



SPECIALISTS IN
EMPIRICAL ECONOMIC
RESEARCH



Fraunhofer
ISI



GWS RESEARCH REPORT 2018 / 04

Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Christian Lutz, Markus Flaute, Ulrike Lehr

**Andreas Kemmler, Almut Kirchner, Alex auf der Maur,
Inka Ziegenhagen, Marco Wunsch, Sylvie Koziel,
Alexander Piégsa, Samuel Straßburg**

Impressum

KONTAKT

Dr. Christian Lutz

Tel: +49 (541) 40933-120, Email: lutz@gws-os.com

Dr. Andreas Kemmler

Email: Andreas.Kemmler@prognos.com

TITEL

Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

VERÖFFENTLICHUNGSDATUM

© GWS mbH Osnabrück, September 2018

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Die in diesem Papier vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung des Verfassers/der Verfasser und spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung der GWS mbH oder der Prognos AG wider.

HINWEIS

Die Ergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsprojekts 21/15 „Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende“ im Auftrag des BMWi erarbeitet. Der Projektbeirat hat zu einer früheren Version wertvolle Hinweise geliefert.

HERAUSGEBER DER GWS RESEARCH REPORT SERIES

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) mbH

Heinrichstr. 30

49080 Osnabrück

ISSN 2196-4262

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	IX
1 Einleitung	1
2 Szenarien	3
2.1 Modelle zur Entwicklung und Bewertung von Szenarien	3
2.2 Szenariendefinition	5
2.2.1 Definition des Energiewende-Szenarios (EWS)	5
2.2.1.1 Generelle Philosophie	5
2.2.1.2 Eckpunkte des Energiewende-Szenarios	7
2.2.2 Definition des Kontrafaktischen Szenarios (KFS)	9
2.2.2.1 Generelle Philosophie	9
2.2.2.2 Zentrale Elemente der Energienachfrage	10
2.2.2.3 Zentrale Elemente des Strommarkts	11
2.2.3 Vergleich und Einordnung der Szenarien	12
2.3 Annahmen und Rahmendaten	13
2.3.1 Rahmendaten	13
2.3.2 Annahmen in den Sektoren	18
2.3.2.1 Private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)	18
2.3.2.2 Verkehr	22
2.3.2.3 Industrie	26
2.3.2.4 Lastprofile	29
2.3.2.5 Modellierung von flexiblen Verbrauchern	30
3 Energieverbrauch, Stromerzeugung und THG-Emissionen in beiden Szenarien	31
3.1 Energieverbrauch	31
3.1.1 Primärenergieverbrauch	31
3.1.2 Endenergieverbrauch	35
3.1.3 Energiewendebedingte Investitionen in Energieeffizienz	44
3.2 Ergebnisse Stromerzeugung	47
3.2.1 Stromerzeugung	47

3.2.2	Strombilanz	52
3.2.3	Entwicklung des Kraftwerksparks	54
3.2.4	Endverbraucherpreise	58
3.2.5	Energiewendebedingte Investitionen	60
3.3	Entwicklung der THG-Emissionen	61
3.3.1	Zielerreichung im Energiewende-Szenario	61
3.3.2	THG-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger	63
3.4	Vergleich der Energiesystemkosten	66
4	Gesamtwirtschaftliche Effekte	69
4.1	Generelle Wirkungszusammenhänge	69
4.2	Energiewende-Szenario vs. Kontrafaktisches Szenario	73
4.2.1	Gesamtwirtschaftliche Effekte	73
4.2.1.1	Überblick für den Zeitraum 2000 bis 2050	74
4.2.1.2	Gesamtwirtschaftliche Effekte für ausgewählte Jahre	75
4.2.2	Sektorale Effekte	83
5	Sensitivitätsrechnungen	88
5.1	Vorgehen	88
5.2	Möglichkeiten und Grenzen von Sensitivitätsrechnungen im Modellverbund	89
5.3	Aufspaltung der Impulse aus der Bottom-up Modellierung	91
5.3.1	Sensitivität 1: Energiewende nur im Strommarkt	92
5.3.2	Sensitivität 2: Energiewende nur im Bereich der Endnachfrage	96
5.4	Berücksichtigung von Restriktionen auf dem Arbeits- und Kapitalmarkt	99
5.4.1	Hintergrund	99
5.4.2	Sensitivitätsrechnungen	100
5.4.3	Ergebnisse	102
5.4.4	Ergebnisvergleich	103
5.5	Erkenntnisse aus den Sensitivitäten	104
6	Einordnung der Ergebnisse	106
6.1	Zusätzliche Vorteile der Energiewende	106
6.1.1	Exportchancen	106
6.1.2	Energiesicherheit	107

6.1.3	Minderung von THG und weiteren Luftschadstoffemissionen	108
6.2	Vergleich mit anderen Studien	109
6.2.1	National	109
6.2.2	International	111
6.3	Einordnung in die Debatte der Kosten der Energiewende	112
7	Zusammenfassung und Ausblick	115
8	Literatur	118
9	Anhang	124
9.1	Nationales energiewirtschaftliches Modell PANTA RHEI	124
9.1.1	Einordnung gesamtwirtschaftlicher Modelle	124
9.1.2	Beschreibung PANTA RHEI	125
9.2	Beschreibung der Energiemodelle	127

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1:	Ablauf einer gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse	3
Abbildung 2-2:	Schematische Darstellung des Vorgehens und Modellsysteme im Überblick	4
Abbildung 2-3:	Entwicklung der jährlichen Sanierungsraten bei Wohngebäuden, EWS und KFS im Vergleich (bezogen auf Vollsanierungsäquivalente)	20
Abbildung 2-4:	Entwicklung des spezifischen Verbrauchs von sanierten Wohngebäuden (Vollsanierungsäquivalente), in kWh/m ² Wohnfläche	20
Abbildung 2-5:	Fernwärme im EWS – Umwandlungseinsatz nach Energieträgern 2000 bis 2050, in PJ	21
Abbildung 2-6:	Nationale Personenverkehrsleistung (links) und Güterverkehrsleistung (rechts) nach Verkehrszweig, Prognose bis 2050, in Mrd. Pkm bzw. Mrd. Tkm	23
Abbildung 2-7:	Spezifische CO ₂ -Emissionen der Pkw-Neuzulassungen (NEFZ) für die Szenarien EWS und KFS sowie die entsprechenden Zielwerte, in g CO ₂ /km	24
Abbildung 2-8:	Pkw-Neuzulassungsanteile für die Szenarien EWS und KFS, in %	25
Abbildung 2-9:	Pkw-Bestand nach Antrieb für die Szenarien EWS und KFS, in Tsd. Fzg.	25
Abbildung 2-10:	Produktionsindex nach Industriebranchen, 1990 bis 2050, indexiert auf das Jahr 2010	27
Abbildung 2-11:	Industriesektor: Endenergieintensität nach Branchen im EWS, 1990 bis 2050	29
Abbildung 2-12:	Jahreslastprofil des Sektors Private Haushalte, erzeugt aus den anwendungsspezifischen Lastprofilen	30
Abbildung 3-1:	Differenz im Primärenergieverbrauch zwischen EWS und KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ	34
Abbildung 3-2:	Zusätzlich eingesparte Endenergie im EWS gegenüber dem KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ	37
Abbildung 3-3:	Entwicklung der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch und am Bruttoendenergieverbrauch, 2000 bis 2050, im EWS	38
Abbildung 3-4:	Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2000–2050, in PJ	40

Abbildung 3-5:	Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2000–2050, in PJ	42
Abbildung 3-6:	Energetischer Verbrauch an Biomasse im EWS, 2000-2050, in PJ	43
Abbildung 3-7:	Jährliche zusätzliche Investitionen im EWS gegenüber KFS, in Mrd. Euro, Mittelwerte je Dekade, nach Sektoren (reale Preise 2014)	45
Abbildung 3-8:	Stromnachfrage EWS – Lastprofile (inflexible Verbraucher) - Struktur für einen ausgewählten Winter-/Sommertag: Vergleich 2012 und 2050	48
Abbildung 3-9:	Entwicklung der Spitzenlast (inflexible Verbraucher), in der Stunde der Spitzenlast des Jahres 2012	48
Abbildung 3-10:	Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen EWS und KFS, 2000–2050, in TWh	52
Abbildung 3-11:	Absolute Differenz bei der Nettonennleistung zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000–2050, in GW	57
Abbildung 3-12:	Strompreisentwicklung in EWS und KFS nach Verbrauchergruppen, 2000-2050, in Euro/MWh (reale Preise 2014)	59
Abbildung 3-13:	Jährliche zusätzliche Investitionen zur Stromerzeugung im EWS gegenüber KFS, in Mrd. Euro, Mittelwerte je Dekade, nach Technologien (reale Preise 2014)	60
Abbildung 3-14:	Entwicklung der THG-Emissionen im EWS nach Sektoren, im Mio. t CO ₂ eq und unterer Zielwert in 2050 (grüne gestrichelte Linie)	61
Abbildung 3-15:	Zusätzlich vermiedene Treibhausgasemissionen im EWS, nach Sektoren, 2000–2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	65
Abbildung 3-16:	Jährliche zusätzliche Energiesystemkosten im EWS gegenüber KFS, in Mrd. Euro, Mittelwerte je Dekade, nach Investitionen und Energiekosten (reale Preise 2014)	67
Abbildung 4-1:	Wirkungskanäle der Energiewende	70
Abbildung 4-2:	Wirkungsmechanismen im Bereich erneuerbare Energien	72
Abbildung 4-3:	Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010 und die prozentuale Abweichung zwischen EWS und KFS	75
Abbildung 4-4:	Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung – Abweichungen im EWS vom KFS	76

Abbildung 4-5:	Verringerte Importe in Mrd. Euro – Abweichungen im EWS vom KFS	79
Abbildung 4-6:	Ausgewählte Größen des Arbeitsmarktes – Abweichungen im EWS vom KFS in %	80
Abbildung 4-7:	Ausgewählte Preisentwicklungen – Abweichungen im EWS vom KFS in %	81
Abbildung 4-8:	Finanzierungssalden – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro	83
Abbildung 4-9:	Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in 1000	85
Abbildung 4-10:	Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in %	85
Abbildung 4-11:	Bruttoproduktion nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro 2010	86
Abbildung 4-12:	Bruttoproduktion nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in %	87
Abbildung 5-1:	Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Strommarkt zum KFS in %	94
Abbildung 5-2:	Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Strommarkt vom KFS in 1000	94
Abbildung 5-3:	Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Endnachfrage vom KFS in %	97
Abbildung 5-4:	Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Endnachfrage vom KFS in 1000	97
Abbildung 5-5:	Beschäftigung durch höhere Investitionen nach Verbrauchssektoren – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Endnachfrage vom KFS in 1000	98
Abbildung 5-6:	Exportentwicklung – Annahmen zu Abweichungen in allen vier Sensitivitäten S1 bis S4 vom Szenario EWS in %	101
Abbildung 5-7:	Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010 – Abweichungen in den Sensitivitäten S1 bis S4 vom Szenario EWS in %	103
Abbildung 6-1:	Wirkungen der Energiewende am Beispiel des Ausbaus erneuerbarer Energien	113
Abbildung 9-1:	Das Modell PANTA RHEI im Überblick	126

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1:	Vergleich der Szenariendefinitionen – Teil Energienachfrage	12
Tabelle 2-2:	Vergleich der Szenariendefinitionen – Teil Strommarkt	13
Tabelle 2-3:	Bevölkerung nach Altersgruppen, Jahresmitte 2000 – 2050, in Mio.	14
Tabelle 2-4:	Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2000 – 2050, in Mio.	14
Tabelle 2-5:	Erwerbstätige nach Branchen, 2000 – 2050, in Mio.	15
Tabelle 2-6:	Bruttowertschöpfung und Bruttoinlandsprodukt 2000 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. Euro	15
Tabelle 2-7:	Weltmarktpreise und Verbraucherpreise für Heizöl, Erdgas, Kohle und Fernwärme, 2000 – 2050, reale Preise mit Basis 2015	16
Tabelle 2-8:	Grenzübergangspreise 2020 – 2050, in realen Preisen	17
Tabelle 2-9:	CO ₂ -Preis 2020 – 2050, in realen Preisen	17
Tabelle 2-10:	Gradtagszahlen (GTZ 15; Mittelwerte für Deutschland), davon abgeleitete Witterungskorrekturfaktoren, Klimakorrekturfaktoren und ein Index für die Entwicklung der Kühlgradtage (CDD), 2000 – 2050	18
Tabelle 2-11:	Bewohnte Wohnfläche und Nutzfläche in GHD-Gebäuden 2000 - 2050, in Mio. m ²	19
Tabelle 3-1:	Primärenergieverbrauch in EWS und KFS nach Energieträgern, in PJ	33
Tabelle 3-2:	Differenz im Primärenergieverbrauch zwischen EWS und KFS nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ	34
Tabelle 3-3:	Endenergieverbrauch im EWS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ	35
Tabelle 3-4:	Endenergieverbrauch im KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ	36
Tabelle 3-5:	Endenergieverbrauch: Differenz zwischen EWS und KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ	36
Tabelle 3-6:	Energieproduktivität in EWS und KFS, in EuroBIP/GJ und jährliche Veränderungen je Dekade (in realen Preisen)	37
Tabelle 3-7:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im Vergleich, 2000–2050, in PJ	39
Tabelle 3-8:	Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2000–2050, in PJ	41

Tabelle 3-9:	Stromverbrauch für die inländische Synthese von Treibstoffen im EWS, in TWh	44
Tabelle 3-10:	Verkehr – Kosten je Pkw nach Szenarien, 2000–2050, in Euro	45
Tabelle 3-11:	Gebäude – spez. Kosten für Anlagen und energetische Sanierungen (energiebedingte Mehrkosten), 2000–2050, in Euro/kW und Euro/m ²	46
Tabelle 3-12:	Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen im EWS	49
Tabelle 3-13:	Bruttostromerzeugung im Energiewende-Szenario, 2000 – 2050, in TWh	50
Tabelle 3-14:	Bruttostromerzeugung im Kontrafaktischen Szenario, 2000 – 2050 in TWh	51
Tabelle 3-15:	Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000 – 2050 in TWh	52
Tabelle 3-16:	Strombilanz im Energiewende-Szenario, 2000 – 2050 in TWh	53
Tabelle 3-17:	Strombilanz im Kontrafaktischen Szenario, 2000 – 2050 in TWh	54
Tabelle 3-18:	Absolute Differenz in der Strombilanz zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000 – 2050 in TWh	54
Tabelle 3-19:	Nettonennleistung im Energiewende-Szenario, 2000 – 2050, in GW	56
Tabelle 3-20:	Nettonennleistung im Kontrafaktischen Szenario, 2000 – 2050, in GW	56
Tabelle 3-21:	Absolute Differenz bei der Nettonennleistung zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000 – 2050, in GW	57
Tabelle 3-22:	Investitionsaufwand nach Technologien im EWS, in Euro (real 2015) je kW	58
Tabelle 3-23:	Strompreisentwicklung in EWS und KFS nach Verbrauchergruppen, 2000-2050, in Euro/MWh (reale Preise 2014)	59
Tabelle 3-24:	Vergleich EWS mit Reduktionszielen für 2030 gemäß Klimaschutzplan	63
Tabelle 3-25:	Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2000–2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalente, Abgrenzung nach Energiebilanz	64
Tabelle 3-26:	Vergleich der jährlichen Energiesystemkosten, Differenz zwischen KFS und EWS, Mittelwert je Dekade und kumuliert im Zeitraum 2000-2050, in Mrd. Euro (reale Preise 2014)	67

Tabelle 4-1:	Preisbereinigtes BIP und seine Komponenten – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro 2010	77
Tabelle 4-2:	Ausgewählte Größen des Arbeitsmarktes – Abweichungen im EWS vom KFS in absoluten Größen	80
Tabelle 5-1:	Preisbereinigtes BIP und seine Komponenten – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Strommarkt vom KFS in Mrd. Euro	95
Tabelle 5-2:	Beschreibung der Sensitivitäten zu Restriktionen	102
Tabelle 5-3:	Relative Abweichung des BIP in den Sensitivitäten S1 bis S4 vom Szenario Referenz (S1=1)	104
Tabelle 6-1:	Mit der UBA-Empfehlung für Klimakosten bewertete vermiedene THG-Emissionen – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro 2010	109

1 EINLEITUNG

Ziel der Energiewende ist der langfristige Umbau des Energiesystems zu einem klimafreundlichen System und der gleichzeitige Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 bei Gewährleistung einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung. Für diese Transformation sind technologische Entwicklungen und Investitionen notwendig. Die Energiewende ist mit gesamtwirtschaftlichen Effekten und vielfältigen Verteilungswirkungen verbunden, um deren Verständnis und Quantifizierung es im Kern des Forschungsvorhabens geht. Für die Akzeptanz der Energiewende ist es entscheidend, dass sie gesamtwirtschaftlich Vorteile, oder jedenfalls keine inakzeptablen Nachteile mit sich bringt, und negative Verteilungswirkungen frühzeitig erkannt, begrenzt und, wenn möglich, ausgeglichen werden.

In diesem Teilbericht zum gesamten Forschungsvorhaben 21/15 „Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende“ werden die Ergebnisse der makroökonomischen Analyse aus Arbeitspaket 3 vorgestellt. Zur Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der Energiewende in der Vergangenheit und zu zukünftigen Wirkungen werden modellgestützt zwei Szenarien einander gegenübergestellt. Das Energiewende-Szenario EWS bildet eine Welt ab, in der die Energiewende seit dem Jahr 2000 so abläuft, wie sie auch faktisch stattgefunden hat und in der in der Zukunft die Ziele der Energiewende erreicht werden. Das Kontrafaktische Szenario KFS bildet eine in sich konsistente alternative Entwicklung ab, die wie folgt beschrieben werden kann: Ab dem Jahr 2000 fand keine Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz statt und wird auch in Zukunft nicht stattfinden. Zur Energieumwandlung werden ab dem Jahr 2000 nur diejenigen Technologien eingesetzt, die sich marktgetrieben durchsetzen. Der Vergleich ökonomischer Kenngrößen unter den jeweiligen Szenarioannahmen lässt Rückschlüsse auf die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit eines Szenarios gegenüber dem anderen zu.

Ähnliche Untersuchungen sind bereits früher entweder für Teilbereiche der Energiewende (vgl. Lehr et al. 2015 für die erneuerbaren Energien und Lehr, Lutz & Ulrich 2013 für die Energieeffizienz) oder die Energiewende insgesamt (GWS, Prognos & EWI 2014) durchgeführt worden. Im Unterschied zu früheren Arbeiten wird im Folgenden einer Kritik sowie einem Vorschlag der Expertenkommission gefolgt, die gegenüber dem ersten Fortschrittsbericht (EWK 2014, FB1), anmahnt, dass *„(d)ie im Fortschrittsbericht 2014 ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Effekte aus Sicht der Expertenkommission eher marginal (sind). Dies liegt jedoch daran, dass der Fortschrittsbericht gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Energiewende erst mit dem Jahr 2010 betrachtet. Zwar wurde die Energiewende formal erst im Jahr 2010 (Energiekonzept) und dem Jahr 2011 (Kernenergieausstieg) ausgerufen, doch bringt die Öffentlichkeit die ab dem Jahr 2000 (Einführung des EEG) ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte mit dem Umbau der Elektrizitätserzeugung in Verbindung. Daher sollte die volkswirtschaftliche Analyse der Energiewende mit dem Jahr 2000 beginnen. Das kontrafaktische Szenario „keine Energiewende“ würde damit auf der Annahme beruhen, dass es seit 2000 weder zu einer primärenergie- noch einer stromseitigen Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien gekommen sei.“*

Daher wird in Kapitel 2 zunächst ausführlich auf die Ausgestaltung der beiden Szenarien sowie die ihnen zugrunde liegenden Annahmen und Rahmendaten für die Entwicklung von 2000 bis heute und für die zukünftige Entwicklung eingegangen. Danach wird die Entwicklung von Primär- und Endenergieverbrauch sowie der energiebedingten THG-Emissionen in den beiden Szenarien ausführlich beschrieben (Kapitel 3). Diese Szenarien werden in das umweltökonomische makroökonomische Modell PANTA RHEI eingestellt. Die damit ermittelten gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse werden umfänglich in Kapitel 4 dargestellt. In Kapitel 5 werden verschiedene Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Zum einen werden die Effekte des Szenarienvergleichs aufgespalten in Wirkungen auf dem Strommarkt und Effekte, die durch höhere Energieeffizienz und erneuerbare Energien in den verschiedenen Verbrauchssektoren ausgelöst werden. Zum zweiten werden Analysen für die EU-Kommission nachvollzogen, die den Einfluss unterschiedlicher Restriktionen auf Märkten und ihre Umsetzung in konkreten Modellen betrachten. Das Kapitel 6 bietet eine Einordnung der Ergebnisse, sowohl durch den Vergleich mit nationalen und internationalen Ergebnissen als auch durch Aufzeigen der Grenzen der Modellrechnungen. Außerdem enthält es einen kurzen Überblick darüber, wie und wo weitergehende Effekte quantifiziert werden (können). Mit einer kurzen Zusammenfassung und einem Ausblick schließt Kapitel 7.

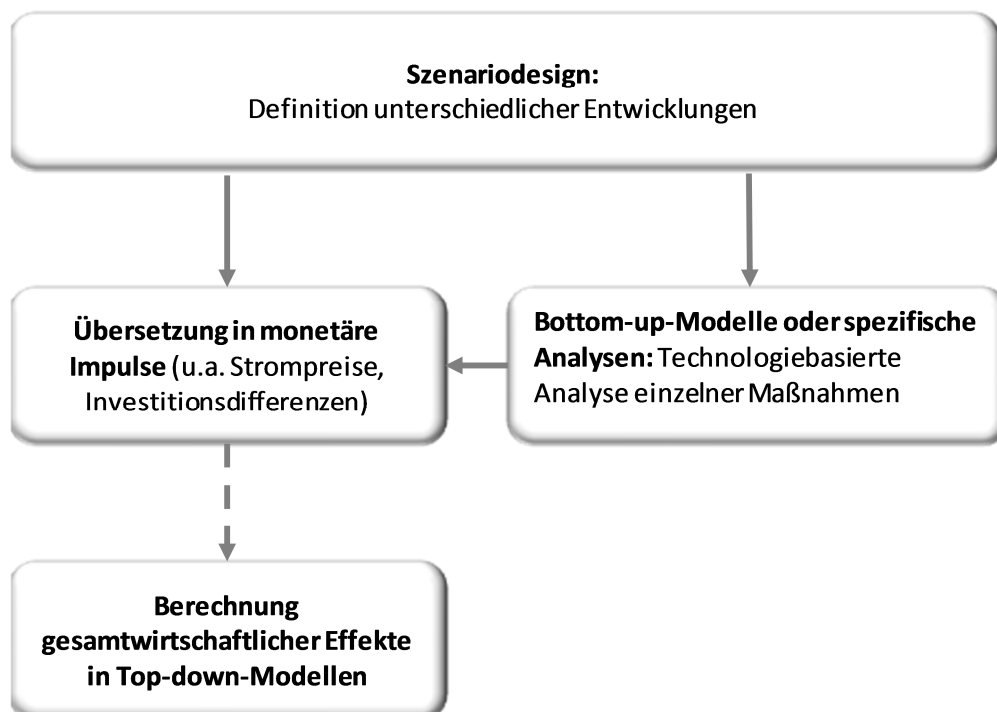
2 SZENARIEN

2.1 MODELLE ZUR ENTWICKLUNG UND BEWERTUNG VON SZENARIEN

Im Kern des Forschungsvorhabens „Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende“ steht der Vergleich zweier Szenarien. Ausgangspunkt eines Szenarios sind technologie- oder prozessgebundene Veränderungen, die durch die Umsetzung einzelner Maßnahmen oder Maßnahmenbündel ausgelöst werden. Sie umfassen einerseits Investitionsdifferenzen inkl. der Unterschiede bei den Kosten für Betrieb und Wartung. Zum anderen ändern sich Energieverbräuche und damit –kosten, womit Veränderungen auf ganzen Teilmärkten verbunden sein können.

Zur Berechnung dieser Veränderungen werden häufig spezifische Bottom-up-Modelle eingesetzt, die die hinter den Maßnahmen stehenden Technologien und ihren Einsatz detailliert abbilden. Anschließend werden die Ergebnisse aller zu betrachteten Maßnahmen und unterschiedlichen Entwicklungen in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt, um volkswirtschaftliche Wirkungen (Beschäftigung, Wertschöpfung etc.) zu berechnen. Abbildung 2-1 zeigt die verschiedenen Elemente der gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse.

Abbildung 2-1: Ablauf einer gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse



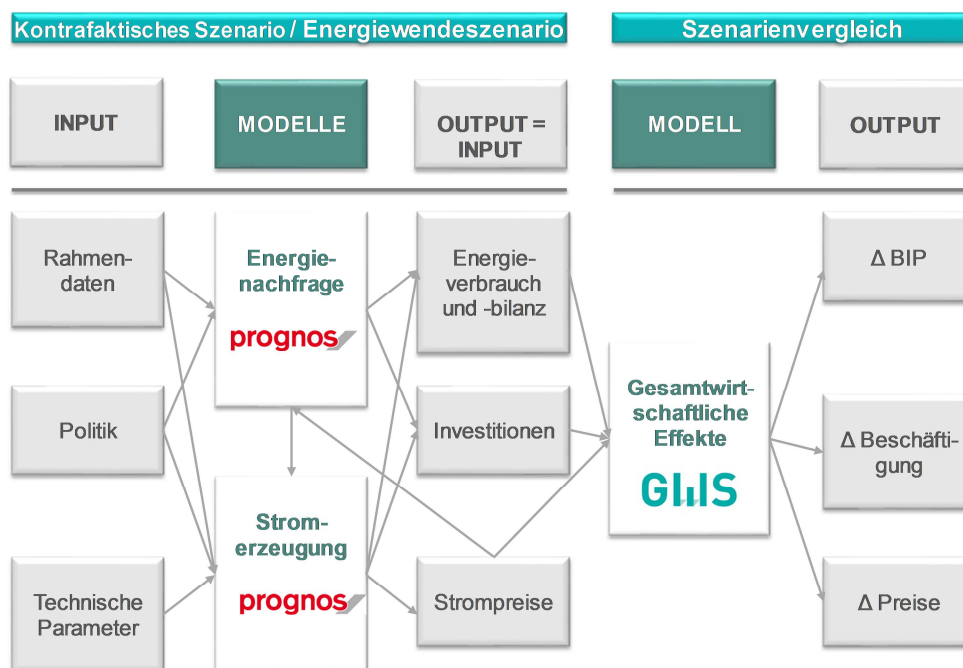
Quelle: GWS, Prognos & EWI (2014)

Die verwendeten Modelle unterscheiden sich vereinfacht dadurch, dass im ersten Fall der Fokus auf einem einzelnen Sektor (z.B. der Elektrizitätswirtschaft, der Stahlindustrie oder dem Verkehr) liegt, der dann detailliert mit der jeweiligen (Markt-)Logik abgebildet wird. In

diesem Fall (Sektormodell oder Bottom-up-Modell) werden Rückkopplungen zur Gesamtwirtschaft nicht abgebildet. Im zweiten Fall (gesamtwirtschaftliches Modell oder Top-down-Modell) stehen die Verknüpfung aller Sektoren oder Industrien und ihre Rückkopplungen über die gesamtwirtschaftliche Entwicklung im Zentrum der Betrachtung. Je nach Fragestellung wird das gesamtwirtschaftliche Modell national oder international gewählt. Dem Vorteil der Einbeziehung internationaler Rückkopplungen steht bei internationaler Betrachtung der Nachteil der Nutzung internationaler Datensätze (mit meist geringerer Aktualität und Detailtiefe im Vergleich zu nationalen Daten) und eine hohe Komplexität der Modellzusammenhänge gegenüber. Umgekehrt bilden nationale Modelle die Entwicklung im Inland detaillierter und aktueller ab, können aber internationale Rückkopplungen nicht oder nur über einfache Annahmen erfassen.

Eine Möglichkeit der Verbindung der Vorteile von Top-down- und Bottom-up-Ansätzen ist die meist „weiche“ Verknüpfung durch den Austausch von Daten über ausgewählte Schnittstellen (soft link), die Vorteile beider Modelltypen verbindet. Die in Kapitel 3 dargestellten Ergebnisse der Energiesystemmodelle (bottom-up), gehen als Input in die gesamtwirtschaftlichen Energiewirtschaftsmodelle (top-down) ein, sodass unter Berücksichtigung der vielfältigen Rückkopplungseffekte die gesamtwirtschaftlichen (Netto-)Effekte in Kapitel 4 berechnet werden können. Außerdem werden Rahmendaten sowie Annahmen aus Abschnitt 2 im Top-down-Modell berücksichtigt. Dieses Vorgehen wird für alle Simulationen angewendet und der Vergleich der Berechnungen führt dann zu Differenzen in den Modellvariablen, die als Wirkung der Energiewende interpretiert werden. Entsprechend wurde beispielsweise bei den Energieszenarien für die Energiewende (Prognos, EWI & GWS 2010, 2011) und im Rahmen der Energiereferenzprognose (Prognos, EWI & GWS 2014) vorgegangen. Auch auf EU-Ebene wird im Rahmen von Impact Assessments vielfach ein vergleichbares Vorgehen gewählt (vgl. z.B. EC 2014, Cambridge Econometrics et al. 2015, EC 2017). Abbildung 2-2 stellt das Vorgehen im Überblick dar.

Abbildung 2-2: Schematische Darstellung des Vorgehens und Modellsysteme im Überblick



Quelle: GWS, Prognos 2018

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte, insbesondere auf BIP, Beschäftigung und Preise, werden mit dem makroökonomischen Modell PANTA RHEI bestimmt, das in Abschnitt 4.1 und im Anhang kurz beschrieben wird. Die Bottom-up-Effekte werden mit dem Modellsystem der Prognos ermittelt, das die Energieumwandlung (vor allem Strommarkt) und die Energienachfrage nach einzelnen Sektoren getrennt betrachtet und in Kapitel 3 und im Anhang kurz erläutert wird. Schnittstellen zwischen beiden Modellen sind die Energieverbräuche, die Investitionsdifferenzen und die unterschiedlichen Strompreise in beiden Szenarien. Abgestimmte Annahmen zu Rahmendaten, Politik und technischen Entwicklungen bilden die unterschiedlichen Szenarien, die im folgenden Abschnitt beschrieben werden.

2.2 SZENARIENDEFINITION

Das **Energiewende-Szenario (EWS)** basiert ex-post (2000-2014) auf den Ist-Werten, beobachteten Größen des Energieverbrauchs, der Preise und von Investitionen in das Energiesystem. Die Entwicklung der Jahre 2015 bis 2050 wird als Umsetzung der Energiewende interpretiert. Das EWS hat den Charakter eines Zielszenarios, in dem die langfristigen Reduktionsziele für Treibhausgase erreicht werden. Das **Kontrafaktische Szenario (KFS)** beschreibt eine alternative Entwicklung, bei der ab dem Jahr 2000 der Pfad der Energiewende nicht verfolgt wird.

Das Kontrafaktische Szenario dient dazu, Wirkungszusammenhänge der Energiewende zu untersuchen. Durch die Betrachtung von Differenzen zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario lassen sich Effekte der bislang vollzogenen Energiewende im ex-post-Zeitraum (2000-2014) sowie der absehbaren Energiewende ex-ante (2015-2050) aufzeigen.

Die beiden Szenarien werden für die Bereiche Strommarkt und Energienachfrage definiert. Die Szenariendefinition hat einen großen Einfluss auf die Modellergebnisse. Die Plausibilität der Szenariendefinition ist deshalb wesentlich für die Akzeptanz der Ergebnisse. Aus diesem Grunde erfolgte der Prozess zur Festlegung der Szenariendefinition gemeinsam mit dem Auftraggeber und dem wissenschaftlichen Beirat zum Vorhaben.

2.2.1 DEFINITION DES ENERGIEWENDE-SZENARIOS (EWS)

2.2.1.1 Generelle Philosophie

Das Ziel der Energiewende ist ein nachhaltiges Energiesystem. Das bestehende System soll umgebaut werden zu einem Energiesystem, das die Versorgungssicherheit gewährleistet, die wirtschaftliche und die soziale Akzeptanz berücksichtigt und möglichst geringe Auswirkungen auf die Umwelt hat. Insbesondere soll auf die Nutzung von Kernenergie verzichtet werden und die Emissionen von Treibhausgasen sollen ausreichend reduziert werden, um eine gefährliche Störung des globalen Klimas zu verhindern. Dabei sind die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien zentrale Bestandteile.

Die Transformation zu einer nachhaltigen Energieversorgung hat in Teilen schon vor 2000 begonnen. Beispielsweise wurden im Zuge der Ölkrise in den 1970er-Jahren Effizienzanstrengungen eingeleitet, unter anderem mit den Zielen Sicherung der Versorgungssicherheit und Preisstabilität. Auf der UNO-Konferenz über Umwelt und Entwicklung in Rio 1992

wurde die Klimarahmenkonvention verabschiedet. In einer darauf folgenden Klimakonferenz in Kyoto verpflichteten sich die Industrienationen 1997 zu verbindlichen Reduktionszielen für die Jahre 2008-12 (und 2013-20).

Die hier untersuchten Effekte der Energiewende beginnen mit dem Jahr 2000. Das Jahr 2000 eignet sich als konkretes Startjahr, da auf Basis des Atomkonsenses des Jahres 2000 zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen im Jahr 2002 der Ausstieg aus der Kernenergie erstmals beschlossen wurde. Zudem erfolgte nach 2000 ein deutlich verstärkter Zubau an erneuerbaren Energien, insbesondere bei der Stromerzeugung durch das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG), das als Nachfolger des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) von 1991 an neue Bedingungen angepasst wurde. Mit dem Integrierten Energie und Klimapaket (Meseberg 2007), mit dem Energiekonzept der Bundesregierung (2010/2011) und nach dem Reaktorunfall in Fukushima wurden die Anstrengungen zur Transformation des Energiesystems weiter verstärkt.

Beim Energiewende-Szenario handelt es sich um ambitioniertes Zielszenario, das über die Anstrengungen des Zielszenarios zur Energiereferenzprognose hinaus geht (Prognos, EWI & GWS 2014) – unter anderem deshalb, weil auch eine Aktualisierung des genannten Zielszenarios zur Energiereferenzprognose den aktuellen Zielkorridor für den Klimaschutz verfehlen würde. Bei der Modellierung eines Zielszenarios wie des EWS geht es prioritär um die Frage, mit welchen technischen Maßnahmen die Zielsetzung (starke Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050) erreicht werden kann. Instrumente werden nicht prioritär abgebildet. Das geschieht in indikativen Szenarien wie der Energiereferenzprognose oder „Weiter-wie-bisher-Szenarien“, bei denen untersucht wird, wie weit eine gegebene Strategie oder Instrumentenkombination führt. Die Energiereferenzprognose hat – ebenso wie das Kontrafaktische Szenario – gezeigt, dass der aktuelle Instrumentenmix noch eine „Ziellücke“ hinterlässt. Eine weitere Grundbedingung ist Versorgungssicherheit der Stromversorgung – zu jedem Zeitpunkt muss die nachgefragte Leistung zur Verfügung gestellt werden können. Im Wesentlichen stehen zur Erreichung der Ziele Effizienzmaßnahmen zur Reduktion der Nachfrage nach End- oder Primärenergieträgern sowie erneuerbare Energien zur Verfügung. Eine wichtige „Nebenbedingung“ ist die Begrenztheit der Potenziale für nachhaltig verfügbare Biomassen (inländisch wie auch als Importe) sowie der sonstigen flächengebundenen erneuerbaren Energien. Eine weitere Nebenbedingung ist der Verzicht auf CCS.

Bei der Auswahl der Maßnahmen haben daher Effizienzmaßnahmen („Efficiency First“) erste Priorität zur Schließung der Ziellücke. Ergänzt werden die Effizienzmaßnahmen durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger. Da die Potenziale für Effizienz und erneuerbare Wärme und erneuerbare Kraftstoffe begrenzt sind, wird verstärkt Strom aus erneuerbaren Quellen eingesetzt: Die Sektorkopplung durch den Einsatz vom Strom gewinnt stark an Bedeutung. Unter Ausschluss der Option CCS, der Einhaltung des inländischen Biomasse-potenzials und dem Verzicht auf den Import von großen Mengen an vergleichsweise teurem PtX, müssen die meisten der heute bekannten Effizienztechnologien eingesetzt werden, um das Reduktionsziel von mindestens -80% gegenüber dem Jahr 1990 zu erreichen. Bei dem Einsatz der technischen Maßnahmen wird berücksichtigt, dass sich die Investitionsrationalitäten in den verschiedenen Sektoren und auch Branchen stark unterscheiden. Daher erfolgt die Auswahl nicht explizit nach Kosten, das Szenario hat keinen Anspruch auf Kostenoptimalität. Grundsätzlich werden prioritär solche Maß-

nahmen eingesetzt, deren Funktionsfähigkeit erprobt ist und die bei stärkerem Einsatz deutliche Lernkurven erwarten lassen. Derzeit kann an vielen Stellen noch nicht eingeschätzt werden, wie der „Wettbewerb der Technologien“ ausgeht. Aufgrund der Vielzahl möglicher Technologien und Technologiekombinationen sowie der unterschiedlichen Akteurskonstellationen in den verschiedenen Sektoren ist es zwar möglich, Kosteneffizienz bei Zielszenarien anzustreben, Kostenoptimalität wäre jedoch aufgrund der Unterbestimmung des Systems weder theoretisch noch praktisch erreichbar.

Verwendet werden jedoch keine Maßnahmen, welche aus heutiger Sicht (noch) sehr teuer sind. Teile der Industrie sind stark dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt. Teure Maßnahmen sind dort schwieriger umzusetzen (Carbon leakage Gefahr) als in den übrigen Verbrauchssektoren. Deshalb werden im Industriesektor im Vergleich zu den übrigen Sektoren nur Maßnahmen mit vergleichsweise geringen Kosten eingeführt. Beispielsweise wird im EWS die Umstellung der Hochöfen auf Direktreduktion (Erdgas, Wasserstoff) nicht eingeführt.

2.2.1.2 Eckpunkte des Energiewende-Szenarios

Das Ziel der internationalen Klimapolitik ist die Begrenzung der THG-Emissionen, um eine gefährliche Störung des Weltklimas zu vermeiden. Dazu soll die durchschnittliche globale Erwärmung auf weniger als zwei Grad Celsius gegenüber dem Niveau vor Beginn der Industrialisierung begrenzt werden. Auf der Klimakonferenz in Paris 2015 wurde beschlossen, die Erwärmung sogar deutlich unter zwei Grad Celsius begrenzen zu wollen. In Deutschland sollen bis ins Jahr 2050 die **THG-Emissionen** gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 80 % bis 95 % reduziert werden. Im vorliegenden Energiewende-Szenario wird eine **Reduktion um 80 % bis 85 %** angestrebt.

Das Reduktionspotenzial ist bei den nichtenergetischen THG Emissionen, insbesondere bei der Landwirtschaft, geringer als bei den energetischen Emissionen. Um das Gesamtziel zu erreichen, müssen deshalb die energiebedingten Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Treibstoffe überproportional reduziert werden (um mehr als 80 %). Für die Aufteilung der Restemissionen im Jahr 2050 zwischen den Sektoren wird keine Vorgabe festgelegt.

Bis zum aktuellen Rand (2014/2015) basiert das Energiewende-Szenario auf effektiven Statistikwerten. Verschiedene zentrale Annahmen für die Fortschreibung sind mit den Langfristszenarien (Fraunhofer ISI et al. 2017) abgestimmt, darunter die Biomassepotenziale, die CO₂-Preise und die Rolle der Kernenergie in Europa. Aus den Klimaschutzszenarien 2050 (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) werden die Entwicklung der THG Emissionen der **Landwirtschaft** und der **Abfallwirtschaft** übernommen (Szenario KS80). Die **Prozess-Emissionen** basieren auf eigenen modellgestützten Berechnungen, welche die unterstellte Wirtschafts- und Technologieentwicklung berücksichtigen.

Das Energiewende-Szenario und das Kontrafaktische Szenario basieren auf identischen Annahmen bezüglich der Leitvariablen Bevölkerung, Erwerbstätige, Bruttowertschöpfung und Energiepreise. Diese Rahmendaten sind in Kapitel 2.3.1 beschrieben.

Grundsätzlich sind verschiedene Pfade zur Zielerreichung möglich. Je ambitionierter die Zielvorgabe ist, desto schmaler wird der Handlungskorridor. Der Handlungskorridor wird

auch begrenzt durch die Annahmen der zur Verfügung stehenden Technologien und Potenziale für Erneuerbare.

Das nationale nachhaltige, energetische **Biomassepotenzial** liegt gemäß ifeu et al. (2014) bei rund 1200-1300 PJ. Da die übrigen Staaten voraussichtlich ihre Biomasse ebenfalls zur Erreichung ihrer Klimaziele benötigen, kann langfristig nicht mit nennenswerten Importmengen gerechnet werden. Im EWS wird deshalb nur so viel importiert, wie exportiert wird (kein Nettoimport). Die 1200 PJ entsprechen jener Menge, welche auch in den Klimaschutzszenarien genutzt werden (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015).

Als Alternative zur Biomasse können aus Strom THG-freie Energieträger erzeugt werden (Power-to-X). Da sich auch langfristig keine nennenswerten Mengen an "Überschussstrom" ergeben und die inländisch verfügbaren zentralen Kohlenstoff-Quellen begrenzt sind, sind diese strombasierten **synthetischen Energieträger** bis 2050 vergleichsweise teuer. Ihr Einsatz bleibt im EWS begrenzt.

Die im Energiewende-Szenario **verfügbaren Technologien** wurden konservativ festgelegt:

- Keine alternative Wasserstoff-Produktion, z.B. direkt aus Sonnenstrahlung oder Algen (kein "Joker").
- Keine breit umgesetzte Wasserstoff-Wirtschaft. Die Wasser-Elektrolyse erfolgt nur an wenigen zentralen Orten und Kraftwerken, die Nachfrage bleibt vergleichsweise gering.
- Keine Bio-Treibstoffe der 3. Generation (auf Algenbasis).
- CCS (Carbon Capture and Storage) steht ab 2030 grundsätzlich zur Verfügung. CCS ist jedoch gesellschaftlich und politisch höchst umstritten. Deswegen wurde angenommen, dass CCS im Stromsektor, wo es ausreichend Alternativen durch erneuerbare Energien gibt, verboten ist. CCS könnte aber bei energieintensiven Prozessen im Industriesektor (z.B. Stahl- oder Zementherstellung) eingesetzt werden, bei denen auch langfristig noch fossile Brennstoffe, auch aus Gründen der Prozessführung, wie bei der Roheisenproduktion, eingesetzt werden. Da der untere Rand der THG-Ziele auch ohne CCS erreicht werden konnte, wurde auf den Einsatz dieser umstrittenen end-of-pipe-Lösung verzichtet.
- CCU (Carbon Capture and Use) wird in geringen Mengen genutzt zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen.
- Im Stromsektor stehen alle heute bekannten Technologien zur Verfügung, mit Ausnahme der Kernenergie. In Deutschland geht das letzte Kernkraftwerk im Jahr 2022 vom Netz. Im übrigen Europa bleibt die Kernenergie aber weiterhin von Bedeutung.
- Strombasierte Energieträger (PtX) sind im Energiewende-Szenario verfügbar. Die Verwendung gewinnt nach 2030 insbesondere beim Flugverkehr an Bedeutung. Zu Beginn werden die PtX hauptsächlich inländisch erzeugt, längerfristig übertreffen die Importe die inländische Erzeugung. Ursächlich dafür sind geeignetere Standorte im Ausland zur Erzeugung des notwendigen erneuerbaren Stroms.

Politische Instrumente werden im Energiewende-Szenario nicht explizit abgebildet. Beschrieben werden die technischen Maßnahmen, beispielsweise die Steigerung der Sanie-

rungsaktivität, die Substitution fossiler Energieträger durch Strom oder erneuerbare Energien oder die verstärkte Durchdringung der Elektromobilität.

Im Energiewende-Szenario wird davon ausgegangen, dass die überwiegende Mehrheit der Staaten ebenfalls ambitionierte Klimaziele anstreben und entsprechende politische Maßnahmen umsetzen (kein nationaler Alleingang). Dies beschleunigt die Entwicklung der benötigten (Effizienz-)Technologien und die Umsetzung Kostensenkungspotenzials. Zudem verringert globaler Klimaschutz die Gefahr von Carbon Leakage (Abwanderung der industriellen Produktion und damit verbundene Verlagerung der Emissionen ins Ausland).

Rebound-Effekte werden mit den eingesetzten Modellen nicht explizit abgebildet und es werden diesbezüglich keine Annahmen getroffen. Da das gesamte Energiesystem und der gesamte Verbrauch unter der Rahmenbedingung weiteren Wirtschaftswachstums sowie damit verbundener Wohlstands- und Konsumententwicklung abgebildet werden, sind die Rebound-Effekte aber implizit mitberücksichtigt. Unter anderem werden Rebound-Effekte als Teil der steigenden Komfortbedürfnisse mitberücksichtigt. Beispielsweise wird von weiter steigenden Pro-Kopf-Wohnflächen und steigenden Warmwassermengen ausgegangen. Auch die Durchdringung mit Geräten wächst weiter an (in der Regel steigende Ausstattungsgrade). Dies gilt für beide Szenarien gleichermaßen.

Rebound-Effekte können sich auch aufgrund von Veränderungen des verfügbaren Haushaltseinkommens ergeben. Eingesparte Ausgaben für Energie ermöglichen beispielsweise zusätzliche Ausgaben für andere Gütergruppen, während die Investitionen in Effizienzmaßnahmen für sich genommen das verfügbare Einkommen schmälern. In den Berechnungen der gesamtwirtschaftlichen Effekte (Kapitel 4) wird der Effekt auf den privaten Konsum abgeschätzt. Es erfolgt jedoch keine Rückkopplung auf die Modellierung des Energieverbrauchs (keine Iterationsschleife). In beiden Szenarien wird von identischen Produktions- und Konsummengen ausgegangen.

2.2.2 DEFINITION DES KONTRAFAKTISCHEN SZENARIOS (KFS)

2.2.2.1 Generelle Philosophie

Um die Wirkungszusammenhänge der Energiewende zu untersuchen, wird das Energiewende-Szenario mit einem Kontrafaktischen Szenario verglichen. Dieses Kontrafaktische Szenario bildet eine zur Energiewende alternative Entwicklung ab. Grundsätzlich sind viele alternative Entwicklungen denkbar. Für die Definition des hier verwendeten Kontrafaktischen Szenarios (KFS) wurden die Bereiche Rahmendaten, Strommarkt und Energienachfrage gemeinsam mit dem Auftraggeber und dem wissenschaftlichen Beirat definiert und die Ausgestaltung zentraler Elemente des Energiesystems festgelegt.

Das Kontrafaktische Szenario erzählt die Geschichte einer alternativen Entwicklung, bei der ab dem Jahr 2000 der Pfad der Energiewende nicht eingeschlagen wird. Die Transformation zu einer nachhaltigen Energieversorgung wird nicht als Ziel betrachtet. Die bis ins Jahr 2000 geleistete Transformation wird aber nicht rückgängig gemacht; erreichte Standards bleiben erhalten.

Als Vereinfachung wird für die Modellierung des Energieverbrauchs in beiden Szenarien von einer identischen Entwicklung der Rahmendaten ausgegangen. Die Annahmen zur

Bevölkerungsentwicklung sowie zum Verlauf der Bruttowertschöpfung und Zahl der Erwerbstätigen unterscheiden sich nicht. Der Effekt der Energiewende auf die ökonomischen Faktoren wird nachgelagert mit dem makroökonomischen Modell berechnet. Eine Iterationsschleife, bei der die veränderten Wirtschaftseffekte wiederum den Energieverbrauch beeinflussen, wird nicht durchgeführt.

Die alternative Entwicklung beginnt im Jahr 2000. Die Ausgangswerte sind zu Beginn des Jahres 2000 noch identisch mit denjenigen des EWS, dann trennen sich die Entwicklungspfade. Die Differenzen zwischen dem Kontrafaktischen Szenario und dem Energiewende-Szenario ergeben sich aufgrund der ab dem Jahr 2000 eingeführten Instrumente und Förderprogramme:

- Alle neuen nationalen Gesetzesänderungen im Energiebereich werden der Energiewende zugerechnet. Da die Bundesregierung den Gesetzesänderungen im EU-Ministerrat zustimmt und hierbei die Ziele der Energiewende berücksichtigt, werden auch alle EU-Gesetze im Energiebereich der Energiewende zugerechnet. Dies schließt alle durch die EU angestoßenen und in Deutschland eingeführten Gesetze ein, wie beispielsweise die Ökodesign-Richtlinien oder die CO₂-Grenzwerte für die Pkw-Neuwagenflotte.
- Da ab dem Jahr 2000 die Energiewende nicht verfolgt wird, werden im Kontrafaktischen Szenario die vorher bereits bestehenden Fördertatbestände im Energiebereich nicht weitergeführt; diese laufen in den Jahren nach 2000 aus. Die Effizienzentwicklung und die Durchdringung mit erneuerbaren Energien verlangsamen sich. Die Gesamtwirkung aller Fördermaßnahmen ab dem Jahr 2000 wird der Energiewende zugerechnet.

Die übrigen Staaten verfolgen im Energie- und Klimabereich mit Deutschland vergleichbare Ziele: Sie streben ebenfalls keine weitere Transformation des Energiesystems an. Im Kontrafaktischen Szenario findet eine moderate Technikentwicklung statt. Diese ist autonom getrieben und wird nicht durch die Politik beeinflusst.

2.2.2.2 Zentrale Elemente der Energienachfrage

Die Entwicklung der Leitvariablen Bevölkerung, Wertschöpfung und Erwerbstätige ist im Kontrafaktischen Szenario identisch wie im Energiewende-Szenario. Dies gilt auch für die Ausstattungsgrade mit Anlagen, Fahrzeugen und Geräten und deren Nutzungsintensität (z.B. Fahrleistung).

Im Kontrafaktischen Szenario werden keine neuen energiepolitischen Instrumente eingeführt. Die Fördertatbestände im Energiebereich laufen aus und werden nicht ersetzt. Unter anderem werden die KfW-Programme mit Fokus auf die Energieeffizienz eingestellt. Der autonome technische Fortschritt führt jedoch zu einer leichten Steigerung der Effizienz bei Geräten, Anlagen und Gebäuden. Im Verlauf der Jahre diffundieren diese Technologien in den Bestand und verringern den Energieverbrauch in einigen Bereichen. In anderen Bereichen überwiegt das Mengenwachstum und der Energieverbrauch steigt weiter an.

Auch der Ausbau der erneuerbaren Wärme wird nicht mehr gefördert. Die Entwicklung der Energiepreise (steigende Öl- und Gaspreise) verbessert langfristig die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien. Insgesamt bleibt der autonome, marktgetriebene Ausbau

aber gering. Die Marktanteile der Erneuerbaren erhöhen sich im Kontrafaktischen Szenario nicht wesentlich.

Bei den Kraftstoffen werden im Kontrafaktischen Szenario keine Beimischungsquoten für Biotreibstoffe eingeführt. Auch Steuerbegünstigungen für Gas und Biotreibstoffe entfallen. Dadurch werden auch langfristig weiterhin mehrheitlich fossile Kraftstoffe verwendet. Die E-Mobilität gewinnt verzögert und deutlich abgeschwächer als im EWS an Bedeutung.

Instrumente zur Luftreinhaltung werden nicht explizit als Teil der Energiewende angesehen. Die Hauptmotivation der Instrumente zur Verbesserung der Luftqualität ist die Vermeidung von Gesundheitsrisiken. Diese Instrumente haben keinen messbaren Einfluss auf die CO₂-Emissionen und sind auch Teil des Kontrafaktischen Szenarios.

2.2.2.3 Zentrale Elemente des Strommarkts

Im Kontrafaktischen Szenario wird in der EU kein Emissionshandelssystem (ETS) eingeführt. Es bildet sich kein CO₂-Preis, der die fossilen Brennstoffe verteuert. Die eingegangene Emissionsverpflichtung im Rahmen des Kyoto-Protokolls wird nicht eingehalten, respektive ein Verfehlen wird in Kauf genommen. Für den Zeitraum nach 2012 werden keine weiterführenden Verpflichtungen eingegangen.

Der Ausstieg aus der Kernenergie ist Teil der Energiewende. Im Kontrafaktischen Szenario wird die Nutzung der Kernenergie beibehalten und die Laufzeiten werden nicht beschränkt. Durch Nachrüstungen können die Reaktoren Laufzeiten von bis zu 50 Jahren erlangen. Der (Ersatz-)Neubau wird nicht verboten. Aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (u.a. nach Fukushima) steigt der Preis für neue Reaktoren jedoch stark an. Ohne staatliche Förderung können keine neuen Reaktoren erstellt werden, da diese sonst nicht wirtschaftlich betrieben werden können. In Deutschland wird keine staatliche Unterstützung gewährt. In anderen EU-Ländern werden Ersatzneubauten teilweise staatlich gefördert. Der Umfang des Zubaus wird modellexogen vorgegeben, wobei sich der Umfang an bestehenden Studien orientiert (Fraunhofer ISI et al. 2017).

Sowohl in Deutschland als auch in den übrigen europäischen Ländern wird der Ausbau von EE-Strom nicht weiter gefördert. Es erfolgt ein autonomer Zubau an EE-Anlagen. Die Marktanreize bleiben jedoch gering, so dass die zugebaute Menge gering ist. Die Technologiekosten der erneuerbaren Energien werden durch die globale Nachfrage getrieben. Da im Kontrafaktischen Szenario gegenüber dem EWS auch global deutlich geringere Mengen an PV- und Windanlagen zugebaut werden, sinken die Technologiekosten stark verzögert gegenüber dem heute zu beobachtenden Lernkurven-Verhalten. Die höheren Installationskosten im Kontrafaktischen Szenario wirken sich dämpfend auf den autonomen EE-Ausbau aus. Die Stromerzeugung bleibt deshalb weitgehend fossil.

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, der (preisgesteuerte) Einsatz der Kraftwerke und das resultierende Stromaußenhandelssaldo erfolgen marktgetrieben und werden als Ergebnis der Modellrechnungen bestimmt. In die Berechnungen fließen unter anderem die Technologiekosten, die Preise der Brennstoffe, die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten und die vorhandenen inländischen Braunkohlereserven und Abbaukapazitäten ein.

Strombasierte Energieträger (PtX) werden nur im Energiewende-Szenario eingesetzt; im Kontrafaktischen Szenario besteht keine Nachfrage nach diesen vergleichsweise teuren Substituten zu fossilen Energieträgern.

Die Verteilnetze müssen nicht wesentlich ausgebaut werden. Die aktuellen Netztransferkapazitäten (Net Transfer Capacity; NTC) werden beibehalten. Auch das heute bekannte Strommarktdesign bleibt erhalten (energy only market).

2.2.3 VERGLEICH UND EINORDNUNG DER SZENARIEN

In den nachfolgenden Tabellen werden die zentralen Eckpunkte der beiden Szenarien gegenübergestellt. Wie erwähnt sind grundsätzlich viele zur Energiewende alternative Entwicklungen denkbar. Die hier festgelegte Definition des Kontrafaktischen Szenarios setzt einen starken Gegenpol zur Energiewende. Dadurch werden vergleichsweise große Effekte erwartet, welche den oberen Rand der zu erwartenden Effekte abbilden.

Tabelle 2-1: Vergleich der Szenariendefinitionen – Teil Energienachfrage

	Energiewende-Szenario	Kontrafaktisches Szenario
Energiepreise		
Strompreise	Modelloutput	Modelloutput
Übrige Verbraucherpreise	Abgeleitet von Großhandelspreisen gemäß IEA Szenarien	Identisch wie EWS
Instrumente		
National	Bestehende Instrumente und implizit neue Instrumente zur Sicherstellung der Zielerreichung	keine neuen Instrumente, keine Novellierungen, aber kein „Rückbau“ der Standards
EU	alle EU-Instrumente Teil der EW: diese werden EU-weit verschärft um Zielerreichung zu sichern	alle EU-Instrumente sind Teil der EW: EU-weit keine Einführung neuer Instrumente und Standards
Förderprogramme	Laufen bei Bedarf grundsätzlich weiter, werden falls notwendig ausgebaut (keine explizite Modellierung)	Laufen aus, werden ersatzlos gestrichen
Autonome Effizienzentwicklung	Ja	Ja, moderater autonomer technischer Fortschritt (kein „Freezing“)
EE-Wärme	Autonomer Zubau wird durch Standards und Förderprogramme stark erhöht	moderater, autonomer Zubau, geringe Marktanteile
Alternative Kraftstoffe	Starke Elektrifizierung im Pkw-Bereich, verstärkter Einsatz von Bio-Kraftstoffe und Gas beim Nutzverkehr, Schiffs- und Flugverkehr	keine Beimischungsquoten für Biotreibstoffe, keine Steuerbegünstigungen für Gas und Biotreibstoffe
Nutzungsintensität und Ausstattung	gemäß Rahmendaten, identisch wie KFS	gemäß Rahmendaten, identisch wie EWS
Luftschadstoffe	Instrumente zur Luftreinhaltung sind nicht explizit Teil der EW; Instrumente zur Verbesserung der Luftqualität sind sowohl Teil des EWS als auch des KFS	

Quelle: Eigene Tabelle

Tabelle 2-2: Vergleich der Szenariendefinitionen – Teil Strommarkt

	Energiewende-Szenario	Kontrafaktisches Szenario
Brennstoffpreise	IEA WEO 2016, new policy	IEA WEO 2015, current policy
ETS und CO ₂ -Preis	steigt auf 100 Euro / t CO ₂ , gemäß Langfristszenarien	kein ETS, kein CO ₂ -Preis
Kernenergie	Ausstieg im Jahr 2022 in Deutschland gemäß Atomgesetz	Kein Ausstieg, keine Laufzeitbeschränkung, Neubau möglich
EE-Ausbaupfad Strom	Ausbau gemäß aktuellen Vorgaben	keine weitere Förderung, nur autonomer Ausbau
Fossile Kraftwerke	Grundsätzlich Marktgetrieben Braunkohle: Abbildung der Sicherheitsbereitschaft, Kohlepfad zur Reduktion der Gesamtleistung entsprechend den THG-Zielen	Marktgetrieben, Braunkohle beschränkt durch inländische Produktion
Netzausbau	Ausbau und Offshore Anbindung	aktuelle Interkonnektorkapazität (NTC) beibehalten
Wärmemarkt / netzgebundene Wärmeerzeugung	Wärmeerzeugung Nachfrage getrieben, Umwandlungs-Input wird zunehmend Erneuerbar und stärkere Verknüpfung mit der Stromerzeugung (erhöhte Flexibilität, PtHeat)	Wärmeerzeugung Nachfrage getrieben, Umwandlungs-Input bleibt überwiegend Kohle und Gas

Quelle: Eigene Tabelle

2.3 ANNAHMEN UND RAHMENDATEN

2.3.1 RAHMENDATEN

Zentrale Leitvariablen für den Energieverbrauch sind die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte, das Bruttoinlandsprodukt, die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen sowie die Energie- und CO₂-Preise. Grundsätzlich werden für beide Szenarien die identischen Rahmendaten verwendet, Ausnahme bilden Brennstoffpreise für Kraftwerke und die CO₂-Preise. Im Kontrafaktischen Szenario gibt es keinen Markt und keinen Preis für CO₂.

Bevölkerung und Haushalte

Bei einer Geburtenrate von 1,4 Kindern je Frau, weiter steigender Lebenserwartung und einer Nettozuwanderung von durchschnittlich 200.000 Personen im Jahr wird die Bevölkerung in Deutschland weiter altern. Dies zeigt sich in einer Veränderung der Altersstruktur. Lediglich die Gruppe der älteren Menschen über 64 Jahren wird künftig immer größer (Tabelle 2-3, basierend auf der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2015), Variante 2). Der Anteil der über 64-jährigen steigt von 21 % im Jahr 2014 auf 31 % im Jahr 2050 (2000: 16 %).

Die Bevölkerung in Deutschland wird im Betrachtungszeitraum nicht nur älter sondern auch kleiner. Mittelfristig erhöht sich zwar die Zahl der Einwohner von 80,7 Mio. im Jahr 2000 auf 82,1 Mio. im Jahr 2020. Bis ins Jahr 2050 verringert sich die Bevölkerung jedoch auf 76,3 Mio. (-5,4 % ggü. 2000). Trotz der schrumpfenden Bevölkerung nimmt die Zahl der privaten Haushalte zunächst zu. Sie steigt von 37,1 Mio. im Jahr 2000 auf 42,9 Mio.

im Jahr 2030. Grund dafür ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Nach 2035 führt der anhaltende Bevölkerungsrückgang bei einer nur noch leicht abnehmenden Haushaltsgröße zu einer Verringerung der Haushaltszahl. In 2050 liegt sie bei 42,0 Mio. und damit noch um rund 13 % über der Anzahl im Jahr 2000.

Tabelle 2-3: Bevölkerung nach Altersgruppen, Jahresmitte 2000 – 2050, in Mio.

Bevölkerung (in Mio.) im Alter von	2000	2014	2020	2030	2040	2050
0 – 14 Jahre	12,8	10,6	10,6	10,6	9,6	9,0
15 – 24 Jahre	9,0	8,7	8,1	7,4	7,7	7,0
25 – 34 Jahre	11,6	10,1	10,4	8,9	8,2	8,5
35 – 44 Jahre	13,1	10,1	10,3	10,7	9,3	8,6
45 – 54 Jahre	10,3	13,6	11,8	10,3	10,8	9,4
55 – 64 Jahre	10,6	10,9	12,5	11,4	10,1	10,5
65 – 74 Jahre	7,6	8,6	8,7	11,4	10,4	9,3
75+ Jahre	5,7	8,4	9,6	10,2	13,0	13,9
Insgesamt	80,7	81,0	82,1	80,9	79,0	76,3

Quelle: Prognos, basierend auf Statistischem Bundesamt 2015

Tabelle 2-4: Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2000 – 2050, in Mio.

Haushalte (in Mio.) nach Größe	2000	2014	2020	2030	2040	2050
1 Person	13,2	16,4	17,5	18,6	19,0	18,9
2 Personen	12,3	14,0	15,1	16,0	16,4	16,3
3 Personen	5,6	4,9	4,6	4,0	3,5	3,2
4 Personen	4,3	3,7	3,5	3,2	3,0	2,7
5+ Personen	1,6	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8
Insgesamt	37,1	40,4	42,0	42,9	42,8	42,0

Quelle: Prognos, basierend auf Statistischem Bundesamt 2015

Erwerbstätige und Bruttowertschöpfung

Die Zahl der Erwerbstätigen hat im ex-post-Zeitraum zugenommen (+5,8 %) und lag im Jahr 2014 bei 42,2 Mio. (Tabelle 2-5). Im Jahr 2000 hatte sie noch bei 39,9 Mio. gelegen. Mittel- und längerfristig geht die Zahl der Erwerbstätigen zurück und liegt 2050 bei 37,3 Mio. (-11,7 % ggü. 2014). Ursächlich hierfür ist die demografische Entwicklung. Die Zahl der Personen im Erwerbsalter (15 - 64 Jahre) liegt 2050 um 9,4 Mio. niedriger als 2014.

Tabelle 2-5: Erwerbstätige nach Branchen, 2000 – 2050, in Mio.

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Land- u. Forstwirtschaft; Fischerei	0,8	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden	0,1	0,1	0,1	0,04	0,04	0,03
Verarbeitendes Gewerbe	7,8	7,3	6,9	6,3	5,8	5,3
Energie, Wasser, Abfall	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3
Baugewerbe	2,9	2,4	2,3	2,0	1,7	1,5
Handel; Reparatur v. Kfz	6,0	6,0	6,1	6,0	5,8	5,6
Gastgewerbe, Beherbergung	1,4	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Verkehr, Lagerei, I&K	3,0	3,3	3,3	3,2	3,1	2,9
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9
Grundstückswesen, Unternehmensnahe Dienstl.	4,2	6,0	6,3	6,3	6,1	5,9
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	2,9	2,5	2,6	2,5	2,3	2,3
Erziehung und Unterricht	2,0	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1
Gesundheits-, Sozialwesen	4,1	5,2	5,4	5,4	5,3	5,2
Private Haushalte, sonstige Dienstl.	2,7	3,0	3,1	3,1	3,0	3,0
Alle Wirtschaftsbereiche	39,9	42,2	42,4	40,9	38,9	37,3

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 2-6: Bruttowertschöpfung und Bruttoinlandsprodukt 2000 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. Euro

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Land- u. Forstwirtschaft; Fischerei	18	17	16	15	16	17
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden	7	4	4	4	4	4
Verarbeitendes Gewerbe	455	563	595	669	764	875
Energie, Wasser, Abfall	70	81	86	96	106	119
Baugewerbe	122	107	111	113	116	122
Handel; Reparatur v. Kfz	197	234	259	299	341	390
Gastgewerbe, Beherbergung	39	39	42	48	54	61
Verkehr, Lagerei, I&K	151	238	269	320	372	432
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	141	109	116	129	143	161
Grundstückswesen, Unternehmensnahe Dienstleist.	449	541	593	680	771	874
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	140	148	155	162	171	183
Erziehung und Unterricht	108	103	107	111	117	126
Gesundheits-, Sozialwesen	127	178	199	225	250	279
Private Haushalte, sonstige Dienstl.	96	97	107	125	142	164
Alle Wirtschaftsbereiche	2088	2460	2660	2996	3365	3801
BIP	2355	2725	2978	3362	3771	4255

Quelle: Prognos 2015

Trotz abnehmender Zahl an Erwerbstätigen steigt die Wirtschaftsleistung, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, zwischen 2014 und 2050 mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 1,3 %. Insgesamt erhöht sich das BIP von 2.355 Mrd. Euro im Jahr 2000 über 2.725 Mrd. im Jahr 2014 auf 4.255 Mrd. im Jahr 2050 (Tabelle 2-6). Über den gesamten Betrachtungszeitraum entspricht dies einer Steigerung um 80 %. Das BIP pro Kopf erhöht sich um 90 %, von 29,2 Tsd. im Jahr 2000 auf 55,8 Tsd. im Jahr 2050 (in Preisen von 2005).

Energiepreise: Großhandelspreise und Verbraucherpreise

Die Großhandelspreise und die Endverbraucherpreise für fossile Energieträger und Biomasse sind grundsätzlich in beiden Szenarien identisch. Die Ökosteuer wird in beiden Szenarien gleich berücksichtigt. Da die Motivation für die Steuer über die Reduktion der negativen Umweltauswirkungen hinausgeht, wird sie auch im Kontrafaktischen Szenario beibehalten und erhöht (2002). Die ökologische Steuerreform der Jahre 1999 bis 2003 zielte über die Senkung der Rentenversicherungsbeiträge, für die die Einnahmen nahezu vollständig verwendet werden, auch auf eine Entlastung des Faktors Arbeit (vgl. dazu ausführlich Bach et al. 2001). Die Entwicklung der Energiepreise basiert im ex-post-Zeitraum auf den effektiv beobachteten Preisen. Bei der Fortschreibung orientieren sich die Preise grundsätzlich am Szenario *New Policy* des World Energy Outlook der IEA. Seit Herbst 2014 ist der Weltmarktpreis für Rohöl deutlich gesunken. Die Fortschreibung des Ölpreises am aktuellen Rand bis 2020/2025 stützt sich deshalb auf eigene Einschätzungen und den Mid-Term-Report der IEA vom Februar 2015 (IEA 2015b).

Tabelle 2-7: Weltmarktpreise und Verbraucherpreise für Heizöl, Erdgas, Kohle und Fernwärme, 2000 – 2050, reale Preise mit Basis 2015

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Weltmarktpreise						
Öl (USD/bbl)						
realer Preis	38	98	79	111	124	133
nominaler Preis	28	97	86	157	227	311
Gas Importpreis, USD/Mbtu	4,6	9,4	7,1	10,3	11,5	12,5
Kohle Importpreis, USD/t	42	62	63	74	77	79
Verbraucherpreise						
Haushalte (inkl. MwSt.)						
Heizöl leicht (Cent/l)	49	78	72	83	88	93
Erdgas (Cent/kWh)	4,7	7,2	6,3	7,2	7,7	8,1
Fernwärme (Euro/GJ)	16	26	21	25	27	29
Industrie (ohne MwSt.)						
Heizöl leicht (EUR/t)	392	693	642	763	831	885
Heizöl schwer (EUR/t)	226	455	411	535	604	658
Erdgas (Cent/kWh)	1,7	3,1	3,1	4,7	6,3	8,4
Steinkohle (EUR/t SKE)	57	93	85	91	94	97

Quelle: IEA 2016 und eigene Berechnungen

Im World Energy Outlook wird im Szenario *New Policy* langfristig von einem deutlich ansteigenden Ölpreis ausgegangen (IEA, WEO 2016). Bis 2030 steigt der Ölpreis auf 111

Dollar je Barrel, bis ins Jahr 2050 auf 133 Dollar je Barrel (reale Preise, Basis 2015; Tabelle 2-7). Der Importpreis für Gas erhöhte sich in Europa von 4,6 Dollar/Mbtu im Jahr 2000 auf 9,4 Dollar/Mbtu im Jahr 2014 (reale US Dollar, Basis 2015). Bis ins Jahr 2050 steigt der Preis gemäß dem Szenario New Policy auf 12,5 Dollar/Mbtu. Im gleichen Zeitraum erhöht sich der reale Importpreis für Steinkohle von 42 auf 79 US Dollar je Tonne.

Die Strompreise sind Modellergebnisse (endogen), sie unterscheiden sich zwischen den Szenarien (vgl. Kapitel 3.2). Sie sind unter anderem abhängig vom Mix der eingesetzten Energieträger, ihren Preisen sowie den Technologiekosten der Erzeugungsanlagen.

Brennstoffpreise

Die Brennstoffpreise für Kesselkohle und Erdgas sind eine zentrale Inputgröße für die Strommarktmodellierung. Da das Strommarktmodell sehr stark auf die Preisentwicklung reagiert, wurde entschieden bei dieser Modellierung unterschiedliche Preise für beide Szenarien zu verwenden. Im KFS mit einer höheren globalen Nachfrage nach fossilen Energieträgern sinken die Preise am aktuellen Rand weniger stark ab. Aus diesem Grund basiert das Energiewende-Szenario auf den Preisen des *New Policy Scenarios* des World Energy Outlook 2016 der IEA. Die Grundlage für das Kontrafaktische Szenario ist das *Current Policy Scenario* des World Energy Outlook 2015 (IEA 2015a). Die Preisentwicklung ab 2040 wurde entsprechend des Szenarios fortgeschrieben.

Tabelle 2-8: Grenzübergangspreise 2020 – 2050, in realen Preisen

Energiewende-Szenario	2020	2030	2040	2050
Steinkohle (EUR/MWh)	8	9	10	10
Erdgas (EUR/MWh Ho)	20	27	31	35
Kontrafaktisches Szenario	2020	2030	2040	2050
Steinkohle (EUR/MWh)	10	14	15	16
Erdgas (EUR/MWh Ho)	23	34	38	43

Quelle: IEA 2015 und 2016, eigene Berechnungen

CO₂-Preis

Die verwendeten CO₂-Preise wurden aus den aktuellen Langfristszenarien übernommen (Fraunhofer ISI et al. 2017). Sie sind das Ergebnis eines iterativen Prozesses, indem die Preise in den Langfristszenarien solange angehoben wurden bis die THG-Minderungsziele erreicht wurden. Dabei wurde auf ein ähnliches Ambitionsniveau in allen Sektoren geachtet. Die CO₂-Preise steigen von 10 Euro (2020) auf 35 Euro (2030), 65 Euro (2040) und 100 Euro (2050)

Tabelle 2-9: CO₂-Preis 2020 – 2050, in realen Preisen

	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Preis	10	35	65	100

Quelle: basierend auf Fraunhofer et al. 2017

Witterung und Klima

Die Witterungsbedingungen beeinflussen in starkem Ausmaß die Nachfrage nach Raumwärme und nach Klimakälte. Sie sind entscheidend für das Verständnis von Energiever-

brauchsschwankungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren. Die Witterung in den Jahren 2000 und 2014 war vergleichsweise mild, der Raumwärmebedarf war deutlich kleiner als im langjährigen Durchschnitt (90 %, respektive 84 % bezogen auf den durchschnittlichen Wärmebedarf).

Im Szenarienzeitraum 2015 bis 2050 wird grundsätzlich von einer Normwitterung ohne jährliche Witterungsschwankungen ausgegangen (Witterungskorrekturfaktor = 1). Berücksichtigt wird jedoch eine langfristige Erwärmung des Klimas. Bei der Umsetzung der Klimaerwärmung in den Modellrechnungen wird vereinfacht von einer linearen Erwärmung ausgegangen. Diese reduziert die Zahl der Heizgradtage um annähernd 0,4 % pro Jahr. Bis ins Jahr 2050 verringert sich dadurch der Raumwärmebedarf um rund 13 % gegenüber dem verwendeten Klima-Referenzzeitraum 1990 bis 2010 (Tabelle 2-10).¹ Grundlage für diese Abschätzungen bildet eine Studie des UBA zu den Klimaauswirkungen und zur Anpassung in Deutschland (UBA 2008).

Im Gegensatz zur Raumwärme nimmt der Kühlbedarf aufgrund der Klimaerwärmung deutlich zu. Es wird nicht nur mehr, sondern auch heißere Hitzetage geben. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Zahl der Kühlgradtage (CDD) aufgrund der heißeren Sommertage deutlich erhöht.

Tabelle 2-10: Gradtagszahlen (GTZ 15; Mittelwerte für Deutschland), davon abgeleitete Witterungskorrekturfaktoren, Klimakorrekturfaktoren und ein Index für die Entwicklung der Kühlgradtage (CDD), 2000 – 2050

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Gradtagszahlen (GTZ 15)	1.952	1.796	2178	2102	2026	1951
Witterungskorrekturfaktoren	0,90	0,84	1,00	1,00	1,00	1,00
Klimakorrekturfaktoren	1,00	1,00	0,97	0,93	0,90	0,87
Kühlgradtage (Index)	100	105	116	134	151	168

Quelle: DWD 2016, UBA 2008 und eigene Berechnungen

2.3.2 ANNAHMEN IN DEN SEKTOREN

2.3.2.1 Private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

In den Sektoren private Haushalte und GHD sind die Gebäude von zentraler Bedeutung für die THG-Emissionen. Die Verbrennung von fossilen Energieträgern für Raumwärme- und Warmwassererzeugung ist aktuell für über 90 % der THG-Emissionen der beiden Sektoren verantwortlich. Die übrigen Emissionen entfallen auf die Sonderverkehre (landwirtschaftliche Maschinen, Baustellenfahrzeuge und Fahrzeuge auf Flughäfen), Kochen, Backen und gewerbliche Trocknungsprozesse.

¹ Da im Energiewende-Szenario die globalen THG-Emissionen stärker reduziert werden als im Kontrafaktischen Szenario, ist ein anderer Verlauf der globalen Temperatur zu erwarten. Wie groß diese Differenz ausfällt und welche Auswirkung diese auf die Temperatur in Deutschland hat, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht beantwortet werden. Aufgrund der vergleichsweise hohen Unsicherheiten wurde deshalb auf eine Unterscheidung zwischen den beiden Szenarien verzichtet.

Die Entwicklung der Wohnflächen und Nutzflächen in GHD-Gebäude ist in Tabelle 2-11 beschrieben. Die Flächenentwicklung ist in beiden Szenarien identisch. Die Entwicklung der Wohnfläche ist gekoppelt an die Entwicklung der Zahl der privaten Haushalte. Aufgrund des steigenden Pro-Kopf-Einkommens, der kleineren Haushaltsgröße und aufgrund von Ersatzneubauten steigt die Wohnfläche pro Kopf im Zeitverlauf an. Die Fläche in GHD-Gebäuden ist gekoppelt an die Zahl der Erwerbstätigen in den Branchen des GHD-Sektors. Da diese nach 2020 abnimmt, entwickelt sich auch die Fläche rückläufig.

Tabelle 2-11: Bewohnte Wohnfläche und Nutzfläche in GHD-Gebäuden 2000 - 2050, in Mio. m²

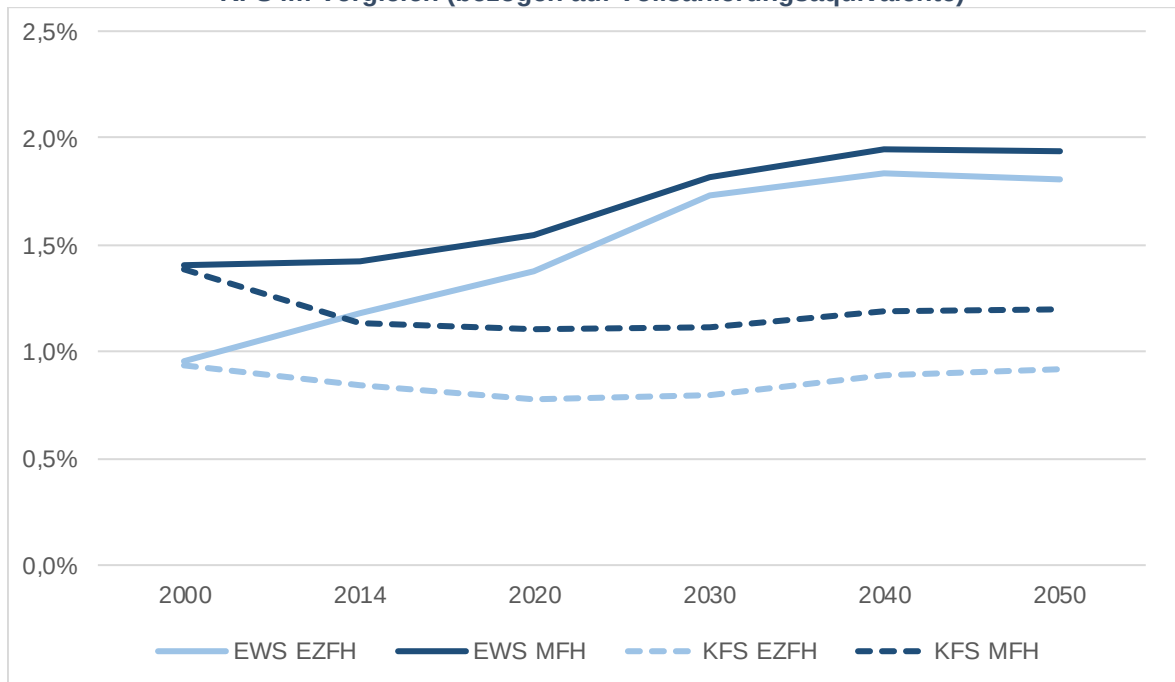
	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Ein- und Zweifamilienhäuser	1.936	2.211	2.347	2.466	2.502	2.495
Mehrfamilienhäuser	1.341	1.434	1.504	1.558	1.574	1.552
GHD-Flächen	1.913	2.037	2.106	2.025	1.936	1.872

Quelle: Eigene Tabelle

Die beiden Hauptmaßnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen in Gebäuden sind die Reduktion der Wärmeverluste und die Dekarbonisierung der eingesetzten Energie. Im EWS wird der Energieverbrauch von Neubauten nach 2020 gegenüber der aktuellen EnEV 2016 weiter abgesenkt. Bei Wohngebäuden wird vor 2030 annähernd der Passivhausstandard erreicht; der spezifische Verbrauch für Raumwärme sinkt unter 20 kWh/m² Wohnfläche. Auch in KFS nimmt die Effizienz von Neubauten im Zeitverlauf zu, aber deutlich langsamer. Unterstellt wird eine Reduktion um rund 1 %/Jahr. Bis 2050 wird bei Neubauten ein spezifischer Verbrauch für Raumwärme von rund 60 kWh/m² bei Ein- und Zweifamilienhäusern und 50 kWh/m² bei Mehrfamilienhäusern erreicht. Dadurch werden im KFS im Jahr 2050 in etwa jene Effizienzwerte erreicht, welche aktuell erzielt werden. Die Effizienzentwicklung von Neubauten verläuft bei den Nichtwohngebäuden annähernd parallel zur Entwicklung bei den Wohngebäuden. Entsprechend den heterogenen Nutzungen der Nichtwohngebäude gibt es jedoch für die unterschiedlichen Gebäudetypen unterschiedliche Verbrauchsniveaus. Zudem haben Nichtwohngebäude im Mittel eine geringere Lebenserwartung als Wohngebäude; es werden mehr alte Gebäude abgerissen und durch neue ersetzt. Dadurch hat der Neubau (Ersatzneubau) bei Nichtwohngebäuden eine vergleichsweise hohe Bedeutung zur Reduktion der THG-Emissionen.

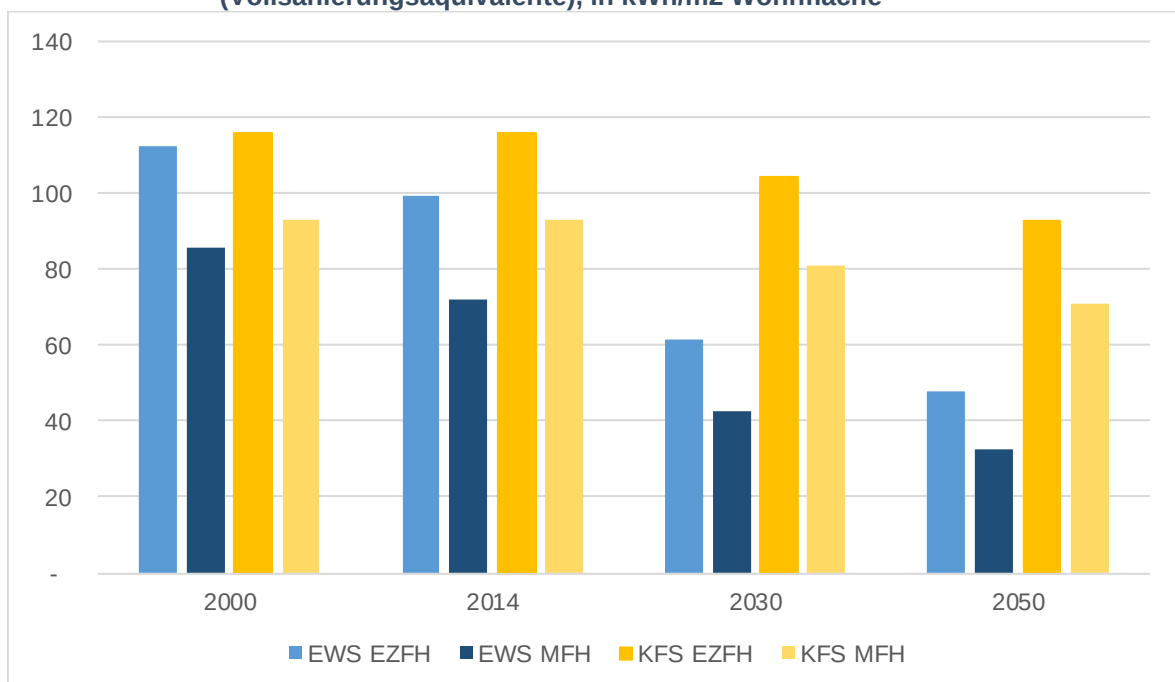
Bei den Wohngebäuden ist die Verbrauchsentwicklung in Bestandsgebäuden zentral zur Reduktion der THG-Emissionen. Wichtigste Maßnahme ist die Verbesserung der Dämmung der Gebäudehülle durch energetische Sanierungen. Im EWS steigen sowohl die Sanierungsrate, als Maß für die Häufigkeit von Durchführung energetischer Sanierungen, als auch die Sanierungstiefe deutlich an. Die Sanierungsrate steigt auf annähernd 2 %, d.h., dass bei jährlich rund 2 % der beheizten Gesamtgebäudeflächen die Dämmung der Gebäudehüllen verbessert wird (Abbildung 2-3). Dabei werden Teilsanierungen in Vollsanierungsäquivalente umgerechnet. Im Zeitverlauf nimmt die Sanierungstiefe zu, der Raumwärmeverbrauch der sanierten Gebäude nimmt ab. Gegenüber heute sinkt der spezifische Raumwärmeverbrauch der sanierten Gebäude um rund 50 % auf rund 35 kWh/m² (MFH) bis 45 kWh/m² im Jahr 2050 (EZFH; bezogen auf Vollsanierungsäquivalente, inkl. Effekt durch eingebaute Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung; Abbildung 2-4).

Abbildung 2-3: Entwicklung der jährlichen Sanierungsraten bei Wohngebäuden, EWS und KFS im Vergleich (bezogen auf Vollsanierungsäquivalente)



Quelle: Prognos

Abbildung 2-4: Entwicklung des spezifischen Verbrauchs von sanierten Wohngebäuden (Vollsanierungsäquivalente), in kWh/m2 Wohnfläche



Quelle: Prognos

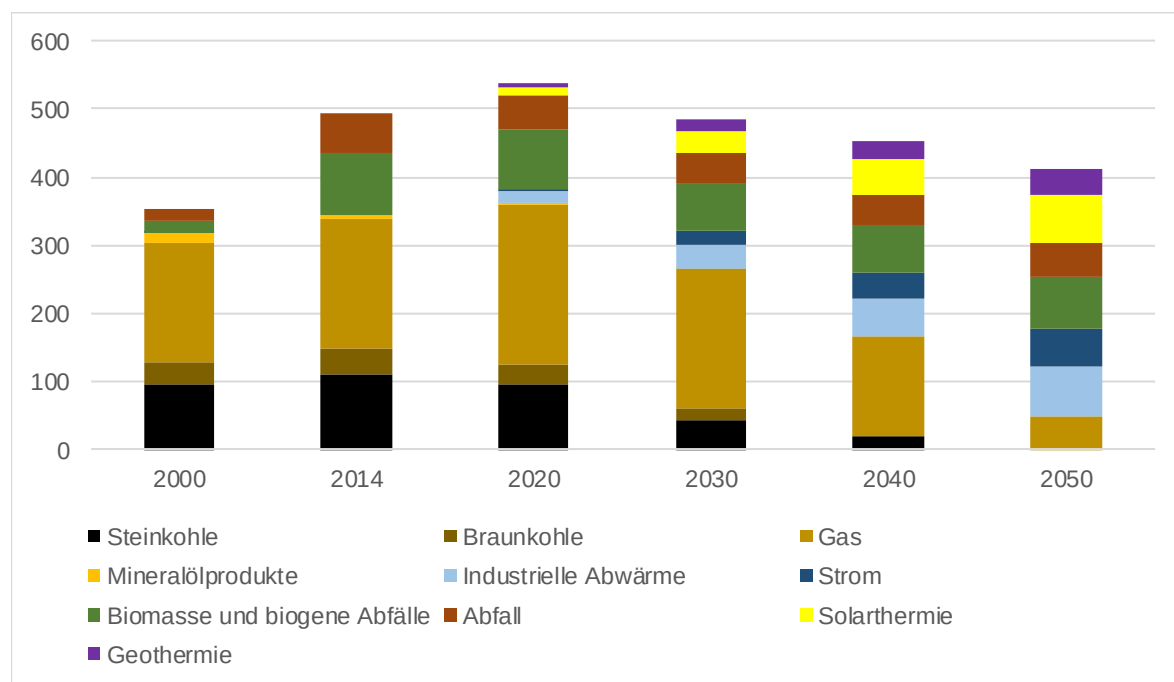
Im Kontrafaktischen Szenario gehen die Sanierungsraten der Gebäudetypen nach 2000 zurück und fällt insgesamt unter 1 %. Die Sanierungstiefe nimmt im Zeitverlauf nur langsam zu. Im Zeitraum 2000 bis 2050 sinkt der spezifische Verbrauch der sanierten Flächen um rund 20 %. Die im KFS im Jahr 2050 erreichte Sanierungstiefe entspricht in etwa der Sanierungstiefe, welche im EWS im Jahr 2014 erreicht wurde.

Die Wärmeversorgung verändert sich im Energiewende-Szenario grundlegend. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Heizöl und Erdgas ist stark rückläufig und fällt unter 20 %. Ersetzt werden die fossilen Anlagen durch erneuerbare Energieträger, wie z.B. elektrische Wärmepumpen, und in dicht besiedelten Gebieten auch durch erneuerbare Fernwärme (inkl. Nahwärme). Solarthermische Anlagen unterstützen die Versorgung durch Wärmepumpen und Fernwärme. Der Anteil der Solarthermie am Wärmeverbrauch steigt bis 2050 auf rund 10 % bei Wohngebäuden, bei Nichtwohngebäude ist der Anteil kleiner.

Im KFS verschiebt sich die Beheizungsstruktur im Zeitraum 2000 bis 2050 nicht wesentlich, der Anteil der fossilen Systeme verbleibt bei annähernd 80 %. Dabei werden die rückläufigen Anteile von Heizöl (und Kohle) durch Erdgas ersetzt. Der Anteil der Wärmepumpe verbleibt auch langfristig deutlich unter 10 %, die Bedeutung von Solarthermie, Holz und Biogas bleibt unbedeutend.

Der Ausbau der Fernwärme findet im EWS in den dichtbesiedelten städtischen Ballungsräumen statt. Der Fokus des Ausbaus liegt auf der Verdichtung des Netzes. Die erzeugte Wärme wird auf mehr Anschlüsse verteilt, die erzeugte Wärmemenge steigt nach 2010 nicht mehr an. Grund ist der rückläufige Wärmeverbrauch durch Sanierungen im Gebäudebestand. Die zur Erzeugung der leitungsgebundenen Wärme eingesetzten Energieträger werden zunehmend THG-neutraler (Abbildung 2-5).

Abbildung 2-5: Fernwärme im EWS – Umwandlungseinsatz nach Energieträgern 2000 bis 2050, in PJ



Quelle: Prognos

Die elektrische Wärmepumpe wird im EWS zur wichtigsten Technologie zur Wärmeherzeugung in Gebäuden, insbesondere in Wohngebäuden. Ein Großteil der Anlagen verfügt über einen Speicher, so dass die Anlagen mit einer gewissen Flexibilität betreiben werden können. Obwohl die Wärmepumpen zunehmend auch im sanierten Altgebäudebestand eingesetzt werden, bei denen die Vorlauftemperaturen in der Regel höher liegen als bei

hocheffizienten Neubauten, steigt die mittlere Jahresarbeitszahl (JAZ) der Anlagen an, von rund 300 % in 2014 auf 400 % in 2050.² Ursächlich hierfür ist hauptsächlich die technische Entwicklung bei der Wärmepumpentechnologie.

2.3.2.2 Verkehr

Ein maßgeblicher Treiber für die Entwicklung der Energienachfrage im Verkehr ist die Verkehrsmengenentwicklung. Die Verkehrsnachfrage wird üblicherweise mit der Verkehrsleistung gemessen. Beim Personenverkehr sind die Personenkilometer und im Güterverkehr die Tonnenkilometer relevant.

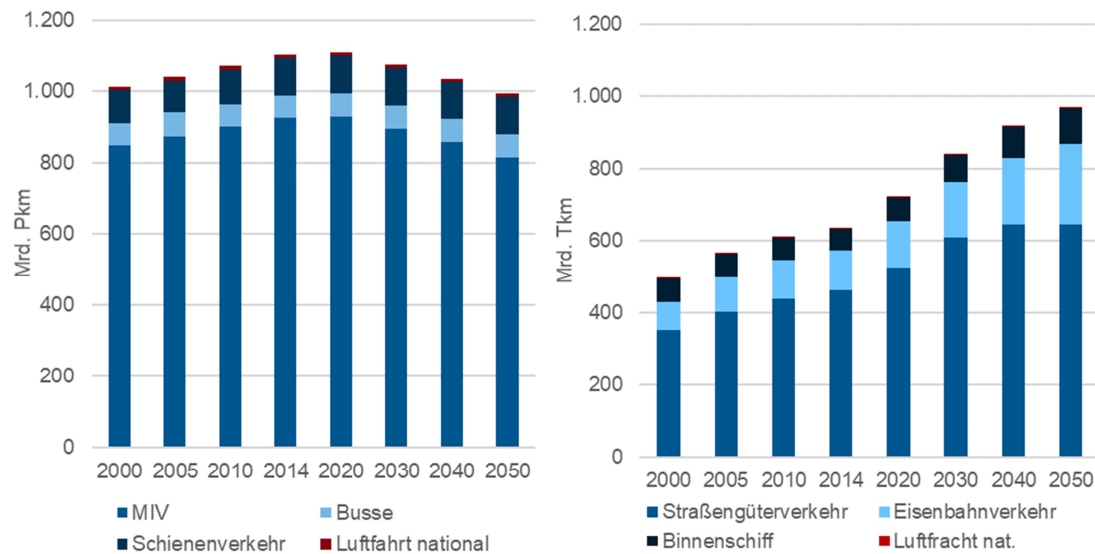
Politische Maßnahmen zur Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene haben potenziell eine hohe CO₂-Wirkung. In diesem Kontext wird oft die Einführung der Lkw-Maut genannt, welche neben fiskalpolitischen Zielen auch das Ziel einer Verlagerung von Straßenverkehr auf die Schiene und Binnenschiffe bewirken soll. Sowohl in der Literatur als auch in den statistischen Daten, lassen sich jedoch keine nennenswerten Verlagerungen des Güterverkehrs auf Güterbahnen oder Binnenschiffe festhalten, weder nach der Einführung der Maut im Jahr 2005, noch nach Ausweitung der Maut in den Jahren 2007 (auf Bundesstraßen) und 2015 (Mautpflicht ab 7,5 t zGG). In den Szenarien werden keine politischen Maßnahmen unterstellt, welche eine potenzielle Wirkung auf die Verkehrsmengen haben. Die Verkehrsmengengerüste sind zwischen den Szenarien sowohl im ex-post- als auch im ex-ante-Zeitraum identisch und werden in der nachfolgenden Abbildung für den Personen- sowie den Güterverkehr abgebildet.

Steigende Einkommen und weiter wachsende Mobilitätsbedürfnisse führen im Personenverkehr zu einem leichten Anstieg der Verkehrsleistungen bis 2020, danach nimmt die Verkehrsleistung ab. Ursächlich ist hier die demografische Entwicklung. Die Bevölkerung wird älter und da ältere Personen statistisch eine geringe Verkehrsleistung aufweisen, nimmt die Personenverkehrsleistung nach 2020 ab. Seit 2000 hat der motorisierte Individualverkehr (MIV) einen Anteil (Modal Split) von rund 85 % gegenüber dem öffentlichen Verkehr mit 15 %. Seit 2002 ist ein leicht rückläufiger Trend beim Modal Split des MIV festzustellen. Dieser Trend wird in den Szenarien fortgeschrieben, es kommt jedoch nicht zu strukturellen Modal-Split-Verschiebungen. Der MIV bleibt auch langfristig der dominierende Verkehrszweig mit einem Anteil von deutlich über 80 %.

Die zunehmende nationale und internationale Arbeitsteilung führt bis 2030 zu einer Ausweitung der nationalen Güterverkehrsleistung um 32 % und bis 2050 um 53 % gegenüber 2014. Innerhalb der Verkehrsträger kommt es zu einer leichten Verschiebung von der Straße zur Schiene und teilweise zur Binnenschifffahrt. Der Anteil der nationalen Luftfracht an der nationalen Güterverkehrsleistung bleibt deutlich unter 1 %. Auch im internationalen Kontext spielt der Luftfrachtverkehr eine untergeordnete Rolle.

² Der Wirkungsgrad elektrischer Wärmepumpen ist in der Regel besser, je geringer die Vorlauftemperatur ist. Diese entspricht der Temperatur des wärmeübertragenden Mediums eines Heizsystems (Nutzwärme). Bei tiefer Vorlauftemperatur ergibt sich eine geringere Differenz gegenüber der Wärmequelle und dadurch ein höherer Wirkungsgrad (Leistungszahl (COP) = $T_{\text{warm}} / (T_{\text{warm}} - T_{\text{kalt}})$).

Abbildung 2-6: Nationale Personenverkehrsleistung (links) und Güterverkehrsleistung (rechts) nach Verkehrszweig, Prognose bis 2050, in Mrd. Pkm bzw. Mrd. Tkm

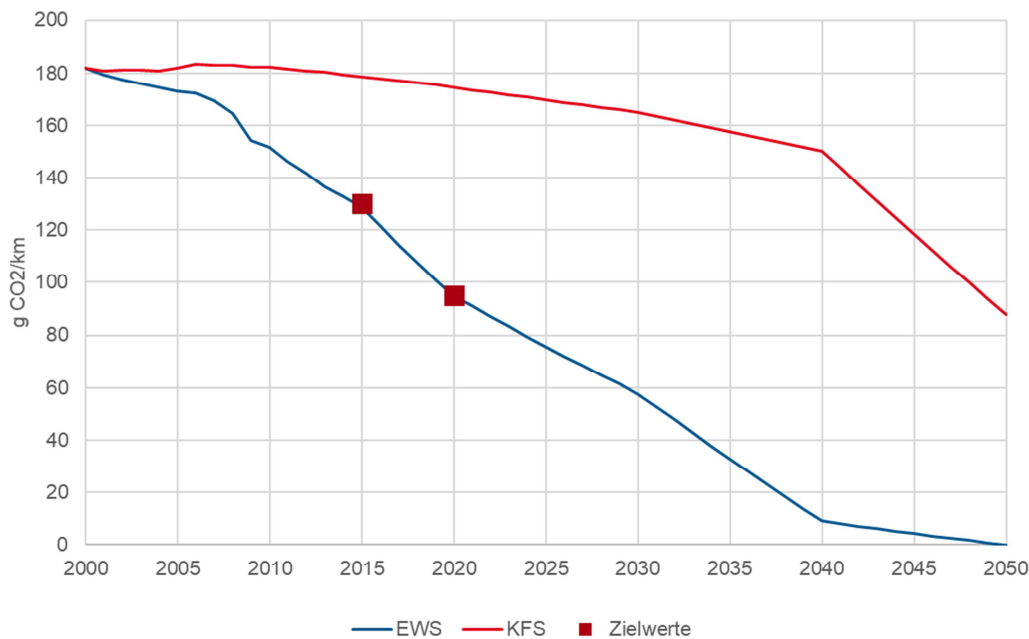


Quelle: Prognos

Die Entwicklung im Zeitraum 2000 bis 2015 im Energiewende-Szenario entspricht der effektiv beobachteten Entwicklung. Gemäß der Modellierung verbrauchte die Mobilität mit Pkw im Jahr 2014 rund 1.500 PJ an Energie und hat somit einen Anteil von knapp 60 % am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in Deutschland. Sowohl der Pkw-Bestand wie auch die Pkw-Neuzulassungen werden durch die Fahrzeugantriebe Benzin und Diesel dominiert.

Um die CO₂-Emissionen aus dem Pkw-Verkehr zu reduzieren, wurden im Jahr 2009 CO₂-Grenzwerte bezüglich der Neuzulassungen per EU-Verordnung eingeführt. Damit die Ziele im EWS erreicht werden, müssen entweder vermehrt lokal emissionsfreie Antriebe abgesetzt werden und/oder die spezifischen Kraftstoffverbräuche reduziert werden. Für das Jahr 2015 konnten die CO₂-Grenzwerte im EWS eingehalten werden. Im Mittel über alle Neuzulassungen lagen die CO₂-Emissionen bei 120 g CO₂/km und damit 8 % unter dem Zielwert von 130 g CO₂/km. Alle Hersteller haben ihre individuellen Zielvorgaben für das Jahr 2015 erreicht. Die Zielvorgaben für das Jahr 2020 von 95 g CO₂/km erreichte im Jahr 2014 noch kein Hersteller.

Abbildung 2-7: Spezifische CO₂-Emissionen der Pkw-Neuzulassungen (NEFZ) für die Szenarien EWS und KFS sowie die entsprechenden Zielwerte, in g CO₂/km



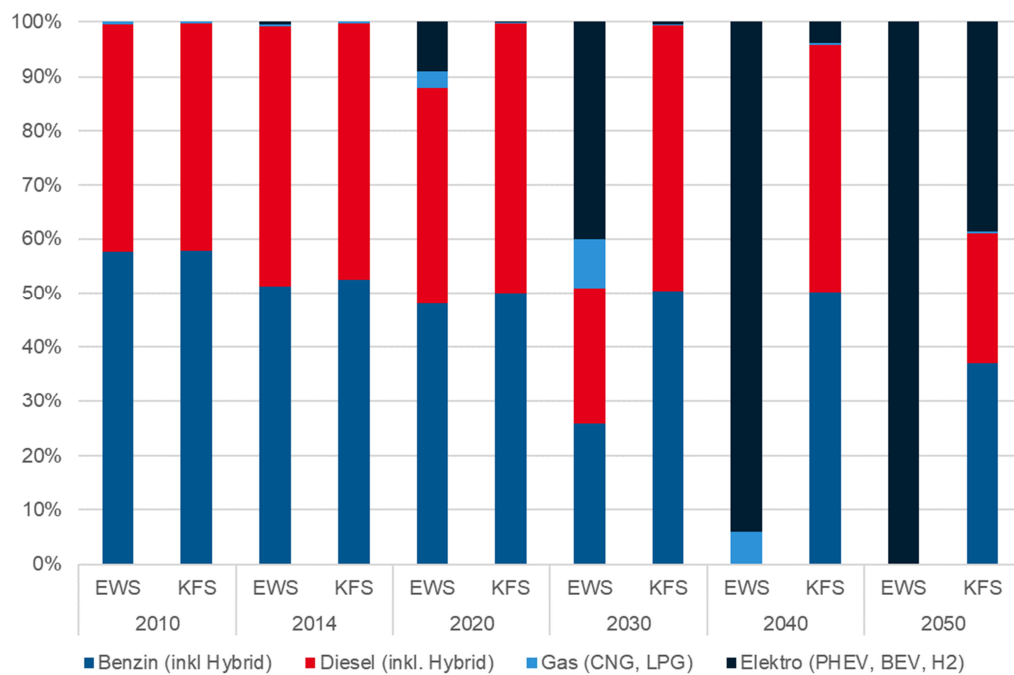
Quelle: Prognos

Im EWS werden die CO₂-Grenzwerte im Flottenmittel nach Testzyklus (NEFZ) eingehalten. Die Emissionen im realen Fahrbetrieb weichen jedoch deutlich von den Verbräuchen nach NEFZ ab. Die Abweichungen bei den spezifischen Verbräuchen der Neuzulassungen steigen gemäß ICCT (2017) bis zum Jahr 2016 auf 42 % an. Diese Annahmen werden bei der Modellierung des Energieverbrauchs der Pkw übernommen. Die 2020er Ziele werden erreicht mit einem substantiellen Anteil von CNG- und BEV-Pkw bei den Neuzulassungen sowie weiteren Effizienzfortschritten bei Benzin- und Diesel-Pkw.³

Im Kontrafaktischen Szenario werden dagegen keine CO₂-Grenzwerte eingeführt. Es wird eine autonome Entwicklung der spezifischen Verbräuche bei Pkw, ohne Berücksichtigung der CO₂-Grenzwerte für Pkw-Neuzulassungen angenommen.

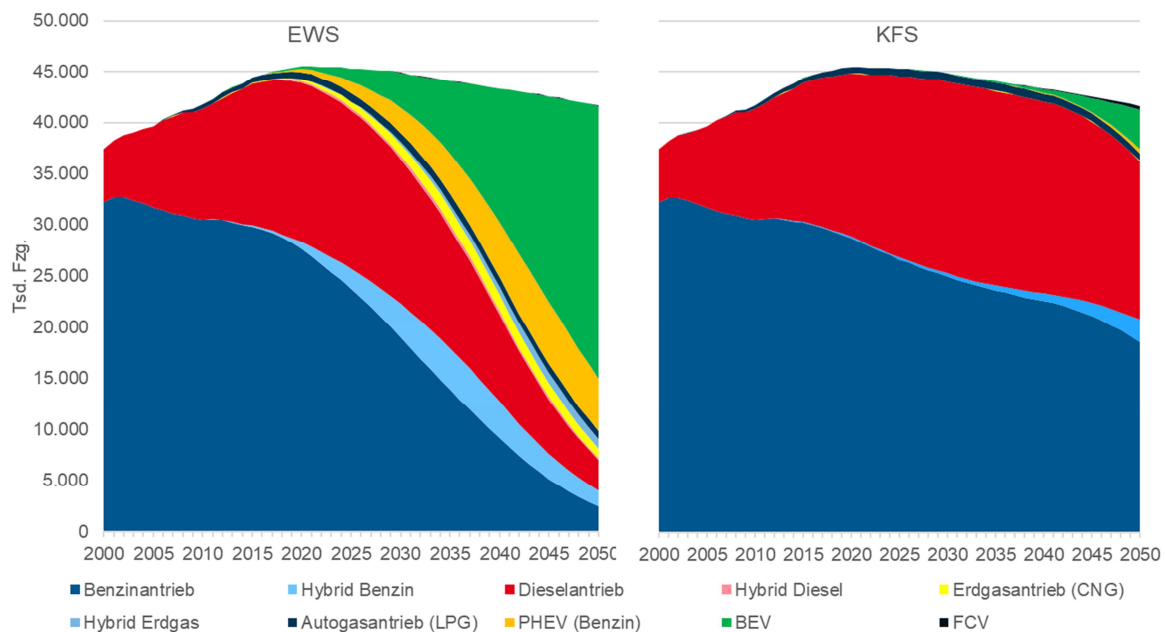
Die Entwicklungen der Neuzulassungen nach Pkw-Antrieb sowie der spezifischen CO₂-Emissionen im Mittel für die beiden Szenarien EWS und KFS werden in den Abbildungen 2-7 und 2-8 dargestellt. Mit der Einführung der CO₂-Grenzwerte im EWS im Jahr 2009 beginnen sich die Antriebsstrukturen zwischen den Szenarien zu unterscheiden.

³ CNG: Compressed Natural Gas
BEV: Battery Electric Vehicle

Abbildung 2-8: Pkw-Neuzulassungsanteile für die Szenarien EWS und KFS, in %

Quelle: Prognos

Die Elektrifizierung der Pkw setzt im KFS deutlich später ein. Beim KFS haben BEV erst ab 2040 bedeutende Anteile an den Pkw-Neuzulassungen. Die Entwicklung des Pkw-Bestandes nach Antrieb ergibt sich aus dem Pkw-Kohortenmodell und wird in der nachfolgenden Abbildung 2-9 dargestellt.

Abbildung 2-9: Pkw-Bestand nach Antrieb für die Szenarien EWS und KFS, in Tsd. Fzg.

Quelle: Prognos

Im EWS wird unterstellt, dass die Elektrofahrzeuge bereits im Jahr 2020 über einen substanziellen Anteil bei den Neuzulassungen verfügen, der nach 2020 weiter ansteigt. Dadurch wächst im Zeitverlauf auch die Bedeutung im Fahrzeugbestand: Bis ins Jahr 2020 wächst der Elektrofahrzeugbestand auf 550 Tsd., im Jahr 2030 sind es bereits über 5 Mio. Elektrofahrzeuge (BEV, PHEV und H2, vgl. Abbildung 2-9). Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Anteil im Fahrzeugbestand auf 76 %.⁴ Im KFS wird die Elektromobilität bis 2040 unwirtschaftlich bleiben, danach steigt der Neuzulassungsanteil von Elektro-Pkw bis ins Jahr 2050 kontinuierlich auf knapp 40 % an. Beim Bestand dominieren auch langfristig die Antriebe Benzin und Diesel.

Leichte Nutzfahrzeuge haben im EWS einen Anteil am Endenergieverbrauch von 6,5 % im Jahr 2014. Auch für leichte Nutzfahrzeuge wurde (im EWS) ein CO₂-Grenzwert für Neuzulassungen eingeführt. Ab dem Jahr 2017 liegt dieser bei 175 g CO₂/km, ab 2020 bei 147 g CO₂/km. Diese Grenzwerte werden nur beim EWS berücksichtigt, dementsprechend sind die spezifischen Verbräuche von leichten Nutzfahrzeugen im KFS höher.

Bei den anderen Verkehrszweigen, Schwerer Straßengüterverkehr, Verkehr mit Bussen, Binnenschifffahrt, Schienenverkehr sowie dem Flugverkehr wird beim KFS von einer leichten moderaten Effizienzentwicklung ausgegangen, welche deutlich unter derjenigen im EWS liegt.

Im EWS werden zur Erreichung der Reduktionziele für 2030 die Bio-Beimischungsquoten deutlich erhöht. Bei Benzin und Diesel werden im Jahr 2030 rund 14 % Biokraftstoffe beigemischt. In absoluten Mengen steigt der Biokraftstoffbedarf bis zum Jahr 2030 auf rund 230 PJ beim Verkehrsträger Straße und rund 300 PJ im Verkehrssektor insgesamt an. Vor dem Jahr 2000 gab es praktisch keine Beimischung von Biokraftstoffen im Verkehr, deshalb werden beim KFS – ohne Energiewende – keine Biokraftstoffe eingesetzt.

Strombasierte Kraftstoffe (PtX) werden ebenfalls nur im EWS eingesetzt. Aufgrund der deutlich höheren Kosten gegenüber den fossilen Energieträgern entsteht im KFS keine Nachfrage nach PtX. Im EWS gewinnt PtX nach 2030 an Bedeutung. Eingesetzt werden die strombasierten Kraftstoffe fast ausschließlich im Flugverkehr; mengenmäßig dominiert der Absatz beim internationalen Flugverkehr. Dabei wird das synthetische Kerosin dem fossilen Kerosin beigemischt. Im Zeitverlauf steigt die Beimischungsquote an. Langfristig übertrifft der beigemischte Anteil den fossilen Anteil (Beimischung 60 %). Neben dem synthetischen Kerosin werden im EWS auch geringe Mengen an Wasserstoff (H₂) aus Strom erzeugt. Eingesetzt wird dieser vor allem beim Straßengüterverkehr mit Sattelzugmaschinen und schweren Lkw. Der Wasserstoffantrieb (FCV) beim Pkw bleibt jedoch ein Nischenprodukt.

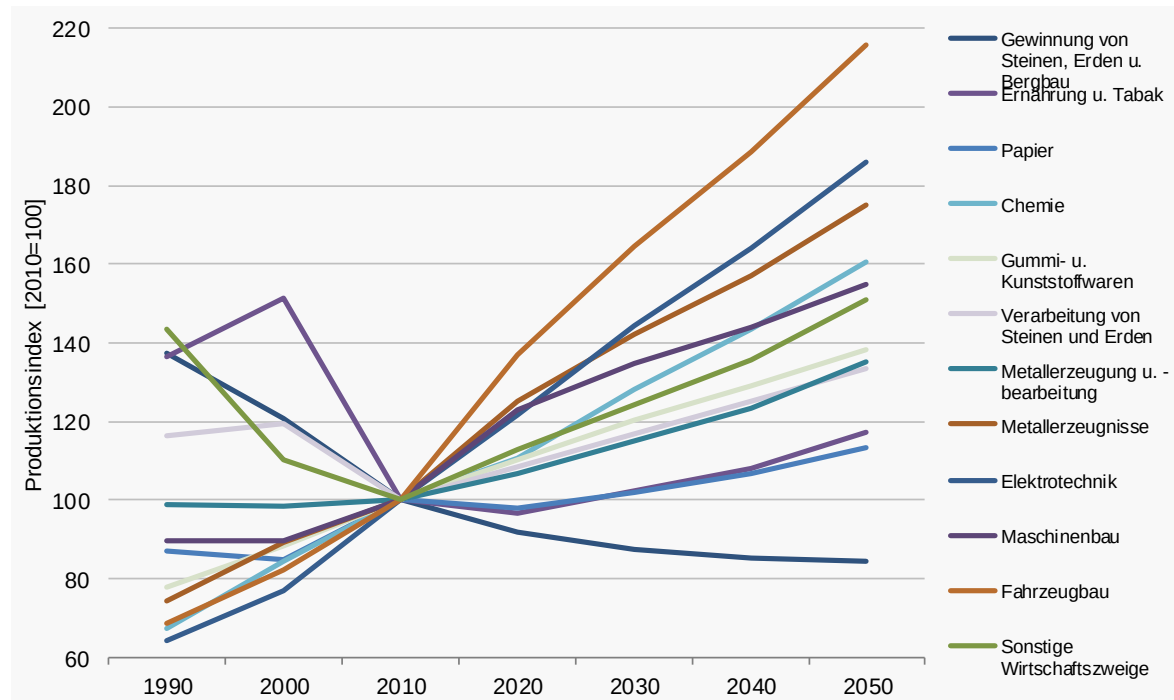
2.3.2.3 Industrie

Der Energieverbrauch des Energiesektors hängt direkt ab von den produzierten Gütermengen. Beide Szenarien gehen von identischen Produktionsmengen aus. Zwischen den einzelnen Branchen des Industriesektors zeigen sich aber deutliche Unterschiede in Be-

⁴ BEV: Battery Electric Vehicle; PHEV: Plug-in-Hybrid-; H₂: Wasserstoffantrieb

zug auf die Entwicklung der Produktionsmengen im Betrachtungszeitraum (Abbildung 2-10).

Abbildung 2-10: Produktionsindex nach Industriebranchen, 1990 bis 2050, indexiert auf das Jahr 2010



Quelle: Prognos

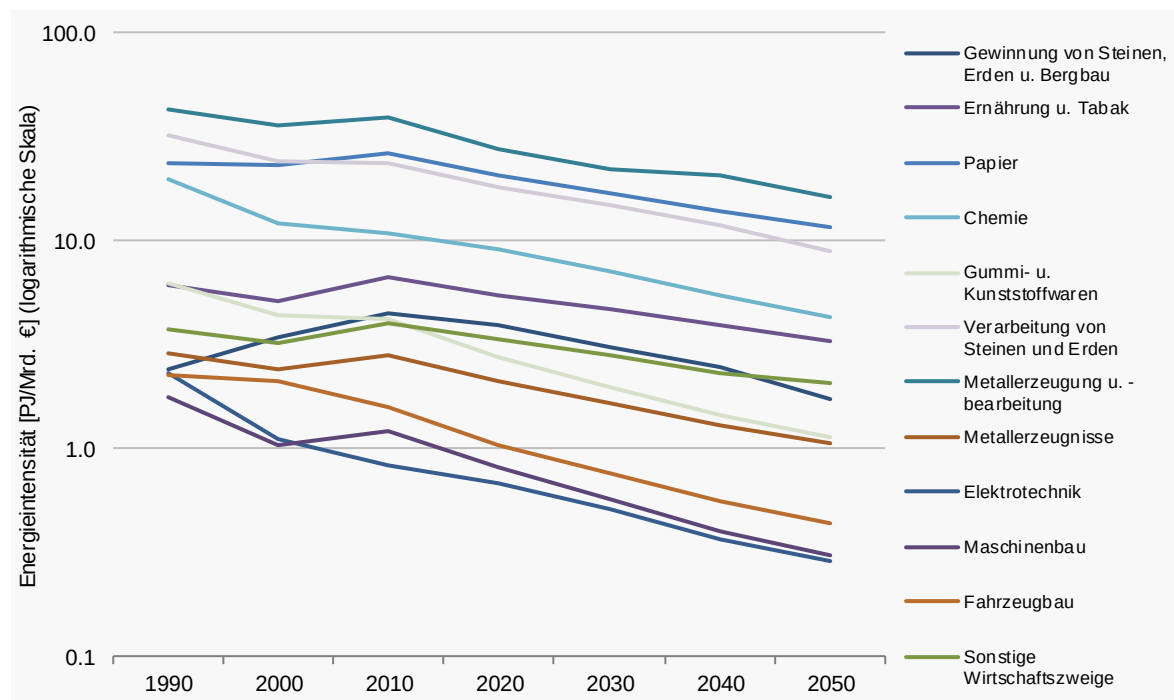
Im Energiewende-Szenario wird die Effizienz der Produktionsprozesse deutlich gesteigert, dadurch nimmt die Endenergieintensität – hier als Energieverbrauch je Bruttowertschöpfung – in allen Branchen ab (vgl. Abbildung 2-11). Im Folgenden sind die wichtigsten im EWS unterstellten Maßnahmen bei Querschnittstechnologien beschrieben:

- Optimierung der Antriebssysteme durch die jeweils effizientesten Elektromotoren und mit der Möglichkeit zur Drehzahlregulierung. Die Effizienz der Antriebe steigt langfristig über die aktuellen Anforderungen der Ökodesign-Richtlinie hinaus an (Effizienz-Klassifizierungen IE3+FU, IE4 und besser). Zudem wird in die hocheffizienten Getriebe serienmäßig eine intelligente Laststeuerung eingesetzt. Wo anwendbar, wird über Rekuperation Energie zurückgewonnen.
- Optimierung der Druckluftbereitstellung, insbesondere durch konsequente Leerlaufvermeidung und Leckageminderung. Die Anlagen werden zusätzlich mit Wärmerückgewinnung ausgestattet und besser dimensioniert. Wo möglich, werden Druckluftanwendungen durch Stromanwendungen substituiert.
- Optimierung von Kompressoren, Pumpen, Ventilatoren und Raumluftechnik. Auch hier steigt die Effizienz langfristig über die aktuellen Anforderungen der Ökodesign-Richtlinie hinaus an. Im Wesentlichen werden effizienteste Komponenten und eine intelligente Regelung eingesetzt sowie auf eine bedarfsgerechte Anlagendimensionierung geachtet.

- Die Effizienzentwicklung des Wärmeverbrauchs in Industrie-Gebäuden ist gekoppelt an die Effizienzentwicklung der Gebäude im GHD-Sektor (vgl. Kapitel 2.3.2.1). Dadurch resultiert ein starker Rückgang beim spez. Wärmeverbrauch.
- Wärmerückgewinnung und Abwärmenutzung werden an vielen Stellen verstärkt eingeführt, unter anderem bei Prozessanlagenabgasen, z.B. durch zusätzliche Abgaswärmetauscher an Dampfkesseln. Diese zurückgewonnene Wärme unterstützt andere Prozessschritte entweder direkt oder nachdem eine Wärmepumpe den Abwärmestrom auf ein verwertbares Temperaturniveau gehoben hat.
- Ofentechnologie: Im EWS wird von einem flächendeckenden Einsatz bestehender modernster Ofentechnologien ausgegangen. Bis zu 15 Prozent Energie sparen hochmoderne Schmelzöfen mit integrierter Prozesstechnik und Regenerativbrenner gegenüber herkömmlichen Öfen ein.
- CCS: wird im EWS nicht eingesetzt (siehe Ausführungen in Kapitel 2.1.1.2).

Zusätzlich zu den erwähnten Querschnittstechnologien, werden im EWS branchenspezifische Effizienzmaßnahmen eingeführt:

- Bei der Zement- und Klinkerproduktion wird der Klinkeranteil von heute 75 % bis 2050 auf 68% verringert. Zudem wird der Verbrauch beim Klinkerbrennen reduziert, unter anderem durch den flächendeckenden Neubau der Zementwerke und dem damit einhergehenden Einbau modernster und größerer Drehrohröfen mit Calcinatoren (zur Entsäuerung des Rohmehls vor dem eigentlichen Brennen im Drehrohröfen) sowie optimierter Verbrennungsführung. Auch das Kalk- und Gipsbrennen wird thermisch optimiert, u.a. durch den Einsatz von effizienteren vertikalen Ofentypen. Für diese Branche wird rund die Hälfte aller bestehenden Anlagen neu gebaut.
- In der Grundstoffchemie werden sämtliche Produktionsanlagen für die Synthesen von Ethylen, Methanol und Ammoniak (Steam-Cracker und Steam-Reformer) auf den Stand der besten verfügbaren Technik (BVT) modernisiert. Bei der Chloralkali-Elektrolyse wird flächendeckend das Membranverfahren (z.T. mit Sauerstoffverzehrkatode) eingeführt sowie die Zellspannung gesenkt (Zero-Gap-Elektroden).
- Bei der Stahlproduktion wird der Elektrostahlanteil von aktuell 30 % bis 2050 auf 44 % gesteigert. Die Produktion von Elektrostahl benötigt lediglich ein Zehntel der Energie des Hochofenstahls bei gleichen Mengen. Zudem werden an den Hochöfen zusätzliche Effizienzmaßnahmen eingeführt, darunter die Kokstrockenkühlung in der Kokerei, die Gas-Rezirkulierung in der Sinteranlage sowie im Hochofen der Einsatz wasserstoffreicher Reduktionsmittel als Ersatz für Koks und ab 2035 die Gichtgasrückführung, mit der ebenfalls über 10% des eingesetzten Kokes eingespart werden können.
- Bei der Papierproduktion wird der Altpapieranteil bis 2050 auf 85% erhöht (heute 74%). Die Papierproduktion aus Altpapier benötigt spezifisch deutlich weniger Energie als die Produktion von Frischpapier, da auf die energieintensive Holzstoffgewinnung verzichtet werden kann.

Abbildung 2-11: Industriesektor: Endenergieintensität nach Branchen im EWS, 1990 bis 2050

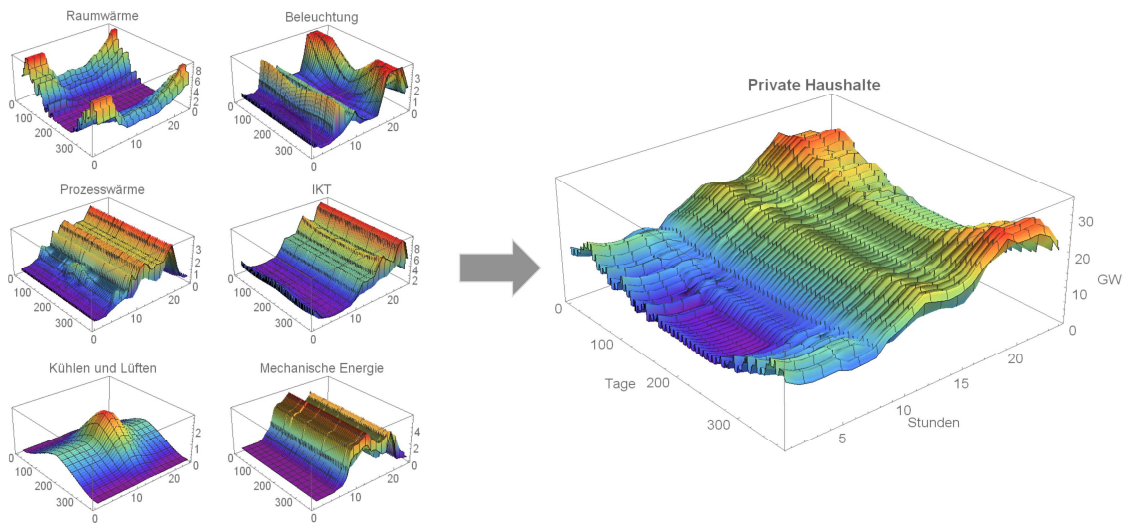
Quelle: Prognos

2.3.2.4 Lastprofile

Die Modellierung der Stromnachfrage ist ein zentraler Input für die Modellierung des Kraftwerksparks und der Stromerzeugung. Relevant ist nicht allein die jährlich nachgefragte Strommenge, sondern auch deren zeitliche Struktur. Deshalb wurde für beide Szenarien die Jahreslastkurve nach Verwendungszwecken mit deren individuellen Lastprofilen disaggregiert und anschließend auf das historische Gesamtlastprofil kalibriert (vgl. Abbildung 2-12). Als Basisjahr wurde das Jahr 2012 verwendet (d.h. das Gesamtlastprofil 2012 mit der Witterung 2012).

Gegenwärtig zeigt das Lastprofil in den Mittags- und Abendstunden sowie in den Wintermonaten die höchsten Lastspitzen. Diese Zeitpunkte sind, insbesondere bei gleichzeitig geringer Einspeisung erneuerbarer Energien, besonders kritisch für die Stromversorgung. Die Lastkurven pro Verwendungszweck verändern sich mit der Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs. Dadurch verändert sich bis ins Jahr 2050 in beiden Szenarien die Struktur des jeweiligen Gesamtprofils.

Abbildung 2-12: Jahreslastprofil des Sektors Private Haushalte, erzeugt aus den anwendungsspezifischen Lastprofilen



Quelle: Prognos

2.3.2.5 Modellierung von flexiblen Verbrauchern

Im Energiewende-Szenario wird zwischen flexiblen und inflexiblen Stromverbrauchern unterschieden. Zu den flexiblen Verbrauchern werden die elektrischen Wärmepumpen und die Elektro-Fahrzeuge gerechnet, zu den inflexiblen Verbrauchern die übrigen Anwendungen. Elektro-Fahrzeuge und Wärmepumpen können sich im großen Maße flexibel verhalten. Im Rahmen der Strommarktmodellierung werden diese Verbraucher möglichst in Zeiten mit niedriger Last und/oder hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien eingesetzt. Je nach Größe der Speicher (z.B. Batteriekapazität der PKW, Größe der Wärmespeicher in Gebäuden), dem unterstellten Verbrauchsprofil sowie der Lademöglichkeit bei Elektrofahrzeugen können diese Verbraucher auf Situationen im Stromsystem reagieren. Ein Entladen der Batterien bei Elektrofahrzeugen zu Zwecken der Stabilisierung des Stromsystems („Zugriff aus dem Stromnetz“) wurde nicht unterstellt.

3 ENERGIEVERBRAUCH, STROMERZEUGUNG UND THG-EMISSIONEN IN BEIDEN SZENARIEN

3.1 ENERGIEVERBRAUCH

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt in der Abgrenzung der Energiebilanz nach den Kategorien Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch. Zusätzlich werden die THG-Emissionen ausgewiesen, mit Schwerpunkt auf den Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe. Die Differenz-Investitionen zwischen den Szenarien und die resultierenden Strompreise werden ebenfalls beschrieben. Die Endenergieverbrauchswerte im Energiewende-Szenario sind bis an den aktuellen Rand auf die Energiebilanz kalibriert. Dies gilt auch für die THG-Emissionen, welche für die Jahre 2000 bis 2014 aus dem THG-Inventar übernommen werden.

3.1.1 PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH

Bis etwa zum Jahr 2010 unterscheidet sich die Höhe des Primärenergieverbrauchs zwischen den beiden Szenarien nur wenig (1,5 %). Ab 2010 nimmt die Differenz deutlich zu. Im Energiewende-Szenario verringert sich der Verbrauch im ex-post-Zeitraum um 9,0 % auf 13.175 PJ. Im KFS verändert sich der Verbrauch nicht wesentlich (-1 %) und liegt 2014 um 1.100 PJ über dem Verbrauch im EWS (Abbildung 3-1 und Tabelle 3-2).

Bei einzelnen Energieträgern zeigen sich bis ins Jahr 2014 zwischen den Szenarien größere Differenzen. Bei den Energieträgern Steinkohle (-744 PJ), Mineralöle (-421 PJ) und Kernenergie (-664 PJ) nimmt der Verbrauch im EWS gegenüber dem KFS deutlich ab. Außerdem steigt im EWS der Verbrauch an erneuerbaren Energien gegenüber dem KFS stark an (+854 PJ). Dabei entfällt der Großteil der zusätzlichen Verwendung auf die Biomasse (+515 PJ), Windkraft (+178 PJ) und die Photovoltaik (+129 PJ). Unterschiede zeigen sich auch bei den Nettoimporten von Strom. Im EWS steigen die Exporte bis 2014 auf 122 PJ (2000: 1 PJ). Im KFS verändern sich die Nettostromexporte nicht wesentlich, im Jahr 2014 betragen sie 4 PJ.

Da sich die beiden Szenarien im Jahr 2000 zu trennen beginnen, ergeben sich bereits für das Jahr 2000 leicht unterschiedliche Verbrauchswerte. Der etwas höhere Primärenergieverbrauch im Kontrafaktischen Szenario zu Beginn des Betrachtungszeitraums ist auf die Entwicklung im Umwandlungssektor zurückzuführen.⁵ Bei den Verbrauchssektoren liegt der Verbrauch in allen Jahren im EWS tiefer als im KFS (höhere Effizienz im EWS).

Bis ins Jahr 2050 erhöht sich die Differenz des Primärenergieverbrauchs zwischen den beiden Szenarien. Im Kontrafaktischen Szenario verringert sich der Primärenergieverbrauch auf 12.236 PJ (-15 % gegenüber 2000). Im Energiewende-Szenario sinkt der Ver-

⁵ Im EWS beruhen die Werte bis 2014 auf den Angaben der Energiebilanz, im KFS handelt es sich ab 2000 um Modellwerte. Die geringen Differenzen im ersten Jahr sind teilweise auf diesen Unterschied zurückzuführen (modellierter Wert vs. Statistikwert).

brauch um zusätzliche 5.242 PJ auf 6.993 PJ. Gegenüber dem Ausgangsjahr 2000 bedeutet dies rund eine Halbierung des Primärenergieverbrauchs (-52 % ggü. 2000). Der Primärenergieverbrauch je erzeugter BIP-Einheit sinkt in EWS im Zeitraum 2000-2050 von 6,1 MJ/EUR auf 1,6 MJ/EUR (-73%). Im KFS verringert er sich auf 2,9 MJ/EUR (-53%).

Der größere Rückgang des Primärenergieverbrauchs im EWS ist auf die stärkere Steigerung der Effizienz zurückzuführen. Unter anderem führen im EWS die verstärkte Sanierungsaktivität und die strengeren Neubaustandards zu einem größeren Rückgang des Energieverbrauchs in Gebäuden. Im Verkehrssektor ist es insbesondere der breite Einsatz effizienter Elektromotoren, welcher im EWS den Energieverbrauch im Verkehrssektor deutlich verringert. Die höhere Effizienz von Geräten, Anlagen und Prozessen im EWS führt auch zu einer Dämpfung der Stromnachfrage. Die geringere Stromnachfrage und die höhere Effizienz bei der Stromerzeugung haben wiederum einen deutlich geringeren Umwandlungseinsatz zur Folge.

Unterschiede zwischen den Szenarien zeigen sich auch beim Energiemix. Im KFS steigt der Anteil der fossilen Energieträger am gesamten Primärenergieverbrauch im Zeitverlauf an, von 86 % auf annähernd 95 % im Jahr 2050. Dies ist unter anderem auf die Substitution der Kernenergie durch Kohle bei der Stromproduktion zurückzuführen. Im EWS verringert sich der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch bis 2050 auf 46 %. Am größten sind die zusätzlichen Reduktionen bei der Steinkohle (-3.424 PJ), der Braunkohle (-1.149 PJ) und den Mineralölen (-2.417 PJ).

Im Energiewende-Szenario übernehmen die erneuerbaren Energien eine zunehmend wichtige Rolle in der Energieversorgung. Deren Verbrauch erhöht sich bis ins Jahr 2050 auf 3.862 PJ (+750 % ggü. 2000). Der Verbrauch an Biomasse steigt nach 2014 nur noch wenig an, da die Potenzialgrenze am aktuellen Rand bereits annähernd erreicht ist. Deutliche Zunahmen im Zeitraum 2015-2050 zeigen sich bei Umgebungswärme und Geothermie (+480 PJ), Windkraft (+1.148 PJ) und PV (+229 PJ). Der Anteil der erneuerbaren Energien zur Deckung des Primärenergieverbrauchs erhöht sich von 12 % in 2014 auf 55 % in 2050.⁶ Im Kontrafaktischen Szenario erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch nur geringfügig, im Jahr 2050 beträgt der Anteil 6 % (+376 PJ ggü. 2000).

⁶ Im Jahr 2008 liegt im EWS der Anteil der Erneuerbaren am gesamten Primärenergieverbrauch bei 8 % (gemäß Energiebilanz). Bis ins Jahr 2020 erhöht sich der Anteil auf 18 %. Dies entspricht einer Zunahme der Verbrauchs um 83 % (2020 ggü. 2008). Bis ins Jahr 2050 erhöht sich der Verbrauch der Erneuerbaren um 237 % (ggü. 2008).

Tabelle 3-1: Primärenergieverbrauch in EWS und KFS nach Energieträgern, in PJ

Energiewendeszenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	2.021	1.759	1.300	981	729	351
Braunkohle	1.550	1.574	1.119	537	202	1
Mineralöle	5.491	4.491	3.949	2.963	2.038	1.421
Gase	2.997	2.670	2.723	2.418	1.661	1.209
Nichtererneuerbare Abfälle	112	226	211	208	207	202
Nettoimporte Strom	1	-122	-163	-73	50	-53
Kernenergie	1.851	1.060	673	0	0	0
Erneuerbare Energien	456	1.518	2.149	2.739	3.328	3.862
Wasserkraft	92	75	77	77	77	77
PV	35	136	480	716	1.022	1.355
Wind	0	42	165	251	294	359
Biomasse	320	1.043	1.256	1.312	1.310	1.259
Solarthermie	4	27	60	136	220	291
Umgebungswärme/Geoth.	5	42	111	247	404	522
Insgesamt	14.478	13.175	11.961	9.773	8.214	6.993
Kontrafaktisches Szenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	2.128	2.504	2.503	3.208	3.495	3.775
Braunkohle	1.623	1.635	1.508	1.503	1.459	1.150
Mineralöle	5.470	4.912	4.836	4.566	4.275	3.838
Gase	2.985	2.635	2.852	2.794	2.690	2.574
Nichtererneuerbare Abfälle	135	198	199	208	212	213
Nettoimporte Strom	-26	4	8	-92	-63	-82
Kernenergie	1.705	1.724	1.627	692	0	0
Erneuerbare Energien	393	664	701	726	757	768
Wasserkraft	77	77	77	77	77	77
PV	23	20	11	12	12	13
Wind	0	0	1	1	2	3
Biomasse	284	528	553	520	493	456
Solarthermie	4	10	25	55	85	111
Umgebungswärme/Geoth.	5	20	35	62	88	110
Insgesamt	14.413	14.275	14.234	13.605	12.826	12.236

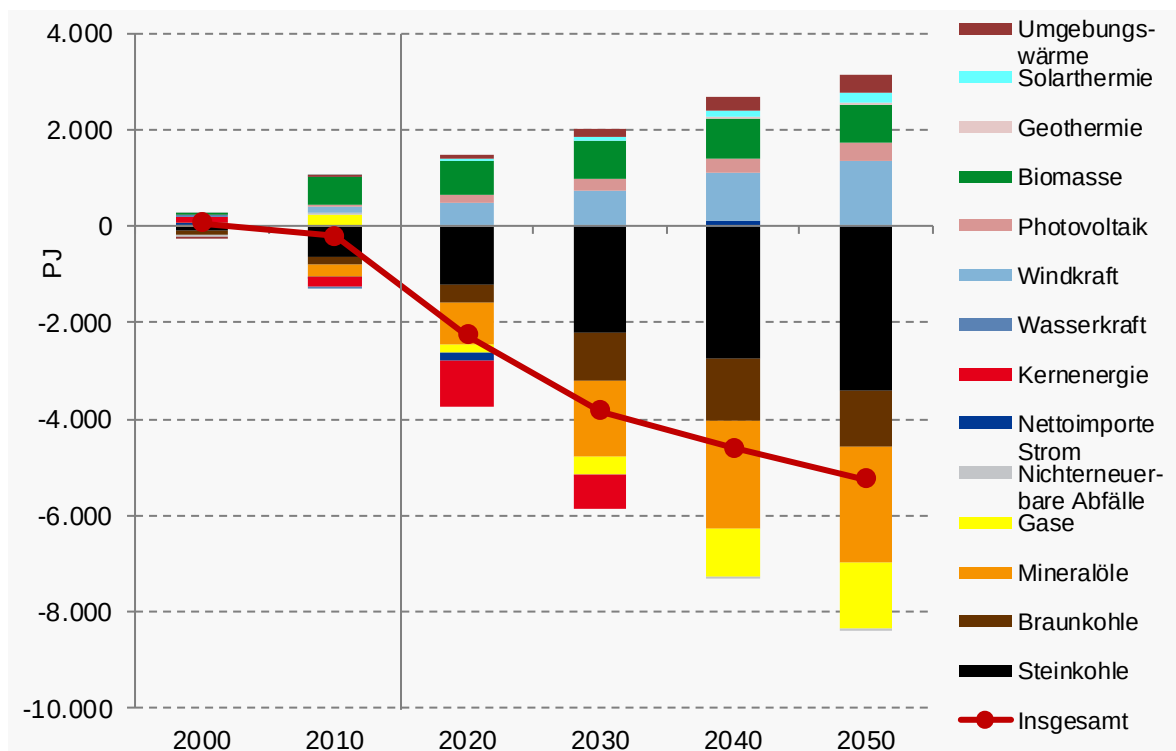
Quelle: Prognos

Tabelle 3-2: Differenz im Primärenergieverbrauch zwischen EWS und KFS nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ

	Differenz zwischen EWS und KFS					
	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	-107	-744	-1.202	-2.227	-2.766	-3.424
Braunkohle	-73	-61	-389	-966	-1.258	-1.149
Mineralöle	20	-421	-887	-1.603	-2.238	-2.417
Gase	13	35	-129	-376	-1.029	-1.365
Nichtererneuerbare Abfälle	-24	28	12	0	-5	-11
Nettoimporte Strom	27	-126	-171	19	113	29
Kernenergie	146	-664	-953	-692	0	0
Erneuerbare Energien	63	854	1.447	2.013	2.570	3.094
Wasserkraft	15	-1	0	0	0	0
PV	12	116	468	705	1.010	1.342
Wind	0	42	164	249	292	356
Biomasse	36	515	703	793	817	803
Solarthermie	0	16	35	81	135	181
Umgebungswärme/Geoth.	0	21	76	185	316	412
Insgesamt	65	-1.100	-2.273	-3.831	-4.612	-5.242

Quelle: Prognos

Abbildung 3-1: Differenz im Primärenergieverbrauch zwischen EWS und KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ



Quelle: Prognos

3.1.2 ENDENERGIEVERBRAUCH

Im Energiewende-Szenario nimmt der Endenergieverbrauch im ex-post-Zeitraum 2000 bis 2014 um 8,0 % ab (-751 PJ). Im Kontrafaktischen-Szenario verringert sich der Endenergieverbrauch im gleichen Zeitraum um 183 PJ (-1,9 %), das sind 578 PJ weniger als im EWS.

Auch im ex-ante-Zeitraum 2015 bis 2050 verringert sich der Endenergieverbrauch in beiden Szenarien. Im EWS sinkt der Verbrauch auf 5.268 PJ. Gegenüber dem Jahr 2000 bedeutet dies eine Reduktion um 44 %. Im KFS sinkt der Verbrauch erwartungsgemäß weniger stark als im EWS. Im Jahr 2050 liegt der Endenergieverbrauch bei 8.332 PJ (-12 %). Das sind 3.065 PJ mehr als im Energiewende-Szenario (Tabelle 3-3 und Abbildung 3-2).

Die Energieproduktivität, gemessen am erzielten BIP je eingesetzter Einheit Endenergie (Verbrauch je BIP-Einheit (EuroBIP real/GJ), steigt im EWS von rund 250 EuroBIP/GJ im Jahr 2000 auf 313 EuroBIP/GJ im Jahr 2014 (KFS: 294 Euro/GJ). Bis ins Jahr 2050 wächst die Energieproduktivität im EWS auf 808 EuroBIP/GJ (KFS 511 EuroBIP/GJ, Tabelle 3-6).

Unterschiede zeigen sich auch bei der Energieträgerstruktur. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Mineralölprodukte, fossile Gase und nicht erneuerbaren Abfällen geht im EWS von 75 % im Jahr 2000 auf 34 % im Jahr 2050 zurück. Im KFS sinkt der Anteil auf 63 %. Der zusätzliche Rückgang der fossilen Energieträger ist hauptsächlich auf die Entwicklung bei den Mineralölprodukten (-2.090 PJ, vor allem Treibstoffe) und die fossilen Gase (-1.215 PJ) zurückzuführen.

Tabelle 3-3: Endenergieverbrauch im EWS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ

Energiewendeszenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	432	348	310	258	186	136
Braunkohle	82	85	71	54	41	0
Mineralölprodukte	4.140	3.315	2.902	2.024	1.329	815
Gase	2.329	2.056	1.969	1.504	1.104	773
Nichtererneuerbare Abfälle	55	73	70	66	62	60
Strom	1.770	1.846	1.759	1.685	1.662	1.692
Fernwärme	400	383	415	418	416	409
Wasserstoff	0	0	1	8	11	15
Erneuerbare Energien	240	590	799	1.072	1.296	1.368
Biomasse	231	525	666	774	804	735
Solarthermie	4	27	48	104	168	219
Umgebungswärme/Geoth.	5	38	86	194	324	414
Insgesamt	9.447	8.696	8.296	7.089	6.107	5.268

Tabelle 3-4: Endenergieverbrauch im KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ

Kontrafaktisches Szenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	432	354	323	305	289	276
Braunkohle	82	86	75	62	51	43
Mineralölprodukte	4.149	3.718	3.715	3.514	3.284	2.905
Gase	2.330	2.147	2.252	2.170	2.082	1.988
Nichtererneuerbare Abfälle	55	74	74	75	74	73
Strom	1.770	2.058	2.049	2.047	2.030	2.043
Fernwärme	400	393	425	433	421	402
Wasserstoff	0	0	1	2	4	15
Erneuerbare Energien	240	446	497	546	577	587
Biomasse	231	415	438	429	404	367
Solarthermie	4	10	25	55	85	111
Umgebungswärme/Geoth.	5	20	35	62	88	110
Insgesamt	9.457	9.274	9.410	9.153	8.813	8.332

Quelle: Prognos

Tabelle 3-5: Endenergieverbrauch: Differenz zwischen EWS und KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	0	-6	-13	-46	-103	-140
Braunkohle	0	-1	-3	-8	-10	-43
Mineralölprodukte	-9	-403	-813	-1.490	-1.956	-2.090
Gase	0	-91	-283	-667	-977	-1.215
Nichtererneuerbare Abfälle	0	-1	-4	-9	-13	-13
Strom	-1	-212	-290	-362	-368	-350
Fernwärme	0	-9	-10	-14	-4	7
Wasserstoff	0	0	1	6	7	0
Erneuerbare Energien	0	144	302	526	719	781
Biomasse	0	110	228	345	400	368
Solarthermie	0	16	23	49	83	109
Umgebungswärme/Geoth.	0	18	51	132	236	304
Insgesamt	-10	-578	-1.114	-2.064	-2.706	-3.065

Quelle: Prognos

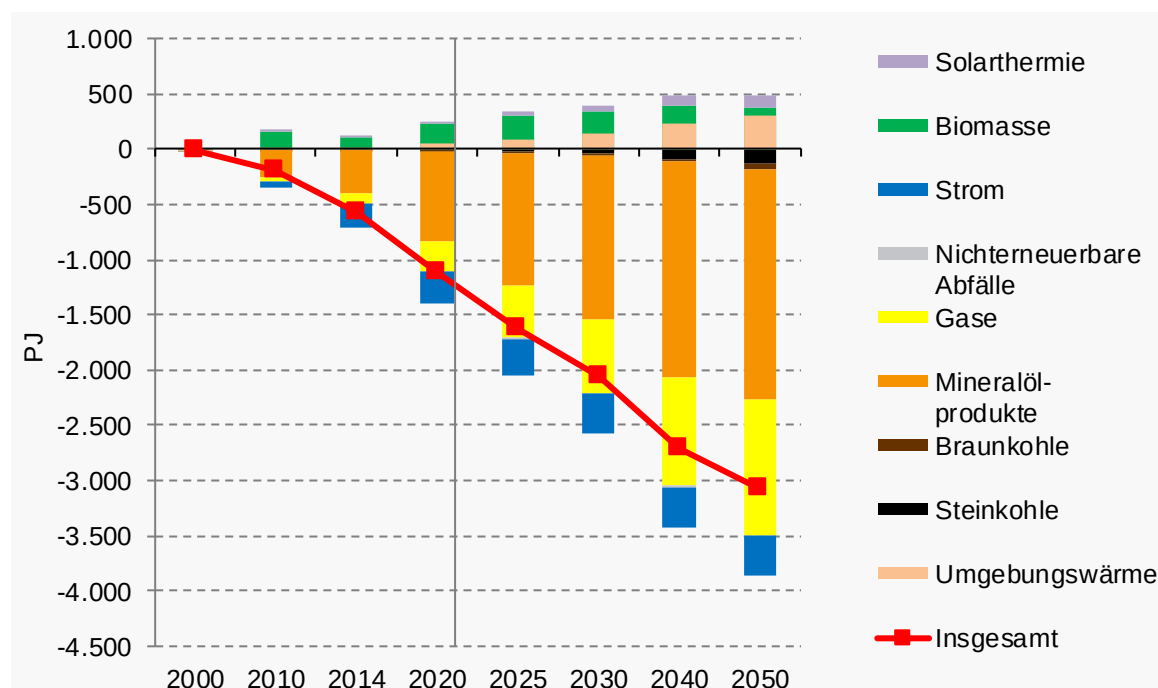
Tabelle 3-6: Energieproduktivität in EWS und KFS, in EuroBIP/GJ und jährliche Veränderungen je Dekade (in realen Preisen)

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Energieproduktivität, Euro/GJ						
KFS	249	294	316	367	428	511
EWS	249	313	359	474	618	808
jährliche Veränderungen		`00-`10	`10-`20	`20-`30	`30-`40	`40-`50
KFS		0,9%	1,5%	1,5%	1,5%	1,8%
EWS		1,1%	2,6%	2,8%	2,7%	2,7%

Quelle: Prognos

Der Verbrauch an Mineralölprodukten verringert sich im EWS im Zeitraum 2000–2050 um 3.325 PJ (-80 %). Der Anteil der Mineralölprodukte am Endenergieverbrauch sinkt um 28 %-Punkte auf 15 %. Im KFS nimmt der Verbrauch an Mineralölprodukten um 1.244 PJ ab (-30 %), der Anteil am Endenergieverbrauch sinkt um 9 %-Punkte auf 35 %.

Abbildung 3-2: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EWS gegenüber dem KFS, nach Energieträgern, 2000–2050, in PJ



Quelle: Prognos

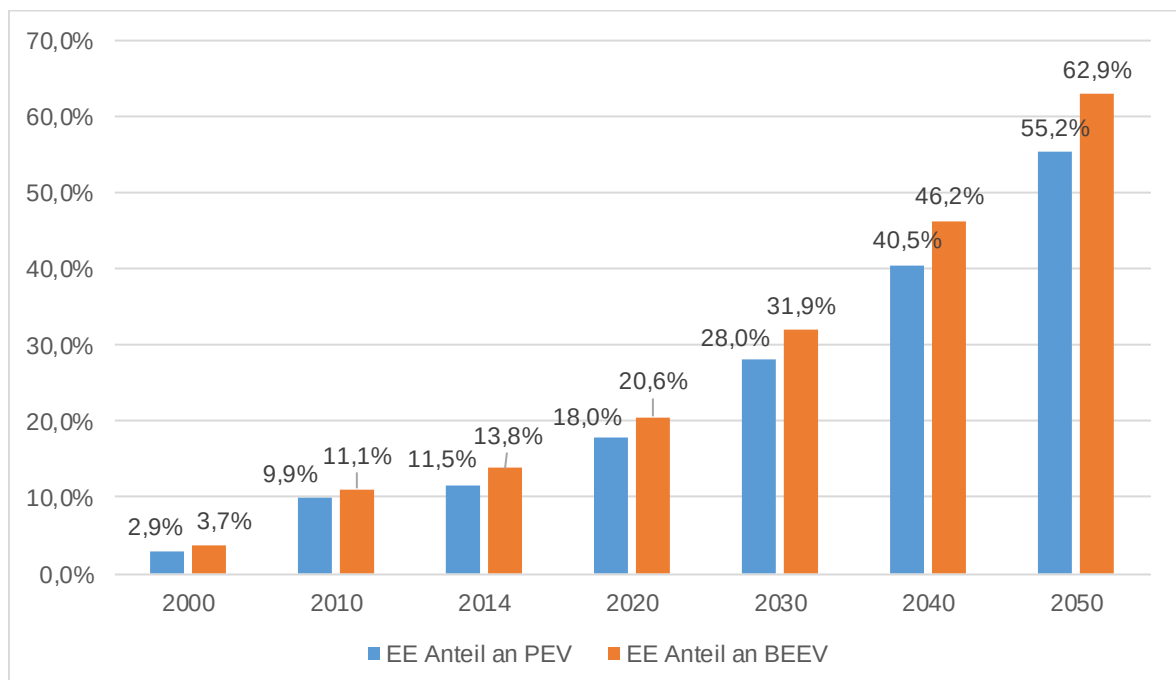
Der Stromverbrauch nimmt im EWS im ex-post-Zeitraum um 76 PJ zu (+4 %). Im ex-ante-Zeitraum ist er rückläufig. Der Mehrverbrauch aufgrund zusätzlicher Anwendungen wird kompensiert durch die weiter ansteigende Effizienz der Geräte und Anlagen, sowie durch die abnehmende Bevölkerung. Im Jahr 2050 liegt der Stromverbrauch trotz Sektorkoppelung um 154 PJ (43 TWh) unter dem Verbrauch im Jahre 2014 (-8 %). Dies ist auf die gleichzeitige starke Zunahme der Effizienz bei der Stromverwendung zurückzuführen. Ein sehr deutlicher Rückgang zeigt sich beispielsweise bei der Beleuchtung. Auch bei IKT-

Geräten nimmt der spezifische Verbrauch deutlich ab und kompensiert das Mengenwachstum. Bei der Raumwärme ersetzen effiziente Wärmepumpen vergleichsweise ineffiziente konventionelle Stromheizungen. Zudem verringern Verbesserungen an den Gebäudehüllen den Wärmebedarf und ermöglichen einen effizienten Betrieb der Wärmepumpen. Bei Elektromotoren nimmt die Effizienz ebenfalls erheblich zu.

Im KFS nimmt der Stromverbrauch stärker zu, bis 2014 erhöht sich der Verbrauch gegenüber 2000 um 288 PJ (+16 %). Im ex-ante-Zeitraum verändert sich der Stromverbrauch nicht wesentlich. Die leicht steigende Effizienz der Geräte und Anlagen kompensiert das Mengenwachstum. Im Jahr 2050 ist der Verbrauch 16 PJ niedriger als im Jahr 2014 (-1 %). Gegenüber dem EWS entspricht dies einem zusätzlichen Stromverbrauch von 350 PJ (97 TWh).

Die erneuerbaren Energieträger Biomasse, Solarthermie und Umgebungswärme gewinnen im Energiewende-Szenario zunehmend an Bedeutung. Der Verbrauch der erneuerbaren Energien erhöht sich bis 2014 um 350 PJ, bis 2050 um 1.128 PJ (+471 % gegenüber 2000). Vom Verbrauchsanstieg entfallen 504 PJ auf die Biomasse, 215 PJ auf die Solarthermie und 409 PJ auf die Umgebungswärme (inkl. Geothermie). Der Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch erhöht sich im Betrachtungszeitraum von 3 % im Jahr 2000 auf 26 % im Jahr 2050. Im Kontrafaktischen-Szenario nimmt die Verwendung ebenfalls zu, aber deutlich langsamer. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Verbrauch um 348 PJ (+145 %), das sind 781 PJ weniger als im EWS. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch steigt im KFS von 3 % im Jahr 2000 auf 7 % im Jahr 2050. Der zusätzliche Verbrauch im EWS verteilt sich auf alle erneuerbaren Energieträger: Biomasse +368 PJ, Solarthermie +109, Umgebungswärme und Geothermie +304 PJ.

Abbildung 3-3: Entwicklung der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch und am Bruttoendenergieverbrauch, 2000 bis 2050, im EWS



Quelle: BMWi 2017 und Prognos, ex-post Werte aus Erneuerbare Energien in Zahlen

Die zunehmende Bedeutung der erneuerbaren Energien im EWS zeigt sich anhand der Anteile der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (PEV) und am Anteil am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV).⁷ Im Ex-Post-Zeitraum steigt der Anteil am BEEV von 3,7 % im Jahr 2000 auf 13,8 % im Jahr 2014 (am PEV: 11,5 %). Bis ins Jahr 2050 erhöht sich der Anteil am BEEV knapp 63 % (am PEV: 55 %; vgl. Abbildung 3-3).

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Verbrauchssektoren ist in Tabelle 3-7 dargestellt. Im ex-post-Zeitraum 2000–2014 nahm der Energieverbrauch im EWS in allen Sektoren ab: Private Haushalte -396 PJ (-15 %), GHD -217 PJ (-14 %), Industrie -16 PJ (-1 %) und Verkehr -122 PJ (-4 %). Im ex-ante-Zeitraum 2015 bis 2050 setzt sich der Verbrauchsrückgang in allen Sektoren fort. Am größten ist der Rückgang im Verkehrssektor. Getrieben durch die Elektrifizierung verringert sich der Verbrauch um 1.238 PJ auf 1.374 PJ (-47 % ggü. 2014). Bei den Privaten Haushalten sinkt der Verbrauch um 44 % auf 1.236 PJ (-952 PJ ggü. 2014), im Industriesektor nimmt der Verbrauch um 867 PJ ab (-34 %), im Sektor GHD um 371 PJ (-27 %).

Tabelle 3-7: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Vergleich, 2000–2050, in PJ

Energiewendeszenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	2.584	2.188	2.227	1.804	1.486	1.236
GHD	1.566	1.350	1.284	1.135	1.028	979
Industrie	2.562	2.545	2.332	2.082	1.887	1.678
Verkehr	2.735	2.612	2.453	2.067	1.706	1.374
Insgesamt	9.447	8.696	8.296	7.089	6.107	5.268
Kontrafaktisches Szenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	2.585	2.301	2.433	2.237	2.083	1.917
GHD	1.568	1.608	1.602	1.543	1.500	1.479
Industrie	2.562	2.578	2.500	2.466	2.399	2.352
Verkehr	2.743	2.787	2.874	2.908	2.831	2.585
Insgesamt	9.457	9.274	9.410	9.153	8.813	8.332
Differenz zwischen EWS und KFS	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	0	-113	-206	-432	-597	-681
GHD	-1	-258	-318	-408	-472	-499
Industrie	0	-33	-168	-384	-513	-673
Verkehr	-8	-174	-422	-841	-1.125	-1.211
Insgesamt	-10	-578	-1.114	-2.064	-2.706	-3.065

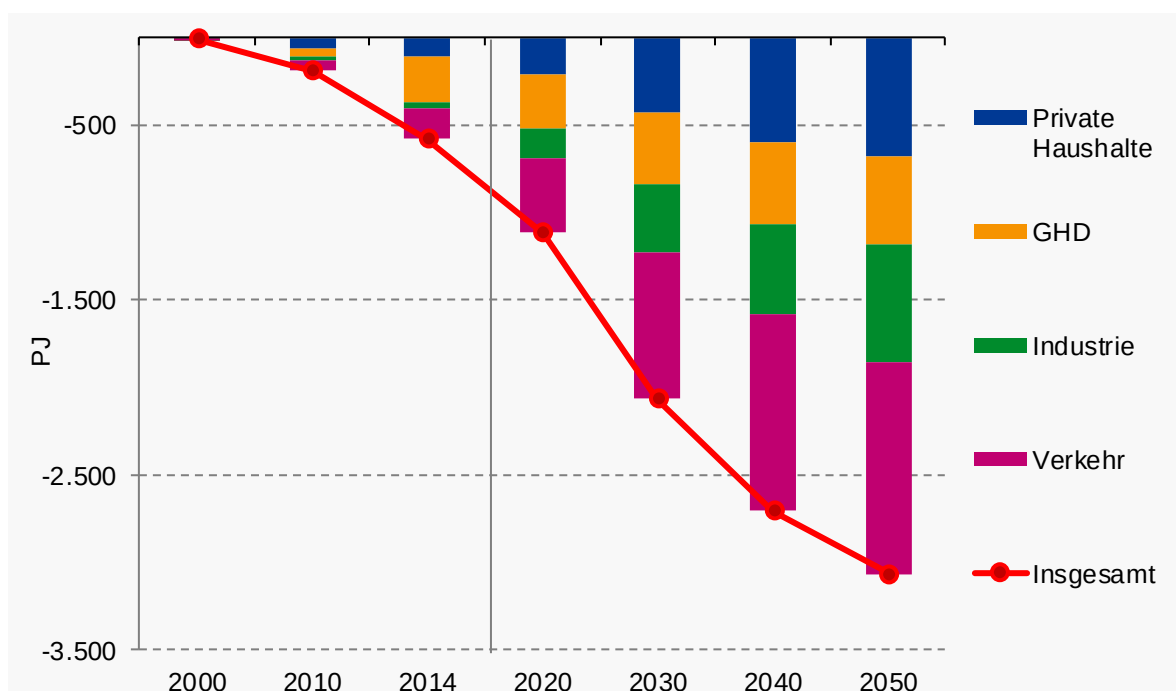
Quelle: Prognos

⁷ BEEV: Bruttoendenergieverbrauch: Endenergieverbrauch plus Eigenverbrauch Stromerzeugung und Wärmeerzeugung sowie Netzverluste bei Strom und leitungsgebundener Wärme.

Im Kontrafaktischen Szenario steigt der Endenergieverbrauch im ex-post-Zeitraum in allen Sektoren außer den Privaten Haushalten leicht an. Im Sektor Private Haushalte verringert er sich um 11 % (-283 PJ). Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf den geringeren Verbrauch für Raumwärme zurückzuführen (leichte Effizienzsteigerung und wärmere Witterung in 2014). Im ex-ante-Zeitraum nimmt der Verbrauch in allen Sektoren ab, am stärksten im bei den Haushalten (-17 %).

Die zusätzliche Verbrauchsreduktion im EWS gegenüber dem KFS wächst bis ins Jahr 2050 auf 3.065 PJ. Davon entfallen 40 % auf den Verkehrssektor (1.211 PJ). Die Privaten Haushalte mit tragen 22 % zu den zusätzlichen Einsparungen bei (-681 PJ), der Industriesektor ebenfalls mit 22 % (673 PJ) und der Sektor GHD mit 16 % (-499 PJ).

Abbildung 3-4: Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2000–2050, in PJ



Quelle: Prognos

Der Verbrauchsrückgang im Energiewende-Szenario im ex-post-Zeitraum um 751 PJ ist hauptsächlich auf den Verbrauch für Raumwärme (-584 PJ) zurückzuführen (Tabelle 3-8). Der Rückgang steht in engem Zusammenhang mit den Effizienzentwicklungen bei den Gebäudehüllen und der Anlagentechnik. Zudem ist rund ein Drittel des Rückgangs auf die wärmere Witterung im Jahr 2014 zurückzuführen. Auch bei den meisten anderen Anwendungen war der Verbrauch im ex-post-Zeitraum rückläufig, darunter insbesondere bei der Prozesswärme (-106 PJ) und der Mechanischen Energie (-94 PJ). Zugenommen haben die Verbräuche in den Bereichen Klima, Lüftung und Heiztechnik (+18 %), IKT (+12 %) sowie bei den sonstigen Anwendungen (+13 %).

Im ex-ante-Zeitraum 2015–2050 sinkt der Endenergieverbrauch im EWS um 3.428 PJ. Hauptsächlich für den Rückgang sind die Anwendungen Raumwärme (-1.196 PJ), Mechanische Energie (-1.505 PJ) und Prozesswärme (-503 PJ). Der Bereich Kühlen, Lüften und übrige Haustechnik ist im ex-ante-Zeitraum der einzige Anwendungsbereich mit ei-

nem steigenden Verbrauch (+22 PJ). Der Anstieg ist unter anderem auf das wärmere Klima sowie den steigenden Komfortanspruch zurückzuführen (höhere Ausstattungsgrade).

Tabelle 3-8: Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2000–2050, in PJ

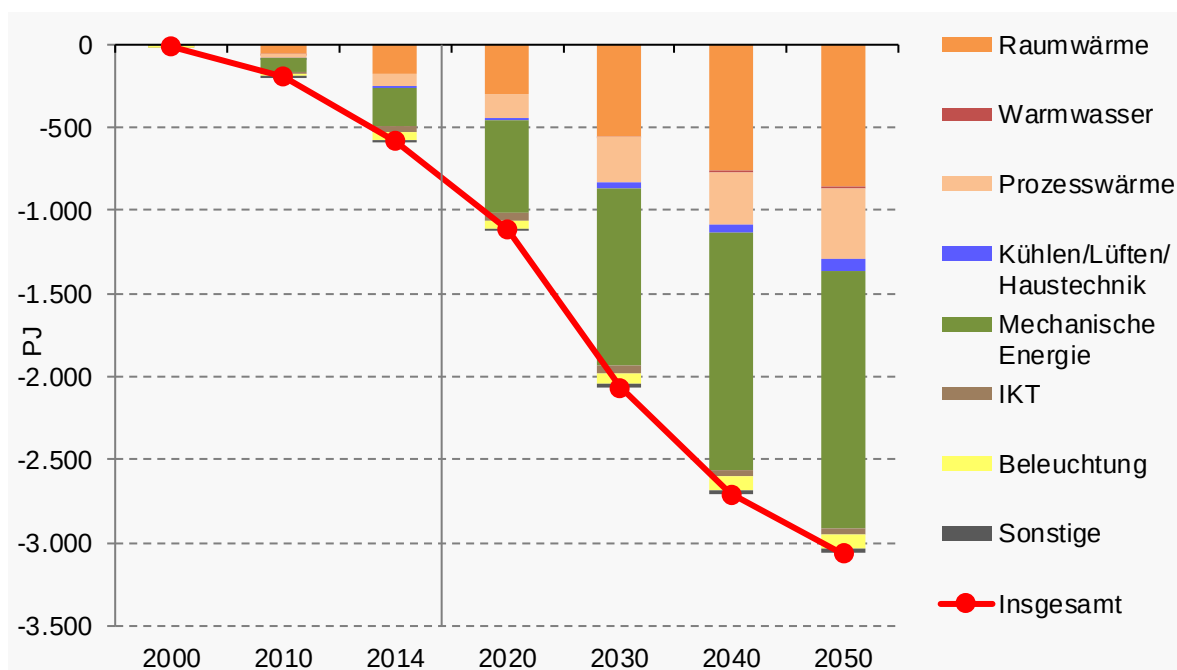
Energiewendeszenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	2.912	2.329	2.370	1.856	1.438	1.133
Warmwasser	329	314	308	287	273	259
Prozesswärme	1.912	1.805	1.659	1.505	1.432	1.303
Kühlen/Lüften/Haustechnik	83	97	100	106	112	119
Mechanische Energie	3.667	3.573	3.335	2.869	2.433	2.068
IKT	181	203	192	190	186	184
Beleuchtung	258	256	218	170	129	99
Sonstige	105	118	114	107	104	103
Insgesamt	9.447	8.696	8.296	7.089	6.107	5.268
Kontrafaktisches Szenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	2.913	2.507	2.662	2.408	2.195	1.991
Warmwasser	329	313	307	291	282	272
Prozesswärme	1.912	1.876	1.806	1.784	1.749	1.728
Kühlen/Lüften/Haustechnik	83	109	121	141	165	190
Mechanische Energie	3.676	3.810	3.889	3.935	3.858	3.614
IKT	181	237	235	235	230	225
Beleuchtung	258	300	267	230	206	185
Sonstige	105	121	123	128	128	127
Insgesamt	9.457	9.274	9.410	9.153	8.813	8.332
Differenz EWS und KFS	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	-1	-179	-293	-552	-758	-859
Warmwasser	0	1	1	-4	-9	-13
Prozesswärme	0	-71	-147	-279	-318	-426
Kühlen/Lüften/Haustechnik	0	-12	-21	-36	-53	-71
Mechanische Energie	-9	-237	-554	-1.067	-1.424	-1.546
IKT	0	-34	-43	-45	-44	-41
Beleuchtung	0	-45	-49	-61	-77	-85
Sonstige	0	-3	-9	-21	-24	-24
Insgesamt	-10	-578	-1.114	-2.064	-2.706	-3.065

Quelle: Prognos

Im Kontrafaktischen-Szenario nahm der Endenergieverbrauch im ex-post-Zeitraum um 183 PJ ab. Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf die Entwicklung im Bereich Raumwärme zurückzuführen (-406 PJ). Im ex-ante-Zeitraum verringert sich der Endenergieverbrauch um 941 PJ. Insgesamt nimmt der Verbrauch im Zeitraum 2000–2050 im KFS um 1.125 PJ ab (-12 %). Auch dieser Rückgang ist hauptsächlich auf die Raumwärme zurückzuführen (-922 PJ). Eine Zunahme des Verbrauchs zeigt sich hingegen bei den Bereichen Klima, Lüftung und Haustechnik (+107 PJ), IKT (+44 PJ) und bei den sonstigen Anwendungen (+22 PJ).

Die zusätzliche Verbrauchsreduktion im EWS gegenüber dem KFS bis ins Jahr 2050 um 3.056 PJ ist zu über 90 % auf die Anwendungsbereiche Mechanische Energie (-1.546 PJ), Raumwärme (-859 PJ) und Prozesswärme (-426 PJ) zurückzuführen (Tabelle 3-8 und Abbildung 3-5). Die zusätzlichen Einsparungen bei der Raumwärme werden überwiegend in den Sektoren Haushalte und GHD erzielt. Im EWS werden mehr Gebäude saniert und die sanierten Gebäude weisen einen höheren Effizienzstandard auf. Die zusätzlichen Einsparungen bei der Mechanischen Energie sind hauptsächlich auf die Elektrifizierung des Verkehrs zurückzuführen. Die Einsparungen bei der Prozesswärme werden im Wesentlichen im Industriesektor erzielt.

Abbildung 3-5: Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2000–2050, in PJ



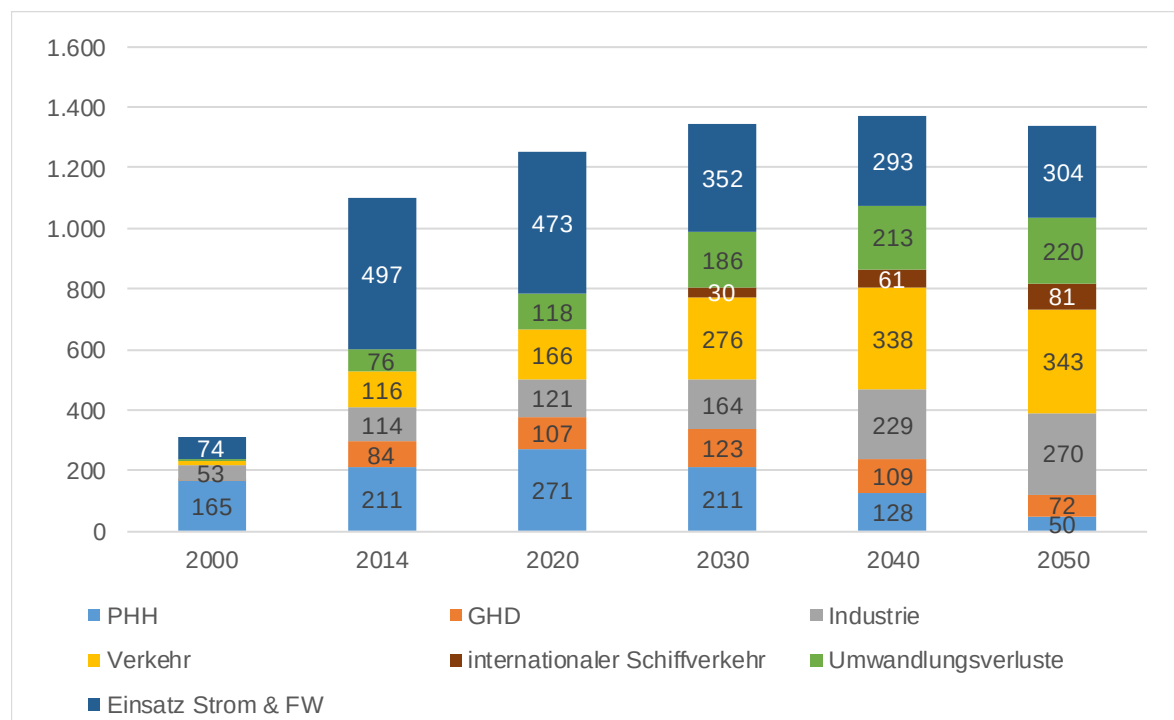
Quelle: Prognos

Im EWS ist der Biomasseverbrauch gemäß Energiebilanz im ex-post-Zeitraum stark angestiegen (Abbildung 3-6). Mit einem Verbrauch von rund 1.100 PJ wurde im Jahr 2014 die unterstellte Potenzialgrenze von 1.200-1.300 PJ bereits annähernd erreicht. Im ex-ante-Zeitraum steigt der Biomasseverbrauch nur noch wenig an und liegt im Jahr 2050 bei 1.340 PJ. Damit wird die vorgegebene Potenzialgrenze leicht überschritten.

Bei der Verwendungsstruktur zeigt sich eine deutliche Verschiebung. Nach 2020/2030 nimmt der Verbrauch in dezentralen Anlagen zur Erzeugung von Raumwärme ab, der

Verbrauch in den Sektoren GHD und Private Haushalte geht zurück. Ebenfalls rückläufig ist der Einsatz für die Stromerzeugung. Im Industriesektor steigt hingegen der Verbrauch an, von 53 PJ im Jahr 2000 auf 270 PJ im Jahr 2050. Am deutlichsten nimmt aber der Einsatz im Verkehrssektor zu: Für den inländischen Verkehr werden im Jahr 2050 über 340 PJ eingesetzt, für den internationalen Schiffsverkehr zusätzlich rund 80 PJ. Die Umwandlung fester Biomasse in flüssige Biotreibstoffe ist mit Umwandlungsverlusten verbunden, diese steigen auf über 200 PJ.

Abbildung 3-6: Energetischer Verbrauch an Biomasse im EWS, 2000-2050, in PJ



Quelle: Prognos

Im Kontrafaktischen Szenario werden keine synthetischen Energieträger verwendet (kein Power-to-X, vgl. Kapitel 2.2.2). Die geringen Mengen an eingesetztem Wasserstoff im Verkehrssektor werden aus Erdgas erzeugt ("Reformierung").

Im Energiewende-Szenario wird der Wasserstoff für den Verkehrssektor weitgehend THG-neutral mit Elektrolyseuren aus Strom und Wasser im Inland erzeugt. Dazu werden in der Regel PEM-Elektrolyseure eingesetzt (Protonen-Austausch-Membran), welche flexibel steuerbar sind und auf das fluktuierende Stromangebot reagieren können. Im EWS werden synthetische Treibstoffe eingesetzt, diese werden überwiegend für den Flugverkehr genutzt (synthetisches Kerosin). Der Großteil wird dabei für den internationalen Flugverkehr verwendet (2050: 268 PJ). Der Verbrauch für den inländischen Flugverkehr ist aufgrund der vergleichsweise wenigen Flüge und kürzeren Flugdistanzen gering (2050: 18 PJ). Der Einsatz der synthetischen Treibstoffe im Flugverkehr gewinnt erst ab 2035/2040 an Bedeutung, wenn auch der internationale Flugverkehr verstärkt in den Klimaschutz einbezogen wird. Der Großteil der genutzten synthetischen Kraftstoffe wird importiert. Es wird unterstellt, dass es außerhalb Deutschlands geeignetere Standorte für die Erzeugung des erneuerbaren Stroms gibt (u.a. mehr Sonne, mehr Wind, geringere Flächenrestriktionen). Dadurch kann der Strom zur Erzeugung der strombasierten Energie-

träger billiger hergestellt werden. Im Jahr 2050 werden rund zwei Drittel der genutzten synthetischen Kraftstoffe im Ausland erzeugt. Der inländisch erzeugte Anteil ist rückläufig und liegt in 2050 bei noch rund einem Drittel. Der mit der inländischen Herstellung synthetischer Kraftstoffe verbundene Stromverbrauch steigt an von 8 TWh in 2030 auf über 50 TWh in 2050.

Tabelle 3-9: Stromverbrauch für die inländische Synthese von Treibstoffen im EWS, in TWh

	2030	2040	2050
Wasserstoff (H₂)	3,3	4,4	5,6
PtKerosin	5,0	47,6	45,0
CO₂-Abscheidung	0,1	0,7	0,7
Insgesamt	8,3	52,7	51,3

Quelle: Prognos

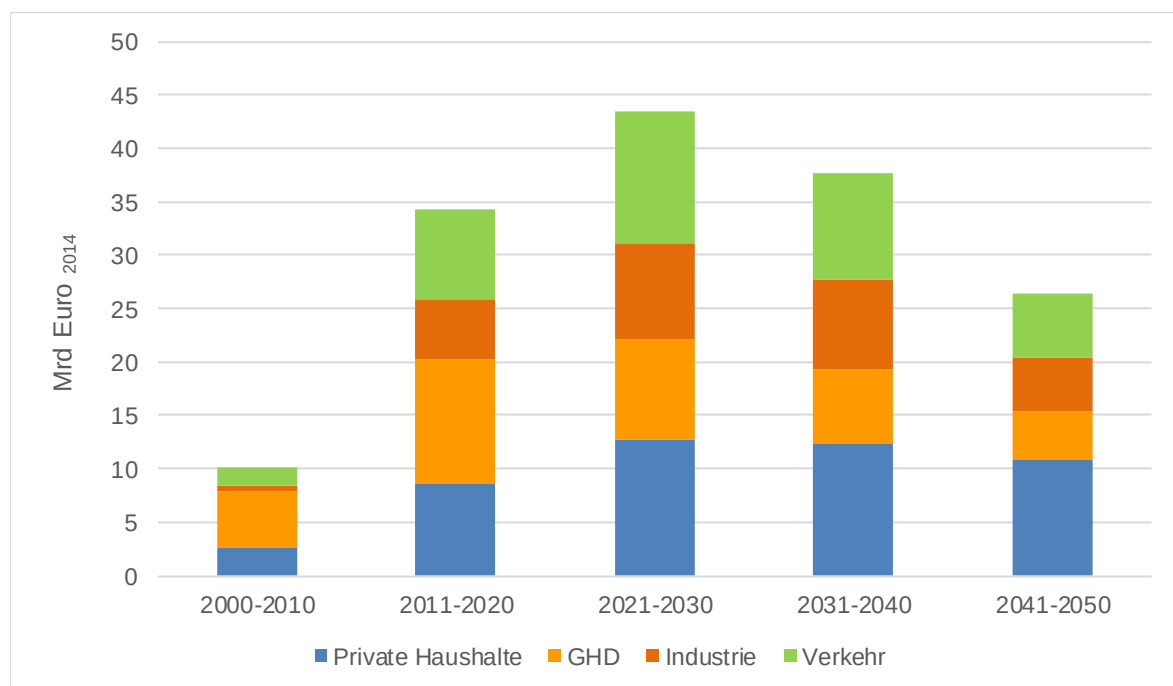
3.1.3 ENERGIEWENDEBEDINGTE INVESTITIONEN IN ENERGIEEFFIZIENZ

Die folgende Abbildung 3-7 zeigt die zentralen Investitionsunterschiede zwischen dem Energiewende-Szenario und dem Kontrafaktischen Szenario in den vier Endverbrauchssektoren. Davon fallen 32 % der zusätzlichen Investitionen im Bereich private Haushalte an, 25 % im GHD-Sektor, 19 % in der Industrie und 24 % im Verkehrssektor. Rund 30 % der zusätzlichen Investitionen entfallen auf Investitionen in die Gebäudehülle (Gebäudesanierung) und 13 % auf Heizungen (inkl. Warmwasseranlagen). Der zusätzliche Investitionsbedarf ist in den kommenden Jahrzehnten größer als in den Jahren 2000 bis 2010 und 2010 bis 2020. Dies liegt unter anderem daran, dass im Verkehrssektor nach 2020 verstärkt auf Elektro-Pkw umgestiegen wird, welche zu Beginn noch (deutlich) teurer als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor sind (Tabelle 3-10). Auch der großflächige Aufbau der Ladeinfrastruktur erfolgt in den Jahren nach 2020. Im Gebäudebereich steigt im EWS die Sanierungsaktivität kontinuierlich bis ins Jahr 2040 an. Die Differenz bei der jährlich zusätzlich energetisch sanierten Gebäudefläche und die damit verbundenen zusätzlichen Investitionen steigen gegenüber dem KFS an.

Nach 2040 nehmen die jährlichen zusätzlichen Investitionen wieder ab, was unter anderem darauf zurückzuführen ist, dass Effizienztechnologien billiger werden (unterstellte Kostendegression) und sich einzelne Anwendungen der Effizienzgrenze nähern. Unterstellt wird, dass dort, wo keine zusätzlichen Einsparungen mehr erzielt werden, auch die zusätzlichen Kosten nicht weiter ansteigen.

Die jährlichen Mehrinvestitionen erhöhen sich bis 2020 auf rund 40 bis 45 Mrd. Euro (reale Preise 2014). Dies entspricht rund 1,3 % des durchschnittlichen BIP der Jahre 2020-2035. Nach 2035 werden die jährlichen Mehrinvestitionen kleiner, bis ins Jahr 2050 verringern sie sich auf 20 Mrd. Euro (0,5 % des BIP 2050). Kumuliert über den Zeitraum 2000 bis 2050 ergeben sich im Bereich Energienachfrage Mehrinvestitionen von 1.520 Mrd. Euro, was annähernd einem Prozent des kumulierten BIP der Jahre 2000 bis 2050 entspricht.

Abbildung 3-7: Jährliche zusätzliche Investitionen im EWS gegenüber KFS, in Mrd. Euro, Mittelwerte je Dekade, nach Sektoren (reale Preise 2014)



Quelle: Prognos

Tabelle 3-10: Verkehr – Kosten je Pkw nach Szenarien, 2000–2050, in Euro

Kontrafaktisches Szenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Benzin (Ottomotor)	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
Hybrid	30.000	29.400	28.800	27.600	26.400	25.200
Diesel (Dieselmotor)	26.400	26.400	26.400	26.400	26.400	26.400
Erdgas/bivalent	26.400	26.400	26.400	26.400	26.400	26.400
Elektro	33.360	31.560	29.760	27.840	27.720	27.600
Plug-in-Hybrid	33.600	31.800	30.000	28.800	28.560	28.320
Energiewendeszenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Benzin (Ottomotor)	24.000	26.111	26.994	27.123	27.210	27.319
Hybrid	30.000	31.511	31.794	30.723	29.610	28.519
Diesel (Dieselmotor)	26.400	28.495	29.380	29.509	29.597	29.691
Erdgas/bivalent	26.400	28.511	29.394	29.523	29.610	29.719
Elektro	33.360	31.560	29.760	27.840	27.720	27.600
Plug-in-Hybrid	33.600	31.800	30.000	28.800	28.560	28.320

Quelle: Prognos

Zentrale Annahmen für die Berechnung der Differenz-Investitionen in den Bereichen Verkehr und Gebäude sind in Tabelle 3-10 (Verkehr) und Tabelle 3-11 (Gebäude) dargestellt. Im EWS ergeben sich für Verbrennungsmotoren aufgrund höherer Effizienz höhere Kosten je Pkw als im KFS. Dies gilt auch für die energetischen Sanierungen an der Gebäude-

hülle: Die höhere Sanierungstiefe im EWS (geringerer Verbrauch nach der Sanierung) ist verbunden mit höheren spezifischen Kosten. Da die Sanierungstiefe im Zeitverlauf ansteigt, nehmen die spezifischen Sanierungskosten zu, trotz einer unterstellten leichten Kostendegression von 0,5% pro Jahr. Bei den abgebildeten spezifischen Sanierungskosten nicht berücksichtigt sind die Ohnehin-Kosten, welche in beiden Szenarien anfallen.

Bei Wärmepumpen, Biomassekesseln und Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung wurden ab dem Jahr 2020 Kostendegressionen im Bereich von 0,25%/Jahr bis 0,5%/Jahr unterstellt. Die Kosten je Elektro-Pkw (inkl. Hybrid und Plug-in-Hybrid) nehmen im Zeitverlauf aufgrund von Fortschritten bei der Batterietechnologie und Skaleneffekten ab. Dabei wurde vernachlässigt, dass im KFS eine Kostendegression aufgrund der geringeren Absatzmengen erst verzögert eintritt. Damit verbunden ist eine leichte Überschätzung der Differenz-Investitionen.

Tabelle 3-11: Gebäude – spez. Kosten für Anlagen und energetische Sanierungen (energiebedingte Mehrkosten), 2000–2050, in Euro/kW und Euro/m²

Einfamilienhäuser	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Gas-Brennwert	670	670	670	670	670	670
Heizöl Brennwert	825	824	824	824	824	824
Biomasse	1.265	1.265	1.265	1.228	1.197	1.168
WP-Luft	1.207	1.207	1.207	1.174	1.145	1.117
WP-Sole	1.574	1.574	1.574	1.531	1.493	1.456
Lüftungsanlagen, je m²	45	45	45	43	41	39
Sanierung KFS, je m²	57	60	63	63	64	65
Sanierung EWS, je m²	61	71	84	95	95	95
Mehrfamilienhäuser	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Gas-Brennwert	310	310	310	310	310	310
Heizöl Brennwert	350	350	350	350	350	350
Biomasse	510	510	510	497	485	473
WP-Luft	751	751	751	730	712	695
WP-Sole	747	747	747	726	708	691
Lüftungsanlagen, je m²	65	65	65	62	59	56
Sanierung KFS, je m²	47	49	52	56	57	58
Sanierung EWS, je m²	54	69	79	86	90	88

Quelle: Prognos

3.2 ERGEBNISSE STROMERZEUGUNG

3.2.1 STROMERZEUGUNG

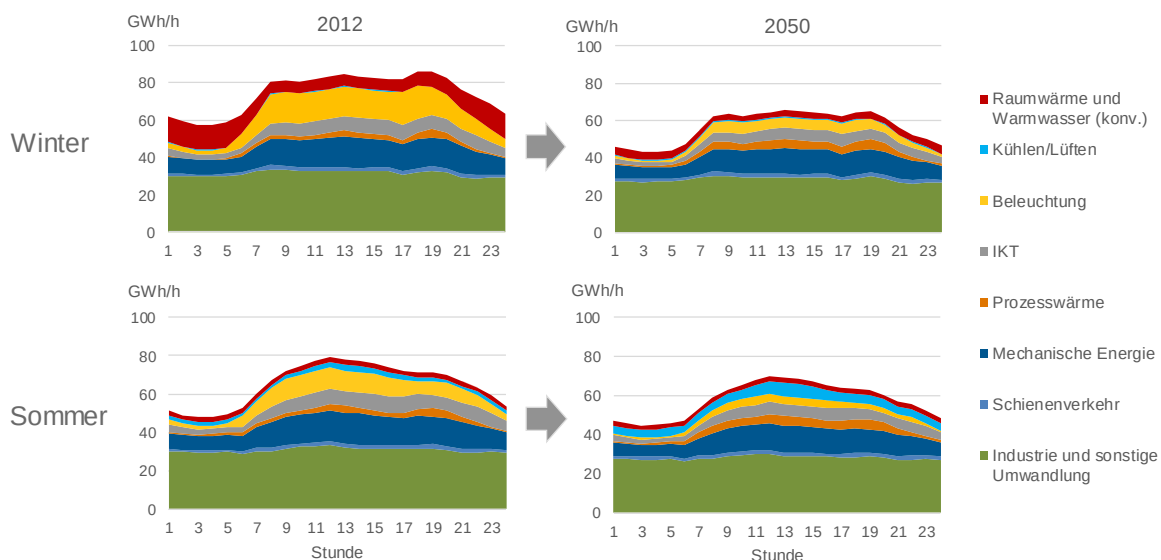
Lastprofil und Spitzenlast

Im Energiewende-Szenario zeigen sich beim Stromlastprofil folgende wesentliche Entwicklungstendenzen:

- Der Stromverbrauch für Beleuchtung, IKT, Weiße Ware und konventionelle Stromheizungen geht deutlich zurück. Der Strombedarf von Beleuchtung und IKT (Spitze in den Abendstunden) und Stromheizungen (Spitze in den Winterstunden) weist gleichzeitig Profile mit hohen Lastspitzen auf. Ein sinkender Stromverbrauch in diesen Verwendungszwecken senkt daher die Spitzen des Gesamtlastprofils überproportional.
- Der Stromverbrauch für Kühlen und Lüften steigt deutlich an, aufgrund des wärmeren Klimas und der gesteigerten Ausstattung. Der zusätzliche Stromverbrauch wird nur zum Teil durch die höhere Effizienz dieser Geräte kompensiert. Dies sorgt vor allem in den Sommermonaten für einen höheren Stromverbrauch und höhere Lastspitzen (insbesondere in den Mittagszeiten). Ein Anstieg des Verbrauchs ergibt sich auch durch die "neuen" Stromverbraucher Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge sowie durch die Erzeugung von synthetischen Energieträgern (PtX).
- Elektrische Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme oder Warmwasser sowie Elektrofahrzeuge weisen jeweils Lastspitzen in den Winter- und Abendstunden auf, verfügen jedoch über einen Speicher (Wärmespeicher, Batterie). Der Stromverbrauch ist dadurch nicht direkt an die Erfüllung der jeweils nachgefragten Energiedienstleistung (Raumwärme, Mobilität) geknüpft; durch eine intelligente Steuerung kann der Stromverbrauch bis zu einem gewissen Maße verschoben werden (Flexibilisierung der Last).

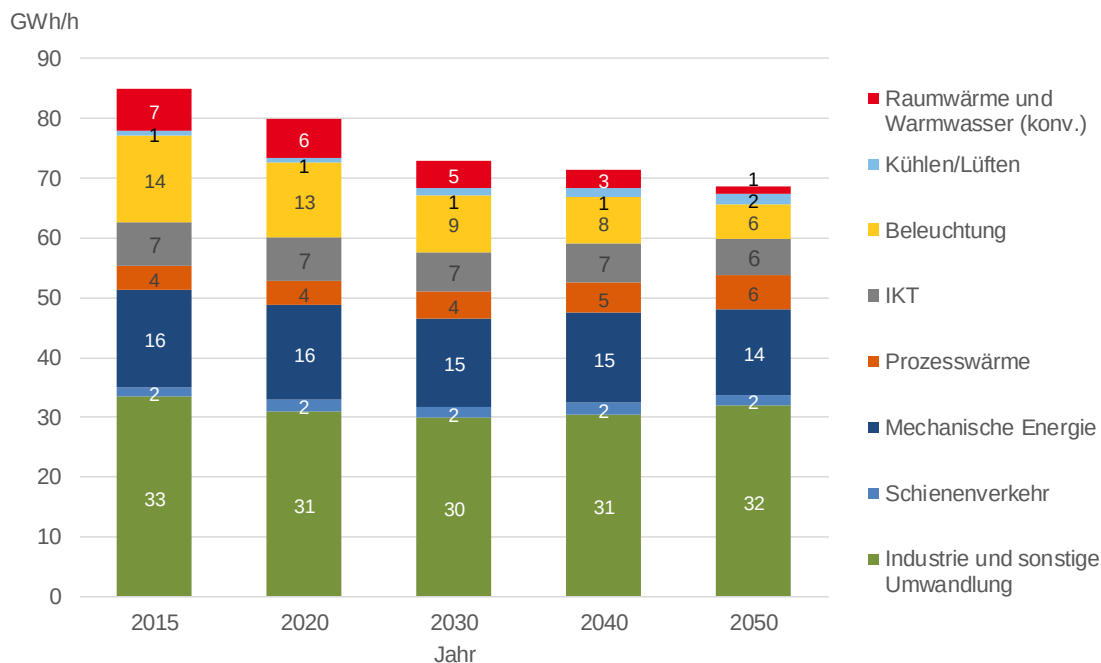
Für das EWS ist in Abbildung 3-8 beispielhaft die stündliche Stromnachfrage für einen Winter- und einen Sommertag in den Jahren 2012 und 2050 nach Verwendungszwecken abgebildet. Deutlich sichtbar sind die abnehmende Bedeutung von Beleuchtung, mechanischer Energie und IKT sowie die zunehmende Bedeutung der Anwendung Klima und Lüften (im Sommer). Damit kommt es in der Summe zu einer Absenkung des Niveaus des Stromverbrauchs im Tagesverlauf und die Lastspitzen werden reduziert. Die Jahresspitzenlast in Deutschland sinkt damit im EWS von 86 GW im Jahr 2015 auf 70 GW im Jahr 2050 (ohne flexible Verbraucher; Abbildung 3-9).

Abbildung 3-8: Stromnachfrage EWS – Lastprofile (inflexible Verbraucher) - Struktur für einen ausgewählten Winter-/Sommertag: Vergleich 2012 und 2050



Quelle: Prognos

Abbildung 3-9: Entwicklung der Spitzenlast (inflexible Verbraucher), in der Stunde der Spitzenlast des Jahres 2012



Quelle: Prognos

Im Vergleich dazu kommt es im KFS in den verschiedenen Verwendungszwecken nur zu einem moderaten Rückgang (z.B. Beleuchtung, IKT) oder sogar zu einer Zunahme des Stromverbrauchs (z.B. bei Klimatisierung, Haustechnik, industriellen Motoren). Damit steigt die Spitzenlast im KFS temporär sogar an und bleibt langfristig auf einem hohen

Niveau. Im Jahr 2015 liegt die Jahresspitzenlast im KFS bei rund 97 GW und sinkt bis im Jahr 2050 nur unwesentlich auf 93 GW. Die Jahresspitzenlast ist damit deutlich höher als im EWS.

Elektrische Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge werden bei der Modellierung als mehrheitlich flexible Verbraucher berücksichtigt. In den oben stehenden Abbildungen zu den inflexiblen Verbrauchern ist ihr Stromverbrauch deshalb nicht berücksichtigt. Für das Jahr 2012 sind diese noch weitgehend vernachlässigbar, ab 2030 nimmt deren Stellenwert aber stark zu (vgl. Tabelle 3-12). Der Stromverbrauch aus Straßen-Elektromobilität und Wärmepumpen (in Gebäuden) steigt im EWS bis 2050 auf über 95 TWh an. Die Gesamtanschlussleistung dieser Verbraucher liegt in 2050 bei etwa 190 GW (bei 5 kW pro Fahrzeug). Für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit in der Stromversorgung ist es von hoher Bedeutung, dass diese Verbraucher intelligent eingesetzt werden. Innerhalb vorgegebener Möglichkeiten, wird durch die Steuerung die Stromnachfrage dieser Verbraucher der Stromerzeugung angepasst. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der nutzungs- und witterungsabhängigen Einflussfaktoren für den Stromverbrauch dieser Anwendungen. Für den intelligenten Einsatz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen ist eine Steuerung von außen mit entsprechender IT-Ausstattung notwendig.

Tabelle 3-12: Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen im EWS

	E-Pkw und Plug-in-Hybrid		E-Leichte Nutzfahrzeuge		Wärmepumpen	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Anzahl in Mio.	5	27	-	2	6	12,5
Verbrauch in TWh	6	43	-	9	30	42
El. Leistung je Einheit	5-20	5-20	-	5-20	5	3

Quelle: Prognos

Stromerzeugung

Tabelle 3-13 zeigt die Bruttostromerzeugung im Energiewende-Szenario. Im Zeitraum zwischen 2000 und 2014 ist die Stromerzeugung um etwa 50 TWh gestiegen. Dieses ist einerseits auf die gestiegene Stromnachfrage im Inland zurückzuführen. Zum anderen führten die im Vergleich zum Ausland günstigen Stromerzeugungskosten zu einem deutlichen Anstieg der Stromexporte von Deutschland in die elektrischen Nachbarländer. Insbesondere der Zuwachs der erneuerbaren Energien um knapp 120 TWh begünstigte diese Entwicklung. Dem starken Zuwachs bei den erneuerbaren Energien steht ein Rückgang bei der konventionellen Stromerzeugung von rund 70 TWh gegenüber. Dieser Rückgang resultiert vor allem aus der Stilllegung von Kernkraftwerken und der damit verbundenen Verringerung der Stromerzeugung aus Kernkraft. Ebenfalls rückläufig war in dem Zeitraum die Steinkohlestromerzeugung. Sie sank um etwa 25 TWh auf knapp 120 TWh. Hingegen zeigte sich die Stromerzeugung aus Braunkohle konstant. Die Verstromung von Erdgas stieg im Zeitraum 2000 bis 2014 leicht an – bedingt vor allem durch den Zuwachs bei der KWK-Stromerzeugung.

In der Ex ante-Analyse setzt sich diese Entwicklung bis 2050 weiter fort. Die erneuerbaren Energien werden zukünftig immer stärker zur Stromversorgung beitragen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch steigt in diesem Szenario auf 60% in

2030 und liegt damit leicht über den Gesetzesvorgaben aus dem aktuellen EEG. Bis ins Jahr 2050 erhöht sich der Anteil auf 90 %. Der angestrebte Anteil von mindestens 80 % wird deutlich überschritten. Dies muss aber auch im Zusammenhang mit der absolut erzeugten Strommenge betrachtet werden. Diese steigt im EWS aufgrund der Effizienz trotz zusätzlicher Verbraucher nicht an. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird, wie auch in der Vergangenheit, vor allem von Wind Onshore getrieben werden. Im Vergleich zu 2014 steigt die Erzeugung bis 2050 um weitere 150 TWh an. Wind Offshore wird vor allem ab Mitte der 20er Jahre stark zunehmen. Die PV-Stromerzeugung verdoppelt sich im EWS bis 2050 im Vergleich zu 2020. Die Stromerzeugung aus Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie Biomasse bleibt im EWS konstant bzw. ist leicht rückläufig. Ursache hierfür sind die eingeschränkten Ausbaupotenziale für Wasserkraftwerke sowie die begrenzte Verfügbarkeit von nachhaltig produzierter Biomasse.

Bei der konventioneller Stromerzeugung zeigt sich ein gegenteiliges Bild. Um die Treibhausgasemissionen im Stromsektor zu reduzieren und die sektoralen Ziele des Klimaschutzplans 2050 zu erreichen, ist im Vergleich zu einer weiter-wie-bisher Entwicklung ein beschleunigtes Auslaufen der Kohleverstromung notwendig. Dieses betrifft sowohl Braunkohle als auch Steinkohle. Bis 2050 erfolgt deshalb im EWS ein sukzessiver Ausstieg aus der Kohleverstromung.

Tabelle 3-13: Bruttostromerzeugung im Energiewende-Szenario, 2000 – 2050, in TWh

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	170	97	67	0	0	0
Braunkohle	154	156	115	56	19	0
Steinkohle	143	119	88	64	44	0
Erdgas	52	62	57	84	66	62
Sonstige Fossile	20	32	30	27	12	9
Speicher	4	6	6	6	7	9
Lauf- und Speicherwasser	22	20	21	21	21	21
Windkraft	9	57	133	199	284	376
Onshore	9	56	102	136	156	204
Offshore	0	1	31	63	128	172
PV	0	36	46	70	82	100
Biomasse	2	39	39	29	24	25
Gesamtsumme	577	628	606	560	561	604
Exportsaldo	-3	34	45	21	-14	14
Bruttostromverbrauch	580	594	560	539	575	584
Anteil erneuerbarer Energien am BSV [%]	6%	26%	43%	60%	72%	90%
Index BSV (2008 = 100%)	91%	93%	88%	84%	90%	91%

Quelle: Prognos; BSV: Bruttostromverbrauch

Das Auslaufen der Kohlestromerzeugung sowie der bis 2022 abgeschlossene Kernkraftausstieg werden vor allem durch die steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgefangen. Um die Treibhausgase bis 2050 um mindestens 80 Prozent zu reduzie-

ren vgl. (Abschnitt 2.2.1.2), kann Erdgas langfristig nur eine begrenzte Rolle spielen. Die Stromerzeugung aus Erdgas trägt deshalb nur im geringen Maß dazu bei die wegfallende Erzeugung aus Kohle und Kernkraft zu kompensieren. Tabelle 3-14 stellt die Stromerzeugung im Kontrafaktischen Szenario dar.

Tabelle 3-14: Bruttostromerzeugung im Kontrafaktischen Szenario, 2000 – 2050 in TWh

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	170	172	162	69	0	0
Braunkohle	159	167	158	173	177	142
Steinkohle	158	222	236	348	401	442
Erdgas	44	34	36	40	40	42
Sonstige Fossile	18	26	28	25	25	25
Speicher	5	6	6	6	6	6
Lauf- und Speicher- wasser	21	21	21	21	21	21
Windkraft	6	8	3	3	3	4
Onshore	6	8	3	3	3	4
Offshore	0	0	0	0	0	0
PV	0	0	0	0	1	1
Biomasse	3	9	10	7	7	7
Gesamtsumme	584	666	661	693	681	690
Exportsaldo	8	0	-1	26	18	23
Bruttostromver- brauch	577	668	664	668	664	668
Anteil erneuerbarer Energien am BSV [%]	5%	5%	6%	5%	5%	5%

Quelle: Prognos

Die Differenz zwischen den Szenarien für die Stromerzeugung nach Energieträgern ist in Tabelle 3-15 und Abbildung 3-10 dargestellt, wobei positive Werte eine höhere Stromerzeugung im Energiewende-Szenario bedeuten.

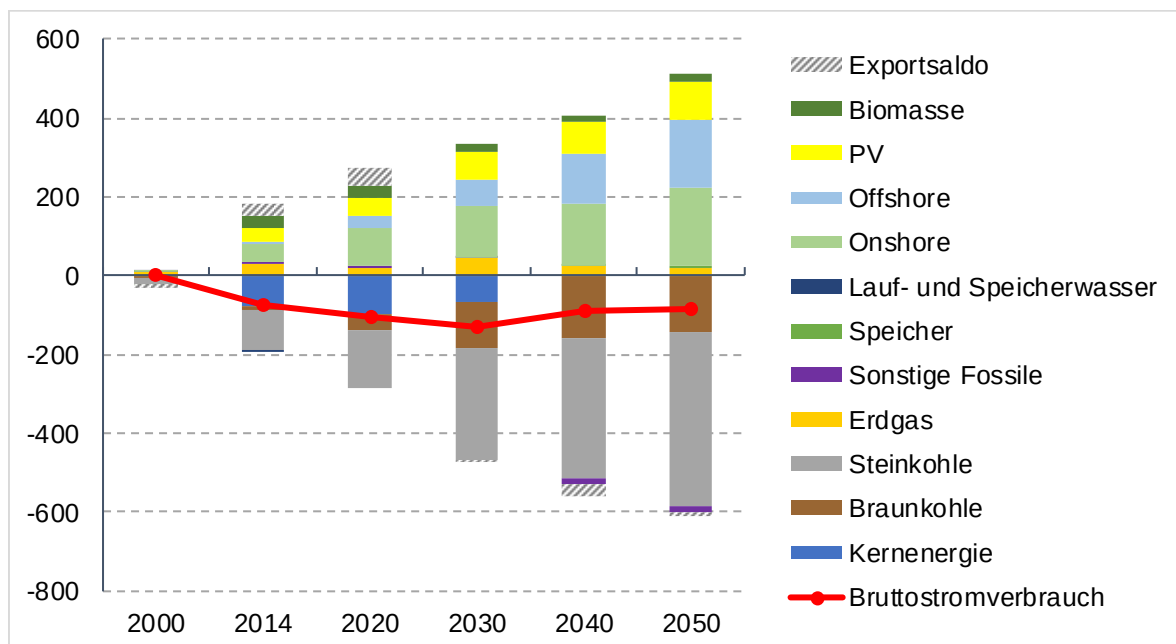
Es wird deutlich, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Kontrafaktischen Szenario ex-post deutlich weniger stark ansteigt als im Energiewende-Szenario. Windkraft, Biomasse und Wasserkraft haben 2014 nur einen Anteil von 5 % am Bruttostromverbrauch und liegen damit um rund 20 Prozentpunkte niedriger als im Energiewende-Szenario. Auch langfristig ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energien stagnierend bzw. sogar rückläufig. Gleichzeitig steigt die Stromerzeugung von Steinkohle sehr stark an. Zwischen 2000 und 2014 steigt die Erzeugung um 25%, von 2020 bis 2050 verdoppelt sich die Kohlerzeugung. Die Braunkohlestromerzeugung hingegen steigt nur sehr leicht an. Trotz der niedrigen Produktionskosten stabilisiert sich das Niveau weitestgehend, da Tagebauflächen und Förderkapazitäten begrenzt sind. Ebenfalls stagnierend zeigt sich die Stromerzeugung aus Erdgas. Aufgrund der im Vergleich zu Steinkohle hohen Erzeugungskosten spielt Erdgas in diesem Szenario nur eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 3-15: Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000 – 2050 in TWh

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0	-75	-95	-69	0	0
Braunkohle	-5	-11	-43	-117	-158	-142
Steinkohle	-15	-103	-148	-284	-357	-442
Erdgas	8	28	21	44	26	20
Sonstige Fossile	2	6	2	2	-13	-16
Speicher	-1	0	0	0	1	3
Lauf- und Speicherwasser	1	-1	0	0	0	0
Windkraft	3	49	130	196	281	372
Onshore	3	48	99	133	153	200
Offshore	0	1	31	63	128	172
PV	0	36	46	70	81	99
Biomasse	-1	30	29	22	17	18
Gesamtsumme	-7	-38	-55	-133	-120	-86
Exportsaldo	-11	34	46	-5	-32	-9
Bruttostromverbrauch	3	-74	-104	-129	-89	-84

Quelle: Prognos

Abbildung 3-10: Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen EWS und KFS, 2000–2050, in TWh



Quelle: Prognos

3.2.2 STROMBILANZ

Die Strombilanz im Energiewende-Szenario ist in Tabelle 3-16 dargestellt. Der Endenergieverbrauch Strom (EEV Strom) ist in der Vergangenheit zwischen 2000 und 2014 zunächst um 30 TWh angestiegen. Im weiteren Verlauf des Szenarios sinkt der Stromver-

brauch aufgrund von zunehmend effizienteren Geräten wieder und stabilisiert sich knapp unter dem Niveau des Jahres 2000. Die Details zu dieser Entwicklung werden in Kapitel 2.3.2 und Kapitel 3.1.2 erläutert.

Das Energiewende-Szenario ist vor allem durch einen Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geprägt. Hiermit steigt auch die Nachfrage nach flexibler Erzeugung zum Ausgleichen der fluktuierenden und volatilen Wind- und PV-Erzeugung. Neben schnell startbaren Gaskraftwerken können vor allem Pumpspeicherkraftwerke und Batterien eingesetzt werden. Der verstärkte Einsatz im EWS führt zu einer Verdoppelung des Speicherstrombedarfs.

Weiterhin führen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der entsprechende Rückgang von konventioneller Erzeugung zu einem im Zeitverlauf sinkenden Verbrauch im Umwandlungsbereich (Umwandlungseinsatz) sowie beim Kraftwerkseigenverbrauch.

Tabelle 3-16: Strombilanz im Energiewende-Szenario, 2000 – 2050 in TWh

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
EEV Strom	483	513	488	468	462	470
Speicherverbrauch	6	8	8	9	10	13
Leitungsverluste	34	24	23	23	24	25
Kraftwerkseigenverbrauch	38	36	29	19	12	6
Verbrauch sonstiger Umwandlungssektor	18	13	10	7	4	3
Herstellung von PtG	0	0	0	5	48	46
Herstellung von H2	0	0	1	3	4	6
Verbrauch Wärmepumpen in Fernwärme	0	0	1	6	10	15
Bruttostromverbrauch	580	594	560	539	575	584
Exportsaldo	-3	34	45	21	-14	14
Abgeregelte erneuerbare Energien	0	0	0	0	0	7
Bruttostromerzeugung	577	628	606	560	561	604

Quelle: Prognos

Diesem Rückgang steht eine Zunahme bei den so genannten neuen Stromverbrauchern gegenüber. Im EWS wird unterstellt, dass ein Teil der genutzten synthetischen Brennstoffe (PtX) im Inland produziert werden soll. Der Stromverbrauch hierfür beziffert sich auf rund 50 TWh im Jahr 2050. Der darüber hinausgehende Bedarf an PtX wird aus dem Ausland importiert. Ebenfalls neu ist der Einsatz von Großwärmepumpen zur Dekarbonisierung der Fernwärme. Insgesamt 15 TWh Strom werden in diesem Szenario 2050 zur Erzeugung von Fernwärme eingesetzt.

In Tabelle 3-17 und Tabelle 3-18 sind die Strombilanz für das Kontrafaktische Szenario sowie die absoluten Differenzen zwischen den beiden Szenarien dargestellt. Es wird deutlich, dass der Endenergieverbrauch an Strom im Kontrafaktischen Szenario deutlich höher ist.

Tabelle 3-17: Strombilanz im Kontrafaktischen Szenario, 2000 – 2050 in TWh

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
EEV Strom	492	572	569	569	564	567
Speicherverbrauch	8	8	8	8	8	8
Leitungsverluste	23	27	27	27	26	27
Kraftwerkseigenverbrauch	38	46	46	51	52	53
Verbrauch sonstiger Umwandlungssektor	16	15	14	14	14	13
Bruttostromverbrauch	577	668	664	668	664	668
Exportsaldo	8	-1	-1	26	18	23
Bruttostromerzeugung	584	666	662	694	681	690

Quelle: Prognos

Tabelle 3-18: Absolute Differenz in der Strombilanz zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000 – 2050 in TWh

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
EEV Strom	-9	-59	-81	-101	-102	-97
Speicherverbrauch	-2	0	0	1	2	5
Leitungsverluste	11	-3	-4	-4	-2	-2
Kraftwerkseigenverbrauch	0	-10	-17	-32	-40	-47
Verbrauch sonstiger Umwandlungssektor	2	-2	-4	-7	-10	-10
Herstellung von PtX	0	0	0	5	48	46
Herstellung von H2	0	0	1	3	4	6
Verbrauch Wärmepumpen in Fernwärme	0	0	1	6	10	15
Bruttostromverbrauch	3	-74	-104	-129	-89	-84
Exportsaldo	-11	35	46	-5	-32	-9
Abgeregelte erneuerbare Energien	0	0	0	0	0	7
Bruttostromerzeugung	-7	-38	-56	-134	-120	-86

Quelle: Prognos

Gleichzeitig ist auch der Kraftwerkseigenverbrauch aufgrund der höheren konventionellen Stromerzeugung höher als im Energiewende-Szenario. Darüber hinaus ist auch der Verbrauch im sonstigen Umwandlungssektor höher. Insgesamt ergibt sich somit ein höherer Bruttostromverbrauch im Kontrafaktischen Szenario. Dieser stabilisiert sich im Zeitverlauf auf etwa 665 TWh.

3.2.3 ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS

Eng verbunden mit der Entwicklung der Stromerzeugung ist die Entwicklung des Kraftwerksparks. Der deutsche Kraftwerkpark des Energiewende-Szenarios ist in Tabelle 3-19 dargestellt. Analog zur Entwicklung der Stromerzeugung ist der Kraftwerkspark im Zeitraum 2000 bis 2014 von einer starken Zunahme mit erneuerbaren Energien geprägt. Sowohl bei Wind Onshore als auch PV wurden zwischen 2000 und 2014 jeweils etwa 40 GW

Leistung gebaut. Auch bei den Biomassekapazitäten fand zwischen 2009 und 2013 ein deutlicher Ausbau der Kapazitäten von vier Gigawatt auf sieben Gigawatt statt. Im konventionellen Kraftwerkspark ist in der ex-post-Analyse vor allem der Rückgang der installierten Leistung von Kernkraftwerken aufgrund des Atomausstiegs zu erkennen. Der Kraftwerksbestand der übrigen konventionellen Erzeugungstechnologien blieb zwischen 2000 und 2014 weitgehend unverändert.

Im ex ante-Zeitraum setzt sich der beschriebene Trend bei den erneuerbaren Energien ab 2014 weiter fort. So werden bis 2020 mehr als 25 Gigawatt an zusätzlichen Windkapazitäten zugebaut. Etwa sieben Gigawatt dieses Zubaus wird durch Offshore-Windparks realisiert. Weiterhin steigt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen bis 2020 von 38 GW auf 50 GW. Basis für diese Entwicklungen sind die aktuell im EEG hinterlegten Ausbaukorridore der einzelnen Technologien. Ab 2030 steigen die Nettozubauraten bei Wind Onshore und PV weniger stark an als in den Vorjahren. Grund hierfür ist der Rückbau von Altanlagen, insbesondere der starken Jahrgänge zwischen 2011 und 2015.

Beim konventionellen Kraftwerkspark zeigt sich ein differenziertes Bild. Die installierte Leistung der Kernkraftwerke sinkt bis 2020 entsprechend des im Atomgesetz 2011 beschlossenen Ausstiegspfad auf acht Gigawatt. Die installierte Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke ist im gleichen Zeitraum ebenfalls rückläufig. Ursächlich hierfür sind markt- und altersbedingte Stilllegungen bei der Steinkohle sowie die Herausnahme von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten aus dem Markt im Rahmen der 2015 beschlossenen Sicherheitsbereitschaft. Zwischen 2030 und 2050 erfolgen zudem Stilllegungen von Kohlekraftwerken, um die Treibhausgasemissionen im Stromsektor zu reduzieren. Kompensiert wird dieser Leistungsrückgang durch einen Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten. Bei diesen wird die installierte Leistung im Zeitraum zwischen 2014 und 2050 verdreifacht. Ein Teil der Leistung wird durch KWK-Anlagen abgedeckt, die neben Strom auch Wärme zur Versorgung von Fernwärmesystemen produzieren. Die restliche Leistung wird durch schnell startbare Gasmotoren und Gasturbinen bereitgestellt. Diese haben im Vergleich zu Dampfkraftwerken vergleichsweise niedrigere Kapitalkosten aufweisen und dienen hauptsächlich zur Leistungsabsicherung.

Es ist zu beachten, dass in dieser Studie eine vereinfachte Abschätzung der regelbaren installierten Leistung erfolgt ist, aus der **keine Aussage zur tatsächlich für die Versorgungssicherheit erforderlichen Leistung** abgeleitet werden kann. Die Höhe der regelbaren Leistung wurde in den beiden Szenarien deterministisch anhand der Jahreshöchstlast der inflexiblen Verbraucher sowie durchschnittlichen Verfügbarkeiten von Kraftwerkstypen ermittelt. Importkapazitäten wurden dabei nicht einberechnet. Zusätzlich wurde eine Sicherheitsmarge von zehn Prozent veranschlagt.

Darüber hinaus wurde im Energiewende-Szenario ein Ausbau von zusätzlichen Speicherkapazitäten unterstellt. Diese sind neben flexiblen Gaskraftwerken und dem Ausland eine zentrale Option, um die steigende Fluktuation bei der erneuerbaren Stromerzeugung auszugleichen.

Tabelle 3-19: Nettonennleistung im Energiewende-Szenario, 2000 – 2050, in GW

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	21	12	8	0	0	0
Braunkohle*	20	21	18	9	4	0
Steinkohle*	30	30	20	11	8	0
Erdgas*	20	21	22	53	60	62
Sonstige Fossile*	6	8	5	5	2	2
Speicher*	5	6	6	8	10	16
Wind Onshore	6	38	57	68	75	95
Wind Offshore	0	1	8	15	30	40
PV	0	38	50	73	86	105
Lauf- und Speicherwasser	6	6	6	6	6	6
Biomasse*	1	7	7	6	5	7
Insgesamt	115	188	207	254	286	333

* Vereinfachte, deterministische Abschätzung der regelbaren Leistung, aus der keine Aussage zur tatsächlich für die Versorgungssicherheit erforderlichen Leistung abgeleitet werden kann.

Quelle: Prognos

Tabelle 3-20: Nettonennleistung im Kontrafaktischen Szenario, 2000 – 2050, in GW

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	21	20	19	8	0	0
Braunkohle	20	21	20	22	22	18
Steinkohle	30	35	35	45	50	55
Erdgas	20	22	17	17	22	24
Sonstige Fossile	6	8	8	8	8	7
Speicher	5	6	6	6	6	6
Wind Onshore	5	5	2	2	2	2
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0
PV	0	0	0	1	1	1
Lauf- und Speicherwasser	6	6	6	6	6	6
Biomasse	1	2	2	1	1	1
Insgesamt	114	125	115	116	118	120

Quelle: Prognos

In Tabelle 3-20 sind die Kraftwerkskapazitäten des deutschen Kraftwerksparks im Kontrafaktischen Szenario sowie in Tabelle 3-21 und Abbildung 3-11 die absoluten Differenzen zwischen EWS und KFS dargestellt. In der ex-post-Betrachtung zeigt sich der Unterschied zwischen den Szenarien vor allem im Ausbau der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus erfolgt im Kontrafaktischen Szenario der Kernkraftausstieg deutlich später. Die Kraftwerksleistung von Braunkohle und Erdgas bleibt im Zeitverlauf im Kontrafaktischen Szenario relativ stabil. Die steigende Stromnachfrage und der Rückgang bei der Stromerzeugung aus Kernenergie werden vor allem von Steinkohlekraftwerken kompensiert. Zwi-

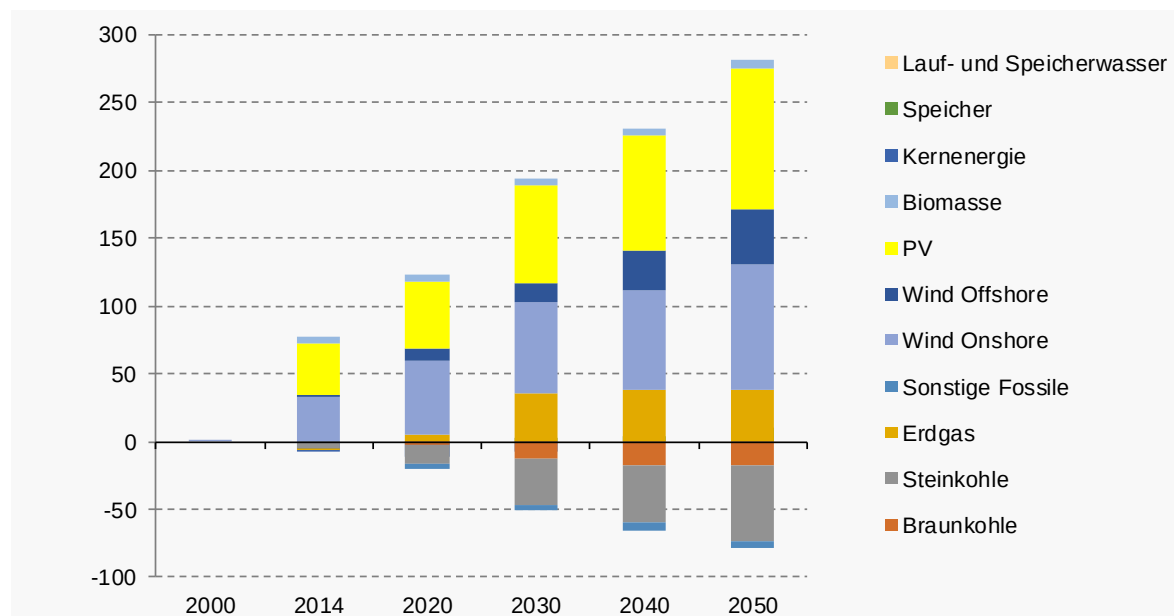
schen 2000 und 2050 erfolgt beinahe eine Verdoppelung der Kraftwerksleistung aus Steinkohle.

Tabelle 3-21: Absolute Differenz bei der Nettonennleistung zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000 – 2050, in GW

	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0	-8	-11	-8	0	0
Braunkohle	0	0	-2	-13	-18	-18
Steinkohle	0	-5	-15	-34	-42	-55
Erdgas	0	-1	5	36	38	38
Sonstige Fossile	0	0	-3	-3	-6	-5
Speicher	0	0	0	2	4	10
Wind Onshore	1	33	55	66	73	93
Wind Offshore	0	1	8	15	30	40
PV	0	38	50	72	85	104
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	5	5	5	4	6
Insgesamt	1	63	92	138	168	213

Quelle: Prognos

Abbildung 3-11: Absolute Differenz bei der Nettonennleistung zwischen Energiewende-Szenario und Kontrafaktischem Szenario, 2000–2050, in GW



Quelle: Prognos

Die unterstellten spezifischen Investitionskosten im EWS je Erzeugungstechnologie sind in Tabelle 3-22 beschrieben. Bei den konventionellen Kraftwerkstechnologien wird von keiner weiteren Abnahme der spezifischen Kosten ausgegangen, eine relevante Kostendegression aufgrund zukünftiger Lernkurven kann hier ausgeschlossen werden. Bei den erneuerbaren Technologien zeigen sich hingegen deutliche Kostendegressionen. Für PV-Anlagen und Wind Offshore verringern sich die spezifischen Kosten je kW im Zeitraum

2015 bis 2050 beispielsweise um 40 % bis 50 %. Im KFS werden keine nennenswerten Kapazitäten an Erneuerbaren installiert, die spezifischen Investitionskosten werden daher im Zeitverlauf als konstant angenommen. Für Wind Onshore liegen die spez. Investitionskosten bei 1600 Euro je kW, bei PV Dachfläche bei 2000 Euro/kW.

Tabelle 3-22: Investitionsaufwand nach Technologien im EWS, in Euro (real 2015) je kW

	2015	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Braunkohle	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Steinkohle	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Erdgas GuD	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Erdgas GT	600	600	600	600	600
Wind Onshore	1.300	1.200	1.100	1.050	1.000
Wind Offshore	3.300	2.900	2.200	2.100	2.000
PV Freifläche	750	650	550	500	450
PV Dachfläche	1.300	1.200	950	700	650

Quelle: Prognos

3.2.4 ENDVERBRAUCHERPREISE

Die Entwicklung der Strompreise in den Szenarien ist in der Tabelle 3-23 beschrieben und in Abbildung 3-12 grafisch dargestellt. Die Entwicklung der Preise wird im Wesentlichen bestimmt durch die Kosten der eingesetzten Technologien, die Brennstoffkosten sowie durch Abgaben und Steuern. Als Vereinfachung wurde unterstellt, dass es keine Änderungen an der bestehenden Strompreissystematik gibt (u.a. Finanzierung EEG, Privilegierung energieintensiver Verbraucher und Netzentgelte). Die Preise für private Haushalte beinhalten die Mehrwertsteuer, welche mit dem aktuellen Steuersatz bis 2050 fortgeschrieben wird.

Unter diesen Annahmen steigen die Strompreise für Haushalte im EWS im ex-post-Zeitraum 2000-2014 von 176 EUR/MWh auf 294 EUR/MWh. Von 2015 bis ins Jahr 2050 erhöht sich der Preis im Vergleich zur Vergangenheit nur noch geringfügig auf 340 EUR/MWh (reale Preise). Der abflachende Anstieg ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die erneuerbaren Technologien billiger werden und die EEG-Umlage (welche unter den getroffenen Annahmen von den Stromverbrauchern finanziert wird) wieder kleiner wird. Auch im KFS erhöht sich der Strompreis für Haushalte im Zeitraum 2000-2050, bedingt durch die steigenden Energiepreise für Erdgas und Steinkohle. Mit 250 EUR/MWh ist der Preis im Jahr 2050 rund 35 % geringer als im EWS. Bei den GHD-Preisen ist die Mehrwertsteuer nicht berücksichtigt. Unter diesen Annahmen verläuft die Entwicklung der GHD-Preise in EWS und KFS vergleichbar mit der Entwicklung der Haushaltspreise. Im Jahr 2050 ist der GHD-Preis im EWS 30 % höher als im KFS.

Beim Preis für Industriekunden wird auf der aktuellen Ausgestaltung beruhend unterschieden zwischen privilegierten Kunden in energieintensiven Branchen und Kunden in nicht energieintensiven Branchen. Beim Preis für die privilegierten Kunden energieintensiver Branchen ergibt sich zwischen den Szenarien kein nennenswerter Unterschied. Im

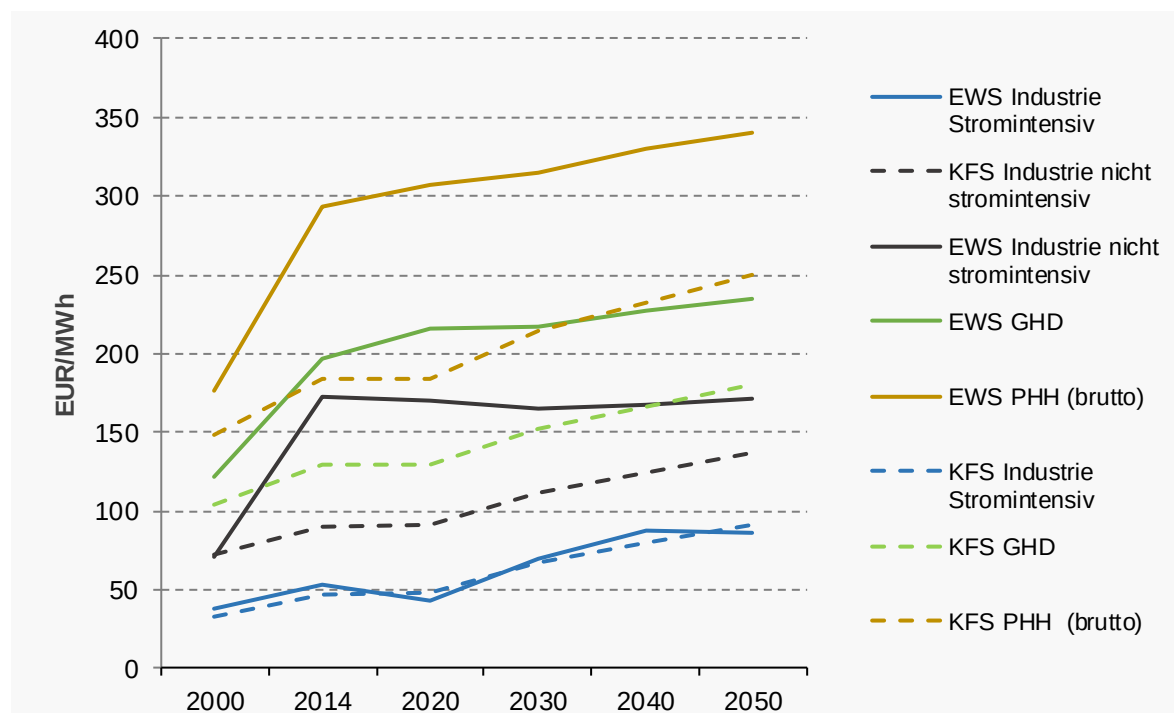
KFS liegen die Strompreise der energieintensiven Industrie in manchen Jahren sogar über denen des EWS.

Tabelle 3-23: Strompreisentwicklung in EWS und KFS nach Verbrauchergruppen, 2000-2050, in Euro/MWh (reale Preise 2014)

Energiewendeszenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Industrie stromintensiv / privilegiert	37	53	43	70	87	86
Industrie nicht stromintensiv/ nicht privilegiert	71	173	170	165	168	171
GHD	121	197	216	217	227	234
PHH (brutto)	176	294	311	318	334	344
Kontrafaktisches Szenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
Industrie stromintensiv / privilegiert	33	47	47	68	80	92
Industrie nicht stromintensiv/ nicht privilegiert	72	90	91	112	124	137
GHD	104	129	129	153	167	181
PHH (brutto)	148	183	184	214	232	250

Quelle: Prognos

Abbildung 3-12: Strompreisentwicklung in EWS und KFS nach Verbrauchergruppen, 2000-2050, in Euro/MWh (reale Preise 2014)



Quelle: Prognos

Der Strompreis für die nicht energieintensiven Branchen ist im EWS im ex-post-Zeitraum 2000-2014 stark angestiegen. Bis 2050 bleibt der Strompreis aber relativ konstant unter der Annahme, dass die Politik die Systematik von Abgaben, Umlagen und Entgelten un-

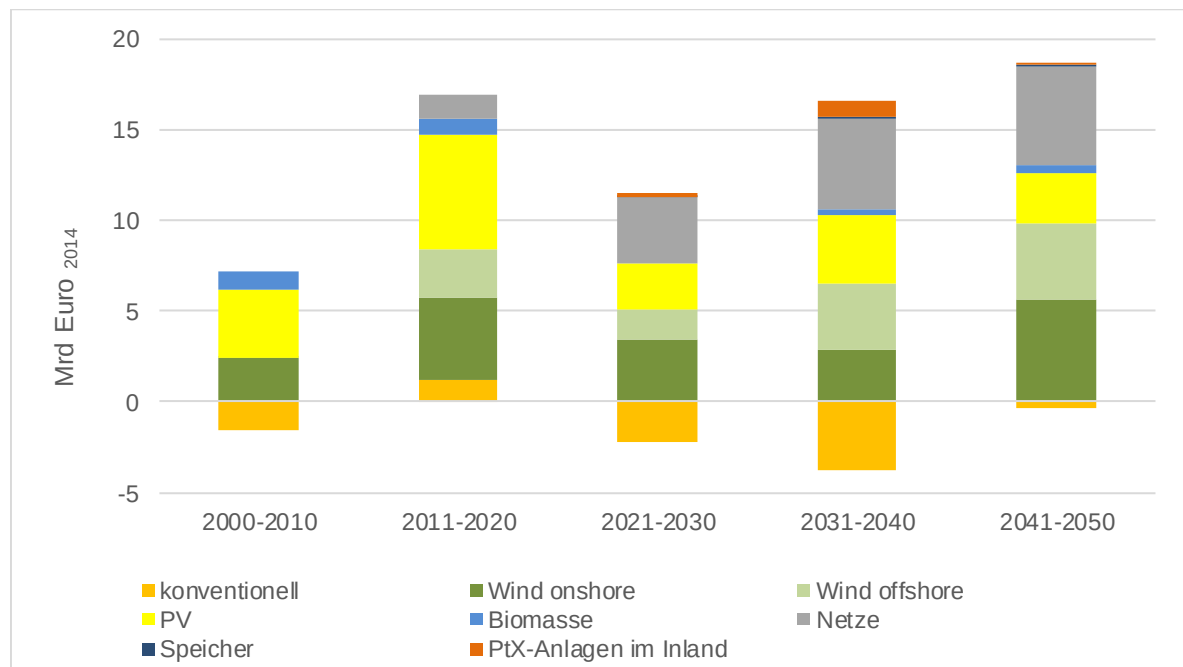
verändert lässt. Im Gegensatz dazu erhöht sich der Strompreis dieser Verbrauchsgruppe im KFS nur langsam, nähert sich aber langfristig dem Preis im EWS an. In 2050 liegt der Preis um 25 % unter demjenigen im EWS.

3.2.5 ENERGIEWENDEBEDINGTE INVESTITIONEN

Im Umwandlungssektor verteilen sich die zusätzlich notwendigen Investitionen im Gegensatz zu den Endverbrauchssektoren gleichmäßiger über die Zeit (Abbildung 3-13). Die jährlichen Mehrinvestitionen belaufen sich im Mittel auf über 12 Mrd. Euro. In einzelnen Jahren ergeben sich aber auch deutlich höhere Differenzen, z.B. im Jahr 2010 mit rund 25 Mrd. Euro. Am größten sind die Differenzen bei den Investitionen in erneuerbare Energien, während zugleich im EWS etwas weniger in fossile Kraftwerke investiert werden muss. Deutlich fallen in den kommenden Jahrzehnten auch die Kosten für den Netzausbau aus. Speicher und Power-to-X-Anlagen fallen dagegen kaum ins Gewicht, weil nur vergleichsweise wenige installiert werden (PtX-Kapazitätsaufbau im Ausland ist nicht unter den Investitionen berücksichtigt, sondern über die Importe der betreffenden Energiemengen).

Die durchschnittlichen jährlichen Mehrinvestitionen von 12 Mrd. Euro entsprechen rund 0,4 % des durchschnittlichen BIP der Jahre 2000-2050. Kumuliert über den Zeitraum 2000 bis 2050 ergeben sich im EWS Mehrinvestitionen von 634 Mrd. Euro - was ebenfalls 0,4 % des kumulierten BIP der Jahre 2000 bis 2050 entspricht.

Abbildung 3-13: Jährliche zusätzliche Investitionen zur Stromerzeugung im EWS gegenüber KFS, in Mrd. Euro, Mittelwerte je Dekade, nach Technologien (reale Preise 2014)



Quelle: Prognos

3.3 ENTWICKLUNG DER THG-EMISSIONEN

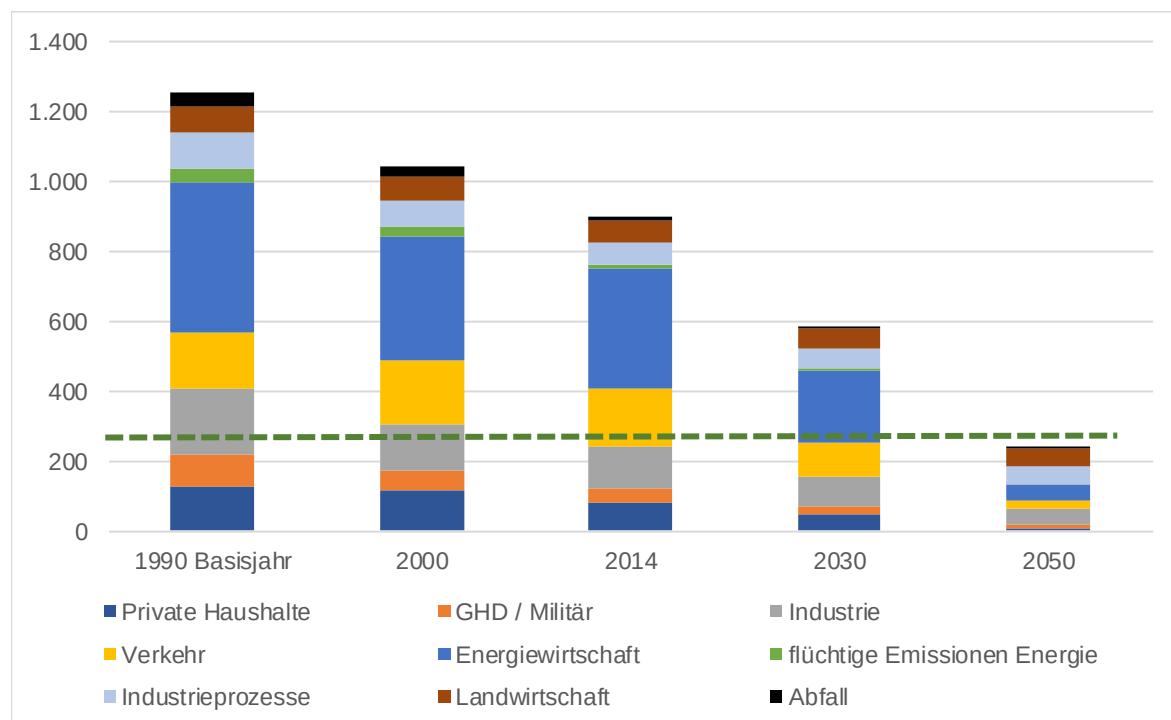
3.3.1 ZIELERREICHUNG IM ENERGIEWENDE-SZENARIO

Zielwert 2050

Im Energiewende-Szenario (vgl. Kap. 2.2.1) verringern sich die THG-Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 238 Mio. t CO₂eq (ohne LULUCF, ohne internationale Verkehre). Gegenüber dem Jahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 81 %; das Ziel einer Reduktion um 80 % bis 95 % wird knapp erreicht (Abbildung 3-14).

Überproportionale THG-Reduktionen im Zeitraum 1990-2050 zeigen sich in den Sektoren Private Haushalte (-92 %), GHD (-90 %; inkl. Militär), Energiewirtschaft (-90 %), Abfall (-88 %) sowie bei den flüchtigen Emissionen (-96 %). Im Verkehrssektor verringern sich die THG-Emissionen von 164 Mio. t CO₂eq im Jahr 1990 auf 25 Mio. t CO₂eq (-85 %). Nicht berücksichtigt dabei sind die Emissionen des internationalen Flug- und Schiffverkehrs, welche nicht Teil der Klimabilanzierung gemäß Kyoto sind. Nichtsdestotrotz vollzieht auch der internationale Flugverkehr im EWS nach 2030 eine ambitionierte Dekarbonisierung. Durch eine ansteigende Beimischung von strombasiertem Kerosin (PtKerosin), welches 2050 einen Beimischungsanteil von 60 % erreicht, werden die THG-Emissionen des internationalen Flugverkehrs im Jahr 2050 auf rund 13 Mio. CO₂eq reduziert (2015: rund 25 Mio.t CO₂eq). Die energiebedingten Emissionen des Industriesektors verringern sich um 75 % auf 47 Mio. t CO₂eq. Die industriellen Prozessemissionen nehmen um 53 % ab, diejenigen der Landwirtschaft um 34 %. Im Jahr 2050 sind die Landwirtschaft und die Prozesse für über 40 % der verbleibenden THG-Emissionen verantwortlich (1990: 14 %).

Abbildung 3-14: Entwicklung der THG-Emissionen im EWS nach Sektoren, im Mio. t CO₂eq und unterer Zielwert in 2050 (grüne gestrichelte Linie)



Quelle: Prognos

Zwischenziel 2030 gemäß Klimaschutzplan

Im Rahmen des Klimaschutzplans (KSP) vom November 2016 wurden durch die Bundesregierung Zwischenziele für den Zeitraum bis 2030 festgelegt. Diese betreffen sowohl die Emissionen insgesamt, als auch die einzelnen Sektoren. Es wird darauf hingewiesen, dass sich die in den vorangehenden Abschnitten gewählte Abgrenzung der Sektoren an der Energiebilanz orientiert. Dadurch ergeben sich Unterschiede gegenüber der Abgrenzung, welche im Klimaschutzplan der Bundesregierung gewählt wurde. Die Unterschiede betreffen insbesondere die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft. In der Abgrenzung nach Energiebilanz werden die Emissionen der Industriekraftwerke dem Umwandlungssektor (Energiewirtschaft) zugerechnet, zusammen mit den Emissionen von Raffinerien, Brikettfabriken und Kokereien. Im KSP werden die Industriekraftwerke hingegen zusammen mit den energiebedingten und prozessbedingten Emissionen der Industrie ausgewiesen. Der Sektor Gebäude wird im KSP mit den Sektoren Haushalte und GHD (ohne Landwirtschaft) gleichgesetzt. Ein Teil dieser Emissionen ist aber nicht Gebäudebezogen (Kochen, Prozesswärme, Sondernverkehre). Zudem werden die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft im Klimaschutzplan zusammen mit den nichtenergiebedingten Emissionen der Landwirtschaft ausgewiesen.

Aufgrund der unterschiedlichen Sektorabgrenzung ist die Überprüfung der sektoralen Ziele im EWS mit der verwendeten Modellstruktur schwierig, respektive mit Unschärfe verbunden. Einzig beim Verkehrssektor ergibt sich eine gute Vergleichbarkeit. Die versuchte Gegenüberstellung der Ziele des Klimaschutzplans mit den sektoralen Emissionen im Energiewende-Szenario zeigt, dass auf Sektorebene die Ziele für 2030 mit Ausnahme der Industrie knapp oder zumindest annähernd erreicht werden (Tabelle 3-24). Die insgesamt angestrebte Reduktion um 55 % gegenüber 1990 wird im EWS mit einer Reduktion um 53 % knapp verfehlt (25 Mio. t CO₂eq). Die Zielverfehlung 2030 im EWS ist hauptsächlich auf die Entwicklung im Industriesektor zurückzuführen. Für die einzelnen Bereiche ergeben sich die folgenden Entwicklungen:

Energiewirtschaft: Für den Vergleich mit dem KSP werden dem Sektor Energiewirtschaft die Emissionen des Umwandlungssektors inkl. der diffusen Emissionen zugerechnet, abzüglich der geschätzten Emissionen der Industriekraftwerke. Die Emissionen liegen 2030 bei rund 180 Mio. t, das Ziel wird im EWS erreicht.

Gebäude: Der Gebäudesektor umfasst für den Vergleich die kompletten Emissionen der Sektoren Haushalte und GHD, inkl. der energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft. Trotz der Emissionen der Landwirtschaft (rund 4-5 Mio. t CO₂eq) wird im EWS das Ziel von 70-72 Mio. t CO₂eq erreicht.

Verkehr: Im Verkehrssektor ergeben sich keine Abgrenzungsunschärfen. Das Zwischenziel 2030 wird mit 98 Mio. t CO₂eq knapp erreicht.

Industrie: Für den Vergleich mit dem KSP werden der Industrie die energie- und prozessbedingten Emissionen des Industriesektors sowie die geschätzten Emissionen der Industriekraftwerke zugerechnet. Mit rund 175 Mio. t CO₂eq wird das sektorale Zwischenziel verfehlt (vgl. nachfolgende Infobox).

Landwirtschaft, sonstige: Das Ziel wird im EWS in etwa erreicht. Würden auch die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft hier berücksichtigt (und nicht unter GHD/Gebäude), ergäbe sich eine leichte Zielverfehlung.

Tabelle 3-24: Vergleich EWS mit Reduktionszielen für 2030 gemäß Klimaschutzplan

Klimaschutzplan	Mio. t CO ₂ eq in 2030	Energiewende-Szenario	Mio. t CO ₂ eq in 2030
Energiewirtschaft	175-183	Umwandlungssektor ohne Industriekraftwerke (approx. geschätzt)	~ 180
Gebäude	70-72	Sektoren PHH und GHD	71
Verkehr	95-98	Verkehrssektor	98
Industrie	140-143	Industriesektor inkl. Prozessemissionen und Industriekraftwerke	~175
Landwirtschaft, sonstige	63-66	Landwirtschaft, sonstige (darunter diffuse Emissionen, Abfall)	~66
Insgesamt	543-562	Insgesamt	587

Quelle: Prognos

Infobox: Zielverfehlung im Industriesektor

Die Zielverfehlung 2030 im Industriesektor ist nicht inhaltlich begründet, respektive das Ziel wurde im EWS nicht absichtlich verfehlt. Die Ziele des KSP waren bei der Ausarbeitung der Szenariendefinition und Festlegung noch nicht bekannt und wurden entsprechend nicht darin festgehalten. Zudem konnte aufgrund von Unsicherheiten in Bezug auf die Sektorabgrenzungen die Zielerreichung nicht hinreichend kontrolliert werden. Diese Unsicherheit führte insbesondere beim Industriesektor im EWS zur Implementierung einer Effizienzentwicklung, welche nicht ausreicht um die Sektorziele 2030 zu erreichen. Mit dem Papier „Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen“ vom Öko-Institut (Oktober 2017) konnten die Unsicherheiten bei der Sektorabgrenzung geklärt werden. Im Rahmen des laufenden Projekts konnte die Effizienzentwicklung bei der Industrie aber nicht mehr angepasst werden.

Trotz der Verfehlung des Zwischenziels 2030 können die langfristigen Ziele 2050 erreicht werden. Durch die Verfehlung des Zwischenziels 2030 können sich aber bis zum Jahr 2050 höhere kumulierte THG-Emissionen ergeben.

3.3.2 THG-EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER ENERGIE-TRÄGER

Im nachfolgenden Unterkapitel werden die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger detailliert beschrieben. Diese Emissionen hängen direkt mit der Entwicklung und Ausgestaltung des Energiesystems zusammen. Im Jahr 2000 waren rund 80 % der gesamten THG-Emissionen auf die Verbrennung fossiler Energieträger zurückzuführen. Die restlichen 20 % der THG Emissionen setzten sich im Wesentlichen aus den (nicht-energetischen) Prozessemissionen der Landwirtschaft, Industrie und Abfällen zusammen (vgl. Abbildung 3-14).

Die THG-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe nehmen im EWS bis ins Jahr 2050 um 84 % gegenüber dem Jahr 2000 ab (Tabelle 3-25). Gegenüber dem Jahr 1990 ergibt sich eine Reduktion um 87 %. Die Reduktion der THG-Emissionen beruht hauptsächlich auf dem rückläufigen Primärenergieverbrauch und der abnehmenden

Emissionsintensität des Primärenergieverbrauchs (t CO_{2eq} je PJ Primärenergieverbrauch). Die Veränderung der Emissionsintensität zeigt sich vor allem im steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Energieträgermix. Zwischen 2000 und 2050 verringert sich die THG-Intensität im EWS um 67 %. Die Reduktion der THG-Intensität verläuft nicht linear: Im ex-post-Zeitraum verändert sich die Emissionsintensität nur leicht und erst ab 2020 beginnt sie deutlich abzunehmen.

Tabelle 3-25: Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2000–2050, in Mio. t CO₂-Äquivalente, Abgrenzung nach Energiebilanz

Energiewendeszenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Emissionen	836	743	638	454	258	132
CH ₄ -Emissionen (in CO _{2eq})	2	3	1	1	1	0
N ₂ O-Emissionen (in CO _{2eq})	6	6	4	3	3	2
THG-Emissionen (in CO _{2eq})	844	752	644	459	261	135
Private Haushalte	119	85	77	47	24	10
GHD	55	39	37	23	13	9
Industrie	130	120	101	85	62	47
Verkehr	183	161	140	98	59	25
Energiewirtschaft	357	346	289	206	103	44
Kontrafaktisches Szenario	2000	2014	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Emissionen	866	857	852	893	889	845
CH ₄ -Emissionen (in CO _{2eq})	1	2	1	1	1	1
N ₂ O-Emissionen (in CO _{2eq})	2	5	5	5	5	3
THG-Emissionen (in CO _{2eq})	870	864	858	899	895	849
Private Haushalte	119	91	94	80	70	62
GHD	58	49	48	41	37	34
Industrie	135	115	107	102	97	92
Verkehr	176	178	183	181	173	152
Energiewirtschaft	383	430	427	495	519	510
Differenz EWS - KFS	2000	2014	2020	2030	2040	2050
THG-Emissionen (in CO _{2eq})	-26	-112	-215	-440	-634	-715
Private Haushalte	0	-6	-17	-33	-46	-51
GHD	-3	-10	-11	-18	-23	-25
Industrie	-5	5	-6	-17	-35	-46
Verkehr	7	-17	-43	-83	-114	-126
Energiewirtschaft	-26	-84	-138	-290	-416	-466

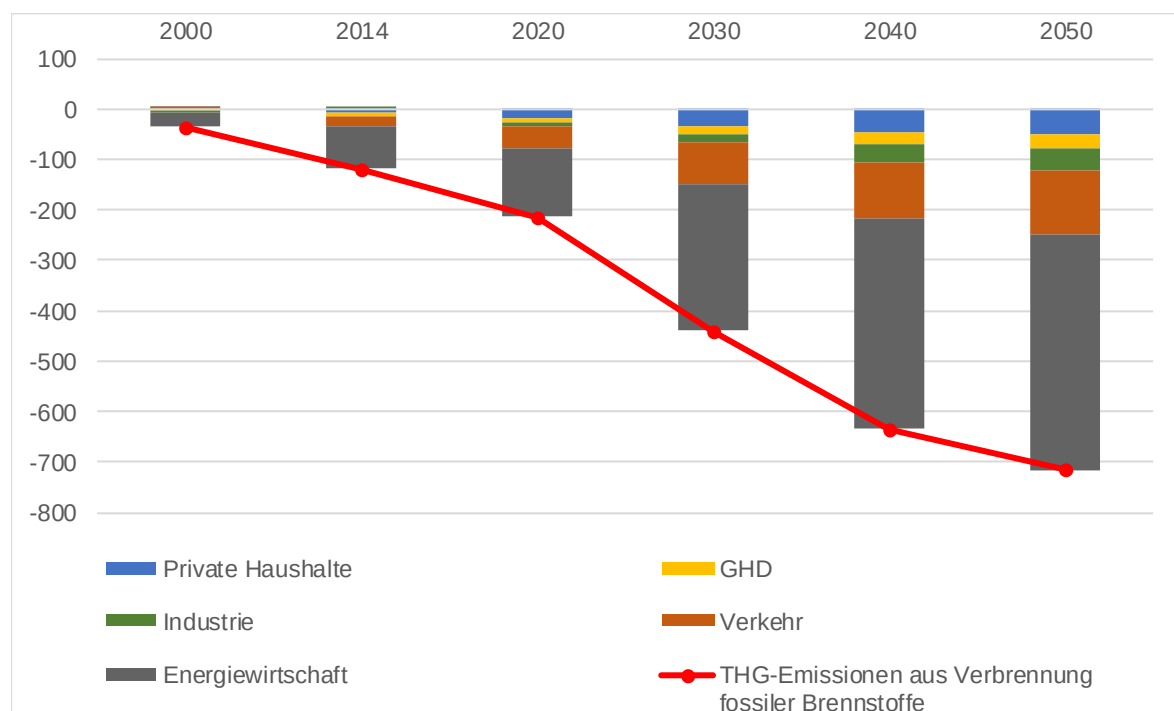
Quelle: Prognos

Im Kontrafaktischen-Szenario verändern sich die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zwischen 2000 und 2014 nicht wesentlich und liegen im Jahr 2014 bei 864 Mio. t CO_{2eq} (-1 % ggü 2000). Das sind 112 Mio. t CO_{2eq} mehr als im EWS. Bis ins Jahr 2050 verringern sich die Emissionen auf 849 Mio. t CO_{2eq}. Gegenüber dem Jahr 2000 bedeutet dies eine Reduktion um lediglich 2 %. Zwar verringert sich im KFS der

Primärenergieverbrauch im Zeitraum 2000-2050 um 15 %, gleichzeitig erhöht sich jedoch die THG-Intensität des Primärenergieverbrauchs um ebenfalls 15 %.

Die Entwicklung in den einzelnen Sektoren ist unterschiedlich. Während in den Sektoren Private Haushalte (-48 %), GHD (-41 %) und in geringerem Ausmaß auch in der Industrie (-31 %) die THG-Emissionen auch im Kontrafaktischen Szenario signifikant rückläufig sind, gehen sie im Verkehrssektor (-14 %) nur wenig zurück. Im Umwandlungssektor steigen die THG-Emissionen an, von 383 Mio. t CO_{2eq} im Jahr 2000 auf 510 Mio. t CO_{2eq} im Jahr 2050 (+33 %). Entsprechend fallen von den zusätzlichen THG-Reduktionen im EWS 75 % auf die Energiewirtschaft (Umwandlungssektor) und 18 % auf den Verkehrssektor. Die Anteile der Sektoren Private Haushalte (7 %), GHD (4 %) und Industrie (6 %) an der zusätzlichen Reduktion sind vergleichsweise gering (Abbildung 3-15).

Abbildung 3-15: Zusätzlich vermiedene Treibhausgasemissionen im EWS, nach Sektoren, 2000–2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos

Im EWS verringern sich die Prozessemissionen der Landwirtschaft und der Industrie bis zum Jahr 2050 schwächer als die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger. Dadurch steigt langfristig die Bedeutung der nicht-energetischen Emissionen. Ihr Anteil an den gesamten THG-Emissionen erhöht sich von rund 20 % im Jahr 2000 auf über 40 % im Jahr 2050: Die Prozessemissionen der Landwirtschaft verringern sich im EWS bis zum Jahr 2050 auf 51 Mio. t CO_{2eq} (2000: 67 Mio. t CO_{2eq}), die Prozessemissionen der Industrie auf 47 Mio. t CO_{2eq} (2000: 77 Mio. t CO_{2eq}). Die Bedeutung der flüchtigen Emissionen und der Abfälle bleibt gering, im Jahr 2050 betragen die Emissionen dieser Quellen zusammen rund 6 Mio. t CO_{2eq}.

3.4 VERGLEICH DER ENERGIESYSTEMKOSTEN

Der hier durchgeführte Vergleich der Energiesystemkosten erfolgt vereinfacht auf Basis der Investitionen und Energiekosten (Bezugskosten für Energieträger). Darüber hinausgehende Unterschiede bei den Kosten für die Wartung und den Betrieb von Anlagen wurden nicht berücksichtigt. Betrachtet wird zudem nur die Differenz zwischen EWS und KFS; Angaben zur absoluten Höhe der Systemkosten werden keine gemacht. Für die Berechnung der absoluten Kosten müssten beispielsweise auch alle Instandhaltungskosten in die Gebäude-, Anlagen-, Geräte- und Fahrzeugparks sowie die bestehenden Netze miteinberechnet werden. Da diese Investitionen in beiden Szenarien anfallen und in beiden Szenarien gleich hoch sind, müssen diese für die Bewertung nicht berücksichtigt werden. Auch bei den Energiekosten wird beim Vergleich nur die Differenz ausgewiesen.

Die Angaben zu den Differenz-Investitionen basieren auf der Summe der in den Kapiteln 3.1.3 (Energienachfrage) und 3.2.5 (Energieumwandlung) dargestellten Werten. Die Energiekosten werden berechnet aus dem Endenergieverbrauch, dem Umwandlungseinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie dem Nichtenergetischen Verbrauch (jeweils nach Energieträgern), bewertet zu Grenzübergangspreisen (volkswirtschaftliche Perspektive). Steuern und Abgaben sind bei den Energiekosten nicht berücksichtigt.

Es gilt zu beachten, dass es sich bei den ausgewiesenen Investitionen und Energiekosten um nicht annuisierte und nicht diskontierte Werte handelt.⁸ Die getätigten Investitionen werden vollständig dem Jahr zugerechnet, in dem die neue Anlage beziehungsweise die neue Effizienzmaßnahme in Betrieb gesetzt wird. Dadurch wird die Differenz bei den bis zum Jahr 2050 getätigten Investitionen beim Vergleich zwischen den Szenarien vollständig erfasst. Diese zusätzlichen Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien führen in den Jahren nachdem sie getätigt wurden im EWS zu einer Reduktion der Energiekosten (weniger Energiebezug). Investitionen in industrielle Anlagen oder Gebäude können sehr langlebig sein, z.B. liegt die Lebensdauer von Effizienzmaßnahmen in die Gebäudehülle bei über 30 Jahren. Dies hat zur Folge, dass nach dem Jahr 2020/2030 getätigte Investitionen in die Effizienz der Gebäudehüllen über das Jahr 2050 hinaus den Energieverbrauch und damit auch die Energiekosten reduzieren. Die Reduktion der Energiekosten nach 2050 wird bei der vorliegenden Betrachtung jedoch nicht erfasst. Während also die gesamten Differenzinvestitionen (Investitionsimpulse) in den Vergleich einfließen, werden Teile der Energiekosteneinsparung vernachlässigt. Als Folge davon ergibt sich eine Überschätzung der zusätzlichen Energiesystemkosten im EWS.

Die zusätzlichen jährlichen Investitionen steigen im EWS bis ins Jahr 2010 auf knapp 50 Mrd. Euro und verbleiben bis ins Jahr 2040 im Mittel in etwa auf diesem Niveau (Tabelle 3-26 und Abbildung 3-16). Nach 2040 werden die zusätzlichen jährlichen Investitionen wieder geringer. Umgekehrt verhält es sich im EWS mit den eingesparten Energiekosten.

⁸ In den Wirtschaftswissenschaften bzw. der Finanzmathematik bezeichnet man als Annuität eine regelmäßige, jährlich fließende Zahlung, die sich aus den Elementen Zins und Tilgung zusammensetzt. Mit der Annuitätenmethode kann eine Investition unter Annahmen zu Zins und Lebensdauer auf gleich hohe jährliche Teilmenen aufgeteilt und über die Lebensdauer der Investition verteilt werden. Da in das Volkswirtschaftliche Modell PANTA RHEI die effektiven jährlichen Investitionsimpulse einfließen und die Kapitalkosten direkt im Modell berücksichtigt werden, wurden keine Annuitäten berechnet.

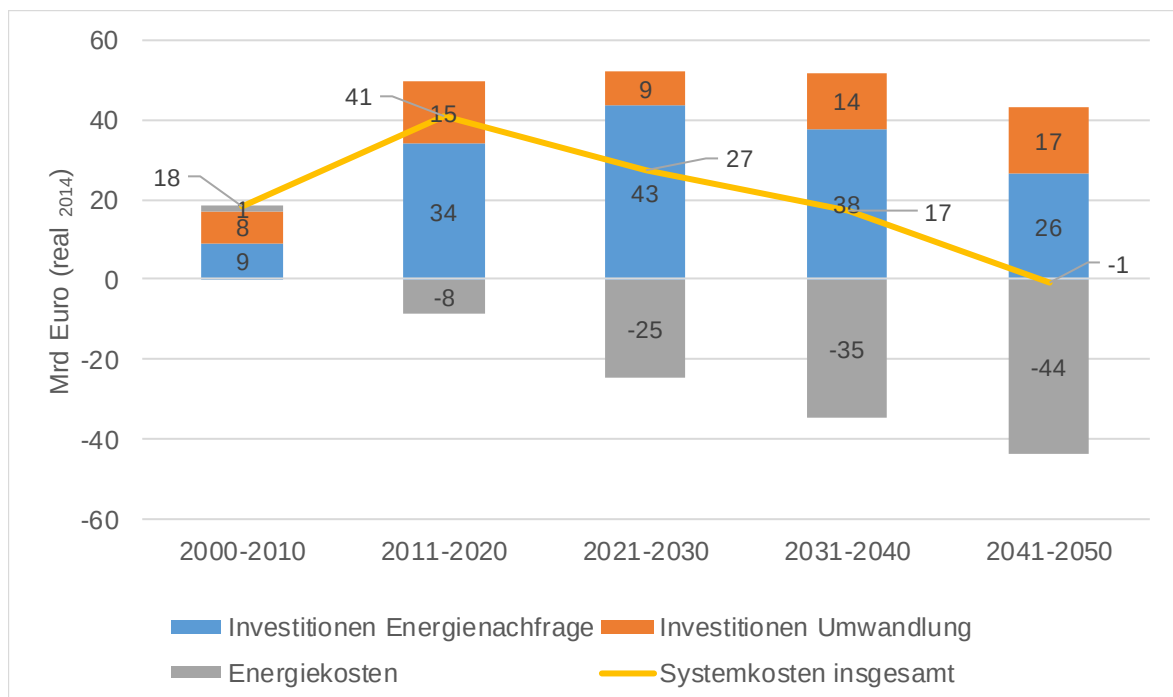
Diese steigen im Zeitverlauf an. Nach 2040 sind die jährlichen eingesparten Energiekosten größer als die zusätzlichen Investitionen.

Tabelle 3-26: Vergleich der jährlichen Energiesystemkosten, Differenz zwischen KFS und EWS, Mittelwert je Dekade und kumuliert im Zeitraum 2000-2050, in Mrd. Euro (reale Preise 2014)

Mittelwert je Dekade	2000–2010	2011–2020	2021–2030	2031–2040	2041–2050
Investitionen insgesamt	17	49	52	52	43
Energienachfrage	9	34	43	38	26
Energieumwandlung	8	15	9	14	17
Energiekosten	1	-8	-25	-35	-44
Energiesystemkosten	18	41	27	17	-1
kumuliert bis zum Jahr	2010	2020	2030	2040	2050
Investitionen insgesamt	189	684	1.203	1.722	2.152
Energienachfrage	101	443	878	1.255	1.518
Energieumwandlung	88	241	326	467	634
Energiekosten	14	-70	-317	-665	-1.103
Energiesystemkosten	203	614	886	1.057	1.049

Quelle: Prognos

Abbildung 3-16: Jährliche zusätzliche Energiesystemkosten im EWS gegenüber KFS, in Mrd. Euro, Mittelwerte je Dekade, nach Investitionen und Energiekosten (reale Preise 2014)



Quelle: Prognos

Insgesamt ergeben sich im Zeitraum 2000 bis 2050 für das EWS kumulierte Mehrkosten für das Energiesystem von 1.049 Mrd. Euro. Dies entspricht rund 0,6 % des kumulierten BIP der Jahre 2000 bis 2050.⁹ Würden beim Vergleich auch die Energiekosten berücksichtigt, die durch die getätigten Maßnahmen nach 2050 anfallen, ergäbe sich eine signifikant geringere Differenz zwischen den kumulierten Systemkosten. Das Maximum der Differenz zwischen EWS und KFS wird etwa im Jahr 2040 erreicht. Danach steigen die Einsparungen bei den Energiekosten weiter deutlich an, während die zusätzlichen Investitionen in Effizienz und erneuerbare Energien im EWS im Vergleich zum KFS nur noch verlangsamt anwachsen. Die jährlichen Differenzen zwischen den Energiesystemkosten werden bereits nach 2020 wieder geringer, ab etwa 2045 sind die jährlichen Energiesystemkosten im EWS kleiner als im KFS.

⁹ BIP-Entwicklung entsprechend den in Kapitel 2.3 beschriebenen Rahmendaten.

4 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Die oben beschriebenen Szenarien EWS und KFS werden in das makroökonomische Modell PANTA RHEI eingestellt, das im Anhang ausführlicher dargestellt und eingeordnet wird. Im Gegensatz zu sogenannten berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodellen, die Optimierungsverhalten von Unternehmen und Haushalten unterstellen, sind die Verhaltensparameter auf Basis von Zeitreihendaten ökonometrisch geschätzt. Damit wird letztlich angenommen, dass Verhaltensweisen bzw. Reaktionen auf Preis- oder Mengensignale der Vergangenheit auch in Zukunft gelten.

In diesem Kapitel wird die generelle Vorgehensweise dargestellt und der Vergleich der gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Ergebnisse vorgenommen. Abschließend werden die Ergebnisse eingeordnet.

4.1 GENERELLE WIRKUNGSZUSAMMENHÄNGE

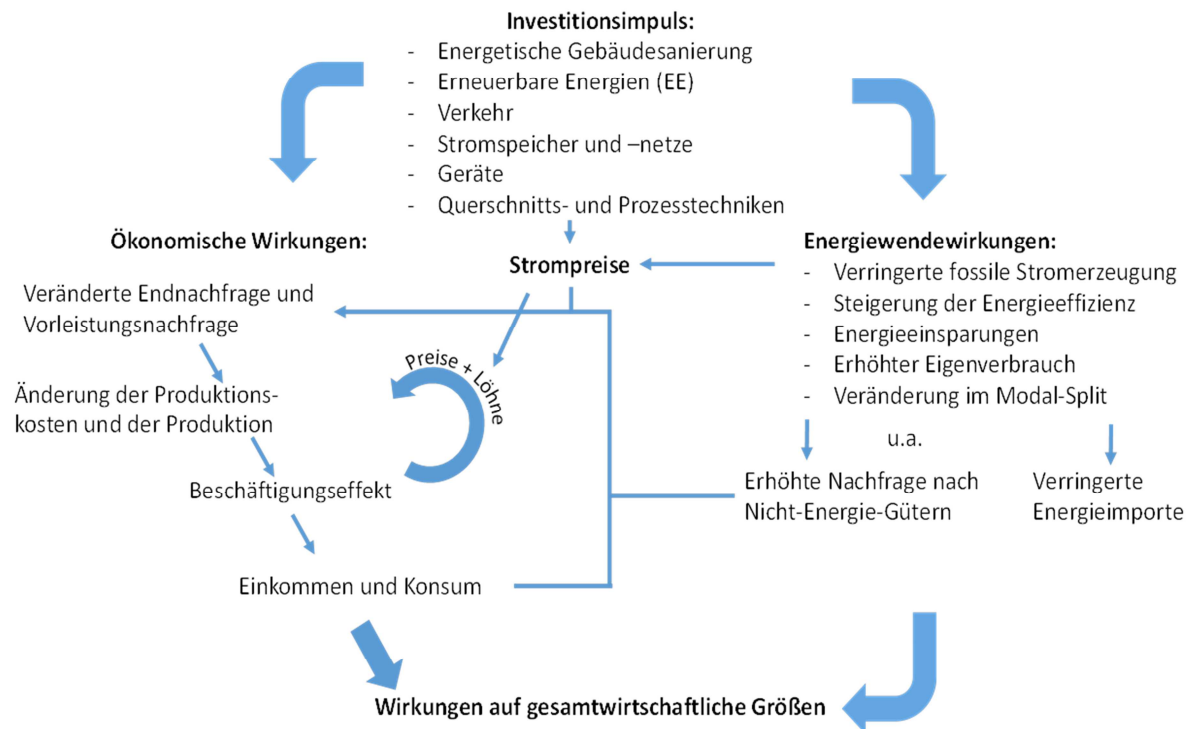
In Lutz & Breitschopf (2016, S.7) sind die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende systematisiert worden. Es lassen sich einerseits direkte, indirekte und induzierte Effekte und andererseits die System-, die Mikro- und die Makroebene unterscheiden (vgl. Abbildung 6-1). Gesamtwirtschaftliche Effekte treten auf der Makroebene auf. Dabei werden insbesondere Produktions-, Wertschöpfungs-, Beschäftigungs- und Preiseffekte betrachtet. In den folgenden Abschnitten werden Nettoeffekte vorgestellt, d.h. es geht um die Gesamtbetrachtung der positiven und negativen Wirkungen der Energiewende auf gesamtwirtschaftlicher Ebene. Makroökonomische Rebound-Effekte, die durch eine höhere Wirtschaftsleistung ausgelöst werden, sind in den geschätzten Verhaltensgleichungen grundsätzlich erfasst, spielen für die Modellergebnisse aber nur eine untergeordnete Rolle. Verteilungseffekte auf der Mikroebene werden an anderer Stelle des Vorhabens betrachtet (Bach Harnisch Isaak 2018). Die Ausgangsdaten für die gesamtwirtschaftliche Modellanalyse werden auf der Systemebene unter Berücksichtigung der Mikroebene generiert (vgl. Kapitel 2).

Neben direkten Wirkungen bei den unmittelbar von der Energiewende betroffenen Unternehmen und Verbrauchern treten indirekte Effekte in vor- und nachgelagerten Industrien auf. Beispielsweise erhöht die Installation von Windkraftanlagen einerseits die Nachfrage nach Stahl, andererseits ist der Strompreis, der durch den Ausbau der Windkraft im Beispiel beeinflusst wird, eine wichtige Kostengröße für die Stahlindustrie. Entsprechende Verflechtungsdaten spielen für die Modellierung eine wichtige Rolle. Daneben treten induzierte Effekte auf, die die Nettoeffekte ebenfalls beeinflussen. Angesichts dieser vielfältigen Wirkungskanäle ist eine Interpretation der Modellergebnisse nicht immer ganz leicht. Deshalb werden im Folgenden zunächst die wichtigsten Einzeleffekte qualitativ beschrieben. Dies erleichtert im nächsten Abschnitt das Verständnis der quantifizierten Effekte der Energiewende insgesamt.

Wesentliche gesamtwirtschaftliche Wirkungskanäle der Energiewende sind in Abbildung 4-1 dargestellt. Die wichtigsten Treiber für die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Ener-

giewende sind die Investitionsimpulse in alle Teilbereiche der Energiewende. Dabei stehen den Mehrinvestitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien inklusive Netzausbau auch geringere Investitionen in konventionelle Kraftwerke gegenüber. Allein die Programme zur Unterstützung der energetischen Gebäudesanierung haben seit dem Jahr 2000 Investitionen in Höhe von mehr als 30 Milliarden Euro jährlich ausgelöst (vgl. IWU & Fraunhofer IFAM 2016 und frühere Jahrgänge). Im Bereich der Energieendnachfrage wurden gemäß der Bottom-up-Modellierung (vgl. Abschnitt 3.1.3) zwischen 2000 und 2014 147 Mrd. Euro in Preisen des Jahres 2014 zusätzlich für die Energiewende investiert, im Bereich der Umwandlung, also vor allem der Stromerzeugung waren es im gleichen Zeitraum sogar 158 Mrd. Euro (vgl. Abschnitt 3.2.5). Investitionen in dieser Höhe lösen eine Vielzahl von wirtschaftlichen Impulsen aus (vgl. Abbildung 4-1) und bewirken Treibhausgasreduktionen, eine Verringerung von Energieimporten und den Umbau der Energieversorgung insgesamt, wie er in der Energiewende angestrebt wird. Zugleich müssen die Investitionen finanziert werden, was beim bisherigen Finanzierungsrahmen zu Änderungen der Energiepreise, insbesondere bei den Strompreisen, führt.

Abbildung 4-1: Wirkungskanäle der Energiewende



Quelle: Eigene Darstellung

Auf der gesamtwirtschaftlichen Seite führen Investitionen in Energieeffizienz und die Veränderung des Energiesystems zu stärkerer Nachfrage nach den entsprechenden Effizienz- und EE-Technologien und ihren Vorleistungen, u.a. nach den Dienstleistungen, die mit dem EE-Ausbau, der Erstellung von Effizienzgutachten und den entsprechenden Beratungsleistungen, die mit der Energiewende verbunden sind.

Dies führt einerseits zu höherer Produktion in den betreffenden Wirtschaftszweigen, zu höherer Nachfrage nach Gütern aus dem Ausland und insgesamt zu einer Substitution von Energiegütern (wie z.B. Energienachfrage zum Heizen oder für Industrieprozesse)

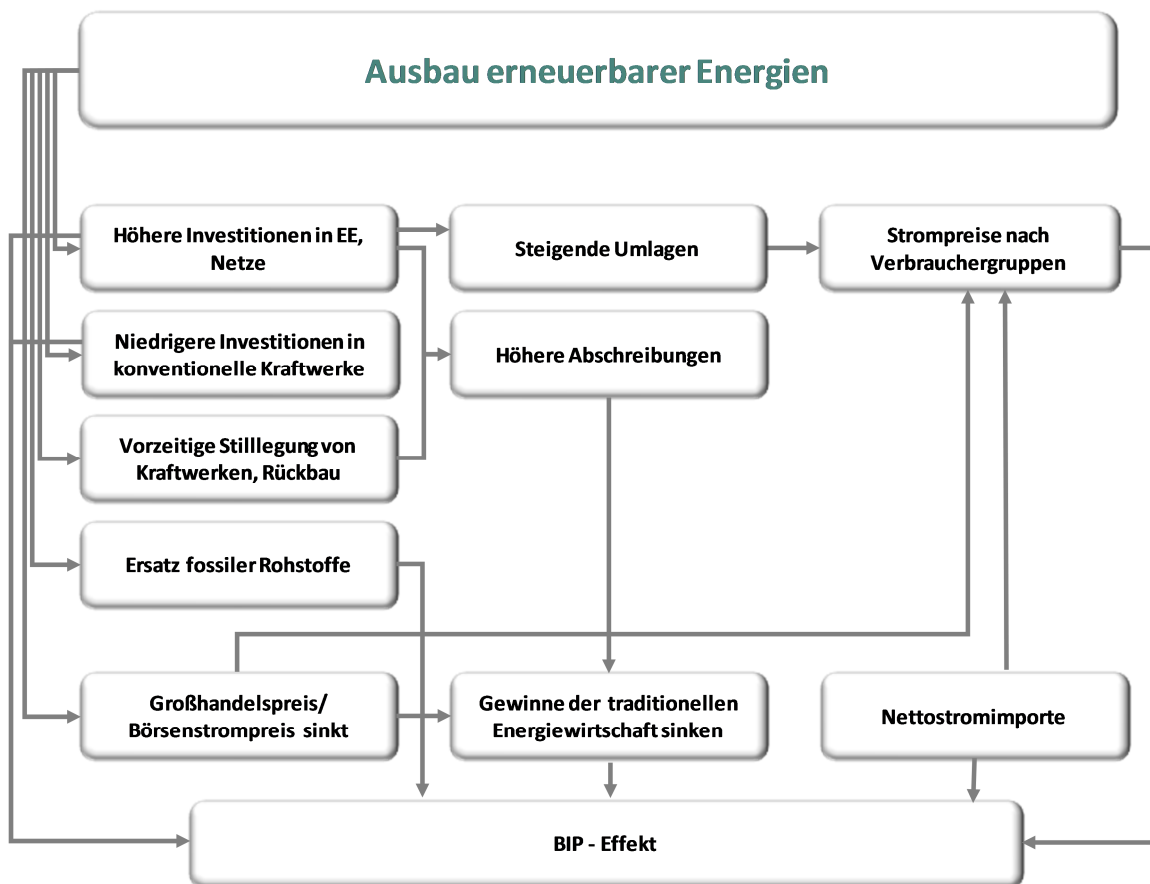
durch Kapitalgüter (Dämmung, effizientere Motoren). Dagegen werden Wirtschaftszweige, die in der klassischen fossilen Energiewirtschaft angesiedelt sind, mit Umsatz- und Produktionsrückgängen konfrontiert. In der Vergangenheit ließ sich dies bereits für die großen Energieversorgungsunternehmen vor allem im Strombereich beobachten.

Positive wie negative Produktionsveränderungen und mehr oder minder erbrachte Dienstleistungen übersetzen sich, wenngleich nicht eins zu eins, in entsprechende Veränderungen in der Beschäftigung. Diese Beschäftigungseffekte verändern die Einkommen der Haushalte und führen zu Veränderungen im Konsum. Hierdurch pflanzen sich die zusätzlichen Nachfrageeffekte in alle Wirtschaftsbereiche fort. Diese Veränderungen ergeben zusammen mit den Änderungen der Außenhandelsstätigkeit, der staatlichen Nachfrage und Konsumausgaben die Veränderung des Bruttoinlandsprodukt (BIP). Das BIP wird trotz Kritik weiterhin häufig als Kriterium für die Vorteilhaftigkeit eines bestimmten Szenarios herangezogen.

Die vielfältigen Energiewendewirkungen betreffen abgesehen von der Stromerzeugung vor allem Bestandsgrößen und sind deshalb zunächst weniger deutlich sichtbar als die Investitionsimpulse. Energieeinsparungen durch Energieeffizienz und dadurch verringerte Energieimporte oder Veränderungen der Treibstoffnachfrage durch alternative Antriebe kumulieren sich über die Jahre. Niedrigere Energieausgaben ermöglichen Konsumenten eine höhere Nachfrage nach anderen Gütern. Unternehmen können kostengünstiger produzieren. Insbesondere langfristig sind diese Energiewendewirkungen der zentrale Grund für die positiven gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende.

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat bereits zu Veränderungen bei den Preisen vor allem im Strombereich geführt (vgl. Abbildung 3-12). Dabei ist es wichtig zu verstehen, dass auf dem Strommarkt zu einem bestimmten Zeitpunkt abhängig vom Stromangebot ein einheitlicher Großhandelspreis gilt. Die Grenzkosten des jeweils teuersten laufenden Kraftwerks bestimmen den Preis. Nach dem Merit-Order Effekt werden teuer produzierende Kraftwerke durch den Markteintritt eines Kraftwerks mit geringeren variablen Kosten verdrängt. Entsprechend sinkt der Großhandelspreis, wenn viel EE-Strom mit Stromgestehungskosten nahe Null eingespeist wird. Das treibt die Differenz zur Einspeisevergütung und somit die EEG-Umlage in die Höhe. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien liegt der Börsenpreis heute niedriger als vor einigen Jahren und als er es ohne Energiewende heute wäre (vgl. Abschnitt 3.2.4). Während große Verbraucher davon profitieren und aufgrund verschiedener Ausnahmeregelungen Strompreise bezahlen, die auf ähnlichem Niveau wie in der kontrafaktischen Welt ohne Energiewende liegen, sind die Preise für die Haushalte und andere kleine und mittlere Verbraucher seit dem Jahr 2000 deutlich angestiegen, weil sie die EEG-Umlage und auch weitere Kosten der Energiewende wie den notwendigen Netzausbau finanzieren und der Strompreis mit weiteren Abgaben wie der Stromsteuer belastet ist. Während die stromintensive und handelsintensive Industrie durch sinkende Börsenstrompreise stark entlastet wurde, gilt dies für nicht privilegierte Stromverbraucher nur eingeschränkt. Die EEG-Umlage hebt einen Teil der Entlastung auf, weil sie steigt, wenn die Vermarktungserlöse für erneuerbaren Strom aufgrund sinkender Strompreise zurückgehen.

Abbildung 4-2: Wirkungsmechanismen im Bereich erneuerbare Energien



Quelle: GWS, Prognos & EWI (2014)

Die Preisbildung auf dem Strommarkt wird außerhalb des ökonomischen Modells berechnet und an das ökonomische Modell PANTA RHEI übergeben. Innerhalb des ökonomischen Modells finden darüber hinaus vielfältige Anpassungsreaktionen des Wirtschaftssystems an die Investitions- und Preisimpulse statt. So treffen die Impulse auf eine wirtschaftliche Entwicklung, die zunehmend von Knappheit auf dem Arbeitsmarkt gekennzeichnet sein wird. Die Bauwirtschaft klagt bereits heute, dass sie am Rande ihrer Kapazitäten steht. Auf dem Arbeitsmarkt führen Knappheiten zu besseren Verhandlungspositionen und letztlich zu Preisanpassungen. Bei steigenden Löhnen und Gehältern haben die verschiedenen Wirtschaftszweige in der Vergangenheit unterschiedlich sensibel reagiert. Einige Wirtschaftszweige können die höheren Arbeitskosten an ihre Kunden überwälzen, in anderen Branchen ist das nicht der Fall. In einem makroökonomischen Modell wie PANTA RHEI sind diese Zusammenhänge und Reaktionen auf Basis von in der Vergangenheit beobachtbaren Daten empirisch geschätzt und fortgeschrieben.

Die Reaktionen auf das Niveau der Strompreise sind in den verschiedenen Verbrauchssektoren unterschiedlich und hängen eng mit den Anpassungsmöglichkeiten der jeweiligen Verbraucher zusammen. Einfache Verhaltensänderungen, wie eine Reduktion des Warmwasserverbrauchs oder des Stromverbrauchs für Beleuchtung im Haushalt lassen sich schnell umsetzen, hängen aber von der jeweiligen Elastizität des Verbraucherverhaltens gegenüber den Preisen ab.

Andere Anpassungen des Nachfrageverhaltens erfordern Investitionen, im Haushaltsbereich etwa in einen energieeffizienten Kühlschrank, oder andere energieeffizienten Haushaltsgeräte; in der Industrie in effiziente Prozesstechnik. Derartige Änderungen verlaufen auf größeren Zeitskalen und hängen von den zur Verfügung stehenden Budgets ab. Oft stellt sich die Frage nach der tatsächlichen Zusätzlichkeit von Investitionen, d.h. ob Investitionen in erneuerbare Energien oder in Energieeffizienz wie „Manna vom Himmel fallen“ oder aber ob Investitionen nur in neue Bahnen gelenkt, d.h. in anderen Bereichen verdrängt bzw. nicht mehr getätigt werden. In einem einfachen nachfragegetriebenen Modell führt höhere Investitionsnachfrage zu immer höherer Produktion und Beschäftigung. Besonders hoher Investitionsbedarf durch die Energiewende wäre in diesem Fall gesamtwirtschaftlich besonders vorteilhaft. In der hier vorgelegten Analyse wird die Frage der Zusätzlichkeit zum Teil dadurch beantwortet, dass das Energiewende-Szenario einem Kontrafaktischen Szenario gegenübergestellt wird, in welchem Investitionen in das fossilbasierte Energiesystem alternativ zu den Energiewendebereichen getätigt werden. Zudem werden folgende Rückkopplungsmechanismen, die durch höhere Investitionen ausgelöst werden, im Modell PANTA RHEI erfasst: Höhere Investitionen erhöhen grundsätzlich in allen Sektoren langfristig die Abschreibungen der investierenden Branche, was zu höheren Kapitalkosten und letztlich Preisen führt. Vermehrte Gebäudesanierung führt z.B. zu steigenden Kaltmieten. Investitionen in der Stahlindustrie in Energieeffizienz führen kurzfristig zu höheren Kosten, die entweder auf die Preise überwälzt werden können, oder Wertschöpfung und Gewinn der Unternehmen senken. Gleichzeitig sinken dauerhaft die Energiekosten, sodass die Gesamtwirkung auf die Wirtschaftsbereiche von der Wirtschaftlichkeit der konkret ergriffenen Maßnahmen abhängt.

Außerdem wird in PANTA RHEI die Investitionsnachfrage der Wirtschaftsbereiche ohne Berücksichtigung der im Zusammenhang mit der Energiewende stehenden Investitionen endogen bestimmt. Die Investitionen sind im Modell getrennt nach Ausrüstungen und Bauten vom Produktionswert und auch vom Auslastungsgrad, dem Kapitalstock im Verhältnis zur Bruttoproduktion, in den Branchen abhängig. Zusätzliche Investitionen in die Energiewende erhöhen den jeweiligen Kapitalstock, sodass bei nicht gleichzeitig entsprechend steigender Bruttoproduktion die Investitionen vor Energiewende in den Wirtschaftsbereichen sinken. Der Einfluss von Zinssätzen lässt sich dabei empirisch kaum nachweisen. Insofern bildet PANTA RHEI eine teilweise Verdrängung (Crowding out) der zusätzlichen Investitionen ab. Wegen der besonderen Bedeutung dieses Modellierungszusammenhangs für die Ergebnisse werden Überlegungen im Auftrag der EU-Kommission (EC 2017) zu diesem Thema in einer Sensitivitätsrechnung in Abschnitt 5.4 genauer betrachtet und Berechnungen soweit möglich nachvollzogen.

4.2 ENERGIEWENDE-SZENARIO VS. KONTRAFAKTISCHES SZENARIO

4.2.1 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Die grundlegende Vorgehensweise zur Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende sind umfassende gesamtwirtschaftliche Modellanalysen, die Rückkopplungen zwischen dem Energiesystem und der Gesamtwirtschaft abbilden und Nettoeffekte auf gesamtwirtschaftlicher und sektoraler Ebene ermitteln können.

Dazu werden die oben aus den Bottom-up-Modellen der Prognos ermittelten Differenzen zwischen den beiden Szenarien in das Energiewirtschaftsmodell PANTA RHEI eingestellt. Das Modell wird voll interdependent in Jahresschritten gelöst, d.h. dass die Wirkungen einer Maßnahme auf alle Modellvariablen gleichzeitig erfasst werden und keine Effekte unberücksichtigt bleiben. Das Modell enthält eine Fülle gesamtwirtschaftlicher Größen auf Basis der amtlichen Statistik und erlaubt sektorale Aussagen nach 63 Wirtschaftsbereichen. Im Folgenden werden die wichtigsten ökonomischen Wirkungen des Energiewende-Szenarios im Vergleich zum Kontrafaktischen Szenario im konsistenten Modellrahmen beschrieben.

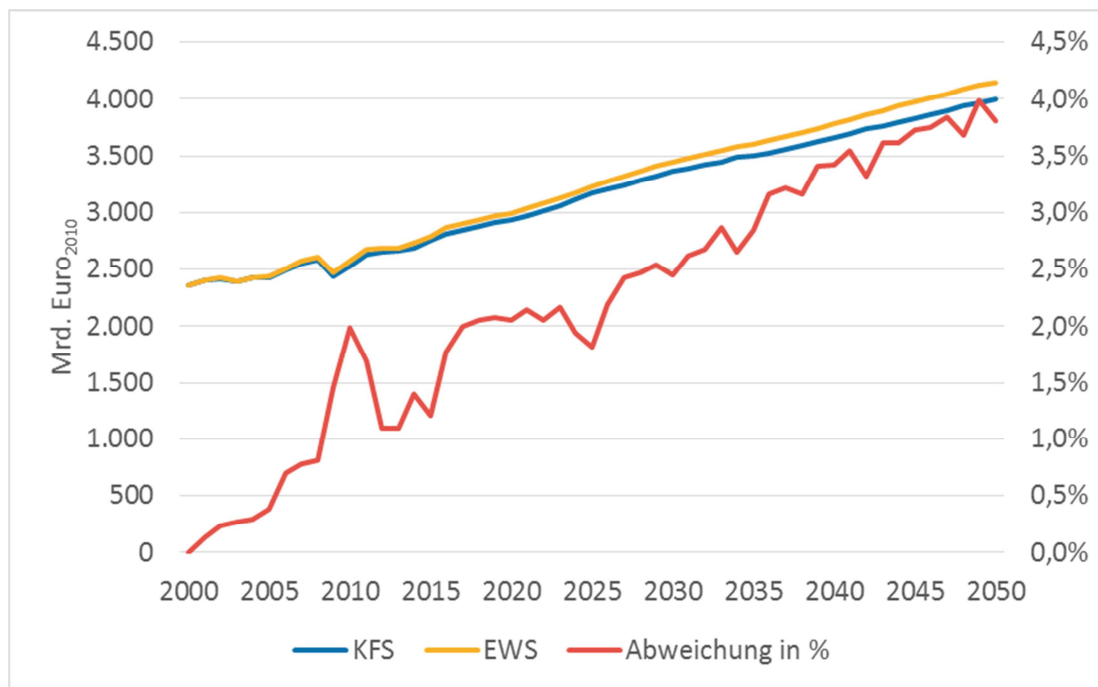
4.2.1.1 Überblick für den Zeitraum 2000 bis 2050

Im Vergleich zu einer kontrafaktischen Entwicklung ohne Energiewende seit dem Jahr 2000 führt die Energiewende zu positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten. Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt liegt durch die Energiewende höher, wobei sich die Effekte über die Jahre verstärken (Abbildung 4-3). In den Jahren 2009 bis 2011 werden die hohen Investitionen insbesondere in Photovoltaik-Anlagen sichtbar. In der Wirtschaftskrise des Jahres 2009 hat die Energiewende die wirtschaftliche Entwicklung stabilisiert. Mit dem Auslaufen des PV-Booms verringert sich auch der positive gesamtwirtschaftliche Effekt in den Folgejahren, bleibt mit über 1% aber durchgehend deutlich positiv.

Langfristig nehmen die durch die Energiewende ausgelösten gesamtwirtschaftlichen Effekte immer weiter zu und erreichen bis zum Jahr 2050 eine Größenordnung von knapp 4% (Abbildung 4-3). Die leichten Schwankungen werden insbesondere durch Investitionen in konventionelle Kraftwerke im Kontrafaktischen Szenario ausgelöst. Ohne Energiewende würde die Wirtschaftsleistung im Jahr 2050 demnach um 3,8% niedriger liegen. Bezogen auf die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate fällt der Effekt eher gering aus. Sie verläuft durch die Energiewende um weniger als 0,1 Prozentpunkte höher als im Kontrafaktischen Szenario ohne Energiewende.

Wesentliche Gründe für die positive BIP-Wirkung sind die durchgehend höheren gesamtwirtschaftlichen Investitionen, die nach 2020 wieder sinkenden Differenzen bei den Strompreisen für Kleinverbraucher, die weitgehende Befreiung der energieintensiven Industrie von Umlagezahlungen und damit geringe Strompreisunterschiede zum KFS sowie die wachsenden Endenergieeinsparungen durch höhere Energieeffizienz und damit auch sinkende Ausgaben für Energieimporte. Energie wird langfristig durch Kapital und Arbeit substituiert (Energieeffizienz) und stärker im Inland mit höherer Beschäftigungsintensität bereitgestellt (erneuerbare Energien). Auf lange Sicht bestimmen diese dauerhaften, positiven Energiewendewirkungen die gesamtwirtschaftlichen Effekte.

Die Effekte werden im Folgenden im Detail betrachtet. Dabei beschränkt sich die Betrachtung auf acht ausgewählte Jahre, damit die Übersichtlichkeit erhalten bleibt. Die Auswahl auf die Jahre 2005, 2010, 2012 und 2015 sowie die Dekaden 2020 bis 2050 zeigt die Struktur der Effekte und ihre Veränderung im Zeitverlauf auf.

Abbildung 4-3: Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010 und die prozentuale Abweichung zwischen EWS und KFS

Quelle: GWS

4.2.1.2 Gesamtwirtschaftliche Effekte für ausgewählte Jahre

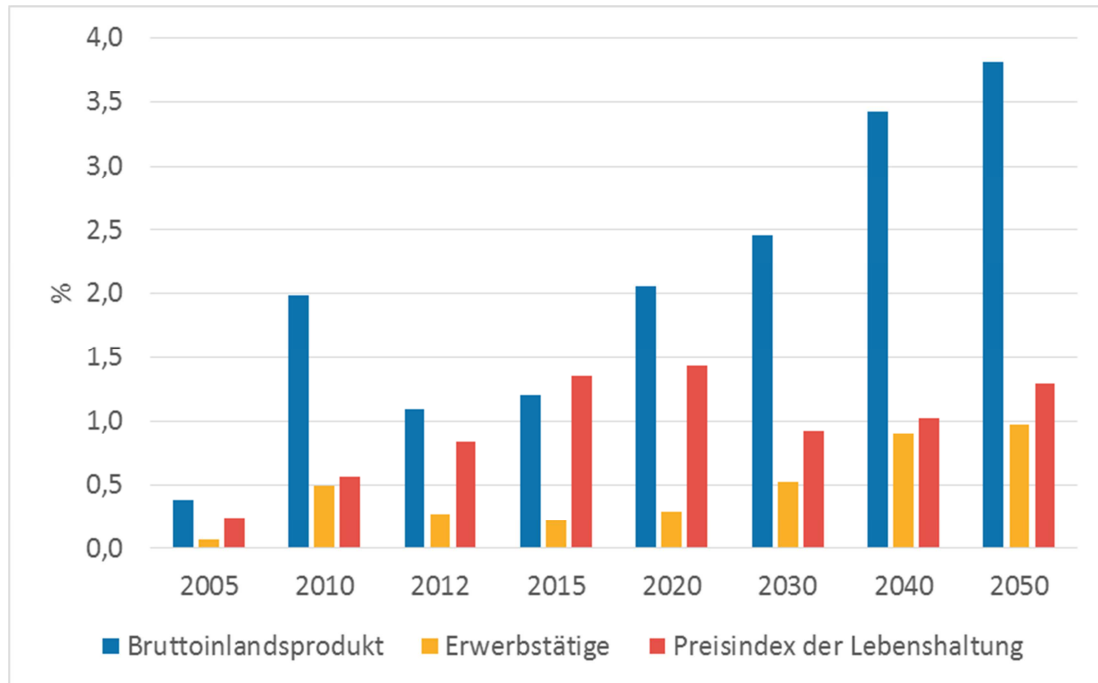
Neben dem preisbereinigten BIP sind weitere Größen für die Wirkung der Energiewende wichtig. So werden immer wieder die Beschäftigungseffekte der Energiewende thematisiert. Ferner sind auch die Preiswirkungen im Blick zu halten. In Abbildung 4-4 wird sichtbar, dass die Beschäftigungswirkungen der Energiewende gleichfalls positiv sind. Im Jahr 2050 liegt die Zahl der Erwerbstätigen durch die Energiewende um etwa 1% höher als im Kontrafaktischen Szenario. Im Vergleich erreicht der Beschäftigungseffekt nur etwa ein Viertel des BIP-Effekts.

Beim Preisindex der Lebenshaltung sind im Vergleich zur Kontrafaktischen Entwicklung insbesondere bis 2020 deutliche Steigerungen zu beobachten, die danach jedoch wieder leicht zurückgehen. Die Energiewende erhöht die jährliche Inflationsrate im Zeitraum von 2005 bis 2015 um rund 0,1 Prozentpunkte. Gesamtwirtschaftlich gesehen hat die Energiewende damit die Preisstabilität nicht stark beeinflusst, denn die Inflationsraten liegen seit 2009 unter dem von der EZB angestrebten Niveau von knapp unter 2%. Für die Zukunft wird nach 2020 sogar ein leichter Rückgang des Preiseffekts erwartet, was vor allem daran liegt, dass die Kosten der erneuerbaren Energien stark gesunken sind und ihre Finanzierung, die für die bisher nach EEG geförderten Anlagen nach spätestens 20 Jahren ausläuft, zu keinen weiteren deutlichen Preissteigerungen führen wird.

In der Preisentwicklung zeigt sich einerseits die Strompreisentwicklung bei Haushaltskunden, die in den letzten Jahren stark durch die Höhe der EEG-Umlage bestimmt wurde, andererseits schlugen sich aber auch höhere Anschaffungskosten für energieeffiziente Güter in den Preisen nieder. Dies betrifft Kosten des Wohnens, Fahrzeuge und Haushaltsgeräte. Langfristig entlasten sinkende Energieimporte durch höhere Energieeffizienz und die vermehrte Erzeugung erneuerbarer Energien bei deutlich steigenden Importprei-

sen für fossile Energieträger das Preisniveau im Vergleich zur Kontrafaktischen Entwicklung. Die beiden gegenläufigen Effekte führen dazu, dass die Wirkung auf den Preisindex der Lebenshaltung ab 2030 nur noch leicht zunimmt.

Abbildung 4-4: Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung – Abweichungen im EWS vom KFS



Quelle: GWS

Bei der Aufschlüsselung des BIP nach seinen verwendungsseitigen Komponenten fällt die hohe Wirkung der Energiewende auf die Investitionen in der Vergangenheit auf (Tabelle 4-1). Es wurde viel in Anlagen zur Stromerzeugung, aber auch in effizientere Fahrzeuge, Anlagen und Geräte investiert, so dass die Ausrüstungsinvestitionen, die auch die Investitionen in sonstige Anlagen enthalten, teils über 10% höher lagen als ohne Energiewende. Bei den Bauinvestitionen fiel der Anstieg durch die Energiewende mit etwa 5% deutlich kleiner aus. Zusätzliche Investitionen erhöhen in PANTA RHEI unmittelbar die Nachfrage. Ihre Finanzierung erhöht dagegen langfristig die Abschreibungen und damit die Stückkosten der Unternehmen, was zu dauerhaft höheren Güterpreisen führt. Höhere Investitionen führen über Multiplikatoreffekte auch zu höherem privaten Konsum, wobei das höhere Preisniveau vor allem in den Jahren 2012 und 2015 dämpfend wirkt. Langfristig überwiegen die Energieeinsparungen und die positiven Arbeitsmarkteffekte, was den privaten Konsum ab 2020 zum wichtigsten Treiber der positiven Effekte der Energiewende macht. Der staatliche Konsum nimmt mit höherem BIP und höheren Steuereinnahmen langfristig

ebenfalls deutlich zu.¹⁰ Bis zum Jahr 2015 sind die kurzfristigen Effekte auf die Staatsausgaben sehr gering. Zukünftig ist zu erwarten, dass zwar die Investitionen immer noch höher liegen, aber vor allem privater und staatlicher Konsum deutlich anziehen werden.

Tabelle 4-1: Preisbereinigtes BIP und seine Komponenten – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro 2010

	2005	2010	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Bruttoinlandsprodukt	9,32	50,19	29,08	33,28	60,30	82,56	125,18	152,28
Privater Konsum	5,40	17,38	5,31	6,53	28,47	44,77	70,59	78,39
Staatskonsum	-0,05	-0,34	-0,34	-0,21	5,75	12,44	25,44	40,40
Ausrüstungen	6,96	37,62	28,12	34,86	26,84	22,78	28,20	29,30
Bauten	-1,34	11,14	8,22	7,01	12,60	11,29	11,44	8,27
Exporte	0,61	1,96	2,06	3,81	-2,86	-5,62	1,03	21,35
Importe	2,51	20,44	12,85	18,85	6,95	-3,38	3,70	17,59

Quelle: GWS¹¹

Die Wirkungen auf den Außenhandel sind insgesamt gering. Die Importe abgesehen von Energiegütern hängen je nach Wirtschaftsbereich positiv ab von der inländischen Produktion und den relativen Preisen zwischen Importgütern und heimisch produzierten Gütern. Die Elastizitäten sind wiederum ökonometrisch geschätzt. Da die Importpreise annahmegemäß unverändert bleiben, reagieren die Importe auf Änderungen der inländischen Produktionskosten, die die Branchen mit einem bestimmten Aufschlag an die Nachfrager weitergeben. Bei einer Änderung der Strompreise z.B. in der chemischen Industrie ist für die Importwirkung somit entscheidend, welchen Anteil die Stromkosten an den Produktions-

¹⁰ Die Entwicklung und Veränderung der staatlichen Einnahmen durch die Energiewende wird nicht zuletzt durch die konkrete Ausgestaltung der Politikmaßnahmen bestimmt, die im EWS nicht konkretisiert werden. Im EWS-Szenario wird ex-post angenommen, dass die staatlichen Konsumausgaben sich gegenüber dem KFS nicht nennenswert ändern. Ex-ante wird unterstellt, dass höhere Einnahmen durch das höhere BIP in Form von Einkommensteuer, Mehrwertsteuer oder Sozialversicherungsbeiträgen in etwa auch wieder verausgabt werden. Entsprechend liegt der Finanzierungssaldo des Staates in Abbildung 4-8 ähnlich wie im KFS. Würde angenommen, dass der Staat die höheren Einnahmen einbehält und keine zusätzlichen Konsumausgaben tätigt, würde dies einerseits zu einem niedrigeren BIP und andererseits zu einer verstärkten Ersparnis des Staates, d.h. einem positiveren Finanzierungssaldo führen.

¹¹ Die Abgrenzungen in PANTA RHEI entsprechen der amtlichen Statistik, vgl. für einen anschaulichen Überblick Destatis (2018) und weitergehende Veröffentlichungen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen. Für das BIP in jeweiligen Preisen gilt verwendungsseitig BIP = Konsum + Bruttoinvestitionen (Ausrüstungen, Bauten, sonstige Anlagen, Vorratsveränderungen) + Exporte – Importe; vgl. z.B. Destatis (2018, S. 13). Für die preisbereinigten Größen gilt dieser Zusammenhang seit Einführung einer jährlich wechselnden Preisbasis (Vorjahrespreisbasis) durch die amtliche Statistik nicht mehr exakt. In der Tabelle sind die Investitionen in sonstige Anlagen unter Ausrüstungen verbucht, Vorratsveränderungen werden nicht ausgewiesen. Auch deshalb entspricht die Abweichung des preisbereinigten BIP jeweils nicht exakt der kumulierten Abweichung der Summe seiner ausgewiesenen Komponenten.

kosten haben und wie stark die Branche in der Vergangenheit auf Änderungen der relativen Preise mit Änderungen der Importanteile reagiert hat. Für die Energiegüter bestimmen dagegen die physische Nachfrage, die im Laufe der Energiewende stark rückläufig ist gemäß Bottom-up-Modellierung in Abschnitt 3 und die Entwicklung der exogen vorgegeben Grenzübergangspreise die wertmäßigen Importe. Für die heimische Förderung von Öl und Gas sind dazu einheitliche Annahmen in beiden Szenarien getroffen. Steinkohle wird mit Auslaufen der inländischen Förderung ab 2019 vollständig importiert.

Ex-post haben die hohen zusätzlichen Ausrüstungen auch zu einem höheren Import beigetragen, denn ein Teil der Anlagen stammt aus dem Ausland. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die Debatte um die Importe von PV-Modulen aus China in der Vergangenheit vielfach stark vereinfacht geführt wurde. Für die gesamtwirtschaftlichen Effekte ist entscheidend, welcher Anteil der Wertschöpfung über die gesamte Produktionskette im Inland erbracht wird. Hier zeigt sich, dass PV-Anlagen nicht wesentlich importintensiver sind als andere Investitionsgüter (Lehr et al. 2015). Zukünftig gleichen sich niedrigere Energieimporte und höhere Importe anderer Güter in den Jahren 2030 und 2040 weitgehend aus. Im Jahr 2050 fallen die zusätzlichen Einsparungen an Energieimporten geringer aus als die höheren Einfuhren anderer Güter.

Durch die Energiewende gehen insbesondere die Rohölimporte im Vergleich zum KFS zurück (Abbildung 4-5). In der Abbildung sind Jahreswerte dargestellt. Im Jahr 2050 liegen die Rohölimporte um 48 Mrd. Euro niedriger als im KFS. Bei der Kohle ist der Effekt deutlich geringer. Zum einen wird nur Steinkohle in zunehmendem Umfang eingeführt, während Braunkohle heimisch abgebaut wird. Zum zweiten sind die Preise der Kohle pro Energieeinheit deutlich niedriger als die Ölpreise, Mengenänderungen beim Öl fallen in Euro entsprechend stärker aus. Beim Erdgas steigen die Importe durch die Energiewende bis 2014 sogar leicht an und gehen erst ab 2030 deutlich zurück, weil Erdgas teilweise Kohle und Öl ersetzt.¹²

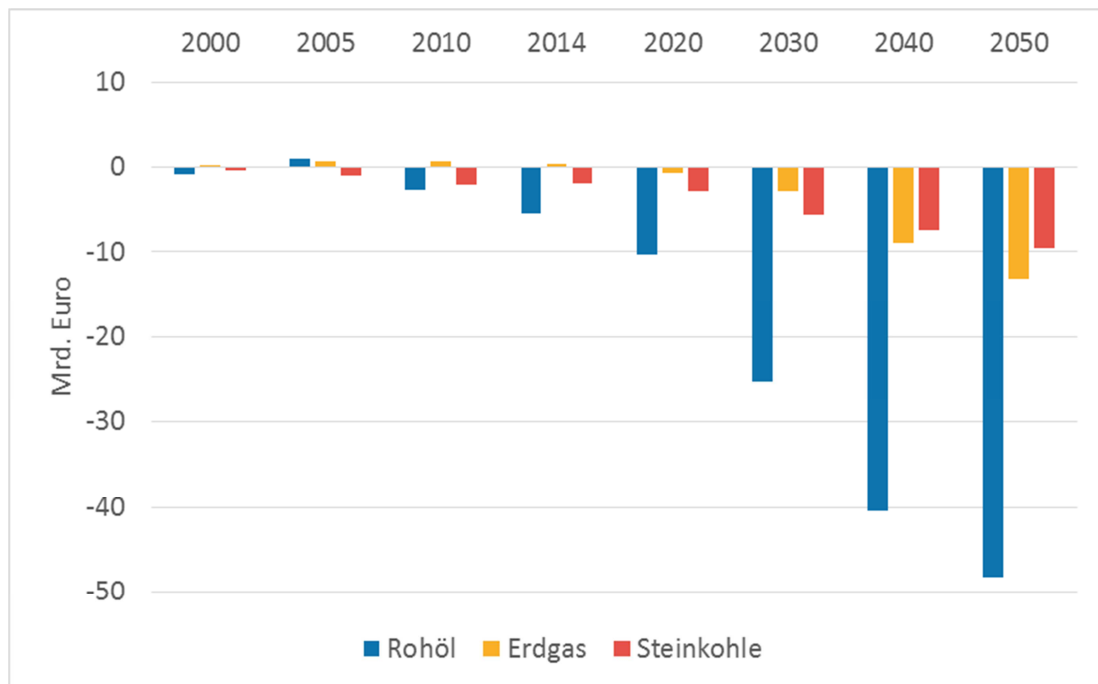
Die Güterexporte hängen in PANTA RHEI von der exogen vorgegebenen globalen Nachfrage und der Änderung der relativen Preise (deutsche Exportpreise vs. Weltmarktpreise) ab. Änderungen bei den Produktionskosten durch geänderte Energiekosten sowie geänderte Lohnkosten im Zuge der Energiewende verändern die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Branchen. Die entsprechenden Preiswirkungen der Energiewende auf die Exporte gleichen sich teilweise aus und fallen auch wegen der Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen sehr gering aus. Erst im Jahr 2050 zeigt sich ein deutlich positiver Exporteffekt, weil die Preise in den exportintensiven Branchen niedriger sind als im KFS (vgl. Abbildung 4-7).

Für die Bestimmung der ökonomischen Effekte der Energiewende ist die Frage, welche Exporte durch die Energiewende ausgelöst werden, sehr wichtig. Treibt Deutschland im ungünstigen Fall die Energiewende im Alleingang voran, gibt es keine first-mover-Vorteile durch die frühzeitige Spezialisierung. Folgen andere Länder wie z.B. im Fall des EEG dagegen mit Regulierung und Anlagen dem deutschen Vorbild, ergeben sich zusätzliche

¹² Weil die letzte originär verwendete Energiebilanz im Vorhaben aus dem Jahr 2014 stammt, werden diese Werte abweichend von den sonstigen Abbildungen in diesem Abschnitt für 2014 statt für 2015 ausgewiesen.

Exportmöglichkeiten für die Hersteller entsprechender Energiewendegüter und Dienstleistungen (vgl. IRENA, IEA & REN21 2018; vgl. Abschnitt 6.1.1)

Abbildung 4-5: Verringerte Importe in Mrd. Euro – Abweichungen im EWS vom KFS



Quelle: GWS

Solche höheren Exporte von Erzeugungsanlagen und Energieeffizienzgütern durch die Energiewende werden an dieser Stelle nicht betrachtet. Die Annahmen hierzu in der vorliegenden Modellierung sind somit konservativ gesetzt, was in Zeiten hoher Handelsbilanzüberschüsse und Diskussionen um Strafzölle und fairen Handel durchaus angemessen erscheint. Zweifellos sind seit Beginn der Energiewende hohe Exporte mit Energiewendegütern erzielt worden. In einigen Studien werden diese Effekte quantifiziert und die zusätzlichen Exporte der Energiewende zugerechnet. Allerdings können im internationalen Handel auch gegenläufige Effekte auftreten wie etwa Veränderungen der Wechselkurse, die Exporte anderer Güter reduzieren würden und in internationalen Modellen mit Einschränkungen abbildbar sind. Außerdem werden die Exporte von Energiewendegütern u.a. durch entsprechende Politikmaßnahmen im Ausland induziert, was nur begrenzt der Energiewende in Deutschland zuzurechnen ist. Zu den Auswirkungen von zusätzlichen Exporten von Klimaschutzgütern und modellgestützten Abschätzungen der möglichen Größenordnungen vgl. z.B. Blazejczak et al. (2018). Zentrale Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Abschnitt 6.1.1 zusammengefasst.

Die Arbeitsnachfrage nach 63 Wirtschaftsbereichen wird vom Produktionsniveau und dem Reallohn, d.h. dem Nominallohn geteilt durch Preisniveau, bestimmt. In PANTA RHEI ist eine gesamtwirtschaftliche Phillipskurve ökonometrisch geschätzt, wonach die Lohnentwicklung von der Änderung des Preisniveaus (positiv), der gesamtwirtschaftlichen Arbeitsproduktivität (positiv) und der Erwerbslosenquote (negativ) abhängt. Zusätzlich wird geschätzt, inwieweit die Nominallohnentwicklung in einer Branche von der gesamtwirtschaftlichen Lohnentwicklung abweicht. Bereiche wie der Fahrzeugbau erzielen z.B. regelmäßig überdurchschnittliche Lohnsteigerungen. Auf dem Arbeitsmarkt schlägt sich

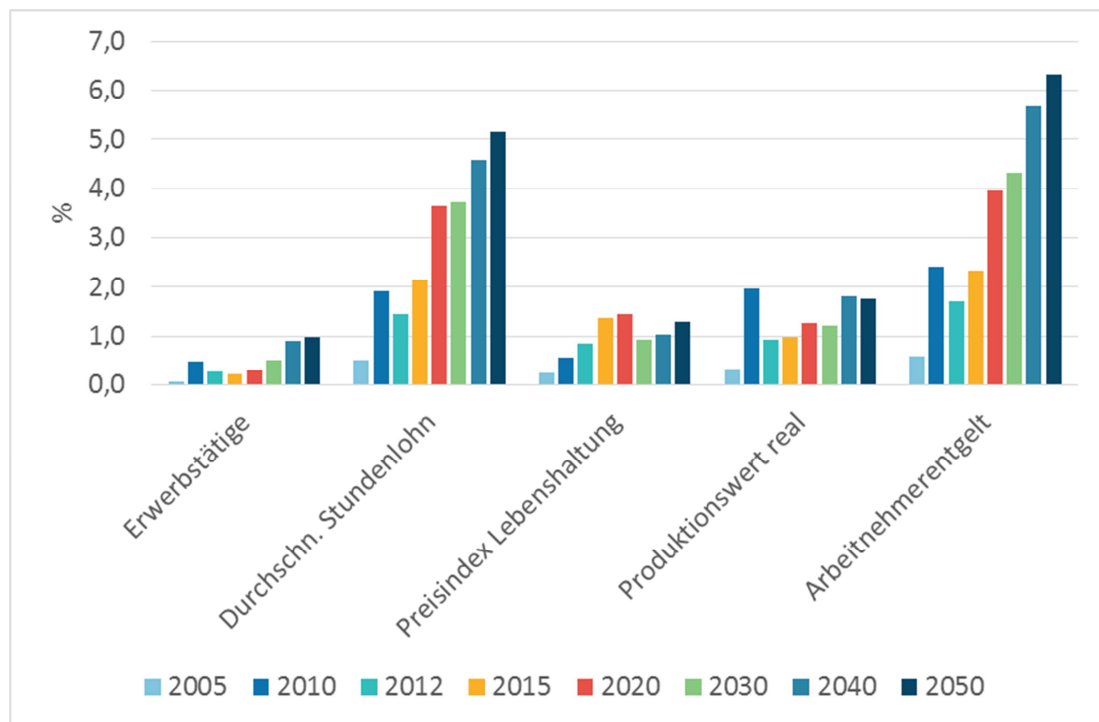
dadurch eine höhere Produktion in verschiedenen Größen nieder. Zu unterscheiden ist ein Mengeneffekt, es wird mehr Arbeit nachgefragt, von einem Lohneffekt, die Arbeit wird pro Stunde höher entlohnt. Der Mengeneffekt führt zu einer höheren Nachfrage nach Arbeitskräften. Entweder arbeiten die Beschäftigten mehr Stunden oder es werden zusätzliche Beschäftigte eingestellt. Durch den oben aufgeführten Lohneffekt steigen die Löhne aller Beschäftigten, bei zunehmender Knappheit auf dem Arbeitsmarkt verstärkt sich dieser Effekt. Dabei ist auch die allgemeine Preisentwicklung zu berücksichtigen, für die Beschäftigten zählt letztlich nur ein Anstieg der Reallöhne. Aus höherer Arbeitsleistung und höherem Durchschnittslohn ergeben sich schließlich höhere Arbeitnehmerentgelte. Damit steigen die verfügbaren Einkommen der privaten Haushalte, was den privaten Konsum stützt. Zugleich wird der Staat durch höhere Steuereinnahmen auf der einen Seite und sinkende Sozialleistungen auf der anderen Seite entlastet.

Tabelle 4-2: Ausgewählte Größen des Arbeitsmarktes – Abweichungen im EWS vom KFS in absoluten Größen

		2005	2010	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Erwerbstätige	in 1000	28,4	201,0	112,1	94,0	126,7	222,3	370,5	377,4
Durchschn. Stundenlohn	Euro	0,1	0,4	0,3	0,5	1,0	1,2	1,9	2,6
Arbeitnehmerentgelte	Mrd. Euro	6,5	30,0	24,0	35,5	66,2	88,2	143,3	190,8

Quelle: GWS

Abbildung 4-6: Ausgewählte Größen des Arbeitsmarktes – Abweichungen im EWS vom KFS in %

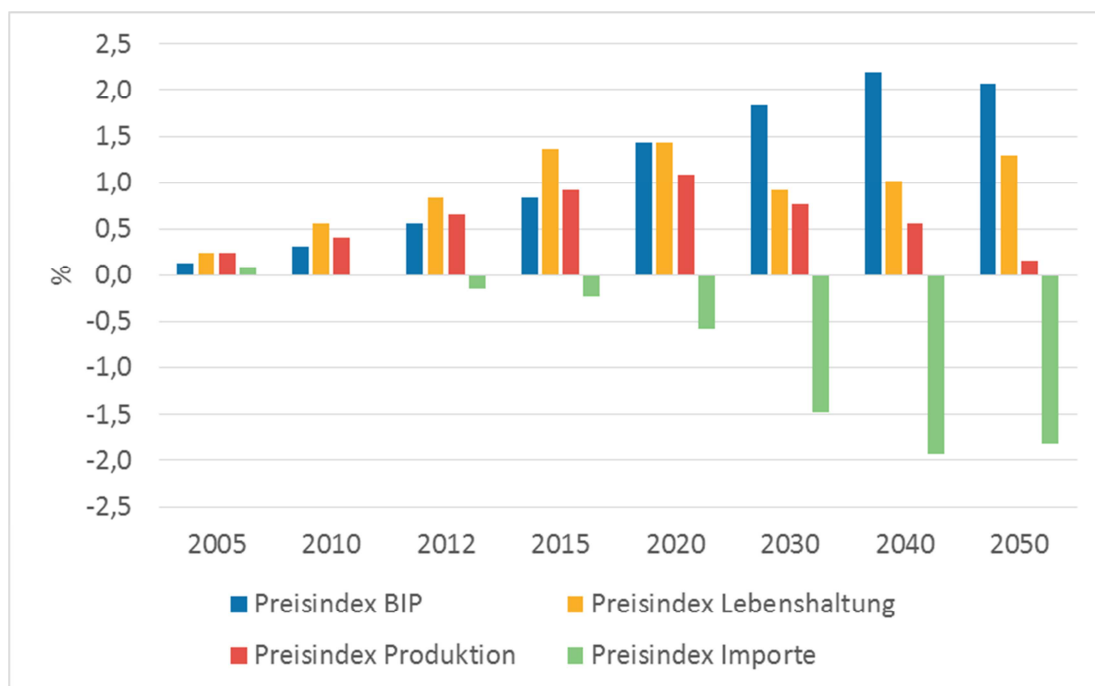


Quelle: GWS

Nach Abbildung 4-6 ist der Lohneffekt prozentual deutlich stärker als der Mengeneffekt, was mit Blick auf den hohen Beschäftigungsstand bzw. der abnehmenden Reserve an Arbeitssuchenden in Deutschland nicht verwundert. Absolut liegt die Zahl der Erwerbstätigen im Energiewende-Szenario im Jahr 2005 um 28.000 höher als im KFS, im Jahr 2020 sind es knapp 127.000 und am Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 sogar 377.000 Erwerbstätige mehr im EWS. Der durchschnittliche Stundenlohn ist im EWS im Jahr 2050 um etwa 5% oder 2,60 Euro höher als in der Kontrafaktischen Entwicklung.

Die Betrachtung der Preiswirkungen der Energiewende liefert ebenfalls ein differenziertes Bild (vgl. Abbildung 4-7). Am stärksten ist der Preisanstieg durch die Energiewende bis 2020 beim privaten Konsum. Die Herstellungspreise für die Güterproduktion (Preisindex Produktion) steigen weniger, auch weil die Strompreise in den energieintensiven Industrien kaum zunehmen. Der Index der Importpreise nimmt langfristig sogar recht deutlich ab, weil die Importe fossiler Energieträger, deren Preise in Zukunft annahmegemäß schneller steigen werden als die Preise anderer Importgüter, im Vergleich zur kontrafaktischen Entwicklung stark zurückgehen. Der Importpreisrückgang trägt dann dazu bei, dass der BIP-Deflator, der Preisindex der Bruttowertschöpfung, zukünftig am stärksten zunimmt.

Abbildung 4-7: Ausgewählte Preisentwicklungen – Abweichungen im EWS vom KFS in %



Quelle: GWS

Strompreise sind ein wichtiger Faktor für eine Übersetzung der monetären Impulse aus der Bottom-up-Modellierung und die Preiseffekte auf gesamtwirtschaftlicher Ebene. Für die Strompreise bedeuten die geänderten, insgesamt zusätzlichen Investitionen und ihre Finanzierung im Rahmen der Energiewende, dass die Preise für energieintensive Großverbraucher mit weitreichenden Ausnahmeregelungen gegenüber dem Kontrafaktischen Szenario nur wenig verändert sind (vgl. Abbildung 3-12). Dagegen sind die Strompreisunterschiede für Kleinverbraucher wie private Haushalte, GHD und nicht-privilegierte Industrie sehr deutlich. Sie haben sich insbesondere durch die EEG-Umlage und ihren Finanzie-

rungsmechanismus bis zum Jahr 2015 aufgebaut. Es wird erwartet, dass diese Differenzen zukünftig nicht weiter zunehmen und nach 2020 zurückgehen. Auch nach Auslaufen der EEG-Finanzierung für die derzeit geförderten Anlagen ab 2035 bleibt allerdings ein deutlicher Preisunterschied bestehen.

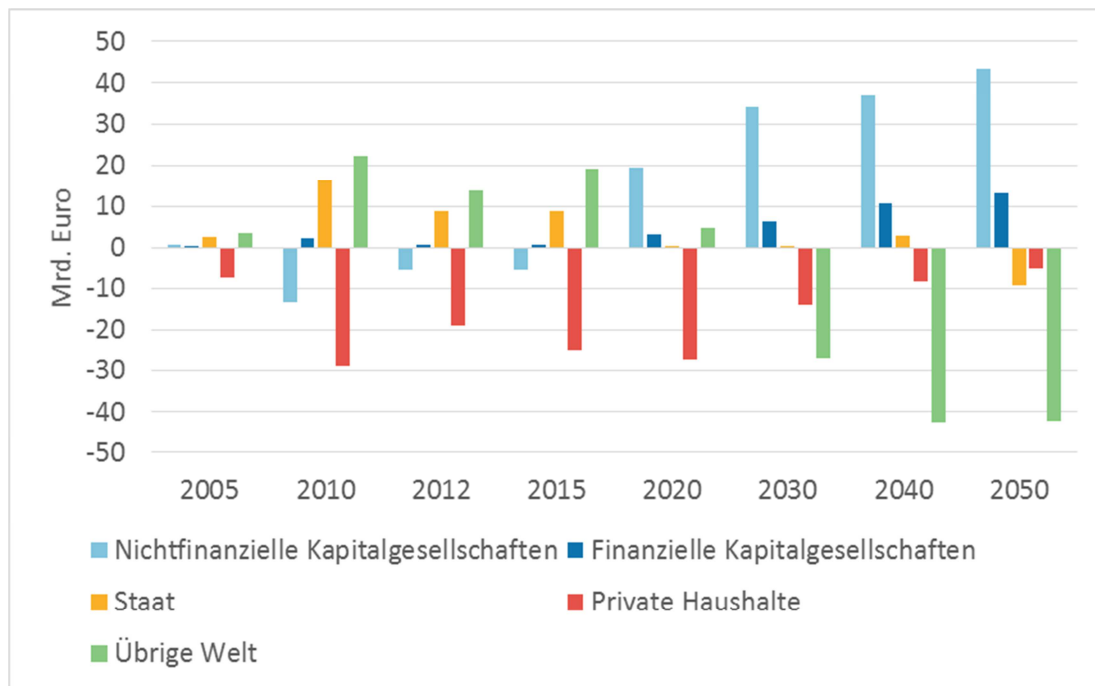
Die Energiewende hat auch einen unterschiedlichen Einfluss auf die finanziellen Transaktionen zwischen den beteiligten Akteuren. Darüber gibt die Betrachtung der Veränderung der Salden verschiedener Sektoren des Kontensystems der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen auf aggregierter Ebene Aufschlüsse (Abbildung 4-8). Institutionelle Sektorkonten zeigen die Transaktionen zwischen Haushalten (einschließlich Selbständigenhaushalten und privaten Organisationen ohne Erwerbszweck), Nichtfinanziellen und Finanziellen Kapitalgesellschaften, dem Staatssektor und der übrigen Welt (Destatis 2018). Die Nichtfinanziellen Kapitalgesellschaften sind in der VGR umfassend definiert. Sie enthalten neben klassischen Kapitalgesellschaften wie AGs und GmbHs auch alle anderen Unternehmen einschließlich Landwirtschaft, Gewerbe und freie Berufe. So zeigt der Finanzierungssaldo beim Staat das Ausmaß der Neuverschuldung und das Sparen privater Haushalte – ausgedrückt vor allem durch die Sparquote – die Konsumneigung und die Vermögensbildung privater Haushalte.

Die gesamtwirtschaftliche Modellierung der Energiewendeinvestitionen orientiert sich bzgl. der Finanzierung an den bisherigen Bedingungen. Das bedeutet, dass für die Gebäudesanierung und die Raumwärme insgesamt die Wirkung der KfW-Förderprogramme vereinfacht in die Zukunft fortgeschrieben wird. Im Verkehrsbereich tragen die Käufer die zusätzlichen Kosten der Energiewende. Nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften investieren und betreiben erneuerbare Energien Anlagen. Auch ein Haushalt mit einer PV-Anlage auf dem Dach ist in diesem Sinne gewerbetreibend und wird damit unter nichtfinanziellen Kapitalgesellschaften verbucht. Die negativen Zahlen für den Sektor private Haushalte sind entsprechend verzerrt. Definitionsgemäß ist die Summe aller Änderungen der Finanzierungssalden in jedem Jahr abgesehen von Rechenungenauigkeiten Null.

Vor allem die privaten Haushalte können durch die Energiewende etwas weniger sparen. Sie müssen durchgehend zusätzlich in effiziente Gebäude, Fahrzeuge und Geräte investieren und ersetzen zukünftige Energieausgaben durch Kapital. Gerade im Wohnungsbereich amortisieren sich viele Ausgaben erst langfristig. Somit steigen zunächst die Ausgaben stärker als die Energieeinsparungen. Insofern liegt die Sparquote etwas niedriger als im Kontrafaktischen Szenario. Langfristig sinkt die Belastung der Haushalte durch Energieausgaben. Sie müssen aber bis 2050 mehr Geld für Energiewendegüter wie effiziente Heizungen oder emissionsfreie Fahrzeuge ausgeben. Der Staat hat in der Vergangenheit durch höhere Einnahmen von der Energiewende letztlich etwas profitiert. Die höhere Wirtschaftsaktivität etwa durch vermehrte Gebäudesanierung führt z.B. zu höheren Steuereinnahmen. Auf der anderen Seite sinken zukünftig die Einnahmen aus Energiesteuern durch eine Abnahme des Energieverbrauchs deutlich. Der Unternehmenssektor, d.h. finanzielle und nicht-finanzielle Kapitalgesellschaften, profitiert dauerhaft von niedrigeren Energieausgaben sowie der höheren wirtschaftlichen Aktivität durch die Energiewende und kann seinen Finanzierungssaldo erhöhen. Ex-post hat er vor allem zusätzlich in erneuerbare Energien investiert. Der Saldo der übrigen Welt ist das Spiegelbild zum Außenhandelssaldo. In der Vergangenheit wurden vermehrt Energiewendegüter importiert. Außerdem hat das höhere BIP weitere Importe induziert. Langfristig ist der preisinduzierte

Exporteffekt¹³ durch die Energiewende positiver als der Importeffekt, der vor allem vom Rückgang der Einfuhren fossiler Energieträger getrieben.

Abbildung 4-8: Finanzierungssalden – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro



Quelle: GWS

4.2.2 SEKTORALE EFFEKTE

Die sektorale Betrachtung kann helfen, „Gewinner“ und „Verlierer“ der Energiewende zu identifizieren im Hinblick auf Beschäftigungs- und Produktionswirkungen. Da die Energiewende nicht maßnahmenscharfscharf abgebildet wird, sind Aussagen zu einzelnen der 63 im Modell abgebildeten Wirtschaftsbereiche nur begrenzt möglich. Teilweise sind die Effekte auch sehr klein, so dass Überinterpretationen kleiner Abweichungen erfolgen könnten. Im Folgenden werden in Anlehnung an GWS, Prognos & EWI (2014) fünf aggregierte Wirtschaftsbereiche unterschieden: Das Verarbeitende Gewerbe, Bergbau und Energieversorgung laut VGR, die beim Strom die konventionelle Erzeugung und die Verteilung umfassen (vgl. O’Sullivan, Lehr & Edler 2018). Der Bergbau enthält neben dem Kohlenbergbau, bei dem der Steinkohlenbergbau Ende 2018 ausläuft, auch den Abbau anderer Rohstoffe. Gut in der VGR abgegrenzt ist die Bauwirtschaft als einer von 63 Wirtschaftsbereichen. Der Handel umfasst Kfz-, Groß- und Einzelhandel, Verkehre sowie Postdienste. Alle übrigen Dienstleistungsbranchen sind unter Dienstleistungen zusammengefasst.

Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass Auswirkungen auf Beschäftigung und Produktion in einzelnen Branchen stark von der konkreten Umsetzung der Energiewende abhängen können. Beispielsweise haben batterieelektrische Fahrzeuge, deren Batterien in Asien produziert werden, einen deutlich anderen Beschäftigungseffekt als herkömmliche.

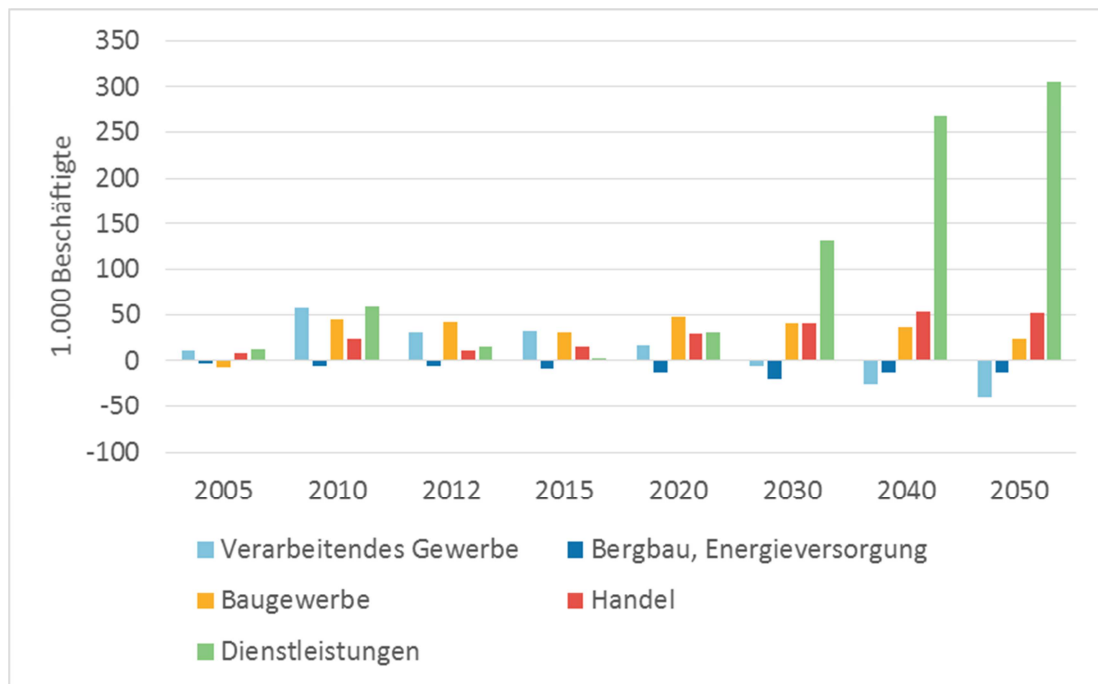
¹³ Zusätzliche Exportchancen von Energiewendegütern, die durch die frühzeitige Spezialisierung deutscher Firmen angestrebt werden, werden im EWS nicht unterstellt; vgl. dazu Abschnitt 6.1.1.

che Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, die mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden. Auch alle weiteren ökonomischen Effekte unterscheiden sich. Quotenregelungen für bestimmte Antriebsarten führen zu anderen Effekten als marktwirtschaftliche Instrumente, etwa in Form geänderter Treibstoffsteuern oder als Einbindung des Verkehrssektors in das EU-ETS. Im Gebäudebereich dürften höhere Endnachfragepreise notwendig sein, damit die umfassende Sanierung des Gebäudebestands bis 2050 auch einzelwirtschaftlich lohnt. Mit solchen Preissteigerungen wären wiederum verschiedene weitere Effekte auf verschiedenen Märkten verbunden. Je nach konkreter Instrumentierung können gerade auf sektoraler Ebene auch deutliche „Nebenwirkungen“ bei Produktion, Beschäftigung oder Preisen auftreten. Da die konkrete Instrumentierung nicht bekannt ist, kann sie in dieser Analyse auch nicht untersucht werden.

Bis 2015 treten die größten positiven Beschäftigungswirkungen in absoluten Zahlen im verarbeitenden Gewerbe, im Bau und bei den Dienstleistungen auf (Abbildung 4-9). Bei Bergbau und Energieversorgung sind die Beschäftigungswirkungen durchgehend leicht negativ. Im verarbeitenden Gewerbe kommt es ab 2030 zu leicht negativen Beschäftigungseffekten, obwohl die Nachfrage nach Investitionsgütern für die Energiewende hoch bleibt. Das hat damit zu tun, dass im verarbeitenden Gewerbe überdurchschnittlich hohe Löhne und Gehälter bezahlt werden und das Produktivitätspotenzial höher ist als in anderen Teilen der Volkswirtschaft. Bei hohem Beschäftigungsstand und wachsenden Lohnkosten steigt die Arbeitsproduktivität im verarbeitenden Gewerbe schneller als in anderen Sektoren. Wenn dann die Produktion nicht immer weiter steigt, können entsprechende Beschäftigungsrückgänge bei den geleisteten Stunden auftreten. Die bezahlten Reallöhne sind im verarbeitenden Gewerbe im EWS trotzdem deutlich höher als im KFS.

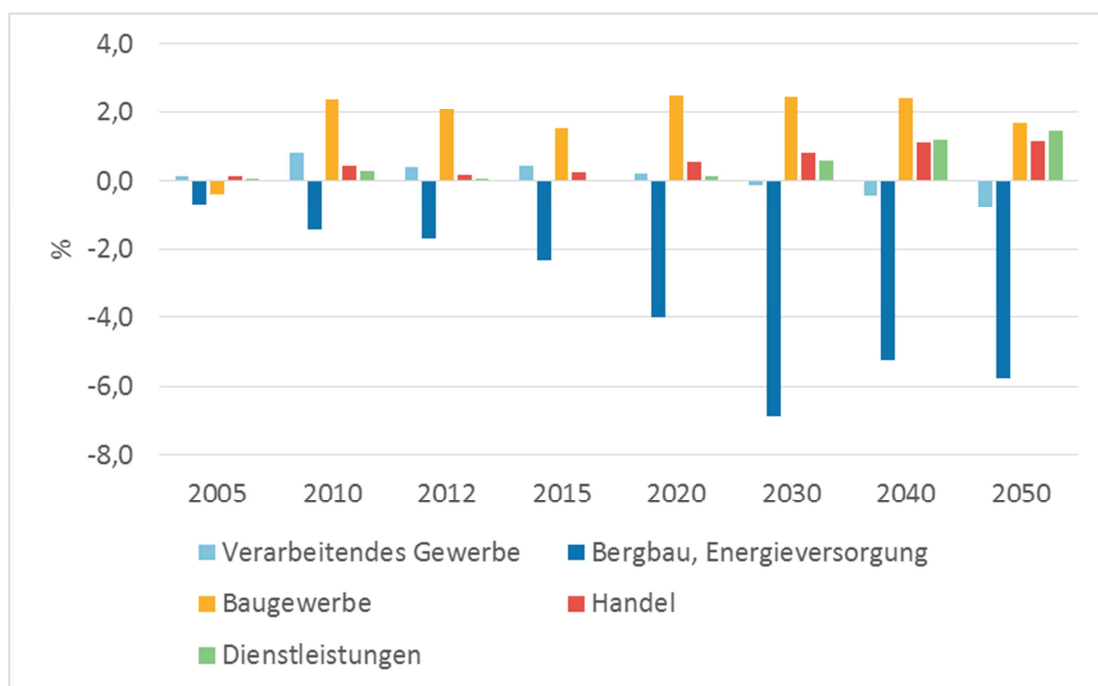
Dieser leichte Beschäftigungsrückgang im verarbeitenden Gewerbe ist für sich genommen zunächst kontraintuitiv, weil die Nachfrage nach Energiewendegütern hoch bleibt und die Produktion des verarbeitenden Gewerbes durch die Energiewende deutlich steigt. Letztlich zeigt sich, dass eine alleinige Betrachtung von Beschäftigten (in Köpfen oder Stunden) in einer Volkswirtschaft mit hohem Beschäftigungsstand zu kurz greift. Positive Arbeitsmarkteffekte schlagen sich zunehmend in höheren Stundenlöhnen nieder, die Steigerungen der Arbeitsproduktivität vor allem im verarbeitenden Gewerbe auslösen, wo die Stundenlöhne hoch und Effizienzpotenziale vorhanden sind. Teilweise ist dieser Effekt auch den konservativen Annahmen zum Export von Energiewendegütern geschuldet. Vor allem das verarbeitende Gewerbe würde zusätzliche Energiewendegüter in andere Länder exportieren können, was auch zu höherer Beschäftigung führen würde.

Eine deutliche Zunahme der Beschäftigung verzeichnen langfristig Dienstleistungen und auch der Handel sowie die Bauwirtschaft. Für die Bauwirtschaft liegt der Grund der Mehrbeschäftigung in den zusätzlichen Energieeffizienzmaßnahmen, teilweise auch am Netzausbau. Die Beschäftigungswirkungen in Handel und Dienstleistungen gehen weniger auf die Energiewende direkt zurück. Teilweise werden für Energiewendegüter auch Dienstleistungen benötigt. Daneben schafft in einer Volkswirtschaft, in der die Beschäftigten ganz überwiegend im Dienstleistungssektor tätig sind, ein höheres Einkommens- und Produktionsniveau vor allem Arbeit in diesem Bereich. Bereits kleine prozentuale Veränderungen der Beschäftigung im Dienstleistungssektor führen zu großen absoluten Änderungen.

Abbildung 4-9: Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in 1000

Quelle: GWS

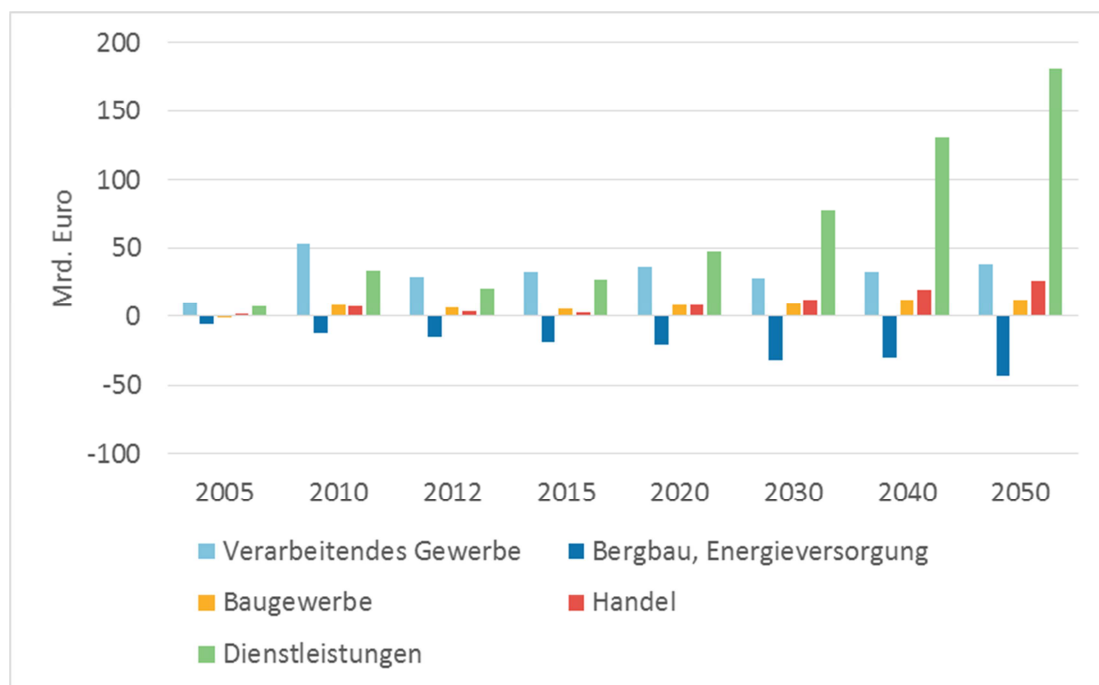
Prozentual liegt die Beschäftigung im Baugewerbe durch die Energiewende zumindest ab dem Jahr 2010 durchgehend rund 2% höher als im KFS. Sichtbar negative Beschäftigungseffekte hat die Energiewende vor allem im Bergbau. In den übrigen Bereichen sind die relativen Abweichungen durch die Energiewende bis zum Jahr 2030 gering (Abbildung 4-10).

Abbildung 4-10: Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in %

Quelle: GWS

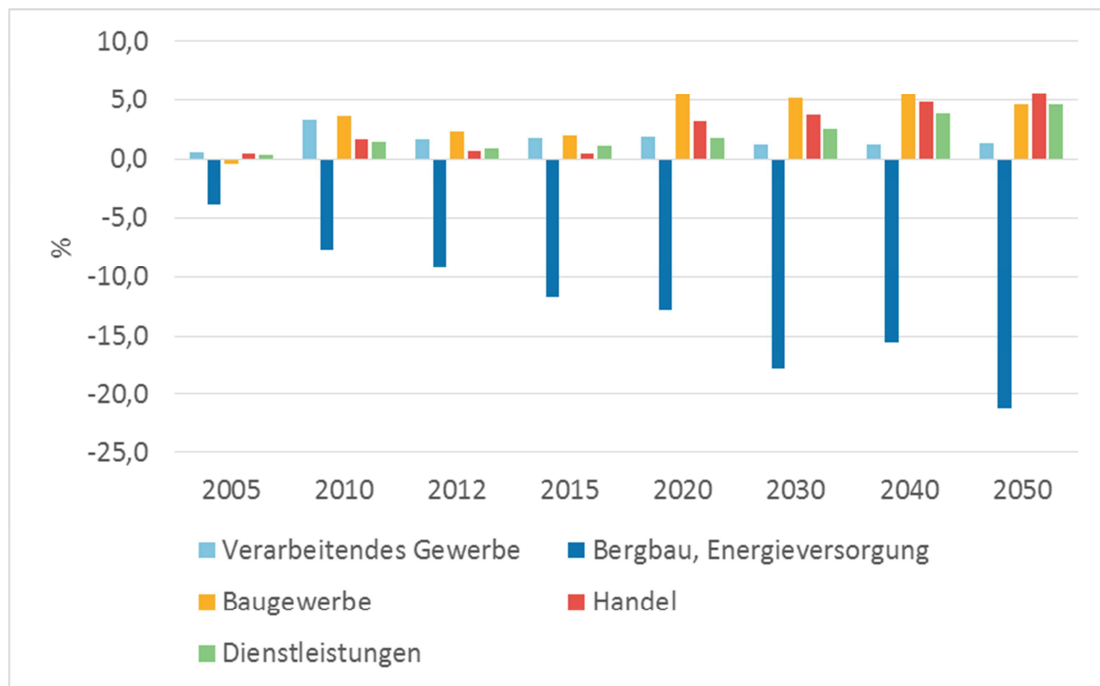
Der Blick auf die Bruttoproduktion zeigt, dass alle betrachteten Bereiche durch die Energiewende profitieren, außer der Bereich von Bergbau und Energieversorgung, wo mit einem deutlichen Rückgang aufgrund der verringerten Braunkohleförderung zu rechnen ist (Abbildung 4-11). Im Jahr 2010 hat durch die hohen Investitionen vor allem das verarbeitende Gewerbe von der Energiewende profitiert. Dieser positive Effekt bleibt auch bis 2050 bestehen. Dieser Effekt würde deutlich größer ausfallen, wenn steigende Exporte von Energiewendegütern angenommen würden, die überwiegend vom verarbeitenden Gewerbe hergestellt werden. Es werden an dieser Stelle wieder die langfristigen, positiven gesamtwirtschaftlichen Energiewendewirkungen sichtbar. Die Volkswirtschaft ist durch die Energiewende deutlich energieeffizienter und kann insgesamt kostengünstiger produzieren. Langfristig fällt der Produktionszuwachs durch die Energiewende im Bereich der Dienstleistungen am größten aus, weil dort der Produktionswert mit weitem Abstand am größten ist.

Abbildung 4-11: Bruttoproduktion nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro 2010



Quelle: GWS

Prozentual nimmt die Produktion vor allem im Baugewerbe und im Handel zu (Abbildung 4-12). Die Veränderungen bei der Dienstleistungen steigen zunächst nur langsam, erreichen aber in 2050 etwa das Niveau von Handel und Baugewerbe. Die prozentualen Verluste bei Bergbau, der besonders geringe Arbeitsintensitäten aufweist, und Energieversorgung sind deutlich und nehmen mit der Zeit zu.

Abbildung 4-12: Bruttoproduktion nach Sektoren – Abweichungen im EWS vom KFS in %

Quelle: GWS

5 SENSITIVITÄTSRECHNUNGEN

5.1 VORGEHEN

Die Berechnung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende als Differenz von Energiewende(-szenario) EWS und kontrafaktischer Entwicklung KFS für die Jahre 2000 bis 2050 in Abschnitt 4 basiert auf einer Reihe von Annahmen, die die Ergebnisse mit bestimmen. Sensitivitätsrechnungen und Szenariovarianten bieten die Möglichkeit, die Bedeutung wichtiger Einflussgrößen auf die gesamtwirtschaftlichen Effekte zu prüfen. Während bei Sensitivitäten eher einzelne oder wenige Parameter in einem oder zwei Szenarien in einem Teil der verwendeten Modelle verändert werden, sind Szenariovarianten durch größere Veränderungen im gesamten Modellverbund gegenüber den Ausgangsszenarien EWS und KFS gekennzeichnet. Der Aufwand für Szenariovarianten ist deshalb sehr viel höher.

Im Folgenden werden in Abschnitt 5.2 zunächst Möglichkeiten und Grenzen von Sensitivitäten in dem Modellverbund betrachtet, der im Vorhaben eingesetzt wird. Es zeigt sich, dass Sensitivitäten mit Teilen des Modellverbundes nur begrenzt mit den Ergebnissen von Szenariovarianten oder kompletten Szenarien verglichen werden können. Auch ist zwischen der technisch orientierten Bottom-up-Modellierung und der makroökonomischen Betrachtung zu unterscheiden.

Sensitivitäten, die für die Gesamtmodellierung aussagefähig sind, sind demnach am einfachsten an der Schnittstelle von Bottom-up-Modellen und Top-down-Modell möglich. Dazu werden in Abschnitt 5.3 die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse der Energiewende in die Größen aus der Bottom-up-Modellierung getrennt, die im Bereich der Energieeffizienz bzw. -endnachfrage auf der einen Seite und auf dem Strommarkt auf der anderen Seite auftreten. Die Sensitivitätsrechnungen werden dabei ausschließlich mit dem gesamtwirtschaftlichen Modell PANTA RHEI durchgeführt. Die monetären Impulse für das Top-down-Modell werden aufgespalten. Investitionen in effizientere Gebäude oder Anlagen sind eindeutig der Endnachfrageseite zuzurechnen. Veränderte Investitionen in Windenergie und Netzausbau sind Teil der Energiewende im Strommarkt. Dies ist nicht in jedem Fall ganz trennscharf möglich. Die Veränderung der Strompreise im EWS gegenüber dem KFS wird überwiegend auf dem Strommarkt bestimmt, aber auch Effizienzmaßnahmen beeinflussen über eine verringerte Stromnachfrage den Strompreis. In einem solchen Fall wird der Effekt vereinfachend vollständig dem Strommarkt zugerechnet.

Die zweite Gruppe von Sensitivitäten in Abschnitt 5.4 orientiert sich an Analysen für die EU-Kommission, die den Einfluss unterschiedlicher Restriktionen auf Märkten und ihre Umsetzung in konkreten Modellen betrachten, die zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende auf EU-Ebene eingesetzt worden sind. Dabei wurden exogene Nachfrageschocks in Form höherer EU-Exporte unter verschiedenen Restriktionen betrachtet. Die Annahme einer Exportzunahme ist modelltechnisch am einfachsten und plausibelsten, weil alternativ denkbare Änderungen von Investitionen oder privatem Konsum verschiedene weitere indirekte Effekte auslösen würden. Die Exportschocks werden soweit möglich im nationalen makroökonomischen Modell PANTA RHEI nachvollzogen,

indem die deutschen Exporte von Energiewendegütern annahmegemäß erhöht und anschließend die Modelleffekte unter entsprechenden unterschiedlichen Restriktionen betrachtet werden. Abschließend werden die Ergebnisse in Abschnitt 5.5 kurz eingeordnet.

5.2 MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN VON SENSITIVITÄTSRECHNUNGEN IM MODELLVERBUND

Mit Sensitivitätsanalysen wird in der Regel die „Empfindlichkeit“ von Berechnungsergebnissen bei Größen, die von mehreren Variablen abhängen, auf die Variation von einzelnen Eingangsparametern untersucht. Eine typische Frage ist z. B.: Wie verändern sich die Kosten einer Effizienzmaßnahme in Abhängigkeit vom unterstellten Zinssatz oder von den Kosten des vermiedenen Energieeinsatzes? Die Ergebnisse einer Sensitivitätsrechnung werden üblicherweise in Aussagen der Form „Veränderung des i-ten Eingangsparameters A_i um x% führt zu einer Veränderung der Ergebnisgröße E um y%, wenn alle anderen Eingangsparameter A_j konstant gehalten werden“ dargestellt. Die untersuchten Variationen der Eingangsgrößen sind meist klein (wenige Prozent), um die Robustheit eines Ergebnisses zu überprüfen. Solche Berechnungen sind insbesondere dann einfach und unaufwändig, wenn es sich um Ergebnisgrößen handelt, die in wenigen Gleichungen aus den Eingangsgrößen zusammengesetzt werden.

In der volkswirtschaftlichen Modellierung werden Sensitivitätsanalysen häufig bei „Top-Down“-Modellsystemen (Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen und makroökonomischen Modellen) und damit entwickelten Szenarioanalysen eingesetzt, um die Empfindlichkeit und Robustheit der Szenarioergebnisse in Bezug auf Variationen einzelner Eingangsgrößen bei gleichzeitigem Festhalten aller anderen Größen zu ermitteln. Damit wird teilweise eine gewisse Inkonsistenz der Szenarien in Kauf genommen, wenn einzelne Größen isoliert geändert werden, während andere Größen, die von vergleichbaren Zusammenhängen bestimmt werden, gleichzeitig unverändert bleiben, aber weitere Aussagen über die „Sicherheit“ der Ergebnisse gewonnen. Hier werden häufig mengenartige Eingangsgrößen variiert, wie z.B. Bevölkerungsentwicklung oder Wirtschaftswachstum, Wachstum spezifischer Branchen, aber auch (absolute oder relative) Preisgrößen, wie z.B. Energiepreise.

Auch hier gilt, dass solche Sensitivitätsrechnungen gut bei solchen Modellen durchgeführt werden können, bei denen die Ergebnisse in einem geschlossenen analytischen Gleichungssystem von den Eingangsgrößen abhängen – auch wenn es sich bei den Gleichungssystemen dann eher um aufwändige algebraische Zusammenhänge handelt, in denen komplexe Matrizen miteinander verknüpft werden.

Die Modellierung des Energiesystems und der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Effekte erfolgt im Rahmen des Projekts „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende“ anhand mehrerer ineinander verzahnter Modelle (vgl. Abbildung 2-2). Die Energiesystemmodellierung erfolgt bottom-up aus verschiedenen Sektormodellen, bei denen in mehreren Schritten auch wechselseitige Abhängigkeiten und Beeinflussungen integriert werden (müssen). Anschließend werden die Ergebnisse über definierte Schnittstellen an die makroökonomische Modellierung im Modell PANTA RHEI weitergegeben.

Einfache Sensitivitätsanalysen, wie sie aus makroökonomischen Modellierungen bekannt sind, sind dadurch in der Bottom-up-Modellierung nur noch in eingeschränkten Fragestel-

lungen möglich, wenn es sich um isolierte Fragen in Bezug auf einzelne Teilmodelle (Angebots- oder Nachfragesektoren) und deren Teil-Ergebnisse handelt. Die Abschätzung des Einflusses auf nachgelagerte, beziehungsweise übergeordnete Zielgrößen (z.B. Primärenergieverbrauch, BIP-Veränderung, Beschäftigung) ist hingegen nur mit erheblichem Arbeitsaufwand zu berechnen. Zur Bestimmung dieser Effekte müssen die nachgelagerten Modelle ebenfalls eingesetzt werden und die entsprechenden Schnittstellen aufbereitet werden, um sowohl die Aggregation zum Gesamtsystem konsistent vorzunehmen als auch die sich dort ergebenden Veränderungen in die volkswirtschaftlichen Modellsysteme einzuspeisen. Benötigt werden somit Szenariovarianten als vollständige Modellläufe, auch wenn die Variation nur einer Eingangsgröße vorgenommen wird und diese klein ist. Durch die vielen notwendigen Arbeitsschritte, die aufgrund der wechselseitigen Abhängigkeiten nur in begrenztem Maße automatisiert werden können, ist der Aufwand für die Berechnung einer solchen „Sensitivitätsanalyse“, die eigentlich eine „inkonsistente Szenariovariation“ ist, immer noch beträchtlich. Aufgrund des hohen Aufwands können in der Regel nur einzelne abweichende Punkte eines Eingangsparameters untersucht werden, z.B. ein alternativer Preispfad, aber nicht mehrere alternative Pfade.

Der hohe Aufwand für die Betrachtung der Variation einzelner Inputgrößen innerhalb des Modellverbunds soll exemplarisch anhand einer Variation der Bevölkerungsentwicklung beschrieben werden. Die Bevölkerung wirkt sich unter anderem direkt auf die Nachfrage nach Wohnraum, Mobilität (u.a. Pkw-Bestand und Fahrleistung) und die Zahl betriebener Elektrogeräte aus. Von der Bevölkerung (und deren Altersstruktur) hängt auch die Zahl an Erwerbstätigen und die damit erbrachte Bruttowertschöpfung ab. Eine Variation der Annahmen zur Bevölkerung wirkt sich demnach stark auf die Mengengerüste (Kohorten) und Energienachfrage in allen Nachfragesektoren aus. Da eine stärker wachsende Bevölkerung zu mehr Neubauten und neuen Geräten führt, welche in der Regel energieeffizienter sind als Bestandsgebäude und -anlagen, verändert sich die Energienachfrage nicht proportional zur Bevölkerung. Aufgrund der daraus folgenden Veränderung der Strom- und Fernwärmenachfrage müssen auch bei den Modellen zum Energieangebot zusätzliche Modellläufe mit angepassten Inputs ausgeführt werden. Da die Stromerzeugung nach Technologien in Abhängigkeit von der stündlichen Last, dem zeitlich aufgelösten EE-Erzeugungspotenzial und den Im- und Exportmöglichkeiten berechnet wird, würde eine vereinfachte Skalierung der Erzeugung zu verzerrten Ergebnissen führen. Schlussendlich führen die Anpassungen bei Energienachfrage und Energieangebot zu veränderten Energiekosten, Energieimporten, aber auch veränderten Investitionen für die Energiebereitstellung und Nutzung und damit zu anderen volkswirtschaftlichen Effekten. Da alle beschriebenen Zusammenhänge weder einfach noch linear und zum Teil rückgekoppelt sind, gibt es in einem detaillierten Bottom-up-Modellsystem daher keine einfache oder aggregierte „Abkürzung“, ohne dass damit erhebliche Einbußen an Richtigkeit bei der Abbildung der Zusammenhänge und Genauigkeit verbunden wären.

Eine andere Möglichkeit besteht darin, ausschließlich das makroökonomische Top-down-Modell zu nutzen, das die detaillierten Zusammenhänge der Bottom-up-Modellierung teilweise stark vereinfacht abbildet. Im Beispiel führt eine höhere Bevölkerung auch im Makromodell zu mehr Neubauten, höherem Pkw-Bestand sowie mehr Fahrleistungen und höherem Energieverbrauch, allerdings mit den oben beschriebenen Vereinfachungen und Verzerrungen, weil viele Details und Rückkopplungen gar nicht abgebildet werden. Sensi-

tivitäten ausschließlich mit dem Makromodell sind deshalb im Vergleich zu aufwändigen Szenariovarianten und den Szenarien im Gesamtsystem mit Vorsicht zu betrachten.

Je weniger Teilmodelle durch eine Parametervariation betroffen sind, desto einfacher ist eine „Sensitivitätsanalyse“ durchführbar. Vergleichsweise einfach und schnell können beispielsweise folgende Kategorien in den Bottom-Up-Modellen abgebildet werden:

- Die Veränderung der Bruttowertschöpfung einzelner Branchen auf den Energieverbrauch im Industriesektor oder der Einfluss verschiedener Annahmen zur erwarteten Veränderung der Heizgradtage (aufgrund Klimaerwärmung) auf den Raumwärmeverbrauch.
- Veränderungen bei der Stromerzeugung haben in der Regel keinen Einfluss auf die Ergebnisse der Nachfragemodelle, ausgenommen davon sind deutliche Veränderungen der Strompreise. Beispiele für vergleichsweise gut umsetzbare Analysen sind deshalb eine Variation der Technologiekosten oder Technologiepotenziale, aber auch die Laufzeit von Kraftwerken.
- Eine (nicht allzu starke) Veränderung der Weltmarktenergiepreise und/oder des CO₂-Preises lässt sich ebenfalls mit begrenztem Aufwand umsetzen. Dadurch würde sich die Wirtschaftlichkeit der Strom-Erzeugungstechnologien verschieben und es ergäbe sich eine abweichende Zusammenstellung des Kraftwerksparks. Je nach Höhe der Veränderung der Energiepreise könnte sich aber auch die Energieträgerstruktur in den Nachfragesektoren verschieben. Dann müssten dort die Substitutionsmatrizen angepasst werden, der Bearbeitungsaufwand würde deutlich grösser ausfallen.

Sensitivitätsbetrachtungen, welche nur Teilbereiche berücksichtigen oder auf Ergebnissen anderer Studien beruhen, sind zwar einfacher und schneller auszuführen, sie vernachlässigen jedoch Wechselwirkungen zwischen Sektoren. Zudem kann dabei nicht überprüft werden, ob übergeordnete Vorgaben, wie beispielsweise die Potenzialgrenzen von erneuerbaren Energien, eingehalten werden. Rückschlüsse von Teilanalysen auf das Gesamtsystem sind deshalb nur eingeschränkt gültig.

Trotzdem sind Sensitivitäten zum besseren Verständnis der Gesamteffekte sinnvoll. Sie sind einerseits an der Schnittstelle von Bottom-up- und Top-down-Modellierung recht einfach umsetzbar. Auch werden dabei die oben genannten Schwierigkeiten vermieden. Zum anderen können sie wichtige Eigenschaften von Modellen verdeutlichen. Entsprechend werden in den folgenden Abschnitten entsprechende Sensitivitäten beschrieben.

5.3 AUFSPALTUNG DER IMPULSE AUS DER BOTTOM-UP MODELLIERUNG

Im Folgenden werden die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse der Energiewende in Treiber aus der Bottom-up-Modellierung getrennt, die im Bereich der Energieeffizienz bzw. -endnachfrage auf der einen Seite und auf dem Strommarkt auf der anderen Seite auftreten. Die monetären Impulse für das Top-down-Modell werden aufgespalten und jeweils getrennt mit dem Model PANTA RHEI berechnet und mit dem KFS verglichen. Ein vergleichbares Vorgehen wurde in GWS, Prognos & EWI (2014) gewählt. Nicht in jedem Fall wie etwa bei den Strompreisen oder bei Investitionen in KWK lassen sich die Impulse allein dem Strommarkt oder der Energieendnachfrage zuordnen. Zukünftig werden durch

die Sektorkopplung die Grenzen zwischen beiden Bereichen weiter verschwimmen, so dass Aussagen über die Zeit nach 2020 mit einer zusätzlichen Unschärfe verbunden sind.

Die Sensitivitäten werden mit dem makroökonomischen Modell PANTA RHEI durchgeführt, das in Abschnitt 9.1 im Anhang ausführlicher dargestellt und auch theoretisch eingeordnet wird. Im Gegensatz zu sogenannten berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodellen, die Optimierungsverhalten von Unternehmen und Haushalten unterstellen, sind die Verhaltensparameter auf Basis von Zeitreihendaten ökonometrisch geschätzt. Damit wird letztlich angenommen, dass Verhaltensweisen bzw. Reaktionen auf Preis- oder Mengensignale der Vergangenheit auch in Zukunft gelten, wenn keine anderen Annahmen etwa in Form von Lerneffekten oder informationellen Maßnahmen hinterlegt sind, die die Zusammenhänge verändern.

5.3.1 SENSITIVITÄT 1: ENERGIEWENDE NUR IM STROMMARKT

In der ersten Sensitivität wird nur die Energiewende im Strommarkt betrachtet. Damit werden der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Ausstieg aus der Kernenergie sowie die dadurch ausgelösten Effekte auf den Einsatz der übrigen Energieträger zur Stromerzeugung und die Strompreise von den übrigen Teilen der Energiewende isoliert. Die Stromnachfrage entwickelt sich ähnlich wie im kontrafaktischen Szenario ohne Energiewende. Der Erzeugungsmix entwickelt sich marktgetrieben gemäß der unterschiedlichen Kostenstrukturen für einzelne Energieträger, d.h. der Mix der Energieträger unterscheidet sich vom Mix im EWS. Daher setzt die erste Sensitivität auf dem kontrafaktischen Szenario KFS auf. Zusätzlich werden die Vorgaben für das Energiewendeszenario EWS aus der Bottom-up-Modellierung für den Strommarkt übernommen. Dies betrifft konkret die Bruttostromerzeugung, den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Nettostromimporte, die Strompreise für die verschiedenen Verbrauchergruppen sowie die für diese Änderungen notwendigen Investitionen (vgl. Abschnitt 3.2). Das bedeutet insbesondere, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich mit seinen Auswirkungen auf die Strompreise Teil der Sensitivität ist. Da die Energieeffizienz in der Sensitivität nur in dem im KFS angenommenen Umfang leicht ansteigt, liegt allerdings die Stromerzeugung insgesamt deutlich höher als im EWS. Sie findet überwiegend in Kohle- und Gaskraftwerken statt. Mit der Sensitivität können die Effekte der Energiewende im Strommarkt weitgehend isoliert betrachtet werden. Damit wird für die Sensitivität unterstellt, dass die höheren Strompreise im EWS ausschließlich durch die Änderungen im Erzeugungsmix ausgelöst werden und die höhere Energieeffizienz und damit geringere Stromnachfrage keinen Einfluss auf die Strompreise haben.

Konkret liegen die Strompreise in der Sensitivität für Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und den nicht-energieintensiven Teil der Industrie durch EEG-Umlage und höhere Netzentgelte bereits im Jahr 2014 um bis zu 10 Cent/kWh höher als im Szenario KFS (vgl. Abbildung 3-12). Grund für die höheren Preise sind die Finanzierungskosten der zusätzlichen EE-Investitionen gegenüber dem KFS, die ab 2030 wieder zurückgehen werden. Zwischen 2014 und 2020 nimmt die Strompreisdifferenz durch die Energiewende nur noch für private Haushalte und GHD leicht zu. Für GHD und Industrie sind die Preise ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen. Bei den Preisen der stromintensiven Industrie sind die Unterschiede zwischen Sensitivität und KFS wegen der Privilegierungen dieser

Sektoren dagegen gering. Die Gründe für die Abweichungen der Strompreise sind detailliert in Abschnitt 3.2.4 aufgeführt.

Dazu kommen in Summe zusätzlich notwendige Investitionen im Umwandlungssektor (vgl. Abbildung 3-13 und Abschnitt 3.2.5). Die jährlichen Mehrinvestitionen belaufen sich bis 2050 im Mittel auf über 12 Mrd. Euro. Besonders hoch fallen die Investitionen zwischen 2010 und 2020 und nach 2030 aus. Am größten sind die Differenzen bei den Investitionen in erneuerbare Energien, während zugleich etwas weniger in fossile Kraftwerke investiert werden muss. Deutlich höher fallen in den kommenden Jahrzehnten auch die Investitionen für den Netzausbau aus. Investitionen in Speicher und Power-to-X-Anlagen fallen dagegen kaum ins Gewicht, weil nur vergleichsweise wenige installiert werden.

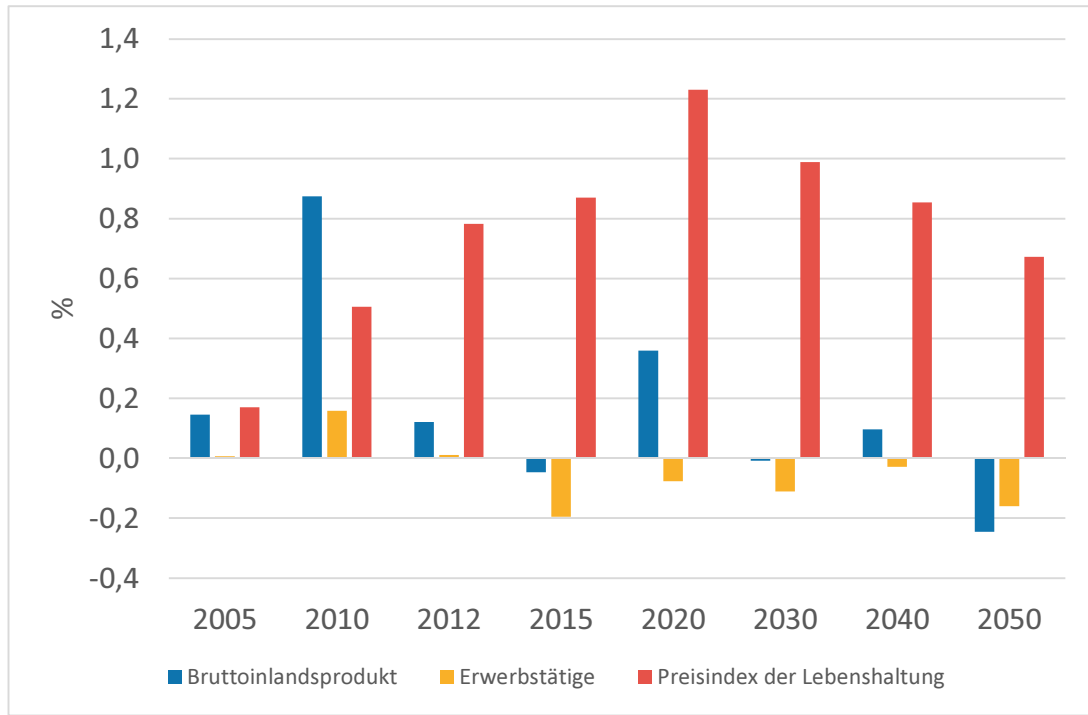
Im Vergleich zu einer kontrafaktischen Entwicklung ohne Energiewende seit dem Jahr 2000 führt die hier betrachtete Sensitivität einer Energiewende nur im Strommarkt insbesondere ex-post zu positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten. Besonders hoch fallen die Differenzen beim BIP im Jahr 2010 mit 0,9% aus, aber auch im Jahr 2020 liegen sie in einer Größenordnung von 0,4% (Abbildung 5-1). Zunächst sind im Jahr 2010 auch die Beschäftigungswirkungen positiv. Allerdings bedeutet der Anstieg der Strompreise ein insgesamt höheres Preisniveau, das bis 2020 im Vergleich zum KFS ansteigt und auf dem Arbeitsmarkt zu zunehmend höheren Löhnen führt. Die höheren Löhne führen dazu, dass sich ab 2015 dauerhaft die Zahl der Erwerbstätigen gegenüber dem KFS leicht reduziert. Nach dem Jahr 2020 nehmen die Effekte der Energiewende im Strommarkt gegenüber der kontrafaktischen Entwicklung auf Preisniveau und BIP bis zum Jahr 2040 wieder ab, weil die Finanzierung für viele EE-Anlagen ausläuft und die Investitionsdifferenzen teilweise gegenüber den Jahren 2010-2020 zurückgehen. Gerade in den Jahren zwischen 2020 und 2030 sind die Investitionen in erneuerbare Energien vergleichsweise gering. Die Strompreisdifferenzen nehmen wieder ab. In der Entwicklung des Preisindex der Lebenshaltung zeigt sich vor allem die Strompreisentwicklung bei Haushaltskunden, die in den letzten Jahren stark durch die Höhe der EEG-Umlage bestimmt wurde, die für viele Anlagen bis 2030 oder kurz danach ausläuft.

Die Wirkungen auf die Beschäftigung waren insbesondere im Jahr 2010 aufgrund der hohen Investitionstätigkeit in erneuerbare Stromerzeugungsanlagen deutlich positiv. Ab 2015 sind die Wirkungen auf die Beschäftigung in einer Größenordnung von bis zu 0,2% durchgehend leicht negativ. Ein Grund dafür sind die etwas höheren Lohnkosten für die Unternehmen, die sich teils durch die stärkere Entwicklung der Verbraucherpreise im Vergleich zu den Produzentenpreisen ergeben. Während sich die Lohnbildung am Reallohn bezogen auf die Verbraucherpreise orientiert, ist für die Arbeitsnachfrage der Unternehmen der Reallohn bezogen auf die Verkaufspreise relevant. Da zugleich die Güterproduktion in dieser Sensitivität im Jahr 2050 leicht niedriger liegt als im Szenario KFS, ist auch die Beschäftigung etwas niedriger.

Auf Ebene der Sektoren sind in absoluten Zahlen vor allem Dienstleistungen ab dem Jahr 2015 berührt, in denen ein Großteil der Beschäftigten arbeitet. Prozentual sind die Effekte im Dienstleistungssektor aber gering. Im Verarbeitenden Gewerbe fiel der Beschäftigungseffekte in der Vergangenheit deutlich positiv aus. Zukünftig sind die Effekte sehr gering. Im Bergbau fallen durch die Energiewende im Strommarkt einige Stellen weg. Hier ist zu berücksichtigen, dass keine deutlichen Steigerungen der Effizienz des Stromeinsatzes in der Sensitivität unterstellt sind. Unter diesen Voraussetzungen wird Braunkohle als

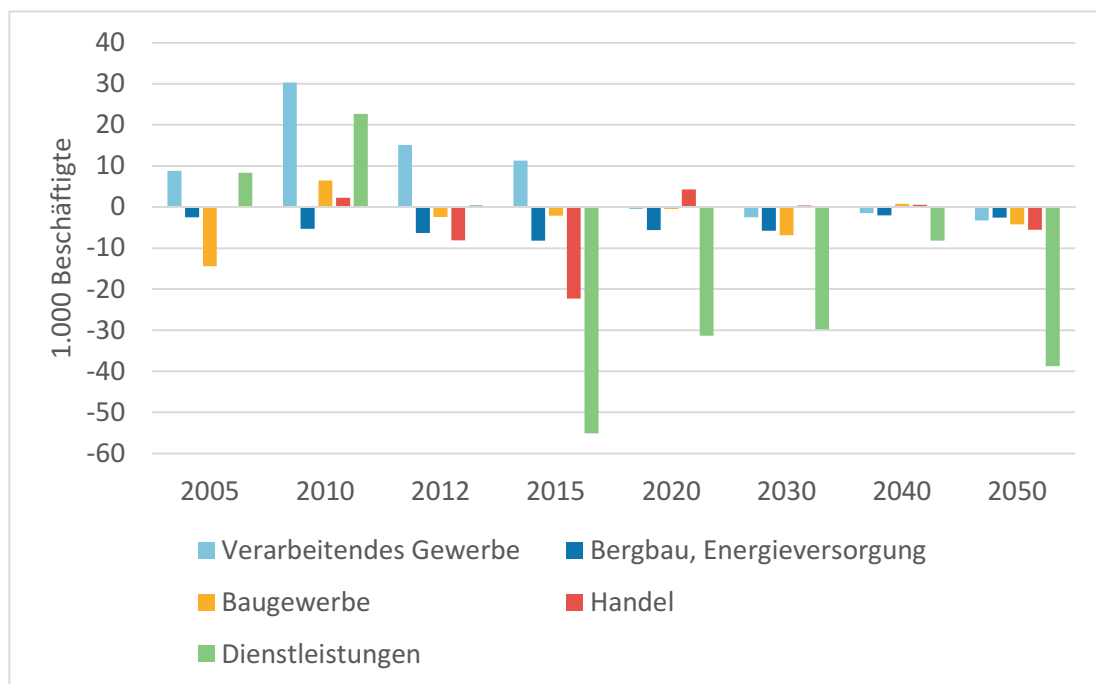
wichtiger Energieträger für die Stromerzeugung bis 2050 eingesetzt, was die Beschäftigungsverluste begrenzt (vgl. Abbildung 5-2).

Abbildung 5-1: Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Strommarkt zum KFS in %



Quelle: GWS

Abbildung 5-2: Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Strommarkt vom KFS in 1000



Quelle: GWS

Bei der Aufschlüsselung des BIP nach seinen verwendungsseitigen Komponenten fällt die hohe Wirkung der Energiewende im Strombereich auf die Ausrüstungsinvestitionen in der Vergangenheit auf (Tabelle 5-1). Es wurde viel in Anlagen zur Stromerzeugung investiert, so dass die Ausrüstungsinvestitionen, die auch die Investitionen in sonstige Anlagen enthalten, teils über 10% höher lagen als ohne Energiewende. Ab 2020 fallen die Differenzen bei den Ausrüstungsinvestitionen deutlich geringer aus. Bauinvestitionen spielen dagegen über den gesamten Zeitraum nur eine geringe Rolle, weil im Gegenzug zu zusätzlichen Baumaßnahmen etwa an und für Windparks oder für den Netzausbau im Zuge der Energiewende zugleich Investitionen in konventionelle Kraftwerke wegfallen. Hintergrund ist, dass frühere Befragungen für den Bereich der erneuerbaren Energien gezeigt haben, dass der Anteil der Bauinvestitionen an den Gesamtkosten recht gering ausfällt (vgl. Lehr et al. 2015).

Tabelle 5-1: Preisbereinigtes BIP und seine Komponenten – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Strommarkt vom KFS in Mrd. Euro

	2005	2010	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Bruttoinlandsprodukt	3,52	22,08	3,22	-1,29	10,56	-0,29	3,52	-9,81
Privater Konsum	2,13	5,35	-5,97	-8,86	1,08	-4,34	-2,52	-12,80
Staatskonsum	0,12	0,13	0,39	0,75	0,31	0,97	1,02	1,40
Ausrüstungen	5,31	22,48	12,96	12,74	3,10	-0,64	2,33	-1,48
Bauten	-2,70	2,32	-0,44	0,90	-0,04	-2,59	-0,80	-2,77
Exporte	0,00	0,00	0,01	0,77	3,19	-2,51	-6,53	-7,27
Importe	1,45	9,78	2,19	5,96	-3,61	-10,16	-11,86	-15,22

Quelle: GWS¹⁴

Im Jahr 2050 ist der Nettoinvestitionsimpuls sogar leicht negativ. Der private Konsum trägt neben den Investitionen den zweitgrößten Effekt und hängt vom verfügbaren Einkommen ab. Durch den deutlichen Anstieg der Verbraucherpreise zwischen 2010 und 2015 fällt der Einzeleffekt des Konsums auf das BIP in den Jahren 2012 und 2015 negativer aus als beim BIP insgesamt. Die Importe liegen bis zum Jahr 2015 durch die Energiewende nur im Strommarkt höher als im KFS. Teile der Investitionsgüter für die Energiewende werden importiert. Mit dem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien gehen zugleich die Importe an Kohle und Gas für die Stromerzeugung zurück, was ab 2020 zusammen mit den etwas niedrigeren Investitionen und Exporten und daran hängenden Güterimporten dazu führt, dass die Importe insgesamt niedriger liegen als im KFS. Dies stützt die Entwicklung beim BIP. Die Wirkungen auf die Exporte sind gering, weil sich die Preise der exportintensiven Bereiche durch die Ausnahmeregelungen vom EEG kaum gegenüber dem KFS ändern (vgl. Abschnitt 3.2.4). Die Ausfuhren werden durch die Kostenentwicklung in den

¹⁴ Seit der Umstellung der VGR auf Kettenpreisindizes gilt der verwendungsseitige Zusammenhang $BIP = Konsum + Investitionen + Exporte - Importe$ nur noch in laufenden Preisen und nicht genau für die preisbereinigten Größen. Entsprechend stimmt der Zusammenhang für die Einzeljahre in der Tabelle nicht exakt.

einzelnen Branchen mit bestimmt. Dabei wirken die Strompreise eher kostensteigernd, wobei die Unterschiede in den stromintensiven Bereichen gering sind, die niedrigeren Reallöhne wirken leicht kostendämpfend.

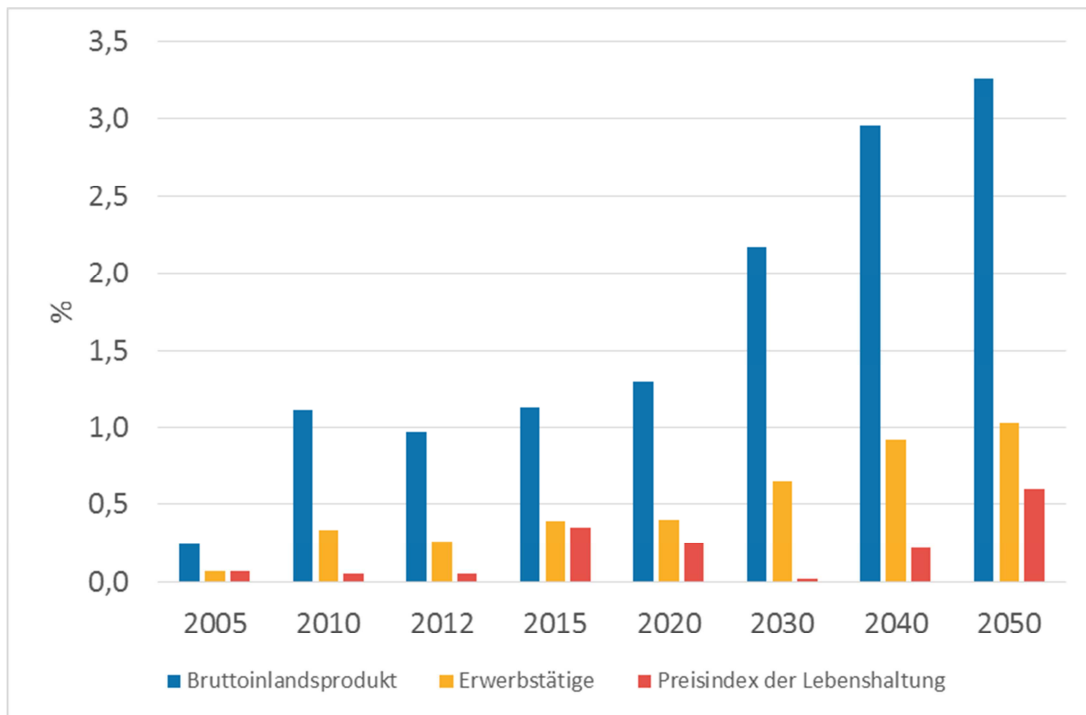
5.3.2 SENSITIVITÄT 2: ENERGIEWENDE NUR IM BEREICH DER ENDNACHFRAGE

In der zweiten Sensitivität wird der Teil der Energiewende betrachtet, der durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien in den Verbrauchssektoren private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr getrieben wird. Der Strommarkt entwickelt sich, abgesehen von der geringeren Stromnachfrage, wie im kontrafaktischen Szenario. Damit ist implizit unterstellt, dass die Strompreiseffekte durch die Energiewende allein durch die Änderung im Stromerzeugungsmix und insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien getrieben werden.

Dazu wird in der zweiten Sensitivität das entsprechende Szenario mit dem KFS verglichen. Denn beide Szenarien unterscheiden sich durch die Annahmen zu Energiewendemaßnahmen im Bereich der Energieendnachfrage, so dass die Wirkungen der Energieeffizienz und des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den Bereichen Wärme und Verkehr isoliert werden können. Dies betrifft insbesondere die zusätzlichen Investitionen für die höhere Energieeffizienz sowie die erneuerbaren Energien und die damit verbundenen langfristigen Energieeinsparungen auf der einen Seite und die zusätzlichen Kapitalkosten in Form von Abschreibungen auf der anderen Seite. In PANTA RHEI werden die Güterpreise über Aufschlagskalkulation auf die Stückkosten bestimmt. Zusätzliche Investitionen in Energieeffizienz oder erneuerbare Energien im Endnachfragebereich erhöhen in den Folgejahren die Abschreibungen und damit letztlich auch die Preise. Niedrigere Energieeinsätze und damit Energiekosten senken gleichzeitig die Kosten, sodass der Gesamteffekt offen ist und von der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen abhängt. Da diese nicht im Detail spezifiziert sind, ist das Verhältnis von Energiewende-Investitionen und den dadurch ausgelösten Einsparungen entscheidend für die Modellergebnisse. Kurzfristig überwiegen die Kapitalkosten die Einsparungen, langfristig verbleiben die positiven Effekte der Einsparungen bzw. der erneuerbaren Energien in der Endnachfrage (vgl. dazu auch Abschnitt 4.1).

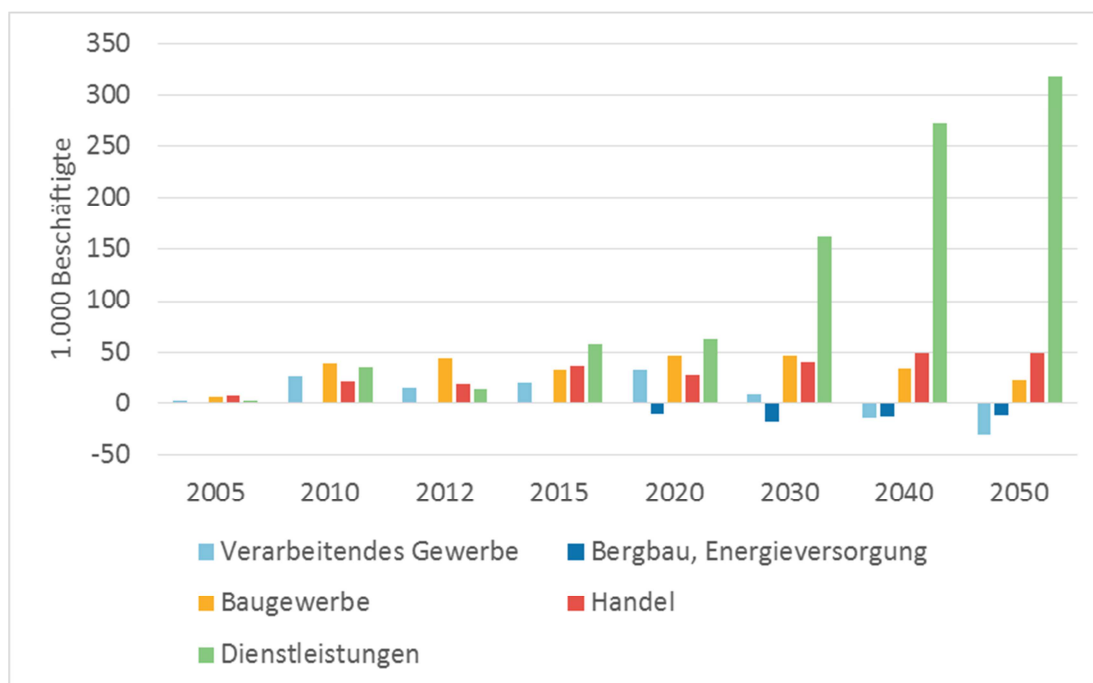
Die gesamtwirtschaftlichen Effekte im Bereich der Endenergienachfrage bestimmen langfristig weitestgehend die Gesamteffekte der Energiewende, die in Abschnitt 4.2 ausführlich beschrieben sind. Die BIP-Effekte lagen durch die hohen Investitionen im Jahr 2010 bereits um über 1% höher als ohne die Energiewende im Bereich Energieeffizienz (vgl. Abbildung 5-3). Nach 2015 steigen die Effekte durch die hohen Investitionen auf der einen Seite und die zunehmenden Energieeinsparung auf der anderen Seite immer weiter an. Die etwas höheren Kapitalkosten zeigen sich auch in einem gewissen Anstieg des Preisindex der Lebenshaltung. Die Beschäftigungseffekte gehen in die Richtung der BIP-Veränderung, erreichen aber nur etwa ein Drittel der relativen Änderung. Darüber hinaus profitieren die Beschäftigten von höheren Reallöhnen.

Abbildung 5-3: Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Endnachfrage vom KFS in %



Quelle: GWS

Abbildung 5-4: Beschäftigung nach Sektoren – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Endnachfrage vom KFS in 1000



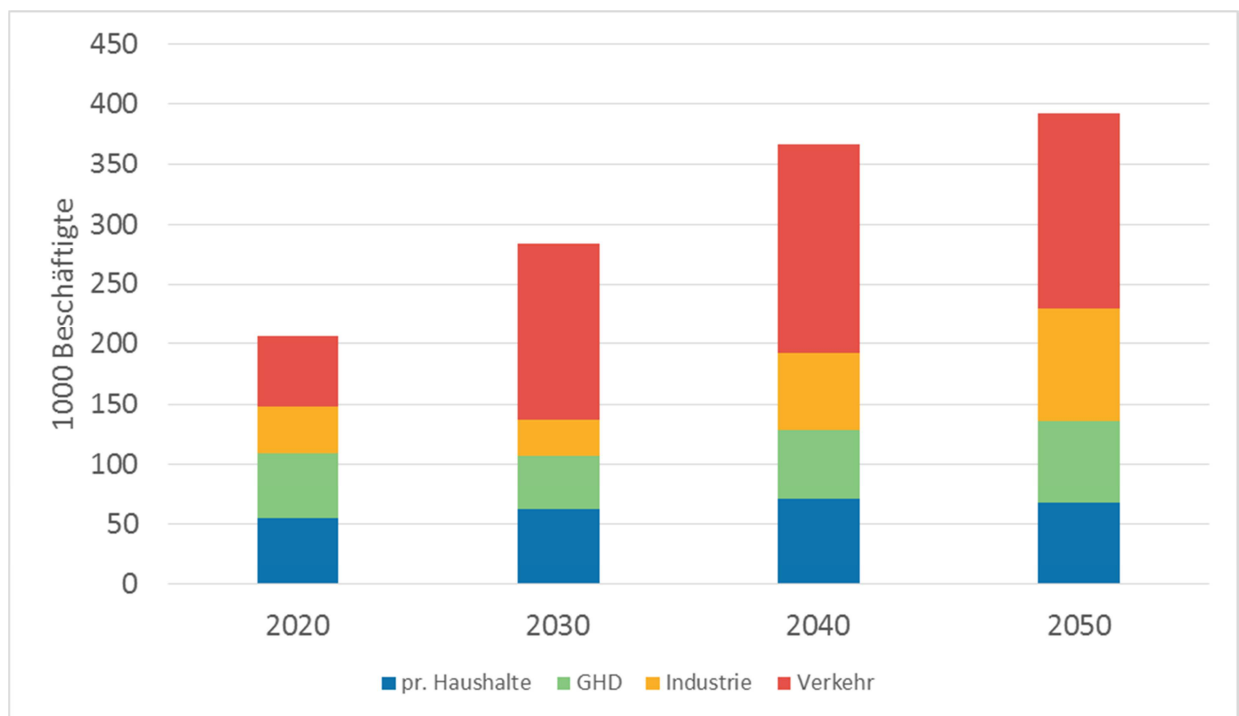
Quelle: GWS

Die durchgehend positiven Beschäftigungseffekte durch die Energiewende im Bereich Endnachfrage zeigen sich auch auf Sektorebene (Abbildung 5-4). Im Baugewerbe sind es

zwischen 2020 und 2040 etwa 40.000 Beschäftigte zusätzlich. Auch das Verarbeitende Gewerbe kann bis 2030 deutlich profitieren. In diesen Bereichen werden die Investitionen in die Energiewende nachgefragt, es handelt sich somit vor allem um direkte Effekte. Handel und Dienstleistungen tragen zwar auch zur Energiewende bei, allerdings führt dort längerfristig vor allem die höhere Wirtschaftsleistung zu mehr Beschäftigung. Es handelt sich dann um indirekte und in erster Linie durch die Energiewende induzierte Beschäftigung. Mit dem höheren BIP und Preisniveau steigen schließlich auch die Stundenlöhne in der gesamten Volkswirtschaft. Da die Produktivitätspotenziale im Verarbeitenden Gewerbe am größten sind, fallen dort langfristig aufgrund des höheren Lohnniveaus einige Arbeitsplätze weg.

Um den Beitrag der verschiedenen Energieverbrauchssektoren zu erfassen, sind zusätzlichen Sensitivitäten für die vier Bereiche private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr durchgeführt worden. Darin spiegeln sich im Wesentlichen die von den Bereichen ausgelösten Investitionen und die Energieeinsparungen. Während im Jahr 2020 private Haushalte, GHD und Verkehr jeweils über ein Viertel zur zusätzlichen Beschäftigung beitragen und der Beitrag der Industrie etwas geringer ausfällt, sind es in den Jahren 2030 und 2040 die Investitionen im Verkehr, die den mit Abstand größten Anteil an den Beschäftigungseffekten haben (Abbildung 5-5).

Abbildung 5-5: Beschäftigung durch höhere Investitionen nach Verbrauchssektoren – Abweichungen in der Sensitivität EWS-nur-Endnachfrage vom KFS in 1000



Quelle: GWS

5.4 BERÜCKSICHTIGUNG VON RESTRIKTIONEN AUF DEM ARBEITS- UND KAPITALMARKT

5.4.1 HINTERGRUND

Studien zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten der Energiewende gehen von teils unterschiedlichen theoretischen Überlegungen aus, die implizit in die Modellierung eingehen. Ein zunehmend diskutierter Punkt ist dabei angesichts der guten gesamtwirtschaftlichen Lage nicht nur in Deutschland der Umgang mit möglichen Restriktionen oder Knappheiten, die sich auf Güter-, Arbeits- oder Kapitalmärkten einstellen können. Auffällig ist dies aktuell am Arbeitsmarkt, wo zunehmend über Fachkräftemangel bei Ingenieuren, Facharbeitern oder Pflegekräften geklagt wird. Knapper Wohnraum nicht nur in den Ballungszentren der Republik wirft Fragen nach fehlendem Bauland, fehlenden Bauarbeitern oder fehlenden Planern in der öffentlichen Verwaltung auf. Bei der Elektromobilität befassen sich verschiedene Studien mit dem Bedarf an Lithium oder Kobalt, der um ein Mehrfaches über die heutige globale Förderung steigen dürfte, wenn ein Großteil der Neufahrzeuge weltweit batterieelektrisch betrieben werden wird.

Die ökonomischen Antworten auf diese Fragen lassen sich stark vereinfachend in zwei Denkschulen unterscheiden. Die neoklassische Theorie geht davon aus, dass Märkte in der Lage sind, Knappheiten zu beseitigen. Kurzzeitig steigt bei hoher Nachfrage und begrenztem Angebot der Preis, wenn keine Substitutionsmöglichkeiten bestehen, längerfristig lockt der hohe Preis neue Marktteilnehmer an und löst Innovationen aus, die das Angebot vergrößern und den Preis wieder senken. Bezogen auf das aus aktueller Sicht knappe Lithium für die Batterieherstellung bedeutet dies, dass neue Vorkommen erschlossen werden und andere Batterie- bzw. Speichertechnologien erforscht und marktfähig gemacht werden. Falls alle diese Optionen auf große technische Schwierigkeiten stoßen sollten, könnten sich andere Technologien wie Wasserstoff durchsetzen.

Keynesianische Theorien betonen dagegen den Zeitbedarf, der aufgrund verschiedener Restriktionen und Beschränkungen besteht, bis sich Angebot und Nachfrage ausgleichen. In der Zwischenzeit ist es möglich, dass Märkte über längere Zeiträume nicht geräumt, sind und Pfadabhängigkeiten das Marktpotenzial dauerhaft reduzieren. Arbeitslosigkeit in großem Umfang, die über kurzzeitige Sucharbeitslosigkeit oder saisonale Arbeitslosigkeit hinausgeht, besteht in Deutschland durchgehend seit über 50 Jahren. Die Erschließung neuer Lithiumförderung dauert viele Jahre und setzt einen hohen Kapitaleinsatz voraus. Gerade in den Ländern Argentinien, Bolivien und Chile, in denen die Hälfte der globalen Lithiumreserven konzentriert sein soll, ist die zukünftige Erschließung keinesfalls als gesichert anzunehmen. Der Zugang zu Rohstoffen kann auch durch Marktmacht eingeschränkt werden, wie chinesische Exportbeschränkungen bei Seltenen Erden gezeigt haben. Bei vielen Technologien wie der Elektromobilität spielen Pfadabhängigkeiten und der Aufbau langfristiger Infrastrukturen eine große Rolle.

Vieles spricht vor diesem Hintergrund dafür, dass beide Sichtweisen die Wirklichkeit etwas idealisiert darstellen, aber als gedankliche Annäherungen an die reale Welt ihre Berechtigung haben. Aus diesen theoretischen Überlegungen ergeben sich teilweise implizite Annahmen für die Modellierung und die abgeleiteten Ergebnisse. Je nach eingesetztem gesamtwirtschaftlichen Modell und den dahinterstehenden theoretischen Überlegungen können vorübergehende oder langfristige Restriktionen oder Begrenzungen die Ergebnis-

se beeinflussen. In einer Analyse für die Europäische Kommission (EC 2017) ist genauer untersucht worden, welchen Einfluss entsprechende Annahmen haben. Die dort dargestellten Überlegungen und Sensitivitätsanalysen werden im Folgenden für Deutschland so gut wie möglich nachvollzogen.

5.4.2 SENSITIVITÄTSRECHNUNGEN

Dazu werden vier Sensitivitätsrechnungen mit dem Modell PANTA RHEI zum EWS durchgeführt und jeweils mit dem ursprünglichen EWS verglichen. Dem Ansatz von EC (2017) folgend wird untersucht, welche Wirkung die zusätzliche Produktion von Energiewendegütern hat und an welche Grenzen die deutsche Wirtschaft dadurch auf dem Arbeitsmarkt und auf dem Kapitalmarkt stößt.

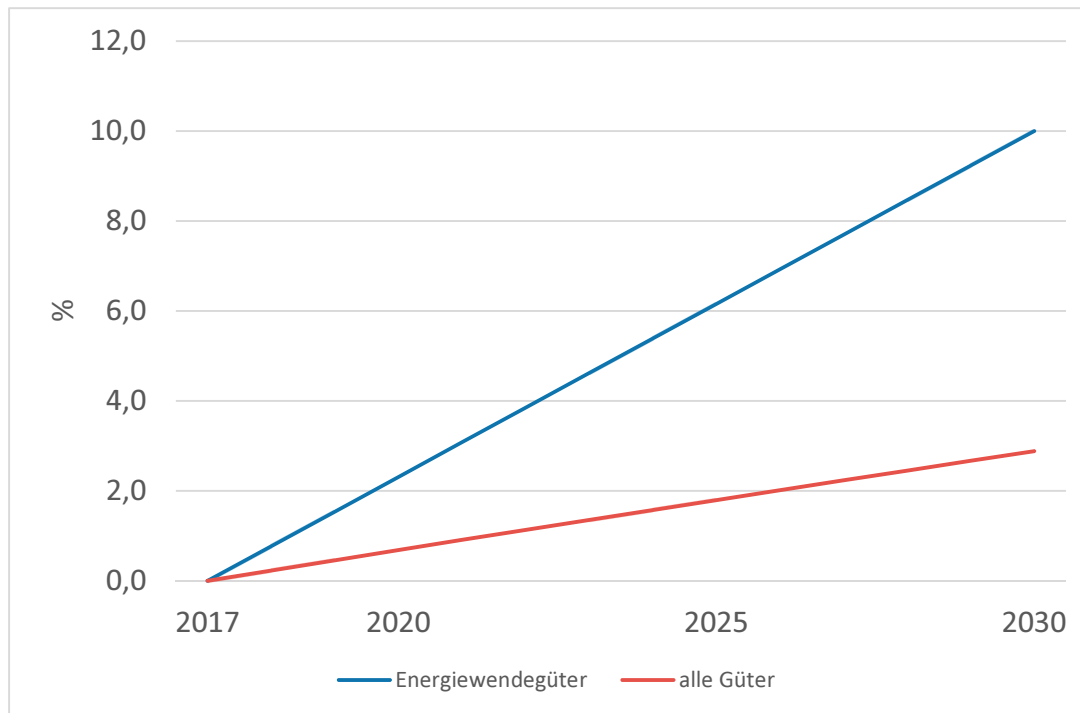
In einer Ausgangssituation, in der die nationalen Energiewendeziele schrittweise erreicht werden, denn diese Entwicklung bildet das EWS ab, kann eine zusätzliche Nachfrage nach Energiewendegütern am besten aus dem Ausland kommend angenommen werden. Zwar sind auch inländische Nachfrageimpulse denkbar, wären aber mit Effekten auf den Energieeinsatz und damit weiteren Nachfrageeffekten verbunden, die nicht betrachtet werden sollen. Im Folgenden wird daher ein exogen angenommener Anstieg deutscher Exporte unter verschiedenen unterstellten Restriktionen betrachtet. Die Annahme eines Anstiegs der Exporte ist darüber hinaus im Modell leichter umzusetzen, weil sie klar als Vorgabe von außen vorgegeben werden kann. Bei Änderungen inländischer Größen wie Konsum oder Importe wären die Interdependenzen zwischen der geänderten Größe und weiteren Modellvariablen sehr viel größer und damit die Ergebnisse schwieriger zu interpretieren.

In der Sensitivität S1 werden die Exporte der Gütergruppen Herstellung von DV-Geräten, optischen und elektronischen Erzeugnissen, Herstellung von elektrischen Ausrüstungen und Maschinenbau (WZ 26, 27 und 28) zwischen dem Jahr 2018 und dem Jahr 2030 linear um insgesamt 10% gegenüber dem Szenario EWS angehoben. Die Exporte aller Güter, einschließlich der WZ 26 bis 28, liegen dadurch im Jahr 2030 um 2,9% höher als im Szenario EWS (vgl. Abbildung 5-6). Es wird somit ein positiver außenwirtschaftlicher Schock unterstellt, der z.B. durch eine verstärkte Umsetzung der Energiewende im Ausland ausgelöst werden könnte. Die Gütergruppen mit veränderten Exporten liefern insbesondere auch Energiewendegüter, so dass z.B. verstärkte internationale Bemühungen zur Erreichung der Klimaschutzziele von Paris hinter dem Exportanstieg stehen könnten. Über Multiplikator- und Akzeleratoreffekte steigen mit den Exporten auch Konsum und Investitionen. Die Produktion von Vorleistungsgütern steigt ebenfalls an, darunter sind auch viele Importgüter.

Sensitivität S2 untersucht die Wirkung von Beschränkungen auf dem Arbeitsmarkt im Modellzusammenhang. Dazu wird der Anstieg der Exporte aus Sensitivität S1 übernommen. Zusätzlich wird unterstellt, dass wegen fehlender Fachkräfte und ohne Fachkräfteeinwanderung keine zusätzliche Beschäftigung entsteht, sondern allein die Löhne ansteigen und die Beschäftigung nur zwischen verschiedenen Wirtschaftsbereichen wechseln kann¹⁵.

¹⁵ In PANTA RHEI ist eine gesamtwirtschaftliche Phillipskurve ökonometrisch geschätzt, vgl. dazu die Erklärung nach Tabelle 4-2.

Abbildung 5-6: Exportentwicklung – Annahmen zu Abweichungen in allen vier Sensitivitäten S1 bis S4 vom Szenario EWS in %



In der Modellwelt bedeuten diese Restriktionen auf dem Arbeitsmarkt, dass der durchschnittliche Stundenlohnsatz solange angehoben wird, bis die Beschäftigung insgesamt in jedem Jahr dem Niveau aus Szenario EWS entspricht. In allen Branchen steigen entsprechend die jeweiligen Stundenlöhne. Somit werden alle Branchen mit höheren Arbeitskosten konfrontiert. Sie werden je nach Möglichkeit der Weitergabe von Kostensteigerungen die Preise und die Arbeitsproduktivität erhöhen. Im internationalen Wettbewerb stehende Branchen verlieren an preislicher Wettbewerbsfähigkeit. Beschäftigte profitieren durch höhere Löhne und können wegen der höheren verfügbaren Einkommen ihren Konsum steigern.

In der Sensitivität S3 wird zusätzlich zur steigenden Exportnachfrage angenommen, dass die finanziellen Ressourcen in der deutschen Volkswirtschaft beschränkt sind. Zusätzliche Investitionen in den Branchen mit höherer Auslandsnachfrage verdrängen annahmegemäß vollständig andere Investitionen, weil sie nicht gleichzeitig bzw. durch das Ausland finanziert werden können, wie dies auch in der EU-Studie angenommen ist. Dazu werden im Modell die Investitionen in Ausrüstungen und Bauten in allen Branchen so angepasst, dass sie bis zum Jahr 2030 den Investitionen im Szenario EWS entsprechen. Die durch die höhere Auslandsnachfrage ausgelösten Investitionen für die zusätzliche Herstellung von DV-Geräten, optischen und elektronischen Erzeugnisse, Herstellung von elektrischen Ausrüstungen und Maschinenbau (WZ 26, 27 und 28) wie auch von Vorleistungsgütern reduzieren geplante Investitionen an anderer Stelle. Es kommt zum sog. Crowding out.

Die Sensitivität S4 verbindet die angenommenen Restriktionen auf dem Arbeits- und dem Kapitalmarkt der Sensitivitäten S2 und S3, wie dies auch in EC (2017) erfolgt ist.

Tabelle 5-2: Beschreibung der Sensitivitäten zu Restriktionen

Szenario/Sensitivität	Beschreibung
Referenz	Szenario EWS
Sensitivität S1, keine Restriktionen	Exporte in den WZ 26, 27 und 28 steigen bis 2030 um 10% gegenüber EWS. Die gesamten deutschen Exporte liegen dadurch im Jahr 2030 um 68 Mrd. Euro oder 2,9% höher als in der Referenz.
Sensitivität S2, Restriktionen auf dem Arbeitsmarkt	Wie S1, aber kein zusätzliches Arbeitsangebot und damit keine zusätzliche Beschäftigung im Vergleich zur Referenz
Sensitivität S3, Kapazitätsgrenzen bei Investitionen	Wie S1, aber keine zusätzlichen finanziellen Ressourcen. Höhere Kapitalkosten verdrängen Investitionen in anderen Bereichen (Crowding out), die gesamtwirtschaftlichen Investitionen bleiben auf dem Niveau der Referenz.
Sensitivität S4, Restriktionen auf dem Arbeitsmarkt und bei Investitionen	Wie S1, aber keine Zunahme von gesamtwirtschaftlicher Beschäftigung und Investitionen im Vergleich zur Referenz.

Quelle: GWS in Anlehnung an EC (2017, S. 32)

5.4.3 ERGEBNISSE

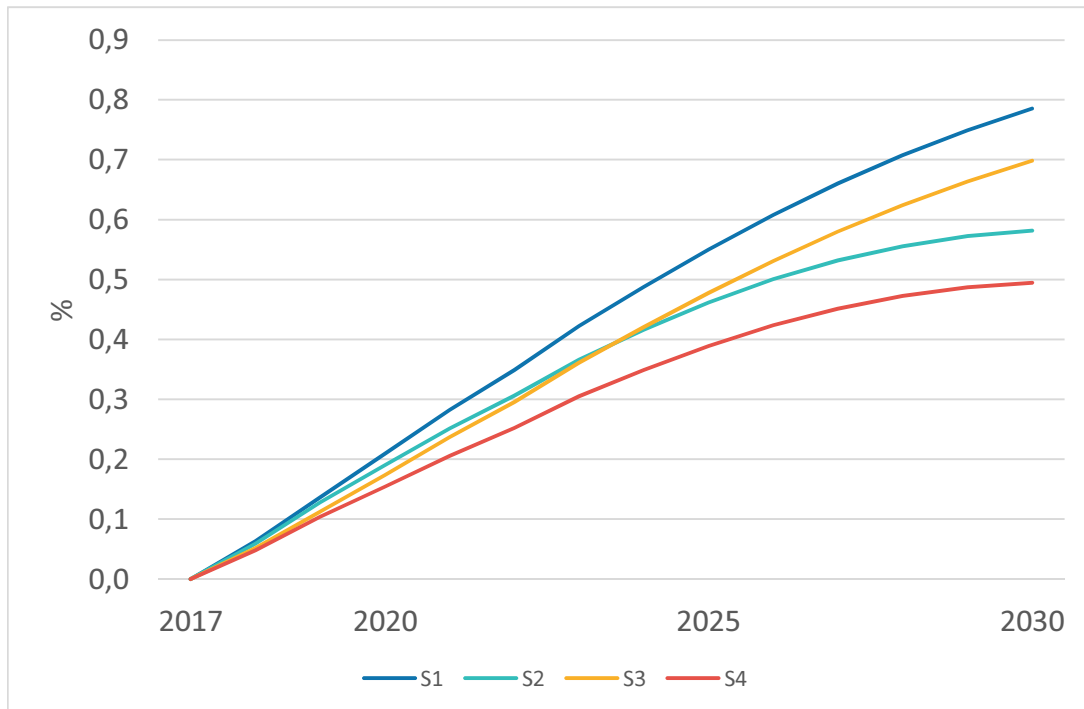
Durch die zusätzlichen unterstellten Exporte bis zum Jahr 2030 nimmt das BIP in allen Sensitivitäten gegenüber dem Szenario EWS als Referenz zu (Abbildung 5-7). Der BIP-Unterschied zur Referenz EWS im Jahr 2030 ist im Folgenden die Ergebnis- und Vergleichsgröße um den Effekt der Restriktionen abzuschätzen.

Am größten ist der Effekt mit 0,79% im Jahr 2030 erwartungsgemäß in der Sensitivität S1 ohne Restriktionen. Im Fall der Restriktionen auf dem Arbeitsmarkt in Sensitivität S2 beträgt der positive BIP-Effekt im Jahr 2030 nur 0,58%, rund ein Viertel weniger als in S1. Dabei nimmt die Differenz zu S1 im Zeitverlauf zu. Offensichtlich schwächt sich der Effekt durch modellendogene Wechselwirkungen bei der Lohn- und Preisbildung etwas ab. Dabei führt die höhere Produktion zu höherer Arbeitsnachfrage, die wiederum über höhere Löhne auch die Stückkosten und die Güterpreise erhöht. Dadurch sinkt die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen etwas, was den positiven Primäreffekt höherer Exporte dämpft. Weniger groß ist der Einfluss einer Beschränkung der Investitionen in Sensitivität S3. Das BIP liegt im Jahr 2030 um 0,70% höher als im EWS, gut 11% niedriger als in S1. Anders als bei S2 zeigen sich kaum abschwächende Differenzen über die Zeit. Der Zusammenhang von Kapitalkosten und Preiswirkungen ist schwächer als der Wirkungskanal über den Arbeitsmarkt. In der kombinierten Sensitivität S4 beträgt der BIP-Effekt 0,49% in 2030, 38% weniger als in S1. Vom positiven Impuls der höheren Exporte bleiben in dieser Sensitivität 38% übrig.

In der Umkehr dieser 38% bedeutet dies, dass das Modell PANTA RHEI in seiner Konfiguration in S1 ohne weitere Restriktionen den gesamtwirtschaftlichen Effekt eines Anstiegs der Exporte in den ausgewählten Gütergruppen um gut 60% höher einschätzt, als dies der Fall wäre, wenn sowohl der Arbeitsmarkt als auch der Kapitalmarkt vollständig

beschränkt wären, d.h. weder ein höheres Arbeitsangebot noch höhere gesamtwirtschaftliche Investitionen möglich wären.

Abbildung 5-7: Bruttoinlandsprodukt in Mrd. Euro 2010 – Abweichungen in den Sensitivitäten S1 bis S4 vom Szenario EWS in %



Quelle: GWS

5.4.4 ERGEBNISVERGLEICH

Die Sensitivitäten gehen der Frage nach, welchen Einfluss Annahmen zu Restriktionen auf dem Arbeits- und Kapitalmarkt auf die Wirkungen zusätzlich unterstellter Exportnachfrage haben. Sie lassen damit auch Rückschlüsse darauf zu, wie das Modell auf exogene Vorgaben reagiert und welchen Einfluss die Modellierung des Arbeitsmarkts und der Investitionen auf gesamtwirtschaftliche Effekte auch der Energiewende hat. Auf EU-Ebene sind in EC (2017) vergleichbare Szenarien für die gesamte EU mit dem makroökonomischen Modell E3ME und dem berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodell GEM-FIT durchgeführt worden (vgl. Tabelle 5-3). Für eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit den drei Modellen sind die Ergebnisse in Sensitivität 1 ohne Restriktionen auf eins normiert. Die Effekte bei den einzelnen Modellen gehen in die gleiche Richtung und zumindest teilweise sind die Größenordnungen vergleichbar. Das zeigt, dass PANTA RHEI nicht ganz anders reagiert als die Modelle auf EU-Ebene.

Im Vergleich zum Szenario S1 ohne Restriktionen reagieren die beiden EU-Modelle im Szenario S2 stärker auf Restriktionen am Arbeitsmarkt (0,71 und 0,64) als das nationale Modell PANTA RHEI (0,89). Die bereits höhere Beschäftigung in Deutschland in der Vergangenheit im Vergleich zu anderen EU-Ländern könnte dafür eine Erklärung sein.

Auf Restriktionen für die Finanzierung von Investitionen in S3 reagiert E3ME am wenigstens (0,86), GEM-FIT dagegen sehr deutlich (0,45). Der Effekt in PANTA RHEI liegt dazwischen (0,73). Der positive BIP-Effekt ist durch die Beschränkung in GEM-FIT nicht

einmal halb so hoch wie in S1. Offensichtlich spielen entsprechende Restriktionen für das allgemeine Gleichgewichtsmodell eine wichtige Rolle.

Auch gleichzeitige Restriktionen auf dem Arbeitsmarkt und bei den Investitionen in S4 führen in GEM-FIT zu den größten Wirkungen. Vom positiven Impuls der höheren Exporte bleiben dann nur noch 9% übrig. E3ME und PANTA RHEI weisen einen viel größeren Effekt auf, der mit 68% bzw. 62% in einer ähnlichen Größenordnung liegt.

Die Gemeinsamkeiten und Unterschiede geben Hinweise auf das jeweilige Modellverhalten, sollten mit Blick auf die unterschiedliche räumliche Abgrenzung und das etwas andere Design der Sensitivitäten aber nicht überbewertet werden. Sie zeigen in jedem Fall, dass unabhängig vom eingesetzten Modelltyp Spielräume in den Ergebnissen bestehen, die mit Blick auf die tatsächliche Umsetzung der Energiewende und die Auslastung der Volkswirtschaft(en) auf Kapital-, Arbeits- und Gütermärkten zukünftig durchaus genauer betrachtet und eingeordnet werden sollten. Außerdem sind die Wirkungen zusätzlicher Exporte in allen Modellen und Sensitivitäten positiv. Ein Teil zusätzlich angenommener ausländischer Nachfrage erhöht in allen drei Modellen das BIP.

Tabelle 5-3: Relative Abweichung des BIP in den Sensitivitäten S1 bis S4 vom Szenario Referenz (S1=1)

	S1	S2	S3	S4
E3ME	1,00	0,71	0,86	0,68
GEM-FIT	1,00	0,64	0,45	0,09
PANTA RHEI	1,00	0,89	0,73	0,62

Quelle: GWS, EC (2017)

5.5 ERKENNTNISSE AUS DEN SENSITIVITÄTEN

In Abschnitt 4 wird das Energiewende-Szenario EWS mit einem Kontrafaktischen Szenario verglichen. Unterschiedliche gesamtwirtschaftliche Ergebnisse insbesondere in Form von BIP und Beschäftigung werden als Ergebnisse der Energiewende interpretiert. Die Ergebnisse sind von einer Vielzahl von Annahmen und Modellzusammenhängen abhängig. Sensitivitätsrechnungen bieten die Möglichkeit, die Bedeutung wichtiger Einflussgrößen auf die gesamtwirtschaftlichen Effekte zu prüfen und Modelleigenschaften auch mit anderen Analysen zu vergleichen. Im eingesetzten komplexen Modellverbund besteht allerdings die Schwierigkeit, dass Sensitivitäten letztlich vollständige Modellläufe im gesamten Verbund bedeuten, wenn mit den Szenarien vergleichbare Aussagen erzielt werden sollen. Wird dagegen wie oben nur das makroökonomische Modell eingesetzt, sind die Aussagen entsprechend als gesamtwirtschaftliche Sensitivität einzuordnen und nicht auf den Modellverbund zu übertragen.

Die Aufspaltung des EWS in Inputgrößen aus den Bottom-up-Modellierungen für den Strommarkt und für den Bereich der Endnachfrage zeigt, dass die gesamtwirtschaftlichen Effekte durch die Energiewende im Strommarkt insgesamt sehr viel kleiner sind als die durch die Maßnahmen auf der Endnachfrageseite ausgelösten Effekte. Auch die Wirkungsrichtung ist weniger eindeutig. Die Sensitivität bestätigt frühere Rechnungen (GWS, Prognos & EWI 2014, Lehr et al. 2015). Allerdings ist auch zu berücksichtigen, dass die

Strompreisdifferenz allein der Angebotsseite auf dem Strommarkt zugerechnet wird, was dazu führt, dass die Ergebnisse der Sensitivität schlechter ausfallen, als bei genauer Zurechnung des jeweiligen Anteils an der Strompreisdifferenz auf Stromerzeugung und Stromnachfrage. Überlegungen der EWK (2015) kommen zum Ergebnis, dass sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt in der Vergangenheit gesamtwirtschaftlich positiv ausgewirkt hat. Zukünftig könnte er bei einem Wegfall des weiteren Zubaus und der dadurch ausgelösten Investitionen angesichts höherer Strompreise durch die Umlagefinanzierung negativ werden. Nicht berücksichtigt sind dabei positive Außenhandelseffekte durch die frühzeitige Positionierung deutscher Firmen auf den Märkten für erneuerbare Energien (vgl. dazu Lehr et al. 2015 und Abschnitt 6.1.1). Dagegen sind die Wirkungen von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zu erneuerbaren Energien in der Endnachfrage insbesondere langfristig, wenn sich die Investitionen amortisieren, mit deutlich positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten verbunden, die durch die kumulierte Einsparung teurer fossiler Energieträger mit zunehmenden Verlauf der Energiewende immer positiver ausfallen. Nicht zuletzt dadurch, dass bereits viele früher getätigte Investitionen heute positiv wirken, bleibt der Gesamteffekt in Zukunft durchgehend positiv, zumal die unmittelbare Investitionstätigkeit gesamtwirtschaftlich direkt positiv wirkt“. Damit gibt es auch gute gesamtwirtschaftliche Gründe für den Ansatz „Efficiency first“.

Die Sensitivitäten mit Restriktionen auf dem Arbeitsmarkt und zur Finanzierung von zusätzlichen Investitionen zeigen, dass gerade angesichts der sehr guten gesamtwirtschaftlichen Lage in Deutschland auch diese Aspekte zukünftig stärker beobachtet werden sollten. Die positiven Effekte der Energiewende könnten in einer Situation mit sehr hoher Auslastung der Produktionskapazitäten durch die Verdrängung alternativer Verwendungen deutlich geringer ausfallen. Allerdings gibt es derzeit keinen Grund, die Modellierung entsprechend zu verändern. Denn die Arbeitslosigkeit ist zwar seit der Wiedervereinigung auf ein Rekordtief gesunken, aber nach wie vor ist die Unterbeschäftigung hoch und besteht durch die Mobilität von Arbeitskräften in der EU und die Möglichkeit des Zuzugs weiterer Arbeitskräfte aus dem Ausland ein flexibles Arbeitsangebot. Das Lohnwachstum fällt moderat aus. Auch bezüglich der Finanzierbarkeit von Investitionen besteht angesichts der sehr lockeren Geldpolitik der EZB kein dauerhafter Engpass. Auf absehbare Zeit werden die Zinssätze im Euroraum im historischen Vergleich auf extrem niedrigem Niveau bleiben. Deshalb ist davon auszugehen, dass rentable Investitionen in die Energiewende nicht unterbleiben, weil ein passendes Finanzierungsangebot fehlt, sondern dafür andere Gründe wie mangelnde Informationen, das Investor-Nutzer-Dilemma oder sonstige Hemmnisse bestehen. Internationale Organisationen wie IMF (2016) und OECD (2018) mahnen regelmäßig höhere Investitionen in Deutschland an.

6 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

6.1 ZUSÄTZLICHE VORTEILE DER ENERGIEWENDE

Gesamtwirtschaftliche Modelle wie das hier angewendete können ein detailliertes Bild über makroökonomische Effekte der Energiewende zeichnen. Zugleich können diese Modelle aber eine Reihe von Fragen nicht oder nur zum Teil beantworten. Andere Fragen wurden oben nicht explizit untersucht, aber es liegen eine Reihe von Untersuchungen zum jeweiligen Effekt vor, die nachstehend kurz zusammengefasst werden. Dabei wird besonders auf eigene und Ergebnisse Dritter zur Abschätzung von neuen Exportchancen, zur Energiesicherheit und zur Minderung von emissionsverursachten Schäden eingegangen.

6.1.1 EXPORTCHANCEN

Ein wichtiger Aspekt ist die Quantifizierung von Effekten, die mit dem Außenhandel von EE-Gütern und Effizienzgütern, oder allgemeiner von Energiewende-Gütern, zusammenhängen. Dazu gehört eine Abschätzung der Entwicklung zukünftiger Märkte im Ausland für die entsprechenden Güter. Diese Entwicklung ist nicht eins zu eins mit Erfolgen beim Erreichen der Energiewendeziele korreliert, denn es ist denkbar, dass das Ausland sehr viel schneller oder sehr viel langsamer einen ähnlichen Umbau der Energieversorgung vollzieht.

Der GreenTech-Atlas (BMU 2018), den Roland Berger in unregelmäßigen Abständen erstellt, zeigt das starke Wachstum der grünen Leitmärkte wie Energieeffizienz, umweltfreundliche Erzeugung und nachhaltige Mobilität. Weltweit wird die Nachfrage nach entsprechenden Gütern nach dieser Prognose in den kommenden Jahren überdurchschnittlich wachsen. Zugleich weist Deutschland überdurchschnittliche Anteile an diesen Märkten auf. Letztlich handelt es sich überwiegend um Industriegüter der Branchen Maschinenbau, Elektrotechnik, Fahrzeugbau und Chemische Industrie, in denen Deutschland und deutsche Firmen auch mit ihrer Auslandsproduktion sehr gut auf den Weltmärkten aufgestellt sind, und bereits heute hohe Außenhandelsüberschüsse erzielt werden. Im Ergebnis stellt die Studie ein jährliches Produktionswachstum des Green-Tech-Marktes in Deutschland um 8,8% jährlich bis zum Jahr 2025 in Aussicht. Einschränkend ist hier darauf hinzuweisen, dass nur ein Teil dieser Güter durch die Energiewende getrieben wird.

Die jährlich Umfrage des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), das sogenannte Energiewende Barometer Maschinenbau, stellt 2016 die Frage nach der zukünftigen Entwicklung des Außenhandels an Unternehmen, deren Produkte und Dienstleistungen in den Bereichen Produktion zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme, Zulieferprodukte für Kraftwerke oder deren Hauptkomponenten, und Produkte für Stromtransport oder die Stromspeicherung liegen. 37% der Unternehmen sehen durch die Energiewende bereits heute eine Steigerung ihres Umsatzes im Ausland und 61% erwarten eine solche Steigerung in der Zukunft.

Für die umfassendere Klimaschutzwirtschaft erwarten die Autoren in einer Untersuchung für das BMUB/UBA (Blazejczak et al. 2018) ein globales Marktvolumen für Klimaschutzgüter von 5,5 Billionen Euro im Jahr 2030 unter Business-as-usual Annahmen und ein zusätzliches Volumen von zwei Billionen Euro, falls die Staatengemeinschaft die Erreichung des 2° Ziels und die Verpflichtungen aus Paris ernst nimmt.

Laut dieser Untersuchung wird ein Teil der wachsenden weltweiten Nachfrage in den jeweiligen Ländern und Regionen durch importierte Güter gedeckt werden und damit Vorreitern wie Deutschland zusätzliche Exportmöglichkeiten eröffnen. Mithilfe des DIW-Welthandelsmodells wurden mögliche Exporte Deutschlands von Klimaschutzgütern unter zwei Annahmen genauer bestimmt: (1) Die Importquoten nehmen im Zuge der Globalisierung weltweit zu, wodurch sich die deutschen Exportchancen verbessern. (2) Die deutschen Lieferanteile an den Importen einiger anderer Länder sinken, wenn diese Länder mit steigender Nachfrage nach Klimaschutzgütern eigene nationale Produktionskapazitäten aufbauen und verstärkt auch auf Drittmärkten als Konkurrenten auftreten. Bis 2030, so die Autoren, werden die deutschen Exporte von Klimaschutzgütern in realer Rechnung jährlich um 3,7 Prozent steigen. Bei einer ambitionierteren Klimaschutzpolitik (2°-Szenario) sind es hingegen 6,1 Prozent.

Solche zusätzlichen Exporte wirken sich positiv auf die gesamtwirtschaftliche Leistung Deutschlands aus. Das BIP liegt im 2°-Szenario höher als im BAU Szenario. Zu ähnlichen Ergebnissen kamen die Untersuchungen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten des Ausbaus erneuerbarer Energien (Lehr et al. 2015) sowie die Untersuchung zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten des Übergangs zu einer Green Economy (Lehr et al. 2018). Internationale Studien für die EU (Fraunhofer ISI et al. 2014) und global (IRENA 2016) erwarten ebenfalls ein hohes Marktwachstum und ökonomische Vorteile bei frühzeitiger Spezialisierung auf erneuerbare Energien.

Der wesentliche Zusammenhang zwischen der heimischen Energiewende und den höheren Chancen im Außenhandel besteht in der steigenden Expertise der Unternehmen in der Herstellung von spezialisierten Gütern für die Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien und in einer gewissen „Schaufensterfunktion“ heimischer Investitionen. Kaufinteressenten können die Anwendung von Energiewendeprodukten in einer hochentwickelten Volkswirtschaft beobachten und Rückschlüsse aus den Erfahrungen ziehen.

Nicht nur im Bereich der Energiewendegüter und –dienstleistungen treten vermehrt Exportchancen auf, die Energiewende, insbesondere die Steigerung der industriellen Energieeffizienz steigert die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen insgesamt, da die Produktionskosten sinken, und stärkt somit ihre Position auf den internationalen Märkten (Initiative Energieeffizienz-Netzwerke 2015).

6.1.2 ENERGIESICHERHEIT

Ein weiterer Vorteil der Energiewende wird in ihrem Beitrag zur Energiesicherheit gesehen und lässt sich ebenfalls nur bedingt im Modell und durch Simulationsrechnungen abbilden. Zum einen umfasst die Energiesicherheit geopolitische Aspekte, denen durch einen starken Diversifizierung der Bezugsquellen von Energieimporten und höhere heimi-

sche Anteile begegnet werden kann¹⁶. Zum andern wird darunter auch die Verfügbarkeit von Energie zu annehmbaren Preisen und die Zuverlässigkeit der Energiebereitstellung verstanden (vgl. Breitschopf & Schlotz 2014). Bei letzterem spielen im Strombereich auch Netzkriterien, Netzsicherheit und der Ausgleich fluktuierender Quellen eine Rolle. Zur vollständigen Abbildung der geopolitischen Risiken reicht ein volkswirtschaftliches Modell für Deutschland nicht aus. Oftmals wird ein Diversitätsindikator zur Messung der Energiesicherheit genutzt, in den sich die Risiken von Herkunftsländern und die zusätzlichen Kosten heimischer Energieträger wie erneuerbarer Energien integrieren lassen (vgl. Lehr 2009). Im Ergebnis hat sich unter den dort getroffenen Annahmen gezeigt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien die Energiesicherheit stärkt, indem auf heimische Energieträger umgestellt wird.

Im Modell abbildbar sind die mit verminderten Importen verbundenen verminderten Kosten, die insgesamt zu einer Erhöhung des gesamtwirtschaftlichen Ergebnisses beitragen (vgl. Abschnitt 4.2.1.2 und insbesondere Abbildung 4-5). Ob diese Erhöhung grundsätzlich positiv zu bewerten ist, ist angesichts des Leistungsbilanzüberschusses Deutschlands eine offene Frage, die in der wissenschaftlichen Community und in der Öffentlichkeit kontrovers diskutiert wird.

6.1.3 MINDERUNG VON THG UND WEITEREN LUFTSCHADSTOFFEMISSIONEN

Letztlich trägt die Energiewende zur Emissionsminderung bei, sowohl bei Treibhausgasen, als auch bei weiteren Luftschadstoffen: Die Reduzierung im fossilen Kraftstoffverbrauch im Verkehr vermindert die derzeit umfassend diskutierten und gesundheitsschädlichen Stickoxide. Der Umstieg auf Elektromobilität mindert zunächst in jedem Fall die lokalen Emissionen in Ballungsräumen mit hohem Verkehrsaufkommen. Darüber hinaus zeigen Studien, dass bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung auch die gesamte Luftschadstoffbilanz der Energiewende im Verkehr positiv ausfällt (Öko-Institut & TML Leuven 2016, Öko-Institut et al. 2016).

Eine effizientere Verbrennung senkt darüber hinaus auch die Feinstaubbelastung, die allerdings auch auf andere Emissionsquellen wie Abrieb, Tagebau, bei der Metall- und Stahlerzeugung oder auch beim Umschlagen von Schüttgütern zurückgehen kann. Eine weitere wichtige Quelle ist laut UBA (2017) die Landwirtschaft: Die Emissionen gasförmiger Vorläuferstoffe, insbesondere die Ammoniakemissionen aus der Tierhaltung, tragen zur sekundären Feinstaubbildung bei. Die meisten dieser Prozesse sind im vorliegenden Modell nicht hinterlegt. Allerdings lassen sich die Treiber von Veränderungen bei diesen Prozessen ausmachen und die Modellergebnisse können als Basis weiterführender Schätzungen dienen.

Mit Blick wieder auf die Treibhausgase und die durch sie verursachten Schäden, liegen Ansätze für die Monetarisierung dieser Schäden vor. Nach der Methodenkonvention so schätzt das UBA (2012) die Schäden auf 130-390 EUR/t CO₂ bei einem mittleren Wert von 260 EUR/t CO₂ im Jahr 2050. Für das Jahr 2030 werden die so ermittelten Klimakosten zwischen 70 und 215 EUR/t CO₂ geschätzt. Die Differenzen bei der energiebedingten

¹⁶ Zur statistischen Berechnung verringerter Energieimporte vgl. Lehr, Lutz & Becker 2018

THG-Emissionen zwischen den beiden Szenarien EWS und KFS liegen bei 440 Mt im Jahr 2030 und bei 645 Mt im Jahr 2050. Da die Veränderung der Treibhausgase ein Modellergebnis darstellt, wird der insgesamt vermiedene Schaden hier mit einer gewissen Bandbreite ausgewiesen. Die eingesparten Klimakosten nach Tabelle 6-1 liegt für die Jahre 2030 und 2050 in der mittleren Variante in der Größenordnung der ermittelten positiven gesamtwirtschaftlichen Effekte zwischen EWS und KFS in Abschnitt 4.2. Die eingesparten Kosten des Klimawandels wären in der Logik der gesamtwirtschaftlichen Analyse als Vergleich eines Szenarios mit starkem Klimawandel zu einem Szenario mit abgeschwächtem Klimawandel zu sehen. Weil weniger Schäden durch Extremwetter wie Hitzewellen oder Stürme auftreten, verläuft die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in einem solchen Szenario besser (vgl. für Deutschland z.B. Lehr et al. 2015). Allerdings fallen die Nutzen der eingesparten THG-Emissionen durch die deutsche Energiewende tatsächlich global an. Insofern sind die Größen nur sehr eingeschränkt vergleichbar. Es lässt sich aber festhalten, dass die eingesparten Klimakosten auf globaler Ebene zu zusätzlichen positiven monetären Effekten der Energiewende in ähnlicher Größenordnung wie nach Abschnitt 4.2. in Deutschland führen.

Tabelle 6-1: Mit der UBA-Empfehlung für Klimakosten bewertete vermiedene THG-Emissionen – Abweichungen im EWS vom KFS in Mrd. Euro 2010

	Mittelfristig, 2030	Langfristig, 2050
Unterer Wert	-30,8	-83,8
Mittlerer Wert	-63,9	-167,6
Oberer Wert	-94,7	-251,4

Quelle: UBA (2012), eigene Berechnungen.

6.2 VERGLEICH MIT ANDEREN STUDIEN

6.2.1 NATIONAL

Am leichtesten fällt der Vergleich mit Untersuchungen, in denen auch das Modell PANTA RHEI genutzt wurde. In GWS, EWI & Prognos (2014) wurden die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende von 2010 bis 2020 betrachtet. Es zeigen sich deutlich positive BIP- und Beschäftigungseffekte der Energiewende von 2010 bis 2012, danach sind die Wirkungen bis 2020 gering. Zugleich kommt es zu einem mittelfristigen Preisanstieg. Allerdings wurde der Beginn der Energiewende statt im Jahr 2000 erst 2010 angenommen, sodass der Unterschied in Bezug auf die angestoßenen Maßnahmen und Entwicklungen zwischen Energiewende und Kontrafaktischen Szenario geringer ausfiel.

Im Rahmen der Energiereferenzprognose (Prognos, EWI & GWS 2014) wurde ein Zielszenario, das die Ziele der Energiewende bis 2050 weitgehend erreicht mit der Referenzentwicklung verglichen. Dieses Vergleichsszenario in der Referenzprognose war somit sehr viel ambitionierter als in der Studie hier, weil ein Teil der Energiewende schon in der Referenzentwicklung stattfindet. Entsprechend sind die gesamtwirtschaftlichen Effekte bis 2030 gering, bis 2050 werden aber deutlich positive BIP- und Beschäftigungseffekte sichtbar.

In den Klimaschutzszenarien (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) wurde im der 2. Modellierungsrunde das KS 80, in dem die THG-Emissionen im Jahr 2050 um 80% unter dem Niveau des Jahres 1990 liegen mit dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario AMS verglichen. Die Szenarien sind wie folgt definiert (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, S.33): „Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) (AMS (2012): In diesem Szenario werden alle Maßnahmen berücksichtigt, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind, und bis 2050 fortgeschrieben. Dieses Szenario bildet den Ist-Stand der energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen ab. Die Maßnahmen entsprechen denen der ersten Modellierungsrunde, es hat keine Aktualisierung stattgefunden. Diese wird erst in der dritten Modellierungsrunde erfolgen. Das Klimaschutzszenario 80 (KS 80): In diesem Szenario sollten die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien und Energieeffizienz möglichst erreicht werden, wobei für das Treibhausgasziel der weniger ambitionierte Wert von 80% Minderung gegenüber 1990 in Ansatz gebracht wird.“

Im Szenarienvergleich zeigen sich deutlich positive BIP- und Beschäftigungseffekte der Energiewende, die größer sind als die zur Studie hier dargestellten Ergebnisse, obwohl das AMS bereits den historischen Teil der Energiewende enthält, das Delta also kleiner ausfallen sollte. Das BIP liegt im KS 80 bereits im Jahr 2020 um knapp 2,5% höher als im AMS, bis zum Jahr 2050 steigt die Differenz auf nahezu 4,5% (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S.406). Die Beschäftigungseffekte liegen durchgehend um 1,5%, nehmen im Zeitverlauf bezogen auf den BIP-Anstieg also ab. In einem früheren Szenarienvergleich hatte sich gezeigt, dass das eingesetzte ASTRA-D-Modell, allerdings in einer EU-Variante, auf zusätzliche Investitionen stärker positiv reagiert als PANTA RHEI (Lehr et al. 2011).

Bei der Beurteilung der Effizienzstrategie Gebäude (ESG) kommt die Prognos (Dena et al. 2017) mit dem Modell VIEW zu dem Ergebnis, dass Maßnahmen im Gebäudebereich, die bis 2050 für mehr Energieeffizienz und einen höheren Einsatz von Wärmeherzeugung aus erneuerbaren Energien sorgen, gesamtwirtschaftlich positiv sind. Während die langfristigen BIP-Effekte, die Prognos ausweist, ähnlich hoch sind wie in Abschnitt 4.2, fällt der Beschäftigungseffekt bei der ESG deutlich größer aus.

Für BMU/BMWi sind Beschäftigungseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland mit dem makroökonomischen Modell PANTA RHEI berechnet worden (Lehr et al. 2015). Ein Null-Szenario ohne Ausbau der erneuerbaren Energien ab 1995 bildet die Referenz. Kurzfristig sind die Effekte stark von den Annahmen zu den Exporten deutscher Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien geprägt. In einem ungünstigen, aber auch unwahrscheinlichen Szenario ohne entsprechende Exporte, können über einige Jahre negative makroökonomische Wirkungen auftreten. Langfristig ab dem Jahr 2030 sind die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien in jedem Fall deutlich positiv und mit den immer weiter sinkenden fossilen Energieimporten und der zunehmenden Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien ansteigend. Im mittleren Szenario liegt der positive BIP-Effekt zunächst bei rund 1% und erreicht 2,3% im Jahr 2050. Bei der Beschäftigung entstehen zunächst zwischen 50 und gut 100 Tausend zusätzlichen Arbeitsplätzen, im Jahr 2050 ist die Zahl der Erwerbstätigen sogar um 232 Tausend höher. Im ungünstigen Fall ohne Exporte von EE-Güter sind es maximal rund 20 Tausend Erwerbstätige weniger, langfristig steigt der positive Beschäftigungseffekt aber auch in diesem Fall auf knapp 200 Tausend im Jahr 2050.

Die einzige nationale Studie, in der die Energiewende im Verkehr zumindest bis zum Jahr 2030 leicht negative gesamtwirtschaftliche Effekte aufweist, ist die Studie von Öko-Institut et al. (2016) zu Renewability III, in der das Modell VEDIOM entwickelt und eingesetzt wurde. Die Referenzentwicklung bildet ein Aktuelle-Maßnahmen-Szenario im Verkehrsbe-
reich. Die verschiedenen Zielszenarien sind detailliert instrumentiert, so steigen die Treib-
stoffpreise deutlich. Umgekehrt beeinflussen Annahmen zur Finanzierung der effiziente-
ren Fahrzeuge, hoher Effizienzanforderungen an die Fahrzeuge, der veränderten Nach-
frage nach Verkehrsträgern weg vom motorisierten Individualverkehr und der Bereitstel-
lung des zusätzlich benötigten Stroms und PtX-Kraftstoffen, die vollständig importiert wer-
den, sowie über zusätzliche Maßnahmen zur Energiewende im Verkehr die Ergebnisse
deutlich. Im Jahr 2050 weisen die untersuchten Szenarien überwiegend leicht positive
BIP-Effekte aus.

Der Vergleich mit anderen Studien kann helfen, die Ergebnisse einzuordnen. Dabei bleibt
aber immer das Problem, dass mit unterschiedlichen Modellen unterschiedliche Szenarien
miteinander verglichen werden. Die Ergebnisse in dieser Studie liegen in einer Bandbreite
mit (teilweise) vergleichbaren Szenarienergebnissen, einige Studien sind optimistischer.
Getrennt nach den Sektoren lassen sich die modellgestützten Ergebnisse aus dem Litera-
turüberblick dahingehend interpretieren, dass die Energiewende im Wärmebereich deut-
lich positive gesamtwirtschaftliche Effekte aufweist, der Verkehr ist dagegen ein Bereich,
in dem auch negative Effekte errechnet werden können.

6.2.2 INTERNATIONAL

In Lutz & Breitschopf (2016) sind bereits internationale Studien zu den ökonomischen
Effekten der Energiewende vergleichend betrachtet worden. Die gesamtwirtschaftlichen
Wirkungen der Energiewende sind in den Studien übereinstimmend positiv.

Neu hinzugekommen ist eine Studie für DG Energy zu den gesamtwirtschaftlichen Effek-
ten von zusätzlichen Energieeffizienzmaßnahmen. Nach Pollitt et al. (2017) zeigen sich in
einem makroökonomischen Modell deutlich positive Effekte von Energieeffizienzmaß-
nahmen in der EU. Bei einer Erhöhung der Energieeffizienz um 40% bis 2030 würde das
BIP der EU um gut 4% höher liegen als in der Referenz, wenn kein Crowding out unter-
stellt wird. Nur für Deutschland fällt der BIP-Effekt mit 5,9% sogar noch höher aus. Bei der
Annahme von teilweisem Crowding out läge der BIP-Effekt auf EU-Ebene bei 2,2%. Die
Beschäftigungseffekte fallen prozentual knapp halb so hoch aus wie die BIP-Effekte, wo-
bei die Beschäftigung in Deutschland im EU-Vergleich unterdurchschnittlich auf ein höhe-
res BIP reagiert. Bei geringeren Effizienzzielen sind auch die positiven BIP-Effekte gerin-
ger, die Bedeutung der Crowding out Annahmen wird bei schwächeren Effizienzzielen
deutlich geringer. Die Wirkungen für Deutschland fallen in der Studie insgesamt über-
durchschnittlich aus. Bei der Betrachtung in einem CGE-Modell sind die Wirkungen auf
das BIP dagegen sehr viel geringer und sind je nach Annahmen teils negativ. Auch in
diesem Fall liegen die Ergebnisse für Deutschland jeweils über dem EU-Durchschnitt, d.h.
sie fallen positiver aus (E3MELab 2016). Die EU-Kommission hat das Szenario, das im
CGE-Modell positive makroökonomische Ergebnisse zeigt, im Rahmen des Impact As-
sessments als die realistischere Variante bezeichnet (EC 2016, S 51f). Hinter der alterna-
tiven Variante steht die Annahme, dass Unternehmen und Haushalte Effizienzinvestitio-

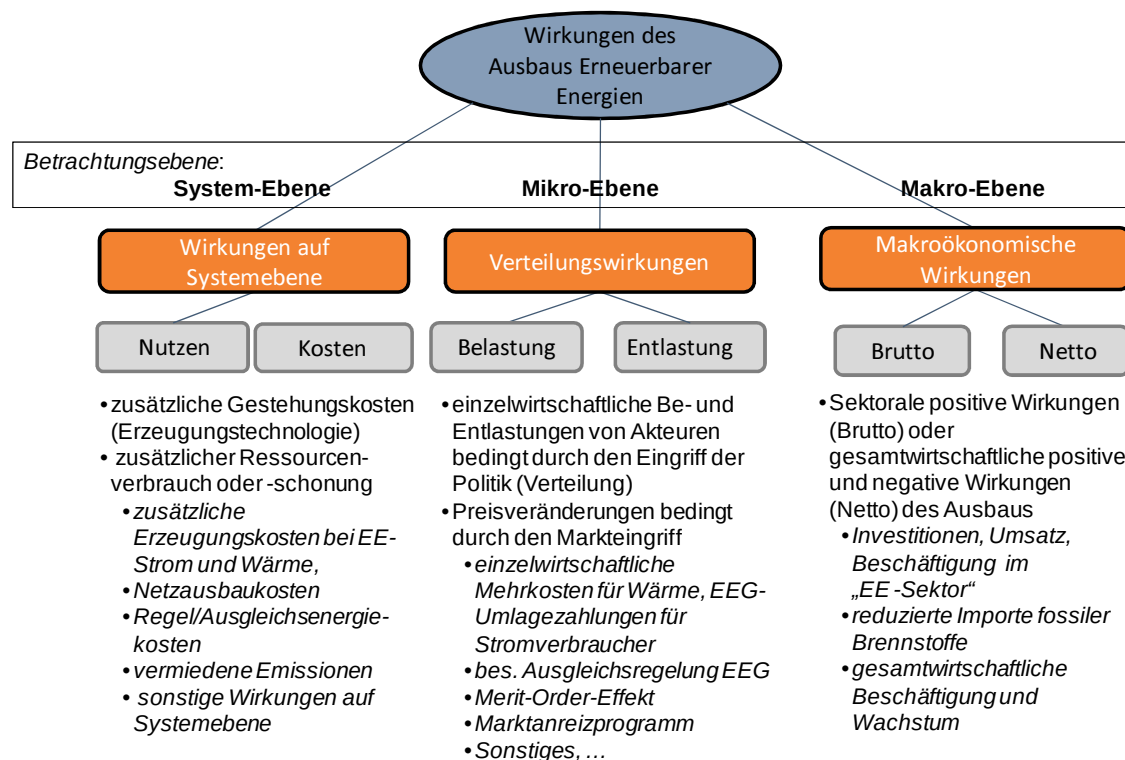
nen voll finanzieren müssen, weil sie über keine Möglichkeiten zur Kreditfinanzierung zukünftiger Energieeinsparungen verfügen.

Auch IWF (2016) und OECD (2017) sehen die globale Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Sicht positiv. Investitionen in Klimaschutz können dazu beitragen, den Wachstumspfad anzuheben, insbesondere wenn sie mit passenden Strukturreformen verbunden werden. Bis 2050 könnte das BIP in den G20-Staaten nach Berechnungen der OECD um 2,8% höher liegen als ohne Klimaschutz.

Dagegen hebt das IPCC, das sich auf Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Journals stützt, die Kosten des Klimaschutzes hervor (Clarke et al. 2014). Ziel des IPCC ist es vor allem, den Kosten des sofortigen Handelns die noch viel höheren Kosten späteren, bzw. zu späten Handelns gegenüberzustellen. Der letzte IPCC-Report benennt Kosten umfassenden Klimaschutzes in einer Größenordnung von 0,5 bis 5% des globalen GDP, die bis 2100 durch Klimaschutz anfallen werden. Die Kosten des Klimaschutzes steigen dabei mit zunehmendem Ambitionsniveau und je später mit den Klimaschutzmaßnahmen begonnen wird. Dabei fallen die Kosten in den OECD-Ländern deutlich unterdurchschnittlich aus. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass die Vorgehensweise bei der Berechnung der globalen CO₂ Einsparungspfade und der damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Effekte sich deutlich von der hier vorgelegten Herangehensweise unterscheidet. Während dort das Ziel ist, einen allgemeinen Pfad für alle Länder und Regionen unter einem einheitlichen CO₂-Preis zu bestimmen und die eingesetzten Modelle auf diesen Preis mit Rückgängen des Energieeinsatzes in mehr oder weniger starken Dimensionen reagieren, findet die Modellierung in der vorgelegten Untersuchung auf Landesebene statt und bildet die Entwicklung für ein Land bis heute und in Zukunft im Detail ab.

6.3 EINORDNUNG IN DIE DEBATTE DER KOSTEN DER ENERGIEWENDE

In der Debatte um Kosten und Nutzen der Energiewende werden immer wieder Begrifflichkeiten unterschiedlich gebraucht und Größen implizit miteinander verglichen, die ganz verschieden abgegrenzt sind (vgl. für einen früheren Diskussionsstand GWS, Prognos & EWI 2014, S. 3-21). In Lutz & Breitschopf (2016) sind die folgenden Betrachtungsebenen gemäß Abbildung 6-1 unterschieden worden. Die in Abschnitt 4.2 dargestellten Effekte der Energie stellen Nettoeffekte auf der Makroebene dar. Sie enthalten vielfältige ökonomische Rückkopplungen. Die Energiewende macht die Volkswirtschaft langfristig effizienter und stellt die Energieversorgung auf heimische und erneuerbare Energieträger um, die langfristig Grenzkosten von nahe Null aufweisen. Die Nettoeffekte der Energiewende fallen wie bei vergleichbaren Analysen im Auftrag der EU-Kommission positiv aus.

Abbildung 6-1: Wirkungen der Energiewende am Beispiel des Ausbaus erneuerbarer Energien

Quelle: Lutz, Breitschopf (2016).

Davon zu unterscheiden sind Kosten (und Nutzen) auf der Ebene des Energiesystems. Beispielsweise weist das Akademienprojekt (Acatech et al. 2017) systemische kumulierte Gesamtkosten der Energiewende im Vergleich zu einer Referenzentwicklung für den Zeitraum bis 2050 in Höhe von jährlich rund 2% des deutschen BIP des Jahres 2016 aus. In den dargestellten Kosten sind volkswirtschaftliche Aspekte wie lokale Wertschöpfung, Beschäftigungseffekte und Exportchancen nicht berücksichtigt (Acatech et al. 2017, S. 51). Die Autoren verweisen darauf, dass die Höhe der entsprechend berechneten Gesamtkosten des Energiesystems, die auch Effizienzinvestitionen enthalten, stark von Annahmen über langfristige Energiepreisentwicklungen und die Kosten von Energiewendegütern wie z.B. Speichertechnologien abhängen. Hierzu haben die Autoren konservative Annahmen getroffen, was entsprechend zu hohen Gesamtkosten der Energiewende geführt hat. Die BDI-Studie zu Klimapfaden kommt mit einem einen zusätzlichen Investitionsbedarf der Energiewende von 1.000 Mrd. Euro für ein 80%-Ziel und von 1.770 Mrd. Euro für ein THG-Minderung um 95% bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 auf etwas niedrigere Werte (BCG, Prognos 2018, S. 87).¹⁷

Die in Kapitel 3 ausgewiesenen Mehrinvestitionen durch die Energiewende liegen mit rund 2.150 Mrd. Euro (1,3 % des mittleren BIP) in einer vergleichbaren Größenordnung,

¹⁷ Bei diesen Zahlen nicht berücksichtigt sind die durch die Maßnahmen eingesparten Energiekosten. Die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten (Investitionen inkl. Energiekosten) des BDI -80 %-Pfades sind deutlich geringer (rund 460 Mrd. Euro). Wenn ein Rückgang der Weltmarkt-Energiepreispaad unterstellt wird, ergeben sich sogar negative Mehrkosten.

wobei die Energiewende von Acatech et al. (2017) sowie BCG & Prognos (2018) weniger weit gefasst wird als in der vorliegenden Studie, die die Energiewende ab dem Jahr 2000 betrachtet. Die drei Studien können somit nicht als Beleg dafür dienen, dass gänzlich unterschiedliche systemische Kosten der Energiewende ausgewiesen werden. Ziel der Politik sollte es sein, die systemischen Gesamtkosten der Energiewende möglichst gering zu halten, ohne dabei die gesamtwirtschaftlichen Nettowirkungen aus dem Auge zu verlieren. Die zentralen Konflikte und Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Energiewende treten auf der Mikroebene in Form von Verteilungskonflikten auf. Wegen der positiven gesamtwirtschaftlichen Wirkung der Energiewende stehen die Mittel zur Verfügung, durch die Energiewende schlechter gestellte Gruppen oder Regionen zu entschädigen.

7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Im Kern des Forschungsvorhabens „Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende“ steht der Vergleich zweier Szenarien. Das Energiewende-Szenario (EWS) basiert ex-post (2000-2014) auf den Ist-Werten. Die Entwicklung der Jahre 2015 bis 2050 wird als Umsetzung der Energiewende interpretiert. Das EWS hat den Charakter eines Zielszenarios, in dem die langfristigen Reduktionsziele für Treibhausgase und weitere Ziele der Energiewende erreicht werden. Das Kontrafaktische Szenario erzählt die Geschichte einer alternativen Entwicklung, bei der ab dem Jahr 2000 der Pfad der Energiewende nicht verfolgt wird. Die Transformation zu einer nachhaltigen Energieversorgung wird nicht als Ziel betrachtet. Die bis ins Jahr 2000 geleistete Transformation wird aber nicht rückgängig gemacht; erreichte Standards bleiben erhalten. Das Energiewende-Szenario und das Kontrafaktische Szenario basieren auf identischen Annahmen bezüglich der Leitvariablen Bevölkerung, Erwerbstätige, Bruttowertschöpfung und Energiepreise.

Die Differenzen zwischen dem Kontrafaktischen Szenario und dem Energiewende-Szenario ergeben sich aufgrund der ab dem Jahr 2000 eingeführten Instrumente und Förderprogramme:

- Alle neuen nationalen Gesetzesänderungen im Energiebereich werden der Energiewende zugerechnet. Da die Bundesregierung den Gesetzesänderungen im EU-Ministerrat zustimmt und hierbei die Ziele der Energiewende berücksichtigt, werden auch alle EU-Gesetze im Energiebereich der Energiewende zugerechnet. Dies schließt alle durch die EU angestoßenen und in Deutschland eingeführten Gesetze ein, wie beispielsweise die Ökodesign-Richtlinien oder die CO₂-Grenzwerte für die Pkw-Neuwagenflotte.
- Da ab dem Jahr 2000 die Energiewende nicht weiterverfolgt wird, werden im Kontrafaktischen Szenario die bestehenden Fördertatbestände im Energiebereich nicht weitergeführt; diese laufen aus. Die Gesamtwirkung aller Fördermaßnahmen ab dem Jahr 2000 wird der Energiewende zugerechnet.

Die beiden Szenarien unterscheiden sich im Zeitverlauf zunehmend bei Primärenergieverbrauch, Endenergieverbrauch und THG-Emissionen. Im Kontrafaktischen Szenario verringert sich der Primärenergieverbrauch auf 12.236 PJ (-15 % gegenüber 2000). Im Energiewende-Szenario sinkt der Verbrauch um zusätzliche 5.242 PJ auf 6.993 PJ (-52 % gegenüber 2000).

Im EWS sinkt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 auf 5.268 PJ. Gegenüber dem Jahr 2000 bedeutet dies eine Reduktion um 44 %. Im KFS sinkt der Verbrauch erwartungsgemäß weniger stark als im EWS. Im Jahr 2050 liegt der Endenergieverbrauch bei 8.332 PJ (-12 % gegenüber 2000). Das sind 3.065 PJ mehr als im Energiewende-Szenario.

Im Energiewende-Szenario verringern sich die THG-Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 238 Mio. t CO₂eq (ohne LULUCF, ohne internationale Verkehre). Dagegen bleiben die THG-Emissionen im KFS gegenüber dem Jahr 2000 bis zum Jahr 2050 weitgehend unverändert.

Der Vergleich der gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse der beiden Szenarien EWS und KFS im Modell PANTA RHEI zeigt durchgehend positive Effekte der Energiewende insgesamt. Im Jahr 2050 ist das BIP im EWS um fast 4% größer als im KFS. Die Beschäftigung fällt um etwa 1% höher aus. Zusätzlich steigen auch die Reallöhne. Es werden dabei keine zusätzlichen Exporte von Energiewendegütern betrachtet, die sich ergeben dürften, wenn andere Länder sich an der deutschen Politik und entsprechenden Technologien orientieren.

Die Ergebnisse sind von einer Vielzahl von Annahmen und Modellzusammenhängen abhängig. Sensitivitätsrechnungen bieten die Möglichkeit, die Bedeutung wichtiger Einflussgrößen auf die gesamtwirtschaftlichen Effekte zu prüfen und Modelleigenschaften auch mit anderen Analysen zu vergleichen.

Die Aufspaltung des EWS in Inputgrößen aus den Bottom-up-Modellierungen für den Strommarkt und für den Bereich der Endnachfrage zeigt, dass die gesamtwirtschaftlichen Effekte durch die Energiewende im Strommarkt insgesamt sehr viel kleiner sind als die durch die Maßnahmen auf der Endnachfrageseite ausgelösten Effekte. Auch die Wirkungsrichtung ist weniger eindeutig. Dagegen sind die Wirkungen von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zu erneuerbaren Energien im Bereich der Endnachfrage mit deutlich positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten verbunden, die durch die kumulierte Einsparung teurer fossiler Energieträger mit zunehmenden Verlauf der Energiewende immer positiver ausfallen. Damit gibt es auch gute gesamtwirtschaftliche Gründe für den Ansatz „Efficiency first“. Zugleich muss berücksichtigt werden, dass die konkrete Ausgestaltung der Energiewende die gesamtwirtschaftlichen Effekte deutlich beeinflussen kann.

Die Sensitivitäten mit Restriktionen auf dem Arbeitsmarkt und zur Finanzierung von zusätzlichen Investitionen zeigen, dass gerade angesichts der sehr guten gesamtwirtschaftlichen Lage in Deutschland auch diese Aspekte zukünftig stärker beobachtet werden sollten. Die positiven Effekte der Energiewende könnten in einer Situation mit sehr hoher Auslastung der Produktionskapazitäten durch die Verdrängung alternativer Verwendungen deutlich geringer ausfallen. Allerdings gibt es derzeit keinen Grund, die Modellierung entsprechend zu verändern. Noch besteht ein ausreichend flexibles Arbeitsangebot und die Zinsen befinden sich auf historisch niedrigem Niveau. Internationale Organisationen wie IWF und OECD (2018) mahnen regelmäßig höhere Investitionen in Deutschland an.

Die Ergebnisse passen in Größenordnung und Richtung zu eigenen früheren und anderen Studien, sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Studien optimistisch sind bzgl. der Steuerungsfähigkeit des Staates und der internationalen Zusammenarbeit im Klimaschutz. Die Zielerreichung wird mit Ausnahme von Bergbau und Energieversorgung ohne deutliche Verwerfungen erwartet, u.a. weil keine konkrete Instrumentierung der Energiewende abgebildet ist. Diese Ergebnisse werden im weiteren Projektverlauf zum einen durch Sensitivitätsanalysen noch weiter differenziert. Zum anderen werden im Vorhaben die Verteilungseffekte der Energiewende genauer betrachtet. Einen ersten Hinweis auf Verteilungswirkungen liefern die Finanzierungssalden einzelner Sektoren. Demnach sind die privaten Haushalte der Sektor mit dem größten Finanzierungsbeitrag zur Energiewende. In diesem Zusammenhang bleibt im Weiteren zu prüfen, inwieweit das Konzept einer Energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung (Lehr, Walter & Lutz 2017) mit den gesamtwirtschaftlichen Ergebnissen für zu-

künftige Jahre wie etwa 2030 verknüpft werden könnte, um Aussagen über zukünftige Belastungen mit Energieausgaben daraus abzuleiten.

Auch Fragen zu den Gewinnern und Verlierern der Energiewende während der Transformation können nicht im Detail beantwortet werden. Wer letztendlich die Last der Energiewende in der Zukunft tragen wird, bleibt unbeantwortet, weil sie abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Instrumente ist. Um einen Pfad überhaupt zu ermöglichen, sind Refinanzierungsmechanismen und Ausnahmetatbestände bei der Förderung erneuerbarer Energien in die Zukunft fortgeschrieben worden. Ob diese Instrumente nun EEG heißen, oder die Überwälzung der zukünftigen Kosten in ähnlicher Größenordnung mit einem anderen Instrument umgesetzt wird, wird die Ergebnisse nur unwesentlich verändern. Wenn jedoch hypothetisch ein völlig neuer Mechanismus gefunden würde, der beispielsweise die Haushalte entlastet, wären die Effekte anders verteilt. Verteilungswirkungen lassen sich auch bezüglich der regionalen Effekte ausweisen. Die Kosten und Vorteile des Ausbaus erneuerbarer Energien sind unterschiedlich verteilt. Die intuitive Erkenntnis „Sonne im Süden, Wind im Norden“ stimmt beispielsweise nur bedingt, wenn es um die Regionalisierung von Beschäftigung und Wertschöpfung geht, wie ergänzende Untersuchungen für die einzelnen Bundesländer zeigen (Ulrich & Lehr 2018, Ulrich, Lehr & Lutz 2018).

Mit Blick auf zukünftige gesamtwirtschaftliche Analysen der Energiewende könnte die Instrumentierung der Energiewende genauer betrachtet werden. Sie kann ihrerseits die gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Effekte verändern, was auch wichtige Aussagen für die Energiepolitik liefern kann. Für wichtige neue Technologien der Energiewende wie die Elektromobilität sind die ökonomischen Auswirkungen ebenfalls spezifischer zu analysieren. Die zukünftigen Wertschöpfungsanteile und etwa die Frage, ob Batterien zukünftig in Deutschland produziert werden, sind für die betroffenen Industrien, für die Gesamtwirtschaft und auch die Höhe des Energieverbrauchs für die Herstellung wichtig, was letztlich wiederum die politische Steuerung der Energiewende beeinflusst.

8 LITERATUR

- Acatech et al. (2017) - Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina ,acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: „Sektorkopplung“ – Optionen für die nächste Phase der Energiewende, Stellungnahme November 2017, München, Halle (Saale), Mainz.
- Ahlert, G., Distelkamp, M., Lutz, C., Meyer, B., Mönnig, A. & Wolter, M. I. (2009): Das I-AB/INFORGE-Modell. In: Schnur, P. & Zika, G. [Hrsg]: Das IAB/INFORGE-Modell. Ein sektorales makroökonomisches Projektions- und Simulationsmodell zur Vorausschätzung des längerfristigen Arbeitskräftebedarfs. IAB-Bibliothek 318, Nürnberg, S. 15-175.
- Bach, S., Bork, C., Kohlhaas, M., Lutz, C., Meyer, B., Praetorius, B. & Welsch, H. (2001): Die ökologische Steuerreform in Deutschland: Eine modellgestützte Analyse ihrer Wirkungen auf Wirtschaft und Umwelt. Berlin, Heidelberg, New York.
- Bach, S., Harnisch, M. & Isaak, N. (2018): Verteilungswirkungen der Energiepolitik – Personelle Einkommensverteilung, Berlin, (im Erscheinen).
- Blazejczak, J., Edler, D., Kahlenborn, W., Linsenmeier, M., Oehlmann, M., Bacher, K., Lehr, U., Lutz, C., Nieters, A., Flaute, M., Büchele, R., Wollgam, G. & Andrä, P. (2018): Wirtschaftliche Chancen durch Klimaschutz (II): Die wachsenden Weltmärkte für Klimaschutzgüter und –dienstleistungen. In Vorbereitung, 2018.
- BMU (2018): GreenTech made in Germany 2018. Umwelttechnik-Atlas für Deutschland. Berlin.
- BMWi (2017): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin
- Boston Consulting Group (BCG), Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des BDI.
- Breitschopf, B. & Schlotz, A. (2014): Wirkung erneuerbarer Energien auf die Versorgungssicherheit. Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, gefördert durch das Ministerium für Wirtschaft und Energie, Karlsruhe.
- Cambridge Econometrics, E3M-Lab, Warwick Institute for Employment Research IER & ICF International (2015): Assessing the Employment and Social Impact of Energy Efficiency, Final report Volume 1: Main report, Cambridge.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/CE_EE_Jobs_main%2018Nov2015.pdf
- Cambridge Econometrics, E3M-Lab, Ernst & Young, exergia Energy and Environment Consultants & Warwick Institute for Employment Research IER (2013): Employment effects of selected scenarios from the Energy Roadmap 2050, Final report for the European Commission (DG Energy), Cambridge.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_report_employment_efforts_roadmap_2050_1.pdf

Clarke, L., Jiang K., Akimoto, K., Babiker, M., Blanford, G., Fisher-Vanden, K., Hourcade, J.-C., Krey, V., Kriegler, E., Löschel, A., McCollum, D., Paltsev, S., Rose, S., Shukla, P.R., Tavoni, M., van der Zwaan, B.C.C. & van Vuuren, D.P. "Assessing Transformation Pathways", in Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., Baum, I., Brunner, S., Eickemeier, P., Kriemann, B., Savolainen, J., Schlömer, S., von Stechow, C., Zwickel, T. & Minx, J.C. (eds.)] (Cambridge [UK]: Cambridge University Press and New York [NY, USA], 2014). p.450. Online available at: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_chapter6.pdf

Dena, Prognos, Ecofys & PWC (2017) Gesamtwirtschaftliche Einordnung der ESG, Berlin, Basel, Freiburg, Düsseldorf.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/gesamtwirtschaftliche-einordnung-esg.pdf?__blob=publicationFile&v=12

Destatis (2015): Bevölkerung Deutschlands bis 2060. 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden.

Destatis (2018): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Sektorkonten. Jahresergebnisse ab 1991, Stand: Februar 2018, Wiesbaden.
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/Nationaleinkommen/SektorkontenPDF_5812105.pdf?__blob=publicationFile

E3MLab (2016): Technical report on macroeconomic Member State results of the EUCO policy scenarios. December 2016.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20161219_-_technical_report_on_macroeconomic_results_gem-e3.pdf

EC (2014): Commission Staff Working Document Impact Assessment. Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. SWD(2014) 15 final, Brussels. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>

EC (2017): Case study – technical analysis on capacity constraints and macroeconomic performance. Technical Study on the Macroeconomics of Climate and Energy Policies, Study prepared by Cambridge Econometrics, E3-Modelling, Cambridge, Brussels.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/case_study_2_capacity_constraints_and_macro_performance.pdf

EC (2016): Commission Staff Working Document Impact Assessment. Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2012/27/EU on Energy Efficiency SWD(2016) 405 final, Brus-

sels.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_impact_assessment_part1_v4_0.pdf

EWK [Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“] (2014): Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Berlin, Münster, Stuttgart.

EWK [Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“] (2015): Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart.

Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.) (1999): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland, Heidelberg.

Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, TU Wien, M-Five & TEP Energy (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg.

Fraunhofer ISI, Ecofys, Energy Economics Group, Rütter + Partner Socioeconomic Research & SEURECO (2014): Employment and growth effects of sustainable energies in the European Union, Karlsruhe.

GWS, Prognos & EWI (2014): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Osnabrück, Köln, Basel.

ICCT (2017): European Vehicle Market Statistics – Pocketbook 2017/18. Berlin.

IEA (2014): Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency. Paris.

IEA (2015a): World Energy Outlook 2015. Paris.

IEA (2015b): Medium-Term Market Report 2015. Market Analyses and Forecasts to 2020. Paris

IEA (2016): World Energy Outlook 2016. Paris

ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Deutsche Energieagentur, Bereich Gebäude, Ecofys Germany GmbH, Bergische Universität, Klinski, S. & Technische Universität Darmstadt (2014): 100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.

IMF (2016): After Paris: Fiscal, Macroeconomic, and Financial Implications of Climate Change. Prepared by Farid, M., Keen, M., Papaioannou, M., Parry, I., Pattillo, C., Ter-Martirosyan, A. & other IMF Staff, January 2016.

<https://www.imf.org/external/pubs/ft/sdn/2016/sdn1601.pdf>

Initiative Energieeffizienz-Netzwerke (2015): Praxis-Leitfaden zur Initiative Energieeffizienz-Netzwerke, Ausgabe 2015-1.

Institut Wohnen und Umwelt (IWU) & Fraunhofer IFAM (2016): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2015, Darmstadt, Bremen 2016.

- IRENA (2016): Renewable Energy Benefits. Measuring the Economics. Abu Dhabi.
- IRENA, IEA & REN21 (2018): Renewable Energy Policies in a Time of Transition.
http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf
- Lehr, U. (2009): More Baskets? Renewable Energy and Energy Security. GWS Discussion Paper 2009/8, Osnabrück.
- Lehr, U., Lutz, C. & Becker, L. (2018): Zur Berechnung der durch den Ausbau erneuerbarer Energien und durch Energieeffizienz verminderten Importe fossiler Brenn- und Kraftstoffe, Methode und Ergebnisse für die Jahre 2000 bis 2015, Osnabrück.
- Lehr, U., Lutz, C. & Ulrich, P. (2013): Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Klimaschutzmaßnahmen und -instrumenten: Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Climate Change 21/2013, Dessau-Roßlau.
- Lehr, U., Mönnig, A., Wolter, M. I., Lutz, C., Schade, W. & Krail, M. (2011): Die Modelle ASTRA und PANTA RHEI zur Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Wirkungen umweltpolitischer Instrumente - ein Vergleich. GWS Discussion Paper 11/4, Osnabrück.
- Lehr, U., Ulrich, P., Lutz, C., Blazeczak, J. & Edler, D. (2018): Beschäftigungschancen auf dem Weg zu einer Green Economy – szenarienbasierte Analyse von (Netto-) Beschäftigungswirkungen, im Erscheinen.
- Lehr, U., Ulrich, P., Lutz, C., Thobe, I., Edler, D., O’Sullivan, M., Simon, S., Naegler, T., Pfennig, U., Peter, F., Sakowski, F. & Bickel, P. (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Osnabrück, Berlin, Stuttgart.
- Lehr, U., Walter, H. & Lutz, C. (2017): Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung – Methoden und exemplarische Berechnungen. Osnabrück.
- Lutz, C. (2011): Energy scenarios for Germany: Simulations with the model PANTA RHEI. In: Mullins, D., Viljoen, J. & Leeuwener, H. [editors]: Interindustry Based Analysis of Macroeconomic Forecasting. Proceedings from the 19th INFORUM World Conference, Pretoria. S. 203-224.
- Maier, T., Mönnig, A., Zika, G. (2015): Labour demand in Germany by industrial sector, occupational field and qualification until 2025 - Model calculations using the IAB/INFORGE model. Economic Systems Research, 27, 19-42.
- Lutz, C. & Breitschopf, B. (2016): Systematisierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte und Verteilungswirkungen der Energiewende. GWS Research Report 2016/1, Osnabrück.
- Maier, T., Mönnig, A., & Zika, G. (2015): Labour demand in Germany by industrial sector, occupational field and qualification until 2025 - model calculations using the IAB/INFORGE model. In: Economic Systems Research 27(1), 19–42. DOI: 10.1080/09535314.2014.997678.

- OECD (2017): Investing in Climate, Investing in Growth, OECD Publishing, Paris.
<http://dx.doi.org/10.1787/9789264273528-en>
- OECD (2018): Economic Surveys: Germany 2018, OECD Publishing, Paris.
http://dx.doi.org/10.1787/eco_surveys-deu-2018-en
- Öko-Institut (2017): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen, Arbeitspapier vom 24.10.2017, Berlin. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen.pdf>
- Öko-Institut & Fraunhofer-ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.
- Öko-Institut, DLR, Ifeu & INFRAS (2016): Endbericht Renewbility III. Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Berlin, Darmstadt, Freiburg, Heidelberg, Zürich. Vorhaben im Auftrag des BMUB. http://www.renewbility.de/wp-content/uploads/Renewbility_III_Endbericht.pdf
- Öko-Institut & TML Leuven (2016): Electric mobility in Europe – Future impacts on the emissions and energy system. Final report of task 2 - Assessing the status of electrification of road transport passenger vehicles and potential future implications for the environment and European energy. [Online]
<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Assessing-the-status-of-electrification-of-the-road-transport-passenger-vehicles.pdf>
- O'Sullivan, M., Edler, D. & Lehr, U. (2018): Ökonomische Indikatoren des Energiesystems – Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000–2016. [GWS Research Report 2018/1](#), Osnabrück.
- Pollitt, H., Alexandri, E., Anagnostopoulos, F., De Rose, A., Farhangi, C., Hoste, T., Markkanen, S., Theillard, P., Vergez, C., Boogt, M. (2017): The macro-level and sectoral impacts of Energy Efficiency policies. Final report. European Union, July 2017.
- Prognos, EWI & GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (heute: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), Basel, Köln, Osnabrück.
- Prognos (2015): Prognos Economic Outlook, Ausgabe 2015, Freiburg.
- Prognos, EWI & GWS (2011): Energieszenarien 2011. Studie im Auftrag des BMWi, Basel, Köln, Osnabrück.
- Prognos, EWI & GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie im Auftrag des BMWi, Basel, Köln, Osnabrück.
- UBA (2008): Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland - Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland. UBA-FB 000969, Max-Planck-Institut für Meteorologie (MPI-M), Hamburg, im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- UBA (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Dessau-Roßlau, 2012.

UBA (2017): Feinstaub.

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub>. Abgerufen am 28.09.2017)

Ulrich, P. & Lehr, U. (2018): Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern – Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2016 in den Bundesländern. GWS Research Report 2018/2, Osnabrück.

Ulrich, P, Lehr, U. & Lutz, C. (2018): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende in den Bundesländern. Methodische Ansätze und Ergebnisse, GWS Research Report 2018/4, Osnabrück.

West, G.R. (1995): Comparison of input-output, input-output + econometric and computable general equilibrium impact models at the regional level. Economic Systems Research, 7, 209-227.

Zika, G., Helmrich, R., Maier, T., Weber, E. & Wolter, M. (2018): Arbeitsmarkteffekte der Digitalisierung bis 2035: Regionale Branchenstruktur spielt eine wichtige Rolle. (IAB-Kurzbericht, 09/2018), Nürnberg.

9 ANHANG

9.1 NATIONALES ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES MODELL PANTA RHEI

9.1.1 EINORDNUNG GESAMTWIRTSCHAFTLICHER MODELLE

Für die Quantifizierung gesamtwirtschaftlicher Effekte der Energiewende kann bereits auf vielfältige Modellansätze zur makroökonomischen Bewertung von Klimaschutz bzw. Energiepolitik und Wirtschaftspolitik allgemein zurückgegriffen werden. Überblicke zu den Modellansätzen finden sich u.a. in West (1995), Forum für Energiemodelle (1999), IEA (2014, S. 56ff), Lutz & Breitschopf (2016) und zuletzt EC (2017).

Basis der gesamtwirtschaftlichen Modelle sind die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen (VGR) der amtlichen Statistik (Destatis 2018), die im Kontensystem die Aktivitäten der Transaktoren Staat, Unternehmen, private Haushalte und Staat sowie übrige Welt und ihre Verknüpfung auf der nationalen Ebene zeitnah jährlich erfassen. Zusätzlich werden die Verflechtungen verschiedener Wirtschaftssektoren in sogenannten Input-Output-Tabellen mit größerer zeitlicher Verzögerung beschrieben. Das Kontensystem der VGR (zumindest wesentliche Teile) und Input-Output-Daten sind deshalb notwendiger Bestandteil aller gesamtwirtschaftlichen Modelle, die Wirkungen von Maßnahmen und Instrumenten erfassen, die über den direkt betroffenen Sektor bzw. Wirkungskanal hinausgehen und nicht nur die Gesamtwirtschaft als ein Aggregat betrachten.

Letztlich lassen sich drei Grundtypen der gesamtwirtschaftlichen Modelle mit Sektordifferenzierung unterscheiden, die in Deutschland und auf EU-Ebene für die gesamtwirtschaftliche Bewertung der Energiewende eingesetzt werden: Allgemeine Gleichgewichtsmodelle (CGE), makroökonomische Modelle (teils auch als makroökonomische Input-Output-Modelle bezeichnet), sowie System Dynamics Modelle. Die Datenanforderungen an die Modelle sind ähnlich. Neben den Daten der VGR und Input-Output-Tabellen nutzen sie zusätzlich Energiedaten. Daneben treten einfache Input-Output-Modelle, die zur Bestimmung indirekter Effekte eingesetzt werden, aber keine Rückkopplungen abbilden können.

Gemäß einer aktuellen EU-Studie, lassen sich die beiden ersten Modelltypen wie folgt unterscheiden (EC 2017): Computable General Equilibrium (CGE) Modelle basieren auf neoklassischer Theorie, wonach Haushalte und Unternehmen ihren Nutzen bzw. Gewinn maximieren. Die Märkte sind in der Regel geräumt, d.h. Angebot und Nachfrage gleichen sich aus und die Ressourcen sind voll ausgelastet. Unfreiwillige Arbeitslosigkeit ist im Standardfall nicht möglich. Höhere Nachfrage nach einem Gut (z.B. für die Energiewende) führt zu höheren Preisen und einer (optimalen) Neuallokation der Ressourcen. Makroökonomische Modelle kommen aus einer Post-Keynesianischen Theorierichtung, die die Nachfrageseite stärker betont, wobei anders als bei einfachen Input-Output-Ansätzen beide Marktseiten eine wichtige Rolle spielen. Verhaltensparameter werden durch ökonometrische Schätzung von Zeitreihendaten bestimmt, sodass die Empirie von großer Bedeutung ist. Märkte sind in der Regel nicht geräumt. Es tritt unfreiwillige Arbeitslosigkeit auf. Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage

werden eher durch Mengen- als durch Preiseffekte ausgeglichen. In der Studie wird aber auch betont, dass die zur Politikberatung eingesetzten Modelle sich von starren Theorien lösen, um die Wirklichkeit angemessener abzubilden. Sie nähern sich in Teilen an. Die Studie von Pollitt et al. (2017) gibt einen Einblick in unterschiedliche Reaktionsweisen der beiden Modelltypen). Frühere Vergleiche finden sich u.a. in Cambridge Econometrics et al. (2013). Im makroökonomischen Modell E3ME fallen in diesen Analysen die Effekte der Energiewende bzw. von Klimaschutz eher positiver bzw. eher größer aus als in den eingesetzten CGE-Modellen.

Systemdynamische Modelle sind weniger theoriegeleitet, sondern betonen vor allem Rückkopplungseffekte. Das ASTRA-Modell als wichtigster Vertreter „ist ein Multi-Paradigmen-Simulationsmodell, in welchem System Dynamics strukturgebend fungiert“ (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, S. 400). Im genannten Vorhaben wird das nationale ASTRA-Modell zusammen mit einem internationalen CGE-Modell eingesetzt.

Ein früherer Modellvergleich von PANTA RHEI und der europäischen Version von ASTRA findet sich in Lehr et al. (2011). Demnach fallen z.B. die positiven gesamtwirtschaftlichen Wirkungen allgemein höherer Investitionen zwar richtungsgleich, in ASTRA-EU aber stärker aus als in PANTA RHEI. Die Autoren kommen aber zum Schluss, dass „letztlich die Ergebnisse beider Modelle in den Experimenten aber richtungsgleich und die Unterschiede in der Größenordnung der Effekte zumindest zu guten Teilen durch unterschiedliche Modellzusammenhänge zu erklären [sind]“ (Lehr et al. 2011, S.70).

9.1.2 BESCHREIBUNG PANTA RHEI

PANTA RHEI ist in der oben aufgeführten Modellsystematik ein makroökonomisches Modell. Es wird jährlich aktualisiert und durch Anwendungen u.a. für den Arbeitsmarkt, Energiewende und Klimaschutz regelmäßig evaluiert. Die ökonometrisch geschätzten Gleichungen werden dabei regelmäßig im Modellzusammenhang auf ihren Erklärungsgehalt hin getestet.

Einen Einblick in die Struktur des Modells PANTA RHEI gibt das in der folgenden Abbildung dargestellte Flussdiagramm. Neben der umfassenden ökonomischen Modellierung werden die Bereiche Energieverbräuche und Luftschadstoffe, sowie Verkehr und Wohnungen detailliert erfasst. Alle Modellteile sind konsistent miteinander verknüpft. Der Verkehrsbereich liefert z. B. den Treibstoffverbrauch in Litern, der mit den Literpreisen multipliziert unmittelbar in die monetäre Vorleistungsnachfrage der Industrie und die Konsumnachfrage der Privaten Haushalte eingeht. Änderungen der Steuersätze auf Treibstoffe führen dann einerseits zu geänderten Steuereinnahmen und vielfältigen ökonomischen Anpassungsprozessen. Andererseits lösen die Preisänderungen für Treibstoffe ihrerseits Verhaltensanpassungen aus, die im Modellrahmen erfasst werden.

Das Modell wird voll interdependent gelöst, d.h. dass die Wirkungen einer Maßnahme auf alle Modellvariablen gleichzeitig erfasst werden und keine Effekte „verloren gehen“. Das Modell enthält eine Fülle gesamtwirtschaftlicher Größen auf Basis der amtlichen Statistik und erlaubt sektorale Aussagen nach 63 Wirtschaftsbereichen. Die Energiebilanzen der AG Energiebilanzen sind voll in das Modell integriert. Die Verhaltenspara-

9.2 BESCHREIBUNG DER ENERGIEMODELLE

Die Analysen und Prognosen des Endenergieverbrauchs basieren auf einem modular aufgebauten Modellsystem. Hier wird auch die Synthese der Berechnungen vorgenommen, die in den einzelnen Nachfragemodulen für den Energieverbrauch der Sektoren Private Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr ermittelt wird.

Bei den Sektormodulen handelt es sich um robuste Bottom-up-Modelle, die auf Basis geeigneter und weiter unten näher beschriebener Leitvariablen den sektoralen Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken ermitteln. Der Einsatz von Bottom-up-Modellen erlaubt unter anderem die Variation von Parametern (politische Maßnahmen) in Szenarien, Sensitivitäten und Variantenrechnungen angemessen zu berücksichtigen.

Energieverbrauch der Privaten Haushalte

Die Energienachfrage im Sektor Private Haushalte wird differenziert nach den Verwendungszwecken Raumwärme, Warmwasser, Kochen sowie Strombedarf für Elektrohaushaltsgeräte analysiert und fortgeschrieben.

Mit dem Gebäudebestandsmodell werden die Wohnflächen nach Gebäudetypen (Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser), Gebäudealtersklassen und Beheizungsstrukturen differenziert und der Energieverbrauch nach Energieträgern berechnet. Hierzu gehen in das Modell spezifische Annahmen über Wohnflächenzugänge und ihre Beheizungsstrukturen sowie über Wohnflächenabgänge (Verteilung nach Gebäudetypen und -altersklassen) ein. In einer Substitutionsmatrix werden zusätzliche Annahmen zum Ersatz eines Heizsystems durch ein anderes gemacht. Leitvariablen für die Fortschreibung der Wohnflächen sind die Bevölkerung und Annahmen über die Entwicklung der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf. Die energetische Qualität der Wohnflächen wird durch gebäude- und baualtersklassenspezifische Heizwärmebedarfe modelliert, die sich ihrerseits durch Abgang, Zugang und Sanierung von bestehenden Wohnflächen im Zeitablauf ändern. Für die Prognosen und Szenarien werden die zentralen Leitvariablen fortgeschrieben.

Der Stromverbrauch für die Nutzung elektrischer Haushaltsgeräte wird bestimmt durch die Ausstattung der Privathaushalte mit Elektrogeräten und den spezifischen Stromverbrauch der Geräte. Für Prognosen und Szenarien werden Annahmen getroffen über die künftige Entwicklung der gerätespezifischen Stromverbräuche, über die künftige Ausstattung der Haushalte mit Geräten, über die durchschnittliche Lebensdauer der Geräte (Kohortenmodelle).

Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Die Heterogenität des Sektors GHD legt es nahe, den Sektor in Subsektoren aufzuspalten und diese getrennt fortzuschreiben. Unterschieden wird nach 11 Subsektoren, darunter Landwirtschaft/ Gärtnereien, industrielles/handwerkliches Klein Gewerbe, Bau gewerbe, Handel, Kredit-/Versicherungsgewerbe, Verkehr/Nachrichtenübermittlung, übrige private Dienstleistungen, Gesundheitswesen, Unterrichtswesen, öffentliche Verwaltung/Sozialversicherung, Verteidigung/Militär. Bei den Verwendungszwecken

Raumwärme und Prozesswärme bestehen Parallelen zum Haushaltssektor. Daneben wird nach den Verwendungszwecken Kühlen und Lüften, Beleuchtung, Bürogeräte sowie Kraftanwendungen differenziert.

Der Energieverbrauch für Raumwärme wird mit Hilfe der Beschäftigungsentwicklung und einem Flächenindikator (Veränderung der Fläche/Beschäftigten) fortgeschrieben, weil im Gegensatz zum Haushaltssektor nur grobe Flächenangaben für einzelne Zeitpunkte und keine direkt einsetzbaren Zugangs-/Abgangsdaten (an beheizten Flächen) vorliegen. Gegenüber den Wohngebäuden bzw. dem Sektor Private Haushalte ist die Erneuerungsrate in diesem Bereich höher, was in den Modellen berücksichtigt wird.

Die Fortschreibung des Energieverbrauchs für die übrigen Verwendungszwecke wird mit Hilfe von Mengenindikatoren (Beschäftigte, Wertschöpfung, Ausstattungsgrade mit Maschinen, Anlagen, Bürogeräten etc.) und Annahmen zur technischen/energetischen Qualität erstellt.

Energieverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe

Die Analyse und Fortschreibung des Energieverbrauchs in der Industrie erfolgt auf Basis der Energieverbräuche der Industriestatistik für 28 Branchen in Abhängigkeit zweier Faktoren: der Entwicklung der Produktion bzw. Wertschöpfung der Branche und der Veränderung des spezifischen Energieverbrauchs (je Produktions- bzw. Wertschöpfungseinheit) der Branche. Dabei wird nach den wichtigsten Brennstoffen (Stein-, Braunkohle, Heizöl leicht, Heizöl schwer/mittelschwer, Erdgas) sowie Strom, Fernwärme und erneuerbaren Energien differenziert. Für einige Branchen (z.B. Metallherzeugung) ist die Verwendung von Mengenindikatoren (produzierte Tonnen) anstelle der Wertindikatoren vorteilhaft und wird – wo möglich – angewendet. Anschließend werden die fortgeschriebenen Verbräuche nach den 14 Branchen der Energiebilanz aggregiert, auf das Verbrauchsniveau der Energiebilanz (im Gegensatz zur Industriestatistik ohne Umwandlungseinsätze) adaptiert und um die in der Industriestatistik fehlenden Energieträger (Fernwärme, einzelne Gase, Erneuerbare) ergänzt.

Energieverbrauch im Sektor Verkehr

Das Verkehrsmodul unterscheidet nach den Verkehrsträgern Straße, Schiene, Luft, Binnenschifffahrt einerseits und den Verkehrsarten Güterverkehr und Personenverkehr andererseits. Leitvariablen für die Ermittlung des Energieverbrauchs in Prognosen und Szenarien im Sektor Verkehr sind die erwarteten Verkehrsleistungen im Güter- und Personenverkehr, die Veränderungen im Modalsplit zwischen den Verkehrsträgern und die Veränderungen in den Auslastungsgraden (Güterverkehr) bzw. Belegungskennziffern (Personenverkehr).

Für die Fortschreibung werden im Einzelnen Annahmen getroffen über die Bestände und deren technologische und energetische Qualität (PKW, Busse, motorisierte Zweiräder und Nutzfahrzeuge), über die Ausstattung und Lebensdauer der Fahrzeuge. Diese Annahmen schlagen sich im spezifischen Verbrauch der einzelnen Fahrzeugkategorien nieder. Darüber hinaus werden Annahmen über das künftige Nutzungsverhalten und organisatorische Veränderungen (z.B. Mobil-Management, Verkehrsflusssteuerung, Flottenmanagement) sowie über die Energieträgersubstitutionen innerhalb der

Verkehrsträger (z.B. auf der Schiene von Diesel zu Strom, bei PKW von Benzin zu Diesel, Gas oder Strom) getroffen.

Der Energieverbrauch des Verkehrs wird wie in der Energiebilanz üblich nach dem Inlandsverbrauchskonzept ermittelt.

Nichtenergetischer Verbrauch

Der nichtenergetische Verbrauch tritt hauptsächlich in der chemischen Industrie und der Kunststoffindustrie auf. In einem Raffinerie-Modul wird er einerseits mit den Wertschöpfungsindizes dieser Branchen fortgeschrieben. Darüber hinaus wird die Entwicklung des jeweiligen spezifischen Verbrauchs berücksichtigt.

Strommarktmodell

Prognos verfügt über ein europäisches Strommarktmodell, in dem Großkraftwerke (ab 100 MW) in der EU-27 (bzw. 20 MW in einzelnen Ländern) einzeln abgebildet sind. Das Modell simuliert stundenscharf den Kraftwerkseinsatz entsprechend den aktuellen bzw. zukünftigen ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen. Der Strom-austausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Großhandelspreise und den vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet.

Modellinput sind die (konventionellen) Kraftwerke in den einzelnen Ländern. Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt i.d.R. automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft, so dass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist. Das Modell hat derzeit einen Zeithorizont bis 2050.

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage der Grenzkostenlogik in Jahresscheiben (Merit Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten läuft am längsten, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihrer Grenzkosten ein, bis die Last für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk (mit den höchsten Grenzkosten) den Preis. Stromspeicher (insbesondere Speicherwasserkraftwerke) werden bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Diese Anlage bieten zu Grenzkosten, so dass der Ertrag dieser Anlagen über das Jahr maximiert wird.

Der Zubaubedarf für Kraftwerke wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres in dem jeweiligen Land und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark, Stromspeicher, Lastmanagementpotenzial) ermittelt. Erneuerbare werden nach exogenen Vorgaben, unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale, zugebaut. Ihr Beitrag zur Leistung wird vom Zubaubedarf abgezogen. Der weitere Zubaubedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Diese werden anhand ihrer Wirtschaftlichkeit zugebaut. Dabei werden 15 Kraftwerkstypen nach Brennstoff und Betriebsart unterschieden. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst ihre Position in der Merit Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet.

Die im Modell berechneten Großhandelspreise sind eine Funktion der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Kraftwerkswirkungsgrade und der variablen Betriebskosten

inklusive der An- und Abfahrkosten der eingesetzten Kraftwerke. Diese Großhandelspreise wiederum bestimmen die Jahreserlöse eines Kraftwerksblocks im jeweiligen regionalen Markt.

In das Modell fließen unter anderem folgende Eingangsparameter ein:

- Jahreslastgang als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden
- Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen
- Preis für CO₂-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik
- Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten von Kraftwerken
- Der Wirkungsgrad von Kraftwerken
- Politische Rahmenbedingungen (z.B. Kernenergie)
- Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Bei der jährlichen Stromnachfrage werden nicht nur die vier Endverbrauchssektoren (PHH, Industrie, GHD, Verkehr) berücksichtigt, sondern auch der allfällige Strombedarf von Wärmenetzen und der Strombedarfs des Umwandlungssektor (u.a. Eigenverbrauch Raffinerien und Wasserstoffsynthese (PtX)).

Wärmemarktmodellierung

Die Festlegung der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen in den Szenarien erfolgt auf Basis der Kosten, Potenziale und technischen Rahmenbedingungen der einzelnen Optionen. Die wesentlichen Optionen zur Fernwärmeerzeugung sind:

- Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen (Erdgas, Kohle, Abfall, Biomasse),
- Heizkessel (Erdgas, Abfall, Biomasse),
- Tiefe Geothermie,
- Solarthermie,
- PtHeat (Elektrokessel und Wärmepumpen) und
- industrielle Abwärme (ggf. mit Wärmepumpen gekoppelt).

Die mögliche Erzeugung aus KWK-Anlagen wird dabei aus dem Strommarktmodell übernommen. Für typische Wärmenetze (innerstädtisch mit hohen Temperaturen und neue Wärmenetze mit einem geringen Temperaturniveau) wird die Zusammensetzung der Optionen sinnvoll abgeschätzt.

Da das Thema der leitungsgebundenen Wärmeerzeugung sehr komplex ist (viele verschiedenen Technologien, z.T. fluktuierende Erzeugung, Rückkopplung zum Strommarkt, räumliche Dimension) erfolgt die Bestimmung der Zusammensetzung nicht mit einem geschlossenen Berechnungsalgorithmus (Gefahr von mangelnder Flexibilität und Reagibilität auf spezifische Szenarienanforderungen), sondern mit Hilfe von Setzungen, die aus den Rahmenbedingungen, den Szenariodefinitionen und ggf. modularen „Nebenrechnungen“ (z. B. zur Wirtschaftlichkeit) abgeleitet werden.

Primärenergieverbrauch, Energiebilanzen und Emissionsbilanzen

Als Summe von Endenergieverbrauch, nichtenergetischem Verbrauch und den Energieverbräuchen in den Umwandlungssektoren wird der Primärenergieverbrauch berechnet. Die Energiebilanzen werden entsprechend dem Schema der AG Energiebilanzen zusammengestellt.

Die Bilanzen für die energiebedingten Emissionen von CO₂, CH₄, N₂O werden entsprechend den internationalen Konventionen unter Verwendung der Emissionsfaktoren (basierend auf Angaben des UBA) im Rahmen der Gesamtsynthese berechnet.