mio. t als konstant angenommen (Die Produktionsmengen in GreenEe2 liegen bei 43,9/40,0/36,4 Mio. t in 2030/2040/2050). Für die Stahlherstellung wird von einem vollständigen Verzicht auf die Primärstahlherstellung (Oxygenstahlroute) in 2050 ausgegangen. Stahl wird ausschließlich über die Elektrostahlroute erzeugt, anteilig aus Schrott (30 Mio. t) und Eisenschwamm (DRI, direct reduced iron) (20 Mio. t)¹⁶. Es wird davon ausgegangen, dass durch den DRI-Einsatz weiterhin bedarfsgemäß Legierungsstähle erzeugt werden können, wie beispielsweise hochfeste Stähle für den Maschinen- und Fahrzeugbau. Für den Fahrzeugbau wird allerdings angenommen, dass der Einsatz von Stahl an Bedeutung verliert bedingt durch zunehmende Leichtbauanteile.

Zum Stand 2016 waren 6 integrierte Hüttenwerke in Betrieb (WV Stahl 2016) mit einer Produktionsmenge von rd. 30 Mio. t Stahl, die bis 2050 umzustellen wären (Rückbau und entsprechender Zubau Elektrostahlwerke von derzeit rd. 15 Mio. t Kapazität auf 30 Mio. t; sowie Zubau DRI-Anlagen von rd. 0 auf 20 Mio. t). Des Weiteren sind die Schrotteinsatzmengen von derzeit rd. 20 Mio. t auf 30 Mio. t zu steigern. Dies erfordert ggf. Altschrottimporte, wenn national entsprechende Mengen nicht anfallen (hoher Exportanteil Maschinen, Fahrzeuge). Als weitere Konsequenz des Rückbaus entfallen etwa 6 Mio. t Hüttensande für die Zementindustrie (siehe weiter unten in diesem Kapitel in Abschnitt 4.4.5).

Die verschiedenen Annahmen im Pfad sind in Tabelle 17 aufgeführt. Zunächst bis 2030 erfolgt eine Verschiebung der Produktion von Oxygenstahl zu Elektrostahl durch Steigerung des Recyclinganteils. Erst ab 2030 folgt der lineare Technologieumbau: der Ausbau der Kapazitäten der Elektrostahlerzeugung sowie der Zubau neu zu errichtender EE-basierter DRI-Anlagen. Dies berücksichtigt die zunächst eingeschränkte Verfügbarkeit von EE-Strom sowie Wirtschaftlichkeitserwägungen.

Tabelle 17: Annahmen Stahlindustrie in den GreenEe-Szenarien

	Annahmen
Schrotteinsatz	linearer Anstieg bis 2030 auf 56 %, 2040 auf 61 % und 2050 auf 67 % (GreenEe1: 25-27,5-30 Mio. t)
Technologieumbau	- vor 2030 Reduktion der Oxygenstahlproduktion durch steigenden Schrotteinsatz über Elektrostahlroute - nach 2030 linearer Rückbau der Oxygenstahlroute (GreenEe1: 2030-2040-2050: 27,5-13,75-0 Mio. t Oxygenstahl) - parallel linearer Aufbau DRI-Anlagen mit Wasserstoff als

¹⁶ In Summe 50 Mio. t Input bei Eisenausbringung von 90%.

	Annahmen
	Reduktionsmittel (GreenEe1: 2030-2040-2050: 0-10-20 Mio. t DRI)
spezifischer Endenergieverbrauch (EEV)	- keine Veränderung bei Oxygenstahl - Elektro Stahl: : lineare Reduktion des spezifischen Strombedarfs um 20 %, umgekehrt Mehrbedarf an Strom aufgrund des Verzehrs auf Kohlenstaub (nach 2030) und der Umstellung auf reinen Strombetrieb (Verzicht auf Erdgaszufuhr zur Schaum Schlackenbildung) - Warmwalzwerk: lineare Reduktion des spezifischen Strombedarfs um 60 %, umgekehrt Mehrbedarf aufgrund der Umstellung von Erdgas auf reinen Strombetrieb (induktive Erwärmung) - DRI: spezifischer Strombedarf konstant (0,15 MWh/t Schwammeisen)
Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen	- lineare Reduktion Kohlenstaubeinsatz zur Schaum Schlacke Bildung - lineare Reduktion Graphitelektrodenverbrauch auf 3,6 kg CO₂/t Stahl - durch Rückbau Oxygenstahlroute bedingter Rückgang des Kalksteineinsatzes für Hochofen und Sinteranlage

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.2 Nicht-Eisen-Metallindustrie

Für die NE-Metallindustrie wurden die Metalle Aluminium, Kupfer, Blei und Zink untersucht. Für die jährlichen Produktionsmengen ist in GreenEe1 pauschal ein Wachstum von 0,7 % p.a. angenommen (2030/2040/2050: 8,4/9/9,6 Mio. t NE-Metalle; davon Halbzeuge: 5,1/5,5/5,9 Mio. t). Für den Anteil der Sekundärerzeugung ist in den GreenEe-Szenarien pauschal eine Steigerung auf 90 % angenommen, ausgehend von einem gegebenen durchschnittlichen Anteil von 56 %. Die in GreenEe2 berechneten Produktionsmengen liegen niedriger als in GreenEe1. Insgesamt ist jedoch weiterhin eine geringfügige Steigerungsrate im Vergleich zu 2010 berechnet worden (Gesamtsteigerung der Produktionsmenge in 2050 ggü. 2010 liegt bei +1,15%).

Tabelle 18: Annahmen NE-Metallindustrie in den GreenEe-Szenarien

	Annahmen
Sekundäranteil	gesamt Anstieg 2030-2040-2050: 62 %-78 %-90 % (GreenEe1: 3,35 Mio. t in 2050)
Technologieumbau	Nach 2030 lineare Umstellung gasbefeuerte Schmelzöfen auf strombetriebene Induktionsöfen
spezifischer Endenergieverbrauch (EEV)	- Effizienzsteigerung um 30 % bis 2050: 1/3 bis 2030 und je ein weiteres Drittel bis 2040 und 2050 Verhältnis Strom zu Brennstoff bei Primärerzeugung konstant (85 %), für Sekundärmetalle und Halbzeuge steigt der Stromanteil auf 65 %
Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen	- Anoden aus Petrolkoks bei der Primärherstellung von Aluminium werden nach 2030 auf inerte Anoden umgestellt; bis 2040 wird dadurch eine Reduktion der prozessbedingten CO₂-Emissionen aus Anodenverbrauch um 63 % erreicht, bis 2050 um 100 % - Die für Primär- und Sekundärbleierzugung sowie die Sekundärzinkherzeugung erforderliche Zugabe C-haltiger Reduktionsmittel wird im Jahr 2050 auf regenerative Quellen umgestellt (regeneratives Methan Import als LNG)

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.3 Gießereiindustrie

Es wird in den GreenEe-Szenarien angenommen, dass ausschließlich elektrische Schmelzöfen zum Einsatz kommen. Mit regenerativem Methan betriebene Kupolöfen werden als keine praktikable Option gesehen.

Für die jährlichen Produktionsmengen ist in GreenEe1 pauschal ein Wachstum von 0,7 % p.a. für Eisen-, Stahl- und Temperguss (EST) angenommen (2030/2040/2050: 4,5/4,8/5,1 Mio. t) und von 1,6 % p.a. für NE-Guss (2030/2040/2050: 1,2/1,4/1,6 Mio. t). Für GreenEe2 wurden rückläufige Produktionsmengen ermittelt mit -44% in 2050 ggü. GreenEe1.

Tabelle 19: Annahmen Gießereiindustrie in den GreenEe-Szenarien

	Annahmen
Metallausbringung	Steigerung auf 90 % in 2050 (Ausgangswert 65 %)
Technologieumbau	Umstellung fossil befeuerte Schmelzöfen auf strombetriebene: 1/3 bis 2030 und je ein weiteres Drittel bis 2040 und 2050
spezifischer Endenergieverbrauch (EEV)	Lineare Reduktion des spezifischen Energiebedarfs auf 47 % des Ausgangswertes
Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen	keine prozessbedingten THG-Emissionen (Kohlenstoff als Aufkohlungsmittel wird in Gussprodukt gebunden)

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.4 Chemische Industrie

In THGND 2050 wird von einem Rohstoffbedarf von 282 TWh (18,3 Mio t) regenerativ erzeugtem Methan sowie einem Energiebedarf von 20 TWh Strom und weiteren 61 TWh regenerativ erzeugtem Methan oder Wasserstoff ausgegangen. Diese Eckdaten für das Jahr 2050 wurden so beibehalten. Die Hauptinputstoffe Wasser und Luftgase für regenerativ erzeugte Gase sind aufgrund der methodischen Konventionen in der Berechnung der Rohstoffinanspruchnahme nicht enthalten.

Tabelle 20: Annahmen Pfad für chemische Industrie

	Annahme
Wärmebedarf	Bis 2030 konstant wie 2010, 2030-2040 Reduktion um 15%, danach konstant
Strombedarf	Bis 2030 konstant wie 2010 2030-2040 Reduktion auf 67% ggü 2010 2040-2050 Reduktion auf 44% ggü 2010
Rohstoffbedarf	Konstant über gesamten Zeitraum, zunehmende Substitution der fossilen Rohstoffe durch regenerativ erzeugte Rohstoffe
prozessbedingte THG-Emissionen	2010-2030: Reduktion auf 62% ggü. 2010 2030-2040: Reduktion auf 34% ggü. 2010 2040-2050: Reduktion auf 2% ggü. 2010

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.5 Zementindustrie

In der Zementindustrie erfolgt in den Green-Szenarien – mit Ausnahme von GreenLate – ein Technologieumbau durch die Einführung von neuartigen zementähnlichen Bindemitteln, die nur 1/3 der prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Entsäuerung von Kalkstein verursachen, da zu deren Herstellung entsprechend geringere Mengen an Kalkstein benötigt werden. Zudem kann für die neuartigen Bindemittel bis 2050 eine höhere Reduktion des spezifischen

Energiebedarfs gegenüber dem Ausgangswert für konventionelle Bindemittel erreicht werden als für die konventionellen Bindemittel selbst, und der thermische Energiebedarf für die Herstellung neuartiger Bindemittel wird zu 50 % durch Strom gedeckt (sonst Gas). Des Weiteren ist für neuartige Verfahren angenommen, dass sie nur 50 % des Energiebedarfs herkömmlicher Verfahren einnehmen, die rohstofflichen Inputs verändern sich hinsichtlich des geringeren Einsatzes von Kalk, jedoch höheren Einsatzes von Sand¹⁷. Auch erfolgt ein Technologieumbau bei der Herstellung konventioneller Bindemittel durch die Umstellung der Drehrohrofenfeuerung von Koks bzw. Kohle (sowie EBS) auf Gas. Für die herkömmlichen Verfahren wird eine Reduzierung des thermischen Energiebedarfs um 10 % und des elektrischen um 30 % unterstellt.

Die Zementproduktionsmenge ist in GreenEe1 mit 30,6 Mio. t über alle Jahre als konstant angenommen. Außerdem wird ein Anstieg des Klinkerfaktors bis 2050 auf 0,9 angenommen, um durch die vermehrte Klinkerproduktion anteilig die entstehenden Fehlmengen an Hüttensand aus der Stahlindustrie zu kompensieren. Für die Übergangsjahre sind die Annahmen für den Klinkerfaktor an die Annahmen für die Stahlindustrie angelehnt. Für GreenEe2 wurden rückläufige Produktionsmengen ermittelt mit -41% in 2050 ggü. GreenEe1.

Tabelle 21: Annahmen Zementindustrie in den GreenEe-Szenarien

	Annahmen
Klinkerfaktor	Anstieg auf 0,9 zur Kompensation von Hüttensand (Ausgangswert 0,77)
Technologieumbau und Brennstoffumstellung	- neuartige Bindemittel für Zement 50 % in 2050; davon 20 % bis 2030 und 50 % bis 2040 - Brennstoffumstellung Kohle/Koks auf Gasfeuerung 50 % bis 2030, 100 % bis 2040 - lineare Reduktion EBS-Einsatz auf 0 in 2050 zugunsten Gasfeuerung
spezifischer Endenergieverbrauch (EEV)	lineare Reduktion spezifischer Energiebedarf bis 2050 (Bezug Ausgangswert konventionelle Bindemittel): - thermischer Energiebedarf: konventionelle Bindemittel um 10 % und neuartige Bindemittel um 50 % - elektrischer Energiebedarf: konventionelle Bindemittel um 30 % und neuartige Bindemittel um 50 %
Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen	CO ₂ -Minderung wird erreicht durch die Einführung neuartiger Bindemittel, die den umgekehrten Anstieg durch den Anstieg des Klinkerfaktors überwiegen

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.6 Kalkindustrie

Im Szenario GreenEe1 reduziert sich durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken sowie von Oxygenstahlwerken der Bedarf an Branntkalk bis 2050 von rd. 6 Mio. Tonnen in 2010 um rd. 30 % auf 4,12 Mio. Tonnen. Der Bedarf an Dolomitkalk ist mit 320.000 t als konstant angenommen. Für GreenEe2 wurden weiter rückläufige Produktionsmengen ermittelt mit -16% in 2050 ggü. GreenEe1.

¹⁷ z.B. Celitement bedarf nur 1 Teil CaCO₃ statt 3 Teile zur Erzeugung der gleichen Bindemittelqualität; www.celitement.de

Tabelle 22: Annahmen Kalkindustrie in den GreenEe-Szenarien

	Annahmen
spezifischer Endenergieverbrauch (EEV)	Reduktion des spezifischen Energiebedarfs bis 2050: Brennstoff linear um 20 %, elektrisch linear um 10 %
Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen	Reduktion CO ₂ aus Entsäuerung Kalkstein entsprechend Rückgang der Branntkalkproduktion

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.7 Glasindustrie

In der Glasindustrie ist ein wesentlicher Technologieumbau nötig. Es wird die Umstellung von zunächst Öl- auf Gasfeuerung und im Weiteren auf elektrische Schmelzöfen sowie die Steigerung der Energieeffizienz und des Scherbenanteils unterstellt.

In GreenEe1 ist die gesamte Produktionsmenge als konstant mit 7.163.600 t angenommen. Es werden keine neuen Anwendungen erwartet, der zunehmende Bedarf an Dämmstoffen für den Gebäudebereich wird durch andere Materialien als Mineralfasern (Steinwolle, Glasfasern) gedeckt. In GreenEe2 wurden geringfügig veränderte Produktionsmengen ermittelt (2030: +3 %, 2040: -1 %, 2050: -4 %, Angaben jeweils im Vergleich zu GreenEe1).

Tabelle 23: Annahmen Glasindustrie in den GreenEe-Szenarien

	Annahmen
spezifischer Endenergieverbrauch (EEV)	Reduktion des EEV bis 2030 zunächst nur durch steigenden Scherbenanteil, danach linear um 80 % bis 2050
Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen	Rückgang entsprechend Steigerung Scherbenanteil (weniger CO ₂ aus Zersetzung Carbonate bei Primärerzeugung)

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.8 Zellstoff- und Papierindustrie

In der Zellstoff- und Papierindustrie werden im Jahr 2050 16,6 TWh/a zur Bereitstellung von Prozesswärme benötigt, hauptsächlich zur Dampferzeugung bei einem Temperaturniveau von 100-400°C (UBA 2014). Um die systemischen Verluste zu mindern, wird angenommen, dass der Wärmebedarf durch Strom gedeckt wird, wodurch der sich der Strombedarf erhöht (höherer Wirkungsgrad aufgrund geringerer Wärmeverluste über das Abgas).

Weiterhin werden in der Zellstoff- und Papierindustrie 13,3 TWh/a an eigenen biogenen Reststoffen (z.B. Baumrinde, Ablauge, Klärgas aus eigenen Abwasserbehandlungsanlagen) energetisch genutzt. Aufgrund vermutlich schwankender Qualität wird für das Klärgas keine Einspeisung in das Gasnetz der allgemeinen Versorgung angenommen.

Für 2050 wird von einem Rückgang des spezifischen Energiebedarfs ausgegangen, sowie von einer Umstellung der Produktion auf Strom als Energieträger (s. Kapitel 5).

Tabelle 24: Annahmen Pfad Zellstoff- und Papierindustrie

	GreenEe1
Umstellung der Energieträger auf Strom	Umstellung bis 2050 auf Strom als Energieträger (48 % des Gesamtenergieverbrauchs)

	GreenEe1
Effizienzsteigerung	Lineares Absinken des spezifischen Energiebedarfs von 3,1 MWh / t (2010) auf 1,6 MWh / t (2050)

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.9 Nahrungsmittelindustrie

Im Sektor Landwirtschaft werden die Tierbestände bis 2050 stark reduziert und es wird eine sich verändernde Ernährungsweise unterstellt (s. Kapitel 4.2). Dies hat Wechselwirkungen auf die Fleisch- und Milchverarbeitung. Dabei wurde analog zum Rückgang der Tierplatzzahlen in der Landwirtschaft ein Rückgang in der fleisch- und milchverarbeitenden Industrie unterstellt. In der fleischverarbeitenden Industrie fällt aufgrund der Anpassung des Selbstversorgungsgrads bei Fleisch der Rückgang in GreenEe2 stärker aus als in GreenEe1. In der Milch verarbeitenden Industrie besteht kein Unterschied zwischen den Szenarien.

Dementsprechend sinkt der Endenergiebedarf in der Nahrungsmittelindustrie. Gleichfalls wird über die gesamte Nahrungsmittelindustrie eine Effizienzsteigerung unterstellt und es wird davon ausgegangen, dass bis 2050 ein steigender Anteil des Energiebedarfs durch Strom bereitgestellt wird.

Tabelle 25: Annahmen Pfad Nahrungsmittelindustrie

	GreenEe1
Umstellung der Energieträger auf Strom	- Reduktion des Energieträgereinsatzes bis 2030 um 30 % und Ersatz durch Strom - Bis 2040 Ersatz von 70 %
Effizienzsteigerung	- Jährliches Wachstum um 0,7 % - bis 2050 Effizienzsteigerung um Faktor zwei

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.10 Textilindustrie

In der Textilindustrie liegen die wesentlichen Transformationsschritte in der Umstellung von zunächst Kohle- und Ölfeuerung auf Gasfeuerung und im Weiteren auf elektrische Dampferzeugung sowie in der Steigerung der Energieeffizienz.

Die inländische Produktionsmenge an Textilien wird als konstant angenommen, die genaue Menge ist nicht bekannt.

Tabelle 26: Annahmen Textilindustrie in den GreenEe-Szenarien

	Annahmen
Technologieumbau	Umstellung Kohle-, Ölfeuerung auf Gas bis 2030, Umstellung auf Strom zur Dampferzeugung 2030-2040-2050: 70 %-85 %-100 %
spezifischer Endenergieverbrauch (EEV)	Effizienzsteigerung um 50 % bis 2050: 1/3 bis 2030 und je ein weiteres Drittel bis 2040 und 2050
Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen	keine prozessbedingten THG-Emissionen

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

4.4.11 Fahrzeugbau

Für das Projekt werden neben der Entwicklung der Fahrzeugherstellung (abgebildet über die Neuzulassungen) und dem Fahrzeugbestand auch Angaben zur Materialzusammensetzung der Fahrzeuge benötigt, um die damit verbundenen Rohstoffaufwendungen für das Zieljahr 2050

sowie ausgewählte Stützjahre über das Modell URMOD zu berechnen. Der Fokus liegt dabei auf den Personenkraftwagen, da diese für fast 80 % der Materialaufwendungen aller jährlichen Kfz-Neuzulassungen in Deutschland verantwortlich sind, wie Vorarbeiten in Renewbility III gezeigt haben (Zimmer et al. 2016).

Für die Ableitung der benötigten Rohstoffmengen sind vor allem die Anzahl der Fahrzeuge, das Fahrzeuggewicht und die Materialzusammensetzung der Einzelfahrzeuge relevant. Es wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeugherstellung sich über die Zeit verändert, und es müssen realistische Entwicklungen für die Rohstoffinputs abgeleitet werden. Dabei wurden im Projekt zwei wichtige Schlüsseltechnologien identifiziert: die Elektrifizierung der Fahrzeuge und der Leichtbau, die beide einen relevanten Einfluss auf den zukünftigen Rohstoffeinsatz haben. Nachfolgend werden die Annahmen für das Basisjahr 2010, das Zieljahr 2050 und die Stützjahre im Szenario GreenEe1 (und GreenEe2) beschrieben.

Für die Bestimmung dieser Materialvorleistungen kommen unterschiedliche bestehende ifeu Modelle zum Einsatz, die im Rahmen des RESCUE-Projektes angepasst wurden. Grundlage der Modellierungen auf Einzelfahrzeugebene bildet das vom ifeu entwickelte Ökobilanzmodell eLCAR (Electric Car LCA), das alle Kfz-Kategorien sowie die übrigen motorisierten Verkehrsträger (Schiene, Wasser, Luft) umfasst. Hier wird unterschieden nach Größenklasse der Fahrzeuge sowie nach den verschiedenen Antriebsarten (Benzin, Diesel, (Plug-In) Hybrid oder Oberleitungsfahrzeug). Zudem ist die Abbildung verschiedener Leichtbauvarianten und ihrer Materialbilanz möglich. Die Materiallisten der Einzelfahrzeuge wurden im Modell TREMOD materials mit den für das jeweilige Green-Szenario abgeleiteten Flottenzusammensetzungen (Neuzulassungen, Bestände) verknüpft und damit die Materialien der Einzelfahrzeuge bzw. in diesen eingesetzten Schlüsseltechnologien auf den Bedarf ausgewählter Materialien sowie den Kumulierten Rohstoffaufwand (KRA) der gesamten Fahrzeugflotte in Deutschland hochgerechnet.

Ableitung heutiger Fahrzeugzusammensetzungen

Die Bilanzierung der Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeuge erfolgt modular anhand eines parametrisierten Modells. Als Basis für alle Fahrzeugkonzepte dient ein mittelgroßer Benzin-Pkw mit einem Leergewicht von etwa 1,2 t (Basisjahr 2010) mit einem Aluminiumanteil von etwa 7 % im gesamten Fahrzeug und einer Motorleistung von 85 kW. Kleine Benzin-Pkw wiegen nur etwa 90 % vom mittleren Pkw, große hingegen 120%. Jeder Pkw hat (unabhängig von der Antriebsart) einen einheitlichen Fahrzeugrumpf, dazu werden weitere fahrzeugkonzeptspezifische Bauteile wie Antrieb und Speicher addiert. In den Green-Szenarien des RESCUE-Projektes werden Otto- und Diesel-Pkw (rein konventionell oder als klassischer Hybrid) sowie Elektro-Pkw (rein batterieelektrische Pkw und Plug-In Hybride) verwendet.

- ▶ Konventionelle Fahrzeuge bestehen aus einem Rumpffahrzeug, dem Otto- oder Dieselmotor und verschiedenen Zusatzbauteilen (z.B. Getriebe, Abgasnachbehandlung) sowie einem Kraftstofftank.
- ▶ Rein batterieelektrische Fahrzeuge brauchen keinen konventionellen Antriebsstrang mehr, sondern haben ein (kleines) Getriebe, einen Elektromotor mit entsprechenden Zusatzbauteilen und als Energiespeicher einen Lithium-Akku.
- ▶ (Plug-In) Hybride benötigen Bauteile aus beiden Antriebskonzepten, deren Auslegung variieren kann.

Die leichten Nutzfahrzeuge haben eine ähnliche Materialzusammensetzung wie die Pkw und bestehen aus denselben Bauteilen. Allerdings haben sie ein Leergewicht von 1,8 t, zudem ist die Menge an Stahl im Fahrzeugrumpf höher als beim Pkw.

Auch für die Solo-Lkw sowie die Last- und Sattelzüge wird ein modulares und parametrisiertes Modell für die Materialzusammensetzung genutzt. Dieses Modell basiert auf der Materialzusammensetzung eines konventionellen Diesel-Lkw, der je nach Leergewicht des Fahrzeuges skaliert wird. Neben konventionellen Lkw werden auch rein batterieelektrisch betriebene Lkw sowie Plug-In Hybride und Oberleitungs-Lkw betrachtet. Zur Modellierung von Plug-In-Hybrid- und Oberleitungs-Lkw muss die Materialzusammensetzung des konventionellen Lkw um einen elektrischen Antriebsstrang sowie einen Stromspeicher ergänzt werden. Beim rein batterieelektrischen Lkw muss zusätzlich der, hier nicht benötigte, konventionelle Dieselantriebsstrang aus der Materialzusammensetzung herausgerechnet werden.

Materialbedarfe und damit die Anteile des Antriebsstrangs an der gesamten Materialzusammensetzung eines konventionellen Diesel-Lkw sind nicht im Detail bekannt und wurden daher näherungsweise abgeschätzt. Der Verbrennungsmotor eines Diesel-Lkw besteht hauptsächlich aus Gusseisen (80%) und hat ein Gewicht von etwa 300 bis 1.000 kg, je nach Motorleistung. Vereinfachend werden pro t Leergewicht des Fahrzeuges 70 kg Gusseisen vom Basisfahrzeug abgezogen, wenn ein rein batterieelektrisches Fahrzeug betrachtet wird. Zusätzlich werden für den Dieseltank 0,075 kg Aluminiumblech pro Liter Tankvolumen abgezogen. Die verwendeten Fahrzeugkonzepte und ihre wichtigsten technischen Daten sind in Tabelle 27 gezeigt.

Tabelle 27: Technische Daten der schweren Nutzfahrzeuge

	Zulässiges Gesamtgewicht	Leergewicht*	Antrieb	Motorleistung	Tankvolumen
Solo-Lkw	3,5 bis 7,5 t	3,5 t	Diesel (BEV, PHEV)	110 kW	100 l
Solo-Lkw	7,5 bis 12 t	6 t	Diesel (BEV, PHEV)	130 kW	120 l
Solo-Lkw	> 12 t	11,2 t	Diesel (PHEV, OH)	200 kW	800 l
Last- und Sattelzüge		15,1 t	Diesel (PHEV, OH)	320 kW	1000 l

Quelle: Eigene Zusammenstellung, ifeu *in der Dieselvariante, andere Antriebskonzepte können abweichen

Ausgehend von den heutigen Fahrzeugzusammensetzungen müssen in RESCUE Annahmen für die zukünftigen Fahrzeuge getroffen werden. Dabei besonders relevant sind zum einen Änderungen von Materialmengen und -zusammensetzungen der Rumpffahrzeuge durch verstärkten Leichtbau. Zum anderen der verstärkte Umstieg von rein konventionell betriebenen Antrieben auf Elektrofahrzeuge mit je nach Antriebskonzept, Fahrzeuggröße und Einsatzzweck sowie zukünftigen Technologieentwicklungen unterschiedlich dimensionierten und zusammengesetzten Stromspeichern. Die Entwicklungen bei diesen beiden Schlüsseltechnologien werden daher gesondert untersucht und beschrieben.

Heutige und zukünftige Stromspeicher für Fahrzeuge

Besonders wichtig für die zukünftigen Rohstoffbedarfe ist der in Elektrofahrzeugen eingesetzte Lithium-Ionen-Akku. Das Modell für Lithium-Ionen-Akkus des ifeu bildet die drei derzeit am

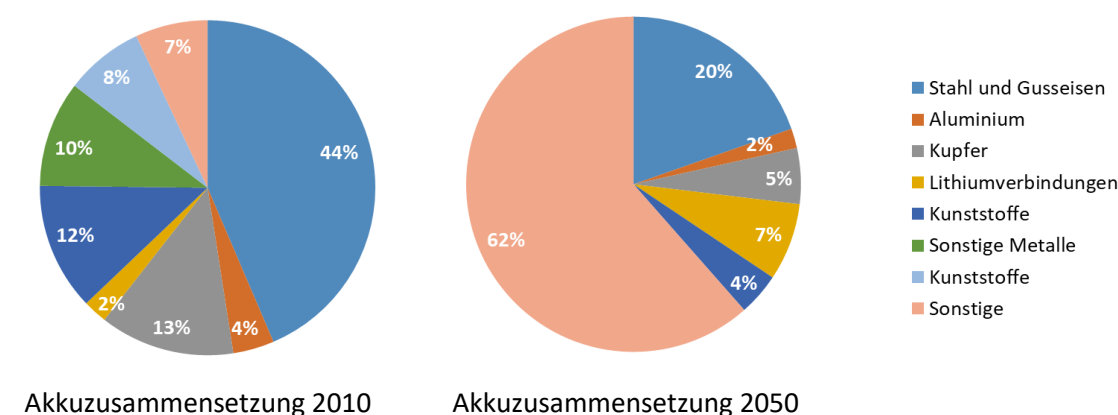
häufigsten eingesetzten Kathodentypen (Nickel-Kobalt-Aluminium, Nickel-Mangan-Kobalt und Lithium-Eisenphosphat) und ihre Graphitanode ab. Wichtigste Parameter bei den Akkus zur Bestimmung der Materialmengen sind die Kapazität des Akkus und seine Energiedichte. Dabei kommt es bei den heutzutage eingesetzten Lithium-Ionen-Akkus zu Weiterentwicklungen bei der Energiedichte, d.h. für dieselbe Akkugröße dürften in Zukunft weniger Rohstoffe benötigt werden. In Zukunft ist davon auszugehen, dass die aktuellen Lithium-Ionen-Akkus von alternativen Akkutechnologien abgelöst werden. Ein vielversprechender Kandidat für eine neue Technologie sind die Lithium-Schwefel Akkus. In Renewbility III (Zimmer et al. 2016) wurde von ifeu anhand von technischen Daten der Akkuprototypen und Schätzwerten ein Datensatz für die Herstellung eines möglichen Lithium-Schwefel Akkus abgeleitet, dessen Energiedichte im Jahr 2050 bei 350 kWh/kg liegt.

Während bei den ersten Elektrofahrzeugen verschiedene Akkutypen zum Einsatz kamen (Annahme eines Drittelmixes für das Basisjahr 2010), zeigt sich heute, dass die meisten Pkw mit Nickel-Mangan-Kobalt oder Nickel-Kobalt-Aluminium Zellen ausgestattet werden, da diese höhere Energiedichten aufweisen als die Lithium-Eisenphosphat-Zellen. Während die Energiedichte im Jahr 2010 noch bei etwa 80 Wh/kg lag, wird sie bis 2030 voraussichtlich auf 155 Wh/ kg steigen. In der Zeit zwischen 2040 und 2050 wird angenommen, dass die klassischen Lithium-Ionen-Akkus von einer alternativen Akkutechnologie abgelöst werden. Beispielhaft für mögliche Post-Lithium-Ionen Technologien wurde ein Lithium-Schwefel Akku verwendet. Dies liegt begründet in der relativ guten Datenverfügbarkeit sowie der Annahme, dass diese Akkutechnologie früher als andere Post-Lithium-Ionen Technologien zur Marktreife kommen dürfte, da es bereits erste Akkus von den Herstellern OXIS Energy Limited (UK) und Sion Power Corporation (USA) auf dem Markt gibt (Zimmer et al. 2016). Daher wird in den Green-Szenarien davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2040 verstärkt Lithium-Schwefel-Akkus zum Einsatz kommen und im Jahr 2050 alle neuen Fahrzeuge ausschließlich mit diesen ausgestattet werden. Lithium-Schwefel-Akkus können dabei Energiedichten von 350 Wh/ kg aufweisen.

Ein Austausch der Fahrzeugakkus aufgrund vorzeitiger Alterung der Akkuzellen wird nach Meinung von Experten aus der Automobilbranche in Zukunft nicht mehr notwendig sein und wird daher hier nicht vorgesehen.

Die Veränderungen in der Materialzusammensetzung zwischen einem durchschnittlichen Akku 2010 (Drittelmix aus LFP, NMC und NCA) und einem möglichen Lithium-Schwefel- Akku im Jahr 2050 zeigt Abbildung 15.

Abbildung 15: Zusammensetzung von Fahrzeug-Akkus in den Jahren 2010 und 2050



Quelle: (Zimmer et al. 2016)

Neben den Akkutypen und ihren Energiedichten ist weiterhin die Akkugröße bzw. Akkukapazität entscheidend. Die Kapazität des Fahrzeugakkus bemisst sich nach der gewünschten elektrischen Reichweite und dem zulässigen Gewicht der Akkus. Höhere Energiedichten und sinkende Herstellungspreise ermöglichen entweder ein geringeres Gewicht des Akkus oder mehr Energiespeicher für das gleiche Akkugewicht. Derzeit ist, zumindest bei Pkw, der Trend zu erkennen, dass die Fahrzeugreichweiten steigen und neuere Fahrzeuge größere Akkus erhalten. Ein kleiner Pkw hat heute einen Akku mit einer Kapazität von etwa 20 kWh (z.B. Smart electric mit 18 kWh), ein mittlerer von 30 kWh (z.B. ein eGolf mit 36 kWh) und ein großes von 60 kWh (z.B. Opel Ampera-E mit 60 kWh), wobei die Akkugrößen der einzelnen Fahrzeuge stark variieren können. Eine Übersicht über aktuelle Elektrofahrzeuge und ihre Reichweiten findet sich unter anderem beim ADAC (ADAC 2018). Dabei sind bei Oberklassenfahrzeugen wie dem Tesla bereits heute Akkus mit einer Kapazität von bis zu 100 kWh im Einsatz.

Aufgrund der aus Nutzersicht noch zu geringen Reichweite der Elektrofahrzeuge wird es voraussichtlich in Zukunft noch zu Steigerungen der durchschnittlichen Akkukapazitäten kommen. Aus Rohstoffsicht ist es jedoch wünschenswert diesen Anstieg in den Fahrzeugreichweiten zu begrenzen. Für GreenEe1 bzw. GreenEe2 wird daher von folgenden in Tabelle 28 gezeigten durchschnittlichen Fahrzeugreichweiten ausgegangen.

Tabelle 28: Angenommene Reichweiten der Elektro- Pkw (für NZL)

	BEV 2030	BEV 2050	PHEV 2030	PHEV 2050
Pkw groß	300 km	500 km	50 km	80 km
Pkw mittel	300 km	400 km	50 km	80 km
Pkw klein	150 km	300 km	50 km	80 km

Quelle: (Zimmer et al. 2016)

Damit können anhand der Fahrzeugverbräuche und den Energiedichten der Akkus die in Tabelle 29 angegebenen Akkugrößen und Akkugewichte für die Neuzulassungsjahre 2030 und 2050 in den GreenEe-Szenarien errechnet werden. Für das Stützjahr 2040 wird für die Akkukapazität linear interpoliert zwischen 2030 und 2050, zudem wird angenommen, dass die Hälfte der Akkus noch Lithium-Ionen-Akkus mit Energiedichten wie in 2030 und die andere Hälfte bereits Lithium-Schwefel-Akkus sind.

Tabelle 29: Angenommene Größen und Gewichte der Pkw-Akkus (für Neuzulassungen)

	BEV 2030	BEV 2050	PHEV 2030	PHEV 2050
Pkw groß	73,0 kWh / 471 kg	109,7 kWh / 314 kg	12,1 kWh / 78 kg	16,8 kWh / 48 kg
Pkw mittel	58,1 kWh / 375 kg	69,5 kWh / 199 kg	9,6 kWh / 62 kg	13,3 kWh / 38 kg
Pkw klein	22,3 kWh / 144 kg	40,0 kWh / 114 kg	7,4 kWh / 48 kg	10,2 kWh / 29 kg

Quelle: (Zimmer et al. 2016)

Auch wenn der aktuelle Trend bei den Elektroautos zu größeren Reichweiten geht, ist es durchaus denkbar (und auch aus Ressourcensicht wünschenswert), dass zukünftige Fahrzeuge wieder geringere Akkugrößen haben. Werden die (Schnell)Lademöglichkeiten entsprechend ausgebaut, sind auch Langstreckenfahrten in Zukunft mit kleineren Fahrzeugreichweiten möglich. Deswegen werden in den anderen Green-Szenarien des RESCUE-Projekts teilweise

geringere Akkukapazitäten eingesetzt, der hier beschriebene Basisfall stellt jedoch eine gute Abschätzung der aktuellen Entwicklungstendenzen dar.

Die Angaben zu den Akkugrößen für die Nutzfahrzeuge stammen größtenteils aus Renewbility III und sind in Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 30: Angenommene Größen der Akkus (für NZL) der schweren Nutzfahrzeuge

	Antrieb	2030	2050
Solo-Lkw bis 7,5t	BEV	81,7 kWh	79,2 kWh
	PHEV	68,2 kWh	63,2 kWh
Solo-Lkw 7,5 bis 12 t	BEV	116,8 kWh	112,9 kWh
	PHEV	97,4 kWh	90,0 kWh
Solo-Lkw >12 t	PHEV	141,9 kWh	131,5 kWh
	OH	10 kWh	9,3 kWh
Last-/ Sattelzug	PHEV	40,6 kWh	37,7 kWh
	OH	12 kWh	11,2 kWh

Quelle: (Zimmer et al. 2016) für die Plug-In Hybrid-Solo-Lkw sowie eigene Berechnungen

Entwicklungen im Fahrzeugleichtbau

Interessant für den Rohstoffbedarf der Fahrzeugherstellung sind auch das Gewicht und die Zusammensetzung der Basisfahrzeuge (Karosserie). Eine verstärkte Nutzung von Leichtbaumaterialien führt zu geringeren Fahrzeuggewichten (und damit geringeren spezifischen Energieverbräuchen) bei gleichzeitig erhöhten Anteilen an Leichtbaumaterialien (vor allem Aluminium). Die bis zum Zieljahr 2050 in den GreenEe-Szenarien angenommenen Effizienzsteigerungen im Kfz-Verkehr beinhalten implizit auch verstärkte Anstrengungen im Leichtbau, die sich dementsprechend auch in Veränderungen der Materialzusammensetzungen widerspiegeln müssen. Dabei gibt es verschiedene Möglichkeiten.

- Einerseits kann der Materialbedarf konstruktiv durch eine optimierte Bauweise und den Einsatz hochfester Stähle reduziert werden.
- Zum anderen können vor allem Stahlbauteile durch leichtere Materialien wie z.B. Aluminium oder kohlenstofffaserverstärkte Kunststoffe substituiert werden. Dabei werden zwischen 0,5 kg und 0,8 kg Aluminium benötigt, um 1 kg Stahl zu ersetzen. Bei CFK wird eine Gewichtseinsparung von über 60 % gegenüber Stahl erreicht.

Somit können verschiedene Fahrzeugleichtbauvarianten mit unterschiedlichen Beiträgen von konstruktivem und materialsubstituierendem Leichtbau berechnet werden. In Renewbility III wurden verschiedene Leichtbauvarianten definiert und dafür Materialzusammensetzungen abgeleitet, die in Tabelle 31 näher erklärt sind. Die damit erhaltenen Materialzusammensetzungen für einen Kompaktklasse-Pkw im Jahr 2030 zeigt Abbildung 16.

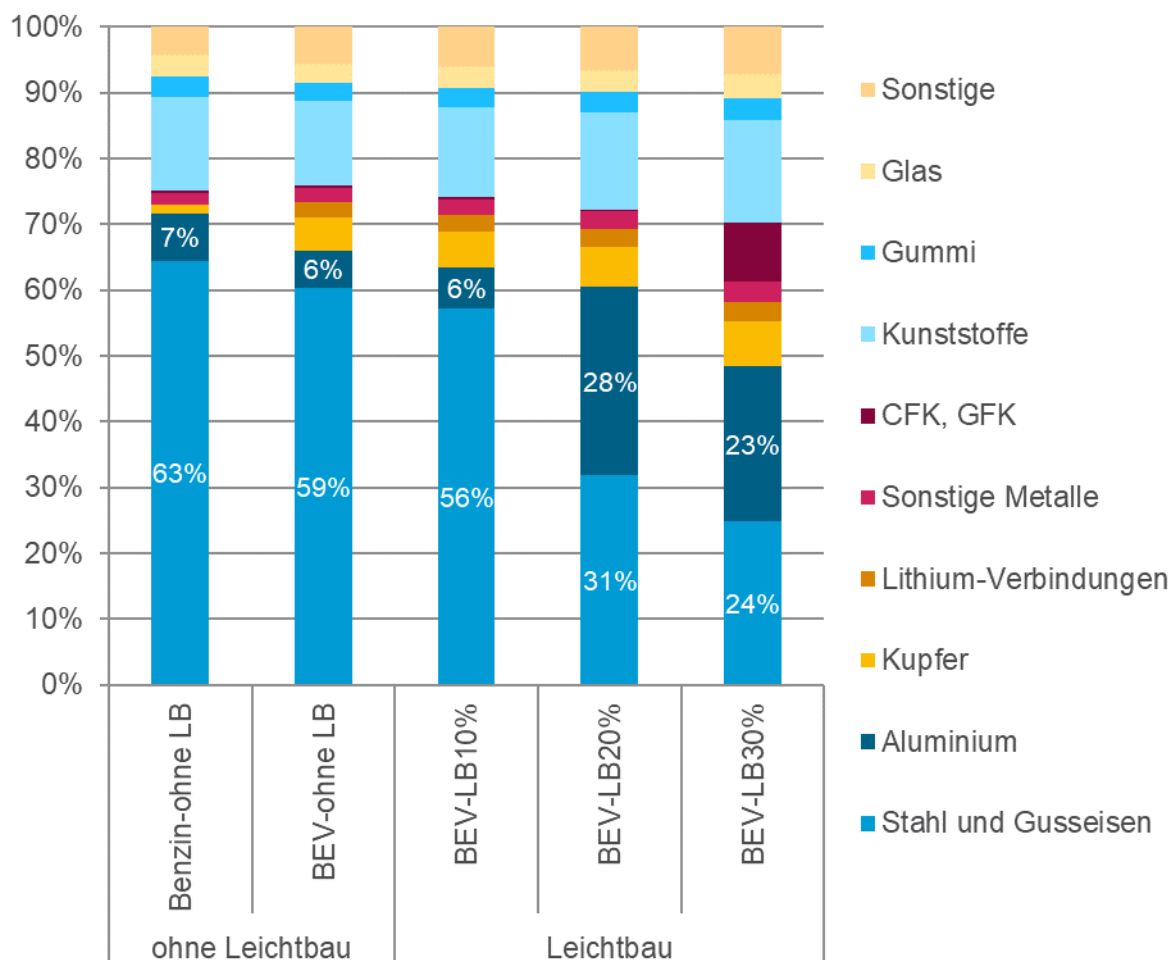
Tabelle 31: Ausprägung der Leichtbauszenarien für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge

Szenarien	Ausprägung
10 % Leichtbau	10 % weniger Stahlmaterial aufgrund von „High-strength-Steels“.

Szenarien	Ausprägung
	Downsizing: Anteilige Gewichtsreduktion von Karosserie und Antriebsstrang auf 90 % des Ausgangsgewichts
20 % Leichtbau	10 % weniger Stahlmaterial aufgrund von „High-strength-Steels“. 70 % der übrigen Stahlkomponenten werden durch Aluminium substituiert. Downsizing: Anteilige Gewichtsreduktion von Karosserie und Antriebsstrang auf 80 % des Ausgangsgewichts.
30 % Leichtbau	10 % weniger Stahlmaterial aufgrund von „High-strength-Steels“. 65 % der übrigen Stahlkomponenten werden durch Aluminium substituiert. 35 % der übrigen Stahlkomponenten werden durch CFK substituiert. Downsizing: Anteilige Gewichtsreduktion von Karosserie und Antriebsstrang auf 70 % des Ausgangsgewichts.

Quelle: (Zimmer et al. 2016)

Abbildung 16: Materialzusammensetzung auf Einzelfahrzeugebene für verschiedene Pkw-Konzepte und Leichtbauvarianten (Herstellungsjahr 2030)



Quelle: (Zimmer et al. 2016)

Auch wenn in der Vergangenheit bedingt durch höhere Sicherheitsanforderungen und einen verbesserten Komfort die Fahrzeuggewichte neuer Pkw tendenziell angestiegen sind, dürften

zukünftige Anforderungen zur Senkung des Energieverbrauches zu einem verstärkten Leichtbau beitragen.

Für die GreenEe-Szenarien wird davon ausgegangen, dass Leichtbau ausschließlich über eine optimierte Bauweise (insb. hochfeste Stähle) und durch die Substitution von Stahlbauteilen durch Aluminium erfolgt. Die daraus resultierenden Leichtbauanteile in den Pkw-Neuzulassungsjahren zeigt Tabelle 32. Damit besteht die Möglichkeit in weiteren Szenarien noch höhere Leichtbauanteile und ambitioniertere Leichtbauvarianten auszuwählen, die dann auf CFK als Werkstoff setzen.

Tabelle 32: Leichtbauanteile bei den Pkw-Neuzulassungen im Szenario GreenEe

	Kein Leichtbau	Anteil „10% Leichtbau“	Anteil „20% Leichtbau“
Wesentliches Substitutionsmaterial	-	Aluminium	Aluminium
2010	100%		
2030		100%	
2040		50%	50%
2050			100%

Quelle: (Zimmer et al. 2016)

Auch für Lkw werden Gewichtseinsparungen durch Leichtbau angesetzt, allerdings kommen hier keine CFK Bauteile, sondern lediglich Aluminium zum Einsatz und auf eine Variation des Leichtbaus wird, auf Grund der geringeren Wichtigkeit für den gesamten Rohstoffbedarf, verzichtet. Dabei wurden in Renewbility III Leergewichtsreduktionen von 6 % (für den Solo-Lkw) und von 10 % für Last- und Sattelzüge angesetzt, die jeweils zur Hälfte konstruktiv (d.h. Materialreduktion durch andere Bauweise) und zur anderen Hälfte durch den Austausch von Stahlbauteilen durch Aluminium erreicht werden.

Alle Leichtbauvarianten beziehen sich immer auf das Basis- bzw. Rumpffahrzeug (in der konventionellen Variante), d.h. Antriebsstrang und Energiespeicher bleiben unverändert.

4.4.12 Weitere Industriezweige/ Sonstige Branchen

In allen weiteren, bislang nicht genannten Industriezweige (sonstige Branchen) wie der Maschinenbau, die Elektronikindustrie aber auch die Möbel- und Spielzeugindustrie gelten die allgemeinen Annahmen zur Materialeffizienzerhöhung (siehe Kap. 3.6.1) sowie die in Kap. 3.4 dargestellten wirtschaftlichen Entwicklungen.

Auch in den „sonstigen Branchen“ erfolgt ein Technologieumbau.. Zur Minderung der systemischen Verluste sollte entsprechend des Szenariencharakters der GreenEe-Szenarieni erneuerbare Brennstoffe nur dort eingesetzt werden, wo es nicht durch Strom ersetzt werden kann. Aufgrund der Heterogenität der Branchen ist keine exakte Quantifizierung, sondern nur eine grobe Näherung möglich. Dazu wird angenommen, dass der Anteil des Endenergiebedarfes der sonstigen Branchen, der zur Bereitstellung von Prozesswärme dient, in 2050 unverändert 75 % beträgt. Sich die Verteilung des Prozesswärmebedarfs auf verschiedene Temperaturniveaus bis 2050 nicht wesentlich ändert, namentlich, dass 77,3 % des Prozesswärmebedarfs der Bereitstellung von Prozesswärme mit Temperaturen bis 500 °C dient. Für Anwendungen unter 500°C definitiv keine erneuerbaren Brennstoffe benötigt wird. Dementsprechend reduziert sich der Brennstoff/Methanbedarf der sonstigen Branchen in 2050

auf 10,3 TWh/a (22,7 % des Prozesswärmebedarfs von 45,2 TWh/a). Der Strombedarf erhöht sich dagegen auf 41,1 TWh/a zzgl. des Stromverbrauchs von Großwärmepumpen.

4.4.13 Weitere Annahmen im Bereich Industrie

4.4.13.1 Fluorierter Treibhausgase

Die Produktion und der Einsatz fluorierter Treibhausgase wurden im Rahmen von GreenEe im Vergleich zu THGND seitens des Umweltbundesamtes für das Jahr 2050 vorgegeben. Infolgedessen wurde der Pfad entlang der in THGND (Tab. D-51 in (UBA 2014)) unterstellten Logik für den Pfad in GreenEe dahingehend angepasst, dass nicht plausible Entwicklungssprünge vermieden werden.

4.4.13.2 Treibhausgasemissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen

Die Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktverwendungen wurden aus THGND für die Jahre 2010 und 2050 übernommen (UBA 2014). Für den Pfad wurde unterstellt, dass alle technischen Umstellungen bis 2030 abgeschlossen sind, jedoch die Umstellungen auf EE-basierte Rohstoffe parallel zur Chemie verläuft. Es wurde weiterhin unterstellt, dass der in THGND genannte Rückgang der Emissionen aus Lachgasanwendungen bis 2030 abgeschlossen ist.

4.5 Abfall und Abwasser

Der Sektor Abfall und Abwasser umfasst nicht-energetische THG-Emissionen analog der Systematik der Nationalen Inventarberichterstattung (NIR). Für Deutschland sind folgende Bereiche relevant¹⁸:

- ▶ Deponie
- ▶ Kompostierung und Vergärung organischer Abfälle
- ▶ mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA)
- ▶ Abwasserbehandlung

Hauptquelle von THG-Emissionen im Sektor Abfall sind Methanemissionen aus der Deponierung. Diese wurden in Deutschland durch das 2005 umgesetzte Verbot der Deponierung unvorbehandelter Abfälle bereits drastisch reduziert. Auch im Abfall- und Abwassersektor werden die Vorarbeiten der UBA-Studie THGND (UBA 2014) genutzt und neue Erkenntnisgewinne berücksichtigt. Letzteres betrifft Annahmen für die Kompostierung und Vergärung organischer Abfälle. In den GreenEe-Szenarien wurden folgende Annahmen für eine weitergehende THG-Minderung getroffen:

- ▶ Deponie: Rückbau und aerobe Stabilisierung bei 30 % der Ablagerungen; die Methanbildung reduziert sich auf 56.000 t, wovon durch Gaserfassung und Oxidation die Hälfte als Emission in die Atmosphäre verbleibt.

¹⁸ Aus Abfallverbrennung werden für Deutschland keine nicht-energetischen THG-Emissionen berichtet.

- ▶ MBA: Mengen konstant; durch Umrüstung zu mechanisch-biologischen Stabilisierungsanlagen (MBS) wird etwa eine 40 %ige THG-Minderung erreicht.
- ▶ Organische Abfälle: Steigerung der getrennten Erfassung auf ca. 16 Mio. t (inkl. gewerbliche organische Abfälle: Speisereste, überlagerte Lebensmittelabfälle, Fettabscheiderinhalte); durch Optimierungen bei Kompostierungs- und Vergärungsanlagen wird eine etwa 40%ige THG-Minderung erreicht.
- ▶ Abwasserbehandlung: 50 % Reduzierung abflusslose Gruben und damit Methanemissionen durch Anschluss an das Kanalnetz oder Umbau.
- ▶ Abwasserbehandlung: Reduzierung N-Eintrag und damit Lachgasemissionen durch Ernährungsumstellung (Reduzierung Proteinaufnahme um 30 %).

Der mit den Maßnahmen – Rückbau Deponie, Umbau MBA, Neubau Vergärungsanlagen, Ausbau Kanalisation Abwasserbehandlung – verbundene Materialaufwand ist von untergeordneter Bedeutung. Die Annahmen für organische Abfälle erfordern einen Zubau von etwa 120-150 Vergärungsanlagen bis 2050 (emissionsarme industrielle Anlagen mit einer Kapazität von 40.000-50.000 t/a).

Ausgehend vom Basisjahr 2010 wird bis 2050 eine Reduzierung der THG-Emissionen von rd. 12 Mio. t CO_{2Äq} auf rd. 3 Mio. t CO_{2Äq} erreicht. Ausschlaggebend für die THG-Minderung sind zurückgehende Methanemissionen aus der Deponierung. Diese machen knapp 90 % der Minderung aus. Überwiegend erfolgt die Minderung durch das Abklingen des anaeroben biologischen Abbaus von früher abgelagerten Abfällen. Ergänzt wird dies durch Rückbau und die aerobe Stabilisierung bei 30 % der Ablagerungen. Insgesamt ist der Beitrag des Sektors Abfall zur THG-Minderung gering, eine zwingende Umstellung zu einem bestimmten Zeitpunkt, um das Ziel zu erreichen, ist nicht gegeben. Für den Pfad wird entsprechend grundsätzlich von einer kontinuierlichen Umsetzung der Maßnahmen und einhergehender Reduzierung der THG-Emissionen ausgegangen.

Die Methanemissionen aus der Deponierung sind auf Basis der Szenarien ohne Maßnahmen des Öko-Instituts fortgeschrieben (Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015). Darüberhinausgehend wird durch die beschriebenen Maßnahmen eine weitergehende Minderung um 50 % erreicht. Für die Stützjahre wurde eine kontinuierliche Umsetzung der Gesamtminderung angenommen.

Auch für alle anderen Bereiche wurde eine kontinuierliche Umsetzung angenommen:

- ▶ Kontinuierliche Umrüstung der MBAn zu MBS-Anlagen ab 2020.
- ▶ Kontinuierliche Umsetzung der gesteigerten getrennten Erfassung von Bioabfällen und kontinuierliche Steigerung der Behandlung über Vergärungsanlagen von 34 % in 2010 auf 64 % in 2050 ab dem Jahr 2020.
- ▶ Kontinuierliche Umsetzung der Steigerung des Anschlussgrades an die Kanalisation ab 2020 bzw. Umbau der Gruben zu emissionsarmen Kleinkläranlagen.

- Kontinuierliche Umsetzung der Ernährungsumstellung (Reduzierung der Proteinzufuhr) ab dem Jahr 2020, wodurch eine Reduzierung der Proteinzufuhr von 36 auf 28 kg/E/a bis 2050 erfolgt.

4.6 Gebäude/ Hochbau

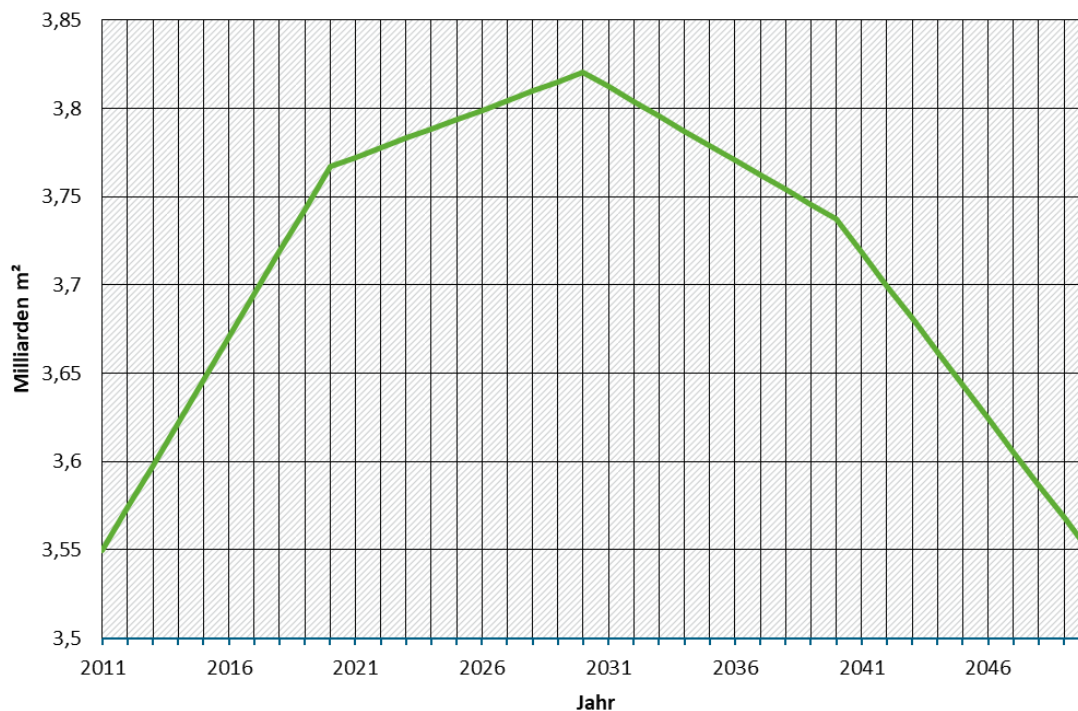
Die allgemeinen Annahmen zur Entwicklung des Gebäudebestandes und Gebäudewärmeverbrauchs vom Ausgangspunkt 2010 zum Zielpunkt 2050 sind im Folgenden dargestellt. Der Gebäudebereich weist keine Änderung zwischen GreenEe1 und GreenEe2 auf.

4.6.1 Entwicklungen von Wohn- und Nutzflächen

Für die Betrachtung der Entwicklungen im Bereich Gebäudewärme startet die Modellierung des ifeu-Gebäudewärmemodells GEMOD im Jahr 2011. Ausgehend vom Sanierungszustand des Gebäudebestandes in diesem Startjahr wird die Entwicklung des Wärmeverbrauches in Jahresschritten unter Vorgabe von Neubau- und Abrissraten, Sanierungsraten der einzelnen Außenbauteile, Dämmstandards und weiteren wärmeverbrauchsrelevanten Parametern, wie die Ausstattung mit Wärmerückgewinnungsanlagen bis zum Jahr 2050 modelliert.

Die bewohnte und damit auch beheizte Wohnfläche betrug im Jahr 2011 ca. 3,55 Mrd. m². Für das Jahr 2050 wird ebenfalls eine Wohnfläche von 3,55 Mrd. m² angenommen. Die bewohnte Wohnfläche lag im Jahr 2016 bereits über 3,6 Mrd. m² und wird ohne die Ergreifung von spezifischen Maßnahmen zur Trendumkehr nach Einschätzung verschiedener Szenarien (vgl. z.B. BMWi 2015; Held / Waltersbacher 2015; Schlesinger et al. 2014) zunächst weiter ansteigen. In den GreenEe-Szenarien wird demgemäß zunächst von einem weiteren Anstieg der Wohnfläche bis 2030 ausgegangen. 2030 wird eine bewohnte Wohnfläche von ca. 3,8 Mrd. m² erreicht, ab 2030 wird eine Trendumkehr angenommen, die zu einem Rückgang auf 3,55 Mrd. m² bis 2050 führt (siehe Abbildung 17). Die Pro-Kopf bewohnte Wohnfläche liegt durch die auf 71,9 Mio. Einwohner sinkende Bevölkerung 2050 bei 49,4 m² und damit trotzdem über dem Niveau 2011 von ca. 44,4 m².

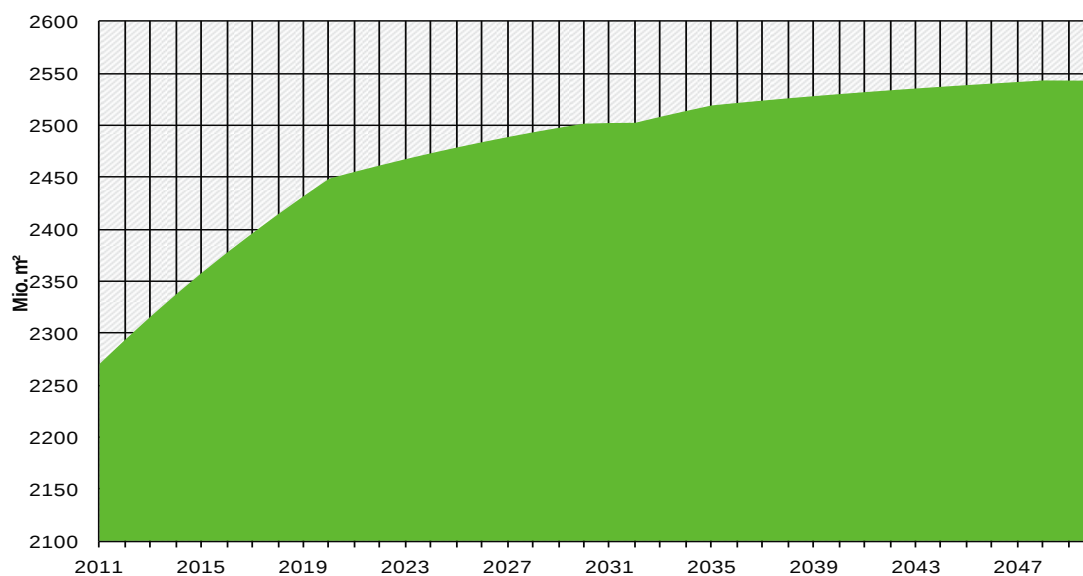
Abbildung 17: Verlauf der bewohnten Wohnfläche



Quelle: eigene Darstellung ifeu

Die Fläche in Nichtwohngebäuden wurde den Annahmen des Forschungsvorhabens „Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungstechniken in einem regenerativen Energiesystem“ (Bettgenhäuser et al. 2016) folgend modelliert. Die Nichtwohngebäudefläche steigt dort von ca. 2,28 Mrd. m² im Jahr 2011 auf 2,542 Mrd. m² in 2050 (s. Abbildung 18).

Abbildung 18: Entwicklung der Nichtwohngebäudefläche bis 2050



Quelle: (Bettgenhäuser et al. 2016)

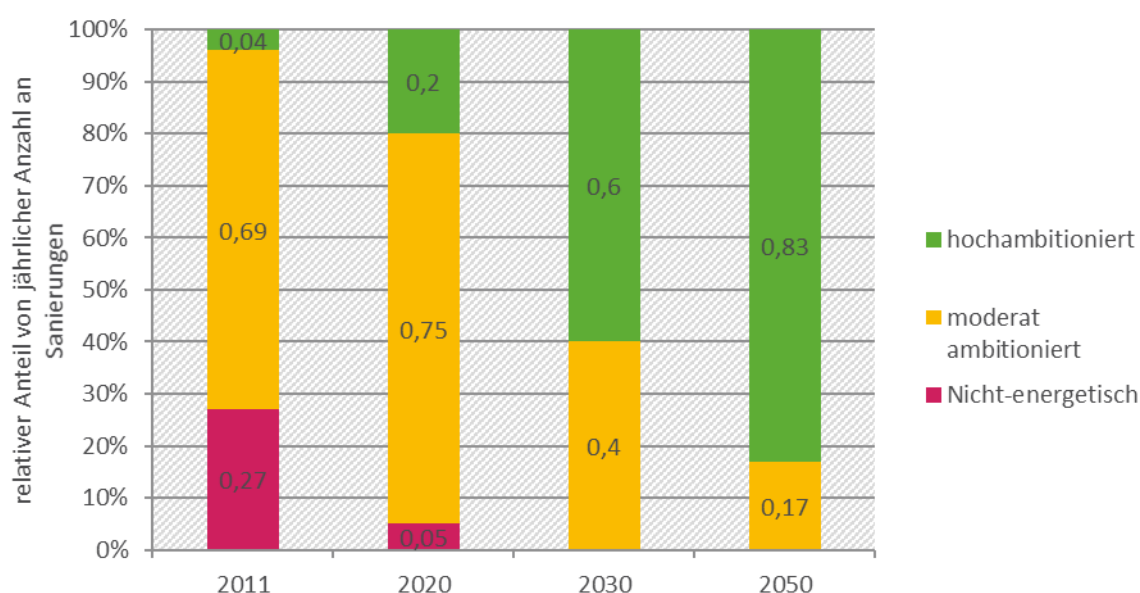
4.6.2 Annahmen zur Entwicklung der Wärmebedarfe

4.6.2.1 Entwicklung von Sanierungsraten und -tiefen

Die energetische Sanierung eines Außenbauteils findet im Kopplungsprinzip statt, d.h. eine energetische Sanierung wird dann vorgenommen, wenn die übliche Dauer bis zur Renovierung des Bauteils (beispielsweise Putzerneuerung an der Fassade) erreicht wird. Da die Außenbauteile unterschiedliche Nutzungsdauern aufweisen und sich die Sanierungszeitpunkte ferner nach den Gebäudebualtern richten, ist die Sanierungsrate über die Zeit variabel und vom Bauteil abhängig. In den beiden GreenEe-Szenarien sinkt die Anzahl von Renovierung, die ohne energetische Sanierungen stattfinden, bis 2030 auf null ab, sodass sich die energetische Sanierungsrate analog erhöht.

Im zeitlichen Mittel von 2011 bis 2050 über alle Bauteile (flächengewichtet) und alle Gebäude ergibt sich eine Sanierungsrate von knapp 2,6 %. Bei der Modellierung der Sanierungstiefe wird zwischen einem moderat ambitionierten und einem hochambitionierten Sanierungsstandard unterschieden. Die Anteile dieser zwei Sanierungsstandards in 2011 und den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050 sind in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Anteile von Sanierungen in den Stützjahren



Quelle: eigene Darstellung ifeu

Die U-Werte der zwei Standards verschärfen sich über die Zeit. Ab 2024 wird eine Verschärfung der U-Werte beider Standards gegenüber heute angenommen. Beide Niveaus liegen aus heutiger Sicht auf einem sehr ambitionierten Niveau. Tabelle 33 zeigt die U-Werte der Sanierungsstandards, welche bei Gebäuden ohne Dämmrestriktionen erreicht werden. Bei Gebäuden mit Dämmrestriktionen werden Aufschläge auf den U-Wert gemäß der Stärke der Dämmrestriktion eingerechnet.

Tabelle 33: Sanierungsniveaus bei Gebäuden ohne Dämmrestriktionen

Sanierungstiefen bei Bestandsgebäuden ohne Dämmrestriktionen	bis zum Jahr 2024				ab dem Jahr 2024			
	Dach	Wand	Keller	Fenster	Dach	Wand	Keller	Fenster

Sanierungstiefen bei Bestands- gebäuden ohne Dämmrestriktionen	bis zum Jahr 2024				ab dem Jahr 2024			
U-Wert moderat ambitioniert in W/m²K	0,2	0,24	0,3	1,3	0,12	0,15	0,25	0,9
U-Wert hochambitioniert in W/m²K	0,14	0,2	0,25	0,95	0,08	0,13	0,17	0,7

Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu

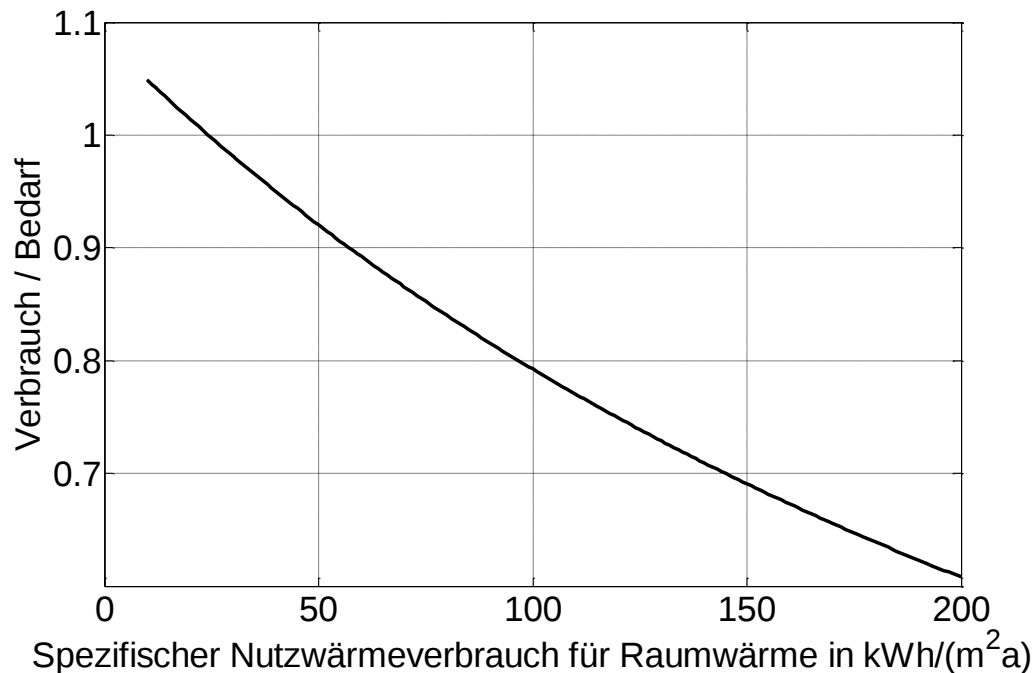
4.6.2.2 Annahmen zu Innentemperaturen und Nutzerverhalten

Für die Berechnung des Heizwärmebedarfes wird ein Temperaturmittel über die beheizten und unbeheizten Räume innerhalb des beheizten Gebäudevolumens in Wohngebäuden von 19°C gemäß der DIN V 4108-6 angenommen. Eine Absenkung der Raumtemperaturen als Maßnahme der Suffizienz, wie es beispielsweise im Klimaschutzszenario 2050 KS 95 (Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015) geschieht, wird für die Heizwärmebedarfsberechnung nicht unterstellt. Die in Nichtwohngebäuden angesetzten Innentemperaturen richten sich nach der Nutzungsart und orientieren sich an den Vorgaben der DIN 18599-Teil 10. Sie ändern sich bis zum Jahr 2050 ebenfalls nicht.

Für die Berechnung des tatsächlichen Heizwärmeverbrauches der Gebäude aus dem theoretischen Heizwärmebedarf wird das Nutzerverhalten empirisch berücksichtigt. So können Unterschiede zwischen dem nach Norm berechneten Heizwärmebedarf und dem tatsächlichem beobachteten Verbrauch dadurch bedingt sein, dass Gebäudenutzer Räume mit von der Norm abweichenden Innentemperaturen beheizen, kleinere Bereiche beheizen und andere Luftwechsel wählen. Loga et al. (2015) leitete auf Basis empirischer Daten einen funktionellen Zusammenhang des tatsächlichen Endenergiewärmeverbrauchs von dem nach dem sog. „TABULA-Verfahren“ (siehe hierzu ebenfalls Loga et al. 2015) berechneten Wärmebedarf eines Gebäudes ab. Das TABULA-Verfahren liefert ähnliche, aber nicht identische Ergebnisse wie das hier verwendete Verfahren. Ferner wird der Verbrauchsbedarfsabgleich hier auf den Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme angewendet. Es wird in GreenEe der von Loga et al. (2015) abgeleitete funktionelle Zusammenhang zwischen flächenspezifischem Verbrauch und flächenspezifischem Bedarf von: $\text{Verbrauch} = \frac{a+b}{1+\text{Verbrauch}/c}$ mit angepassten Faktoren a,b und c verwendet. Die Faktoren wurden mittels Kalibrierung der GEMOD-Modellergebnisse auf die statistischen Daten zum heutigen Endenergieverbrauch ermittelt. Die sich ergebende Zusammenhang ist in Abbildung 20 dargestellt.

Gebäude mit niedrigem Sanierungsstandard weisen nach diesem Zusammenhang einen niedrigeren Wärmeverbrauch als den berechneten Bedarf auf, sehr gut gedämmte Gebäude einen leicht höheren Verbrauch als berechneten Bedarf.

Abbildung 20: Für die GreenEe-Szenarien verwendeter Zusammenhang zwischen dem tatsächlichen Nutzwärmeverbrauch und dem Nutzwärmebedarf



Quelle: (Loga et al. 2015)

4.6.2.3 Wärmerückgewinnungsanlagen

Es wird eine sehr ambitionierte Entwicklung der Ausstattung von Gebäuden mit Wärmerückgewinnungsanlagen abgebildet. Die Durchdringung im Gebäudebestand erhöht sich kontinuierlich von heute auf fast 20 % im Jahr 2030 und 61 % im Jahr 2050.

Für die rohstofflichen Abschätzungen wird eine Referenzlüftungsanlage pro Wohneinheit auf der Basis vorhandener Ecoinvent Datensätze erstellt. Als Ausgangspunkt wird eine dezentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung gebildet mit einer Aufteilung von je 50 % mit Stahl- bzw. 50 % Polyethylene-Schächten. Die Referenzlüftungsanlage ist durch die Ecoinvent Vorgaben für eine Fläche von 6 Wohneinheiten a 130m² dimensioniert. Für die Entwicklung des Bedarfs an Lüftungsanlagen/ Wärmerückgewinnungsanlagen von 2010 bis 2050 wird auf die Modellierung aus dem Gebäudemodell zurückgegriffen. Dateninput für die Berechnung ist Wohn- und Nutzfläche in m². Die Lebensdauer der Bauteile wird mit 30 Jahre angenommen.

4.6.2.4 Nutz- und Endenergiebedarf

Mit obigen Annahmen wird der Nutzwärmeverbrauch der Gebäude für Raumwärme und Warmwasser im Pfad mit dem Modell GEMOD in Jahresschritten unter Verwendung einer Gebäudetypologie mit 52 Wohngebäude- sowie 182 Nichtwohngebäudetypen modelliert.

Tabelle 34: Nutzenergie- und Endenergiebedarf in Wohn- und Nichtwohngebäuden in 2050 in den GreenEe-Szenarien

[TWh/a]	Nutzenergie			Endenergie (zu decken durch Strom, Umgebungswärme, Fernwärme)		
	RW	WW	SUMME	RW	WW	SUMME
Wohngebäude	120,6	40,1	160,7	142,1	67,6	209,7
Nichtwohngebäude	62,3	8,7	71	71,5	22,5	94
- GHD	58,3	5,7	64	65,4	15,9	81,3
- Industrie	4	3	7	6,1	6,6	12,7

Quelle: eigene Berechnung ifeu - GEMOD

Bei der Übergabe der Ergebnisse an das Modell SCOPE, welches die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen sowie die Anteile von Wärmepumpen und Wärmenetzen an der Wärmebereitstellung optimiert, werden die Gebäude zusammengefasst zu den Kategorien freistehendes Ein- und Zweifamilienhaus bzw. Doppelhaushälfte (EFH), Reihenhaus (RH), kleines Mehrfamilienhaus (MFH) und Großes Mehrfamilienhaus (GMH). Die Nichtwohngebäude werden nach den Typen der unterschieden. Um den Sanierungszustand für die Modellierung in SCOPE zu berücksichtigen, werden die Gebäude wiederum nach ihrem Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme, welcher als Maß des Sanierungszustandes bzw. „Effizienzklasse des Gebäudes“ angesehen werden kann, differenziert. Der Sanierungszustand hat eine Auswirkung auf die Höhe der Vorlauftemperatur, die zur Gebäudebeheizung benötigt wird und diese wiederum auf die Jahresarbeitszahl zur Raumwärmebereitstellung durch Wärmepumpen. Die Unterteilung der Gebäude aus GEMOD aggregiert in die drei Effizienzklassen

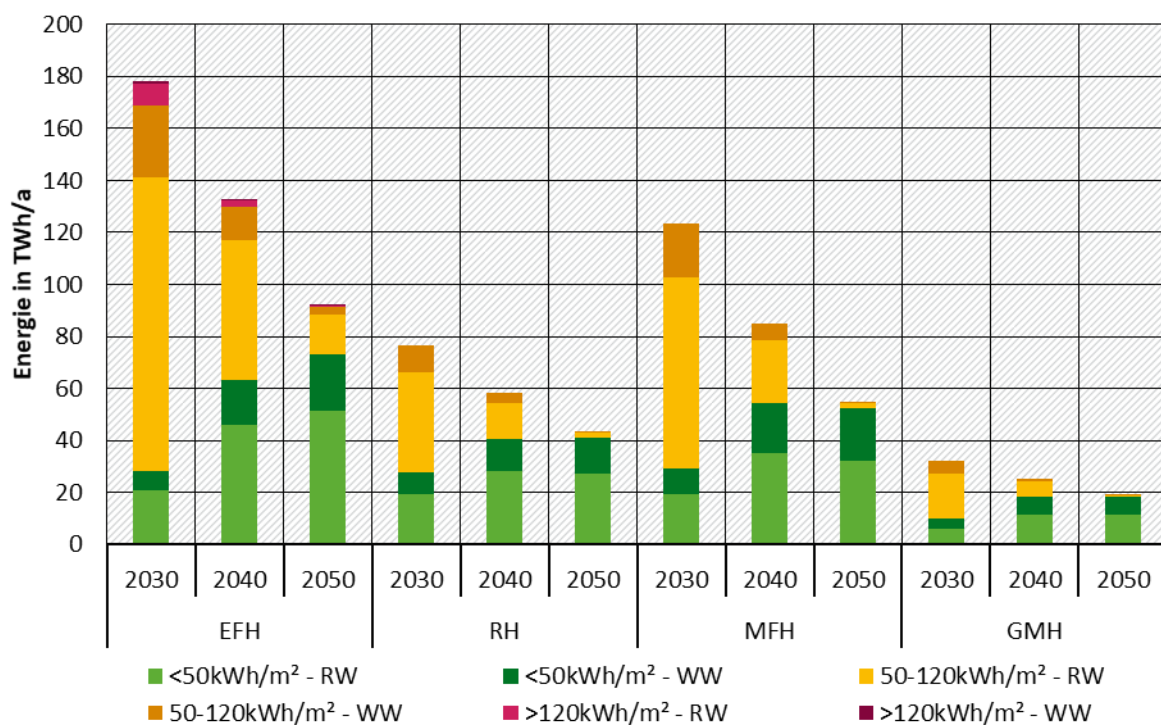
- hoher Dämmstandard: Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme von $\leq 50 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
- mittlerer Dämmstandard: Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme von $> 50 - 120 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
- geringer Dämmstandard: Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme von $> 120 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$

Im Startjahr der Modellrechnungen 2011 beträgt der Flächenanteil von Gebäuden mit einem Nutzwärmeverbrauch von Raumwärme bis zu $50 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$ 11 % (und 3 % bezogen allein auf die Wohngebäude), bis 2030 steigt er in den GreenEe-Szenarien auf 43 % (32 % bezogen auf Wohngebäude) und im Jahr 2050 liegt er bei 92 % (siehe Tabelle 112 bis Tabelle 114 im Anhang).

Die Jahresarbeitszahlen der Raumwärmebereitstellung durch Luft- und Erdwärmepumpen werden in GEMOD demgemäß in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur ermittelt und ebenfalls an SCOPE übergeben (siehe Tabelle 36). Die Angaben (Endenergie, Anteil der Technologien am Wärmemarkt, Jahresarbeitszahlen) werden in SCOPE übernommen und der Anlageneinsatz sowie (im Fall von KWK-Systemen) die Anlagendimensionierung innerhalb einer Wärmesenke optimiert. In SCOPE kann es nachfolgend zu geringeren Abweichungen der JAZ kommen, je nachdem ob Flexibilität zur Stromnutzung bei höheren Außentemperaturen effizienter genutzt wird oder zu Speicherverlusten führen. Die Differenzierung nach Gebäudetyp und Sanierungszustand ist in Abbildung 21 bis Abbildung 26 dargestellt, welche die Basis für die weitere Simulation in SCOPE ist. Die Gebäudetypen werden dabei in Wohngebäude EFH / MFH,

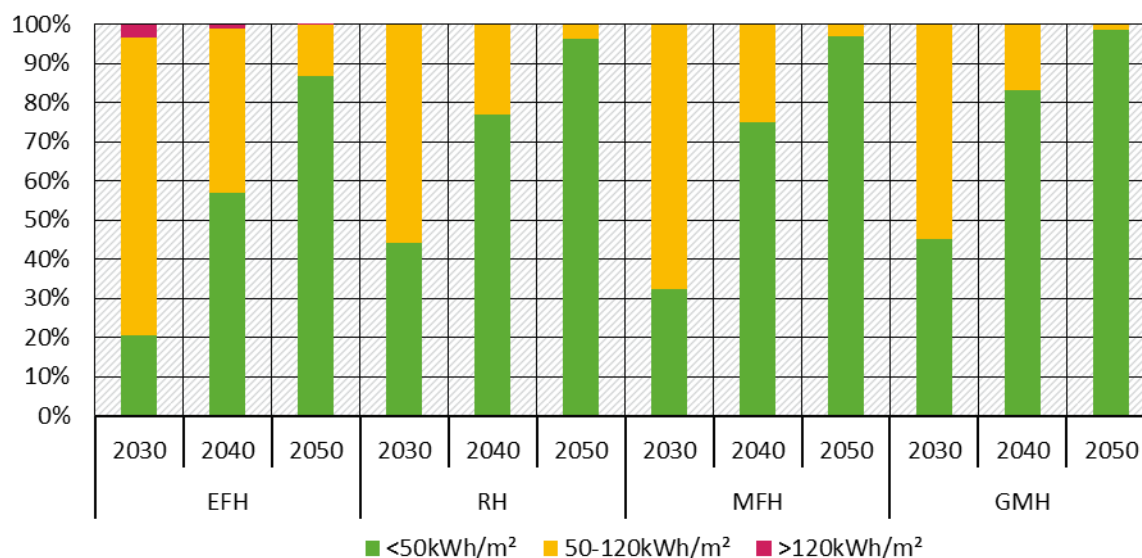
GHD mit geringem Warmwasserbedarf, GHD mit höheren Warmwasserbedarf und GHD mit schlechteren JAZ aggregiert. In Verbindung mit dem Sanierungszustand ergeben sich somit 15 Gebäudetypen. Die dabei hinterlegten Wärmeprofile werden auf Basis der bevölkerungsgewichteten tagesmittleren Außentemperaturwerte für die Heizgrenzen der jeweiligen Gebäudetypen (unsaniert 15°C, teilsaniert 13°C, vollsaniert 11°C) bestimmt. Die Tageswerte werden mit dem Tagesprofil aus den Gasbilanzkreisen erweitert, um eine stündliche Auflösung zu erreichen. Dabei wird zwischen Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden unterschieden.

Abbildung 21: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden in den GreenEe-Szenarien



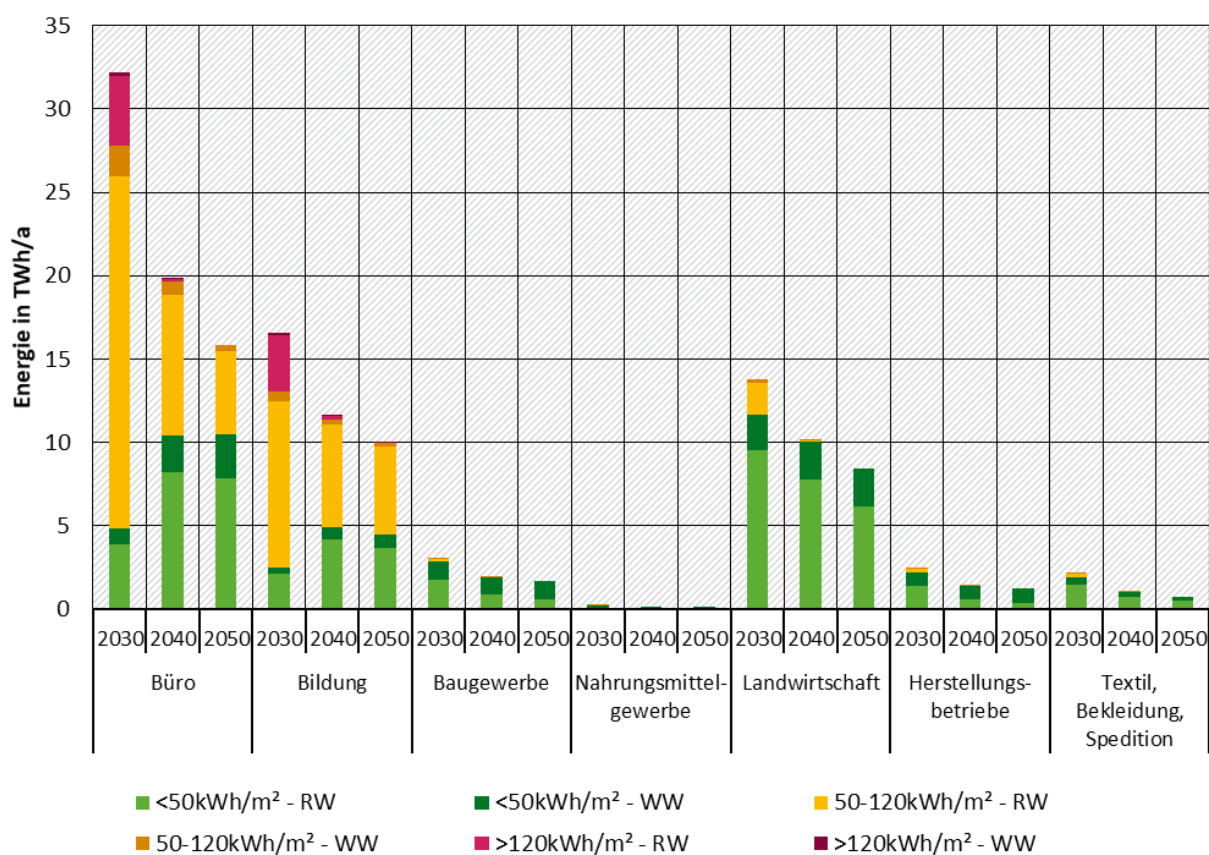
Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – GEMOD

Abbildung 22: Zeitliche Entwicklung der Anteile verschiedener Verbrauchsklassen am Wohngebäudebestand in den GreenEe-Szenarien



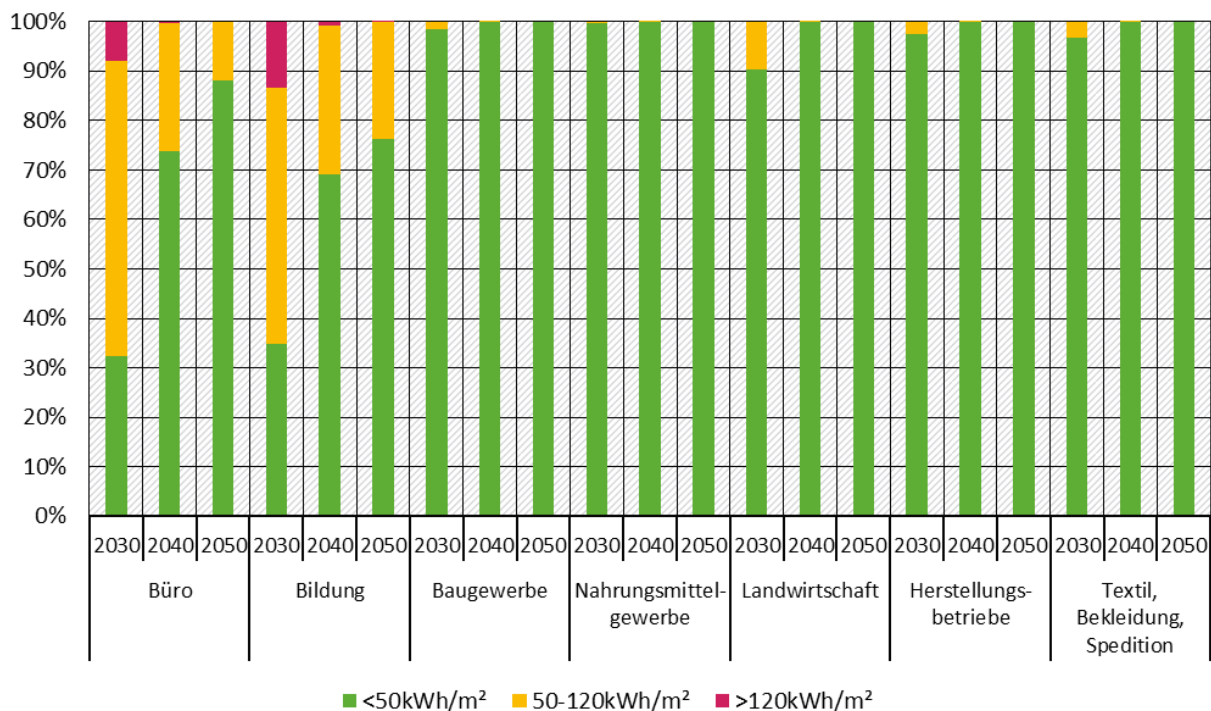
Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – GEMOD

Abbildung 23: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Nichtwohngebäuden in den GreenEe-Szenarien – erster Teil



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – GEMOD

Abbildung 24: Zeitliche Entwicklung der Anteile verschiedener Verbrauchsklassen am Nichtwohngebäudebestand in den GreenEe-Szenarien – zweiter Teil



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – GEMOD

Abbildung 25: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Nichtwohngebäuden in den GreenEe-Szenarien – dritter Teil

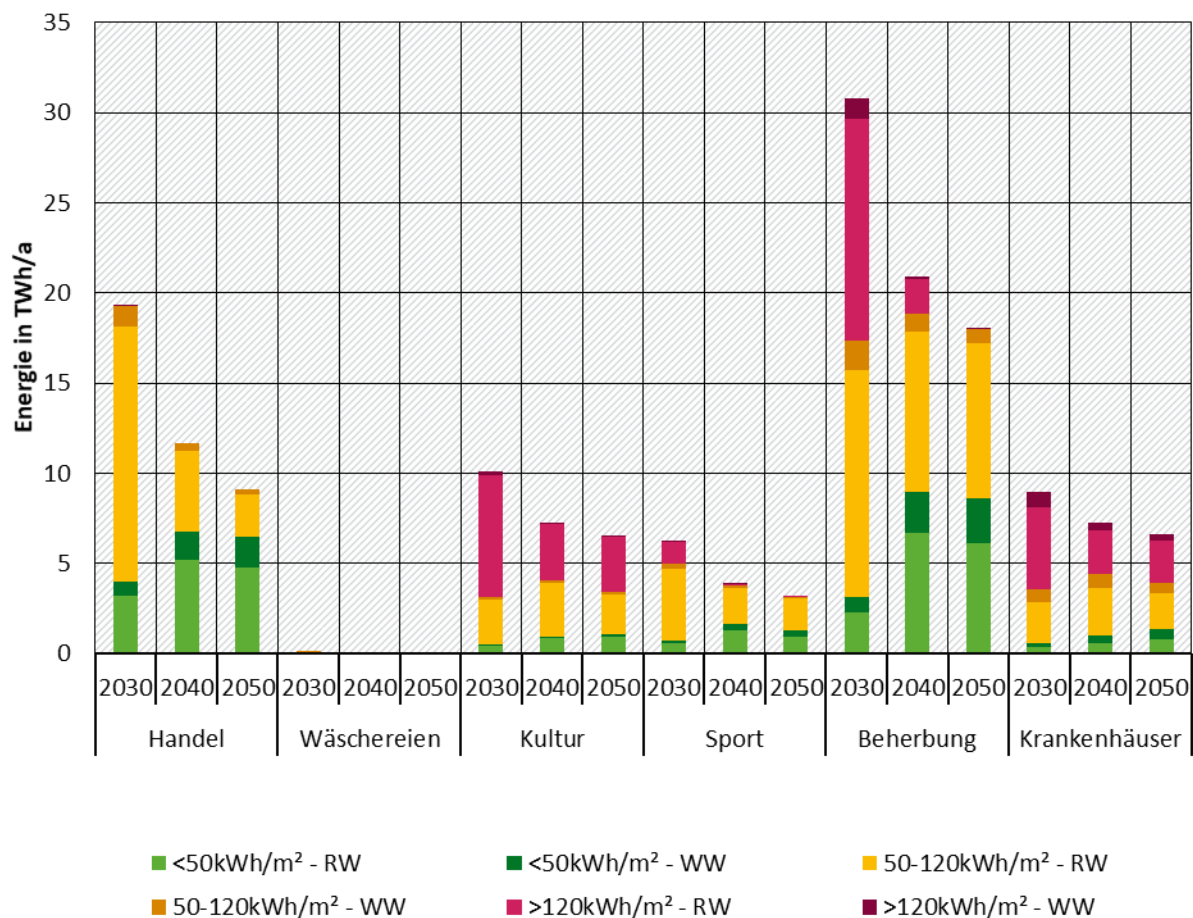
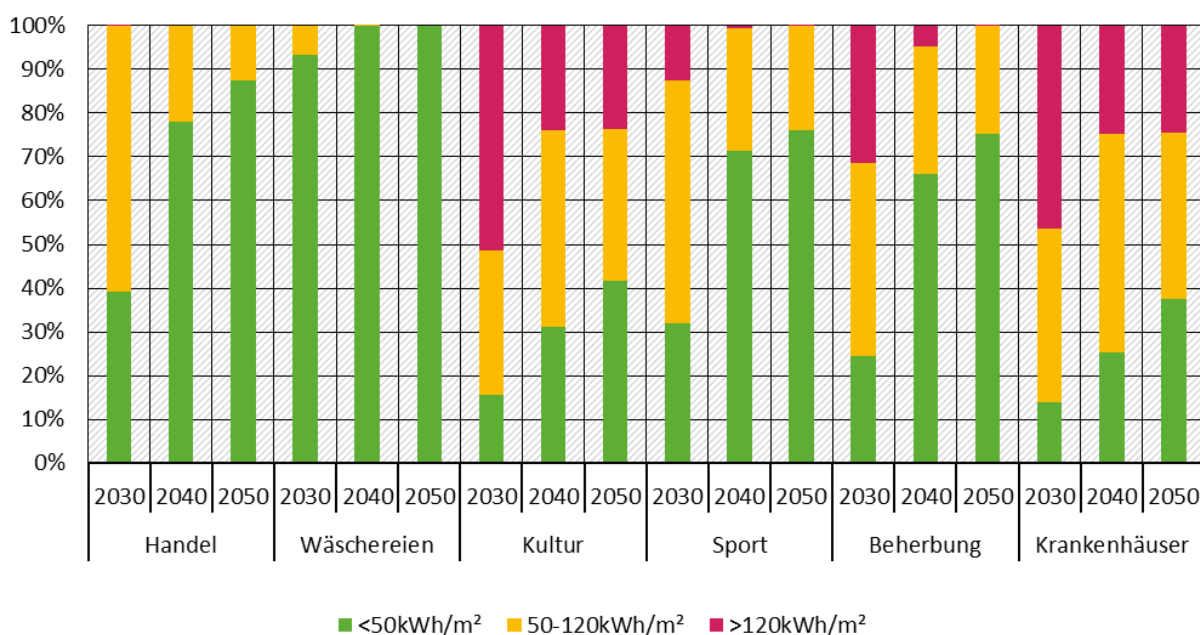


Abbildung 26: Zeitliche Entwicklung der Anteile verschiedener Verbrauchsklassen am Nichtwohngebäudebestand in den GreenEe-Szenarien – vierter Teil



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – GEMOD

4.6.3 Vorgaben für die Entwicklung des Heizungsanlagenbestandes

Der heutige Heizungsanlagenbestand in Gebäuden ist geprägt von Gas- und Ölkesseln, deren Alter vielfach über der üblicherweise angesetzten Nutzungsdauer von 20 Jahren liegt.

In den GreenEe-Szenarien werden alte Öl- und Gasheizungen sowie Biomasseheizungen kontinuierlich außer Betrieb genommen. Die ab dem Jahr 2016 modellierten Restnutzungsdauern für alte Kessel betragen:

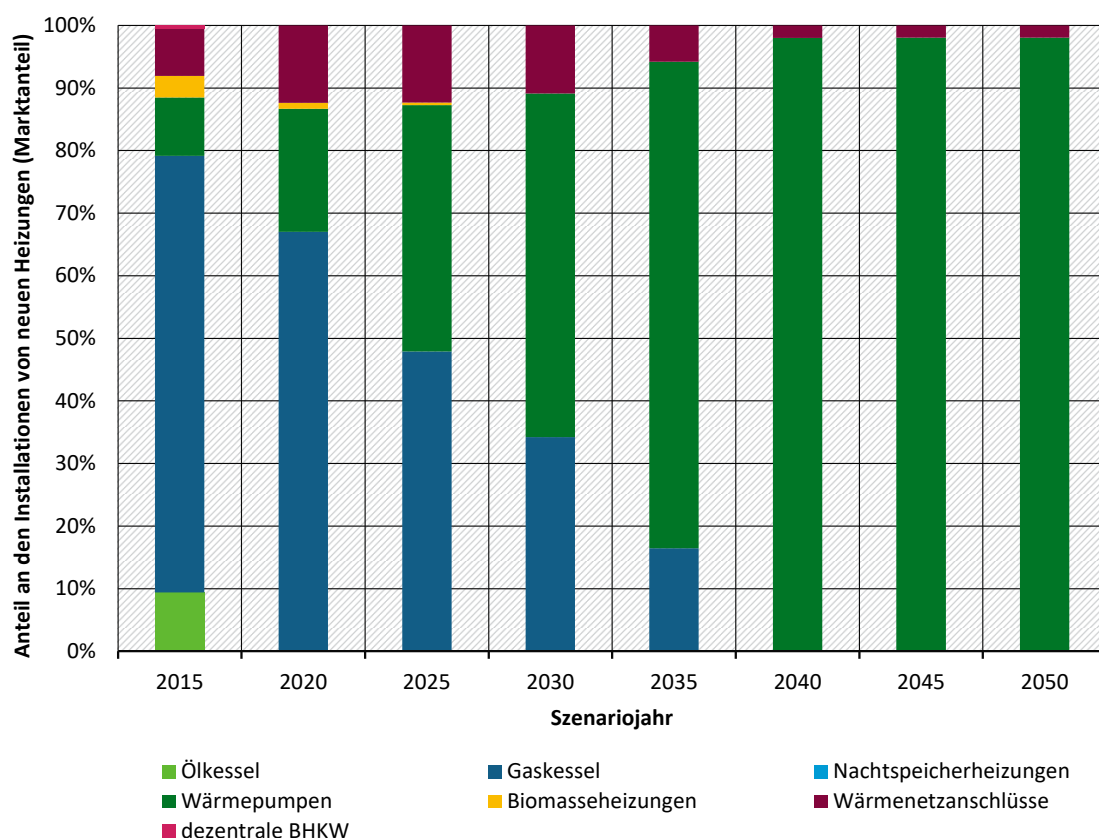
- ▶ im Mittel 11 Jahre für Kessel mit Baujahr 1980-1994
- ▶ im Mittel 15 Jahre für Kessel mit Baujahr 1995-2004
- ▶ im Mittel 19 Jahre für Kesseljahrgang 2004-2011

Für nach 2011 eingebaute Gaskessel wird eine mittlere Nutzungsdauer von lediglich 20 Jahren zugelassen, da diese aus Gründen der Systemeffizienz vor dem Jahr 2050 wieder außer Betrieb genommen werden müssen. Die Vorgaben führen zu einem deutlich belebten Heizungsmarkt: das Volumen der jährlich ausgetauschten Wärmeerzeuger wächst von unter 800.000 Wärmeerzeugern pro Jahr auf ca. 1,4 Mio. nach 2020, gleichzeitig gehen die Marktanteile für neue Öl- und Gaskessel stark zurück, wodurch der Zubau von Wärmenetzanschlüssen und Wärmepumpen stark ansteigt. Es wird dabei eine deutliche Steigerung des Anteils von Erdwärmepumpen an den neu eingebauten Wärmepumpen angenommen: der Anteil wächst bis 2030 auf 57 % und bis 2050 auf 80 %. Bei der Modellierung wird berücksichtigt, dass Gebäude mit Platzrestriktionen keine Sondenwärmepumpen einsetzen.

Ferner werden Annahmen zur Steigerung der Leistungszahlen von neuen Wärmepumpen für die Modellierung hinterlegt. Es wird angenommen, dass die Leistungszahl von Neuanlagen-Erdsondenwärmepumpen im Punkt B0W35 (die Leistungszahl bei einer Quelltemperatur der Sole von 0°C und einer Senktemperatur von 35°C) bis 2050 auf 5,7 steigt, die Leistungszahl von Luftwärmepumpen im Punkt A2W35 auf 4,85. Erreichbar sind Steigerungen beispielsweise durch Einsatz drehzahl geregelter Wärmepumpen, Optimierung der Wärmeübertrager und der Regelstrategien. Die Jahresarbeitszahlen des Wärmepumpenbestandes werden durch GEMOD über die Modellierung der Bestanderneuerung von Wärmepumpen sowie die vom Sanierungszustand der Gebäude abhängende Vorlauftemperatur berechnet. Die modellierten mittleren Jahresarbeitszahlen sind in Tabelle 36 in Abschnitt 4.6.4.2 dargestellt.

Eine Inbetriebnahme von neuen Ölkesseln findet ab dem Jahr 2020 nicht mehr statt, so dass entsprechend der Marktanteil von Ölheizungen ab 2020 auf null sinkt. Der Marktanteil dezentraler Biomasseheizungen geht bis 2030 auf null zurück.

Abbildung 27: Simulierte Marktanteile von Heizungstechnologien in den GreenEe-Szenarien



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – GEMOD

Gemäß den Anwendungsbilanzen der AGEb (Ziesing et al. 2016) wurden in den Jahren 2013-2015 im Industriebereich 12 %, im GHD-Bereich 7,3 % und im Haushaltsbereich 8,6 % des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser durch Fernwärme gedeckt. Der Anschlussgrad steigt in allen Green-Szenarien mit Ausnahme von GreenSupreme und GreenLife bis 2030 auf 15 % für Haushalte und GHD und bis 2050 auf 20 %. Die Erhöhung wird einerseits durch Neubau neuer Nahwärmenetze, andererseits durch Verdichtung bestehender Wärmenetze erreicht. Der Anschlussgrad im Bereich Wohngebäude in bestehenden Netzen beträgt heute im Schnitt ca. 30 %, so dass ein Verdichtungspotential durchaus gegeben und sinnvoll ist, dort wo Geothermie, Müllheizkraftwerke, Abwasser-Wärmepumpen bzw. direkte Abwärmequellen verfügbar sind. In Regionen mit geringen EE-Wärmenetzpotentialen wird dagegen ein Rückbau unterstellt.

4.6.4 Randbedingungen für die Optimierung der Wärmebereitstellung

Für die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 wird mit dem Modell SCOPE die Aufteilung des Wärmepumpenbestandes zwischen Erd- und Luftwärmepumpen, der Anteil der Fernwärme in der Industriewärmebereitstellung und die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen optimiert. Die Ergebnisse der Optimierung finden sich in Kapitel 6.1.3. Die Optimierung unterliegt dabei Randbedingungen, die schon hier definiert werden: Zum einen wird mit GEMOD das Wärmepumpenpotential berechnet, zum anderen wird die Fernwärmeversorgung bereits hier festgelegt.

Modelltechnisch wird der Einsatz von Wärmepumpen nur in Gebäuden, welche ein Mindestsanierungsniveau aufweisen, zugelassen. Für die GreenEe-Szenarien darf der

Nutzwärmebedarf für Raumwärme 120 kWh/m²a nicht überschreiten. Gebäude, die einen höheren Bedarf aufweisen, wären in der Regel nur mit Vorlauftemperaturen zu beheizen, die zu sehr ungünstigen Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe führen würden.

4.6.4.1 Wärmebereitstellung in Wärmenetzen

Die netzgebundene Versorgung erfolgt mit Müllheizkraftwerken, Großwärmepumpen, Solarthermie und Geothermie. Aufgrund des eingeschränkten Rückverstromungspotenzials wird der Einsatz von KWK weitgehend reduziert. Neben Müll und Geothermie betrifft dies die Kombination von KWK mit Abwasser-Großwärmepumpen. Im Bereich neuer Netze werden dagegen Großwärmepumpen oder saisonale Solarthermiesysteme unterstellt, welche auch weitestgehend ohne den Einsatz von Brennstoffen auskommen.

Die konkrete Ausgestaltung der Wärmeversorgung obliegt der Kostenoptimierung in Rückkopplung mit dem Gesamtenergieversorgungssystem. So unterliegt die Optimierung bei der KWK-Erzeugung in Kombination mit Elektrodenkesseln (oder zusätzlich mit geringen Anteilen Solarthermie) grundsätzlich keinen Potenzialgrenzen und könnte diese theoretisch in der Höhe des Fernwärmepotenzials immer ausbauen. Jedoch sind die unterstellten Potenzialgrenzen der effizienteren Technologien für Müll-HKW, Wärmepumpen mit und ohne KWK, monovalente Tiefengeothermie und Solarthermie ausreichend, um das angenommene maximale Potenzial von 20 % Wärmenetzen am Wärmemarkt zu decken. In diesem Sinne sind konventionelle KWK-Systeme (oder Systeme mit geringen Solarthermieanteilen) nicht notwendig. Im Folgenden ist das Potenzial für Systeme ohne die zusätzliche Kombination von KWK mit Elektrodenkessel dargestellt.

Tabelle 35: Differenzierung der Wärmenetzversorgung in 2050 - ohne die Option KWK + Solarthermie + Elektrodenkessel oder die Option KWK + Elektrodenkessel – GreenEe-Szenarien

	Versorgung über bestehende Wärmenetze	Versorgung durch neue urbane Netze	Versorgung durch neue ländliche Netze	SUMME
Anteil an Gebäudewärme für HH und GHD	12,9%	4,2%	2,9%	20,0%
Endenergie [TWh _{th}]	37,6	12,2	8,4	58,2
Netzverluste	10%	10%	10%	
Wärmeerzeugung [TWh _{th}]	41,7	13,6	9,4	64,7
Müll-HKW [TWh _{th}]	4,2	0,0	0,0	4,2
Kombination Groß-WP + KWK [TWh _{th}]	28,3	0,0	0,0	28,3
100% Groß-WP (Sonde) [TWh _{th}]	0,0	7,0	0,0	7,0
100% Tiefengeothermie [TWh _{th}]	9,3	6,6	4,6	20,5
- Tiefengeothermie KWK [TWh _{th}]	6,2	4,4	3,0	13,6
- Tiefengeothermie Heizwerk [TWh _{th}]	3,1	2,2	1,5	6,8
100% Solarthermie [TWh _{th}]	0,0	0,0	4,8	4,8

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Im Transformationspfad für die Stützjahre 2030 und 2040 müssen einerseits Bestands-KWK-Anlagen berücksichtigt werden, sowie die Wärmeerzeugung aus Biomasse-KWK und ein höheres Müllaufkommen. Die Wärmeerzeugung aus diesen Anlagen ist dann 2050 nicht mehr vorhanden oder geringer. Für Tiefengeothermie wird aufgrund der Fragen zur Verfügbarkeit

von petrothermalen Verfahren konservativ von einem kontinuierlichen Wachstum bis 2050 ausgegangen. Im Angebotspotenzial für Geothermie wurden petrothermale Quelle berücksichtigt, auch wenn diese im Nachfragepotenzial in Kapitel 5.2.5 kein Bestandteil sind. Für alle anderen Technologien wird im Jahr 2030 ein Markthochlauf unterstellt der bis 2040 abgeschlossen ist. Diese ermöglicht, dass konventionelle KWK-Systeme nur für eine begrenzte Zeit von ca. 20 Jahren als Brückentechnologie zugebaut werden, aber 2050 nicht mehr vorhanden sind.

4.6.4.2 Dezentrale Gebäudeversorgung

Der Bereich der dezentralen Wärmebereitstellung macht im Jahr 2050 80 % des Gebäudewärmebedarfs für Haushalte und Gewerbe aus und geschieht vollständig über Wärmepumpen. Dabei wird für die einzelnen Gebäudetypen zwischen Sole- und Luft-Wasser-Wärmepumpen unterschieden. Das theoretische technische Potenzial für Erdwärmesonden beträgt im Wohngebäudebereich im Jahr 2050 im Mittel über alle Gebäudetypen ca. 70 % (zur Methodik siehe Mellwig et al. 2017). Aufgrund von Umsetzungshemmnissen wird pauschal ein Potenzial von im Mittel 50 % des Gebäudewärmebedarfs für Haushalte und Gewerbe unterstellt und basierend auf eigenen Annahmen zu gebäudetypspezifischen Einsatzrestriktionen zwischen den Gebäudetypen differenziert. Für die Modellierung in SCOPE werden die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen nach den Effizienzstandards der Gebäude differenziert, in Tabelle 36 sind die mittleren Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen für die Gebäudetypen dargestellt.

Tabelle 36: mittlere Anteile von Wärmenetzen und JAZ für Wärmepumpen für Sole- und Luft-Wasser-Systeme je nach Gebäudetyp

	Wärmene tzanteil	JAZ Sole-WP (RW+WW)			JAZ Luft-WP (RW+WW)		
		<50 kWh/ m²a	50-120 kWh/ m²a	>120 kWh/ m²a	<50 kWh/ m²a	50-120 kWh/ m²a	>120 kWh/ m²a
Wohngebäude							
Einfamilienhäuser (EFH)	10%	4,7	4,8	4,1	3,7	3,7	3,2
Reihenhäuser (RH)	9%	4,7	4,8	4,1	3,7	3,7	3,3
Kleine Mehrfamilienhäuser (MFH)	27%	4,8	4,8	4,3	4,0	4,0	3,4
Große Mehrfamilienhäuser (GMH)	26%	4,8	4,8	4,3	4,1	4,0	3,4
Nichtwohngebäude							
Büro	26%	4,9	5,0	4,3	4,1	4,1	3,6
Bildung	54%	4,9	5,0	4,2	4,1	4,1	3,5
Baugewerbe	9%	4,5	4,3	4,3	4,1	3,6	3,5
Nahrungsmittelgewerbe	8%	4,5	4,3	4,3	4,2	3,6	3,6
Landwirtschaft	5%	4,9	4,3	4,4	4,2	3,7	3,6
Herstellungsbetriebe	8%	4,5	4,3	4,3	4,1	3,6	3,5
Industrie	0%	4,6	4,3	4,3	4,2	3,7	3,6
Textil, Bekleidung, Spedition	11%	4,9	4,4	4,4	4,1	3,6	3,6

	Wärmene tzanteil	JAZ Sole-WP (RW+WW)			JAZ Luft-WP (RW+WW)		
		<50 kWh/ m²a	50-120 kWh/ m²a	>120 kWh/ m²a	<50 kWh/ m²a	50-120 kWh/ m²a	>120 kWh/ m²a
Handel	11%	4,9	5,0	4,3	4,1	4,1	3,5
Wäschereien	8%	4,5	4,3	4,3	4,2	3,6	3,6
Kultur	51%	5,1	5,1	5,1	4,1	4,2	4,1
Sport	56%	4,8	5,0	4,2	4,1	4,1	3,5
Beherbergung	27%	4,9	5,1	4,3	4,1	4,1	3,6
Krankenhäuser	61%	4,7	4,9	5,0	4,1	4,1	4,1

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Im Pfad, d.h. in den Jahren 2030 und 2040, konkurrieren Wärmepumpen mit dezentralen Gasheizungen. Auf Grund der Entwicklung des Sanierungsniveaus (vgl. Abbildung 22, Abbildung 24 und Abbildung 26) nimmt die Anzahl der Gebäude, die prinzipiell für den Einsatz von Wärmepumpen geeignet sind, über die Zeit zu. Darüber hinaus wird der Bestand an Altanlagen gemäß der in Abschnitt 4.6.3 beschriebenen Lebensdauern mit abgebildet und verringert den Teil des Bedarfs, dessen Deckung in der Optimierung bestimmt wird.

4.6.5 Weitere rohstoffspezifische Annahmen im Hochbau

Zum Hochbau zählen Wohngebäude, Nichtwohngebäude und Bauvorleistungen, in dem Sanierungsaufwendungen ausgewiesen sind.

Für die Modellierung der Rohstoffinanspruchnahmen in den Stützjahren und in 2050 wurde auf die Methodik, die bereits im Projekt DeteRess (Dittrich et al., 2018) entwickelt wurde, zurückgegriffen: Es wurden repräsentative Veränderungsparameter auf der Basis von sekundären Quellen abgeleitet, die in URMOD übertragen wurden. Für die GreenEe-Szenarien wurde auf zwei Quellen zurückgegriffen. Zum einen wurden weitere Analysen der Modellierungen in GEMOD, die im Rahmen dieses Projektes durchgeführt wurden, verwendet. Diese betreffen die Materialeinsätze, die im Zusammenhang mit energetischen Sanierungen stehen. Zum anderen wurde auf die Studien des IÖR (bspw. Deilmann et al. 2014, 2017) für die Abschätzungen der Materialaufwendungen im Rohbau zurückgegriffen. Die Studien des IÖR bauen die auf eine Vielzahl von Analysen zum Hochbau auf und beinhalten eine umfassende und differenzierte Erhebung der Rohstoffaufwendungen im gesamten Hochbausektor, differenziert nach Wohn- und Nichtwohnungsbau, nach Neubau und Sanierung sowie nach Primär- und Sekundärrohstoffinput.

In Absprache mit dem Umweltbundesamt wurde aus den Szenarien des IÖR das Nachhaltigkeitsszenario mit Recycling „NA-RC 2050“ als Grundlage für die GreenEe-Szenarien gewählt. Dieses Szenario geht von einem erhöhten Anteil Häuser in Holzbauweise (EFH: 30 % gegenüber 17 % in 2010 und bei den MFH 5 % statt 2% (für 2010: Deilmann et al. 2014)) und einer Einsparung von 10 % Beton und anderen Baumaterialien durch bessere Planung und Technik sowie einem leicht veränderten Verhältnis zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern im Vergleich zu Mehrfamilienhäusern aus. Letzteres deckt sich mit einer abnehmenden Flächenausweisung für Siedlungszwecke, wie es in den GreenEe-Szenarien unterstellt wird, und einer daraus folgenden zunehmenden Verdichtung in Großstädten. Damit entspricht das Szenario NA-RC 2050 einem hohen Niveau der Ressourceneffizienz, ohne jedoch schon alle denkbaren Potenziale zur Rohstoffeffizienz im Hochbau bereits auszuschöpfen.

Da die IÖR-Szenarien von einer höheren Bevölkerungsanzahl in 2050 ausgehen als die GreenEe-Szenarien und dementsprechend höhere Wohnraumflächen unterstellen, mussten die Ergebnisse auf die in den GreenEe-Szenarien gesetzten Rahmenbedingungen angepasst werden. Dies geschah mittels einer anteilmäßigen Reduktion der Ergebnisse für 2050, abgeleitet aus der Differenz der Bevölkerung im Stützjahr in den Szenarien. Die Entwicklung der Nichtwohnflächen ist in den IÖR-Studien und in den GreenEe-Szenarien nahezu identisch, so dass diesbezüglich keine weitere Anpassung nötig war.

Das Ambitionsniveau bei den energetischen Sanierungen ist in den GreenEe-Szenarien wesentlich höher als in den Studien von Deilmann et al. (2017). Dies hat vor allem Auswirkungen auf die Materialaufwendungen für die Dämmstoffe aber auch für weitere Rohstoffbedarfe, beispielsweise für die Flachgläser. Daher wurden Parameter, die die Rohstoffaufwendungen beschreiben, die im Bereich der energetischen Sanierungen benötigt werden, aus GEMOD abgeleitet. In den GreenEe-Szenarien wurde die gegenwärtige Verteilung der Dämmmaterialien und auch die aktuelle Fenstertechnologie (Dreifachverglasung) fortgeschrieben.

In Tabelle 37 sind die sich daraus ergebenden Materialeinsatzmengen in 2050 zusammen- und den Werten für 2010 gegenübergestellt. Da die Werte vom IÖR für 2010 auf der Basis einer Modellrechnung ermittelt wurden, in URMOD jedoch empirische Werte für das Jahr 2010 hinterlegt sind, sind die Daten für 2010 nicht vollständig deckungsgleich. In URMOD übertragen wurden die prozentualen Veränderungen, die sich jeweils zwischen den Mengen 2010 und 2050 ergeben. In der untenstehenden Tabelle sind die Primär- und Sekundärinputs zusammengefasst, die jedoch nach demselben Vorgehen abgeleitet und entsprechend differenziert in URMOD eingegeben wurden.

Man erkennt zum einen den Unterschied zwischen dem Wohn- und Nichtwohnbereich, der vor allem auf die Setzungen zu den stark rückläufigen Neubautätigkeiten im Nichtwohnbereich zurückzuführen ist. Ersichtlich ist darüber hinaus, dass der Baustoffeinsatz vor allem für den Rohbau in 2050 abnimmt, hingegen jedoch die Rohstoffaufwendungen für Dämmungen steigen. Insgesamt erfolgt ein starker Rückgang der Materialinputs in den Hochbaubereich.

Tabelle 37: Relative Änderungen der Materialzusammensetzung im Bereich Wohnen und Nichtwohnen, 2050 in den GreenEe-Szenarien gegenüber 2010

Rohstoff	Quelle*	Wohnen			Nichtwohnen		
		2010 [Mio. t]	2050 [Mio. t]	Veränderung in %	2010 [Mio. t]	2050 [Mio. t]	Veränderung in %
Biotische Rohstoffe							
Bau- /Konstruktionsholz	IÖR	1,33	0,92	-30,91	1,38	0,61	-55,52
Sonst. Holz (Inkl. Bodenbeläge)	IÖR	0,81	0,40	-50,99	0,21	0,27	26,29
Dämmung, biotisch basiert (Holzwolle und Zellulose)	GEMOD	0,05	0,15	169,13	0,07	0,04	-42,43
Nicht-metallische Mineralien							
Beton	IÖR	16,56	10,69	-35,47	25,15	7,14	-71,61
Ziegel	IÖR	4,17	1,93	-53,75	3,73	1,29	-65,45

Rohstoff	Quelle*	Wohnen			Nichtwohnen		
		2010 [Mio. t]	2050 [Mio. t]	Veränderung in %	2010 [Mio. t]	2050 [Mio. t]	Veränderung in %
Kalksandstein	IÖR	2,77	1,49	-46,15	2,48	1,00	-59,82
Porenbeton	IÖR	0,79	0,28	-65,05	0,71	0,18	-74,02
Sonst. Mineralisch (inkl. Bodenbeläge)	IÖR	19,05	12,61	-33,81	23	8,42	-63,38
Gipskarton	IÖR	0,08	0,09	18,21	0,09	0,06	-29,80
Sonst. Gipsprodukte	IÖR	0,49	0,93	88,95	2,75	0,62	-77,51
Flachglas	GEMOD	0,74	1,03	39,20	1,78	1,50	-15,90
Mineral. Dämmstoffe	GEMOD	1,54	5,29	244,43	1,92	1,37	-28,57
Kunststoffe							
Kunststoff- Dämmstoffe	GEMOD	0,40	0,98	144,16	0,40	0,22	-44,62
Kunstst.-Fenster / Türen	IÖR	0,07	0,15	113,49	0,52	0,10	-80,80
Sonstige Kunststoffe (inkl. Beläge & Leitungen)	IÖR	0,25	0,40	61,59	0,76	0,27	-64,49
Metalle							
Metalle (inkl. Leitungen)	IÖR	2,75	2,93	6,37	6,46	1,95	-69,75
Dämmung (Vakuum- Isolier-Paneele)	GEMOD	0,00	0,00	128,09	0,00	0,00	-46,31
Sonstige Stoffe	IÖR	0,51	0,22	-55,93	0,25	0,15	-39,94
Gesamt		52,36	40,48	-22,70	71,66	25,20	-64,84

*Wie beschrieben wurden die IÖR-Angaben auf die Rahmenannahmen von GreenEe1 angepasst
Quellen: IÖR = Deilmann et al. (2017), ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

4.7 Verkehr

4.7.1 Bilanzgrenzen

Es wird der nationale Verkehr nach dem Inlandsprinzip abgebildet, d.h. Verbräuche und THG-Emissionen werden für die in Deutschland erbrachte Verkehrsleistung ermittelt (vergleiche auch Kap. 3.2 der THGND-Studie). In der Treibhausgasbilanz werden dem nationalen Verkehr ausschließlich die direkten THG-Emissionen der Kraftstoffverbrennung zugerechnet. Parallel zum Inlandsprinzip werden alle TREMOD-Berechnungen auch nach dem Energiebilanzprinzip durchgeführt, über das die Erfassung des nationalen Verkehrs im Nationalen Inventarbericht (NIR) erfolgt.¹⁹

¹⁹ Beim Inlandsprinzip wird der Verkehr innerhalb der Landesgrenzen Deutschlands bilanziert, d.h. die THG-Emissionen, welche durch die im Inland erbrachten Fahr- und Verkehrsleistungen entstehen. Zur

Für den internationalen Flug- und Seeverkehr werden die energiebedingten Treibhausgasemissionen „mitgeführt“, entsprechend der nationalen Zielverpflichtungen jedoch nicht auf dieses angerechnet. Einzig im internationalen Seeverkehr wird eine Änderung gegenüber der UBA-Studie THGND (UBA 2014) geänderte Bilanzgrenze angewandt. Der Seeverkehr wird im RESCUE-Projekt über die in deutschen Häfen umgeschlagenen Gütermengen von Im- und Exporten sowie mittlere Transportentfernungen zu den internationalen Start-/Zielhäfen abgebildet.

4.7.2 Grundsätzlicher Rahmen zum Zielpunkt 2050 und Pfadentwicklungen

Wesentliche Eckpunkte für die GreenEe-Szenarien sind im Verkehr:

- ▶ Entwicklung der Fahr- und Verkehrsleistungen
- ▶ Entwicklung der Antriebstechniken (insb. Anteile Elektromobilität in den verschiedenen Bereichen)
- ▶ Entwicklung der spezifischen Energieeffizienz je Antriebstechnologie

Zu diesen Fragestellungen wurden für alle Verkehrsträger (Straße, Schiene, Wasser, Luft) für das Jahr 2050 neue Zielwerte in Abstimmung mit dem Umweltbundesamt definiert. Weiterhin wurden Rahmenbedingungen für die Transformationspfade bewertet, unter denen eine Erreichung des Zielpunkts 2050 möglich erscheint.²⁰ Wesentliche Grundlage zur Ableitung der Zielwerte und Beurteilung dafür erforderlicher Transformationspfade sind zwei im Jahr 2016 abgeschlossene Forschungsvorhaben des Umweltbundesamtes.

- ▶ „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050“ (FKZ 371245100), nachfolgend „KSBV 2050“ (UBA 2016b)
- ▶ „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“ (FKZ 371345103), nachfolgend „EV 2050“ (UBA 2016c)

Zukünftige Entwicklungen der Verkehrsmengen sowie der Energieeffizienz einzelner Verkehrsmittel und Antriebskonzepte wurden sowohl für den Zielpunkt 2050 als auch für den Pfad weitgehend direkt aus diesen beiden Vorhaben für die GreenEe-Szenarien übernommen. Für Verkehrsleistungen im nationalen Güterverkehr sowie Verkehrs- und Effizienzentwicklungen im internationalen Verkehr wurden ggü. den beiden Studien teilweise abweichende Entwicklungen abgeleitet, die separat erläutert werden. Für die zukünftige Entwicklung der Antriebstechniken im Straßenverkehr wurden auf Basis der zwei Vorhaben Zielpunkte der Neuzulassungsanteile einzelner Antriebe für das Jahr 2050 festgelegt.

Berechnung der THG-Emissionen für das nationale Emissionsinventar ist dagegen der Endenergieverbrauch des Verkehrs gemäß Energiebilanz die relevante Bezugsgröße. Differenzen zwischen Inlandsverbrauch und Energiebilanz entstehen vor allem durch Betankungsdifferenzen („Tanktourismus“), zeitliche Differenzen zwischen Betankung und Verbrauch und weitere Unsicherheiten auf Seiten der Modellierung (Fahrleistungen, spezifische Energieverbräuche) und der Energiebilanz (Aufteilung der gesamten nationalen Energieverbräuche zwischen den Sektoren) (ifeu 2016a).

²⁰ Für einzelne Bereiche mit geringen Anteilen an Energieverbräuchen und THG-Emissionen, insb. für mobile Arbeitsmaschinen in Land- und Forstwirtschaft, wurde keine Überarbeitung durchgeführt. Hier wurden die Energieverbräuche direkt aus der THGND-Studie von 2013 übernommen.

Pfadentwicklungen zur Erreichung der Zielpunkte 2050 (d.h. die Markthochläufe neuer Antriebskonzepte) werden für Pkw sowie Last- und Sattelzüge mit dem Energiesystemmodell SCOPE in Rückkopplung auf die Erreichbarkeit des sektorübergreifenden Klimazieles modelliert, da diese Fahrzeugklassen aufgrund ihrer hohen Energiebedarfe größere Bedeutung für Wechselwirkungen im gesamten Energiesystem haben. Durch die Berücksichtigung vorher festgelegter Ober- und Untergrenzen aus TREMOD für die Marktanteile der Antriebstechnologien im Jahr 2030 wird gewährleistet, dass das Szenario aus SCOPE konsistent zum vorher definierten Zielpunkt 2050 ist. Für die übrigen Fahrzeugkategorien werden Transformationspfade nicht in SCOPE modelliert, sondern vereinfacht in Anlehnung an die Pfadentwicklungen in den zugrundeliegenden Vorhaben abgeleitet.

4.7.3 Ausgangspunkt 2010

Ausgangspunkt der Betrachtungen im RESCUE-Projekt ist wie in der THGND-Studie das Jahr 2010. Alle Angaben zu Verkehrsmengen und Energieverbräuchen im nationalen Verkehr sowie im internationalen Flugverkehr wurden mit Daten aus dem Modell TREMOD aktualisiert. Für den internationalen Seeverkehr, der in TREMOD nicht abgebildet wird, wurden Angaben aus der Studie „EV 2050“ übernommen.

4.7.3.1 Verkehrsmengen

Die Personenverkehrsleistung im bodengebundenen nationalen Verkehr in Deutschland im Jahr 2010 betrug insgesamt etwa 1.090 Mrd. Personen-km. Davon entfielen 83 % auf den motorisierten Individualverkehr (im Wesentlichen Pkw). Öffentlicher Straßenpersonenverkehr (Busse, Straßen-, Stadt- und U-Bahnen) sowie Schienenpersonenverkehr trugen 9 % bzw. 8 % zu den Verkehrsleistungen bei. Hinzu kommen 10 Mrd. Personen-km im nationalen Flugverkehr sowie etwas über 180 Mrd. Personen-km im abgehenden internationalen Flugverkehr.

Im nationalen Güterverkehr war die Verkehrsleistung etwa 610 Mrd. Tonnen-km, wovon 72 % auf den Straßengüterverkehr, 18 % auf die Bahn sowie 10 % auf die Binnenschifffahrt entfielen. Der nationale Flugverkehr spielt keine signifikante Rolle.

Im abgehenden internationalen Flugverkehr betrug die Güterverkehrsleistung 11 Mrd. Tonnen-km. Im internationalen Seeverkehr wurden über deutsche Häfen im Jahr 2012 insgesamt 292 Mio. t Güter umgeschlagen (Destatis 2020)²¹. Über mittlere Transportentfernungen nach Sea Distances (2018) zu Haupthäfen der in der Statistik angegebenen Empfangs- und Versandregionen wurde dafür eine Transportleistung von 1.800 Mrd. Tonnen-km berechnet. Diese wird in RESCUE jeweils zu 50 % Deutschland bzw. den jeweiligen Empfangs-/Versandländern zugerechnet, damit wird für Deutschland eine Transportleistung am Ausgangspunkt von 900 Mrd. Tonnen-km zugrunde gelegt.

4.7.3.2 Endenergieverbrauch

Im Jahr 2010 hatte der nationale Verkehr in Deutschland insgesamt einen Endenergieverbrauch von 648 TWh (Inlandsprinzip) bzw. 616 TWh (Energiebilanz). Davon wurden über 98 % durch Otto- oder Dieselmotoren gedeckt. Strom wurde im Jahr 2010 ausschließlich im Schienenverkehr eingesetzt. 95 % des Endenergiebedarfs entfielen auf den Straßenverkehr, die Anteile von Schienenverkehr, Binnenschifffahrt sowie nationaler Flugverkehr lagen jeweils nur im Bereich 1-3,6 %.

²¹ Für die weiteren Berechnungen wird in diesem Projekt eine Differenzierung der Gütermengen nach Güterabteilungen (NST 2007) benötigt, diese liegt beim Statistischen Bundesamt erst ab 2012 vor. Daher werden hier vereinfacht die statistischen Daten aus 2012 für 2010 verwendet.

Der von Deutschland abgehende internationale Flugverkehr hatte im Jahr 2010 einen Endenergieverbrauch von ca. 92 TWh Kerosin.

Für den internationalen Seeverkehr wird im RESCUE-Projekt abweichend zur THGND-Studie der Endenergieverbrauch über die anteilig in Deutschland angerechneten Güterumschlagmengen deutscher Seehäfen berechnet. Die für das Ausgangsjahr 2010 berechneten nach Güterabteilung (Klassifikation NST 2007) differenzierten Transportleistungen wurden in 4 Transportarten (Container leicht/mittel/schwer, Massengut) eingeteilt und für diese Transportarten mittlere spezifische Verbrauchsfaktoren aus dem Bilanzierungstool EcoTransIT World bestimmt (EcoTransIT 2018). Nach dieser Methodik wird für den internationalen Seeverkehr für das Jahr 2010 ein Endenergieverbrauch von 27 TWh angegeben.

4.7.4 Verkehrsentwicklungen bis zum Jahr 2050

Für die GreenEe-Szenarien wird die Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr bis zum Zielpunkt 2050 vollständig aus dem Klimaschutzenszenario der Studie „KSBV 2050“ (UBA 2016b) übernommen. So werden im Vergleich zur THGND-Studie:

- ▶ aktuelle Prognosen zukünftiger Verkehrsentwicklungen in Deutschland zugrunde gelegt (Verkehrsprognose 2030),
- ▶ eine ambitionierte Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen unterstellt, so dass entsprechend Vermeidung von Verkehr und Verlagerung auf klimaverträglichere und ggf. auch allgemein emissionsärmere Verkehrsmittel stärker berücksichtigt werden.

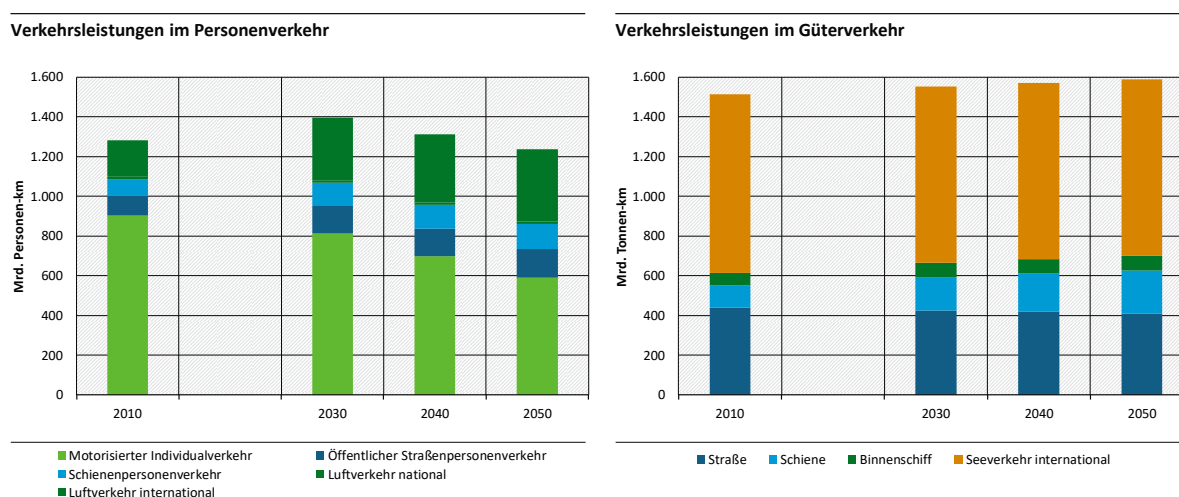
Die Entwicklung der zukünftigen Güterverkehrsnachfrage in den Green-Szenarien soll die Änderungen der Wirtschaftsentwicklung und Produktionsstrukturen in Deutschland (Güteraufkommen in Produktion, Import und Export) und damit verbundene Änderungen der Transportnachfrage widerspiegeln. Dazu wurde ein methodischer Ansatz entwickelt, der auf den in URMOD abgeleiteten Rohstoffmengen für die Produktion von Gütern basiert. Damit wird gewährleistet, dass die Wechselwirkungen zwischen Produktion und Gütertransport abgebildet und die Szenarien in sich konsistent sind. Bei der exogenen Verwendung bspw. des Bundesverkehrswegeplanes (BVWP) ist dies nicht gegeben. Änderungen bei der nationalen Güterverkehrsnachfrage ergeben sich daher primär aus Unterschieden in den Produktionsstrukturen und nicht aus gesonderten Maßnahmen im Verkehrssektor. Konkrete Erläuterungen zur Methodik gibt Kap. 2.3.3.

Im **Personenverkehr** steigt die Verkehrsleistung zunächst bis zum Jahr 2030 weiter an. Anschließend kommt es zu einem deutlichen Verkehrsrückgang. Im Zielpunkt 2050 ist die gesamte Personenverkehrsleistung insgesamt etwa genauso hoch wie im Ausgangspunkt 2010. Allerdings kommt es zu einer deutlichen Verschiebung zwischen den Verkehrsmitteln. Der inländische Verkehr geht deutlich zurück, dabei steigt zudem der Anteil des öffentlichen Verkehrs. Dagegen ist der Flugverkehr im Jahr 2050 trotz Klimaschutzanstrengungen etwa doppelt so hoch wie 2010.

Der nationale **Güterverkehr** steigt in GreenEe1 zwischen 2010 und 2050 um 15 % an, der Großteil des Anstiegs entfällt auf den Zeitraum bis 2030. Infolge der starken zusätzlichen Bemühungen zur Verlagerung von Gütertransporten auf klimafreundliche Verkehrsträger verdoppelt sich der Schienengüterverkehr nahezu bis 2050, der Binnenschifftransport steigt um

20 %, während die Transportleistung auf der Straße um etwa 7 % abnimmt. Der Anteil umweltfreundlicher Transportmittel am Modal-Split steigt damit deutlich an. Im internationalen Seetransport ergeben sich auf Basis der in URMOD je Güterabteilung abgeleiteten Im- und Exportmengen im Zeitraum 2010-2050 (inkl. dem Rückgang des Imports fossiler Energieträger auf null) insgesamt keine signifikanten Verkehrsleistungsänderungen. Abbildung 28 zeigt die im GreenEe1-Szenario verwendeten Verkehrsentwicklungen. Da die Ableitung der zukünftigen Güterverkehrsleistungen auf Basis der transportrelevanten Güteraufkommen erfolgt, wirken sich Änderungen in der Handelsbilanz direkt auf die Güterverkehrsleistungen aus. Dementsprechend kommt es hier zu Unterschieden zwischen **GreenEe1** (Festhalten am Industrie- und Exportstandort Deutschland) und **GreenEe2** (orientiert am heimischen Bedarf und langfristig ausgeglichener Handelsstrukturen). In GreenEe2 wird aufgrund einer Abschwächung des Anstiegs der transportrelevanten Güteraufkommen auch der Anstieg der Verkehrsleistungen stärker gebremst. Zwischen 2010 und 2050 steigen die nationalen Güterverkehrsleistungen nur um 9 % an. Im Modal-Split ergeben sich keine signifikanten Änderungen gegenüber GreenEe1.

Abbildung 28: Verkehrsleistungsentwicklungen im GreenEe1-Szenario



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - TREMOD und ergänzende ifeu-Berechnungen

4.7.5 Entwicklung der Fahrzeugbestände

Die Entwicklung der Neuzulassungen sowie der Fahrzeughaltedauer (Überlebenskurven) und damit der Kfz-Bestände werden durch die Entwicklung der Verkehrsaufkommen (und damit den Bedarf an Fahrzeugen) beeinflusst. In den meisten Szenarien wird die Entwicklung der jährlichen **Neuzulassungszahlen** und der absoluten Bestände vernachlässigt, da im Fokus vor allem die Flottenzusammensetzung, d.h. die prozentualen Anteile verschiedener Fahrzeug- und Antriebskonzepte am Bestand bzw. an den Fahrleistungen stehen. Im RESCUE-Projekt wird allerdings auch die Zahl der Kfz-Neuzulassungen benötigt, da die Bewertung des Rohstoffbedarfs für die Transformation hin zu einem treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland auch die jährliche Fahrzeugproduktion in Deutschland einschließt, die zu einem großen Teil den nationalen Kfz-Markt bedient. Entsprechend der Größe des Fahrzeugmarktes ist vor allem die Zahl der Pkw-Neuzulassungen relevant.

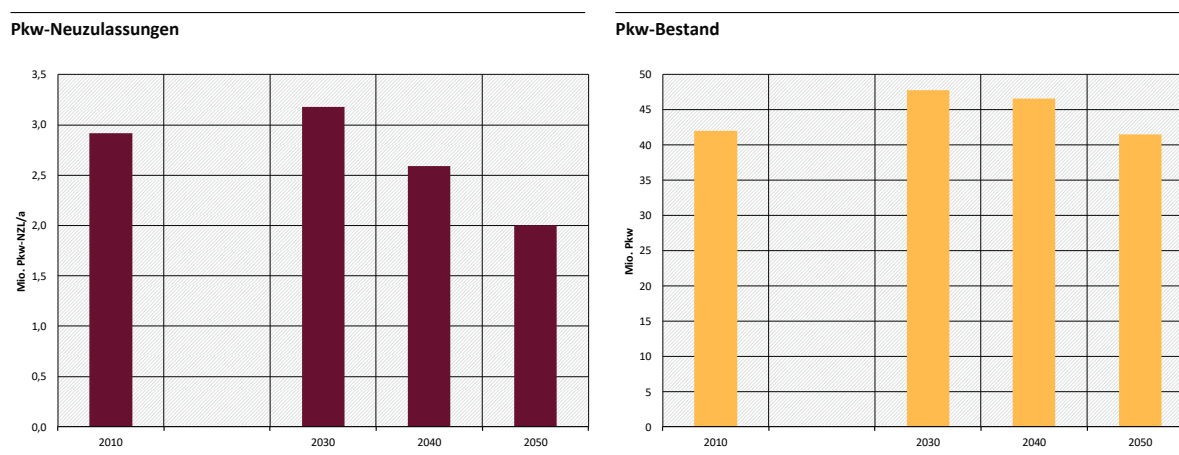
Mit den verwendeten Entwicklungen der Fahr- und Verkehrsleistungen wird für den Zeitraum 2010-2030 zunächst ein leichter Rückgang der Pkw-Verkehrsleistung angenommen,

anschließend geht die Verkehrsleistung deutlich zurück und ist im Jahr 2050 um ca. ein Drittel niedriger als 2010. Der damit zu erwartende Rückgang der Pkw-Neuzulassungszahlen wurde in der Studie „KSBV 2050“ (UBA 2016b) jedoch nicht vertieft.

Es werden daher in den GreenEe-Szenarien die Pkw-Neuzulassungszahlen aus dem im November 2016 abgeschlossenen Forschungsvorhaben „Renewability III“ (Zimmer et al. 2016) verwendet. Das dortige Szenario „Effizienz Plus“ modelliert ähnliche Personenverkehrsentwicklungen und befasst sich explizit auch mit der daraus resultierenden Entwicklung der Neuzulassungszahlen für Pkw. Für die übrigen Fahrzeugkategorien werden in GreenEe1 und GreenEe2 die Neuzulassungszahlen aus der Studie „KSBV 2050“ (UBA 2016b) verwendet. Kfz-Überlebenskurven zur Ableitung der Kfz-Bestandsentwicklung aus den Neuzulassungszahlen werden direkt aus dem Modell TREMOD verwendet.

Abbildung 29 zeigt die jährlichen Pkw-Neuzulassungszahlen (links) und die daraus resultierende Entwicklung des Pkw-Bestands in Deutschland. Die Zahl der Pkw-Neuzulassungen steigt von 2,9 Mio. im Jahr 2010 zunächst bis 2030 noch leicht an (dies entspricht auch dem realen Trend wieder steigender Neuzulassungszahlen in den letzten Jahren), geht anschließend bis 2050 aber deutlich zurück auf nur noch 2 Mio. Pkw pro Jahr. Infolgedessen erhöht sich der gesamte Pkw-Bestand in Deutschland zunächst bis 2030 auf fast 50 Mio. Pkw. Bis 2050 reduziert sich die Pkw-Anzahl wieder auf das Niveau von 2010.

Abbildung 29: Entwicklung von Pkw-Neuzulassungen und Bestand



Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von TREMOD und ergänzende ifeu-Berechnungen

4.7.6 Flottenzusammensetzung bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen

4.7.6.1 Annahmen zum Zielpunkt 2050

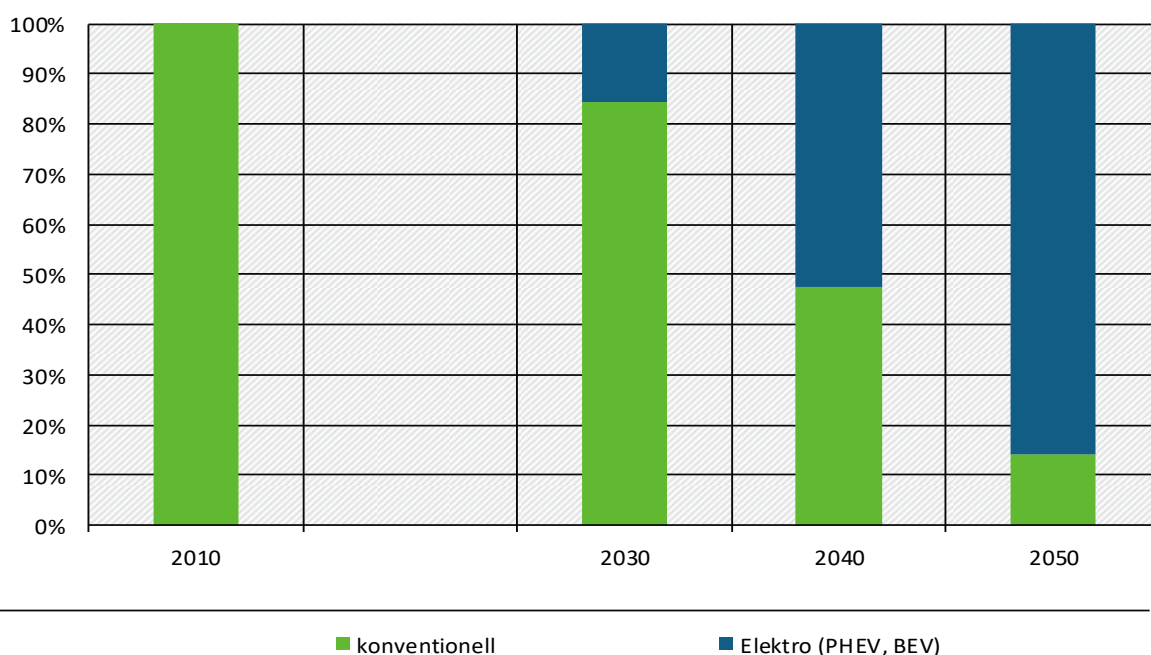
In beiden GreenEe-Szenarien wird eine größtmögliche Elektrifizierung der Pkw-Flotte im Jahr 2050 angestrebt, welche bei einem ambitionierten Vorgehen nach derzeitigem Wissensstand grundsätzlich realisierbar erscheint. Dementsprechend wird die Elektrifizierung gemäß dem E+-Szenario aus der Studie „EV 2050“ (UBA 2016c) zugrunde gelegt. In diesem Szenario werden bereits ab dem Jahr 2040 nur noch Elektro-Pkw (batterieelektrisch und Plug-In-Hybride) neu zugelassen. Der Anteil batterieelektrischer Pkw an den Neuzulassungen in 2050 beträgt 75 %. Die Zusammensetzung der Neuzulassungen bei leichten Nutzfahrzeugen orientiert sich wegen

der ähnlichen Fahrzeugtechnik am Pkw. Die relevanten rohstofflichen Annahmen zum Fahrzeugbau und zu den Antriebssystemen sind in Kapitel 4.4.11 aufgeführt.

4.7.6.2 Annahmen zum Pfad

Der Markthochlauf der Elektromobilität bis zur Erreichung der für den Zielpunkt 2050 angestrebten vollständigen Elektrifizierung des Pkw-Marktes ist eine zentrale Fragestellung im Verkehrssektor. Gleichzeitig ist es ein wichtiges sektorübergreifendes Thema, da sich mit der Elektromobilität die Anforderungen an die Bereitstellung von Endenergieträgern für den Verkehr stark ändern, was erhebliche Relevanz für den Umbau des gesamten Energiesystems hat. Für 2030 wird ein Bestand von 7,54 Mio. Elektro-Pkw (16 % des Pkw-Bestands) festgelegt (s. Abbildung 30). Dazu steigt bis 2030 der Neuzulassungsanteil von Elektro-Pkw auf 40 %. Bis zum Jahr 2040 wird, in Anlehnung an die Studie „EV 2050“ (UBA 2016c), in den GreenEe-Szenarien eine vollständige Elektrifizierung im Pkw-Markt erreicht. D.h. ab diesem Jahr kommen als Neufahrzeuge ausschließlich Elektro-Pkw in die Flotte. Mit der Flottenerneuerung sind damit im Jahr 2050 in den GreenEe-Szenarien 86 % des Pkw-Bestands Elektrofahrzeuge.

Abbildung 30: Bestandsaufteilung zwischen konventionellen und Elektro-Pkw in den GreenEe-Szenarien



Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von TREMOD und ergänzende ifeu-Berechnungen

Die Marktentwicklung bei leichten Nutzfahrzeugen orientiert sich am Markthochlauf bei Pkw in 2030 und erreicht dann ebenfalls die vollständige Elektrifizierung der Neuzulassungen im Jahr 2040.

1.1.1.1 Elektrische Fahrleistungsanteile bei Plug-in-Hybrid-Pkw (PHEV)

Bei Plug-in-Hybrid-Pkw (PHEV) ist eine zusätzliche wichtige Fragestellung die Aufteilung der Fahrleistungen zwischen Betrieb mit vorher extern zugeführtem elektrischem Strom und Kraftstoffbetrieb. Erste Erfahrungen aus der Praxis zeigen eine große Bandbreite elektrischer Fahrleistungsanteile in einem Bereich von ca. 25 % bis 85 %, die neben der von der

Batteriegröße fahrzeugseitig bedingten elektrischen Reichweite sowie den Fahrprofilen der Fahrzeuge auch von der Ladedisziplin der Fahrer abhängen (vgl. (Patrick Plötz et al. 2015)). Letztere hängt wiederum stark von der Verfügbarkeit und Zugänglichkeit von der Ladeinfrastruktur ab.

In der ifeu-Studie „Weiterentwicklung und vertiefte Analyse der Umweltbilanz von Elektrofahrzeugen“ (ifeu 2016b) wurden für die Umweltbilanz von PHEV Annahmen zu heutigen und zukünftigen elektrischen Fahrleistungsanteilen auf Basis verschiedener Untersuchungen getroffen. Die Annahmen für die mittlere Situation im Jahr 2030 mit ca. 60 % werden als eher konservativ eingestuft. Dagegen liegen die Annahmen zu elektrischen Fahrleistungsanteilen in der Studie „EV 2050“ (UBA 2016c) am oberen Ende der heutigen Bandbreite, setzen also optimale Bedingungen für die Ladeinfrastruktur und deren Nutzung durch die Pkw-Fahrer voraus. Mit steigender Marktdurchdringung ist allerdings anzunehmen, dass zukünftig der Anteil von Fahrprofilen mit hoher PHEV-Eignung sinkt und somit zumindest bei gleichbleibender elektrischer Reichweite die elektrischen Fahrleistungsanteile ebenfalls abnehmen, was sich auch in den Annahmen der Studie „EV 2050“ widerspiegelt.

In beiden GreenEe-Szenarien wird ausgehend von der ermittelten Bandbreite nach Abstimmung mit dem Umweltbundesamt ein mittlerer elektrischer Fahrleistungsanteil bei PHEV von 75 % (über alle Größenklassen und elektrischen Reichweiten) angenommen. Dieser Wert liegt am oberen Ende der bisher in der Literatur für PHEV erwarteten elektrischen Fahrleistungsanteile. Er beinhaltet die Annahme, dass mit geeigneten politischen Instrumenten das Ladeverhalten stärker hin zu einer höheren elektrischen Fahrzeugnutzung gelenkt werden kann und die dafür notwendige Ladeinfrastruktur aufgebaut wird. Aufgrund der großen heutigen Bandbreite und der Unsicherheiten zukünftiger Entwicklungen wird dieser Wert gleichermaßen für den Zielpunkt 2050 wie auch für den Pfad (Stützjahre 2030/2040) verwendet.

4.7.7 Flottenzusammensetzung bei Lkw und Bussen

4.7.7.1 Annahmen zum Zielpunkt 2050

Auch im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge (Lkw und Busse) wird in den GreenEe-Szenarien eine größtmögliche Elektrifizierung angestrebt. In Deutschland werden im Jahr 2050 bei Lkw und Bussen ausschließlich Elektrofahrzeuge (BEV, PHEV, OH [Oberleitungshybrid]) neuzugelassen. Folgende Neuzulassungsannahmen wurden in Anlehnung an Szenarien mit hoher Elektrifizierung in den Studien „EV 2050“ (Szenario E+) (UBA 2016c) und „KSBV 2050“ (Szenario Klimaschutz E+) (UBA 2016b) festgelegt:

Tabelle 38: Neuzulassungszusammensetzung im Jahr 2050 bei schweren Nutzfahrzeugen

	Solo-Lkw				Last- /Sattelzug	Busse	
	<12t	12-20t	20-28t	>28t		Linienbus	Reisebus
BEV	75 %					100 %	
PHEV	25 %	100 %	35 %	100 %	10 %		100 %
OH			65 %		90 %		

Quelle: TREMOD und ergänzende ifeu-Berechnungen

Bei Solo-Lkw >28t werden keine OH-Lkw angenommen. Es kommen nur PHEV zum Einsatz, da diese Größenklasse vor allem Sonderfahrzeuge (Müllsammler, Baustellenfahrzeuge, etc.)

umfasst, deren Einsatzprofile nicht oder nur sehr wenig oberleitungsg geeignet sind. Die relevanten rohstofflichen Änderungen beim Fahrzeugbau und bei den Antriebssystemen sind in Kapitel 4.4.11 dargestellt.

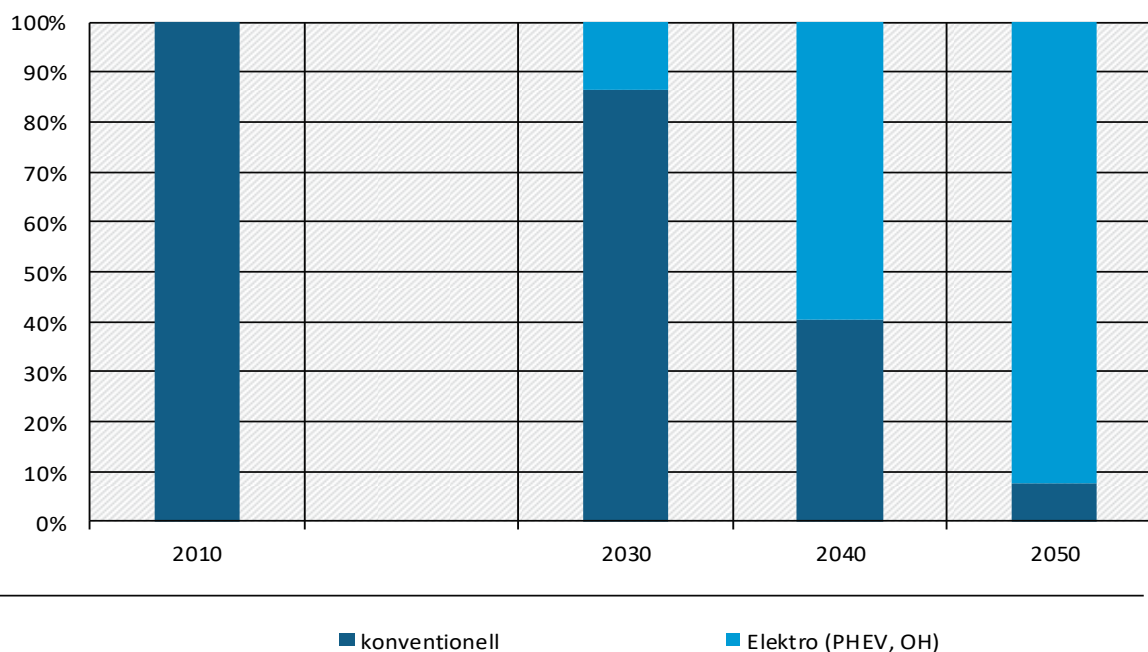
4.7.7.2 Annahmen zum Pfad

Bei Last- und Sattelzügen wird eine mögliche Markteinführung von Oberleitungs-Hybrid-Lkw (OH-Lkw) ab 2025 angenommen. Für das Jahr 2030 wurde für OH-Fahrzeuge ein mittlerer Marktanteil von 7,5 % festgelegt. Der Marktanteil steigt bis 2040 auf 80 % und bis 2050 auf 90 %. Neue Last- und Sattelzüge, die nicht als OH-Fahrzeuge gekauft werden, sind im Jahr 2030 zu 25 % und ab dem Jahr 2040 zu 100 % PHEV.

Damit ergibt sich ein Bestand im Jahr 2030 von 12.000 OH-Last- und Sattelzügen (3 % des Last- und Sattelzug-Bestands) und für 2040 eine Anzahl von 133.000 OH-Fahrzeugen Kfz (37 % des Bestandes). PHEV haben am Bestand der Last- und Sattelzüge im Jahr 2030 einen Anteil von gut 10 % und 2040 ca. 23 %. Im Jahr 2050 besteht der Bestand an Last- und Sattelzügen insgesamt zu über 90 % aus Elektrofahrzeugen (OH und PHEV, s. Abbildung 31).

Bei Solo-Lkw und Bussen wird aufgrund ihres insgesamt geringeren Anteils am Energieverbrauch und damit ihrer geringen Bedeutung für Wechselwirkungen im Energiesystem der Markthochlauf statisch festgelegt. Dieser orientiert sich am E+-Szenario der Studie „EV 2050“ (UBA 2016c) mit ergänzenden Annahmen für in diesem Szenario nicht separat ausgewiesene Größenklassen. Bereits ab dem Jahr 2040 werden ausschließlich Elektro-Lkw/-Busse neu zugelassen.

Abbildung 31: Aufteilung des Last- und Sattelzugbestands in den GreenEe-Szenarien zwischen konventionellen und Elektro-Kfz



Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von TREMOD und ergänzende ifeu-Berechnungen

4.7.7.3 Elektrische Fahrleistungsanteile bei PHEV- und OH-Lkw

Für PHEV und OH-Lkw wurden ebenfalls Vorschläge für die elektrischen Fahrleistungsanteile erarbeitet und mit dem Umweltbundesamt abgestimmt.

- ▶ Solo-Lkw: Annahmen zu elektrischen Fahrleistungsanteilen werden aus der Studie „EV 2050“ (UBA 2016c) übernommen, eine vertiefende Analyse zur Ableitung eigener Annahmen für GreenEe ist aufgrund der geringen Bedeutung von PHEV-Lkw für den gesamten Energieverbrauch im Verkehr nicht erforderlich. PHEV-Lkw fahren zu 84 % (>3,5-7,5t zGG), 74 % (>7,5-12t zGG) bzw. 61 % (>12t zGG) elektrisch – im Mittel über alle Solo-Lkw ergibt sich ein elektrischer Fahrleistungsanteil von ca. 75 %.
- ▶ Der elektrische Fahrleistungsanteil beträgt bei OH-Last- und Sattelzügen 66 %, bei OH-Solo-Lkw 33 %. Diese Angaben werden aus der Studie „KSBV 2050“ (UBA 2016b) übernommen, wo eine differenzierte Betrachtung für die verschiedenen Lkw-Größenklassen in Abhängigkeit von deren Fahrleistungsanteilen auf elektrifizierbaren Autobahnen und im übrigen Straßennetz erfolgt ist.

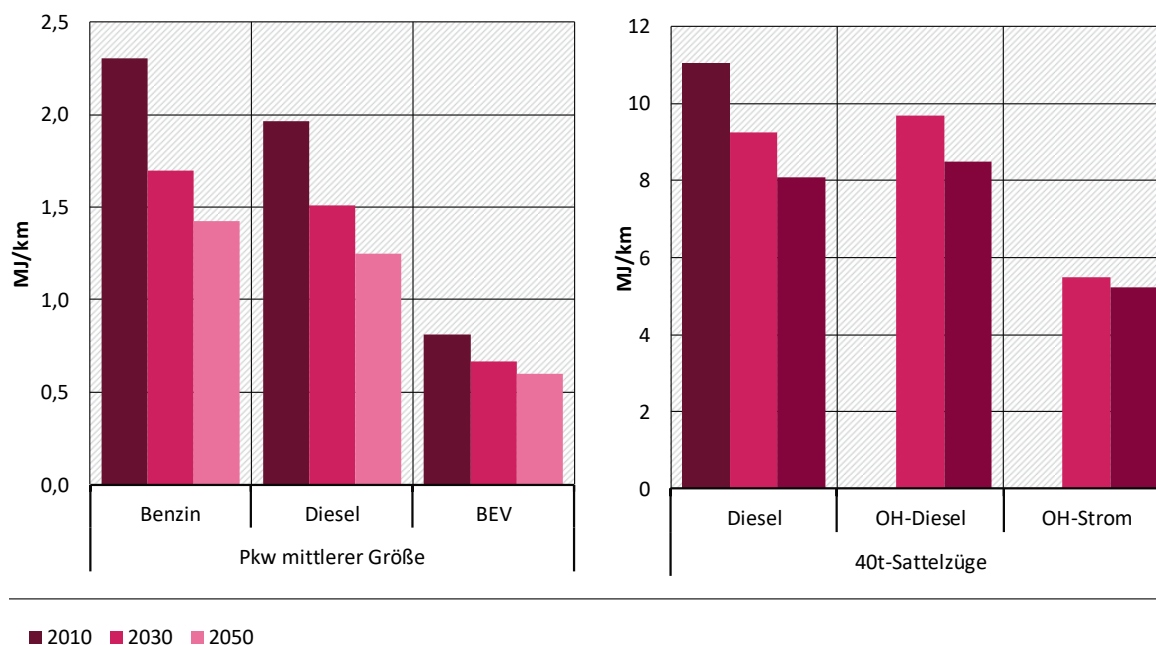
4.7.8 Effizienzentwicklungen im Straßenverkehr

Eine wichtige Rolle für die Verringerung des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr spielt neben der Elektrifizierung auch eine Verbesserung der Energieeffizienz bei verbrennungsmotorischen Fahrzeugen. In den GreenEe-Szenarien werden für alle Fahrzeugkategorien die Effizienzentwicklungen aus der Studie „KSBV 2050“ (UBA 2016b) übernommen. Die angenommenen Effizienzentwicklungen entsprechen Trendannahmen infolge bereits geltender bzw. in Erarbeitung befindlicher gesetzlicher Vorgaben (EU-CO₂-Grenzwertgesetzgebung für Pkw/LNF/SNF) und darauf aufbauender plausibler Weiterentwicklungen der Fahrzeugtechniken bis 2050. Bis 2050 kommt es bei allen Kfz-Kategorien und Antriebskonzepten zu weiteren deutlichen Effizienzverbesserungen. Abbildung 32 zeigt exemplarisch die spezifischen Effizienzverbesserungen neuer mittelgroßer Pkw sowie bei Sattelzügen.

- ▶ Bei mittleren Pkw nimmt der spezifische Verbrauch neuer Fahrzeuge bei Benzin- und Dieselfahrzeugen zwischen 2010 und 2030 um etwa ein Viertel ab, bis 2050 wird eine spezifische Verbrauchsreduktion um etwas über ein Drittel gegenüber 2010 erreicht. Auch bei Elektro-Pkw werden zukünftig deutliche Effizienzsteigerungen unterstellt – knapp 20 % bis 2030 sowie 25 % bis 2050.
- ▶ Für neue schwere Sattelzüge mit Dieselantrieb wird bis 2030 eine Effizienzsteigerung um ca. 16 % gegenüber 2010 unterstellt, bis 2050 um 27 %. OH-Lkw haben im Dieselmotorbetrieb geringfügig höhere Verbräuche als reine Diesel-Lkw. Im elektrischen Betrieb liegt der spezifische Endenergieverbrauch etwa 40 % niedriger als im Dieselmotorbetrieb.

Abbildung 32: Spezifische Energieverbräuche bei neuen Pkw mittlerer Größe sowie 40t-Sattelzügen in den GreenEe-Szenarien 2010-2050

Spezifischer Energieverbrauch neuer Pkw und 40t-Sattelzüge



Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von TREMOD und ergänzende ifeu-Berechnungen

4.7.9 Effizienz- und Energieträgerentwicklungen bei den übrigen Verkehrsträgern

Schienenverkehr

Beim Schienenverkehr ist die oberleitungsgebundene Elektrotraktion die Standardtechnologie, die zukünftig noch weiter ausgebaut wird, so dass nur noch ein kleiner Rest nicht oberleitungsgebundener Verkehr verbleibt. Gleichzeitig sind weitere leichte Effizienzverbesserungen aus zukünftigen Optimierungen von Schienenfahrzeugen und Betriebsabläufen zu erwarten. In den GreenEe-Szenarien werden sowohl die Entwicklung der Elektrifizierung als auch der spezifischen Energieeffizienz aus der Studie „KSBV 2050“ (UBA 2016b) verwendet.

Binnenschiff

Im Binnenschiffverkehr werden im GreenEe1 und GreenEe2 ausschließlich fossile oder im weiteren Verlauf synthetische Dieselmotoren eingesetzt. Eine mögliche teilweise Umstellung auf verflüssigtes Erdgas (LNG) bzw. auf verflüssigte PtG-Kraftstoffe wird nicht berücksichtigt. Effizienzentwicklungen zwischen 2010 und 2050 werden wie im Schienenverkehr aus der Studie „KSBV 2050“ (UBA 2016b) verwendet.

Nationaler und internationaler Flugverkehr

Für den Flugverkehr sind zukünftig noch deutliche Effizienzsteigerungen möglich. In den BMU-Klimaschutzszenarien (Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015) ergibt sich für den Zeitraum 2010-2050 eine Verbesserung der mittleren Effizienz pro Personen-km zwischen 33 % (AMS) und 56 % (KS95). In GreenEe1 und Green Ee2 wird auf dieser Grundlage eine

Effizienzverbesserung um 56 % (2 %/a) angenommen. Im Szenario wird unterstellt, dass der Flugverkehr auch im Jahr 2050 vollständig von flüssigen Kraftstoffen abhängig ist.

Internationaler Seeverkehr

Für den internationalen Seeverkehr sind zukünftig noch deutliche Effizienzsteigerungen möglich. In Anlehnung an die Studie „EV 2050“ (UBA 2016c) wird in den GreenEe-Szenarien für den Zeitraum 2010 bis 2050 eine Verbesserung der mittleren spezifischen Effizienz pro Tonnen-km je Transportart (Container leicht/mittel/schwer, Massengut) um 52 % angenommen. Entsprechend der UBA-Festlegungen für GreenEe werden im Jahr 2050 auch im Seeverkehr ausschließlich Flüssigkraftstoffe eingesetzt.

4.8 Annahmen in weiteren Sektoren

4.8.1 Tiefbau

Der Tiefbau umfasst eine Vielzahl an unterschiedlichen Bereichen, für die jeweils spezifische Annahmen getroffen und in Inputs in die Rohstoffmodellierung übersetzt wurden. Der Tiefbau ist sehr entscheidend, um die zuvor beschriebenen Veränderungen wie die Transformation des Energiesystems überhaupt ermöglichen zu können. Gleichzeitig sind die Investitionen in den Tiefbau langfristige Investitionen, die mitunter mehrere Dekaden bis Jahrhunderte nutzbar sind und dabei spezifische Unterhaltungsaufwendungen erfordern. Die Ergebnisse vorwegnehmend, lässt sich für die untersuchten Jahre feststellen, dass in nahezu allen Infrastrukturbereichen der Materialaufwand für den Neubau rückläufig ist, jedoch für den Unterhaltungsaufwand ansteigt. Die wesentlichen Parameter und Inputdaten werden im Folgenden entlang der in der Rohstoffrechnung erfolgten Differenzierungen dargestellt.

4.8.1.1 Straßen

Die jährlichen Materialaufwendungen im Straßen- und Wegebau sind die umfangreichsten im Vergleich zu anderen Tiefbaubereichen. Das Straßennetz ändert sich nur sehr langsam und bestehende Straßen erfordern regelmäßige Aufwendungen für die Unterhaltung. Die deutsche Straßeninfrastruktur wurde insbesondere in den 60er und 70er Jahren ausgebaut. Nach der Wiedervereinigung kam es zu einem nachholenden Ausbau der Fernverkehrswege in den neuen Bundesländern. Nach Knappe et al. (2015) besteht das gegenwärtige Straßennetz aus insgesamt 995 Tausend Kilometern (vgl. folgende Tabelle) und umfasst einen Materialbestand von 4,8 Mrd. Tonnen. 62 % des Materiallagers befindet sich in Gemeindestraßen und untergeordneten Wegen (Rad- und Feldwege, land- und forstwirtschaftliche Wege), und damit in kommunaler Trägerschaft. Dieser hohe Anteil ist bemerkenswert, da die überregionalen Straßen (Bundesautobahnen und Bundesstraßen) aufgrund der höheren Anforderungen an Festigkeiten und Belastungen einen deutlich höheren Materialbedarf pro Kilometer im Neubau erfordern.

Tabelle 39: Länge und Materiallager Straßen 2010

Straßen-kategorie	Länge [km]	Asphalt [Mio. t]	Beton [Mio. t]	Ungebundene Schichten [Mio. t]	Pflaster [Mio. t]	Material, gesamt [Mio. t]	Materialbedarf pro km [Tsd. t]
Bundesautobahnen	18.403	180	122	207	0	509	27,66
Bundesstraßen	41.287	166	7	170	0	343	8,31
Landstraßen	87.325	197	9	256	1	463	5,30

Straßen-kategorie	Länge [km]	Asphalt [Mio. t]	Beton [Mio. t]	Ungebundene Schichten [Mio. t]	Pflaster [Mio. t]	Material, gesamt [Mio. t]	Materialbedarf pro km [Tsd. t]
Kreisstraßen	91.877	168	15	311	14	508	5,53
Gemeindestraßen	405.770	846	75	1571	73	2.565	6,32
Wege	311.492	57	82	269	22	430	1,38
Gesamt	995.684	1.614	310	2.784	110	4.818	4,84

Quelle: Knappe et al. (2015)

Zur Ableitung der zukünftigen Materialbedarfe müssen repräsentative Indikatoren abgeleitet werden, die in URMOD übernommen werden können. Für das Basisjahr 2010 konnten die Ansätze aus DeteRess vollständig übernommen werden (Dittrich et al., 2018), das heißt, es wurde auf die Arbeiten von Steger et al. (2011) bezüglich des Neubaus und auf Bergmann et al. (2015) bezüglich der Unterhaltungsaufwendungen zurückgegriffen. Für das Jahr 2050 mussten jedoch Veränderungsparameter abgeleitet werden.

Wie bereits in DeteRess wurde dazu auf die Ergebnisse des Projekts „Substitution von Primärrohstoffen im Straßen- und Wegebau durch mineralische Abfälle und Bodenaushub“ von Knappe et al. (2015) zurückgegriffen. Für die GreenEe-Szenarien wurde auf das Szenario 3 aus dem genannten Projekt zurückgegriffen, das hinsichtlich der Siedlungsflächenannahme leicht modifiziert werden musste (Das Szenario von Knappe et al. (2015) geht von einer Flächenneuversiegelung von 0 ha/Tag aus, während in den Green-Szenarien eine Neuversiegelung von 7 ha / Tag unterstellt wurde).

Für die überregionalen Straßen (Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Landstraßen) wurde die mittlere Variante der Planungswerke bis 2030 unterstellt. Es wurde weiterhin unterstellt, dass nach 2030 kein weiterer Aus- und Neubau von überregionalen Straßen stattfindet, was konsistent zu der prognostizierten Entwicklung des Personen- und Güterverkehrs (Abschnitt 4.7.4) ist, wonach der Güterverkehr auf der Straße etwa konstant bleibt und der Personenverkehr sogar rückläufig ist. Es ist an dieser Stelle zu bemerken, dass die Elektrifizierung der Straßen bei der „Kabelinfrastruktur“ (Kapitel 4.8.1.6) enthalten ist, und in diesem Infrastrukturbereich nur die Materialaufwendungen für die „klassischen“ Straßen enthalten sind.

Alle weiteren Annahmen in dem Szenario 3 von Knappe et al. (2015), die den Baustoffbedarf bestimmen, darunter die differenzierten Annahmen zu den Lebensdauern bzw. Erneuerungszyklen der jeweiligen Schichten nach Straßentyp und die Annahmen zu den recycelten Anteilen der Baustoffe wurden mit nur wenigen weiteren Anpassungen entsprechend übernommen. Die wesentlichste Anpassung betraf die Substitution von Bitumen durch Lignin, denn Bitumen wird in einer transformierten Wirtschaft nicht mehr produziert.

Insgesamt zeigt sich, dass durch den Zubau in den verschiedenen Straßen (insbesondere im kommunalen Straßennetz) bis 2050 die Unterhaltungsaufwände im Vergleich zur Gegenwart weiter zunehmen. Im Straßen- und Wegebau werden in 2050 rund 86,9 Mio. Tonnen Materialien für Neubau und für Instandhaltung insgesamt benötigt, was einen Rückgang von 1,5 % gegenüber 2010 darstellt. Dabei werden, den Annahmen von Knappe et al. (2015) folgend, insgesamt 66 Mio. Tonnen Sekundärrohstoffe (vor allem Schotter, aber z.B. auch Pflaster) verwendet, so dass der Primärmaterialinput nur noch bei knapp 21 Mio. t liegt. Die strukturelle

Zusammensetzung der Primärinputs ändert sich leicht, wie bereits genannt entfallen im Wesentlichen die fossil basierten Rohstoffe, die durch biotische Rohstoffe ersetzt werden.

Tabelle 40: Materialbedarf im Straßen- und Wegebau und Veränderungen in 2050 ggü. 2010

	2010 [1.000 t / a]	2050 [1.000 t/a]	Veränderung 2050 gegenüber 2010
Neubau und Erneuerung, primär- und Sekundärrohstoffe	88.171	86.887	-1,46%

*Quellen: 2010: Steger et al. (2011) für Neubau; Bergmann et al. (2015) für Unterhalt; 2050: Knappe et al. (2015) und eigene Abschätzungen.

4.8.1.2 Ingenieursbauwerke

Zu den Ingenieursbauwerken zählen Brücken und Tunnel, die sich in der Straßen- und Wegeinfrastruktur sowie in der Gleisinfrastruktur befinden. Gemessen am Materialaufwand stellen sie einen viel geringeren Anteil als die Straßen und die Gleisinfrastruktur dar. Die Angaben zu den Brücken und Tunnel im überörtlichen Wegenetz sind vergleichsweise gut, während die Angaben zu kommunalen Brücken weniger genau sind.

Bei der Ableitung der Änderungsparameter für die Ingenieursbauwerke wurde konsistent zur Methode und zu den Annahmen im Straßen- und Wegebau vorgegangen. Für das Basisjahr wurden in Ermangelung vollständiger Daten die Informationen von Steger et al. (2011) für den Neubau herangezogen. Für die Unterhaltungsaufwände wurde auf Bergmann et al. (2015) zurückgegriffen. Für die Ableitung der Materialaufwendungen in 2050 wurde das Szenario 3 herangezogen, in dem die Aufwendungen für die Ingenieursbauwerke, einschließlich der Nutzung von Sekundärrohstoffen, separat ausgewiesen werden Knappe et al. (2015). In diesem Szenario wird von einem hohen Einsatz von Sekundärrohstoffen ausgegangen. Im Ergebnis sind die Aufwendungen sowohl für die Unterhaltung der Ingenieursbauwerke, um insgesamt 22,56 % rückläufig (s. folgende Tabelle). Der Anteil der Recyclingmaterialien (Kies und Schotter sowie Eisen bzw. Stahl) aus den Erneuerungen der Ingenieursbauwerke liegt bei 2,237 Mio. Tonnen, die sowohl in die Ertüchtigung der Ingenieursbauwerke aber auch in andere Infrastrukturbereiche eingeflossen sind.

Tabelle 41: Materialbedarf für Ingenieursbauwerke 2050 gegenüber 2010

	2010 [1.000 t / a]	2050 [1.000 t/a]	Veränderung 2030 gegenüber 2010
Gesamt, Neubau und Erneuerung, Primär- und Sekundärmaterialien	3.797	2.940	-22,56 %

Quellen: 2010: Steger et al. (2011) für Neubau; Bergmann et al. (2015) für Unterhalt; 2050: Knappe et al. (2015)

4.8.1.3 Gleisinfrastruktur

Auch für die Gleisinfrastruktur wurde auf die Methodik, die in Dittrich et al. (2018) entwickelt wurde, zurückgegriffen. Das heißt, für die Entwicklung der Gleislängen müssen repräsentative und gleichzeitig hinsichtlich der Materialaufwendungen differenzierte Veränderungsindikatoren, die den Rohstoffbedarf repräsentieren, ermittelt werden. Zur Ermittlung des Neubaus wurde, basierend auf den Annahmen von Bergmann et al. (2015) zurückgegriffen, demzufolge jährlich im Schnitt 125 km Gleislänge neu- und ausgebaut werden. Dies stellt etwa eine Fortschreibung der bis 2019 geplanten Ausbaulängen bis 2050 dar, was

konsistent mit dem Anstieg der Verkehrsleistungen der Bahn, insbesondere der Anstiege im Güterverkehr (siehe Abschnitt 4.7.4), ist. Das heißt, es wird davon ausgegangen, dass die Neubautätigkeit in 2030, 2040 und 2050 der Neubautätigkeit im Gleisbau in 2010 entspricht.

Durch den Zubau verändert sich die Größe des gesamten Schienennetzes. Der von Bergmann et al. (2015) verwendeten Methode folgend, wird der Erneuerungsaufwand unter Berücksichtigung der Lebensdauer nach Bauteilen anhand des Bestandes abgeschätzt. Das heißt, es ist in einem ersten Schritt der Bestand, d.h. die Gleisstreckenlänge, in den Stützjahren und im Zieljahr abzuschätzen, und in einem zweiten der Berechnungsweg von Bergmann et al. (2015) zur Ermittlung der Unterhaltungsaufwendungen anzuwenden. Der Rückbau wird vernachlässigt. Ausgehend von einer Gleislänge von rund 70.500 Kilometern (ohne S- und U-Bahnen) in 2010 und unter den oben genannten Annahmen zum Zu- und Neubau würde die Gleislänge damit bis 2050 auf rund 75.550 km bzw. um rund 7 % steigen (s. folgende Tabelle).

Tabelle 42: Gleislänge in 2010, sowie in den Stützjahren 2030 und 2040 und in 2050

	2010	2030	2040	2050
Netzlänge	70.547*	73.047	74297	75.547

Quelle: * Bergmann et al. (2015), einschl. private und nicht-öffentliche Gleise, ohne S-Bahn Berlin und Hamburg und ohne U-Bahn, eigene Berechnungen

Bei der Berechnung des Erneuerungsaufwandes wurde Bergmann et al. (2015) folgend die Stopftechnik, der Wegfall der Holzschwellen aufgrund des Verbot bestimmter Holzschutzmitteln im Außenbereich und ihr Ersatz mit Beton- und Kunststoffschwellen sowie die Verwendung von rund 50 % RC-Material im Schotter und 100 % RC-Material in den Kunststoffschwellen angesetzt (sortenreiner Kunststoff, wobei Kunststoffe zunehmend auf der Basis von CO₂ aus der Luft hergestellt werden, siehe Kapitel zur Chemischen Industrie, Kapitel 4.4.4). Der Erneuerungsaufwand wird entsprechend der Methodik der Abschätzung anhand der Lebensdauer von Bergmann et al. (2015) übernommen, wobei die Lebensdauer der Kunststoffschwellen mit 50 Jahre angenommen wird (Giesel 2014). Aufgrund des größeren Schienennetzes steigt in Summe der Materialinput (Primär- und Sekundärrohstoffe), der für den Erneuerungsaufwand der Gleisinfrastuktur in 2050 benötigt wird, um 9,5 % gegenüber 2010 (s. folgende Tabelle).

Tabelle 43: Materialaufwand für die Schieneninfrastruktur und Veränderungen 2030 ggü. 2010

	2010 [1.000 t]	2030 [1.000 t / Veränderung in % ggü. 2010]	2040 [1.000 t / Veränderung in % ggü. 2010]	2050 [1.000 t / Veränderung in % ggü. 2010]
Neubau	1.310	1.310 [0]	1.310 [0]	1.310 [0]
Unterhaltungsaufwand	13.931	14.529 [+4,30]	14.901 [+6,96]	15.256 [+9,51]
Gesamt	15.241	15.840 [+3,93]	16.211 [6,36]	16.566 [8,7]

Quelle: Die Daten für Neubau und Erneuerung in 2010 basieren auf Bergmann et al. (2015); die Angaben für die Stützjahre und das Zieljahr und die Änderungen basieren auf eigenen Berechnungen, siehe Text.

Der gesamte Materialinput in die Gleisinfrastuktur steigt um 8,7 %, hierbei sind Primär- und Sekundärrohstoffe zusammengefasst. Der im Szenario unterstellte RC-Anteil, der in die Gleisinfrastuktur eingeht, beträgt rund 33 % (Kies und Schotter sowie Kunststoffe). Durch die veränderten Relationen im Neu- und Unterhaltungsaufwand verändert sich die

Materialzusammensetzung für die Schieneninfrastruktur etwas hinsichtlich des Ersatzes von Holzschwellen durch Beton- und Kunststoffschwellen im Neubau bzw. in der Erneuerung. Gegenwärtig wie auch zukünftig dominieren jedoch mineralische Rohstoffe (Beton und Schotter) die Gleisinfrastruktur mit 94,6 % in 2010 und 95,3 % in 2050.

4.8.1.4 Wasserstraßen

Auch in diesem Infrastrukturbereich werden Veränderungsvariablen zwischen dem Basisjahr 2010 und 2050 ermittelt, die repräsentativ für diesen Investitionsbereich sind. Die Annahmen zum Neubau folgen Steger et al. (2011). Auf Bergmann et al. (2015) wird zurückgegriffen, um den Erneuerungsaufwand im Zieljahr zu ermitteln. Die beiden Studien erfassen die Binnenschiffahrtswege wie Kanäle und Uferbefestigungen von natürlichen Wasserstraßen und dazugehörige Bauwerke wie Schleusen und Brücken, jedoch nicht Seehäfen und Deiche. Infolgedessen werden die Veränderungsvariablen, die bei den erfassten Infrastrukturen angenommen werden, auf Seehäfen und Deiche übertragen.

Für die Ableitung der Veränderungen im Neubau, der Erweiterungen von Häfen und Schifffahrtsstraßen, Zubau von Schleusen beinhaltet, wurde angenommen, dass die Neubautätigkeit konstant auf dem gegenwärtig geringen Niveau bestehen bleibt. Ein konstanter weiterer Ausbau der Wasserinfrastruktur erscheint aufgrund verschiedener Trends plausibel:

- ▶ Die Fortschreibung von zunehmender Größe der Schiffe
- ▶ der prognostizierte Anstieg des Güterverkehrs, der mit Binnenschiffen abgewickelt wird (Abschnitt 4.7.4)
- ▶ die Annahme zur fortschreitenden Einbindung in den internationalen Handel (siehe Abschnitt 3.4.3)
- ▶ die hohe Wahrscheinlichkeit, dass angesichts des Klimawandels (auch unter der Annahme der Transformation in Deutschland und im Rest der Welt) die Deichinfrastruktur weiter verstärkt werden muss
- ▶ hinsichtlich der Talsperren erscheint ein kontinuierlicher Ausbau auf dem gegenwärtigen, niedrigen Niveau plausibel, wenn angesichts des Klimawandels davon ausgegangen wird, dass der Bedarf an Wasserspeicher und Rückhaltebecken insgesamt und für industrielle und landwirtschaftliche Zwecke steigt.

Basierend auf Steger et al. (2011) wird der jährlich angenommene Materialaufwand für den Neubau bis 2050 daher fortgeschrieben.

Anhand der durchschnittlichen Lebensdauer werden die Materialaufwendungen für die Unterhaltungsmaßnahmen ermittelt. Dabei wird dem Vorgehen und den Annahmen von Bergmann et al. (2015) gefolgt. Die Aufwendungen für die Unterhaltung der Wasserinfrastruktur steigen damit um 20,3 % in 2050 gegenüber 2010 (s. folgende Tabelle). Die gesamten Materialaufwendungen in die Wasserinfrastruktur (Neubau und Unterhaltung) steigen um 15,1 %. Die benötigten Rohstoffe sind von mineralischen Rohstoffen dominiert; die Zusammensetzung des Rohstoffaufwandes ändert sich auch aufgrund der strukturellen

Verschiebung vom Neubau zur Erneuerung nur minimal, so dass für die Berechnung des Rohstoffaufwandes die Zusammensetzung von 2010, die in URMOD hinterlegt ist, fortgeschrieben wurde.

Tabelle 44: Materialaufwand für die Wasserinfrastruktur und Veränderungen 2030 ggü. 2010

	2010 [1.000 t]	2030 in 1.000 t und Veränderung ggü. 2030 [%]	2040 in 1.000 t und Veränderung ggü. 2030 [%]	2050 in 1.000 t und Veränderung ggü. 2030 [%]
Neubau	1.990	1.990 [0]	1.990 [0]	1.990 [0]
Erneuerung	5.843	6.404 [+9,6]	6.716 [+15,0]	7.028 [+20,3]
Gesamtverbrauch	7.833	8.394 [+7,2]	8.706 [+11,2]	9.018 [+15,1]

Quelle: Die Daten für Neubau 2010: Steger et al. (2011); Erneuerung 2010: Bergmann et al. (2015). Rest: eigene Berechnung

4.8.1.5 Trinkwasserver- und -entsorgungsinfrastruktur, Gas- und Wärmenetze

Diese Infrastrukturkategorie beinhaltet die Wasserversorgung, bestehend aus den Einrichtungen zur Fassung des Wassers (Brunnen, Quelfassungen), zur Behandlung und Speicherung (Wasserwerke und Wasserspeicher) sowie zur Verteilung des Wassers (Rohre und Pumpwerke). Diese Kategorie beinhaltet ferner die Anlagen zur Wasserentsorgung, bestehend aus den Anlagen zur Behandlung (Kläranlagen) sowie zur Fassung und Ableitung (Rohre, Pumpwerke, Schächte und Regenentlastungsanlagen). Die Infrastrukturkategorie umfasst ferner das Erdgasnetz und die Wärmenetze.

Die Inputparameter für die Modellierung in URMOD wurden wie bereits in Dittrich et al. (2018) abgeleitet. Wesentliche Informationen zu den Materialaufwendungen des Neubaus und der Unterhaltung im Ausgangsjahr sowie der Lebensdauern, die zur Ermittlung der Unterhaltungsaufwände herangezogen wurden, wurden aus Steger et al. (2011) und Bergmann et al. (2015) entnommen.

Die Veränderungen wurden in einem URMOD-vorgelagerten Modell gesondert für die jeweiligen Bereiche ermittelt. Der Neubau der linienbezogenen Wasserinfrastrukturen wurden anhand der Annahmen zur kommunalen Flächenneuversieglung berechnet. Der Neubau der Anlagen zur Fassung, Behandlung und Speicherung des Wassers bzw. Abwassers wurden abhängig von der Bevölkerungsentwicklung ermittelt. Das heißt, beide Bereiche sind rückläufig, aber in unterschiedlichem Tempo. In 2050 findet somit nur noch ein geringer Neubau von Wasserver- und -entsorgungsrohren sowie in den übrigen Bereichen statt. Die Erneuerungsaufwände wurden anhand der Gesamtbestände im Zieljahr in Verbindung mit den von Bergmann et al. (2015) übernommenen Lebensdauern berechnet.

Das Gasnetz ist vereinfachend als konstant modelliert. Die Veränderungen der Wärmenetze wurden mit Blick auf 2050 auf der Basis der Modellierung der Wärmenetze (GEMOD) übernommen: demnach wurde davon ausgegangen, dass das Fernwärmenetz für die Versorgung in 2050 ausreichend ist und kein nennenswerter Zubau stattfindet. Allerdings wird davon ausgegangen, dass sich die Anzahl der Hausanschlüsse bei bestehenden Netzen bis 2050 (gegenüber 2010) nahezu verdreifacht.

Die resultierende Veränderung für den Infrastrukturbereich ist in folgender Tabelle dargestellt. Die Veränderungen in den Materialaufwendungen (Neubau und Erneuerung) sind zusammenfassend nach Materialgruppen dargestellt.

Tabelle 45: Jährlicher Materialinput in die Wasser-, Gas- und Wärmeinfrastruktur

	2010 [1.000 t]	2030 [1.000 t]	2040 [1.000 t]	2050 [1.000 t]	Veränderung 2050 ggü. 2010 [%]
Gesamt	60.443	43.099	41.637	39.717	-34,4
Mineralische Rohstoffe	58.807	41.968	40.520	38.612	-34,3
Metallische Rohstoffe	1.390	990	985	982	-29,3
Kunststoffe	246	141	131	123	-50,1

Quelle für 2010: Steger et al. (2011) und Bergmann et al. (2015), 2050 und Veränderungen eigene Berechnungen

4.8.1.6 Kabelinfrastruktur

Die Kabelinfrastruktur beinhaltet Kabel für Information und Kommunikation sowie für Strom, einschließlich der Aufwendungen für Transformatoren und Masten. Auch für diesen Infrastrukturbereich mussten Änderungsparameter abgeleitet werden, die in URMOD übertragen werden konnte. Dazu wurden, wie bereits in anderen Infrastrukturbereichen, die Änderungen für die Subbereiche separat in einem URMOD-vorgelagerten Modell Tonnagen nach Materialien ermittelt, und daraus wurden aggregierte Änderungsparameter (nach Materialien) berechnet.

Im Bereich Informations- und Kommunikations-Infrastruktur wurde von Bergmann et al. (2015) der Bestand im Basisjahr übernommen. Der Bestand in 2050 wurde entlang der Siedlungsentwicklung berechnet. Das bedeutet, dass in 2050 nur noch ein sehr geringer Neubau stattfindet. Ein weiterer Ausbau überregionaler IKT-Netze wurde in allen Green-Szenarien nicht unterstellt. Die Unterhaltungsaufwendungen für den Gesamtbestand in 2050 wurden ausgehend von der in Bergmann et al. (2015) genannten Lebensdauern ermittelt. Bettungssande wurden hierbei nicht einbezogen, um Dopplungen zu vermeiden.

Hinsichtlich der Stromnetze wurden die Entwicklungen der kommunalen Netze, der überregionalen Netze und der Ausbau der Stromleitungen für den Verkehr (insbesondere für die Oberleitungs-LKWs) separat ermittelt.

Als Ausgangsdaten der Infrastruktur für 2010 werden die Netzstrukturdaten der Bundesnetzagentur (BNetzA) herangezogen. Die Ausgangsdaten für Materialkennndaten für das Basisjahr wurden von Steger et al. (2011) und von Bergmann et al. (2015) übernommen. Die weitere Netzentwicklung in den versch. Spannungsebenen wird aus den folgenden Datenquellen abgeleitet:

- DENA Verteilnetzstudie (dena 2012): Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030. Der Ausbaurahmen wird aus dem

Bundesländerszenario²² übernommen. Dazu wird bei der Niederspannung eine Korrektur vorgenommen, sodass der Ausbau der Niederspannung entlang des Anstiegs der Kommunale Siedlungs- und Verkehrsflächen stattfindet (siehe Kapitel 3.3.2).

- Netzentwicklungsplan Strom 2030: bezüglich der angegebenen Trassenlängen werden die Annahmen aus Wiesen et al. (2017) übernommen, dass je Trasse drei Stromkreise geführt werden ($\text{Trassenlänge} \cdot 3 = \text{Stromkreislänge}$). Der Ausbaurahmen aus Szenario C 2030 wird übernommen.²³

Zur Modellierung werden die Annahmen zum Materialaufwand aus Wiesen et al. (2017) übernommen und daraus ein spezifischer Materialbedarfswert in kg/km je Materialgruppe gebildet. Ebenso werden die Annahmen hinsichtlich der prozentualen Aufteilung zwischen Frei- und Erdverkabelung in den Netzebenen übernommen: der Anteil der Frei- bzw. Erdkabel beträgt bei

- Hoch- und Höchstspannung 95 bzw. 5 %,
- Mittelspannung 25 bzw. 75 %
- Niederspannung 10 bzw. 90%.

Die Materialannahmen zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 46: Materialannahmen der Leitungen und Masten

	Masten (Freileitung) Anteil Stahl/Beton/Holz	Materialanteil (Erdkabel) Aluminium/Kupfer	Materialanteil (Freileitung) Aluminium / Kupfer
Hoch- und Höchstspannung	100 / 0 / 0 %	100 / 0 %	100 / 0 %
Mittelspannung	60 / 20 / 20 %	20 / 80 %	50 / 50 %
Niederspannung	20 / 40 / 40 %	65 / 35 %	50 / 50%

Quelle: eigene Zusammenstellung

Für das Übertrag- bzw. Hochspannungsnetz wird eine Lebensdauer von 80 Jahren unterstellt, für die Netzebene Mittelspannung und Niederspannung 40 Jahre. Es wird der Annahme aus Wiesen et al. (2017) gefolgt und keine Unterscheidung zwischen Kabel- und Freileitung hinsichtlich der Lebensdauer vorgenommen. Ein weiterer Ausbau überregionaler Stromnetze nach 2030 (außer der im Folgenden beschriebenen Kabelinfrastruktur für den Verkehr) wurde nicht unterstellt. Ein Abgleich mit den Annahmen in Wiesen et al. (2017) zeigte, dass die Strommenge in RESCUE zwar abweicht, die Differenzen waren aber mit den Annahmen zum Verkehr (siehe unten) und PtG weitgehend erklärbar. Wird davon ausgegangen, dass die Herstellung von PtG aufgrund vergleichbarer Jahresbetriebsstunden (jeweils ca. 3.000 h/a)

²² Bundesländerszenario: Diese Variante basiert auf den Zielsetzungen der deutschen Bundesländer im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die ausgehend von den Daten des Szenarios C des NEP Strom 2012 per Anfrage der dena an die Bundesländer im Sommer 2012 aktualisiert bzw. angepasst wurden.

²³ Das Szenario C 2030 beschreibt eine beschleunigte Energiewende unter intensiver Nutzung neuer Technologien sowie Vernetzungen der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

überwiegend nahe der Stromerzeugung, also nahe der Windparks, erfolgt, kann davon ausgegangen werden, dass die Aufwendungen für Stromnetze zunächst vernachlässigbar sein dürften.

Die Kabellängen für den Verkehrsbereich wurden von Wietschel et al. (2017) übernommen. Demzufolge werden 1.600 km Oberleitungen bis 2030 und 4.000 km Oberleitungen bis 2040 gebaut. Die Modellierung der Materialinputs basiert auf die Annahmen in Fraunhofer ISI et al. (2017). Die Lebensdauer der einzelnen Bauteile können Tabelle 47 entnommen werden.

Tabelle 47: Lebensdauer der Bauteile von Oberleitungen

Bauteile	Lebensdauer in Jahren
Zuleitung Unterwerk (Kupfer + Isolierung)	35
Leitung Einspeisung Fahrleitung (Kupfer + Isolierung)	25
Gleichrichter	30
Schaltanlage	40
Transformator	30
Unterwerk-Container	40
Fundament Unterwerk u. Stahlmasten	60
Tragseile und Querverbindungen, Seitenhalter	20
Fahrdraht	7
Material Masten	40

Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von Fraunhofer ISI (2017b)

Bezüglich der Elektrifizierung der Bahngleise wird, entsprechend den Annahmen im Verkehr, eine zunehmende Elektrifizierung der Gleislängen angenommen, sodass 85 % der Strecken in 2030, ab 2040 100% mit einer Oberleitung versorgt werden. Zur Berechnung wurden die Annahmen zum Materialaufwand aus der Studie von Bergmann et al. (2015) übernommen und daraus ein spezifischer Materialbedarfswert in kg/km je Materialgruppe gebildet. In Anlehnung an die Arbeiten von Bergmann et al. (2015) wird die Lebensdauer der Infrastruktur auf 60 Jahre ausgelegt.

Die oben genannten Bereiche wurden nach den einzelnen Materialien summiert und die Änderungsparameter wurden in URMOD nach Materialien übertragen. Die Materialinputs werden insgesamt stark von den Bettungssanden dominiert, die zwischen 80 und 85 % des Materialinputs ausmachen. Die folgende Tabelle 48 zeigt die Änderungen in den Stützjahren und in 2050 gegenüber 2010. Interessant ist der Anstieg der Inputs in 2030, der bei den Metallen überdurchschnittlich stark ausgeprägt ist. Langfristig sinkt der Materialinput in die Kabelinfrastrukturen, da im Wesentlichen nur noch Unterhaltungsmaßnahmen, jedoch nur wenige Neuinstallationen anfallen.

Tabelle 48: Jährlicher Materialinput in die Kabelinfrastruktur und Veränderungen 2050 gegenüber 2010

	2010 [1.000 t]	2030 [1.000 t]	2040 [1.000 t]	2050 [1.000 t]	Veränderung 2030 / 2050 ggü. 2010 [%]
Gesamt	8.770	8.998	7.267	7.137	+2,6/ -18,6
Nur Metalle	576	624	524	466	+8,4/ -19,0

Quellen: (Bergmann et al. 2015; Fraunhofer ISI et al. 2017b; Steger et al. 2011) und eigene Berechnungen

4.8.2 Sonstige Infrastruktur

Zur sonstigen Infrastruktur zählen sehr heterogene Bereiche, darunter Sportplätze und Flughäfen. Die Datenbasis ist unzureichend. In 2010 betrug der Materialinput in diesen Infrastrukturbereich trotz Baus des Flughafens in Berlin nur rund 10 Tsd. Tonnen, was etwa 0,0008 % des RMC entspricht (URMOD). Für die Berechnungen in allen Green-Szenarien wurde daher ein einfacher und pragmatischer Weg gewählt. Ausgehend von der Überlegung, dass keine weiteren Großprojekte bis bzw. in 2050 gebaut werden, die in diesen Bereich fallen, sondern aufgrund des Bevölkerungsrückgangs die Nachfrage nach kommunalen Einrichtungen wie Sportplätzen tendenziell rückläufig werden, wurden die Materialinputs in diesem Bereich vereinfacht entlang des Bevölkerungsrückgangs im Prognosejahr im Vergleich zu 2010 verringert.

5 Annahmen im Energiebereich

5.1 Festlegung verschiedener Parameter

Die grundsätzlichen Maßnahmen und Stellschrauben im Energieversorgungsbereich in den GreenEe-Szenarien sind im Folgenden überblicksartig dargestellt und werden im Kapitel 4 erläutert.

Tabelle 49: Überblick zu Annahmen in der Energieversorgung

Maßnahmen / Stellschrauben	GreenEe1 und GreenEe2
Kohlekraftwerke Lebensdauer	• Braunkohle 30 Jahre • Steinkohle 40 Jahre • Ab 2040 keine Kohle
Merit-Order fossile Kraftwerke	• 2030 Kohle vor Gas (niedrigerer CO₂-Preis im ETS) • 2040 keine Beeinflussung der Merit-Order (fuel switch)
EE-Potentiale & Markthochlauf	• Mindestleistung Offshore langfristig 32 GW • 2050 freier Zubau von Wind onshore und PV • daraus abgeleitet für 2030 und 2040 Korridor mit 0% Überbauung
Überbauung der langfristigen Repoweringrate WEA	• 20 Jahre Lebensdauer • Keine Überbauung • mit 30%/a Marktwachstum
Überbauung der langfristigen Repoweringrate PV	• 25 Jahre Lebensdauer • Keine Überbauung • mit 50%/a Marktwachstum
PtG/L-Importe	• 15% Überbauung • Preis: 2030: 154,3 €/MWh, 2040: 136,2 €/MWh, 2050: 118,2 €/MWh • Preise identisch für alle Szenarien • PtG/L-Importe 2030 und 2040 ergeben sich aus dem Markthochlauf für 2050 und werden nur im internationalen Verkehr und stofflich genutzt (nicht für Kyoto-Klimaziel 2030/2040 relevant)
Technologie Wind/PV	• Windpotenzial Basisannahmen im Modell: Auswahloption zwischen Schwachwind-Anlagen mit geringerem Potenzial und Starkwindszenarien mit höherem Potenzial • PV: Langfristig festes Verhältnis von 50%/50% Dach- zu Freifläche

Quellen: eigene Zusammenstellung, IEE

5.2 Potenziale und Technologieannahmen erneuerbarer Energien und energetischer Müllverwertung

Die Möglichkeiten der Erzeugung von erneuerbaren Energien in Deutschland sind begrenzt. In der THGND-Studie (UBA 2014) wurden bereits für die erneuerbaren Energien verschiedene Potentiale, darunter technische und technisch-ökologische, dargestellt. Es wurden jedoch in THGND keine Aussagen getroffen, wie konkret die Energieversorgung der dargestellten Energiebedarfe in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen erfolgt. Dementsprechend wurde keine stundengenaue Simulation zur Energieversorgung vorgenommen. Dieses wurde im Rahmen dieser Studie nachgeholt.

Nachfolgend ist grundsätzlich zu beachten, dass die genannten Potentiale ohne Berücksichtigung des Rohstoffeinsatzes eine „Obergrenze“ für den Beitrag der jeweiligen nationalen erneuerbaren Energiequelle zur Gesamtenergieversorgung im Jahr 2050 darstellen. Eine Ausnahme stellt das Geothermiepotal dar, hier erfolgt bereits eine Empfehlung zur möglichen Potentialgrenze im Laufe des Transformationsprozesses.

Nachfolgende Angaben stellen dementsprechend die unterstellten Potentialgrenzen für alle Green-Szenarien im Rahmen des RESCUE-Projektes dar. Die tatsächliche Nutzung dieser Potentiale ist Ergebnis der Energiemodellierung (siehe Kapitel 6.1.2).

5.2.1 Wasserkraft

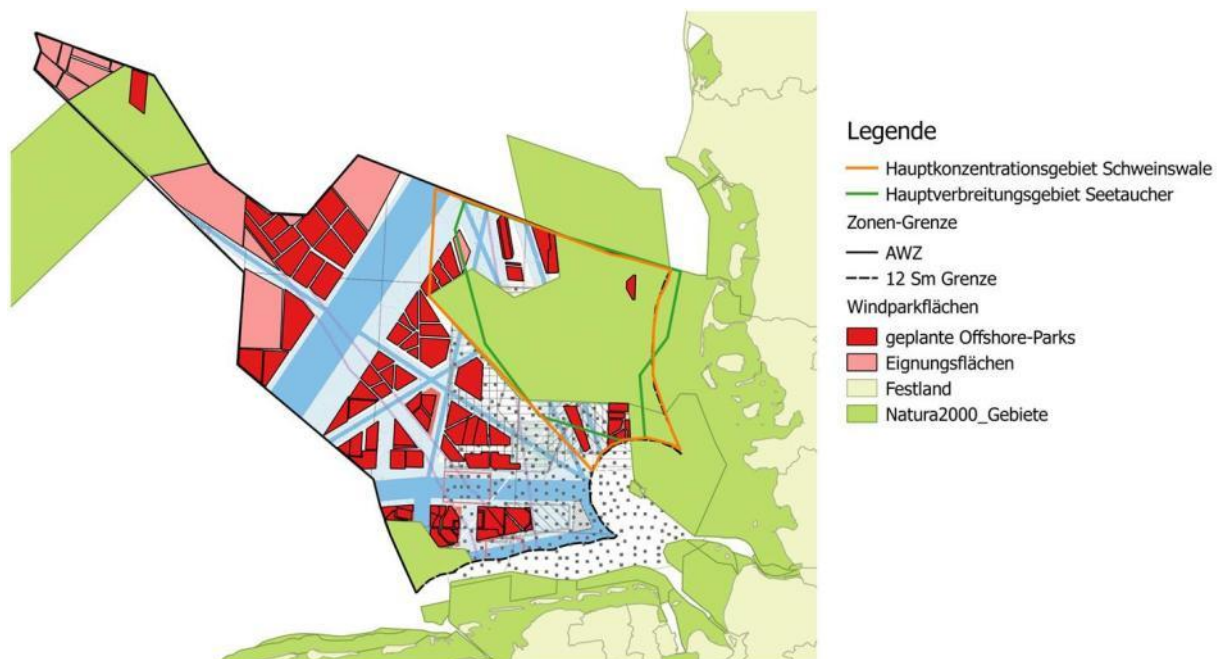
Das technisch-ökologische Potential für die Wasserkraftnutzung wird auf eine mögliche installierte Leistung von 5,2 GW bzw. einen Energieertrag von 24 TWh/a festgelegt, vgl. THGND-Studie. Dabei wird unterstellt, dass dieser Ausbau ausgehend vom derzeit im langjährigen Mittel ca. 20,3 TWh (AGEE-Stat 2017) bereits ab dem Jahr 2030 umgesetzt ist und in allen Stützjahren 2030, 2040 und 2050 gleich gilt. Dabei wird die auf den natürlichen Zuflüssen des realen hydrologischen Wetterjahres 2011 basierende Stromerzeugung in stündlicher zeitlicher Auflösung berücksichtigt und auf den Zielenergieertrag skaliert. Für die Rohstoffmodellierung wurde auf die Materialkennwerte von Steger et al. (2011) zurückgegriffen.

5.2.2 Wind offshore

Die Windenergie, sowohl auf See (offshore) als auch an Land (onshore), ist neben der Photovoltaik die wesentliche Quelle der erneuerbaren Energieerzeugung. Im Rahmen der Green-Szenarien wurden die verfügbaren Offshore-Flächen in der Nord- und Ostsee unter Berücksichtigung von Natura2000-Gebieten, den Hauptverbreitungsgebieten von Seetauchern, dem Hauptkonzentrationsgebiet von Schweinswalen und Schifffahrtsrouten nachgeprüft. Ferner wurde der mittlere Flächenbedarf für Offshore – Windparke überprüft.

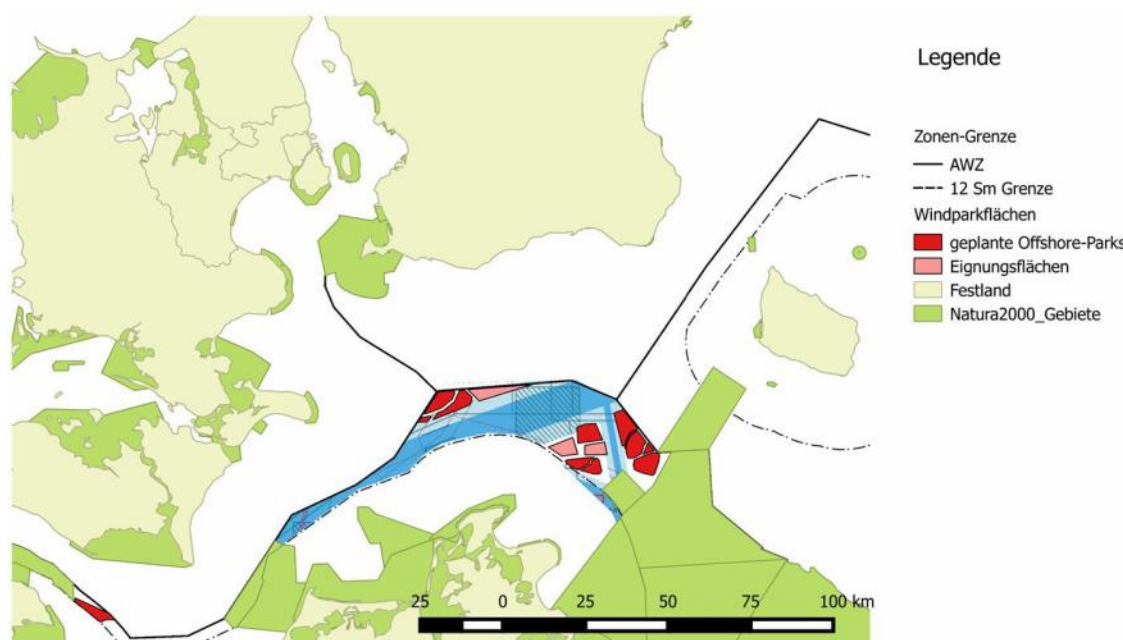
Abbildung 33 und Abbildung 34 liefern eine Abschätzung der verfügbaren Offshore-Flächen in Nord- und Ostsee. Hierbei wurden Natura2000-Gebiete über die bereits genehmigten Flächen hinaus vollständig von einer weiteren Nutzung ausgeschlossen. Ebenfalls wurden das Hauptverbreitungsgebiet von Seetauchern und das Hauptkonzentrationsgebiet von Schweinswalen von einer weiteren Nutzung ausgeschlossen. Schifffahrtsrouten werden ebenfalls als Ausschlussgebiete betrachtet. Die für Windkraft verfügbaren Offshore-Flächen belaufen sich damit in Summe auf 8.289 km².

Abbildung 33: Geplante Offshore-Windparks und für die Offshore-Windenergie nutzbare Flächen in der Nordsee



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Abbildung 34: Geplante Offshore-Windparks und für die Offshore-Windenergie nutzbare Flächen in der Ostsee



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Tabelle 50: Überblick Flächen für Offshorewindparks in der Nord- und Ostsee

	Geplante Offshore Windparks (km ²)	Zusätzliche Eignungsflächen (km ²)	Flächen gesamt (km ²)
Nordsee	5248	2670	7918
Ostsee	284	87	371
Gesamt	5532	2757	8289

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer IEE

Entscheidend für die Frage nach dem Flächenpotenzial ist die Leistungsdichte bzw. der Flächenbedarf, der für Offshore-Windparks anzusetzen ist. Eine Analyse (weitgehend) aller bestehenden Offshore-Windparks in Europa liefert im Mittel einen Flächenbedarf von 15 ha pro MW installierte Leistung (N5ON Projektbericht, unveröffentlicht Stand Mai 2017). Dieser Wert kann jedoch sehr stark variieren und es ist gegenwärtig noch unklar, wo das wirtschaftliche Optimum liegt. Während in Belgien nur vergleichsweise geringe Abstände zwischen den einzelnen Turbinen gelassen werden (6,8 ha/MW), liegt dieser Wert in den meisten Ländern deutlich höher im Bereich zwischen 13-20 ha/MW. In Deutschland liegt der durchschnittliche Wert hierfür bei ca. 12,8 ha/MW. Gleichzeitig zeigt sich ein (statistisch schwacher) Zusammenhang zwischen spezifischer Nennleistung (in Watt pro Quadratmeter Rotorkreisfläche) und dem Flächenbedarf in Hektar pro MW. Daraus ergibt sich bei einer Schwachwindturbine ein größerer Flächenbedarf (bezogen auf die Nennleistung) als bei einer Starkwindturbine. Entsprechend müsste daher bei Berücksichtigung von eher auf hohe Volllaststunden ausgelegten Turbinen ein tendenziell höherer Flächenbedarf berücksichtigt werden, während sich der Flächenbedarf bei Berücksichtigung von Starkwindturbinen reduziert.

Als Richtwerte werden daher die Leistungspotenziale für einen spezifischen Flächenbedarf von 12-17 ha/MW angegeben, die sich auf die Bandbreite heute existierender Windparks beziehen. Hieraus ergeben sich Leistungspotenziale für die Offshore- Windenergie zwischen 48,8 GW und 69,1 GW (s. Tabelle 51). Da ca. 95,5 % der Eignungsflächen im Gebiet der Nordsee liegen, befindet sich dort auch der größte Teil des Leistungspotenzials.

Tabelle 51: Mögliches Potential für Wind Offshore in Abhängigkeit des Flächenbedarfes

Spez. Flächenbedarf (ha/MW)	Installierbare Offshore-Leistung Nordsee (MW)	Installierbare Offshore-Leistung Ostsee (MW)	Installierbare Offshore-Leistung Gesamt (MW)
12	65.983	3.091	69.074
13	60.908	2.853	63.761
14	56.557	2.649	59.206
15	52.787	2.472	55.259
16	49.488	2.318	51.805
17	46.576	2.182	48.758

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer IEE

Auf der Basis der Überprüfungen wird, im Rahmen dieser Studie unter Berücksichtigung neuerer Erkenntnisse zur Flächenverfügbarkeit und zum spezifischen Flächenbedarf bestehender Offshore-Parks als unterer Wert von einer möglichen zu installierenden Leistung in Höhe von 48,8 GW ausgegangen.

Für die rohstoffliche Modellierung werden für den Zeitraum bis 2050 in Dimensionen und Leistung variierende Anlagentypen angenommen. Der Materialaufwand der WEA wurde durch Skalierung auf Basis der LCI einer 2 MW Offshore-WEA aus Ecoinvent modelliert (Treyer 2010a; b). Die Skalierung ist abgeleitet aus Caduff et al. (2012) für die Gesamtmasse einer WEA. Folgende Annahmen für den Ausbau wurden getroffen:

- bis 2030: 7,5 MW = 124m Nabenhöhe, 188m Rotordurchmesser
- bis 2040: 8 MW = 127m Nabenhöhe, 194m Rotordurchmesser
- bis 2050: 10 MW = 139m Nabenhöhe, 217m Rotordurchmesser
- in 2050: 12 MW = 149m Nabenhöhe, 238m Rotordurchmesser

Die Lebensdauer für die Anlagentechnik bei Windenergie offshore ist mit 20 Jahren für bewegliche und fest installierte Anlagenteile angenommen.

5.2.3 Wind onshore

Auf Basis der UBA-Studie „Potenzial der Windenergie an Land“ (Lütkehus et al. 2013) und der dort getroffenen Annahmen und gewählten Windenergieanlagentechnik ergibt sich ein technisch nutzbares Flächenpotenzial von rund 49.400 km² bzw. 13,8 % der Landesfläche der Bundesrepublik Deutschland. Dies entspricht einem technischen Potenzial von rund 1.190 GW installierbarer Leistung mit einem Ertrag von 2.900 TWh/a. Noch nicht berücksichtigt sind ökologische, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte.

Auf Basis interner IEE-Arbeiten wird für die Green-Szenarien, unter Berücksichtigung von Naturschutzkategorien (Wald- und Schutzgebietsflächen), Abstand zu Wohnbebauungen etc. von einer Fläche in der Größenordnung von ca. 8.800 km² ausgegangen. Generell ist diese für konservativ und in Anbetracht der Wirtschaftlichkeit auch für realistisch zu beurteilen. Dafür wurden in allen Bundesländern Puffer zu Siedlungsflächen je nach Siedlungsstruktur von mindestens 1.000 m berücksichtigt sowie Abschätzungen zu den Anteil der Flächen für die Windenergienutzung in den jeweiligen Bundesländern auf Basis der UBA-Studie „Potenzial der Windenergie an Land“ vorgenommen – siehe Tabelle 52.

Tabelle 52: Annahmen Flächen Wind Onshore

Bundesland	Landesfläche [km ²]	angenommenes Flächenpotenzial für Wind km ²
Brandenburg ¹	30.613	1.225
Baden-Württemberg	35.752	536
Bayern	70.604	1.059
Hessen	21.116	528
Mecklenburg-Vorpommern	23.092	693
Niedersachsen	47.875	1.915
Nordrhein-Westfalen	34.125	512
Rheinland-Pfalz	19.862	497

Bundesland	Landesfläche [km ²]	angenommenes Flächenpotenzial für Wind km ²
Sachsen-Anhalt	15.684	157
Saarland	2.573	39
Sachsen	18.494	462
Schleswig-Holstein	20.573	823
Thüringen	16.212	405
DEU	356.576	8.850

Quelle: Annahmen UBA/IEE auf Basis „Potenzial der Windenergie an Land“ (Lütkehus et al. 2013)

Es werden zwei unterschiedliche WEA abgebildet:

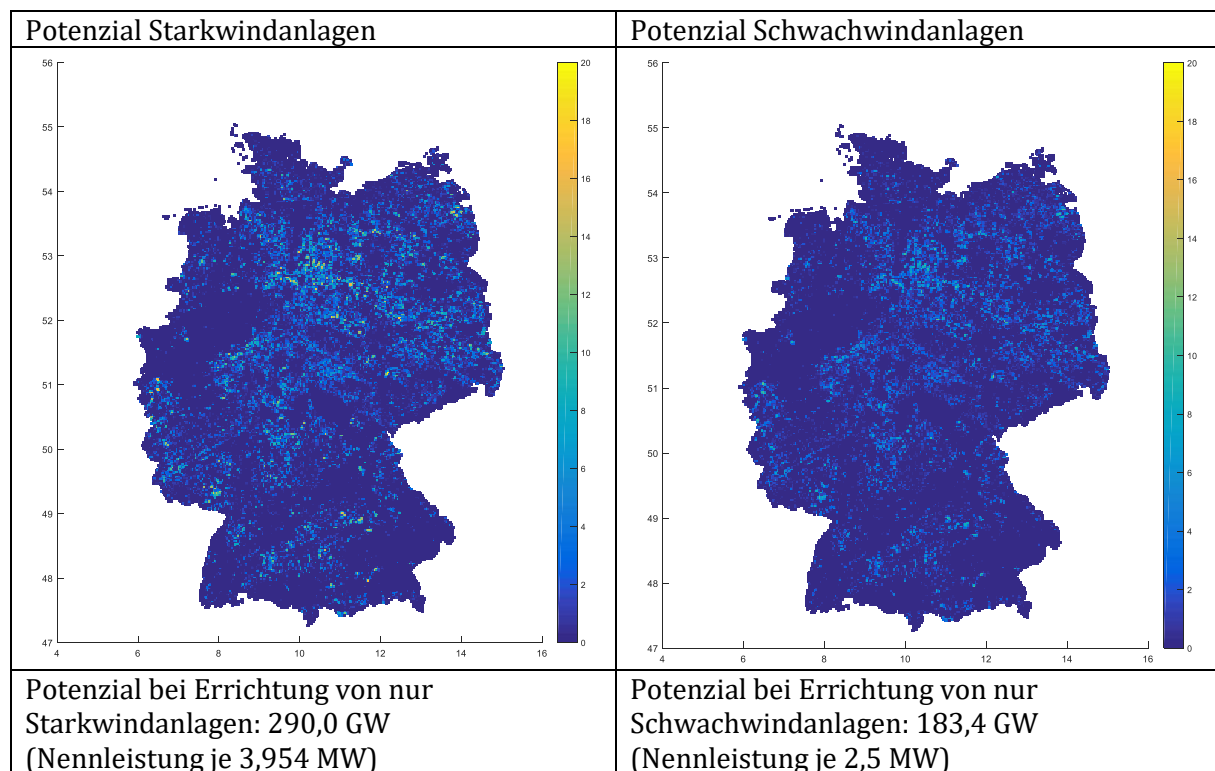
- ▶ Starkwind: 100 m Nabenhöhe, 3,954 MW Leistung, 115 m Rotordurchmesser (Rotordurchmesser wurde angepasst eigentlich E-101 mit 3050 kW) auf 3,954 MW, sodass einheitlich mit 115 m Rotordurchmesser gerechnet werden kann²⁴.
- ▶ Schwachwind: 150 m Nabenhöhe, 2,5 MW Leistung, 115 m Rotordurchmesser. Der Materialaufwand der WEA wird durch Skalierung auf Basis der LCI einer 2,3 MW Onshore-WEA aus Ecoinvent nach dem Model Enercon E-115 modelliert.

Die Lebensdauer für die Anlagentechnik bei Windenergie onshore ist mit 20 Jahren für bewegliche und fest installierte Anlagenteile angenommen.

Es ergeben sich die in Abbildung 35 dargestellten Potentiale für Onshore-Windenergieanlagen. Der tatsächliche Einsatz und die Ausnutzung der dargestellten Potentiale von Stark- und/oder Schwachwindanlagen ist Teil der Modellierung in SCOPE.

²⁴ Die rohstofflichen Annahmen wurden im Nachgang der Energiemodellierung gestgelegt. Das Ergebnis (vorwegnehmend) zeigte, dass keine Starkwindanlagen erforderlich waren. Daher erübrigten sich rohstoffspezifische Annahmen für Starkwindanlagen.

Abbildung 35: Potenzial Onshore in den Green-Szenarien



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer IEE

5.2.4 Photovoltaik/Solarthermie

Bezogen auf das Potenzial für Photovoltaik und Solarthermie wurde in THGD (UBA 2014) im Wesentlichen auf die UBA-Studie „Energieziel 2050“ verwiesen. Dort wurde von einem mittleren Jahresnutzungsgrad von 17 % und 1.620 km² verfügbare Fläche ausgegangen. Gleichfalls wurde darauf hingewiesen, dass Flächenpotentiale auf Konversionsflächen u. ä. noch nicht berücksichtigt wurde.

Aufgrund neuerer Erkenntnisse zur Flächennutzung und technischer Weiterentwicklung werden folgende Parameter für die Green-Szenarien festgelegt:

Es wird eine Nutzung von 30 % der Schrägdächer und 50 % der Flachdächer unterstellt, welchen den Aspekten der Tragfähigkeit, Windlasten und Beschattungen im Sinne einer konservativen Schätzung gerecht werden würde. Es ergibt sich ein Dachflächenpotenzial von etwa 1.627 km². Dieses Potenzial setzt sich zusammen aus 172 km² Flachdächer und 44 km² Schrägdächer auf Nichtwohngebäuden (Gewerbe) sowie 221 km² Flachdächer und 1191 km² Schrägdächer auf Wohngebäuden.

Die Annahmen zur Verteilung von Schräg- und Flachdächern auf Industriegebäuden werden nicht konkret vom UBA vorgegeben, da der Einfluss gering ist und unter 3 % bezogen auf die mögliche PV-Leistung liegt. Der FN unterstellt einen Anteil von 70 % Flachdächern und 30 % Schrägdächern auf Industriegebäuden.

Für Freiflächenanlagen wird die zur Verfügung stehende Fläche mit etwa 3.150 km² angenommen. Diese Größenordnung wurde bereits in anderen aktuelleren UBA-Studien verwendet und bei verschiedenen methodischen Herangehensweisen in der Größenordnung bestätigt. Unter Berücksichtigung derzeitiger Erkenntnisse halten wir dies für eine konservative Schätzung. Die mögliche konkurrierende Nutzung für große solarthermische Anlagen wird in Verknüpfung mit der Wärmenetzversorgung ermittelt.

Es wird für das Zieljahr 2050 ein mittlerer Wirkungsgrad neuer Module von 21 % vom UBA vorgegeben, welcher sich über die gesamte Nutzungsdauer auf durchschnittlich 19,55 % beläuft. Hierbei ist neben verbesserten Techniken auch die Degradation der Module im Zeitverlauf berücksichtigt.

Grundlage für die Berechnung des Materialaufwandes der PV stellt, aufgrund der dominanten Marktanteile, die Technologie der siliziumbasierten Dickschicht Zelle dar (siehe auch (Wiesen et al. 2017)). Zur Materialberechnung wurden basierend auf Ecoinvent Datensätzen zwei Referenzanlagen gebildet, eine für PV-Modulen auf Dachflächen und eine für Freiflächen. Hintergrund dieser Unterscheidung ist der unterschiedliche Materialbedarf der Befestigungskonstruktion (Aufständigung). Das Modell besteht somit aus:

- ▶ photovoltaic panel production, multi-Si wafer; 1m²
- ▶ photovoltaic cell production, multi-Si wafer; 1m²
- ▶ multi-Si wafer production; 1m²
- ▶ für Freiflächen: photovoltaic mounting system production, for 570 kWp open ground module
- ▶ für Dachflächen: photovoltaic mounting system production, for slanted-roof installation

Folgende Annahmen werden darüber hinaus getroffen: Ab 2025 wird eine 90 %ige Substitution des Silberanteils in den PV-Modulen angenommen, womit alle Anlagen in 2050 den reduzierten Silberanteil enthalten (siehe auch Wiesen et al., 2017). Bezüglich der Konstruktionsweise werden Frei- und Dachflächen zu je 50 % anteilig verrechnet. Die Lebensdauer für die Anlagentechnik bei Photovoltaik ist mit 25 Jahren für Module und Aufständigung angenommen.

5.2.5 Tiefengeothermie

5.2.5.1 Angebotspotential für Strom und Wärme

In den Green-Szenarien wird ein Potential zur installierten Leistung für Stromerzeugung im Jahr 2050 von ca. 3,2 W (elektrische Netto-Leistung) angenommen, womit in geothermischen Heizkraftwerke (analog zu KWK-Anlagen zur Strom- oder Wärmeerzeugung) bei 6.000 Volllaststunden rund 19 TWh elektrische Energie und gleichzeitig etwa 29 TWh Wärmeenergie erzeugt werden können. Dies bedeutet gegenüber der THGND-Studie (UBA 2014) etwa eine Halbierung. Für die Ableitung des möglichen Gesamtpotentials wird für diese Anlagen auch in Zeiten der Nicht- Stromerzeugung eine Wärmebereitstellung unterstellt. Zusätzlich könnte so in

der verbleibenden Zeit, bei angenommenen 8.000 Volllaststunden Anlagenverfügbarkeit, eine direkte Wärmebereitstellung von rund 87 TWh pro Jahr erfolgen.

Tabelle 53: „Obergrenzen“ des zu erschließenden geothermischen Strompotentials bis zum Jahr 2050 in den Green-Szenarien

Jahr	Gesamt [TWh _{el} /a]	Südost [TWh _{el} /a]	Südwest [TWh _{el} /a]	Nord [TWh _{el} /a]	Ost [TWh _{el} /a]
2020	0,6	0,39	0,18	0,03	0,00
2030	3,9	2,26	1,25	0,31	0,08
2040	12,0	5,9	4,5	1,2	0,4
2050	19,1	8,2	7,1	2,7	1,1

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Klaus et al. (2010)

Unter Berücksichtigung der entsprechenden, auch bei der vorstehend genannten Stromerzeugung verwendeten Flächen- und Bohrrestriktionen, kann darüber hinaus ein Potential für reine Heizwerke (2.000 Volllaststunden) in Höhe von rund 350 TWh/a angenommen werden.

Tabelle 54: „Obergrenzen“ des zu erschließenden geothermischer Wärmeversorgungspotentials für reine Heizwerke (zusätzlich zu Tabelle) in den Green-Szenarien

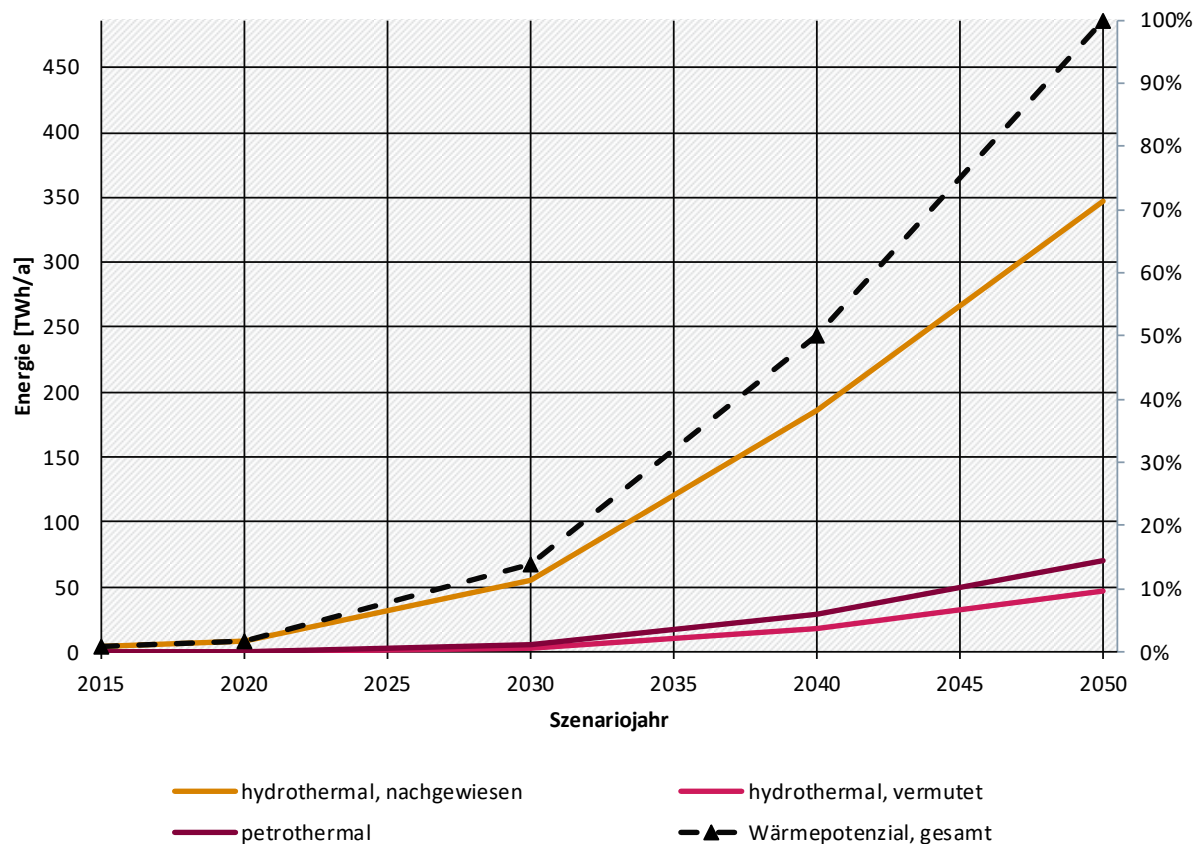
Jahr	Gesamt [TWh/a]	Südost [TWh/a]	Südwest [TWh/a]	Nord [TWh/a]	Ost [TWh/a]
2020	4,3	3,8	0,2	0,2	0,03
2030	40	30	6	3	1
2040	160	84	40	24	12
2050	348	139	104	70	35

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Klaus et al. (2010)

Für die Schätzung einer Obergrenze des geothermischen Angebotspotentials im Jahr 2050 werden Nutzungsgrade in Höhe von 75 % für bereits bekannte hydrothermale und 10 % für vermutete hydrothermale Vorkommen sowie ein Anteil von 15 % an petrothermalen angenommen, die gerade dort, wo keine hydrothermalen Potentiale vorliegen eine geothermische Wärmeversorgung ermöglichen. Die räumliche Verteilung geothermischer Ressourcen wird von verschiedenen Autoren beschrieben (siehe beispielsweise Agemar et al. 2014; Mellwig et al. 2017; Schulz et al. 2013).

Die zeitliche Potentialverfügbarkeit bis zum Zieljahr zeigt Abbildung 36. Zur Bewertung der Umweltverträglichkeit wurden entsprechende Studien berücksichtigt (Frick et al. 2007; Plenefisch et al. 2015).

Abbildung 36: Angenommene Entwicklung der Erschließbarkeit des geothermischen Wärmepotentials



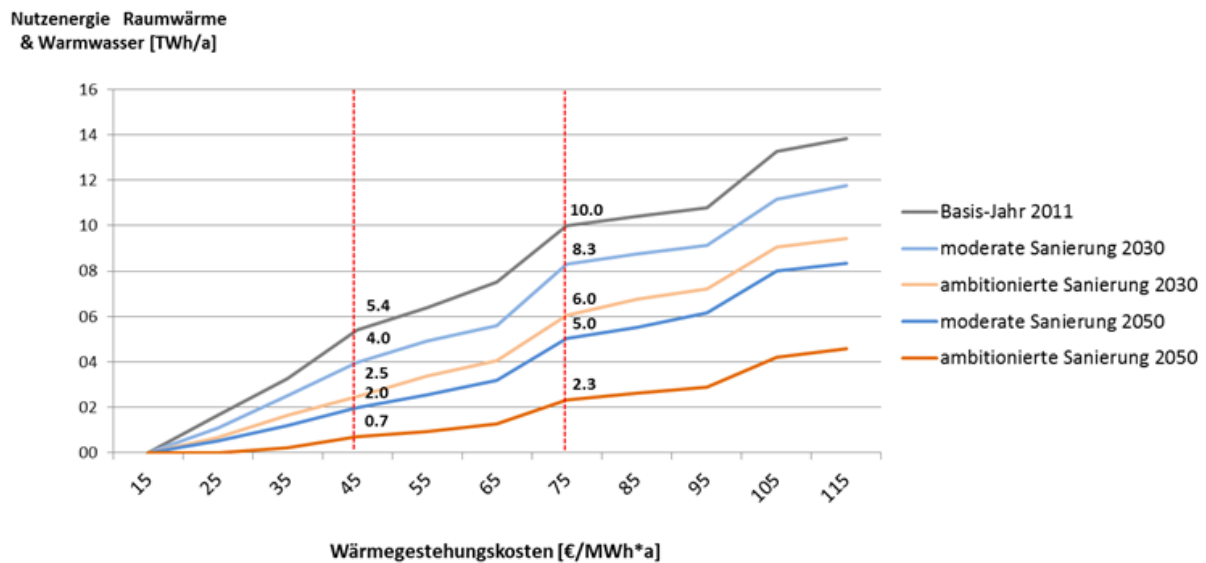
Quelle: eigene Annahmen, UBA/Fraunhofer IEE

5.2.5.2 Nachfragepotential und Festlegung

Während das Angebotspotenzial für Geothermie sehr groß ist, bestimmt sich das Nachfragepotential durch die vor Ort vorhandenen Wärmenetze. Ifeu führte Berechnungen zum wirtschaftlich erschließbaren Potential neuer Wärmenetze durch, in welche die hydrothermale Tiefengeothermie einspeisen kann. Die Potentialberechnung wurde unter Verwendung räumlich hochauflösender Daten zur Wärmeabsatzdichte in den Wohngebäuden 2050 durchgeführt (zur Methodik siehe Mellwig et al. 2017). Nichtwohngebäude wurden nicht berücksichtigt, daher wird das Wärmenetzpotential bzw. Geothermiepotential tendenziell unterschätzt. Robust lässt sich dennoch ableiten, dass das hydrothermale Geothermiepotential bei Berücksichtigung wirtschaftlich erschließbarer Wärmesenken bei Weitem unter dem Angebotspotential liegt.

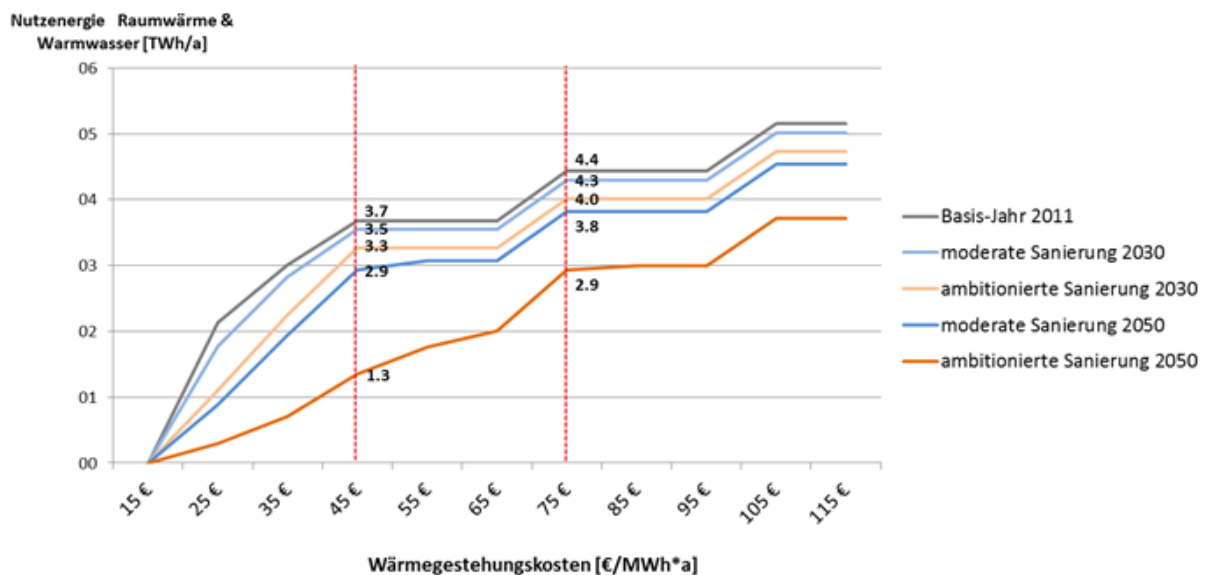
Für den Bereich Wohngebäude ergibt sich in 2050 ein Potenzial für Nutzenergie (ambitionierte Sanierung 2050, 115 €/MWh/a) von lediglich 4,5 TWh bei der Einspeisung in neu zu erschließende Wärmenetze und 3,75 TWh für bestehende Netze. Das nutzbare Gesamtpotential liegt wie zuvor erwähnt höher, da die Potentiale für den Bereich Nichtwohngebäude nicht einbezogen werden. Auch die petrothermalen Potentiale werden noch nicht berücksichtigt, es besteht also weiterer Forschungsbedarf.

Abbildung 37: Geothermisches Potenzial für neue Wärmenetze im Bereich Wohngebäude



Quelle: Mellwig et al. (2017)

Abbildung 38: Geothermisches Potenzial für bestehende Wärmenetze im Bereich Wohngebäude



Quelle: Mellwig et al. (2017)

Auch wenn hier weiterer Forschungsbedarf besteht, wird im Sinne einer konservativen Annahme ein Nutzpotential als Input für die Simulation der zukünftigen Energieversorgung (Tabelle 55) von 20,5 TWh Endenergie Wohn- und Nichtwohngebäude (auf Basis Nutzenergie Wohngebäude) abgeschätzt. Dabei wird unterstellt, dass an vielen Standorten das Temperaturniveau für eine Stromerzeugung nicht ausreicht und ausschließlich geothermische Wärme gewonnen wird²⁵. In Summe wird das Angebotspotential nur zu 14 % im Bereich KWK-Anlagen und zu 7 % im Bereich Heizwerke ausgeschöpft.

²⁵ Es wird von einem Temperaturnutzniveau für die Stromerzeugung größer 100°C und für Wärmebereitstellung größer 60°C ausgegangen

Tabelle 55: Annahmen zum Einsatz von Geothermie in 2050 in allen Green-Szenarien

	Nettostrom- erzeugung	Wärme- erzeugung	el. Leistung	Eigenstrom- verbrauch
KWK-Anlagen	2,7 TWh _{el}	13,6 TWh _{th}	0,5 GW	
Betrieb Kaskade Übergangszeit		4,1 TWh		0,7 TWh
Betrieb nur Wärme Winter		9,5 TWh		0,4 TWh
Heizwerke		6,8 TWh		0,3 TWh
Summe	2,7 TWh	20,5 TWh		1,4 TWh

Quelle: Eigene Annahmen, UBA/Fraunhofer IEE

Zur Berechnung der Materialaufwendungen wurde ein Gesamtmodell basierend auf folgenden Ecoinvent-Datensätzen gebildet:

- ▶ geothermal power plant construction; geothermal power plant, 5.5MW_{el}
- ▶ heat and power cogeneration unit, 1MW_{el}, 6.4MW_{th}
- ▶ deep well drilling, for deep geothermal power, 1 m

Gegenüber den in Ecoinvent hinterlegten Daten wurde eine Anpassung bei den Bohrlochtiefen gemäß Janczik / Kaltschmitt (2017) vorgenommen und eine Tiefe von 3.700 m je Bohrung mit der Annahme einer Dubletten Bohrung (entspricht zwei Bohrungen je Kraftwerk) angenommen. Die Lebensdauer des Kraftwerks wurde auf 30 Jahre festgelegt, die Lebensdauer der Bohrung auf 100 Jahre.

5.2.6 Biomassepotenzial

Grundsätzlich werden für das Biomassepotenzial die Angaben aus THGND übernommen, wobei folgend beschriebene zusätzliche Spezifizierung erforderlich ist:

Als zentrale Rahmenbedingung gilt, dass auf die Nutzung von Anbaubiomasse so früh wie möglich verzichtet wird und mittelfristig zu Energiezwecken lediglich biogene Abfall- und Reststoffe eingesetzt werden. Ein Abgleich erfolgt außerdem mit dem parallel zu diesem Szenario bearbeiteten UBA-Projekt „Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)“, nachfolgend „BioRest“ genannt.

5.2.6.1 Feste Biomasse

Basiswerte ausgehend von Daten für 2010 bis 2015

In Tabelle 56 sind die Datengrundlagen zur Ableitung der Basiswerte zusammengestellt. Die Mengen an Waldrestholz werden nach den von Mantau (2012) erhobenen Werten für reale Nutzung als Basiswert für die energetische Nutzung angesetzt. Der Basiswert für Altholz entspricht 89 % der erfassten Altholzmenge von 9,3 Mio. t/a. Diese Menge wird real energetisch verwertet, 11 % gehen in die stoffliche Nutzung (Kay / Baur 2017). Im Projekt BioRest werden

für 2020 11 Mio. t/a Waldholz und 5,8 Mio. t/a Altholz als ein für die energetische Nutzung zur Verfügung stehendes Potenzial beschrieben.

Für **Stroh** bleibt gemäß (Zeddies et al. 2014) als mittleres Potenzial nach Abzug des auf dem Acker belassenen Strohs und des Bedarfs der Tierhaltung ein Potenzial von 12,5 Mio. t/a. Von dieser Menge werden 40 % abgezogen, um mehr ökologische Landwirtschaft und damit mehr strohbasierter Tierhaltung, zu ermöglichen und den Organikbedarf der Böden bei Abnahme von Gülle wegen geringerer Viehbestände zu decken. Außerdem wird von höheren Ambitionen als Cross Compliance bzgl. Humusmehrung sowie mehr stoffliche Nutzung von Stroh ausgegangen. BioRest geht für 2020 von den gleichen Potenzialmengen (12,4 bis 13 Mio t/a) aus, führt jedoch den zusätzlichen Abzug nicht durch.

Für **Biogut und Grüngut** wird die bisherige überwiegende aerobe Kompostierung künftig ersetzt durch Vergärung mit Biogasnutzung. Dabei wird auch das maximale Potenziale ausgeschöpft. Das Projekt BioRest kommt zu ganz ähnlichen Ergebnissen.

In den beiden rechten Spalten von Tabelle 56 werden die Potenziale in Energieeinheiten ausgedrückt, wobei für Holz und Stroh von einem Heizwert von 15 MJ/kg, für Bio- und Grüngut von 5 MJ/kg über den Biogaspfad ausgegangen wird. Für die Konversion zu Kraftstoff (letzte Spalte) wird von einer (optimistischen) Effizienz von 0,45 ausgegangen.

Tabelle 56: Datengrundlagen zur Ableitung der Basiswerte

	Potenzial Mittel Mio. t/a	aktuelle Nutzung Mio. t/a	Basiswert Mio. t/a	Energieinhalt als Brennstoff TWh/a	Energieinhalt als Kraftstoff TWh/a
Waldrestholz	11	7,4	7,4	30,8	13,9
Altholz	8	8,1	8,1	33,8	15,2
Stroh	12,5	<0,1	7,5	31,3	14,1
Biogut	6,5	4	6,5	5,6	4,1
Grüngut	6	5	6	8,3	3,8
Summe			35,5	109,7	50,9

Quelle: ifeu, eigene Annahmen auf Basis Mantau (2012), Kay / Baur (2017), Zeddies et al. (2014)

Im Basiswert stehen damit bei Ausschöpfung des Potenzials für Brennstoff 110 TWh oder alternativ 51 TWh Kraftstoffe oder beides in entsprechenden Mischanteilen zur Verfügung. Darin enthalten sind die bereits genutzten Mengen (Waldrestholz, Altholz), das mit weiteren Restriktionen berechnete Potenzial an Stroh sowie die Nutzung der erfassten und erfassbaren Biogut/Grüngut-Mengen als Brennstoff oder Substrat für Biogas.

Der Pfad bis 2050

Für die Folgejahre (2030, 2040, 2050) wird je Stoffstrom eine Einschätzung getroffen, wie sich die verfügbaren Potenziale entwickeln werden. Die Mengen sind Tabelle 57 zusammengefasst.

Waldrestholz: Die Menge an nachhaltig verfügbarem Waldrestholz unterliegt dem Eigenverständnis der Waldwirtschaft. Zwar spielen auch die Entwicklung der Waldfläche und die Zunahme an Stilllegungsflächen eine Rolle, doch wirken beide Trends gegenläufig. Die Art

der Waldnutzung hat hier weit größeren Einfluss. Aus Nachhaltigkeitsgründen wird festgelegt, dass I in 2050 keine feste primäre Biomasse mehr energetisch genutzt wird. Das eigentliche Waldrestholz (Holz mit einem Durchmesser von <7 cm, nach Mantau (2012) das sogenannte Nicht-Derbholz) sollte aus Gründen der Sicherung der Nährstoffkreisläufe und der Biodiversität im Wald verbleiben. Das Derbholz (>7 cm) sollte immer vorrangig stofflich genutzt werden, energetisch über die Kaskadennutzung. Diese Vorgabe kann grundsätzlich mit dem WEHAM-Szenario „Naturschutzpräferenz“ (Sommerhuber / Rüter 2017) abgebildet werden (siehe auch unter LULUCF in Abschnitt 4.3).

Altholz: Die Mengenentwicklung ist von vielen verschiedenen Faktoren abhängig: vom Konsum, bzw. vom Anteil an Holzprodukten im Markt, von Renovationszyklen der Bauwirtschaft. Die energetische Nutzung von Altholz wird am Ende einer Kaskadennutzung mitberücksichtigt und über die Jahre als konstant unterstellt. Als vereinfachte Annahme wird unterstellt, dass eine Erhöhung der stofflichen Nutzung von Altholz nicht die energetisch genutzte Holzmenge verringert, sondern sie auf der Zeitachse nach hinten (Kaskaden) verschiebt. Bei der Entwicklung der Kaskadennutzung muss das Risiko der Schadstoffanreicherung beachtet werden. Dies ist insbesondere für die wiederholte stoffliche Nutzung aber auch für die Fertigung von z.B. Holzpellets aus Altholz, was für Kleinfeuerungsanlagen auszuschließen wäre. Auch aus diesen Gründen soll die energetische Nutzung von Altholz insbesondere für Prozesswärmeversorgung in der Industrie oder in KWK-Anlagen erfolgen.

(Getreide)Stroh: Der Basiswert setzt einerseits das bisher kaum realisierte aber verfügbare Potenzial an, bei den 7,5 Mio. t sind jedoch bereits auch große Abschlüsse für weitere stoffliche Nutzung in der Zukunft und Belassung auf der Ackerfläche berücksichtigt. Große Potenziale stofflicher Nutzung liegen grundsätzlich im Bausektor (Dämmung, Trockenbaumaterial), doch ist Stroh hier aus brandschutztechnischen Gründen umstritten. Angesichts fehlender genauer Marktanalysen wird im Rahmen der Green-Szenarien vereinfacht davon ausgegangen, dass sich durch Ertragszuwächse zusätzlich zur Verfügung stehende Mengen und neue stoffliche Nutzungen ausgleichen. Die im Landwirtschaftspfad angesetzten Ertragszuwächse bei Getreide werden hier auf das Strohpotenzial übertragen.

Biogut: Im Gesamtaufkommen wird eine Abnahme gemäß der Bevölkerungsentwicklung angenommen. Dies wird jedoch durch die zunehmend bessere Trennung und Erfassung der Bioabfallanteile im Restabfall mehr als ausgeglichen. Daher zeigen die Zahlen in Tabelle 57 einen leichten Zuwachs. Der wird wiederum reduziert durch den Bedarf an Torfersatzprodukten, um den als 2040 vollständigen Verzicht auf Torf bei Vermeidung einer Verlagerung zum Torfimport zu ermöglichen.

Grüngut: Auch hier wird ein leicht verbesserter Erfassungsgrad unterstellt, wobei auch hier Kompostbedarfsdeckung zur Torfsubstitution berücksichtigt wird.

Tabelle 57: Die Entwicklung der Basiswerte über den Pfad bis 2050 in allen Green-Szenarien

	2030 Mio. t/a	2040 Mio. t/a	2050 Mio. t/a
Waldrestholz	6,2	3,1	0
Altholz	8,1	8,1	8,1
Stroh ^{a)} : insgesamt	8,5	9,0	9,45
nach Abzug für chem. Ind.	8,5	4,5 ^{a)}	0 ^{a)}

	2030 Mio. t/a	2040 Mio. t/a	2050 Mio. t/a
Biogut: insgesamt	5,3	5,9	6,5
nach Abzug von Torfsubstitut	4,8	3,9	4,5
Grüngut: insgesamt	5,5	5,8	6
nach Abzug von Torfsubstitut ^{b)}	5,0	3,5	4

Quelle: ifeu, eigene Annahmen auf der Basis von Mantau (2012), Kay / Baur (2017), Zeddies et al. (2014)

a) Im Jahr 2040 wird unterstellt, dass 50 % des Ethanol aus Stroh in der chemischen Industrie genutzt wird, ab 2050 sogar 100 %, daher dann kein Potenzial für Energienutzung

b) Bis 2030 muss 1 Mio. t/a Torf ersetzt werden, ab 2040 sind es 4 Mio. t/a. Es wird davon ausgegangen, dass 50 % als Kompost (keine Biogasnutzung) und 50 % als Gärrest verwendet werden kann. Mit 1 t Biogut/Grüngut werden dabei 0,5 t Torf ersetzt.

Die stoffliche Nutzung von holzartigen Abfallstoffen wird also weiterhin priorisiert, aber die energetische Nutzung nicht vernachlässigt. Weitere biogene Festbrennstoffe wie Klärschlamm, Grünschnitt von Kompensationsflächen etc. (siehe S. 54/55 in THGND (UBA 2014)) werden in den Potentialausnutzungen vereinfachend vernachlässigt.

Zuordnung zu Nutzung der Bioenergieträger

Die Zuordnung des Biomassepotenzials auf die Anwendungsbereiche Strom, Wärme und Verkehr (Kraftstoffe) erfolgt nachfolgenden Maßgaben:

- der Erfüllung von EU-Mindestquotenzielen
- einer möglichst energieeffizienten Nutzung der Rest- und Abfallstoffe.

Maßgabe a) zielt vor allem auf den Verkehr: Als Erfüllung von EU-Mindestquotenziele wird hier die Quote der derzeit noch im Entwurf vorliegenden RED II für fortschrittliche Biokraftstoffe von 3,6 % in 2030 angesetzt. Dies entspricht für Deutschland umgerechnet ca. 17 TWh, für die als Rohstoff das gesamte Potenzial an Stroh plus einer kleineren Menge an Waldrestholz genutzt werden können. Es wird daher unterstellt, dass Stroh in 2030 vollständig zur Ethanolherstellung genutzt wird. Nach dem Jahr 2030 wird eine Reduktion der Nutzung als Kraftstoff angenommen. Das Ethanol wird verstärkt Verwendung in der chemischen Industrie finden. Daher wird für das Jahr 2040 unterstellt, dass das Potential anteilig (50/50) sowohl zur Bedarfsdeckung im Verkehr als auch in der chemischen Industrie genutzt wird. Im Jahr 2050 wird ausschließlich ein Beitrag zur Bedarfsdeckung in der chemischen Industrie unterstellt.

Nach Maßgabe b) wird die verbleibende Menge an Reststoffen und Abfällen den Anwendungen Strom und Wärme zugeteilt, wo sie möglichst effizient im Gesamtenergiesystem eingebunden werden.

Tabelle 58 fasst das Ergebnis dieser Zuordnung über den Pfad zusammen.

Tabelle 58: energetische Nutzung der Biomassepotenziale über den Pfad bis 2050 in den Green-Szenarien

	2030 TWh/a	2040 TWh/a	2050 TWh/a	Verwendung
Waldrestholz	25,8	12,9	0	Strom- und Wärmeversorgung
Altholz	33,8	33,8	33,8	Strom- und Wärmeversorgung
Stroh	15,9	8,4	0,0	als fortschrittliche Biokraftstoffe in Kraftstoffversorgung
Biogut	1,9	1,55	1,8	Als Biogas in Strom- und Wärmeversorgung
Grüngut	3	2,1	2,4	Als Biogas in Strom- und Wärmeversorgung

Quelle: ifeu, eigene Annahmen auf der Basis von Mantau (2012), Kay / Baur (2017), Zeddies et al. (2014)

5.2.6.2 Biogasanlagen und Klärgas

Es wird davon ausgegangen, dass die dezentral, im Wesentlichen im ländlichen Raum anfallenden Reststoffe, in Biogasanlagen energetisch genutzt werden sollen (vornehmlich Gülle). Des Weiteren gibt es geringe Mengen Abfall-Anlagen (Grüngut und Biogut) und im Jahr 2030 noch NaWaRo-Anlagen.

Dementsprechend und weil ein Gasnetzanschluss nicht unmittelbar vorauszusetzen ist, wird für kleine Anlagen davon ausgegangen, dass keine Gasaufbereitung mit anschließender Einspeisung ins Gasnetz erfolgt. Vielmehr wird von einer Verstromung des Biogases in KWK-Anlagen ausgegangen. Die dabei anfallende Wärme wird im Wesentlichen für den Vergärungsprozess, also intern, verwendet. Vereinfachend wird angenommen, dass keine Wärme aus Biogas-KWK-Anlagen zur Wärmeversorgung verwendet wird. Als geringe Flexibilität wird für kleine Anlagen ein 1,2fach überbautes BHKW unterstellt (aufgrund hoher spezifischer Kosten) und ein Gasspeicher von 10 Stunden bezogen auf die Gasproduktion. Für Abfallanlagen wird bei Vor-Ort-Verstromung keine Flexibilität unterstellt sowie anteilig die Gasaufbereitung mit Einspeisung ins Gasnetz. Für NaWaRo-Anlagen werden entsprechend den EEG-Ausschreibungen eine 2fache Überbauung unterstellt und ein 24-Stunden-Speicher und nur geringe Anteile mit Einspeisung ins Gasnetz. Bei der Vor-Ort-Verstromung wird für NaWaRo-Anlagen nach Abzug der Fermenterheizung eine 70 %-ige Wärmenutzung in Wärmenetzen unterstellt.

Bei Kläranlagen wird davon ausgegangen, dass die Klärgasnutzung stark flexibilisiert und systemdienlich erfolgt. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass je die Hälfte des Klärgasanfalls in KWK-Anlagen verstromt sowie aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist wird. Als Flexibilität werden für kleine Anlagen ein dreifach überbautes BHKW (im Vergleich zu Gülleanlagen größere Leistungsklasse und geringere spezifische Kosten) und ein Gasspeicher von 24 Stunden bezogen auf die Gasproduktion unterstellt.

Tabelle 59: Technische Parameter für Biogasanlagen und Klärgas in den Green-Szenarien

Anlagentyp	Abfall-Anlagen (Biogut/Grüngut)	Gülle-Anlagen	NaWaRo (nur in 2030)	Klärgas-BHKW
Einspeisung ins Gasnetz	70%	0%	10%	50%
Verstromung	30%	100%	90%	50%
- Wirkungsgrad (elektrisch)	40%	40%	40%	40%
- Eigenstromverbrauch	10%	10%	10%	10%

Anlagentyp	Abfall-Anlagen (Biogut/Grüngut)	Gülle-Anlagen	NaWaRo (nur in 2030)	Klärgas-BHKW
- Wärmenutzung	Nur Fermenterheizung	Nur Fermenterheizung	SKZ ^{a)} 0,89; 10% Fermenterheizung, 70%ige-Nutzung der Nettowärme	Nur Fermenterheizung

Quelle: eigene Annahmen UBA, Fraunhofer IEE

a) Stromkennzahl (SKZ) – Ist das Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Erzeugung von KWK-Anlagen

Aus Klimaschutzgründen sollten nur biogene Reststoffe, welche aufgrund ihrer stofflichen Eigenschaften in keiner Kaskadennutzung verwendet werden können, energetisch genutzt werden. Dies betrifft insbesondere biogasfähige Reststoffe (Gülle, Klärschlämme, organische Siedlungsabfälle etc.). Dieses Biogaspotential beträgt im Jahr 2050 rund 33,3 TWh_{th}. Im Jahr 2030 beträgt das Biogasaufkommen noch 39,3 TWh_{th}, aufgrund von etwa 9 TWh Gasaufkommen aus NaWaRo-Bestandsanlagen.

Die Spezifizierung ist in Tabelle 60 im Einzelnen dargestellt.

Tabelle 60: Differenzierung der energetischen Nutzung von Biogas in den Green-Szenarien

		2030		2040		2050	
		Erzeugung Netto- strom/ Gas	Eigenstromver- brauch	Erzeugung Netto- strom/ Gas	Eigenstromver- brauch	Erzeugung Netto- strom/ Gas	Eigenstromver- brauch
Abfall-Biogas	TW _h	4,90		3,65		4,2	
Gasnetzeinspeisung	TW _h	3,43	0,34	2,56	0,26	2,94	0,29
Nettostrom Vor-Ort	TW _{hel}	0,44	0,15	0,33	0,11	0,38	0,13
Leistung Vor-Ort	GW	0,05	8059 h/a Grundlast	0,04	8059 h/a Grundlast	0,05	8059 h/a Grundlast
Klärgas	TW _h	5,04		5,36		6	
Gasnetzeinspeisung	TW _h	2,52	0,25	2,68	0,27	3,00	0,30
Nettostrom Vor-Ort	TW _{hel}	0,76	0,25	0,80	0,27	0,90	0,30
Leistung Vor-Ort	GW	0,28	2686 h/a 3fach	0,30	2686 h/a 3fach	0,34	2686 h/a 3fach
Gülleanlagen	TW _h	19,34		24,18		23,09	
Gasnetzeinspeisung	TW _h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nettostrom Vor-Ort	TW _{hel}	5,80	1,93	7,25	2,42	6,93	2,31
Leistung Vor-Ort	GW	0,86	6716 h/a 1,2fach	1,08	6716 h/a 1,2fach	1,03	6716 h/a 1,2fach
NaWaRo-Anlagen	TW _h	10,00					
Gasnetzeinspeisung	TW _h	1,00	0,10				
Nettostrom Vor-Ort	TW _{hel}	2,70	0,90				

			2030		2040		2050	
			Erzeugung Netto- strom/ Gas	Eigenstromver- brauch	Erzeugung Netto- strom/ Gas	Eigenstromver- brauch	Erzeugung Netto- strom/ Gas	Eigenstromver- brauch
Leistung Vor- Ort	GW		0,67	4030 h/a 2fach				
Nettowärme	TW h _{th}		1,91					
SUMME Gas TWh			6,95		5,24		5,94	
SUMME Strom TWh_{el}			9,7	3,92	13,62	3,33	14,15	3,33

Quelle: eigene Annahmen UBA, Fraunhofer IEE

5.2.6.3 Nutzung biogener Kraftstoffe bzw. flüssiger Biomasse für chemische Industrie

Auf Basis von Stroh wird eine Nutzung als Ethanol unterstellt. Dieses kann als Energieträger wie auch als chemischer Grundbaustein in mehreren Bereichen Anwendung finden und der Technologiepfad über Hydrolyse von Lignozellulose energetisch und verfahrenstechnisch vorteilhafter als eine thermochemische Vergasung bewertet werden. Mittelfristig wird dies zur Minderung der Kyoto-Ziel-relevanten Emissionen im Verkehr eingesetzt, v.a. auch weil der aktuell vorliegende Entwurf der der RED II bis zum Jahr 2030 für fortschrittliche Biokraftstoffe einen Mindestanteil von 3,6 % an Kraftstoffen verlangt. Langfristig wird dagegen eine Nutzung dieses Stoffstromes zur Dekarbonisierung des nichtenergetischen Verbrauchs der chemischen Energie priorisiert. Diese Emissionen treten zeitlich versetzt in der Abfallwirtschaft auf und müssen ebenfalls langfristig durch den Einsatz nicht-fossiler Stoffe vermieden werden.

Tabelle 61: Flüssige Biomasse aus Stroh in TWh/a (Endenergie) in den Green-Szenarien

	2030	2040	2050
Biokraftstoffe	15,9	8,4	0
chemische Industrie (nichtenergetischer Verbrauch)	0	8,4	17,7

Quelle: eigene Annahmen UBA, ifeu

5.2.7 Sonstige Rest- und Abfallströme

Müllheizkraftwerke

Für die Bilanzierung der Müllheizkraftwerke wird auf das BMUB-Klimaschutzszenario KS 95 (Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015)(Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015) zurück gegriffen. Eigene Berechnungen zu Müllmengen werden nicht vorgenommen, mögliche Veränderungen der rohstoffseitigen Aufwendungen für Müllheizkraftwerke wurden vernachlässigt. Aus der genannten Studie werden die Strom- und Wärmeerzeugung für alle Stützjahre übernommen und die Wärmeerzeugung vollständig der Fernwärme angerechnet. Die THG-Emissionen werden dagegen nur für die Stützjahre 2030 und 2040 aus der Studie übernommen. Für die das Jahr 2050 wird dagegen unterstellt, dass durch den Ersatz fossiler Stoffe in der nichtenergetischen Nutzung die Müllverbrennung CO₂-neutral ist.

Tabelle 62: Nutzung von Müllheizkraftwerken in den Green-Szenarien

	2030	2040	2050
Stromerzeugung (netto) [TWh _{el}]	5,3	4,4	3,6
Wärmeerzeugung (Fernwärme) [TWh _{th}]	5,83	5,00	4,17
Emissionen [Mio. t CO ₂ Äq]	17,4	13,6	0

Quelle: eigene Annahmen UBA, ifeu

Reststoffe der Papierindustrie

Die zur energetischen Nutzung zur Verfügung stehenden biogenen Reststoffe der Papierindustrie resultieren aus den entsprechenden branchenspezifischen Entwicklungen, welche im Abschnitt 4.4.8 ausführlicher dargestellt sind. Das Biomassepotenzial wird aus der Prozesswärmeerzeugung abgeleitet. Für Reststoffe aus der Papierindustrie mit einer Entwicklung der Prozesswärmeerzeugung von 12,2 TWh in 2030, über 12,6 TWh in 2040 bis zu 13,3 TWh in 2050 wird mittels pauschal Wirkungsgrade von Festbrennstoff-KWK-Anlagen gemäß den Tabellen 066/067 von destatis (15 % elektrisch/60 % thermisch und 75 % gesamt) die Primärenergie bestimmt und das Potenzial flexibel eingesetzt. Hieraus würde sich eine Entwicklung der Primärenergie von 20,3 TWh in 2030, über 21,0 TWh in 2040 bis zu 22,2 TWh in 2050 ergeben. Da im Modell SCOPE jedoch nicht spezielle Festbrennstoffanlagen abgebildet werden, wird dies im Rahmen der Gasbilanzierung berücksichtigt. Aufgrund der Gesamtwirkungsgrades von 85 % von GuD-Kraftwerken wird diese vereinfachte Gasgutschrift um den Faktor 75/85 reduziert. Diese Gasgutschrift ist in Tabelle 63 dargestellt. Für die Szenarien mit modellendogen ermittelter Produktionsmenge, also GreenEe2, GreenLife, GreenMe und GreenSupreme, reduziert sich entsprechend der Produktion der Reststoffstrom.

Tabelle 63: Nutzung von Papierabfällen Endenergie als Gasgutschrift im Modell SCOPE in GreenEe1 und GreenLate

	2030	2040	2050
Reststoffe Papierindustrie	17,93	18,54	19,57

Quelle: eigene Annahmen UBA, Fraunhofer IEE

5.3 Generelle Annahmen für Inputdaten für die Modellierung des Energiesystems

Um die hohe Treibhausgasminderung von mindestens 95 % gegenüber 1990 zu ermöglichen, wird für eine nachhaltige Energieversorgung unterstellt, so dass der Energiesektor keine THG-Emissionen verursacht. Die hierfür notwendigen generellen Annahmen sind nachfolgend dargestellt.

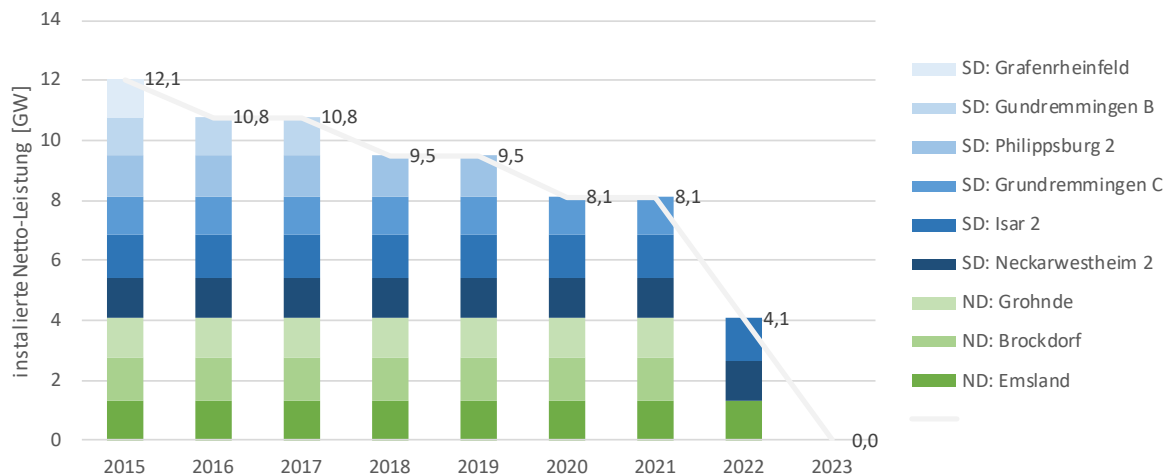
5.3.1 Annahmen Kraftwerkspark

5.3.1.1 Konventionelle Techniken

Der Neubau von Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken ist in Hinblick auf eine nachhaltige und umweltverträgliche Entwicklung der Energieversorgung nicht akzeptabel. Darüber hinaus ist dieser Neubau für die kostenminimale Erreichbarkeit von Klimaschutzziele im Vergleich zu Windkraft und Photovoltaik nicht wirtschaftlich (Prognos AG 2014). Es wird dementsprechend davon ausgegangen, dass in Deutschland der Atomausstieg bis 2022 unumstritten bestand hat und für Europa keine weiteren Kernkraftwerke über die bisher im Bau befindlichen in Betrieb

gehen. Der von der Bundesregierung beschlossene Kernenergieausstieg ist in Abbildung 39 (Prognos AG 2014) dargestellt. Die Annahmen zur Entwicklung der Kernkraft in Europa (50 Jahre Lebensdauer) sind in Abschnitt 3.5.1 und Tabelle 5 dargestellt.

Abbildung 39: Entwicklung Kernenergieausstieg in Deutschland (Blautöne: Süddeutschland, Grüntöne Norddeutschland)



Quelle: nach Arepo Consult (2015)

Für den Ausstieg aus den fossilen Bestandskraftwerken in Europa werden die gleichen Annahmen wie in Deutschland getroffen. Alle bestehenden und im Bau befindlichen Kraftwerke werden berücksichtigt. Für Steinkohle, Gaskraftwerke und Öl-Kraftwerke werden 40 Jahre Lebensdauer unterstellt. Die rohstofflichen Aufwendungen für Unterhaltungen der Kohlekraftwerke werden aus Steger et al. (2012) bezogen. Folgende Datensätze zu Gas KWK- und Gaskraftwerken wurden aus ecoinvent für die rohstofflichen Modellierungen verwendet: gas power plant construction, combined cycle, 400MW electrical bzw. gas power plant construction, 300MW electrical.

Je nach CO₂-Preis können sich sehr unterschiedliche Auslastung der Kraftwerke ergeben. Auch Steinkohle kann dabei ggf. nur in der Spitzenlast und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden. Braunkohle muss dagegen aufgrund der Tagebauinfrastruktur und deren Kosten auf eine Mindestauslastung kommen. Um das zu gewährleisten wird eine geringere Lebensdauer von 30 Jahren und in 2030 ein geringerer CO₂-Preis sowohl für Braun- als auch für Steinkohle unterstellt um den Unterschied zwischen CO₂-Vermeidungskosten im Modell und realistischem ETS-Preis widerzuspiegeln (siehe Abschnitt 5.3.5). 2040 wird dann in ganz Europa einheitlich ein vollständiger Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung unterstellt.

Die Annahmen für die einzelnen europäischen Länder für Bestandskraftwerke sind im Anhang in Abbildung 78 für 2030 und 2040 im Vergleich zu heute dargestellt. Für das Jahr 2050 werden nur noch neue Gaskraftwerke und dann noch in Bestand befindliche Kernkraft unterstellt.

Öl-Kraftwerke werden als Kondensationskraftwerke berücksichtigt. Im Fall von Öl-KWK-Kraftwerken würde es aber aufgrund der Entwicklung der unterstellten Preisdifferenz zwischen Öl und Gas zu einem Verdrängen der Öl-KWK aus dem Strommarkt mit der Folge, dass eine wirtschaftliche Versorgung der Wärmesenken (Fernwärme, Industrieprozesswärme) nicht mehr möglich wäre. Zusätzlich werden die bestehenden Pumpspeicher in Deutschland als Bestandsanlagen in allen Szenariojahren berücksichtigt.

Damit Europa diesen Pfad beschreiten kann, ohne ein Abwandern der Industrie in Kauf nehmen zu müssen, wird von einem auch global hohen Ambitionsniveau ausgegangen (siehe auch Kapitel 3.5). Aus diesem Grund werden verstärkt Technologien mit niedrigen CO₂-Emissionen nachgefragt, sodass der Grad der Spezialisierung in diesem Segment zunimmt. Braun- und Steinkohletechnologien hingegen werden global seltener zugebaut und daher relativ zu anderen Technologien in ihren spezifischen Kosten zunehmen.

Die angenommenen technischen Parameter für neue konventionelle Kraftwerke und Speicher sind in Tabelle 108 im Anhang dargestellt. Zusätzlich enthält Tabelle 109 im Anhang Investitionskosten sowie fixe und variable Betriebskosten für konventionelle Kraftwerke und Speicher.

5.3.1.2 KWK – Technik und Potenziale

Im Bereich des Neubaus von KWK-Anlagen wird aufgrund kleineren Leistungsklassen und Kosten für Wärmeauskopplung von geringeren Wirkungsgraden und höheren spezifischen Kosten ausgegangen. Im Bereich Fernwärme wird langfristig von einer Temperaturabsenkung der Netztemperatur und damit höherem Gesamtwirkungsgrad und geringerem Stromverlust (el. Wirkungsgradeinbuße bei KWK-Betrieb gegenüber Kondensationsbetrieb) ausgegangen.

Der Zubau an KWK unterliegt Potenzialgrenzen. Grundsätzlich ist zu beachten, dass die im Rahmen der Erläuterungen zur Fernwärme (Abschnitt 4.6.4) und Industrie-Prozesswärme (Abschnitt 5.4.4) genannten Potentials eine „Obergrenze“ für den KWK-Beitrag zur Gesamtenergieversorgung darstellen. Es erfolgt keine exogene Festlegung, in welchem Maße das KWK-Potential in den Stützjahren bis hin zu 2050 ausgenutzt wird. Dies (sowohl bezogen auf die Endenergie die durch KWK-Systeme in Summe gedeckt wird, als auch die Leistungsauslegung der KWK-Anlagen in den einzelnen Systemen) ist dann ein Ergebnis der stundengenauen Simulation zur Energieversorgung.

Ausgehend von der heutigen Temperaturverteilung der Prozesswärmeverbräuche in den einzelnen Branchen wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 deren relative Verteilung konstant bleibt. Gleichfalls wird pauschal unterstellt, dass Prozesswärmebedarfe bis zu einem Temperaturniveau von 500°C mittels KWK-Techniken gedeckt werden könnten (siehe Tabelle 78 in Abschnitt 5.4.4). Aufgrund von unternehmerischen und wirtschaftlichen Hemmnissen wird davon ausgegangen, dass maximal 2/3 des Potentials (Prognos et al. 2014) auch erschlossen werden kann. Auf Grund von Bestands-KWK ergibt sich ein reduziertes Potenzial für Neuanlagen in den Jahren 2030 und 2040. Im Bereich unter 100°C ist die KWK dabei zusätzlich im Wettbewerb zu Großwärmepumpen.

Die Fernwärme wird teilweise durch Bestands-KWK als auch durch Müll-HKW, Quartiers-Großwärmepumpen, Bestands-Holzheizkraftwerke und Biogasanlagen gedeckt. Das dann noch frei verfügbare KWK-Potenzial für Fernwärme steht im Wettbewerb mit reinen Geothermie- und Solarthermie-Systemen (siehe Tabelle 35 in Abschnitt 4.6.4).

5.3.1.3 Stromspeicher

Im Bereich Stromspeicher bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung von Batteriepreisen und Rohstoffverfügbarkeiten. Insbesondere Rückkopplungen bei der Entwicklung der Elektromobilität und möglicher technische Optionen wie Second-Life-Nutzung oder Vehicle-to-Grid einerseits und Fragen des Recyclingbedarfs andererseits sind derzeit nicht absehbar. Auf Grund dieser Unsicherheiten wird für den Einsatz in Europa Li-Ionen als Technologie für Quartiersspeicher unterstellt (Second-Life Akkus nach der Nutzung im Transportbereich). Als Kosten werden aufgrund der Unsicherheit die Kosten für neue

Pumpspeicher als Grenzkosten für Batteriespeicher unterstellt. Solar-Speicher für Eigenstromoptimierung werden nicht berücksichtigt. Für den Einsatz an globalen Standorten in Power to Liquid (PtL)-Systemen wird auf NatriumSchwefel-Systeme zurückgegriffen, welche unproblematischer hinsichtlich der Rohstoffverfügbarkeit gegenüber Li-Ionen sind.

5.3.1.4 Annahmen der erneuerbaren Energien-Technologien

Die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien soll konsistent zu einer 2 Grad-Welt sein, weshalb die zu erwartenden Kostendegressionen der verschiedenen Techniken zu berücksichtigen sind. Gleichzeitig sollen keine überzogenen Erwartungen über Kostensenkungen zu Grunde gelegt werden. Die Entwicklung der Investitionskosten der erneuerbaren Energien basieren auf verschiedenen aktuellen Studien und Marktdaten. Dieser Ansatz ordnet sich im Vergleich mit aktuellen Studien im Mittelfeld ein, bei der Windenergie an Land fallen die Kosten in 2015 aufgrund der gewählten Referenzanlagen eher etwas höher aus.

Grundsätzlich ergibt sich die Kostenprojektion aus zwei Schritten. Einerseits werden anhand aktueller Studien die aktuellen Investitions- und Betriebskosten ermittelt. Um basierend auf diesen initialen Kostenannahmen eine technologische Entwicklung anhand von Lernkurven ermitteln zu können, wurden ausgewählte Studien zu globalen Ausbauentwicklung herangezogen. In Tabelle 110 im Anhang werden die Annahmen zu den Investitionskosten für unterschiedliche EE-Techniken bis 2050 dargestellt. Ost-West-Freiflächenanlagen wurden dabei aufgrund von Vorabuntersuchungen als nicht wirtschaftlich nicht weiter berücksichtigt.

Zudem werden im Bereich der Offshore-Windenergie Kosten für die notwendige Netzanbindung unterstellt. In Tabelle 111 im Anhang werden zusätzlich noch die angenommenen Betriebskosten für Windenergieanlagen sowie Photovoltaikanlagen dargestellt. Dadurch ergeben sich neben den Kosten für Investitionsentscheidung auch Auswirkungen auf den notwendigen Markthochlauf. Auch vor 2050 soll der jährliche Absatzmarkt nicht die langfristige nach 2050 notwendige Repoweringrate zum Ersatz der Altanlagen übersteigen, da damit sonst wirtschaftliche Verwerfungen einhergehen könnten. Auf Basis dieser langfristigen Repoweringrate aus dem Modellergebnis für 2050 (installierte Leistung in 2050 geteilt durch die Lebensdauer) bestimmen sich die Bandbreiten (so schnell wie mögliche und so spät wie mögliche Steigerung auf den maximalen jährlichen Absatzmarkt) für den Markthochlauf in 2030 und 2040. So ist im Fall der Photovoltaik durch die höhere Lebensdauer und damit den geringeren relativen jährlichen Absatzmarkt eine geringere Bandbreite im Pfad vorhanden als bei Wind. Dies wird umso relevanter, je höher die installierte Leistung in 2050 ist. Ein weiteres Kriterium mit geringerer Auswirkung ist das jährliche Wachstum welches mit 30 %/a bei Wind und 50 %/a bei PV angenommen ist.

5.3.2 Annahmen Flexibilität monovalenter und hybrider Verbraucher

Monovalente Verbraucher weisen technisch nur einen Erzeuger auf um eine Nachfrage in einem lokalen System zu decken. Sie sind damit auch immer auf einen Brennstoff angewiesen. Hybrid-Systeme weisen dagegen mindestens zwei Erzeuger auf und können je nach zeitpunktspezifischen Rahmenbedingungen auf einen anderen Brennstoff zurückgreifen um die lokale Nachfrage zu decken.

5.3.2.1 Monovalente Verbraucher

Pkw und LNF

Im Verkehrssektor wird die Pkw-Mobilität als flexibler Stromverbraucher integriert zur eigentlichen Optimierung des Gesamtsystems eingesetzt. Die Modellabbildung mittels historischer Fahrprofile basiert dabei auf eigenen Rechnungen des Fraunhofer IEE mittels eines Fahrzeugbestandsmodells für ein Szenario mit sehr hoher Elektromobilität (Trost 2016). Die Annahmen zum Flexibilisierungspotential wurden auf Basis aktueller Daten und Erkenntnisse in enger Abstimmung mit dem Umweltbundesamt als Auftraggeber erweitert. Dabei kann die Flexibilität mittels einer Aggregation der Fahrzeuge und entsprechender Kalibrierung auf Basis der Freiheitsgrade des Ladefüllstands (SOC – state of charge), der maximalen Ladeleistung und des Verbrauchs in zeitlich stündlicher Auflösung abgebildet werden. Dabei wird zwischen Fahrzeugen, die gesteuertes Laden unterstützen (76 % der Fahrzeuge), und Fahrzeugen, die direkt nach Netzanschluss vollgeladen werden (24 % der Fahrzeuge), unterschieden. Basis der Ladeprofile bilden dabei statistische Fahr- und Netzanschlussprofile. Durch einheitliche Reduktion der Fahrzeuganzahl und Fahrzeugkilometer wurde das Szenario auf einen vorgegebenen Strombedarf angepasst. So konnte die Konsistenz der statistischen Verteilung der einzelnen auf empirischen Daten basierenden Profile zu gewährleistet werden. Dafür kann es aber Abweichungen bei der Fahrzeuganzahl gegenüber der Szenariovorgaben aus TREMOD geben.

Dezentrale Wärmepumpen

Im Bereich der dezentralen Wärmepumpen erfolgt die Modellierung auf Basis von Typgebäuden. Regionale Außentemperaturzeitreihen, Wärmebedarfe und Heizprofile stellen die Grundlage für die Simulation dar. Es wird unterschieden in Luft- und Erd-Wärmepumpen, wobei auch die unterschiedliche Effizienz (auf Basis durch Außentemperatur und Heizkurve bedingte temperaturabhängige COP-Kennlinien) abgebildet wird. Die Speicherkapazität orientiert sich an einem typischen Einfamilienhaus mit 800 Liter Heizungsspeicher und 140 m² Wohnfläche. Hierbei ergibt sich typischerweise bei einer Temperaturspreizung von 15 K bezogen auf eine thermische Wärmepumpenheizleistung von 37,5 Watt/m² eine Speicherkapazität von 2,7 h. Unter Berücksichtigung der Speicherkapazität des Gebäudes von 125 Wh/m² (konservativ – ohne zusätzliche Kapazität der Fußbodenheizung)²⁶ und bei Deckenhöhe 2,5 m sowie einer Temperaturspreizung von 1 K kommen hierbei 3,3 h zusätzlich dazu. Es ergibt sich damit eine Speicherkapazität von 6 Stunden bezogen auf die thermische Wärmepumpenleistung zur Wärmehöchstlast (im Neubau kann diese auch höher ausfallen, um das Flexibilitätspotenzial aber nicht zu überschätzen wird konservativ dieser Wert unterstellt). Auch für Warmwasser ergibt sich eine Flexibilität durch die Annahme eines 400 Liter Trinkwarmwasserspeichers, von dem aber etwa die Hälfte für flexible Entnahmen benötigt werden und damit nur ein reduzierter Teil für die Flexibilität zur Verfügung steht.

Zur Materialberechnung wurde angenommen, dass 50 % der Wärmepumpen mit Bohrloch gebaut werden, restlichen 50 % aufgrund des Wärmebezugs aus Sole oder Luft keine Bohrung benötigen. Auf dieser Basis wurde eine Referenzanlage gebildet mit folgenden EcoInvent-Datensätzen (auf weitere Anpassungen wurde aufgrund der geringen rohstofflichen Auswirkungen der Unterschiede bei den Parametern verzichtet):

²⁶ Einschätzung IBP, pers. Mitteilung

- ▶ heat pump production, brine-water, 10kW
- ▶ borehole heat exchanger production, 150m
- ▶ heat distribution equipment production, hydronic radiant floor heating, 150m²

Für die unterschiedlichen Technologien wird in ecoinvent durchgängig auf die Sole-Wasser-Wärmepumpe (10 kW) als Referenzgröße für ein Einfamilienhaus zurückgegriffen und zusätzlich der Datensatz zur Erstellung des Bohrlochs für Erdwärme-basierte Wärmepumpen herangezogen. Auf dieser Basis werden auch größere Wärmepumpen für Quartierskonzepte nach Caduff et al. (2014) hochskaliert. Die Lebensdauer der Wärmepumpen wird mit 20 Jahren angenommen, für Anlagen in Verbindung mit dem Bohrloch eine Lebensdauer von 40 Jahren.

Klimatisierung

In der Studie wird nur die Klimatisierung im Gewerbebereich berücksichtigt, da diese in Deutschland dominierend ist. Für Wohngebäude wird ausschließlich eine natürliche Klimatisierung unterstellt. Der Klimatisierungsbedarf ist sowohl vom Bedarfsprofil als auch vom Energiebedarf sowie vom Wetterjahr abhängig.

Zur Bereitstellung der Klimakälte wird eine Kompressionskälteanlage mit einer Arbeitszahl von 6,0 unterstellt. Es besteht ein gewisses Flexibilisierungspotenzial, da im Anwendungsfall meist leichte Temperaturschwankungen erlaubt sind und daher das Speicherpotenzial der Gebäudemasse und ggf. Kältespeicher oder PCM-Materialien für eine Verlagerung des Stromverbrauchs um etwa zwei Stunden genutzt werden können.

Industrielle Lasten

Der Einsatz von dezentralen Elektrolysen für die Wasserstoffbereitstellung für die Stahlherstellung und die chemische Industrie bietet auch ein Flexibilitätpotenzial. In Sensitivitätsrechnung wurde dabei bewertet ob ein Hybrid-System bestehend aus Elektrolyse und Reformer ohne Wasserstoffspeicher gegenüber einer überdimensionierten Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher besser für die Transformation des Energieversorgungssystems geeignet erscheint. Dabei wurde letztes System langfristig als effizienter bewertet. Eine andere Frage bestand in der flexiblen Auslegung des monovalenten Systems. Hierbei wurde zwischen einem System mit einer Auslastung von 6.000 VLH und damit moderater Flexibilität und einem System mit 4.000 VLS und höherer Flexibilität differenziert. Aus Effizienzgründen und auch in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit (DLR et al. 2016) wurde letztlich ein System mit 6.000 VLS und entsprechend 1,46-facher Elektrolyseleistung und 24h-Wasserstoffspeicher als sinnvollste Annahme für alle Szenarien definiert.

Im Bereich des Stromverbrauchs der Industrie besteht grundsätzlich ein Flexibilitätpotenzial durch Lastabwurf. In Hinblick auf die damit verbunden hohen Grenzkosten und geringen Abrufe wird dies jedoch vereinfachend vernachlässigt, weil die möglichen Auswirkungen auf die eingesparten THG-Emissionen und den zusätzlichen Rohstoffbedarf oder Speicherbedarf relativ gering sind. Dabei ist anzumerken, dass es neben Lastabwurf auch geringere Potenziale für Lastverschiebung gibt und in Summe die Erschließung von Lastmanagementpotentialen den

Speicherbedarf, Netzausbau und Versorgungssicherheitsaspekte (zusätzliche Gasturbinen) beeinflusst.

5.3.2.2 Hybride Verbraucher

Hybridsysteme machen ein großes Flexibilitätspotenzial aus. Grundsätzlich weisen diese Systeme durch den Wechsel zwischen Strom und einen chemischen Endenergieträger eine unbegrenzte Flexibilität auf um bei positiver Residuallast eine zusätzliche Stromnachfrage zu vermeiden. Im Bereich der Wärmenetze kann mittels Wärmespeicher sogar zusätzlicher Strom (mehr als momentaner Wärmebedarf) in Stunden mit hohem EE-Leistungsangebot (negativer Residuallast) eingebracht werden und den Einsatz von KWK und Heizkessel weiter reduzieren.

Hybridsysteme als abschaltbare aber effiziente Lasten sind hier konkret:

- ▶ E-Lkw (hier vereinfacht als Aggregation von Oberleitungs-Lkw, OVC-HEV-Lkw und Bussen)
- ▶ OVC-HEV-Pkw
- ▶ Großwärmepumpen in der Industrie und Fernwärme

Diese vermeiden das extra Gaskraftwerke für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit gebaut werden müssen und werden nur sehr selten (ca. 1 Tag im Jahr) abgerufen. Der Einfluss auf THG-Emissionen und Rohstoffbedarf ist wie beim vernachlässigten Lastabwurf von Industrieverbrauchern gering.

Hybridsysteme als zuschaltbare aber ineffiziente Lasten sind:

- ▶ Elektrodenkessel + Heizkessel im Bereich der Prozesswärme in GHD und Industrie
- ▶ Elektrodenkessel + KWK im Bereich Industrie (und als Option im Bereich Fernwärme)
- ▶ nationale Power to Gas (PtG)-Anlagen zur Methanherzeugung.

Diese werden je nach Verfügbarkeit von Stromangebot und Stunden mit ausschließlicher EE-Stromdeckung weniger oder sehr häufig eingesetzt.

Die Leistungen der zuschaltbaren und abschaltbaren Lasten ergeben sich aus der Ausbauplanung endogen in der Modellierung.

5.3.3 Annahmen zu strombasierten regenerativen Brennstoffen

Elektrolyse

In den GreenEe-Szenarien wird die technische Möglichkeit der Wasserstoffrückverstromung zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung nicht berücksichtigt. In der Stahlindustrie und chemischen Industrie werden Elektrolyseanlagen zur Vor-Ort-Bereitstellung von Wasserstoff unterstellt. Die Elektrolyseanlagen sind Anlageinvestitionen, die in der gesamtwirtschaftlichen

Rohstoffrechnung in RESCUE nicht differenziert ausgewiesen werden konnten. Daher wurden die spezifischen Investitionen bei der Energie-, jedoch nicht bei der gesamtwirtschaftlichen Rohstoffrechnung berücksichtigt. Die Investitionskosten werden mit 500 €/kW_{el} im Jahr 2050 unterstellt. Der OPEX beträgt 3 % der Investitionskosten (s. Tabelle 64). Die Lebensdauer der Anlagen wird mit 20 Jahren angenommen.

Tabelle 64: Kosten der Elektrolyse in allen Green-Szenarien

	Heute	2030	2050
CAPEX in EUR/kW	1000	650	500
OPEX in % von CAPEX	3 %	3 %	3 %

Quelle: Eigene Annahmen UBA, Fraunhofer IEE

Als Wirkungsgrade der Elektrolyseanlagen (auch für die PtG/PtL-Herstellungen im internationalen Bereich) werden die Werte aus Tabelle 65 unterstellt. Die Angabe zum Wirkungsgrad berücksichtigt keine Abwärme-Nutzung des Fischer-Tropsch-Prozesses (möglich bei Hochtemperatur-Elektrolyse SOEC). Diese mittleren Wirkgrade sind dabei sowohl für die Techniken Druckalkalische Elektrolyse, PEM und SOEC repräsentativ.

Tabelle 65: Wirkungsgrad Elektrolyse in allen Green-Szenarien

	2030	2040 / 2050
Heizwert	70 %	75 %
Brennwert	82,5 %	88,5 %

Quelle: Eigene Annahmen UBA, Fraunhofer IEE

Wasseraufbereitung

Eine Meerwasserentsalzung für die Elektrolyse ist nur im internationalen Bereich an Küstenstandorten berücksichtigt. Die Verbräuche sind jedoch gering und nicht entscheidend für die Energiebilanz. Übliche Verfahren hierfür sind die mehrstufige Entspannungsverdampfung (Erhitzen, MSFD) und die Umkehr-Osmose (Filter). Hierbei würde heute die MSFD-Technik (aufgrund der höheren Dimensionierung / Skalierbarkeit der Leistung) verwendet werden. Es wird unterstellt, dass ab 2030 die Umkehr-Osmose zur Anwendung kommt, da diese eine höhere Effizienz aufweist. Es wurde eine Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren unterstellt.

Tabelle 66: Energiebedarf für die Meerwasserentsalzung in allen Green-Szenarien

kJ/kg H ₂ O	Heute	2030	2050
MSFD	170 (Jess et al. 2011)	<i>Es wird keine weitere Verwendung der Technologie unterstellt</i>	
Osmose	14,4 (IWA 2016)	10,8 (Fasihi et al. 2016) (IWA 2016)	7 (Jess et al. 2011) (IWA 2016)

Quelle: Literaturrecherche Fraunhofer IEE, Quellen in der Tabelle angegeben

Tabelle 67: Kosten für die Meerwasserentsalzung mittels Umkehr-Osmose in allen Green-Szenarien

	Heute	2030	2050
CAPEX in EUR/(m ³ *a)	4,61 (IWA 2016)	2,23 (Fasihi et al. 2016)	2 (IWA 2016)

	Heute	2030	2050
OPEX in % von CAPEX	4,3 % (IWA 2016)	4,3 %	4,3 %

Quelle: Literaturrecherche Fraunhofer IEE, Quellen in der Tabelle angegeben

CO₂-Bereitstellung

Bislang liegen für diesen Bereich nur sehr wenige Studien mit Kostenangaben und Rohstoffanalysen vor. Es werden daher insbesondere die Erkenntnisse des UFOPLAN-Vorhabens „Integration Erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, TV 2“ (FZK 3714 41 107 2) sowie SYSEET (Liebich et al. 2020a; b) und die Information der Firma Climeworks (Climeworks 2016) genutzt.

Für die internationale Bereitstellung von PtG-CH₄ und PtL wird die Direct Air Capture (DAC)-Technologie unterstellt. Diese Technologie basiert auf dem Prinzip mittels Filterung und Regeneration eines speziellen Filtermaterials CO₂ der Umgebungsluft zu entziehen. Hierbei werden große Mengen Luft durch einen Filter transportiert, an dessen Oberfläche das CO₂ chemisch gebunden wird. Bei einer Temperatur von 100°C kann ein gesättigter Filter vom CO₂ wieder befreit werden und für weitere Kreisläufe wiederverwendet werden. Auf diese Weise kann hochreines CO₂ gewonnen werden. In Tabelle 68 und Tabelle 69 wird der Energiebedarf für die CO₂-Bereitstellung sowie die hierfür nötigen Kosten dargestellt.

Tabelle 68: Energiebedarf der CO₂-Bereitstellung für Importe in allen Green-Szenarien

kWh/kg CO ₂	Heute	2030 - 2050
Thermisch	2,5 (Climeworks 2016)	1,5 (Climeworks 2016)
Elektrisch	0,45 (Climeworks 2016)	0,2 (Climeworks 2016)

Quelle: Literaturrecherche Fraunhofer IEE, Quellen in der Tabelle angegeben

Tabelle 69: Kosten der CO₂-Bereitstellung für Importe in allen Green-Szenarien

	Heute	2030	2040	2050
CAPEX in EUR/kW	450 (Schmidt et al. 2016)	228 (Climeworks 2016)	200	170 (Enea Consulting 2016)
OPEX in % von CAPEX	4% (Schmidt et al. 2016)	4% (Fasihi et al. 2016)	4%	4% (Fasihi et al. 2016)

Quelle: Literaturrecherche Fraunhofer IEE, Quellen in der Tabelle angegeben

Für die nationale Bereitstellung von PtG-CH₄ und PtL werden keine spezifischen Kosten und Energieaufwendungen in den Green-Szenarien unterstellt. Insofern wird in den Green-Szenarien systematisch eine Begünstigung der CO₂-Nutzung mittels CCU aus industriellen Prozessen unterstellt. Ob dies stattfindet ist Ergebnis der energiewirtschaftlichen Modellierung.

Methanisierung

Für die PtG-Erzeugung wird für den Wirkungsgrad der Methanisierung ab 2030 als konstant mit 79 % angenommen (Heizwert H₂ / Heizwert CH₄).

Die Methanisierung kann auf Grund von angenommenen Zwischenspeichermöglichkeiten in Grundlast erfolgen. Die Lernkurve für die Investitionskosten von Methanisierungsanlagen wird auf Basis der im Projekt „Energieversorgung des Verkehrs“ ausgewerteten Studien festgelegt.

Auch hier werden erst Kosten ab dem Stützjahr 2030 angenommen. Die Kosten sinken von 400 €/kW CH₄ in 2030 auf 350 €/kW CH₄ in 2040 und 300 €/kW CH₄ im Jahr 2050.

Die Anlagenlebensdauer wird mit 20 Jahren angenommen.

In Summe ergibt sich unter der Annahme von vorhandenen CO₂-Quellen im Fall der nationalen PtG-Erzeugung ein Wirkungsgrad von 59,25 % in 2050.

FT-Synthese

Die FT-Synthese ist ein exothermer Prozess, und weist daher keinen Energiebedarf auf. Die Wärmerückgewinnung liegt bei maximal 52,33 kJ/mol H₂O über Wärmetauscher.

Bei diesem Prozess ist der Wirkungsgrad bezogen von Strom/Wasserstoff zu PtL (ohne Abwärmenutzung aber inkl. Umwandlung von CO₂ zu einem CO-reichen Synthesegas in einer RWGS-Anlage - reverse water-gas shift):

- 74,24 % bezogen auf den Brennwert von H₂ und PtL
- 80,38 % bezogen auf den Heizwert von H₂ und PtL

Tabelle 70: Kosten für die Fischer-Tropsch-Synthese in allen Green-Szenarien

	Heute	2030	2050
CAPEX in EUR/(bbl*a)	123.924	60.000 (Fasihi et al. 2016)	49.768 (Fasihi et al. 2016)
OPEX in % von CAPEX	5 % (Fasihi et al. 2016)	3 % (Fasihi et al. 2016)	3 % (Fasihi et al. 2016)

Quelle: Literaturrecherche Fraunhofer IEE, Quellen in der Tabelle angegeben

Die Anlagenlebensdauer wird mit 20 Jahren angenommen.

In Summe ergibt sich aus detaillierten Simulationsergebnissen (Fraunhofer IWES 2017) über die gesamte Prozesskette der Meerwasseraufbereitung, CO₂-Abtrennung aus der Luft für PtL ein Wirkungsgrad von ca. 48 % (Heizwert) für den Einsatz von Wind- und PV-Strom.

5.3.4 Zinsannahmen

Bei der langfristigen Modellierung werden die Zeitpunkte von Einsatz-, Investitions- und Stilllegungsentscheidungen optimiert. Jede Investition benötigt Kapital. Um dieses Kapital besteht Konkurrenz, da es ebenfalls für andere Investitionen verwendet werden könnte. Aus diesem Grund hat das zu beschaffende Investitionskapital Verzinsungsansprüche, die bei den Amortisierungskalkulationen berücksichtigt werden müssen.

Grundsätzlich soll eine volkswirtschaftliche Perspektive verfolgt werden. So stellen administrativen Preisbestandteile z.B. Steuern eine Umverteilung innerhalb des Systems dar, aber keinen volkswirtschaftlichen Ressourcenverbrauch. Sie sind deshalb nicht als Kosten zu berücksichtigen. Bezogen auf die Zinsen stellt sich bei einer volkswirtschaftlichen Perspektive die Frage, ob unterschiedliche Zinshöhen sich fundamental rechtfertigen lassen oder ob sie in der Realität auf unterschiedliche regulatorische Rahmenbedingungen zuzuführen sein könnten.

Es wird vereinfachend mit Blick auf die Energieerzeugung (welche aufgrund der Kostenoptimierung in diesem Bereich relevant ist) ein einheitlicher Investitionszinssatz von 7,5 % unterstellt. Dabei wird jedes Jahr separat auf die Minimierung der annuitätischen Systemkosten optimiert. Kosten im Pfad und damit Fragen hinsichtlich einer Diskontierung und Bewertung von Kosten und Einsparungen heute gegenüber Kosten und Einsparungen in der Zukunft sind damit nicht relevant.

5.3.5 Annahmen zu Brennstoffpreisen

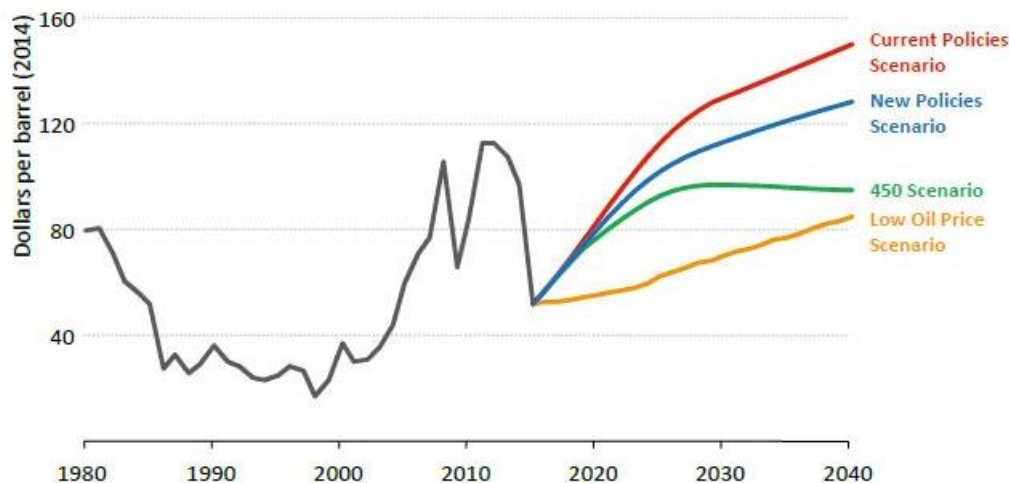
Staatliche Preisbestandteile, wie Energiesteuer, Netzentgelte etc. werden in sämtlicher Energieträgerkosten nicht berücksichtigt.

Fossile Brennstoffpreise

Wie bereits in Kapitel 3.3 dargestellt, wird von einer ambitionierten Klimaschutzpolitik nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa und im außereuropäischen Ausland ausgegangen, die sich auch auf die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen niederschlägt. Deshalb gehen alle Green-Szenarien von einer insgesamt gedämpften Nachfrage nach fossilen Brennstoffen an den globalen Rohstoffmärkten aus.

Vor diesem Hintergrund wird eine moderate Entwicklung der Preise von Öl, Gas und Steinkohle ausgegangen, welche sich maßgeblich am World Energy Outlook 2015 (Szenario 450 ppm) orientiert (s. Abbildung 40) (iea 2015). Die Werte von 2040 werden bis 2050 konstant fortgeschrieben. Die Preise werden auf den Realpreis des Jahres 2010 bezogen.

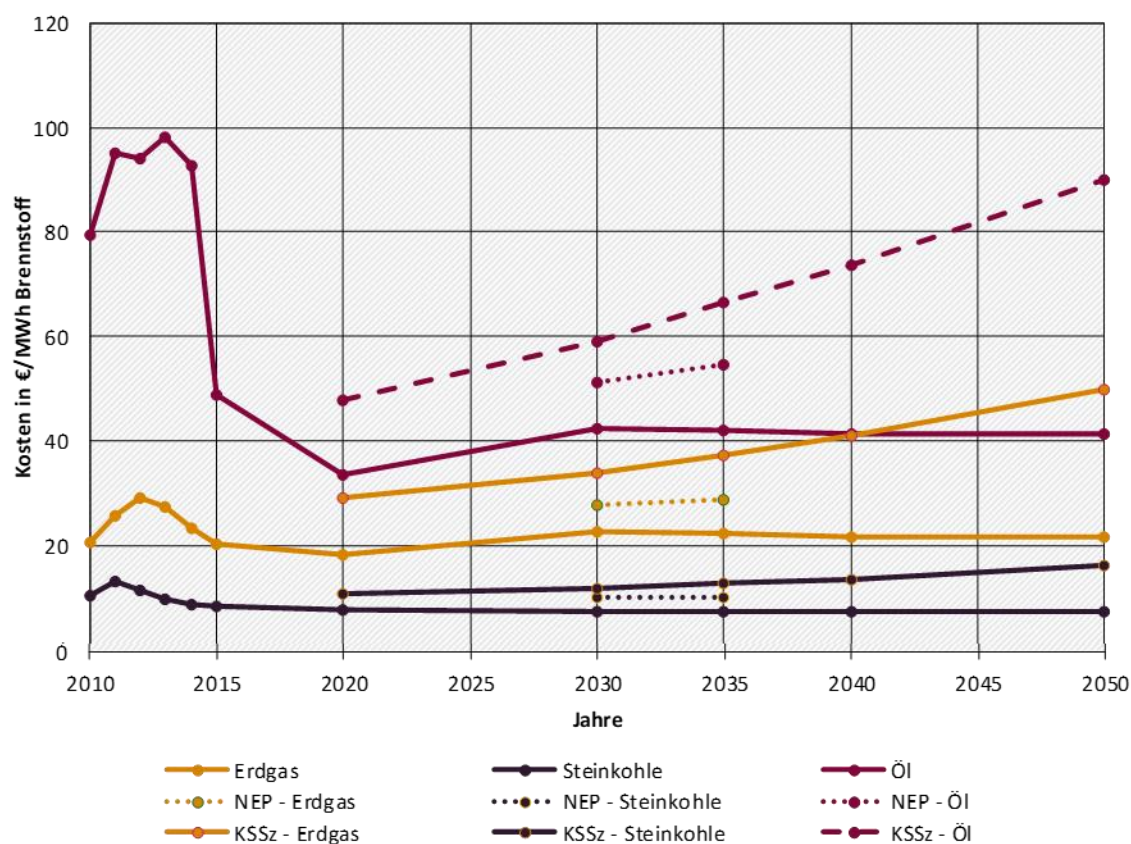
Abbildung 40: Entwicklung fossiler Brennstoffpreise für Öl



Quelle: World Energy Outlook 2015 (iea 2015)

In Abbildung 41 sind die Preise aller drei importierten Energieträger für die Green-Szenarien auf Basis der 450-ppm-Szenarios vergleichend zum Szenario des Netzentwicklungsplanes 2030 (New Policies Szenario) (BNetzA 2016) und dem Klimaschutzszenarien der zweiten Modellierungsrunde des BMUB (Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015) dargestellt. Als Transportkosten wird für Erdgas 0,5 €/MWh_{th} angesetzt (Connect et al. 2015).

Abbildung 41: Entwicklung fossiler Brennstoffpreise GreenEe (450 ppm) im Vergleich zum NEP und KSSz



Quelle: Eigene Annahmen und Darstellung Fraunhofer IEE auf Basis World Energy Outlook 2015 (iea 2015)

Für dezentrale Gasverbraucher wird kein separates Netzentgelt berücksichtigt. Als Transportkosten für Steinkohle wird 1,25 €/MWh_{th} angesetzt (Connect et al. 2015).

Für Uran wird ein Preis von 3,51 €/MWh_{th} unterstellt, für Braunkohle ein Preis von 1,85 €/MWh_{th} (Connect et al. 2015) und beides auf das Jahr 2010 zurück gerechnet.

Importpreis für PtG/L außerhalb Europas

Als Grenzübergangspreis für PtG/L-Importe kann auf die Berechnungen in Fraunhofer IWES (2017) zurück gegriffen werden. Dabei werden vereinfacht für PtG und PtL gleiche Preise unterstellt, da diese in vergleichbarer Größenordnung liegen. So ist zwar für PtG der Bedarf an CO₂ und damit auch der Aufwand zu CO₂-Abscheidung aus der Luft aufgrund des geringeren Kohlenstoffgehaltes im Brennstoff geringer, aber je nach Restriktionen eines Transports per Pipeline einerseits gegenüber Flüssiggasimporten andererseits können sich sowohl Preise oberhalb als auch unterhalb von PtL ergeben. Zudem wird im Modell PtG in Deutschland erzeugt und der Importbedarf wird von PtL dominiert. Wasserstoff wird dagegen nur in der Industrie eingesetzt und national erzeugt. Deswegen werden Importpreise für PtL in 2030 von 154,25 €/MWh, in 2040 von 136,2 €/MWh und in 2050 von 118,15 EUR/MWh_{th} unterstellt, diese als gleichwertig für PtG interpretiert. Entsprechend muss eine nationale PtG-Erzeugung im Modell auf Basis des verfügbaren CO₂ aus zentralen Quellen wie z.B. aus der Zementindustrie konkurrenzfähig zu diesem Preis sein aufgrund einer anteiligen Verwendung von Stromspitzen welche nicht durch andere Anwendungen nutzbar sind.

Merit-Order Kohle-Gas im Strommarkt in 2030

Grundsätzlich treten für den Ausbau von EE-Anlagen, E-Mobilität oder Wärmepumpen höhere CO₂-Vermeidungskosten auf, als sie in der Vergangenheit im Zertifikatehandel festzustellen waren. Unter den Preisszenarien wie sie z.B. im Netzentwicklungsplan (BNetzA 2016) genannt werden, ist dabei aber immer noch eine Einsatzreihenfolge von mittelalten bis neueren Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerken vor Gaskraftwerken im Jahr 2030 festzustellen. Rein volkswirtschaftlich abstrakt wäre dabei aber ein fuel switch von Kohle auf Gas günstiger als der Weiterbetrieb von Kohlekraft und Ausbau zusätzlicher EE-Anlagen. In der Praxis ist der CO₂-Zertifikatspreis jedoch geringer als CO₂-Vermeidungskosten und EE-Anlagen werden anteilig über ein EEG finanziert. Um jedoch dem politischen Rahmen Rechnung zu tragen wird in den 2°C-Szenarien eine vorzeitige Stilllegung eines Teils der Braunkohlekraftwerke unterstellt. Aber die CO₂-Kosten im Strommarkt werden als Differenz von Braun- und Steinkohle sowie Erdöl zu Erdgas durch eine Kompensation von 130 €/t CO₂ Differenzkosten im Jahr 2030 eingestellt. Wenn z.B. 330 € CO₂-Vermeidungskosten (inkl. Investitionen auf Basis der Information des Jahres 2030) im Modell entstehen, würden die Anlagen hier nur bei einem Preis von 200 €/t CO₂ eingesetzt werden. Für Braunkohle resultiert daraus eine Brennstoffgutschrift gegenüber Erdgas von 25,95 €/MWh, für Steinkohle gegenüber Erdgas von 17,60 €/MWh und für Öl gegenüber Erdgas von 12,16 €/MWh.

5.4 Exogene Vorgaben zur Verbrauchsentwicklung - herkömmlicher Stromverbrauch, Umwandlungssektor und Abbildung der Prozesswärme

5.4.1 Einleitung

Der Bereich des Verkehrs (Entwicklung der Nachfrage und dessen Deckung) wird durch das Modell TREMOD definiert und ist in Kapitel 4.7 beschrieben. In SCOPE erfolgt lediglich die Einsatzplanung der Elektromobilität und Berücksichtigung der THG-Emissionen des Verkehrs im Klimaziel. Der Bereich der Gebäudewärme ist in der Entwicklung der Nachfrage und der Bandbreiten möglicher Austauschrate von Heizungstechnologien in Kapitel 4.6 mittels des Modells GEMOD beschrieben. In SCOPE erfolgt dabei die Investition- und Einsatzplanung zur Deckung der Nachfrage über dezentrale Erzeugung und Fernwärme. Der Bereich der Nichtwohngebäude im Industriesektor wird dabei zusammen mit der Niedertemperaturprozesswärme <100°C im Modell abgebildet. In diesem Kapitel werden die Annahmen zur Zuordnung auf Temperaturniveaus und die Freiheitsgrade der Optimierung zur Versorgung der industriellen Nachfrage dargestellt. Der Umwandlungssektor (vor allem durch Raffinerien bestimmt) wird mittels exogener THG-Emissionen und der Stromnachfrage und Strom- und Wärmerzeugung bilanziert, vereinfacht abgebildet. Der herkömmliche Stromverbrauch ist eine exogene Vorgabe in der Gesamtsystemoptimierung von SCOPE dessen Entwicklung hier dargestellt wird.

5.4.2 Herkömmlicher Stromverbrauch

5.4.2.1 Ausgangspunkt 2010

Im Jahr 2010 wurden in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie insgesamt 510,6 TWh Strom verbraucht. Die Sektoren sind im Einzelnen in Tabelle 71 zusammengestellt. Im Haushaltsbereich entfällt etwas mehr als die Hälfte dieses Stroms auf Wärmeerzeugung, im Industrie- und GHD-Bereich sind diese Anteile deutlich geringer und liegen bei 19 % bzw. 11 %.

Tabelle 71: Historischer Endenergieverbrauch Strom nach Anwendungen und Verbrauchssektoren ohne Verkehr in 2010

Endenergie Strom in TWh/a	Haushalte	GHD	Industrie	SUMME
Raumwärme	18,8	5,3	0,9	24,9
Warmwasser	19,9	6,0	0,8	26,7
sonst. Prozesswärme	37,4	5,5	40,4	83,3
Klimakälte	0,0	3,3	4,6	7,8
sonst. Prozesskälte	27,1	10,3	5,3	42,6
mechanische Energie	3,3	32,8	150,4	186,5
IKT	23,4	22,9	9,1	55,4
Beleuchtung	11,9	61,1	10,4	83,4
SUMME	141,7	147,1	221,9	510,6

Quelle: Ziesing (2016)

5.4.2.2 Annahmen zum Zielpunkt 2050

Annahmen zum Endenergieverbrauch nach Sektoren

Im GHD werden u.a. Unternehmen bilanziert, die umfangreiche IKT-Dienstleistungen beinhalten, welche u.a. Rechenkapazitäten und cloud computing sowie spezialisierte Software-Programme und Anwendungen als Vorleistungen für andere Sektoren anbieten. Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Bedarfs von umfangreichen und spezifisch aufbereiteten Informationen seitens Industrie, GHD selbst, einschl. öffentliche Institutionen und private Haushalten, weiteren Optimierungen von Produktions- und Logistikketten sowie von Managementsystemen und sozialen Netzen wird nicht davon ausgegangen, dass Effizienzgewinne den Mehrbedarf überkompensieren können. Für den Bereich GHD wird daher von einer Konstanz des IKT-Stromverbrauches von 21,9 TWh ausgegangen.

Im Gebäudewärmebereich wird wie in Kapitel 4.6 dargestellt von einem höheren Endenergieverbrauch ausgegangen. Im Bereich Klimakälte weist die Anwendungsbilanz historisch in Summe über HH + GHD + Industrie einen Verbrauch von 7 bis 9 TWh auf. Für 2050 werden für den Stromverbrauch von Lüftungsanlagen 6,3 TWh für Wohngebäude und 5,1 TWh für Nichtwohngebäude angenommen, wobei die Zahl für Nichtwohngebäude teilweise mit dem Klimatisierungsstromverbrauch zusammenhängt. Insgesamt wird ein Bedarf von 28,1 TWh für Kühlen und Lüften unterstellt, wobei 10 TWh als zusätzlicher Stromverbrauch für Klimatisierung unterstellt und in Form des Lastmanagements flexibel eingebunden wird (siehe Abschnitt 5.3.2). Der Bedarf wird vereinfachend dem GHD-Bereich zugeordnet.

In GreenEe1 wird angenommen, dass die GHD-Prozesswärmeversorgung in Höhe von 62,4 TWh bivalent erfolgreich kann. Dies bedeutet, dass sie in der Optimierung SCOPE mit Elektrodenkesseln und Gaskesseln je nach wetterabhängiger Verfügbarkeit der EE-Stromerzeugung versorgt werden kann. Die Versorgung 18,4 TWh Kraftstoffe (Militär u.a.) erfolgt dagegen wie im THGDN weiterhin monovalent.

Tabelle 72: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in GHD im UBA THGND 2050 und GreenEe1-Szenario

	THGND			GreenEe*
Endenergie	Strom in TWh	regeneratives Methan in TWh	regenerative Kraftstoffe in TWh	Endenergie inkl. Umgebungswärme in TWh
Raumwärme	1,9	0	0	65,5
Warmwasser	-	-	-	12,6
Kühlen- und Lüften	28,1	0	0	28,1
IKT ²⁷	7,8	0	0	21,9
Beleuchtung	18,3	0	0	18,3
mechanische Energie	15,8	0	18,6 ²⁸	34,4
Prozesswärme	18,4	62,4	0	80,8
Summe	90,3	62,4	18,6	
Umgebungswärme bei JAZ 3,1	14,1			
Solarthermie	4			
SUMME	189,4			261,6

*hierbei ist die Deckung der Nachfrage durch Strom/Methan u.a. in GreenEe Ergebnis der Modellierung und nicht hier aufgeführt

Quelle: THGND (UBA 2014)

In den GreenEe-Szenarien wird unterstellt, dass die gesamte Endenergie über Wärmepumpen und Fernwärme versorgt werden kann, und ein ganzjähriger und dezentraler Einsatz von Gas nicht mehr notwendig ist.

Tabelle 73: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Energieträgern in Haushalten in den GreenEe-Szenarien und vergleichend die UBA-Studie THGND 2050

	THGND		GreenEe*
Endenergie	Strom in TWh	regeneratives Methan in TWh	Endenergie inkl. Umgebungswärme in TWh
Raumwärme	23,9	39,7	156,1
Warmwasser	11,9	4,8	64,7
Solar- und Umwälzpumpen	3,6	0	3,6
Beleuchtung	1,8	0	1,8
Sonstige Anwendungen	63,5	0	63,5
Summe	104,7	44,5	
Umgebungswärme bei JAZ 3,1	75,2		
Solarthermie	29		
SUMME	253,4		289,7

*hierbei ist die Deckung der Nachfrage durch Strom/Methan u.a. in GreenEe Ergebnis der Modellierung und nicht hier aufgeführt

²⁷ Informations- und Kommunikationstechnik.

²⁸ Kraftstoffe für überwiegende mobile Anwendungen in Verbrennungsmotoren, insbesondere für Land- und Forstwirtschaft, Baufahrzeuge, Militär.

Quelle: THGND (UBA 2014)

Der Stromverbrauch der Industrie für die Summe an Beleuchtung und IKT wird unverändert aus der THGND-Studie in GreenEe1 verwendet. Bei den IKT-Stromverbräuchen wird damit unterstellt, dass es keine sehr großen Umwälzungen/Änderungen in den Anwendungen erfolgen.²⁹ In den weiteren Green-Szenarien werden aber dann ausgehend von diesem Wert Abweichungen je nach Szenarien-Charakteristik bestimmt.

Zusätzlicher Stromverbrauch zur Endenergie

Neben dem bereits beschriebenen Verbrauch zur Endenergie im Jahr 2050 werden zusätzlich

- ▶ 3 TWh Stromverbrauch im Umwandlungsbereich (in Anlehnung an BMUB-Klimaschutzszenarien)
- ▶ 4 TWh Kraftwerkseigenverbrauch Biomasse und 1,4 TWh Kraftwerkseigenverbrauch Geothermie (wie oben beschrieben)
- ▶ Netzverluste von 33 TWh

berücksichtigt. Modellendogen ergibt sich weiterhin ein Strombedarf durch

- ▶ Die flexibel zuschaltbaren PtG-Anlagen für CH₄ (Deutschland)
- ▶ Elektrolyseanlagen für H₂-Bereitstellungen in der Industrie
- ▶ PtH-Einsatz in bivalenten Systemen
- ▶ Speicherverluste

5.4.2.3 Annahmen zum Pfad

Für die Zwischenschritte auf dem Pfad hin zum Zieljahr 2050 wird der exogen fixierte Stromverbrauch in den einzelnen Sektoren im Wesentlichen linear interpoliert. Dabei wird eine deutliche Energieeffizienzsteigerung unterstellt, so dass sich eine Abnahme des Verbrauchs um 50 % von 2010 auf 2030 ergibt, die sich kontinuierlich bis zu einer Abnahme um etwa 70 % bis 2050 fortsetzt. Die Wärmebereitstellung – aus Strom, fossilen oder regenerativen Energieträgern oder Erd- und Umgebungswärme – wird endogen optimiert und daher nicht im Voraus festgelegt.

²⁹ Ein Beispiel für eine sehr große Veränderung wäre ein in 2050 marktbeherrschendes „autonomes Fahren“, das stark steigende Datenverarbeitungsmengen einschl. stark steigenden Strombedarf erfordern würde.

Tabelle 74: Entwicklung Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Verbrauchssektoren

Endenergie Strom in TWh/a	2030				2040				2050			
	Haushalte	GHD	Industrie	SUMME	Haushalte	GHD	Industrie	SUMME	Haushalte	GHD	Industrie	SUMME
Klimakälte	0,00	5,30	3,20	8,51	0,00	7,65	2,14	9,79	0,00	10,00	0,00	10,00
sonst. Prozesskälte	0,00	14,35	3,24	17,59	0,00	16,22	2,16	18,38	0,00	18,10	0,00	18,10
mechanische Energie	4,34	29,70	104,30	138,34	3,97	22,75	79,84	106,56	3,60	15,80	53,97	73,37
IKT	0,00	23,39	9,30	32,69	0,00	22,65	9,30	31,95	0,00	21,90	9,30	31,20
Beleuchtung	7,95	41,45	8,58	57,98	4,88	29,87	6,99	41,74	1,80	18,30	5,40	25,50
SUMME	12,29	114,19	128,63	255,11	8,84	99,15	100,42	208,41	5,40	84,10	68,67	158,17

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Auf Basis dieser Annahmen wurde der herkömmliche bzw. klassische Stromverbrauch abgeleitet, welcher exogen im Modell SCOPE vorgegeben wird. Dieser ist in folgender Tabelle für das Szenario GreenEe1 dargestellt. In Summe ergibt sich langfristig ein Stromverbrauch von 381,6 TWh. Im Vergleich dazu ist die relative Einsparung im Szenario GreenEe2 dargestellt, welche sich im Bereich Industrie und GHD durch die ausgeglichene Handelsbilanz ergibt. In Summe ergibt sich dabei langfristig ein Stromverbrauch von 356 TWh und damit eine Einsparung von ca. 26 TWh.

Tabelle 75: Klassischer Stromverbrauch in GreenEe1 und GreenEe2 im Vergleich dazu

TWh/a		2030	2040	2050	2030 GreenEe2 relativ zu GreenEe1	2040 GreenEe2 relativ zu GreenEe1	2050 GreenEe2 relativ zu GreenEe1
Industrie	Prozesswärme-monovalent	65,5	72,2	96,8	98,9%	96,2%	92,6%
	Klimakälte	3,2	2,1	0,0	97,6%	92,2%	86,5%
	sonst. Prozesskälte	3,2	2,2	1,1	100,0%	100,0%	100,0%
	Mechanische Energie	72,1	61,7	52,9	99,5%	95,1%	91,4%
	IKT	9,3	9,3	9,3	96,6%	92,6%	88,4%
	Beleuchtung	8,6	7,0	5,4	99,5%	95,1%	91,4%
GHD	Prozesswärme-monovalent	8,3	8,3	8,3	100,0%	100,0%	100,0%
	Klimakälte	5,3	7,7	10,0	99,6%	95,6%	91,4%
	sonst. Prozesskälte	14,3	16,2	18,1	100,0%	100,0%	100,0%
	Mechanische Energie	29,7	22,8	15,8	99,5%	95,1%	91,4%
	IKT	23,4	22,6	21,9	99,6%	95,6%	91,4%
	Beleuchtung	41,4	29,9	18,3	99,5%	95,1%	91,4%

TWh/a		2030	2040	2050	2030 GreenEe 2relativ zu GreenEe 1	2040 GreenEe 2relativ zu GreenEe 1	2050 GreenEe2 relativ zu GreenEe1
Haus halte	Mechanische Energie	4,3	4,0	3,6	100,0%	100,0%	100,0%
	Beleuchtung	8,0	4,9	1,8	100,0%	100,0%	100,0%
	PW, Kälte, IKT	81,7	72,6	63,5	100,0%	100,0%	100,0%
Gebäudewärme NSH/TWW		13,7	6,7	3,6	100,0%	100,0%	100,0%
Verkehr - Schiene		14,0	14,6	15,2	100,2%	100,0%	99,9%
Umwandlungsverbrauch		7,0	4,0	3,0	100,0%	100,0%	100,0%
Leitungsverluste		28,0	30,7	33,0	100,0%	100,0%	100,0%

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

5.4.3 Sonstige Strom- und Wärmeerzeugung und Treibhausgasemissionen

Des Weiteren fallen insbesondere im Umwandlungsbereich, aber auch im Bereich energetische Müllverwertung (siehe auch Abschnitt 5.2.7) oder im Erdgasnetz Brennstoffverbräuche und THG-Emissionen an. Zusätzlich sind in der Emissionsbilanz Deutschland flüchtige THG-Emissionen des Energiesektors zur berücksichtigen. Andererseits sind die Wärme- und Stromerzeugungsmengen in der Deckung der Nachfragen zu berücksichtigen. Die Annahmen basieren dabei vereinfacht auf dem Klimaschutzszenario KS 95 (Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015), und werden zwischen den einzelnen RESCUE-Szenarien nicht weiter variiert. Für 2050 wird unterstellt, dass durch den Wegfall von Raffinerien (PtL-Importe) und Kokereien (Stahlherstellung auf Basis von Wasserstoff) und generell von fossilen Brennstoffen keine THG-Emissionen mehr anfallen. Auch im Bereich der Müllverbrennung wird vereinfacht unterstellt, dass durch den Einsatz von PtX im nichtenergetischen Bereich langfristig keine THG-Emissionen anfallen.

Tabelle 76: Sonstige Strom- und Wärmeerzeugung und Treibhausgasemissionen

		2030	2040	2050	
Wärmeerzeugung	Öl - Umwandlungssektor	8,6	3,3		TWh _{th}
	Raffineriegas	23,9	9,7		
	Gichtgas	3,6	1,1		
	Kokerei-/Stadtgas	2,5	2,5		
	Müll	5,8	5,0	4,2	
	THG-Emissionen	15,7	7,0	0	Mio. t CO ₂ Äq
Stromerzeugung (netto)	Sonstige Gase	0,6	0,6		TWh _{th}
	Raffineriegas	0,4	0,2		
	Gichtgas	4,7	2,1		
	Kokerei-/Stadtgas	1,2	0,5		

		2030	2040	2050	
	Müll	5,3	4,4	3,6	
	THG-Emissionen	27,1	17,2	0	Mio. t CO ₂ Äq
Pipeline-Transport Energieverbrauch Erdgasverdichter		0,5	0,2	0	Mio. t CO ₂ Äq
Flüchtige THG-Emissionen des Energiesektors		3,6	1,2	0	
SUMME THG-EMISIONEN		46,9	25,6	0	Mio. t CO ₂ Äq

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis Klimaschuttszenario 2050 KS 95 (Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI 2015)

5.4.4 Aufteilung mechanische Energie und Prozesswärme 2050 und Bereitstellung Prozesswärme (KWK-Potenzial)

5.4.4.1 Ableitung der Aufteilung mechanische Energie und Prozesswärme

Auf Basis heutiger Werte und Abschätzung der unterstellten Prozesstechniken für 2050 erfolgt eine vereinfachende Festlegung zur Aufteilung der mechanischen Energie und Energie für die Prozesswärmeversorgung. Darüber hinaus wurde ein weiterer Stromverbrauch für die erhöhten Recyclingprozesse in Höhe von 1 TWh unterstellt.

Tabelle 77: Übersicht Endenergiebedarf mechanische Energie und Prozesswärme Industrie

GreenE e - Szenari o – 2050 in TWh/a	Anmerkungen	Strom inkl Strom für Wassers troff	CH ₄ energeti sch	Mechani sch	stromba sierte Prozess- wärme	Davon <100°C	Davon >100 und<500 °C
NE- Metallin dustrie	Es wird ein Anteil von 61% für Prozesswärme unterstellt. Es wird auf Basis von 2013 von einem Anteil der Prozesswärme >100 und <500°C von 15% ausgegangen.	10,2	4,7	5,8	3,7	k.A.	0,7
Stahlind ustrie	Der Wert unter „strombasierte Prozesswärme“ beinhaltet die 88,9 TWh zur Wasserstoff-Elektrolyse	122,5	0	9,4	37,8	k.A.	k.A.
Gießerei industri e		6,5	0	1,3	5,2	k.A.	k.A.
Chemisc he Industri e	Es wurde von einem Anteil mechanische Energie in Höhe von 2% am gesamten Energiebedarf (entsprechend dem Jahr 2013) ausgegangen	54,5	30,5	1,6	18,4	k.A.	k.A.
Zement- & Kalkindu strie	Der Anteil mechanische Energie am gesamten EEV ist mit 12% angesetzt	6,0	20,7	2,4	3,6	k.A.	k.A.
Glasindu strie	Es wird auf Basis von 2013 von einem Anteil der Prozesswärme >100 und <500°C von 18% ausgegangen	4,9	0	1,0	3,2	k.A.	0,7
Papier- und Zellstoffi ndustrie	Es wird angenommen, dass etwa 1/3 des Stromverbrauches (excl. 15,1 TWh aus biogenen Reststoffen) für mechanische Antriebe benötigt wird.	31,7	0	6,1	0,9	k.A.	24,8

GreenEe - Szenario – 2050 in TWh/a	Anmerkungen	Strom inkl. Strom für Wassertroff	CH ₄ energetisch	Mechanisch	strombasierte Prozesswärme	Davon <100°C	Davon >100 und <500 °C
	Es wird auf Basis von 2013 von einem Anteil der Prozesswärme >100 und <500°C von 93% ausgegangen						
Nahrungsmittelindustrie	Es wird ein Anteil von 73% für Prozesswärme unterstellt. Es wird auf Basis von 2013 von einem Anteil der Prozesswärme >100 und <500°C von 48% ausgegangen.	28,9	0	7,8	11,0	k.A.	10,1
Textilindustrie	Es wird ein Anteil von 2/3 für Prozesswärme unterstellt. Es wird auf Basis von 2013 von einem Anteil der Prozesswärme >100 und <500°C von 38% ausgegangen.	4,1	0	1,4	1,7	k.A.	1,0
sonstige Branchen*	Es wird ein Anteil von 75% für Prozesswärme unterstellt. Es wird auf Basis von 2013 von einem Anteil der Prozesswärme <100 von 30% ausgegangen. Es wird auf Basis von 2013 von einem Anteil der Prozesswärme >100 und <500°C von 38% ausgegangen.	52,0 (41,2 ohne <100°C)	10,3	16,1	11,5	10,8 ³⁰	13,6

* im Bereich sonstige Branchen ist der Endenergiebedarf < 100°C separat ausgewiesen

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

5.4.4.2 Bereitstellung der Prozesswärme 2050 -Technische Potential in Industrie (KWK, Wärmepumpen)

Für die Prozesswärmeversorgung wird davon ausgegangen, dass bis zu einem Temperaturniveau unterhalb von 500°C der Einsatz von KWK-Techniken möglich ist. Ausgehend von der heutigen Temperaturverteilung der Prozesswärmeverbräuche wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 deren relative Verteilung konstant bleibt, so dass auf Basis der historischen Werte das mögliche technische KWK-fähige Wärmebedarfspotential ermittelt wird. Für jene in Tabelle 78 nicht aufgeführten Branchen wird das KWK-fähige Prozesswärmepotential vereinfachend vernachlässigt.

Tabelle 78: Übersicht KWK-Potential

	GreenEe1 – im Jahr 2050 in TWh/a	
	Max. KWK-fähige Prozesswärme	Annahme KWK-Potential ³¹
NE-Metallindustrie	0,7	0,4
Glasindustrie	0,7	0,5
Papier- und Zellstoffindustrie	24,8	20,9

³⁰ Es wird davon ausgegangen, dass dieser Prozesswärmebedarf mittels Wärmepumpen bereitgestellt werden kann. Dabei wird eine Jahresarbeitszahl von 4 unterstellt (siehe auch BMUB, Klimaschutzszenarien – 95% KSSz).

³¹ Aufgrund von unternehmerischen und wirtschaftlichen Hemmnissen wird davon ausgegangen, dass maximal 2/3 des Potentials auch erschlossen werden kann.

	GreenEe1 – im Jahr 2050 in TWh/a	
	Max. KWK-fähige Prozesswärme	Annahme KWK-Potential ³¹
		(davon 13,3 aus Reststoffen ³²)
Nahrungsmittelindustrie	10,1	6,8
Textilindustrie	1,0	0,7
sonstige Branchen	13,6	9,1
Summe	50,9	38,4

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Im Bereich „Sonstige Branchen“ wurden Angaben für den Bedarf unterhalb von 100°C gemacht. Dieser ist mit Hilfe von Wärmepumpen bereitzustellen und nicht Bestandteil des dargestellten Potenzials.

Die in Tabelle 78 aufgeführte KWK-fähige Prozesswärme kann mittels KWK oder bivalent bereitgestellt werden (siehe Tabelle 79 für Entwicklung 2030 bis 2050). Beispielsweise wird in der Branche „Nahrungsmittelindustrie“ angenommen, dass 6,8 TWh bivalent mittels KWK und Elektrodenkessel und die Summe von 3,4 bis 10,1 TWh bivalent mittels Gaskessel und Elektrodenkessel bereitgestellt werden können. Die Entscheidung wie stark die KWK ausgebaut wird, wird endogen im Modell über die Inanspruchnahme der Flexibilitäten ermittelt.

Im Bereich GHD sind 15,8 TWh mechanische Energie, 8,3 TWh monovalente strombasierte Verfahren (PtH) und 22,1 TWh bivalente Verfahren (PtH+Kessel) unterstellt. Der weitere Stromverbrauch (Summe Beleuchtung und IKT) wird in GreenEe1 mit 14,7 TWh angenommen.

Der Industrieprozesswärmebereich wurde in THGND (UBA 2014) ohne betrachtet. Es wurde unterstellt, dass durch Abwärmenutzung mit Wärmepumpenpotenzial für niedere Temperaturbereiche dieses versorgt werden kann. Im GreenEe-Szenario wird davon ausgegangen, dass teilweise die Nutzung von Großwärmepumpen notwendig ist um diese Abwärme nutzbar zu machen. In Anlehnung an die BMUB Klimaschutzszenarien - wo von einem Potenzial von 40 % der Temperaturen <140°C ausgegangen wird - werden zusätzlich 10,8 TWh Prozesswärme berücksichtigt, welche mit Wärmepumpen mit einer JAZ von 4 gedeckt werden können.

Darüber hinaus wird ebenfalls der Industriebereich für Raumwärme 16,6 TWh und Warmwasser 3,7 TWh berücksichtigt, welcher ebenfalls mit einer Wärmepumpe mit JAZ 4 versorgt wird.

5.4.4.3 Pfad - Aufteilung mechanische Energie und Prozesswärme im GreenEe-Szenario

Für die Stützjahre 2030, 2040, 2050 ist im folgenden die Zusammensetzung der Industrieprozesswärme dargestellt. Die branchenspezifischen Ergebnisse finden sich im Anhang in Tabelle 116, Tabelle 117 und Tabelle 118.

³² Aus internen anfallenden biogenen Reststoffen, abweichend Annahme 100% des KWK-Potenzials werden erschlossen.

Tabelle 79: Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE in GreenEe1

	Mechanische Energie	Prozesswärme					Kohle	Ersatzbrennstoffe	Wasserstoff	Wärme für WP	SUMME
		Strom PtH	PtH + Kessel	KWK + Kessel	Gas	Öl					
Industrie-Prozesswärme											
2030	72,1	65,5	8,9	30,0	151,7	44,3	130,3	7,9	20,0	15,8	546,5
2040	61,7	72,2	9,7	31,9	91,5	21,6	61,7	3,6	73,3	13,3	440,5
2050	52,9	96,8	12,5	38,4	66,2	0,0	0,0	0,0	97,2	10,8	374,8
GHD-Prozesswärme											
2030	29,7	8,3	22,1								
2040	22,8	8,3	22,1								
2050	15,8	8,3	22,1								

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Für das Szenario GreenEe2 ist der Verbrauch im Bereich Industrie um 45 TWh und im Bereich GHD um 4 TWh geringer. Die hinterlegten Produktionsmengen der Industrie in GreenEe1 sind in Tabelle 80 dargestellt.

Tabelle 80: Produktionsmengen ausgewählter Industriesektoren in GreenEe1

[Mio. t]	2030	2040	2050
Stahlindustrie	43,9	40,0	36,4
Nicht-Eisen-Metallindustrie	7,1	7,3	7,3
Gießereiindustrie	4,6	4,1	3,8
Zementindustrie	23,9	21,0	18,1
Kalkindustrie	4,9	4,3	3,7
Glasindustrie	7,4	7,1	6,9

Quelle: eigene Modellierungsergebnisse, ifeu/IEE/SSG - URMOD

Die hinterlegten Produktionsmengen für GreenEe2 sind in Tabelle 119 und die resultierenden Prozesswärmebedarfe in Tabelle 120 im Anhang dargestellt.

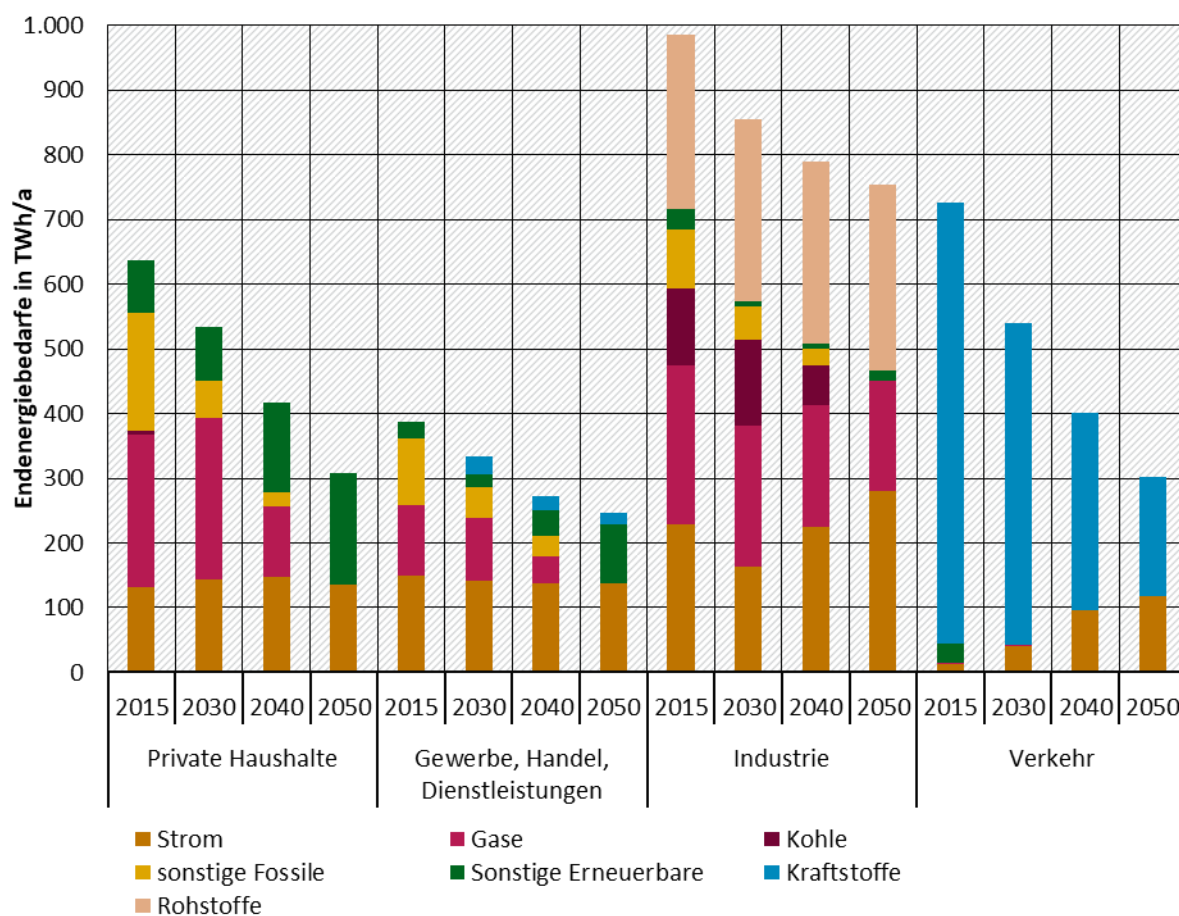
6 Ergebnisse der GreenEe-Szenarien

6.1 Energie

6.1.1 Endenergiebedarfe

Die Entwicklung der Endenergiebedarfe ist differenziert nach Energieträgern und Sektoren in folgender Abbildung dargestellt.

Abbildung 42: Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren – GreenEe1



Quelle: ifeu/IEE/SSG – GEMOD, TREMOD, SCOPE, URMOD

In folgender Tabelle 81 ist dabei der Vergleich zu GreenEe2 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Energieeinsparung durch die ausgeglichene Handelsbilanz insbesondere langfristig im Bereich synthetische Gase (PtG) und Strom auftritt. In Tabelle 121 im Anhang sind zusätzlich die differenzierten Werte für GreenEe2 dargestellt.

Tabelle 81: Endenergiebedarfe differenziert nach Energieträger und Sektoren in GreenEe1 im Vergleich zur Summe in GreenEe2

TWh/a		Strom	Gas	Kohle	sonstige Fossile	sonstige Erneuerbare	Kraftstoffe	Rohstoffe	Summe
2015	HH	132	235	7	182	81	0	0	637
	GHD	149	110	0	102	27	0	0	388
	Industrie	228	247	119	90	32	0	269	985
	Verkehr	12	2	0	0	30	683	0	727
	SUMME	521	594	126	374	170	683	269	2.737
2030 GreenEe 1	HH	143	250	0	57	84	0	0	534
	GHD	142	96	0	48	21	27	0	334
	Industrie	164	218	132	52	7	0	282	855
	Verkehr	41	0	0	0	0	499	0	540
	SUMME	490	565	132	157	112	526	282	2.263
GreenEe 2	SUMME	484	560	128	156	111	523	282	2.244
2040 GreenEe 1	HH	147	110	0	22	138	0	0	416
	GHD	138	41	0	32	40	23	0	273
	Industrie	225	188	62	25	7	0	282	789
	Verkehr	95	0	0	0	0	305	0	400
	SUMME	606	339	62	78	185	328	282	1.879
GreenEe 2	SUMME	581	327	55	79	183	327	282	1.834
2050 GreenEe 1	HH	135	0	0	0	173	0	0	308
	GHD	137	0	0	0	91	19	0	247
	Industrie	281	169	0	0	16	0	288	754
	Verkehr	118	0	0	0	0	183	0	301
	SUMME	671	169	0	0	279	202	288	1.609
GreenEe 2	SUMME	627	146	0	0	279	200	288	1.540

Quelle: ifeu/IEE/SSG – GEMOD, TREMOD, SCOPE, URMOD

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Endenergie ist aggregiert nach Strom, Brennstoffe im Energiebereich und Rohstoffen in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 82: Zeitliche Entwicklung der EE-Anteile nach Energieträger – GreenEe1

	Strom	Brenn- und Kraftstoffe ³³	Rohstoffe ³⁴
2030	75%	8%	4%
2040	92%	17%	44%
2050	100%	100%	100%

Derzeit beträgt die Importabhängigkeit in der Energieversorgung rund 70 % (2015) (AGEB 2017). Die Importe decken insbesondere die derzeitigen Bedarfe an Mineralöl, Erdgas und Steinkohle nahezu vollständig. Auch in einem regenerativen Energiesystem werden sich diese Strukturen nicht fundamental ändern. Vor dem Hintergrund der Wirtschaftlichkeit deutscher Standorte im internationalen Kontext kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der Brenn-, Kraft- und Rohstoffe (also flüssige und gasförmige regenerative Endenergieträger) auch zukünftig importiert werden. Konkret wird unterstellt, dass insbesondere der Verkehr (nationaler Personen- und Güterverkehr, internationaler Flug- und Seeverkehr) sowie die nicht-energetischen Bedarfe der chemischen Industrie durch Importe versorgt werden. Es ergibt sich im Jahr 2050 eine Importabhängigkeit von rund 60 % bezogen auf die Nettostromerzeugung.

6.1.2 Stromsektor

6.1.2.1 Strombilanz in Deutschland

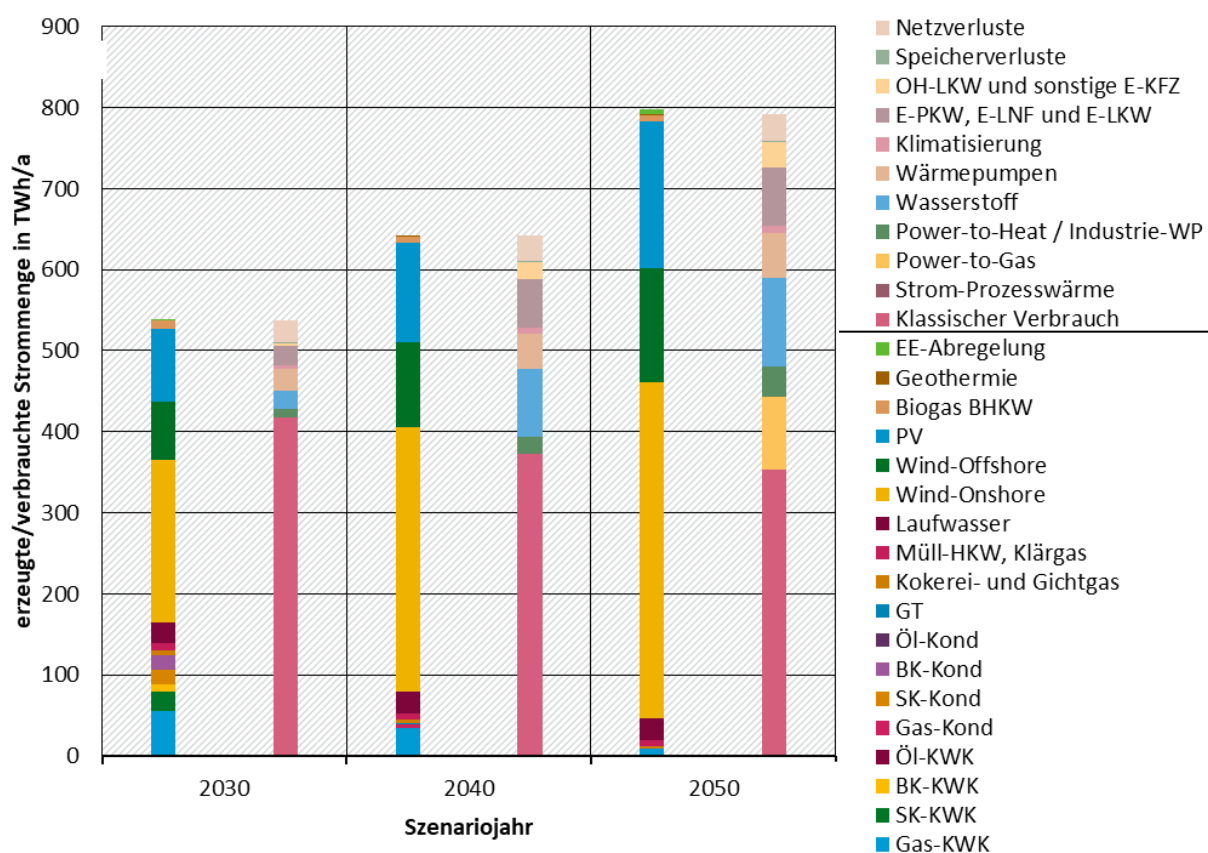
In Abbildung 43 ist das Modellierungsergebnis der Strombilanz Deutschlands im Pfad dargestellt. Dabei weist 2030 mit ca. 538 TWh aufgrund der Energieeffizienzmaßnahmen und der in der Simulation wegfallenden Stromexporte sogar eine deutlich geringe Nettostromerzeugung als im Jahre 2016 mit 612 TWh auf, gleichwohl neue zusätzliche Stromverbraucher durch Integration von Sektorkopplungstechniken erfolgt. Die Integration von neuen Stromverbrauchern nimmt in den folgenden Dekaden erheblich zu, insbesondere im Industriebereich, so dass im Jahr 2040 der Strombedarf und die Stromerzeugung stark gegenüber den historischen Werten auf 642 TWh ansteigen.

Die Stromerzeugung in Deutschland erreicht knapp 792 TWh im Jahr 2050, wobei der überwiegende Anteil von Onshore-Windenergieanlagen beigesteuert wird (s. Abbildung 43). Zudem ist eine Abregelung in Höhe von 6,4 TWh notwendig. Der Strombedarf für Wärmeanwendungen (Elektrokessel oder Wärmepumpen) ist mit 92 TWh etwa ein Viertel des herkömmlichen Strombedarfs von 353 TWh. Hinzu kommen noch 102 TWh direkte Stromnutzung zur Elektromobilität im Verkehrssektor, 90 TWh für Power-to-Gas-Methan und 110 TWh für Power-to-Gas-Wasserstoffherzeugung.

³³ Kohlen, Gase und flüssige Brenn- und Kraftstoffe

³⁴ nur stoffliche Nutzung chemische Industrie

Abbildung 43: Zeitliche Entwicklung der Stromerzeugungs- und –verbrauchsbilanz in Deutschland – GreenEe1



Quelle: ifeu/IEE/SSG – SCOPE

Der Vergleich mit GreenEe2 ist für die Nettostromerzeugung im Folgenden dargestellt, die Änderungen sind jedoch relativ gering.

Tabelle 83: Nettostromerzeugung in GreenEe1 und GreenEe2

TWh/a		Wasser	Bio	Geothermie	Müll, Klärg.	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Onshore	Offshore	PV	SUMME	EE-Abregel
2030	Green-Ee1	25,9	9,7	0,6	8,3	63,0	26,1	41,9	200,0	71,3	90,9	537,7	0,0
	Green-Ee2	25,9	10,0	0,6	8,3	59,9	30,0	43,9	192,8	71,3	89,7	532,4	0,2
2040	Green-Ee1	26,6	8,4	0,9	7,5	44,9	0,0	0,0	327,0	103,8	122,8	642,0	0,0
	Green-Ee2	26,5	8,0	0,9	7,5	53,3	0,0	0,0	300,3	103,8	119,8	620,1	0,0

TWh/a		Wasser	Bio	Geothermie	Müll, Klärg.	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Onshore	Offshore	PV	SUMME	EE-Abregel
2050	Green-Ee1	26,9	8,2	1,3	6,9	12,0	0,0	0,0	415,7	139,7	181,0	791,7	6,4
	Green-Ee2	26,9	6,5	1,4	6,9	10,8	0,0	0,0	418,9	139,7	176,3	787,5	4,2

Quelle: ifeu/IEE/SSG – SCOPE

Der Vergleich des Stromverbrauchs zeigt, dass langfristig der herkömmliche Verbrauch und Stromverbrauch für Wasserstoffherstellung insbesondere aufgrund der verringerten Industrieproduktion in GreenEe2 geringer ist. Dafür ist in GreenEe2 die nationale PtG-Produktion höher als in GreenEe1.

Tabelle 84 Nettostromverbrauch zuzüglich Verluste in GreenEe1 und GreenEe2

TWh/a		herk. Verbrauch	PtG	PtH	H2	WP	Klima	E-Mob	OH-Lkw u.a.	Speicherverlust	Netzverlust
2030	Green-Ee1	417,9	0,0	10,6	22,6	26,1	4,9	23,6	3,9	0,2	28,0
	Green-Ee2	412,6	0,0	11,4	22,6	26,0	4,9	21,7	5,1	0,2	28,0
2040	Green-Ee1	373,3	0,0	20,9	82,9	44,4	7,3	59,4	21,1	2,2	30,7
	Green-Ee2	361,5	0,0	18,5	78,6	44,4	7,3	56,8	20,3	2,0	30,7
2050	Green-Ee1	353,1	90,0	37,2	109,8	54,5	9,8	71,4	31,1	1,9	33,0
	Green-Ee2	332,8	123,8	35,1	95,3	55,5	9,7	71,5	28,9	1,7	33,0

Quelle: ifeu/IEE/SSG – SCOPE

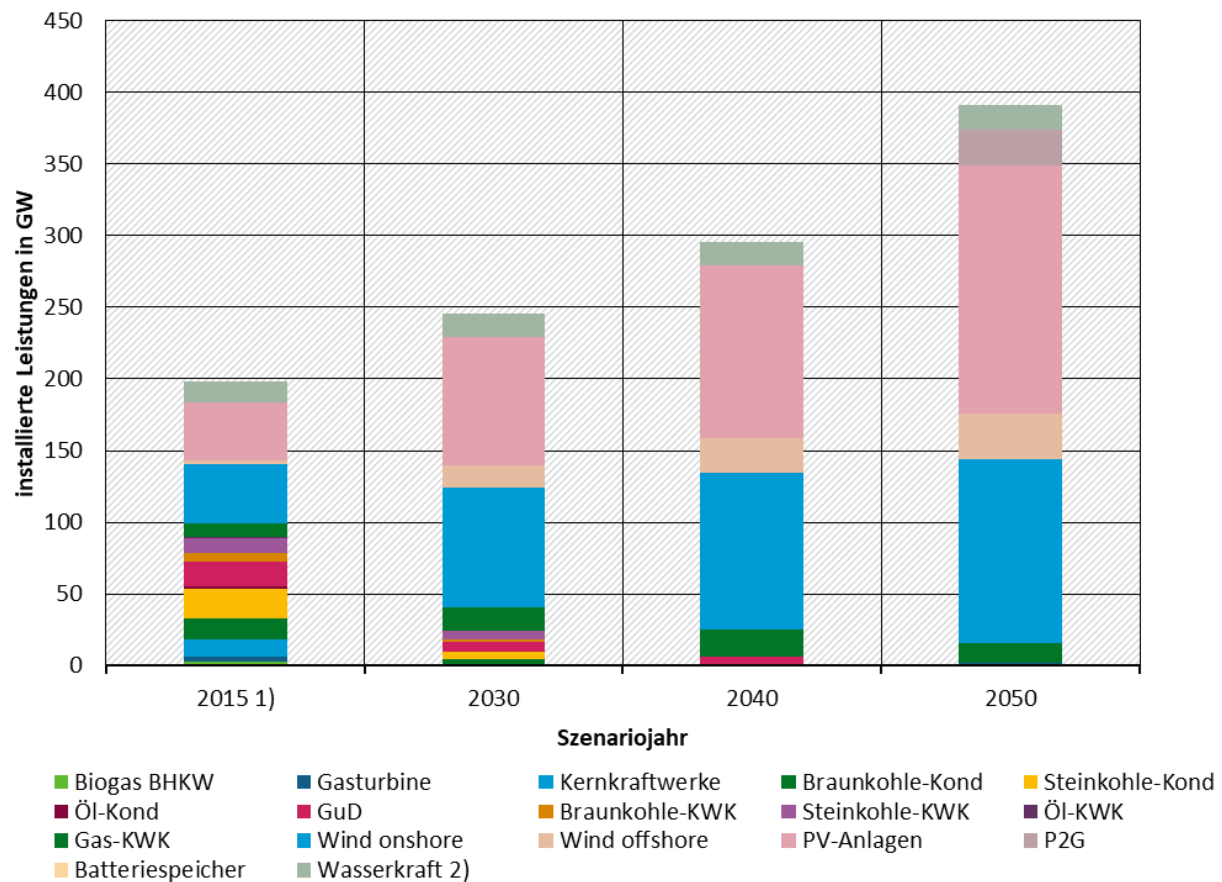
6.1.2.2 Installierte Leistungen in Deutschland

Bei den installierten Leistungen in Deutschland ist ein weitgehend kontinuierlicher Aufbau der erneuerbaren Kapazitäten notwendig, um die erforderlichen Bedarfe im Jahr 2050 decken zu können (s. Abbildung 44). Während die installierte Leistung von Windenergieanlagen in 2050 von 128 GW onshore und 32 GW offshore sowie 173 GW für PV-Anlagen sehr hoch ist, wird nur eine vergleichsweise geringe Leistung von Gaskraftwerken (14 GW KWK-GuD, 1,5 GW Gasturbinen) benötigt. Um den deutschen Methanbedarf über regeneratives Methan zu decken, sind 24 GW an Power to Gas-Anlagen notwendig, während es in Deutschland unter den Rahmenbedingungen der unterstellten konservativen Kostenannahmen für Batteriespeicher und dem DSM-Potenzial von neuen Stromverbrauchern nicht notwendig ist, diese in größerem Umfang zuzubauen³⁵. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass PtG-Anlagen und Batteriespeicher als Speicher nicht direkt in Konkurrenz stehen. Die notwendige Stromerzeugung aus Gaskraftwerken ist mit 12 TWh gering (siehe Tabelle 83) und saisonal ausgeprägt und könnte durch Kurzzeitspeicher nur mit sehr großem Aufwand weiter reduziert werden. Auf der anderen Seite sind PtG-Anlage in der Lage saisonalen EE-Strom aufzunehmen und neben der Rückverstromung auch für andere Sektoren einen Energieträger bereit zu stellen. Des Weiteren erscheint es unter den getroffenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich mit

³⁵ Anwendungsgebiete wie Systemdienstleistungen wurden hier nicht mit abgebildet. Der Einsatz von Batterien für Primärregelleistung erfolgt beispielsweise schon heute.

Hilfe von Batteriespeichern das Verhältnis zwischen Onshore und PV zu höheren Anteilen PV zu verschieben.

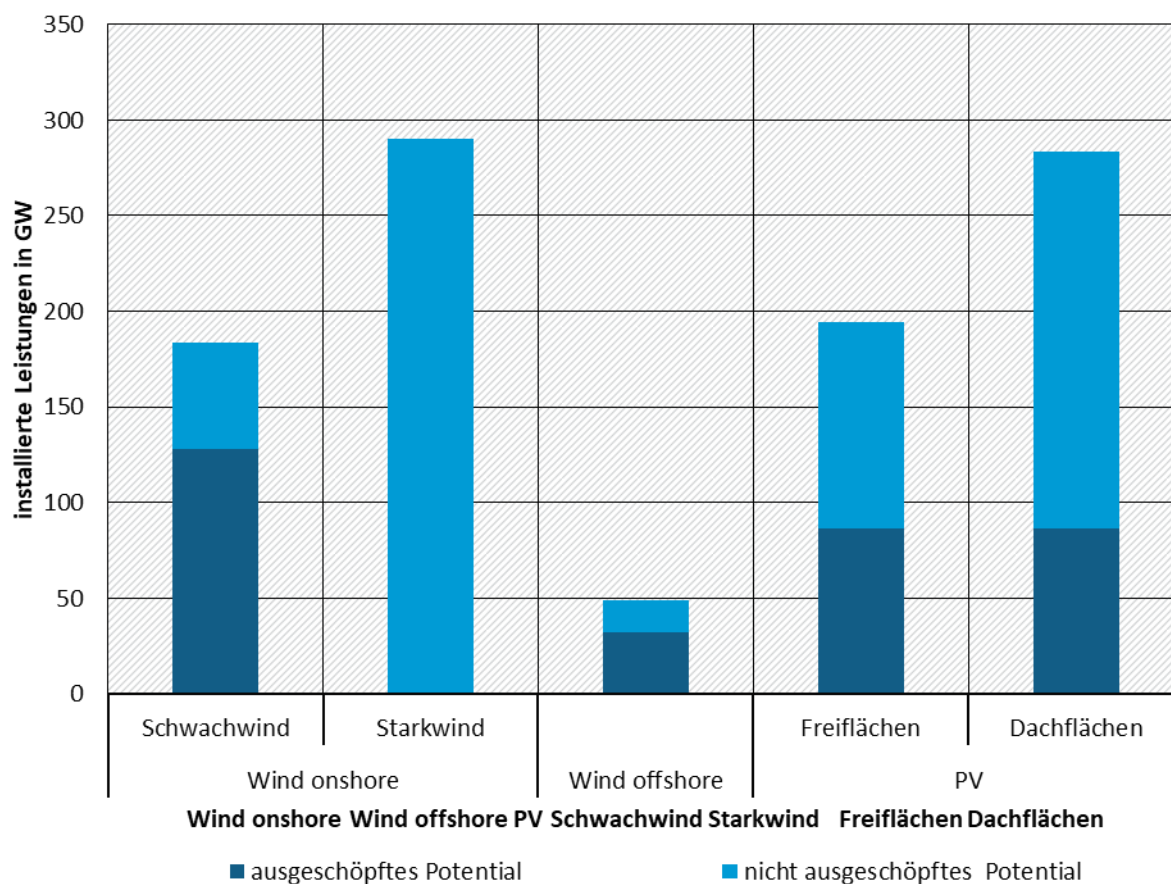
Abbildung 44: Zeitliche Entwicklung der installierten Leistungen für die Stromproduktion in Deutschland – GreenEe1



Quelle: ifeu/IEE/SSG – SCOPE

In Abbildung 45 wird verglichen, wie hoch die installierten Leistungen von Wind- und PV-Anlagen im Vergleich zum verfügbaren technisch-ökologischen Potential (siehe Abschnitt 0) sind. Bei allen Techniken ist das Potential größer als die zugebaute Leistung.

Abbildung 45: Potentialausschöpfung Wind und PV im Jahr 2050: Anteil der genutzten Installationsflächen vom angenommenen Gesamtpotential – GreenEe1



Quelle: ifeu/IEE/SSG – SCOPE

Der Markthochlauf für PV befindet sich in 2030 und 2040 an der Untergrenze, da das Emissionsziel genug Freiheitsgrade erlaubt um es zu erreichen. Der Ausbau der Windkraft-Onshore liegt im mittleren Bereich zwischen Ober- und Untergrenze.

Tabelle 85: Markthochlauf Wind-Onshore und PV

[GW]	Wind Onshore			PV		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Obergrenze	102,5	127,6		122,2	153,8	
Untergrenze	61,6	93,2		88,9	120,6	
Investition	83,4	109,2	128,4	88,9	120,6	173,4

Quelle: ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Aus dem Vergleich mit GreenEe2 wird deutlich, dass aufgrund der Handelsüberschüsse und damit höheren Stromnachfrage in GreenEe1 auch die notwendige Leistung an Wind-Onshore und PV höher ist. Wie oben bereits erläutert ist die PtG-Leistung in GreenEe1 geringer und die Gaskraftwerksleistung höher als in GreenEe2.

Tabelle 86: Installierte Leistungen in GreenEe1 und GreenEe2

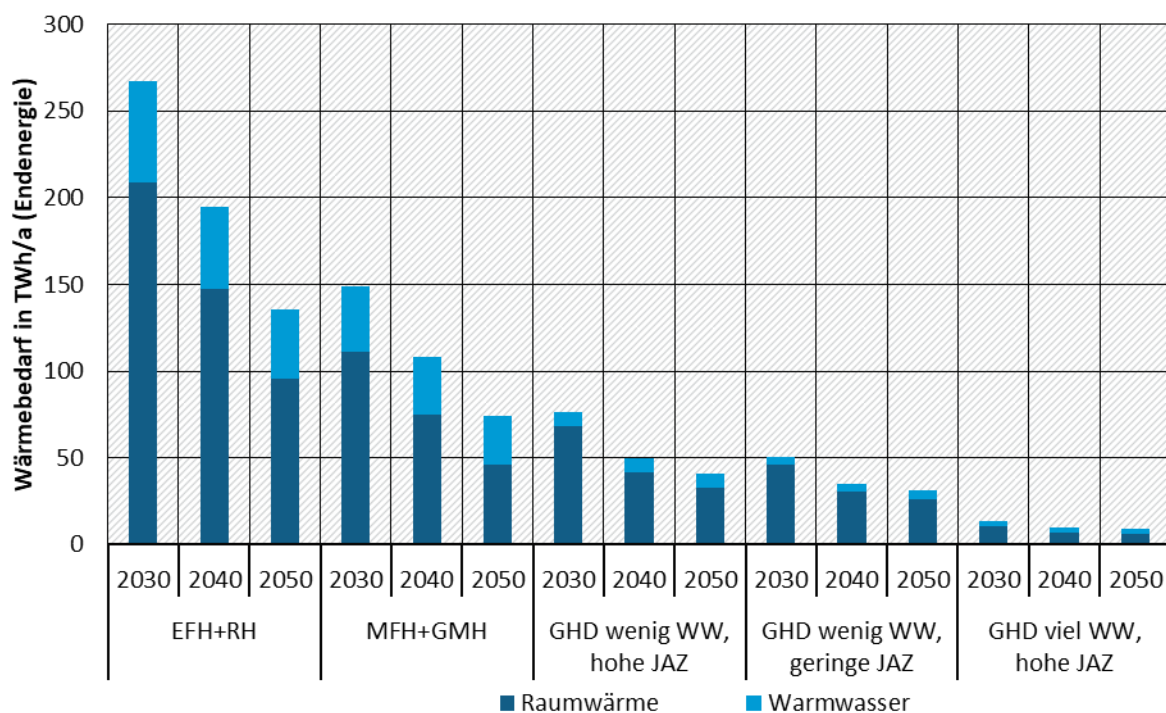
[GW]		Bio	Gas	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Öl	Onshore	Offshore	PV	PtG	BattSpeicher	Wasser
2015		2,4	29,9	12,1	21,1	30,9	2,6	41,2	3,3	39,8	0,0	0,0	14,9
2030	GreenEe1	0,1	24,3	0,0	5,2	11,3	0,2	83,4	15,6	88,9	0,0	0,0	16,7
	GreenEe2	0,1	24,3	0,0	5,2	11,3	0,2	82,0	15,6	87,7	0,0	0,0	16,7
2040	GreenEe1	0,1	25,4	0,0	0,0	0,0	0,1	109,2	23,8	120,6	0,0	0,0	16,7
	GreenEe2	0,1	25,8	0,0	0,0	0,0	0,1	100,6	23,8	117,5	0,0	0,0	16,7
2050	GreenEe1	0,1	15,4	0,0	0,0	0,0	0,0	128,4	31,9	173,4	24,3	0,7	16,8
	GreenEe2	0,1	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	127,4	32,7	168,9	30,4	0,0	16,8

Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

6.1.3 Wärmesektor

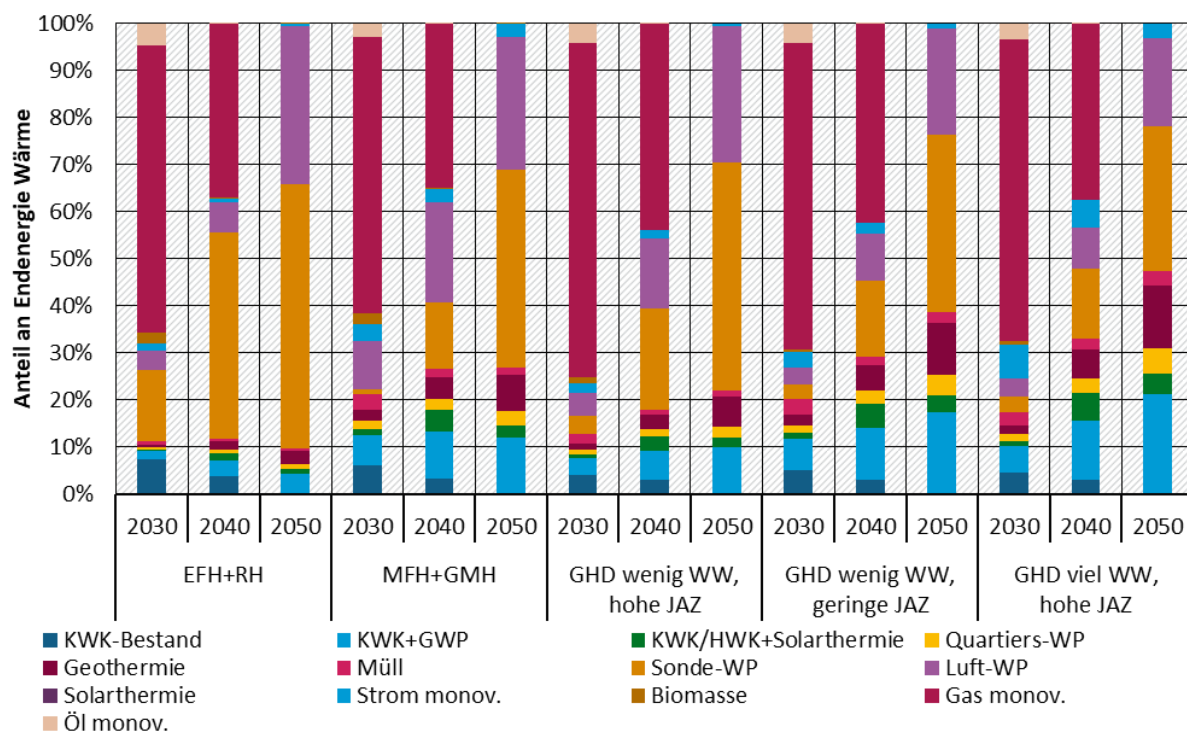
Wie in den Annahmen zur Gebäudebereich in Kapitel 4.6.2 dargestellt geht der Endenergieverbrauch stark zurück (s. auch Abbildung 46). In Abbildung 47 ist aggregiert dargestellt, welche Techniken den vorgegebenen Endenergiebedarf an Warmwasser und Raumwärme in den einzelnen Gebäudetypen decken. In den Einfamilien- und Reihenhäusern (EFH+RH) dominieren insbesondere die Sondenwärmepumpen. In 2030 gibt es noch einen hohen Gasbestand, welcher sich im Folgenden stark reduziert. Es gibt einen kontinuierlichen Aufbau des Wärmepumpenanteils und einen leichten Anstieg des Fernwärme-Anteils (aufgrund der unterstellten begrenzten Potentiale).

Abbildung 46: Zeitliche Entwicklung des Bedarfs an Raum- und Trinkwarmwasserwärme in Wohn- und gewerblich genutzten Gebäuden (GHD) – GreenEe1 und GreenEe2



Quelle: eigene Berechnungen ifeu

Abbildung 47: Zeitliche Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmebedarfsdeckung Haushalte und GHD-Raumwärme und -Trinkwarmwasser – GreenEe1 und GreenEe2



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Das Potenzial der EE-Wärme in der Fernwärmeversorgung wird aufgrund der Wirtschaftlichkeit in Rückkopplung mit dem Stromsystem in GreenEe1 und GreenEe2 nicht vollständig ausgenutzt, bzw. werden etwas mehr als notwendig, die frei verfügbaren modernen KWK-Solarthermienetze mit langfristig hohen Deckungsanteilen von PtH (Elektrodenkesseln) ausgebaut (1,9 %).

Tabelle 87: Ergebnis der SCOPE-Optimierung der Wärmenetzversorgung

	Randbedingungen für die Optimierung	GreenEe1 und GreenEe2		
		2030	2040	2050
KWK-Bestand	fix	6,3%	3,4%	0,0%
KWK+GWP	Obergrenze	3,8%	6,4%	9,0%
KWK/HWK + Solarthermie-saisonal + PtH	frei	0,8%	3,0%	1,9%
Quartiers-WP	fix	1,0%	1,6%	2,3%
Geothermie + Solarthermie-ganzjährig	Obergrenze	1,3%	3,0%	5,7%
Müll + Biomasse	fix	1,9%	1,1%	1,2%

Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

In der Optimierung wird das langfristige Potenzial für Erdsonden in 2050 sogar ausgeschöpft und ein sehr effizientes System erreicht. Im Pfad 2030 und 2040 liegt der Ausbau von Wärmepumpen in Summe aufgrund der Freiheitsgrade der Klimaziele knapp über der Untergrenze. Es wird also fast ein so spät wie möglicher Markthochlauf durch das Modell ausgeprägt. Langfristig verbleiben gemäß den Vorgaben noch 1,2 % Durchlauferhitzer.

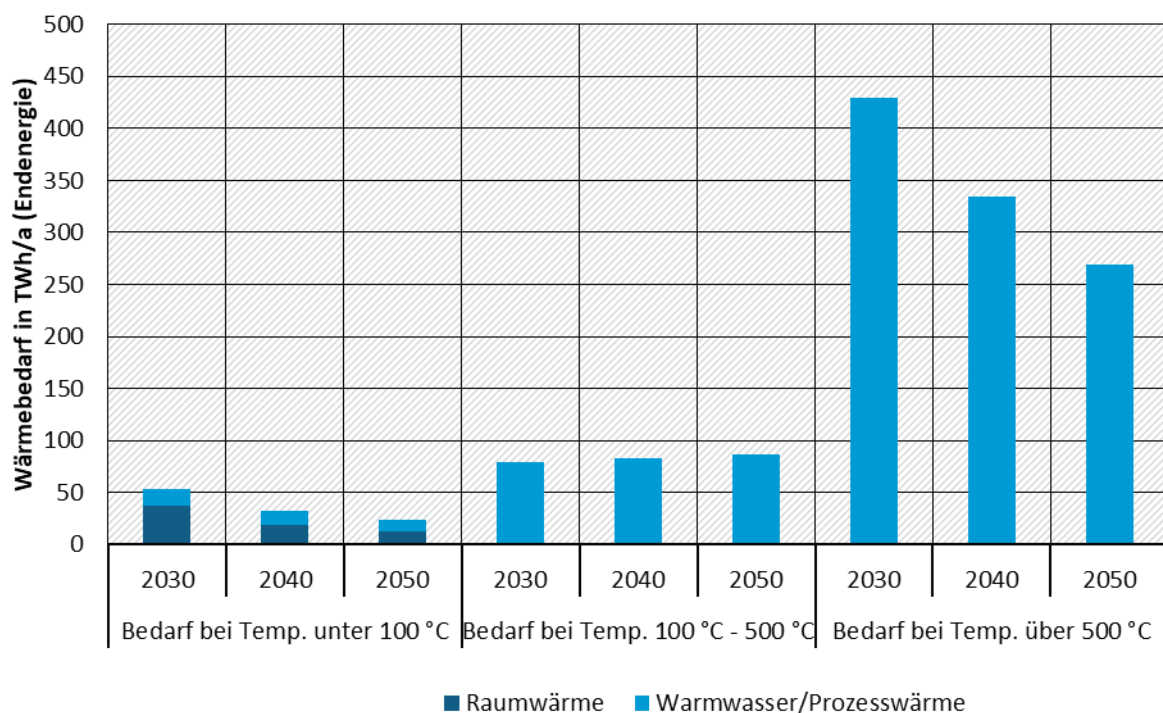
Tabelle 88: Ergebnis der SCOPE-Optimierung der dezentralen Wärmeversorgung

	Randbedingungen für die Optimierung	GreenEe1 und GreenEe2		
		2030	2040	2050
Sonde-WP	Obergrenze aus GEMOD	8,4%	29,8%	48,7%
Luft-WP	frei	5,8%	11,9%	30,0%
Strom monov.	aus GEMOD	2,5%	1,7%	1,2%
Biomasse	aus GEMOD	2,0%	0,2%	0,0%
Gas monov.	Untergrenze aus GEMOD	62,2%	37,8%	0,0%
Öl monov.	aus GEMOD	4,1%	0,0%	0,0%

Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

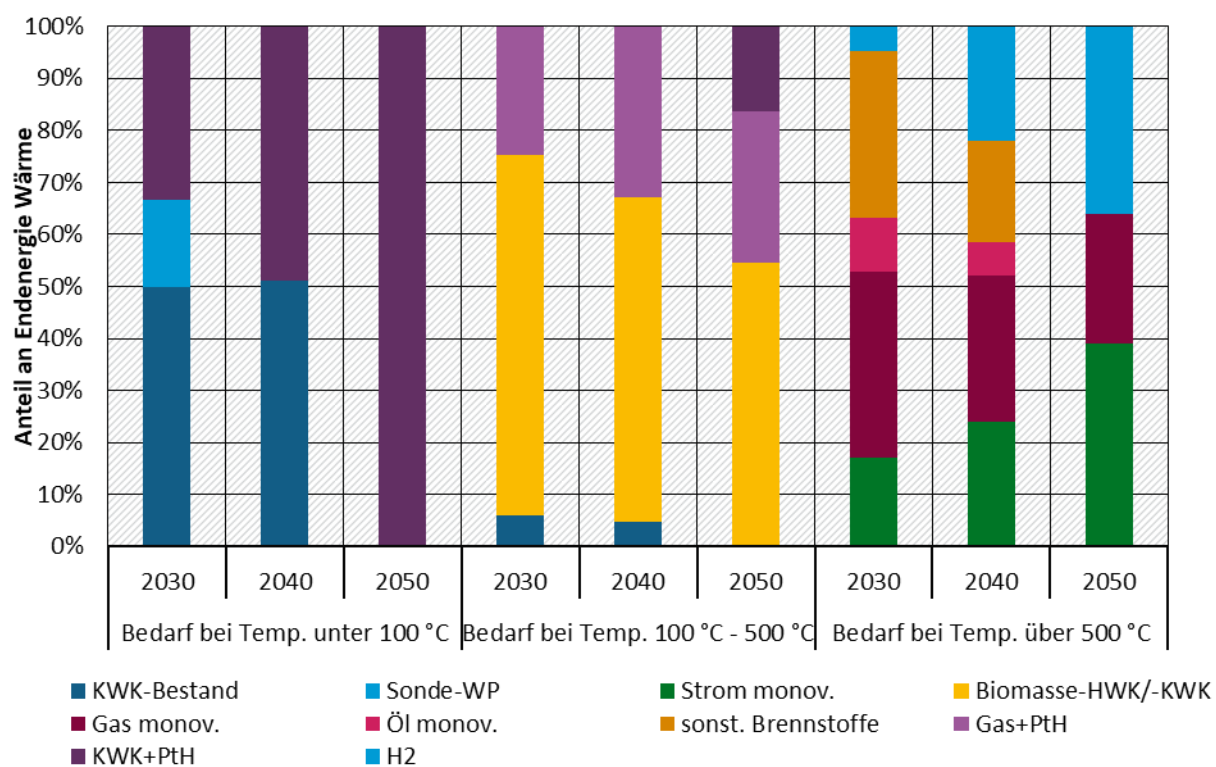
Wie in den Annahmen zur Industrie in Kapitel 4.4 dargestellt geht der Endenergieverbrauch stark zurück (s. auch Abbildung 48). Wie in Abbildung 49 dargestellt, werden für Bedarfe < 100°C ausschließlich Wärmepumpen (mit Abwärmenutzung hier vereinfacht als Luftwärmepumpen bezeichnet) eingesetzt. Für Prozesswärme-Dampfanwendungen (100-500°C) werden Hybridsysteme aus KWK und Elektrodenkesseln oder Heizkesseln und Elektrodenkesseln entsprechend der Potenzialgrenze für KWK in Abschnitt 5.3.1 eingesetzt. Neben diesen optimierten Ergebnissen sind zusätzlich die exogenen Vorgaben für Verfahren >500°C im zeitlichen Verlauf dargestellt.

Abbildung 48: zeitliche Entwicklung des Bedarfs der Industrie an Raum-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärme sowie GHD-Prozesswärme – GreenEe1



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG – GEMOD, SCOPE

Abbildung 49: zeitliche Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmebedarfsdeckung Industrie und GHD-Prozesswärme – GreenEe1



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

6.1.4 Verkehrssektor

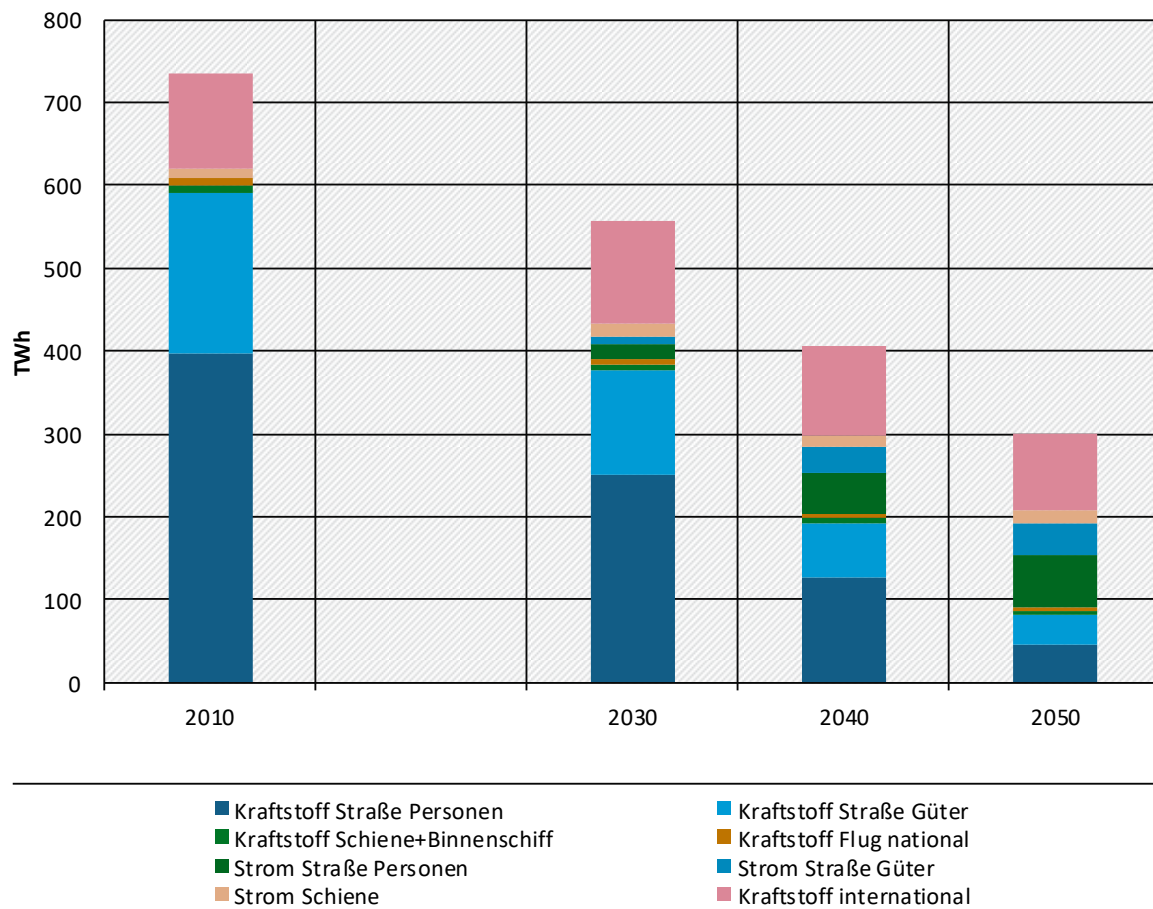
Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs sinkt im GreenEe1-Szenario bis 2030 gegenüber dem Jahr 2010 um 30 %. Dabei sinkt der Kraftstoffbedarf um 36 %, während sich der Strombedarf von 12 TWh auf 41 TWh erhöht.

Bis zum Jahr 2050 wird in GreenEe1 eine Reduktion des Endenergiebedarfs im nationalen Verkehr gegenüber 2010 um 66 % erreicht. Der Kraftstoffbedarf sinkt dabei um 85 % auf 94 TWh, während sich der Strombedarf auf 118 TWh nahezu verzehnfacht. Während von 2010 bis 2050 im Personenverkehr der Energieverbrauch um 72 % verringert wird, beträgt der Rückgang im Güterverkehr nur 55 %.

GreenEe2 weist im Vergleich zu GreenEe1 bei der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im nationalen Verkehr nur geringe Unterschiede auf, der Kraftstoffbedarf sinkt bis 2050 auf 91 TWh, der Strombedarf steigt auf 116 TWh. Insgesamt ist der Endenergiebedarf im Jahr 2050 damit etwa 2 % niedriger als in GreenEe1. Grund dafür sind die um 5 % niedrigeren Endenergieverbräuche im nationalen Güterverkehr (infolge geringerer Verkehrsleistungen), dagegen sind GreenEe1 und GreenEe2 im Personenverkehr gleich.

Im internationalen Flug und Seeverkehr, der ausschließlich durch Kraftstoffe betrieben wird, sinkt der Endenergiebedarf zwischen 2010 und 2050 um etwa 19 %. Ausschlaggebend dafür ist der Seeverkehr, wo bei weitgehend konstanter Verkehrsleistung aber stark verbesserter Energieeffizienz der Energieverbrauch um 43 % abnimmt. Dagegen werden im internationalen Flugverkehr die dort erreichten Effizienzverbesserungen zu großen Teilen durch die ansteigenden Verkehrsleistungen kompensiert, so dass der Energieverbrauch hier nur um 11 % sinkt.

Abbildung 50: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr im GreenEe1-Szenario nach Energieträgern



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - TREMOD

Tabelle 89: Entwicklung des Endenergieverbrauch nach Verkehrsmitteln für GreenEe1 und GreenEe2

TWh/a	2010	2030		2040		2050	
		GreenEe1	GreenEe2	GreenEe1	GreenEe2	GreenEe1	GreenEe2
MIV	384	255	255	164	164	99	99
ÖSPV	16	15	15	13	13	11	11
ÖV Schiene	10	10	10	10	10	10	10
Güter Straße	193	137	134	100	96	78	74
Güter Schiene	5	5	5	6	6	6	6
Güter Binnenschiff	4	3	3	3	3	3	3
Flug national	10	7	4	6	6	4	4
Flug internat.	87	105	105	91	91	77	77
Seeverkehr intern.	27	20	20	17	17	15	15
Gesamt national	621	432	430	301	297	211	207

TWh/a	2010	2030		2040		2050	
		GreenEe1	GreenEe2	GreenEe1	GreenEe2	GreenEe1	GreenEe2
International	114	124	125	108	108	92	92
Gesamt	735	556	554	408	405	303	299

Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - TREMOD

Im Folgenden ist der Endenergieverbrauch alternativ nach Energieträger aufgeschlüsselt dargestellt.

Tabelle 90: Entwicklung des Endenergieverbrauch nach Energieträgern für GreenEe1 und GreenEe2

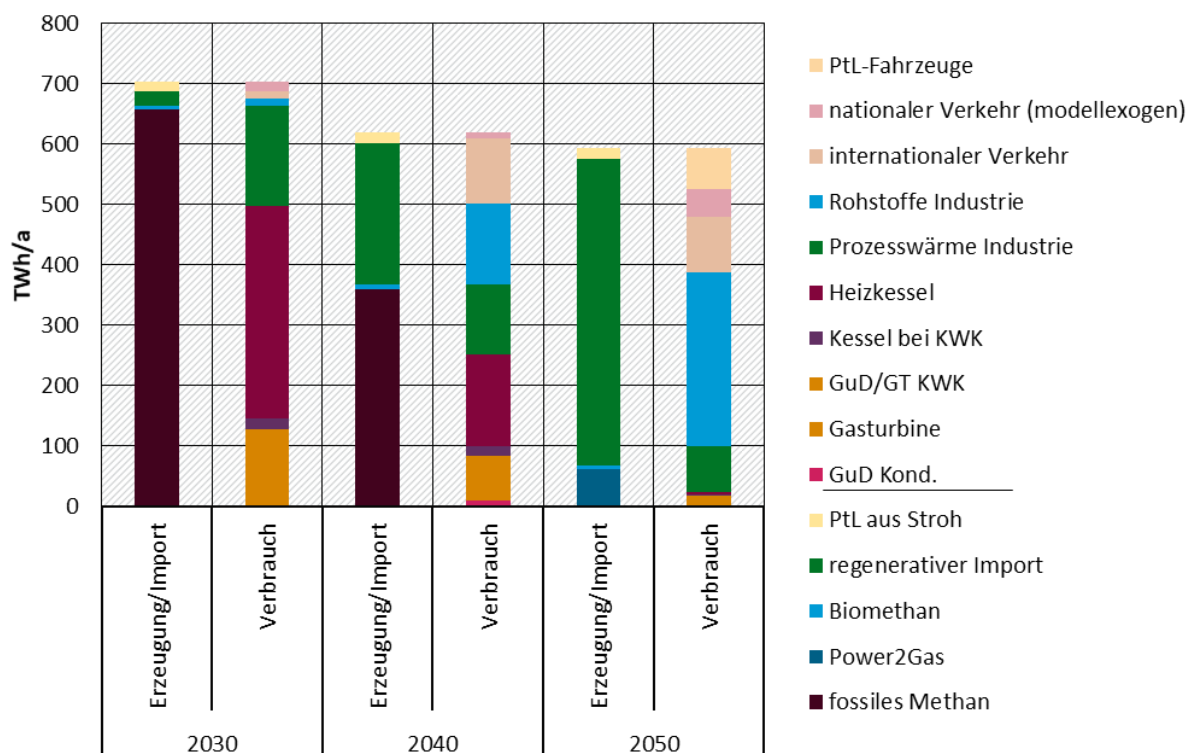
TWh/a	2010	2030		2040		2050	
		GreenEe1	GreenEe2	GreenEe1	GreenEe2	GreenEe1	GreenEe2
Kraftst. Straße PV	398	250	250	126	126	45	45
Kraftst. Straße GV	193	127	125	68	66	39	37
Kraftst. Schiene + Binnschiff	8	6	6	6	6	5	5
Kraftst. Flug nat.	10	7	7	6	6	4	4
Strom Straße PV	0	18	18	49	49	63	63
Strom Straße GV	0	9	9	32	31	40	38
Strom Straße Schiene	12	14	14	15	15	15	15
Kraftst. Internat.	114	124	125	108	108	92	92
Kraftstoff nat.	609	391	388	206	203	94	91
Strom	12	41	41	95	94	118	116
Kraftstoff Summe	723	515	513	313	311	186	183

Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - TREMOD

6.1.5 Gas- und PtL-Versorgung

Auf Grund des engen Bezugs zur Strombilanz ist in Abbildung 51 die Gas- und Kraftstoffbilanz Deutschlands dargestellt und im Folgenden auch mit GreenEe2 verglichen. Da die Brennstoffe teilweise austauschbar sind, ist in diese Bilanz zusätzlich der Import von regenerativen PtL/PtG-Kraft- und -brennstoffen mit aufgenommen. Im Zieljahr 2050 liegt der Hauptverbrauch im Bereich der stofflichen Nutzung in Industrieprozessen mit 288 TWh, gefolgt vom Verkehrsbereich mit 137 TWh. Brennstoffe werden in Deutschland überwiegend in monovalenten Prozessen in der Industrie benötigt. Der Brennstoffverbrauch von (KWK-)Kraftwerken ist vergleichsweise gering. Hierfür bedarf es einer Nettostromerzeugung von 20 TWh. Zum Vergleich: der inländische Stromverbrauch Deutschlands liegt bei 792 TWh.

Abbildung 51: zeitliche Entwicklung der Brenn- und Kraftstoffbilanz für Deutschland – Erzeugung/Importe und Verbrauch – GreenEe1



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Im Vergleich zu GreenEe2 ist der langfristige Brennstoffbedarf in GreenEe1 aufgrund der Nachfrage im Bereich Industrie und Verkehr höher (in 2050 +17 TWh). Der Einfluss der Handelsbilanz zeigt sich im PtG/L-Import noch deutlicher. Da in GreenEe1 aufgrund des höheren Stromverbrauchs in anderen Anwendungen die nationale PtG-Erzeugung geringer ausfällt, ist der Anteil, der importiert werden muss deutlich höher als in GreenEe2. Der Anteil der Importe am Gesamtverbrauch liegt mit 86 % höher als in GreenEe2 mit 81 %.

Tabelle 91: Gas- und Kraftstoffbilanz in GreenEe1 im Vergleich GreenEe2

TWh/a		fossiles Gas und Fossile Kraftstoffe	PtG-national	PtG/L-Import	Biomethan	BtL aus Stroh	SUMME
2030	Green-Ee1	657,3	0,0	23,7	7,0	15,9	703,9
	Green-Ee2	647,9	0,0	22,4	7,0	15,9	693,1
2040	Green-Ee1	360,5	0,0	234,4	7,0	16,8	618,7
	Green-Ee2	365,9	0,0	221,5	7,0	16,8	611,1
2050	Green-Ee1	0,0	62,9	506,9	5,2	17,7	592,8
	Green-Ee2	0,0	86,6	466,6	5,2	17,7	576,1

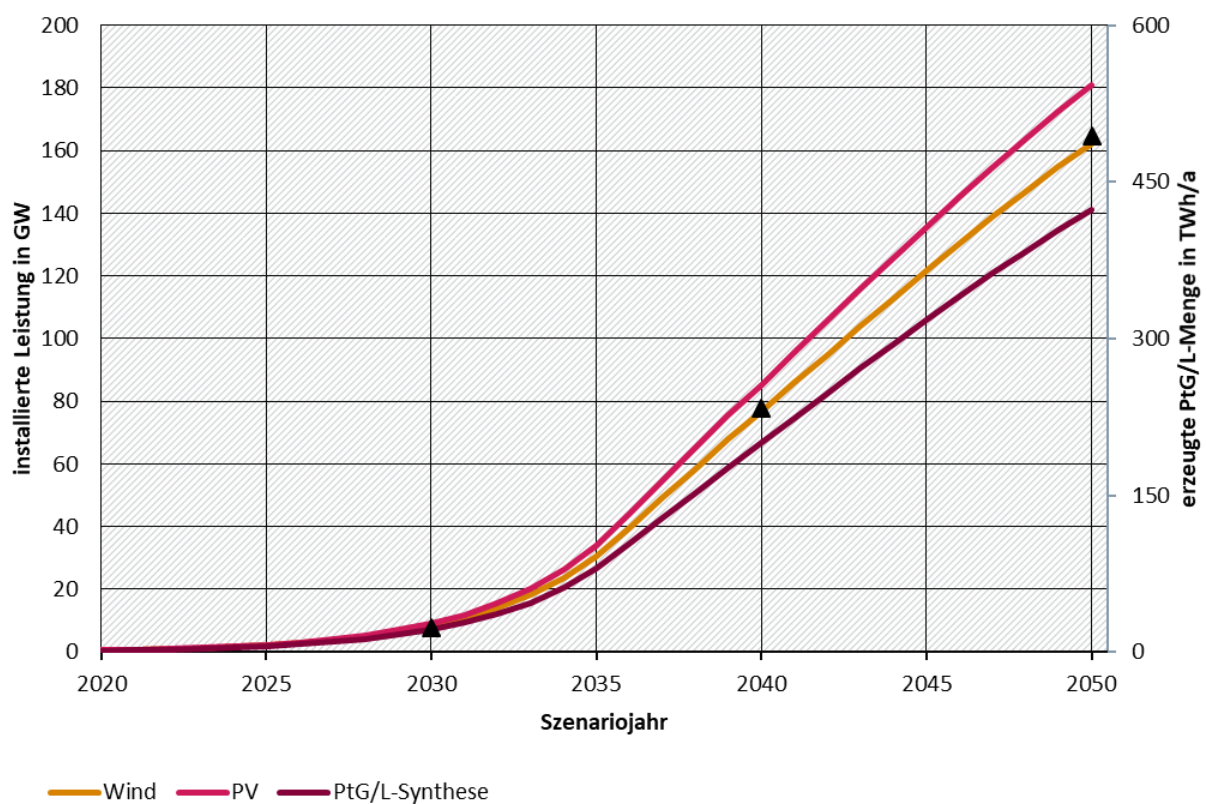
Quelle: ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Es wurde exemplarisch für einen Standort in Marokko untersucht, welche Leistungen an Windenergie- und PV-Anlagen notwendig sind, um diesen Bedarf zu decken. An dem beispielhaft gewählten Standort wären ca. 162 GW an Windenergieanlagen und 180 GW an PV-Anlagen

notwendig (s. Abbildung 52). Das bedeutet, dass für die Bereitstellung des Importes mehr als die bereits in Deutschland installierten Leistung an Wind- und Photovoltaikanlagen an internationalen Standorten benötigt werden würde.

In Abbildung 52 ist dargestellt, wie ein möglicher Ausbaupfad zum Erreichen der installierten Leistung in 2050 in Marokko aussehen könnte. Hierbei wurde angenommen, dass die Anlagen auf Grund der hohen klimatischen Belastungen und der hohen Vollbenutzungsstunden eine Lebensdauer von 20 Jahren haben und der Absatzmarkt jährlich um 30 % wachsen kann. Der jährliche Zuwachs wurde dabei auf maximal 115 % der langfristigen Austauschrate begrenzt. Dabei wird deutlich, dass bereits ab dem Jahr 2020 mit dem Zubau begonnen werden müsste, um die gewünschte Leistung im Jahr 2050 erreichen zu können.

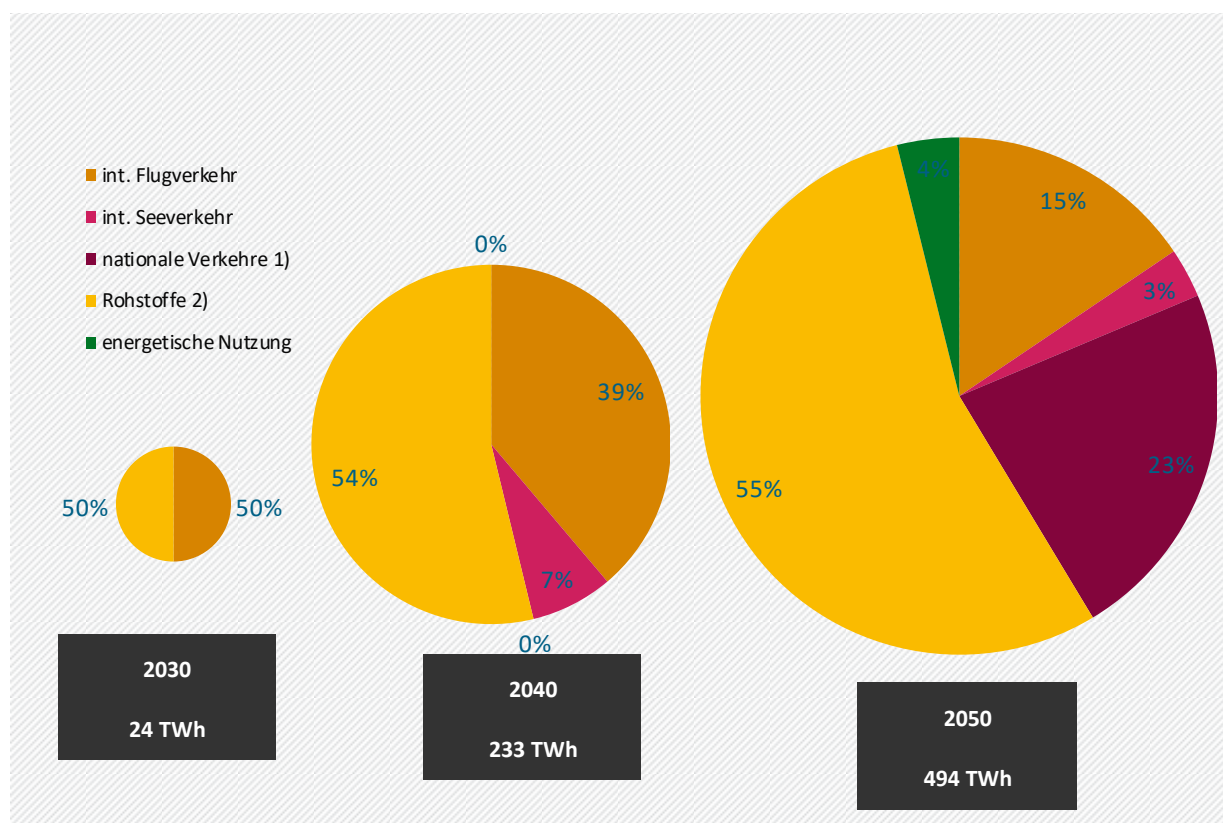
Abbildung 52: Entwicklung der PtG/L-Erzeugung in Marokko: Installierte EE- und PtG/L-Leistungen sowie erzeugte Energiemengen in GreenEe1



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Die Verwendung der importierten Brennstoffe ist in der Entwicklung im Pfad in folgender Abbildung dargestellt. Im Jahre 2030 und 2040 werden diese Importe nur in der stofflichen Nutzung und im internationalen Verkehr eingesetzt und damit nicht auf das nationale Klimaziel angerechnet. Erst im Jahre 2050 erfolgt auch eine Verwendung im nationalen Verkehr und im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung. Dabei wird deutlich, dass der absolut überwiegende Anteil der Importe PtL oder Produkte für eine stoffliche Nutzung (Naphta, Etylen) sind und PtG (hier energetische Nutzung) und einen kleinen Teil der Importe ausmacht.

Abbildung 53: zeitliche Entwicklung des PtG/L-Einsatzes in Deutschland (nur Importe) in GreenEe1



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Der Vergleich der PtG/L-Importe zwischen GreenEe1 und GreenEe2 im Pfad ist in folgender Tabelle noch einmal dargestellt.

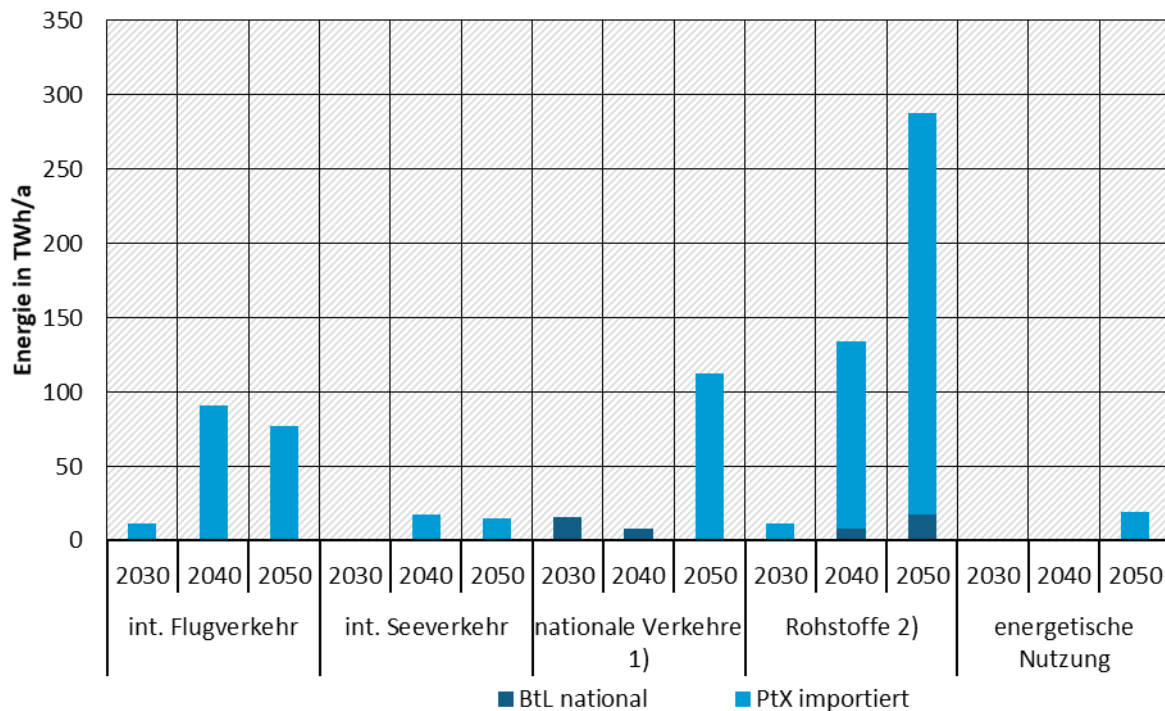
Tabelle 92: Entwicklung der PtG/L-Importmengen im Vergleich zwischen GreenEe1 und GreenEe2

	GreenEe1		GreenEe2	
	absolut [TWh/a]	relativ zu 2050	absolut [TWh/a]	relativ zu 2050
2030	23,6	5%	22,3	5%
2040	233,1	47%	220,3	47%
2050	493,6	100%	466,6	100%

Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Dagegen werden Kraftstoffe aus Biomasse im Pfad auch auf das nationale Klimaziel durch eine anteilige Anwendung im nationalen Verkehr angerechnet. Der Vergleich ist in folgender Abbildung dargestellt.

Abbildung 54: zeitliche Entwicklung des PtG/L-Einsatzes in Deutschland (Importe und national erzeugtes BtL aus biogenen Abfällen) – GreenEe1



1) Inkl. Kraftstoffe GHD (Offroad-Verkehre) 2) stoffliche Nutzung in der Chemieindustrie sowie Nutzung als Reduktionsmittel in der Gießerei- und NE-Metallindustrie

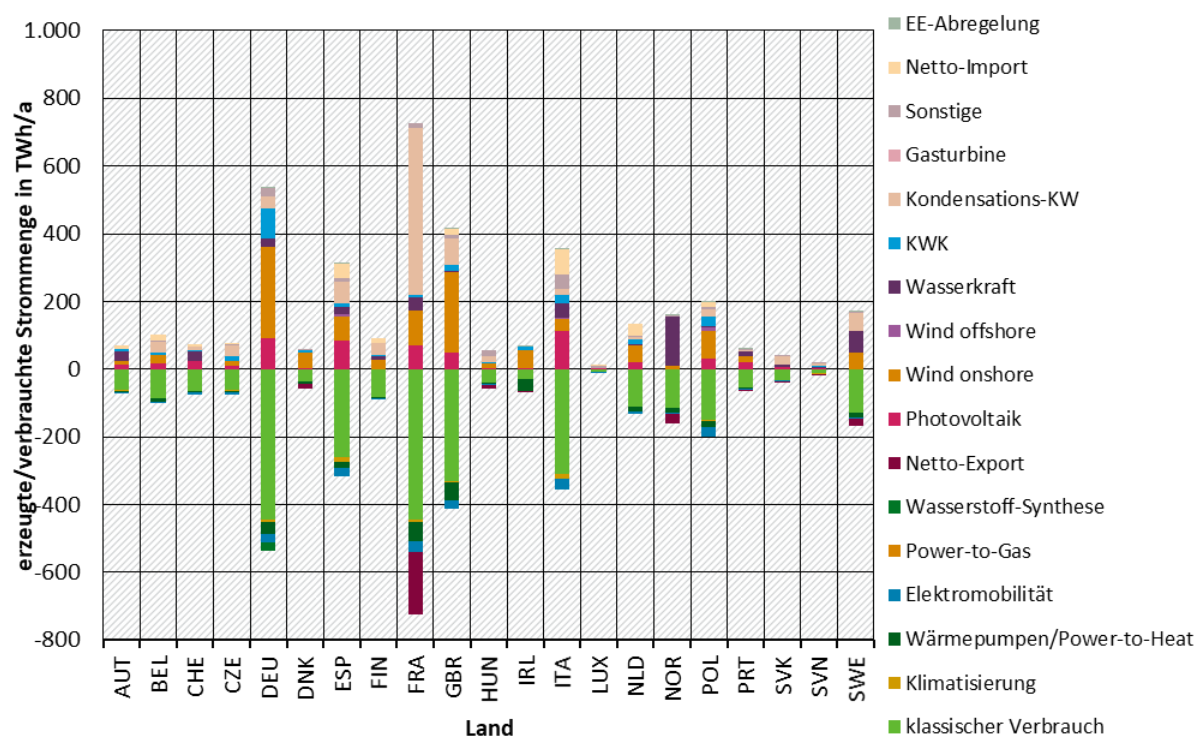
Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

6.1.6 Europäischer Rahmen

Strombilanz

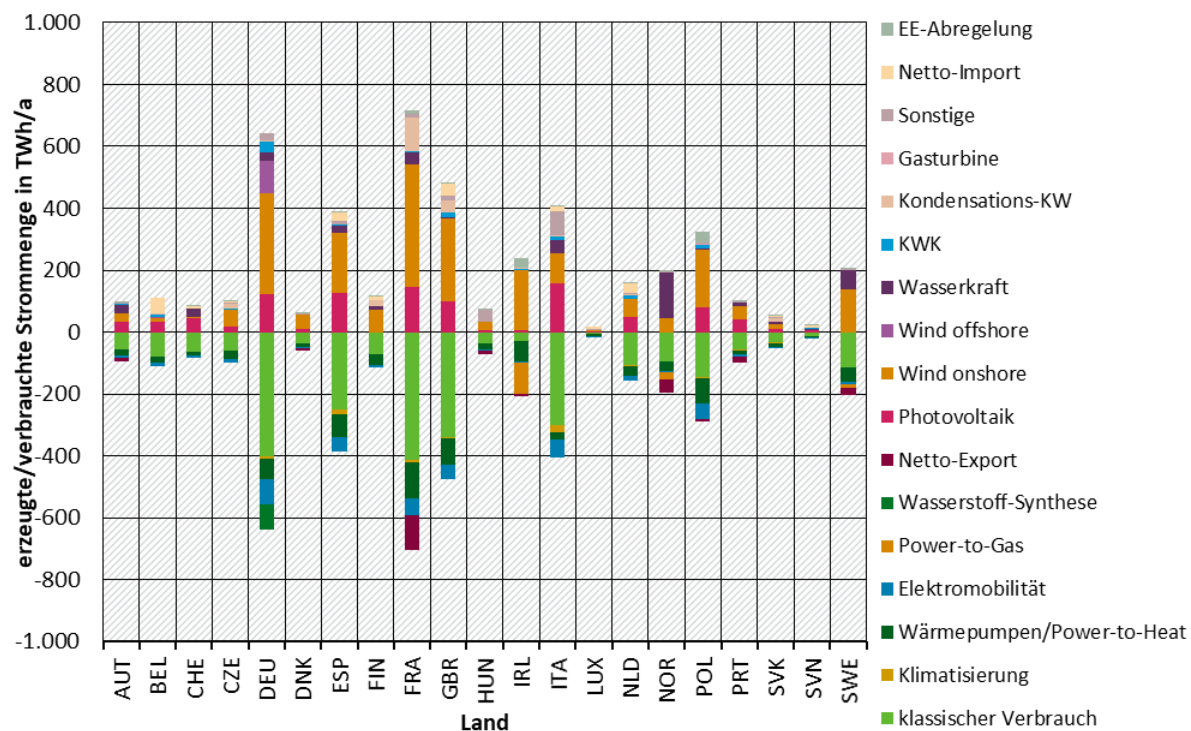
Im Folgenden ist das Ergebnis der europäischen Energiesystemoptimierung für den Pfad 2030, 2040 und 2050 für die Nettostromerzeugung und den Nettostromverbrauch zzgl. Verluste dargestellt. Grundsätzlich zeigen sich vergleichbare Entwicklungen wie in Deutschland. Während jedoch für Deutschland aufgrund der Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Szenarien eine zusätzliche Randbedingung einer ausgeglichenen Stromhandelsbilanz definiert wurde, zeigen sich zwischen den anderen Ländern Ungleichgewichte. Typische Exportländer sind Frankreich oder Norwegen, während andere Länder wie Belgien oder Niederlande auf Stromimporte angewiesen sind. In Abbildung 57 zeigt sich, dass die Stromerzeugung für den klassischen Verbrauch in den meisten Ländern langfristig deutlich vom Bedarf der Sektorkopplungsoptionen übertroffen wird.

Abbildung 55: Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2030 – GreenEe1



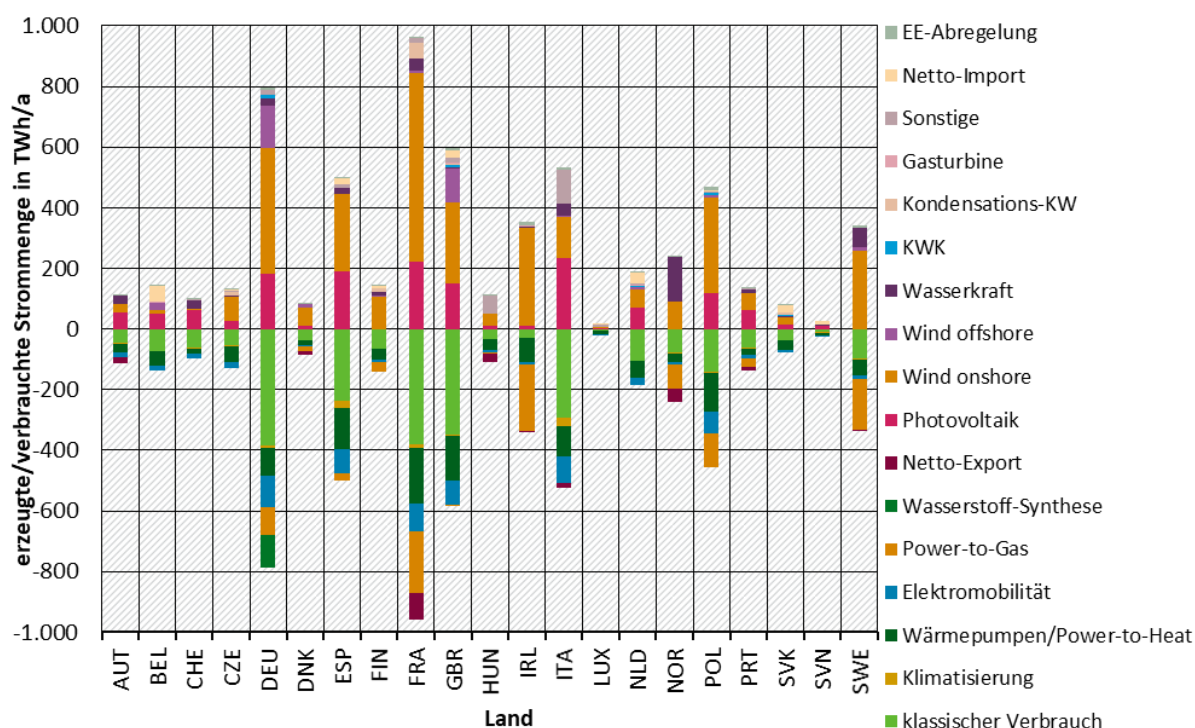
Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

Abbildung 56: Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2040 – GreenEe1



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

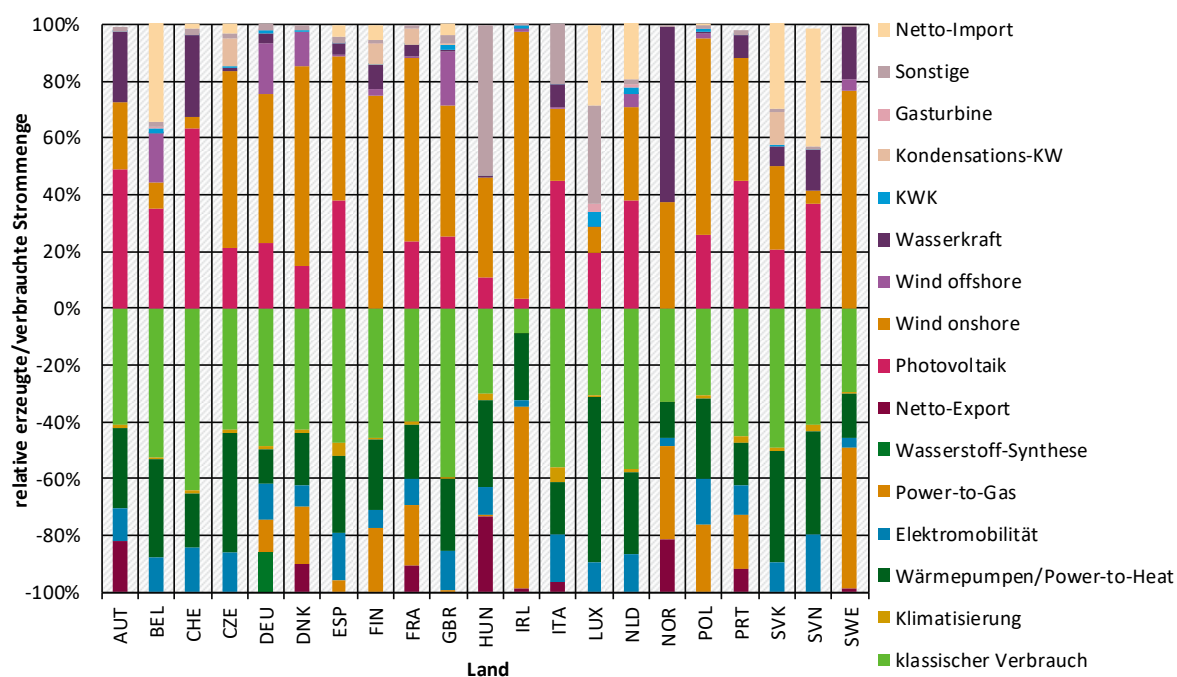
Abbildung 57: Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2050 – GreenEe1



Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG – SCOPE

Für eine bessere Vergleichbarkeit der Verbräuche und Erzeugung zwischen den Ländern ist im Folgenden der langfristige relative Anteil dargestellt. Deutlich wird die hohe Importabhängigkeit von Ländern wie Belgien, Slowenien, Slowakei und die hohe PtG-Erzeugung in Irland und Schweden.

Abbildung 58: relative Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz Strom Europa 2050 – GreenEe1

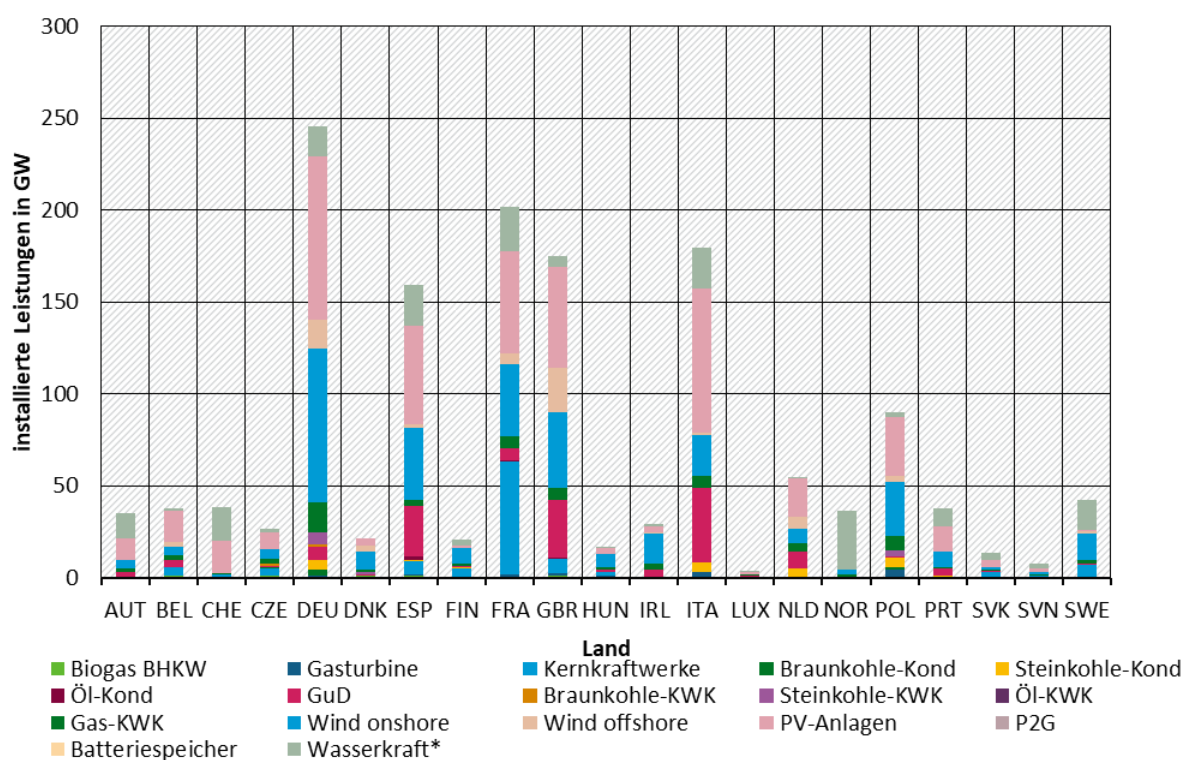


Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG – SCOPE

Installierte Leistungen

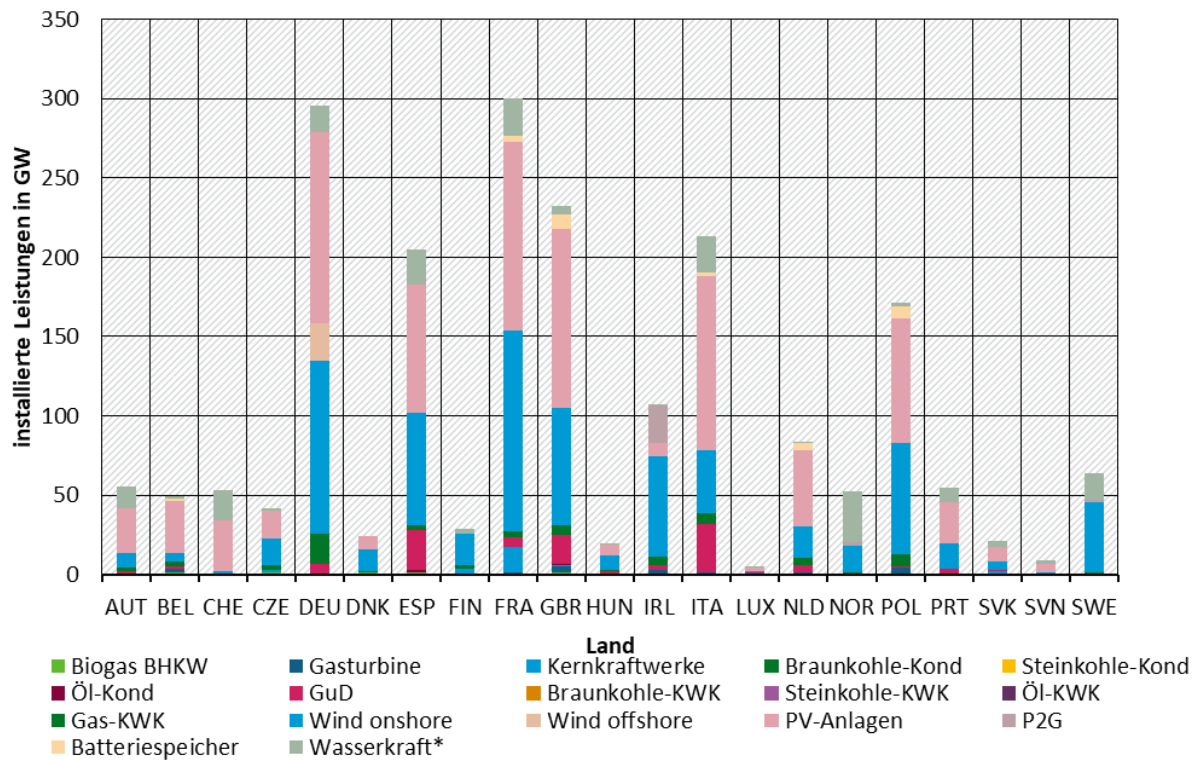
Die zugehörigen Leistungen des Optimierungsergebnisses für die Jahre 2030, 2040 und 2050 ist im Folgenden dargestellt. Der langfristige europäische Kraftwerkspark im Zieljahr 2050 ist dominiert von Windenergie- und PV-Anlagen (s. Abbildung 61). In Ländern mit guten Windstandorten wird dabei viel Windkraft zugebaut (z.B. Deutschland, Spanien, Frankreich, Polen). In südeuropäischen Ländern wie Italien dominiert dagegen die PV. Dort werden dann auch in größerem Umfang Batteriespeicher notwendig. PtG-Anlagen werden überwiegend in den Ländern mit hoher Windleistung zugebaut, insbesondere Irland und Frankreich.

Abbildung 59: Installierte elektrische Leistungen im europäischen Strommarkt im Jahr 2030 (Darstellung ohne Wasserkraftwerke, Geothermie, Müllheizkraftwerke) – GreenEe1

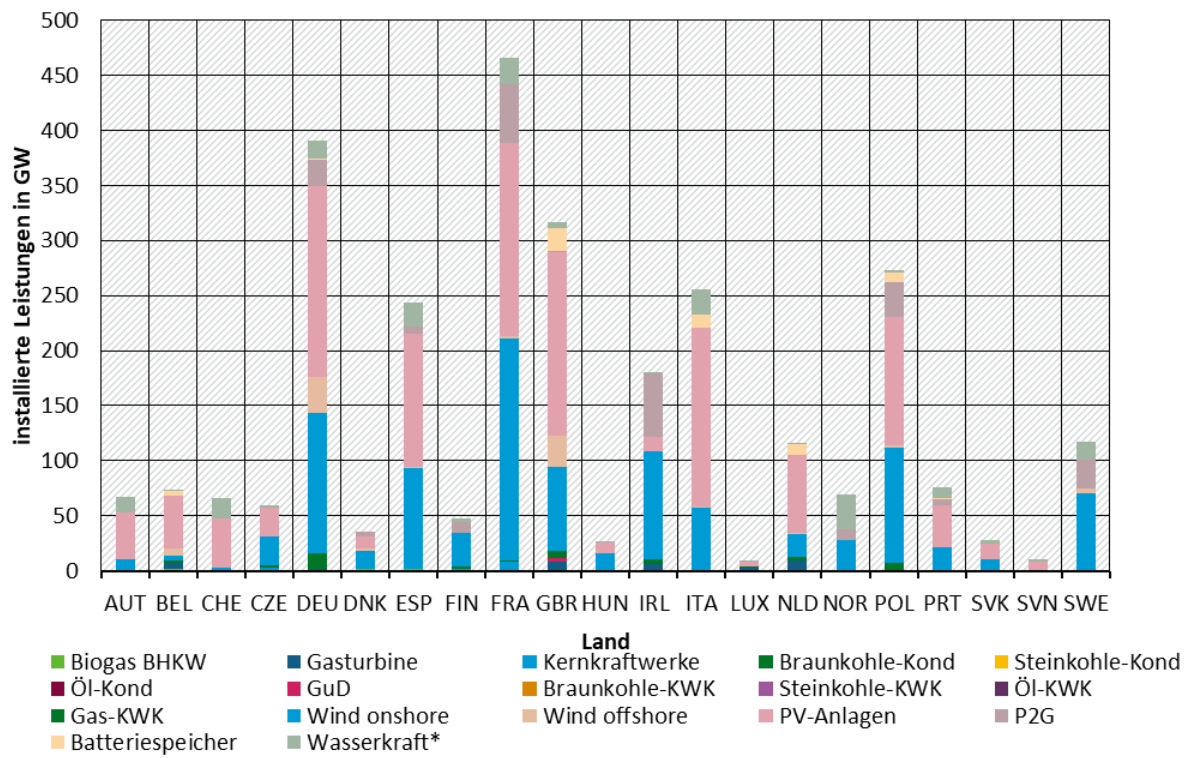


Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - SCOPE

**Abbildung 60: Installierte elektrische Leistungen im europäischen Strommarkt im Jahr 2040
(Darstellung ohne Wasserkraftwerke, Geothermie, Müllheizkraftwerke) – GreenEe1**



**Abbildung 61: Installierte elektrische Leistungen im europäischen Strommarkt im Jahr 2050
(Darstellung ohne Wasserkraftwerke, Geothermie, Müllheizkraftwerke) – GreenEe1**



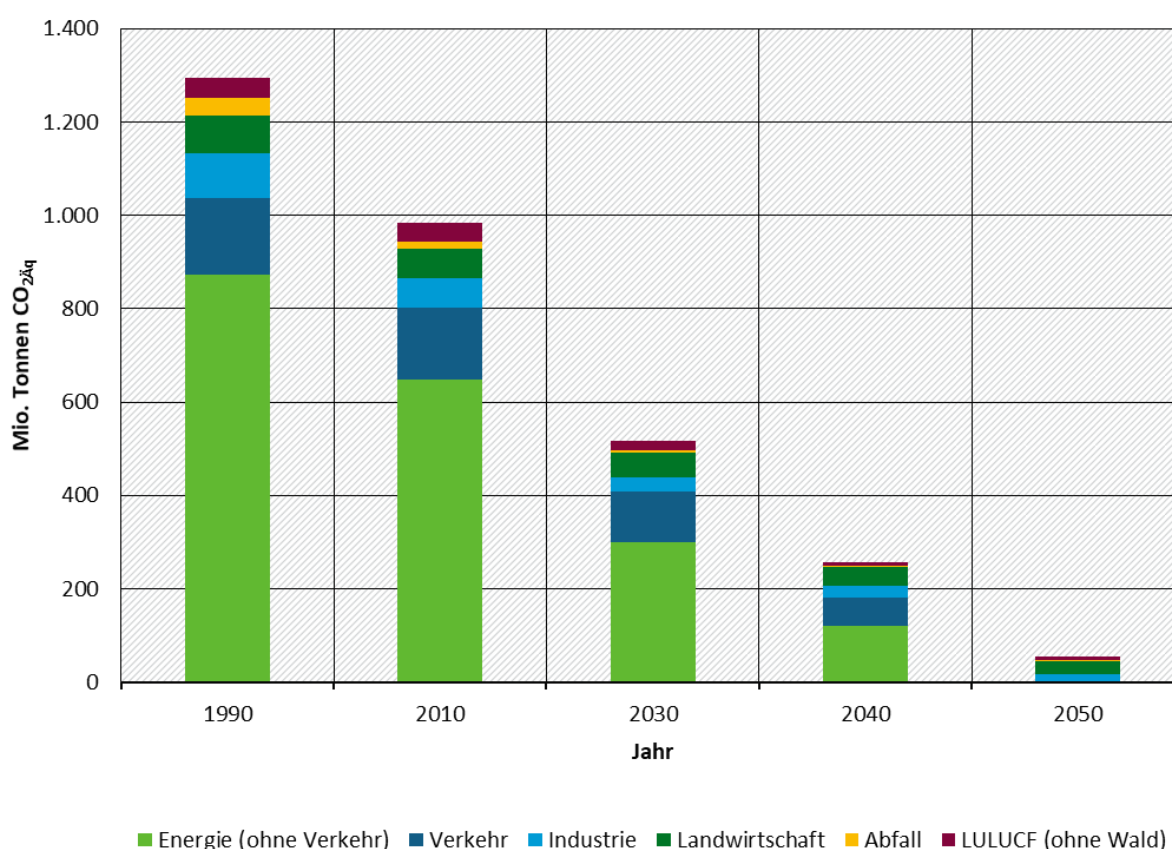
6.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

6.2.1 Übersicht über die Entwicklung aller Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen in GreenEe1, einschließlich LULUCF (ohne Wald), betragen 53,988 Mio. t CO₂Äq in 2050 und gehen damit um 95,8 % gegenüber 1990 (UBA 2016a) zurück (siehe Abbildung 62). Bis 2030 [2040] liegt der Rückgang der THG-Emissionen bei 60,2 % [80,1 %].

Die Berechnungen der THG-Emissionen erfolgen in diesem Bericht entlang der NIR-Vorgaben. Die THG-Emissionen wurden durch UBA auch nach dem Vorgehen im Klimaschutzplan berechnet (BMUB 2016a; UBA 2016a). Demnach erreicht GreenEe1 bis 2030 das Gesamtminderungsziel des Klimaschutzplanes, der bis 2030 einen Rückgang um 55 % vorsieht.

Abbildung 62: Treibhausgasemissionen in GreenEe1 nach Quellgruppen, 1990 - 2050



Quellen: eigene Darstellung basierend auf UBA (2016a) 1990-2016, ifeu/IEE/SSG 2017-2050

Im Folgenden sind die THG-Emissionen von GreenEe2 im Vergleich zu GreenEe1 dargestellt. Im Jahr 2030 beträgt die Einsparung aufgrund der Handelsbilanz dabei 14,3 Mio. t CO₂Äq, im Jahr 2040 15,2 Mio. t und im Jahr 2050 6,4 Mio. t.

Tabelle 93: Treibhausgasemissionen GreenEe1 und GreenEe2 im Vergleich

[Mio. t CO ₂ Äq]	GreenEe1			GreenEe2		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Energie, ohne Verkehr	307,9	129,2	0,0	296,6	119,7	0,0

Verkehr	100,3	52,8	0,0	99,7	52,1	0,0
Industrie	30,8	25,0	16,2	27,5	20,8	11,7
Landwirtschaft	51,5	39,1	28,4	52,4	38,2	26,5
Abfall	6,0	4,2	2,9	6,0	4,2	2,9
LULUCF, ohne Wald	19,3	6,8	6,5	19,3	6,8	6,5
Summe	515,9	257,1	54,0	501,6	241,9	47,6
Änderung ggü. 1990	-60,2	-80,1	-95,8	- 61,3 %	- 81,3 %	- 96,3 %

Quellen: eigene Ergebnisse ifeu/IEE/SSG

Die höchsten Rückgänge bis 2030 in GreenEe1 verzeichnet die Abfallwirtschaft (84 %), die bereits in 2010 eine hohe Minderung erreicht hatte (61 %) (siehe Tabelle 94). Demgegenüber steht die Landwirtschaft, deren THG-Emissionen bis 2030 - zurückgehend auf die vom Auftraggeber gesetzte Obergrenze der Emissionsminderung - nur um 35 % gegenüber 1990 zurückgehen. In GreenEe 1 und 2 sind die THG-Emissionen aller Sektoren, mit Ausnahme des Verkehrssektors, geringer als die sektoralen Ziele des Klimaschutzplans.

In 2050 ist der Energiesektor, einschließlich Verkehr, treibhausgasneutral und die Rückgänge gegenüber 1990 liegen dementsprechend bei 100 %. Auch die THG-Emissionen der Abfallwirtschaft, LULUCF und der Industrie sinken bis 2050 stark mit Rückgängen von 92 %, 86 % und 83 %. Die geringsten Rückgänge finden sich im Sektor Landwirtschaft mit nur 64 %.

Tabelle 94: Emissionsminderungen GreenEe1 in 2030 und 2050 gegenüber 1990

	THG-Emissionen historisch bzw. GreenEe1 [Mio. t CO ₂ Äq]			Rückgang gegenüber 1990 %	
	1990 ¹	2030 ²	2050 ²	GreenEe1 2030 ²	GreenEe1 2050 ²
Energie, ohne Verkehr	871	308	0	-64,3	-100,0
Verkehr	164	100	0	-39,0	-100,0
Industrie	96	31	16	-68,1	-83,2
Landwirtschaft	79	52	28	-35,4	-64,4
Abfall	38	6	3	-84,1	-92,4
LULUCF, ohne Wald	45	19	7	-57,4	-85,6
Summe	1.295	516	54	-59,9	-95,8

Quellen: ¹ UBA (2016a), ² ifeu; Unstimmigkeiten gehen auf Rundungen zurück

Nachrichtlich sind ferner THG-Emissionen des internationalen Verkehrs und des Waldes zu nennen (Tabelle 95). Im Verkehr setzen sich die Emissionen aus den Emissionen der internationalen Seeschifffahrt und des Flugverkehrs zusammen. Bis 2030 steigen diese im Flugverkehr und sinken im internationalen Schiffverkehr. In 2040 und 2050 wird der internationale Verkehr ausschließlich mit synthetischen Kraftstoffen versorgt und ist deshalb bilanziell neutral.

Der Wald und die Produkte des Waldes waren zusammengekommen in allen Jahren seit 1990 eine Senke. Für die zukünftige Waldentwicklung ist das WEHAM-Szenario *Naturschutzpräferenz* unterstellt, wonach der Wald auch weiterhin eine Senke bleiben und in 2050 etwa 34 Mio. t CO₂ aufnehmen wird (Rüter et al., 2017). Da jedoch die Nachfrage nach Holz und Holzprodukten in

den GreenEe-Szenarien stark rückläufig ist (siehe Kap. 4.3), verbleibt mehr Holz im Wald. Die nicht entnommene Holzmenge entspricht etwa der, die im Szenario *Waldvision* des Ökoinstituts (Böttcher et al. 2017) angenommen wird. Die CO₂-Bindung im Jahr 2052 wird in dem Szenario mit 67,5 Mio. t CO₂ angegeben.

Die THG-Emissionen einschließlich Wald und Waldprodukte nach dem Szenario *Naturschutz* [*Waldvision*] liegen damit bei etwa 20 [-13,5] Mio. t CO₂Äq in 2050.

Tabelle 95: Nachrichtlich genannte Treibhausgasemissionen in GreenEe1

[Mio. t CO ₂ Äq]	1990	2010	2030	2040	2050
Verkehr¹					
... Schifffahrt		8,2	5,4	0	0
... Flugverkehr		22,8	25,0	0	0
Wald, einschl. Produkte					
...WEHAM Naturschutzszenario ²	-77	-62	-37	-35	-34
...Ökoinstitut Szenario <i>Waldvision</i> ³	-77	-62	-40,4	-60,2	-67,5
THG-Emissionen, gesamt					
...Emissionen NIR (mit LULUCF, o. Wald) ¹	1.295	987	518	275	54
...Emissionen einschl. Wald ⁴ , Naturschutz	1.218	925	481	240	20
...Emissionen einschl. Wald ⁴ , <i>Waldvision</i>			477,6	214,8	-13,5
...Emissionen einschl. Verkehr und Wald ⁴ , WEHAM		956	512,6	240	20

Quellen: ¹1990 und 2010: UBA (2016a), 2030-2050 ifeu/IEE/SSG; ²1990 und 2010: UBA (2016a), 2030-2050: Rüter et al. (2017); ³1990 und 2010: UBA (2016a), 2030-2050: Böttcher et al. (2017); ⁴eigene Berechnungen

6.2.2 Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen

Treibhausgasemissionen im Energiesektor

Die THG-Emissionen im Energiebereich, einschließlich Verkehr, gehen wie im Kapitel zuvor beschrieben bis 2050 auf null zurück. Die THG-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung entwickeln sich im Pfad wie in Tabelle 96 dargestellt. In der Abbildung sind die Gesamttreibhausgasemissionen aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen enthalten, diese THG-Emissionen sind weder komplett der Stromerzeugung noch komplett der Wärmebereitstellung zuzuordnen. Im Jahr 2030 werden noch ca. 30 Mio. t CO₂Äq aus der reinen Stromerzeugung freigesetzt und 59 Mio. t CO₂Äq aus der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen. Davon entfallen etwa zwei Drittel auf Stein- und Braunkohle und der Rest auf Erdgas. Öl wird nur marginal als Brennstoff eingesetzt. In der Wärmeerzeugung außerhalb der KWK fallen noch ca. 186 Mio. t CO₂Äq an THG-Emissionen an. Hier ist auch Öl noch etwas stärker vertreten. Im Jahr 2040 werden die wenigen dann noch vorhandenen Kohlekraftwerke praktisch nicht mehr eingesetzt. Es kommt zum fuel switch hin zu Erdgas. Die THG-Emissionen des Energiesektors einschließlich Verkehr sind im Folgenden entsprechend der Emittenten differenziert dargestellt.

Tabelle 96: Energiebedingte THG-Emissionen nach Anlagentyp in GreenEe1

[Mio. t CO ₂ Äq]		2030	2040	2050
Stromerzeugung+KWK	Öl-KWK	0,0	0,0	0,0
	Öl-Kond	0,0	0,0	0,0
	SK-KWK	21,5	0,0	0,0
	SK-Kond	13,1	0,0	0,0
	BK-KWK	8,3	0,0	0,0
	BK-Kond	17,0	0,0	0,0
	Gas-KWK	29,0	17,9	0,0
	Gas-Kond	0,4	2,1	0,0
	GT	0,0	0,0	0,0
Wärmeerzeugung außer KWK	Gaskessel HH/GHD	78,3	33,6	0,0
	Ölkessel HH/GHD	6,8	0,0	0,0
	Müll-HKW	1,5	0,9	0,0
	Industrie-PW Gas	35,1	24,0	0,0
	Industrie-PW BK	2,7	0,2	0,0
	Industrie-PW SK	48,2	23,8	0,0
	Industrie-PW Öl	13,2	6,4	0,0
	Industrie-PW Ersatzbrennstoff	0,4	0,2	0,0
Verkehr	PKW	58,5	27,1	0,0
	LNF	5,5	3,3	0,0
	LZ/SZ	21,8	11,2	0,0
	OH (endogener Diesel-Anteil)	0,0	0,0	0,0
	exogen (nur Kyoto-Verkehr)	14,6	11,2	0,0
vorgelagert berechnete THG-Emissionen	Sonstige Strom/Wärme	30,5	18,5	0,0
	Kraftstoffe GHD	2,0	1,7	0,0
Summe		408,3	182,0	0,0

Quelle: Ifeu/IEE/SSG – SCOPE für Strom und Wärme, TREMOD für Verkehr

Die THG-Emissionen in GreenEe2 sind aufgrund der Handelsbilanz in 2030 um 12 Mio. t CO₂Äq und in 2040 um 10 Mio. t CO₂Äq niedriger als in GreenEe1. Die Ergebnisse sind in Tabelle 122 dargestellt.

Treibhausgasemissionen der Industrie

Die prozessbedingten THG-Emissionen aus der Industrie betragen im Jahr 2050 insgesamt 16,2 Mio. t CO₂Äq.

Dabei sind in allen Industriezweigen Rückgänge bereits über den Pfad zu verzeichnen (Tabelle 97). In 2050 dominieren die THG-Emissionen der Zementindustrie die prozessbedingten THG-Emissionen mit 58,5 %, gefolgt von der Kalkindustrie (21,8 %). Die Nichteisen-Metallindustrie

sowie die Gießerei-, Textil-, Nahrungsmittel- und Papierindustrie emittieren in 2050 keine THG-Emissionen mehr.

Die prozessbedingten THG-Emissionen aus der Industrie liegen in Folge des Abbaus von Produktionsüberkapazitäten in GreenEe2 um rund 27,6 % niedriger als die in GreenEe1.

Tabelle 97: Prozessbedingte THG-Emissionen nach Industriesektoren

[t CO ₂ Äq]	2030	2040	2050
Eisen- und Stahlindustrie	2.737.676	1.786.026	162.000
NE-Metallindustrie	1.240.383	724.077	0
Gießereiindustrie	0	0	0
Zementindustrie	11.613.710	11.172.175	9.487.530
Glasindustrie	764.732	638.331	416.624
Kalkindustrie	4.510.227	4.018.293	3.526.360
Textilindustrie	0	0	0
Nahrungsmittelindustrie	0	0	0
Papierindustrie	0	0	0
Chemie	6.882.898	4.159.097	500.000

Quelle: ifeu - eigene Berechnungen; energiebedingte Emissionen sind dem Energiesektor zugeordnet.

Die THG-Emissionen fluorierter Treibhausgase gehen bis 2050 auf insgesamt 1,3 Mio. t CO₂Äq zurück. Ihr Anteil an den gesamten prozessbedingten Emissionen der Industrie liegt bei rd. 8 %. Sie sind in (Tabelle 98) detailliert ausgewiesen.

Tabelle 98: THG-Emissionen aus Produktion und Einsatz fluorierter Treibhausgase

[t CO ₂ Äq]	2030	2040	2050
Aluminium- und Magnesiumindustrie	277.000	290.000	305.000
Produktion fluorierter Treibhausgase	300.000	320.000	340.000
Kälte-, Klimaanlage und Wärmepumpen	293.000	114.000	24.000
Herstellung von Dämmstoffen	87.000	87.000	87.000
Feuerlöschmittel	0	0	0
Aerosole und Lösemittel	130.000	130.000	130.000
Halbleiterproduktion	136.000	136.000	136.000
Elektrische Betriebsmittel	166.000	115.000	51.000
Sonstige SF ₆ -Anwendungen	464.000	254.000	254.000
SUMME	1.854.000	1.447.000	769.000

Quelle: THGND (UBA 2014) und UBA für 2050; ifeu - eigene Berechnungen für 2030 und 2040

Die Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktanwendungen gehen auf insgesamt 0,76 Mio. t CO₂Äq in 2050 zurück. Sie bedingen 4,7 % der prozessbedingten THG-Emissionen der Industrie. Die einzelnen Quellen sind in (Tabelle 99) ausgewiesen. Ferner verursacht der Einsatz von Lachgas Emissionen von 0,013 Mio. t CO₂Äq.

Tabelle 99: THG-Emissionen von Lösemitteln und anderen Produktanwendungen sowie Lachgas

[t CO ₂ Äq]	2030	2040	2050
Anwendung von Farben und Lacken	361.160	329.405	255.310
Entfettung sowie Chemische Reinigung	59.348	55.879	47.785
Herstellung und Anwendung chemischer Produkte	88.292	83.086	70.938
Andere Anwendungen von Lösemitteln	528.779	487.393	390.824
sonstige Branchen (nicht im Bericht betrachtet)	99.667	69.767	0
Summe	1.137.246	1.025.530	764.857
Lachgas	13.000	13.000	13.000

Quelle: ifeu - eigene Berechnungen für 2030 und 2040 und UBA, 2014 und UBA für 2050

Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft

Die Annahmen im Bereich der Landwirtschaft führen zu einem Rückgang der THG-Emissionen um insgesamt 64 % in 2050 gegenüber 1990 (Tabelle 100). Der größte absolute Rückgang geht auf die Änderung der Tierhaltung zurück (24,5 Mio. t CO₂Äq), den größten prozentualen Rückgang ist das Ergebnis des veränderten Wirtschaftsdüngermanagements (88 %).

Tabelle 100: THG-Emissionen der Quellgruppe Landwirtschaft

[t CO ₂ Äq]	1990	2010	2030	2040	2050
Böden	28.763.506	24.653.820	19.255.749	16.766.533	14.661.374
Tierhaltung / Verdauung	34.664.197	24.708.817	23.227.069	16.689.037	10.151.005
Wirtschaftsdüngermanagement	13.158.304	10.274.520	6.728.865	3.568.089	1.606.268
Kalkung	2.704.013	1.737.636	1.618.818	1.559.409	1.500.000
Harnstoffausbringung	479.601	587.408	528.061	498.388	468.715
Andere	393	1.052.329	181.711	0	0
Gesamt	79.770.014	63.014.531	51.540.274	39.081.457	28.387.362

Quelle: UBA (2016a) für 1990 und 2010, ifeu/IEE/SSG - ALMOD für 2030, 2040 und 2050

Treibhausgasemissionen im Abfallsektor

Die THG-Emissionen im Abfallsektor gehen auf 2,9 Mio. t CO₂Äq in 2050 zurück. Tabelle 101 zeigt die weitere Aufschlüsselung nach Untergruppen im Zeitverlauf. Fast die Hälfte der THG-Emissionen in 2050 entstammt den Kläranlagen.

Tabelle 101: THG-Emissionen im Abfallsektor nach Untergruppen

[t CO ₂ Äq]	1990	2010	bis 2030	bis 2040	bis 2050
Deponie	34.250.000	10.675.000	3.083.333	1.483.333	700.000
MBA		156.000	136.298	123.164	96.894
Kompostierung/Vergärung	41.306	886.831	779.974	708.736	566.260
abflusslose Gruben	3.675.169	84.250	70.208	60.847	42.125
Kläranlagen		2.214.140	1.975.248	1.815.987	1.497.465

[t CO ₂ Äq]	1990	2010	bis 2030	bis 2040	bis 2050
Summe	37.966.475	14.016.221	6.045.062	4.192.067	2.902.744

Quelle: UBA (2016a) für 1990 und 2010, ifeu für 2030 bis 2050

Treibhausgasemissionen im Bereich LULUCF (ohne Wald)

Die THG-Emissionen der Quellgruppe LULUCF (ohne Wald) gehen auf insgesamt 6,5 Mio. t CO₂Äq in 2050 zurück. Die folgende Tabelle 102 zeigt die THG-Emissionen der einzelnen Untergruppen. Die verbleibenden THG-Emissionen entstehen auf Acker- und Grünland sowie auf Siedlungsflächen verursacht.

Tabelle 102: Treibhausgasemissionen in LULUCF (ohne Wald) nach Untergruppen

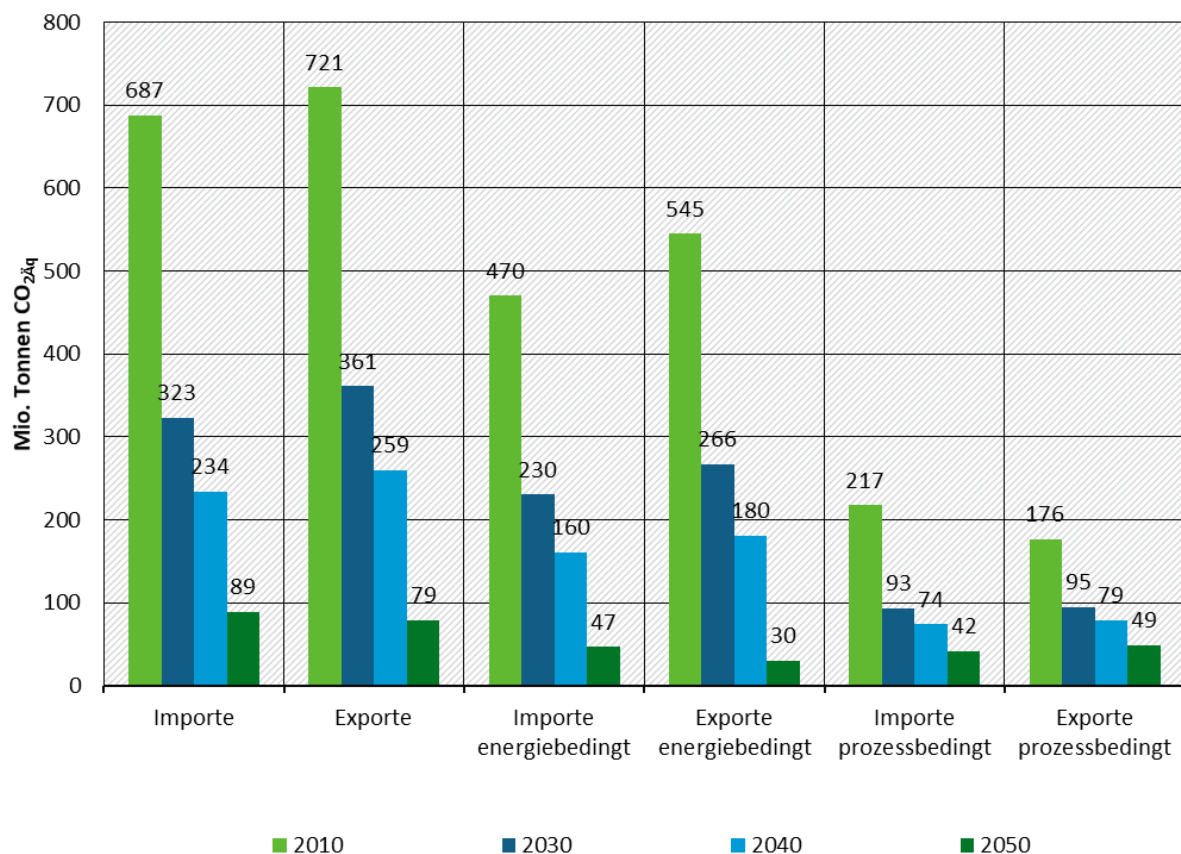
[Mio. t CO ₂ Äq]	1990	2010	bis 2030	bis 2040	bis 2050
Acker und Grünland (Reduktion durch Wiedervernässung)	39.054.200	38.088.420	15.235.368	4.000.000	4.000.000
Torfabbau	4.127.590	4.074.000	1.018.500	0	0
Siedlungsfläche	1.885.560	3.267.200	3.011.333	2.840.889	2.500.000
Sonstiges	163	213	0	0	0
Summe (ohne Wald)	43.099.923	45.429.833	19.265.335	6.840.978	6.500.000

Quelle: UBA (2016a) für 1990 und 2010, UBA für 2050, ifeu für 2030 und 2040

6.2.3 Treibhausgasemissionen einschließlich Vorketten

Die oben dargestellte territoriale Emissionsberechnung (NIR) wird ergänzt durch die Berechnung der THG-Emissionen, die bei der Herstellung der Güter der letzten Verwendung (Konsum, Investitionen und Exporte) anfallen. Die Berechnung erfolgt nach dem UGR-Konzept. Dabei entsprechen die Güter der letzten inländischen Verwendung der Abgrenzung des Rohmaterialkonsums (RMC) und beinhalten den privaten und öffentlichen Konsum sowie die Investitionen. Die THG-Emissionsgehalte der Im- und Exporte sind bis 2050 rückläufig (Abbildung 63). Bis 2040 überwiegen die THG-Emissionsgehalte der Exporte die der Importe. Dies reflektiert insbesondere die hohe Energieintensität der Exporte. Das Verhältnis kehrt sich in 2050 um, wenn im Inland keine energiebedingten THG-Emissionen entstehen. Die THG-Emissionen der Exporte setzen sich dann aus den energiebedingten THG-Emissionen der importierten Vorleistungen und aus nicht-energiebedingten THG-Emissionen zusammen. Letztere entstammen sowohl den importierten Vorleistungen als auch der inländischen Produktion und sind dominiert von den Quellgruppen Landwirtschaft und Industrie.

Abbildung 63: THG-Emissionsgehalte der Im- und Exporte in GreenEe1, 2010 bis 2050

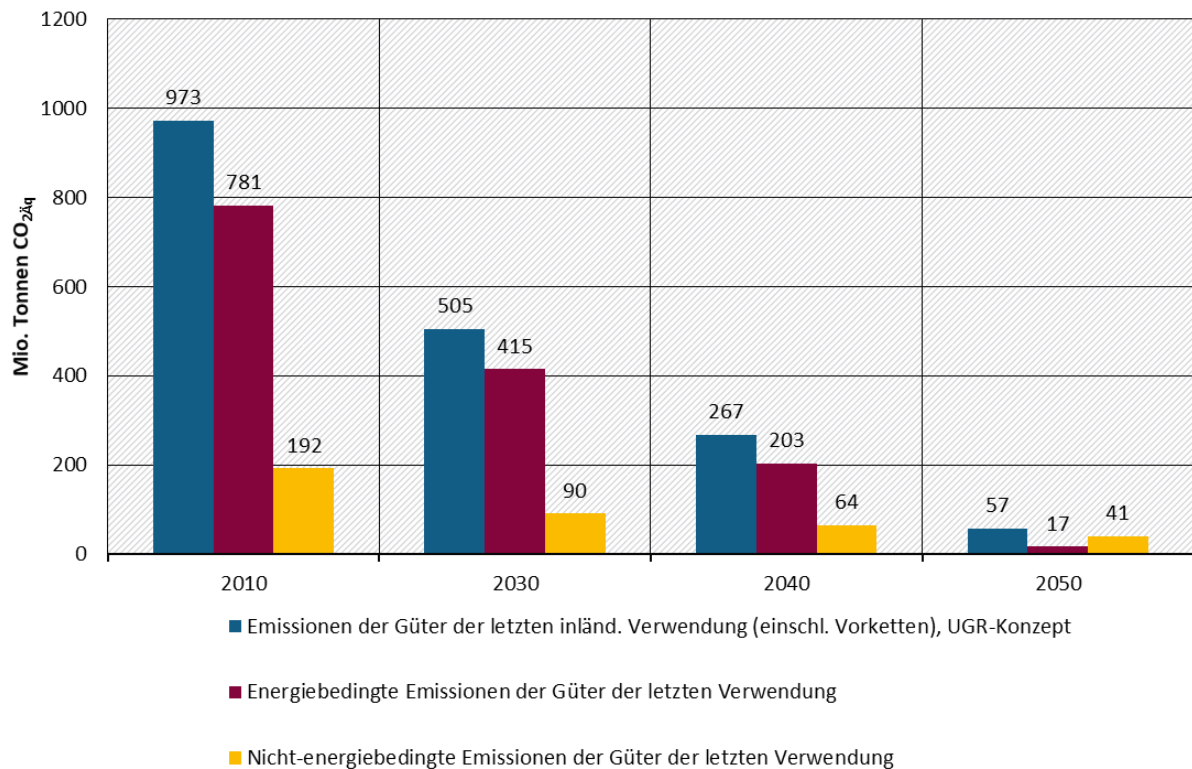


Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

Der private und öffentliche Konsum sowie die Investitionen (letzte inländische Verwendung Deutschlands) verursachen weltweit rückläufige THG-Emissionen. Diese liegen in 2050 [2030/2040] nur noch bei 57,4 [505,2/ 267,1] Mio. t CO₂Äq, was einem Rückgang von 94,1 % gegenüber 2010 entspricht. In den Stützjahren dominieren die energiebedingten THG-Emissionen die Güter der letzten Verwendung. Erst in 2050 liegen die nicht-energetischen THG-Emissionen höher als die energiebedingten THG-Emissionen.

Werden die Vorketten aller Güter, die in Deutschland verbleiben, so zeigt sich im Vergleich mit der territorialen Bilanzierung nach dem NIR-Konzept (ohne LULUCF), dass Deutschland in den Stützjahren höhere THG-Emissionen verursacht, jedoch im Zieljahr 2050 weniger (Abbildung 64).

Abbildung 64: THG-Emissionen der Güter der letzten inländischen Verwendung in GreenEe1, 2010 bis 2050

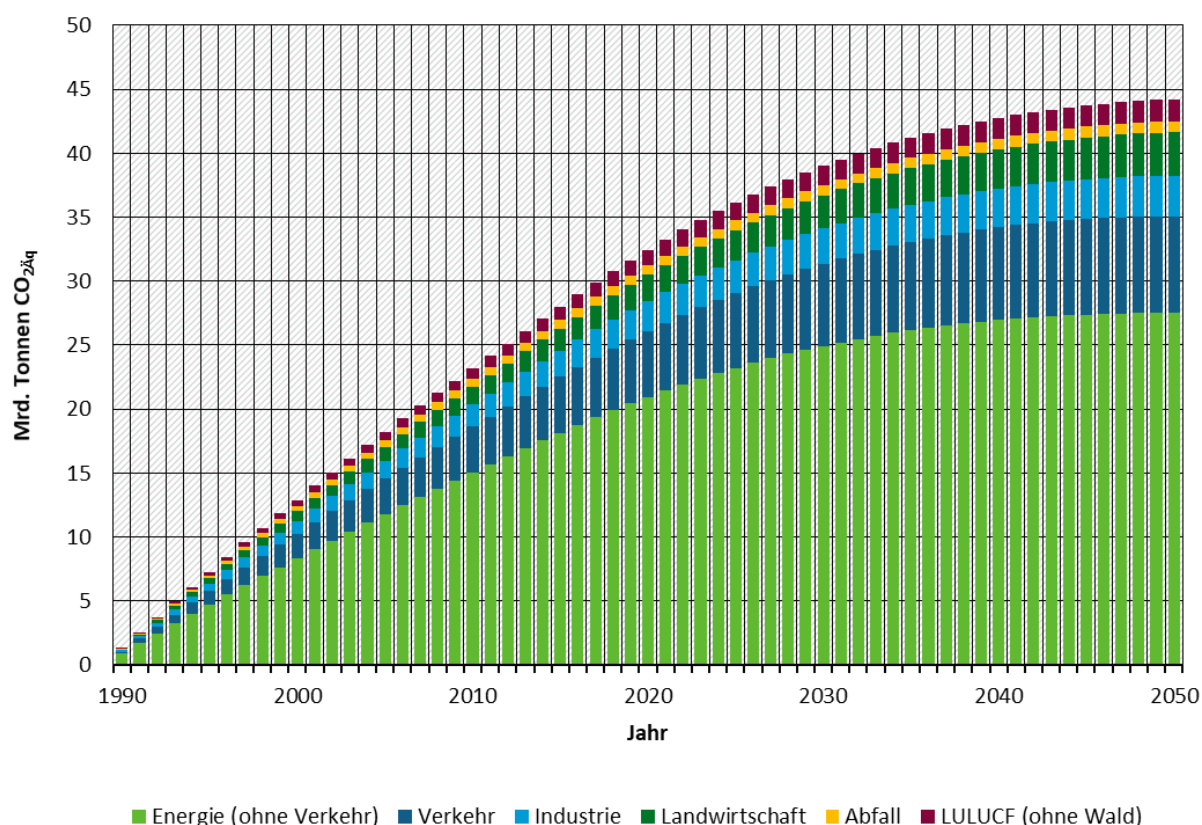


Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

6.2.4 Kumulierte Treibhausgasemissionen

Die THG-Emissionen, die Deutschland zwischen 1990 und 2016 (nach NIR) emittiert hat, summieren sich auf insgesamt 28,96 Mrd. t CO₂Äq. Bis 2050 kommen im Szenario GreenEe1 weitere 15,25 Mrd. t CO₂Äq hinzu. Der Großteil von 10,06 Mrd. t CO₂Äq entsteht im Zeitraum bis 2030. 62,2 % der kumulierten THG-Emissionen zwischen 1990 und 2050 sind energiebedingt, 17,0 % entstammen dem Verkehr. Auf die Industrie entfallen 7,3 % und auf die Landwirtschaft 7,6 % der kumulierten Emissionen bis 2050 (Abbildung 65). Durch die Reduktion der Handelsüberschüsse liegen die kumulierten Emissionen in GreenEe2 um 0,36 Mrd. Tonnen bis 2050 niedriger.

Abbildung 65: Kumulierte THG-Emissionen nach Quellgruppen, 1990 bis 2050



Quellen: eigene Darstellung eigener Berechnungen basierend auf UBA (2016a) für 1990 - 2016 und ifeu/IEE/SSG, 2017-2050

Zwischen 2010 und 2050 werden nach dem WEHAM-Szenario *Naturschutzpräferenz* insgesamt rund 0,99 Mrd. t CO₂ im Wald gebunden. Im Szenario *Waldvision* werden 1,99 Mrd. t CO₂ zwischen 2012 und 2052 im Wald gebunden (Böttcher et al. 2017). Dies entspricht einem Anteil von 4,7 % bzw. 9,38 % der kumulierten THG-Emissionen zwischen 2010 und 2050.

6.3 Die Inanspruchnahme von Rohstoffen

6.3.1 Die gesamtwirtschaftliche Inanspruchnahme von Primärrohstoffen

6.3.1.1 Die Inanspruchnahme von Primärrohstoffen nach Rohstoffarten

Der gesamtwirtschaftliche kumulierte Aufwand von Primärrohstoffen zur Herstellung der Güter der letzten inländischen Verwendung (RMC) im Jahre 2050 [2030/ 2040] summiert sich in GreenEe1 auf insgesamt 540,4 [915,0/ 710,0] Mio. Tonnen Rohrohstoffäquivalente (RME). Dies ist ein Rückgang um 60,6 [33,2/ 48,2] % gegenüber 2010 (Tabelle 103).

Der Vergleich zwischen GreenEe1 und GreenEe2 zeigt, dass der Rohstoffkonsum in GreenEe2 in 2050 [2030/2040] um 2,7 % [3,4% / 4,8 %] niedriger liegt. Die Daten für GreenEe2 finden sich in der Tabelle 123 im Anhang, und werden im Folgenden nicht weiter vertieft.

Im Jahr 2050 haben die mineralischen Rohstoffe in GreenEe1 den größten Anteil von 53,7 % am RMC, gefolgt von biotischen Rohstoffen (29,4 %) und Metallerzen (15,6 %).

Tabelle 103: Übersicht über die Rohstoffflüsse in 2010 und 2050 in Rohstoffäquivalenten (RME) in GreenEe1

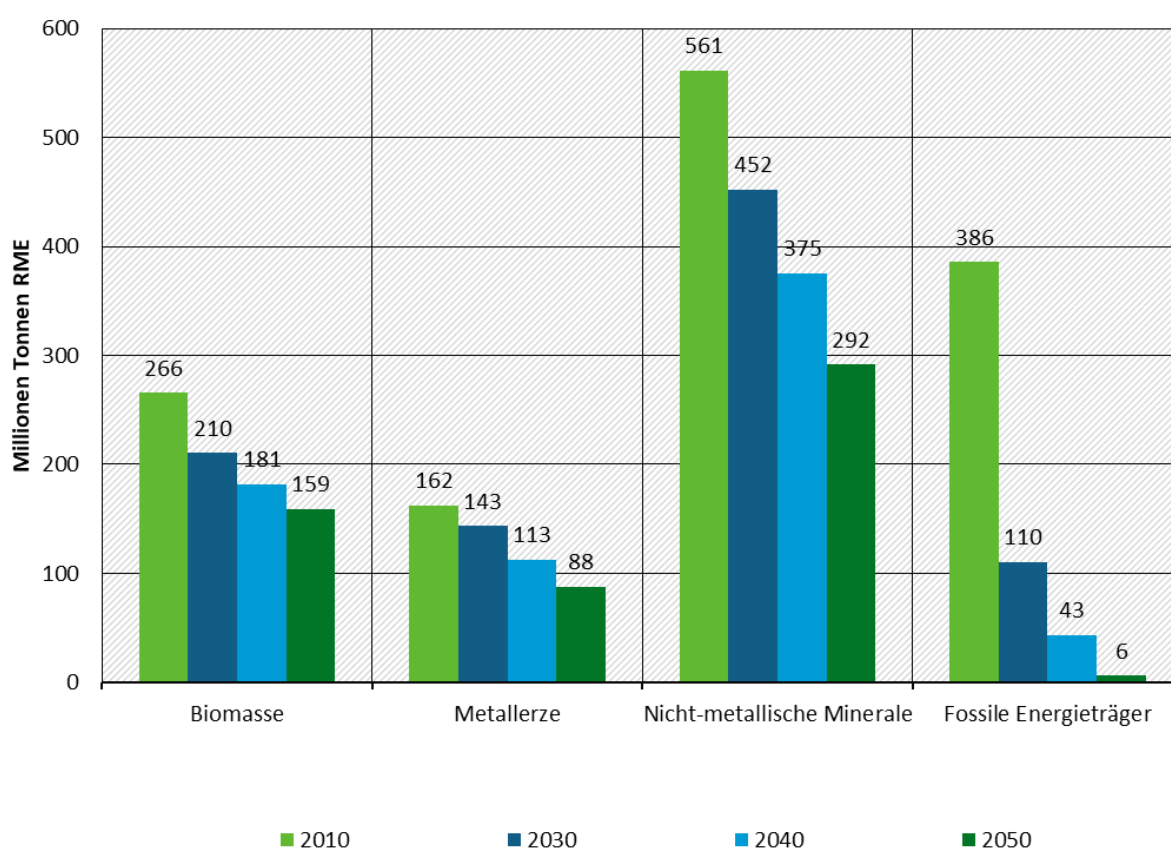
		Inländische Entnahme (DE)	Importe	Güter der letzten Verwendung insgesamt (RMI)	Exporte	Güter der letzten inländischen Verwendung (RMC)
2010						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	1.021,3	1.669,3	2.690,6	1.316,1	1.374,5
Biomasse	Mio. t RME	249,2	173,5	422,7	157,2	265,5
Metallerze	Mio. t RME	0,4	663,7	664,1	502,0	162,1
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	575,6	262,3	837,9	276,8	561,1
Fossile Energieträger	Mio. t RME	196,1	569,8	765,8	380,1	385,7
2030						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	787,6	1.053,0	1.840,6	925,6	915,0
Biomasse	Mio. t RME	226,3	147,2	373,4	163,0	210,4
Metallerze	Mio. t RME	0,3	610,8	611,1	468,4	142,7
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	519,7	144,2	663,9	212,1	451,8
Fossile Energieträger	Mio. t RME	35,3	156,9	192,1	82,1	110,0
2040						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	645,8	827,7	1.473,5	763,5	710,0
Biomasse	Mio. t RME	195,6	132,9	328,5	147,2	181,4
Metallerze	Mio. t RME	0,3	474,3	474,6	364,3	110,3
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	449,9	132,1	582,0	207,0	375,0
Fossile Energieträger	Mio. t RME	0,0	88,4	88,4	45,2	43,3
2050						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	553,8	674,2	1.228,0	687,6	540,4
Biomasse	Mio. t RME	180,2	108,6	288,8	129,8	159,0
Metallerze	Mio. t RME	0,3	426,3	426,6	342,3	84,3
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	373,3	116,4	489,7	198,6	291,1
Fossile Energieträger	Mio. t RME	0,0	22,9	22,9	17,0	5,9

Quelle: eigene Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

Der stärkste Rückgang ist bei den fossilen Energieträgern zu finden, die im Zuge der zuvor beschriebenen Transformation um 98,5 % zurückgehen (Abbildung 66). Dabei ist der Rückgang zwischen 2010 und 2030 besonders hoch (-71,6 %). Im Inland werden annahmegemäß im Jahr 2050 keine fossilen Energieträger mehr verwendet. Der für 2050 nachgewiesene Verbrauch an

fossilen Energieträgern beim RMC ist darauf zurückzuführen, dass der RMC importierte Güter enthält, für deren Produktion in Herkunftsländern außerhalb der EU noch fossile Energieträger zum Einsatz kommen. Der zweitstärkste Rückgang (-48,1 %) ist bei den nicht-metallischen mineralischen Rohstoffen zu verzeichnen. Der Rückgang des RMC verläuft bei den nicht-metallischen mineralischen Rohstoffen relativ stetig, wesentliche Einflussfaktoren sind die rückläufige Bautätigkeit in Folge des Bevölkerungsrückgangs und der rückläufigen Siedlungsneuentwicklung. Der RMC für Metallerze vermindert sich zwischen 2010 und 2050 um 45,9 %, unter anderen aufgrund steigender Nutzung von Schrotten. Der RMC für Biomasse geht zwischen 2010 und 2050 um insgesamt 31,8 % zurück, wichtige Einflussfaktoren sind die rückläufige Nutzung von Holz (keine energetische Nutzung) und die Umstellung des Nahrungskonsums.

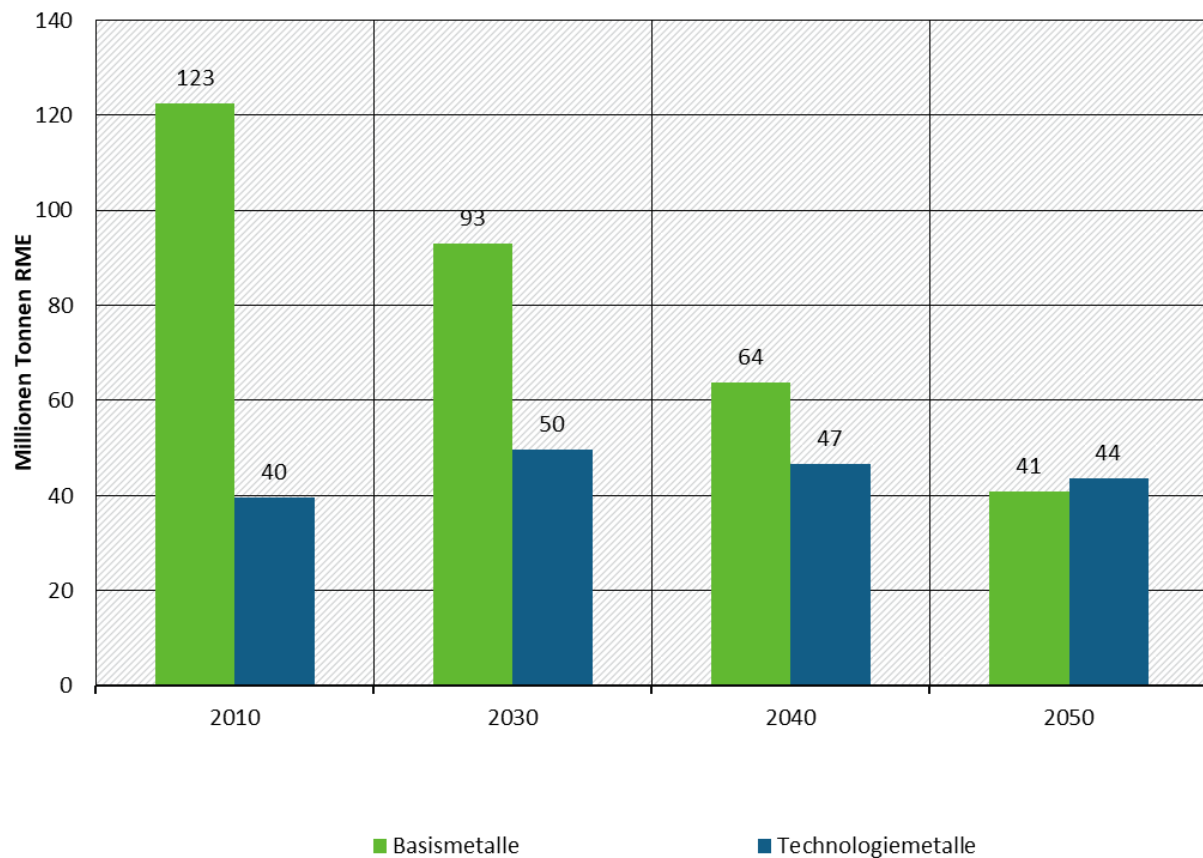
Abbildung 66: Rohmaterialkonsum (RMC) nach Rohstoffarten, 2010 bis 2050 in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

Der im Zeitverlauf kontinuierliche Rückgang des RMC der Metallerze verdeckt, dass innerhalb der Gruppe der Metalle deutliche Verschiebungen stattfinden. Die Basismetalle Eisen, Kupfer und Aluminium stellen 2010 im RMC in der Kategorie der Metalle den weitaus größten Anteil von 75,6 %, während ihr Anteil in 2050 nur noch bei 48,4 % liegt (Abbildung 67). Dabei ist die nachgefragte Menge nach Basismetallen zurückläufig, unter anderem aufgrund der steigenden Schrottanteile in der Produktion. Gleichzeitig steigt die Nachfrage nach allen anderen Metallen, die sogenannten Technologie- und Edelmetalle, insbesondere bis 2030 an und geht bis 2050 wieder leicht zurück.

Abbildung 67: Letzte inländische Verwendung der Basis- und Technologie- bzw. Edelmetalle, 2010 - 2050



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

6.3.1.2 Die Veränderung der Rohstoffproduktivität

In diesem Bericht werden zwei verschiedene Bezugswerte betrachtet, welche die wirtschaftliche Leistung zum kumulierten Rohstoffaufwand in Beziehung setzen:

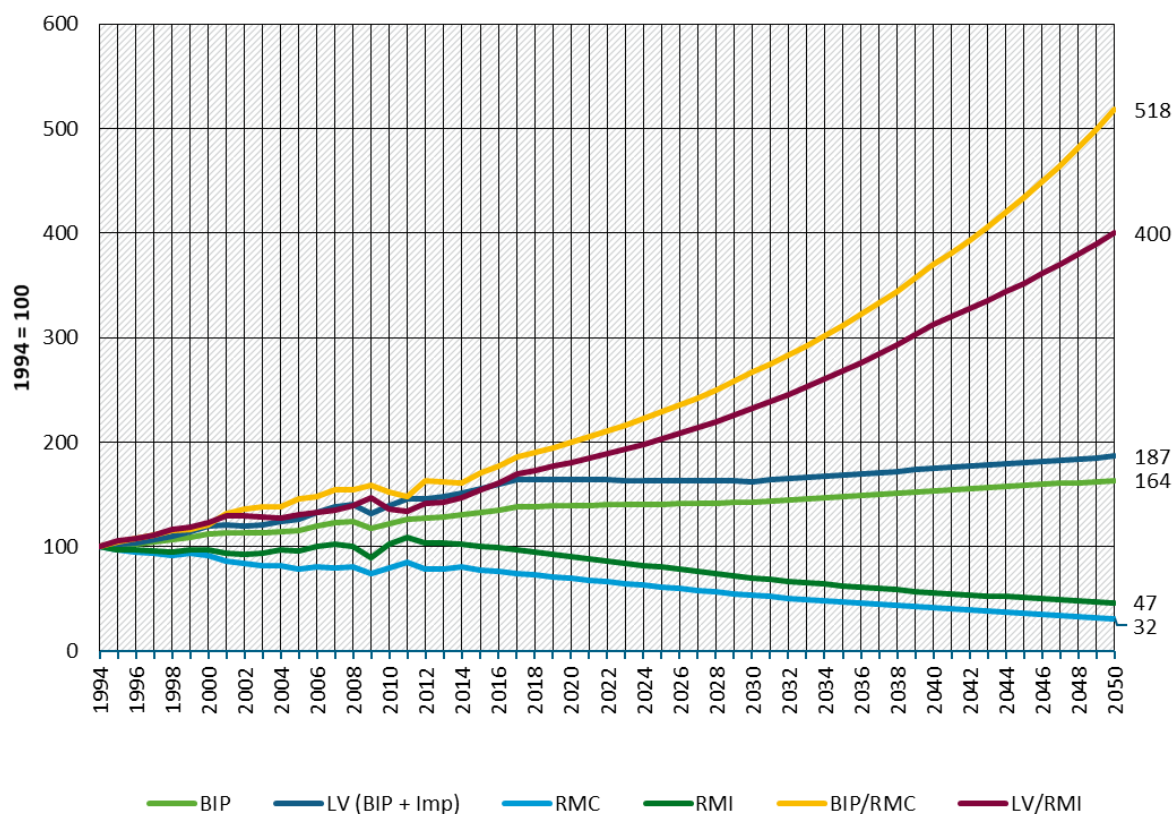
- ▶ **Rohstoffproduktivität:** im internationalen Kontext Bruttoinlandsprodukt je Einheit DMC bzw. RMC, in Deutschland Bruttoinlandsprodukt je Einheit DMI_{abiotisch}. Dieser Indikator (im Folgenden: BIP je RMC) setzt die monetäre Größe Bruttoinlandsprodukt in Beziehung zum kumulierten Rohstoffaufwand zur Herstellung der Güter der letzten inländischen Verwendung in Tonnen (Letzte Verwendung-Exporte=Konsum + Investitionen).
- ▶ **Gesamtrohstoffproduktivität:** Letzte Verwendung (LV = BIP + Importe) je Einheit RMI. Dieser Indikator setzt den Wert des Bruttoinlandsprodukts zuzüglich Importe in Beziehung zu der korrespondierenden Größe kumulierter Rohstoffaufwand zur Herstellung aller Güter der letzten Verwendung in Tonnen.

Der international eher übliche Indikator ist die Rohstoffproduktivität (BIP/RMC bzw. BIP/DMC). Die Gesamtrohstoffproduktivität ist in Deutschland ein Zielindikator.

Abbildung 68 vergleicht zunächst die Entwicklung der Komponenten RMI, des RMC und des BIP zwischen 1994 und 2015, sowie die Entwicklung bis 2050, wobei zwischen den Stützjahren

linear interpoliert wurde. Der Anstieg des BIP von durchschnittlich 0,7 % p.a. im Zeitraum 2010 bis 2050 entspricht der für das Projekt getroffenen Annahme.

Abbildung 68: Verlauf ausgewählter Rohstoffindikatoren und BIP, 1994 bis 2050 (1994 = 100) in GreenEe1



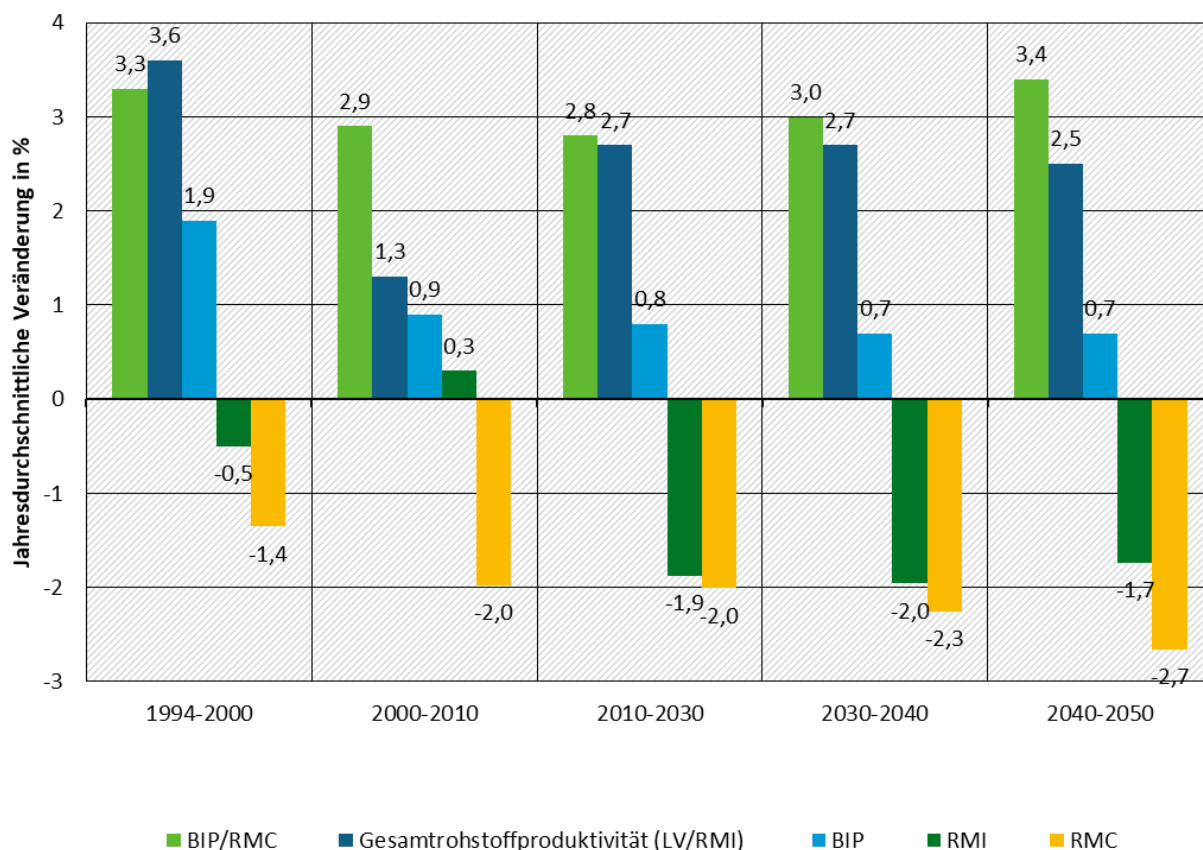
Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD für 2010, 2030, 2040 und 2050 verkettet mit Eckwerten 2000 und 2015 des UGR-RME Modells und der Zeitreihe UGR 1994-2015 der UGR Materialflussrechnung (EW-MFA, (Destatis 2018b)). Ab 2016 lineare Interpolation zwischen den Stützjahren und dem Zieljahr.

Während das BIP im Zeitablauf steigt, vermindert sich der RMC kontinuierlich. Der RMI bewegt sich zwischen 1994 und 2016 in etwa auf gleichem Niveau. Diese Entwicklung spiegelt wider, dass die Importe und Exporte in diesem Zeitraum deutlich stärker gestiegen sind als das BIP. Der starke Importanstieg schlägt sich im RMI nieder, während die Effekte steigender Importe und Exporte sich beim Indikator RMC weitgehend ausgleichen. Für den Zeitraum nach 2016 wurde dagegen ein geringerer Anstieg der Außenhandelsverflechtung unterstellt. Daher sind für diesen Zeitraum die Entwicklungen von RMI und RMC recht ähnlich. Im Vergleich zu 1994 sinkt der RMI auf 47 Indexpunkte und der RMC auf 32 Indexpunkte, während die Gesamtrohstoffproduktivität auf 400 Indexpunkte steigt.

Die jahresdurchschnittlichen Änderungen sind in Abbildung 69 dargestellt. Auffallend ist, dass der RMI im Zeitraum 1994-2000 um 0,5 % p.a. fällt, im Zeitraum 2000-2010 sogar steigt (+0,3 % p.a.), und sich nach 2010 mit zwischen -2,0 und -2,7 % p.a. deutlich vermindert. Ursächlich für die Differenzen ist, wie bereits erwähnt, vor allem die unterschiedliche Entwicklung der Außenhandelsverflechtung. In den ersten beiden Zeitabschnitten steigt die Außenhandelsverflechtung deutlich, während für den Zeitraum nach 2010 eine schwächere Zunahme angenommen wurde.

Die Entwicklung der Gesamtrohstoffproduktivität übertrifft die in ProgRess II festgelegten Ziele, wonach sich der Trend der Gesamtrohstoffproduktivität zwischen 2000 und 2010 bis 2030 verstetigen soll (BMUB 2016b).

Abbildung 69: Rohstoffproduktivität und Komponenten der Rohstoffproduktivität in GreenEe1

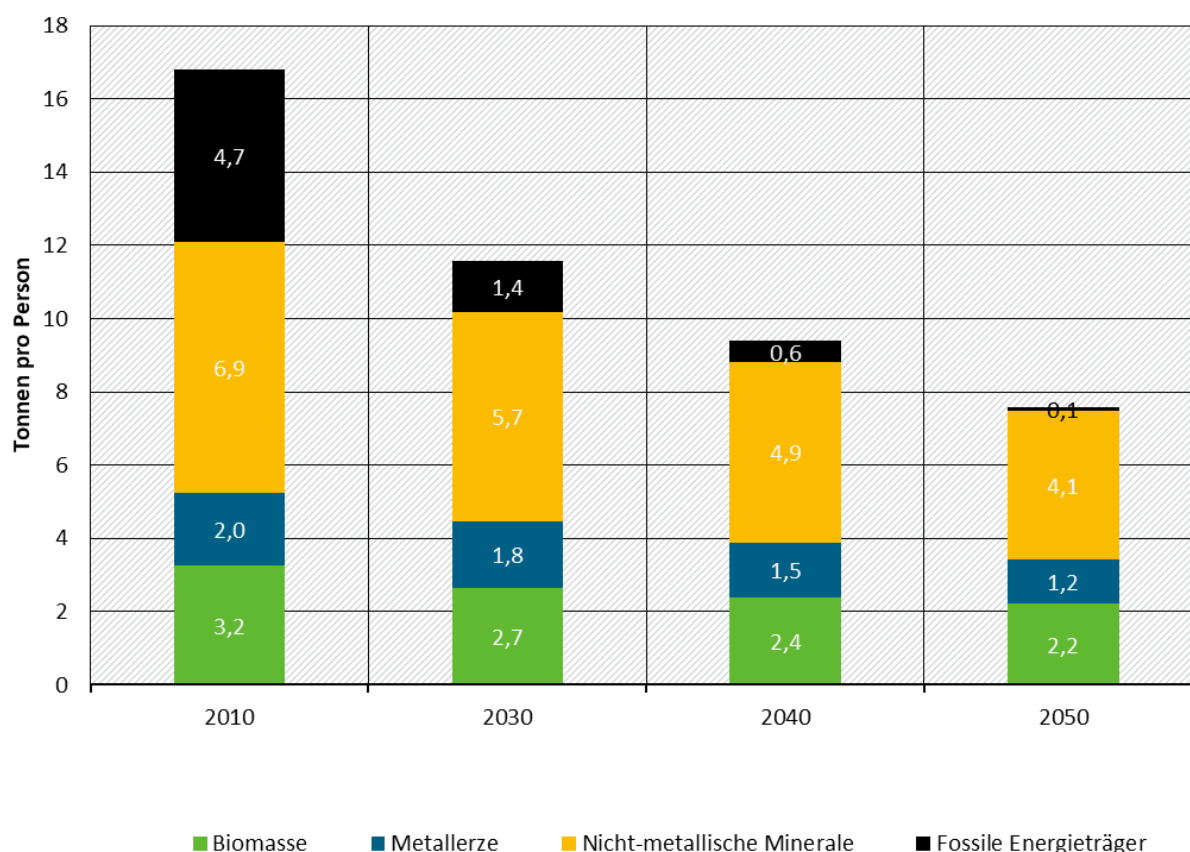


Quellen: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD für 2010, 2030, 2040 und 2050 verkettet mit Eckwerten 2000 und 2015 des UGR-RME Modells und der Zeitreihe UGR 1994-2015 der UGR Materialflussrechnung (EW-MFA (Destatis 2018b)). Zwischen den Stützjahren lineare Interpolation.

6.3.1.3 Der Pro-Kopf-Rohstoffkonsum in 2050

Der Pro-Kopf-Konsum von Primärrohstoffen (RMC) beläuft sich im Jahre 2050 auf 7,5 Tonnen p.a., was mehr als einer Halbierung im Vergleich zu 2010 entspricht (-55,3 %). Zum Vergleich: der global durchschnittliche Rohstoffkonsum lag bei 10 Tonnen in 2010 (UNEP 2016) bzw. 12 Tonnen in 2015 (materialflows. net).

Abbildung 70: Primärrohstoffkonsum (RMC) pro Person 2010 bis 2050 in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

Der Pro-Kopf-Konsum von primärer Biomasse verringert sich zwischen 2010 und 2050 von 3,2 auf 2,2 Tonnen. Dies ist eine Größenordnung, die auch in Ländern mit einem geringen Anteil tierischer Produkte in der Nahrung gemessen wird. Der Wert für Metalle (1,2 Tonnen) liegt trotz aller Recyclinganstrengungen bei den Massenmetallen über dem gegenwärtigen globalen Durchschnitt von 1,1 Tonnen pro Person (UNEP 2016). Der Konsum von nicht-metallischen mineralischen Rohstoffen pro Person (4 Tonnen) ist noch immer hoch und liegt fast in der Höhe des gegenwärtigen globalen Durchschnittswertes von 4,4 Tonnen pro Person. Die Höhe zeigt vor allem, welche Materialinputs für die Aufrechterhaltung der überwiegend auf nicht-metallischen Mineralien basierten Technosphäre benötigt werden.

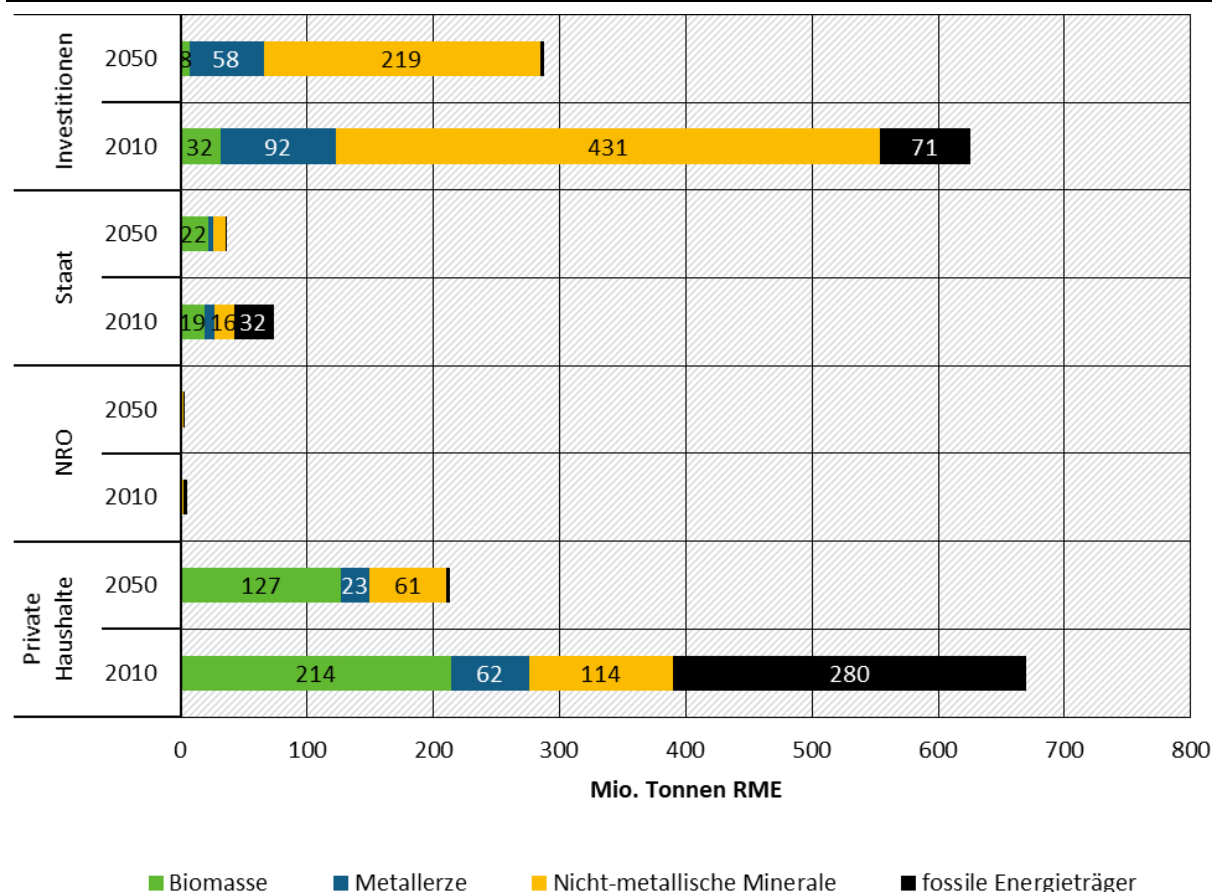
6.3.1.4 Der Primärrohstoffkonsum nach Kategorien der letzten Verwendung und Bedürfnisfelder in 2050

In 2050 werden rund 288 Millionen Tonnen Rohstoffe (in Rohmaterialäquivalenten, RME) in Bauwerken, Infrastrukturen und Anlagen investiert, das heißt längerfristig gebunden (Abbildung 71). Die Investitionen werden von nicht-metallischen Mineralen dominiert, die 76,1 % der Rohstoffe der Investitionen ausmachen. Weitere 20,2 % der Rohstoffaufwendungen sind Metallerze, der Anteil der Biomasse und der fossilen Rohstoffe ist insgesamt gering (2,6 % bzw. 1,0 %). Im Vergleich zu 2010 gehen die Materialaufwendungen in die Investitionen um 54,0 % zurück.

Die privaten Haushalte konsumieren 213 Millionen Tonnen Rohstoffe. Den größten Anteil stellt die Biomasse mit 59,6 %, gefolgt von nicht-metallischen Mineralen (28,6 %) und Metallerzen (10,6 %). Der Rückgang gegenüber 2010 liegt bei 68,1 %.

Der Konsum des Staates und der Nichtstaatlichen Organisationen ist vergleichsweise gering mit 36,6 bzw. 2,6 Millionen Tonnen. Gegenüber 2010 gehen die Materialaufwendungen um 50,7 bzw. 46,7 % zurück.

Abbildung 71: Der RMC nach Verwendungskategorien in 2010 und 2050 in GreenEe1



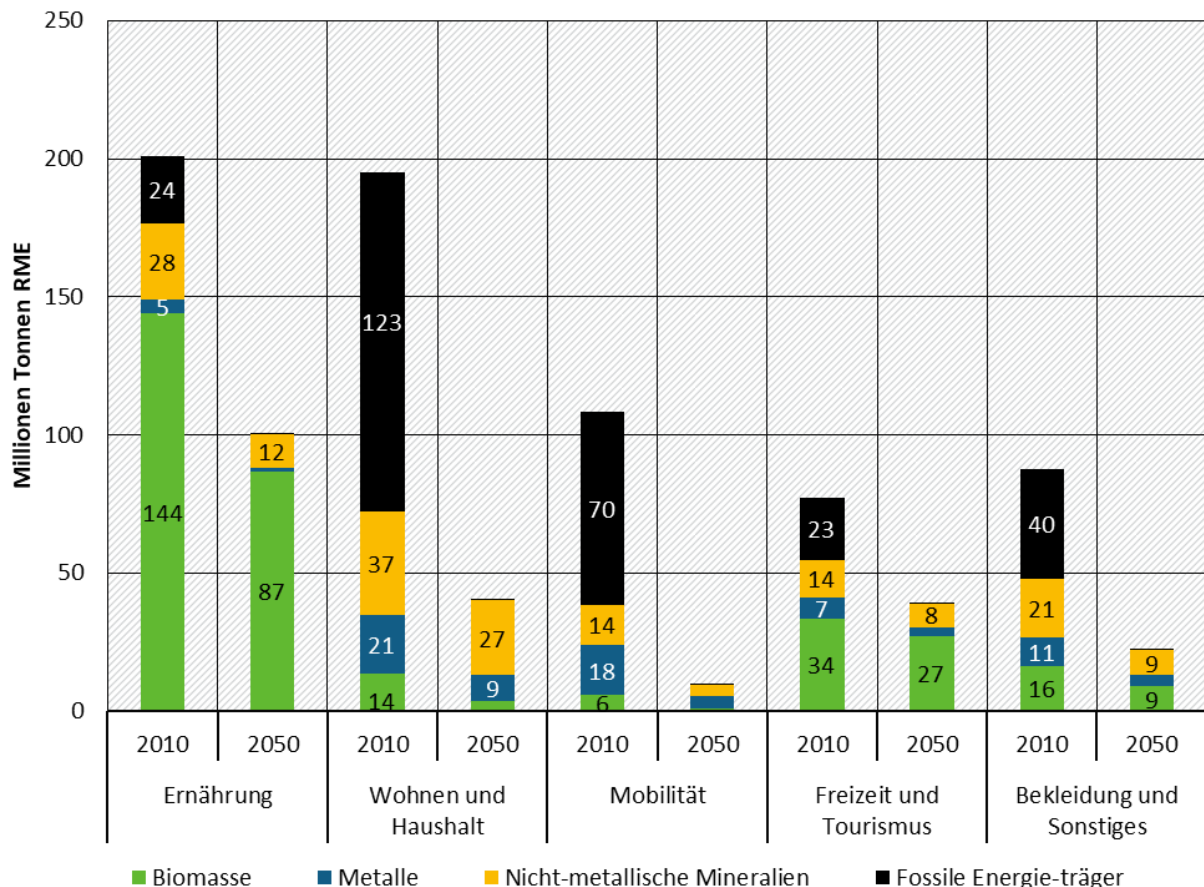
Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – URMOD; Daten unter 8 Mio. t werden aufgrund der Lesbarkeit nicht ausgewiesen.

Der Konsum der privaten Haushalte wird in Abbildung 72 entlang der Bedürfnisfelder weiter aufgeschlüsselt. Der größte Anteil der Rohstoffe wird für die Ernährung gebraucht (47,3 %). Zum Bedürfnisfeld Freizeit und Tourismus, das 18,5 % des Konsums der privaten Haushalte ausmacht, zählt das Gastgewerbe, so dass auch in diesem Bedürfnisfeld ein Anteil Ernährung zu finden ist. Die Ernährung wird von der Biomasse dominiert (86,0 %), abiotische Rohstoffe werden unter anderem für Düngemittel, Haltbarmachung, Zubereitung oder Verpackung der Lebensmittel benötigt. Im Vergleich zu 2010 geht der Materialkonsum in den Bedürfnisfeldern Ernährung bzw. Freizeit und Tourismus um 49,8 bzw. 49,0 % zurück.

Im Bereich Haushalt und Wohnen werden Rohstoffe nicht nur für Möbel, sondern auch für Reparaturen (z.B. Badsanierung u. ä.) benötigt, wodurch sich der hohe Anteil nicht-metallischer Minerale erklärt. Insgesamt fragen die privaten Haushalte in dieses Bedürfnisfeld 19,0 % ihres Rohstoffkonsums nach. Der Wohnungsbau ist jedoch hier nicht berücksichtigt, da er eine Investition darstellt und dort verortet wird. Im Bedürfnisfeld Mobilität konsumieren private Haushalte nur noch 4,7 % ihres gesamten Rohstoffkonsums, beispielsweise für private PKWs oder den öffentlichen Verkehr (die Verkehrsinfrastruktur ist Teil der Investitionen und somit hier nicht einberechnet). Der Rückgang gegenüber 2010 liegt bei 79,2 % im Bedürfnisfeld Wohnen und 90,8 % im Bedürfnisfeld Mobilität.

Die Aufwendungen für Kleidung sind gering (0,6 % des privaten Konsums). Dies liegt unter anderem daran, dass synthetische Kleidungsfasern auf der Basis von synthetischen Rohstoffen (PTL) hergestellt werden, deren wesentlichen Rohstoffinputs (Wasser und CO₂ aus der Luft) per definitionem nicht einberechnet werden. Ferner trägt die Annahme der Technologieübernahme (Rohstoffinputs und Materialeffizienz) der deutschen Bekleidungsindustrie im Rest der Welt zum geringen Materialkonsum für Bekleidung bei. Im Bedürfnisfeld Sonstige Waren einschließlich Kleidung geht der Materialkonsum um 74,3 % gegenüber 2010 zurück.

Abbildung 72: Der Primärrohstoffkonsum der privaten Haushalte nach Bedürfnisfeldern in 2010 und 2050 in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – URMOD; Daten unter 5 Mio. t werden aufgrund der Lesbarkeit nicht ausgewiesen.

Pro Person und Jahr werden damit in den Bedürfnisfeldern

- Ernährung: 1,40 Tonnen
- Wohnen und Haushalt: 0,56 Tonnen
- Mobilität: 0,14 Tonnen
- Freizeit und Tourismus: 0,55 Tonnen
- Bekleidung und sonstige Waren: 0,32 Tonnen

Rohmaterialien konsumiert.

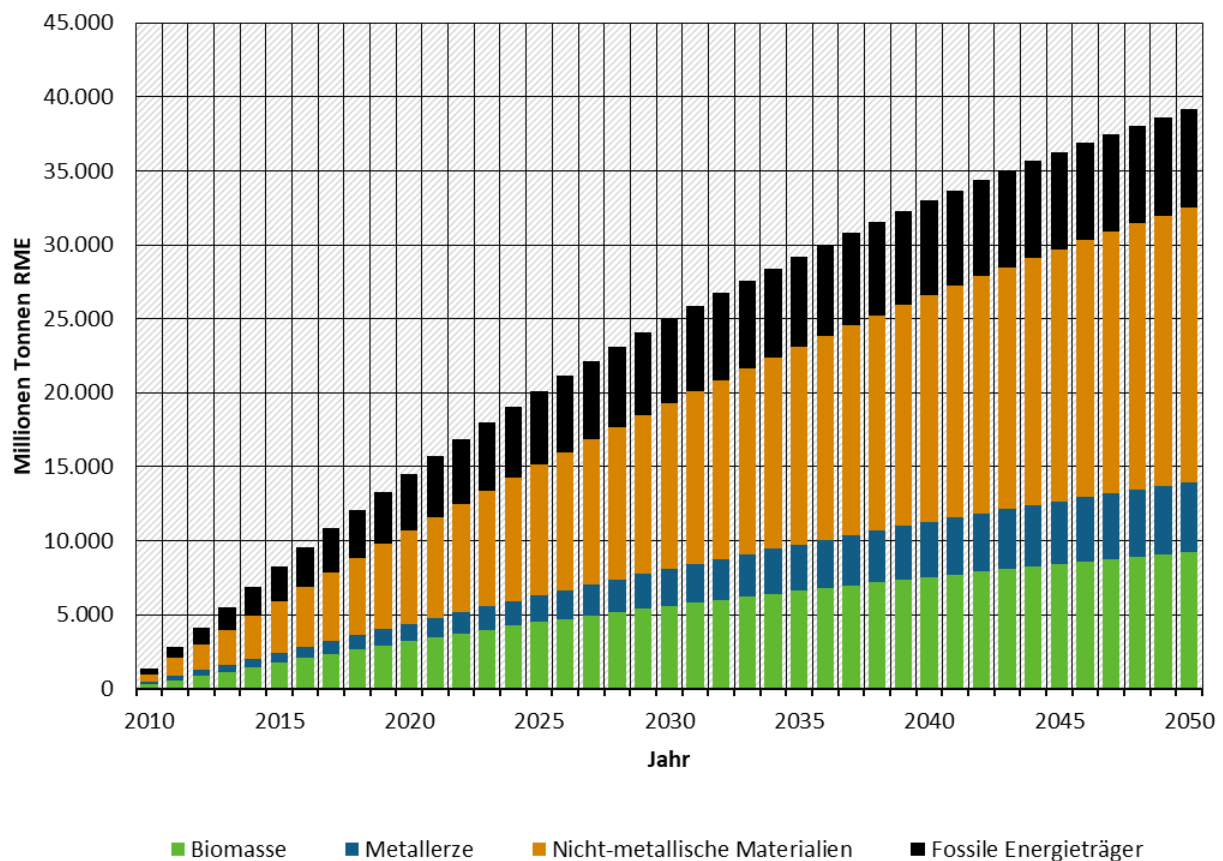
6.3.1.5 Der kumulierte Primärrohstoffkonsum

Im Zeitraum zwischen 2010 und 2050 kumuliert sich der Konsum von Primärrohstoffen (LIV) auf insgesamt 39,156 Mrd. Tonnen (Abbildung 73). Den größten Anteil daran haben die nicht-metallischen Mineralien (47,5 %), gefolgt von biotischen Materialien (23,6 %) und fossilen Rohstoffen (17,0 %).

Knapp 25 Mrd. Tonnen werden im Zeitraum zwischen 2010 und 2030 konsumiert bzw. investiert. Zwischen 2030 und 2050 summieren sich die Primärrohstoffe auf 14,2 Mrd. Tonnen.

Zur Einordnung der Menge soll der Vergleich mit dem jährlichen Konsum in China und der Welt dienen: In 2017 (aktuell möglichstes Jahr) lag der globale Rohstoffkonsum bei insgesamt 92,065 Mrd. Tonnen und der von China bei insgesamt 35,305 Mrd. Tonnen (UNEP 2016).

Abbildung 73: Kumulierter Primärrohstoffkonsum (LIV), 2010 bis 2050 in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – URMOD und eigene Berechnungen

6.3.1.6 Substitution von Primärrohstoffen

In GreenEe1 liegt der Einsatz von Primärrohstoffen (RMC) im Jahre 2050 um insgesamt 834 Mio. Tonnen niedriger als im Jahr 2010.

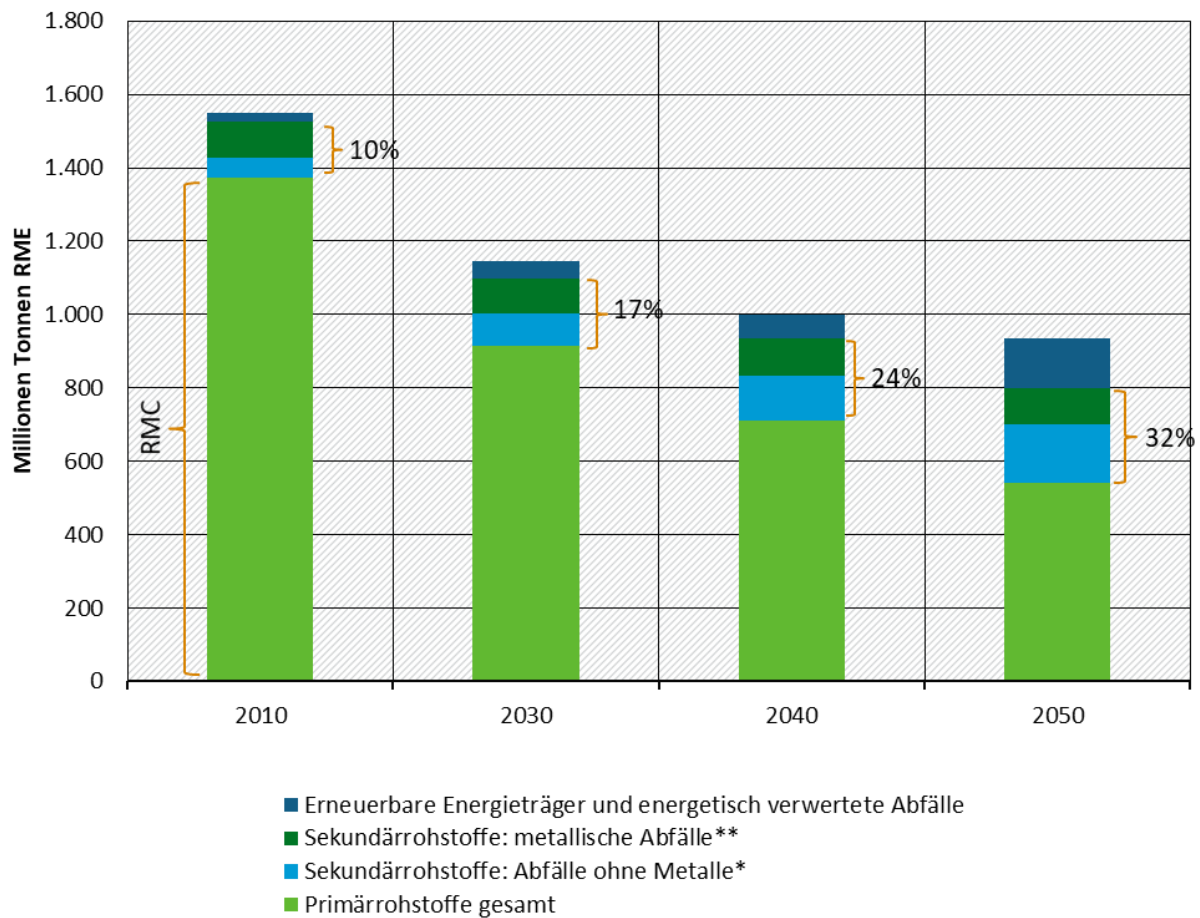
Zu diesen Einsparungen leistet die Substitution von Primärrohstoffen einen erheblichen Beitrag. Fossile Energieträger werden durch Nutzung immaterieller erneuerbarer Energieträger, wie Windkraft, Wasserkraft, Solarenergie und Geothermie, sowie durch die energetische Verwertung von Abfällen eingespart. Andere Primärrohstoffe werden in erheblichem Umfang durch die stoffliche Verwertung von Abfällen (Recycling) substituiert.

Aufgrund der Substitution von Primärrohstoffen durch Sekundärrohstoffe (Recycling) werden im Jahr 2050 Primärrohstoffe in Höhe von 260 Mio. Tonnen eingespart. Diese Abschätzung ist eine Mindestabschätzung, da bei der Berechnung nicht alle stofflich verwerteten Abfälle vollständig einbezogen werden konnten. Berücksichtigt wurden die in Kapitel 4.3, 4.4, 4.6 und 0 sowie 5.2 genannten Annahmen zu Eisen, Kupfer, Aluminium, Papier und Altholz sowie Sekundärbaustoffen. Im Vergleich zu 2010 werden somit 108 Mio. Tonnen Primärrohstoffe zusätzlich substituiert.

Die Substitution der fossilen Energieträger beläuft sich auf insgesamt 136,5 Mio. Tonnen RME Öläquivalenten, das sind 113 Mio. Tonnen mehr als in 2010.

Abbildung 74 zeigt den Gesamtrohstoffaufwand einschließlich der Primär- und Sekundärrohstoffe sowie der substituierten fossilen Energieträger. Der Anteil der Sekundärrohstoffe (Abfälle) am Gesamtrohstoffaufwand als ein Maß für die Zirkularität der gesamten Volkswirtschaft liegt somit in GreenEe1 bei 32 % in 2050. Es soll noch einmal betont werden, dass nicht alle Sekundärrohstoffe, insbesondere nicht alle Metalle, in dieser Rechnung einbezogen sind und somit der Anteil der Sekundärrohstoffe insgesamt unterschätzt ist.

Abbildung 74: Gesamtrohstoffaufwand einschließlich Primär- und Sekundärrohstoffen und substituierte fossile Energieträger, 2010 – 2050 in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – URMOD; *Holz, Papier, Kunststoffe und mineralische Abfälle zur Verwertung im Hoch- und Tiefbau, ohne Abfälle, die direkt auf der Baustelle verwertet wurden (sog. Closed loops); ** Eisen-, Kupfer-, Aluminiumschrotte

6.3.2 Rohstoffinanspruchnahme ausgewählter Rohstoffe

6.3.2.1 Primär- und Sekundäreinsatz von Eisen, Kupfer und Aluminium

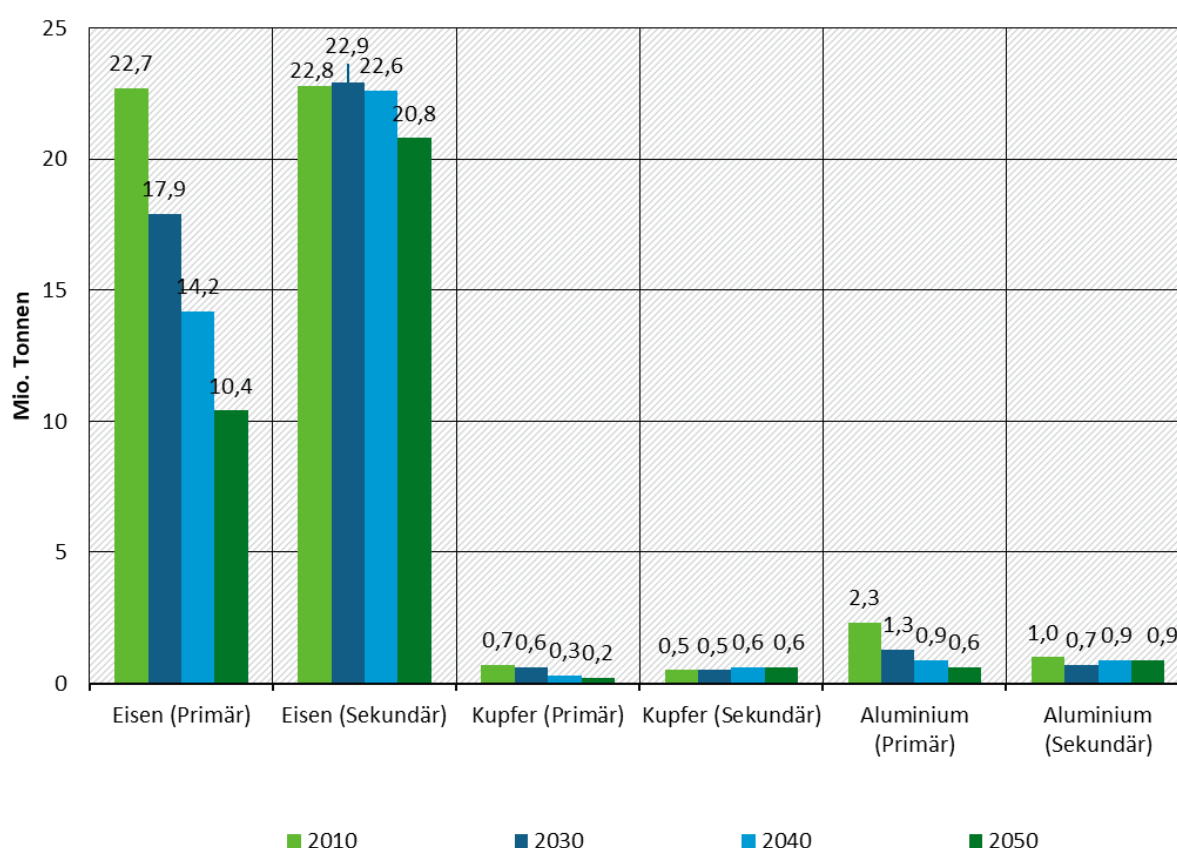
Der Einsatz (in der Abgrenzung des RMC) der primären Basismetalle ist in den GreenEe-Szenarien bis 2050 rückläufig. Im Gegensatz dazu steigt der Einsatz von Sekundärmetallen. In den folgenden Angaben sind die Im- und Exporte vollständig verrechnet, einschließlich der Metallanteile, die sich in Halbwerten und Endprodukten befinden. Die Metalle werden in Metallgehalten ausgedrückt (Abbildung 75).

Sowohl der Primär- als auch der Sekundäreiseneinsatz ist rückläufig. Aufgrund der erhöhten Recyclingrate in 2050 gegenüber 2010 verändern sich die Anteile von Primäreisen und Schrotten. Konsum und Investitionen erfordern somit in GreenEe1 in 2050 insgesamt 31,2 Mio. Tonnen Eisen, davon 10,4 Mio. Tonnen Primäreisen und 20,8 Mio. Tonnen Eisenschrott.

Auch die für Konsum und Investitionen benötigten Mengen Kupfer sind rückläufig. Aufgrund der Annahmen zu steigenden Recyclingraten steigt im Ergebnis die nachgefragte Menge nach Kupferschrotten leicht an, der Rückgang der gesamten Nachfrage wirkt sich insbesondere auf die nachgefragte Primärkupfermenge aus, die in 2050 nur noch 0,2 Mio. Tonnen Kupfer beträgt.

Etwas anders verläuft die Nachfrage nach Aluminium. Der Rückgang zwischen 2010 und 2030 hat zwei Ursachen: einmal sinkt die Nachfrage ähnlich wie bei den Basismetallen Eisen und Kupfer. Hinzu kommen jedoch auch Unterschiede bei der Produktion und dem Einsatz von Aluminium bei den importierten Vorprodukten aus Europa, die sich als Folge der Annahme, dass sich in europäischen Ländern die Produktionsweisen an die deutsche angleichen, im Falle von Aluminium im Ergebnis niederschlagen. Durch die angenommenen Änderungen der Produktionsweisen in Europa und auch im Rest der Welt sinkt die Aluminiummenge in den Importen. Bis 2050 sinkt die nachgefragte Menge nach Primäraluminium weiter auf 0,6 Mio. Tonnen, während aufgrund der erhöhten Recyclinganstrengungen die nachgefragte Menge an Aluminiumschrotten fast konstant bleibt.

Abbildung 75: Primär- und Sekundärbasismetallmengen in der letzten inländischen Verwendung, 2010 – 2050 in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – URMOD

6.3.2.2 Primärinanspruchnahme ausgewählter Technologie- und Edelmetalle

Neben den Basismetallen wurde die Nachfrage nach ausgewählten Technologie- und Edelmetallen untersucht.

So wurde die gesamtwirtschaftliche Nachfrage nach Zink, Blei, Platingruppenmetallen, Magnesium, Chrom und Nickel berechnet. Die in Tabelle 104 ausgewiesenen Mengen zeigen die Primärmetallgehalte, die im Konsum und in den Investitionen in Deutschland verbleiben. Der internationale Handel ist vollständig verrechnet. Im Rahmen des Projekts konnten keine Analysen zum Einfluss einzelner Faktoren durchgeführt werden, daher kann keine exakte Aussage zu Gründen der Nachfrageänderung getroffen werden, sondern nur allgemeine Einflussfaktoren genannt werden.

Bei nahezu allen ausgewählten Metallen ist die Nachfrage (LIV) aus Deutschland rückläufig (Tabelle 104). Verschiedene Faktoren wirken dabei zusammen, darunter die sinkende Nachfrage nach Gebäuden (Wohn- und Nichtwohngebäude) und nicht-energiebedingten Infrastrukturen aufgrund der rückläufigen Bevölkerung und der rückläufigen Siedlungsneuentwicklung, die ansteigende Effizienz in der Produktion sowie die im Kapitel 4 und 5 aufgeführten technologischen Veränderungen. So sinkt die Nachfrage nach Zink, Platingruppenmetallen, Silber, Chrom und Nickel kontinuierlich bis 2050. Die Nachfrage nach Zinn und Magnesium bleibt, mit leichten Schwankungen, nahezu konstant.

Tabelle 104: Nachgefragte Menge ausgewählter Technologie- und Edelmetalle (LIV), 2030, 2040 und 2050 in GreenEe1

		2030	2040	2050
Zink	<i>Tsd. t Metallgehalt</i>	360	257	136
Blei	<i>Tsd. t Metallgehalt</i>	146	96	40
Zinn	<i>Tsd. t Metallgehalt</i>	10	11	10
PGM	<i>t Metallgehalt</i>	26	22	19
Silber	<i>t Metallgehalt</i>	312	283	219
Magnesium	<i>Tsd. t Metallgehalt</i>	15	15	15
Chrom	<i>Tsd. t Metallgehalt</i>	74	65	55
Nickel	<i>Tsd. t Metallgehalt</i>	41	32	23

Quelle: eigene Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG - URMOD

Im Rahmen von Sonderrechnungen wurden ferner die nachgefragten Mengen von Siliziummetallen (in PV-Anlagen) sowie von Lithium, Graphit und Kobalt (in Batterien von Pkw, Lkw und leichten Nutzfahrzeugen) berechnet. Die Rohstoffmengen werden in Tabelle 105 ausgewiesen. Diese Rechnungen beinhalten keine Annahmen zu Recyclinganteilen, die ausgewiesenen Mengen können folglich Primär- oder Sekundärrohstoffe sein. Weitere Rohstoffe, die relevant für den Transformationspfad sind, wurden im Rahmen des Projekts nicht quantitativ analysiert.

Die Dynamik der nachgefragten Mengen nach Siliziummetallen spiegelt den Bau von PV-Anlagen wieder, der in 2040 seinen Höhepunkt erreicht. Auch die Nachfrage nach Lithium, Graphit und Kobalt zeigen die steigende Nachfrage bis 2040 aufgrund der Markthochläufe neuer Technologien. Die Entwicklung neuer Batterietechnologien resultiert in 2050 darin, dass Graphit und Kobalt nicht mehr benötigt werden, hingegen Lithium verstärkt nachgefragt wird.

Tabelle 105: Nachgefragte Mengen ausgewählter Rohstoffe in PV-Anlagen und Fahrzeugbatterien in GreenEe1

		2030	2040	2050
Siliziummetall ¹	<i>t Metallgehalt</i>	100.981	118.390	97.272
Lithium ²	<i>t Metallgehalt</i>	2.475	21.353	18.529
Graphit ²	<i>t Metallgehalt</i>	38.726	39.816	0
Kobalt ²	<i>t Metallgehalt</i>	7.087	7.287	0

Quellen: ¹eigene Berechnungen, ²ifeu/IEE/SSG – TREMOD-Materials

6.3.2.3 Der Einsatz von Holz

Holz wird gegenwärtig sowohl stofflich als auch energetisch genutzt. In GreenEe1 sinkt der Verbrauch von (Primär-) Holz zwischen 2010 und 2050 [2030/2040] um -60 % [-46 %/-55 %] auf rund 13,3 Mio. Tonnen RME. Auch in diesen Angaben sind die Im- und Exporte miteinander verrechnet.

Verschiedene Gründe sind für den Rückgang verantwortlich. So wird Primärbiomasse ab 2030 nicht mehr für energetische Zwecke genutzt, dies reduziert die Primärholzmenge signifikant. Weiterhin steigt die effiziente Verwendung von Papier und Pappe, auch dies senkt die nachgefragte Menge nach Holz.

6.3.2.4 Der Einsatz von Sand, Kies und Schotter

Sand und Kies und Schotter wird im Wesentlichen im Hoch- und Tiefbau eingesetzt, bei der Herstellung von Beton, im Unterbau von Fundamenten, Straßen, Wegen oder Gleistrassen oder auch als Füllmaterial. Sand, Kies und Schotter sind Massenrohstoffe, fast ein Drittel des gesamtdeutschen Rohstoffkonsums geht auf den Verbrauch von dieser Rohstoffgruppe zurück. Gleichzeitig ist die konkrete Mengenangabe mit Unsicherheiten behaftet, da die empirischen Daten nicht ausreichen erfasst werden.

Im GreenEe1-Szenario sinkt der Bedarf bis 2050 auf 229 Mio. Tonnen, dies ist ein Rückgang um 48,5 % gegenüber 2010. Der Rückgang verläuft relativ stetig mit 19 % bis 2030 und 33 % bis 2040. Wesentliche Gründe für den Rückgang sind die rückläufige Bautätigkeit im Hochbau und im Tiefbau, insbesondere auf kommunaler Ebene (Straßen und Versorgungsinfrastrukturen) in Folge der rückläufigen Siedlungsentwicklung.

6.3.2.5 Mögliche Knappheit von Rohstoffen

Rohstoffe gelten als knapp, wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt. Man kann zwischen einer temporären Knappheit und einer absoluten Knappheit unterscheiden. Temporär knapp kann ein Rohstoff sein, wenn zwar ausreichend Rohstoffe in der Erdkruste vorkommen, jedoch die abgebaute Menge unter der nachgefragten Menge liegt. Absolut knapp kann ein Rohstoff sein, wenn die nachgefragte Menge über der Menge liegt, die in der Erdkruste vorkommt. Hierbei können Reserven und Ressourcen weiter unterschieden werden: Reserven sind die Rohstoffmengen, die unter den bekannten technisch-ökonomischen Bedingungen abbaubar sind, Ressourcen sind die Mengen, die geologisch in der Erdkruste vorkommen. Das heißt, Hinweise auf eine mögliche zukünftige Knappheit von Rohstoffen geben Vergleiche der nachgefragten Mengen mit (aktuellen) Produktionsmengen, Reserven und Ressourcen. Es sei darauf verwiesen, dass Reserven und Ressourcen ebenso wenig wie Produktionsmengen konstante Größen sind. Sie verändern sich mit der Entwicklung neuer Bergbautechnologien und mit der Entdeckung neuer Minen. Ein Vergleich ist folglich immer nur eine Momentaufnahme, die Hinweise darauf geben kann, wo – unter den gegenwärtigen Bedingungen und Kenntnissen – eine Knappheit auftreten kann, sofern nicht neue Technologien entwickelt bzw. neue Minen entdeckt werden.

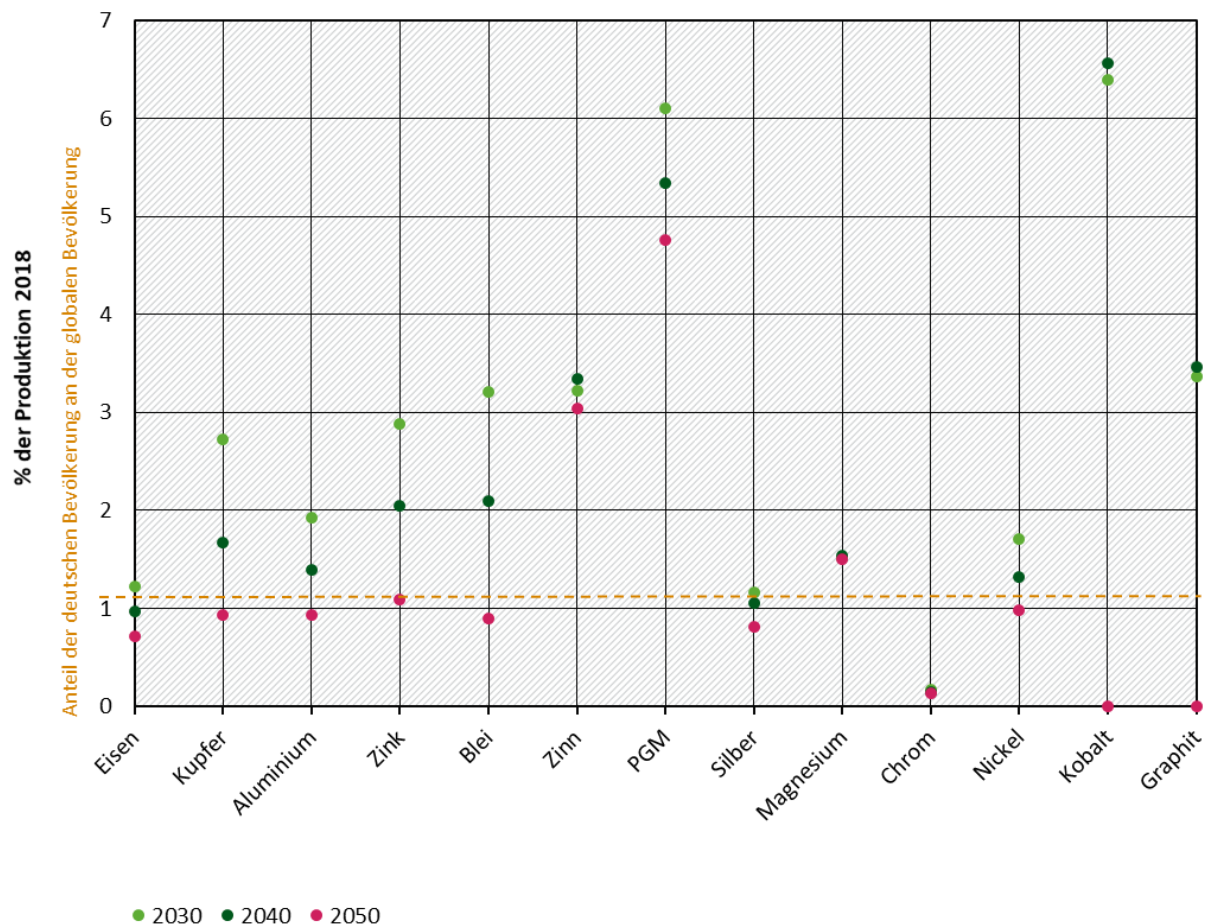
Abbildung 76 zeigt den Vergleich der von Deutschland im Zuge der Transformation in GreenEe1 ermittelten nachgefragten Mengen als Anteil an der globalen Produktion in 2018. Der Anteil der deutschen Bevölkerung an der globalen Bevölkerung (Gegenwart) kann als Referenz gelten.

Die von Deutschland nachgefragten Mengen nach Eisen, Chrom und Silber liegen unter oder etwa im Rahmen der Referenz. Das heißt, wenn die globale Nachfrage pro Person etwa so groß wäre wie die deutsche Nachfrage und die Produktionskapazitäten konstant blieben, wäre keine Knappheit zu erwarten.

In allen untersuchten Jahren liegt die Nachfrage nach Zinn, Magnesium, Lithium und PGM über der Referenz. Es wäre folglich, unter der Bedingung einer global gleichen Nachfrage pro Person und konstanten Produktionskapazitäten mit Versorgungsengpässen bei diesen Metallen zu rechnen. Besonders stark wären diese bei der Nachfrage nach Lithium ausgeprägt. Die deutsche Nachfrage nach Lithium liegt in 2030 – 2040 – 2050 bei 8,8% - 76,3 % - 66,2 % der Produktionsmenge in 2018 (in der Abbildung nicht enthalten).

Über der Referenz liegt in beiden oder einzelnen Stützjahren die Nachfrage nach Kupfer, Aluminium, Zink, Nickel, Kobalt und Graphit. Hier wäre bei global gleicher Nachfrage pro Person und konstanten Produktionskapazitäten mit Versorgungsengpässen zu rechnen.

Abbildung 76: Nachfrage nach ausgewählten Rohstoffen im Vergleich zur Produktion 2018 in GreenEe1

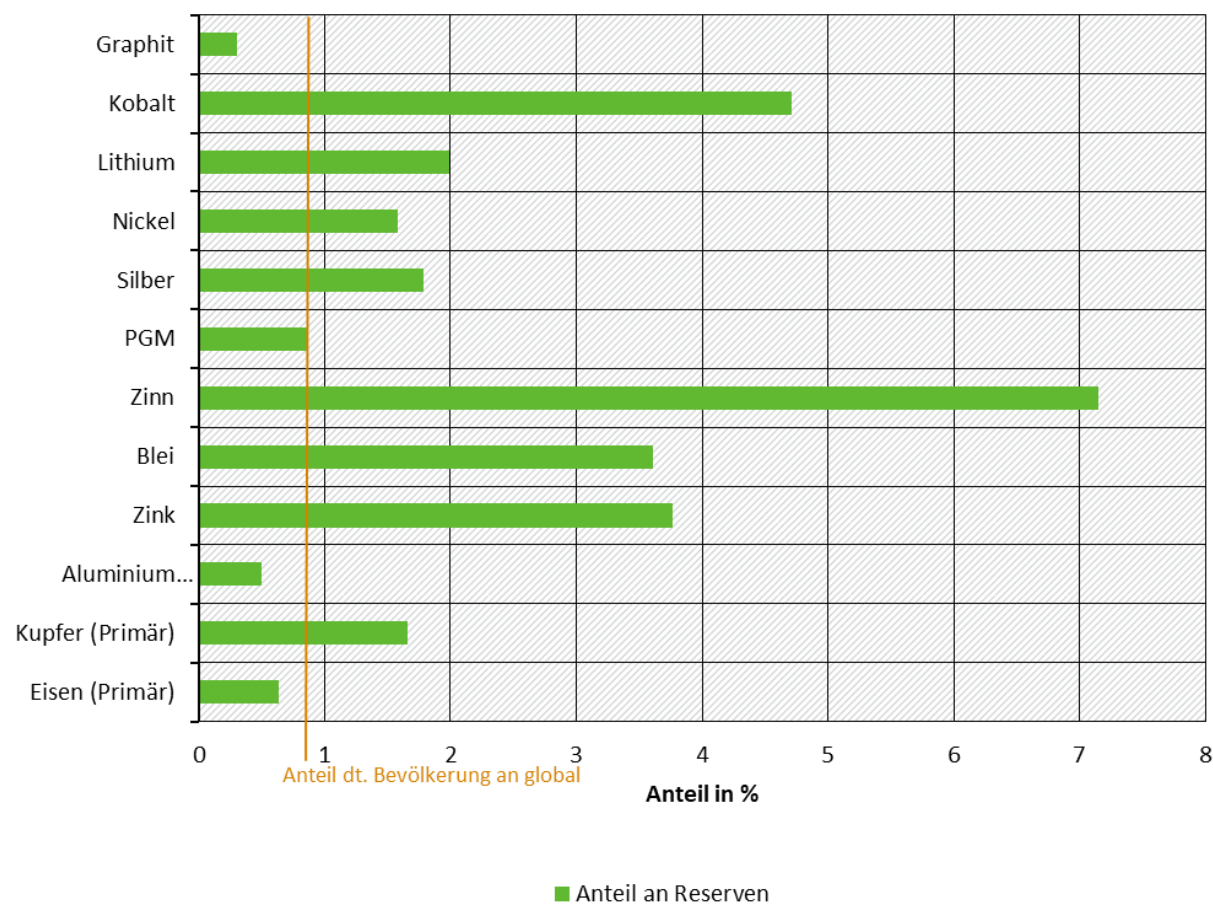


Quellen: eigene Darstellung eigene Berechnungen auf der Basis von ifeu/IEE/SSG – URMOD und USGS (2020); im Gegensatz zu UBA (2019c) wurden hier aktuellere Produktionsdaten von USGS genutzt.

Da Bergbauunternehmen auf eine steigende Nachfrage reagieren und Produktionskapazitäten erhöhen, ist der Vergleich der kumulierten Nachfrage im Vergleich zu den Reserven interessant, um weitere Hinweise auf eine mögliche Knappheit von Rohstoffen zu erhalten. Reserven sind die Rohstoffmengen, die mit bekannten Technologien wirtschaftlich ausgebeutet werden können. Diese Menge ist, wie eingangs erwähnt, nicht konstant, sondern eine Momentaufnahme. Für manche Rohstoffe, darunter Siliziummetalle und Magnesium, verweist (USGS 2020) auf ausreichende Vorkommen und weist keine Reserven aus. Für diese Rohstoffe ist, bei Ausweitung der Produktionsmengen mit gegebenen Technologien, folglich kein Versorgungsengpass zu erwarten.

Für Eisen, Aluminium und PGM sind bis 2050 keine Versorgungsengpässe zu erwarten, sofern die Produktionskapazitäten für Aluminium und PGM ausgeweitet werden können und die globale Nachfrage pro Person der Nachfrage in Deutschland entspricht (Abbildung 77). Die kumulierte deutsche Nachfrage nach Kupfer, Nickel, Silber, Zinn, Blei und Zink liegt jedoch höher als der Anteil der Bevölkerung. Sollten keine neuen Reserven erschlossen werden und die globale Nachfrage pro Person das deutsche Niveau erreichen, könnten Versorgungsengpässe in einem Transformationspfad GreenEe1 auftreten. Versorgungsengpässe können umgangen werden, wenn die Nachfrage gesenkt wird, beispielsweise, wenn andere Technologien oder Substitute als in GreenEe1 angenommen genutzt werden, oder wenn das Angebot aufgrund des Einsatzes von besseren Technologien erhöht werden kann. An diesem Punkt können die kumulierten Mengen weiterhin mit den Ressourcen, also den Mengen, die in der Erdkruste vorkommen, aber noch nicht wirtschaftlich/technologisch abbaubar sind, mit den kumuliert nachgefragten Mengen in Deutschland verglichen werden. Es zeigt sich, dass nur noch bei den Rohstoffen Nickel und Kupfer die kumuliert nachgefragten Mengen über 1 % der (bekannten) Ressourcen liegen.

Abbildung 77: Kumulierte Nachfrage ausgewählter Rohstoffe als Anteil der Reserven in 2018 in GreenEe1



Quelle: eigene Darstellung eigene Berechnungen auf der Basis von ifeu/IEE/SSG – URM0D und USGS (2020)

6.3.2.6 Kumulierter Rohstoffaufwand ausgewählter Schlüsseltechnologien

Für ausgewählte Schlüsseltechnologien wurden die kumulierten Rohstoffaufwendungen (KRA) quantifiziert, die erforderlich sind, um die in 2050 bestehende Infrastruktur aufzubauen. Bei den Berechnungen wurden die technologischen Änderungen berücksichtigt, die im Szenario

GreenEe1 in den Jahren, in denen die Anlagen errichtet wurden, unterstellt sind. Das heißt, eine Anlage, die in 2030 erbaut wurde, hat höhere Materialrucksäcke und vor allem auch höhere fossile Rucksäcke als eine, die in 2040 oder 2050 gebaut wurde. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 106.

Die beiden wesentlichen Säulen der Energiegewinnung, die Windkraftanlagen und die Photovoltaikanlagen, erfordern insgesamt die meisten kumulierten Rohstoffaufwendungen. So werden im Inland für die Onshore-Anlagen insgesamt 568 Mio. Tonnen Rohstoffe aufgewendet, im Ausland sind es sogar 706 Mio. Tonnen. Die Aufwendungen für die WEA-offshore Anlagen liegen bei 163 Mio. Tonnen, auf die Fundamente entfällt etwa die Hälfte der Rohstoffaufwendungen. Die PV-Anlagen im In- bzw. Ausland erfordern 312 bzw. 341 Mio. Tonnen Rohstoffe. Im Vergleich dazu sind die Rohstoffaufwendungen für verbleibende Gaskraftwerke (5,5 Mio. Tonnen) und für Geothermie (1,4 Mio. Tonnen) gering.

Die Materialaufwendungen für die Stromnetze beinhalten den Zubau ab 2010 und ferner die Netze für die Oberleitungs-LKWs und für die Eisenbahnlinien. Sie haben einen Materialrucksack von insgesamt 161 Mio. Tonnen.

Wärmepumpen einschließlich Flächenheizungen und Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung einschließlich Verteilrohre sind zentrale Säulen im Gebäudebereich für die Gewinnung und Verteilung von Gebäudewärme bzw. für die Reduktion von Wärmeverlusten. Die Rohstoffaufwendungen liegen bei 296 Mio. Tonnen für die Wärmepumpen einschließlich der Flächenheizungen und bei 116 Mio. Tonnen für die Lüftungsanlagen (einschließlich Verteilrohre).

Batterien und Antriebsstränge umfassen neben den PKW auch LKW, Busse und leichte Nutzfahrzeuge. Der kumulierte Materialaufwand liegt bei 225 Millionen Tonnen für Batterien und bei 175 Millionen Tonnen für die Antriebsstränge.

Tabelle 106: Kumulierter Rohstoffaufwand ausgewählter, in 2050 stehender Schlüsseltechnologien nach Rohstoffgruppen in GreenEe1

Technologie	KRA biotisch	KRA metallisch	KRA Steine und Erden	KRA sonst. Mineralien	KRA fossile Rohstoffe	KRA gesamt
WEA onshore Ausland	1,2	398,6	259,7	2,8	32,6	706,4
WEA onshore Inland	1,0	321,6	207,7	2,2	26,9	568,1
WEA offshore Inland	0,4	80,2	72,0	1,0	9,0	162,5
PV Inland	8,4	135,5	96,4	9,4	62,8	312,4
PV Ausland	9,1	147,9	105,0	10,2	69,0	341,2
Geothermie	0,0	0,9	0,3	0,0	0,1	1,4
Gaskraftwerke	0,0	4,0	1,1	0,0	0,4	5,5
Stromnetzte	0,5	97,6	55,9	0,3	6,0	160,5
Wärmenetze	0,0	1,0	0,1	0,0	0,2	1,3
Lüftungsanlagen	0,3	86,0	13,7	0,8	15,5	116,4
WP (mit Flächenheizungen)	0,3	31,5	243,9	0,4	15,2	295,8
WP (ohne Flächenheizungen)	0,1	21,4	0,9	0,1	0,8	23,2
Batterien	0,5	197,6	16,8	3,3	6,7	224,8
Antriebsstrang	0,6	154,4	9,9	1,2	8,9	175,0

Elektrostahlwerke	0,1	10,3	18,7	0,2	1,8	31,0
-------------------	-----	------	------	-----	-----	------

Quelle: eigene Berechnungen

6.4 Flächennutzung

Bis 2050 verändert sich die Flächennutzung in Deutschland. Die Entwicklungen der Flächennutzungen folgen unterschiedlichen Trends.

Auch wenn die Siedlungsneuentwicklung rückläufig ist und infolge dessen die Flächenneuanspruchnahme sinkt, so steigt doch die Fläche für Wohn- und Nichtwohngebäude sowie für Verkehrs- und Erholungsflächen weiter an. Im Gegensatz dazu sinkt die Betriebsfläche aufgrund der rückläufigen Rohstoffextraktion in Deutschland. Insgesamt steigt die Siedlungs- und Verkehrsfläche auf 53.200 km² an, dies entspricht 14,9 % der gesamten Bodenfläche Deutschlands (Tabelle 107).

Die Acker- und Grünlandfläche aufgrund der veränderten Nachfrage nach landwirtschaftlichen Produkten auf insgesamt 150.556 km². Die Waldfläche wurde in allen Green-Szenarien von den WEHAM-Szenarien (Naturschutzpräferenzszenario) übernommen. In Folge der Annahmen zur Rückvernässung steigen wiedervernässte Flächen auf 10.093 km² an. Vegetationsflächen nehmen somit insgesamt 82,8 % der Gesamtfläche in 2050 ein.

Die Flächenbelegung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (Freiflächen-PV und WEA-on-shore) liegt in 2050 bei insgesamt 1.515 km². Diese Fläche beinhaltet die versiegelten und überschirmten Flächen sowie Zwischenflächen und Flächen für den Kranstellplatz und Zuwegung. Dies entspricht 0,4 % der Gesamtfläche Deutschlands. Die in Kap. 3 genannten terrestrischen Potentialflächen für erneuerbare Energien werden nicht vollständig genutzt.

Tabelle 107: Flächennutzung in Deutschland in 2010, 2030, 2040 und 2050 in GreenEe1

	2010 ¹	2030 ²	2040 ²	2050 ²	Quelle
Bodenfläche TOTAL [km²]	357.127	357.582 *	357.582	357.582	Destatis, Fortschreibung 2017
SIEDLUNG und Verkehrsfläche	51.291	52.874	53.191	53.200	Eigene Berechnung
Wohnbau, Industrie/Gewerbe, Erholung, sonst. Siedlungsflächen	30.901	32.156	32.492	32.596	Eigene Berechnung
Betriebsfläche	2.459	2.170	1.958	1.803	Eigene Berechnung auf der Basis von URMOD
Verkehr	17.931	18.547	18.740	18.801	Eigene Berechnung
VEGETATION (Abgrenzung Destatis) einschl. UNLAND	297.279	296.493	296.176	296.166	
Landwirtschaft	162.080	153.913	151.168	150.556	ALMOD
davon Acker	115.140	112.723	111.515	111.515	ALMOD
davon Grünland	44.440	39.708	37.341	37.341	ALMOD
Flächenstilllegung	2.500	1.482	2.311	1.700	ALMOD
Wald (WEHAM)	107.664	106.190	106.250	106.360	

	2010 ¹	2030 ²	2040 ²	2050 ²	Quelle
Sonstige Vegetation	27.535	36.390	38.758	39.250	<i>Eigene Berechnung (Differenz)</i>
davon Moor und Sumpf (Destatis)	929	1.186	1.186	1.186	<i>Destatis, Wert von 2017 fortgeschrieben</i>
davon wiedervernässte Flächen (ab 2030)		6.560	10.093	10.093	<i>Annahme LULUCF</i>
Davon Bergbaufolgefläche		438	650	805	<i>Eigene Berechnung auf der Basis von URMOD</i>
GEWÄSSER	8.557	8.215	8.215	8.215	<i>Wert von Destatis 2017 fortgeschrieben</i>
Nachrichtlich: Fläche für EE	121	851	1.147	1.515	
Fläche für PV-Freifläche	89	751	1.018	1.362	<i>Eigene Berechnung auf der Basis von Kauertz et al. (n.d.)</i>
Fläche für WEA – onshore	32	100	129	153	<i>Eigene Berechnung auf der Basis von Kauertz et al. (n.d.)</i>

Quelle: siehe rechte Spalte

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die beiden GreenEe-Szenarien fokussieren die Erschließung der Energieeffizienzpotenziale über alle Anwendungsbereiche hinweg. Während beim GreenEe1 die Industrie insgesamt ihre Produktionskapazitäten kontinuierlich steigert und die Exporte weiter ansteigen, erfolgt in GreenEe2 ein ausgeglichenerer globaler Handel, so dass die nationalen Produktionskapazitäten in weiten Bereichen der Industrie rückläufig sind. Gleichwohl erfolgt u.a. durch steigende Qualität der produzierten Güter und Innovationen weiterhin ein Wirtschaftswachstum. Die Energieversorgung beruht im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien. Sektorkopplungstechniken ermöglichen die direkte oder indirekte Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien in allen Anwendungsbereichen, wobei durch das konsequente Erschließen von Energieeffizienzpotentialen der Bedarf an Energie reduziert wird. Dort wo technisch möglich, wird erneuerbarer Strom direkt genutzt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der dafür nötige Netzausbau erfolgt in Deutschland rasch und insbesondere der Stromsektor wird schnell dekarbonisiert. Digitalisierung leistet einen wachsenden Beitrag zur intelligenten Verknüpfung und Flexibilisierung von Energieverbräuchern und –erzeugern, so dass Back-up-Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit minimiert werden. Wie heute werden auch zukünftig vor allem die Brenn- und Kraftstoffe nach Deutschland importiert, welche bis zum Jahr 2050 ausschließlich regenerative Energieträger darstellen. Die Industrie vollzieht parallel zur Änderung der Energieversorgung eine Umstrukturierung und Erneuerung des Anlagenparks hin zu modernen dekarbonisierten und wo technisch möglich strombasierte Prozesstechniken. Die prozessbedingten Treibhausgasemissionen werden auf das derzeit bekannte technische Niveau verringert. Die kontinuierliche Fortsetzung einer ambitionierten Ressourcenschonungspolitik unterstützt den technischen Fortschritt und hebt vielfältige Innovationspotenziale. Dies führt dazu, dass sich der Trend der letzten Jahre hinsichtlich der Entwicklung der durchschnittlichen Rohstoffproduktivität langfristig, leicht erhöht bis 2050 fortsetzt. Der verstärkte Einsatz von Sekundärrohstoffen und Materialsubstitutionen vor allem im Bereich der metallverarbeitenden sowie chemischen Industrie und im Bausektor führt zu weiteren Einsparungen von Primärrohstoffen und damit zu weiterer Steigerung der Rohstoffeffizienz in einzelnen Industrien. Gebäude sind bis zum Jahr 2050 stark modernisiert und saniert, so dass der Energiebedarf sich im erheblichen Maße reduziert und vollständig durch erneuerbare und effiziente Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und Wärmenetzen gedeckt wird. Die Umsetzung von Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung durch die Gesellschaft ist im hohen Maße gegeben. Elektrofahrzeuge im Individualverkehr und öffentlichen Verkehr sind im Laufe des Transformationspfades schnell Selbstverständlichkeiten. Aber auch im Güterverkehr wird durch den infrastrukturellen Ausbau für hybride Oberleitungs-Lkw frühzeitig eine hohe Integration von Elektromobilität gewährleistet. Verbrennungskraftmaschinen mit treibhausgasneutralen Kraftstoffen werden im Wesentlichen im Flug- und Seeverkehr und nur noch im geringen Maße im Straßenverkehr eingesetzt. Der gesellschaftliche Konsens zur Dekarbonisierung ermöglicht ebenfalls den Wandel in der Landwirtschaft. Die gesünderen Ernährungsgewohnheiten der Bevölkerung führen zu reduzierten Tierbeständen in Deutschland. In GreenEe2 wird darüber hinaus der Exportüberschuss an Fleisch und Fleischprodukten reduziert und damit einhergehend die Tierbestände und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen in Deutschland. Weitere technische Maßnahmen sind verminderter Mineraldüngereinsatz und Wirtschaftsdüngermanagement, Renaturierung der Moore und Beendigung des Torfabbaus sowie die Entwicklung zu stabilen Mischwäldern um den Wald als Netto-Kohlenstoffsенke zu erhalten.

Im GreenEe1-Szenario werden in 2050 [2030/2040] insgesamt 95,8 % [60,2/80,1] weniger **Treibhausgasemissionen** als in 1990 emittiert. Zu diesem Rückgang tragen alle Sektoren bei. Allerdings können nur energiebedingte Treibhausgasemissionen vollständig vermieden werden. In allen anderen Quellgruppen verbleiben Treibhausgasemissionen, die nach dem heutigen Wissensstand nicht vermeidbar sind. Relevante Quellgruppen sind weiterhin die Bodenbewirtschaftung und die Tierhaltung in der Landwirtschaft sowie die Zementindustrie - trotz erheblicher Einsparungen durch die Einführung neuer Technologien. Die verbleibenden Treibhausgasemissionen zeigen, dass weiterhin ein Bedarf an Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten besteht, um emissionsfreie Technologien zu entwickeln. Unter Einbeziehung der natürlichen Senken, die hier nur auf Basis von Literatur erfolgen konnte, ist jedoch eine vollständige Treibhausgasneutralität in 2050 möglich.

Die höchsten Rückgänge bis 2030 verzeichnet die Abfallwirtschaft (84,1 %). Demgegenüber steht die Landwirtschaft, deren THG-Emissionen bis 2030 „nur“ um 34,4 % gegenüber 1990 zurückgehen. In 2050 ist der Energiesektor, einschließlich Verkehr, treibhausgasneutral und die Rückgänge gegenüber 1990 liegen dementsprechend bei 100%. Auch die Treibhausgasemissionen der Abfallwirtschaft, LULUCF und der Industrie sinken bis 2050 stark mit Rückgängen von 92,4 %, 85,6 % und 83,2 %. Die geringsten Rückgänge finden sich im Sektor Landwirtschaft mit „nur“ 64,4 %.

Aufgrund der ausgeglichenen Handelsbilanz ist der Rückgang der Treibhausgasemissionen von GreenEe2 im Vergleich zu GreenEe1 schneller. Im Jahr 2030 beträgt die Einsparung dabei 14,3 Mio. t CO_{2Äq}, im Jahr 2040 15,2 Mio. t CO_{2Äq} und im Jahr 2050 6,4 Mio. t CO_{2Äq}.

Der private und öffentliche Konsum sowie die Investitionen (letzte inländische Verwendung Deutschlands) verursachen auch weltweit rückläufige Treibhausgasemissionen. Diese liegen – gerechnet gemäß dem UGR-Konzept – in 2050 [2030/2040] nur noch bei 57,4 [505,2/267,1] Mio. t CO_{2Äq}. Dies entspricht einem Rückgang von 94,1 % gegenüber 2010. In den Stützjahren dominieren die energiebedingten Treibhausgasemissionen die Güter der letzten Verwendung. Erst in 2050 liegen die nicht-energetischen Treibhausgasemissionen höher als die energiebedingten Treibhausgasemissionen.

Zwischen 1990 und 2016 wurden insgesamt 28,96 Mrd. t CO_{2Äq} emittiert. Bis 2050 kommen in GreenEe1 weitere 15,25 Mrd. t CO_{2Äq} hinzu. Der Großteil von 10,06 Mrd. t entsteht im Zeitraum bis 2030.

Die wesentlichen Stellschrauben für den Rückgang der Treibhausgasemissionen in den GreenEe-Szenarien sind:

- ▶ Die Transformation des Energiesystems und dabei insbesondere die Umstellung auf erneuerbare Energien über alle Sektoren hinweg, einschließlich einer intelligenten Kopplung der Sektoren,
- ▶ die Reduktion des Energiebedarfs,
- ▶ die Umstellung emissionsintensiver Industrieprozesse auf emissionsärmere bzw. emissionsfreie Verfahren, oftmals einhergehend mit der stärkeren Nutzung von Sekundärrohstoffen sowie

- die Umstellung der Ernährungsweise, einschließlich der Reduktion tierischer Anteile in der Ernährung und der Vermeidung von Abfällen.

Gleichzeitig tragen sehr viele, teilweise auch recht kleinteilige Änderungen zum Rückgang der Treibhausgasemissionen bei. Auf der anderen Seite bestehen **im Energiebereich** weitere ungenutzte Einsparpotenziale welche in anderen Green-Szenarien (bspw. GreenSupreme) gehoben werden, wie eine Maximierung der Ausbaugeschwindigkeit für EE-Erzeugung (Fokus Wind-Onshore), Elektromobilität und Wärmepumpen, ein frühzeitiger Ausstieg bis 2030 aus der Kohleverstromung, sowie eine Reduktion der Wohnflächen und des Verkehrsaufkommens sowie des Güterkonsums und damit zusammenhängende Industrieenergieverbrauch. Aus diesem Grund steht die Effizienz im Fokus der GreenEe-Szenarien und kann mit den anderen Szenarien verglichen werden.

Im GreenEe1-Szenario sinkt der Endenergiebedarf in 2050 auf 1.609 TWh. Den größten Anteil von 741 TWh verbraucht die Industrie (46,9 %), 288 TWh davon für rohstoffliche Verwendung in der Industrie, gefolgt von den privaten Haushalten (19,1 %), Verkehr (18,7 %) und an letzter Stelle GHD (15,4 %). Im Vergleich ist in GreenEe2 der Endenergiebedarf mit 1.540 TWh um 69 TWh aufgrund der Handelsbilanz geringer. Die Nettostromerzeugung steigt kontinuierlich auf insgesamt 791,7 TWh in 2050, und wird in dem Jahr ausschließlich mit erneuerbaren Energien produziert. Im Pfad wird der erneuerbare Strom in Deutschland direkt zur Substitution von fossilen Kraftwerken und zur Sektorkopplung genutzt. Im Jahr 2040 reicht das Angebot aber noch nicht für eine nationale PtG-Erzeugung. Dafür werden aber Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrodenkessel und Elektrolyseure für eine H₂-Versorgung der Industrieprozesse versorgt. Die Einbindung in den europäischen Strommarkt und die Flexibilitätspotenziale der neuen Stromverbraucher sowie der thermischen Kraftwerke ermöglicht eine weitgehende Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien-Einspeisung so dass erst 2050 neben PtG-Anlagen (also Elektrolyseure und Methanisierung) nur sehr geringe Leistungen an Batteriespeicher notwendig werden. In 2050 liegt die installierte Leistung bei 128,4 GW Windkraftanlagen onshore, 32 GW Windkraftanlagen offshore sowie 173,4 GW Photovoltaikanlagen. Der Vergleich zur GreenEe2 zeigt, dass die Unterschiede in der Stromerzeugung nur sehr gering sind. Den der für die reduzierte Industrieproduktion geringere Energieverbrauch kann für eine höhere nationale PtG-Erzeugung genutzt werden. Der Brennstoffbedarf im Zieljahr 2050 besteht an erster Stelle im Bereich der stofflichen Nutzung in Industrieprozessen mit 288 TWh, gefolgt vom Verkehrsbereich mit 137 TWh. Brennstoffe werden in Deutschland überwiegend in monovalenten Prozessen in der Industrie benötigt. Der Brennstoff-Verbrauch von (KWK-)Kraftwerken ist vergleichsweise gering. Im Vergleich zu GreenEe2 ist der langfristige Brennstoffbedarf in GreenEe1 aufgrund der Nachfrage im Bereich Industrie und Verkehr höher (in 2050 +17 TWh). Der Einfluss der Handelsbilanz zeigt sich im PtG/L-Import noch deutlicher. Da in GreenEe1 aufgrund des höheren Stromverbrauchs in anderen Anwendungen die nationale PtG-Erzeugung geringer ausfällt, ist der Anteil der importiert werden muss höher als in GreenEe2. Der Anteil der Importe am Gesamtverbrauch liegt mit 86 % höher als in GreenEe2 mit 81 %.

In der **Landwirtschaft** tragen technische Maßnahmen sowie der Abbau des Viehbestandes zu einem Rückgang der Emissionen bei. Unter die technischen Maßnahmen fällt die Reduzierung des Stickstoffdüngereinsatzes durch eine Ausweitung des Ökolandbaus sowie einer Erhöhung der Düngeneffizienz. Des Weiteren fallen durch den Ausbau der Vergärung des Wirtschaftsdüngers weniger Emissionen aus dessen Lagerung an. Der Haupttreiber des Emissionsrückganges ist jedoch der Abbau des Viehbestandes, vor allem was die Rinderhaltung

betrifft. Während im Jahr 2010 noch 12,8 Mio Rinder gehalten werden, sind es in 2050 nur noch 4,11 Mio. Im Vergleich zum GreenEe1-Szenario erfolgt im GreenEe2-Szenario ein weiterer Abbau des Schweine- und Geflügelbestandes, um einen Selbstversorgungsgrad bei Fleisch von 150% zu erreichen. In GreenEe1 lag dieser bei 345%. Im Bereich **LULUCF** stammen die größten Emissionseinsparungen aus der Wiedervernässung organischer Böden unter Acker und Grünland sowie durch den Stopp des industriellen Torfabbaus. Lediglich 15% der organischen Böden bleiben weiterhin bewirtschaftet und führen zu geringen Restemissionen.

Der **Gebäudewärmebereich** variiert nicht zwischen den Szenarien GreenEe1 und GreenEe2. Die bewohnte Wohnfläche betrug im Jahr 2011 ca. 3,55 Mrd. m² und es wird zunächst von einem weiteren Anstieg der Wohnfläche bis 2030 ausgegangen auf ca. 3,8 Mrd. m². Ab 2030 wird eine Trendumkehr angenommen, die zu einem Rückgang auf 3,55 Mrd. m² bis 2050 führt. Die Pro-Kopf bewohnte Wohnfläche liegt 2050 aufgrund rückläufiger Bevölkerung bei 49,4 m² und damit trotzdem über dem Niveau 2011 von ca. 44,4 m². Die Fläche in Nichtwohngebäuden steigt dort von ca. 2,28 Mrd. m² im Jahr 2011 auf 2,542 Mrd. m² in 2050. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser von Wohn- und Nichtwohngebäuden liegt 2050 aufgrund der umfangreichen Sanierung bei rund 304 TWh und damit bei 38 % des Endenergieverbrauchs von 2017 (800,8 TWh). Der Anteil von Fernwärme steigt auf 20 %. Der Rest der Gebäude wird in 2050 mit Wärmepumpen versorgt.

Im **Verkehrssektor** wird bis zum Jahr 2050 in GreenEe1 eine Reduktion des Endenergiebedarfs im nationalen Verkehr gegenüber 2010 um 66 % erreicht. Der Kraftstoffbedarf sinkt dabei um 85 % auf 94 TWh, während sich der Strombedarf auf 118 TWh nahezu verzehnfacht. Während von 2010 bis 2050 im Personenverkehr der Energieverbrauch um 72 % verringert wird, beträgt der Rückgang im Güterverkehr nur 55 %. GreenEe2 weist im Vergleich zu GreenEe1 bei der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im nationalen Verkehr nur geringe Unterschiede auf, der Kraftstoffbedarf sinkt bis 2050 auf 91 TWh, der Strombedarf steigt auf 116 TWh. Insgesamt ist der Endenergiebedarf im Jahr 2050 damit etwa 2 % niedriger als in GreenEe1. Im internationalen Flug und Seeverkehr, der ausschließlich durch Kraftstoffe betrieben wird, sinkt der Endenergiebedarf zwischen 2010 und 2050 um etwa 19 %. Ausschlaggebend dafür ist der Seeverkehr, wo bei weitgehend konstanter Verkehrsleistung aber stark verbesserter Energieeffizienz der Energieverbrauch um 43 % abnimmt. Dagegen werden im internationalen Flugverkehr die dort erreichten Effizienzverbesserungen zu großen Teilen durch die ansteigenden Verkehrsleistungen kompensiert so dass der Energieverbrauch hier nur um 11 % sinkt.

Die Transformation in GreenEe1 führt zu einer Reduktion des **Rohstoffkonsums (RMC)** um 60,6 % gegenüber 2010 auf insgesamt 540,4 Mio. Tonnen Rohmaterialäquivalente. Der stärkste Rückgang ist bei den fossilen Energieträgern zu finden, die im Zuge der Transformation des Energiesystems und der Rohstoffversorgung der chemischen Industrie um 98,5 % zurückgehen. Im Inland werden annahmegemäß fossile Rohstoffe nicht mehr verwendet, allerdings wurden weiterhin fossile Energieträger zur Produktion der Importe genutzt. Der Rückgang zwischen 2010 und 2030 ist besonders hoch (-71,6 %). Der RMC für nicht-metallische Minerale vermindert sich zwischen 2010 und 2050 um 48,1 %; ein wesentlicher Grund sind die rückläufigen Infrastrukturaufwendungen für neue Siedlungen, aber auch die zunehmende Nutzung von Sekundärbaustoffen. Der RMC sinkt bei den Metallerzen bis 2050 um 45,9 %, vor allem aufgrund der zunehmenden Nutzung von Schrotten und der Umsetzung von Leichtbauweisen. Der Konsum von Biomasse geht vor allem in Folge von veränderten Ernährungsgewohnheiten, aber auch in Folge der rückläufigen Nachfrage nach Primärholz um

31,8 % zurück. Der Rückgang des RMC verläuft bei den fossilen Rohstoffen zwischen 2010 und 2030 sprunghaft, bei allen anderen Rohstoffgruppen jedoch stetig.

Die Gesamtrohstoffproduktivität (Letzte Verwendung / Rohmaterialinput) steigt im Jahresdurchschnitt zwischen 2010 und 2030 [2030 bis 2040 / 2040 bis 2050] um 2,7 % [2,7 %/2,5 %]. Sie liegt um 300 Indexpunkte höher im Vergleich zum Jahr 1994.

Der Pro-Kopf-Konsum von Primärrohstoffen sinkt auf 7,5 Tonnen pro Person in 2050, was einem Rückgang um 55,3 % im Vergleich zu 2010 entspricht.

Der Primärrohstoffkonsum der privaten Haushalte sinkt auf 213 Mio. Tonnen RME in 2050. Das Bedürfnisfeld Ernährung ist in 2050 das rohstoffintensivste mit 101 Mio. Tonnen RME, gefolgt vom Be-dürfnisfeld Wohnen und Haushalt (41 Mio. t RME) und Freizeit und Tourismus (39 Mio. t RME).

Im Zeitraum zwischen 2010 und 2050 kumuliert sich der Konsum von Primärrohstoffen auf insgesamt 39,156 Mrd. Tonnen RME. Den größten Anteil daran haben die nicht-metallischen Mineralien (47,5 %), gefolgt von biotischen Materialien (23, 6%) und fossilen Rohstoffen (17,0 %).

Durch die stoffliche Wiederverwertung können insgesamt (mindestens) 259 Mio. Tonnen Primärrohstoffe (in RME) in 2050 eingespart werden, dies entspricht einem Anteil von 32 % am gesamten Rohstoffkonsum (primär und sekundär).

In GreenEe1 ist die Nachfrage nach vielen der untersuchten Metalle rückläufig. Dies gilt für die Basis-metalle Eisen, Kupfer und Aluminium, und ebenso für Technologie- und Edelmetalle wie Zink, Blei, Silber, Chrom und Nickel. Die Nachfrage steigt nach Metallen, die für Technologien gebraucht werden, die im Zuge der Transformation verstärkt nachgefragt werden, in einzelnen oder mehreren Stützjahren. Beispiele sind Siliziummetall, Lithium, Graphit und Kobalt. Wird die Nachfrage im Vergleich zur aktuellen Produktion bzw. im Vergleich zur bekannten Menge der Reserven gesetzt und mit dem Anteil der deutschen Bevölkerung an der globalen Bevölkerung verglichen, kann ein Überschreiten als Hinweis für mögliche Versorgungsengpässe interpretiert werden. Diese können bei Zinn, Magnesium, Lithium, Siliziummetallen sowie temporär auch bei Kupfer, Aluminium, Eisen Zink, Silber, Nickel, Kobalt und Graphit auftreten.

Die wesentlichen Stellschrauben für den Rückgang der Rohstoffnachfrage sind:

- ▶ Die Substitution der fossilen Rohstoffe durch erneuerbare Energien bzw. synthetische Rohstoffe,
- ▶ die Substitution von Primärrohstoffen durch biotische Rohstoffe, durch leichtere Rohstoffe und/ oder durch Sekundärrohstoffe,
- ▶ die Steigerung der Materialeffizienz in Industrien und Dienstleistungen,
- ▶ die Nutzung rohstoffsparender Technologien und die Verlängerung der Lebensdauer von Produkten sowie

- die Reduktion der Nachfrage nach einer Vielzahl von Gütern und Dienstleistungen, ausgehend von einer geänderten Konsumentennachfrage; rohstofflich relevant ist die rückläufige neue (zu erschließende) Siedlungsfläche.

GreenEe1 zeigt somit einen ambitionierten, und technisch möglichen Transformationspfad hin zu einem treibhausgasneutralen Deutschland. Dieser Transformationspfad kann gleichzeitig einhergehen mit einer Reduktion des Primärrohstoffkonsums. Das GreenEe1-Szenario zeigt somit eine Option auf, wie eine absolute Entkopplung des Wirtschaftswachstums einerseits und der Rohstoffinanspruchnahme und der Umweltbelastung durch Treibhausgasemissionen gelingen kann.

Quellenverzeichnis

- ADAC (2018): Diese Elektroautos gibt es auf dem Markt. <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/e-mobilitaet/kaufen/elektroautos-uebersicht/>. (07.09.2020).
- AGEB (2017): Energieflussbild der Bundesrepublik Deutschland 2015 Energieeinheit Petajoule (PJ). http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=energieflussbild-2015_tj_lang_de_20170404.pdf. (19.09.2017).
- AGEE-Stat (2017): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html. (01.07.2017).
- Agemar, T.; Alten, J.-A.; Ganz, B.; Kuder, J.; Kühne, K.; Schumacher, S.; Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. In: *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung. S. 129–144.
- Arepo Consult (2015): Atomausstieg 2015 - Gehen ohne Atomkraftwerke die Lichter aus? Berlin.
- Bergmann, T.; Bleher, D.; Jenseit, W. (2015): Ressourceneffizienzpotenziale im Tiefbau. Verband Deutscher Ingenieure - Zentrum für Ressourceneffizienz (VDI-ZRE), Berlin/Darmstadt.
- Bettgenhäuser, K.; Offermann, M.; Sandau, F.; Gerhardt, N. (2016): Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungstechniken in einem regenerativen Energiesystem. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemischer-vergleich-von-waermeversorgung>.
- Bleischwitz, R.; Nechifor, V.; Winning, M.; Huang, B.; Geng, Y. (2018): Extrapolation or saturation - Revisiting growth patterns, development stages and decoupling. In: *Global Environmental Change*. Elsevier Ltd. Vol. 48, No. December 2017.
- Blesl, M.; Kober, T.; Kuder, R.; Bruchof, D. (2012): Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. In: *Climate Policy*. Vol. 12(3), S. 301–319.
- BMEL (2018a): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2017. Bonn.
- BMEL (2018b): Klima schützen. Werte schaffen. Ressourcen effizient nutzen. Charta für Holz 2.0.
- BMU (2020): Projektionsbericht der Bundesregierung 2019.
- BMUB (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525 / 2013 / EU. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), Berlin.
- BMUB (2016a): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. S. 1–96.
- BMUB (2016b): Deutsches Ressourceneffizienzprogramm II - Programm zur nachhaltigen Nutzung und zum Schutz der natürlichen Ressourcen. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/progress_ii_broschuere_bf.pdf (28.07.2020).
- BMW (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem klimaneutralen Gebäudebestand. Berlin.
- BNetzA (2016): Genehmigung des Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030.
- Böttcher, H.; Hennenberg, K.; Winger, C. (2017): Waldvision Deutschland. Beschreibung von Methoden, Annahmen und Ergebnissen. Öko-Institut, Berlin. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Waldvision-Methoden-und-Ergebnisse.pdf> (28.07.2020).

Büchel, H. B.; Natemeyer, H.; Winter, S. (2014): Leistungsflüsse und Netzauslastung im europäischen Übertragungsnetz bis 2050. Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Abschlussbericht. Aachen.

Bundesregierung (2018): Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie Aktualisierung 2018.

<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975274/1546450/65089964ed4a2ab07ca8a4919e09e0af/2018-11-07-aktualisierung-dns-2018-data.pdf> (28.07.2020).

Caduff, M.; Huijbregts, M. A. J.; Koehler, A.; Althaus, H. J.; Hellweg, S. (2014): Scaling Relationships in Life Cycle Assessment: The Case of Heat Production from Biomass and Heat Pumps. In: *Journal of Industrial Ecology*. Vol. 18, No.3, S. 393–406.

Carlowitz, H. C. v (1713): *Sylvicultura Oeconomica*, Oder Haußwirthliche Nachricht und Naturmäßige Anweisung Zur Wilden Baum-Zucht. Leipzig, 1713.

Chatterje, A. (2012): *Sponge Iron Production by direct reduction of iron oxide*, Second Edition. PHI Learning Private Limited, New Delhi.

Climeworks (2016): Herstellerangaben. <http://www.climeworks.com/co2-capture-plants.html>. (31.12.2016).

Connect; Consentec; Fraunhofer ISI; r2b (2015): *LEITSTUDIE STROMMARKT 2015*. Berlin.

Deilmann, C.; Gruhler, K.; Krauß, N.; Reichenbach, J. (2014): Ressourcenschonung im Hochbau. Sensitivitätsstudien zur Bautätigkeit bis 2050 spiegeln Einsparpotenziale durch höhere Recyclatanteile wider. In: *ReSource*. Vol. 27, No.4, S. 20–26.

Deilmann, C.; Reichenbach, J.; Krauß, N.; Gruhler, K. (2017): *Materialströme im Hochbau - Potenziale für eine Kreislaufwirtschaft*. Bonn/Dresden.

Destatis (2006): *Bevölkerung Deutschlands bis 2050 - 11. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung*. Wiesbaden. S. 51.

Destatis (2011): *Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung*. Vol. Fachserie, S. 2013–2014.

Destatis (2015): *Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung*. Wiesbaden.

Destatis (2018a): *Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung - Fachserie 3 Reihe 5.1 - 2017*. Vol. 49, No.0.

Destatis (2018b): *Umweltökonomische Gesamtrechnungen Aufkommen und Verwendung in Rohstoffäquivalenten - Lange Reihen 2000 bis 2014*. Vol. 49, No.0.

Destatis (2020): *Globalisierungsindikatoren: Kennzahlen zur Außenwirtschaft*.

https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Globalisierungsindikatoren/Tabellen/01_02_03_44_VGR.html. (07.09.2020).

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; von Oehsen, A.; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020): *Transformationsprozess zum treibhaus-gasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland – Vergleich der Szenarien*. UBA-Texte 06/2020.

Dittrich, M.; Giljum, S.; Lutter, S.; Polzin, C. (2012): *Green Economies Around the World. Implications of resource use for development and the environment*. Wien.

Dittrich, M.; Schoer, K.; Kämper, C.; Ludmann, S.; Ewers, B.; Giegrich, J.; Sartorius, C.; Hummen, T.; Marscheider-Weidemann, F. (2018): *Strukturelle und produktionstechnische Determinanten der Ressourceneffizienz: Untersuchung von Pfadabhängigkeiten, strukturellen Effekten und technischen Potenzialen auf die zukünftige Entwicklung der Rohstoffproduktivität (DeteRess)*. UBA Texte 29/2018 Umweltbundesamt, Heidelberg/Wiesbaden/Karlsruhe.

DLR; LBST; IFEU; Fraunhofer IWES (2016): MKS-Studie - Analyse von Herausforderungen und Synergiepotenzialen beim Zusammenspiel von Verkehrs- und Stromsektor. München, Heidelberg, Kassel.

EcoTransIT (2018): EcoTransIT World. Online-Bilanzierungstool für Umweltwirkungen im weltweiten Gütertransport. <http://www.ecotransit.org>. (07.09.2020).

Enea Consulting (2016): The Potential of Power-To-Gas. Paris.

Enerdata (2016): ODYSSEE - Energieeffizienz-Datenbank.
<http://germany.enerdata.net/abonnement/energieeffizienz-datenbank.php>. (31.12.2016).

ENTSO-E (2014): e-HIGHWAY 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050.

European Commission (2016): EU Reference Scenario 2016.

Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids. (PTL) Fuels production and global trading. Based in hybrid PV-Wind Power plants. In: *Neo Carbon Energy Hg. v. Lappeenranta University of Technology. Finnland*.

Fehrenbach, H.; Köppen, S.; Kauertz, B.; Wellenreuther, F. (2017): Biomassekaskaden - Mehr Ressourceneffizienz durch stoffliche Kaskadennutzung von Biomasse - von der Theorie zur Praxis. UBA Texte 53/2017.

Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; ifeu; TU Wien; M-Five; TEP Energy GmbH (2017a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter.

Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Transport Consult GmbH; TU Hamburg-Harburg IUE; M-Five (2017b): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur, Karlsruhe.

Fraunhofer IWES (2016): SCOPE - Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems.

http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf.

Fraunhofer IWES (2017): Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre.

Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; ifeu; Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich. Kassel, Heidelberg, Würzburg.

Frick, S.; Schröder, G.; Rychtyk, M.; Bohnenschäfer W. Kaltschmitt, M. (2007): Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung.

Gerbert, P.; Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F.; Kirchner, A.; Kemmler, A.; Wünsch, M. (2018): Klimapfade für Deutschland.

Giesel, F. (2014): Abschlussbericht Produktionsanlage für kreosotfreie Kunststoffrecyclat-Bahnschwellen. Bundesumweltministerium, Berlin.

Greenpeace (2018): Wenn Wälder wieder wachsen Eine Waldvision für Klima, Mensch und Natur.

Haenel, H.-D.; Rösemann, C.; Dämmgen, U.; Freibauer, A.; Döring, U.; Wulf, S.; Eurich-Menden, B.; Döhler, H.; Schreiner, C.; Osterburg, B. (2016): Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990 – 2014. Braunschweig.

Held, T.; Waltersbacher, M. (2015): Wohnungsmarktprognose 2030. Bonn.

iea (2015): World Energy Outlook 2015. IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2015>.

ifeu (2016a): Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030“ (TREMODO) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990-2014). Im Auftrag des Umweltbundesamtes. In Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut. S. 1–97.

ifeu (2016b): Weiterentwicklung und vertiefte Analyse der Umweltbilanz von Elektrofahrzeugen. Hinrich Helms, Julius Jöhrens, Claudia Kämper, Jürgen Giegrich, Axel Liebich, Regine Vogt, Udo Lambrecht. ifeu- Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu). Umweltbundesamt. UBA Texte, 27/2016., Dessau-Roßlau.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (1996): Greenhouse Gas Inventories, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 3, module 4: agriculture.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2006): Greenhouse Gas Inventories. Revised 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use.

IWA (2016): Desalination - Past, Present, Future. <http://www.iwa-network.org/desalination-past-present-future/>. (01.12.2016).

IWES, F.; IAEW; Umweltenergierecht, S. (2014): Roadmap Speicher. Kassel; Aachen; Würzburg.

IWU (2013): Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU: Neufassung Oktober 2013. Darmstadt.

Janczik, S., Kaltschmitt, M. (2017): Ökologische Analyse und Bewertung der Umwelteffekte effizienzsteigernder Maßnahmen von ORC-Geothermieranlagen. UBA Climate Change 06/2017 Umweltbundesamt.

Jess, A.; Kaiser, P.; Kern, C.; Unde, R. B.; Olshausen, C. von (2011): Considerations concerning the Energy Demand and Energy Mix for Global Welfare and Stable Ecosystems. In: *Chemie Ingenieur Technik*. Vol. 83 (11), S. 1777–1791.

Kauertz, B.; Dittrich, M.; Fehrenbach, H.; Franke, B. (n.d.): Ableitung eines Indikatorensets zur Umweltverträglichkeit der Energiewende; im Auftrag des Umweltbundesamts; 2020.

Kay, S.; Baur, F. (2017): Biomassekaskaden – Mehr Ressourceneffizienz durch Kaskadennutzung von Biomasse – von der Theorie zur Praxis. Dessau-Roßlau.

Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H.; Müschen, K.; Albert, R.; Bade, M.; Charissé, T.; Eckermann, F.; Herbener, R.; Kaulfersch, U.; Knoche, G.; Kuhnhen, K.; Lohse, C.; Loreck, C.; Lorenz, U.; Lünenbürger, B.; Memmler, M.; Mordziol, C.; Ostermeier, A.; Penn-Bressel, G.; Reetsch, A.; Röming, Y.; Schuberth, J.; Seven, J.; Wachsmann, U.; Weißbach, S.; Westermann, B.; Boehringer, A.; Börner, M.; Bruhn, K.; Burger, A.; Findeisen, S.; Gniffke, P.; Herforth, C.; Hülsmann, W.; Lipsius, K.; Marty, M.; Niederle, W.; Nissler, D.; Oehme, I.; Pichl, P.; Rieseberg, S.; Schneider, J.; Umweltbundesamt, S. S.; Pape, C.; Sterner, M.; Gerhardt, N.; Saint-Drenan, Y.-M.; Jentsch, M.; Von Oehsen, A. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. S. 193.

Knappe, F.; Reinhardt, J.; Bergmann, T.; Mottschall, M. (2015): Substitution von Primärrohstoffen im Straßen- und Wegebau durch mineralische Abfälle und Bodenaushub; Stoffströme und Potenziale unter Berücksichtigung von Neu-, Aus- und Rückbau sowie der Instandsetzung. Umweltbundesamt.

Liebich, A.; Fröhlich, T.; Münter, D.; Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Dünnebeil, F.; Knoerr, W.; Biemann, K.; Simon, S.; Maier, S.; Albrecht, F.; Pregger, T.; Schilings, C.; Moser, M.; Reißner, R.; Hosseiny, S.;

- Jungmeier, G.; Beermann, M.; Frieden, D.; Bird, N. (2020a): Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien (SYSEET). Abschlussbericht UBA-Texte 68/2020. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Liebich, A.; Fröhlich, T.; Münter, D.; Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Dünnebeil, F.; Knoerr, W.; Biemann, K.; Simon, S.; Maier, S.; Albrecht, F.; Pregger, T.; Schilings, C.; Moser, M.; Reißner, R.; Hosseiny, S.; Jungmeier, G.; Beermann, M.; Frieden, D.; Bird, N. (2020b): Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien (SYSEET). Anhang zum Abschlussbericht UBA-Texte (68/2020). Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N.; Born, R. (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden.
- Lütkehus, I.; Salecker, H.; Adlunger, K. (2013): Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Mantau, U. (2012): Holzrohstoffbilanz Deutschland Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung von 1987 bis 2015.
- Mantau, U. (2018): Rohstoffmonitoring Holz - Erwartungen und Möglichkeiten; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.).
- Mellwig, P.; Jochum, P.; Lempik, J.; Kilka, M.; Blachut, T.; Jürgen Wolff, B. A.; Tim Wallstab, B. A.; Oehsen, A. von; Pehnt, M.; Fehr, J.; Fortunaik, A. (2015): Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestandes. Heidelberg/Berlin.
- Mellwig, P.; Jochum, P.; Pehnt, M.; Lempik, J.; von Oehsen, A.; Böttcher, S.; Blömer, S.; Stelter, D.; Hertle, H.; Krenz, T. (2017): Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich - Kurztitel : Anlagenpotenzial. Berlin, Heidelberg.
- Mund, M.; Frischbier, N.; Profft, I.; Raacke, J.; Richter, F.; Ammer, C. (2015): Klimaschutzwirkung des Wald- und Holzsektors: Schutz- und Nutzungsszenarien für drei Modellregionen in Thüringen (BfN-Skripten 396).
- Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Berlin; Karlsruhe.
- Öko-Institut; Prognos (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken.
- Patrick Plötz; Funke, S.; Jochem, P. (2015): Real-world fuel economy and CO2 emissions of plug-in hybrid electric vehicles. Karlsruhe.
- Plenefisch, T.; Brückner, L.; Ceranna, L.; Gestermann, N.; Houben, G.; Tischner, T.; Wegler, U.; Well-brink, M.; Bönnemann, C. (2015): Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen.
- Prognos AG (2014): Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten? Berlin.
- Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Berlin.
- Rüter, S.; Stümer, W.; Dunger, K. (2017): Treibhausgasbilanzen der WEHAM-Szenarien. In: *AFZ-DerWald*. No.13/2017.
- Schandl, H.; Fischer-Kowalski, M.; West, J.; Giljum, S.; Dittrich, M.; Eisenmenger, N.; Geschke, A.; Lieber, M.; Wieland, H.; Schaffartzik, A.; Krausmann, F.; Gierlinger, S.; Hosking, K.; Lenzen, M.; Tanikawa, H.; Miatto, A.; Fishman, T. (2017): Global Material Flows and Resource Productivity: Forty Years of Evidence. In: *Journal of Industrial Ecology*. Vol. 22, No.1.
- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose.

- Schmidt, P.; Zittel, W.; Weindorf, W.; Raksha, T. (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Frankfurt am Main.
- Schoer, K.; Dittrich, M. (2016): RTD – AP 2 Ableitung der Rohstoffbedarfe des THGND-Szenarios. Dessau.
- Schoer, K.; Dittrich, M.; Kovanda, J.; Weinzettel, J.; Ewers, B.; Moll, S.; Bouwmeester, M. (2017a): Documentation of the EU RME model. Eurostat, Luxembourg.
<https://ec.europa.eu/eurostat/documents/1798247/6191533/Documentation-EU-RME-model/>.
- Schoer, K.; Dittrich, M.; Sartorius, C. (2017b): Konsistenz im Projekt DeteRess, Anforderungen durch das umweltökonomische Rohstoffmodell. In: ECOLOGIC INSTITUT *Sicherung der Konsistenz und Harmonisierung von Annahmen bei der kombinierten Modellierung von Ressourceninanspruchnahme und Treibhausgasemissionen*. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. S. 97–105.
- Schoer, K.; Giegrich, J.; Kovanda, J.; Lauwigi, C.; Liebich, A.; Buyny, S.; Matthias, J. (2012): Conversion of European Product Flows into Raw Material Equivalents: Final report of the project “Assistance in the development and maintenance of Raw Material Equivalents conversion factors and calculation of RMC time series.” commissioned by the Statistical Office of the European Communities Eurostat, Heidelberg. S. 1–148.
- Schulz, R.; Knopf, S.; Suchi, E.; Dittmann, J. (2013): Geothermieatlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. Endbericht. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, BGR.
- Sea Distances (2018): Sea and port distances calculator. <https://sea-distances.org/>. (07.09.2020).
- Sommerhuber, P.; Rüter, S. (2017): Treibhausgasbilanzen der WEHAM-Szenarien. Abschlussveranstaltung des Waldklimafondsprojektes “WEHAM-Szenarien” am 07.06.2017.
- Statistisches Bundesamt (2016): Bruttoinlandsprodukt 2015 für Deutschland. Wiesbaden.
- Steger, S.; Bleischwitz, R. (2011): Drivers for the use of materials across countries. In: *Journal of Cleaner Production*. Elsevier Ltd. Vol. 19, No.8, S. 816–826.
- Steger, S.; Fekkak, M.; Bringezu, S. (2011): Materialbestand und Materialflüsse in Infrastrukturen. Meilensteinbericht des Arbeitspaketes 2.3 des Projekts “Materialeffizienz und Ressourcenschonung” (MaRess). Wuppertal.
- Steinberger, J. K.; Krausmann, F. (2011): Material and energy productivity. In: *Environmental Science and Technology*. Vol. 45, No.4, S. 1169–1176.
- Treyer, K. (2010a): Wind power plant construction, 2MW, offshore, fixed parts, GLO, Ecoinvent database 3.3.
- Treyer, K. (2010b): Wind power plant construction, 2MW, offshore, moving parts, GLO, Ecoinvent database 3.3.
- Trost, T. (2016): Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr - Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem. Leipzig.
- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014 Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_d.pdf (28.07.2020).
- UBA (2016a): Berichterstattung unter Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016 - Inventarbericht zu Deutschen Treibhausgasen 1990-2014. In: *Nationaler Inventarbericht Deutschland - 2016*. Dessau-Roßlau.
- UBA (2016b): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. In: *UBA Texte*. ifeu, INFRAS, LBST; Im Auftrag des Umweltbundesamtes, Forschungskennzahl 3712 45 100, Mai 2016. No.56.

UBA (2016c): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050: Endbericht. UBA Texte Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf (28.07.2020).

UBA (2019a): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. Dessau-Roßlau.

UBA (2019b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017.

UBA (2020a): Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück.

<https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent>. (28.07.2020).

UBA (2020b): Siedlungs- und Verkehrsfläche. Umweltbundesamt.

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/flaeche/siedlungs-verkehrsflaeche>. (08.09.2020).

Umweltbundesamt Österreich (2015): Treibhausgasemissionen des stofflichen und energetischen Einsatzes von Holz in Österreich im Vergleich zu Substitutionsstoffen; Studie des Umweltbundesamt Österreich. Pölz, W.; Braschel, N.; Fritz, D.

https://bfw.ac.at/cms_stamm/050/PDF/holzkette/Umweltbundesamt_Substitutionsemissionen_end160701.pdf

UNEP (2016): Global Material Flows and Resource Productivity. Assessment Report for the UNEP International Resource Panel. Schandl, Heinz Fischer-Kowalski, Marina West, James Giljum, Stefan Dittrich, Monika Eisenmenger, Nina Geschke, Arne Lieber, Mirko Wieland, Hanspeter Schaffartzik, Anke Krausmann, Fridolin Gierlinger, Sylvia Hosking, Karin Lenzen, Manfred Tanikawa, Hiroki, Paris.

USGS (2020): Mineral Commodity Summaries 2020.

Walberg, D.; Holz, A.; Gniechwitz, T.; Schulze, T. (2011): Wohnungsbau in Deutschland - 2011: Modernisierung oder Bestandsersatz. Kiel.

Wiedmann, T. O.; Schandl, H.; Lenzen, M.; Moran, D.; Suh, S.; West, J.; Kanemoto, K. (2015): The material footprint of nations. In: *PNAS*. Vol. 112, No.20, S. 6271–6276.

Wiesen, K.; Teubler, J.; Saurat, M.; Suski, P.; Samadi, S.; Kiefer, S. (2017): Analyse des Rohstoffaufwandes der Energieinfrastruktur in Deutschland. Sachverständigengutachten. <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/622/> (07.09.2020).

Wietschel, M.; Gnann, T.; Kühn, A.; Plötz, P.; Moll, C.; Speth, D.; Buch, J.; Boßmann, T.; Stütz, S.; Schellert, M.; Rüdiger, D.; Balz, W.; Frik, H.; Waßmuth, V.; Paufler-Mann, D.; Rödl, A.; Schade, W.; Mader, S. (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. In: *Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie*. Karlsruhe.

Wuppertal Institut (2015): Europäischer Lastgang 2050 - Projektbericht zum Arbeitspaket 4 - Regenerative Stromerzeugung und Speicherbedarf in 2050 - Restore 2050.

WV Stahl (2016): Website der Wirtschaftsvereinigung Stahl, Statistiken zum Stahlmarkt. http://www.stahl-online.de/index.php/statistiken/2/#stahlmarkt_d. (07.07.2017).

Zeddies, J.; Bahrs, E.; Schönleber, N.; Gamer, W.; Empl, J. (2014): Optimierung der Biomassenutzung nach Effizienz in Bereitstellung und Verwendung unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitszielen und Welternährungssicherung. Abschlussbericht. Stuttgart.

Ziesing, H.-J. (2016): Jahresbericht 2015 - Energieverbrauch in Deutschland im Jahre 2015. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Berlin, Köln.

Ziesing, H.-J.; Rohde, C.; Kleeberger, H.; Frondel, M. (2016): AGEB Anwendungsbilanzen. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=8&archiv=5&year=2017 (07.09.2020).

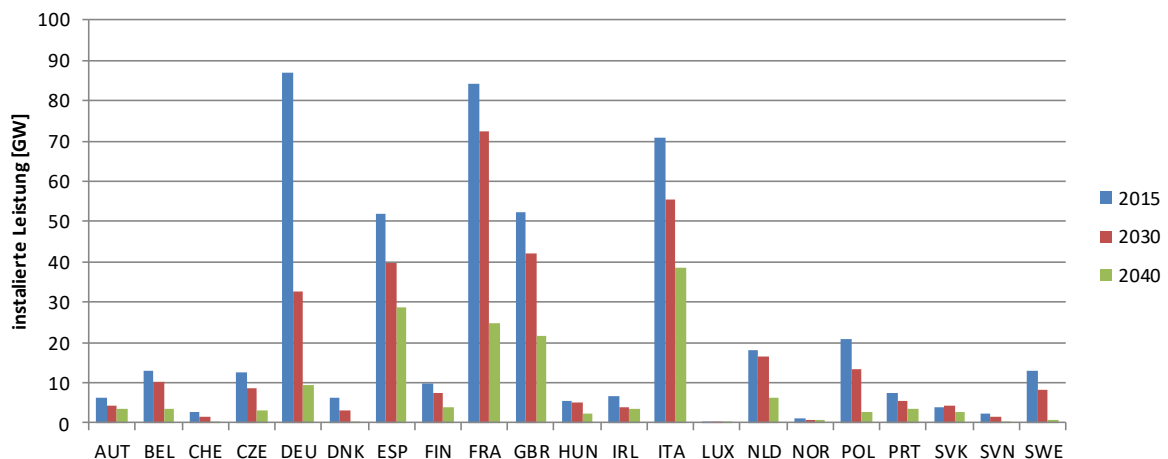
Zimmer, W.; Cyganski, R.; Dünnebeil, F.; Peter, M.; Blanck, R.; Bergmann, T.; Mottschall, M.; von Waldenfels, R.; Förster, H.; Schumacher, K.; Wolfermann, A.; Winkler, C.; Heinrichs, M.; Fehrenbach, H.; Kämper, C.; Biemann, K.; Kräck, J.; Zandonella, R.; Bertschmann, D. (2016): Endbericht Renewability III - Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Berlin.

A Anhang - GreenEe1

A.1 Stromerzeugung

Für das Jahr 2050 werden keine Bestandskraftwerke bis auf Kernkraft berücksichtigt. Der Neubau von Gaskraftwerken (GT/GuD – Kondensation/KWK) ist dann Teil der Ausbauplanung.

Abbildung 78: Installierte Bestands-Kraftwerksleistungen in Europa in GreenEe1



Quelle: Fraunhofer IWES (2017)

Tabelle 108: Technische Parameter für Neubauten der relevanten Strombereitstellungstechniken außer erneuerbaren Energien

Technologie	Nettowirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer	Verfügbarkeit	Brennstoff
GuD	61 %	40 a	88 %	Gas
Gasturbine	40 %	40 a	91 %	Gas
GuD-KWK Fernwärme	56 % (kondens.) 2030 SV 0,15 / SKZ 1,49 2050 SV 0,1 / SKZ 1,38	30 a		Gas
GT-KWK Industrie	42 % (SKZ 0,96)	30 a		Gas
nationale Batteriespeicher Lilon (Orientierung an Pumpspeicher)	92 %	100 a (Abschreibung)	Verhältnis Ausspeicherleistung - Speichervolumen 1/6	Lilon (Wasser)
NaS-Speicher in PtL-Systemen	88 %	15 a	freies Verhältnis	NaS

Quelle: Connect-Projekt (unveröffentlicht) / Batteriespeicher; (IWES et al. 2014)

Tabelle 109: Kosten für Neubauten der relevanten Strombereitstellungstechniken außer erneuerbare Energien

Technologie	Investitionskosten in EUR/kW	Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten in EUR/kW	Sonstige variable Betriebskosten in EUR/MWh
GuD	750	30	1,6
Gasturbine	420	8	1,6

Technologie	Investitionskosten in EUR/kW	Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten in EUR/kW	Sonstige variable Betriebskosten in EUR/MWh
GuD-KWK	1200	30	
Fernwärme			
GT-KWK Industrie	600	15	
nationale Batteriespeicher Lilon (Orientierung an Pumpspeicher)	1100	6	0
NaS-Speicher in PTL-Systemen (bei 6h-Speicher)	568	5,7 (bei 6h-Speicher)	0

Quelle: Connect-Projekt (unveröffentlicht) / Batteriespeicher (IWES et al. 2014)

Tabelle 110: Investitionskosten für erneuerbare Energien

[EUR/kW]	2015	2020	2030	2040	2050	Quellen
Schwachwind	1850	1677	1467	1370	1311	UBA auf Basis von Studien und eigenen Annahmen
Starkwind	1450	1315	1150	1074	1028	
Offshore flach (ohne Netzkosten)	3600	2917	2523	2180	1966	
Offshore tief (ohne Netzkosten)	4000	3241	2803	2422	2185	
PV Süd Freifläche	1000	788	639	574	541	
PV Dachfläche	1248	1044	810	751	712	Projekt „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“

Quelle: Eigene Annahmen UBA/Fraunhofer IEE

Tabelle 111: Betriebskosten für erneuerbare Energien

Anlagentyp	EUR/kW/a	EUR/MWh	
Wind Onshore	30,99 (2030) / 27,51 (2050)	6,41 (2030) / 5,69 (2050)	UBA auf Basis von Studien und eigenen Annahmen
Wind Offshore	103,5		
PV-Freifläche	10,8 (2030) / 9,1 (2050)		
PV-Dachfläche	18,1 (2030) / 15,9 (2050) zzgl. Netzkosten Aufschlag von 11,0 (Ausbau Stromnetz im Gesamtsystem für Erzeugung/Verbrauch → wird nur über Erzeugung gewälzt)		Projekt „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (Fraunhofer IWES et al. 2015)

Quelle: Eigene Annahmen UBA/Fraunhofer IEE

A.2 Gebäudewärme

Die Endenergie der Gebäudewärme differenziert nach Gebäudetypen ist im Folgenden für die Jahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt.

Tabelle 112: Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Endenergie GreenEe1 2030³⁶

Endenergie (in TWh/a)			Differenzierung Dämmstandart Nutzenergie Raumwärme			Differenzierung Dämmstandart Endenergie Warmwasser		
	SUMME		<50 kWh/m ² a	50-120 kWh/m ² a	>120 kWh/m ² a	<50 kWh/m ² a	50-120 kWh/m ² a	>120 kWh/m ² a
	RW	WW	Raumwärme (RW)			Warmwasser (WW)		
Wohngebäude	316,7	94,0	65,7	242,7	8,2	29,4	63,4	1,2
Einfamilienhäuser (EFH)	142,3	36,1	20,7	113,3	8,2	7,4	27,5	1,2
Reihenhäuser (RH)	58,1	18,5	19,4	38,7	0,0	8,2	10,3	0,0
Kleine Mehrfamilienhäuser (MFH)	92,7	30,7	19,3	73,4	0,0	9,9	20,7	0,0
Große Mehrfamilienhäuser (GMH)	23,6	8,7	6,3	17,3	0,0	3,9	4,8	0,0
Nichtwohngebäude	158,1	25,3	43,1	82,6	32,3	14,2	8,4	2,7
Büro	29,1	3,1	3,9	21,1	4,1	1,0	1,9	0,2
Bildung	15,5	1,1	2,1	10,0	3,4	0,4	0,6	0,2
Baugewerbe	1,9	1,1	1,8	0,2	0,0	1,0	0,0	0,0
Nahrungsmittelgewerbe	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Landwirtschaft	11,4	2,4	9,5	1,9	0,0	2,1	0,2	0,0
Herstellungsbetriebe	1,6	0,8	1,4	0,2	0,0	0,8	0,0	0,0
Industrie	29,8	7,8	16,0	13,8	0,0	6,1	1,6	0,0
Textil, Bekleidung, Spedition	1,7	0,5	1,5	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0
Handel	17,3	1,9	3,2	14,1	0,0	0,8	1,2	0,0
Wäschereien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kultur	9,7	0,4	0,4	2,5	6,7	0,1	0,1	0,2
Sport	5,7	0,5	0,6	4,0	1,2	0,2	0,3	0,1
Beherbergung	27,0	3,8	2,2	12,5	12,3	0,9	1,7	1,2
Krankenhäuser	7,1	1,8	0,3	2,2	4,6	0,3	0,7	0,9

Quelle: Eigene Berechnungen GEMOD, ifeu

³⁶ Bei Werten mit 0,0 ist der Bedarf so klein, dass es auf eine Nachkommastelle gerundet 0,0 beträgt.

Tabelle 113: Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Endenergie GreenEe1 2040

Endenergie (in TWh/a)	SUMME		Differenzierung Dämmstandart Nutzenergie Raumwärme			Differenzierung Dämmstandart Endenergie Warmwasser		
			<50 kWh/m ² a	50-120 kWh/m ² a	>120 kWh/m ² a	<50 kWh/m ² a	50-120 kWh/m ² a	>120 kWh/m ² a
	RW	WW	Raumwärme (RW)			Warmwasser (WW)		
Wohngebäude	221,5	79,8	121,2	97,9	2,5	55,3	24,1	0,3
Einfamilienhäuser (EFH)	102,4	30,0	46,2	53,8	2,5	17,1	12,6	0,3
Reihenhäuser (RH)	42,4	15,9	28,4	14,0	0,0	12,3	3,7	0,0
Kleine Mehrfamilienhäuser (MFH)	59,3	25,8	35,1	24,2	0,0	19,3	6,5	0,0
Große Mehrfamilienhäuser (GMH)	17,4	8,0	11,6	5,9	0,0	6,7	1,4	0,0
Nichtwohngebäude	91,9	23,7	47,7	36,4	7,8	19,3	3,7	0,7
Büro	16,7	3,0	8,2	8,4	0,1	2,2	0,8	0,0
Bildung	10,5	1,0	4,2	6,1	0,2	0,7	0,3	0,0
Baugewerbe	0,9	1,1	0,9	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0
Nahrungsmittelgewerbe	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Landwirtschaft	7,8	2,3	7,8	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0
Herstellungsbetriebe	0,6	0,8	0,6	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0
Industrie	11,5	7,3	10,6	0,8	0,0	7,2	0,1	0,0
Textil, Bekleidung, Spedition	0,7	0,3	0,7	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
Handel	9,7	2,0	5,2	4,5	0,0	1,5	0,4	0,0
Wäschereien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kultur	7,0	0,2	0,8	3,0	3,1	0,1	0,1	0,1
Sport	3,3	0,5	1,3	2,0	0,0	0,3	0,1	0,0
Beherbergung	17,4	3,5	6,7	8,9	1,9	2,3	1,0	0,2
Krankenhäuser	5,6	1,6	0,6	2,6	2,4	0,4	0,8	0,4

Quelle: Eigene Berechnungen GEMOD, ifeu

Tabelle 114: Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Endenergie GreenEe1 2050

Endenergie (in TWh/a)			Differenzierung Dämmstandart Nutzenergie Raumwärme			Differenzierung Dämmstandart Endenergie Warmwasser		
	SUMME		<50 kWh/m ² a	50-120 kWh/m ² a	>120 kWh/m ² a	<50 kWh/m ² a	50-120 kWh/m ² a	>120 kWh/m ² a
	RW	WW	Raumwärme (RW)			Warmwasser (WW)		
Wohngebäude	142,1	67,6	122,1	19,7	0,3	62,9	4,6	0,0
Einfamilienhäuser (EFH)	66,4	25,4	51,4	14,8	0,3	22,0	3,3	0,0
Reihenhäuser (RH)	29,4	14,3	27,2	2,3	0,0	13,7	0,5	0,0
Kleine Mehrfamilienhäuser (MFH)	34,2	20,9	32,1	2,1	0,0	20,2	0,6	0,0
Große Mehrfamilienhäuser (GMH)	12,0	7,1	11,6	0,5	0,0	7,0	0,1	0,0
Nichtwohngebäude	71,5	22,5	38,9	27,2	5,5	19,7	2,4	0,4
Büro	12,8	3,0	7,9	5,0	0,0	2,6	0,4	0,0
Bildung	9,0	1,0	3,7	5,3	0,0	0,8	0,2	0,0
Baugewerbe	0,6	1,1	0,6	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0
Nahrungsmittelgewerbe	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Landwirtschaft	6,2	2,3	6,2	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0
Herstellungsbetriebe	0,4	0,8	0,4	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0
Industrie	6,1	6,6	6,1	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0
Textil, Bekleidung, Spedition	0,5	0,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Handel	7,1	2,0	4,7	2,4	0,0	1,8	0,2	0,0
Wäschereien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kultur	6,3	0,2	1,0	2,3	3,1	0,1	0,1	0,1
Sport	2,7	0,5	0,9	1,7	0,0	0,4	0,1	0,0
Beherbergung	14,7	3,3	6,1	8,6	0,0	2,5	0,8	0,0
Krankenhäuser	5,2	1,4	0,8	2,0	2,4	0,5	0,6	0,4

Quelle: Eigene Berechnungen GEMOD, ifeu

Die Gesamtanzahl der Wohngebäude beträgt 2030 19,58 Mio. mit 4,60 Mrd. m² Nutzfläche (beheizte Wohnfläche und unbeheizte Nutzfläche) und 2040 19,11 Mio. mit 4,50 Mrd. m² sowie 2050 18,10 Mio. mit 4,27 Mrd. m².

Die Gesamtanzahl der Nichtwohngebäude beträgt in 2030 3,91 Mio. mit 2,87 Mrd. m² Nutzfläche (beheizte Wohnfläche und unbeheizte Nutzfläche) und 2040 3,94 Mio. mit 2,89 Mrd. m² sowie 3,97 Mio. mit 2,92 Mrd. m²

Die Nutzfläche ist im Folgenden für die Gebäudetypen dargestellt und ist ebenso repräsentativ für die Gebäudeanzahl in den Klassen.

Tabelle 115: Unterteilung der Gebäude in Effizienzklassen – Gesamtfläche

Nutzfläche (beheizte Wohnfläche + unbeheizte Nutzfläche) (in Mio. m²)	2030			2040			2050		
	<50 kWh/m²a	50-120 kWh/m²a	>120 kWh/m²a	<50 kWh/m²a	50-120 kWh/m²a	>120 kWh/m²a	<50 kWh/m²a	50-120 kWh/m²a	>120 kWh/m²a
Wohngebäude	1432	3107	61	3105	1376	19	3972	300	2
Einfamilienhäuser (EFH)	377	1409	61	1019	752	19	1462	221	2
Reihenhäuser (RH)	403	510	0	719	214	0	886	35	0
Kleine Mehrfamilienhäuser (MFH)	457	953	0	999	335	0	1188	37	0
Große Mehrfamilienhäuser (GMH)	194	235	0	369	75	0	437	7	0
Nichtwohngebäude	1694	945	228	2427	410	54	2606	274	37
Büro	125	231	30	287	101	1	345	47	0
Bildung	66	99	25	132	58	1	147	46	0
Baugewerbe	116	2	0	119	0	0	120	0	0
Nahrungsmittelgewerbe	9	0	0	9	0	0	9	0	0
Landwirtschaft	281	30	0	313	0	0	316	0	0
Herstellungsbetriebe	103	3	0	106	0	0	107	0	0
Industrie	675	179	0	851	11	0	871	0	0
Textil, Bekleidung, Spedition	88	3	0	91	0	0	92	0	0
Handel	117	181	0	235	66	0	266	38	0
Wäschereien	1	0	0	1	0	0	1	0	0
Kultur	13	28	44	27	39	21	36	30	21
Sport	21	37	8	48	19	0	52	16	0
Beherbergung	70	127	90	191	84	14	218	72	0
Krankenhäuser	9	26	30	16	33	16	25	25	16

Quelle: Eigene Berechnungen GEMOD, ifeu

A.3 Industrieprozesswärme

Die Branchenspezifischen Annahmen zur Energienachfrage aus der Industrie als Input für die Energiesystemoptimierung ist für die Jahre 2030, 2040 und 2050 in den folgenden Tabellen dargestellt.

Tabelle 116: Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE für das Jahr 2030 in TWh

2030	Mechanische Energie	Prozesswärme									SUMME
		Strom PtH	PtH + Kessel	KWK + Kessel	Gas	Öl	Kohle	Ersatzbrennstoffe	Wasserdampf	Wärme für WP	
NE-Metallindustrie	8,1	4,7	0,3	0,6	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,8
Stahlindustrie	10,5	5,2	0,0	0,0	12,0	0,0	113,7	0,0	0,0	0,0	141,5
Gießereiindustrie	1,7	3,6	0,0	0,0	2,1	0,6	1,4	0,0	0,0	0,0	9,2
Chemische Industrie	2,8	23,2	0,0	0,0	50,0	40,0	4,0	0,0	20,0	0,0	140,0
Zement- & Kalkindustrie	2,9	0,6	0,0	0,0	11,4	0,0	6,5	7,9	0,0	0,0	29,3
Glasindustrie	1,8	6,0	0,4	0,9	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,4
Papier- und Zellstoffindustrie	7,2	0,0	0,0	12,2	25,5	0,2	3,3	0,0	0,0	0,0	48,4
Nahrungsmittel-Industrie	11,5	4,0	1,2	2,5	18,5	3,6	1,3	0,0	0,0	0,0	42,6
Textilindustrie	2,1	1,4	0,3	0,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2
sonstige Branchen	23,4	16,8	6,7	13,3	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,8	90,9
SUMME	72,1	65,5	8,9	30,0	152,6	44,3	130,3	7,9	20,0	15,8	547,3

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Tabelle 117: Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE für das Jahr 2040 in TWh

2040	Mechanische Energie	Prozesswärme									SUMME
		Strom PtH	PtH + Kessel	KWK + Kessel	Gas	Öl	Kohle	Ersatzbrennstoffe	Wasserdampf	Wärme für WP	
NE-Metallindustrie	6,8	3,9	0,2	0,5	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,5
Stahlindustrie	9,8	18,9	0,0	0,0	6,0	0,0	56,9	0,0	33,3	0,0	124,9
Gießereiindustrie	1,5	4,3	0,0	0,0	1,2	0,3	0,7	0,0	0,0	0,0	8,0
Chemische Industrie	2,0	16,0	0,0	0,0	20,0	20,0	2,0	0,0	40,0	0,0	100,0
Zement- & Kalkindustrie	2,7	1,6	0,0	0,0	20,8	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	28,7
Glasindustrie	1,4	3,0	0,2	0,4	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4
Papier- und Zellstoffindustrie	7,1	0,2	0,7	14,0	12,7	0,1	1,7	0,0	0,0	0,0	36,4
Nahrungsmittel-Industrie	8,9	8,5	2,6	5,2	6,1	1,2	0,4	0,0	0,0	0,0	32,9
Textilindustrie	1,8	1,6	0,3	0,7	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2
sonstige Branchen	19,7	14,2	5,6	11,2	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	13,3	76,7

2040	Mechanische Energie	Prozesswärme									SUMME
		Strom PtH	PtH + Kessel	KWK + Kessel	Gas	Öl	Kohle	Ersatzbrennstoffe	Wasserdampf	Wärme für WP	
SUMME	61,7	72,2	9,7	31,9	93,7	21,6	61,7	3,6	73,3	13,3	442,7

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Tabelle 118: Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE für das Jahr 2050 in TWh

2050	Mechanische Energie	Prozesswärme									SUMME
		Strom PtH	PtH + Kessel	KWK + Kessel	Gas	Öl	Kohle	Ersatzbrennstoffe	Wasserdampf	Wärme für WP	
NE-Metallindustrie	5,8	3,7	0,2	0,4	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9
Stahlindustrie	9,4	37,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,7	0,0	113,9
Gießereiindustrie	1,3	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5
Chemische Industrie	1,6	18,4	0,0	0,0	30,5	0,0	0,0	0,0	30,5	0,0	81,0
Zement- & Kalkindustrie	2,4	3,6	0,0	0,0	20,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,7
Glasindustrie	1,0	3,2	0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9
Papier- und Zellstoffindustrie	6,1	0,9	3,8	20,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,7
Nahrungsmittel-Industrie	7,8	11,0	3,4	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,9
Textilindustrie	1,4	1,7	0,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1
sonstige Branchen	16,1	11,5	4,5	9,1	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	10,8	62,3
SUMME	52,9	96,8	12,5	38,4	66,2	0,0	0,0	0,0	97,2	10,8	374,8

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

B Anhang - GreenEe2

Tabelle 119: Produktionsmengen ausgewählter Industriesektoren

[Mio. t]	2030	2040	2050
Stahlindustrie	43,9	40,0	36,4
Nicht-Eisen-Metallindustrie	7,1	7,3	7,3
Gießereiindustrie	4,6	4,1	3,8
Zementindustrie	23,9	21,0	18,1
Kalkindustrie	4,9	4,3	3,7
Glasindustrie	7,4	7,1	6,9

Quelle: eigene Modellierungsergebnisse, ifeu/IEE/SSG - URMOD

Tabelle 120: Differenzierung der Prozesswärme im Bereich Industrie für die Simulation in SCOPE in GreenEe2 in TWh

	Mechanische Energie	Prozesswärme					Kohle	Ersatzbrennstoffe	Wasserstoff	Wärme für WP	SUMME
		Strom PtH	PtH + Kessel	KWK + Kessel	Gas	Öl					

Industrie-Prozesswärme

2030	69,7	63,9	10,7	27,9	147,3	44,2	126,1	6,3	20,0	15,7	531,9
2040	57,1	66,6	10,8	29,9	82,9	21,5	55,2	2,6	69,6	12,7	408,8
2050	46,8	83,7	13,5	36,0	56,9	0,0	0,0	0,0	84,4	9,8	331,1

GHD-Prozesswärme

2030	29,6	8,3	22,0								
2040	21,7	7,9	21,1								
2050	14,4	7,6	20,2								

Quelle: ifeu/IEE/SSG – eigene Berechnungen

Tabelle 121: Endenergiebedarfe differenziert nach Energieträger und Sektoren in GreenEe2 in TWh

TWh/a		Strom	Gas	Kohle	sonstige Fossile	sonstige Erneuerbare	Kraftstoffe	Rohstoffe	Summe
2030 GreenEe 1	HH	142	250	0	57	83	0	0	533
	GHD	141	96	0	48	21	27	0	334
	Industrie	160	213	128	51	7	0	282	840

TWh/a		Strom	Gas	Kohle	sonstige Fossile	sonstige Erneuerbare	Kraftstoffe	Rohstoffe	Summe
	Verkehr	41	0	0	0	0	496	0	537
	SUMME	484	560	128	156	111	523	282	2.244
2040 GreenEe 1	HH	146	110	0	23	137	0	0	416
	GHD	133	41	0	32	39	23	0	268
	Industrie	210	176	55	24	6	0	282	755
	Verkehr	92	0	0	0	0	304	0	396
	SUMME	581	327	55	79	183	327	282	1.834
2050 GreenEe 1	HH	134	0	0	0	172	0	0	307
	GHD	130	0	0	0	91	19	0	239
	Industrie	247	146	0	0	16	0	288	697
	Verkehr	116	0	0	0	0	181	0	297
	SUMME	627	146	0	0	279	200	288	1.540

Quelle: ifeu/IEE/SSG – GEMOD, TREMOD, SCOPE, URMOD

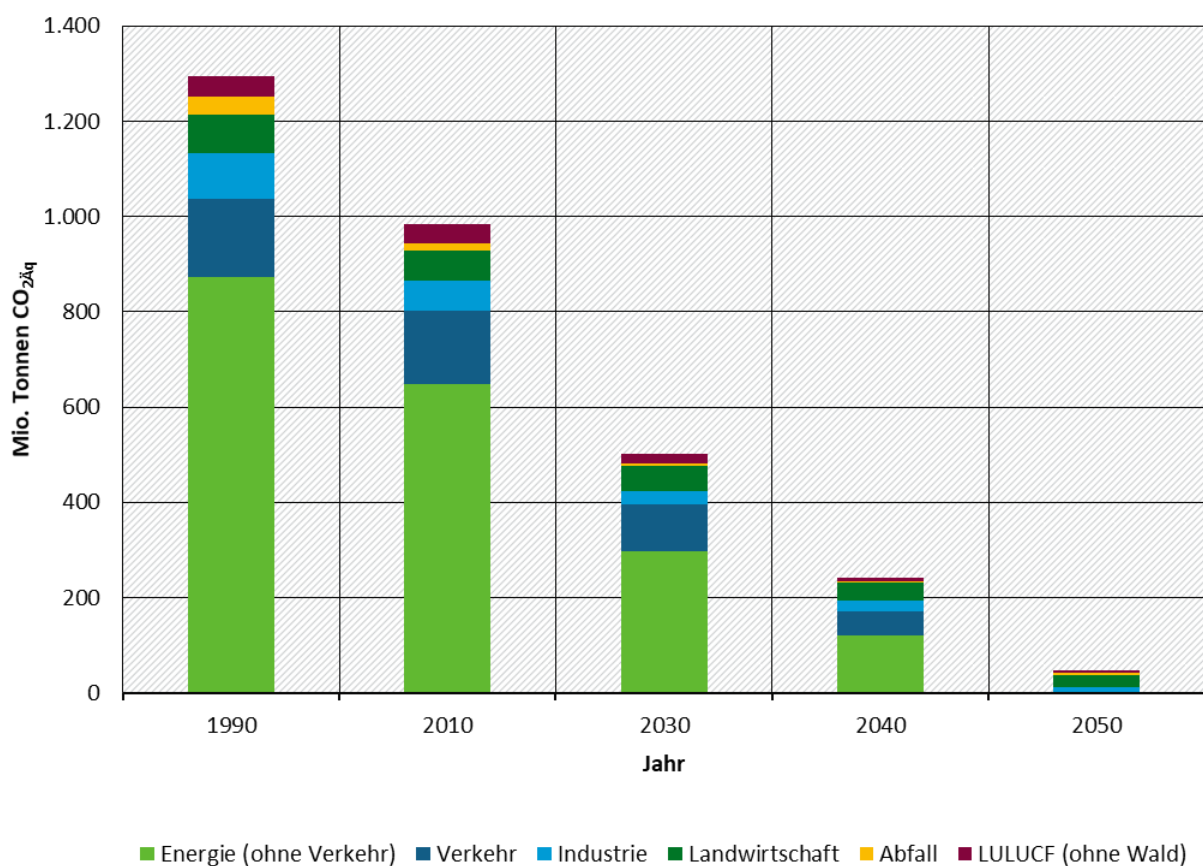
Tabelle 122: Energiebedingte THG-Emissionen nach Anlagentyp in GreenEe2

Mio. t CO ₂ Äq		2030	2040	2050
Stromerzeugung+KWK	Öl-KWK	0,0	0,0	0,0
	Öl-Kond	0,0	0,0	0,0
	SK-KWK	21,4	0,0	0,0
	SK-Kond	13,5	0,0	0,0
	BK-KWK	9,2	0,0	0,0
	BK-Kond	19,0	0,0	0,0
	Gas-KWK	27,3	18,8	0,0
	Gas-Kond	0,2	2,4	0,0
	GT	0,0	0,1	0,0
Wärmeerzeugung außer KWK	Gaskessel HH/GHD	68,6	28,5	0,0
	Ölkessel HH/GHD	6,0	0,0	0,0
	Müll-HKW	1,4	0,6	0,0
	Industrie-PW Gas	33,0	20,4	0,0
	Industrie-PW BK	2,3	0,2	0,0
	Industrie-PW SK	45,3	19,7	0,0
	Industrie-PW Öl	12,7	5,9	0,0
	Industrie-PW Ersatzbrennstoff	0,3	0,1	0,0
Verkehr	PKW	68,0	32,2	0,0

Mio. t CO ₂ Äq		2030	2040	2050
exogene Emissionen	LNF	6,4	3,9	0,0
	LZ/SZ	20,4	11,3	0,0
	OH (endogener Diesel-Anteil)	0,0	0,0	0,0
	exogen (nur Kyoto-Verkehr)	5,0	4,7	0,0
	Sonstige Strom/Wärme	29,5	17,2	0,0
	Kraftstoffe GHD	7,0	5,7	0,0
Summe		396,3	171,8	0,0

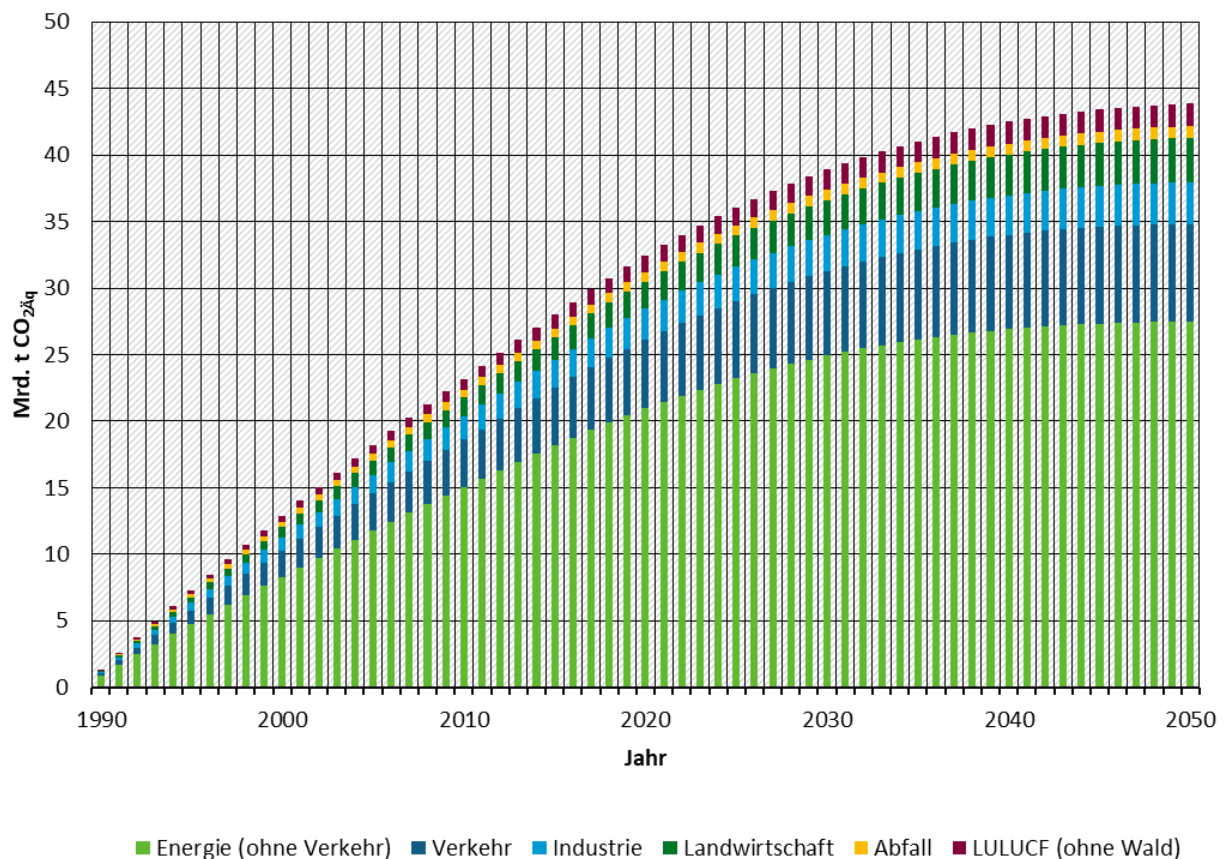
Quelle: Ifeu/IEE/SSG – SCOPE für Strom und Wärme, TREMOD für Verkehr

Abbildung 79: THG-Emissionen in GreenEe2



Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von UBA (2016) und ifeu/IEE/SSG

Abbildung 80: Kumulierte Treibhausgase in GreenEe2



Quelle: eigene Darstellung auf der Basis von UBA, 2016 und eigener Berechnungen ifeu/IEE/SSG

Tabelle 123: Übersicht über Rohstoffflüsse in Mio. Tonnen Rohmaterialäquivalente

		Inländische Entnahme (DE)	Importe	Güter der letzten Verwendung insgesamt (RMI)	Exporte	Güter der letzten inländischen Verwendung (RMC)
2010						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	1.021,3	1.669,3	2.690,6	1.316,1	1.374,5
Biomasse	Mio. t RME	249,2	173,5	422,7	157,2	265,5
Metallerze	Mio. t RME	0,4	663,7	664,1	502,0	162,1
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	575,6	262,3	837,9	276,8	561,1
Fossile Energieträger	Mio. t RME	196,1	569,8	765,8	380,1	385,7
2030						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	782,3	1.024,5	1.806,8	894,5	912,3
Biomasse	Mio. t RME	226,3	147,2	373,5	162,9	210,6
Metallerze	Mio. t RME	0,3	582,2	582,5	444,5	138,0
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	511,3	142,8	654,1	203,6	450,5

		Inländische Entnahme (DE)	Importe	Güter der letzten Verwendung insgesamt (RMI)	Exporte	Güter der letzten inländischen Verwendung (RMC)
Fossile Energieträger	Mio. t RME	38,3	158,5	196,7	83,5	113,2
2040						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	639,3	784,5	1.423,8	726,6	697,1
Biomasse	Mio. t RME	195,8	133,0	328,8	147,1	181,6
Metallerze	Mio. t RME	0,3	443,4	443,7	343,0	100,7
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	438,0	129,8	567,9	195,4	372,5
Fossile Energieträger	Mio. t RME	5,2	78,2	83,4	41,1	42,3
2050						
Primärrohstoffe	Mio. t RME	539,9	624,4	1.164,4	638,7	525,7
Biomasse	Mio. t RME	180,3	108,6	288,9	129,7	159,2
Metallerze	Mio. t RME	0,2	380,5	380,7	309,7	71,0
Nicht- metallische Mineralien	Mio. t RME	359,4	112,6	472,0	1831	288,9
Fossile Energieträger	Mio. t RME	0	22,7	22,7	16,1	6,6

Quelle: ifeu/IEE/SSG – URMOD

Tabelle 124: Primärrohstoffkonsum pro Person in Tonnen RME

	Biomasse	Metallerze	Nichtmetallische Minerale	Fossile Energieträger
2010	3,2	2,0	6,9	4,7
2030	2,7	1,7	5,7	1,4
2040	2,4	1,3	4,9	0,6
2050	2,2	1,0	4,0	0,1

Quelle: ifeu/IEE/SSG - URMOD

Tabelle 125: Rohmaterialkonsum nach Kategorien der letzten Verwendung in 2050

	Biomasse	Metallerze	Nicht-metallische Minerale	fossile Energieträger
Private Haushalte	127,399	22,834	61,488	2,999
NRO	1,732	0,207	0,726	0,031
Staat	22,564	3,392	10,711	0,466
Investitionen	7,503	44,581	215,969	3,108

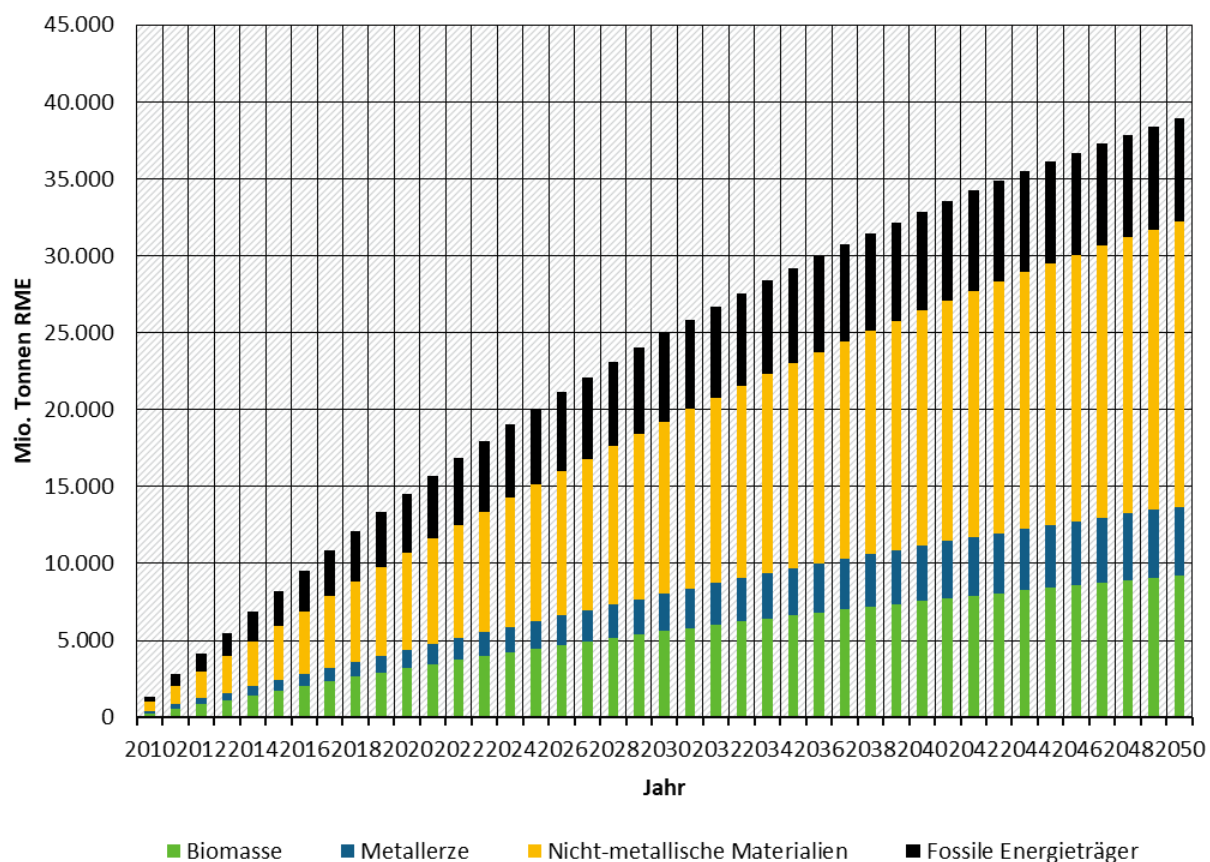
Quelle: ifeu/IEE/SSG – URMOD

Tabelle 126: Primärrohstoffkonsum der privaten Haushalte nach Bedürfnisfeldern in 2050

	Biomasse	Metalle	Nicht-metallische Mineralien	Fossile Energie-träger
In Mio. Tonnen Rohmaterialäquivalenten				
Ernährung	86,7	1,3	12,3	0,6
Wohnen und Haushalt	3,7	9,3	27,0	0,6
Mobilität	0,8	4,7	4,2	0,5
Freizeit und Tourismus	27,0	3,3	8,5	0,6
Bekleidung und Sonstiges	9,1	4,2	9,4	0,7
In Tonnen RME pro Person				
Ernährung	1,21	0,02	0,17	0,01
Wohnen und Haushalt	0,05	0,13	0,38	0,01
Mobilität	0,01	0,07	0,06	0,01
Freizeit und Tourismus	0,38	0,05	0,12	0,01
Bekleidung	0,13	0,06	0,13	0,01

Quelle: ifeu/IEE/SSG – URMOD

Abbildung 81: kumulierter Primärrohstoffkonsum, 2010 – 2050, in Mio. Tonnen RME



Quelle: eigene Darstellung Modellierungsergebnisse ifeu/IEE/SSG – URMOD und eigene Berechnungen

Tabelle 127: Nachfrage nach ausgewählten Rohstoffen

	Einheit	Quelle	2030	2040	2050
Holz	<i>Tsd. t RME</i>	URMOD	17.876	14.845	13.343
Eisen (Primär)	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	17.700	13.678	9.813
Eisen (Sekundär)	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	22.695	21.894	19.893
Kupfer (Primär)	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	556	337	191
Kupfer (Sekundär)	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	523	599	603
Aluminium (Primär)	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	1.243	884	561
Aluminium (Sekundär)	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	725	862	854
Zink	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	360	257	136
Blei	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	143	92	37
Zinn	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	9	8	6
PGM	<i>t Metalgehalt</i>	URMOD	25	22	20
Silber	<i>t Metalgehalt</i>	URMOD	312	285	220
Magnesium	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	14	12	11
Chrom	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	73	62	52
Nickel	<i>Tsd. t Metalgehalt</i>	URMOD	41	32	23
Lithium	<i>t Metalgehalt</i>	Sonderrechnung, Batterien	2.475	21.353	18.529
Kobalt	<i>t Metalgehalt</i>	Sonderrechnung, Batterien	7.087	7.287	0
Siliziummetall	<i>t Metalgehalt</i>	Sonderrechnung, PV	87.485	113.958	94.751
Bausand, Kies, Schotter	<i>Tsd. t RME</i>	URMOD	360.794	297.587	228.595
Graphit	<i>t Rohstoff</i>	Sonderrechnung, Batterien	38.726	39.816	0

Quelle: eigene Berechnungen ifeu/IEE/SSG - URMOD