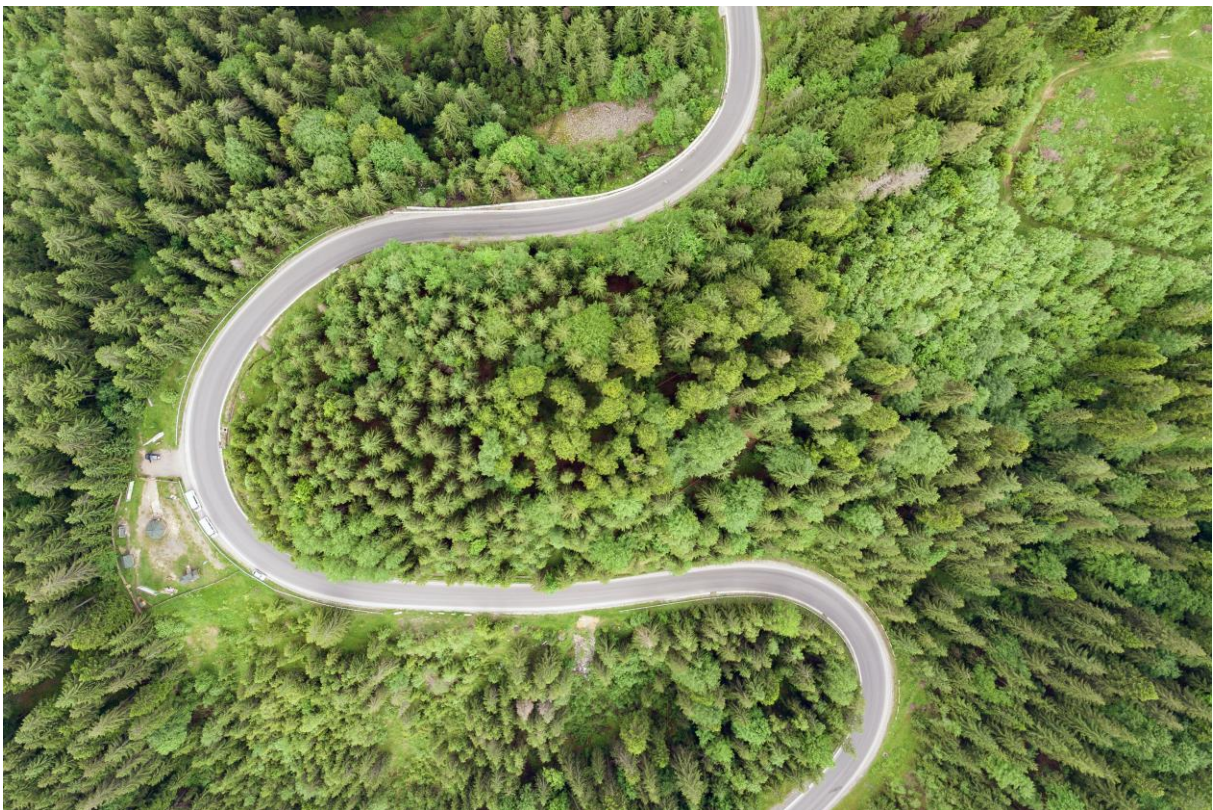

Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050

Dokumentation von Referenzszenario
und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030
10. März 2020



© iStock – bilanol

Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050

Dokumentation von Referenzszenario
und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030
10. März 2020

Von

Prognos AG
Fraunhofer ISI
GWS
iinas

Autoren

Andreas Kemmler (Projektleitung)
Almut Kirchner
Alex Auf der Maur
Florian Ess
Sven Kreidelmeyer
Alexander Piégsa
Thorsten Spillmann
Marco Wunsch
Inka Ziegenhagen

Im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Abschlussdatum

10. März 2020

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	3	
Abbildungsverzeichnis	4	
Glossar	7	
Zusammenfassung	9	
1	Methodisches Vorgehen, Szenariendefinition	15
1.1	Hintergrund	15
1.2	Methodisches Vorgehen	15
1.3	Szenariendefinitionen	17
1.3.1	Referenzszenario	17
1.3.2	Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030	18
2	Rahmenbedingungen	19
3	Referenzszenario	24
3.1	Treibhausgase und Energieverbrauch im Überblick	24
3.1.1	Treibhausgasemissionen	24
3.1.2	Primärenergieverbrauch	26
3.1.3	Endenergieverbrauch	27
3.2	Endverbrauchssektoren	29
3.2.1	Verkehrssektor	29
3.2.2	Industriesektor	33
3.2.3	Private Haushalte	36
3.2.4	Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Landwirtschaft	39
3.3	Strom- und Fernwärmeerzeugung	42
4	Maßnahmen-Set des Klimaschutzprogramms 2030	46

4.1	Übergeordnete Maßnahmen	46
4.1.1	Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG	46
4.1.2	Strompreissenkung	48
4.2	Sektorale Maßnahmen	48
4.2.1	Verkehrssektor	48
4.2.2	Industriesektor	53
4.2.3	Gebäudesektor (Sektoren Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen)	58
4.2.4	Energiewirtschaft (Strom, Fernwärme)	65
5	Ergebnisse des Szenarios mit Klimaschutzprogramm 2030	68
5.1	Treibhausgase und Energieverbrauch im Überblick	68
5.1.1	Treibhausgasemissionen	68
5.1.2	Primärenergieverbrauch	70
5.1.3	Endenergieverbrauch	71
5.2	Endverbrauchssektoren	74
5.2.1	Verkehrssektor	74
5.2.2	Industriesektor	78
5.2.3	Private Haushalte	84
5.2.4	Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, inkl. Landwirtschaft	86
5.3	Strom- und Fernwärmeerzeugung	89
5.4	Sonstige Umwandlung	95
6	Ergänzende Optionen zur Schließung der Ziellücke bis 2030	97
7	Quellenverzeichnis	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung zentrale Rahmendaten, 2000 bis 2050	10
Tabelle 2:	Vergleich Sektorziele KSG und Szenario mit Klimaschutzplan	13
Tabelle 3:	Bruttowertschöpfung nach Branchen, 2000 bis 2050	21
Tabelle 4:	Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzgesetz und Referenz	26
Tabelle 5:	CO ₂ -Preis in nEHS für Verkehr und Wärme	47
Tabelle 6:	Maßnahmen im Verkehrssektor	49
Tabelle 7:	Maßnahmen im Industriesektor	54
Tabelle 8:	Maßnahmen im Gebäudesektor	59
Tabelle 9:	Förderkonditionen für den Ersatz des Wärmeerzeugers	62
Tabelle 10:	Maßnahmen im Strom- und Fernwärmesektor	65
Tabelle 11:	Zielmodell (installierte Leistung, Stromerzeugung) für den Ausbau erneuerbarer Energien im Klimaschutzprogramm	66
Tabelle 12:	Vergleich Sektorziele KSG und Szenario mit Klimaschutzplan	69
Tabelle 13:	Vergleich der THG-Emissionen beider Szenarien bis 2030	81
Tabelle 14:	Volllaststunden variabler erneuerbarer Energien	92

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Referenzszenario: THG-Emissionen nach Sektoren	11
Abbildung 2:	THG-Emissionen im Szenario mit Klimaschutzprogramm	12
Abbildung 3:	Bevölkerung, Haushalte und Erwerbstätige	19
Abbildung 4:	BIP und Bruttowertschöpfung (BWS)	20
Abbildung 5:	Grenzübergangspreise und CO ₂ -Preis im ETS	22
Abbildung 6:	Treibhausgasemissionen nach Sektoren	24
Abbildung 7:	Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplan	25
Abbildung 8:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	27
Abbildung 9:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern	28
Abbildung 10:	Endenergieverbrauch nach Sektoren	29
Abbildung 11:	Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr	30
Abbildung 12:	Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger	30
Abbildung 13:	Pkw-Bestand nach Antrieb	31
Abbildung 14:	Endenergieverbrauch nach Verkehrszweigen	32
Abbildung 15:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehrssektor	33
Abbildung 16:	Produktionsmengen im Industriesektor	34
Abbildung 17:	Energieverbrauch nach Energieträgern im Industriesektor	35
Abbildung 18:	Energieverbrauch nach Anwendungen im Industriesektor	36
Abbildung 19:	Wohnfläche nach Beheizungsstruktur	37
Abbildung 20:	Energieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Haushalte	38
Abbildung 21:	Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im Sektor PHH	39
Abbildung 22:	GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Energieträgern	40
Abbildung 23:	GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen	41

Abbildung 24:	Installierte Nettoleistung variabler erneuerbarer Energien	43
Abbildung 25:	Bruttostromverbrauch	43
Abbildung 26:	Nettostromerzeugung	44
Abbildung 27:	Szenario mit Klimaschutz: THG-Emissionen nach Sektoren	68
Abbildung 28:	Szenario mit Klimaschutzprogramm: Primärenergieverbrauch	70
Abbildung 29:	Endenergieverbrauch nach Sektoren	72
Abbildung 30:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern	72
Abbildung 31:	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	73
Abbildung 32:	Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr	74
Abbildung 33:	Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger	75
Abbildung 34:	Pkw-Bestand nach Antriebsarten	76
Abbildung 35:	Schwere Nutzfahrzeuge, Bestand nach Antriebsarten	77
Abbildung 36:	Endenergieverbrauch nach Energieträger im Verkehrssektor	78
Abbildung 37:	Energieverbrauch nach Energieträgern im Industriesektor	79
Abbildung 38:	Energieverbrauchsanteile nach Anwendungen im Industriesektor	80
Abbildung 39:	Szenarienvergleich im Industriesektor	81
Abbildung 40:	Szenarienvergleich THG-Emissionen nach Branchen	83
Abbildung 41:	Wohnfläche nach Beheizungsstruktur	84
Abbildung 42:	Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im Sektor PHH	85
Abbildung 43:	Energieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Haushalte	86
Abbildung 44:	GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Energieträgern	87
Abbildung 45:	GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen	88
Abbildung 46:	THG-Emissionen im Gebäudesektor	89
Abbildung 47:	Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch	90
Abbildung 48:	Variable erneuerbare Energien	91
Abbildung 49:	Nettoleistung und Nettostromerzeugung	93

Abbildung 50:	Fernwärmeerzeugung	94
Abbildung 51:	THG-Emissionen in der Energiewirtschaft	95

Glossar

BEHG	Brennstoffemissionshandels-Gesetz
CCS/CCU	Carbon Capture and Storage / Carbon Capture and Utilisation
CDA	Carbon Direct Avoidance
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
ct	EURO-Cents
EEV	Endenergieverbrauch
EMS	Energie-Management-System
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
H ₂	Wasserstoff
IKT	Information, Kommunikation, Telekommunikation
KdU	Kosten der Unterkunft
KMU	Kleine und Mittlere Unternehmen
KSP	Klimaschutzprogramm
KW	Kraftwerk
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquefied Natural Gas
LULUCF	Land-use, land-use change and forestry
N ₂ O	Lachgas
MAP	Marktanreizprogramm
Mt	Megatonne

nEHS	nationales Emissionshandelssystem
PHH	Private Haushalte
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
PtX (G/H/H ₂ /L)	Power-To-X (Gas/Heat/Hydrogen/Liquids)
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
THG	Treibhausgase (u. a. CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, F-Gase)
TWh	Terawattstunden
WLTP	Worldwide Harmonized Light Duty Test Procedure

Zusammenfassung

Die vorliegenden Szenarienarbeiten sind aus einem vom BMWi beauftragten Forschungsvorhaben hervorgegangen, in dem Projektionen und Folgeabschätzungen zur weiteren Entwicklung des Energiesystems bis 2030 und darüber hinaus vorgenommen werden. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Es werden zwei unterschiedliche Szenarien für das Energiesystem berechnet:

- eine Referenzentwicklung, welche auf den bis Ende 2017 eingeführten politischen Maßnahmen basiert und aktuelle Trends fortschreibt, sowie
- ein Szenario mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030.

Der Vergleich der Szenarien beschreibt die Wirkung des Maßnahmen-Sets des Klimaschutzprogramms 2030. Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden die Ergebnisse dieser Modellrechnungen dargestellt. Zur Berechnung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieangebot in den beiden Szenarien werden sektorale Energiemodelle eingesetzt. Es handelt sich um Bottom-up-Modelle, die Technologien und deren Einsatz detailliert abbilden können. Die Energiemodelle für die vier Nachfragesektoren Industrie, Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD), Verkehr und Private Haushalte sind Simulationsmodelle. Die Stromerzeugung wird mit einem gesamteuropäischen Marktmodell berechnet.

Die verbrennungsbedingten Treibhausgas-Emissionen ergeben sich aus der Verknüpfung von Energieverbrauch und energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren. Die verbrennungsbedingten Emissionen werden ergänzt durch die nicht-verbrennungsbedingten Emissionen aus den Bereichen industrielle Prozesse, Landwirtschaft und Abfälle. Die modellierte Entwicklung bis zum Jahr 2016 wird auf die Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland und das Treibhausgas-Inventar kalibriert. Die Ergebnisse ab 2017 sind berechnete Modellergebnisse.

Rahmendaten

Zentrale Leitvariablen für die Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen sind die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte, das Bruttoinlandsprodukt, die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen sowie die Energie- und CO₂-Preise (Tabelle 1).

In den Szenarien verringert sich ab 2021 die Bevölkerung kontinuierlich bis auf 82,9 Mio. im Jahr 2030 (2050: 79,0 Mio.). Die Zahl der privaten Haushalte steigt auf 43,3 Mio. im Jahr 2040 und wird erst dann rückläufig. Grund für den Anstieg ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Die Zahl der Erwerbstätigen geht mittelfristig zurück und liegt 2030 bei noch 41,5 Mio. (2050: 35,7 Mio.). Ursächlich hierfür ist die demografische Entwicklung: Die Bevölkerung nimmt ab und wird älter (Anteil der Personen im Erwerbsalter nimmt ab).

Die reale Wirtschaftsleistung, steigt gemessen am Bruttoinlandsprodukt, zwischen 2015 und 2030 mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 1,3 % an. Im Zeitraum 2030 bis 2050 wächst das BIP mit einer durchschnittlichen Rate von 0,9 %/a. Insgesamt erhöht sich das BIP von 2.801 Mrd. Euro im Jahr 2015 über 3.416 Mrd. im Jahr 2030 auf 4.057 Mrd. im Jahr 2050.

Tabelle 1: Entwicklung zentrale Rahmendaten, 2000 bis 2050

	Einheit	2000	2015	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung ¹⁾	Mio.	81,3	82,2	83,5	82,9	81,3	79,0
Haushalte ¹⁾	Mio.	37,5	41,2	42,4	42,9	43,3	42,8
Erwerbstätige ¹⁾	Mio.	39,9	43,1	43,9	41,5	38,4	35,7
BIP ²⁾	Mrd. EUR (real 2010)	2.359	2.801	3.047	3.416	3.744	4.057
CO ₂ -Preis EU-ETS	EUR/t (real 2016)		8	15	34	51	92
Grenzübergangspreise ³⁾							
Rohöl	EUR/GJ (real 2016)	6,5	8,4	13,4	16,7	18,0	19,4
Erdgas	EUR/GJ (real 2016)	3,6	5,7	7,8	9,2	10,1	10,6
Steinkohle	EUR/GJ (real 2016)	1,7	2,3	2,5	3,6	4,0	4,3

Quellen:

1) Eigene Berechnungen auf Basis von StBA (2017).

2) Eigene Berechnungen auf Basis von Bundesbank (2017) und EC (2016).

3) Öko-Institut et. al (2017) und EU (2016).

Der verwendete CO₂-Preis für den EU-ETS-Sektor basiert auf Annahmen des EU-Reference-Szenarios (EU 2016). Der CO₂-Preis steigt bis 2030 auf 34 Euro je Tonne CO₂. Die verwendeten Annahmen zu den Weltmarktenenergiepreisen gehen von steigenden Energiepreisen aus. Die Preise für Öl, Erdgas und Steinkohle steigen nach 2015 deutlich an.

THG-Entwicklung bis zum Jahr 2030

A) Referenzentwicklung

In Deutschland wurden im Jahr 2015 907 Mio. t CO₂eq emittiert (ohne land-use, land-use change and forestry (LULUCF)). In der Referenzentwicklung verringern sich die Treibhausgase bis zum Jahr 2030 auf 731 Mio. t CO₂eq (-42 % gegenüber 1990).

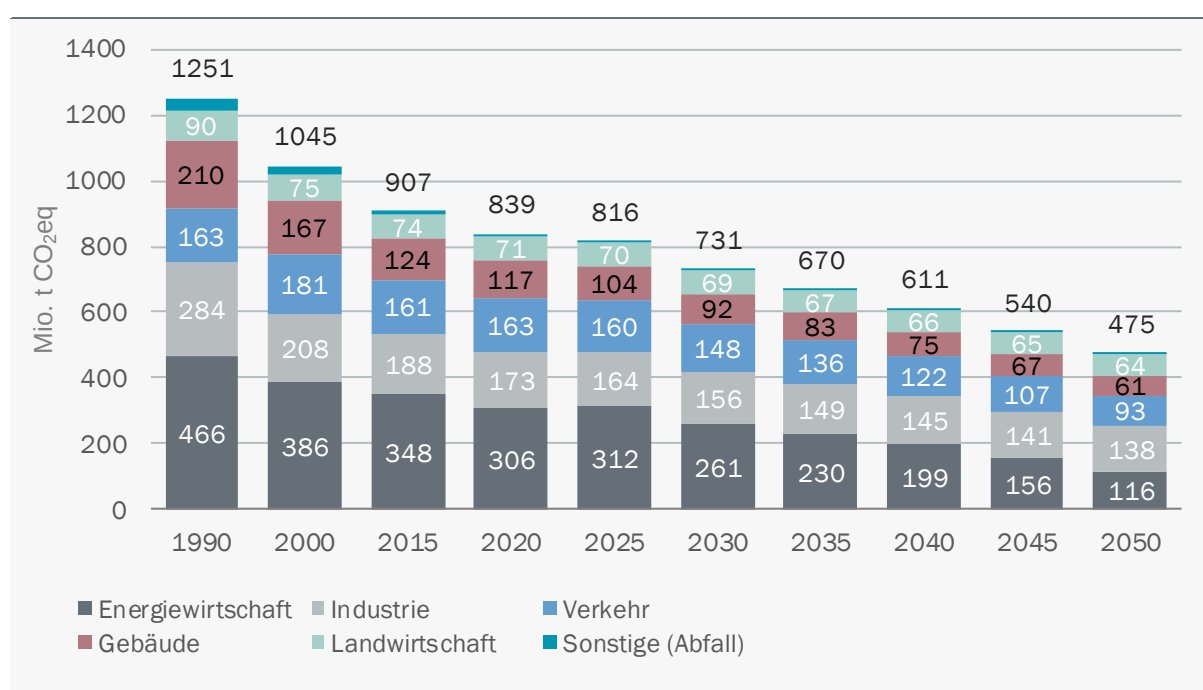
Im Zeitraum 2015 bis 2030 trägt der Umwandlungssektor am meisten zur Reduktion der THG-Emissionen bei, insbesondere durch den Rückgang der Stromproduktion aus Kohle. Im Verkehrssektor steigen die Emissionen vorerst noch an. Erst nach 2020 zeigt sich in der Referenzentwicklung ein Rückgang der Emissionen, dieser fällt bis 2030 noch gering aus. Die energiebedingten Emissionen der Industrie und die Emissionen des GHD-Sektors verringern sich zwischen 2015 bis 2030 um knapp 20 %, im Haushaltssektor ist der Rückgang mit 28 % etwas höher. Das Reduktionsziel des Klimaschutzplan für die Gesamtemissionen liegt bei einer Reduktion um mindestens 55 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990. Diese angestrebte Emissionsmenge von maximal 562 Mio. t CO₂eq wird in der Referenzentwicklung um 169 Mio. t CO₂eq überschritten. Im Vergleich zu

den Sektorzielen des Klimaschutzgesetzes zeigen sich für das Jahr 2030 unterschiedlich hohe Abweichungen. Hohe Ziellücken ergeben sich in der Referenzentwicklung in den Sektoren Energiewirtschaft (86 Mio. t CO₂eq) und Verkehr (53 Mio. t CO₂eq). In den übrigen Sektoren sind die Ziellücken geringer: Industrie: 16 Mio. t CO₂eq, Gebäude 22 Mio. t CO₂eq und Landwirtschaft 11 Mio. t CO₂eq.

Bis zum Jahr 2050 verringern sich die THG-Emissionen im Referenzszenario auf 475 Mio. t CO₂eq (-62 % ggü. 1990).

Abbildung 1: Referenzszenario: THG-Emissionen nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in Mio. t CO₂eq



Quelle: Werte bis 2015 basierend auf UBA 2019, ab 2015 eigene Berechnungen (Prognos 2020)

B) Szenario mit Klimaschutzprogramm

Das Szenario mit Klimaschutzplan baut auf der Referenzentwicklung auf. Es ist ein Maßnahmen-szenario, welches zusätzlich zur Referenz die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 umfasst. Grundlage für die berücksichtigten Maßnahmen sind im Wesentlichen der Beschluss des Klimaschutzprogramms vom September 2019 sowie Folgeentscheidungen wie der Kompromiss des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket vom 18. Dezember 2019. Bestandteil des Maßnahmen-Sets sind auch die RED II und die Flottengrenzwerte im Verkehr.

Das Klimaschutzprogramm 2030 umfasst eine Vielzahl an Maßnahmen. Wichtige sektorübergreifende Maßnahmen sind die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) und die damit verknüpfte Strompreissenkung. Das Brennstoffemissionshandels-Gesetz (BEHG) regelt das nEHS. Darin ist für die Jahre bis 2026 der Maximalpreis je Tonne CO₂ festgeschrieben; im Jahr 2026 liegt dieser bei 65 Euro pro Tonne (nominal). Für die Modellierung wird unterstellt,

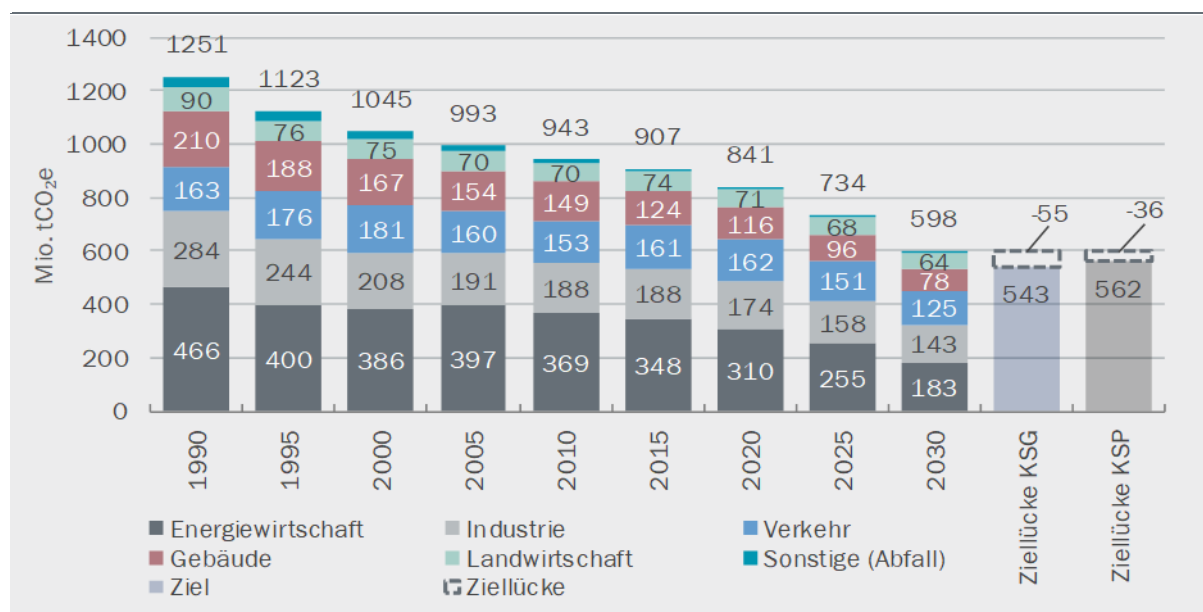
dass der CO₂-Preis im nEHS nach 2026 deutlich ansteigt und im Jahr 2030 bei 180 Euro pro Tonne liegt. Darüber hinaus wird unterstellt, dass der erwartete Preisanstieg bereits frühzeitig kommuniziert wird und die Investoren diesen bei ihren Investitionsentscheiden mitberücksichtigen.

Wichtige sektorale Maßnahmen sind die Reduzierung der Kohleverstromung, der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Gebäudedeförderung, Flottengrenzwerte für neue Fahrzeuge, die Kaufprämie für Elektro-Pkw, die Förderung zum Um- und Ausbau von Wärmenetzen, das Industrieförderprogramm, das nationale Dekarbonisierungsprogramm und die wettbewerblichen Ausschreibungen.

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 598 Mio. t CO₂eq (Abbildung 2). Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 52,2 %. Mit der Minderung durch das Klimaprogramm auf 598 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 werden 95 % der von der Bundesregierung angestrebten Gesamtminderung von 55 % ggü. 1990 erreicht. Während die Ziele im Klimaschutzplan aber noch in Form von Bandbreiten enthalten waren, wurden im Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 nur die unteren Ränder dieser Bandbreiten als Sektorziele gesetzlich festgeschrieben. Diese verschärften Sektorziele werden in allen Sektoren verfehlt, mit Ausnahme des Sektors Abfall. Am größten sind die Zielverfehlungen in den Sektoren Verkehr (30 Mio. t CO₂eq), Gebäude (8 Mio. t CO₂eq) und bei der Landwirtschaft (6 Mio. t CO₂eq). In den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ist die Verfehlung geringer.

Die THG-Emissionen im Szenario mit Klimaschutzprogramm liegen im Jahr 2030 um 133 Mio. t CO₂eq tiefer als in der Referenzentwicklung. Diese zusätzliche Reduktion ist auf die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms zurückzuführen.

Abbildung 2: THG-Emissionen im Szenario mit Klimaschutzprogramm
nach Sektoren, Jahre 1990 bis 2030, in Mio. t CO₂eq



Quelle: eigene Berechnungen (Prognos 2020), Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut et al. (2020)

Tabelle 2: Vergleich Sektorziele KSG und Szenario mit Klimaschutzplan

Zielerreichung in Bezug auf die zwischen 1990 und 2030 angestrebte Minderung

Sektor	Szenario KSP 2030	Sektorziele KSG 2030	Abweichung 2030	Zielerreichungs- grad in 2030
	Mio. t CO ₂ eq	Mio. t CO ₂ eq	Mio. t CO ₂ eq	Prozent
Energiewirtschaft	183	175	8	97 %
Industrie	143	140	3	98 %
Gebäude	78	70	8	94 %
Verkehr	125	95	30	56 %
Landwirtschaft	64	58	6	82 %
Abfälle	5	5	0	100 %
Summe Sektorziele	598	543	55	92 %
Gesamtziel KSP (-55 % ggü. 1990)	598 (-52,2 %)	562	36	95 %

Vorgabe und Vergleich der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quelle: eigene Berechnungen (Prognos 2020) basierend auf AG Energiebilanz (2018), Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut et al. (2020)

Energieverbrauch

In der Referenzentwicklung verringert sich der Primärenergieverbrauch im Zeitraum 2015 bis 2030 im Mittel um 1 %/Jahr auf 11.418 PJ. Gleichzeitig verringert sich der Endenergieverbrauch um insgesamt 6 % auf 8.385 PJ. Treiber für den Rückgang ist die zunehmende Effizienz der Geräte, Anlagen und Fahrzeuge, aber auch die demografische Entwicklung. Der Anteil der fossilen Energieträger nimmt ab. Trotz der steigenden Bedeutung des Stroms im Verkehrs- und Gebäudesektor verändert sich der Stromverbrauch auf Ebene Endenergieverbrauch nicht wesentlich und liegt im Jahr 2030 bei 516 TWh. Der Bruttostromverbrauch verringert sich bis zum Jahr 2030 auf 575 TWh (2015: 599 TWh). Dies ist unter anderem auf die Veränderung des Kraftwerksparks zur Stromerzeugung und der damit einhergehenden Abnahme beim Eigenverbrauch der Kraftwerke zurückzuführen.

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird der Primärenergieverbrauch durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms bis zum Jahr 2030 um zusätzliche 1.035 PJ auf 10.383 PJ reduziert. Dies entspricht einer mittleren jährlichen Reduktion um 1,6 % pro Jahr. Der Endenergieverbrauch verringert sich im Szenario Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenzentwicklung um zusätzliche 614 PJ. Die zusätzliche Reduktion verteilt sich annähernd gleichmäßig auf die Sektoren: Verkehr: -249 PJ, Industrie -213 PJ und Gebäude -152 PJ (GHD und Private

Haushalte). Wichtige Ursachen dafür sind die durch das Klimaschutzprogramm verstärkte Diffusion der Elektromobilität und der Wärmepumpen sowie effizienter Querschnittstechnologien in den Sektoren Bereich Industrie und GHD. Der Bruttostromverbrauch steigt gegenüber der Referenzentwicklung leicht an und liegt im Jahr 2030 bei 591 TWh. Der Endenergieverbrauch an Strom liegt im Jahr 2030 bei 516 TWh. Die erhöhte Nachfrage ist unter anderem auf den verstärkten Einsatz von Strom im Verkehrsbereich und für Wärmepumpen zurückzuführen. Gegenläufig wirkt u. a. der sinkende Kraftwerkseigenverbrauch.

Ergänzende Optionen zur Schließung der Ziellücke bis 2030

Mit den bisher vorliegenden Maßnahmen des Klimaschutzprogramms werden die Reduktionsziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes in fast allen Sektoren verfehlt. Die Ausnahme bildet die Abfallwirtschaft. Die bis zum Jahr 2030 angestrebte Emissionsminderung um insgesamt 55 % gegenüber 1990 wird jedoch bereits zu 95 % erreicht. Eine Erreichung des Gesamtziels erscheint weiterhin möglich, wenn zusätzlich zum Klimaschutzprogramm weitere Maßnahmen beschlossen werden. Im Klimaschutzgesetz ist denn auch ein Monitoringprozess verankert, der auf eine kontinuierliche Beobachtung der Entwicklung und eine darauf aufbauende Weiterentwicklung der Klimapolitik abzielt. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Kurzgutachten zusätzliche Strategien und aktuelle Prozesse diskutiert, welche zur Schließung der abgeschätzten Ziellücke beitragen könnten.

Zusätzliche THG-Einsparungen könnten durch den verstärkten Einsatz von Biogas oder Biomethan erzielt werden. Biomethan könnte ins Gasnetz eingespeist werden und fossiles Erdgas ersetzen. Das Biomethan kann im Industriesektor für industrielle Prozesse oder in Gebäuden zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme genutzt werden. Ein weiterer Einsatzbereich bildet der Betrieb von Bio-LNG-Lkw im Verkehr. Biomethan ist jedoch deutlich teurer als fossiles Erdgas. Es sind deshalb zusätzliche Anreize erforderlich, um die Optionen umsetzen zu können. Für eine großmaßstäbliche Umsetzung aller genannten zusätzlichen Einsatzoptionen reicht das absehbare Biomethan-Potenzial nicht aus. Zudem muss beachtet werden, dass die Herstellung von Biomethan ebenfalls THG-Emissionen verursacht.

Noch nicht berücksichtigt in den bisherigen Berechnungen ist die Nationale Wasserstoffstrategie. Ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff kann in verschiedenen Bereichen zu einer zusätzlichen Reduktion der THG-Emissionen in Deutschland beitragen. Anwendungen sind beispielsweise der verstärkte Einsatz in Brennstoffzellen-Fahrzeugen (Pkw, Lkw), der Einsatz bei der Stahlerzeugung (als Reduktionsmittel anstelle von Koks) oder auch der Einsatz in der Grundstoffchemie.

Dem herkömmlichen Diesel- oder Ottokraftstoff können synthetische (strombasierte) Kraftstoffe beigemischt werden. Wenn diese synthetischen Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom und Kohlenstoff aus der Atmosphäre erzeugt werden, verursachen sie keine THG-Emissionen. Mehr noch als für Wasserstoff gilt auch für flüssige synthetische Kraftstoffe, dass sie mit einem höheren Stromverbrauch verbunden sind (aufgrund zusätzlicher Syntheseschritte wird mehr Energieinput benötigt). Zudem sind sie erheblich teurer als die heutigen Kraftstoffe.

Auf der Ebene der übergreifenden Instrumente ist ergänzend zum CO₂-Preis im Nicht-ETS-Sektor die Einführung einer Wärmeumlage denkbar. In Anlehnung an das EEG könnte damit im Wärmebereich die Erzeugung von erneuerbarer Wärme gefördert werden.

1 Methodisches Vorgehen, Szenariendefinition

1.1 Hintergrund

Die vorliegenden Szenarienarbeiten sind aus einem vom BMWi beauftragten Forschungsvorhaben hervorgegangen, in dem Projektionen und Folgeabschätzungen zur weiteren Entwicklung des Energiesystems bis 2030 und darüber hinaus vorgenommen werden. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das **Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050**. Die im Programm selbst angekündigte Wirkungsabschätzung des Programms wird u. a. durch diese Szenarienarbeiten vorgenommen¹. In dieser Hinsicht wird die Gesamtmin- derung des Programms inklusive der Wechselwirkungen zwischen einzelnen Maßnahmen und dem Effekt der CO₂-Bepreisung bewertet.

Darüber hinaus dienen die Ergebnisse dieser Szenarien-Berechnungen vor allem dazu, die Be- richtspflichten zum ersten integrierten **Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP)** nach der EU- Verordnung über ein Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz zu unter- stützen. Der NECP beschreibt die nationalen Ziele und Maßnahmen im Zeitraum 2021 bis 2030 und die damit verbundenen Projektionen und Folgenabschätzungen.

Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden die Rahmendaten und die Ergebnisse eines Szena- rios zu einer Referenzentwicklung ohne Klimaschutzprogramm 2030 darstellt sowie eines Szena- rios, in dem die Wirkung des Klimaschutzprogramms 2030 berücksichtigt („Szenario mit Klima- schutzprogramm“). Aufbauend auf den Ergebnissen zum Energiesystem werden im Rahmen des Forschungsvorhabens noch sozioökonomische und ökologische Folgenabschätzungen für den NECP vorgenommen. Diese weiter gehenden Ergebnisse werden im Gesamtbericht zum For- schungsvorhaben dargelegt, sie sind nicht Gegenstand dieses Teilberichts.

1.2 Methodisches Vorgehen

Es werden zwei unterschiedliche Szenarien für das Energiesystem berechnet:

- eine Referenzentwicklung, welche auf den bis Ende 2017 eingeführten politischen Maßnah- men basiert und aktuelle Trends fortschreibt, sowie
- ein Szenario mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030.

Der Vergleich der Szenarien beschreibt die Wirkung des Maßnahmen-Sets des Klimaschutzpro- gramms 2030.

¹ Eine weitere Abschätzung und Bewertung wurde durch das Öko-Institut (2020) vorgenommen.

Modellsystem

Zur Berechnung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieangebot in den beiden Szenarien werden sektorale Energiemodelle eingesetzt. Es handelt sich um Bottom-up-Modelle, die Technologien und ihren Einsatz detailliert abbilden können. Die Energiemodelle für die vier Nachfragesektoren Industrie, Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD), Verkehr und Private Haushalte sind Simulationsmodelle. Die Stromerzeugung wird mit einem gesamteuropäischen Strommarktmodell berechnet². Vervollständigt wird die Modelllandschaft durch Module für die Wärmenetze und die sonstige Umwandlung (u. a. Raffinerien, Erzeugung synthetischer Energieträger). Die Modelle bilden das gesamte Energiesystem ab und berücksichtigen die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren, unter anderem die stundenscharfe Auflösung der Stromnachfrage nach Anwendungsbereich mit der Stromerzeugung sowie die Allokation von Potenzialen an erneuerbaren Energien. Eine ausführliche Dokumentation der Modelle erfolgt im Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben³.

Die sektoralen Nachfragemodelle generieren grundsätzlich Jahreswerte, die Stromnachfrage wird in Stundenwerten ausgewiesen. Bis zum Jahr 2016 sind die Ergebnisse der Modellierung mit den Energiebilanzen abgeglichen (exakte Kalibrierung), ab dem Jahr 2017 beginnt der Szenarienzeitraum. Die Ergebnisse der einzelnen Sektoren können zum Gesamtverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen addiert werden (Endenergieverbrauch, Primärenergieverbrauch).

Vom Energieverbrauch zu den THG-Emissionen

Die verbrennungsbedingten Treibhausgas-Emissionen ergeben sich aus der Verknüpfung von Energieverbrauch und energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren. Neben CO₂ (Kohlendioxid) werden auch die Emissionen von CH₄ (Methan) und N₂O (Lachgas) betrachtet. Die gesamten THG-Emissionen werden als CO₂-Äquivalente ausgewiesen. Ergänzt werden die THG-Emissionsberechnungen durch Emissionen durch Fackelverluste und „diffuse“ Emissionen, unter anderem aus Gasleitungen und dem Abbau von Kohle. Basis für die Berechnungen sind die vom Umweltbundesamt (UBA) verwendeten Emissionsfaktoren für energiebedingte THG-Emissionen, die den jährlichen Inventarberichten für das UNFCCC zugrunde liegen.

Die verbrennungsbedingten Emissionen werden ergänzt durch die nicht-verbrennungsbedingten Emissionen aus den Bereichen industrielle Prozesse, Landwirtschaft und Abfälle. Die Berechnung der industriellen Prozessemissionen erfolgt mit dem Industriemodell. Dabei werden Produktionsmengen mit Emissionsfaktoren verknüpft (z. B. bei Zementherstellung, Stahlproduktion, Ammoniak-Synthese). Zusätzlich zu den oben genannten Treibhausgasen werden bei den industriellen Prozessen auch die Emissionen von fluorierten Kohlenwasserstoffen (u. a. HFC, PFC), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstoff-Trifluorid (NF₃) berücksichtigt.

Die nicht-verbrennungsbedingten Emissionen der Landwirtschaft und der Abfälle werden für die Referenzentwicklung mit dem GEMIS-Modell von IINAS abgeschätzt⁴. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden für die Jahre bis 2035 Angaben des Öko-Instituts verwendet (Öko-Institut et al. 2020). Dies gilt auch für die nachrichtlich aufgeführten THG-Emissionen des LULUCF-Sektors.

² Beschreibung des Prognos-Strommarktmodells: www.prognos.com/Produktblatt_Strommarktszenarien_Prognos

³ Eine Beschreibung der Prognos-Modelllandschaft findet sich auch unter: <https://www.prognos.com/leistungen/modelle/prognos-modelle-im-detail>

⁴ <http://iinas.org/gemis-de.html>

Wie erwähnt, wird die modellierte Entwicklung des Energieverbrauchs bis zum Jahr 2016 auf die Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland kalibriert (AG Energiebilanzen 2018). Mit den daraus abgeleiteten THG-Emissionen lassen sich die im THG-Inventar ausgewiesenen Emissionen gut nachbilden, es ergibt sich jedoch keine exakte Übereinstimmung. Das Treibhausgasinventar und das damit verbundene *Zentrale System der Emissionen* (ZSE) des UBA sind nicht vollständig kompatibel zu den Energiebilanzen. Unter anderem unterscheiden sich teilweise die Sektor-Abgrenzungen und die Aggregation der Brennstoffe (Öko-Institut et al. 2019). Über den gesamten Zeitraum ab 1990 sind die jährlichen Differenzen zwischen den modellierten THG-Emissionen und dem THG-Inventar jedoch sehr gering ($0,3 \pm 0,4$ %).

Die Modellierung berechnet den Energieverbrauch differenziert nach Sektoren, Wirtschaftsbranchen, Anwendungsbereichen und Energieträgern. Dadurch kann die Ausweisung der Ergebnisse flexibel gewählt werden. Beispielsweise kann die Darstellung der THG-Emissionen in der Sektorabgrenzung nach Energiebilanz, aber auch in der in der Sektorabgrenzung nach Klimaschutzplan dargestellt werden. Bei der Ausweisung der THG-Emissionen in Kapitel 3.1 werden für die Referenzentwicklung beide Varianten dargestellt. Die Ergebnisse des Szenarios mit Klimaschutzprogramm werden in der Abgrenzung nach KSP ausgewiesen (Kapitel 5).

1.3 Szenariendefinitionen

1.3.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario basiert im Ex-Post-Zeitraum 1990–2016 auf den Ist-Werten. Es stützt sich auf die beobachteten Größen des Energieverbrauchs, der Preise, der Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung sowie auf die jeweilige Jahreswitterung.

Die Entwicklung der Jahre 2017 bis 2050 wird als „weiter wie bisher“ interpretiert. Berücksichtigt werden bis Ende 2017 **implementierte und beschlossene politische Maßnahmen**, darunter beispielsweise Förderprogramme wie das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm oder das Industrieförderprogramm, Ordnungsrechtliche Instrumente wie die aktuelle Energieeinsparverordnung (EnEV) und Mindesteffizienzstandards für Geräte und Anlagen (Öko-Design) sowie Preis- oder Mengensteuernden Instrumente wie das EU-Emissionshandelssystem und die Lkw-Maut. In der Referenz werden diese Instrumente in der bestehenden Form weitergeführt, aber nicht über den im Jahr 2017 definierten Rahmen hinaus ausgeweitet oder verschärft.

Aktuell beobachtete **Trends werden** in der Referenz **fortgeschrieben**. Diese beinhalten eine moderate autonome Technikentwicklung und eine Verschiebung der Energieträgerstruktur. Die Energieeffizienz nimmt im Zeitverlauf weiter zu, weil zum einen alte Gebäude, Anlagen und Geräte durch neue, effizientere ersetzt werden. Zum anderen werden die neuen Gebäude, Anlagen und Geräte zunehmend effizienter.⁵ Diese Effizienzzunahmen übersteigen bei den meisten Geräten den verbrauchssteigernden Effekt der zunehmenden Gerätegröße, beispielsweise die größer werdende Bildschirmdiagonale bei TV-Geräten oder das wachsende Kühlvolumen bei Kühlschränken. Dadurch ergibt sich in der Referenzentwicklung kein „efficiency freeze“. Auch die Trends bei der Verschiebung der Energieträgerstruktur, z. B. bei der Raumwärme, werden fortge-

⁵ Beispiel: Heute kann beim Ersatz eines alten Kühlschranks durch einen neuen Kühlschrank der Energieverbrauch reduziert werden. Da die zukünftigen neuen Kühlschränke im Vergleich mit den heutigen neuen Kühlschränken etwas weniger Energieverbrauch haben werden, kann auch zukünftig der Energieverbrauch reduziert werden, wobei der mittlere Verbrauch der Kühlschränke weiter abnimmt. Dabei übersteigt die Effizienzzunahme in der Regel den verbrauchssteigernden Effekt der zunehmenden Gerätegröße

schrieben, unter Berücksichtigung der Entwicklung der Technologiekosten und Energiepreise. Eine langsame Erwärmung des Klimas wird ebenfalls unterstellt (vgl. Kapitel 2).

Es werden keine bindenden Energie- und Klimaziele vorgegeben. Die Verfehlung der THG-Ziele und Energieeffizienzziele wird zugelassen. Makrowirtschaftliche Faktoren wie Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung haben in der Referenzentwicklung einen bedeutenden Einfluss auf den Energieverbrauch. Die unterstellte Entwicklung der zentralen Leitvariablen ist im nachfolgenden Kapitel 2 beschrieben.

1.3.2 Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030

Das Szenario mit Klimaschutzplan baut auf der Referenzentwicklung auf. Das Szenario basiert auf **identischen Annahmen zur Rahmenentwicklung** bezüglich Bevölkerung, Wirtschaftsentwicklung und Weltmarkt-Energiepreisen. Eine Ausnahme bildet die unterstellte Klimaerwärmung, bei der für das Szenario mit Klimaschutzplan abweichende Annahmen unterstellt wurden (vgl. Kapitel 2 und 4.2.3).

Das Szenario mit Klimaschutzprogramm ist ein Maßnahmenzenario. Die Ergebnisse dieses Maßnahmenzenarios liefern den Energiebedarf nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken, die Energie- bzw. Stromproduktion nach Technologien und die resultierenden THG-Emissionen. Alle Änderungen zwischen den beiden Szenarien bezüglich Energieverbrauch und THG-Emissionen ergeben sich aufgrund der **zusätzlich eingeführten Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030**. Mit anderen Worten: Aus dem Vergleich der Ergebnisse des Szenarios mit Klimaschutzprogramm mit den Ergebnissen der Referenzentwicklung wird die Wirkung des Maßnahmenpakets berechnet. Wirkungsabschätzungen zu einzelnen Maßnahmen des Sets sind jedoch nicht direkt ableitbar. Einzelne der im Szenario berücksichtigten Maßnahmen sind nicht explizit Teil des Klimaschutzprogramms 2030 (z. B. RED II, Flottengrenzwerte). Da sie jedoch nach 2018 eingeführt wurden und nicht Teil der Referenz sind, werden sie zusammen mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms mitberücksichtigt.

Für den Abschlussbericht zum Vorhaben wird das Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Nach dem Jahr 2030 werden jedoch zusätzliche technische Maßnahmen eingeführt, um ein vorgegebenes THG-Reduktionsziel für das Jahr 2050 zu erreichen (bis 2050 rund -87,5 % ggü 1990, d. h. die Mitte des bisherigen Zielkorridors von -80 % bis -95 % Minderung ggü 1990). Aufgrund der zusätzlichen technischen Maßnahmen sind nach 2030 keine direkten Rückschlüsse auf die Wirkung des Maßnahmenpakets des Klimaschutzprogramms mehr möglich. Aus diesem Grund werden die Ergebnisse für die Jahre nach 2030 hier nicht ausgewiesen.

Die Ausgestaltung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms orientiert sich an den bisher veröffentlichten Angaben zur Umsetzung der Maßnahmen. Ein Teil der Annahmen ergab sich aus Abstimmungen mit Fachreferaten des BMWi. An einigen Stellen mussten eigene Annahmen bezüglich der Umsetzung der Maßnahmen getroffen werden. Die wichtigsten Annahmen werden in Kapitel 4 beschrieben. Nicht berücksichtigt werden konnten im Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 naturgemäß Maßnahmen und Strategien, die erst zu einem späteren Zeitpunkt beschlossen wurden. Dies gilt z. B. für die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung.

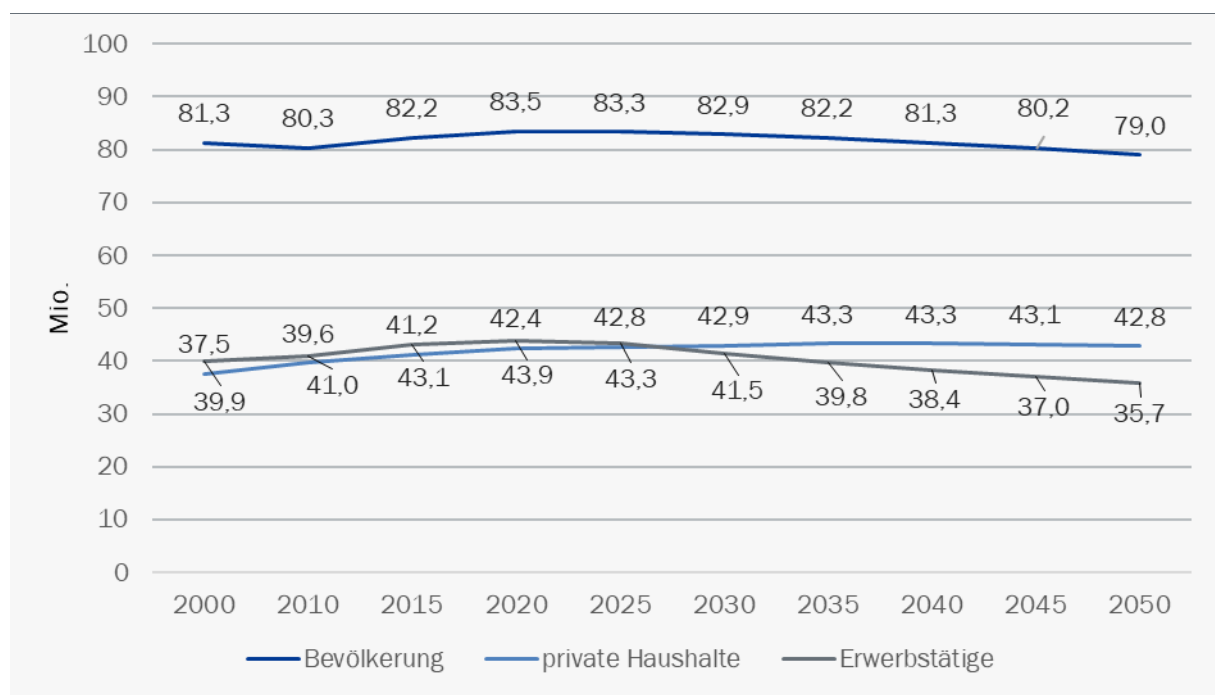
2 Rahmenbedingungen

Zentrale Leitvariablen für die Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen sind die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte, das Bruttoinlandsprodukt, die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen sowie die Energie- und CO₂-Preise.

Bevölkerung und Haushalte

Bei einer Geburtenrate von 1,5 Kindern je Frau, weiter steigender Lebenserwartung und einer Nettozuwanderung von durchschnittlich 200.000 Personen pro Jahr (ab 2021) wird die Bevölkerung in Deutschland zunächst bis zum Jahr 2025 weiter anwachsen (Abbildung 3, basierend auf der aktualisierten 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes Variante mit stärkerer Zuwanderung; StBA 2017).

Abbildung 3: Bevölkerung, Haushalte und Erwerbstätige
in den Jahren 2000 bis 2050, in Mio.



Quelle: StBA (2017) und eigene Berechnungen

Kurzfristig erhöht sich aufgrund des hohen Saldos der Außenwanderung von 440 Tsd. p. a (Mittel der Jahre 2016 bis 2020) die Zahl der Einwohner von 82,2 Mio. im Jahr 2015 auf 83,5 Mio. im Jahr 2020. Bei einem unterstellten Außenwanderungssaldo von 200 Tsd. p. a. ab 2021 verringert sich bis ins Jahr 2050 die Bevölkerung auf 79,0 Mio. (-3,9 % ggü. 2015). Trotz der rückläufigen

Bevölkerung nimmt die Zahl der privaten Haushalte zunächst zu. Sie steigt von 41,2 Mio. im Jahr 2015 auf 43,3 Mio. im Jahr 2035. Grund für den Anstieg ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Nach 2035 führt der anhaltende Bevölkerungsrückgang bei einer nur noch leicht abnehmenden Haushaltsgröße auch zu einer Verringerung der Haushaltszahl. Im Jahr 2050 liegt sie bei 42,8 Mio. und damit noch um rund 4 % über der Anzahl im Jahr 2015.

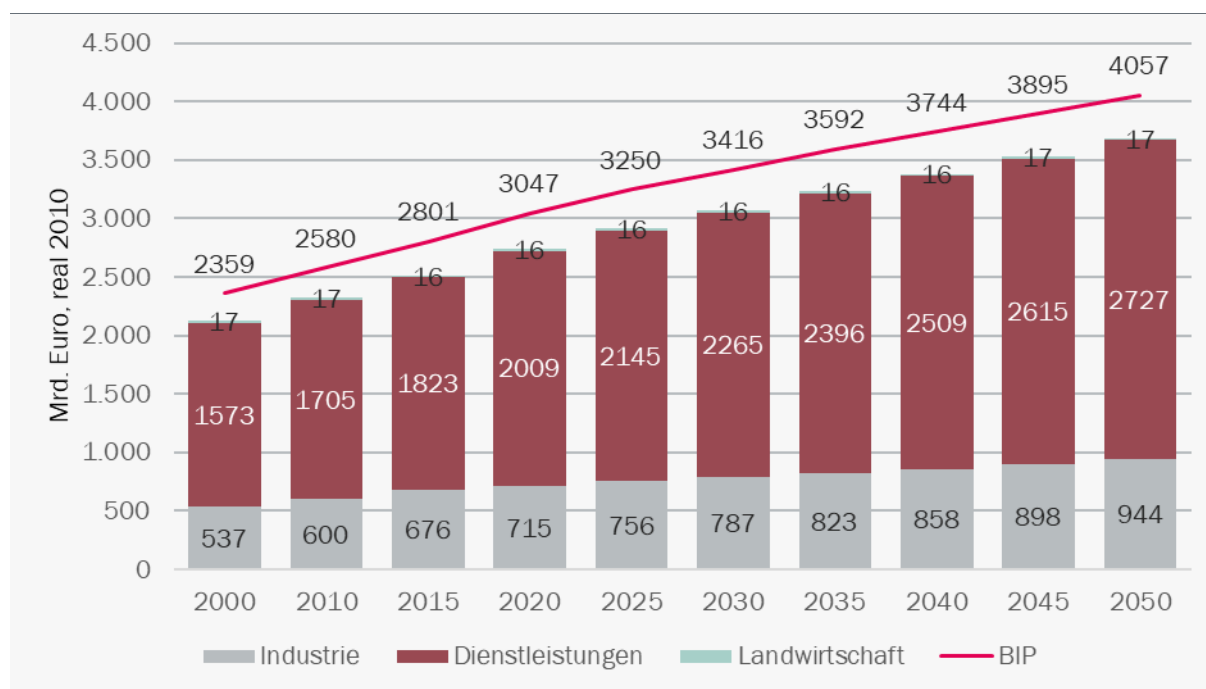
Die Zahl der Erwerbstätigen hat im ex-post-Zeitraum 2000 bis 2015 deutlich zugenommen (+7,9 %) und lag im Jahr 2015 bei 43,1 Mio. Im Jahr 2000 hatte sie noch bei 39,9 Mio. gelegen. Mittel- und längerfristig geht die Zahl der Erwerbstätigen zurück und liegt 2050 bei noch 35,7 Mio. (2030: 41,5 Mio.). Ursächlich hierfür ist die demografische Entwicklung: Die Bevölkerung nimmt ab und wird älter (Anteil der Personen im Erwerbsalter nimmt ab).

BIP und Bruttowertschöpfung

Trotz abnehmender Zahl an Erwerbstätigen steigt die reale Wirtschaftsleistung, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, zwischen 2015 und 2030 mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 1,3 % an. Im Zeitraum 2030 bis 2050 wächst das BIP mit einer durchschnittlichen Rate von 0,9 % p. a. Insgesamt erhöht sich das BIP von 2.801 Mrd. Euro im Jahr 2015 über 3.416 Mrd. im Jahr 2030 auf 4.057 Mrd. im Jahr 2050 (Abbildung 4). Über den gesamten Betrachtungszeitraum 2015 bis 2050 entspricht dies einer Steigerung um 45 % (+22 % bis 2030). Das BIP pro Kopf erhöht sich von 34,1 Tsd. im Jahr 2015 auf 41,2 Tsd. im Jahr 2030 bis auf 51,3 Tsd. im Jahr 2050 (in Preisen von 2010). Die unterstellte Entwicklung des BIP basiert bis zum Jahr 2019 auf einer Projektion der Bundesbank (2017). Ab dem Jahr 2020 folgt die Entwicklung den Wachstumsraten der EU-Guidance (EC 2016).

Abbildung 4: BIP und Bruttowertschöpfung (BWS)

BWS nach Wirtschaftssectoren, in Mrd. Euro (real 2010)



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Bundesbank (2017) und EC (2016)

Tabelle 3: Bruttowertschöpfung nach Branchen, 2000 bis 2050
nach NOGA-Einteilung, in Mrd. Euro (real 2010)

Branche	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei (A)	17	17	16	16	16	17
Bergbau u. Gewinnung von Steinen und Erden (B)	7	5	4	2	2	1
Verarbeitendes Gewerbe (C)	460	515	624	692	759	840
Energie, Wasser, Abfall (D-E)	70	80	87	93	97	102
Baugewerbe (F)	121	100	109	114	116	115
Handel, Reparatur v. Kfz (G)	197	229	281	310	335	357
Gastgewerbe, Beherbergung (I)	39	33	39	39	39	38
Verkehr, Lagerei (H) + Information, Kommunikation (J)	153	211	278	344	405	462
Finanz-, Versicherungsdienstleistungen (K)	143	106	116	120	122	125
Grundstückswesen (L) + Unternehmensnahe Dienstl. (M-N)	448	514	603	699	786	866
Öffentliche Verwaltung Verteidigung, Sozialversicherung (O)	140	147	158	160	166	170
Erziehung und Unterricht (P)	108	104	110	113	119	123
Gesundheits-, Sozialwesen (Q)	127	164	213	257	304	345
Private Haushalte, sonstige Dienstleistungen (R-U)	96	97	103	111	119	125
Bruttowertschöpfung insgesamt	2.128	2.322	2.740	3.069	3.384	3.688

Quelle: Prognos Economic Outlook 2018

Die Bruttowertschöpfung wächst im Zeitraum 2015 bis 2050 im GHD-Sektor (+50 %) etwas stärker als im Industriesektor (+40 %). Die Wertschöpfung des Landwirtschaftssektors (inkl. Forstwirtschaft und Fischerei) verändert sich nicht wesentlich. Im Zeitraum 2015 bis 2050 wächst die Bruttowertschöpfung am stärksten in den Branchen Verkehr, Lagerei und Information, Kommunikation (+93 %), Grundstückswesen und Unternehmensnahe Dienstleistungen (+60 %) sowie im Bereich Gesundheits-, Sozialwesen (+89 %). Dies sind allesamt Branchen des GHD-Sektors (Tabelle 3).

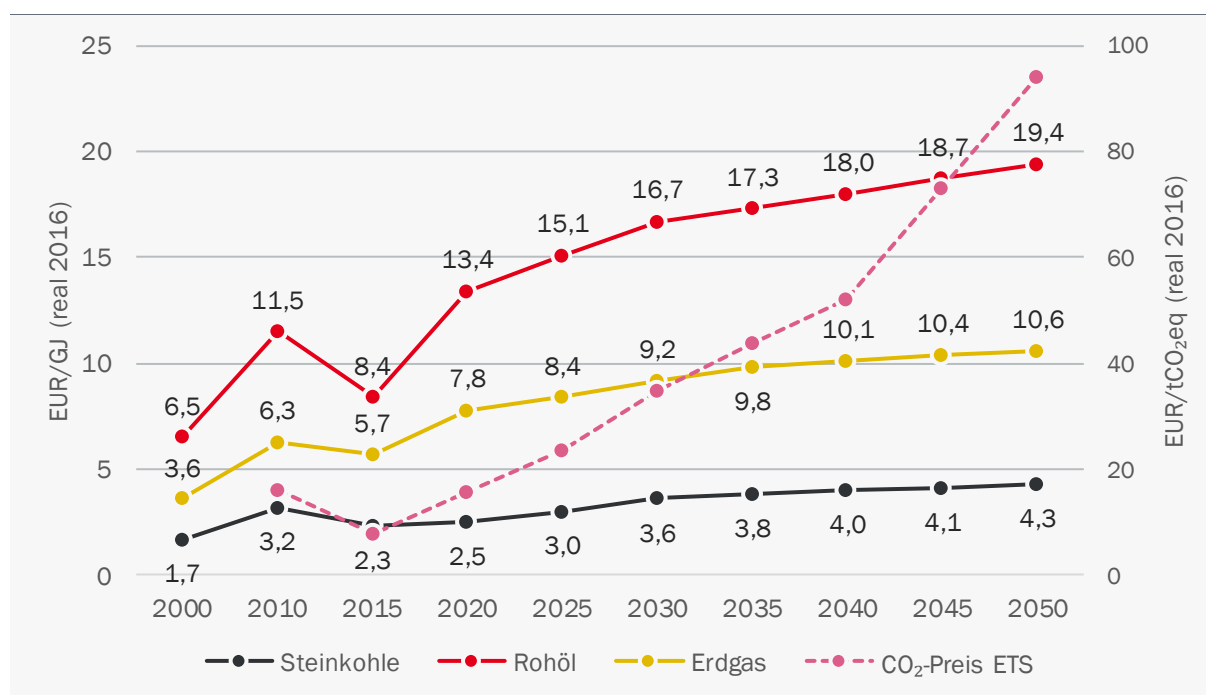
Grenzübergangspreise

Die Entwicklung der Energiepreise basiert im ex-post-Zeitraum auf den effektiv beobachteten Preisen. Im Herbst 2014 ist der Weltmarktpreis für Rohöl deutlich gesunken. In den Jahren 2017 bis 2019 hat sich der Ölpreis wieder etwas erholt, bleibt aber unter dem Niveau der Jahre 2011-2013. Bei der Fortschreibung orientieren sich die Preise an einem vorliegenden Rahmendatenpapier (dokumentiert in Öko-Institut et al. 2017), das in mehreren aktuellen Studien im Auftrag von BMU und BMWi verwendet wurde.

Die benutzten Rahmendaten gehen von einem ansteigenden Ölpreis aus. Bis zum Jahr 2030 liegt der Grenzübergangspreis für Rohöl um 45 % höher als im Jahre 2010. Bis zum Jahr 2050 steigt der Grenzübergangspreis um 69 % an (ggü. 2010). Der Preis für Erdgas steigt ebenfalls deutlich an, bis 2030 um 47 % und bis 2050 um 70 % gegenüber dem Jahr 2010 (Abbildung 5). Der Preisanstieg für Steinkohle ist vergleichsweise gering, bis 2030 um 14 %, bis 2050 um 35 %. Die verwendeten Energiepreispfade liegen am aktuellen Rand deutlich über den Marktpreisen. Dieses ist bei der Interpretation der Ergebnisse für das Jahr 2020 zu berücksichtigen.

Abbildung 5: Grenzübergangspreise und CO₂-Preis im ETS

in Euro / GJ_{Hu}, respektive in Euro / t CO₂, reale Preise mit Basis 2016



Erdgas- und Steinkohlepreise beinhalten für den Umwandlungssektor Transport- und Strukturierungskosten.

Quelle: Öko-Institut e.V. et. al (2017) und EU (2016).

Der verwendete CO₂-Preis für den ETS-Sektor basiert auf Annahmen des EU-Reference-Szenarios (EU 2016). Der CO₂-Preis steigt bis 2030 auf 35 Euro je Tonne CO₂. Langfristig (2050) erhöht sich der CO₂-Preis auf rund 90 Euro je Tonne. Der geschätzte Wert für 2020 liegt unter dem aktuellen tatsächlichen Wert (rund 25 Euro im Februar 2020).

Die Strompreise sind endogene Modellergebnisse. Sie sind unter anderem abhängig vom Mix der eingesetzten Energieträger, deren Preisen sowie den Technologiekosten der Erzeugungsanlagen. Eine qualitative Beschreibung der Strompreise findet sich in Kapitel 3.3.

Witterung und Klima

Die Witterungsbedingungen beeinflussen in starkem Ausmaß die Nachfrage nach Raumwärme und Klimakälte. Sie sind entscheidend für das Verständnis von Energieverbrauchsschwankungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren. Die Witterung in den Jahren 2000 und 2015 war vergleichsweise mild, der Raumwärmebedarf war deutlich kleiner als im Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2010 (lediglich rund 90 % des durchschnittlichen Raumwärmebedarfs). Sehr kalt war hingegen das Jahr 2010 (rund +14 % des durchschnittlichen Raumwärmebedarfs, bezogen auf die Jahre 1990–2010).

Im Szenarienzeitraum wird grundsätzlich von einer Normwitterung ohne jährliche Witterungsschwankungen ausgegangen (Witterungskorrekturfaktor = 1). Berücksichtigt wird jedoch eine langfristige Erwärmung des Klimas. Dies impliziert einen etwas höheren Bedarf für die Klimatisierung im Sommer und einen kleiner werdenden Wärmebedarf im Winter. Der Kühlbedarf erhöht sich bis 2050 um 15 %, der Wärmebedarf verringert sich um 6 % gegenüber 2005. Grundlage für diese Abschätzungen bilden Angaben der EU Kommission (EC 2016). Im Vergleich zur Auswertung anderer Klimaszenarien wird die unterstellte Erwärmung in den Angaben der EU Kommission von den Gutachtern als (zu) gering eingeschätzt. Deshalb wurde entschieden, für das Szenario mit Klimaschutzprogramm von einer stärkeren Erwärmung auszugehen. Damit verbunden ist ein etwas stärkerer Rückgang des Raumwärmebedarfs und ein etwas höherer Bedarf an Klimakälte, vgl. dazu Anmerkungen in Kapitel 4.2.3.

3 Referenzszenario

3.1 Treibhausgase und Energieverbrauch im Überblick

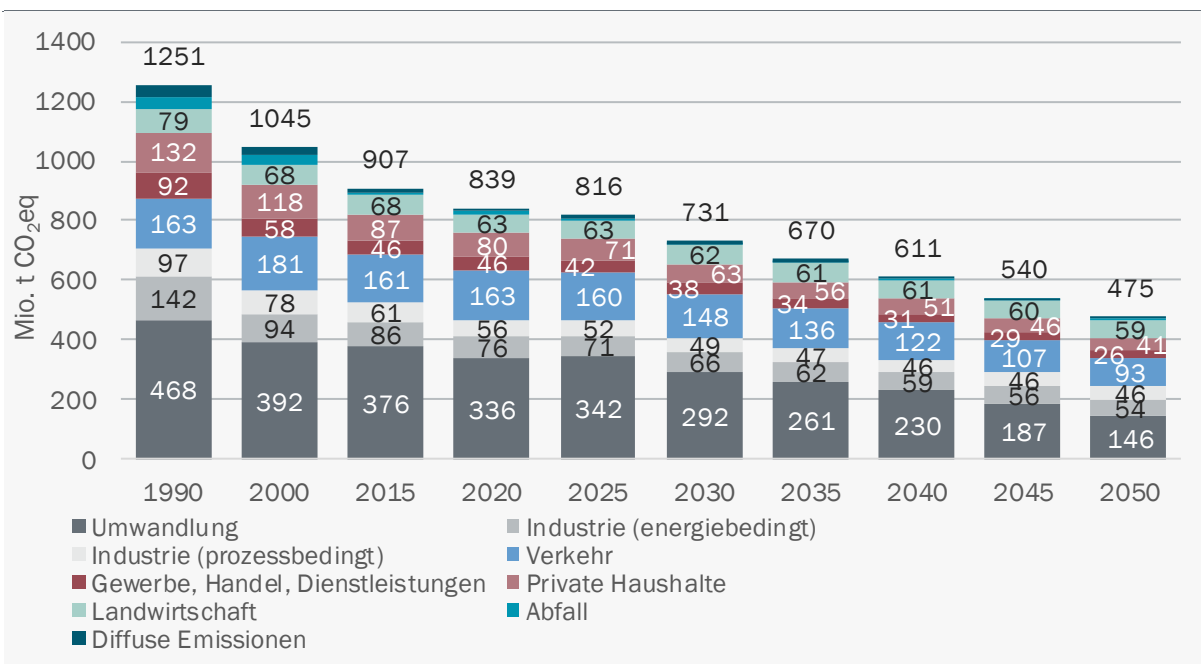
3.1.1 Treibhausgasemissionen

In Deutschland wurden im Jahr 2015 907 Mio. t CO₂eq emittiert (ohne land-use, land-use change and forestry (LULUCF)). In der Referenzentwicklung verringern sich die Treibhausgase bis zum Jahr 2030 auf rund 730 Mio. t CO₂eq (-42 % gegenüber 1990; Abbildung 6).

Rund 40 % der im Jahr 2015 emittierten THG-Emissionen entfielen auf den Umwandlungssektor, hauptsächlich für die Erzeugung von Strom und Fernwärme. Im Zeitraum 2015 bis 2030 trägt der Umwandlungssektor am meisten zur Reduktion der THG-Emissionen bei, insbesondere durch den Rückgang der Stromproduktion aus Kohle. Im Verkehrssektor steigen die Emissionen am aktuellen Rand weiter an. Erst nach 2020 zeigt sich in der Referenzentwicklung ein Rückgang der Emissionen, dieser fällt bis 2030 noch gering aus. Die energiebedingten Emissionen der Industrie und die Emissionen des GHD-Sektors verringern sich zwischen 2015 bis 2030 um knapp 20 %, im Haushaltssektor ist der Rückgang mit 28 % etwas höher.

Abbildung 6: Treibhausgasemissionen nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in Mio. t CO₂eq, Sektorabgrenzung gemäß Energiebilanz

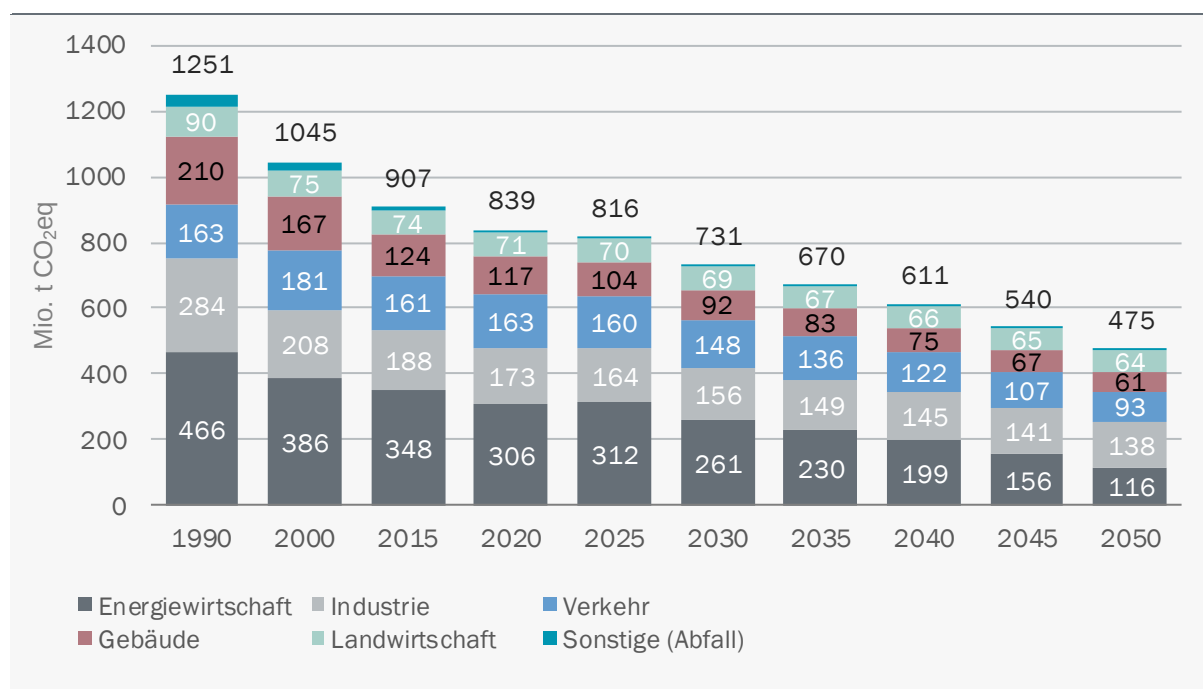


Quelle: eigene Berechnungen (Prognos 2020) basierend auf AG Energiebilanzen 2018, UBA 2019

Nach 2030 setzt sich der Rückgang der THG-Emissionen in allen Sektoren fort. Die Emissionen verringern sich bis zum Jahr 2050 auf 475 Mio. t CO₂eq (-62 % gegenüber 1990). Auch zwischen 2030 bis 2050 ergeben sich die größten Einsparungen im Umwandlungssektor. Im Jahr 2050 werden noch rund 7 % des Stroms mit Kohle erzeugt (2015: 41 %). Mit der Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs steigen auch die Einsparungen im Verkehrssektor an. Nur geringe Minderungen zeigen sich bei der Landwirtschaft (-16 % im Zeitraum 2015 bis 2050). Der Großteil der landwirtschaftlichen Emissionen ist auf Methanemissionen aus der Tierhaltung und Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden zurückzuführen. Während die Lachgasemissionen eine leicht abnehmende Tendenz aufweisen, verbleiben die Methanemissionen in etwa auf dem heutigen Niveau. Der Anteil der Landwirtschaft an den gesamten THG-Emissionen steigt an, von rund 7 % im Jahr 2015 auf 13 % im Jahr 2050.

Abbildung 7: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplan

Jahre 1990 bis 2050, in Mio. t CO₂eq



Quelle: Werte bis 2015 basierend auf UBA 2019, ab 2015 eigene Berechnungen (Prognos 2020)

In Abbildung 7 ist die Entwicklung der THG-Emissionen in der Abgrenzung des Klimaschutzplans dargestellt. Gegenüber der Sektorabgrenzung nach Energiebilanz ergeben sich folgende zentrale Unterschiede (Öko-Institut et al. 2018):

- Der Gebäudesektor umfasst die Sektoren Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs, ohne den bauwirtschaftlichen Verkehr und ohne die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft.
- Der Industriesektor beinhaltet die energiebedingten Emissionen der Industrie, die industriellen Prozessemissionen, die Emissionen der Industriekraftwerke sowie den bauwirtschaftlichen Verkehr.

- Der Sektor Energiewirtschaft umfasst die Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie die Emissionen der sonstigen Umwandlung (u. a. Raffinerien), ohne die Industriekraftwerke.
- Die Abgrenzung der Emissionen im Verkehrssektor ist identisch mit der Abgrenzung nach Energiebilanz. Gemäß internationalen Konventionen werden die Emissionen des internationalen See- und Luftverkehrs nicht im Verkehrssektor ausgewiesen (gilt auch für die Emissionen in Tabelle 4).
- Der Sektor Landwirtschaft enthält sowohl die energiebedingten Emissionen als auch die nicht-energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft.

In der Referenzentwicklung werden die Reduktionsziele des Klimaschutzplans 2050 für das Jahr 2030 in allen Sektoren verfehlt. Am größten sind die Verfehlungen in den Sektoren Energiewirtschaft und Verkehr (Tabelle 2).

Tabelle 4: Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzgesetz und Referenz

Sektor	2015	Referenz 2030	Vorgabe KSG 2030	Abweichung 2030
	Mio. t CO ₂ eq	Mio. t CO ₂ eq	Mio. t CO ₂ eq	Prozent
Energiewirtschaft	349	261	175	+49 %
Industrie	188	156	140	+11 %
Gebäude	125	92	70	+32 %
Verkehr	162	148	95	+56 %
Landwirtschaft	73	69	58	+18 %
Abfälle	11	5,4	5	+9 %
Insgesamt	907	731	543	+35 %

Vorgabe der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quelle: eigene Berechnungen (Prognos 2020) basierend auf AG Energiebilanz 2018, UBA 2019

3.1.2 Primärenergieverbrauch

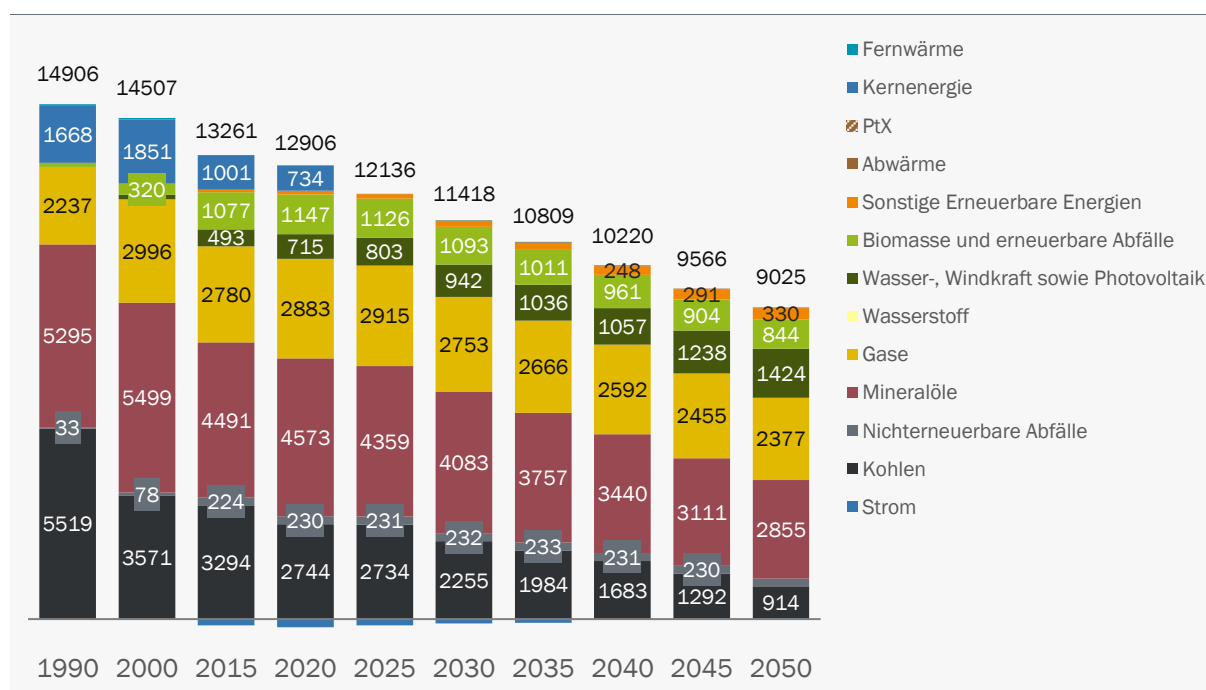
Der Primärenergieverbrauch verringert sich im Zeitraum 2015 bis 2030 im Mittel um 1 % pro Jahr auf 11.418 PJ. Nach 2030 beschleunigt sich der Rückgang auf 1,2 % pro Jahr. Die Effizienzziele bezüglich des Primärenergieverbrauchs von -30 % bis 2030, respektive -50 % bis 2050 gegenüber 2008 werden nicht erreicht: 2030: -21 %, 2050: -37 %.

Die Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs verändert sich im Zeitverlauf deutlich. Mit der Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022 fällt der Verbrauch von Kernenergie weg. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, fossile Gase und Mineralölprodukte verbleibt bis 2030 bei rund 80 %. Nach 2030 nimmt der Anteil ab, 2050 liegt er bei noch 71 %. Gleichzeitig erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger (u. a. Biomasse, Wind, Photovoltaik, Wasserkraft) von 12 % im Jahre 2015 auf 19 % im Jahre 2030 und bis auf 29 % im Jahre 2050. An Bedeutung gewinnen dabei Photovoltaik, Wind und Umweltwärme, während der Verbrauch an Biomasse leicht abnimmt.

Die Export-Import-Bilanz vom Strom verbleibt im Verlauf der Jahre weitgehend ausgeglichen, entsprechend verbleibt die Bedeutung von Strom auf Ebene Primärenergie gering (keine stark ansteigenden Import- oder Exportmengen).

Abbildung 8: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: Eigene Fortschreibung (Prognos 2020), basierend auf AG Energiebilanz 2018

3.1.3 Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch verringert sich bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2015 um 6 % auf 8.385 PJ (inkl. Treibstoffe für den internationalen Flugverkehr). Langfristig – bis zum Jahr 2050 – verringert sich der Verbrauch um 19 % auf 7.187 PJ (Abbildung 9).

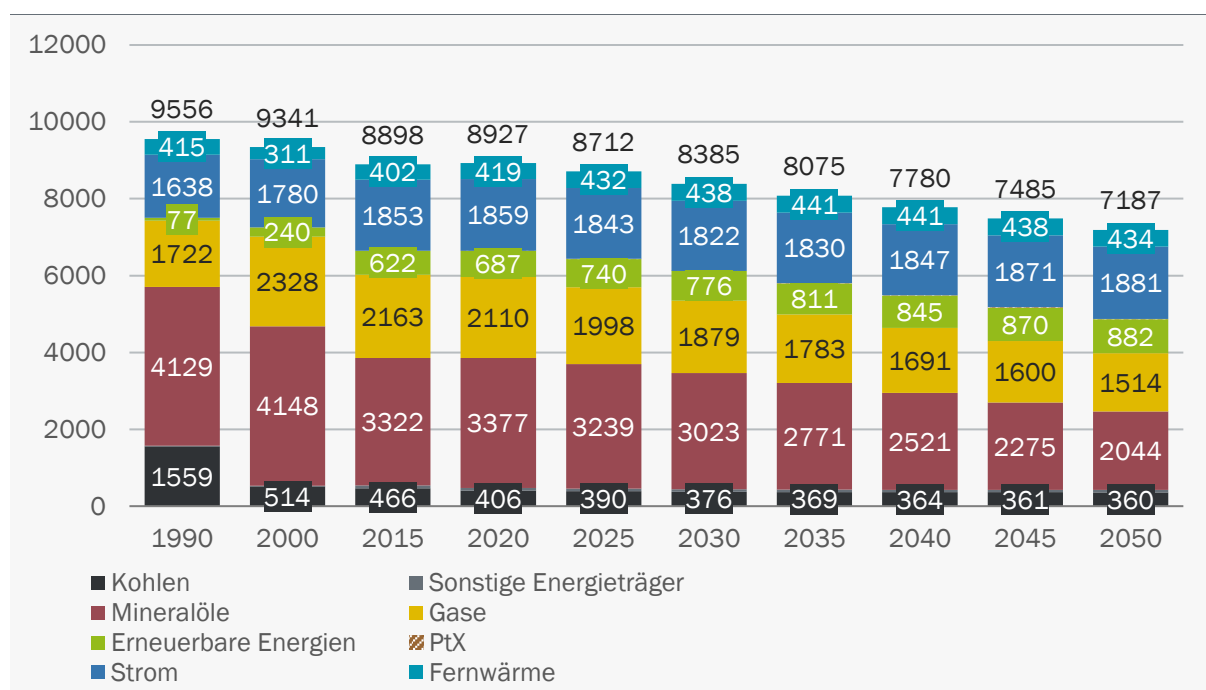
Treiber für den Rückgang ist die zunehmende Effizienz der Geräte, Anlagen und Fahrzeuge, aber auch die demografische Entwicklung. Der Anteil der fossilen Energieträger nimmt ab von 68 % im Jahr 2015 auf 55 % im Jahr 2050. Sowohl der Verbrauch an Mineralölprodukten (-1.278 PJ; -39 %) als auch der Verbrauch an fossilen Gasen (-649 PJ; -30 %; im wesentlichen Erdgas) neh-

men im Zeitraum 2015 bis 2050 stark ab. Zusätzlich zu den Faktoren Effizienz und Demografie wirkt der Faktor Substitution reduzierend auf den Verbrauch fossiler Energieträger. Im Verkehrssektor werden nach 2030 insbesondere im Pkw-Bereich Verbrennungsmotoren zunehmend durch Elektromotoren ersetzt. Im Bereich der Gebäudewärme (Raumwärme, Warmwasser) steigt die Bedeutung der Wärmepumpen an. Der Einsatz dieser Stromanwendungen wird begünstigt durch den zunehmend CO₂-ärmeren Strommix der inländischen Erzeugung (vgl. Kapitel 5).

Trotz der steigenden Bedeutung des Stroms im Verkehrs- und Gebäudesektor verändert sich der Stromverbrauch im Verlauf der Jahre 2015 bis 2050 nicht wesentlich und verbleibt auf dem Niveau von 1.850±20 PJ (515±5 TWh). Die höhere Effizienz der Geräte, Lampen und Anlagen sowie strukturelle Verschiebungen, unter anderem der Ersatz konventioneller Stromdirekt- und Speicherheizungen durch Wärmepumpen, dämpfen den Verbrauchsanstieg. Auch die Nachfrage nach Fernwärme verändert sich im Zeitverlauf nicht wesentlich. Der Verbrauch verbleibt auf dem durchschnittlichen Niveau der Jahre 2010 bis 2015. Synthetische Energieträger werden in der Referenzentwicklung nur in sehr geringem Ausmaß eingesetzt, in Form von Wasserstoff im Verkehrsbereich.

Abbildung 9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Fortschreibung (Prognos 2020), basierend auf AG Energiebilanz 2018

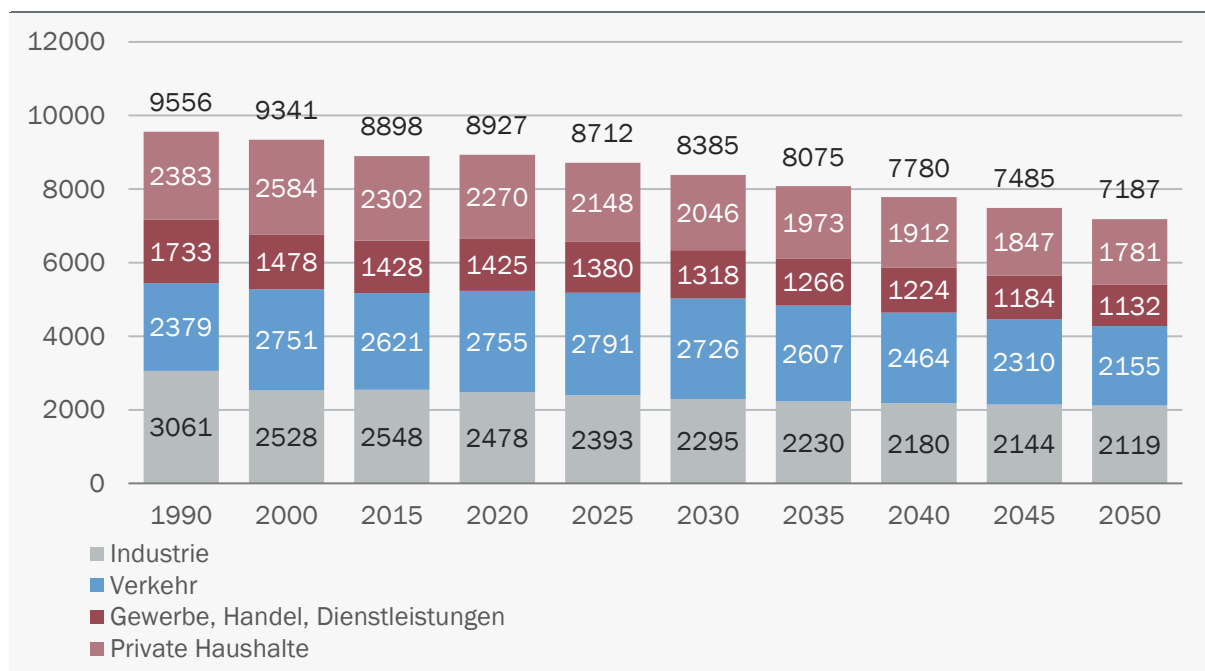
Die Bedeutung der Verbrauchssektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr am Endenergieverbrauch verschiebt sich im Zeitraum 2015 bis 2050 nur geringfügig (Abbildung 10):

- Private Haushalte: Der Endenergieverbrauch nimmt um 23 % ab, der Verbrauchsanteil verringert sich von 26 % auf 25 %.
- GHD: Der Verbrauch geht um 21 % zurück, der Verbrauchsanteil verbleibt bei 16 %.

- Industrie: Der Verbrauch sinkt um 16 %, der Anteil erhöht sich leicht von 29 % auf 30 %.
- Verkehr: Der Verbrauch steigt bis 2030 noch weiter an, nimmt dann aber deutlich ab, im Jahr 2050 liegt er um 18 % unter dem Verbrauch des Jahres 2015. Der Anteil erhöht sich leicht von 29 % auf 30 %.

Abbildung 10: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Verkehrssektor: inkl. internationalen Flugverkehr, ohne internationalen Seeverkehr

Quelle: eigene Fortschreibung (Prognos 2020), basierend auf AG Energiebilanz 2018

3.2 Endverbrauchssektoren

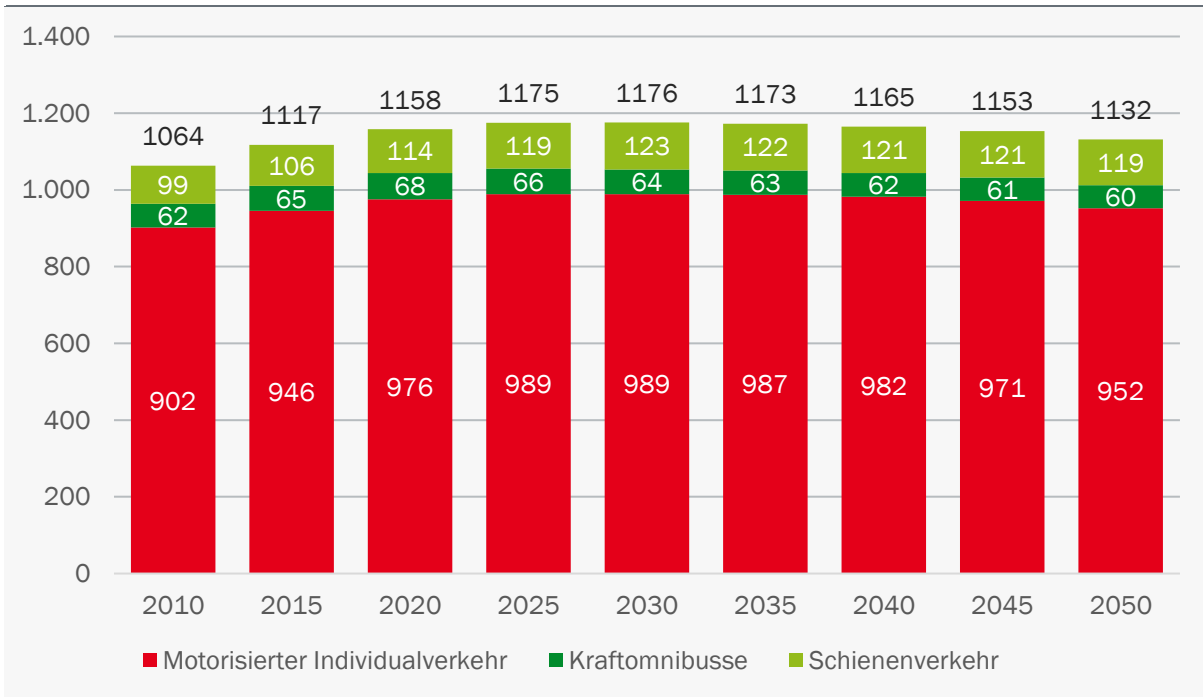
3.2.1 Verkehrssektor

Die **Verkehrsleistung** im nationalen Personenverkehr steigt bis 2030 gegenüber 2015 um 5 % an und sinkt danach in Folge der abnehmenden Bevölkerung (vgl. Abbildung 11). Im Jahr 2050 liegt sie in der Summe auf vergleichbarem Niveau wie 2015. Bis 2030 fällt das Wachstum im Schienenverkehr und der nationalen Luftfahrt mit 15 % überdurchschnittlich aus.

Im nationalen Güterverkehr steigt die Verkehrsleistung bis 2030 stark an (+30 %) und auch längerfristig wird bis 2050 mit weiteren 15 % von einem deutlichen Wachstum ausgegangen (vgl. Abbildung 12). Wenngleich Schienenverkehr und Binnenschifffahrt insbesondere bis 2030 überdurchschnittlich wachsen (+38 % respektive +35 % ggü. 2015) erfolgen die größten absoluten Zuwächse beim Straßengüterverkehr.

Abbildung 11: Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr

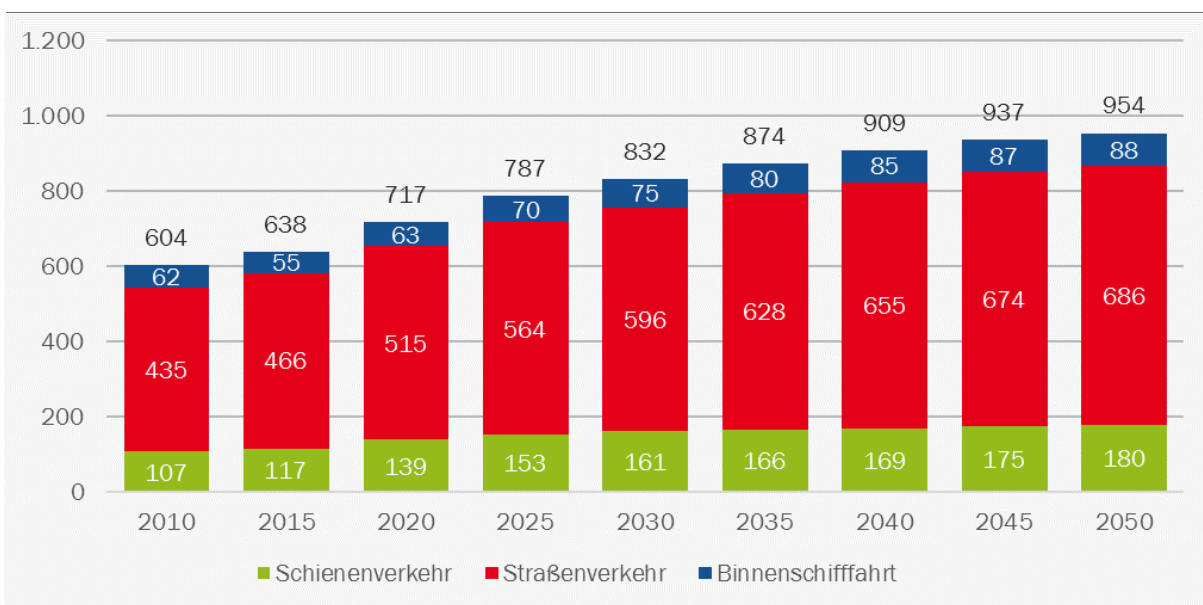
Referenzszenario; Angaben in Mrd. Pkm; Ausschließlich nationaler Verkehr



Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen (Werte bis 2015) und Prognos 2020 (Projektionswerte)

Abbildung 12: Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger

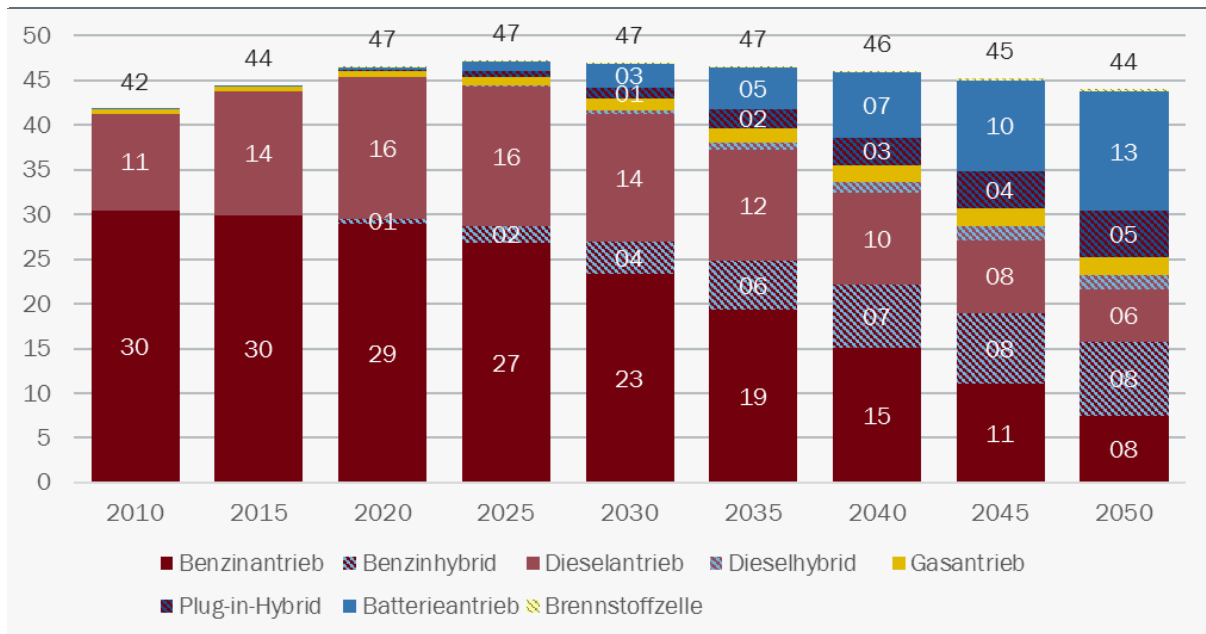
Referenzszenario; Angaben in Mrd. tkm; Ausschließlich Verkehrsleistung im Inland



Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen (Werte für Schiene und Binnenschiff bis 2015) und Prognos 2020 (Projektionswerte und für den Straßenverkehr insgesamt)

Abbildung 13: Pkw-Bestand nach Antrieb

Referenzszenario; Angaben in Mio. Fahrzeugen



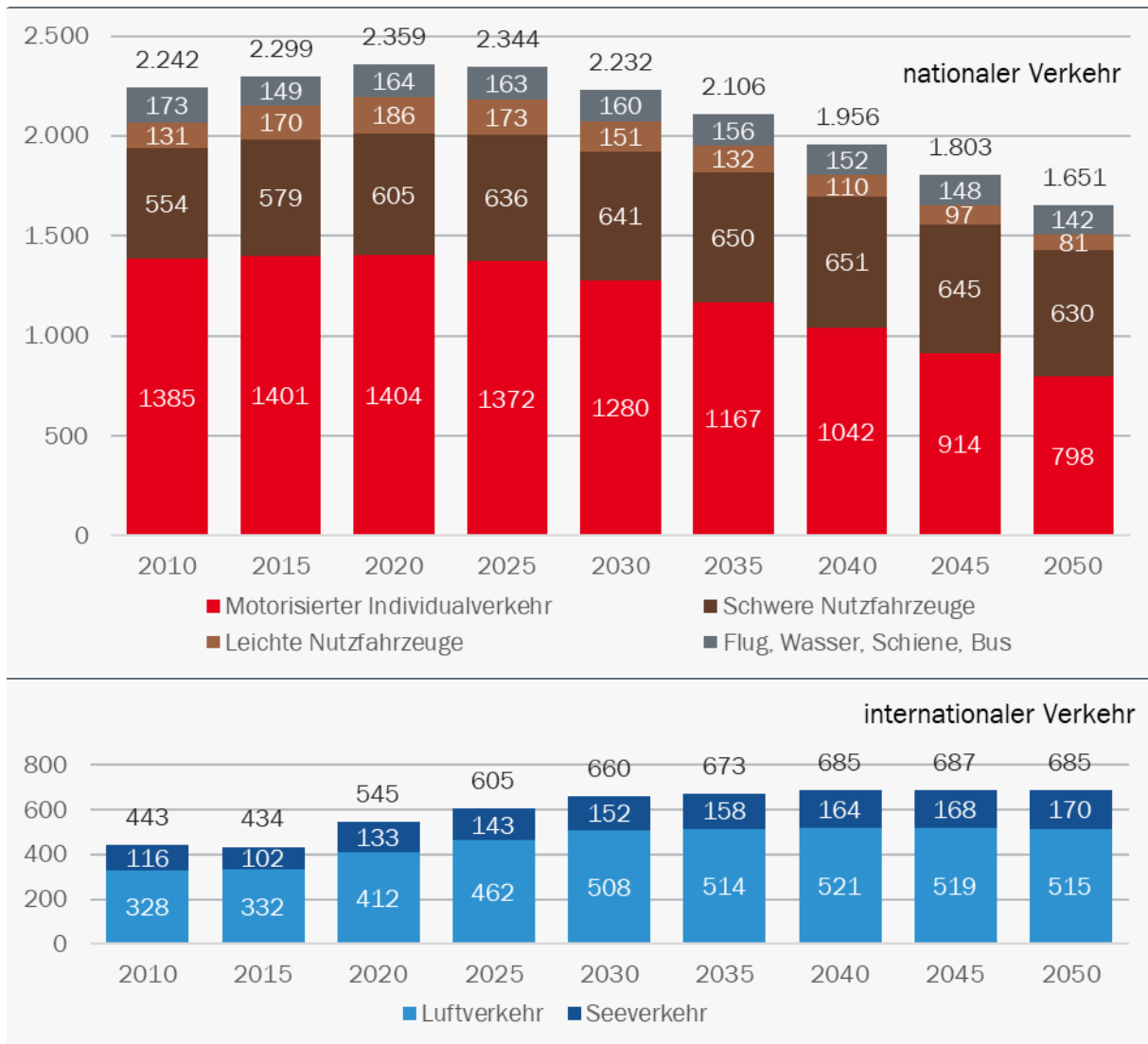
Quelle: Kraftfahrtbundesamt, FZ 13 (Werte bis 2015) und Prognos 2020 (Projektionswerte)

Der **Pkw-Bestand** wächst bis zum Jahr 2030 um rund 6 % auf 47 Mio. Pkw an und sinkt bis 2050 mit sinkender Bevölkerung auf das Niveau von 2015 (vgl. Abbildung 13). Im Jahr 2030 sind 4,0 Mio. Pkw mit Elektroantrieb zugelassen, bis 2050 wächst die Anzahl auf 19 Mio. Rund 70 % der Elektrofahrzeuge besitzen Batterieelektrische Antriebe, daneben werden vor allem Plug-In-Hybrid-Antriebe eingesetzt. Brennstoffzellenantriebe haben nur einen marginalen Anteil. Im Straßengüterverkehr bleibt der Dieselantrieb dominierend. Der Anteil Batterieelektrischer Antriebe an den Schweren Nutzfahrzeugen wächst von 2 % im Jahr 2030 auf 8 % im Jahr 2050. Oberleitungsantrieb und Flüssigerdsantrieb finden auch längerfristig keinen Einsatz.

Im Jahr 2015 lag der **Endenergieverbrauch** des inländischen Verkehrs bei 2.299 PJ (vgl. Abbildung 14). Mit einem Anteil von über 60 % hatte der motorisierte Individualverkehr (MIV) den größten Anteil am inländischen Verbrauch. Wesentliche Anteile fielen auch auf Schwere Nutzfahrzeuge (SNF, 23 %) und Leichte Nutzfahrzeuge (LNF, 9 %). Der inländische Luftverkehr, der Verkehr auf Binnengewässern, der Schienen-, und der Busverkehr hatte hingegen zusammen nur einen Anteil von insgesamt 6 % am inländischen Verbrauch. Einschließlich internationaler See- und Luftverkehre, deren Treibhausgasemissionen gemäß Abgrenzung des Kyoto-Protokolls nicht den Ländern zugerechnet werden, liegt der Energieverbrauch des Verkehrs um weitere 19 % höher. Nach 2015 wächst der inländische Energieverbrauch zunächst weiter an und sinkt dann in Folge von Elektrifizierung, Verkehrsverlagerung und Effizienzverbesserungen bis 2030 auf 2.195 PJ (-5 % ggü. 2015) und bis 2050 auf 1.643 PJ (-30 % ggü. 2015). Einschließlich der wachsenden internationalen Verkehre liegt das Niveau im Jahr 2050 ganze 42 % über dem Verbrauch der inländischen Verkehre.

Abbildung 14: Endenergieverbrauch nach Verkehrszweigen

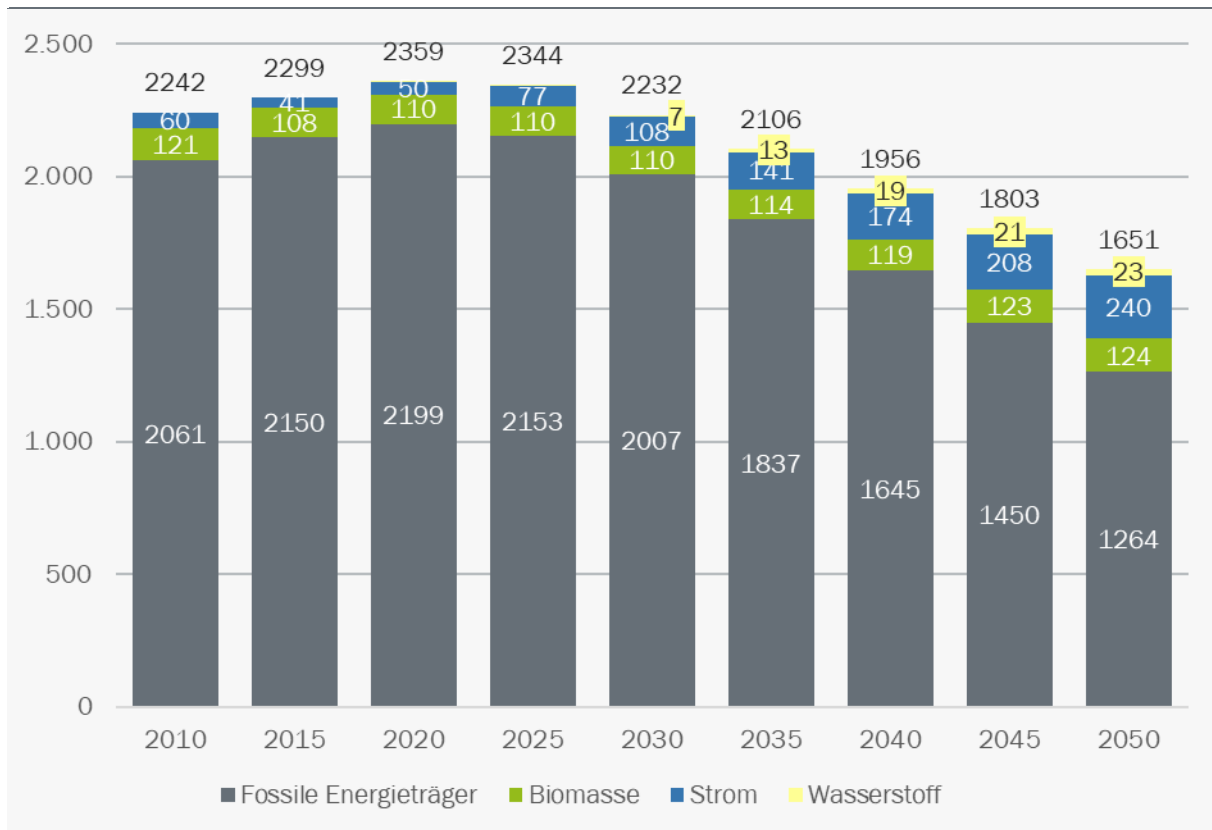
Referenzszenario; Angaben in PJ



Quelle: Prognos 2020

Trotz deutlichem Rückgang dominiert auch längerfristig der Einsatz von fossilen Flüssigkraftstoffen im nationalen Verkehr (vgl. Abbildung 15). Ausgehend von 2.123 PJ im Jahr 2015 sinkt ihr Einsatz bis 2030 auf 1.924 PJ und bis 2050 auf 1.182 PJ. Wesentlicher Treiber für den Rückgang der fossilen Kraftstoffe ist die Elektrifizierung. Damit steigt der Stromverbrauch von 41 PJ im Jahr 2015 über 100 PJ im Jahr 2030 auf rund 240 PJ im Jahr 2050 und damit jeweils um +140 %. Im Jahr 2050 liegt der Anteil von Strom am inländischen Verbrauch bei 14 %. Der Einsatz von biogenen Kraftstoffen bleibt auf einem absolut stabilen Niveau um 110 PJ. Gas spielt als Energieträger eine zunehmende, aber beschränkte Rolle. Sein Anteil wächst auf 6 % im Jahr 2050. Die internationalen Verkehre basieren auch langfristig vollständig auf fossilen Kraftstoffen.

Abbildung 15: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehrssektor
Referenzszenario; Angaben in PJ, ohne internationaler Verkehr



Quelle: AG Energiebilanzen (Werte bis 2015) und Prognos 2020 (Projektionswerte)

Die mit dem Energieverbrauch des nationalen Verkehrs verbundenen THG-Emissionen im Verkehrssektor reduzieren sich von 162 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf 147 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 (-53 % gegenüber 1990). Im Jahr 2050 liegen die THG-Emissionen bei noch 93 Mio. t CO₂eq (-43 % gegenüber 1990).

3.2.2 Industriesektor

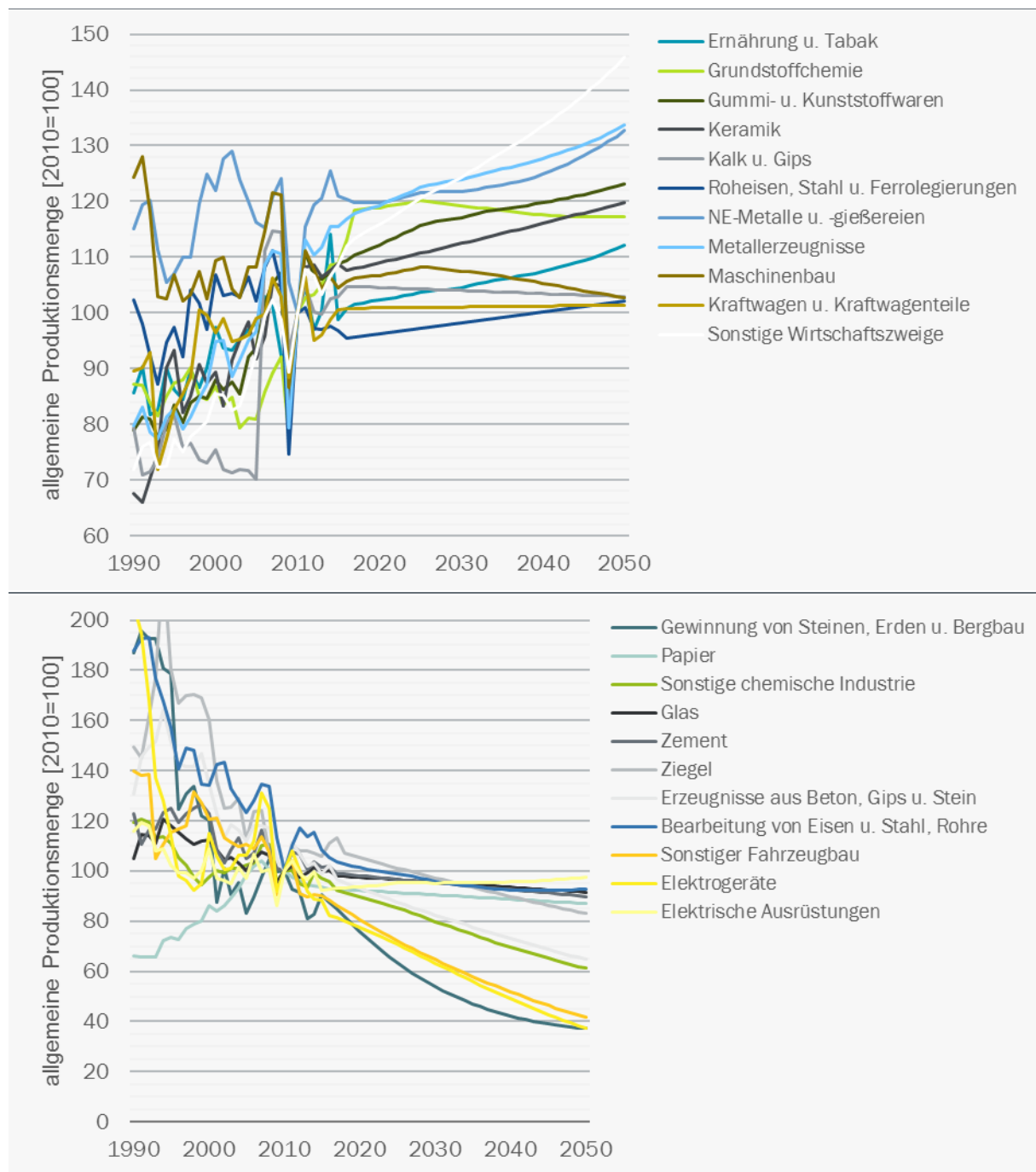
Wesentlicher Treiber des Endenergieverbrauchs im Industriesektor ist die Entwicklung der **Produktionsmengen**. Bei der Modellierung werden branchenscharfe Mengen berücksichtigt. Für die energieintensiven Grundstoffindustrien wie Stahlerzeugung oder Zementherstellung liegen diese in tatsächlichen Mengen der jeweiligen Produkte vor. Eine Ausnahme bildet hierbei die Grundstoffchemie, dort konnten aufgrund der Vielzahl an hergestellten Produkten nicht alle Produkte der Branche einzeln abgebildet werden. Einzeln berücksichtigt wurden die energie- bzw. emissionsintensivsten Grundstoffe wie z. B. Ethylen, Ammoniak und Chlor. Nicht energieintensive Branchen wie beispielsweise der Maschinenbau oder die Elektrotechnik stellen sehr viele unterschiedliche Produkte her. Bei der Modellierung werden nicht einzelne Produkte als Mengentreiber verwendet, sondern eine verallgemeinerte Produktionsmenge aus der Bruttowertschöpfung und einer über die Zeit konstante Wertdichte, welche mit der Entwicklung des Endenergieverbrauchs

zwischen 1995 und 2016 korreliert. Die Entwicklung der unterstellten Produktionsmengen nach Branchen ist in Abbildung 16 dargestellt.

Abbildung 16: Produktionsmengen im Industriesektor

Jahre 1990 bis 2050, in Indexeinheit 2010=100;

oben/unten: Branchen mit steigender/sinkender Produktion zwischen 2015 und 2030

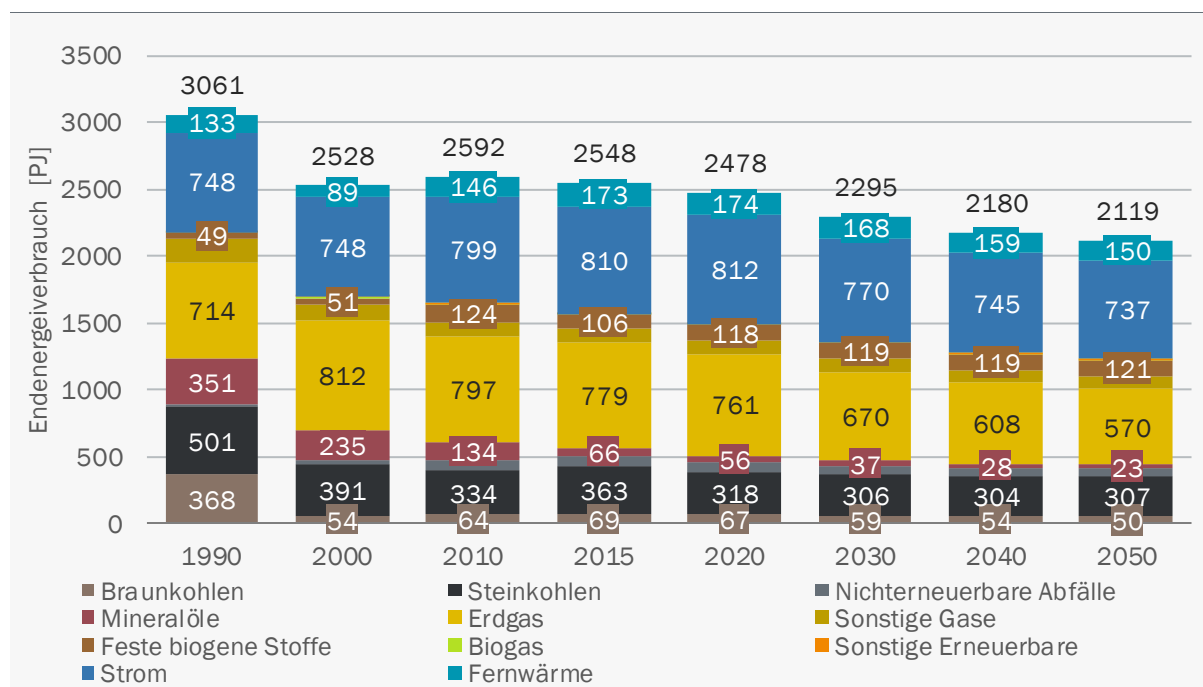


Quelle: Prognos 2020

Zur Fortschreibung des sektoralen Energieverbrauchs im Referenzszenario werden neben der Produktionsmenge weitere Einflussfaktoren berücksichtigt, unter anderem Effizienz, Energieträgersubstitution, Wirkung von politischen Instrumenten sowie der Einfluss des Klimas auf den Raumwärmebedarf. Der **Endenergieverbrauch** im Industriesektor verringert sich im Referenzszenario zwischen 2015 und 2030 um 9 % auf dann 2.295 PJ und zwischen 2015 und 2050 um weitere 7 % auf dann 2.119 PJ (Abbildung 17). Während dieser Periode bleibt die Struktur der Endenergieträger weitgehend unverändert. Im Wesentlichen dominieren Strom mit 34 %, Erdgas mit 29 % und – bedingt durch die Eisenproduktion – Steinkohle mit 13 %. Wo technisch und prozessbedingt möglich, ist bereits heute die Energieträgersubstitution weg von Kohle und Mineralölprodukten hin zu Strom und Erdgas weitgehend abgeschlossen.

Abbildung 17: Energieverbrauch nach Energieträgern im Industriesektor

Referenzszenario; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2020

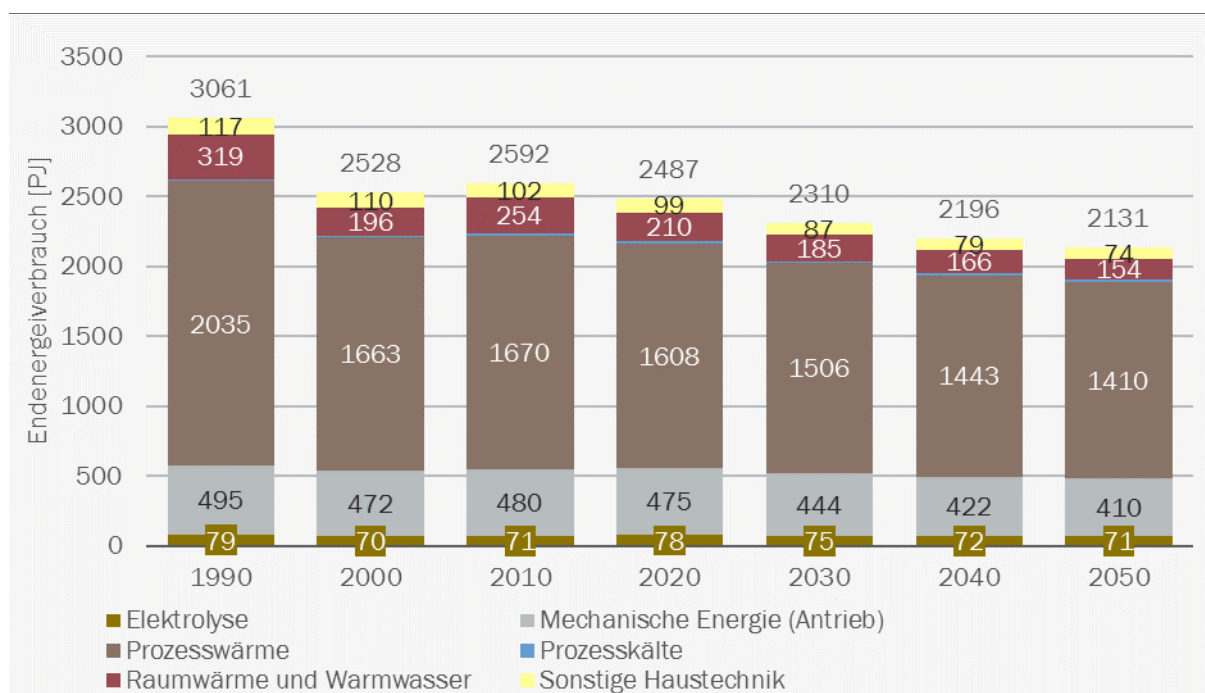
Rund zwei Drittel der Energie im Industriesektor werden für die Bereitstellung von Prozesswärme und rund ein Fünftel für elektrische Antriebe aufgewendet (siehe Abbildung 18). Lediglich circa 12 % der Endenergie werden für Gebäude-Anwendungen wie z. B. Raumwärme oder Beleuchtung benötigt. Prozesskälte sowie der Stromeinsatz in industriellen Elektrolyseuren haben eine untergeordnete Bedeutung. Die Anwendungsstruktur ändert sich im betrachteten Zeitraum kaum.

Dem Industriesektor ist nach der Abgrenzung des Klimaschutzplans neben dem direkten Energieträgereinsatz auch derjenige zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken sowie prozessbedingte Emissionen zugeordnet. Den Prozessemissionen liegt kein Energieträgereinsatz zugrunde. Die mit dem direkten Energieverbrauch verbundenen THG-Emissionen im Industriesektor reduzieren sich von 93 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf 72 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 (-52 % gegenüber 1990). Im Jahr 2050 liegen die energiebedingten THG-Emissionen bei noch 62 Mio. t CO₂eq (-58 % gegen-

über 1990). Die Prozessemissionen verringern von 61 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf 49 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 bzw. 46 Mio. t CO₂eq im Jahr 2050. Die Emissionen der Industriekraftwerke reduzieren sich nur unwesentlich von 35 Mio. t CO₂eq 2015 auf 34 Mio. t CO₂eq 2030 und 30 Mio. t CO₂eq 2050. In der Abgrenzung nach KSP (energiebedingte, Industriekraftwerke und Prozessemissionen) nehmen die THG-Emissionen ab von 188 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf unter 156 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030.

Abbildung 18: Energieverbrauch nach Anwendungen im Industriesektor

Referenzszenario; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2020

3.2.3 Private Haushalte

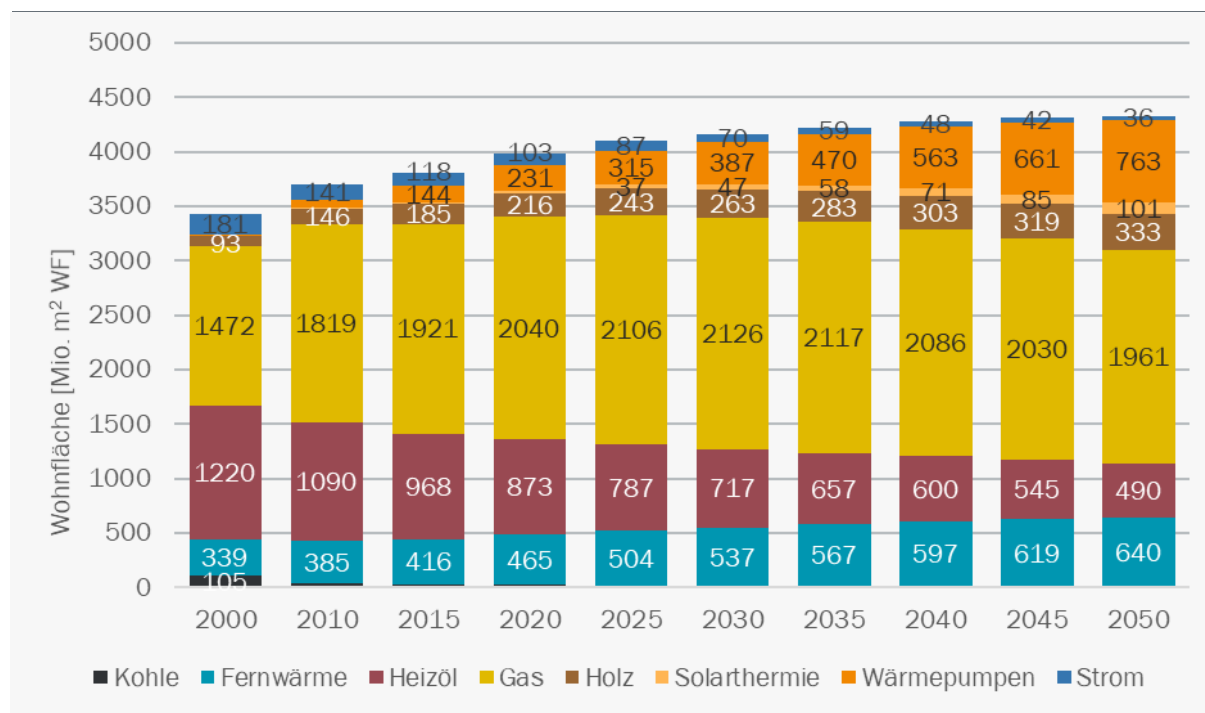
Die wichtigsten Mengenfaktoren im Sektor Private Haushalte sind die Bevölkerung und die Zahl der privaten Haushalte (vgl. Kapitel 2). Wohngebäude sind von zentraler Bedeutung für den Energieverbrauch und die THG-Emissionen des Sektors. Die Verbrennung von fossilen Energieträgern für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser ist aktuell für über 95 % der THG-Emissionen des Haushaltssektors verantwortlich. Die übrigen Emissionen entfallen weitgehend auf das Kochen mit Erdgas. Die THG-Emissionen des Strom- und Fernwärmeverbrauchs der privaten Haushalte werden im Sektor Energiewirtschaft ausgewiesen (Betrachtung nach Quellenprinzip).

Die Entwicklung der Zahl der Wohnungen ist gekoppelt an die Entwicklung der Zahl privater Haushalte. In Ergänzung dazu steigt die Wohnfläche pro Kopf aufgrund des steigenden Pro-Kopf-Einkommens im Zeitverlauf an. Der Neubau wird in den Szenarien ab Mitte der 2020er-Jahre als rückläufig angenommen, entsprechend der demografischen Entwicklung. Die demografische Tendenz wird gegenüber früheren Prognosen durch Zuzug gedämpft. Die Entwicklung der beheiz-

ten Wohnflächen steigt weiter an und ist nach Energieträgern in Abbildung 19 beschrieben. In der Struktur zeigt sich eine leichte Verlagerung von Einfamilienhäusern zu Mehrfamilienhäusern.

Abbildung 19: Wohnfläche nach Beheizungsstruktur

Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

Quelle: Prognos 2020

Die beiden Hauptmaßnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen in Gebäuden sind die Reduktion der Wärmeverluste und die Dekarbonisierung der eingesetzten Energie. Die energetischen Mindestanforderungen an den Energieverbrauch von Neubauten werden in der EnEV 2014 vorgeschrieben. Im Referenzszenario sinkt der Energieverbrauch der Neubauten gegenüber diesen Mindestanforderungen im Zeitverlauf autonom um rund 0,5 % p. a. ab. Der Raumwärmebedarf des Gebäudebestandes wird durch energetische Sanierungen an der Gebäudehülle reduziert. Als Maß für die Sanierungsaktivität kann die Sanierungsrate benutzt werden. Die hier verwendete Definition für die energetische Sanierungsrate bezieht sich auf die Wohnfläche: Die Sanierungen einzelner Bauteile (Fassade, Fenster, Dach, Keller/Boden) werden zu Vollsaniierungen aggregiert und auf die Wohnfläche umgerechnet. In der Referenzentwicklung verbleibt die jährliche Sanierungsrate in etwa auf dem aktuellen Niveau bei rund 1,1 %, bezogen auf den Gesamtgebäudebestand. Bei den kleinen Wohngebäuden (Ein- und Zweifamilienhäusern) ist die Rate geringer als bei den größeren Mehrfamilienhäusern.

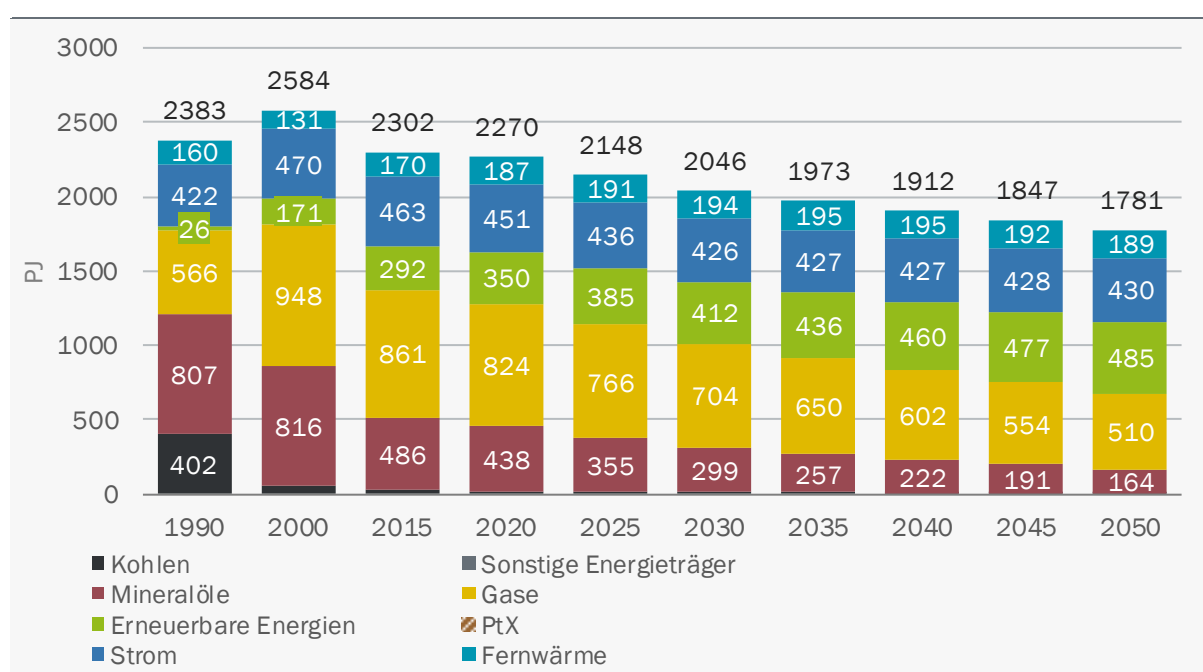
Die Wärmeversorgung verändert sich im Referenzszenario nur langsam, die Bedeutung der fossilen Wärmeerzeuger wird rückläufig. Dabei nimmt der Anteil der mit Heizöl versorgten Wohnfläche auch nach 2015 weiter ab, während der Anteil der mit Gas betriebenen Wärmeerzeuger mittelfristig auf dem aktuellen Niveau von rund 50 % verbleibt (bezogen auf die Wohnfläche). Erst ab

etwa 2030 wird auch der Anteil der mit Gas beheizten Wohnfläche rückläufig. Der Anteil der fossilen Systeme insgesamt verringert sich von über 75 % im Jahr 2015 auf 69 % im Jahr 2030 und 57 % im Jahr 2050. Dem gegenüber zeigt sich eine deutliche Zunahme bei den elektrischen Wärmepumpen. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Anteil an der beheizten Wohnfläche auf rund 18 % (2015: 4 %). Leichte Zunahmen zeigen sich auch bei der Fernwärme und bei der Biomasse.

Der **Endenergieverbrauch** der Privaten Haushalte verringert sich von 2.302 PJ im Jahr 2015 auf 2.046 PJ im Jahr 2030 (Abbildung 20).

Abbildung 20: Energieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Haushalte

Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, in PJ



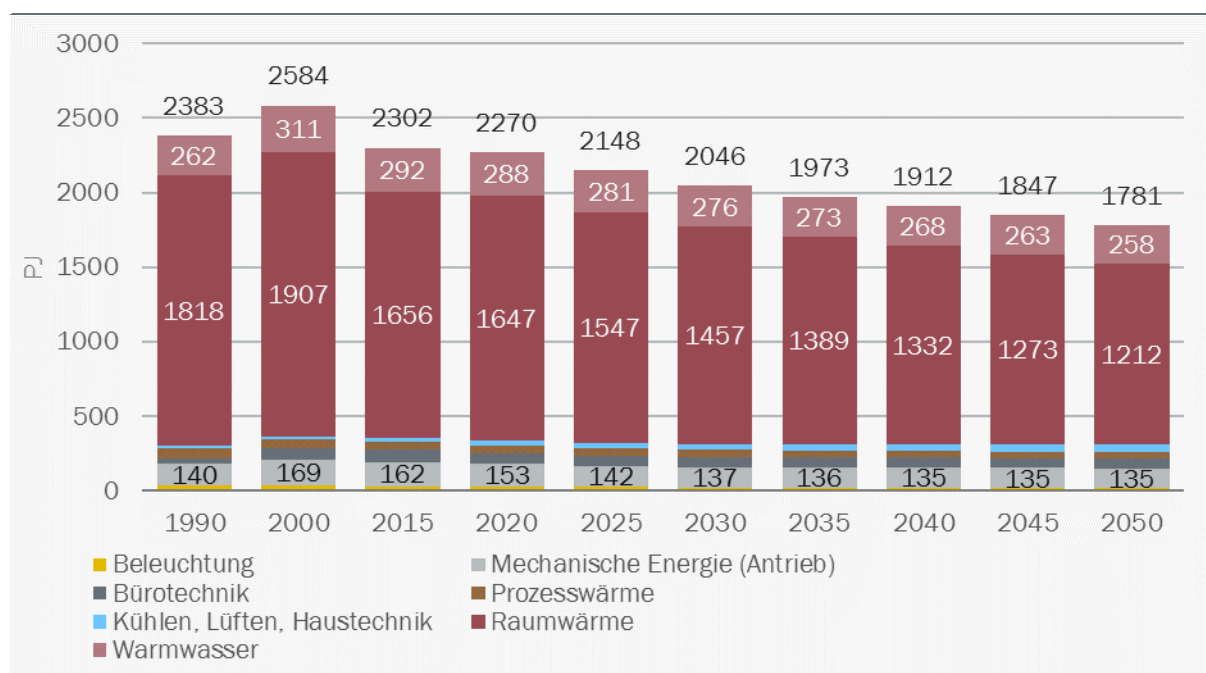
Quelle: AG Energiebilanzen (Werte bis 2015) und Prognos 2020

Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei noch 1.781 PJ. Dies entspricht einem mittleren jährlichen Rückgang von 0,7 %. Entsprechend der Entwicklung der Beheizungsstruktur der Wohngebäude nimmt die Bedeutung der fossilen Energieträger ab. Der Anteil am Endenergieverbrauch der Haushalte verringert sich von 60 % im Jahr 2015 auf 38 % im Jahr 2050 (2030: 50 %). Demgegenüber steigt der Stellenwert der erneuerbaren Energien und von Strom an. Der Stromverbrauch ist zwar ebenfalls rückläufig (2015-2050: -7 %), trotzdem steigt der Anteil am Endenergieverbrauch von 20 % auf 24 % an. Beim Stromverbrauch kompensieren die effizienteren Elektrogeräte, die effizientere Beleuchtung und der zunehmende Ersatz der konventionellen Elektroheizungen den Mehrverbrauch durch die elektrischen Wärmepumpen.

Über 70 % des Energieverbrauchs der Haushalte wird für Raumwärme aufgewendet (Abbildung 21). Die Raumwärme ist auch der Haupttreiber für den Verbrauchsrückgang. Rund 80 % der Verbrauchsreduktion sind auf den Rückgang des Raumwärmeverbrauchs zurückzuführen. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Raumwärmeverbrauch um 27 % gegenüber 2015 (bis 2030 -12 %). Hohe prozentuale Verbrauchsreduktionen zeigen sich auch bei den Elektrogeräten (IKT -20 %, IKT -20 %).

mechanische Energie -22 %) und bei der Beleuchtung (-50 %; Werte 2050 gegenüber 2015). Einzig im Anwendungsbereich Klima, Lüftung und Haustechnik steigt der Verbrauch an. Dies ist auf den zunehmenden Bedarf für Klimakälte (wärmeres Klima) und den steigenden Hilfsenergieverbrauch durch Wärmepumpen und Lüftungsanlagen zurückzuführen.

Abbildung 21: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im Sektor PHH
Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2020

Die mit dem Energieverbrauch der Energieträger Öl, Gas und Kohle verbundenen direkten THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte reduzieren sich von 87 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf 63 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 (-53 % gegenüber 1990). Im Jahr 2050 liegen die THG-Emissionen bei noch 41 Mio. t CO₂eq (-69 % gegenüber 1990).

3.2.4 Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Landwirtschaft

Die zentralen Mengenfaktoren bei der Modellierung der Sektoren GHD und Landwirtschaft sind die Bruttowertschöpfung und insbesondere die Zahl der Erwerbstätigen, unterschieden nach Branchen. Die Zahl an Erwerbstätigen nach Branchen wird genutzt, um die Aktivitätsgrößen fortzuschreiben, z. B. die beheizte Nutzfläche, den Lichtbedarf oder auch die Ausstattung mit Bürogeräten.

Die Zahl an **Erwerbstätigen** im GHD-Sektor wächst vorerst noch weiter an. Ab etwa 2020/2025 beginnt sich die Zahl der Erwerbstätigen zu verringern, bis zum Jahr 2050 um 14 % gegenüber dem Jahr 2015 (vgl. Kapitel 2). Hauptursache für den Rückgang ist die demografische Entwicklung, die Bevölkerung verringert sich und wird in ihrer Struktur älter. Zwischen den Branchen zeigen sich deutliche Unterschiede. Stark rückläufig ist die Zahl an Beschäftigten in der Branche

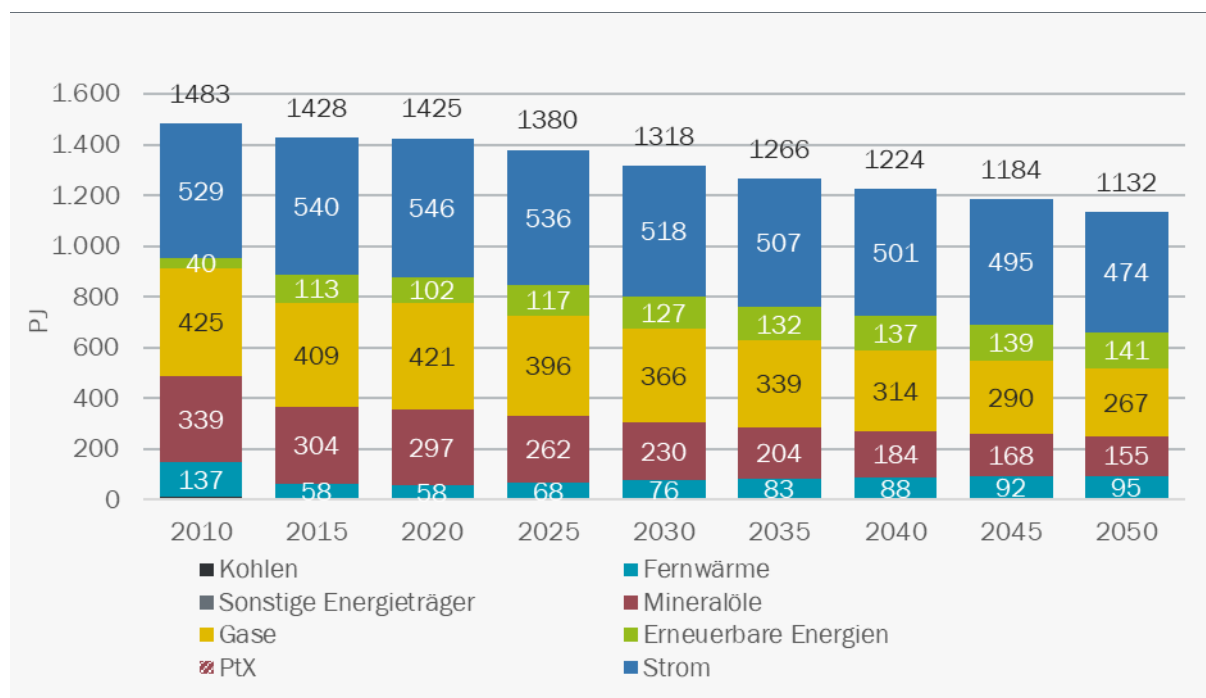
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen (-44 %) und beim Baugewerbe (-33 %; jeweils 2050 ggü. 2015). Nur geringe Rückgänge ergeben sich in den Branchen Erziehung und Unterricht (-8 %) sowie Grundstückswesen und unternehmensnahe Dienstleistungen (-8 %). Im Bereich Gesundheit und Sozialwesen nimmt die Anzahl an Erwerbstätigen sogar zu (+8 %).

Wie im Sektor Private Haushalte, so spielen auch im Sektor GHD (inkl. Landwirtschaft) die Gebäude und der damit verbundene Raumwärmebedarf eine zentrale Bedeutung für den Energieverbrauch und die damit verbundenen THG-Emissionen. Im Jahr 2015 entfielen rund die Hälfte des Energieverbrauchs auf die Anwendungsbereiche Raumwärme und Warmwasser. Von großer Bedeutung für den Energieverbrauch dieser Sektoren sind auch die Beleuchtung (Anteil 2015: 14 %) und die mechanische Energie (Anteil 2015: 18 %).⁶

Der **Endenergieverbrauch** der Sektoren GHD und Landwirtschaft sinkt in der Referenzentwicklung von 1.428 PJ im Jahr 2015 auf 1.318 PJ im Jahr 2030 (Abbildung 22). Dies entspricht einem mittleren jährlichen Rückgang von 0,5 %. Nach 2030 beschleunigt sich der Verbrauchsrückgang, der mittlere jährliche Verbrauchsrückgang erhöht sich auf 0,8 %. Dies hängt unter anderem mit dem Rückgang der Beschäftigten zusammen. Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei noch 1.132 PJ und damit um 21 % weniger als im Jahr 2015.

Abbildung 22: GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Energieträgern

Referenzszenario; GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2050, in PJ



Quelle: AG Energiebilanzen (Werte bis 2015) und Prognos 2020

⁶ Der Anwendungsbereich *Mechanische Energie* beinhaltet unter anderem Energie für den Betrieb für Baumaschinen, landwirtschaftliche Maschinen und für gewerbliche Prozesse.

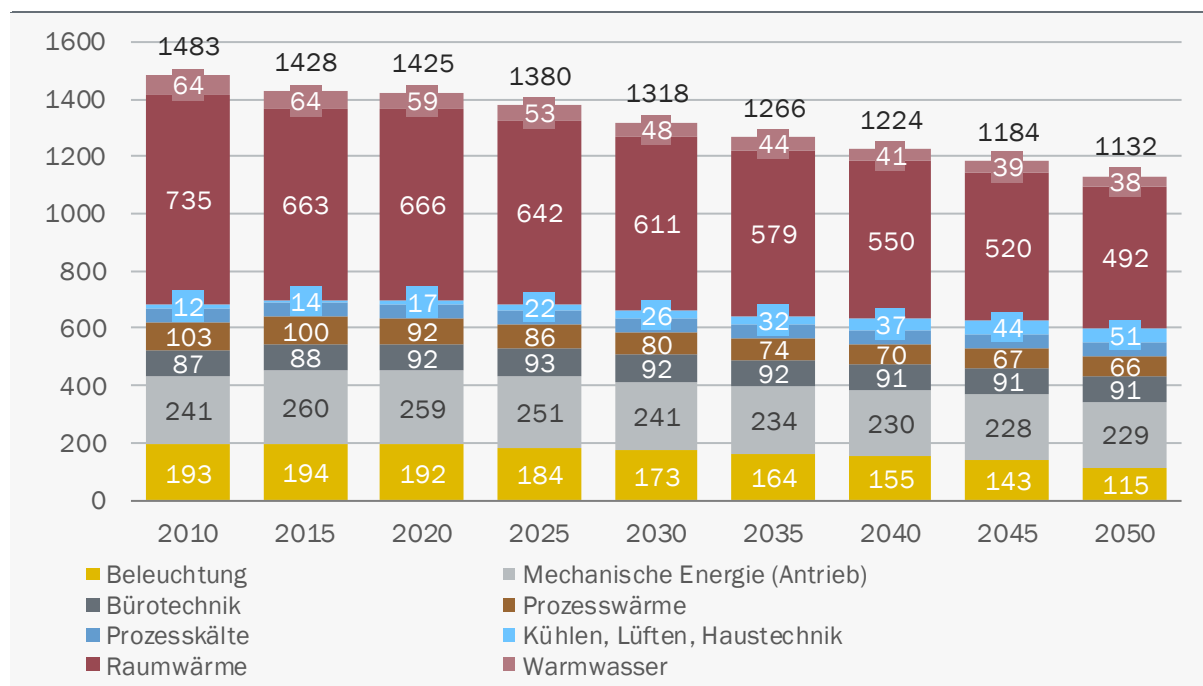
Die Bedeutung der fossilen Energieträger am Verbrauch des GHD-Sektors (inkl. Landwirtschaft) nimmt im Zeitverlauf ab. Der Anteil am Endenergieverbrauch verringert sich von 50 % im Jahr 2015 auf 37 % im Jahr 2050 (2030: 45 %). Diese Entwicklung hängt eng zusammen mit dem Rückgang des Raumwärmeverbrauchs und der Veränderung der Beheizungsstruktur. Wie bei den Wohngebäuden ist auch bei den Nichtwohngebäuden der Anteil der mit Heizöl beheizten Gebäude stark rückläufig. An Bedeutung gewinnen die Wärmenetze und die elektrische Wärmepumpe.

Auch die Entwicklung des Stromverbrauchs ist eng gekoppelt an die Zahl der Erwerbstätigen. So steigt der Stromverbrauch bis etwa zum Jahr 2020 weiter an und nimmt dann ab. Im Jahr 2050 liegt der Stromverbrauch bei noch 474 PJ (-12 % ggü. 2015). Zusätzlich zum Rückgang der Beschäftigten reduzieren auch die Effizienzfortschritte den Stromverbrauch, insbesondere im Bereich der Beleuchtung (zunehmend flächendeckende Durchdringung mit LED). Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors steigt an von 38 % im Jahr 2015 auf 42 % im Jahr 2050.

Der Energieverbrauch in den Anwendungsbereichen entwickelt sich unterschiedlich. Der Energieverbrauch für Raumwärme verringert sich im Zeitraum 2015 bis 2050 um 26 % (Abbildung 23). Dennoch verbleibt die Raumwärme derjenige Anwendungsbereich mit dem höchsten Energieverbrauch im Sektor GHD (Anteil 2050: 43 %). Stark rückläufig ist der Verbrauch der Beleuchtung, bis zum Jahr 2050 um rund 80 PJ (-41 % ggü. 2015). In einigen Anwendungsbereichen steigt der Energieverbrauch an. Der stärkste Anstieg zeigt sich bei der Klimatisierung (+38 PJ). Dies ist auch auf das wärmer werdende Klima zurückzuführen. Der Stromverbrauch für Bürogeräte und Prozesskälte nimmt ebenfalls leicht zu.

Abbildung 23: GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen

Referenzszenario; GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2020

Die mit dem Energieverbrauch der Energieträger Öl, Gas und Kohle verbundenen direkten THG-Emissionen in den Sektoren GHD und Landwirtschaft reduzieren sich von 46,7 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf 38,8 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 (-58 % gegenüber 1990). Im Jahr 2050 liegen die THG-Emissionen bei noch 26 Mio. t CO₂eq (-70 % gegenüber 1990).

Der **Gebäudesektor in der Abgrenzung nach KSP** umfasst die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs, ohne den bauwirtschaftlichen Verkehr und ohne die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft (vgl. Kommentare in Kapitel 3.1.1). Die THG-Emissionen des Gebäudesektors nach KSP verringern sich bis zum Jahr 2030 auf rund 92 Mio. t CO₂eq (1990: 210 Mio. t CO₂eq). Gegenüber dem Ziel im Klimaschutzgesetz von 70 Mio. t CO₂eq verbleibt eine Lücke von 22 Mio. t CO₂eq.

3.3 Strom- und Fernwärmeerzeugung

Die Stromerzeugung wird im Wesentlichen von drei Faktoren beeinflusst: dem Ausbau erneuerbarer Energien, der Stromnachfrage und sowie den Grenzkosten fossiler Erzeugung.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Referenzszenario orientiert sich kurz- und mittelfristig an den Regelungen des EEG 2017. Für Wind Onshore wurde für den Zeitraum 2020 bis 2030 ein Ausbaukorridor von 2,8 GW jährlich angesetzt. Dieser ergibt sich aus dem im EEG festgeschriebenen Ausbaukorridor von 2,9 GW pro Jahr sowie einer angenommenen Realisierungswahrscheinlichkeit von 95 %. Zwischen 2030 und 2040 steigt im Referenzszenario der durchschnittliche jährliche Zubau auf 3,5 GW. Zum einen werden damit Altanlagen ersetzt, die ihr technisches Lebensende erreicht haben. Zum anderen führen die steigenden Preise für fossile Brennstoffe und EU-ETS-Zertifikate (vgl. Kapitel 2) zu einer besseren Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Ab 2040 steigt der durchschnittliche jährliche Bruttozubau auf über 5 GW pro Jahr. Der aktuelle Rückgang beim Zubau neuer Anlagen aufgrund von Genehmigungsschwierigkeiten und Klagen konnten aufgrund des Zeitpunktes der Modellberechnungen hier nicht berücksichtigt werden⁷.

Bei Wind Offshore wurde für das Jahr 2030 analog zum EEG eine installierte Leistung von 15 GW zu Grunde gelegt. Dieses beinhaltet einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubau von zunächst 0,5 bzw. 0,7 GW. Ab Mitte der 2020er Jahre steigt der jährliche Bruttozubau auf 0,84 GW an. Dieser Wert wird nach 2030 fortgeschrieben. Die bestehenden Unsicherheiten, dass bei ungünstigen Marktbedingungen ein Teil der 2017 und 2018 verauktionierten Leistung nicht oder verzögert errichtet wird, wurden in der Referenz nicht abgebildet.

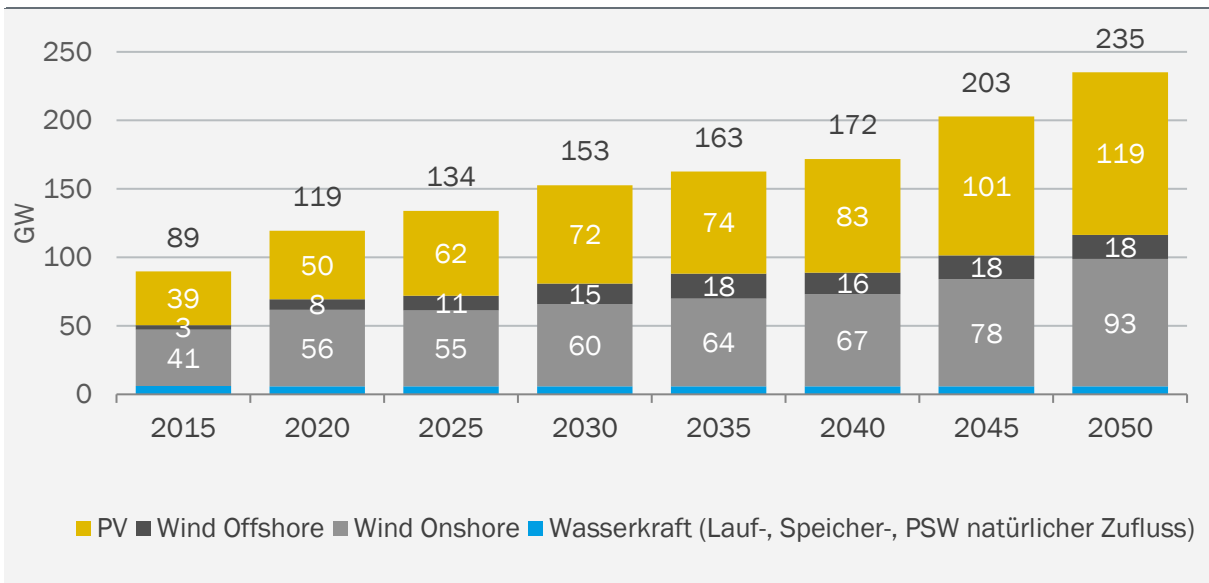
Der Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Referenz basiert in den Jahren 2020 bis 2025 auf den im EEG verankerten Ausbaukorridor von 2,5 GW p. a. Ab 2025 steigt dieser Ausbau aufgrund der sich weiter verbessernden Wirtschaftlichkeit an, auf 3 GW im Jahr 2030 und 6 GW ab 2040. Die EEG-Sonderausschreibungen des Energiesammelgesetzes, das am 1.1.2019 in Kraft getreten ist, wurden im Referenzszenario nicht berücksichtigt.

Bei Wind und Photovoltaik wurde als technische Lebensdauer jeweils 20 Jahre angesetzt. Abbildung 24 zeigt die sich aus Bruttozubau und der Lebensdauer der Anlagen ergebende installierte Leistung im Referenzszenario.

⁷ www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2019.pdf

Abbildung 24: Installierte Nettogleistung variabler erneuerbarer Energien

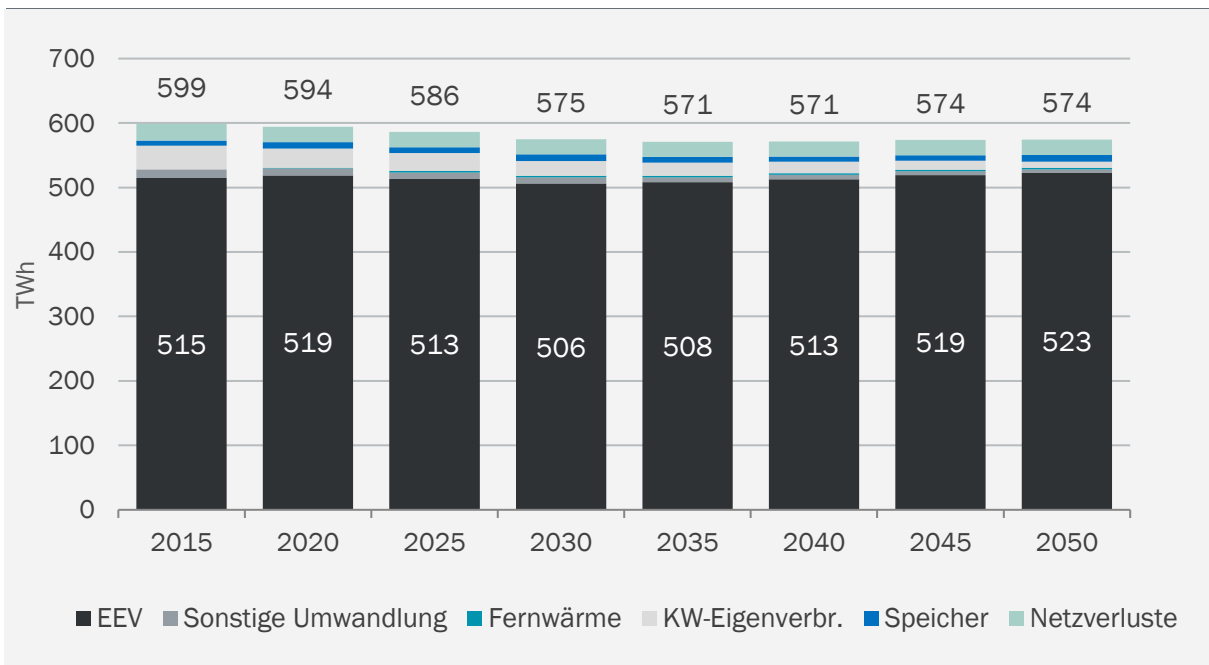
Referenzszenario; nach Technologie, Jahre 2015 bis 2050, in GW



Quelle: Prognos 2020.

Abbildung 25: Bruttostromverbrauch

Referenzszenario; Jahre 2015 bis 2050, in TWh



EEV: Endenergieverbrauch, KW: Kraftwerk

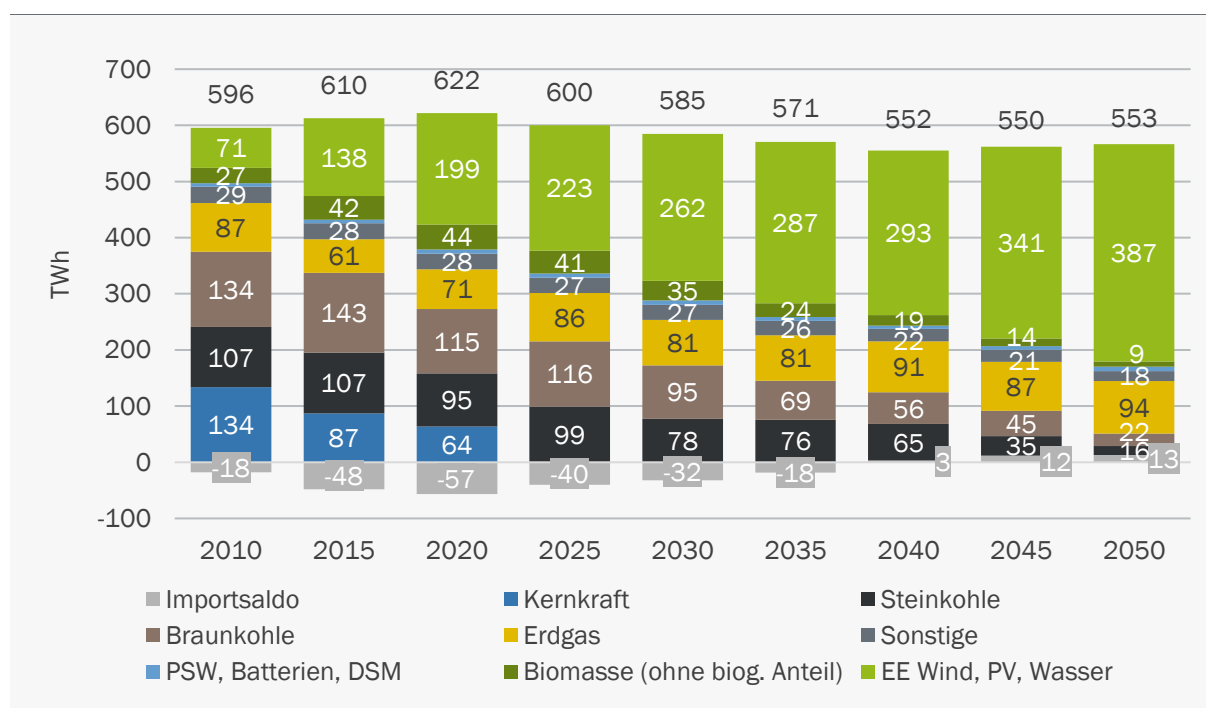
Quelle: Prognos 2020

Neben dem Ausbaupfad der erneuerbaren Energien hat die Stromnachfrage einen maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklungen im Stromsektor. Von zentraler Bedeutung ist hierbei der Endenergieverbrauch (EEV) der vier Nachfragesektoren, da er für über 85 % des Bruttostromverbrauchs verantwortlich ist. Wie aus Abbildung 25 ersichtlich wird, verändert sich die Stromnachfrage im Zeitverlauf der Jahre 2015 bis 2050 nur wenig. Von 2015 bis 2030 führen weitere Effizienzverbesserung bei Haushaltsgeräten, Beleuchtung sowie in der Industrie dazu, dass der Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren leicht sinkt. Ab 2030 werden die Effizienzgewinne durch den steigenden Strombedarf im Verkehrssektor und bei Wärmepumpen überkompensiert. Im Referenzszenario sind 2030 4,0 Mio. (2050: 18,9 Mio.) Elektrofahrzeuge⁸ und 2,2 Mio. (2050: 4,3 Mio.) Wärmepumpen im Einsatz. Diese neuen Verbrauchsgruppen haben zusammen einen Stromendverbrauch von 25 TWh im Jahr 2030 bzw. rund 60 TWh im Jahr 2050.

Trotz langfristig leicht steigendem Endenergieverbrauch ist der Bruttostromverbrauch im Referenzszenario 2030 und 2050 rund 4 Prozent niedriger als heute. Grund hierfür ist der 70 prozentige Rückgang des Kraftwerkseigenverbrauchs und eine Halbierung des Strombedarfs im sonstigen Umwandlungssektor (Raffinerien, Kohlebergbau und -verarbeitung)

Abbildung 26: Nettostromerzeugung

Referenzszenario; nach Energieträgern, Jahre 2010 bis 2050, in TWh



Biomasse: ohne biogenen Anteil des Abfalls. Dieser wird unter „Sonstige“ verbucht.

Quelle: Prognos 2020

Die dritte zentrale Einflussgröße auf dem Strommarkt sind die Grenzkosten der fossil-thermischen Erzeugung. Die Grenzkosten werden im Wesentlichen durch die Brennstoffpreise

⁸ Davon im Jahre 2030 2,7 Mio. Batterieelektrisch (BEV) und 1,2 Mio. Plug-in-Hybride (PHEV); 2050: 13,4 Mio. BEV und 5,2 Mio. PHEV

sowie den Preisen für EU-ETS-Zertifikate bestimmt. Sie haben kurzfristig einen Einfluss auf die Kraftwerkseinsatzplanung der bestehenden Kraftwerke und die Großhandelspreise. Mittel- und langfristig bestimmen die Grenzkosten indirekt die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke und haben damit den Neubau und die Stilllegung von Anlagen. Die Preise für Steinkohle, Erdgas sowie für den EU-ETS sind in Kapitel 2 dargestellt.

Abbildung 26 zeigt die Nettostromerzeugung des Referenzszenarios nach Brennstoffen. Im Jahr 2015 betrug die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle zusammen 250 TWh. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien betrug 180 TWh, davon 42 TWh aus Bioenergie (ohne den biogenen Teil des Abfalls). Die Stromerzeugung aus Kernkraft hatte einen Anteil von knapp 15 %, die Stromerzeugung aus Erdgas betrug 60 TWh. Die Entwicklung bis 2030 ist zum einen gekennzeichnet durch den Ausstieg aus der Kernkraftproduktion im Jahr 2022 sowie eine Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 53 % des Bruttostromverbrauchs. Die Stromerzeugung aus Kohle sinkt um rund ein Drittel aufgrund von altersbedingten Stilllegungen von einzelnen Kraftwerken sowie aufgrund von – im Vergleich zu Gaskraftwerken – stärker steigenden Grenzkosten. Die Stromerzeugung aus Erdgas nimmt zu auf rund 80 TWh. Langfristig steigt der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund des deutlich steigenden CO₂-Preises auf rund 70 %, bei gleichzeitigem Rückgang der Kohlestromerzeugung. Der Stromexportüberschuss Deutschlands geht bis zum Jahr 2035 zurück und kehrt sich danach ins Gegenteil. Hauptgrund dafür ist der langfristig schnellere Ausbau der erneuerbaren Energien im Ausland.

Die Entwicklung der Stromerzeugung und der daraus resultierenden Brennstoffeinsatz spiegelt sich direkt im Emissionsfaktor für Strom wider. 2017 betrug der CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommix 486 g/kWh_{el} (UBA 2019 b). Im berechneten Referenzszenario sinkt dieser bis zum Jahr 2030 um etwa 16 %. In den Jahren 2040 und 2050 beträgt der Rückgang 35 % bzw. 66 % im Vergleich zu heute.

Auf Basis der Szenarienberechnungen wurden darüber hinaus Endkundenstrompreise berechnet. Bei den privaten Haushalten mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh bleibt der Strompreis – nach einem kurzen Anstieg Mitte der 20er Jahre – auf dem heutigen Niveau von rund 30 ct/kWh (reale Preise mit Basis 2016). Lediglich die Zusammensetzung der Preisbestandteile verändert sich. Der deutliche Anstieg der Großhandelspreise (aufgrund der im Vergleich zu heute steigenden Brennstoff- und CO₂-Preise) wird begleitet von einem deutlichen Rückgang der EEG-Umlage. Währenddessen bleiben die sonstigen Bestandteile (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Mehrwertsteuer, sonstige Umlagen) weitgehend konstant auf heutigem Niveau. Die Netzkosten steigen an.

Die Entwicklungen im Stromsektor spiegeln sich teilweise auch in der Struktur der Fernwärmeerzeugung wider – zumindest mit Blick auf den altersbedingten Rückgang bei der Erzeugung von gekoppelter Wärme aus Kohlekraftwerken. Diese sinkt von 42 TWh im Jahr 2015 auf rund 25 TWh im Jahr 2030. Die leicht steigende Nachfrage nach Fernwärme wird gedeckt durch eine steigende Wärmeerzeugung aus Gas-KWK-Anlagen. Der Beitrag erneuerbarer Fernwärme bleibt gering, abgesehen von der Fernwärmeerzeugung aus Bioenergie. Die Förderprogramme und Anreizmechanismen, wie innovative KWK-Systeme (iKWK), Nutzen statt Abregeln (NsA) und das Marktanreizprogramm (MAP), führen in ihrer heutigen Ausgestaltung nur zu einer geringfügigen Zunahme von erneuerbarer Fernwärme.

4 Maßnahmen-Set des Klimaschutzprogramms 2030

Das Szenario mit Klimaschutzplan baut auf der Referenzentwicklung auf. Es ist ein Maßnahmen-szenario, welches zusätzlich zur Referenz die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 umfasst. Grundlage für diese Maßnahmen sind im Wesentlichen der Beschluss des Klimaschutzprogramms vom September 2019 sowie Folgeentscheidungen wie der Kompromiss des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket vom 18. Dezember 2019. Teilweise erfolgte bereits eine konkrete Umsetzung, wie unter anderem im Rahmen des Brennstoffemissionshandels-Gesetzes (BEHG). Das Szenario beinhaltet zudem auch einzelne Maßnahmen, welche auf EU-Ebene initiiert wurden und nicht in der Referenzentwicklung enthalten sind, wie beispielsweise die RED II oder die Flottengrenzwerte im Verkehrssektor. Im nachfolgenden Kapitel werden die für die Modellierung wichtigsten Maßnahmen und die unterstellte Umsetzung kurz beschrieben.

4.1 Übergeordnete Maßnahmen

4.1.1 Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG

Laut dem Klimaschutzprogramm soll ab 2021 eine CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-EU-EHS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt werden. Aktuell umfasst dieser Bereich CO₂-Emissionen von rund 330 Mio. t CO₂eq. Geregelt wird das nEHS durch das neue Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Im Gegensatz zum EU-EHS handelt es sich beim nEHS um ein Upstream-EHS. Erfasst werden die Emissionen im oberen Teil der Wertschöpfungskette, also bei den fossilen Primärenergieträgern, darunter Erdgas, Öl oder dessen Folgeprodukten, wie z. B. Heizöl, Benzin oder Diesel. Die emissionsmindernde Wirkung wird dabei durch dieselben Mechanismen wie in einem Downstream-System erzielt: Die Fixierung einer maximalen Emissionsmenge (Cap) und eine jährliche Reduktion des Cap bewirken eine politisch gesetzte Knappheit, aus der heraus sich CO₂-Preise bilden. Die höheren Preise für fossile Energie schaffen monetäre Anreize für Reduktionsmaßnahmen. Für das im BEHG geregelte nEHS wird in den ersten Jahren ein Festpreissystem eingeführt, bei dem Zertifikate auf der vorgelagerten Handelsebene an die Inverkehrbringer oder Lieferanten der Brennstoffe verkauft werden. Dadurch entsteht ein verlässlicher Preispfad, der es Bürgerinnen und Bürgern sowie der Wirtschaft ermöglicht, sich auf die Entwicklung einzustellen. Gleichzeitig plant die Bundesregierung den Aufbau einer Handelsplattform, die eine Auktionierung der Zertifikate und den Handel ermöglicht (für die Jahre nach 2025/2026). Durch die Vorgabe des Preises, wird in den ersten Jahren in Kauf genommen, dass das vorgegebene Cap überschritten werden kann.

Die mit dem Klimaschutzprogramm beschlossenen vorgegebenen Einstiegspreise wurden am 18. Dezember 2019 im Vermittlungsausschuss zum Klimapaket leicht erhöht. Für die Jahre bis einschließlich 2025 wird der Festpreis vorgegeben, für das Jahr 2026 wird ein Maximalpreis und eine Preisuntergrenze vorgegeben (vgl. Tabelle 5).

Welcher CO₂-Preis sich in den Jahren ab 2027 ergeben wird, ist noch nicht bestimmt. Der effektive Marktpreis unter einem ambitioniertem Cap, welches die Erreichung der THG-Ziele des Klimaschutzplans sicherstellt, dürfte deutlich höher liegen. Für die Berechnung der Energieverbrauchs-entwicklung wird deshalb von einem nach 2026 stark steigenden CO₂-Preis ausgegangen:

- Für das Jahr 2030 wird ein CO₂-Preis von 180 Euro / t unterstellt (nominal, vgl. Tabelle 5). Dieser Wert orientiert sich an Abschätzungen des PIK und dem Mercator Research Institut (oberer Preispfad).⁹
- Nach 2030 wird ein weiterer Anstieg auf 220 Euro / t unterstellt (in realen Preisen mit Basisjahr 2016).

Tabelle 5: CO₂-Preis in nEHS für Verkehr und Wärme

Jahr	Euro/t (nominal)	Euro/t (real, Basisjahr 2016)
2020	0	0
2021	25	23
2022	30	27
2023	35	31
2024	45	39
2025	55	47
2026	55–65	46– 55
2027	95	78
2028	125	101
2029	155	123
2030	180	140
2031	201	153
2032	222	165
2033	243	177
2034	264	189
2035	285	199
2036	306	210
2037	327	220
2038	334	220
2039	340	220
2040	346	220

Quelle: Basierend auf Angaben des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket sowie eigene Annahmen ab 2027

Die Preiserhöhung bei den Energieträgern infolge der Einführung des nEHS richtet sich am CO₂-Gehalt der Energieträger aus. Bei der angenommenen Entwicklung der CO₂-Preise bedeutet dies bei Erdgas im Jahr 2030 eine Erhöhung um 2,8 ct/kWh, bei Heizöl um 3,7 ct/kWh, bei Benzin um 33 ct / Liter und bei Diesel um 37 ct / Liter (in realen Preisen). Eine Abgabe auf Fernwärme er-

⁹ PIK, MCC 2019: Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte CO₂-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring

folgt bereits am Ort der Erzeugung durch den Kraftwerksbetreiber und wird daher nicht beim Endkunden angenommen.

Bei der Umsetzung der Maßnahme in den Modellberechnungen wird weiter unterstellt, dass die zukünftigen Steigerungen des CO₂-Preises auf 180 Euro / t (und höher) bereits frühzeitig, das heißt ab 2023, kommuniziert und erwartet werden. Bei den Modellberechnungen wurde unterstellt, dass die privaten Käufer und Unternehmen diese erwartete Preissteigerung bereits frühzeitig bei ihren Kaufentscheidungen berücksichtigen und vermehrt auf emissionsärmere Technologien umsteigen. Relevant ist dies insbesondere beim Kauf von Fahrzeugen und bei langlebigen Maßnahmen an der Gebäudehülle oder bei Wärmeerzeugern, bei denen die Lebensdauer der Investitionen bei 25 bis 40 Jahre liegt.

4.1.2 Strompreissenkung

Zur Entlastung von Bürgern und Wirtschaft soll im Rahmen der Maßnahme Strompreissenkung zeitgleich mit der Einführung des BEHG und der damit verbundenen Bepreisung von CO₂-Emissionen ab dem Jahr 2021 der Strompreis gesenkt werden. Die Strompreissenkung soll durch eine Reduktion der EEG-Umlage bewirkt werden. Der Zahlungsanspruch gemäß EEG für die Erneuerbaren Energien und die Regelungen zur Strompreiskompensation im EU-Emissionshandel bleiben davon unberührt. Gemäß dem Klimaschutzprogramm vom September 2019 könnten perspektivisch auch weitere staatlich induzierte Preisbestandteile aus den Einnahmen des nEHS (teil-)finanziert werden, darunter beispielsweise die Stromsteuer oder Netzentgelte. Hierzu liegen bisher keine konkreten Umsetzungsankündigungen vor.

Die Absenkung der EEG-Umlage aus den Einnahmen des nEHS soll parallel zum CO₂-Bepreisungspfad erfolgen. Die Einnahmen aus dem nEHS werden einerseits durch den ansteigenden CO₂-Preis erhöht, andererseits durch den Rückgang des Verbrauchs an fossilen Energien reduziert. Laut dem Klimaschutzpaket vom September 2019 sollte die EEG-Umlage im Jahr 2021 um 0,25 ct/kWh, im Jahr 2022 um 0,5 ct/kWh und im Jahr 2023 um 0,625 ct/kWh abgesenkt werden. Durch die Anhebung des Startpreises im nEHS (ab 2021 25 EUR statt wie zuvor geplant 10 EUR pro Tonne CO₂), welcher durch den Vermittlungsausschuss zum Klimapakete im Dezember 2019 beschlossen wurde, stehen zusätzliche Mittel zur Reduktion der EEG-Umlage zur Verfügung. Die Reduktion der EEG-Umlage dürfte dadurch höher ausfallen. Definitive Abschätzungen zum Umfang der Reduktion liegen noch nicht vor. Für die Berechnungen wurde eine mittelfristige Reduktion um rund 3 ct/kWh unterstellt. Langfristig (nach 2035) nehmen die Einnahmen aus dem nEHS und damit auch die Strompreisreduktion ab.

4.2 Sektorale Maßnahmen

4.2.1 Verkehrssektor

Das Klimaschutzprogramm 2030 umfasst eine Vielzahl an Maßnahmen, welche den Sektor Verkehr direkt oder indirekt betreffen. Diese sind in der Tabelle 6 zusammengefasst. Übergeordnete Maßnahmen, wie das BEHG und die Strompreissenkung werden in Kapitel 4.1 beschrieben. Nachfolgend werden die relevantesten Maßnahmen, beziehungsweise Maßnahmenbündel in knapper Form beschrieben und die unterstellten Annahmen zur Umsetzung dargelegt.

Tabelle 6: Maßnahmen im Verkehrssektor

Titel	Kurzbeschreibung
übergeordnete Maßnahmen	
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Ab 2021 wird eine CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-ETS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt. Dieses umfasst die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Die Bepreisung richtet sich am CO ₂ -Gehalt der Energieträger aus.
Strompreissenkung	Zur Entlastung von Bürgerinnen und Bürgern sowie der Wirtschaft soll im Rahmen dieser Maßnahme zeitgleich mit dem Einstieg in die CO ₂ -Bepreisung ab 2021 die EEG-Umlage abgesenkt werden.
Maßnahmen im Verkehrssektor	
EU-CO ₂ -Flottengrenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge	Bis 2030 müssen die Emissionen bei den Pkw-Neuzulassungen im Flottenmittel gemäß EU-Verordnung um 37,5 % gegenüber 2021. Bei leichten Nutzfahrzeugen um 31 % und bei schweren Nutzfahrzeugen um 30 % (ggü. 2019).
Renewable Energy Directive II (RED II)	Die EU-Richtlinie enthält Mindestanteile zur Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehr bis 2030. Eine nationale Umsetzung der RED II ist aktuell in Arbeit. Für die Modellierung wird angenommen, dass bei der nationalen Umsetzung der Mindestanteil an erneuerbaren Energien im Sektor Verkehr für das Jahr 2030 auf 27 % gesetzt wird (EU-Vorgabe: mindestens 14 %).
Kaufprämie für Elektro-Pkw	Anhebung der Kaufprämie auf bis zu € 6.000 für Elektro-Pkw mit einem Nettolistenpreis bis zu maximal € 65.000.
Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut	Die Lkw-Maut soll ab 2023 auf eine CO ₂ -Komponente umgestellt werden (Anstelle der Schadstoffkomponente). Im Hinblick auf die Höhe der CO ₂ -Komponente wird angenommen, dass diese bei 100 €/t CO ₂ beginnt und dann immer mindestens so hoch ist, wie die CO ₂ -Kosten aus dem BEHG. Im Weiteren wird angenommen, dass die Infrastrukturkomponente bei der Lkw-Maut für elektrische Lkw um 75 % gesenkt wird.
Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr	Aus dem KSP 2030 geht hervor, dass die Infrastruktur für elektrische Lkw mit insgesamt 3,5 Mrd. Euro bis 2023 gefördert werden soll. Es wird angenommen, dass diese Mittel auch zum Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge verwendet werden.
Spreizung der Kfz-Steuer	Die Kraftfahrzeugsteuer wird stärker an den CO ₂ -Emissionen ausgerichtet, so dass von dieser eine stärkere Lenkungswirkung beim Neuwagenkauf hin zu emissionsärmeren bzw. emissionsfreien Antrieben ausgeht.

fortgeführt auf der folgenden Seite

Tabelle 6: Maßnahmen im Verkehrssektor – fortgeführt von der vorherigen Seite

Titel	Kurzbeschreibung
Anhebung der Entfernungspauschale	Als Gegenmaßnahme zur stärkeren Belastung der Bürgerinnen und Bürger sowie der Wirtschaft aufgrund der CO ₂ -Bepreisung, wird die Entfernungspauschale für Arbeitswege erhöht.
Attraktivität öffentlicher Verkehr	Mit einer Erhöhung der Bundesmittel soll das Nahverkehrsnetz für den Öffentlichen Verkehr ausgebaut werden.
Förderung Radverkehr	Die Mittel zur Förderung der Radverkehrsinfrastruktur werden erhöht.
Öffentliche Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität	Der Bund erarbeitet einen Masterplan Ladeinfrastruktur und setzt sich das Ziel, bis 2030 eine Million öffentlich zugängliche Ladepunkte installiert zu haben.
Kaufprämie für Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben	Gemäß KSP 2030 wird die Bundesregierung die Anschaffung von Lkw mit alternativen, klimaschonenden Antrieben einschließlich Wasserstofftechnologien unterstützen. Konkret wird angenommen, dass 40 % der Mehrkosten von elektrischen Lkw (auch Oberleitungshybrid-Lkw und Brennstoffzellen-Lkw) gefördert werden.
Verlängerung der Dienstwagenregelung	Die Dienstwagenregelung wird bis zum Jahr 2030 verlängert. Zusätzlich wird die Dienstwagensteuer für reine Elektrofahrzeuge bis zu einem Preis von 40.000 Euro von 0,5 % auf 0,25 % abgesenkt.
Erhöhung der Luftverkehrsabgabe	Die Luftverkehrsabgabe soll in dem Umfang erhöht werden, damit im Gegenzug die Mehrwertsteuer auf Ticket beim Schienenpersonenfernverkehr abgesenkt werden kann (siehe nächste Maßnahme).
Senkung der Mehrwertsteuer beim Schienenpersonenfernverkehr	Die Senkung der Mehrwertsteuer auf 7 % (anstatt 19 %) für die Ticketpreise beim Schienenpersonenfernverkehr ist bereits seit dem 1.1.2020 in Kraft.
Investitionen in die Bahn	Der Bund und die Deutsche Bahn werden bis 2030 86 Mrd. Euro investieren, um das Schienennetz zu erneuern (LuFV III). Damit wird die Leistungsfähigkeit der Schieneninfrastruktur weiter erhöht.
Modernisierung der Binnenschifffahrt	Eine Erhöhung der Anteile der Binnenschifffahrt am Güterverkehr wird durch die Umsetzung von Maßnahmen zum Klimaschutz aus dem Masterplan Binnenschifffahrt (Mai 2019) erreicht.

Quelle: Basierend auf dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung, 2019

EU CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge

Bisher galt in der EU für das Jahr 2021 und folgende ein CO₂-Flottengrenzwert für neue Pkw von 95 g / km, gemessen im alten Testzyklus NEFZ. Dieser Zielwert für 2021 wird auch für die Referenzentwicklung unterstellt. Weitere Zielwerte für die Jahre 2025 und 2030 werden im Szenario mit Klimaschutzprogramm berücksichtigt. Nach neuem EU-Recht sollen die Emissionen bei den Pkw-Neuzulassungen im Durchschnitt bis 2030 um 37,5 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2021 gesenkt werden. Bis zum Jahr 2025 soll der CO₂-Ausstoß der Neuzulassungen um 15 % gegen-

über 2021 gesenkt werden. Da Batterieelektrische Pkw mit 0 g CO₂ / km in die Berechnung eingehen, gibt es einen starken Anreiz für die Hersteller elektrische Fahrzeuge zu verkaufen, um ihre Ziele zu erreichen und somit die Strafzahlungen zu verhindern.

Auch für leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und schwere Nutzfahrzeuge (SNF) wurden Ende 2018 Flottengrenzwerte für die Jahre 2025 und 2030 definiert. Bei LNF sollen die mittleren CO₂-Emissionen um 31 % (ggü. 2021) und bei SNF (inkl. Busse) um 30 % (ggü. 2019) bis 2030 abgesenkt werden.

Diese Flottengrenzwerte sind nicht explizit Teil des Klimaschutzprogramms. Da sie aber auch nicht Teil der Referenzentwicklung sind, werden sie hier zusammen mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms ausgewiesen. Dies gilt auch für die nachfolgende Maßnahme zu den erneuerbaren Energien (RED II).

Renewable Energy Directive II

Ein weiteres Instrument auf Ebene EU ist die Erneuerbaren-Energien Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED). Diese Richtlinie enthält Zielwerte zur Nutzung erneuerbarer Energien. In der RED II hat die EU ihre Mitgliedsstaaten verpflichtet dafür zu sorgen, dass Kraftstoffanbieter den Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 auf mindestens 14 % steigern. Da zum Zeitpunkt der Modellierung die RED II noch nicht in nationales Recht umgesetzt ist, werden folgende Annahmen für Deutschland getroffen:

Für die nationale Umsetzung der RED II im Verkehrssektor wird für das Jahr 2030 implizit ein Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 27 % unterstellt (berechnet nach den Bilanzierungsregeln der RED II). Da die Elektromobilität im Straßenverkehr eingerechnet und dabei vierfach gewichtet wird, muss ein hoher Mindestanteil unter der RED II festgelegt werden, damit auch ein Anreiz zum Umstieg auf erneuerbare Energieträger gesetzt wird. Beim berechneten Anstieg der Elektromobilität bis zum Jahr 2030 ergibt sich in der Berechnung allein aufgrund der Elektromobilität ein EE-Anteil nach RED II von rund 17 %. Knapp 1 % ergibt sich zudem durch die Beimischung fortschrittlicher Kraftstoffe (Einsatz von Wasserstoff in den Raffinerien, vgl. unten). Verbleibt der Verbrauch an Biotreibstoffen in etwa auf dem heutigen Niveau, tragen die Biotreibstoffe mit einem Anteil von 9 %-Punkten zur Zielerreichung bei. Sofern also ein geringerer EE-Anteil als 27 % festgelegt würde, würde der Einsatz an biogenen Treibstoffen aufgrund der mangelnden Anreizwirkung zurückgehen. Dieser Rückgang müsste mit zusätzlichen Instrumenten aufgefangen werden oder würde alternativ zu einer Erhöhung der Emissionen im Verkehrssektor führen. Unter den getroffenen Annahmen wird durch die RED II kein Einsatz von synthetischen Energieträgern (PtL) angereizt.

Bei der nationalen Umsetzung der RED II wird des Weiteren unterstellt, dass ein Anreiz für den Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in Raffinerien gegeben ist. Aufgrund dieser RED II Anreizwirkung kommt es ab 2025 zu einer vollständigen Deckung des Nettobedarfs an Wasserstoff in Raffinerien durch strombasierten Wasserstoff. Der Anteil an erneuerbaren Energien durch den Wasserstoffeinsatz macht nach der Bilanzierung der RED II knapp 1 % im Verkehrssektor aus. Nach der Bilanzierungslogik des Treibhausgasinventars wird der Wasserstoffeinsatz in Raffinerieprozessen jedoch nicht dem Verkehrssektor angerechnet. Dies hat zur Folge, dass bei gegebenem Mindestanteil der RED II eine Minderung von ca. 1 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen vom Verkehrssektor in den Industriesektor „verschoben“ werden. Dementsprechend steigen durch die Maßnahme die Emissionen des Verkehrssektors an und sinken im Industriesektor. Der Grund hierfür liegt in der geringeren Anreizwirkung für die Inverkehrbringung von biogenen Kraftstoffen, die bei gegebenem Mindestanteil der RED II entsteht. Es werden weniger biogene Kraftstoffe in

den Markt gebracht und gleichzeitig profitiert der Industriesektor emissionsseitig aufgrund des Ersatzes der konventionellen Wasserstoffherstellung für die Raffinerien durch strombasierten Wasserstoff.

Kaufprämie für Elektro-Pkw

Für Elektrofahrzeuge mit einem Nettolistenpreis von weniger als 65.000 Euro wird eine zweistufige Förderung eingeführt, bzw. der bestehende Bonus wird erhöht. Für batterieelektrische Pkw beträgt die Kaufprämie 6.000 Euro für Fahrzeuge mit einem Nettolistenpreis bis zu 40.000 Euro und 5.000 Euro für Fahrzeuge mit einem Nettolistenpreis zwischen 40.000 und 65.000 Euro. Damit wird die Kaufprämie bei den batterieelektrischen Pkw um 1.000 Euro angehoben im Vergleich zur bisherigen Ausgestaltung. Plug-in-Hybride Pkw werden ebenfalls mit einer Kaufprämie von 4.500 bzw. 3.750 Euro gefördert. Die Förderung wird jeweils zu 50 % durch den Bund und die Fahrzeughersteller bereitgestellt. Für die Umsetzung in der Modellrechnung wird unterstellt, dass die Kaufprämie ab dem Jahr 2020 gilt und bis zum Jahr 2030 nominal konstant gehalten wird.

Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut

Die Lkw-Maut kann als eine zentrale Stellgröße zur Förderung von CO₂-armen Antrieben im Straßengüterverkehr dienen. Die Maut hat einen hohen Anteil an den Gesamtkosten und damit einen wesentlichen Einfluss auf die Kaufentscheidungen der Nutzer. Zudem hängt die Lkw-Maut direkt von der Inlandsfahrleistung ab und wirkt damit auf die relevante Größe in Bezug auf die Absenkung der Treibhausgasemissionen (bezogen auf den Energieabsatz in Deutschland).

Im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung wird das Ziel formuliert, dass im Jahr 2030 rund ein Drittel der Lkw-Fahrleistung elektrisch oder mit strombasierten Kraftstoffen geleistet werden soll. Dafür soll u. a. die Lkw-Maut ab 2023 nach CO₂ differenziert werden. Für die Modellierung werden folgende Umsetzungsannahmen getroffen:

Derzeit sind elektrische und LNG-Lkw von der Lkw-Maut befreit. Eine vollständige Mautbefreiung von CO₂-freien Lkw stellt keine langfristig tragfähige Lösung dar, da auch CO₂-freie Lkw hohe Infrastrukturkosten verursachen und die Finanzierung der Straßeninfrastruktur sichergestellt werden sollte. Die Lkw-Maut wird deshalb auf eine CO₂-Komponente, anstatt der bisherigen Spreizung nach Schadstoffen, umgestellt. Es wird angenommen, dass die CO₂-Komponente ab 2023 mit 100 Euro / t eingeführt wird und dann immer mindestens so hoch ist wie der CO₂-Preis aus dem nationalen ETS. Um eine möglich große Spreizung der Maut zu erwirken und damit den Anreiz für elektrische Antriebe anzureizen, wird gleichzeitig die Infrastrukturkomponente für elektrische mautpflichtige Fahrzeuge um 75 % gesenkt.

Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr

Aus dem Klimaschutzprogramm 2030 geht hervor, dass die Infrastruktur für elektrische Lkw mit insgesamt 3,5 Mrd. Euro bis 2023 gefördert werden soll. Da der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur aus Sicht der Forschungsnehmer langfristig die volkswirtschaftlich günstigste und energetisch sinnvollste Alternative zur Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs darstellt, wird angenommen, dass diese Mittel auch zum Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge verwendet werden – obwohl dies im Klimaschutzprogramm 2030 nicht explizit genannt wird.

Langfristig wird ein Ausbau von Oberleitungen für Oberleitungs-Lkw in Europa von insgesamt knapp 30 % des Autobahnnetzes angenommen (dies entspricht ca. 4.000 km in Deutschland).

Bis 2030 wird ein Ausbau von 2.000 Kilometer angenommen (im Inland). Die Kosten dafür werden auf rund 4,5 Mrd. Euro geschätzt. Es wird angenommen, dass die Mittel bis 2023 entsprechend eingestellt werden.

Spreizung der Kfz-Steuer

Die Kraftfahrzeugsteuer wird stärker an den CO₂-Emissionen ausgerichtet, so dass von dieser eine stärkere Lenkungswirkung beim Neuwagenkauf hin zu emissionsärmeren bzw. emissionsfreien Antrieben ausgeht. Für Neuzulassungen ab dem 1. Januar 2021 wird die CO₂-Komponente auf 4 € / g CO₂ für jedes Gramm über 95 g CO₂ / km sowie zusätzlich 1,50 € für jedes Gramm über 115 gCO₂ / km (WLTP) erhöht. Die Steuerbefreiung für 10 Jahre ab Erstzulassung bzw. Umrüstung für Elektrofahrzeuge wird bis zum Jahr 2025 verlängert.

Anhebung der Entfernungspauschale

Als Gegenmaßnahme zur stärkeren Belastung der Bürger und Wirtschaft aufgrund der CO₂-Bepreisung wird die Entfernungspauschale für Arbeitswege erhöht. Die Entfernungspauschale regelt die steuerliche Absetzbarkeit von Fahrtkosten für Arbeitswege. In Deutschland können Arbeitnehmer die Aufwendungen für den Weg vom Wohnort zum Arbeitsplatz von ihrem zu versteuernden Einkommen abziehen. Die aktuell geltenden Sätze von 30 ct / km werden bis zum Jahr 2026 auf 38 ct / km erhöht. Ab 2026 gilt wieder der vorherige Satz von 30 ct / km.

Attraktivität öffentlicher Verkehr

Mit einer Erhöhung der Bundesmittel (GVGF) ab 2021 auf eine Milliarde Euro jährlich, soll das Nahverkehrsnetz für den Öffentlichen Verkehr ausgebaut werden. Ab 2025 werden diese Mittel auf jährlich 2 Milliarden Euro erhöht. Damit sollen u. a. elektrische Busse gefördert und der öffentliche Nahverkehr gestärkt werden. Die Bundesregierung wird zusätzlich 10 Modellprojekte zur Stärkung der ÖPNV unterstützen (zum Beispiel durch die Einführung von 365 Euro Jahrestickets).

Förderung Radverkehr

Aktuell wird der Radverkehr mit rund 150 Mio. Euro jährlich gefördert. Zum Ausbau von Rad(schnell)verbindungen werden zusätzliche Mittel in der Höhe von 900 Mio. bis zum Jahr 2023 gesprochen. Es wird für die Folgejahre bis 2030 angenommen, dass die Mittel wiederum um 500 Mio. Euro erhöht werden.

4.2.2 Industriesektor

Insgesamt wirken 13 Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 emissionssenkend auf den Industriesektor. Zwei davon, das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) sowie die Strompreissenkung im Zuge des nEHS, sind als übergeordnete Maßnahmen angelegt, welche neben anderen Sektoren auch den Industriesektor adressieren. Diese beiden grundlegenden Maßnahmen setzen Preisanreize; diese werden durch sektorspezifische Fördermaßnahmen flankiert. Ein Teil der Industriemaßnahmen wirkt auf Bereiche in anderen Sektoren, unter anderem im Gebäudesektor (z. B. Nutzung industrieller Abwärme, gewerbliche Prozesse im GHD-Sektor). Tabelle 7 listet alle 13 Maßnahmen auf.

Tabelle 7: Maßnahmen im Industriesektor

Titel	Kurzbeschreibung
übergeordnete Maßnahmen	
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Ab 2021 wird eine CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-ETS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt. Dieses umfasst die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Die Bepreisung richtet sich am CO ₂ -Gehalt der Energieträger aus.
Strompreissenkung	Zur Entlastung von Bürgern und Wirtschaft soll im Rahmen dieser Maßnahme zeitgleich mit dem Einstieg in die CO ₂ -Bepreisung ab 2021 die EEG-Umlage abgesenkt werden.
Maßnahmen im Industriesektor	
Investitionsprogramm – Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft	Das Investitionsprogramm bündelt fünf bisher bestehende Förderprogramme (hocheffiziente Querschnittstechnologien, klimaschonende Produktionsprozesse, Abwärmevermeidung und -nutzung, Energiemanagementsysteme und erneuerbare Prozesswärme) und entwickelt sie weiter. (Fiskalische Maßnahme)
Wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz	Die Maßnahme ist ein Förderprogramm, deren Verteilung der Fördermittel wettbewerblich ermittelt wird. Basierend auf den Erfahrungen des Ausschreibungspiloten zur Stromeffizienz (STEP up!) wird die wettbewerbliche Vergabe von Fördermitteln im Rahmen des Programms weitergeführt und auf den Bereich Wärme ausgeweitet. In Abgrenzung zur klassischen Zuschussförderung adressiert das Programm ambitioniertere, komplexere Projekte mit einem ggf. höheren Förderbedarf. (Fiskalische Maßnahme)
Ressourceneffizienz und -substitution	Es handelt sich um keine eigenständige neue Maßnahme, sondern um die Verankerung des Ziels der erhöhten Ressourceneffizienz und -substitution in bestehenden Maßnahmen (flankierend), welche in das Deutsche Ressourceneffizienzprogramm eingebettet sind. Drei zentrale Bereiche sind Beratung, Förderung sowie Fortbildung. (Fiskalische Maßnahme)
Beschleunigte Umsetzung der Maßnahmen aus dem Energieaudit und der Energiemanagementsystemen (EMS)	Um geringinvestive Maßnahmen zu adressieren, die nicht durch Förderprogramme angestoßen werden, wird eine beschleunigte Umsetzung von empfohlenen Maßnahmen aus dem Energieaudit bzw. EMS im Rahmen einer Selbstverpflichtung der Industrie angestrebt. (Regulatorische Maßnahme)
EU-Ökodesign-Richtlinie – Ausweitung von Mindeststandards	Ausweitung von Mindeststandards für gewisse Produktgruppen, um das Effizienzniveau von Technologien zu regulieren. Für die Industrie sind dabei besonders Querschnittstechnologien (u. a. Transformatoren, elektrische Schweißgeräte, Umwälzpumpen, Kompressoren, Elektromotoren, Heizungspumpen und Ventilatoren) relevant. (Regulatorische Maßnahme)

fortgeführt auf der folgenden Seite

Tabelle 7: Maßnahmen im Industriesektor - fortgeführt von der vorherigen Seite

Titel	Kurzbeschreibung
Nationales Dekarbonisierungsprogramm	In diesem Programm werden Leuchtturm-Projekte im Bereich der energieintensiven Industrien gefördert, die zum Ziel haben, prozessbedingte Treibhausgasemissionen, die nach heutigem Stand der Technik nicht oder nur schwer vermeidbar sind, möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren. (Forschungs- und Entwicklungsmaßnahme)
Programm CO ₂ -Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien	Der Schwerpunkt des Programms ist die Emissionsreduktion in der Grundstoffindustrie via CDA, CCS und CCU. (Fiskalische Maßnahme)
Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie	Im Rahmen des vorliegenden Programms sollen gemeinsam mit relevanten Unternehmen und Forschungsinstituten Lösungsansätze für eine material- und ressourceneffiziente Industrie entwickelt und umgesetzt werden. Die Schwerpunkte der Forschungsförderung sind Materialeffiziente Konstruktionstechniken sowie neue Materialien. (Fiskalische Maßnahme)
Automobilindustrie: Industrielle Fertigung für mobile und stationäre Energiespeicher (Batteriezellfertigung)	Ziel der Maßnahme ist es, die großen Wertschöpfungspotentiale von mobilen und stationären Stromspeichern auch in Deutschland und Europa zu erschließen, indem der Aufbau einer industriellen und forschungsbasierten Batteriezellproduktion vorangetrieben wird. (Fiskalische Maßnahme)
Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA)	Mit der EffSTRA sollen Effizienzmaßnahmen für die Dekade 2021–2030 im Sinne einer Weiterentwicklung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE 2.0) beschlossen und umgesetzt werden. (Fiskalische Maßnahme)

Quelle: Basierend auf dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung, 2019

Eine methodische Besonderheit bei der Wirkungsabschätzung im Industriesektor ist, dass die durch die Maßnahmen bewirkten Stromeinsparungen im Industriesektor zu 22 % den Industriekraftwerken und zu 78 % den öffentlichen Kraftwerken zugerechnet werden. Damit führen diese Stromeinsparungen ebenfalls zu Treibhausgaseinsparungen im Industriesektor aufgrund verminderter Stromproduktion in Industriekraftwerken.

Im Anschluss werden einzelne Maßnahmen detaillierter beschrieben. Die Beschreibungen basieren den veröffentlichten Angaben der Bundesregierung (2019) zum Klimaschutzprogramm.

Investitionsprogramm – Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft

Bisher bestand eine breit gefächerte Förderlandschaft im Bereich der Energieeffizienz. Das Investitionsprogramm bündelt fünf bisher bestehende Förderprogramme (hocheffiziente Querschnittstechnologien, klimaschonende Produktionsprozesse, Abwärmevermeidung und -nutzung, Energiemanagementsysteme und erneuerbare Prozesswärme) und entwickelt sie weiter. Ein sogenannter „One-Stop-Shop“ soll Aufwand für die Unternehmen minimieren und gleichzeitig die Effektivität der Förderung steigern. Es werden insbesondere Investitionen in Maßnahmen gefördert, die auf komplexere und stärker auf eine systemische energiebezogene Optimierung der Produktionsprozesse ausgerichtet sind.

Ressourceneffizienz und -substitution

Es handelt sich um keine eigenständige neue Maßnahme, sondern um die Verankerung des Ziels der erhöhten Ressourceneffizienz und -substitution in bestehenden Maßnahmen (flankierend), welche in das Deutsche Ressourceneffizienzprogramm eingebettet sind. Drei zentrale Bereiche sind:

- 1.** Beratung und Information: Unternehmen sollen zusätzlich zum Thema Energieeffizienz Informations- und Beratungsangebote zur Entwicklung und Erschließung von Innovationen mit dem Fokus Ressourceneffizienz und -substitution erhalten. Die Nutzung von Umweltmanagementsystemen soll verstärkt werden (ProgRess II). In Energieaudits werden bislang nur Energieverbräuche gemessen, hier könnte gemäß dem Vorschlag in ProgRess II ein explizites Ressourceneffizienzaudit integriert werden.
- 2.** Förderung: Finanzielle Mittel sind notwendig, damit Unternehmen vor allem umfassendere Maßnahmen umsetzen können. Zum Nachweis von Material- und damit verbundenen Treibhausgaseinsparungen ist die Vorlage eines Ressourceneffizienzkonzepts, das die Einsparungen aufführt, sowie mögliche Sekundäreffekte beschreibt, erforderlich.
- 3.** Fortbildung und Berufsausbildung: Um Innovationen anzureizen und Investitionen geeignet umzusetzen, bedarf es sowohl einer spezifischen Weiterbildung von Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen als auch einer grundsätzlichen Möglichkeit der Berufsausbildung mit Schwerpunkt Ressourceneffizienz und -substitution.

Beschleunigte Umsetzung der Maßnahmen aus dem Energieaudit und der Energiemanagementsystemen (EMS)

§ 8 des Energiedienstleistungsgesetzes (EDL-G) verpflichtete nicht-KMU, bis zum 5. Dezember 2015 Energieaudits einzuführen und diese mindestens alle vier Jahre zu erneuern. Wenn Unternehmen ein Energiemanagementsystem (EMS) oder ein Umweltmanagementsystem eingeführt haben, waren sie von dieser Verpflichtung befreit. Um geringinvestive Maßnahmen zu adressieren, die nicht durch Förderprogramme angestoßen werden, wird eine beschleunigte Umsetzung von empfohlenen Maßnahmen aus dem Energieaudit bzw. EMS im Rahmen einer Selbstverpflichtung der Industrie vorgeschlagen, deren Ausgestaltung so effektiv sein sollte, wie eine verpflichtende Maßnahme. Entscheidungskriterien für umzusetzende Maßnahmen sind eine Amortisationszeit von bis zu drei Jahren sowie eine festzulegende Investitionsquote für Energieeffizienz gemessen am jährlichen Gewinn.

EU-ETS Innovationsfonds – Weiterentwicklung des NER300-Programms

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels besteht seit 2011 das sogenannte NER300-Programm, das Investitionen in innovative CO₂-arme Demonstrationsprojekte in der Energiewirtschaft fördert. Das Förderbudget wird durch den Verkauf von 300 Mio. EU-ETS-Zertifikaten gespeist. Der Schwerpunkt der Förderung liegt auf der Carbon Capture and Storage Technologie (CCS) sowie innovativen Erneuerbare-Energien-Technologien. Das bestehende Programm wird weiterentwickelt werden. Es wird künftig auch den Sektor Industrie umfassen und nun „Innovationsfonds“ heißen. Die Förderung soll auch innovative CO₂-arme Produktionsprozesse mit Demonstrationscharakter in der Industrie inkl. Carbon Capture and Utilisation (CCU) anreizen.

Programm CO₂-Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien

Der Schwerpunkt des Programms ist die Emissionsreduktion in der Grundstoffindustrie via CDA, CCS und CCU.

- Carbon Direct Avoidance (CDA): Beispiele für die direkte Emissionsvermeidung in der Industrie sind der Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel (Ersatz für fossile Reduktionsmittel) in der Stahl- und Nichteisenmetallerzeugung und die Primärstahlerzeugung durch die alkalische Eisenelektrolyse. Das Programm ist auf alle innovativen Technologien, die zu einer erheblichen Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Grundstoffindustrie führen, ausgerichtet.
- Carbon Capture and Storage (CCS): Die CCS-Technologie ist eine Schlüsseltechnologie für eine weitgehende Treibhausneutralität bis 2050, weil sie mittelfristig eine vergleichsweise kostengünstige Reduktionsmöglichkeit für anderweitig nicht vermeidbare prozessbedingte Emissionen der Grundstoffindustrie ist. Sehr viele Minderungsstrategien zur Erreichung der globalen Temperaturziele des Pariser Abkommens setzen zudem auf sogenannte „negative Emissionen“; auch hierfür müssten die Elemente der gesamten CCS-Prozesskette zur Verfügung stehen. Das Programm zielt ab auf die Anpassung und Skalierung von CO₂-Abscheidemethoden auf industrielle Anlagen, die Modellierung und ggf. Entwicklung von regionalen, überregionalen und ggf. europäischen CO₂-Netzwerken und Anforderungen an CO₂-Ströme beim Transport, die europäische Zusammenarbeit zur Speicherung von CO₂ im tiefen Untergrund unterhalb der Nordsee sowie auf einen Dialogprozess CCS im Gesamtkontext der CO₂-Reduktionstechnologien mit NGOs, Verbänden, Unternehmen und Wissenschaft.
- Carbon Capture and Utilisation (CCU): Darüber hinaus sind Ansätze und Technologien für eine effiziente CO₂-Kreislaufführung Teil des Programms. Hierunter fallen Technologien zur Abscheidung, anschließender Nutzung sowie Rückführung in den Kreislauf.

Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie

Die Herstellung von Grundstoffmaterialien ist in der Regel ressourcen- und energieintensiv. Durch Material- und Ressourceneffizienz können daher nicht nur Einspar- und Produktverbesserungspotentiale eröffnet, sondern auch die Klima- und Umweltbelastungen verringert werden.

Im Rahmen des vorliegenden Programms sollen gemeinsam mit relevanten Unternehmen und Forschungsinstituten Lösungsansätze für eine material- und ressourceneffiziente Industrie entwickelt und umgesetzt werden. Das Programm verfolgt eine ganzheitliche Umsetzungsstrategie, die neben der Förderung von Forschung und Innovationen v. a. auch die Markteinführung und Verbreitung von neuen Technologien sowie ggf. die Bereitstellung der erforderlichen Infrastrukturen umfassen kann. Die Schwerpunkte der Förderung sind:

Materialeffiziente Konstruktionstechniken: Ein wesentlicher Treiber für eine Steigerung der Material- und Ressourceneffizienz ist die Anwendung innovativer und gewichtseinsparender Konstruktions- und Fertigungstechniken. Es werden die Ziele einer CO₂-armen und ressourceneffizienten Kreislaufwirtschaft in der Industrie im Sinne eines Lebenszyklus verfolgt.

Neue Materialien: Diese ermöglichen eine präzise auf den jeweiligen Einsatzbereich zugeschnittene Anwendung. Dadurch können Ressourcen eingespart und Treibhausgasemissionen verringert werden. So könnten etwa durch die Bindung von Kohlenstoff hochwertige biogene Karbon-Fasern hergestellt werden.

Nationales Dekarbonisierungsprogramm

In diesem Programm werden Leuchtturm-Projekte im Bereich der energieintensiven Industrien gefördert, die zum Ziel haben, prozessbedingte Treibhausgasemissionen, die nach heutigem Stand der Technik nicht oder nur schwer vermeidbar sind, möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren.

Gefördert werden – jeweils im Bereich energieintensiver Industrien mit prozessbedingten Emissionen – die Forschung und Entwicklung, die Erprobung in Versuchs- bzw. Pilotanlagen sowie die Anwendung und Umsetzung von Maßnahmen im industriellen Maßstab, sofern sie geeignet sind, die Treibhausgasemissionen ausgehend vom aktuellen Stand der zugrundeliegenden Technologien, Verfahren bzw. Produkte möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren und dadurch einen Beitrag zur Treibhausgasneutralität der Industrie 2050 zu leisten. (BMU 2019)

Automobilindustrie: Industrielle Fertigung für mobile und stationäre Energiespeicher (Batteriezellfertigung)

Ziel der Maßnahme ist es, die großen Wertschöpfungspotentiale von mobilen und stationären Stromspeichern auch in Deutschland und Europa zu erschließen, indem der Aufbau einer industriellen und forschungsbasierten Batteriezellproduktion vorangetrieben wird. Zu diesem Zweck werden bis 2022 bis zu 1 Milliarde Euro für Investitionen für die industrielle Fertigung von mobilen und stationären Energiespeichern („Batteriezellproduktion“) bereitgestellt. Unternehmen der automobilen Zulieferindustrie werden mit geeigneten Instrumenten bei der anstehenden Transformation ihrer Branche unterstützt.

4.2.3 Gebäudesektor (Sektoren Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen)

Das Maßnahmen-Set des Klimaschutzprogramms umfasst insgesamt 10 Maßnahmen, welche ausschließlich den Gebäudesektor adressieren. Hinzu kommen zwei übergeordnete Maßnahmen (vgl. Kapitel 4.1) und eine Maßnahme aus dem Umwandlungssektor, welche ebenfalls auf die Emissionen im Gebäudesektor einwirkt. Ergänzt wird das Set im Gebäudesektor durch 2 Maßnahmen mit sozialpolitischem Charakter, zur Entlastung einkommensschwacher Haushalte. Tabelle 8 gibt einen Überblick über die für den Gebäudesektor relevanten Maßnahmen. Generell zeigt das Maßnahmenprogramm einen starken Fokus auf Fördermaßnahmen. Preisanreize werden durch die übergeordneten Maßnahmen gesetzt.

Nachfolgend werden die wichtigsten Maßnahmen, die einen signifikanten Effekt auf die Entwicklung der THG-Emissionen ausüben, etwas ausführlicher beschrieben.

Tabelle 8: Maßnahmen im Gebäudesektor

Titel	Kurzbeschreibung
übergeordnete Maßnahmen	
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Ab 2021 wird eine CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-ETS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt. Dieses umfasst die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Die Bepreisung richtet sich am CO ₂ -Gehalt der Energieträger aus.
Strompreissenkung	
Maßnahmen im Gebäudesektor	
Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	Die steuerliche Förderung selbstgenutzten Eigentums soll in Ergänzung zur existierenden Förderkulisse als weitere Säule der Förderung eingeführt werden. Die Förderung erfolgt in Form eines Abzugs von der Steuerschuld über einen Zeitraum von drei Jahren. Die steuerliche Förderung beschränkt sich auf Einzelmaßnahmen in eigengenutzten Wohnungen und Wohngebäuden.
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	Die BEG soll verschiedene bisher getrennte Förderstränge zusammenführen: die bisherige Förderung für erneuerbare Energien aus dem Marktanreizprogramm (MAP), für Energieeffizienz in Gebäuden aus dem Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ (EBS) sowie aus dem Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und dem Programm zur Heizungsoptimierung (HZO). Die Förderung beinhaltet auch eine Austauschprämie für Ölheizungen.
Einbauverbot monovalenter Heizölkessel	Gesetzliche Regelung, wonach in Gebäuden, in denen eine klimafreundlichere Wärmeherzeugung möglich ist, der Einbau von Ölheizungen ab 2026 nicht mehr gestattet ist. Im Neubau und Bestand bleiben Hybridlösungen auch künftig möglich.
Förderung der seriellen Sanierung	Die Förderungen der energetischen Sanierung mit vorgefertigten Elementen wurde so modelliert, dass sie im Rahmen der beihilferechtlichen Möglichkeiten künftig kumulativ mit der BEG möglich ist.
Energetische Stadtsanierung	Konkrete Ausgestaltung steht noch nicht fest. Keine Berücksichtigung bei der Modellierung.
Energieberatung und Öffentlichkeitsarbeit	Die Maßnahme „Energieberatung und Öffentlichkeitsarbeit“ umfasst sowohl eine Verstärkung der freiwilligen Energieberatung als auch obligatorische Elemente im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG).
Vorbildfunktion Bundesgebäude	Bei allen Bauvorhaben von Bundesgebäuden sollen effiziente Energiestandards umgesetzt werden.

fortgeführt auf der folgenden Seite

Tabelle 8: Maßnahmen im Gebäudesektor – fortgeführt von der vorherigen Seite

Titel	Kurzbeschreibung
Prüfung der Weiterentwicklung des energetischen Standards	Überprüfung der energetischen Anforderungen für Neubau und Bestand im Jahr 2023. Der ergebnisoffenen Überprüfung der energetischen Anforderungen im Jahr 2023 kann keine Wirkung zugeordnet werden. Sie setzt die Verpflichtung nach EU-Gebäuderichtlinie Artikel 4.1 um und ist damit bereits in der Referenz enthalten.
Weiterentwicklung der Städtebauförderung	Die bestehende Städtebauförderung soll weitergeführt werden und ab 2020 mit neuen Schwerpunkten belegt werden, u. a. die Förderung von Stadtgrün, Stärkung der Freiflächen und Vorbildfunktion der öffentlichen Hand.
Fortentwicklung des Innovationsprogramms Zukunft Bau	Ausbau der Aktivitäten im Bereich der Bauforschung durch die Fortentwicklung der Forschungsinitiative <i>Zukunft Bau</i> zum Innovationsprogramm. Die Initiative soll die Etablierung klima- und umweltfreundlicher Bauweisen unterstützen und voranbringen.
Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA)	Mit der EffSTRA sollen Effizienzmaßnahmen für die Dekade 2021-2030 im Sinne einer Weiterentwicklung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE 2.0) beschlossen und umgesetzt werden.
Maßnahmen im Umwandlungssektor	
Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umstellen – Wärmenetze 4.0	Diese Maßnahme beinhaltet die Fortführung des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ bis mindestens 2030 sowie dessen Ergänzung um ein Wärmenetz-Transformationsprogramm, das zur Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze beitragen soll.
Ergänzende Maßnahmen	
Änderungen beim Wohngeld und beim Mietrecht	Das Wohngeldvolumen soll ab dem 1. Januar 2021 durch eine CO ₂ -Komponente um 10 Prozent erhöht werden, mit dem Ziel Wohngeldhaushalte bei den Heizkosten zu entlasten. Durch die geplante CO ₂ -Komponente soll das Entstehen sozialer Härten im Kontext der zeitgleich geplanten Einführung der CO ₂ -Bepreisung vermieden werden.
Transferleistungen	Erhöhte Energiekosten werden bei den Transferleistungen bereits nach den festgelegten Verfahren berücksichtigt. Die Bundesregierung will an der bisherigen Leistungspraxis festhalten und zukünftige Energiekostensteigerungen, wie bspw. steigende Heizkosten durch die Einführung einer CO ₂ -Bepreisung, durch entsprechend höhere Zuschüsse für die Kosten der Unterkunft (KdU) für Transferleistungsempfänger sozialverträglich abfedern.

Quelle: Basierend auf dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung, 2019

Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung

Die steuerliche Förderung wird zunächst alternativ zum bestehenden CO₂-Gebäudesanierungsprogrammen, dem Marktanreizprogramm (MAP) und ab dem 1.1.2021 alternativ zur Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) eingeführt. Die Förderung erfolgt in Form eines Abzugs von der Steuerschuld über einen Zeitraum von drei Jahren. Abzugsfähig sind 20 % der Investitionskosten, wobei in den ersten beiden Abzugsjahren jeweils 7 % und im dritten Abzugsjahr 6 % der förderfähigen Investitionskosten in Abzug gebracht werden können. Der maximale Förderbetrag liegt bei 40.000 EUR. Förderfähig sind Sanierungsmaßnahmen, mit denen nach dem 01.01.2020 begonnen wurde. Die steuerliche Förderung beschränkt sich auf Einzelmaßnahmen in eigengenutzten Wohnungen und Wohngebäuden. Förderfähige Maßnahmen umfassen:

- die Wärmedämmung von Wänden,
- die Wärmedämmung von Dachflächen,
- die Wärmedämmung von Geschossdecken,
- die Erneuerung der Fenster oder Außentüren,
- die Erneuerung oder der Einbau einer Lüftungsanlage,
- die Erneuerung der Heizungsanlage,
- den Einbau von digitalen Systemen zur energetischen Betriebs- und Verbrauchsoptimierung
- die Optimierung bestehender Heizungsanlagen, sofern diese älter als zwei Jahre sind.

Voraussetzung für die Förderung ist, dass die jeweilige energetische Maßnahme von einem Fachunternehmen ausgeführt wurde. Die materiellen Mindestanforderungen werden durch die Energetische Sanierungsmaßnahmen-Verordnung (ESanMV) festgelegt. Um einen Gleichlauf der steuerlichen Förderung mit der BEG zu gewährleisten, sollen für beide Förderstränge grundsätzliche vergleichbare Mindestanforderungen gelten.

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) - Förderung erweitern

Die BEG soll verschiedene bisher getrennte Förderstränge zusammenführen: die bisherige Förderung für erneuerbare Energien durch das Marktanreizprogramm (MAP), das Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ (EBS), das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und das Programm zur Heizungsoptimierung (HZO). Zudem sollen die zur Verfügung stehenden Fördermittel für die BEG um mehr als 1 Mrd. EUR/a aufgestockt werden.

Um die Attraktivität der Förderung zu erhöhen, werden die Förderkonditionen gegenüber der bisherigen Förderung deutlich verbessert. Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle werden neu mit 20 % gefördert (bisher 10 %). Der geförderte Beitrag bei Effizienzhäusern (EH) ist abhängig vom Effizienzstandard, er liegt zwischen 27,5 % für ein EH 100 und 50 % für ein EH 40. Beim Ersatz von Heizkesseln ergeben sich Förderbeiträge von bis zu 45 %. Der resultierende Fördersatz ist abhängig vom Ausgangssystem und vom Zielsystem, vgl. Tabelle 9.

Bei Neubauten im Bereich der Wohngebäude werden die Fördersatz analog zu denen der Sanierung angehoben und rangieren dann zwischen 17,5 % und 27,5 % der förderfähigen Kosten (Anhebung im Mittel um 12,5 %). Ziel ist eine höhere Quote der Effizienzhäuser an den gesamten Neubauten. Hinweis: Für die Berechnung des Szenarios wurde keine Anpassung der Neubauförderung berücksichtigt, da die hierfür benötigten Finanzmittel in Höhe von 3,5 Mrd. EUR/a nach Kenntnisstand der Gutachter nicht im Rahmen des Klimakabinetts gemeldet und beschlossen wurden.

Aufgrund der Aufstockung der Fördermittel und die verbesserten Förderkonditionen bei Sanierung und Ersatz des Wärmeerzeugers wird eine deutlich höhere Zahl der Förderfälle als bisher erwar-

tet. Verstärkt wird dies durch die kumulative Förderung der seriellen Sanierung und durch die Aufstockung der Fördermittel für Beratungen im Rahmen des individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP). Durch die Beratungsleistungen des iSFP werden zusätzliche Einzelmaßnahmen und oder systemische Maßnahmen (Effizienzhäuser) ausgelöst.

Tabelle 9: Förderkonditionen für den Ersatz des Wärmeerzeugers

	Förderbeitrag	
	Bestand Heizöl	Bestand übrige
Heizkessel (Erdgas, Heizöl)	keine Förderung	keine Förderung
Erdgas-Renewable-ready	20 %	20 %
Erdgas-Hybrid	40 %	30 %
100 % Renewable (z. B. WP, Biomasse)	45 %	35 %

Einbauverbot monovalenter Heizölkessel

Der Entwurf neuen Gebäudeenergie-Gesetzes (GEG) sieht vor, dass ab 1. Januar 2026 Ölheizungen nur dann im Neubau und Bestand eingebaut werden dürfen, wenn sie als Hybridlösung umgesetzt werden. Ein Anteil des Wärmebedarfs muss durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt werden. Eine anteilige Nutzung erneuerbarer Energien liegt beispielsweise vor, wenn eine Ölheizung um eine Solarthermieanlage oder eine Luft/Wasser- oder Brauchwasser-Wärmepumpe oder ergänzt wird.¹⁰ Es gelten Ausnahmetatbestände für den Bestand, für den Fall, dass

- kein Anschluss an ein Gasversorgungsnetz oder Fernwärmeverteilungsnetz hergestellt werden kann oder
- eine anteilige Deckung durch erneuerbare Energien technisch nicht möglich ist oder
- die Regelung zu unbilligen Härten führt.

Bereits verbaute Ölheizungen können weiterhin betrieben werden. Für Ölkessel allerdings, die älter als 30 Jahre sind, gilt nach wie vor eine Austauschpflicht. Das Wirtschaftlichkeitsgebot bleibt bestehen.

Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA)

Die Effizienzstrategie 2050 (EffSTRA) der Bundesregierung wurde am 18. Dezember 2019 durch das Bundeskabinett verabschiedet. Die EffSTRA gliedert sich in

- den Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan 2.0 (NAPE 2.0), welcher konkrete Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 enthält, und

¹⁰ Für die Umsetzung der Maßnahme bei der Modellrechnung wurde unterstellt, dass ein Anteil an erneuerbaren Energien von rund 20 % notwendig ist.

- einen Dialogprozess „Roadmap Energieeffizienz 2050“, dessen Ziel es ist, in Zusammenarbeit mit den Stakeholdern Zielpfade für die Energieeffizienz zu entwickeln und zu beschreiben.

Einige der Maßnahmen des NAPE 2.0 sind explizit Teil verabschiedeten Klimaschutzprogramms 2030. Ein Teil der Maßnahmen der EffSTRA sind nicht Bestandteil des KSP, haben jedoch einen Effekt auf die Entwicklung des Energieverbrauchs und der Emissionen im Gebäudesektor. Konkret handelt es sich um folgende 15 Maßnahmen:

- Austausch von Kleinspeichern durch elektronische Durchlauferhitzer
- Modellprojekte zum Einsparcontracting im öffentlichen Sektor
- Maßnahmenpaket Klima/Lüftung mit Effizienztools für Nichtwohngebäude
- Mindestausstattung von Zähler und Sensorik für neue Heizungen und Klima/Lüftungsanlagen
- effizienzoptimierte Modellierung im Rahmen von Building Information Modeling (BIM)
- Novellierung Heizkostenverordnung
- Heizungs-Eignungs-Check für Verbraucher
- Weiterentwicklung der Energieeffizienz-Netzwerke
- Verbesserung der Qualität von Energieaudits durch online-gestützte Verfahren und kostenfreien Zugang zu Wissensdatenbanken als Hilfestellung für Energieberater und Energiemanager
- Förderung der Prozesswärmeeffizienz und der Nutzung von Abwärmepotenzialen
- Weiterentwicklung der ACE II - Asset Class Energieeffizienz
- Infokampagne für ein neues Energielabel (Skala A bis G)
- Ambitionierte Standards bei Energielabel und Ökodesign
- Unterstützung der Marktüberwachung insbesondere bei besonders energieeffizienzrelevanten Produktgruppen
- Sanierungs- und Betriebscheck Nichtwohngebäude

Die Maßnahmen zielen unter anderem darauf ab Gebäude intelligent steuerbar zu machen und sie enthalten Vorgaben zur Erfassung des Verbrauchs sowie zu Abrechnungsinformationen. Angestrebt wird zudem eine Erhöhung des Anteils effizienterer Geräte und Anlagen.

Diese (meist kleineren) Maßnahmen wurden für die Modellierung zu Bündeln zusammengefasst und in vereinfachter Form berücksichtigt. Im Wesentlichen verändern die Maßnahmenbündel die Wirkungsgrade der Wärmeerzeuger und haben einen Effekt auf das Nutzerverhalten.

Aus- und Umbau der Wärmenetze

Wärmenetze sind ein wichtiges Infrastrukturelement für die zukünftige Wärmeversorgung und weisen trotz rückläufigen Gebäudewärmebedarfs ein beträchtliches Ausbaupotenzial auf. Das bestehende Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ soll nach 2020 fortgeführt und ausgeweitet werden.

Bei der Fortführung des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ wird die Fördersystematik an die jetzige Ausgestaltung angelehnt. Ab 2025 wird der Fördersatz schrittweise reduziert, weil die Wärmenetze zunehmend wirtschaftlicher werden. Diese Annahme stützt sich auf erwartete Lerneffekte und die Wirkung anderer Maßnahmen (z. B. CO₂-Preis).

In Ballungsräumen können einerseits neue Wärmenetze 4.0 gebaut werden, andererseits besteht hier eine wesentliche Herausforderung in der Transformation existierender Netze. Förderfähig

sind Sanierungsmaßnahmen, die das Netz insgesamt in Richtung eines dekarbonisierten Zielzustands bringen. Dazu zählen beispielsweise die Einbindung von erneuerbarer Energie und Abwärme, Effizienzmaßnahmen oder Maßnahmen zur Absenkung der Netztemperatur.

Das Fördervolumen bis 2030 liegt insgesamt bei 2,5 Mrd. EUR, für den Maßnahmenteil Wärmenetzsysteme 4.0 sind davon 1,6 Mrd. EUR vorgesehen. Die Förderung der Wärmenetze richtet sich an alle (potenziellen) Betreiber von Wärmenetzen: Stadtwerke, überregionale Energieversorger, Wohnungsunternehmen, Kommunen oder auch Energiegenossenschaften. Mit den 1,6 Mrd. EUR könnte der Neubau von bis 400 zusätzliche Wärmenetzen angereizt werden.

Direkte Einsparungen im Gebäudesektor ergeben sich nur durch den Ausbau der Wärmenetze (also durch den Programmtteil Wärmenetzsysteme 4.0). Die Transformation bestehender Netze hat keinen Effekt auf die direkten Emissionen des Gebäudesektors. Sie verringert aber die Emissionen im Sektor Energiewirtschaft (vgl. Kapitel 4.2.4).

Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und Strompreissenkung

Eine Beschreibung der beiden Maßnahmen erfolgt unter Kapitel 4.1. Im Gebäudesektor wirken die Maßnahmen insbesondere auf die Struktur der Wärmeerzeuger und die Effizienzentwicklung. Durch die Verteuerung von Erdgas und Heizöl werden Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle wirtschaftlicher, dies erhöht die Sanierungsaktivität. Die höheren Energiepreise erhöhen auch die Attraktivität der Förderprogramme. Diese werden verstärkt nachgefragt und es werden vermehrt ambitionierte Maßnahmen umgesetzt. Die zunehmende Verteuerung von Erdgas und Heizöl verbessert die Wirtschaftlichkeit von Wärmeerzeugern, die wenig oder kein CO₂ emittieren. Das sind im Wesentlichen elektrische Wärmepumpen, Biomasseanlagen oder (erneuerbare) Wärmenetze. Dadurch verschiebt sich die Struktur der jährlich abgesetzten Wärmeerzeuger zunehmend weg von den fossilen Anlagen. Zeitlich verzögert zeigt sich diese Strukturverschiebung auch im Anlagenbestand.

Die erwartete zukünftige Preisentwicklung spielt eine entscheidende Rolle. Bei der Modellierung der Wirkung der preislichen Instrumente wird unterstellt, dass der Großteil der Investoren bei ihren Entscheidungen die erwartete zukünftige Preissteigerung mitberücksichtigt. Es wird weiter unterstellt, dass sich der Preis im BEHG bis zum Jahr 2026 entlang des Maximalpreises entwickelt, da der resultierende Emissionsrückgang den vorgegebenen Zielpfad überschreitet. Bis 2030 wird von einem Anstieg auf 180 EUR/ t CO₂ ausgegangen (real 140 EUR /t CO₂), bis 2040 steigt der Preis auf rund 350 EUR / t CO₂ (real 220 EUR /t CO₂). Dies entspricht bis zum Jahr 2030 einer Erhöhung um 2,8 ct/kWh bei Erdgas und 3,7 ct/kWh bei Heizöl (in realen Preisen). Gleichzeitig verringert sich der Strompreis durch die Maßnahme Strompreissenkung.

Da die Preisveränderungen von den Investoren vorausschauend bei den Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden, ist eine frühzeitige Kommunikation der zu erwartenden zukünftigen Preisen wichtig. Eine solche Kommunikation wurde bei der Berechnung unterstellt.

Anpassung Klimakorrektur

In den Szenarien wird eine langfristige Erwärmung des Klimas berücksichtigt. Dies impliziert einen etwas höheren Energiebedarf für die Klimatisierung im Sommer und einen kleineren Wärmebedarf im Winter (weniger Heizgradtage). Grundlage für die in der Referenzentwicklung verwendeten Annahmen bilden Angaben der EU Kommission (EC 2016). Da diese unterstellte Klimaerwärmung im Vergleich zur aktuellen Entwicklung als sehr gering eingeschätzt wird, wurde entschieden, für das Szenario mit Klimaschutzprogramm von einer stärkeren Erwärmung

auszugehen. Verwendet werden Angaben des UBA (UBA 2008). Genutzt wird daraus der Mittelwert der Szenarien A1B und B1. Dieser Mittelwert entspricht einer Reduktion der jährlichen Heizgradtage um knapp 7 % bis 2030 und 13 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzzeitraum 1990 bis 2010. Die Anwendung der Klimakorrektur mit etwas verstärkter Erwärmung hat zur Folge, dass der Raumwärmebedarf im Szenario mit Klimaschutzprogramm im Jahr 2030 gegenüber der Referenzentwicklung um 2,4 % geringer ausfällt. Der geringeren Zahl an Heizgradtagen steht ein erhöhter Kühlbedarf gegenüber.

4.2.4 Energiewirtschaft (Strom, Fernwärme)

Der Bereich Energiewirtschaft umfasst die Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern in der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung, den Pipelineverdichtern, den Emissionen aus der sonstigen Umwandlung sowie den flüchtigen Emissionen aus der Energiewirtschaft. Die im Klimaschutzprogramm aufgeführten Maßnahmen im Bereich Energiewirtschaft zielen hauptsächlich auf die öffentliche Strom- und Fernwärmeversorgung ab. Die anderen Bereiche werden direkt und indirekt auch durch Maßnahmen in den Endverbrauchssektoren adressiert.

Insgesamt umfasst das Maßnahmen-Set des Klimaschutzprogramms im Bereich Energiewirtschaft 9 Maßnahmen. Im Vordergrund stehen dabei vier Maßnahmen, die zu einer deutlichen Senkung der Treibhausgase im Bereich der Strom- und Fernwärmversorgung führen. Zudem werden 5 Maßnahmen aufgeführt, die die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft unterstützen oder die hauptsächlich in den Endverbrauchssektoren wirken.

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die für die im Strom- und Fernwärmesektor relevanten vier Maßnahmen. Diese werden im Anschluss kurz beschrieben.

Tabelle 10: Maßnahmen im Strom- und Fernwärmesektor

Titel	Kurzbeschreibung
Schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung	Reduzierung der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle durch Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten
Ausbau der erneuerbaren Energien auf 65 % Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030	Stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien. Ziel ist es, bis 2030 einen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch zu erzielen. In den Berechnungen hier wurde die Leistung aus dem Zielmodell des KSP übernommen.
Weiterentwicklung und Modernisierung der KWK	Verlängerung des KWKG bis zum 31.12.2029 Einführung von neuen Boni zur Förderung von innovativen KWK-Systemen und PtH
Umstellung der Wärmenetze auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme	Weiterentwicklung der Förderung von Wärmenetzen 4.0, Verlängerung und Anpassungen im KWKG, Einführung des Programms Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

Quelle: Basierend auf dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung, 2019

Schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung

Das von der Bundesregierung beschlossene Kohleausstiegsgesetz sieht vor, die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle bis zum Jahr 2038 schrittweise zu beenden. Bis zum Jahr 2022 sollen die Kapazitäten von Braun- und Steinkohle auf jeweils 15 GW reduziert werden. Im Jahr 2030 sollen noch 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle am Netz sein. Im Jahr 2038 sollen die letzten Kapazitäten vom Netz gehen. Die Braunkohlekraftwerke werden über vertragliche Vereinbarungen mit den Betreibern stillgelegt. Die konkreten Abschaltzeiten der einzelnen Braunkohlekraftwerke sind in dem Gesetz hinterlegt. Eine kontinuierliche Verringerung der Gesamtleistung soll dadurch gewährleistet werden, dass in den Jahren, in denen weniger Braunkohle-Kraftwerke vom Netz gehen, mehr Steinkohle-Kraftwerke stillgelegt werden. Im Gegensatz zur Empfehlung der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung werden noch zusätzliche Kraftwerkskapazitäten ans Netz genommen (Datteln IV). Die zusätzlichen Emissionen sollen durch Sonderausschreibungen kompensiert werden.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Im Klimaschutzprogramm wird das Ziel formuliert, im Jahr 2030 den Anteil erneuerbarer Energien auf 65 % des Bruttostromverbrauchs zu erhöhen. Hierfür wird ein Zielmodell erstellt, welches u. a. die dafür benötigte Leistung und die daraus resultierende Stromerzeugung beschreibt (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 11: Zielmodell (installierte Leistung, Stromerzeugung) für den Ausbau erneuerbarer Energien im Klimaschutzprogramm

Sektor	Leistung [GW]	Stromerzeugung [TWh]	Volllaststunden [h]
Wind Onshore	67 – 71	140 – 145	2.042 – 2.090
Wind Offshore	20	79 – 84	3.950 - 4.200
PV	98	90	918
Biomasse	8,4	42	5.000
Wasserkraft und sonstige	6	21	3.500

Quelle: Klimaschutzprogramm 2030, eigene Berechnungen (Prognos 2020)

In Summe ergibt sich eine Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 377 TWh. Unterstellt man das Erreichen des 65 %-Ziels ergibt sich damit eine mögliche Bruttostromnachfrage in Höhe von 580 TWh. Die im Klimaschutzprogramm unterstellten Volllaststunden für Wind Onshore und Wind Offshore entsprechen zwar Werten, wie sie in diversen Szenarien angesetzt werden, aus Sicht der Verfasser dieses Gutachtens sind sie aber zu optimistisch (vgl. Kapitel 5.3).

In den Berechnungen wurde deshalb nur die Leistung des Zielmodells aus dem Klimaschutzprogramm übernommen, nicht aber die dort ermittelte Stromerzeugung.

Es wird unterstellt, dass insbesondere in der anstehenden EEG-Novelle und seitens der Bundesländer, die für die Flächenbereitstellung und Anlagengenehmigung zuständig sind, alle notwendigen Maßnahmen ergriffen werden, um dieses Ziel zu erreichen. Hierzu zählt z. B. die Fortführung der Förderung und Erhöhung der Ausschreibungsmengen, Beschleunigung der Planungsverfahren und Verbesserung der Genehmigungssituation sowie Aufhebung des 52 GW-Deckel für PV.

Weiterentwicklung und Modernisierung der KWK

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) wird bis zum 31.12.2029 und fördert den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen, von innovativen KWK-Systemen sowie die Errichtung von Wärmenetzen und Speichern. Das auf maximal 1,5 Milliarden Euro jährlich gedeckelte Fördervolumen wird auf den Strompreis umgelegt.

Umstellung der Wärmenetze auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme

Die Modernisierung von Wärmenetzen und die Erhöhung der Einspeisung von erneuerbar erzeugter Wärme sowie von Abwärme wird durch verschiedene Maßnahmen angereizt. Zu nennen sind u. a. das KWKG, die Förderung von Wärmenetzen 4.0 sowie das geplante Basisprogramm zur Förderung der Umstellung von Wärmenetzen. Ergebnisse des Szenarios mit Klimaschutzprogramm 2030.

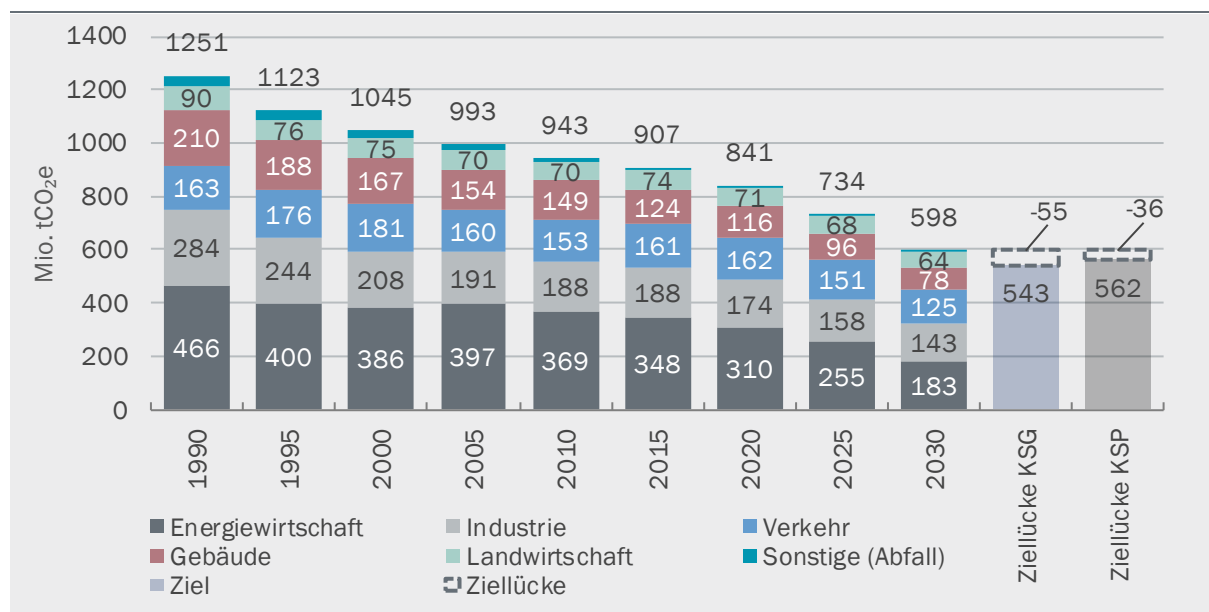
5 Ergebnisse des Szenarios mit Klimaschutzprogramm 2030

5.1 Treibhausgase und Energieverbrauch im Überblick

5.1.1 Treibhausgasemissionen

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 598 Mio. t CO₂eq (Abbildung 27). Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 52,2 %, d. h. es wird eine Reduzierung der THG-Emissionen um über die Hälfte gegenüber 1990 erreicht. Die Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2030 fällt in den einzelnen Sektoren unterschiedlich aus: Verkehrssektor -23 %, Industriesektor -50 %, Gebäude -63 %, Umwandlung -61 %, Landwirtschaft -29 % und Abfall -87 %.

Abbildung 27: Szenario mit Klimaschutz: THG-Emissionen nach Sektoren
Jahre 1990 bis 2030, in Mio. t CO₂eq



Quelle: Prognos 2020, Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut 2020, Werte bis 2015 basierend auf UBA 2019

Im Vergleich zur Referenzentwicklung liegen die THG-Emissionen im Szenario mit Klimaschutzprogramm im Jahr 2030 um 133 Mio. t CO₂eq tiefer. Diese zusätzliche Reduktion ist auf die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms zurückzuführen.

Mit der Minderung durch das Klimaprogramm auf 598 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 werden 95 % der von der Bundesregierung angestrebten Gesamtminderung von -55 % ggü. 1990 erreicht. Die Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans von 2016, werden nach den vorliegenden Ergebnissen in

den Sektoren Industrie, Energiewirtschaft und Abfall erreicht. Während die Ziele im Klimaschutzplan aber noch in Form von Bandbreiten enthalten waren, wurden im Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 nur die unteren Ränder dieser Bandbreiten als Sektorziele gesetzlich festgeschrieben. Faktisch wurden damit die Sektorziele nach Beschluss des Klimaschutzprogramms verschärft. Im Ergebnis werden diese (verschärften) Sektorziele in allen Sektoren verfehlt, mit Ausnahme des Sektors Abfall (Tabelle 12). Am größten sind die Zielverfehlungen in den Sektoren Verkehr (30 Mio. t CO₂eq), Gebäude (8 Mio. t CO₂eq) und bei der Landwirtschaft (6 Mio. t CO₂eq). In den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ist die Verfehlung geringer. Bei der Abfallwirtschaft wird das Ziel knapp erreicht. Dies verdeutlicht auch der Zielerreichungsgrad. Der Zielerreichungsgrad wird hier ausgedrückt durch das Verhältnis der im Zeitraum 1990 bis 2030 erzielten Einsparung zu der im KSG vorgegebenen Einsparung. Ein hoher Zielerreichungsgrad wird erreicht in den Sektoren Abfälle (100 %), Industrie (98 %) und Energiewirtschaft (97 %). Auch die Zielerreichung im Sektor Gebäude (94 %) liegt noch nahe an der durchschnittlichen Zielerreichung von 95 %. Deutlich geringer ist die Zielerreichung in den Sektoren Landwirtschaft (82 %) und Verkehr (56 %).

Tabelle 12: Vergleich Sektorziele KSG und Szenario mit Klimaschutzplan
Zielerreichung in Bezug auf die zwischen 1990 und 2030 angestrebte Minderung

Sektor	Szenario KSP 2030	Sektorziele KSG 2030	Abweichung 2030	Zielerreichungs- grad in 2030
	Mio. t CO ₂ eq	Mio. t CO ₂ eq	Mio. t CO ₂ eq	Prozent
Energiewirtschaft	183	175	8	97 %
Industrie	143	140	3	98 %
Gebäude	78	70	8	94 %
Verkehr	125	95	30	56 %
Landwirtschaft	64	58	6	82 %
Abfälle	5	5	0	100 %
Summe Sektorziele	598	543	55	92 %
Gesamtziel KSP (-55 % ggü. 1990)	598 (-52,2 %)	562	36	95 %

Vorgabe der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quelle: eigene Berechnungen (Prognos 2020) basierend auf AG Energiebilanz 2018, Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut 2020

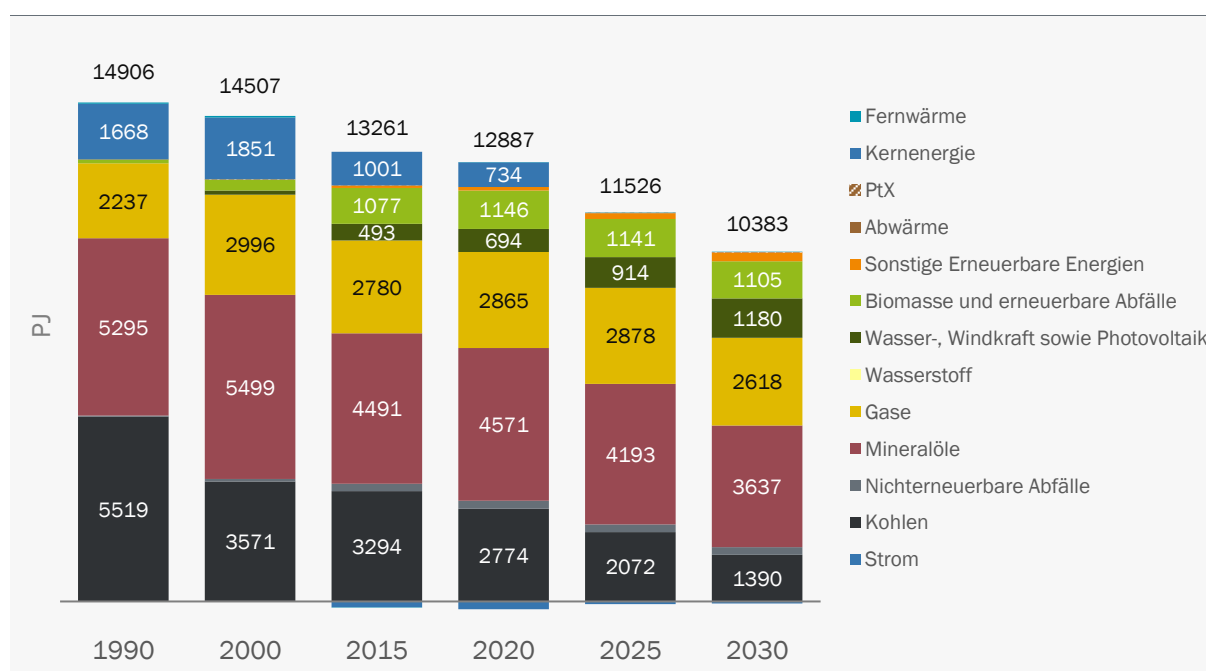
Insgesamt fehlen 2,8 Prozentpunkte, um das im Klimaschutzgesetz (§3) verankerte Gesamtziel von -55 % zu erreichen. Dies entspricht 35 Mio. t CO₂eq. Bezogen auf die Summe der Sektorziele des Klimaschutzgesetzes beträgt die Zielverfehlung 55 Mio. t CO₂eq (vgl. Tabelle 12).

Die Emissionen des Bereichs Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Waldwirtschaft (land-use, land-use change and forestry (LULUCF)) werden in den internationalen Kioto-Zielen nicht berücksichtigt. Auch im Klimaschutzplan sind für diesen Bereich keine Ziele enthalten. Der LULUCF-Bereich hatte in den vergangenen Jahren insgesamt mehr CO₂eq gebunden als emittiert und damit zu einer Dämpfung des Anstiegs der THG-Emissionen beigetragen (Senke). Für die Jahre ab etwa 2018 werden aber auch in diesem Bereich Netto-Emissionen erwartet (Öko-Institut et al. 2020). Dies ist auf die abnehmende Speicherwirkung beim Wald zurückzuführen. Das Maßnahmenprogramm ist deshalb bestrebt, auch die Emissionen in diesem Bereich zu vermindern, unter anderem durch Moorschutz und Förderung des Humusaufbaus. Gemäß den Abschätzungen des Öko-Instituts sind diese Anstrengungen aber nicht ausreichend. Für das Jahr 2030 werden im LULUCF-Bereich Netto-Emissionen von rund +10 Mio. t CO₂eq erwartet. Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen und Ergebnisse zu den THG-Emissionen in den Bereichen Landwirtschaft, Abfall und LULUCF findet sich in Öko-Institut et al. (2020).

5.1.2 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch verringert sich im Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 auf 10.383 PJ (Abbildung 28). Für den Zeitraum 2015 bis 2030 entspricht dies einer mittleren jährlichen Reduktion um 1,6 %/Jahr (Referenz: Reduktion um 1 %/Jahr).

Abbildung 28: Szenario mit Klimaschutzprogramm: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Jahre 1990 bis 2030, in PJ



Quelle: eigene Fortschreibung (Prognos 2020), basierend auf AG Energiebilanz 2018

Gegenüber der Referenzentwicklung wird der Primärenergieverbrauch durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms im Jahr 2030 um 1.035 PJ reduziert. Davon entfallen 425 PJ auf den Umwandlungssektor und die restlichen rund 615 PJ auf die Endverbrauchssektoren. Der Nicht-energetische Energieverbrauch beträgt in beiden Szenarien im Jahr 2030 rund 860 PJ. Nicht-energetischer Energieverbrauch umfasst Energieträger (z. B. Kohle, Rohbenzin oder Erdgas), die nicht nur zur Energieerzeugung, sondern auch als Rohstoff für die Herstellung von Produkten eingesetzt werden (z. B. Kunststoffe).

Die Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs verändert sich im Zeitverlauf deutlich. Mit der Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022 fällt auch im Szenario mit Klimaschutzprogramm der Verbrauch von Kernenergie weg. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, fossile Gase und Mineralölprodukte sinkt von 81 % im Jahr 2015 auf 76 % im Jahr 2030 (Referenz 80 %). Gleichzeitig erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger (u. a. Biomasse, Wind, PV, Wasserkraft) von 12 % auf 24 % im Jahre 2030 (Referenz 19 %). Diese Zunahme ist vor allem auf den verstärkten Einsatz von PV, Wind und Umweltwärme zurückzuführen. Der Verbrauch an Biomasse verändert sich nicht wesentlich, er verbleibt auf dem heutigen Niveau von rund 1.100 PJ.

Die Export-Import-Bilanz vom Strom verbleibt im Verlauf der Jahre auch im Szenario Klimaschutzprogramm weitgehend ausgeglichen. Die Stromnachfrage wird über die Jahresbilanz betrachtet vollständig durch die inländische Erzeugungsmenge gedeckt. Der heutige Export an Strom geht bis zum Jahr 2030 zurück auf knapp 20 TWh (2015 rund 50 TWh).

Insgesamt wird die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Zeitraum 2008 bis 2030 mit 28 % knapp verfehlt. Dazu wäre eine zusätzliche Reduktion um 320 PJ notwendig (89 TWh).

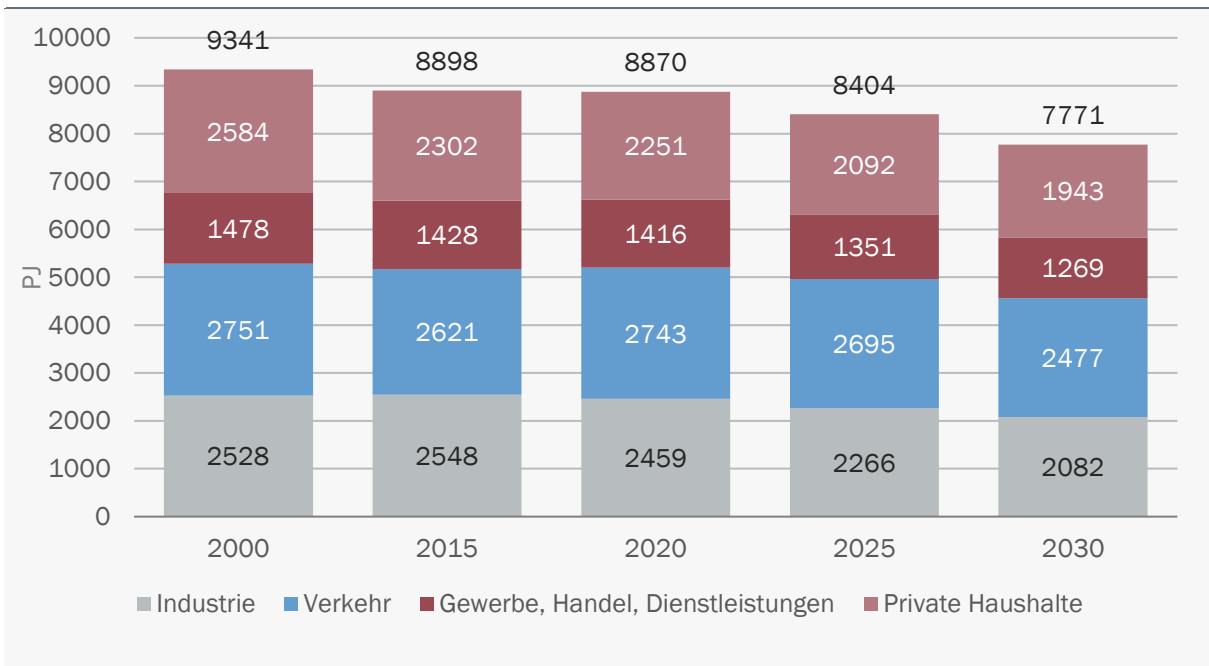
5.1.3 Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch verringert sich im Szenario Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2015 um 13 % auf 7.771 PJ (Abbildung 29; inkl. Treibstoffe für den internationalen Flugverkehr; Referenz -6 %). Dies entspricht gegenüber der Referenz einer zusätzlichen Reduktion um 614 PJ. Die Abnahme verteilt sich annähernd gleichmäßig auf die Sektoren: Verkehr: -249 PJ, Industrie -213 PJ und Gebäude -152 PJ (GHD und Private Haushalte).

Der Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch nimmt ab von 68 % im Jahr 2015 auf 59 % im Jahr 2030. Sowohl der Verbrauch an Mineralölprodukten (-735 PJ; -22 %) als auch der Verbrauch an fossilen Gasen (-581 PJ; -27 %; im wesentlichen Erdgas) sind im Zeitraum 2015 bis 2030 deutlich rückläufig (Abbildung 30). Gegenüber der Referenzentwicklung nimmt der Verbrauch fossiler Energieträger um 780 PJ zusätzlich ab.

Abbildung 29: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 2000 bis 2030, in PJ

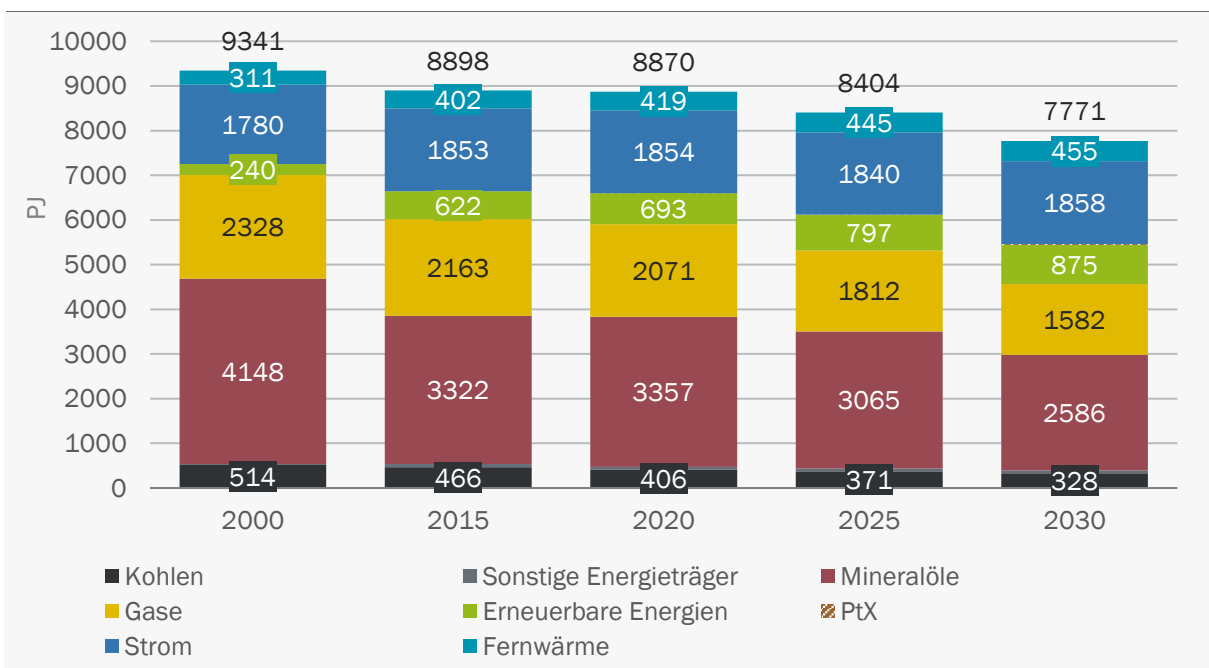


Verkehrssektor: inkl. internationalen Flugverkehr, ohne internationalen Seeverkehr

Quelle: eigene Fortschreibung (Prognos 2020), basierend auf AG Energiebilanz 2018

Abbildung 30: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 2000 bis 2030, in PJ



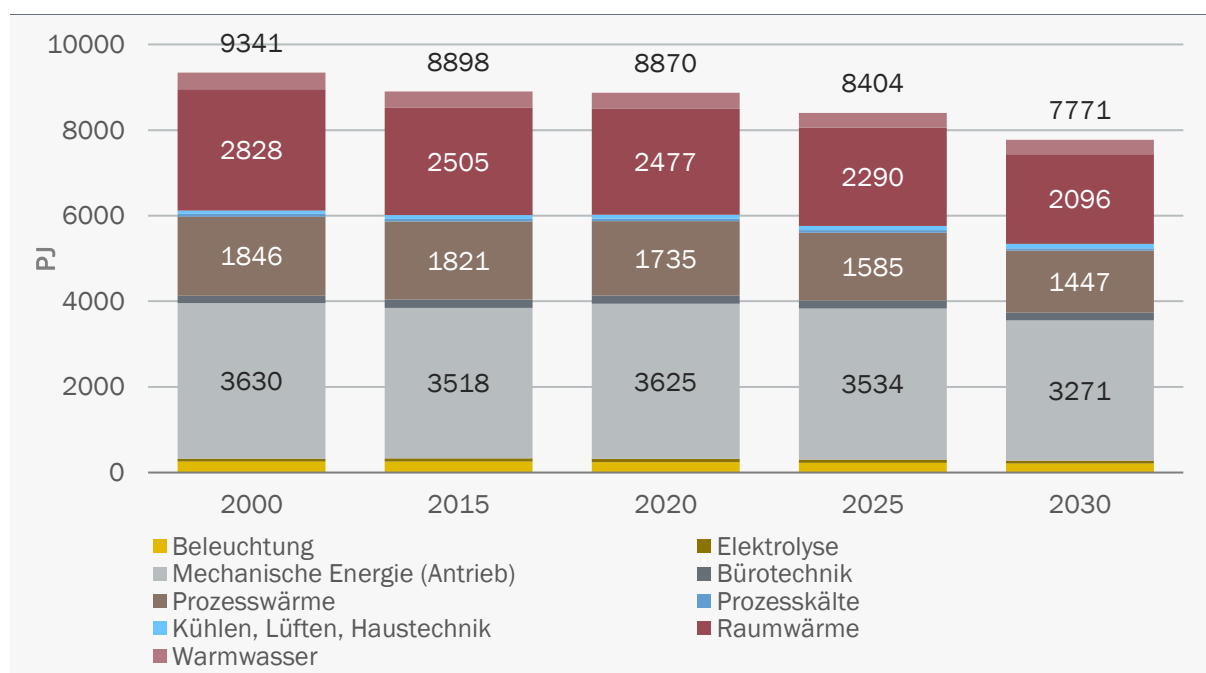
Quelle: eigene Fortschreibung (Prognos 2020), basierend auf AG Energiebilanz 2018

Trotz der steigenden Bedeutung des Stroms, insbesondere im Verkehrs- und Gebäudesektor, bleibt der Stromverbrauch im Verlauf der Jahre 2015 bis 2030 in den Endverbrauchssektoren annähernd unverändert bei rund 1.860 PJ (517 TWh). Auch gegenüber der Referenzentwicklung steigt der Stromverbrauch nicht wesentlich an (Referenz 2030: 506 TWh). Der verstärkte Einsatz bei Elektromobilität und elektrischen Wärmepumpen wird durch zusätzliche Effizienz weitgehend kompensiert. Die Förderung der Wärmenetze erhöht im Szenario Klimaschutzprogramm den Verbrauch an Fernwärme um rund 8 %. Auch hier dämpft die Effizienz die Verbrauchszunahme. Synthetische Energieträger werden im Szenario mit Klimaschutzprogramm bis 2030 nur in geringem Maß eingesetzt. Das Maßnahmenpaket setzt dazu aus unserer Sicht nur beschränkte Anreize. Der zusätzliche Anstieg um 16 PJ gegenüber der Referenz (mit 5 PJ) ist ausschließlich auf den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor und Industriesektor zurückzuführen (vgl. Kapitel 5.4).

Der Endenergieverbrauch wird dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme, mechanische Energie (inkl. Mobilität) und Prozesswärme (vgl. Abbildung 31). Die zusätzliche Einsparung von 614 PJ gegenüber der Referenz ist weitgehend auf Reduktionsmaßnahmen in diesen Bereichen zurückzuführen: Raumwärme -137 PJ, Prozesswärme -180 PJ und mechanische Energie -270 PJ. Der Verbrauch für Raumwärme verringert sich im Szenario mit Klimaschutzprogramm zwischen 2015 und 2030 im Mittel der Jahre um 1,2 %, die Prozesswärme sogar um 1,5 %/Jahr.

Abbildung 31: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 2000 bis 2030, in PJ



Quelle: Prognos 2020

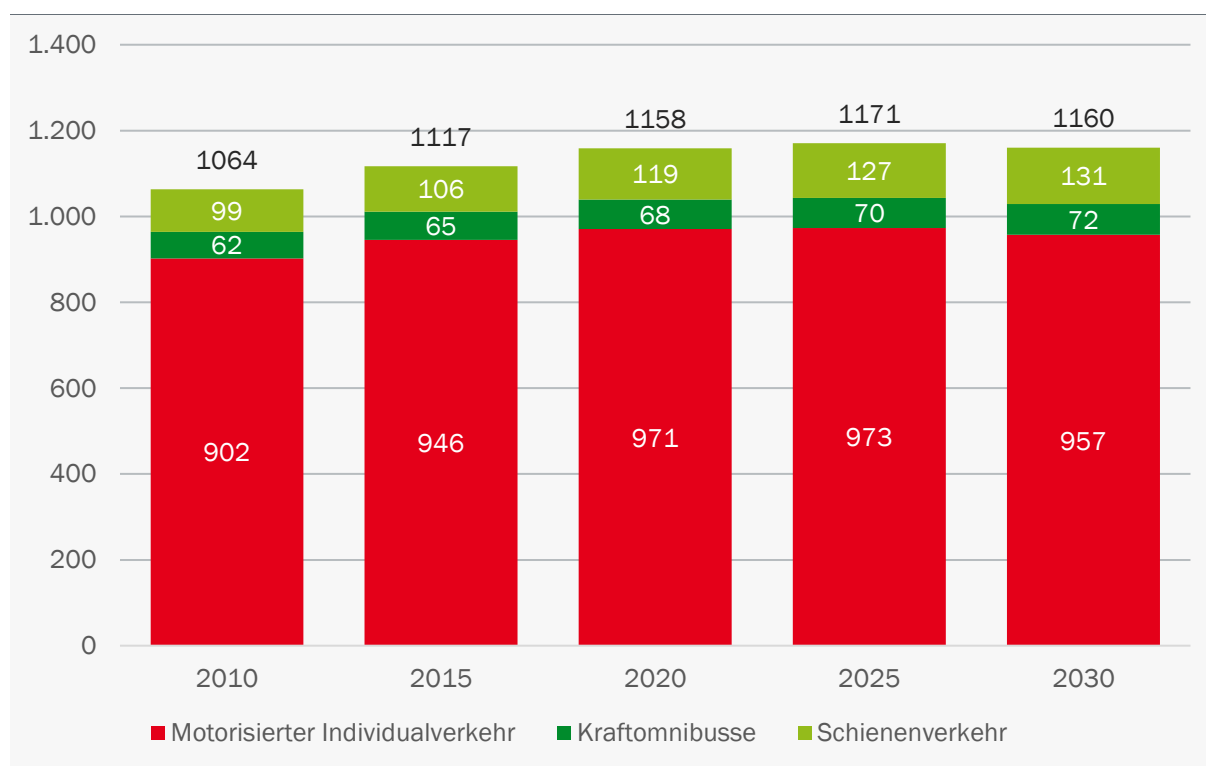
5.2 Endverbrauchssektoren

5.2.1 Verkehrssektor

Ein wesentlicher Treiber der Energienachfrage im Sektor Verkehr ist die Entwicklung der Verkehrsnachfrage und deren Struktur. Im Personenverkehr steigt die landgebundene Verkehrsleistung aufgrund der Maßnahmen im Klimaschutzprogramm etwas weniger stark an als in der Referenzentwicklung. Zudem bewirken die Maßnahmen eine Verkehrsverlagerung. Die Schienenverkehrsnachfrage steigt dadurch im Szenario mit Klimaschutzprogramm auf 131 Mrd. Personenkilometer an, während der Referenzwert im Jahr 2030 bei 123 Mrd. Personenkilometer liegt. Die Verkehrsleistungen beim Motorisierten Individualverkehr steigt bis zum Jahr 2030 auf 957 Mrd. Personenkilometer (Referenz: 989 Mrd. Personenkilometer).

Die nachfolgende Abbildung 32 zeigt die Entwicklung des Personenverkehrs der landgebundenen Verkehrsträger bis zum Jahr 2030.

Abbildung 32: Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr
Szenario mit Klimaschutzprogramm, Angaben in Mrd. Pkm



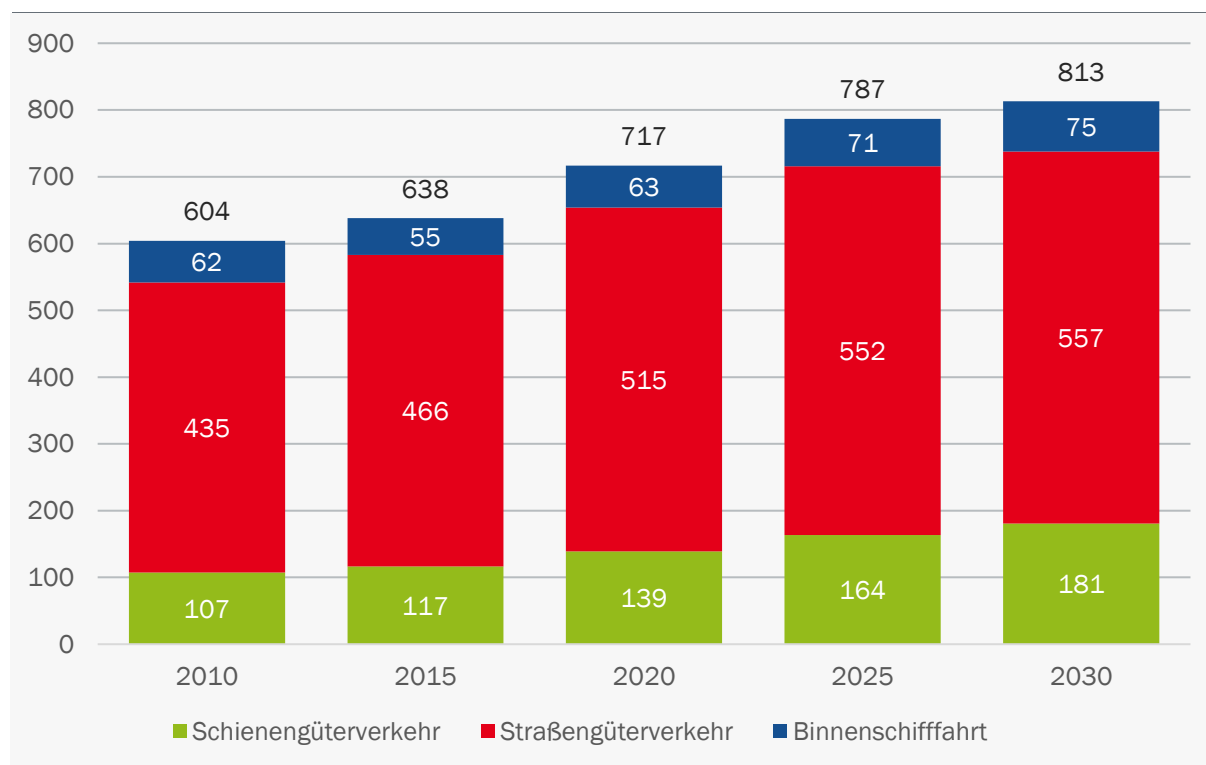
Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen (Werte bis 2015) und Prognos 2020 (Projektionswerte)

Beim Güterverkehr kommt es aufgrund der Maßnahmen – hier hauptsächlich aufgrund der CO₂-Bepreisung – zu einer geringeren Nachfrage beim Verkehrsträger Straße bzw. zu einer stärkeren Verkehrsverlagerung hin zum Schienenverkehr. Die Schienenverkehrsnachfrage steigt auf 181

Mrd. Tonnenkilometer im Jahr 2030 an. Bei der Referenzentwicklung liegt der Wert bei 161 Mrd. Tonnenkilometern.

Die nachfolgende Abbildung 33 zeigt die Entwicklung beim landgebundenen Güterverkehr im Inland bis zum Jahr 2030.

Abbildung 33: Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger
Szenario mit Klimaschutzprogramm, Angaben in Mrd. tkm



Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen (Werte für Schiene und Binnenschiff bis 2015) und Prognos 2020 (Projektionswerte und für den Straßenverkehr insgesamt)

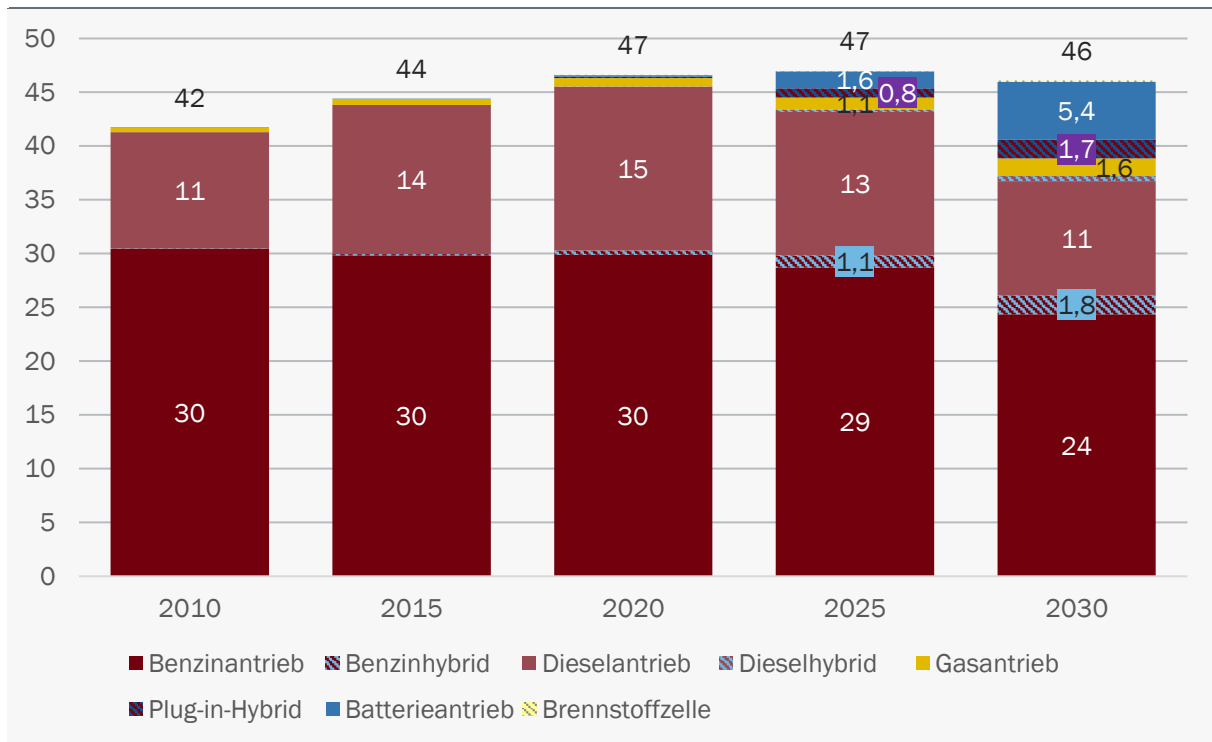
Die Elektrifizierung der Fahrzeugflotte ist beim Szenario mit Klimaschutzprogramm verantwortlich für die größten Einsparungen bezüglich Energieverbrauch und THG-Emissionen im Sektor Verkehr bis 2030. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm steigen die Zulassungen von Elektro-Pkw auf über 7 Mio. Elektro-Pkw im Jahr 2030 an, davon rund 5,4 Mio. batterieelektrische Pkw. Die elektrischen Antriebe¹¹ haben damit im Jahr 2030 einen Anteil von 16 % am Bestand der zugelassenen Pkw (Referenz: 8,5 %).

Die nachfolgende Abbildung 34 zeigt die Bestandsentwicklung bei den Pkw nach Antriebsarten bis zum Jahr 2030.

¹¹ Dazu zählen die Antriebe batterieelektrisch, Plug-in-Hybrid und Brennstoffzellen-Fahrzeuge

Abbildung 34: Pkw-Bestand nach Antriebsarten

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Angaben in Mio. Fahrzeugen



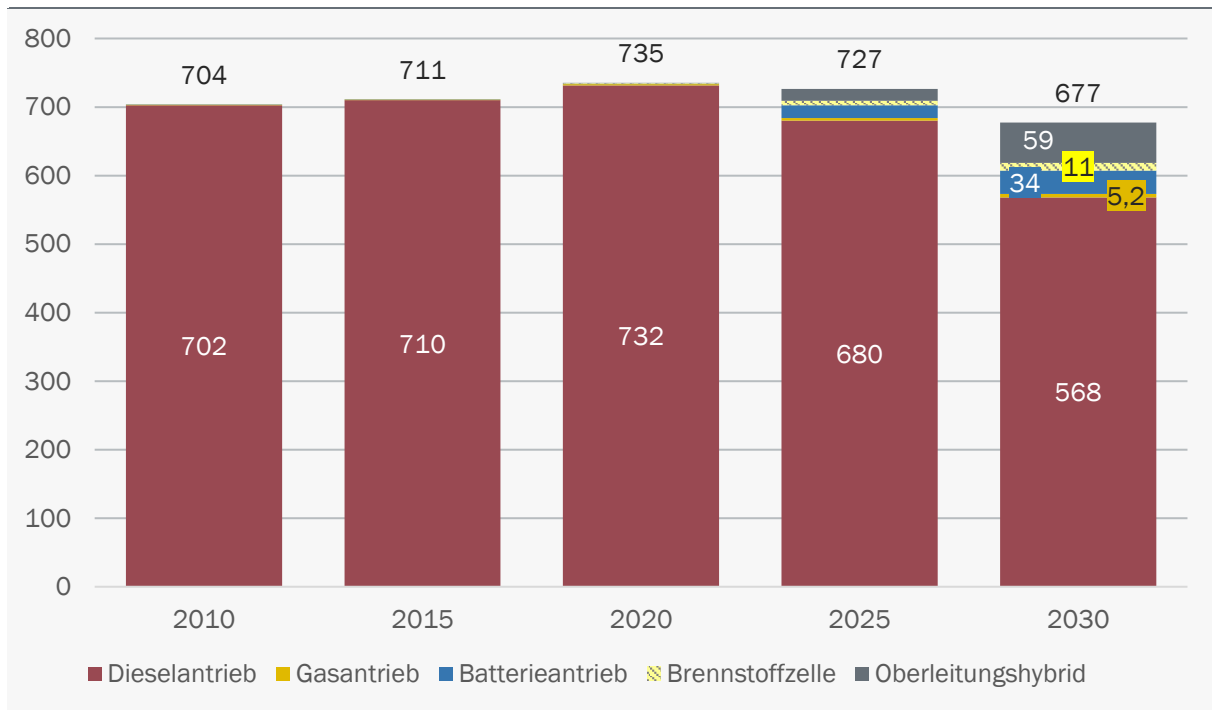
Quelle: Kraftfahrtbundesamt, FZ 13 (Werte bis 2015) und Prognos 2020 (Projektionswerte)

Die Flotte der schweren Nutzfahrzeuge besteht aktuell fast ausschließlich aus dieselbetriebenen Fahrzeugen. Der elektrische Antrieb ist auch in diesem Segment eine kostengünstige Option zur Reduktion der THG-Emissionen. Je nach Einsatzzweck und Distanzsegment werden sich unterschiedliche alternative Antriebe bei den Nutzfahrzeugen im Markt als die wirtschaftlichste Technologie durchsetzen. In diesem Szenario wird unterstellt, dass es ausgelöst durch das Maßnahmenprogramm langfristig zu einem ambitionierten Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge kommt. Dieser Ausbau sorgt bis zum Jahr 2030 dafür, dass Oberleitungshybride-Lkw einen Anteil von rund 9 % am Fahrzeugbestand haben. In kürzeren Distanzsegmenten werden sich auch reine batterieelektrische-Lkw durchsetzen (Bestandsanteil von rund 5 % am Bestand der schweren Nutzfahrzeuge insgesamt). Geringere Anteile haben im Jahr 2030 die alternativen Antriebe mit Brennstoffzellen und Flüssigerdgas bei den schweren Nutzfahrzeugen.

Die nachfolgende Abbildung 35 illustriert die Entwicklung beim Fahrzeugbestand der schweren Nutzfahrzeuge (> 3,5 t zulässige Gesamtmaße) bis zu Jahr 2030.

Abbildung 35: Schwere Nutzfahrzeuge, Bestand nach Antriebsarten

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Angaben in Tsd. Fahrzeugen



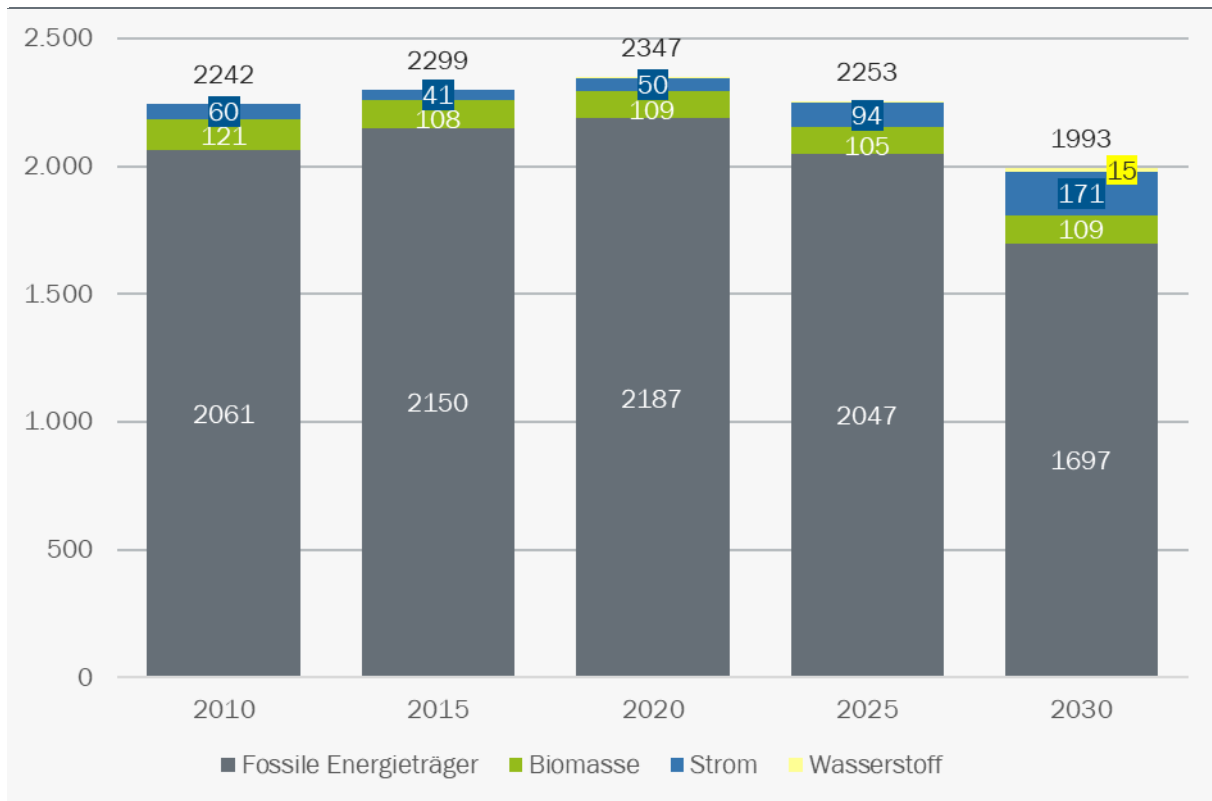
Prognos 2020

Der Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr geht im Szenario mit Klimaschutzprogramm um 13 % zurück (Referenz: -5 %). Die Verteilung des Endenergieverbrauchs auf die Energieträger wird durch die EU-rechtliche Rahmensetzung der RED II mitbestimmt. Bedingt durch die zunehmende Bedeutung der Elektromobilität steigt der Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 171 PJ (48 TWh). Aufgrund des hohen Stromverbrauchs und des steigenden Anteils des erneuerbaren Anteils an der Stromproduktion, wird die unterstellte Vorgabe für die RED II-Quote von 27 % im Jahr 2030 mit dem bisher bestehenden Einsatz von Biotreibstoffen erreicht (vgl. Ausführungen zu den sektoralen Maßnahmen in Kapitel 4.2.1). Der Biomasseeinsatz im Verkehr bleibt konstant bei rund 110 PJ. Aufgrund der hohen Erzeugungskosten und fehlender spezifischer Maßnahmen im Klimaschutzprogramm wird nicht von einem Einsatz von PtX-Kraftstoffen im Verkehr ausgegangen.

Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehrssektor ist in Abbildung 36 dargestellt.

Abbildung 36: Endenergieverbrauch nach Energieträger im Verkehrssektor

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Angaben in PJ



Prognos 2020

THG-Emissionen des Verkehrssektor im Szenario mit Klimaschutzprogramm

Im Sektor Verkehr verringern die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms die THG-Emissionen des Sektors gegenüber der Referenz um rund 23 Mio. t CO₂eq auf 125 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030. Gegenüber dem Reduktionsziel des Bundes-Klimaschutzgesetzes von 95 Mio. t CO₂eq verbleibt eine Ziellücke von rund 30 Mio. t CO₂eq. Gegenüber 1990 werden die THG-Emissionen um 23 % reduziert. Bezogen auf die angestrebte Minderung im Zeitraum 1990 bis 2030 von 42 % entspricht dies einer Zielerreichung von 56 %.

5.2.2 Industriesektor

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm bleiben die Mengentreiber (Produktionsmengen sowie Bruttowertschöpfung) ggü. dem Referenzszenario gleich. Ausnahme bilden diejenigen Produkte, auf deren Mengen die Maßnahmen des KSP direkten Einfluss haben: Dies betrifft in erster Linie die Stahlproduktion. Dort wird im Jahr 2030 über die Maßnahme „Nationales Dekarbonisierungsprogramm“ die großtechnische Herstellung von direktreduziertem Eisen (rund 1 Mt pro Jahr) mittels Wasserstoffs angestoßen, bei gleichzeitiger Drosselung der Eisenproduktion aus der konventionellen Hochofenroute. Im Zusammenhang mit der daraus folgenden geringeren Verfügbarkeit von Hüttensand sowie der geringeren Verfügbarkeit von Flugasche (wegen des Rückgangs der Stromproduktion aus Kohlekraftwerken) muss mehr Klinker gebrannt werden, um eine gleich-

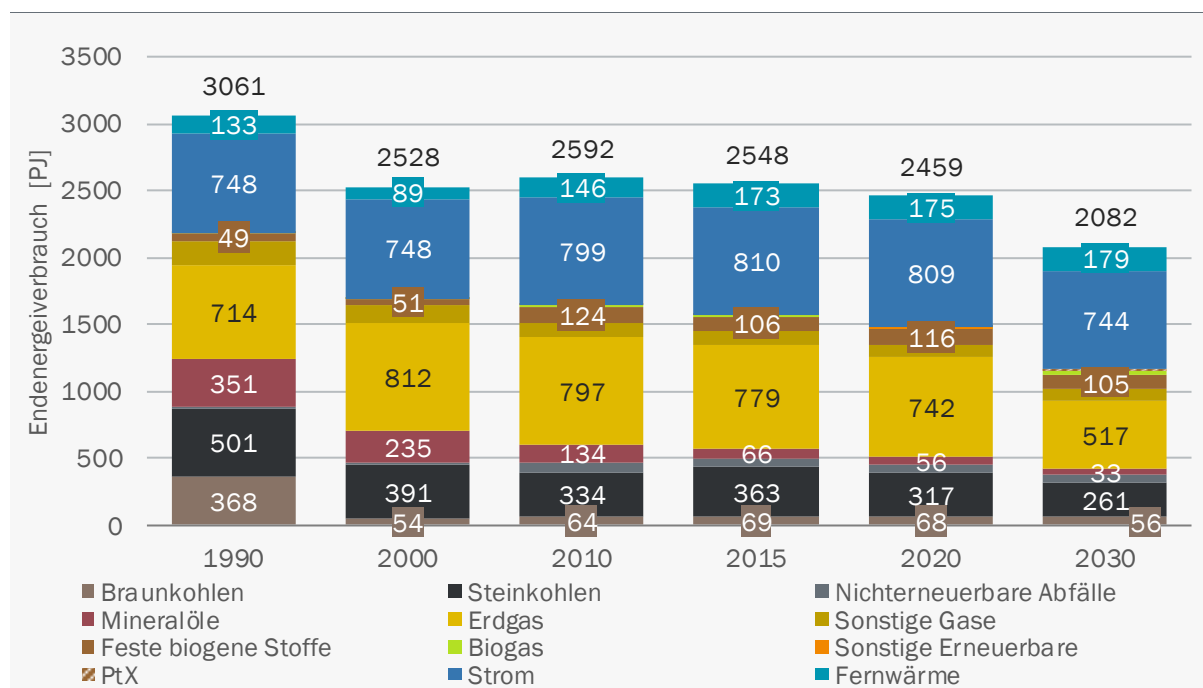
bleibende nationale Zementproduktion im Szenario mit Klimaschutzprogramm unterstellen zu können. Schließlich sorgt die wachsende Nachfrage nach Wasserstoff in der Stahlproduktion sowie im Verkehrssektor ab 2024 für eine Mehrproduktion von rund 5 PJ Wasserstoff (2030: 21 PJ). Dieser Wasserstoff wird zum Teil konventionell über Dampfreformierung hergestellt, ein Teil wird importiert (vgl. Kapitel 5.4).

Beim Endenergieverbrauch bleiben Strom und Erdgas auch bis 2030 die wichtigsten Energieträger mit Anteilen von dann 36 % bzw. 25 % (Referenzszenario: 34 % bzw. 29 %). Der Steinkohlen-Sockel resultiert ausschließlich aus der Herstellung von Stahl. Er verringert sich durch Effizienzmaßnahmen, die leicht abnehmende Produktion von Hochofeneisen sowie die beginnende Produktionsumstellung auf direktreduziertes Eisen mittels Wasserstoff (DRI-H₂) um 28 % (Referenzszenario: -16 %). Insgesamt sinkt der Endenergiebedarf des Industriesektors zwischen 2015 und 2030 im Szenario mit Klimaschutzprogramm um 18 % (Referenzszenario: 10 %) (Abbildung 37). Diesen Rückgang um rund 450 PJ (Referenzszenario: 250 PJ) bewirken ausschließlich die in Abschnitt 4.2.2 beschriebenen Maßnahmen, welche

- teilweise auf das Mengengerüst wirken (s. o.),
- eine Substitution von fossilen hin zu THG-neutrale(re)n Energieträgern veranlassen (wie im Falle des nEHS),
- meist jedoch die Effizienz erhöhen, d. h. den Energieeinsatz bei gleichem Produktions-Output senken.

Abbildung 37: Energieverbrauch nach Energieträgern im Industriesektor

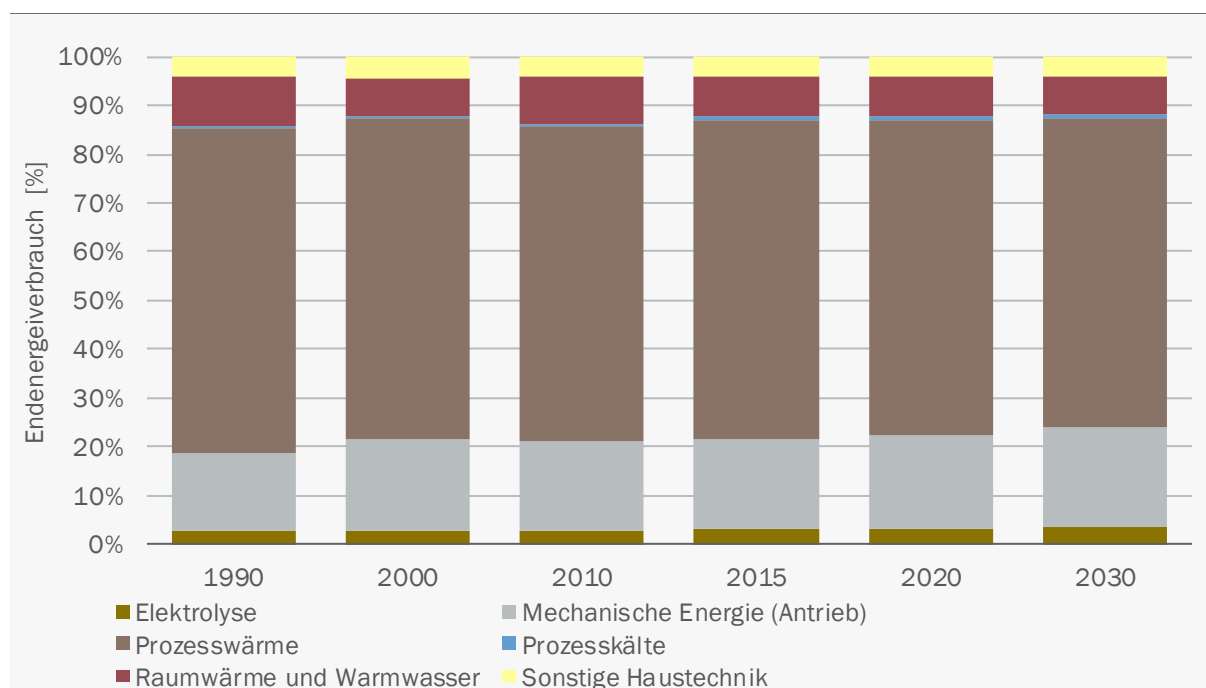
Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 1990 bis 2030, in PJ



Quelle: Prognos 2020

Dabei verteilen sich die Einsparungen der Endenergie über alle Anwendungen gleichermaßen, sodass sich die Struktur des Verbrauchs nach Anwendungen nahezu nicht ändert (Abbildung 38) – ähnlich wie im Referenzszenario. Die Bereitstellung von Prozesswärme nimmt mit 63 % den größten Block des Endenergieverbrauchs ein (Referenzszenario: 65 %). Es folgen elektrische Antriebe mit 21 % sowie Raumwärme und Warmwasser mit nurmehr 8 % (Referenzszenario: 19 % bzw. 8 %).

Abbildung 38: Energieverbrauchsanteile nach Anwendungen im Industriesektor
Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 1990 bis 2030, in Prozent



Quelle: Prognos 2020

Die Energieverbrauchsentwicklung der Referenzentwicklung zeigt im Zeitraum 2015 bis 2030 eine deutlich stärkere Reduktion als in den Jahren 2000 bis 2015, in denen der Energieverbrauch weitgehend stagnierte. Diese Trendumkehr wird im Szenario mit Klimaschutzprogramm nochmals beschleunigt (Abbildung 39 rechts).

THG-Emissionen des Industriesektors im Szenario mit Klimaschutzprogramm

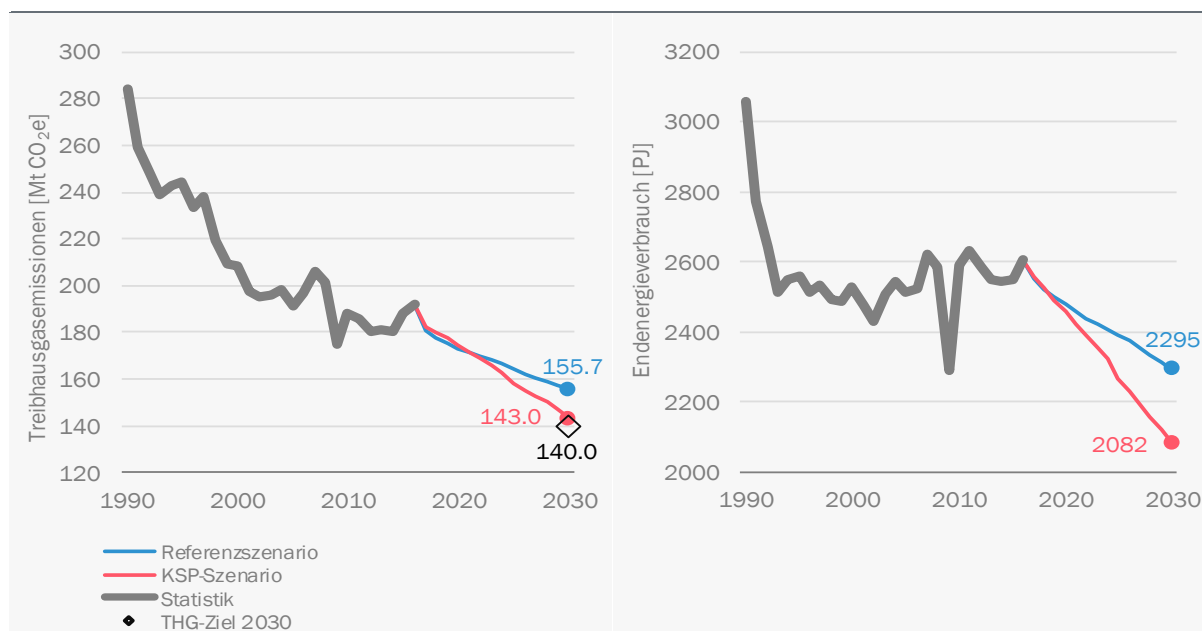
Die THG-Emissionen folgen in der Referenzentwicklung hingegen im Wesentlichen dem Trend der vergangenen Jahre. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden die Emissionen durch die Maßnahmen um zusätzliche 12,7 Mt reduziert, von den 155,7 Mt CO₂eq der Referenzentwicklung auf 143,0 Mt CO₂eq (Abbildung 39 links). Damit wird der obere Rand der noch im Klimaschutzplan 2050 vorgesehenen Zielspanne für den Industriesektor (140–143 Mt CO₂eq), auf den die Maßnahmenplanung ausgerichtet war, erreicht. Im Hinblick auf den Zielpfad des Klimaschutzgesetzes werden die jährlichen Zwischenziele bis 2024 eingehalten. Das Sektorziel des Klimaschutzgesetzes von 140 Mt CO₂eq wird aber um 3 Mt CO₂eq verfehlt (Zielerreichungsgrad 98 %).

Nicht berücksichtigt werden konnten die aktuellen Programme der Bundesregierung „Wasserstoffeinsatz in der Industrie“ sowie „Programm CO₂-Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien“, siehe dazu Abschnitt 6 unter Punkt B.

Abbildung 39: Szenarienvergleich im Industriesektor

Referenz und Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 1990 bis 2030

THG-Emissionen (links), in Mio. t CO₂eq, sowie Endenergieverbrauch (rechts), in PJ



Quelle: Prognos 2020

Tabelle 13: Vergleich der THG-Emissionen beider Szenarien bis 2030

Emittentengruppe	1990	2015	Referenz 2030	KSP 2030
Mio. t CO ₂ eq				
Verbrennungsbedingte Emissionen	149,3	92,5	72,1	60,7
Kraftwerksemissionen (nur Stromproduktion)	37,5	34,5	34,3	33,0
Prozessemissionen	97,1	60,9	49,2	49,2
Insgesamt	283,9	188,0	155,7	143,0
Zielabweichung (140,0 Mt CO ₂ eq)			15,7	3,0

Quelle: Prognos 2020

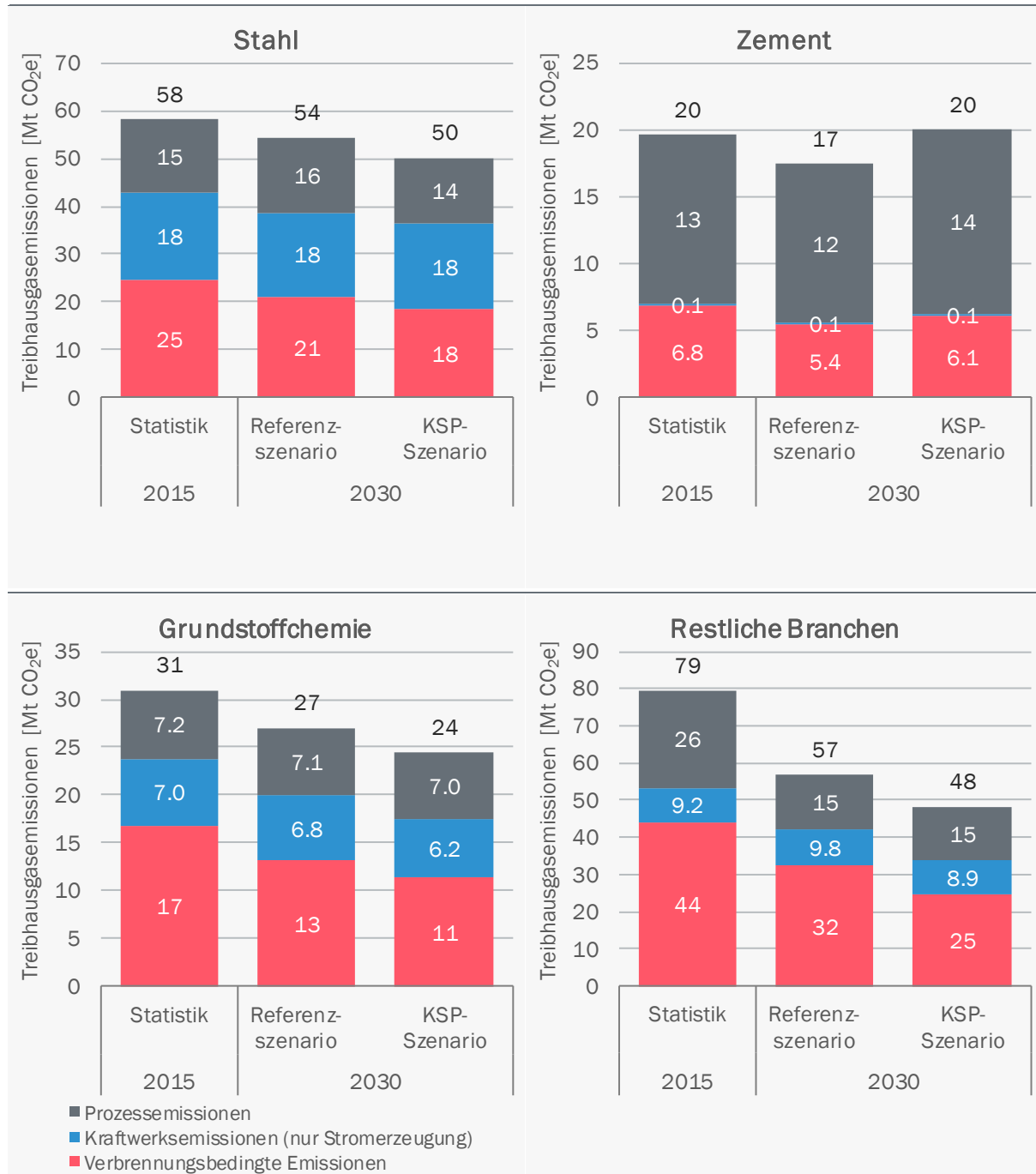
Dem Industriesektor werden in der Abgrenzung des Klimaschutzprogramms die Emissionen des direkten Energieträgereinsatzes, die Emissionen aus der Stromerzeugung in Industriekraftwerken sowie die prozessbedingten Emissionen (denen kein Energieträgereinsatz zugrunde liegt) zugeordnet. Eine Aufteilung der THG-Emissionen nach diesen Posten für beide Szenarien und unterschiedliche Jahre ist in Tabelle 13 beschrieben.

In Abbildung 40 werden die drei emissionsrelevantesten Branchen Stahl, Zement und Grundstoffchemie sowie gesamthaft die restlichen Branchen dargestellt.

- Der Emissionsrückgang bei der **Stahlherstellung** ist direkt auf die bereits weiter oben genannten Effekte (DRI-H₂ statt Hochofeneisen, Effizienzverbesserungen bei der Hochofenroute) zurückzuführen. Die Verstromung von Gichtgas in Werkskraftwerken bleibt nahezu konstant aufgrund gegenläufiger Entwicklungen bei der Gichtgasproduktion (sinkend) sowie dem Anteil des verstromten statt abgepackelten Gichtgases (steigend). Im Szenario mit Klimaschutzprogramm können die THG-Emissionen der Stahlbranche im Jahr 2030 ggü. dem Referenzszenario um 4 Mt CO₂eq (-8 %) und ggü. 2015 um 8 Mt CO₂eq (-14 %) reduziert werden.
- Die THG-Emissionen der **Zementherstellung** fallen im Referenzszenario aufgrund von Effizienzmaßnahmen und vor allem wegen eines moderat sinkenden Klinkerfaktors. Im KSP-Szenario muss der Klinkerfaktor jedoch wegen rückläufiger Mengen an Flugasche und Hütensand deutlich steigen, so dass trotz erhöhter Effizienzmaßnahmen die THG-Emissionen im Jahr 2030 gegenüber 2015 leicht steigen (+0,4 Mt CO₂eq, +2 %) und deutlich höher liegen als in der Referenz (+2,6 Mt CO₂eq, +15 %).
- Die Produktion von **Grundstoffchemikalien** weist wegen ihrer gegenüber den beiden erstgenannten Branchen deutlich umfangreicheren und diverseren Produktionsanlagen ein moderates, jedoch stetiges Einsparpotenzial auf. So bewirken die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 in ihrer Breite im Wesentlichen Effizienzverbesserungen, die zu THG-Einsparungen im Jahr 2030 von 6,5 Mt CO₂eq (-21 %) gegenüber 2015 sowie 2,6 Mt CO₂eq (-9 %) gegenüber dem Referenzszenario führen.
Ein Teil der im KSP-Szenario genutzten Wasserstoffmenge (5 PJ) wird konventionell hergestellt (Erdgas-Reformierung) und wird deshalb der Grundstoffchemie zugerechnet. Diese Mehrproduktion führt zu rund 0,4 Mt CO₂eq an zusätzlichen Emissionen (welche in der Abbildung bereits berücksichtigt sind).
- Schließlich weisen die restlichen Branchen als Sammelbegriff für einige energieintensive Branchen wie die Kalkherstellung sowie überwiegend nicht-energieintensive Branchen wie der Fahrzeugbau die größte relative und absolute Einsparung im KSP-Szenario auf: 2030 liegen die THG-Emissionen ggü. 2015 um 31 Mt CO₂eq (-39 %) tiefer, gegenüber Referenzszenario ergibt sich eine zusätzliche Reduktion um 8,6 Mt CO₂eq (-15 %).

Abbildung 40: Szenarienvergleich THG-Emissionen nach Branchen

beide Szenarien, Jahre 2015 und 2030, nach Branchen und Emissionsgruppe, in Mio. t CO₂eq



Quelle: Prognos 2020

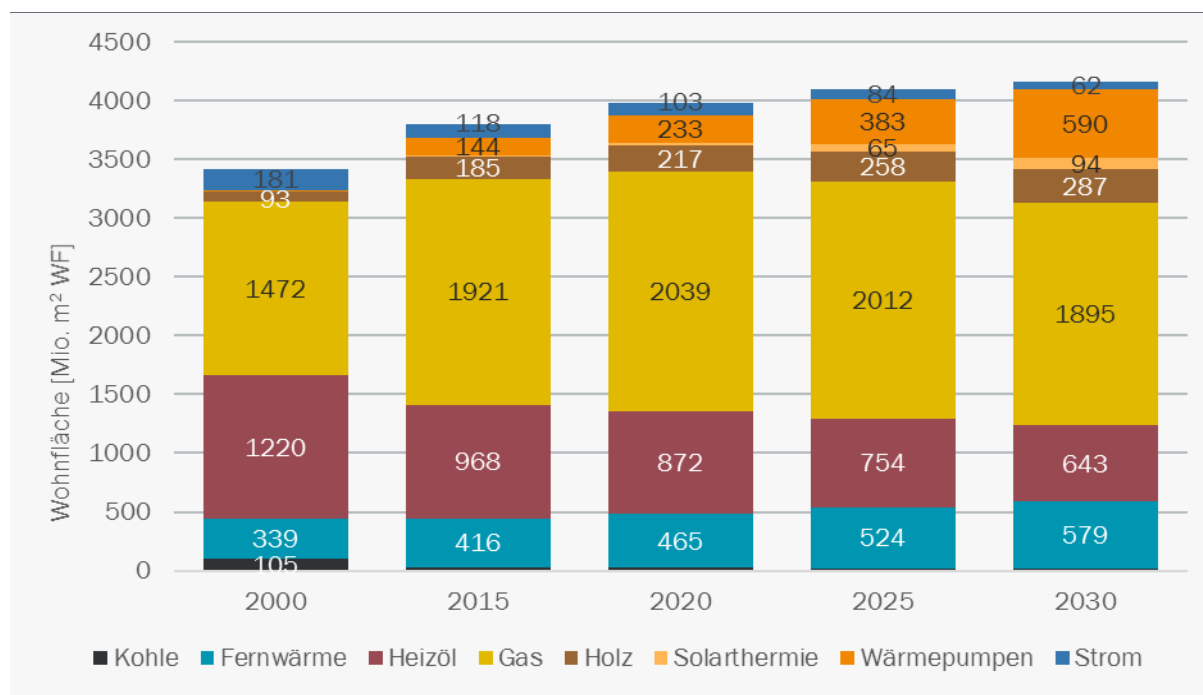
5.2.3 Private Haushalte

Die Emissionen im Sektor Private Haushalte hängen im Wesentlichen mit der Erzeugung von Wärme, insbesondere der Raumwärme zusammen. Das Maßnahmenpaket des Klimaschutzprogramms zielt entsprechend stark darauf ab, den Raumwärmeverbrauch zu reduzieren (Steigerung der Effizienz) und die dafür eingesetzte Energie zu dekarbonisieren. Wichtigste Maßnahmen dazu sind

- das übergeordnete nEHS (BEHG),
- der Umbau und Ausbau der Gebäudeförderung (BEG, steuerliche Förderung),
- die Förderung des Wärmenetzausbaus sowie
- das Verbot monovalenter Ölheizungen ab 2026.

Abbildung 41: Wohnfläche nach Beheizungsstruktur

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 2000 bis 2030, in Mio. m²



Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

Quelle: Prognos 2020

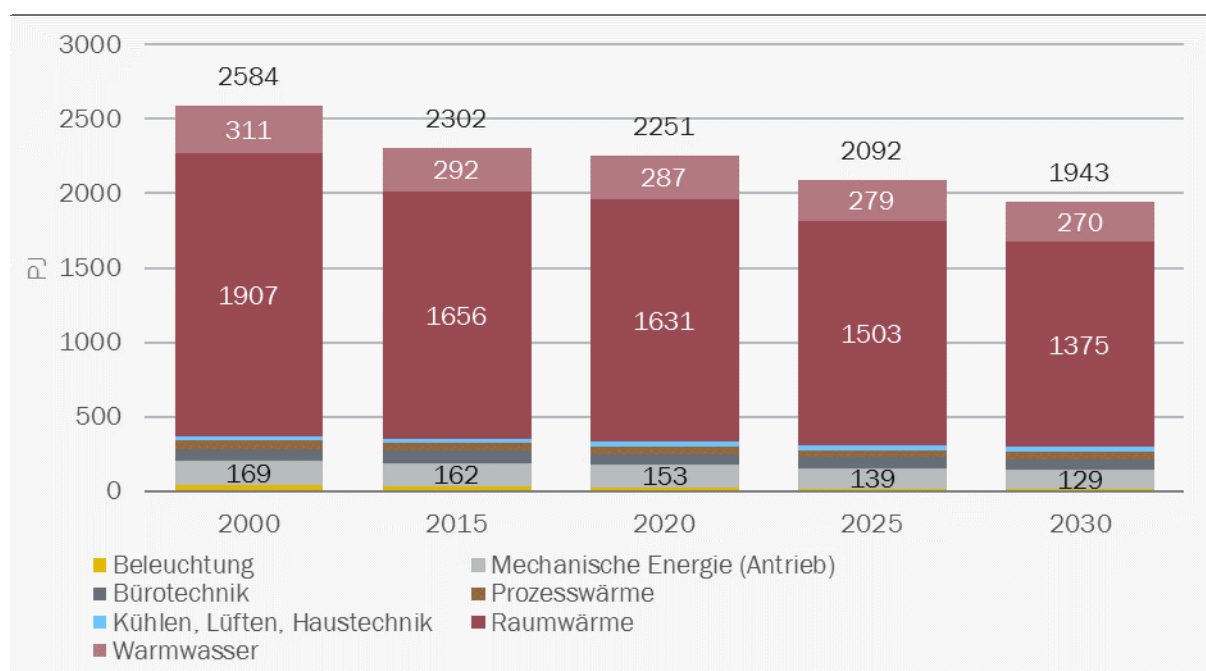
Die Maßnahmen beeinflussen die Absatzstruktur der Wärmeerzeuger. Der Anteil von Heizöl ist stärker rückläufig als in der Referenz, auch der Anteil der Gasheizungen geht zurück. Da jährlich lediglich rund 3-4 % der Wärmeerzeuger ausgetauscht werden, zeigt sich die Veränderung an der Beheizungsstruktur im Gebäudebestand verlangsamt, respektive zeitlich verzögert (Abbildung 41). Bei den Wohngebäuden verringert sich der Anteil der mit Gas, Heizöl oder Kohle beheizten Flächen von 77 % im Jahr 2015 auf 61 % im Jahr 2030 (Referenz 69 %). Gleichzeitig erhöht sich der Anteil der elektrischen Wärmepumpen von rund 4 % auf 14 % (Referenz 9 %), während der Anteil der Wärmenetze (Fernwärme) von 11 % auf 14 % steigt. Der Ausbau der Wärmenetze findet

überwiegend bei Mehrfamilienhäusern statt (vorteilhafteres Verhältnis von Wärmedichte zu Verteilnetzausbau). Die Förderung von Gas-Solar-Kombianlagen sowie das Verbot monovalenter Heizölanlagen beschleunigen den Ausbau von Solarthermieranlagen.

Der Raumwärmebedarf verringert sich bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 um 281 PJ (-17 %: Abbildung 42). Dies entspricht einer zusätzlichen Reduktion um rund 80 PJ gegenüber der Referenz. Der Rückgang ist zurückzuführen auf effizientere Wärmeerzeuger und eine Steigerung der Sanierungsaktivitäten. Die Sanierungsrate erhöht sich aufgrund der Maßnahmen bei Ein- und Zweifamilienhäusern bis zum Jahr 2030 auf rund 1,35 % (Referenz: 1,1 %) und bei Mehrfamilienhäusern auf 1,6 % (Referenz: 1,4 %). Ein Teil der zusätzlichen Einsparung ist auch auf die unterschiedlichen Klimakorrekturenfaktoren zurückzuführen (rund 30 PJ). Bei den übrigen Anwendungsbereichen ist die Reduktion im Zeitraum 2015 bis 2030 vergleichsweise gering (in absoluten Verbrauchsmengen). Auch die Reduktionen gegenüber der Referenzentwicklung sind gering (<10 PJ).

Abbildung 42: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im Sektor PHH

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 2000 bis 2030, in PJ



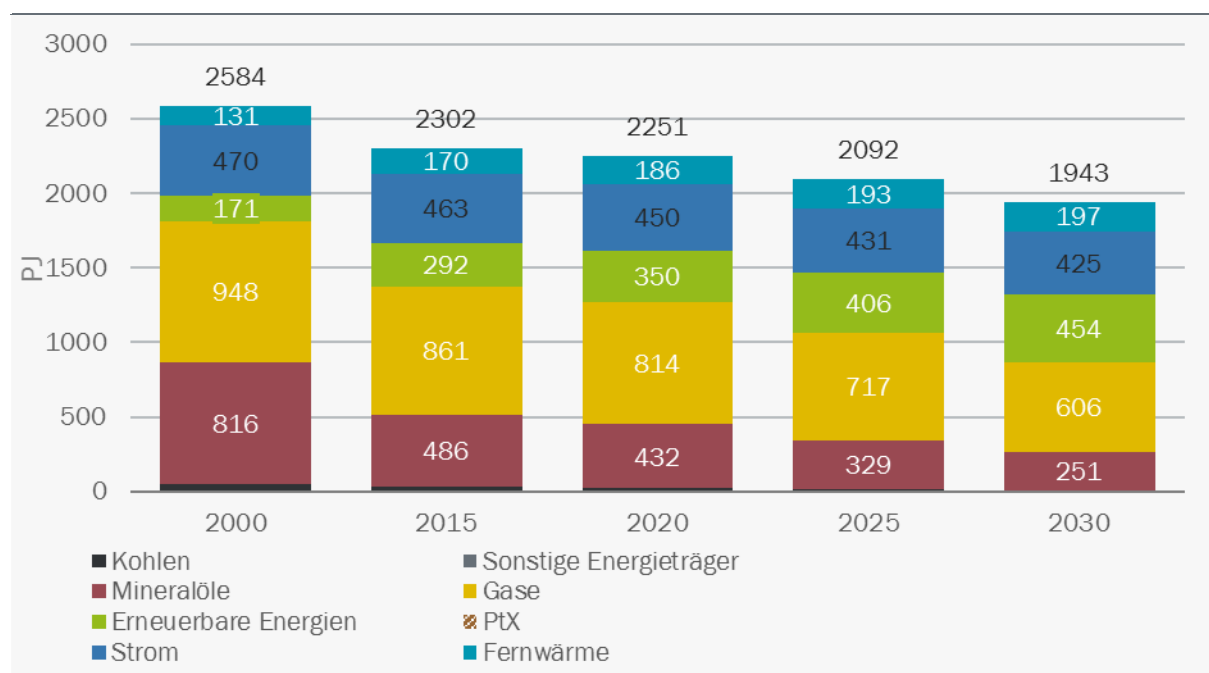
Quelle: Prognos 2020

Insgesamt verringert sich der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte zwischen 2015 und 2030 von 2.302 PJ auf 1.943 PJ (Abbildung 43). Dies entspricht einem mittleren jährlichen Rückgang um 1,1 % (Referenz -0,7 %). Entsprechend der Entwicklung der Beheizungsstruktur nimmt die Bedeutung der fossilen Energieträger ab. Der Anteil am Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte verringert sich von 60 % im Jahr 2015 auf 45 % im Jahr 2030 (Referenz: 50 %). Demgegenüber steigt der Stellenwert der erneuerbaren Energien und von Strom an. Trotz der steigenden Bedeutung von Strom, der Anteil am Endenergieverbrauch steigt an von 20 % auf 22 %, ist der Stromverbrauch rückläufig (2015-2030: -8 %). Wie in der Referenzentwicklung kompensieren die effizienteren Elektrogeräte, die effizientere Beleuchtung und der zunehmende Er-

satz konventioneller Elektroheizungen (u. a. Nachtstromspeicher) den Mehrverbrauch durch die elektrischen Wärmepumpen. Der zusätzliche Verbrauch der Wärmepumpen im Szenario KSP gegenüber der Referenzentwicklung wird vollständig durch die verstärkte Effizienz aufgewogen. Der Stromverbrauch im Szenario KSP liegt nicht höher als in der Referenz.

Abbildung 43: Energieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Haushalte

Szenario mit Klimaschutzprogramm, Jahre 2000 bis 2030, in PJ



Quelle: AG Energiebilanzen (Werte bis 2015) und Prognos 2020

Die mit dem Energieverbrauch verbundenen THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte reduzieren sich von 87 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf 53,5 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 (-60 % gegenüber 1990). Gegenüber der Referenzentwicklung werden durch das Maßnahmenpaket des Klimaschutzprogramms rund 9 Mio. t CO₂eq eingespart. Wichtigste Einzelmaßnahme ist die CO₂-Bepreisung.

5.2.4 Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, inkl. Landwirtschaft

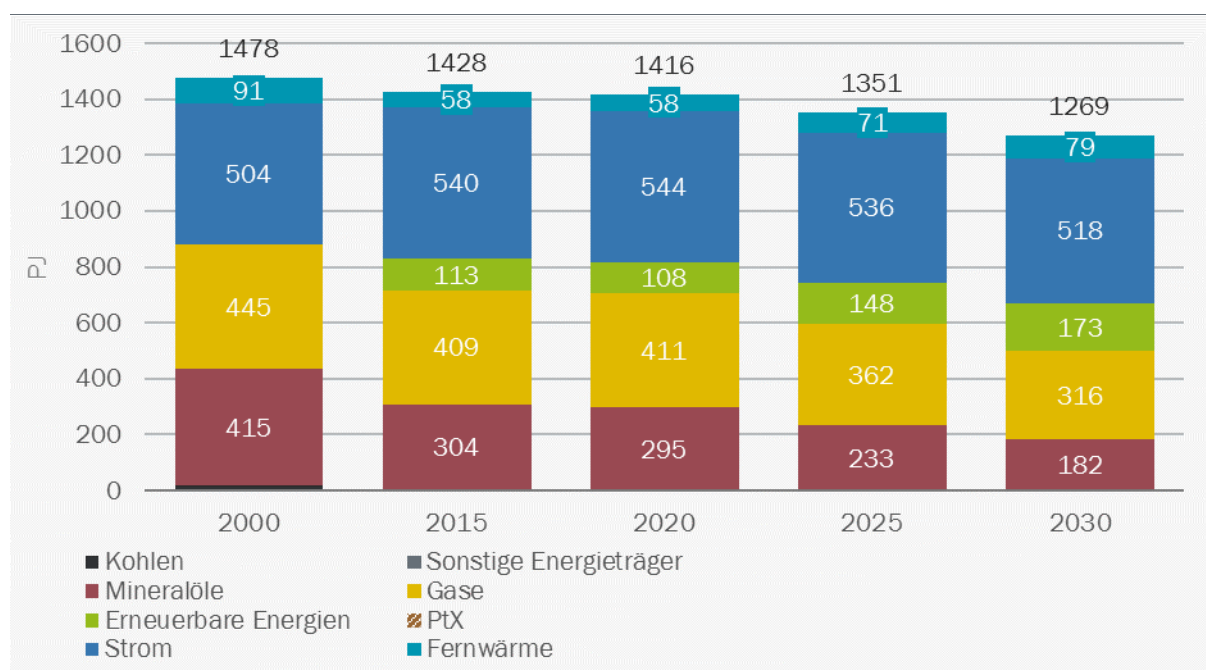
Wie im Sektor Private Haushalte, so werden auch im GHD-Sektor die THG-Emissionen dominiert durch den Energieverbrauch zur Erzeugung von Wärme. Die zusätzliche THG-Reduktion im Szenario mit Klimaschutzprogramm gegenüber der Referenz ist hauptsächlich zurückzuführen auf die übergeordneten Maßnahmen nEHS (BEHG) und Strompreissenkung sowie die Gebäudesektor spezifischen Maßnahmen Umbau und Ausbau der Gebäudeförderung, die Förderung des Wärmenetzausbaus sowie das Verbot monovalenter Ölheizungen (ab 2026). Ein geringer Teil der sektoralen THG-Emissionen entsteht bei gewerblichen Prozessen. Die Entwicklung dieser Emissionen wird mitadressiert durch die Maßnahmen des Industriesektors (vgl. Kapitel 4.2.2).

Der Endenergieverbrauch der Sektoren GHD und Landwirtschaft sinkt im Szenario mit Klimaschutzprogramm von 1.428 PJ im Jahr 2015 auf 1.269 PJ im Jahr 2030 (Referenz: 1.318 PJ; Abbildung 44). Dies entspricht einem mittleren jährlichen Rückgang von 0,8 % (Referenz -0,5 %). Wie bei den Wohngebäuden ist der zusätzliche Verbrauchsrückgang gegenüber der Referenzentwicklung hauptsächlich auf die Maßnahmen im Bereich der Raumwärme zurückzuführen (Reduktion gegenüber Referenz: 34 PJ).

Aufgrund der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms nimmt der Verbrauch an fossilen Energieträgern im GHD-Sektor (inkl. Landwirtschaft) stärker ab als in der Referenzentwicklung. Der Anteil am Endenergieverbrauch verringert sich von 50 % im Jahr 2015 auf 39 % im Jahr 2030 (Referenz 45 %). Auch hier hängt die Veränderung eng zusammen mit der Entwicklung beim Raumwärmeverbrauch und der Veränderung der Beheizungsstruktur. Wie bei den Wohngebäuden steht dem verstärkten Rückgang an fossilen Wärmeerzeugern ein erhöhter Einsatz von Wärmenetzen und elektrischen Wärmepumpen gegenüber. Der steigende Stromverbrauch durch die Wärmepumpen wird aufgewogen durch zusätzliche Effizienzgewinne. Bis zum Jahr 2030 nimmt der Stromverbrauch gegenüber der Referenzentwicklung nicht zu, gegenüber dem Jahr 2015 nimmt er 4 % ab.

Abbildung 44: GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Energieträgern

Szenario mit Klimaschutzprogramm, GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2030, in PJ



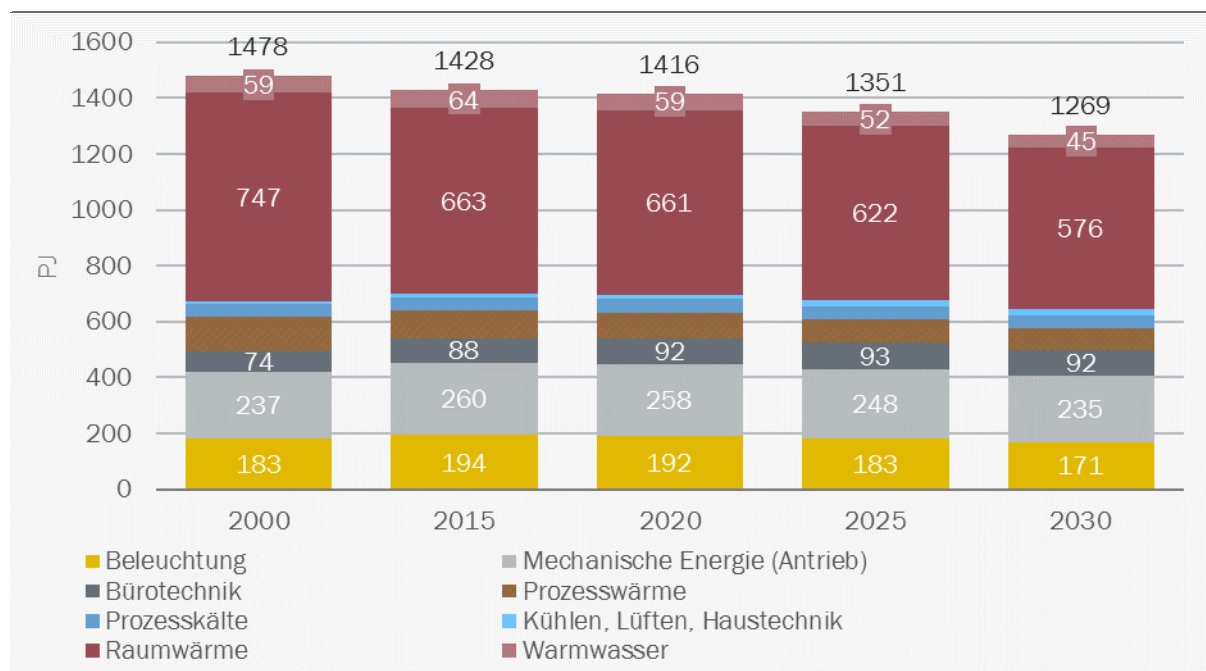
Quelle: AG Energiebilanzen (Werte bis 2015) und Prognos 2020

Der Energieverbrauch in den Anwendungsbereichen entwickelt sich unterschiedlich (Abbildung 45). Wie in der Referenzentwicklung nehmen auch im Szenario mit Klimaschutzprogramm die Verbräuche der Anwendungen Klimatisierung und IKT (Bürotechnik) zu. Die Gebäudewärme (Raumwärme und Warmwasser) nimmt um 14 % ab (Referenz: -9 %). Der stärkere Rückgang ist nicht allein auf die Maßnahmen, sondern auch auf die im Szenario mit Klimaschutzprogramm verwendete Klimakorrektur zurückzuführen. Dieser Effekt macht 1,5 bis 2 Mio. t CO₂eq aus.

Die mit dem Energieverbrauch verbundenen THG-Emissionen in den Sektoren GHD und Landwirtschaft reduzieren sich von 46,7 Mio. t CO₂eq im Jahr 2015 auf 32,2 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 (-65 % gegenüber 1990). Die zusätzlichen Einsparungen gegenüber der Referenz liegen bei 6,6 Mio. t CO₂eq.

Abbildung 45: GHD-Sektor: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen

Szenario mit Klimaschutzprogramm, GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2030, in PJ



Quelle: Prognos 2020

THG-Emissionen des Gebäudesektors im Szenario mit Klimaschutzprogramm

Der Gebäudesektor in der Abgrenzung nach KSP umfasst die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs, ohne den bauwirtschaftlichen Verkehr und ohne die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft (vgl. Kommentare in Kapitel 3.1.1).

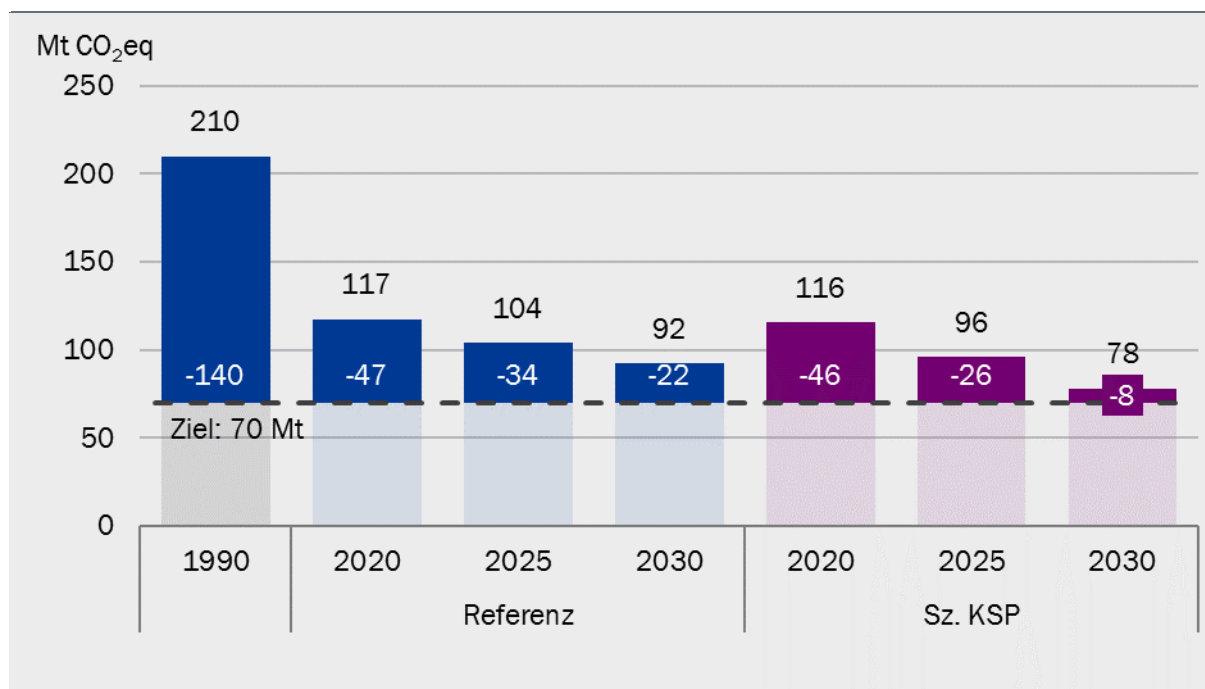
Von den 6,6 Mio. t CO₂eq THG-Emissionen, welche im Szenario mit Klimaschutzprogramm in den Sektoren GHD inkl. Landwirtschaft gegenüber der Referenz zusätzlich eingespart werden, entfallen 5,3 Mio. t CO₂eq auf den Gebäudesektor, die restlichen Einsparungen entfallen auf den bauwirtschaftlichen Verkehr (in KSP-Logik dem Industriesektor zugerechnet) und den Sektor Landwirtschaft. Im Sektor Private Haushalte werden durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 9 Mio. t CO₂eq eingespart. Insgesamt verringern die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms (und die angepasste Klimakorrektur) die THG-Emissionen des Gebäudesektors gegenüber der Referenz um rund 14 Mio. t CO₂eq auf 78 Mio. t CO₂eq im Jahr 2030 (Abbildung 46).¹²

¹² Die hier berechnete Einsparung ist um rund 3 Mio. t CO₂eq höher als im «Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts» zuhanden des BMWi (Prognos et al. 2020). Ursachen für die höhere Einsparung sind im Wesentlichen die hier berücksichtigten Massnahmen der EffSTRA und die Anpassung bei der Klimakorrektur.

Gegenüber dem Reduktionsziel des Klimaschutzprogramms von 70 Mio. t CO₂eq verbleibt eine Ziellücke von rund 8 Mio. t CO₂eq. Gegenüber 1990 werden die THG-Emissionen um knapp 63 % reduziert. Bezogen auf die angestrebte Minderung im Zeitraum 1990 bis 2030 von 67 % entspricht dies einer Zielerreichung von 94 %.

Abbildung 46: THG-Emissionen im Gebäudesektor

Referenzszenario, Szenario mit Klimaschutzprogramm und Ziellücke, in Mio. t CO₂eq



Quelle: Prognos 2020

5.3 Strom- und Fernwärmeerzeugung

Die zentralen Treiber für die Strom- und Fernwärmeerzeugung und damit für die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen sind der Bruttostromverbrauch, der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor und in den Wärmenetzen sowie die Entwicklung des fossilen Kraftwerks-parks. Im Folgenden werden diese Aspekte näher beleuchtet.

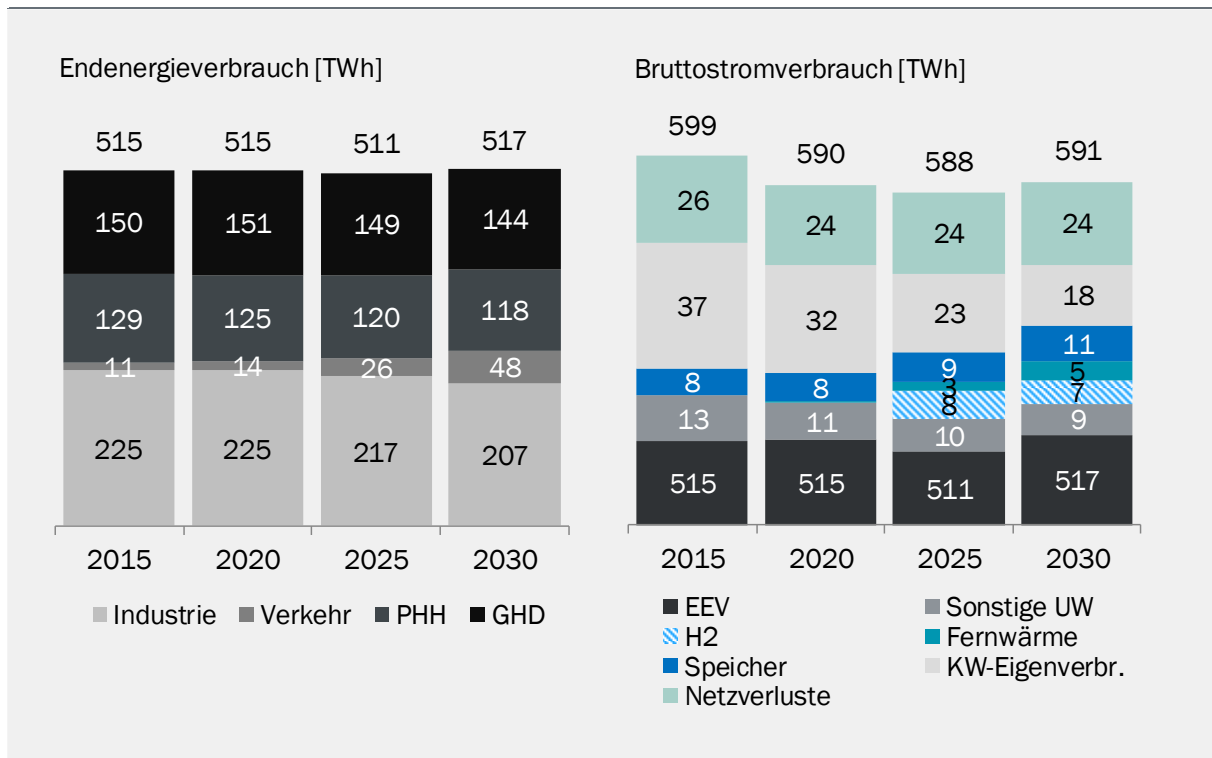
Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus dem Verbrauch der

- Endenergiesektoren Industrie, Verkehr, Private Haushalte und GHD,
- sonstigen Umwandlung (z. B.: Braunkohletagebau, Raffinerien),
- Umwandlung zur Herstellung von grünem Wasserstoff und Fernwärme,
- Speicherverlusten und Netzverlusten sowie
- dem Kraftwerkseigenverbrauch.

Abbildung 47 zeigt die Entwicklung der einzelnen Komponenten im Zeitverlauf.

Abbildung 47: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch

Szenario mit Klimaschutzprogramm, in TWh



UW = Umwandlung. KW-Eigenverbr. = Kraftwerkseigenverbrauch.

Quelle: Prognos 2020

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm sinkt der Stromverbrauch in den meisten Verbrauchssektoren zwischen heute und 2030 zwischen 4 und 9 Prozent. Grund hierfür sind verstärkte Effizienzmaßnahmen¹³. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte im Jahr 2030 in Höhe von 118 TWh beinhaltet rund 18 TWh Stromverbrauch für den Einsatz von Wärmepumpen. Zusätzliche Stromnachfrage ergibt sich auch im Verkehrssektor durch die verstärkte Elektrifizierung bei den Pkw und im Schwerlastverkehr durch den Einsatz von Oberleitungs-LKW. Die Stromnachfrage im Verkehrssektor steigt von heute rund 14 auf 48 TWh im Jahr 2030. Insgesamt gleichen sich die Einsparungen und Verbrauchszunahmen über alle Verbrauchssektoren jedoch aus, so dass der Endenergieverbrauch insgesamt weitgehend konstant bleibt.

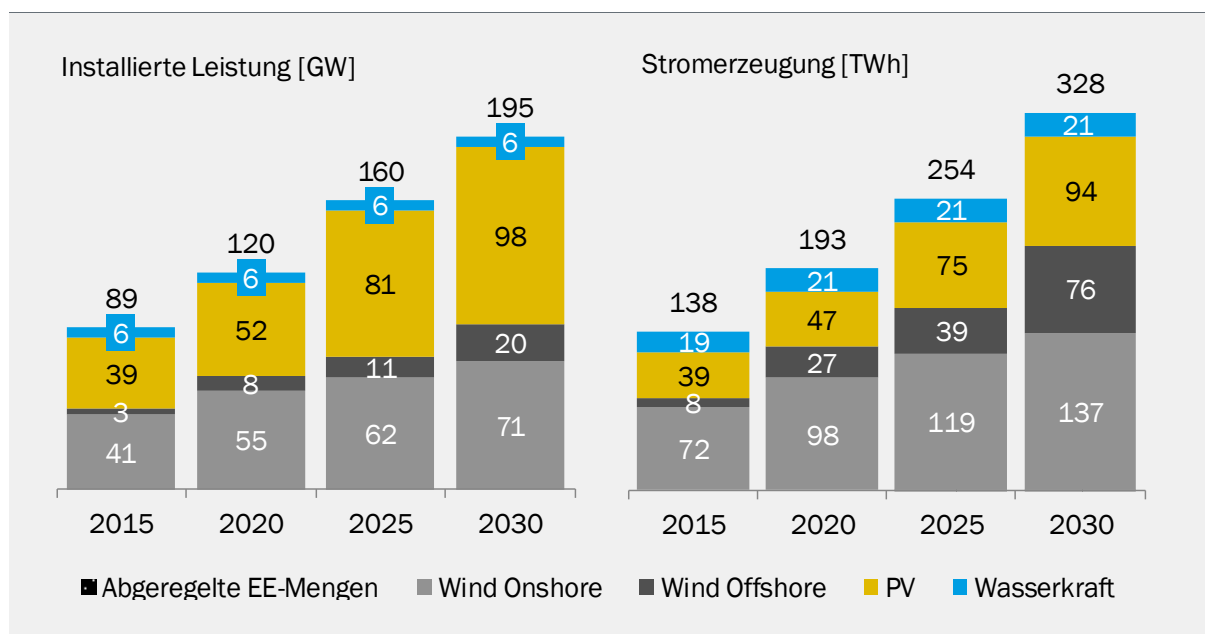
Bei der sonstigen Umwandlung erfolgt bis 2030 ein leichter Verbrauchsrückgang bedingt durch die sinkende Nachfrage nach Mineralölprodukten und Braunkohlen. Gleichzeitig sinkt auch der Eigenverbrauch der Kraftwerke. Bis 2030 halbiert sich der Bedarf aufgrund des Rückgangs bei der Stromerzeugung aus Kernenergie sowie aus Braun- und Steinkohlen. Zusätzlicher Stromverbrauch ergibt sich durch den verstärkten Einsatz von Strom in Wärmenetzen und der Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Im Vergleich zu heute bleibt der Bruttostromverbrauch weit-

¹³ In den Berechnungen wurden die Effizienzmaßnahmen bottom-up über detaillierte Kohortenmodelle ermittelt, die den Lebenszyklus von Geräten, Anlagen und Fahrzeugen und die Effizienz der Neuzugänge jährlich abbilden. Es wurde im Vergleich zu anderen Studien keine pauschalen Effizienzentwicklungen unterstellt. Damit kann die Trägheit bzw. Dynamik abgebildet werden, mit der neue Technologien das Energiesystem durchdringen.

gehend konstant und beträgt im Jahr 2030 591 TWh. Ein möglicher zusätzlicher Strombedarf durch Maßnahmen aus der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurden hier nicht berücksichtigt.

Abbildung 48: Variable erneuerbare Energien

Szenario mit Klimaschutzprogramm, in GW und TWh



Die systembedingten Abregelungen betragen 2030 1 TWh. Netzbedingte Abregelungen sind bereits in den Vollbenutzungsstunden eingerechnet.

Quelle: Prognos 2020.

Der zweite Treiber für die Entwicklung des Stromsektors ist die Entwicklung der erneuerbaren Energien. Die für die Berechnung hinterlegte Leistung an variablen erneuerbaren Energien basiert auf dem Zielbild des Klimaschutzprogramms (Abbildung 48). Es wird davon ausgegangen, dass im Rahmen der geplanten EEG-Novelle die entsprechenden Maßnahmen ergriffen werden, um das Zielbild zu erreichen. Mögliche Realisierungsrisiken, die insbesondere bei Wind Offshore durch das aktuelle Ausschreibungsdesign entstehen, wurden nicht berücksichtigt.¹⁴

In den Berechnungen wurde zudem unterstellt, dass die hier anvisierte Leistung von 20 GW Wind Offshore und 71 GW Wind Onshore bereits am 1.1.2030 vollumfänglich ins Netz einspeisen kann.¹⁵

Die für die Ermittlung der Stromerzeugung erforderlichen Volllaststunden von Windenergie und PV sind in Tabelle 14 abgebildet.

¹⁴ Bei Null-Cent-Geboten besteht aufgrund des Marktrisikos die erhöhte Gefahr einer Nichtrealisierung.

¹⁵ Wenn abweichend hiervon sich die im Jahr 2030 zugebaute Leistung erst zur Jahresmitte oder am Jahresende im Dauerbetrieb befindet, so reduziert sich auch die Stromerzeugung im Jahr 2030. Wenn die angegebenen Leistungswerte erst zur Jahresmitte 2030 vollumfänglich genutzt werden können, sinkt die Stromerzeugung aus Wind und PV um in Summe 10 TWh.

Tabelle 14: Volllaststunden variabler erneuerbarer Energien

Sektor	2020	2030	Veränderung
Wind Onshore	1.782	1.932	+8 %
Wind Offshore	3.500	3.800	+9 %
PV	955	960	+ 1 %

Die Angaben in Stunden [h] beziehen sich auf den Durchschnitt des Kraftwerkspark im jeweiligen Jahr.

Quelle: eigene Berechnungen (Prognos 2020).

Die Vollbenutzungsstunden von Windenergie an Land werden von heute rund 1.750 – bei Annahmen eines mittleren Windjahres – bis zum Jahr 2030 auf rund 1.932 steigen. Die Ermittlung der Volllaststunden erfolgte auf Basis eines Kohortenmodells. Dieses bildet für die einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge der Vergangenheit die Erträge unter Referenzbedingungen sowie zusätzliche Abschlags-/ bzw. Zuschlagsfaktoren ab, wie z. B. netz- und genehmigungsbedingte Abregelungen, Innerparkabschattungen, Alterung, Standortgüte. Für eine weitere Steigerung der Volllaststunden des Parkdurchschnitts um 8 % im Vergleich zu heute auf 1.932 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2030 ist es erforderlich, dass die Referenzerträge an Normstandorten jährlich um rund 1 % steigen, beispielsweise durch den stärkeren Zubau von Schwachlastanlagen und größere Nabenhöhen. Gleichzeitig dürfen die Abschlagsfaktoren im Vergleich zu heute nicht zunehmen.

Bei Wind Offshore orientieren sich die Volllaststunden an den aktuellen Analysen des EEG-Erfahrungsberichts zur Windenergie auf See¹⁶ und den Untersuchungen von Agora Energiewende¹⁷. Sie liegen – teils deutlich - unter den bisher in diversen Szenarien getroffenen Annahmen, wie z. B. im Entwurf des Szenariorahmen 2021 des Netzentwicklungsplans¹⁸. Hauptgrund sind bisher nicht berücksichtigte Abschattungseffekte, die zwischen großen Windparks auftreten und die zu einer Reduzierung der Windausbeute führen.

Ein weiterer möglicher Rückgang der Volllaststunden bei Wind Offshore aufgrund von negativen Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt wurde weder hier noch in den genannten Untersuchungen berücksichtigt. Dieses betrifft insbesondere Anlagen, die sich ohne gleitende Marktprämie des EEG refinanzieren, z. B. über Corporate Purchase Power Agreements (PPA) oder über direkte Erlöse am Strommarkt.

¹⁶ www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bet-fichtner-prognos-endbericht-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=8

¹⁷ www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Offshore_Potentials/176_A-EW_A-VW_Offshore-Potentials_Publication_WEB.pdf

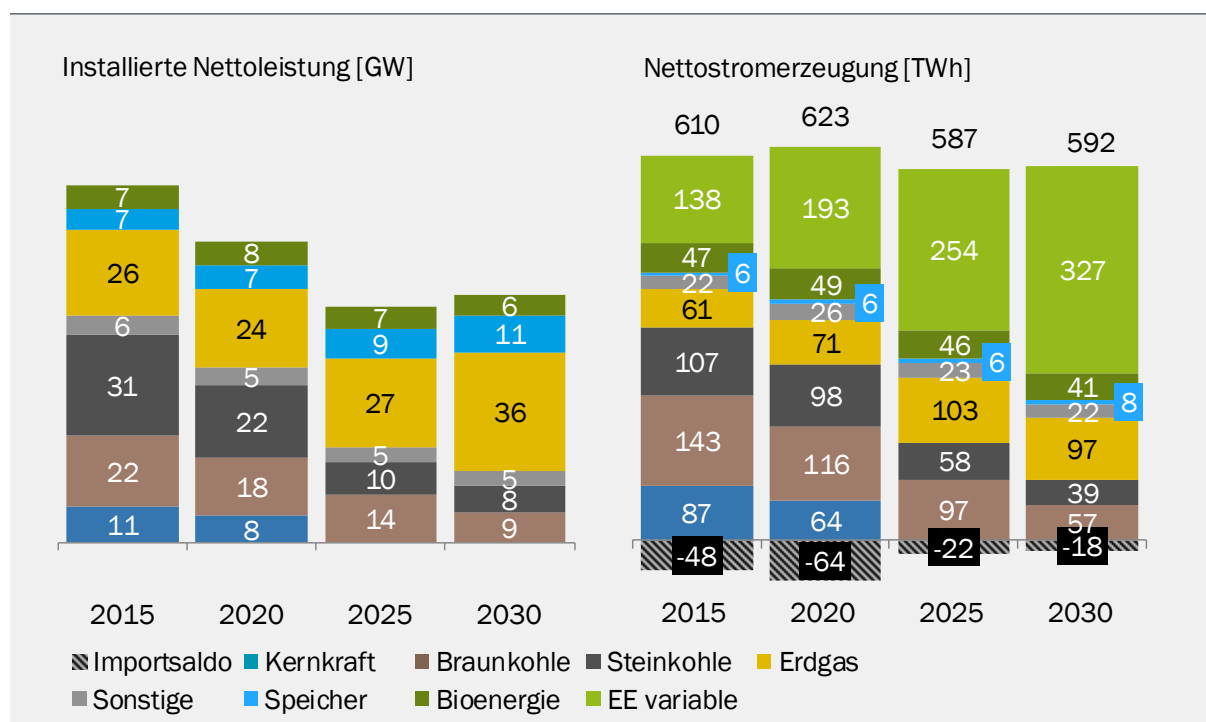
¹⁸

www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Entwurf.pdf;jsessionid=C455A2BAADF379D7BF7CAA107F6F85B3?__blob=publicationFile. Für den Szenariorahmen 2035 (2021) gehen die Netzbetreiber für die Jahre 2035/2040 von 4.000 Vollbenutzungsstunden aus. Sie weisen jedoch darauf hin, dass diese von den gegenseitigen Abschattungseffekten und dem Windpark-Layouts abhängen und deshalb nicht genau prognostiziert werden können. Für den NEP 2030 (2019) wurden sogar 4.300 Vollbenutzungsstunden unterstellt.

Insgesamt beträgt unter diesen dargestellten Rahmenbedingungen die Stromerzeugung aus Wind Onshore, Wind Offshore und PV im Jahr 2030 307 TWh (Abb. 46). Die Stromerzeugung aus Wasser wurde als konstant angenommen (21 TWh). Die Bruttostromerzeugung aus Bioenergie (inkl. biogenem Abfall) beträgt hier im Jahr 2030 44 TWh¹⁹. Daraus ergibt sich insgesamt eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren i. H. v. 372 TWh bzw. ein Anteil der erneuerbaren Energien am hier unterstellten Bruttostromverbrauch (591 TWh) von 63 %.²⁰

Abbildung 49: Nettoleistung und Nettostromerzeugung

Szenario mit Klimaschutzprogramm, in GW und TWh



„Sonstige“ umfasst den fossilen Abfall, Mineralöl, Kuppelgase und sonstige Energieträger. Der biogene Anteil des Abfalls wird hier bei der Leistung ebenfalls unter „Sonstige“ verbucht. Bei der Stromerzeugung hingegen wird hier der biogene Anteil des Abfalls zur „Bioenergie“ gezählt. Rechnet man bei der Leistung den biogenen Anteil des Abfalls ebenfalls der „Bioenergie“ zu, so entspricht dieses dem im Zielmodell des Klimaschutzprogramms dargestellten Bruttowertes für Bioenergie i. H. v. 8,4 GW.

Die Erdgasleistung beinhaltet im Jahr 2030 rund 10 GW Gasturbinen (als Leistungsspeaker).

Quelle: Prognos 2020.

In Abbildung 49 ist die Nettonennleistung der regelbaren Erzeugung sowie die sich aus den Berechnungen ergebende Nettostromerzeugung dargestellt. In der Nettonennleistung sind die aktuellen Beschlüsse zum Kernausstieg sowie dem Bund-Länder-Kompromiss zum Rückgang der Kohleverstromung berücksichtigt. Zudem wurde die Fortführung des KWKG abgebildet und die damit verbundenen Ausbau der Gaskraftwerkskapazitäten. Außerdem wurde hier unterstellt, dass

¹⁹ Dieses entspricht einer Nettostromerzeugung von 41 TWh.

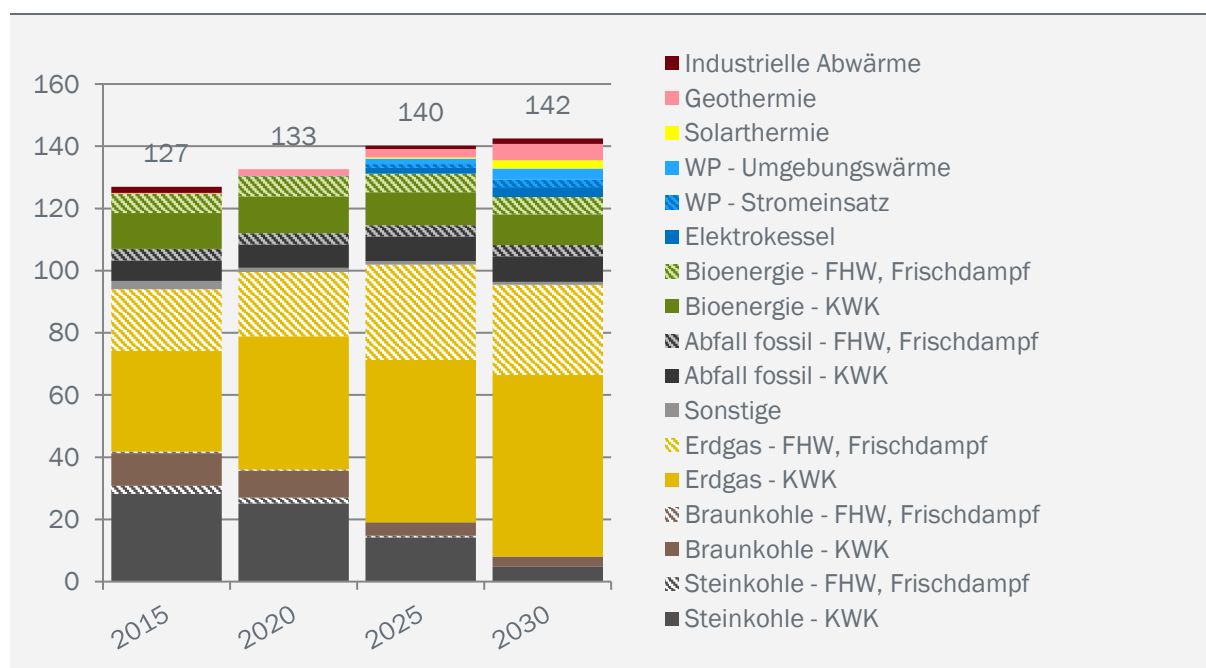
²⁰ Sind die erzielbaren Vollaststunden höher als hier dargestellt, so würde die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dementsprechend steigen – und damit der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Würde man bei Offshore beispielsweise von 4.050 Vollbenutzungsstunden für Wind Offshore ausgehen, so erhöht sich die Stromerzeugung um rund 5 TWh und der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch würde auf 64 % steigen.

rund 10 GW Powerpeaker (vornehmlich Gasturbinen) zur Leistungsabsicherung eingesetzt werden. Die hier dargestellte Leistung umfasst nur die Kraftwerkskapazitäten, die am Strommarkt agieren. Zusätzliche Reservekapazitäten (Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft, Kapazitätsreserve) sind hier nicht abgebildet.

Abbildung 50 zeigt die Fernwärmeerzeugung. Infolge des gestiegenen Fernwärmebedarfs in den Endverbrauchssektoren steigt die Fernwärmeerzeugung von 127 TWh im Jahr 2015 bis 2030 auf 142 TWh. Die Struktur der Fernwärmeerzeugung wird sich in den nächsten Jahren deutlich ändern. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung wird bis zum Jahr 2030 der Großteil der Fernwärmeerzeugung aus Kohle-KWK-Anlagen wegfallen. Die Bedeutung von Erdgas an der Wärmeerzeugung wird mittelfristig zunehmen. Der Anteil der erneuerbaren Energien sowie der industriellen Abwärme wird bis zum Jahr 2030 auf etwa 23 % steigen. Wesentliche Treiber für den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Fernwärmeerzeugung ist die Förderung durch den EE-Bonus im KWKG, sowie die Investitionszuschüsse im Marktanreizprogramm (MAP) und durch das Programm Wärmenetze 4.0.

Abbildung 50: Fernwärmeerzeugung

Szenario mit Klimaschutzprogramm, in TWh



WP = Großwärmepumpe, FHW = Fernheizwerk
Quelle: Prognos 2020

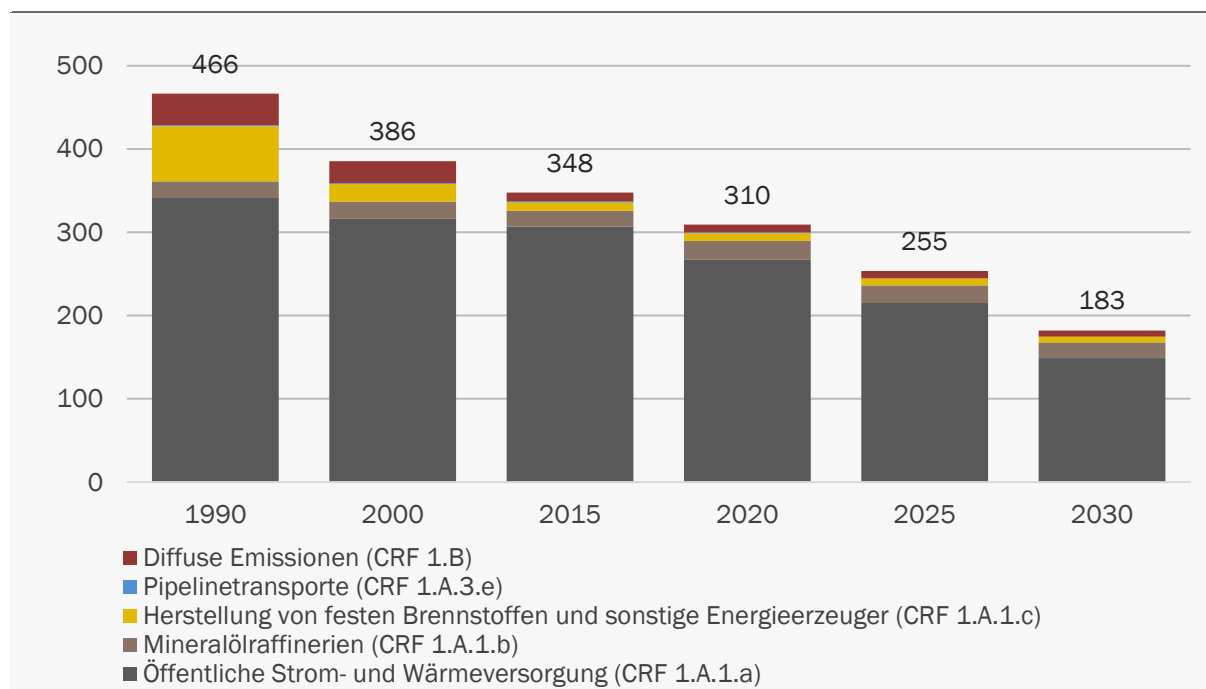
THG-Emissionen des Umwandlungssektors im Szenario mit Klimaschutzprogramm

Die Treibhausgasemissionen, die sich aus der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung ergeben, sind in Abbildung 51 dargestellt. Zudem werden hier die Treibhausgasemissionen aus der sonstigen Umwandlung inkl. Pipelinetransporte und diffuse bzw. flüchtige Emissionen abgebildet.

In Summe sinken die Emissionen in der Energiewirtschaft bis zum Jahr 2030 auf 183 Mt CO₂eq. Dieses entspricht einem Rückgang gegenüber 1990 um 61 %. Im Vergleich zu den im Klimaschutzgesetz formulierten Zielen von 175 Mt CO₂eq entspricht dieses einer Abweichung von 8 Mt CO₂eq bzw. einem Zielerreichungsgrad von über 97 %.

Abbildung 51: THG-Emissionen in der Energiewirtschaft

Szenario mit Klimaschutzprogramm und Ziellücke, in Mio. t CO₂eq



Quelle: Prognos 2020

5.4 Sonstige Umwandlung

Strombasierter Wasserstoff (H₂) wird in dem Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 ausschließlich in Mineralölraffinerien eingesetzt. Die Menge liegt im Jahr 2030 bei rund 16 PJ H₂ und erfolgt aufgrund der Anreizwirkung durch die RED II. Hierfür ist ein inländischer Strombezug von ca. 7 TWh notwendig.

Neben diesen strombasierten Mengen wird Wasserstoff noch in einer Größenordnung von 21 PJ im Verkehrs- und Industriesektor energetisch eingesetzt. Die Herstellung dieses Wasserstoffs erfolgt jedoch über den konventionellen erdgasbasierten Prozess der Dampfreformierung (5 PJ) bzw. wird importiert (16 PJ). Bei den importierten Mengen wird davon ausgegangen, dass es sich um emissionsfreien fossilen (sog. blauen) Wasserstoff handelt.

Andere strombasierte Energieträger wie flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe kommen in dem Szenario bis 2030 nicht zum Einsatz, da hierfür im Klimaschutzprogramm keine Instrumentierung vorgesehen ist. Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung war zum Zeitpunkt der hier durchgeführten Szenariorechnungen noch nicht beschlossen und konnte daher nicht berücksichtigt werden.

In der Sonstigen Umwandlung kommt es produktionsbedingt in den Raffinerien, den Kokereien, den Braunkohletagebauen, Brikettfabriken sowie der Erdöl- und Erdgasgewinnung zu einem Rückgang der Emissionen auf 21,5 Mio. t gegenüber 27,9 Mio. t 1990. Der Verbrauchsrückgang in den Nachfragesektoren trägt somit bei zur Reduktion der THG-Emissionen in der sonstigen Umwandlung.

6 Ergänzende Optionen zur Schließung der Ziellücke bis 2030

Mit den bisher vorliegenden Maßnahmen des Klimaschutzprogramms werden die Ziele in einzelnen Sektoren noch deutlich verfehlt. Die bis zum Jahr 2030 angestrebte Emissionsminderung um insgesamt 55 % gegenüber 1990 wird jedoch bereits zu 95 % erreicht. Eine Erreichung des Gesamtziels erscheint insoweit durchaus möglich, da nicht zu erwarten ist, dass nach Verabschiedung des Klimaprogramms keine weiteren Maßnahmen beschlossen werden. Das zeigen z. B. die Arbeiten an der Nationalen Wasserstoffstrategie, die während der Szenariorechnungen erfolgten und daher im vorliegenden Gutachten nicht berücksichtigt werden konnten. Zudem ist im Klimaschutzgesetz ein Monitoringprozess verankert, der nicht nur auf eine kontinuierliche Beobachtung der Entwicklung, sondern auch auf eine darauf aufbauende Weiterentwicklung der Klimapolitik abzielt.

Vor diesem Hintergrund werden im nachfolgenden Kapitel zusätzliche Strategien und aktuelle Prozesse diskutiert, welche zur Schließung der abgeschätzten Ziellücke beitragen könnten. Fokussiert wird dabei auf den verstärkten Einsatz von Biomasse bzw. Biomethan sowie von Wasserstoff und dessen Folgeprodukte (PtG, PtL) und damit auf Themen, die in aktuellen Prozessen (Dialogprozess Gas 2030 und Follow-up-Prozesse, Nationale Wasserstoffstrategie) diskutiert werden. Zu beachten sind dabei neben den Kosten verschiedene Restriktionen, wie z. B. das inländisch verfügbare nachhaltige Potenzial an Biomasse und die Wechselwirkungen mit (EE-)Stromerzeugung und Stromverbrauch.

Teilweise wird die Auflistung möglicher zusätzlicher Optionen ergänzt um grobe Abschätzungen, wie viel THG-Emissionen mit diesen in etwa eingespart werden könnten. Diese Berechnungen sind als indikative Größenordnungen zu betrachten. Sie basieren nicht auf Modellanalysen oder detaillierten Einzelabschätzungen, sondern auf vereinfachten, aber plausiblen Ad-hoc-Rechnungen.

A) Verstärkter Einsatz von Biomasse, insbesondere Biomethan:

Das nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial aus inländischen Ressourcen liegt bei rund 1.200 PJ. Hinzu kommt ein nachhaltiges Importpotenzial für Deutschland von weiteren rund 300 PJ (IINAS 2018), daraus ergibt sich ein Gesamtpotenzial von knapp 1.500 PJ Sekundärbiomasse.²¹ Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden bis ins Jahr 2030 rund 1.100 PJ Biomasse eingesetzt. Dadurch ergibt sich theoretisch ein verbleibendes Potenzial von rund 400 PJ. Von besonderem Interesse ist dabei Biomethan, welches grundsätzlich in allen Verbrauchssektoren eingesetzt werden kann. Neben der inländischen Erzeugung könnte Deutschland auch versuchen, durch internationale Abkommen und durch die Schaffung eines langfristig verlässlichen Förderrahmens für ausländische Akteure in Zukunft Biomethan aus dem Ausland zu importieren. Mögliche zusätzliche Einsatzmöglichkeiten von Biomethan sind unter anderem:

- **Verstärkte Beimischung von Biomethan ins Gasnetz:** Die Beimischung von 100 PJ zusätzlichem Biomethan ins Gasnetz würde die Beimischungsquote von Biomethan um rund 10 %

²¹ Im Gegensatz zur Primärbiomasse (oder auch Rohbiomasse), welche unbehandelt in der Natur zur Verfügung steht, wird Sekundärbiomasse aus den ersteren erzeugt. Die umgewandelte Sekundärbiomasse kann dann z. B. in Form von Biotreibstoffen oder Biogas zur Endnutzung in Anlagen oder Fahrzeugen genutzt werden.

erhöhen (bezogen auf den Gebäudesektor (GHD und PHH)). Der Ersatz von 100 PJ Erdgas würde im Gebäudesektor eine Reduktion von ca. 5,5 Mt CO₂eq erbringen. Die Mehrkosten für die Konsumenten (oder Vertriebsgesellschaften) im Jahr 2030 für die 100 PJ Biomethan lägen bei rund 2,5-3 Mrd. Euro.

- **Einsatz von Bio-LNG-Lkw:** Betrieb von rund 45 Tsd. LNG-Lkw im Jahr 2030 zur Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs. Diese haben einen Endenergiebedarf von rund 70 PJ LNG, bzw. Bio-LNG. Soll Bio-LNG aus Biomethan verflüssigt werden, sind zusätzlich Verluste zu berücksichtigen. Der Biomethanbedarf ist entsprechend etwas höher. Vorausgesetzt die rund 45 Tsd. LNG-Lkw werden mit dem relativ teureren Bio-LNG betankt, ergäbe sich eine THG-Einsparwirkung von rund 5 Mt CO₂eq. Hier nicht berücksichtigt sind allerdings Treibhausgase durch den Schlupf von Methan im Verbrennungsmotor.
- **Einsatz von Biomethan für industrielle Prozesse:** die Verwendung von rund 50 PJ zusätzlichem Biomethan für industrielle Prozesse anstelle von Erdgas würde die Emissionen im Industriesektor um knapp 3 Mt CO₂eq senken.

Biomethan ist deutlich teurer als fossiles Erdgas (rund 10 ct/kWh teurer). Es sind deshalb zusätzliche Anreize erforderlich, um die Optionen umsetzen zu können. Beispielsweise liegen die zusätzlichen Kosten für 100 PJ Biomethan für die Konsumenten bei bis zu 3 Mrd. Euro/Jahr.

Zur Umsetzung aller genannten zusätzlichen Einsatzoptionen reicht das absehbare Biomethan-Potenzial nicht aus. Es ergibt sich eine verstärkte Nutzungskonkurrenz zwischen den Sektoren, beziehungsweise den Anwendungen. Zudem muss beachtet werden, dass die Herstellung von Biomethan ebenfalls THG-Emissionen verursacht: im Bereich der Landwirtschaft durch den höheren Einsatz von Mineraldüngern, durch Methanleckagen in den Biogasanlagen sowie durch Methanschlupf bei der Verwendung in Motoren.

Zur Umsetzung aller Optionen müsste das Importpotenzial ausgebaut werden. Alternativ zu Biomethan könnte synthetisches strombasiertes Methan eingesetzt werden, was allerdings mit noch deutlich höheren Kosten verbunden wäre. Auch dieses müsste voraussichtlich importiert werden, da im Inland keine ausreichenden Kapazitäten in Aussicht stehen. Die inländische Produktion würde zudem den Stromverbrauch im Inland markant erhöhen. THG-neutral wäre das synthetische Methan zudem nur, wenn der zusätzliche Stromverbrauch durch erneuerbare Energien gedeckt würde, was den weiteren Zubau entsprechender EE-Kapazitäten erfordern würde. Bei Nutzung von fossil erzeugtem Strom würden die THG-Emissionen insgesamt steigen.

Der kurzzeitig forcierte Einsatz von Biomethan könnte auch zu einem Lock-In führen. Um die Langfristziele (2050) zu erreichen, muss der Gasverbrauch voraussichtlich deutlich zurückgehen und fossiles Gas muss langfristig vollständig ersetzt werden. Bei einem hohen Gasbedarf ist ein vollständiger Ersatz fossiler Gase durch Biomethan aufgrund der begrenzten Potenziale nicht möglich. Der Import von synthetischem Erdgas dürfte sehr teuer werden.

B) Wasserstoff

Ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff (H₂) kann ebenfalls zu einer zusätzlichen Reduktion der THG-Emissionen in Deutschland beitragen. Voraussetzung ist, dass der Wasserstoff entweder importiert wird oder bei inländischer Produktion, der entstehende Strombedarf durch erneuerbare Energien erzeugt wird, dessen Erzeugung zusätzlich zum ohnehin geplanten Ausbau erfolgt. Das heißt, es wären zusätzliche EE-Stromerzeugungskapazitäten erforderlich oder der EE-Strom müsste importiert werden. Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff ergeben sich insbesondere im Verkehrs- und Industriesektor. Auch ein Einsatz im Gebäudesektor ist grundsätzlich eine Option, wird jedoch als nicht vorteilhaft angesehen.

- **Brennstoffzellen-Fahrzeuge:** Potenziale werden im Bereich der H₂-Fahrzeuge (Pkw und Lkw) gesehen. Diese sind in der Anschaffung noch sehr viel teurer und es bedarf einer entsprechenden Betankungsinfrastruktur. Es müssten folglich zusätzliche Anreize gesetzt werden. Für die Brennstoffzellen-Fahrzeuge ist aufgrund derzeitiger Kostenstrukturen bis zum Jahr 2030 das Potenzial begrenzt. Ein Grobabschätzung führt zu einer THG-Minderung von ca. 5 Mt. CO₂eq im Verkehrssektor bei einem optimistisch angenommenen Hochlauf von Brennstoffzellenfahrzeugen. Insgesamt ergibt sich diese Einsparung auch nur dann, wenn der H₂ importiert wird oder aus zusätzlichen EE-Strommengen in Deutschland hergestellt wird, was einen entsprechenden zusätzlichen EE-Ausbau erfordern würde.
- **Verstärkter Einsatz in der Industrie:** Durch den Einsatz von Wasserstoff anstelle von Koks bei der Primärstahlerzeugung können die THG-Emissionen erheblich reduziert werden. Der Wasserstoff verringert dabei sowohl die energiebedingten Emissionen bei der Herstellung als auch die Prozessemissionen. Darüber hinaus wird auch die Entstehung von Gichtgas vermieden, welches ein sehr hohes Treibhausgaspotenzial aufweist. Auch bei der Herstellung von Ammoniak und Methanol kann die direkte Nutzung von Wasserstoff im Reaktionsprozess den Betrieb der THG-intensiven Dampfreformierung obsolet machen. Zusätzlich zu den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurde bereits ein neues Programm „Wasserstoffeinsatz in der Industrie“ beschlossen, das derzeit im BMWi vorbereitet wird. Das Programm konnte für das KSP-Szenario noch nicht berücksichtigt werden, da es erst im Nachgang der Verabschiedung des Klimaschutzprogramms 2030 vom Deutschen Bundestag beschlossen wurde. Auch für das neue Programm „Programm CO₂-Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien“ wurden im Interesse einer konservativen Abschätzung der Treibhausgasminderungen zunächst keine Treibhausgasminderungswirkung bis 2030 unterstellt. Das BMWi wird evaluieren, welcher zusätzliche Minderungsbeitrag durch diese Programme, die gemeinsam mit dem Nationalen Dekarbonisierungsprogramm des BMU in einem „Innovationspakt Klimaschutz in der Industrie“ koordiniert werden sollen, bis 2030 zu erwarten sind.

Für die Option eines verstärkten Wasserstoffeinsatzes gelten zum Teil vergleichbare Einschränkungen wie beim Einsatz von Biomethan. Die Erzeugung von inländischem grünem Wasserstoff setzt einen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung oder einen entsprechenden Import von EE-Strom voraus. Für Importe von Wasserstoff aus dem Ausland müsste zunächst eine entsprechende Infrastruktur aufgebaut werden. Bei langen Transportdistanzen können signifikante Transportverluste anfallen.

C) Flüssige Synthetische Energieträger im Verkehr (PtL)

Dem herkömmlichen Diesel- oder Ottokraftstoff können synthetische (strombasierte) Kraftstoffe beigemischt werden. Wenn diese synthetischen Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom und Kohlenstoff aus der Atmosphäre erzeugt werden, verursachen sie keine THG-Emissionen. Werden bis zum Jahr 2030 beispielsweise 60 PJ fossiler Kraftstoffe durch synthetische Kraftstoffe ersetzt, könnten die THG-Emissionen um rund 4,4 Mt CO₂eq gesenkt werden.

Mehr noch als für Wasserstoff gilt auch für flüssige synthetische Kraftstoffe, dass sie mit einem höheren Stromverbrauch verbunden sind (aufgrund zusätzlicher Syntheseschritte wird mehr Energieinput benötigt). Die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen im Inland setzt deshalb einen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung oder entsprechende Stromimporte voraus. Flüssige synthetische Kraftstoffe sind zudem erheblich teurer als die heutigen Kraftstoffe. Für das Jahr 2030 ist für Endverbraucher für reines PtL mit einem Preis von über 4,50 Euro je Liter zu rechnen (inkl. MwSt.).

D) Wärmeumlage

Ergänzend zum CO₂-Preis im Nicht-ETS-Sektor ist die Einführung einer Wärmeumlage denkbar. In Anlehnung an das EEG könnte damit im Wärmebereich die Erzeugung von erneuerbarer Wärme gefördert werden. Die notwendigen Mittel könnten haushaltsunabhängig über eine Wärmeumlage aufgebracht werden. Im Vergleich zu heute ergäbe sich mehr Spielraum für die Ausgestaltung der Förderung. Diese könnte z. B. bei einzelnen Technologien in Form einer Betriebsbeihilfe, statt der heute üblichen Investitionskostenzuschüsse, ausbezahlt werden. Neben dezentralen Wärmeerzeugern könnten mit den Einnahmen der Wärmeumlage auch größere Projekte zur Nutzung von unvermeidbarer Abwärme und erneuerbaren Energien zur Nah- und Fernwärmeerzeugung gefördert werden.

7 Quellenverzeichnis

- AG Energiebilanzen e.V. (2018): Bilanzen der Jahre 1990 bis 2016 und Satellitenbilanzen für Erneuerbare Energien. AG Energiebilanzen e.V.
- Agora Energiewende et al. (2020): Making the Most of Offshore Wind. Berlin, Februar 2020
- BMU (2019): BMU-Förderrichtlinie zur Dekarbonisierung in der Industrie, Vortrag von Martin Waldhausen
- BMVI (mehrere Jahre) Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Verkehr in Zahlen. Berlin.
- Bundesbank (2017): Perspektiven der deutschen Wirtschaft – Gesamtwirtschaftliche Vorausschätzungen für die Jahre 2017 und 2018 mit einem Ausblick auf das Jahr 2019
https://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/BBK/2017/2017_06_09_prognose.html
- Bundesregierung (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050
- EC (2016): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2017 Final, 14/06/2016.
- Fachagentur Windenergie an Land (2020): Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2019. Berlin, Februar 2020.
- IINAS und Prognos (2018): Ergebnispapier: Biomassepotenzial und Biomasseallokation zum Fachgespräch am 13. Nov. 2017 im Rahmen des Projektes Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050; im Auftrag des BMWi.
- KBA (mehrere Jahre) Kraftfahrtbundesamt (KBA), Fahrzeugzulassungen – Bestand nach Umweltmerkmalen. FZ13. Flensburg.
- Öko-Institut e.V. et al. (2017): Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050, im Auftrag des BMU.
- Öko-Institut e.V. (2018): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen, Arbeitspapier, Berlin Juli 2018
- Öko-Institut e.V. et al. (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung EU Nr. 525/2013.

- Öko-Institut e.V. et al. (2020): Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 (Kurzbericht). Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politiksznarien IX“. In Zusammenarbeit mit IRESS und Fraunhofer ISI, zuhanden des UBA und BMU
- Prognos et al. (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben If: Windenergie auf See. Berlin, Juli 2019
- Prognos (2018): Prognos Economic Outlook. <https://lp-peo.prognos.com/peo/>
- PIK, MCC (2019): Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte; CO₂-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring
- StBA (2017): Aktualisierung der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung - Basis 2015:
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/AktualisierungBevoelkerungsvorausberechnung.html>
- 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 (2019): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2017, Dessau, Januar 2019
- UBA (2019 b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2018.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-10_cc_10-2019_strommix_2019.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber (2020): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand Januar 2020