

Materialien

Prof. Dr. Michael Sterner

M. Eng. Franz Bauer

**Weltweit Null-Emissionen bis 2050.
Szenarien zur globalen Dekarbonisierung
auf Basis erneuerbarer Energien, Sekto-
renkopplung und Energiespeicher ohne
negative Emissionen, Biomasse und CCS**

Expertise für das WBGU-Sondergutachten
„Entwicklung und Gerechtigkeit durch Transformation:
Die vier großen I“

Berlin 2016

Expertise

Weltweit Null-Emissionen bis 2050

Szenarien zur globalen Dekarbonisierung
auf Basis erneuerbarer Energien,
Sektorenkopplung und Energiespeicher
ohne negative Emissionen, Biomasse und CCS

von

Prof. Dr. Michael Sterner, M. Eng. Franz Bauer

FENES OTH Regensburg



FORSCHUNGSSTELLE FÜR
ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHER

im Auftrag des WBGU

WBGU

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung
Globale Umweltveränderungen

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Die Ergebnisse auf einen Blick	0
2 Einleitung und Zielsetzung	4
3 Methodik	5
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	5
3.2 Ermittlung des Primär- und Endenergiebedarfs	6
3.3 Ermittlung der CO ₂ -Emissionen.....	12
3.4 Ermittlung des globalen technischen Potenzials erneuerbarer Energien	14
3.5 Kosten für Strom, Wärme, Verkehr, nichtenergetischen Verbrauch und CO ₂	15
3.6 Simulationsmodell	19
4 Ergebnisse.....	21
4.1 Ergebnisse des 660 Gt-Szenarios.....	21
4.1.1 CO ₂ -Emissionen	21
4.1.2 Primärenergie	23
4.1.3 Endenergie.....	27
4.2 Ergebnisse des 440 Gt-Szenarios.....	30
4.2.1 CO ₂ -Emissionen	30
4.2.2 Primär- und Endenergie.....	31
4.3 Vergleich der zwei Szenarien.....	36
4.4 Diskussion	37
5 Anhang.....	39
5.1 Datenreihen 660 Gt-Szenario	39
5.2 Datenreihen 440 Gt-Szenario	39
6 Literatur	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Globale CO ₂ -Emissionen aus dem Energiesektor (Strom, Wärme), Verkehr (Transport) und nicht-energetischen Verbrauch fossiler Energieträger (v. a. Chemie) von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.	1
Abbildung 2: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.	1
Abbildung 3: Globale CO ₂ -Emissionen aus dem Energiesektor (Strom, Wärme), Verkehr (Transport) und nicht-energetischen Verbrauch fossiler Energieträger (v. a. Chemie) von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.	2
Abbildung 4: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.	2
Abbildung 5: Visualisierung der Ziele und Vorgehensweise in der Erstellung des Narrativszenarios. Quelle: eigene Darstellung.	5
Abbildung 6: Wirkungsgrade und COP der Wärmepumpen für die Jahre 2005 bis 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [7, 8, 10, 17, 21, 32, 34].	6
Abbildung 7: Globaler Primärenergiebedarf für Strom von 2005 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [11, 13, 18, 19, 24–31, 35–41].	8
Abbildung 8: Globaler Primärenergiebedarf für Wärme von 2005 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [36–41].	8
Abbildung 9: Globaler Primärenergiebedarf für Verkehr / Transport von 2005 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [36–41].	9
Abbildung 10: Primärenergiebedarf für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [36–41].	9
Abbildung 11: Primärenergiebedarf von 1985 bis 2015 aufgeteilt nach Sektoren. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [43].	10
Abbildung 12: Globaler Endenergiebedarf von 1985 bis 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [20, 41]	10
Abbildung 13: Endenergiebedarf von 2005 bis 2050 aufgeteilt nach Sektoren. Quelle: eigene Darstellung.	11
Abbildung 14: CO ₂ -Emissionen von 1985 bis 2015. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [4].	13
Abbildung 15: Berechnete CO ₂ -Emissionen von 2005 bis 2015 im Vergleich zu Daten aus [4]. Quelle: eigene Darstellung.	13
Abbildung 16: Globale technische Potenziale erneuerbarer Energien. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [16, 31].	14
Abbildung 17: Minimales sowie bereits genutztes globales Potenzial erneuerbarer Energien. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [16, 31].	14
Abbildung 18: CO ₂ -Emissionskosten von 2010 bis 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [23].	15
Abbildung 19: Stromgestehungskosten erneuerbarer und fossiler Energien von 2010 bis 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [12, 16, 32].	16
Abbildung 20: Stromgestehungskosten unter optimaler Ausnutzung von 2010 bis 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [32].	17
Abbildung 21: Wärmegestehungskosten unter optimaler Ausnutzung von 2010 bis 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [2, 9, 12, 22, 33].	18
Abbildung 22: Kosten für Kraftstoffe (Transport) von 2010 bis 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [3, 6, 14].	18
Abbildung 23: Kosten für den nichtenergetischen Verbrauch fossiler Rohstoffe 2010 - 2050. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [1, 3, 6, 14].	19
Abbildung 24: CO ₂ -Emissionen von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.	21

Abbildung 25: CO ₂ -Emissionen nach Sektoren von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	22
Abbildung 26: CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	22
Abbildung 27: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.	23
Abbildung 28: Zusammensetzung und CO ₂ -Faktor des Strommix (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	24
Abbildung 29: Primärenergie nach Sektoren von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	24
Abbildung 30: Primärenergie für Strom von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	25
Abbildung 31: Primärenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	26
Abbildung 32: Primärenergie für Transport von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	26
Abbildung 33: Primärenergie für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	27
Abbildung 34: Globaler Endenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	27
Abbildung 35: Endenergie für Strom von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	28
Abbildung 36: Endenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	28
Abbildung 37: Endenergie für Transport von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	29
Abbildung 38: Endenergie für nichtenergetische Verwendung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	29
Abbildung 39: CO ₂ -Emissionen von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	30
Abbildung 40: CO ₂ -Emissionen nach Sektoren von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	30
Abbildung 41: CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	31
Abbildung 42: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.	31
Abbildung 43: Primärenergie nach Sektoren von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	32
Abbildung 44: Primärenergie für Strom von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	32
Abbildung 45: Primärenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	33
Abbildung 46: Primärenergie für Transport von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	33
Abbildung 47: Primärenergie für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	34
Abbildung 48: Globaler Endenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	34
Abbildung 49: Endenergie für Strom von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	35

Abbildung 50: Endenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	35
Abbildung 51: Endenergie für Transport von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	36
Abbildung 52: Endenergie für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.....	36
Abbildung 53: Primärenergiebedarf fossil und erneuerbar der zwei Szenarien im Vergleich. Quelle: eigene Darstellung.....	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifische Emissionsfaktoren für verschiedene Energieträger. Quelle: [5]	12
Tabelle 2: Minimales technisches und noch vorhandenes Potenzial erneuerbarer Energieträger. Quelle: [16, 31]	15

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
CCS	CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage)
COP	Leistungszahl (coefficient of performance)
CSP	Solarthermische Kraftwerke (concentrated solar power)
EE	Erneuerbare Energien
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NE	Nichtenergetisch
PtC	Power-to-Chemicals
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
PtX	Power-to-X
VLS	Volllaststunden

1 Die Ergebnisse auf einen Blick

Zielsetzung

Das vorgegebene Ziel des maximalen Emissionsbudgets von 2010 bis 2050 für einen globalen, mittleren Temperaturanstieg von deutlich unter 2°C bzw. 1,5°C wird mit 660 Gt CO₂ bzw. 440 Gt CO₂ erreicht. Dabei werden alle Leitplanken und Vorgaben des WBGU eingehalten:

- 0 CO₂-Emissionen aus dem Energiesektor im Jahr 2050 (CO₂-Neutralität auch von Speichern und Biomasse)
- maximale Effizienzsteigerungen
- weltweiter Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 in allen Sektoren im 660 Gt Szenario
- 0 % Anbaubiomasse für Strom, Wärme und Verkehr (Ausnahme: Abfallbiomasse) im Jahr 2050
- 0 % fossile und nukleare Energieträger im Jahr 2050
- 0 % Verbrennungsmotoren im Individualverkehr im Jahr 2050
- Elektrifizierung des nichtenergetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe (u. a. Dekarbonisierung des Chemiesektors über Power-to-X)
- kein Geoengineering
- kein CCS
- entsprechend keine negativen Emissionen

Ergebnisse

Diese ambitionierten Vorgaben des WBGU prägen die Szenarien und deren Ergebnisse. Im 660 Gt Szenario verbleiben fossile Energieträger bis zum Jahr 2050 im Primärenergiemix, trotz Kohleausstieg im Jahr 2030. Im weitaus ambitionierteren 440 Gt Szenario wird unter den gegebenen Voraussetzungen ein globaler Kohleausstieg bis 2025 und ein vollständiger Ausstieg aus fossilen Energieträgern bis 2035 notwendig. Aus diesem Grund kann dieses Szenario auch als Extremszenario bezeichnet werden.

Beiden Szenarien ist gleich, dass der Energiebedarf in jedem Jahr gedeckt wird und die günstigste Energieform erneuerbarer Strom ist. Die CO₂-Emissionen aus dem Wärmesektors sind ab 2025 am dominantesten, da hier noch ein relativ hoher Anteil an Erdgas und Erdöl vorhanden ist. Trotz CO₂-Emissionskosten von 70 €/t im Jahr 2050 bleiben fossile Energieträger im Verkehr- und Chemiesektor ohne weitere Maßnahmen auch 2050 konkurrenzfähig.

Der am längsten vorhandene fossile Energieträger ist Erdgas, welcher im 660 Gt Szenario bis zum Jahr 2046 genutzt wird. Windenergie ist mit einem Anteil von 35 % (inkl. Strom für die übrigen Sektoren) die am stärksten genutzte regenerative Technologie. Die sogenannte „Grundlast“ wird zukünftig aus Energiespeichern, Geothermie, Wasserkraft und biogenen Abfällen gedeckt. Strom wird zur Primärenergie für alle Sektoren. Im Primärenergiemix des Wärmesektors sind im Jahr 2050 nur noch Abfallstoffe aus Biomasse, Solarthermie und Geothermie vorhanden. Der Rest wird über die Sektorenkopplung Strom-Wärme aus dem Stromsektor geliefert. Für Strom steigt der Primärenergiebedarf damit stark an, da der Verkehrssektor und der nichtenergetische Verbrauch bis zum Jahr 2050 vollständig elektrifiziert werden.

Die Sektorenkopplung Strom-Wärme, Strom-Verkehr und Strom-Chemie (Power-to-Chemicals) erfordert also deutlich mehr Stromquellen, steigert jedoch insgesamt die Primärenergieeffizienz, da in den jeweiligen anderen Sektoren deutlich weniger Primärenergie benötigt wird.

Die Ergebnisse zu CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarf sind detailliert nach Energieträgern und Sektoren aufgeschlüsselt in Abbildung 1 und Abbildung 2. Die Beschreibung der Ergebnisse erfolgt in Abschnitt 4.1.

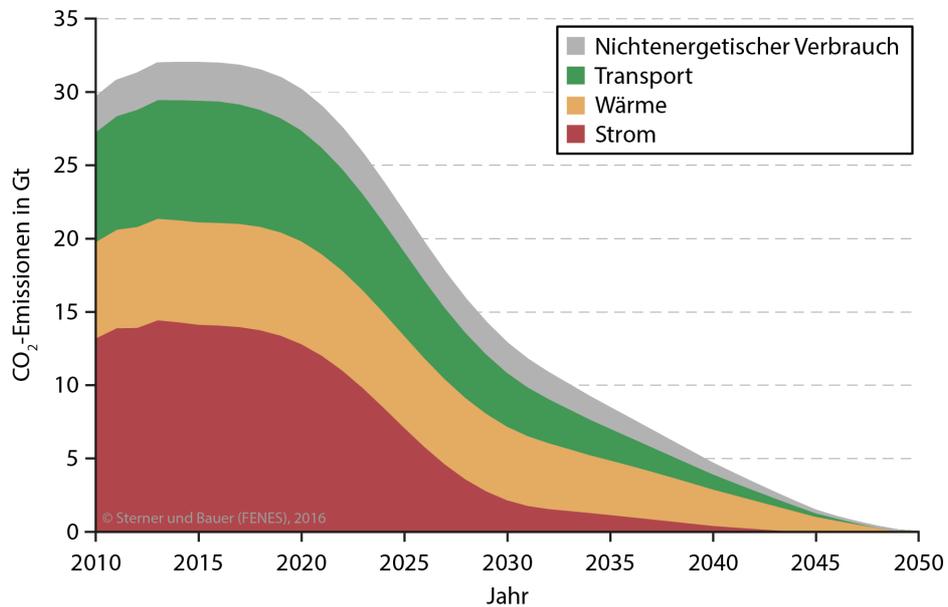


Abbildung 1: Globale CO₂-Emissionen aus dem Energiesektor (Strom, Wärme), Verkehr (Transport) und nicht-energetischen Verbrauch fossiler Energieträger (v. a. Chemie) von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

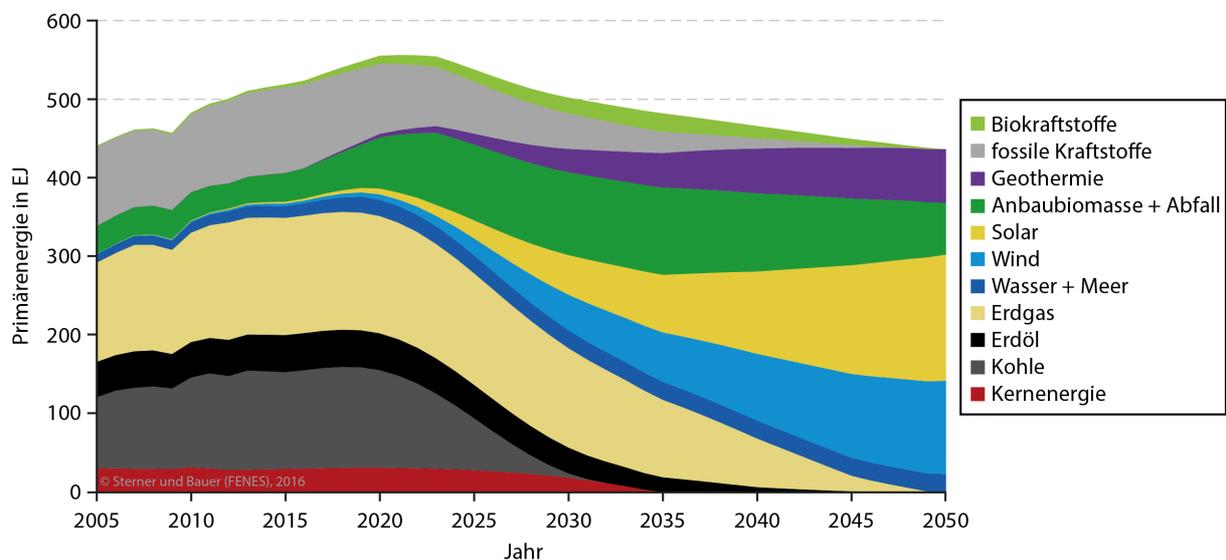


Abbildung 2: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

In den folgenden zwei Abbildungen sind ebenfalls die CO₂-Emissionen der einzelnen Sektoren sowie der Primärenergiebedarf aufgeschlüsselt nach Primärenergieträgern für das 440 Gt-Szenario von 2010 bis 2050 aufgetragen. Die Beschreibung der Ergebnisse erfolgt in Abschnitt 4.2.

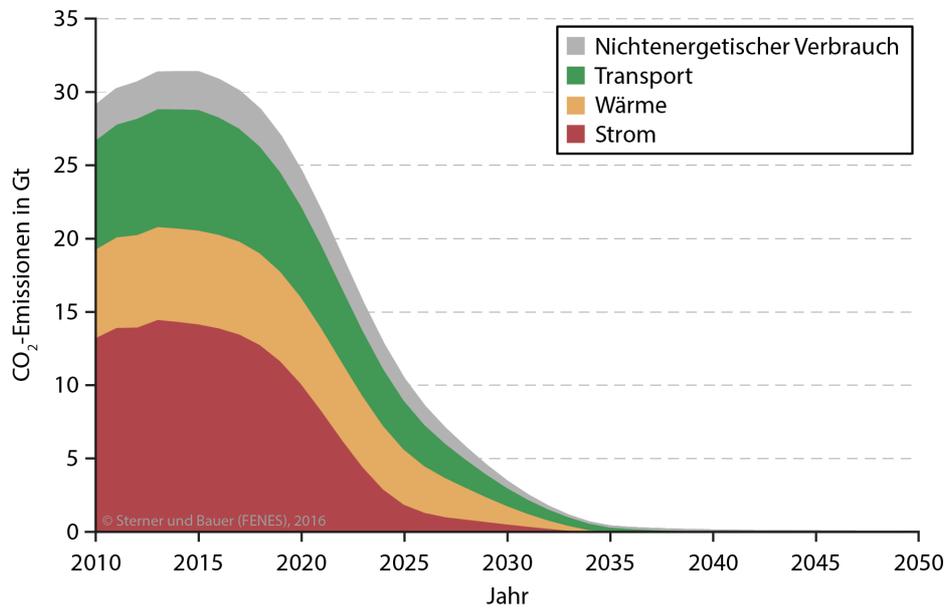


Abbildung 3: Globale CO₂-Emissionen aus dem Energiesektor (Strom, Wärme), Verkehr (Transport) und nicht-energetischen Verbrauch fossiler Energieträger (v. a. Chemie) von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

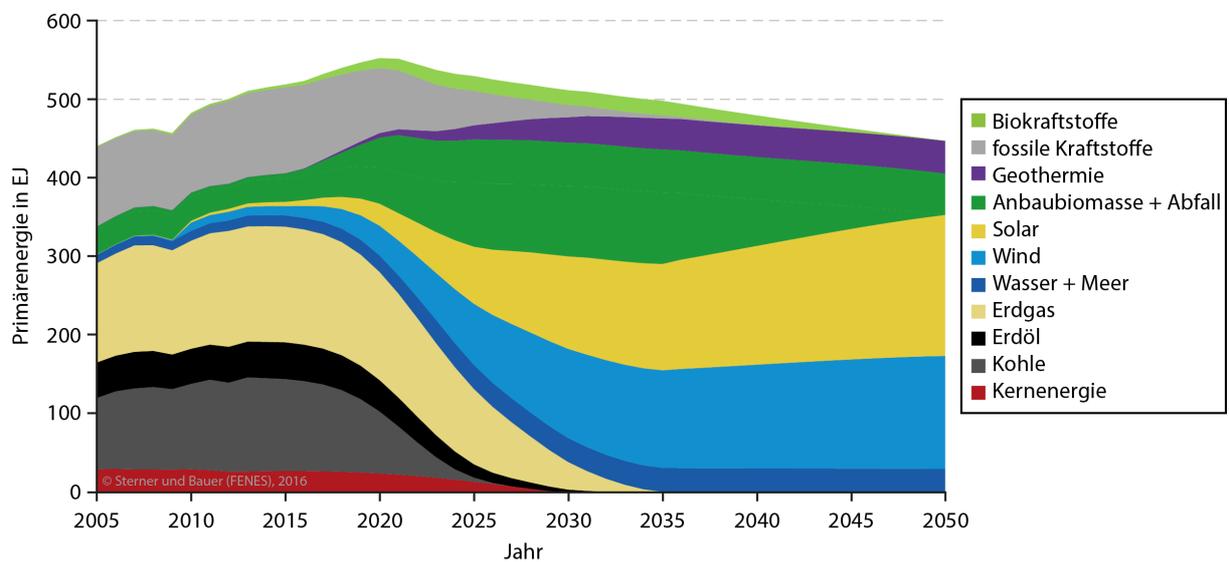


Abbildung 4: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Methodik und Robustheit

Als Datenbasis der Studie dienen zahlreiche Studien (s. Kapitel 6), u. a. des IPCC, REN21, IEA u. v. m. So auch alle Zahlen zur Primärenergie von 2005 bis 2015, Wirkungsgrade und Primärenergiefaktoren.

Die Extrapolation der Primärenergie erfolgt auf Basis von Wirkungsgraden und vorhandenen Studien zur Endenergie. Das eigene, einfache Modell für CO₂-Emissionen wurde anhand von IEA-Daten erfolgreich validiert. In der Kostenentwicklung wird von sinkenden Kosten für erneuerbare Energiequellen auf Basis von Lernkurven ausgegangen. Als konservativer Ansatz werden konstante Preise für fossile Energieträger angenommen. Die Annahme zu CO₂-Emissionskosten lautet eine moderate Steigerung auf bis zu 70 € / t im Jahr 2050 – offen mit welchem Mechanismus diese Kosten in die Gesteuerungskosten von Energie internalisiert werden. Die Basis der vereinfachten Optimierung bilden Emissionsfaktoren, Kosten, Wirkungsgrade und Potenzialgrenzen erneuerbarer Energien.

Diskussion

Die Szenarien sind aus heutiger Sicht sehr ambitioniert, aber unter der Voraussetzung einer stabilen globalen Klimapolitik durchaus machbar.

Entscheidend wird die Frage sein, auf welche Schadens- und Entsorgungskosten für CO₂ sich die Weltgemeinschaft einigt. 70 € / t CO₂ sind für das Zieljahr 2050 bei gegebenem Emissionsbudget als konservative Annahme zu werten. Falls dieser Wert deutlich schneller angezogen wird, erfolgt die Dekarbonisierung ebenfalls schneller.

Egal, ob der globale Kohleausstieg bis 2025 oder bis 2030 umgesetzt wird. Diese aus Sicht des Klimaschutzes notwendige Maßnahme erfordert einen harten Phase-Out, da trotz CO₂-Kosten Kohlestrom günstig bleibt. Daher sind nun dringender denn je Maßnahmen für den globalen Kohleausstieg zu diskutieren, zu erarbeiten und umzusetzen.

Die konstanten Kosten für fossile Energieträger können als eine konservative Annahme gewertet werden. Ohne weltweite Subventionen fossiler Energieträger würde bereits heute aufgrund der günstigeren Kostenstruktur ein radikaler Einstieg in erneuerbare Energien erfolgen. Entsprechend lohnt es sich, vor oder parallel zu einem Kohleausstieg auch Maßnahmen für den Abbau fossiler Subventionen zu diskutieren, zu erarbeiten und umzusetzen.

In allen Szenarien ist auffällig, dass die Sektorenkopplung samt Energiespeicherung zum Kernelement einer globalen Energiewende ohne CCS, negative Emissionen und dem massiven Einsatz von Biomasse wird. Diese PtX-Technologien wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Gas kristallisieren sich darin als Schlüsseltechnologien heraus.

Damit einhergehend nimmt der globale Strombedarf massiv zu, während aufgrund der effizienteren Nutzung von Energie der Primärenergiebedarf sinkt.

2 Einleitung und Zielsetzung

Der WBGU beauftragte die Forschungsstelle Energienetze und Energiespeiche (FENES) der OTH Regensburg, ein Narrativszenario als globalen Transformationspfad unter bestimmten Leitplanken zu erstellen. Basis für das Szenario ist ein Gedankenexperiment von Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid aus dem Jahr 2010, welches als progressive Vision zur globalen Energieversorgung im WBGU Hauptgutachten „Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation“ von 2011 eingeflossen ist.

Ziel der vorliegenden Expertise ist die Erstellung, Simulation und Auswertung dieses Narrativszenarios zur globalen Energieversorgung bis zum Jahr 2050 in den Sektoren Strom, Wärme und Transport (Verkehr) sowie dem nichtenergetischen Verbrauch fossiler Ressourcen (v. a. im Chemiesektor).

Vorgabe des WBGU war, dass die Klimaziele von Paris (COP21) ohne Geoengineering und negativen Emissionen eingehalten werden. Es handelt sich also um eine Extrembetrachtung. Dies bedeutet, eine globale Erderwärmung von 1,5-1,7 °C bis 2050 nicht zu überschreiten. Daraus ergibt sich ein Maximum an zulässigen globalen kumulierten CO₂-Emissionen von 660 Gt im Zeitraum 2010-2050.

Für das Jahr 2050 stellte der WBGU weitere Leitplanken und Forderungen auf, die als Grundannahmen in das progressive Szenario eingingen:

- 0 CO₂-Emissionen aus dem Energiesektor (CO₂-Neutralität auch von Speichern und Biomasse)
- maximale Effizienzsteigerungen

- 0 % Anbaubiomasse für Strom, Wärme und Verkehr (Ausnahme: Abfallbiomasse)
- 0 % fossile und nukleare Energieträger
- 0 % Verbrennungsmotoren im Individualverkehr
- Elektrifizierung des nichtenergetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe (u. a. Dekarbonisierung des Chemiesektors)

- kein Geoengineering
- kein CCS
- entsprechend keine negativen Emissionen

3 Methodik

Nachfolgend wird die Methodik der Erstellung des Szenarios und dessen Simulation erläutert. Nach Erläuterung der grundsätzlichen Vorgehensweise folgt die Beschreibung der Ermittlung des Energiebedarfs bis 2050, der CO₂-Emissionen aus fossiler Erzeugung, des globalen Potenzials der erneuerbaren Energien sowie der Gesteungskosten der einzelnen Energieträger. Diese Daten dienen als Basis für die Simulation, welche zum Schluss dieses Kapitels vorgestellt wird.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Für das Narrativszenario werden als Ausgangspunkt und Basis für Kalibration und Evaluierung die Daten des Energiebedarfs aufgeteilt nach Sektoren und Energieträgern von 2005-2015 ermittelt. Für die zukünftige Entwicklung wird die Endenergienachfrage bis 2050 aus diversen Studien recherchiert und anhand von Wirkungsgraden und CO₂-Emissionsfaktoren der Primärenergiebedarf beziehungsweise die CO₂-Emissionen berechnet. Als weiterer Randparameter greift das globale technische Potenzial erneuerbarer Energien, welches ebenfalls aus Basis zahlreicher Studien ermittelt wird. Als ein wesentlicher Indikator für den Ausbau der jeweiligen Energieträger bis 2050 werden neben den spezifischen CO₂-Emissionen und Wirkungsgraden die Gesteungskosten (Strom- und Wärmegesteungskosten, Treibstoffkosten sowie Kosten für nichtenergetischen Verbrauch) herangezogen. In Abbildung 5 sind die Vorgehensweise sowie die Ziele zusammengefasst.

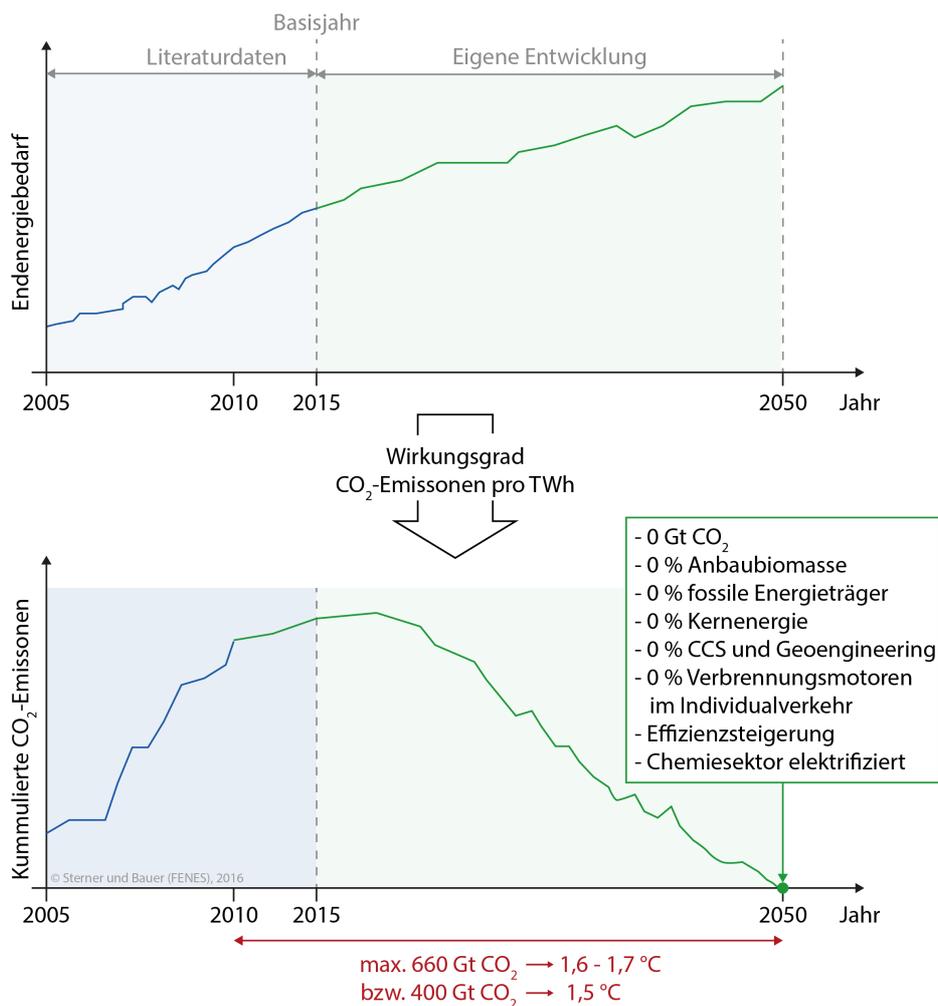


Abbildung 5: Visualisierung der Ziele und Vorgehensweise in der Erstellung des Narrativszenarios. Quelle: eigene Darstellung.

3.2 Ermittlung des Primär- und Endenergiebedarfs

In diesem Abschnitt werden der Primär- und Endenergiebedarf sowie die Nachfrage an Energie bis 2050 dargelegt. Dabei erfolgt die Umrechnung der Endenergie in Primärenergie mit der **Wirkungsgradmethode**. Auch wenn die Substitutionsmethode den globalen Primärenergieverbrauch korrekter abbildet, da z. B. die Wasserkraft und alle erneuerbaren Energien gleichwertig zu fossilen Energieträgern und Kernenergie bilanziert werden, wird aus Gründen der internationalen Kompatibilität die Wirkungsgradmethode verwendet [42].

Hier werden den Energieträgern Wasserkraft, Wind, PV, CSP, Geothermie, Meeresenergie, allen Wärmeenergieträgern und den nichtenergetischen Verbrauch der Wirkungsgrad 100 % zugeordnet. Die weiteren Wirkungsgrade wurden für 2005 sowie 2050 recherchiert und eine lineare Funktion zwischen diesen beiden Punkten angenommen (s. Abbildung 6). Es wird angenommen, dass die Wirkungsgrade bis zum Jahr 2050 aufgrund Effizienzsteigerungen oder den Einsatz der besten verfügbaren Technologie stetig verbessert werden.

Die global ermittelten und extrapolierten **Wirkungsgrade** auf Studienbasis lauten wie folgt:

- Kernenergie: 33 % (2015) und 34,3 % (2050) aus [32]
- Steinkohle: 31 % (2015) aus [10] und 45,9 % (2050) aus [32]
- Braunkohle: 28 % (2015) aus eigenen Berechnungen
(jeweils 3 % geringer als Steinkohle) und 52 % (2050) aus [32]
- Erdöl: 39,8 % (2015) aus [17] und 41 % (2050) aus [32]
- Erdgas: 48,2 % (2015) aus [17] und 61,9 % (2050) aus [32]
- Anbaubiomasse: 34 % (2015) aus [7] und 48,7 % (2050) aus [32]
- Abfallbiomasse: 22 % (2015) aus [7] und 25 % (2050) aus eigenen Annahmen

Der Wirkungsgrad für die in Zukunft eingesetzten Technologien Power-to-Gas (PtG) im Wärme- und Verkehrssektor wie auch Power-to-Chemicals (PtC) entspricht vereinfacht dem der Wasserstoffelektrolyse. Dieser beträgt laut [34] im Jahr 2015 63,7 % und im Jahr 2050 80,4 %. Für Wärmepumpen wird 2015 ein Coefficient of Performance (COP) von 3,5 angesetzt [21] und 2050 ein Wert von 5. Dieser Wert im Zieljahr resultiert aus dem Mittelwert gängiger Wärmepumpentechnologien im Jahr 2050 aus [8]. Alle Wirkungsgrade sind in Abbildung 6 aufgeführt.

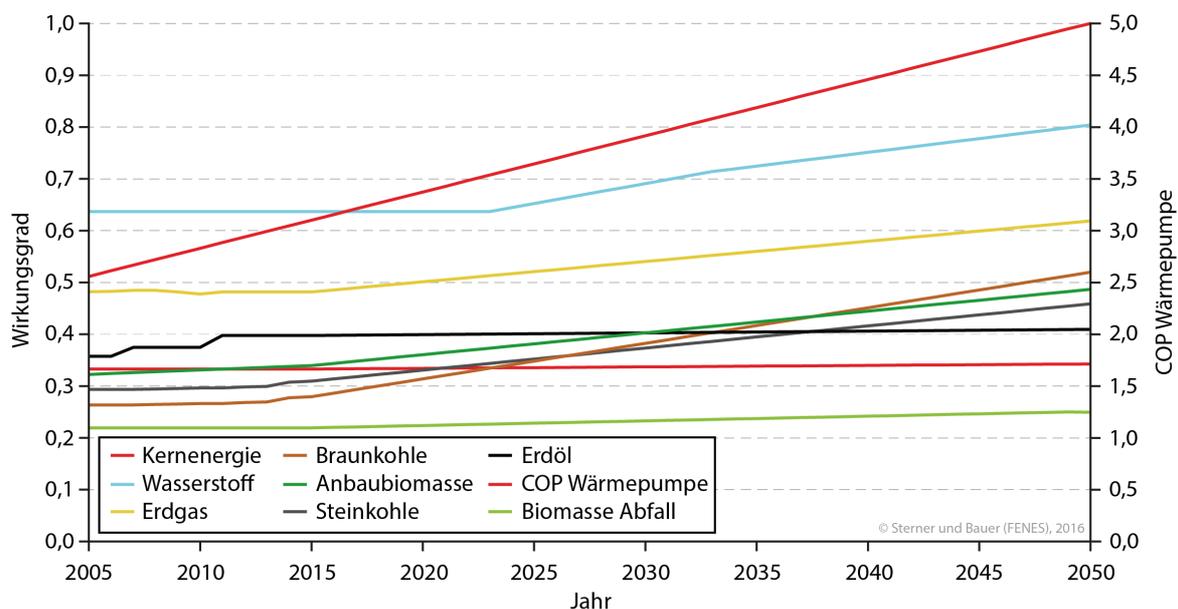


Abbildung 6: Wirkungsgrade und COP der Wärmepumpen für die Jahre 2005 bis 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [7, 8, 10, 17, 21, 32, 34].

Für die Umrechnung der Endenergie in Primärenergie im Transportsektor werden folgende Primärenergiefaktoren verwendet [15]:

- Straße fossil: 1,255
- Straße Erdgas: 1,17
- Schiene fossil: 1,22
- Flug fossil: 1,19

Die übrigen Verkehrstechnologien erhalten den Faktor 1.

Die Daten der Endenergie in TWh bzw. EJ für die Jahre 2005 bis 2015 für die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und des nichtenergetischen Verbrauchs werden aus aktuellen Studien entnommen. Dabei erfolgt eine Aufschlüsselung der Energie innerhalb dieser Sektoren nach den Energieträgern.

Stromsektor

- Gesamter Strombedarf aus [11]
- Kernenergie und Wasserkraft aus [11]
- Steinkohle, Braunkohle, Erdöl und Erdgas aus [18, 19, 36–41]
- Installierte Leistung Wind, Photovoltaik (PV), solarthermische Kraftwerke (CSP) und Meeresenergie aus [24–30] und Umrechnung in Energie über Volllaststunden (VLS):
 - Wind 2000 VLS aus den Mittelwerten von [24–30]
 - PV 1458 VLS aus [35]
 - CSP 2378 aus [35]
 - Meeresenergie 3500 aus [13]
- Anbau- und Abfallbiomasse aus [24–30]

Wärmesektor

- Erdgas, Erdöl, Anbau- und Abfallbiomasse, Wärmepumpen, Power-to-Heat (PtH), Solarthermie und Geothermie aus [36–41]

Verkehrssektor

- Straße fossil, Straße Biokraftstoffe, Straße Erdgas, Straße Elektro, Schiene fossil, Schiene Biokraftstoffe, Schiene Elektro, Schiff fossil, Flug fossil und Pipelines aus [36–41]

Nichtenergetischer Verbrauch

- Erdöl, Erdgas und Kohle aus [36–41]

Die Primärenergie PE berechnet sich mit den Wirkungsgraden η und der Endenergie EE zu:

$$PE = \frac{EE}{\eta} \quad (1)$$

Die Umrechnung der Endenergie für den Verkehr erfolgt mithilfe der Primärenergiefaktoren PEF :

$$PE = EE \cdot PEF \quad (2)$$

In den nachfolgenden Abbildungen ist der recherchierte **Primärenergiebedarf** von 2005 bis 2015 für die einzelnen Sektoren dargestellt:

- Strom
- Wärme
- Verkehr / Transport
- Nichtenergetischer Verbrauch fossiler Rohstoffe (Chemie, verarbeitende Industrie etc.)

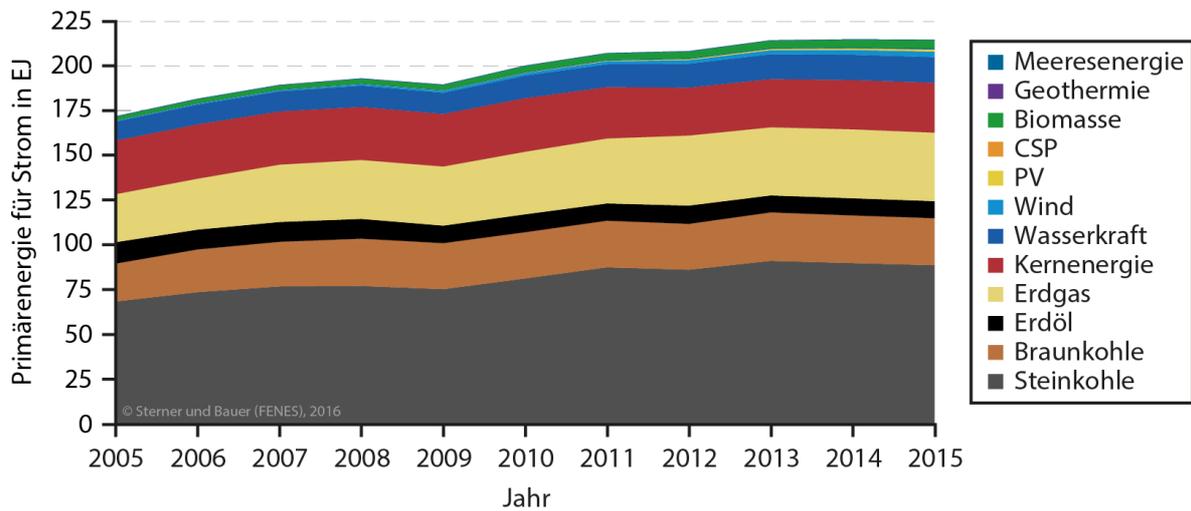


Abbildung 7: Globaler Primärenergiebedarf für Strom von 2005 bis 2015.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [11, 13, 18, 19, 24–31, 35–41].

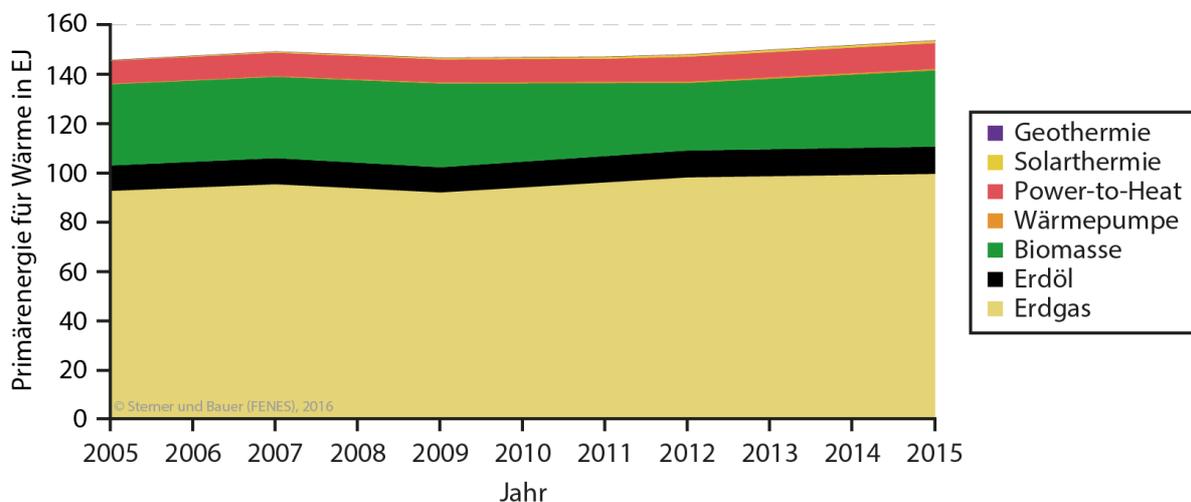


Abbildung 8: Globaler Primärenergiebedarf für Wärme von 2005 bis 2015.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [36–41].

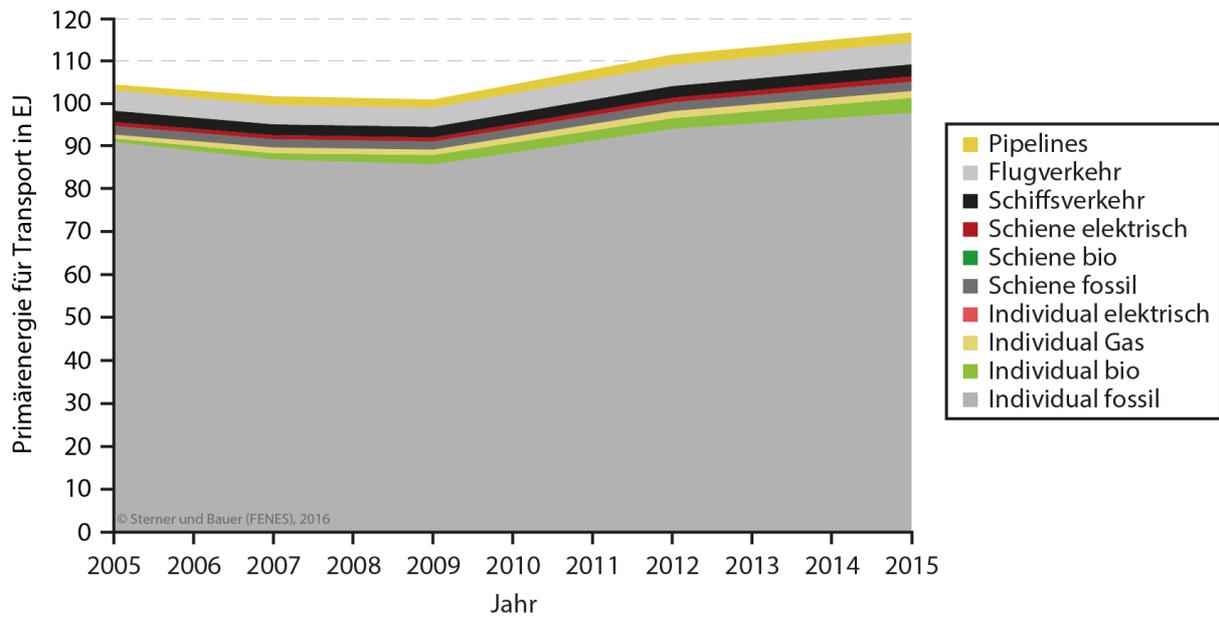


Abbildung 9: Globaler Primärenergiebedarf für Verkehr / Transport von 2005 bis 2015.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [36–41].

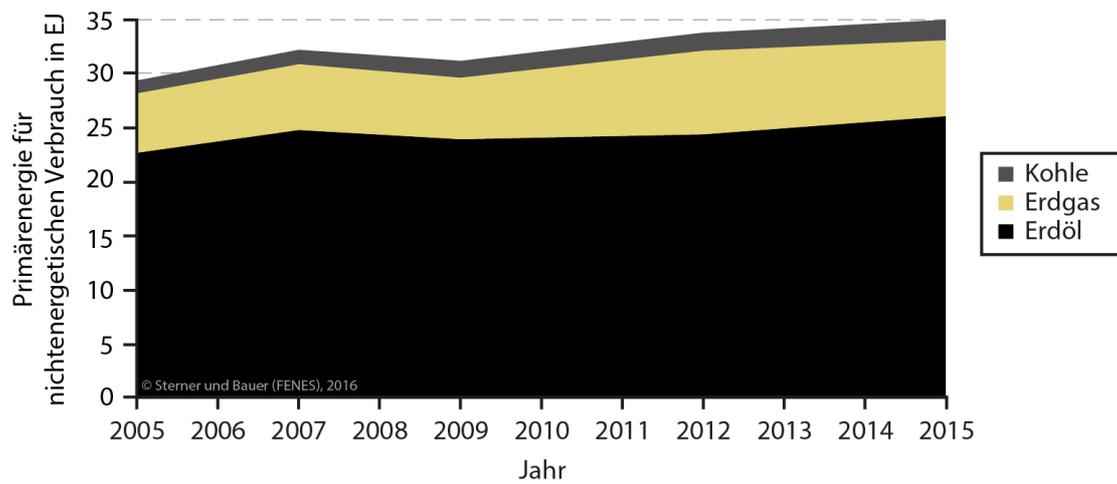


Abbildung 10: Primärenergiebedarf für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2015.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [36–41].

Der gesamte Primärenergiebedarf von 2005 bis 2015 ergibt sich aus der Summe der Primärenergie der Sektoren. Weiterhin wird der Primärenergiebedarf von 1985 bis 2005 zur Veranschaulichung des stetig ansteigenden Trends aus [43] entnommen (s. Abbildung 11).

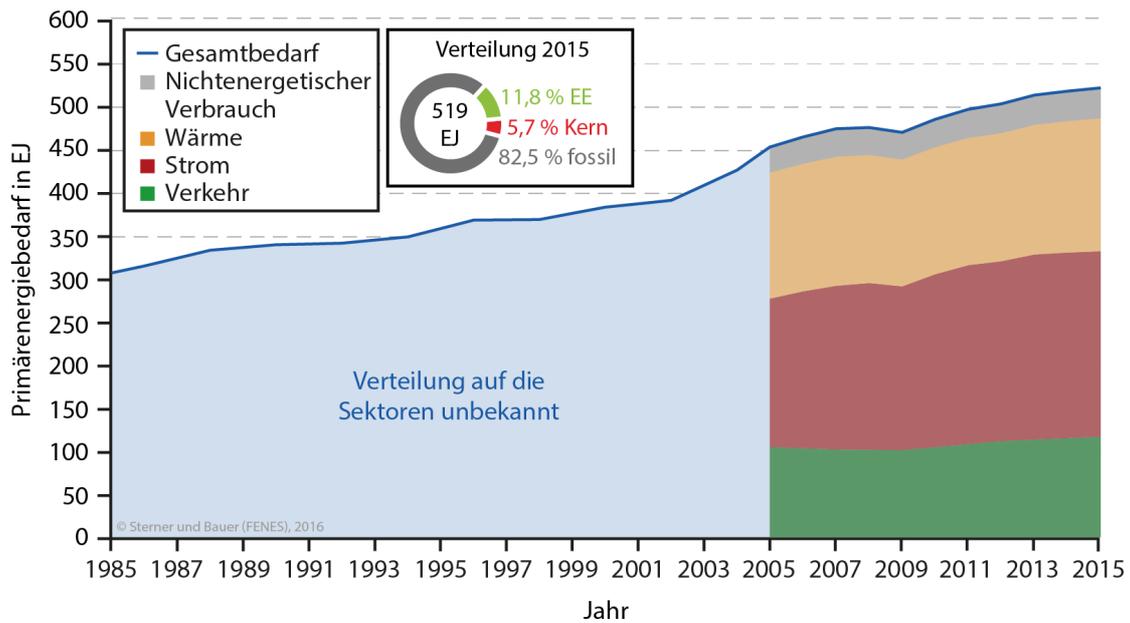


Abbildung 11: Primärenergiebedarf von 1985 bis 2015 aufgeteilt nach Sektoren.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [43].

Im Jahr 2015 ergibt sich ein Primärenergiebedarf von 519 EJ. Davon stammen 82,5 % aus fossilen Quellen, 5,7 % aus Kernenergie und 11,8 % aus erneuerbaren Energieträgern. Der vorübergehende Rückgang der Energienachfrage im Jahr 2009 resultiert aus der Weltwirtschaftskrise.

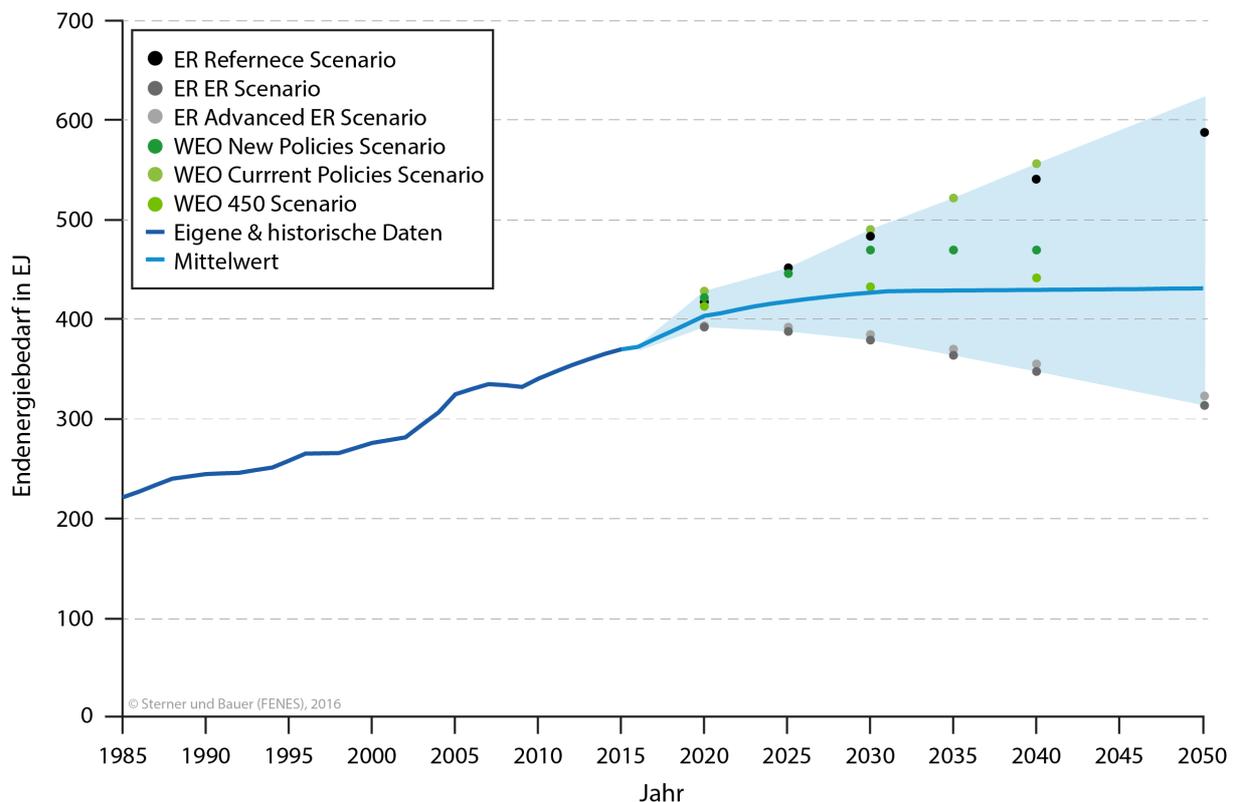


Abbildung 12: Globaler Endenergiebedarf von 1985 bis 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [20, 41].

Für den **globalen Endenergiebedarf bis 2050** werden Vorhersagen verschiedener Szenarien aus [20] und [41] ausgewertet und der Mittelwert daraus gebildet (s. Abbildung 12).

Dabei wird der Strombedarf für Wärmepumpen, Power-to-Heat (PtH = Heizstäbe, Boiler, Nachtspeicher), Power-to-Gas (vereinfacht Wasserstoffelektrolyse) und die Elektrifizierung des Verkehrssektors abgezogen, da im eigenen Szenario diese Werte auf Basis der Stromsimulation bestimmt werden. Die hellblaue Fläche entspricht der Bandbreite der existierenden Szenarien im Benchmark. Daraus ergibt sich ein zunächst leicht ansteigender Endenergiebedarf, der sich bei etwa 430 EJ pro Jahr mittelt. Dies ergibt sich aus diversen Effizienzmaßnahmen und Wirkungsgradverbesserungen im Bereich der Energiewandlung.

Die Verteilung des Endenergiebedarfs bis 2050 auf die Sektoren Strom, Wärme, Transport und des nichtenergetischen Verbrauchs (v. a. Chemiesektor) wird für die jeweiligen Szenarien aus [41] ermittelt und ebenso der Mittelwert gebildet. Mit der so gewonnenen prozentualen Verteilung werden die Anteile der Sektoren des Endenergiebedarfs berechnet (s. Abbildung 13).

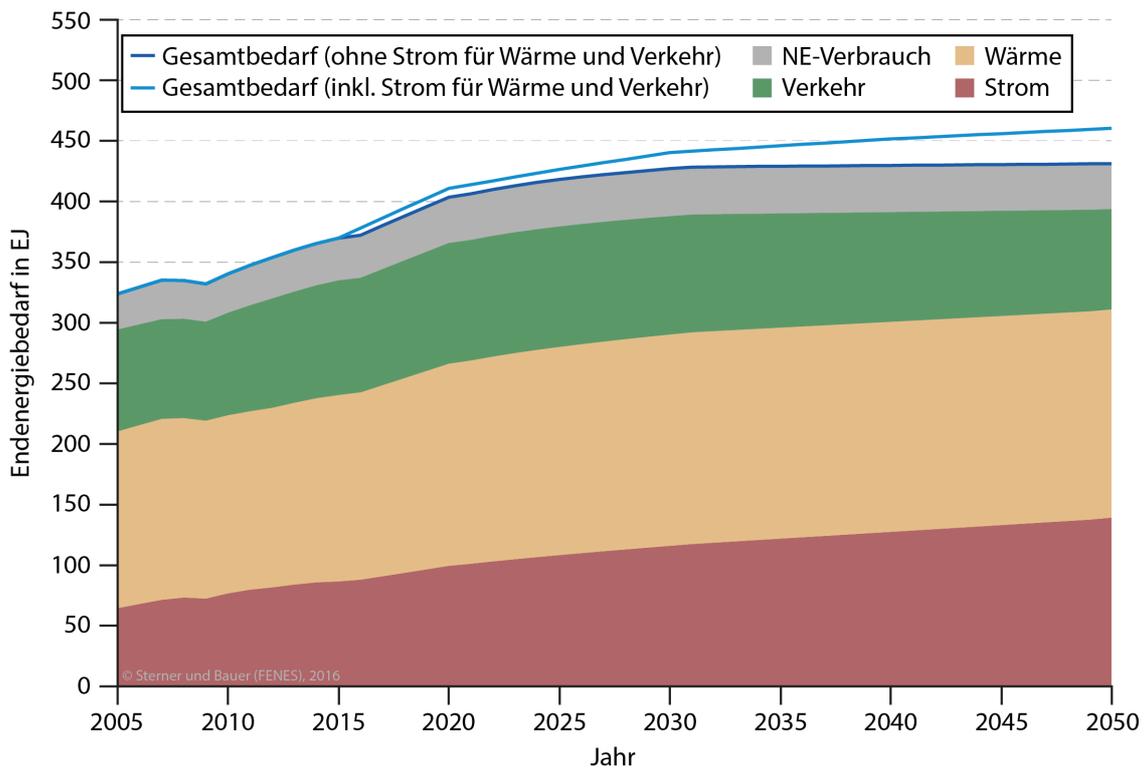


Abbildung 13: Endenergiebedarf von 2005 bis 2050 aufgeteilt nach Sektoren.
Quelle: eigene Darstellung.

Das Wachstum der Endenergienachfrage im Strom- und Verkehrssektor ist dabei auf 1% begrenzt. Der Wärme- und Kältebedarf sowie der Bedarf für nichtenergetische Zwecke sind leicht rückläufig.

3.3 Ermittlung der CO₂-Emissionen

Die energiespezifischen Kohlendioxid-Emissionen werden mit Hilfe von spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren aus der Datenbasis des IPCC berechnet (s. Tabelle 1) [5].

Hierfür wird die Primärenergie der verschiedenen Energieträger des entsprechenden Jahres mit dem jeweiligen Emissionsfaktor multipliziert. Daraus ergeben sich die CO₂-Emissionen in Gt.

Tabelle 1: Spezifische Emissionsfaktoren für verschiedene Energieträger. Quelle: [5]

Sektor	Energieträger	Emissionsfaktor <i>ef</i> in Gt/EJ
Strom	Steinkohle	0,098
	Braunkohle	0,102
	Erdöl	0,073
	Erdgas	0,056
Wärme	Erdgas	0,056
	Erdöl	0,073
Verkehr	Straße fossil	0,074
	Straße Erdgas	0,056
	Schifffahrt	0,083
	Luftfahrt	0,073
	Straße Elektro	0,084
Nichtenergetischer Verbrauch	Erdöl	0,073
	Erdgas	0,059
	Kohle	0,094

Für die Emissionen aus erneuerbaren Energien werden vereinfacht Null Emissionen angenommen. Die CO₂-Emissionen für Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Power-to-X-Prozesse (PtX) werden über den Emissionsfaktor des globalen Strommixes berücksichtigt. Dieser berechnet sich aus der Summe der Anteile der Energieträger des jeweiligen Jahres PE_i am gesamten Strommix PE_{ges} multipliziert mit dem entsprechenden Emissionsfaktor des Energieträgers ef_i (Formel 4) mit i = Energieträger.

$$ef_{Strommix} = \sum_i \frac{PE_i}{PE_{ges}} \cdot ef_i \quad (3)$$

Für das Jahr 2015 ergibt sich beispielsweise ein Emissionsfaktor für den Strommix von 0,0664 Gt/EJ_{Strom}, während er im Jahr 2005 bei 0,0666 Gt/EJ_{Strom} lag. Die leichte Verbesserung von 0,0002 Gt/EJ_{Strom} ergibt sich aus dem stetigen Zubau erneuerbarer Energien im Stromsektor.

Die CO₂-Emissionen bis 2015 sind in Abbildung 14 dargestellt. Die historischen Daten von 1985 bis 2005 stammen von der IEA [4]. 2015 wurden in etwa 32 Gt CO₂ emittiert. 43,8 % davon entfallen auf den Stromsektor, 22,9 % auf den Wärmesektor, 25,5 % auf den Verkehrssektor und 7,8 % auf den nicht-energetischen Verbrauch.

Der temporäre Rückgang der Emissionen im Jahr 2009 ist auf die Weltwirtschaftskrise zurückzuführen. Die anthropogenen CO₂-Emissionen sind in den letzten beiden Jahren 2014 und 2015 nicht angestiegen bei steigendem Wirtschaftswachstum. Dies deutet auf eine Entkopplung von globalem Wachstum und CO₂-Emissionen hin, was auf den Ausbau erneuerbarer Energien und Energieeffizienz zurückzuführen ist [4].

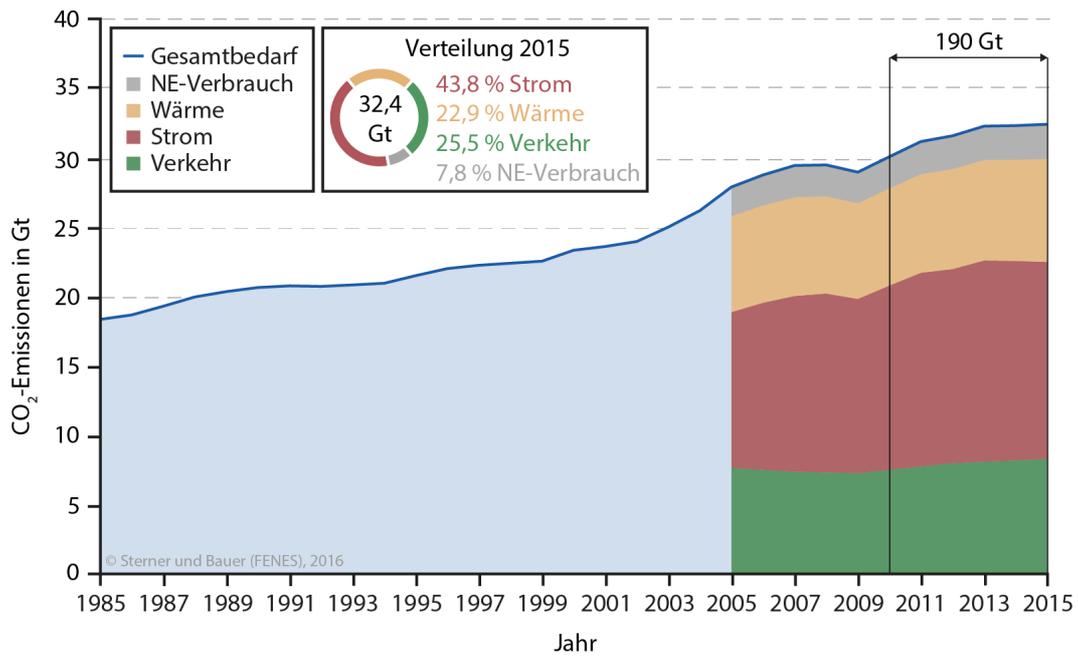


Abbildung 14: CO₂-Emissionen von 1985 bis 2015.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [4].

Ferner ist in Abbildung 14 zu erkennen, dass die kumulierten CO₂-Emissionen der Jahre 2010 bis 2015 circa 190 Gt betragen. Mit dem vorgegebenen Ziel einer maximalen Erderwärmung bis 2050 von 1,7 °C (660 Gt CO₂) beziehungsweise 1,5 °C (440 Gt CO₂), verbleiben also noch 470 Gt CO₂ beziehungsweise 210 Gt CO₂ bis zum Zieljahr 2050.

Um die eigenen Berechnungen der CO₂-Emissionen bis 2015 zu verifizieren, werden diese mit den Emissionen aus [4] verglichen. Die eigenen Berechnungen weichen ab 2005 nur marginal von den IEA Daten ab und können damit als valide angenommen werden (s. Abbildung 15).

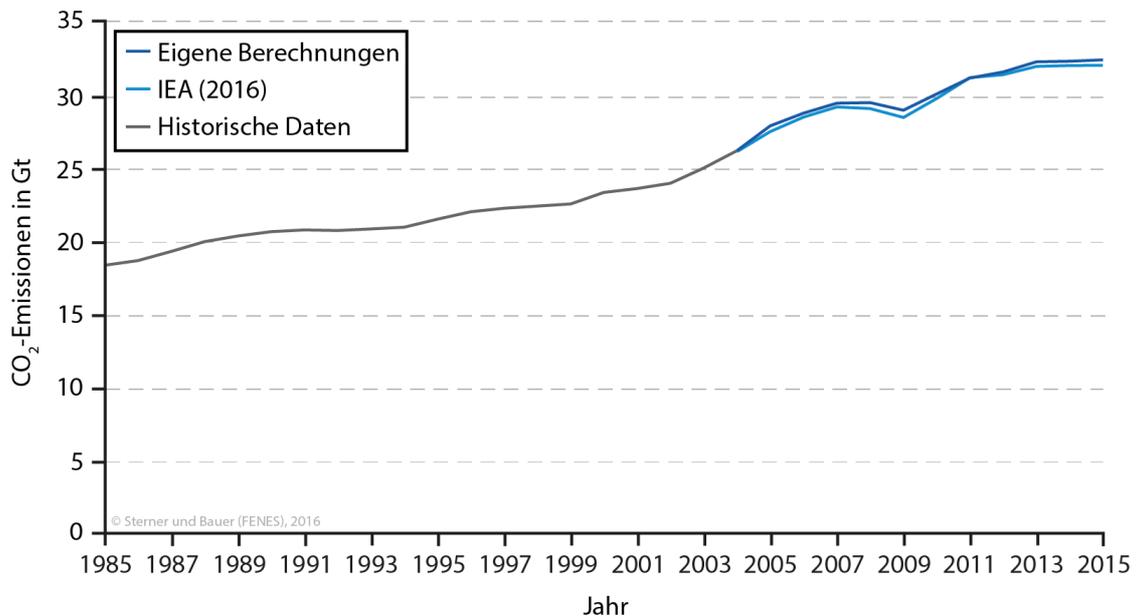


Abbildung 15: Berechnete CO₂-Emissionen von 2005 bis 2015 im Vergleich zu Daten aus [4].
Quelle: eigene Darstellung.

3.4 Ermittlung des globalen technischen Potenzials erneuerbarer Energien

Um Aussagen über den maximalen Zubau erneuerbarer Energien bis 2050 treffen zu können, wird das technisch mögliche Potenzial der verschiedenen regenerativen Energieträger betrachtet.

Als Grundlage werden Angaben aus dem World Energy Assessment der UNDP [16] herangezogen. Darin werden ausschließlich Bandbreiten zwischen minimalen und maximalen technischen Potenzialen angegeben, da die Abschätzung erheblich von den getroffenen Annahmen abhängen. Das Potenzial von Abfall aus Biomasse stammt aus einer detaillierten Untersuchung des WBGU im Hauptgutachten „Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“ [42].

Das globale Potenzial erneuerbarer Energieträger spannt sich dementsprechend in eine Bandbreite von 2.590 bis 57.679 EJ auf. Selbst bei einer konservativen Betrachtung kann der globale Energiebedarf im Jahr 2050 also aus rein technischer Sicht etwa 3,3-fach durch regenerativen Energien gedeckt werden. Das größte Potenzial weisen dabei Solar- und Windenergie auf, das niedrigste Potenzial Abfall aus Biomasse; gefolgt von Wasserkraft (s. Abbildung 16).

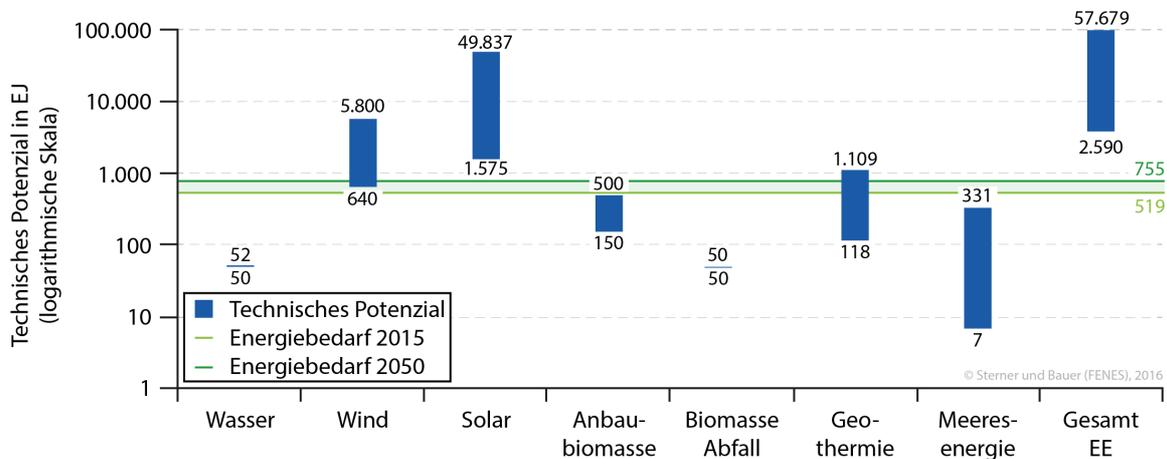


Abbildung 16: Globale technische Potenziale erneuerbarer Energien.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [16, 31].

Für die Berechnung der Energiebereitstellung im Jahr 2050 wird die konservative Annahme des minimalen Potenzials getroffen, da dieses für die Deckung des Energiebedarfs ausreicht. Je nach Szenario wird dieses Potenzial unterschiedlich ausgeschöpft. In Abbildung 17 ist das minimale technische Potenzial erneuerbarer Energien getrennt nach Energieträgern dargestellt. Ebenso ist das bereits genutzte Potenzial im Jahr 2015 eingetragen (Quelle: [31]).

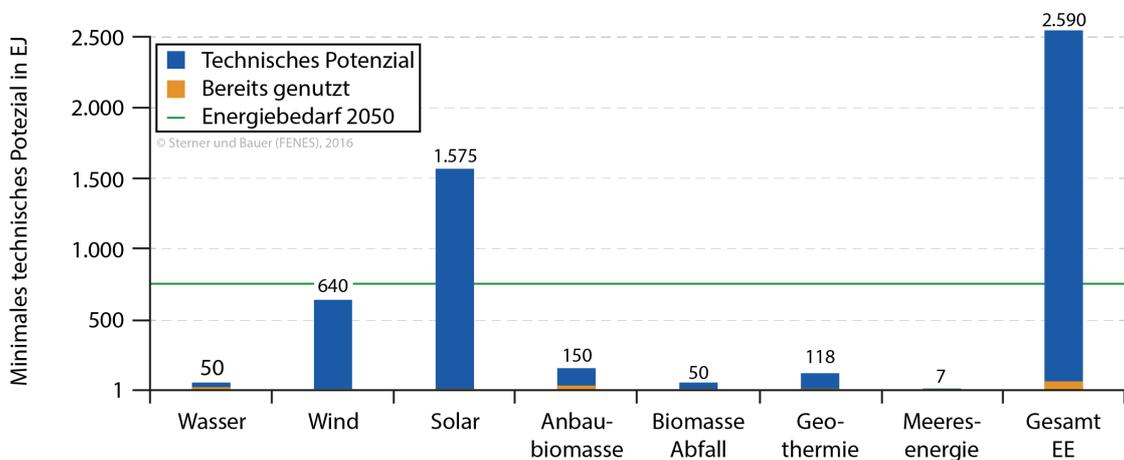


Abbildung 17: Minimales sowie bereits genutztes globales Potenzial erneuerbarer Energien.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [16, 31].

In Tabelle 2 sind die Werte ebenfalls zusammengestellt sowie das noch vorhandene technische Potenzial aufgeführt. Dies deckt sich mit den Ergebnissen des WBGU Hauptgutachtens zur Bioenergie [42].

Tabelle 2: Minimales technisches und noch vorhandenes Potenzial erneuerbarer Energieträger. Quelle: [16, 31]

Energieträger	Minimales Potenzial in EJ	Verbleibendes Potenzial 2015 in EJ
Wasser	50	36
Wind	640	637
Solar	1.575	1.573
Anbaubiomasse	150	120
Biomasse Abfall	50	43,8
Geothermie	118	117
Meeresenergie	7	6,99
Gesamt	2.590	2.534

3.5 Kosten für Strom, Wärme, Verkehr, nichtenergetischen Verbrauch und CO₂

Die Gesteungskosten der verschiedenen Energieträger sind ein Indikator für deren zukünftigen Zubau bzw. Rückbau beziehungsweise der Zu- bzw. Abbaugeschwindigkeit. Es wird dementsprechend neben möglichst geringen CO₂-Emissionen das Kostenoptimum des Energieträgermix angestrebt. Zu diesem Zweck werden im Folgenden die Kosten der einzelnen Energieträger getrennt nach Sektoren bestimmt.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten fossiler sowie erneuerbarer Energieträger werden in Abhängigkeit der Volllaststunden für das Jahr 2010 und 2050 aus [12, 16, 32] gewonnen. Für die Zwischenjahre wird für die erneuerbaren Energieträger auf Basis der Lernkurventheorie und historischen Lernraten eine exponentielle Reduktion angenommen. Hiervon ausgeschlossen ist die Wasserkraft, für welche die Kosten bis 2050 leicht ansteigen, da bereits ein Großteil der Wasserkraftwerke an vorteilhaften Standorten gebaut wurde und verbleibende, weniger gute Standorte zu entsprechend höheren Kosten erschlossen werden.

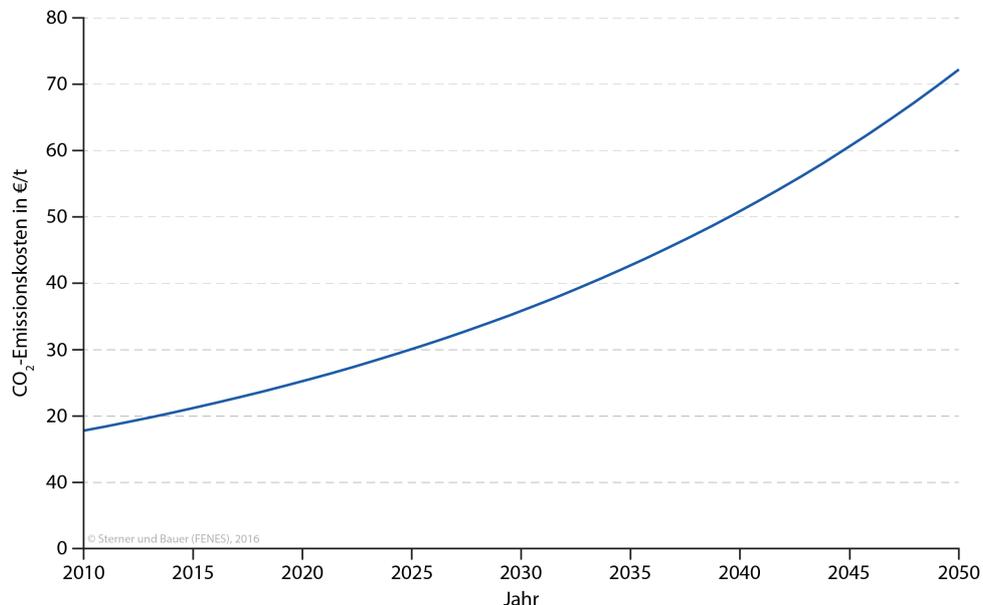


Abbildung 18: CO₂-Emissionskosten von 2010 bis 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [23].

Für die fossilen Energieträger wird vereinfacht angenommen, dass die Brennstoffkosten sowie Kapital- und Investitionskosten bis 2050 konstant bleiben. Die CO₂-Emissionskosten (heute Zertifikatskosten)

steigen hingegen in Zukunft kontinuierlich an [23] (s. Abbildung 18). Die Daten stammen aus [23] (mittleres Szenario, ca. 70 € / t CO₂ im Jahr 2050).

Die Stromgestehungskosten k_{Strom} fossiler Energieträger berechnen sich aus der Summe der Investitions- und Kapitalkosten (k_I, k_K), den Brennstoffkosten (k_B) sowie den CO₂-Emissionskosten (k_{CO_2}) zu:

$$k_{Strom} = k_I + k_K + k_B + k_{CO_2} \cdot ef \quad (4)$$

In Abbildung 19 sind die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden (VLS) für das Jahr 2010 und 2050 inkl. CO₂-Emissionskosten dargestellt. Die Kernenergie ist die mit Abstand am kostenintensivste Stromerzeugungstechnologie. Allgemein ist bekannt und zu erkennen, dass die Kosten mit Erhöhung des Grads an Ausnutzung der Kraftwerke und Anlagen (steigende Volllaststunden VLS) sinken.

Einige Balken fehlen bewusst: Für Geothermie und Meeresenergie konnten keine Daten aus der Literatur für 1000 VLS gefunden werden. Weiterhin ist es überwiegend nicht realistisch Wind, PV, solarthermische Kraftwerke (CSP) und Meeresenergie 8000 Stunden zu betreiben, da dies die Wetterfluktuationen nicht zulassen. Daher sind diese Technologien nicht bei 8000 VLS in Abbildung 19 aufgeführt.

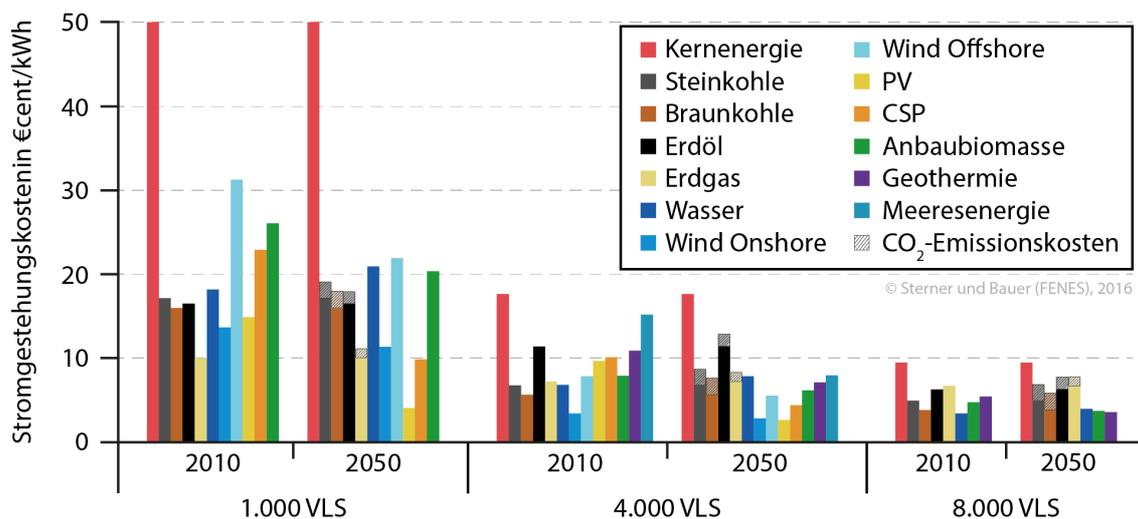


Abbildung 19: Stromgestehungskosten erneuerbarer und fossiler Energien von 2010 bis 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [12, 16, 32].

Für die Simulation werden die Stromgestehungskosten vereinfacht unter vorgegebener Auslastung der Anlagen aus homogenen Literaturquellen (Kapazitätsfaktoren und VLS) angenommen [12, 16, 32]. Somit werden für Atom- und Kohlekraftwerke 8000 Stunden verwendet, bei Wasserkraft, Biomasse, Windkraft, Meeresenergie und Geothermie 4000 VLS sowie 3000 VLS für CSP und 2000 VLS für PV.

Im Jahr 2050 sind alle regenerativen Energieträger günstiger als die fossilen; ausgenommen Meeresenergie, CSP und Geothermie. Das höchste Kostenreduktionspotenzial weisen die Photovoltaik (PV) und CSP auf. Die niedrigsten Stromgestehungskosten entstehen bei Wind Onshore (s. Abbildung 20).

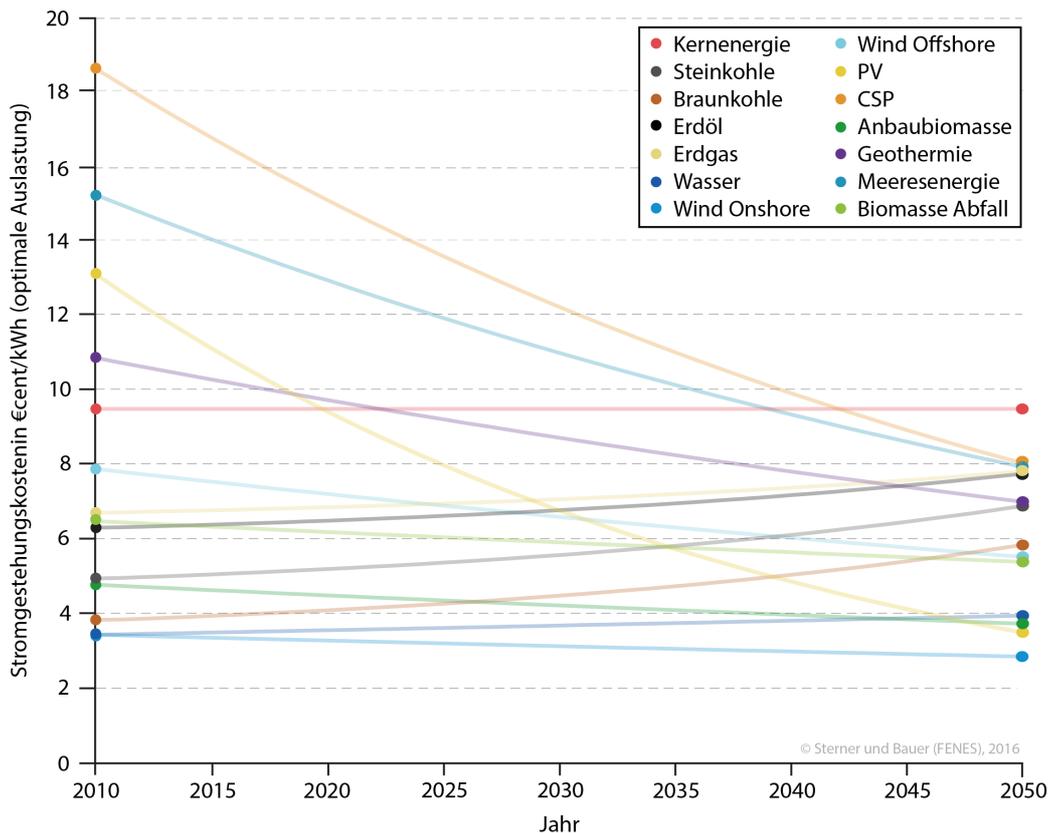


Abbildung 20: Stromgestehungskosten unter optimaler Ausnutzung von 2010 bis 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [32].

Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten für Biomasse, Wärmepumpen, Solarthermie und Geothermie für das Jahr 2010 und 2050 wurden aus dem Special Report on Renewable Energy des IPCC [12] erhoben. Hier liegen zum Teil sehr große Kostenbandbreiten vor je nach Anzahl der Volllaststunden, der spezifischen Wärmetechnologie (beispielsweise Biomasse Pellets, Biogas oder Biomasse Dampfturbine KWK) und der Verzinsung.

Daraus wurden für das Jahr 2010 die entsprechenden Mittelwerte gebildet, für das Jahr 2050 werden vereinfachend die Wärmegestehungskosten der kostengünstigsten Technologie angenommen. Für Power-to-Heat (PtH), Power-to-Gas (PtG), Öl- und Gasheizungen konnten keine Angaben in der Literatur gefunden werden. Daher werden hier entsprechende Näherungen vorgenommen:

- PtH: Stromkosten des Strommixes im jeweiligen Jahr sowie ein pauschaler Aufschlag von 1 €/kWh für den Heizstab. Die Kosten für den Strommix resultieren aus den Stromgestehungskosten pro Energieträger (s. Abbildung 20) multipliziert mit dessen Anteil am Strommix.
- PtG: Stromkosten des Strommixes wie oben beschrieben plus spezifische Kosten für die Elektrolyseeinheit. Für das Jahr 2010 wird für die Elektrolyse ein Wert von 6 €/kWh und für das Jahr 2050 4 €/kWh (alkalische Elektrolyse) angenommen [33]. Alle weiteren Verarbeitungsschritte des Wasserstoffs im Rahmen von Power-to-X (PtX) werden vereinfachend nicht einberechnet, da hierzu die Datenbasis bislang nicht vollständig ist.
- Erdgas und Erdöl: Brennstoffkosten und CO₂-Emissionskosten (s. Abbildung 18) sowie Investitionskosten für die Heizungsanlage. Für die Investitionskosten der Brennwärmtauscher kommen zusätzlich 5 €/kWh für Erdgas und 3 €/kWh für Erdöl hinzu [9]. Weiterhin wird ab 2016 ein konstanter Brennstoffpreis bis 2050 angenommen, der sich aus dem Mittelwert der Brennstoffkosten der letzten fünf Jahre (2010-2015) ergibt [2, 22].

In Abbildung 21 sind die so berechneten Wärmegestehungskosten bis zum Jahr 2050 aufgezeigt.

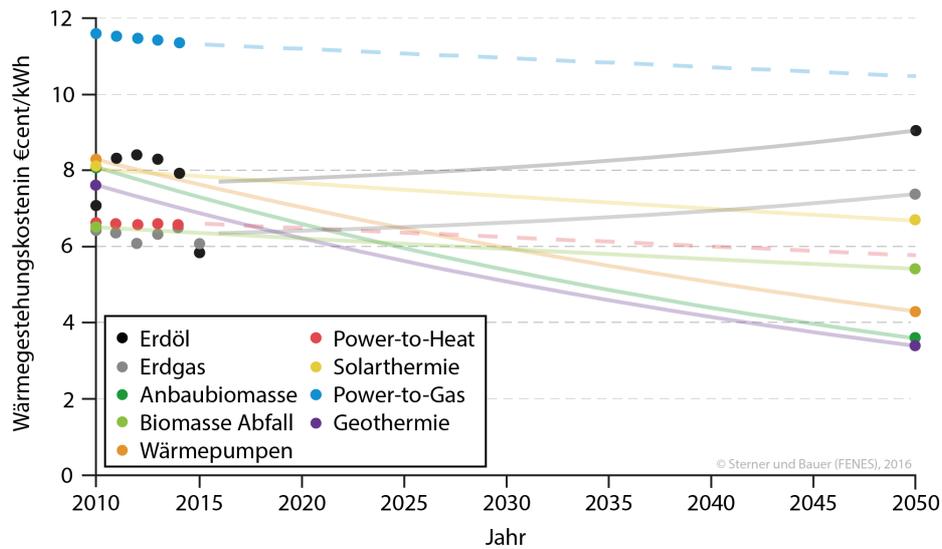


Abbildung 21: Wärmegestehungskosten unter optimaler Ausnutzung von 2010 bis 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [2, 9, 12, 22, 33].

Die gestrichelten Linien der Preise ab 2015 für Power-to-Gas und PtH sind nur qualitativ eingezeichnet, da sich diese sukzessive für die jeweiligen Jahre aus dem zukünftigen Strommix im Laufe der Simulation ergeben. Der Anstieg der fossilen Energiekosten ist auf die steigenden CO₂-Kosten zurückzuführen.

Transportkosten

Für die Transportkosten werden vereinfacht die gemittelten globalen Kraftstoffkosten von 2010 bis 2015 aus [3, 6, 14] verwendet. Da die Preise bis 2050 kaum vorhersagbar sind, wird angenommen, dass diese konstant auf dem Niveau des Mittelwerts aus den vorherigen Jahren bleiben. Auf die Einbeziehung des Fahrzeugbestands samt Kosten für Erhalt, Austausch und Neuanschaffungen und der Infrastrukturkosten wird als Vereinfachung verzichtet. Das ist insbesondere für die Elektromobilität und die PtX-Mobilität von Bedeutung.

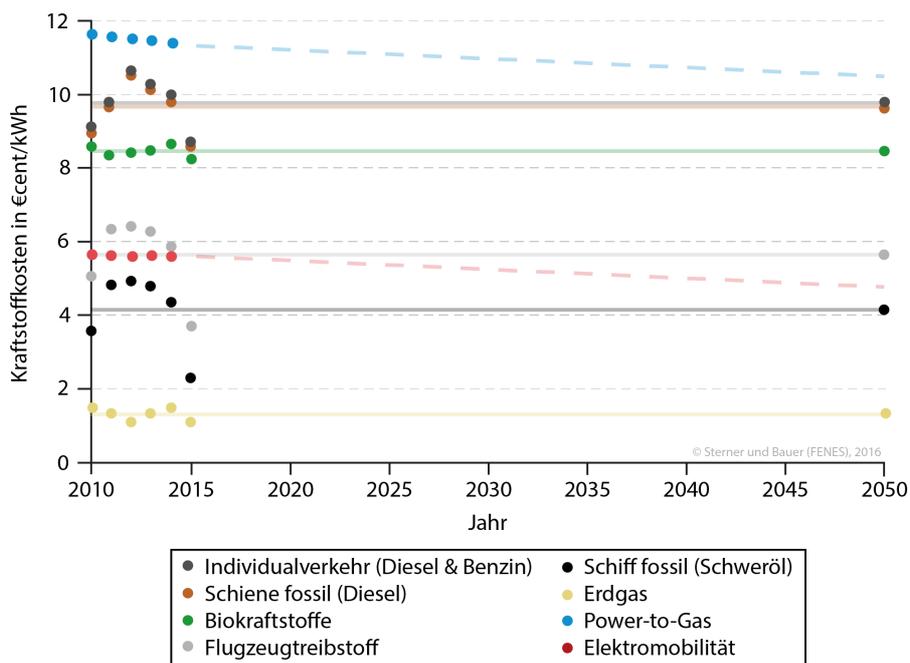


Abbildung 22: Kosten für Kraftstoffe (Transport) von 2010 bis 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [3, 6, 14].

Kosten für die nichtenergetische Verwendung fossiler Rohstoffe

Die spezifischen Kosten für den nichtenergetischen Verbrauch zur Gewinnung von allen Produkten des Chemiesektors (Düngemittel, Kunststoffe etc.) ergeben sich analog zu den Wärmegestehungskosten mit dem Unterschied, dass hier die zusätzlichen Kosten für die Heizanlage entfallen. Die Kosten zur Gewinnung und Aufbereitung weiterer Rohstoffe für Power-to-X Verfahren (N₂, CO₂ etc.) sind nicht enthalten. Die Brennstoffkosten für Kohle entstammen aus [1] (s. Abbildung 23).

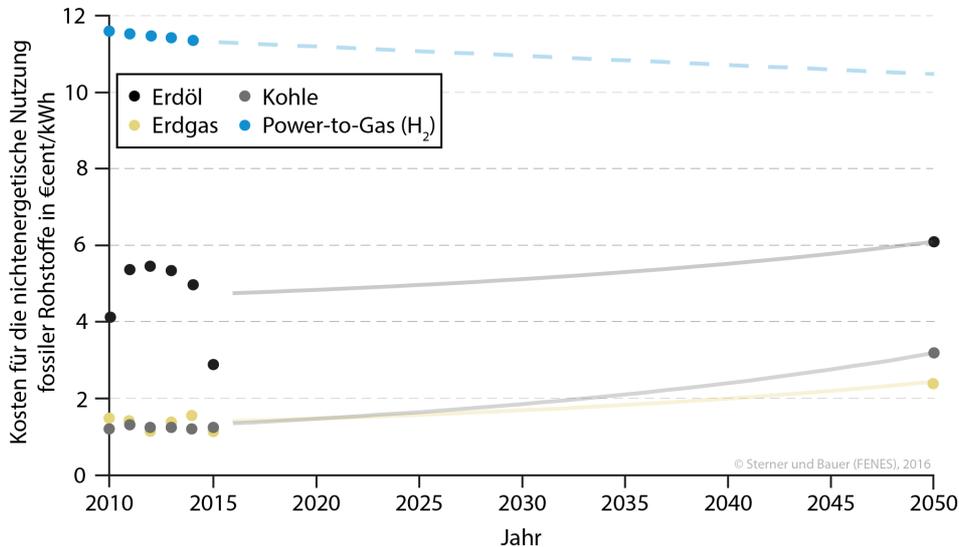


Abbildung 23: Kosten für den nichtenergetischen Verbrauch fossiler Rohstoffe 2010 - 2050.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [1, 3, 6, 14].

3.6 Simulationsmodell

Die wichtigsten Randbedingungen der Simulation lauten:

1. vollständige Deckung des Endenergiebedarfs in jedem Jahr,
2. keine Überschreitung der kumulierten CO₂-Emissionen je nach Szenario 660 Gt bzw. 440 Gt bis zum Jahr 2050 und
3. CO₂-neutrale Energie- und Rohstoffversorgung im Jahr 2050.

Zunächst wird in der Simulation die Entwicklung der fossilen Energieträger und damit der CO₂-Ausstos bis 2050 berechnet. Dies erfolgt anhand einer vereinfachten Methode:

- Der Gradient ∇_f des Rückbaus des jeweiligen fossilen Energieträger i sowie der Kernenergie ist eine Funktion des spezifischen Emissionsfaktors ef , der Gestehungskosten k , des Wirkungsgrades η und eines Korrekturfaktors für den Ausstieg f . Diese Größen werden zudem normiert, damit sie vergleichbar und einheitenlos sind.

$$\nabla_{f,i} = - \left(\lambda_1 \cdot \frac{ef_i}{ef_{gesamt}} + \lambda_2 \cdot \frac{k_i}{k_{gesamt}} + \lambda_3 \cdot \frac{\eta_{gesamt}}{\eta_i} + f_i \right) \quad (5)$$

Der Rückbau der fossilen und nuklearen Kraftwerke erfolgt demnach umso schneller, je höher die spezifischen Emissionen sowie Kosten sind und je geringer der Wirkungsgrad ist.

- Die Vorfaktoren λ stellen Wichtungen dar. Diese lauten für das 660 Gt-Szenario:
 - Emissionsfaktor λ_1 : Wichtung: 3/3
 - Gestehungskosten λ_2 : Wichtung: 2/3
 - Wirkungsgrad λ_3 : Wichtung: 1/3

Für das 440 Gt-Szenario sind die Emissionsfaktoren stärker zu gewichten, da hierbei der CO₂-Ausstoß der limitierende Faktor ist ($\lambda_1 = 6/3$).

- Die Werte der Faktoren f werden einzeln für jeden Energieträger angepasst. Da beispielsweise der Kohleausstieg im 660 Gt-Szenario etwa im Jahr 2030 erfolgen soll, muss der Faktor höher sein als bei den restlichen fossilen Energieträgern.
- Zudem wird der Phase-out der Subventionen fossiler Energieträger über eine normierte Gaußkurve berücksichtigt. Je nach Szenario erfolgt der Auslauf der Subventionen mit verschiedenen Geschwindigkeiten. Dies wird über die Standardabweichung der Gaußkurve eingestellt.

Die Differenz aus Energiebedarf und fossiler Erzeugung wird aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Da die fossile Energiebereitstellung rückläufig ist, ist der Gradient des Zubaus der erneuerbaren Energien ∇_e positiv:

- Dieser wird alleine über die Gestehungskosten berechnet, da vereinfacht angenommen wird, dass die regenerative Erzeugung keine Emissionen verursacht. Die Wirkungsgrade werden hier ebenfalls vernachlässigt, da aufgrund der Berechnung über die Wirkungsgradmethode ein Großteil der Energieträger den Wirkungsgrad 100 % aufweisen. Es gilt also:

$$\nabla_{e,i} = + \left(\lambda_2 \cdot \frac{k_{gesamt}}{k_i} \right) \quad (6)$$

- Die Gradienten ergeben addiert einen Gesamtgradienten für die regenerative Energiebereitstellung, mit dem der verbleibende Energiebedarf in jedem Jahr gedeckt wird.
- Eine Nebenbedingung stellt das verbleibende Potenzial der erneuerbaren Energieträger dar. Dabei wird verlangt, dass maximal 40 % (660 Gt-Szenario) beziehungsweise 60 % (440 Gt-Szenario) des minimalen technischen Potenzials genutzt wird. Dies berücksichtigt, dass das technische Potenzial nur zum Teil auch wirtschaftlich ausgeschöpft werden kann. Wird das Potenzial einer Technologie in einem Jahr überschritten, wird der Gradient auf null gesetzt und somit im Folgejahr ein weiterer Ausbau verhindert.
- Im Zieljahr 2050 soll nach WBGU-Vorgaben keine energetische Nutzung von Anbaubiomasse mehr erfolgen, da das gebundene CO₂ gebunden bleiben soll und stofflich verwendet wird. Entsprechend wird in der Simulation ein linearer Rückbau der Biomassekraftwerke zwischen 2035 und 2050 definiert.

Der Strom für Wärmepumpen, Elektromobilität, Power-to-Heat und Power-to-Gas-Prozesse in den Sektoren wird für die zwei unterschiedlichen Szenarien gesondert behandelt.

- 660 Gt: Bereitstellung des Stromes aus dem Strommix. Das bedeutet, die CO₂-Emissionen und die Kosten entsprechen denen des Strommixes.
- 440 Gt: Der Strom wird ausschließlich aus Windkraft und Solarstrom generiert. Vereinfacht werden nur die CO₂-Emissionen in der Stromgestehung betrachtet, die mit Null eingehen.

Weitere Leitplanken bzw. Randbedingungen sind in Abbildung 5 zu finden.

Im nächsten Schritt wird aus dem Endenergiemix über die Wirkungsgrade, bzw. Primärenergiefaktoren (Verkehr) und Coefficient-of-Performance (COP bei Wärmepumpen) der Primärenergimix bis zum Jahr 2050 berechnet. Daraus ergeben sich durch Multiplikation mit den Emissionsfaktoren die jahres-scharfen CO₂-Emissionen.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel erfolgt die Darstellung der Simulationsergebnisse für das 660 Gt-Szenario (Abschnitt 4.1) und das 440 Gt-Szenario (Abschnitt 4.2). Es werden die simulierten CO₂-Emissionen, die Primärenergie- sowie die Endenergiebereitstellung bis zum Zieljahr 2050 aufgeführt.

4.1 Ergebnisse des 660 Gt-Szenarios

In diesem Abschnitt folgen die Ergebnisse des 660 Gt-Szenarios, getrennt nach CO₂-Emissionen, Primärenergie und Endenergie.

4.1.1 CO₂-Emissionen

Hier werden zuerst die gesamten CO₂-Emissionen von 2010 bis 2050 jahresscharf aufgezeigt. Im Anschluss werden diese nach Sektoren sowie Energieträgern aufgeschlüsselt.

CO₂-Emissionen gesamt

In Abbildung 24 sind die CO₂-Emissionen von 2010 bis 2050 aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass die Emissionen ab 2015 aufgrund der noch vorhandenen fossilen Subventionen anfangs nahezu konstant bleiben und dann sehr langsam sinken. Es folgt ein steiler Abfall bis zum Jahr 2031, da hier aufgrund der Leitplanke eines Kohleausstiegs bis 2030 ein enormer Rückbau der Kohlekraft stattfindet (s. auch Abbildung 27). Die restlichen fossilen Kraftwerke, vor allem auf Basis von Erdgas, werden wegen der niedrigeren CO₂-Emissionsfaktoren wesentlich langsamer vom Netz genommen. Dies macht sich am flacheren Gradienten der Kurve bemerkbar.

Das vorgegebene Ziel des Emissionsbudgets zwischen den Jahren 2010 und 2050 wird mit 660 Gt (genauer: 659,2 Gt) erreicht (s. Abbildung 24). Alle vorgegebenen Leitplanken wurden dabei eingehalten. Die CO₂-Emissionen im Zieljahr 2050 betragen entsprechend 0 Gt.

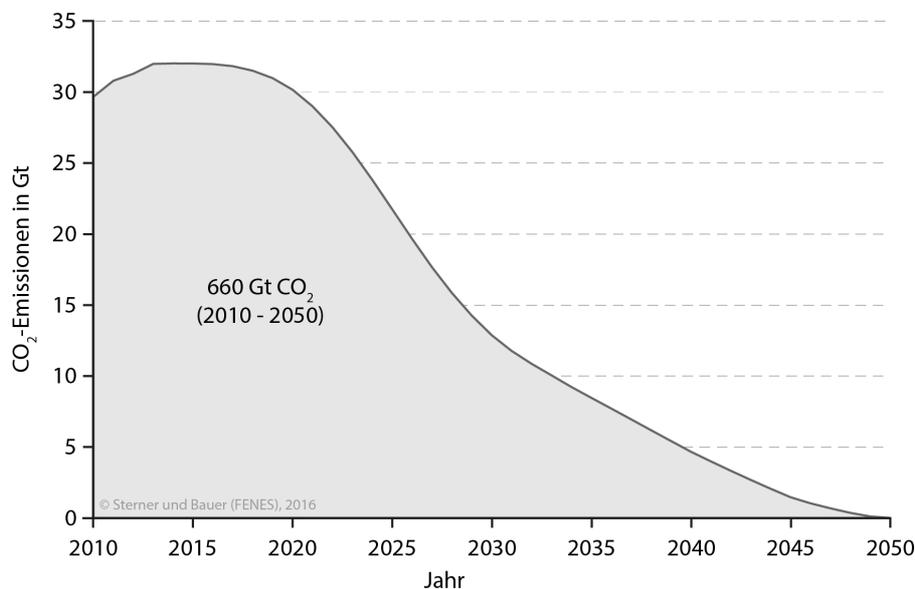


Abbildung 24: CO₂-Emissionen von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

CO₂-Emissionen nach Sektoren

Bis 2025 entstammt der Großteil der CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor; gefolgt vom Transportsektor und dem Wärmesektor. Die niedrigsten CO₂-Emissionen zeigt der nichtenergetische Verbrauch (s. Abbildung 25). Mit dem Ausstieg aus der Kohlekraft sinken die Emissionen im Stromsektor erheblich.

Die CO₂-Emissionen aus dem Wärmesektors sind ab 2025 am dominantesten, da hier noch ein relativ hoher Anteil an Erdgas und Erdöl vorhanden ist (s. Abbildung 26).

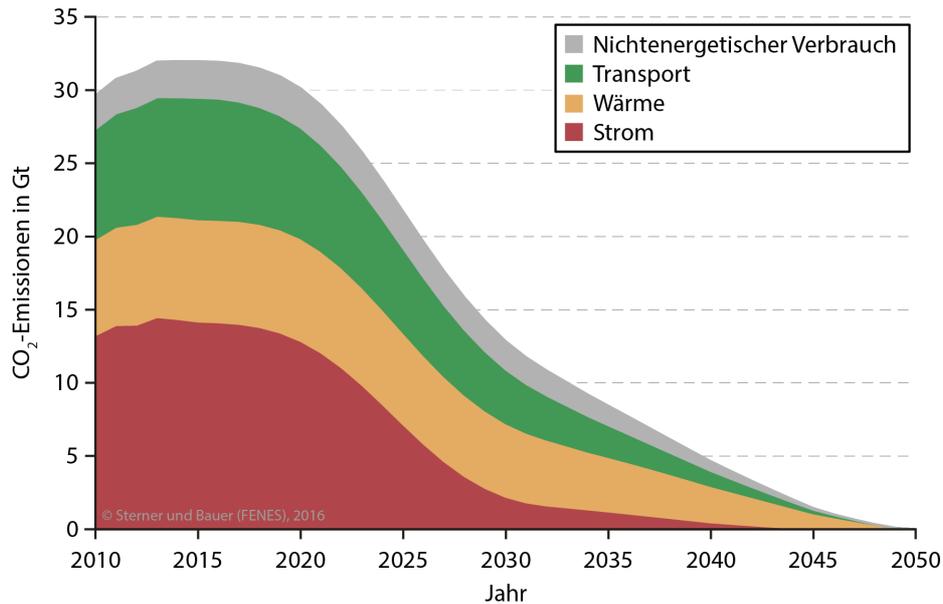


Abbildung 25: CO₂-Emissionen nach Sektoren von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

CO₂-Emissionen nach Energieträgern

Am Beginn der Transformation entfallen etwa ein Drittel und damit der Hauptanteil der Emissionen auf die Kohlenutzung. Die restlichen Emissionen stammen zu etwa zwei Dritteln aus fossilen Kraftstoffen im Verkehrssektor sowie Erdgas und Erdöl. Die CO₂-Emissionen der Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Transport und des nichtenergetischen Verbrauchs (sog. Sektorenkopplung) sind marginal, da der Strommix mit voranschreitender Zeit einen immer höheren Anteil an erneuerbaren Energien aufweist (s. Abbildung 26).

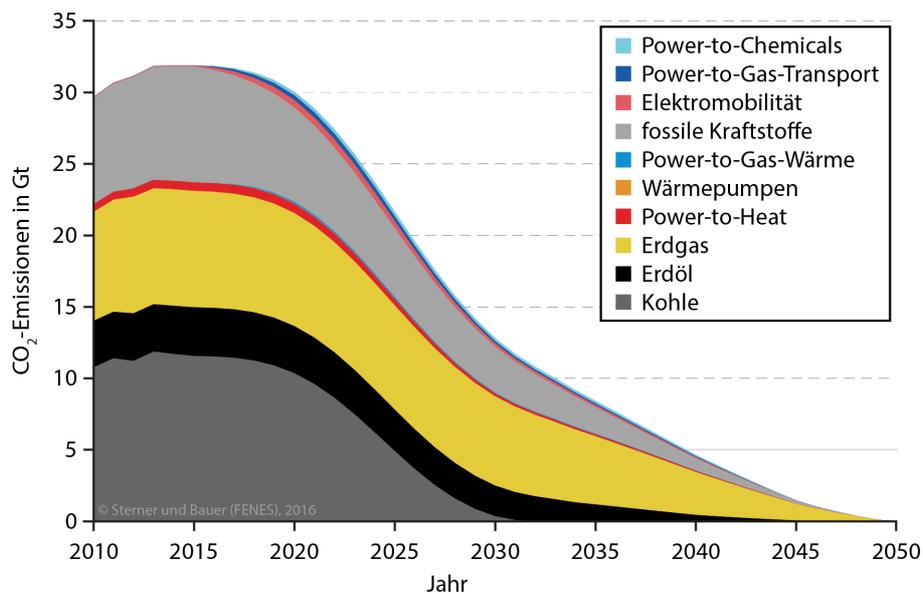


Abbildung 26: CO₂-Emissionen nach Energieträgern von 2010 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

4.1.2 Primärenergie

In diesem Abschnitt wird die Deckung des globalen Primärenergiebedarfs bis zum Jahr 2050 aufgezeigt. Zuerst wird die Zusammensetzung des gesamten Primärenergiemixes nach Energieträgern sowie Sektoren aufgeschlüsselt. Es folgen detaillierte Ergebnisse des Energieträgereinsatzes in den Sektoren Strom, Wärme, Transport und des nichtenergetischen Verbrauchs.

Primärenergie gesamt

Der Kohleausstieg erfolgt bis zum Jahr 2031 (s. Abbildung 27). Die Kernkraft ist aufgrund der Annahme von null Emissionen bis 2035 vertreten, obwohl die Stromgestehungskosten dieser Technologie sehr hoch sind (s. Abbildung 19). Dies liegt an der stärkeren Wichtung der CO₂-Emissionsfaktoren.

Insgesamt ist zu sehen, dass alle fossilen Energieträger aufgrund ihrer vorhandenen globalen Subventionierung anfangs leicht ansteigen bzw. sehr flach abfallen und danach rapide abnehmen. Eine Schlüsselrolle übernimmt in diesem Szenario Erdgas, da diese Technologie im Vergleich zu den fossilen Alternativen kostengünstig ist und weniger CO₂ ausstößt. Gegenläufig zu den fossilen Energieträgern verhalten sich die erneuerbaren Energien: Anbaubiomasse und biogener Abfall werden bis zu ihrem maximalen technischen Potenzial ausgebaut. Ab 2035 fällt die Bioenergie linear ab, bis sie 2050 vollständig aus dem Energiemix verschwindet. Der verbleibende Rest entstammt aus Abfallbiomasse. Wasserkraft und Meeresenergie erreichen 2022 ihr maximales technisches Potenzial und bleiben danach konstant im Einsatz. Insgesamt erreicht der Primärenergiebedarf im Jahr 2020 sein Maximum von 542 EJ. Danach sinkt er bis auf 436,3 EJ im Jahr 2050. Dies resultiert einerseits aus Effizienzsteigerungen der fossilen Kraftwerke und andererseits aus dem vermehrten Zubau erneuerbaren Energien, welche die Abwärme von Verbrennungsprozessen in allen Sektoren vermeiden. Die sogenannte „Grundlast“ wird zukünftig aus Energiespeichern, Geothermie, Wasserkraft und biogenen Abfällen gedeckt. Strom wird zudem zur Primärenergie für alle Sektoren.

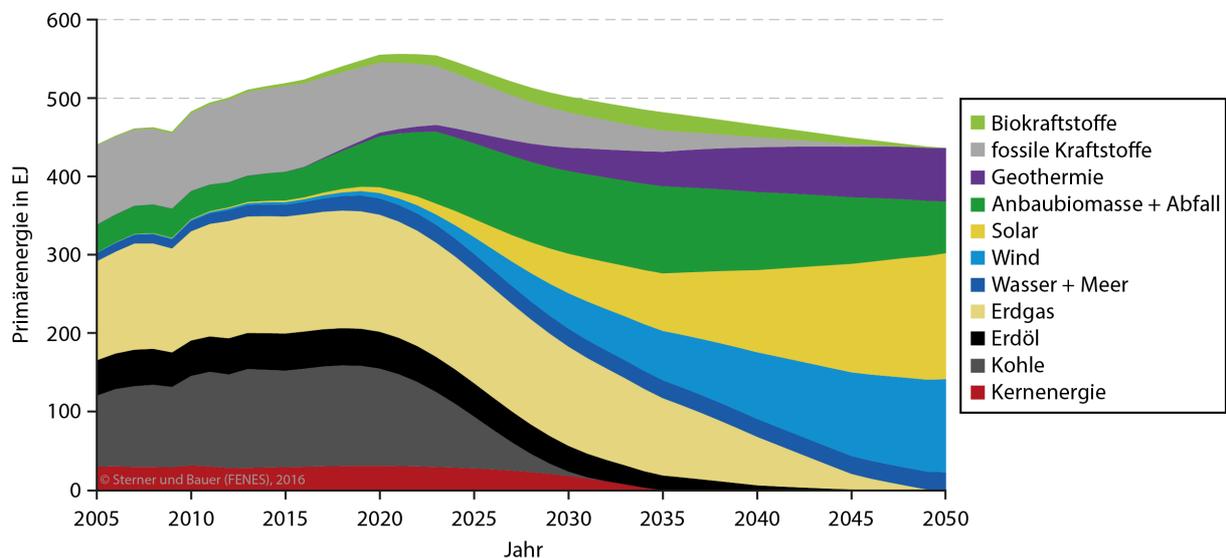


Abbildung 27: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Der Strombedarf im Wärme- und Verkehrssektor sowie des nichtenergetischen Verbrauchs wird aus dem Strommix des jeweiligen Jahres bereitgestellt mit entsprechend korrelierendem CO₂-Emissionsfaktor (s. Abbildung 28).

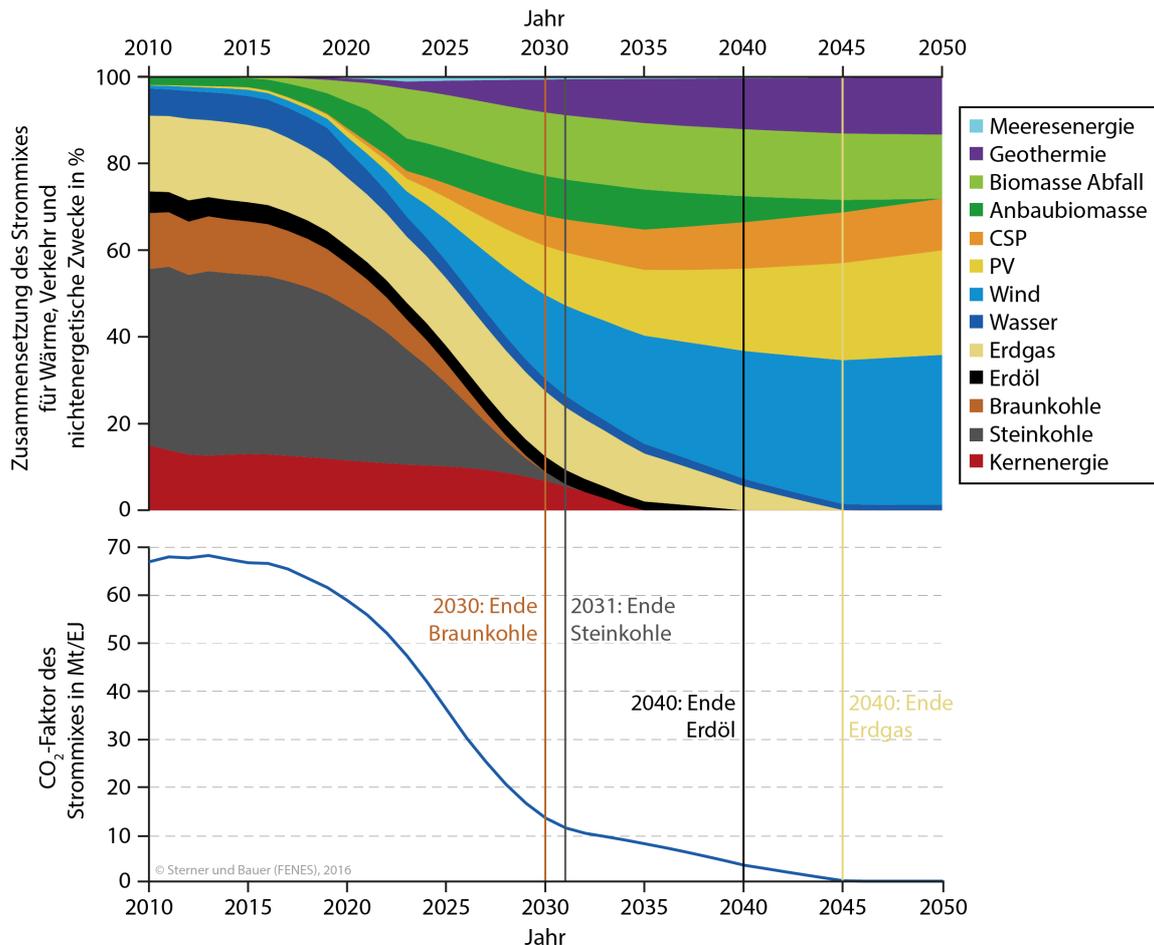


Abbildung 28: Zusammensetzung und CO₂-Faktor des Strommixes (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.

Primärenergie nach Sektoren

Für Strom steigt der Primärenergiebedarf im Laufe der Jahre stark an, da der Verkehrssektor und der nichtenergetische Verbrauch bis zum Jahr 2050 vollständig elektrifiziert werden (s. Abbildung 29). Im Wärmesektor sind neben Stromanwendungen (Power-to-Heat, Wärmepumpe, Power-to-Gas) die Geothermie, Solarthermie und Abfallbiomasse als Energiequellen vorhanden. Der Strombedarf steigt umso stärker an, je weniger fossile Energieträger bzw. CO₂-Emittenten im Strommix vertreten sind.

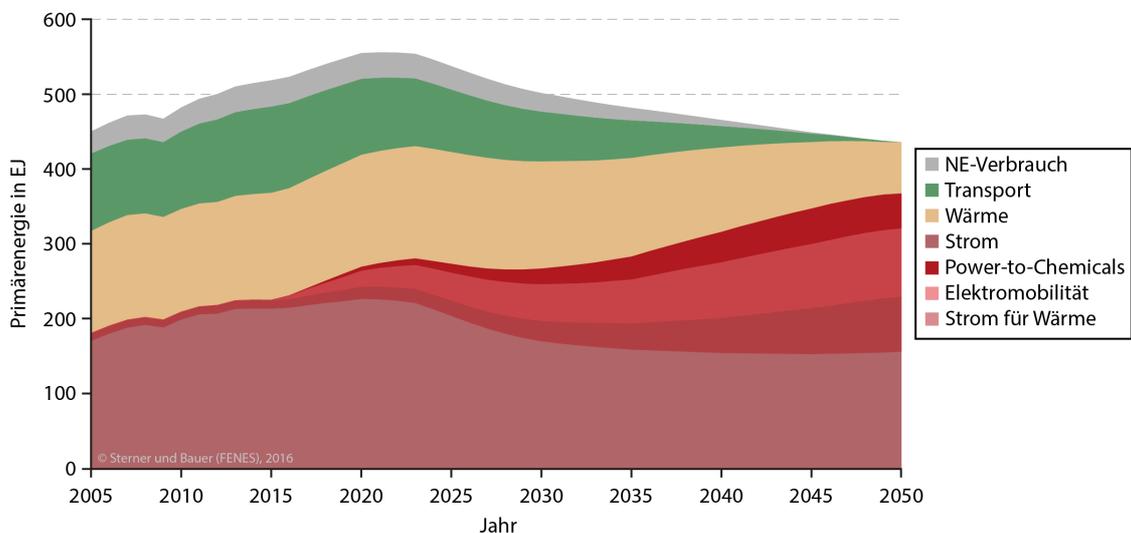


Abbildung 29: Primärenergie nach Sektoren von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario). Quelle: eigene Darstellung.

Primärenergie nach Energieträgern

In den nachfolgenden Abbildungen ist der Primärenergiebedarf der einzelnen Sektoren energieträgerscharf von 2005 bis 2050 dargestellt.

Der Primärenergiebedarf für Strom steigt stark an, da die übrigen Sektoren zunehmend elektrifiziert werden (s. Abbildung 30). Er beträgt im Jahr 2050 ca. 368 EJ. Die Sektorenkopplung Strom-Wärme, Strom-Verkehr und Strom-Chemie (Power-to-Chemicals) erfordert also deutlich mehr Stromquellen, steigert jedoch insgesamt die Primärenergieeffizienz, da in den jeweiligen anderen Sektoren deutlich weniger Primärenergie benötigt wird.

Der am längsten vorhandene fossile Energieträger ist Erdgas, welcher in diesem Szenario bis zum Jahr 2046 genutzt wird. Windenergie ist mit einem Anteil von 35 % (inkl. Strom für die übrigen Sektoren) die am stärksten genutzte regenerative Technologie. Der Strommix der drei anderen Sektoren (rote Flächen in Abbildung 30) kann aus Abbildung 28 entnommen werden.

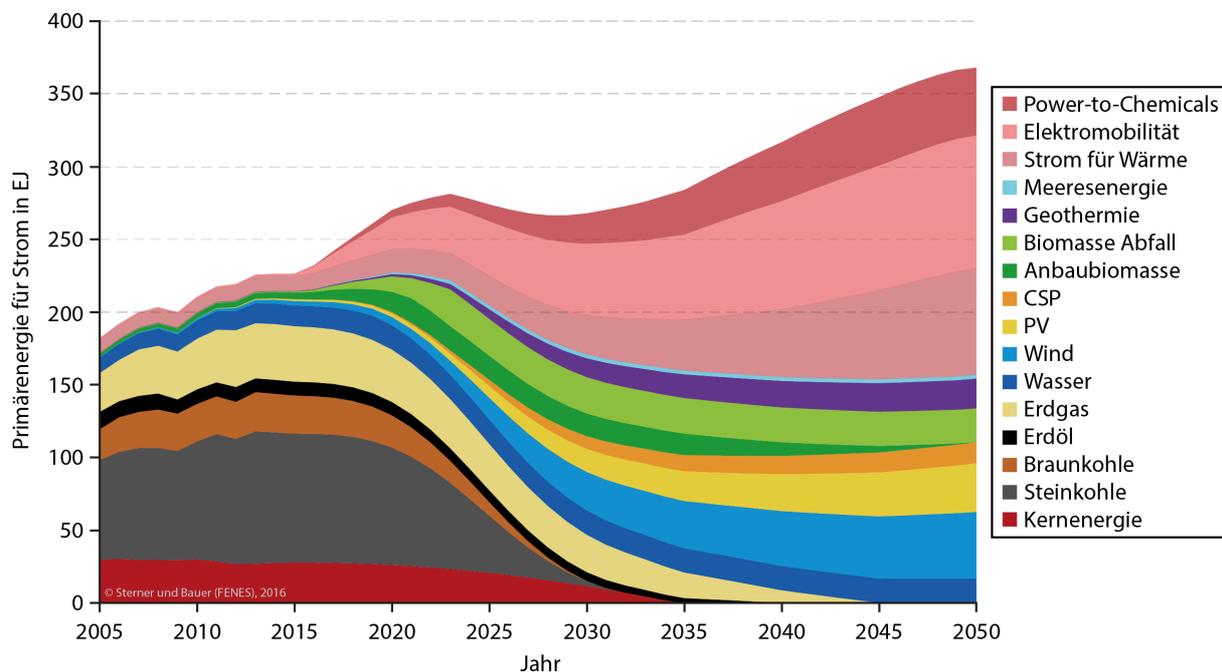


Abbildung 30: Primärenergie für Strom von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Im Primärenergiemix des Wärmesektors (s. Abbildung 31) sind im Jahr 2050 nur noch Abfallstoffe aus Biomasse, Solarthermie und Geothermie vorhanden. Der Rest wird über die Sektorenkopplung Strom-Wärme aus dem Stromsektor geliefert. Der Primärenergiebedarf 2050 für Wärme ohne Strom beträgt 68 EJ, mit Strom 141 EJ.

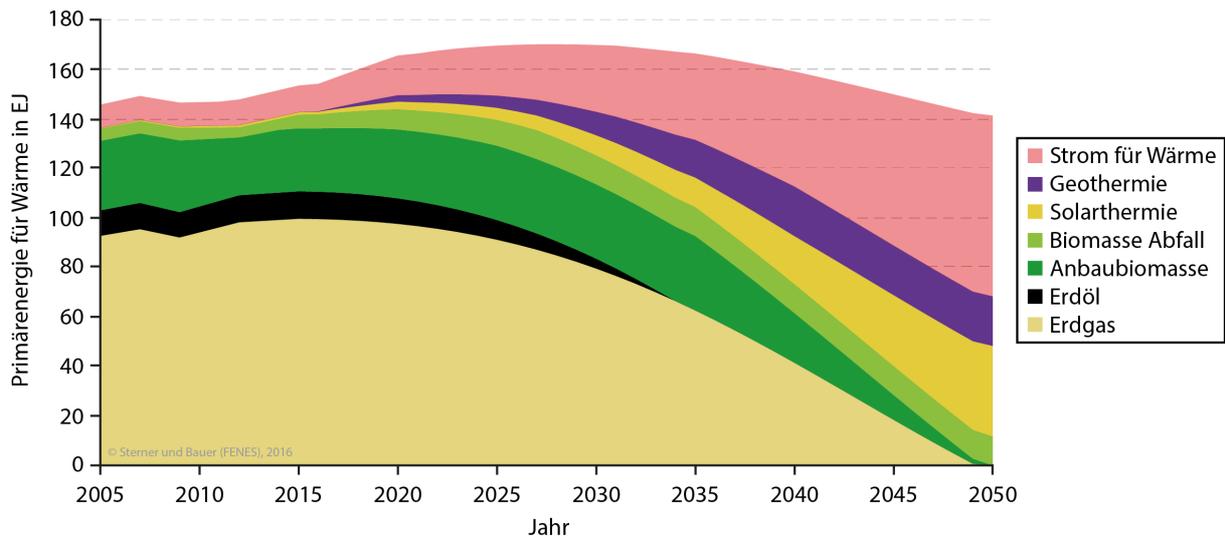


Abbildung 31: Primärenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Im Transportsektor (s. Abbildung 32) wird in Zukunft der Primärenergiebedarf vollständig durch den Stromsektor bereitgestellt. Gleiches gilt für den nichtenergetischen Verbrauch (s. Abbildung 33). Die Sektorenkopplung wie Power-to-X wird demnach zur globalen Schlüsseltechnologie.

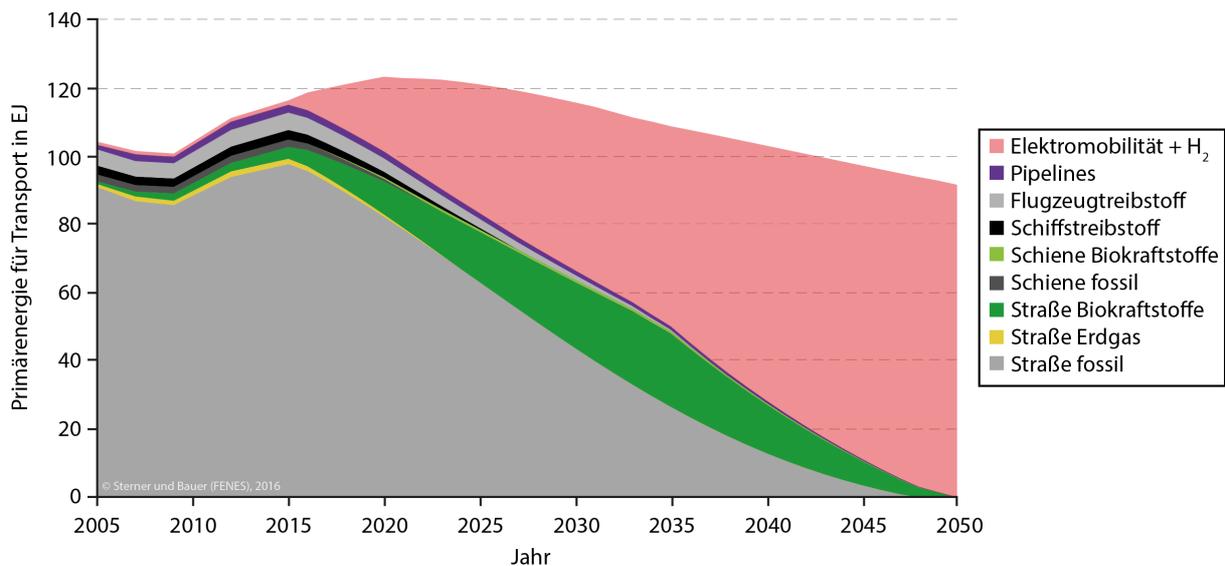


Abbildung 32: Primärenergie für Transport von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

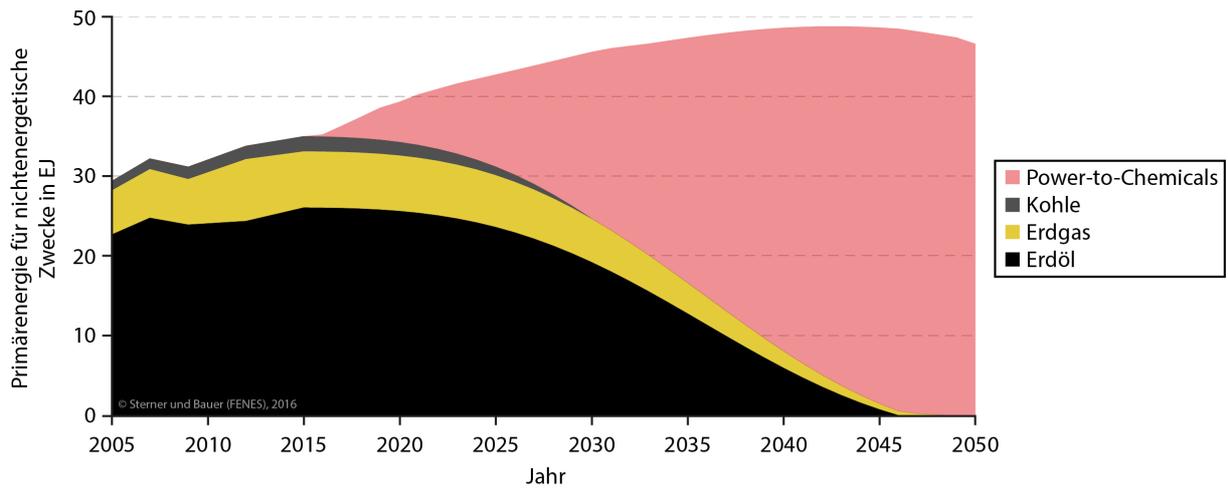


Abbildung 33: Primärenergie für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

4.1.3 Endenergie

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Endenergiebedarfs von 2005 bis 2050 vorgestellt. Es folgt die Darstellung des gesamten Bedarfs von 2005 bis 2050. Der sektorenscharfe Endenergiebedarf entspricht Abbildung 13 in Abschnitt 3.2, da dieser für die Simulation vorgegeben wird. Abschließend werden die Ergebnisse der Endenergieverteilung in den jeweiligen Sektoren aufgezeigt.

Endenergie gesamt

Der Verlauf des globalen Endenergiebedarfs (s. Abbildung 34) entspricht dem vorgegebenen Bedarf in Abbildung 12 (Abschnitt 3.2). Im Jahr 2050 wird er wie der Primärenergiebedarf vollständig aus regenerativen Energien gedeckt. Zudem entspricht der Endenergiebedarf im Jahr 2050 (431,3 EJ) nahezu dem Primärenergiebedarf (436,3 EJ), da die erneuerbaren Energien – mit Ausnahme von Biomasse – mit dem Wirkungsgrad 100 % eingehen. Auch die Geothermie wird – abweichend von der entsprechenden Norm – mit diesem Wirkungsgrad bewertet, da keine fossilen Energieträger zum Einsatz kommen. Durch den Wirkungsgrad der Power-to-X-Prozesse steigt der Primärenergiebedarf ebenfalls etwas mehr an, die Wärmepumpen (COP > 1) mindern diesen wiederum.

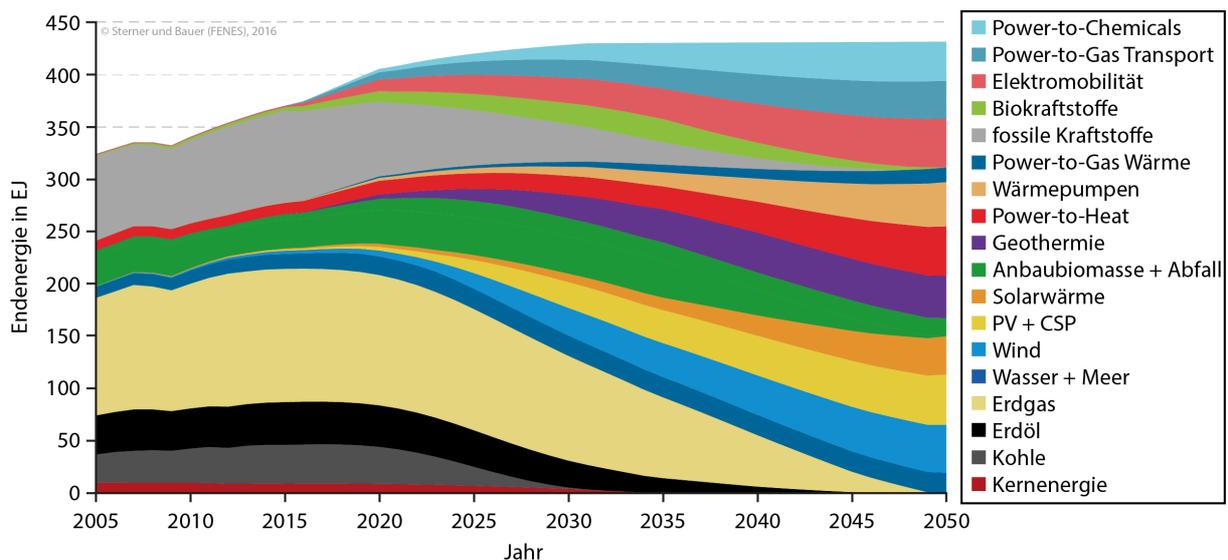


Abbildung 34: Globaler Endenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Endenergie nach Energieträgern

In den folgenden Abbildungen ist der Endenergiebedarf von 2005 bis 2050 der einzelnen Sektoren aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Endenergieträgern dargestellt. Der Endenergiebedarf für Strom (s. Abbildung 35) im Jahr 2050 ist aufgrund der Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Verkehr und des nicht-energetischen Verbrauchs (Sektorenkopplung) um ein Vielfaches niedriger als der Primärenergiebedarf für Strom (s. Abbildung 30). Konträr verhält sich der Endenergiebedarf der übrigen Sektoren (s. Abbildung 36, Abbildung 37 und Abbildung 38)

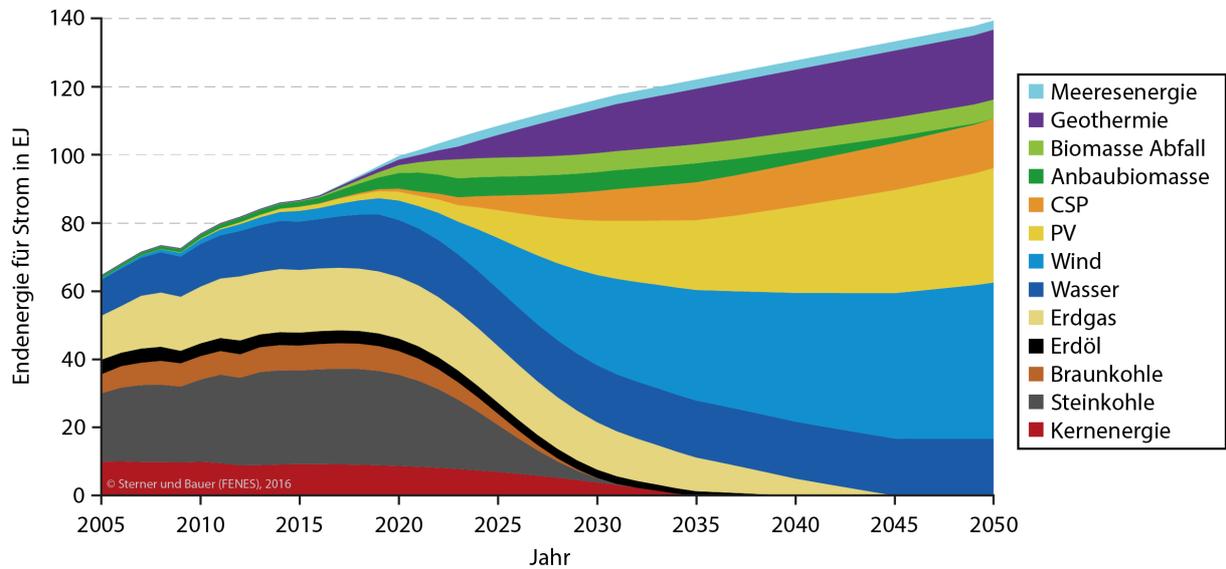


Abbildung 35: Endenergie für Strom von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

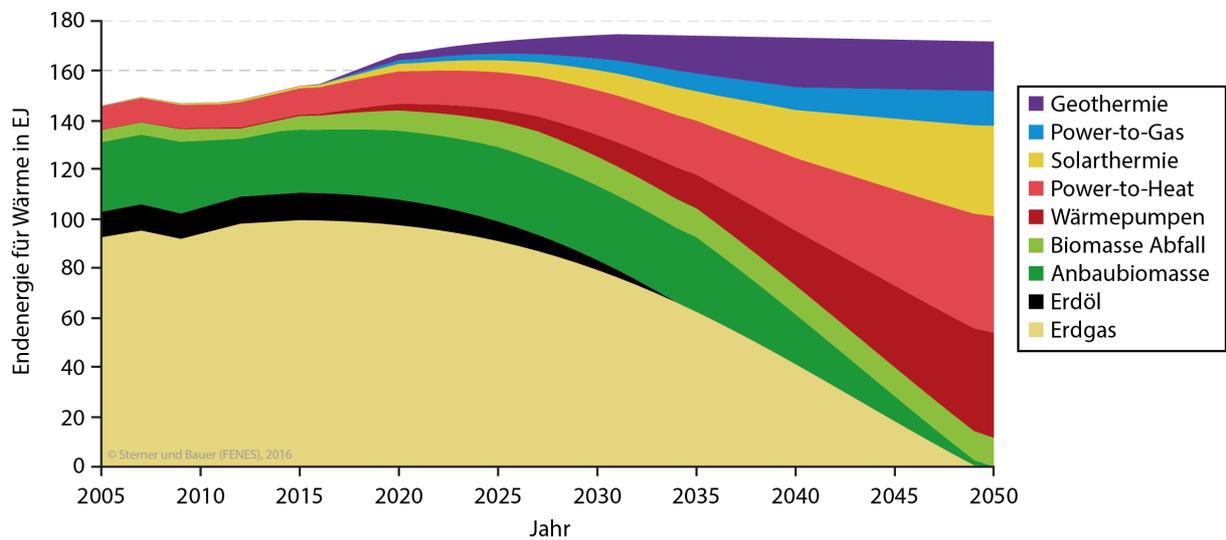


Abbildung 36: Endenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

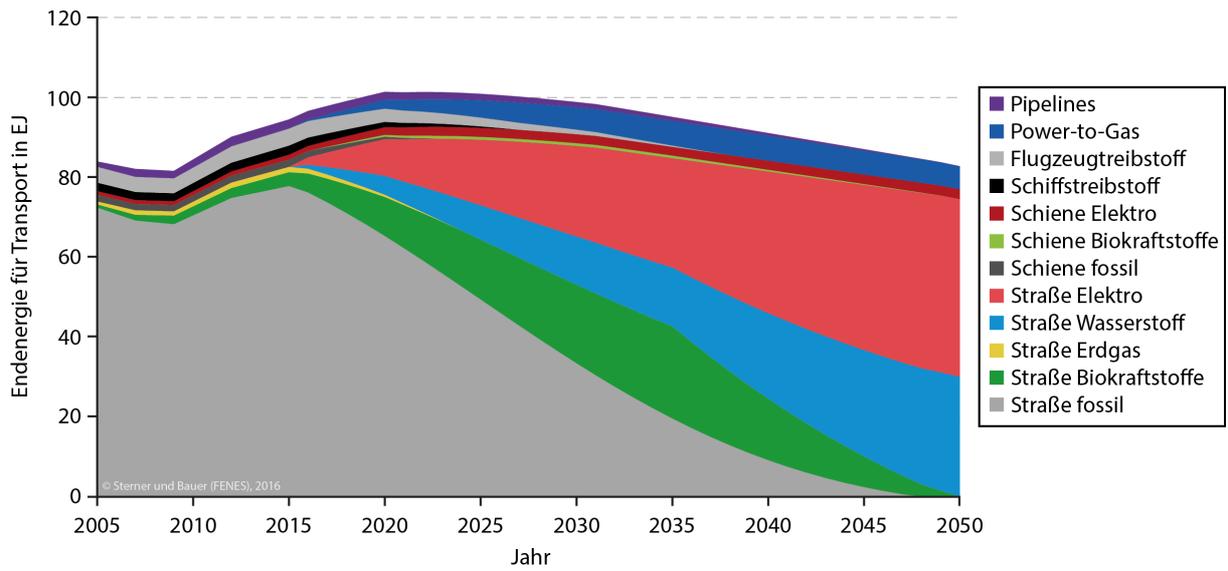


Abbildung 37: Endenergie für Transport von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

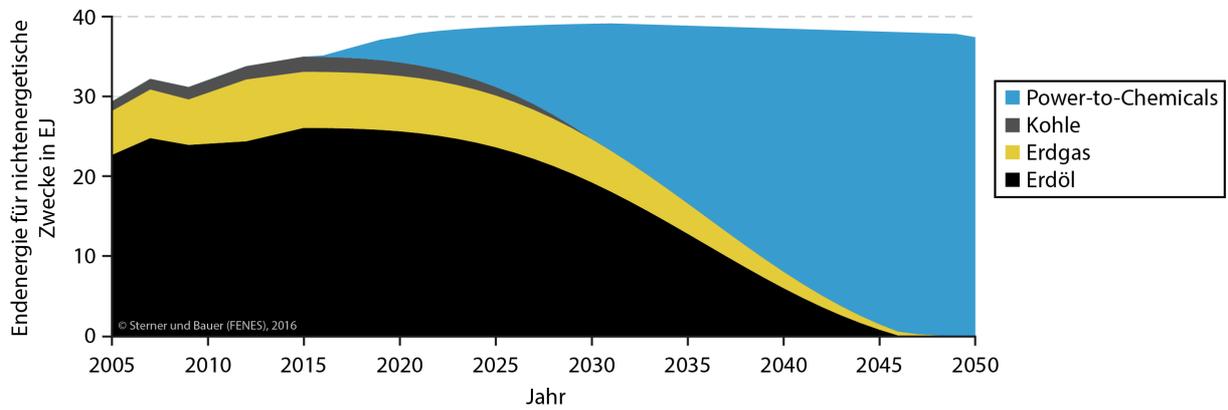


Abbildung 38: Endenergie für nichtenergetische Verwendung von 2005 bis 2050 (660 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

4.2 Ergebnisse des 440 Gt-Szenarios

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des 440 Gt-Szenarios präsentiert, welches als zweite Variante des Szenarios zur Erfüllung des 1,5 °C Kriteriums berechnet wurde. Da die Ergebnisse im Prinzip ähnlich zu den des 660 Gt-Szenarios sind, werden sie hier lediglich grafisch dargestellt und nur wesentlichen Unterschiede erläutert.

4.2.1 CO₂-Emissionen

Im Unterschied zum 660 Gt-Szenario liegen hier die CO₂-Emissionen bereits im Jahr 2034 unter einer Gigatonne (s. Abbildung 39). Um das Ziel der 440 Gt CO₂ (kumuliert) bis 2050 zu erreichen, müssen bis 2035 nahezu alle fossilen durch erneuerbare Energieträger substituiert. Das erfordert einen Einsatz von Energiespeichern und der Sektorenkopplung im großen Stil. Das vorgegebene Emissionsbudgets zwischen den Jahren 2010 und 2050 wird auch in diesem Szenario mit 440 Gt (genauer 440,8 Gt) erreicht. Die Emissionen im Zieljahr 2050 betragen wie im anderen Szenario ebenfalls 0 Gt.

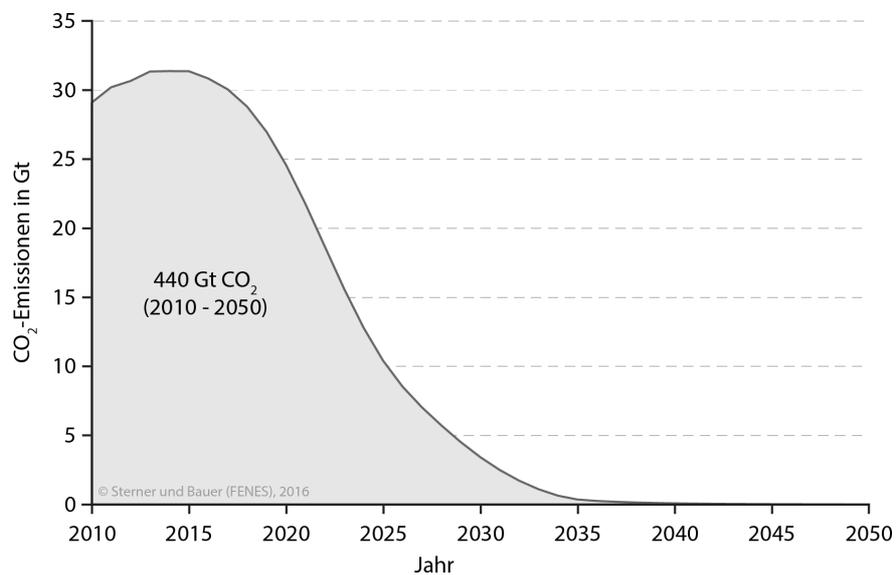


Abbildung 39: CO₂-Emissionen von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

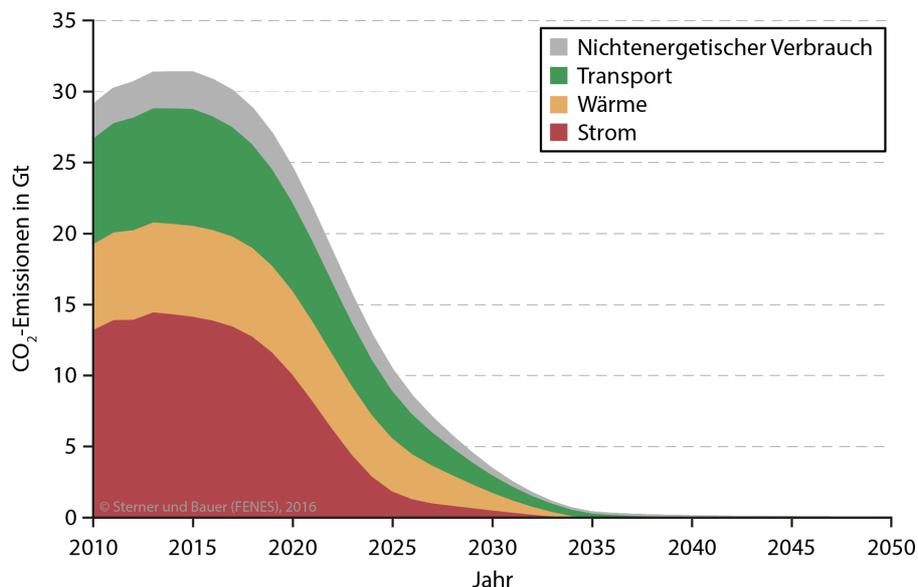


Abbildung 40: CO₂-Emissionen nach Sektoren von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Im Gegensatz zum 660 Gt-Szenario emittiert der Strom, der über die Sektorenkopplung im Wärme- und Verkehrssektor sowie des nichtenergetischen Verbrauchs genutzt wird, keine Emissionen, da dieser vollständig aus Wind- und Solarstrom geliefert wird (s. Abbildung 41).

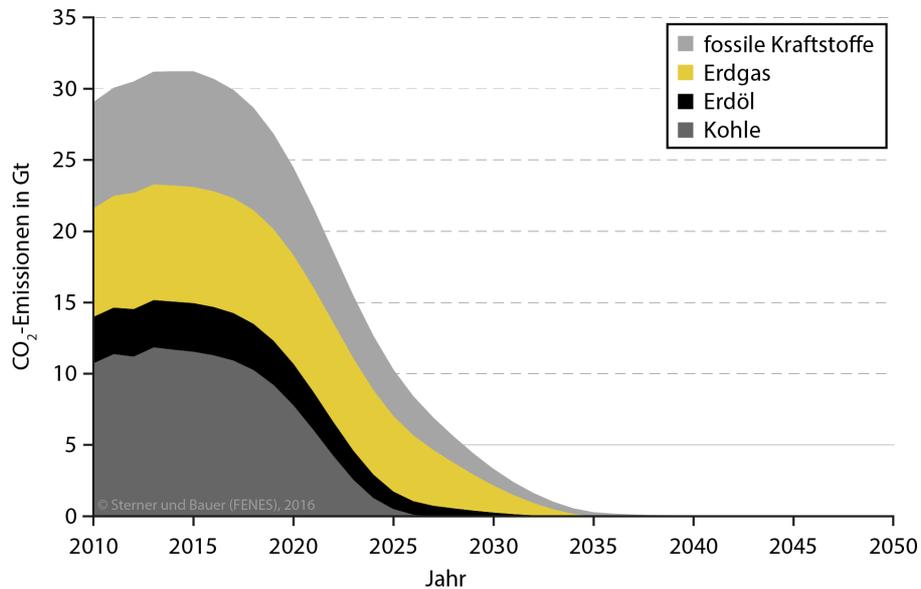


Abbildung 41: CO₂-Emissionen nach Energieträgern von 2010 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

4.2.2 Primär- und Endenergie

Der globale Kohleausstieg in diesem Szenario ist bereits zum Jahr 2025 erforderlich, um das Ziel von 440 Gt CO₂ zu erfüllen. Aus diesem Grund kann das Szenario auch als Extremszenario bezeichnet werden. Weiterhin beträgt der Anteil von fossilen Energieträgern im Energiemix im Jahr 2035 nahezu null.

Der Primärenergiebedarf im Jahr 2050 beträgt 447,3 EJ und ist somit etwas höher als im 660 Gt-Szenario (s. Abbildung 42). Dies begründet sich darin, dass das Potenzial der erneuerbaren Energien (vor allem Abfall aus Biomasse, mit einem Wirkungsgrad < 1) in diesem Szenario stärker ausgenutzt wird (60 % anstatt 40 %).

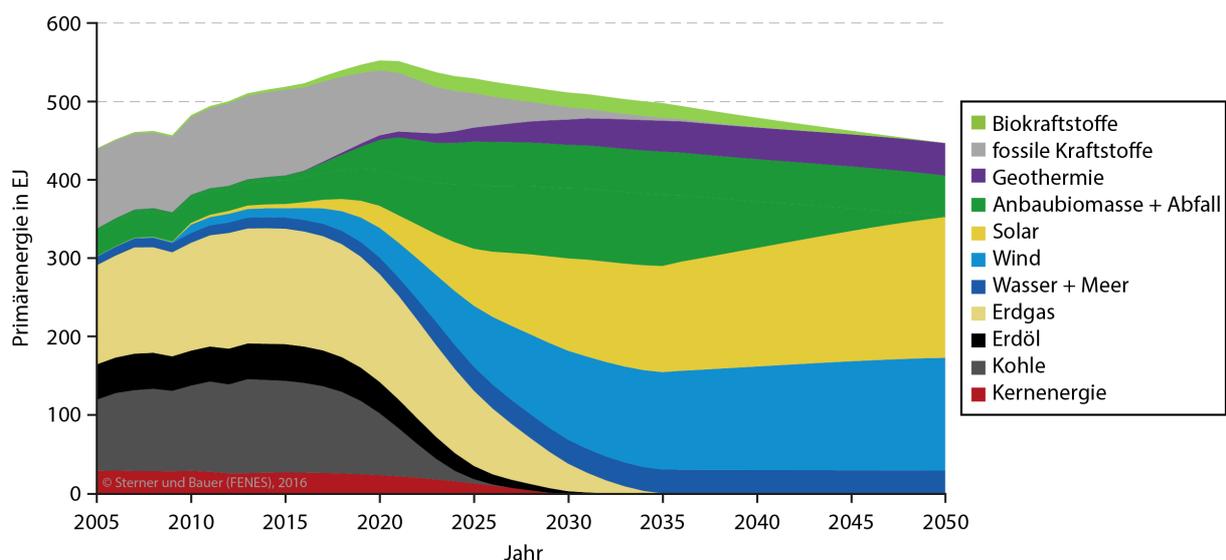


Abbildung 42: Globaler Primärenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

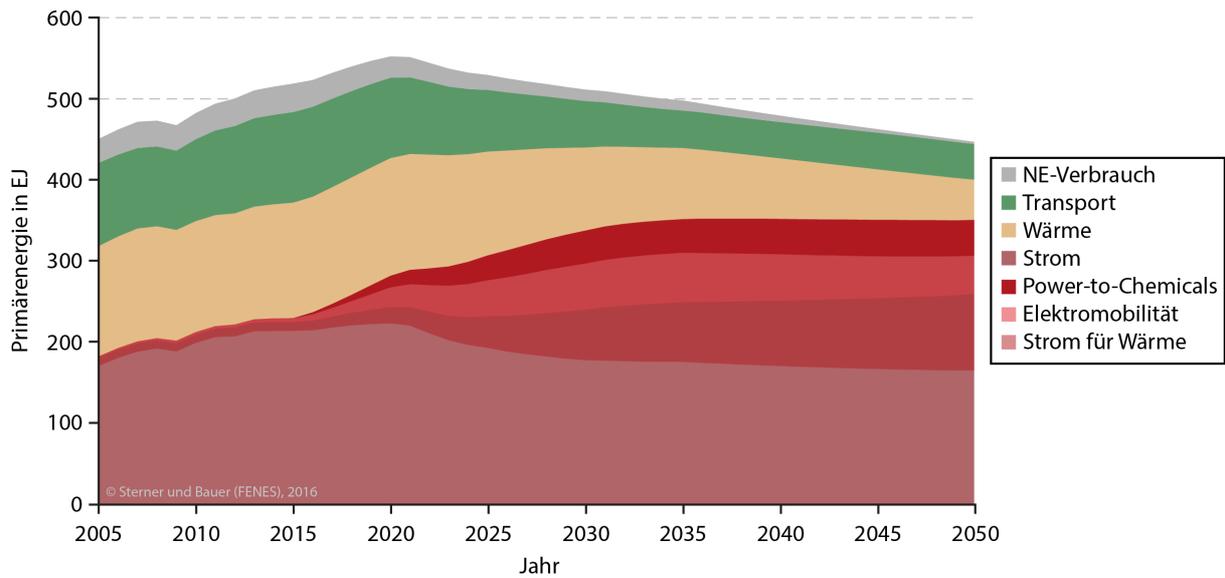


Abbildung 43: Primärenergie nach Sektoren von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Der Strom für Wärme, Elektromobilität sowie Power-to-Chemicals stammt aus Wind- und Solarenergie. Dabei wird im Jahr 2050 dieser Strom kostenoptimiert zu 37 % aus Photovoltaik, zu 13 % aus CSP und zu 50 % aus Windenergie bereitgestellt (s. Abbildung 44).

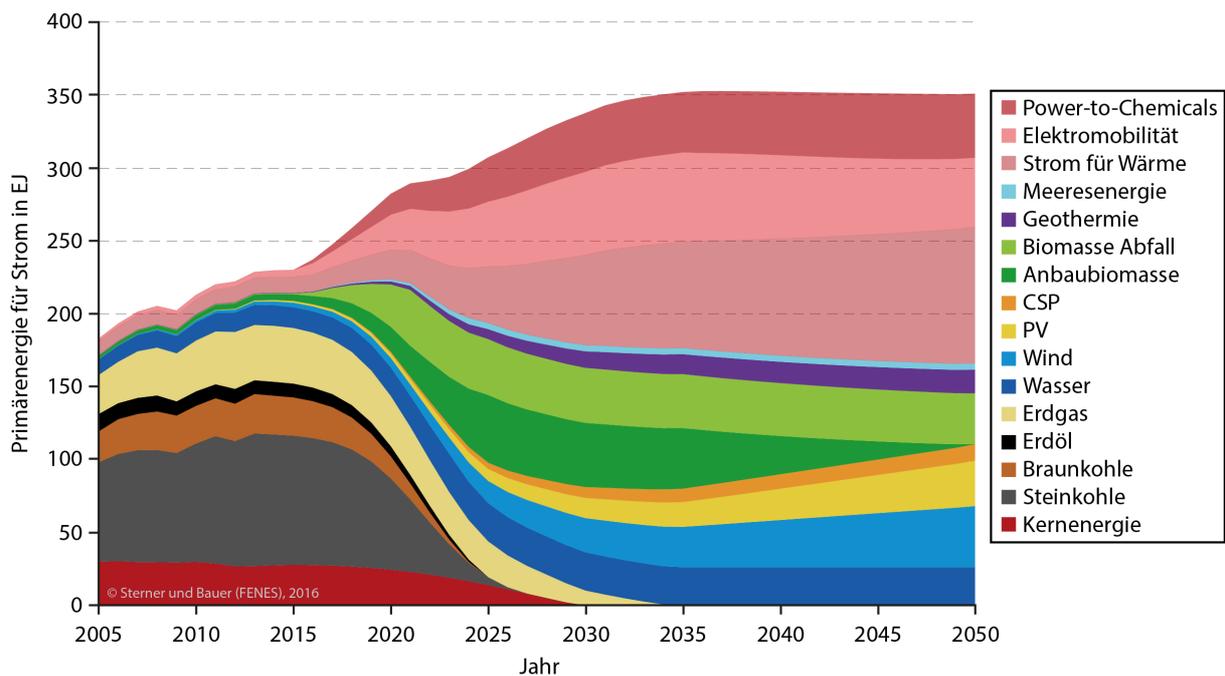


Abbildung 44: Primärenergie für Strom von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

Im Weiteren sind die Ergebnisse des 440 Gt Szenarios grafisch dargestellt.

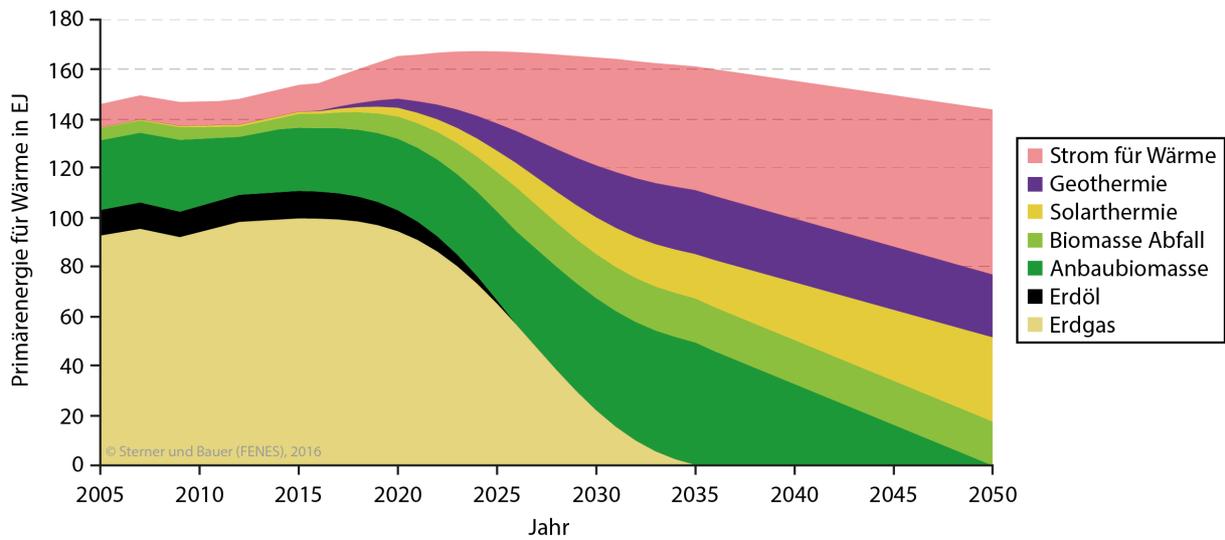


Abbildung 45: Primärenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

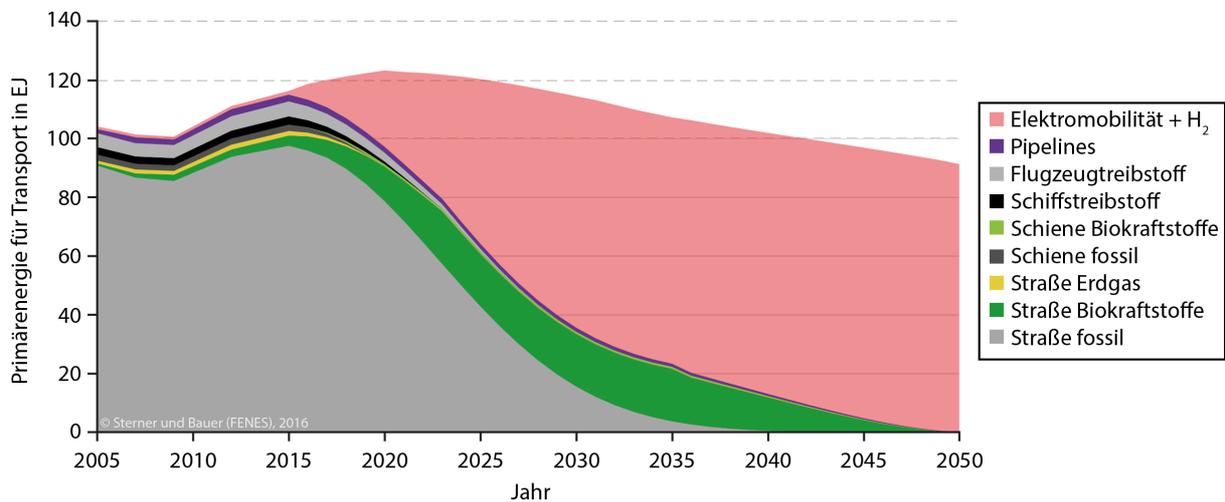


Abbildung 46: Primärenergie für Transport von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

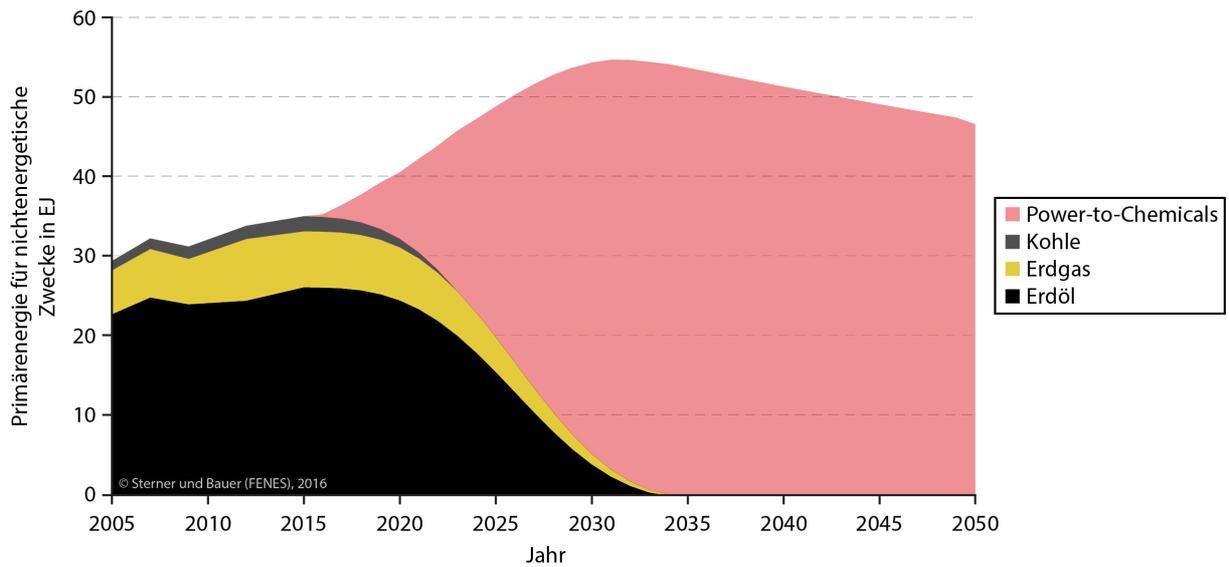


Abbildung 47: Primärenergie für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

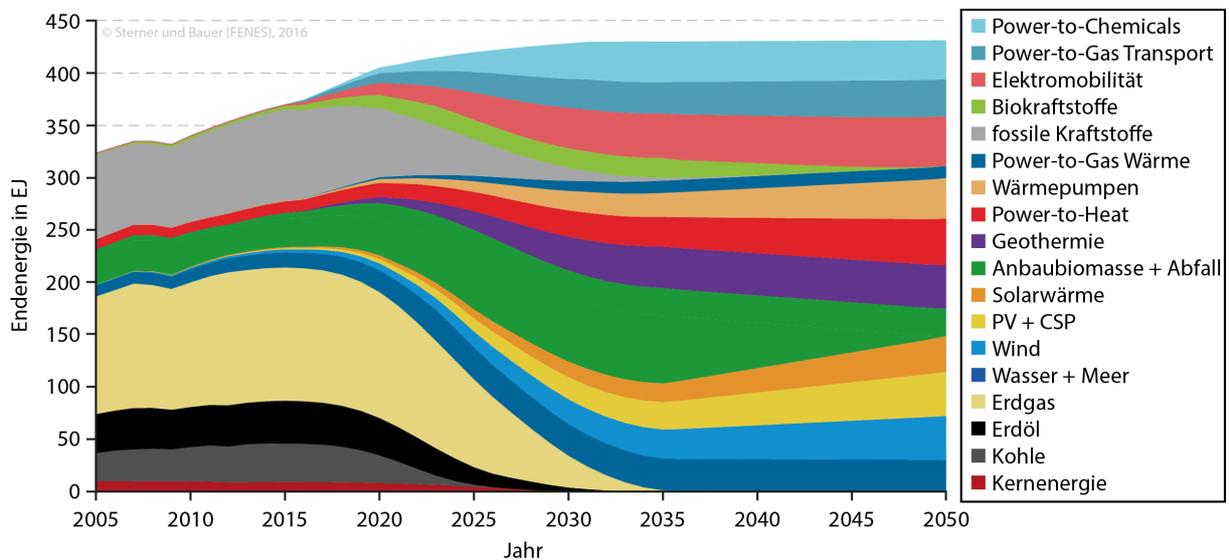


Abbildung 48: Globaler Endenergiebedarf und dessen Deckung von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

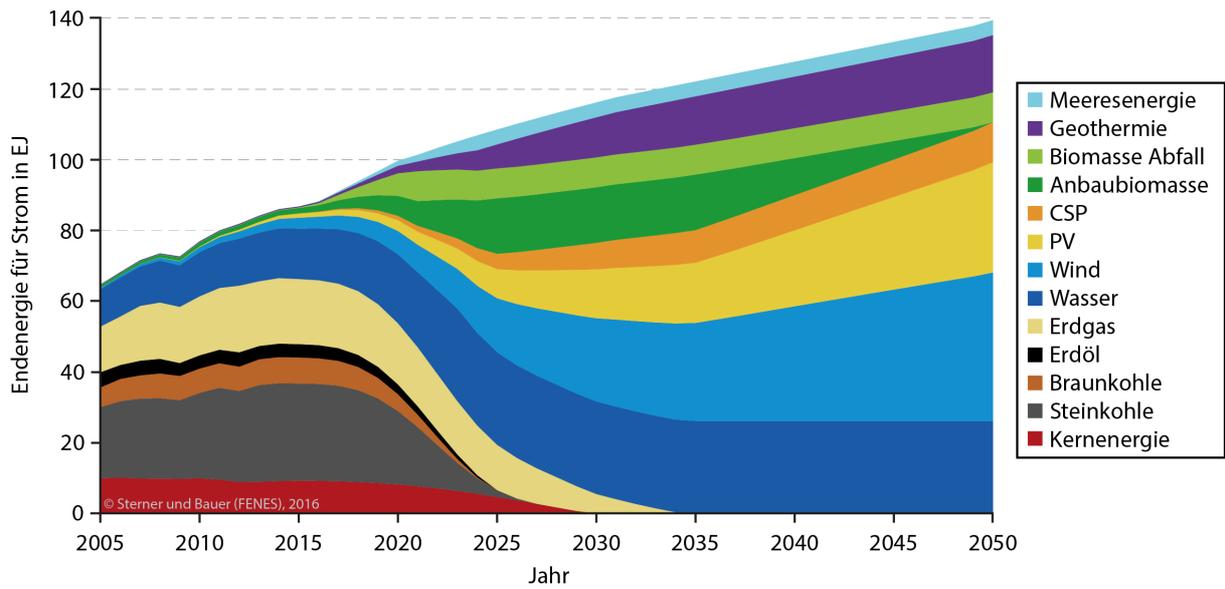


Abbildung 49: Endenergie für Strom von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

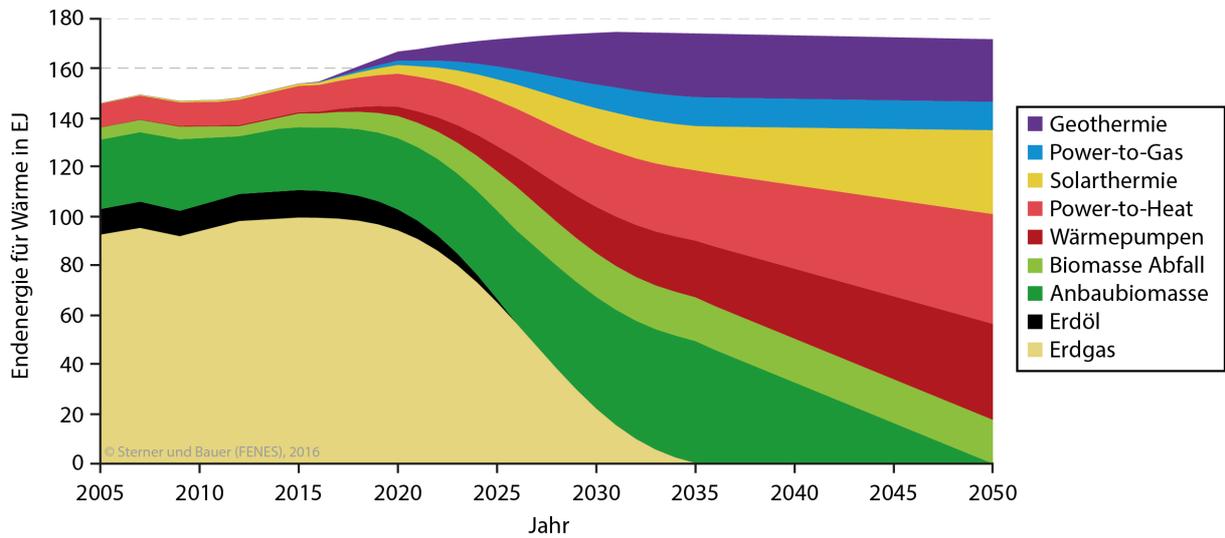


Abbildung 50: Endenergie für Wärme von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

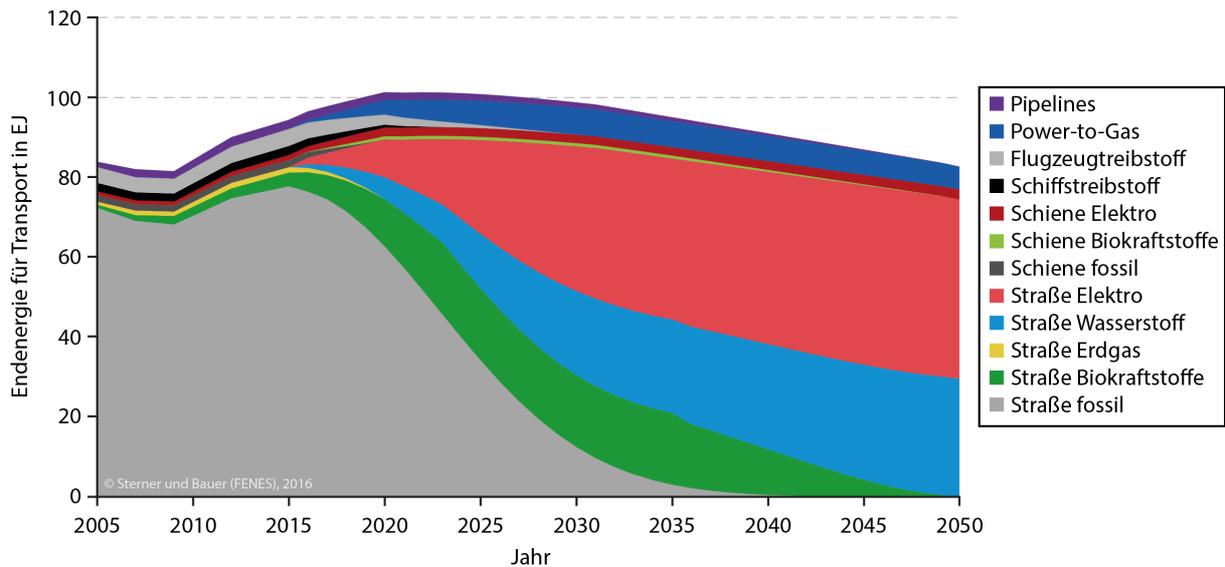


Abbildung 51: Endenergie für Transport von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

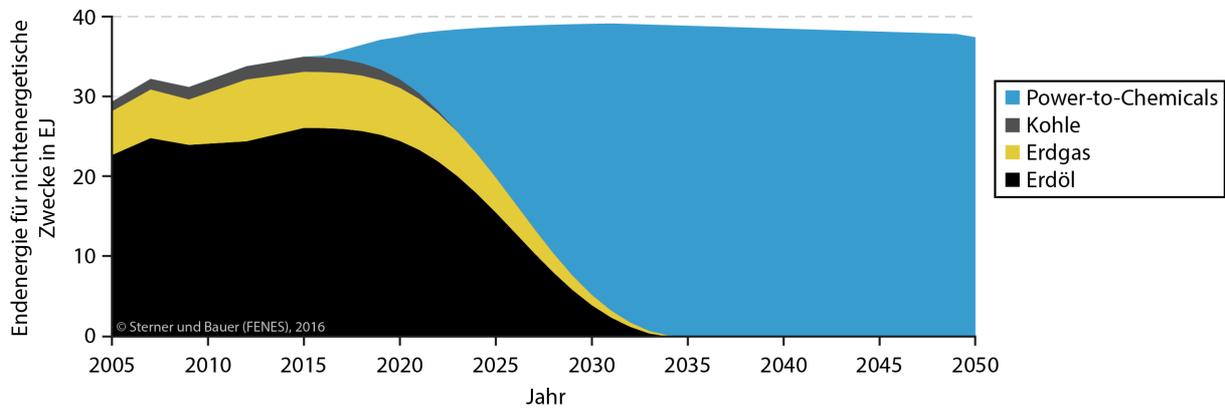


Abbildung 52: Endenergie für nichtenergetische Zwecke von 2005 bis 2050 (440 Gt-Szenario).
Quelle: eigene Darstellung.

4.3 Vergleich der zwei Szenarien

In diesem Abschnitt werden die Unterschiede des 600 Gt- und des 440 Gt-Szenarios im Hinblick auf den Primärenergiebedarf aufgezeigt.

Der fossile Primärenergiebedarf im 440 Gt-Szenario weist einen sehr viel steileren Gradienten auf als im 660 Gt-Szenario (s. Abbildung 53, oben). Im letzteren sind bis kurz vor dem Zieljahr 2050 fossile Energieträger im Energiemix vertreten. Um die kumulierten CO₂-Emissionen von 440 Gt zwischen 2010 und 2050 zu erreichen, darf bereits im Jahr 2035 kein nennenswerter Anteil fossiler Energieträger in der Primärenergieversorgung mehr vorhanden sein.

Der Einsatz erneuerbarer Energien (s. Abbildung 53, unten) verhält sich entgegengesetzt. Im 440 Gt-Szenario steigt der Anteil erneuerbarer Energien bereits ab 2015 stark an. Der starke Rückgang des Primärenergiebedarfs im 440 Gt-Szenario ist auf den Ausstieg der Biomasse (Wirkungsgrad <1) zurückzuführen. Dieser Ausstieg erfolgt zwar auch im 660 Gt-Szenario, jedoch ist er hier deutlich langsamer, da aufgrund der Annahme eines kleineren erneuerbaren Potenzials weniger Biomasse zugebaut wird.

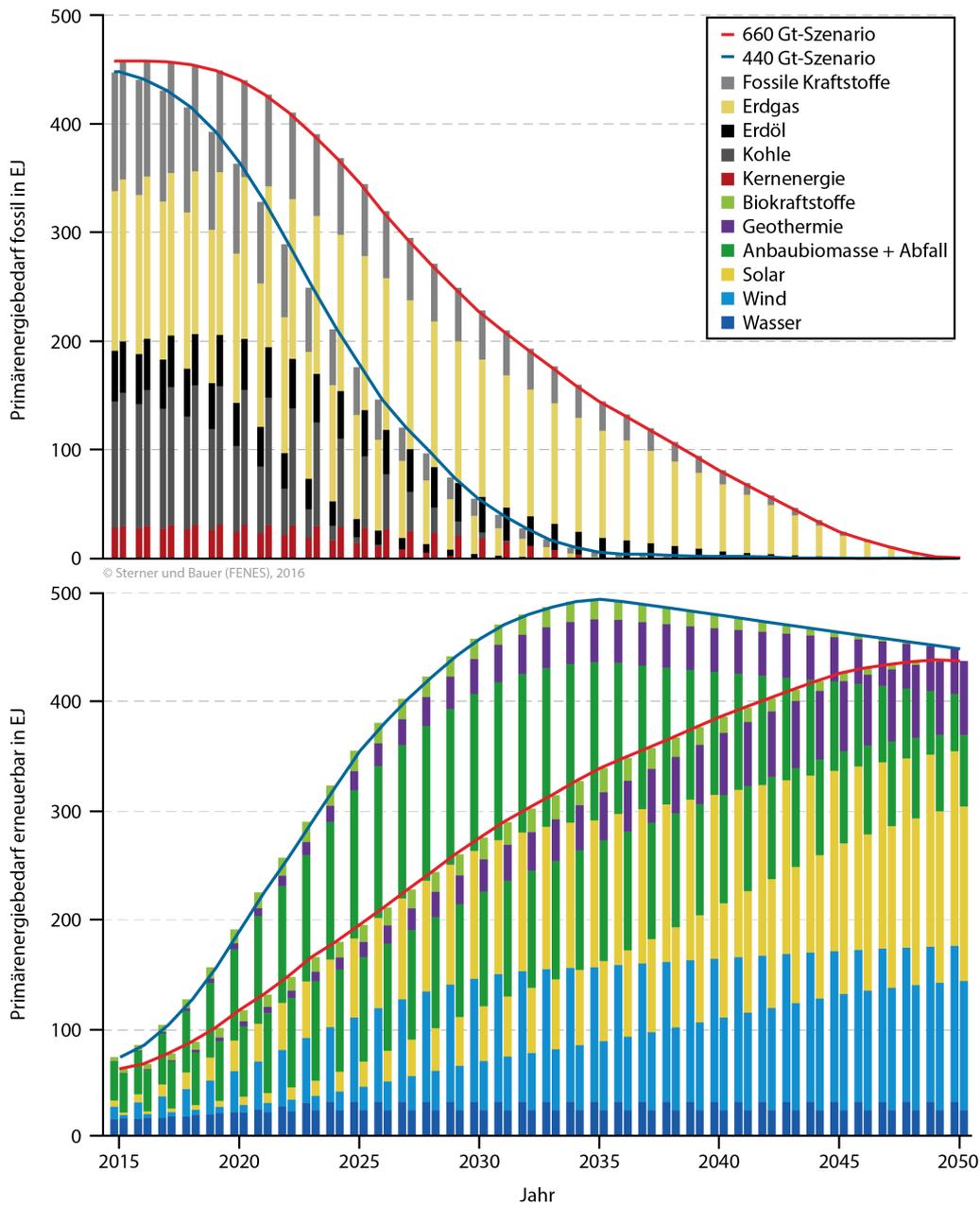


Abbildung 53: Primärenergiebedarf fossil und erneuerbar der zwei Szenarien im Vergleich.
Quelle: eigene Darstellung.

4.4 Diskussion

Die extremen und ambitionierten Vorgaben des WBGU prägen die Szenarien. Um die globale mittlere Erderwärmung auf 1,5-1,7 °C bis 2050 zu begrenzen, wird ein Maximum an zulässigen globalen kumulierten CO₂-Emissionen von 660 Gt modelliert. In diesem Szenario verbleiben fossile Energieträger bis zum Jahr 2050 im Primärenergiemix.

Anders im weitaus ambitionierteren 440 Gt Szenario, welches die Erderwärmung auf deutlich unter 1,5 °C bis zum Jahr 2050 begrenzen soll. Hierfür wird unter den gegebenen Voraussetzungen ein globaler Kohleausstieg bis 2025 und ein vollständiger Ausstieg aus fossilen Energieträgern bis 2035 notwendig. Dies ist aus heutiger Sicht sehr ambitioniert, aber unter der Voraussetzung einer stabilen globalen Klimapolitik durchaus machbar.

Entscheidend wird die Frage sein, auf welche Schadens- und Entsorgungskosten für CO₂ sich die Weltgemeinschaft einigt. 70 € / t CO₂ sind für das Zieljahr 2050 bei gegebenem Emissionsbudget als konservative Annahme zu werten. Falls dieser Wert deutlich schneller angezogen wird – wobei offen ist, mit welchem Mechanismus dies in Kraft gesetzt wird – erfolgt die Dekarbonisierung ebenfalls schneller.

Egal, ob der globale Kohleausstieg bis 2025 oder bis 2030 umgesetzt wird. Diese aus Sicht des Klimaschutzes notwendige Maßnahme erfordert einen harten Phase-Out, da trotz CO₂-Kosten Kohlestrom günstig bleibt. Daher sind nun dringender denn je Maßnahmen für den globalen Kohleausstieg zu diskutieren, zu erarbeiten und umzusetzen.

Die konstanten Kosten für fossile Energieträger können als eine konservative Annahme gewertet werden. Auffallend ist, dass der Phase-out fossiler Subventionen manuell über eine normierte Gaußkurve eingeführt wurde, da sonst bereits heute aufgrund der günstigeren Kostenstruktur ein radikaler Einstieg in erneuerbare Energien erfolgen würde. Entsprechend lohnt es sich, vor oder parallel zu einem Kohleausstieg auch Maßnahmen für den Abbau fossiler Subventionen zu diskutieren, zu erarbeiten und umzusetzen.

In allen Szenarien ist auffällig, dass die Sektorenkopplung samt Energiespeicherung zum Kernelement einer globalen Energiewende ohne CCS, negative Emissionen und dem massiven Einsatz von Biomasse wird. Diese PtX-Technologien wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Gas kristallisieren sich darin als Schlüsseltechnologien heraus.

Damit einhergehend nimmt der globale Strombedarf massiv zu, während aufgrund der effizienteren Nutzung von Energie der Primärenergiebedarf sinkt.

Methodisch kann das Simulationsmodell über die Verwendung eines generischen Algorithmus verbessert werden. Ferner werden zukünftig die CO₂-Emissionen für erneuerbare Energieträger für die Errichtung der Anlagen (abhängig vom Strommix), für Atomenergie und für den Rückbau fossiler Erzeugungsanlagen berücksichtigt.

Eine Einbeziehung der Energieinfrastruktur (Netzausbau, Speicher, Digitalisierung, Verwendung von Stromüberschüssen, Fahrzeugkosten, Wärme- und Verkehrsinfrastruktur) inkl. entsprechender Kosten gibt ein noch klareres Bild einer globalen Energietransformation.

Darüber hinaus werden zukünftig weitere Optimierungen mit verschiedenen Zielfunktionen (CO₂-optimiert, kostenoptimiert, schnellste Dekarbonisierung) bzw. einem Mix aus Zielfunktionen durchgeführt, um noch mehr Ergebnisse und Handlungsempfehlungen aus den Szenarien abzuleiten.

5 Anhang

5.1 Datenreihen 660 Gt-Szenario

Primärenergie in EJ	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kernenergie	29,9	31,5	29,4	31,0	27,8	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	90,7	114,2	123,1	124,1	66,2	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdöl	45,0	45,1	47,2	46,9	42,4	32,8	18,8	6,2	0,9	0,0
Erdgas	126,3	139,2	149,2	149,3	142,0	126,5	98,7	61,9	19,8	0,0
Wasserkraft + Ozean	10,5	13,1	15,0	20,6	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Wind	0,4	1,5	3,3	7,0	21,6	45,3	63,4	85,4	106,9	118,8
Solar	0,2	0,9	2,2	7,4	23,0	50,4	73,8	105,2	138,6	160,7
Biomasse	35,3	35,8	36,4	65,0	96,5	105,4	111,4	99,7	85,0	65,9
Geothermie	0,2	0,3	0,3	4,5	13,8	29,8	44,1	57,2	64,5	68,1
Fossile Kraftstoffe	101,1	98,9	109,2	89,2	66,2	45,2	27,0	13,0	3,6	0,0
Biokraftstoffe	0,8	2,3	3,5	10,1	15,4	20,0	22,2	14,8	7,4	0,0
Gesamt	450,8	482,7	518,9	555,3	537,8	501,9	482,2	466,0	449,5	436,3
CO₂-Emissionen in Gt	27,8	29,6	32,0	30,5	22,3	13,3	8,9	4,9	1,4	0,00

5.2 Datenreihen 440 Gt-Szenario

Primärenergie in EJ	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kernenergie	29,9	29,9	27,8	24,5	13,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	90,7	108,6	116,7	78,9	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdöl	45,0	44,6	46,7	39,8	16,8	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	126,3	137,4	147,1	137,5	95,9	35,2	1,3	0,7	0,3	0,0
Wasserkraft + Ozean	10,5	12,5	14,2	20,9	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
Wind	0,4	10,6	11,7	37,9	77,7	113,4	124,0	131,8	138,7	143,5
Solar	0,2	2,3	5,6	28,1	72,6	117,6	135,2	151,0	165,9	179,3
Biomasse	30,2	30,4	30,0	45,9	82,2	89,1	90,8	59,1	28,9	0,0
Geothermie	5,2	5,2	6,2	38,0	54,3	55,5	54,8	54,1	53,4	52,7
Fossile Kraftstoffe	0,2	0,3	0,3	5,8	17,8	32,2	39,4	40,2	40,8	41,5
Biokraftstoffe	101,1	98,9	109,2	82,7	43,9	15,7	3,8	0,6	0,1	0,0
Gesamt	0,8	2,3	3,5	12,6	18,7	18,7	18,6	11,9	4,5	0,0
CO₂-Emissionen in Gt	27,9	29,1	31,3	24,6	10,4	3,4	0,4	0,1	0,0	0,0

6 Literatur

1. EIA (2016) Coal Markets. Data. <http://www.eia.gov/coal/markets/>. Accessed 13 Jul 2016
2. EIA (2016) Natural Gas. Data. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>. Accessed 13 Jul 2016
3. IATA (2016) Jet Fuel Price Development. <http://www.iata.org/publications/economics/fuel-monitor/Pages/price-development.aspx>. Accessed 20 Jul 2016
4. IEA (2016) Decoupling of global emissions and economic growth confirmed. <https://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2016/march/decoupling-of-global-emissions-and-economic-growth-confirmed.html>. Accessed 06 Jul 2016
5. IPCC (2016) Find Emission Factors. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/find_ef_main.php. Accessed 27 Jun 2016
6. The World Bank (2016) Pump price for diesel fuel. <http://data.worldbank.org/indicator/EP.PMP.DESL.CD?end=2014&start=1998&view=chart>. Accessed 20 Jul 2016
7. IEA – International Energy Agency (2007) Biomass for Power Generation and CHP. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/essentials3.pdf>. Accessed 29 Jun 2016
8. Altenburger F, Heimrath R, Streicher W Heizen 2050. Storyline Wärmepumpentechnologie, Graz
9. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2009) Steckbriefe zu Heiztechniken und additiven Erdgasanwendungen, Duisburg
10. BMWi, VGB, VDEW et al. (1999) Kohlekraftwerke der Zukunft: sauer und wirtschaftlich, Bonn
11. BP (2015) Statistical review of world energy. BP, London
12. Edenhofer O, Pichs Madruga R, Sokona Y (2012) Renewable energy sources and climate change mitigation. Special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, New York
13. European Commission (2015) Ocean Energy
14. FAO (2008) The State of Food and Agriculture 2008: Biofuels - Prospects, Risks and Opportunities. FAO, Rome
15. Frischknecht R, Tuchschnid M (2008) Primärenergiefaktoren von Energiesystemen, Uster
16. Goldemberg J (2000) World Energy Assessment. Energy and the Challenge of Sustainability, 1. print. UNDP / UN-DESA / World Energy Council, New York, NY
17. Hussy C, Klaassen E, Koornneef J et al. (2014) International comparison of fossil power efficiency and CO2 intensity. Update 2014
18. IEA (2007a) World Energy Outlook 2007. IEA, Paris
19. IEA (2008) World Energy Outlook 2008. OECD/IEA, Paris
20. IEA (2015) World Energy Outlook 2015. OECD Publishing
21. IEA – International Energy Agency (2011) Technology Roadmap. Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment
22. IEA – International Energy Agency (2016) Monthly Oil Price Statistics
23. Luckow P, Stanton E, Fields S et al. (2016) Spring 2016 National Carbon Dioxide Price Forecast, Cambridge
24. REN21 (2007) Renewables 2006 - Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
25. REN21 (2008) Renewables 2007 - Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
26. REN21 (2010) Renewables 2009 - Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
27. REN21 (2011) Renewables 2010 - Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
28. REN21 (2012) Renewables 2011 - Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
29. REN21 (2013) Renewables 2012 - Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
30. REN21 (2014) Renewables 2013 - Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
31. REN21 (2016) Renewables 2015 Global Status Report

32. Schröder A, Kunz F, Meiss J et al. (2013) Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Berlin
33. Smolinka T, Günther M, Garche J (2011) Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichtes NOW-Studie, Freiburg im Breisgau
34. Sterner M, Moser A, Thema M et al. (2014) Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin
35. Stetter D (2014) Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. Dissertation, University of Stuttgart
36. Teske S (2005) Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook : report, 4. ed. Greenpeace International, Amsterdam
37. Teske S (2007) Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook : report, 4. ed. Greenpeace International, Amsterdam
38. Teske S (2008) Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook : report, 4. ed. Greenpeace International, Amsterdam
39. Teske S (2010) Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook : report, 4. ed. Greenpeace International, Amsterdam
40. Teske S (2012) Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook : report, 4. ed. Greenpeace International, Amsterdam
41. Teske S (2015) Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook 2015, 5th edition. Greenpeace International; European Renewable Energy Council, Amsterdam, The Netherlands, Brussels, Belgium
42. WBGU (2008) Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2008. WBGU, Berlin
43. WBGU (2011) Welt im Wandel. Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation ; Hauptgutachten. Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen, 2. veränderte Aufl., Red.-Schluss: 17.03.2011. WBGU, Berlin

Externe Expertise für das WBGU-Sondergutachten
„Entwicklung und Gerechtigkeit durch Transformation: Die vier großen I“
Berlin: WBGU
ISBN 978-3-946830-00-9
Verfügbar im Internet unter
www.wbgu.de/sondergutachten2016/

Autoren: Prof. Dr. Michael Sterner und M. Eng. Franz Bauer
FENES OTH Regensburg
Titel: Weltweit Null-Emissionen bis 2050. Szenarien zur globalen Dekarbonisierung auf Basis erneuerbarer Energien, Sektorenkopplung und Energiespeicher ohne negative Emissionen, Biomasse und CCS
Berlin, 2016

**Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung
Globale Umweltveränderungen (WBGU)**

Geschäftsstelle	Telefon: (030) 26 39 48-0
Luisenstraße 46	E-Mail: wbgu@wbgu.de
10117 Berlin	Internet: www.wbgu.de

Alle Gutachten können von der Internet-Webseite <http://www.wbgu.de/veroeffentlichungen/> heruntergeladen werden.