

CLIMATE CHANGE

14/2025

Synthesebericht

Die Lenkungswirkung von Endenergiepreisen zur Erreichung der Klimaschutzziele

von:

Katja Hünecke, Dr. Katja Schumacher, Dennis Appenfeller, Dr. Sibylle Braungardt, Malte Bei der Wieden, Dr. Johanna Cludius, Jakob Graichen, Verena Graichen, Hauke Hermann, Friedhelm Keimeyer, Konstantin Kreye, Dr. Roman Mendelevitch, Inia Steinbach
Öko-Institut e.V.

Florian Zerzawy, Simon Meemken, Isabel Schrems
Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Dr. Christian Lutz, Lisa Becker
Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) mbH

Prof. Dr. Stefan Klinski
Professur an der Hochschule für Wirtschaft und Recht (HWR) Berlin (i.R.)

Herausgeber:
Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 14/2025

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und
Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 3720 43 101 0
FB001713

Synthesebericht

Die Lenkungswirkung von Endenergiepreisen zur Erreichung der Klimaschutzziele

Im Rahmen des Projektes „Der Beitrag ökonomischer
Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzziele: Die
Rolle der staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile
im Instrumentenmix“

von:

Katja Hünecke, Dr. Katja Schumacher, Dennis
Appenfeller, Dr. Sibylle Braungardt, Malte Bei der
Wieden, Dr. Johanna Cludius, Jakob Graichen, Verena
Graichen, Hauke Hermann, Friedhelm Keimeyer,
Konstantin Kreye, Dr. Roman Mendelevitch, Inia
Steinbach

Öko-Institut e.V.

Florian Zerkawy, Simon Meemken, Isabel Schrems
Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Dr. Christian Lutz, Lisa Becker
Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS)
mbH

Prof. Dr. Stefan Klinski
Professur an der Hochschule für Wirtschaft und Recht
(HWR) Berlin (i.R.)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

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

Durchführung der Studie:

Öko Institut
Borkumstr. 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

November 2024

Fachliche Begleitung:

Fachgebiet | 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen, sozial-
ökologischer Strukturwandel, nachhaltiger Konsum
Dr. Benjamin Lünenbürger

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7697>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, April 2025

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

Kurzbeschreibung: Die Lenkungswirkung von Endenergiepreisen zur Erreichung der Klimaschutzziele

Diese Studie untersucht die klimapolitischen Lenkungswirkungen von Energie- und Strompreisen und der staatlich bestimmten Preisbestandteile. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den energienachfragenden Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie. Dafür werden bestehende Modellierungsansätze im Bereich der klimapolitischen Wirkungsabschätzung und Analysen zur Wirkweise ökonomischer Klimaschutzinstrumente kritisch geprüft und in Bezug zu empirischen Energiepreiselastizitäten gesetzt. Die Analyseergebnisse lassen sich als Potenzialanalyse für die Lenkungswirkung von Endenergiepreisen in Bezug auf Klimaschutz und Energieeinsparungen deuten. Exemplarisch wurden u. a. ein hoher CO₂-Preispfad untersucht (2040: 460 EUA und 2050: 640 EUA).

Die Potenzialanalysen stützen den weitgehenden Konsens im wissenschaftlich-politischen Diskurs, dass sich die anspruchsvollen Klima- und Energiewendeziele Deutschlands nur mit einem Mix aus energie- und klimapolitischen Instrumenten erreichen lassen. Der Ausbau öffentlicher Infrastrukturen (öffentlicher Verkehr, Ladesäulen, etc.), eine Innovations- und Diffusionsstrategie für Klimaschutztechniken sowie Förderprogramme, die insb. Haushalte mit geringem Einkommen das CO₂-Sparen ermöglichen, flankieren die klimapolitische Lenkungswirkung von Energiepreisen und können sie im besten Fall sogar verstärken und beschleunigen. Die klimapolitische Wirksamkeit von CO₂- und Energiepreisreformen wird durch eine solche Flankierung gesteigert. Gleichzeitig können die mit Energiepreisreformen verbundenen sozialpolitisch meist ungünstigen Belastungs- und Verteilungswirkungen begrenzt werden, wie Analysen zu unterschiedlichen Energie- und Strompreisen in Bezug auf die Verteilungswirkungen bei privaten Haushalten zeigen.

Neben flankierenden Instrumenten und Ansätzen, sind es auch die Energie- und Strompreise selbst, die reformiert werden können und sollten. Denn: Verschiedene Reformoptionen bei den staatlich bestimmten Preisbestandteilen sind geeignet, die klimapolitische Lenkungswirkung von Energie- und Strompreisen spürbar zu erhöhen und Hemmnisse für den Klimaschutz abzubauen. Jenseits der CO₂-Bepreisung, die nicht im Fokus der Reformanalysen stand, wurden u. a. folgende Reformoptionen identifiziert und teilweise auch rechtlich geprüft:

- ▶ Reduktion der Mehrwertsteuer auf sieben Prozent für regelbaren Wärmepumpenstrom. Der Gesetzgeber hat die marktlichen Preisbestandteile nicht direkt in der Hand, es gibt jedoch Spielräume Wärmepumpentarife für den Endverbraucher zu vergünstigen. Neben den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe und § 19-StromNEV-Umlage geht es hier vor allem um eine Absenkung der Mehrwertsteuer. Wenn spezielle Wärmepumpentarife angeboten werden, die günstiger sind als Haushaltsstrom, bleibt die Wärmepumpe ggü. Erdgasheizungen wirtschaftlicher.
- ▶ Im Verkehrssektor sollte sich die Besteuerung fossiler Energieträger nach deren Energie- und ggf. CO₂-Gehalt richten, was z.B. den Kraftstoffpreis von Diesel in 2030 um 18% erhöhen würde und eine Emissionsreduktion um 6,8 Mio. t CO₂-Äq. Im Jahr 2030 bringen würde.
- ▶ Für die Industrie können Erfassungslücken bei der Erdgasbesteuerung beseitigt werden, insbesondere für die Prozesswärmebereitstellung. Dies würde die Emissionen zw. 1,5 bis 3,1 Mt CO₂/Jahr reduzieren und die Mehreinnahmen von bis zu 1,2 Mrd. Euro könnten für Förderprogramme zur Dekarbonisierung der Prozesswärme genutzt werden.
- ▶ Alle Nachfragebereiche von Energie müssen besser einschätzen können, wie sich zukünftige Endenergiepreise entwickeln werden. Der absehbare Einfluss von (steigenden) CO₂-Preisen auf die Endenergiepreise und das Zusammenspiel mit anderen Preiskomponenten ist für

Verbraucherinnen und Verbraucher gar nicht oder nur unter großer Unsicherheit zu prognostizieren. Entsprechend herausfordernd sind die notwendigen Investitionsentscheidungen für den Klimaschutz. Die Politik ist hier gefordert eine „Perfect Foresight“-Strategie zu entwickeln und mit einer Kommunikationsoffensive und verlässlichen Rahmensetzungen dazu beizutragen, die Planungssicherheit verbessern.

Abstract: The contribution of economic instruments to achieving climate protection targets: The role of state-determined energy price components in the instrument mix

This study examines the climate policy steering effects of energy and electricity prices and the price components determined by the state. The focus is on energy-demanding sectors: buildings, transport and industry. Existing modeling approaches in the field of climate policy impact assessment are critically examined due to the impact related to empirical energy price elasticities. The results of the analysis can be interpreted as a potential analysis of the steering effect of final energy prices with regard to climate protection and energy savings. A high CO₂ price path was examined as an example (2040: 460 EUA and 2050: 640 EUA).

The potential analyses support the broad consensus in the scientific and political discourse that Germany's ambitious climate and energy transition targets can only be achieved by a mix of energy and climate policy instruments. The expansion of public infrastructure (public transport, charging stations, etc.), an innovation and diffusion strategy for climate-friendly technologies, and support programmes that enable low-income households in particular to save CO₂ flank the climate-policy steering effect of energy prices and, in the best case, can even strengthen and accelerate it. Such flanking measures increase the climate policy effectiveness of CO₂ and energy price reforms. At the same time, the mostly unfavourable socio-political burdens and distributional effects associated with energy price reforms can be limited, as analyses of different energy and electricity prices show with regard to the distributional effects on private households.

In addition to accompanying instruments and approaches, energy and electricity prices themselves can and should be reformed. This is because various reform options for the state-determined price components are suitable for noticeably increasing the climate-policy steering effect of energy and electricity prices and for reducing barriers to climate protection. Beyond CO₂ pricing, which was not the focus of the reform analyses, the following reform options were identified and, in some cases, also examined from a legal perspective:

- ▶ Reduction of VAT to seven percent for controllable heat pump electricity. The legislator has no direct control over the market price components, but there is scope to reduce heat pump tariffs for the end consumer. In addition to grid fees, the concession levy and the § 19 StromNEV levy, a reduction in VAT is particularly important. If special heat pump tariffs are offered that are cheaper than household electricity, the heat pump will remain more economical than natural gas heating systems.
- ▶ In the transport sector, fossil fuels should be taxed according to their energy and possibly CO₂ content. This would, for example, increase the price of diesel by 18 % in 2030 and reduce emissions by a total of 6.8 million tonnes of CO₂ equivalent in 2030.
- ▶ Gaps in the taxation of natural gas for industry, in particular for the provision of process heat, could be closed. This would reduce emissions by between 1.5 and 3.1 Mt CO₂/year and the additional revenue of up to EUR 1.2 billion could be used to fund programmes to decarbonise process heat.

- ▶ All sectors of energy demand need to be able to better assess the future development of final energy prices. The foreseeable impact of (rising) CO₂ prices on final energy prices and the interaction with other price components cannot be predicted by consumers or can only be predicted with great uncertainty. The investment decisions required for climate protection are correspondingly challenging. Politicians are called upon to develop a "perfect foresight" strategy and to help improve planning certainty through a communication offensive and reliable framework conditions.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis.....	13
Abkürzungsverzeichnis.....	14
Zusammenfassung.....	16
Summary.....	32
1 Hintergrund und Ziel der Analyse.....	47
2 Status quo der Energiepreisentwicklung und ihrer staatlich bestimmten Bestandteile	49
2.1 CO ₂ -Preis	49
2.1.1 EU-EHS CO ₂ -Preis	49
2.1.2 Nationaler Brennstoffemissionshandel	50
2.2 Rohöl und erdölbasierte Kraftstoffe	51
2.3 Erdgas.....	52
2.4 Steinkohle	55
2.5 Strom.....	56
2.6 Energiesteuer und CO ₂ -Bepreisung für die betrachteten Sektoren im Überblick	59
2.6.1 Energiesteuer und CO ₂ -Preise im Gebäudesektor.....	59
2.6.2 Energiesteuer und CO ₂ -Preise im Verkehrssektor	60
2.6.3 Energiesteuer und CO ₂ -Preise im Industriesektor	61
3 Lenkungswirkungen von Energiepreisbestandteilen	65
3.1 Einführung.....	65
3.2 Empirische und analytische Erkenntnisse zur Lenkungswirkung von Endenergiepreisen....	66
3.2.1 Überblick zu Schätzungen der Preiselastizitäten	66
3.2.1.1 Methodische Ansätze bei der Schätzung von Preiselastizitäten	67
3.2.1.2 Einflussfaktoren auf die Elastizität.....	67
3.2.1.3 Spannbreiten der Elastizitäten nach Sektoren und Energieträgern	69
3.2.1.4 Fazit zur Eignung des Elastizitätsansatzes und Ableitung von Anwendungskriterien ..	75
3.2.2 Induzierte Anpassungsreaktionen	76
3.2.2.1 Beispiel Handlungsfeld Gebäude.....	77
3.2.2.2 Beispiel Handlungsfeld Verkehr.....	78
3.2.2.3 Beispiel Handlungsfeld Industrie	78
3.2.3 Fazit.....	79
3.3 Erkenntnisse zu Hemmnissen, die die Lenkungswirkung beeinflussen	81

3.3.1	Wettbewerbsverzerrungen zugunsten fossiler Energieträger durch staatlich bestimmte Preisbestandteile.....	81
3.3.2	Mangelnde Wirtschaftlichkeit klimafreundlicher Technologien	82
3.3.3	Nicht-monetäre Hemmnisse.....	85
3.3.3.1	Verhaltensökonomische Faktoren.....	85
3.3.3.2	Nutzer-/Investor-Problem und infrastrukturelle Pfadabhängigkeiten.....	86
3.3.3.3	Fazit und weitere Überlegungen	87
3.3.4	Fazit zu Hemmnissen und ihrem Einfluss auf die Lenkungswirkung	88
4	Reformoptionen für Energiepreisbestandteile	89
4.1	Einführung.....	89
4.2	Entwicklung der Energiepreise mit Reformoptionen im Vergleich zur Referenz	92
4.2.1	CO ₂ -Preis Entwicklung der Referenz und Reformoptionen	93
4.2.2	Erdöl und erdölbasierte Kraftstoffe - Entwicklung der Referenz und Reformoptionen.....	94
4.2.3	Erdgas - Entwicklung der Referenz und der Reformoptionen	96
4.2.4	Steinkohle - Entwicklung der Referenz und der Reformoptionen.....	98
4.2.5	Strom – Entwicklung der Referenz und der Reformoptionen	98
4.2.6	Zusammenfassung	100
5	Sektoranalyse Gebäude.....	102
5.1	Potenzialanalyse	102
5.2	Bewertung der Reformoptionen.....	107
5.3	Diskussion und Schlussfolgerungen zur Relevanz von Reformoptionen	108
6	Sektoranalyse Verkehr	111
6.1	Potenzialanalyse	111
6.2	Bewertung der Reformoptionen.....	115
6.3	Diskussion und Schlussfolgerungen zur Relevanz von Reformoptionen	116
7	Sektoranalyse Industrie.....	119
7.1	Potenzialanalyse	119
7.2	Bewertung der Reformoptionen.....	121
7.3	Diskussion und Schlussfolgerungen zur Relevanz von Reformoptionen	123
7.4	Exkurs: Reformvorschlag der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer	125
8	Verteilungswirkungen auf Ebene privater Haushalte	127
8.1	Methode.....	128
8.2	Verteilungswirkung der CO ₂ -Preispfade nach Einkommensquintilen	133

8.3	Einnahmen aus CO ₂ -Bepreisung und Rückverteilungsoptionen	138
8.4	Fazit	142
9	Handlungsempfehlungen	144
10	Quellenverzeichnis	148

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Marktlich und staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile	19
Abbildung 2:	Die Lenkungswirkung von Energiepreisen und flankierenden Instrumenten.....	25
Figure 1:	Energy price components determined by the market and the state.....	35
Figure 2:	The steering effect of energy prices and supporting instruments	40
Abbildung 3:	Preise für CO ₂ im EU-EHS sowie nach BEHG, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2023	50
Abbildung 4:	Preise für Rohöl (Brent) im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und die Projektionen 2023	51
Abbildung 5:	Großhandelspreise Erdgas NWE/THE im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und die Projektionen 2023	53
Abbildung 6:	Energiepreisbestandteile durchschnittlicher Endkundenpreise bei Erdgas im Band 5,6-55,6 MWh für die Jahre 2020 bis 2023, und Vergleich mit durchschnittlichen Endkundenerdgaspreisen im Markt (Jahresverbrauch: 20 MWh)	54
Abbildung 7:	Großhandelspreise Steinkohle ARA, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2023	55
Abbildung 8:	Großhandelspreise Strom, historische Entwicklung sowie Abschätzung für Projektionen 2023	56
Abbildung 9:	Energiepreisbestandteile mit durchschnittlichen Endkundenpreisen für private Haushalte bei Strom im Band 2.500-5.000 kWh für die Jahre 2020 bis 2023, und Vergleich mit durchschnittlichem Endkundenstrompreis im Markt (Jahresverbrauch: 3.500 kWh).....	58
Abbildung 10:	Einkommenselastizitäten bei Energieträgern nach Quintilen..	74
Abbildung 11:	Preiselastizitäten nach Einkommensklassen und Region (Kraftstoffe, Frankreich 2018)	75
Abbildung 12:	Entwicklung der CO ₂ -Preise in der Referenz und mit den Reformoptionen	94
Abbildung 13:	Entwicklung der Heizölpreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Haushalte und Industrie)	95
Abbildung 14:	Entwicklung der Preise für erdölbasierte Kraftstoffe in der Referenz und mit den Reformoptionen	96
Abbildung 15:	Entwicklung der Erdgaspreise in der Referenz und mit den Reformoptionen Haushalte (HH) und Industrie	97
Abbildung 16:	Entwicklung der Kohlepreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Industrie)	98

Abbildung 17:	Entwicklung der Strompreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Haushalte).....	99
Abbildung 18:	Entwicklung der Strompreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Industrie)	100
Abbildung 19:	Wirkung der Preisveränderungen im Gebäudebereich, 2030 sowie kumuliert 2021-2030.....	106
Abbildung 20:	Treibhausgasminderungsbeitrag der Preisveränderungen im Sektor Gebäude, 2030 sowie kumuliert 2021-2030.....	107
Abbildung 21:	Energiepreisbestandteile aller Szenarien im Jahr 2030	114
Abbildung 22:	Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom (Balken) und -belastung (Dreiecke) im Durchschnitt pro Einkommensgruppe und über die Zeit (2018 bis 2023), unter Berücksichtigung der Strom- und Gaspreisbremse im Jahr 2023	127
Abbildung 23:	Mikrosimulationsmodell SEEK-DE des Öko-Instituts.....	129
Abbildung 24:	Veränderung der Benzin- und Dieselverbräuche 2030 gegenüber 2023 nach Einkommensquintilen.....	131
Abbildung 25:	Veränderung der Erdgas- und Heizölverbräuche 2030 gegenüber 2018 nach Einkommensquintilen – Annahme: Reduktion in der Gesellschaft gleichverteilt.....	132
Abbildung 26:	Veränderung der Erdgas- und Heizölverbräuche 2030 gegenüber 2018 nach Einkommensquintilen – Annahme: Haushalte mit hohem Einkommen reduzieren schneller	133
Abbildung 27:	Verteilungswirkung CO ₂ -Preis Referenz im Jahr 2030 im Verkehrssektor	134
Abbildung 28:	Verteilungswirkung hoher CO ₂ -Preis im Jahr 2030 im Verkehrssektor	135
Abbildung 29:	Verteilungswirkung CO ₂ -Preis Referenz im Gebäudesektor: Minderung gleichverteilt über die Quintile	136
Abbildung 30:	Verteilungswirkung CO ₂ -Preis Referenz im Gebäudesektor: Haushalte mit hohem Einkommen mindern schneller.....	136
Abbildung 31:	Verteilungswirkung hoher CO ₂ -Preis nur Gebäude: Minderung gleichverteilt über die Quintile.....	137
Abbildung 32:	Verteilungswirkung hoher CO ₂ -Preis nur Gebäude: Minderung differenziert nach Einkommen.....	138
Abbildung 33:	CO ₂ -Preis Referenz, Strompreissenkung um 2,4 ct/kWh, im Gebäudesektor Minderung differenziert nach Einkommen ..	140
Abbildung 34:	Hoher CO ₂ -Preis, Klimageld von 200 €/Kopf pauschal im Gebäudesektor Minderung differenziert nach Einkommen ..	141
Abbildung 35:	Hoher CO ₂ -Preis, Klimageld von 200 €/Kopf Quintile 1-3 im Gebäudesektor Minderung differenziert nach Einkommen ..	142

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der quantitativen Analysen und der untersuchten Reformoptionen	16
Table 1:	Overview of the quantitative analyses and the reform options examined	32
Tabelle 2:	Energieendprodukte auf Rohölbasis mit weiteren Preisbestandteilen	52
Tabelle 3:	CO ₂ -Einpreisungseffekt des EU EHS im zentraleuropäischen Strommarkt.....	57
Tabelle 4:	Energiesteuer und CO ₂ -Preis auf Heizstoffe (Regelsätze)	60
Tabelle 5:	Energiesteuer und CO ₂ -Preis auf Kraftstoffe (Regelsätze)	61
Tabelle 6:	Kompensationsgrade der BECV	62
Tabelle 7:	Bandbreiten der Preiselastizitäten bei Kraftstoffen.....	70
Tabelle 8:	Bandbreiten der Preiselastizitäten bei Heizstoffen.....	71
Tabelle 9:	Bandbreiten der Preiselastizitäten bei Strom	71
Tabelle 10:	Bandbreiten der Preiselastizitäten in der Industrie	72
Tabelle 11:	Kreuzpreiselastizitäten (Industrie, USA).....	72
Tabelle 12:	Überblick über Sensitivitäten und induzierte Anpassungsreaktionen für Erdgas im Bereich Gebäude in verschiedenen Szenarien.....	77
Tabelle 13:	Induzierte Anpassungsreaktionen für Kraftstoffe im Bereich Verkehr (Jahr 2030)	78
Tabelle 14:	Induzierte Anpassungsreaktionen für den gesamten Energieverbrauch nach Industriezweigen im Jahr 2030.....	79
Tabelle 15:	Energiekosten von Verbrennern gegenüber Elektroautos (2023)	83
Tabelle 16:	Ansatzpunkte für mögliche Reformoptionen	89
Tabelle 17:	Übersicht Energiepreisentwicklung (Endkundenpreise) nach Anwendung Reformprüfoptionen	92
Tabelle 18:	Übersicht der betrachteten Szenarien für den Gebäudebereich	105
Tabelle 19:	Zusammenfassende Übersicht zu Reformoptionen im Gebäudebereich	108
Tabelle 20:	Übersicht der betrachteten Szenarien für den Verkehr.....	113
Tabelle 21:	Nationale THG-Emissionen in Mio. t CO ₂ Äq. in den vier Szenarien	115
Tabelle 22:	Zusammenfassende Übersicht zu Reformoptionen im Verkehrssektor	116
Tabelle 23:	Zusammenfassende Übersicht zu Reformoptionen im Industriesektor	123
Tabelle 24:	Einnahmen aus dem EHS2 im Jahr 2030	138
Tabelle 25:	Ausgaben für Stromsteuersenkung (private Haushalte) und (gestaffeltes) Klimageld im Jahr 2030	139

Abkürzungsverzeichnis

AFiD	Amtliche Firmendaten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BECV	Carbon Leakage Verordnung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CDM	Clean Development Mechanism
CO₂	Kohlendioxid
CO2KostAufTG	Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten
ct	Cent
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DHoT	Dynamic Household Transport Microsimulation Model
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
e-Mobilität	Elektromobilität
EnergieStG	Energiesteuergesetz
ENWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETD	Energy Tax Directive
EU EHS / ETS	Europäisches Emissionshandelssystem / Emissions Trading System
EUR	Euro
EVS	Einkommens- und Verbrauchsstichprobe
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GJ	Gigajoule
Ho	oberer Heizwert
Hu	unterer Heizwert
IEA	International Energy Agency
JI	Joint Implementation
Kfz	Kraftfahrzeug
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
l	Liter
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas
Max	Maximum
MID	Mobilität in Deutschland
Min	Minimum

AFiD	Amtliche Firmendaten
Mio.	Millionen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden
MSR	Marktstabilitätsreserve
Mt	Megatonnen
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
MWSt	Mehrwertsteuer
nEHS	Nationaler Emissionshandel
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
OPEC	Organisation der erdölexportierenden Länder
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
Pkw	Personenkraftwagen
Q	Quartal
SEEK	Soziale Effekte Energie und Klimaschutz
SOEP	Sozio-ökonomisches Panel
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
t	Tonnen
TEMPS	Transport Emission Model for Projection Scenarios)
THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunde
UStG	Umsatzsteuergesetz
VET	Verified Emission Tables

Zusammenfassung

Diese Studie untersucht die klimapolitischen Lenkungswirkungen von Energie- und Strompreisen und der staatlich bestimmten Preisbestandteile. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den energienachfragenden Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie. Reformen bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen, das sind Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen im Zusammenhang mit einer breiteren und intensiveren CO₂-Bepreisung sind entscheidend für rasche Fortschritte bei der Energiewende und auf dem Weg zur Klimaneutralität.

Tabelle 1: Übersicht der quantitativen Analysen und der untersuchten Reformoptionen

Nachfragebereich	Gebäude	Verkehr	Industrie
------------------	---------	---------	-----------

Potenzialanalysen: Modellgestützte Quantifizierungen

Lenkungswirkung von CO₂-Preisen	Wirkung hoher CO ₂ -Preisfad, Wirkung mit und ohne Perfect Foresight vgl. Kapitel 5.1 und Bei der Wieden et al. (im Erscheinen) sowie Keimeyer et al. (im Erscheinen)	Wirkung hoher CO ₂ -Preisfad vgl. Kapitel 6.1 und Kreye et al. (im Erscheinen)	Wirkung hoher CO ₂ -Preisfad vgl. Kapitel 7.1 und Lutz und Becker et al. (im Erscheinen) sowie Zerkawy et al. (im Erscheinen)
Lenkungswirkung Endenergiepreise	Wirkung mit und ohne Perfect Foresight, Nutzungszeitenverkürzung, Variation Strom- und Erdgaspreis vgl. Kapitel 5.1 und Bei der Wieden et al. (im Erscheinen) sowie Keimeyer et al. (im Erscheinen)	Anpassung Energie und Stromsteuer, Variation Benzin- Dieselpreis vgl. Kapitel 6.1 und Kreye et al. (im Erscheinen)	Variationen Erdgaspreis und Strompreis vgl. Kapitel 7.1 und Lutz und Becker et al. (im Erscheinen) sowie Zerkawy et al. (im Erscheinen)

Reformoptionen zur Steigerung der Lenkungswirkung

zielkonsistenter CO₂-Preisfad für ETS1 und ETS2 – nicht Schwerpunkt der Reformanalysen			
Strompreise	Reduzierte Mehrwertsteuer für Wärmepumpen vgl. Kapitel 5.2 und Bei der Wieden et al. (im Erscheinen) sowie Keimeyer et al. (im Erscheinen)	Absenkung der Stromsteuer auf Mindestsatz aus der ETD vgl. Kapitel 6.2 und Kreye et al. (im Erscheinen)	Umstellung auf anteilige Entlastung bei Stromsteuer vgl. Kapitel 7.4 und Lutz und Becker et al. (im Erscheinen) sowie Zerkawy et al. (im Erscheinen)

Nachfragebereich	Gebäude	Verkehr	Industrie
fossile Energiepreise	Erhöhung Energiesteuer auf Erdgas und Heizöl vgl. Kapitel 5.3 und Bei der Wieden et al. (im Erscheinen) sowie Keimeyer et al. (im Erscheinen)	Anhebung Energiesteuer für fossile Kraftstoffe Dieselsteuer Absenkung der Stromsteuer auf Mindestsatz vgl. Kapitel 6.2 und Kreye et al. (im Erscheinen)	Abschaffung der vollständigen Entlastung von der Energiesteuer vgl. Kapitel 7.4 und Lutz und Becker et al. (im Erscheinen) sowie Zerkawy et al. (im Erscheinen)
Flankierende Instrumente: Planungssicherheit & Infrastrukturen	Kommunikationsstrategie „Perfect Foresight“ für Endenergiepreise Gebäudewärme vgl. Kapitel 5.2 und Bei der Wieden et al. (im Erscheinen) sowie Keimeyer et al. (im Erscheinen)	Malus für emissionsarme PKW Aufbau von Ladeinfrastruktur vgl. Kapitel 6.2 und Kreye et al. (im Erscheinen)	Gegenleistungen für die anteilige Stromsteuerentlastung vgl. Kapitel 7.4 sowie Zerkawy et al. (im Erscheinen)
Flankierende Instrumente: Förderung	Förderung von gering-investiven Maßnahmen vgl. Kapitel 5.2 und Bei der Wieden et al. (im Erscheinen) sowie Keimeyer et al. (im Erscheinen)	Ausbau alternativer Mobilitätsoptionen vgl. Kapitel 6.3 und Kreye et al. (im Erscheinen)	Anschubförderung Markthochlauf Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme /Investitionsoffensive vgl. Kapitel 7.3 und 7.4 und Lutz und Becker et al. (im Erscheinen) sowie Zerkawy et al. (im Erscheinen)

Quelle: Eigene Darstellung

Ausgangslage: Die Rolle staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile

In der aktuellen politischen Debatte besteht ein weitgehender Konsens, dass sich die anspruchsvollen Klima- und Energiewendeziele Deutschlands nur mit einem Mix aus energie- und klimapolitischen Instrumenten erreichen lassen. Dies bedeutet: die dafür angestrebte Verringerung der Emissionen um 65 % bis 2030 erfordert eine Verdopplung des bisherigen Minderungs tempos (Matthes et al. 2021). Daneben legen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und Energieeffizienzgesetz (EnEfG), das Klimaschutzprogramm 2030 oder auch der European Green Deal Leitlinien, Vorgaben, Politikmaßnahmen und Instrumente fest.

Ein zentraler Schritt, um die Klimaschutzziele in Deutschland zu erreichen, ist der Umbau der Stromerzeugung auf der Angebotsseite des Energiesystems: weg von fossilen und hin zu erneuerbaren Energieträgern. Dabei wurden schon beachtliche Fortschritte erzielt und es ist weitgehend unstrittig, dass ein klimaneutrales Energiesystem der Zukunft sehr weitgehend elektrifiziert sein wird. Da viele Weichen auf der Angebotsseite inzwischen gestellt sind, rückt die Nachfrageseite des Energiesystems immer stärker in den Fokus:

- **Strombasierte Technologien** stellen in allen Nachfragesektoren **Alternativen** zu den derzeit zumeist genutzten fossilen Energieträgern dar. Im Verkehrsbereich trägt neben

Verlagerung und Vermeidung der Umstieg auf batterieelektrische Fahrzeuge ein hohes Klimaschutzpotenzial. Im Gebäudebereich steht mit Wärmepumpen eine alternative klimafreundliche Heiztechnologie zur Verfügung. In der Industrie können fossile Energieträger für die Prozesswärme durch strombasierte Anwendungen ersetzt werden.

- ▶ Die **Endenergiepreise** spielen eine zentrale Rolle bei Entscheidungen über die Wahl der Technologie und des Energieträgers. Die marktlichen Großhandelspreise sowie CO₂-Preise und andere staatlich bestimmten Preisbestandteile bestimmen in Summe den Endenergiepreis für Endverbraucher. Das (ökonomische) Entscheidungskalkül von Unternehmen und Personen ist dabei selten statisch. Vielmehr kommt es auf die erwartete Entwicklung an: Dies gilt für die einzelnen Endenergiepreise und mehr noch beim (erwarteten) Verhältnis verschiedener Endenergiepreise, zum Beispiel beim Strompreis im Vergleich zum Gaspreis.

Preisliche Klimaschutzinstrumente setzen ökonomische Anreize und haben gegenüber anderen Politikinstrumenten als grundsätzlichen Vorteil, dass die marktwirtschaftliche Steuerung kurzfristig Kosteneffizienz im Klimaschutz sichert. Denn wenn die Steuer höher ist als die Kosten der Minderung des Energieeinsatzes oder der Emissionen, lohnt sich z.B. eine Einsparmaßnahme. Langfristig schaffen preisliche Instrumente Anreize für Innovationen, d. h. die Entwicklung und Marktdurchdringung neuer Technologien für den Klimaschutz wird lohnender für Unternehmen und die Kosten emissionsfreier Technologien können sinken. Da auch Unternehmen betroffen sein können, für die Einsparmaßnahmen sehr teuer sind, könnte deren (internationale) Wettbewerbsfähigkeit geschwächt werden. Eine andere Gruppe, die der privaten Haushalte kann aus Belastungsgründen möglicherweise auch nur schwer Einsparmaßnahmen finanzieren, da Einkommen und Einsparung nicht im Verhältnis stehen.

Ökonomische Instrumente, wie z.B. die CO₂-Bepreisung, die Energie- oder Stromsteuer und andere staatlich bestimmte Preisbestandteile, wirken auf unterschiedliche Weise. Am Beispiel des CO₂-Preises zeigt sich: Wechselwirkungen zwischen den klima- und energiepolitischen Instrumenten dürfen nicht außer Acht gelassen werden. So kann ein CO₂-Preis als „Türöffner“ zur Inanspruchnahme bestimmter Förderinstrumente dienen und die Wirksamkeit von Förderprogrammen damit verstärken. Ein Beispiel: Förderungen zur energetischen Gebäudesanierung werden beispielweise für Hauseigentümerinnen und -eigentümer bei steigenden Heizkosten aufgrund einer CO₂-Bepreisung deutlich attraktiver (UBA 2020). Obwohl der CO₂-Preis eine wichtige Rolle zur Senkung der Treibhausgasemissionen im Rahmen der Gebäudesanierung spielt, ist die Lenkungswirkung hier schwer zu quantifizieren und wird in diesem Beispiel insbesondere den Förderprogrammen zugerechnet.

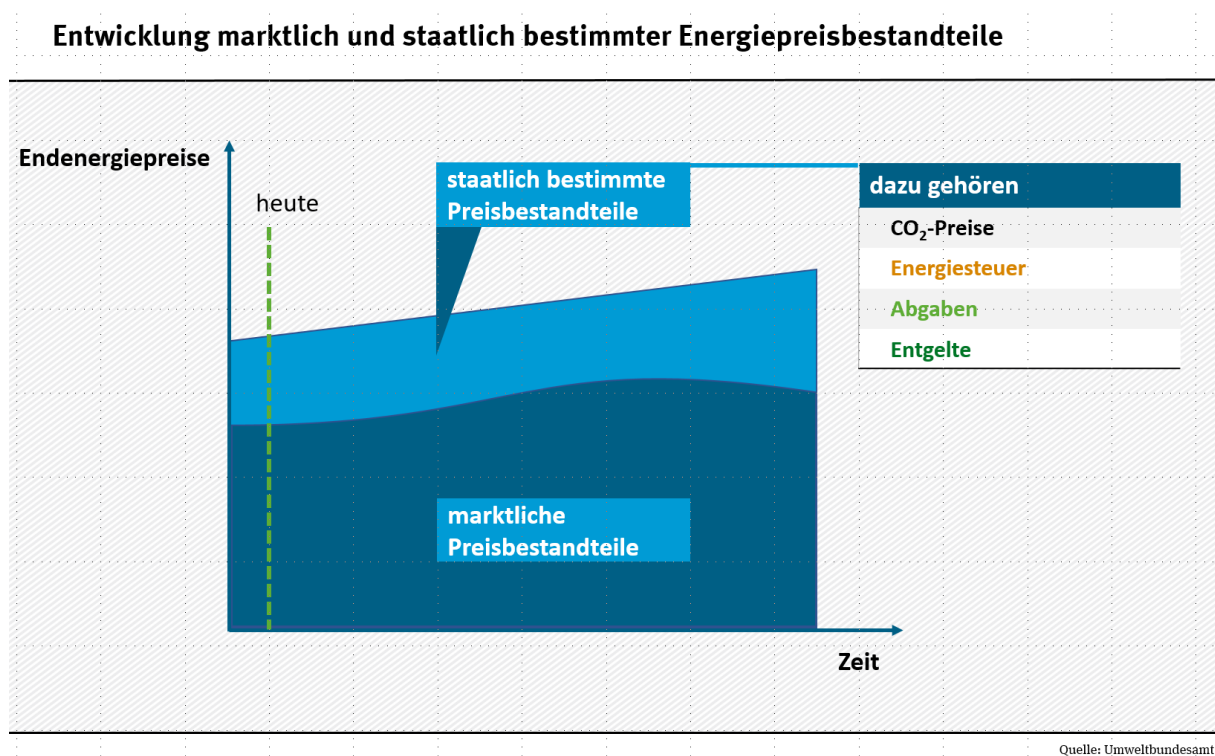
Zudem kann ein CO₂-Preis auch eine Innovationswirkung entfalten und den technologischen Wandel vorantreiben. In der Literatur ist man sich allerdings diesbezüglich uneins: Lilliestam et al. (2020) kommen zu dem Ergebnis, dass ein technologischer Wandel in Richtung Dekarbonisierung aufgrund einer CO₂-Bepreisung nicht empirisch zu belegen sei. Calel und Dechezleprêtre (2016) stellen dagegen fest, dass der EU-EHS die Anmeldung von Patenten für kohlenstoffarme Technologien unter den teilnehmenden Unternehmen in Europa um 10 % gesteigert hat.

Methodisches Vorgehen

Im vorliegenden Synthesebericht fließen die Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben „Der Beitrag ökonomischer Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzziele: Die Rolle der staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile im Instrumenten-Mix“ (FKZ 3720 43 101 0) zusammen. Es werden politische Handlungsempfehlungen im Hinblick auf die klimapolitische Lenkungswirkung von staatlich bestimmten Energie- und Strompreisbestandteilen abgeleitet.

In diesem Bericht stehen die Rolle und Wirkung ökonomischer Preisinstrumente im Vordergrund (s. Abbildung 1). Dabei werden bestehende Modellierungsansätze zur Wirkungsanalyse kritisch hinterfragt und Möglichkeiten für neue Ansätze insbesondere mit Blick auf dynamische Lenkungswirkungen und differenzierte Anpassungsreaktionen diskutiert.

Abbildung 1: Marktlich und staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile



Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt

Für die Modellierung der Wirkung von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen wurden Energiepreisszenarien entwickelt, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse sektorübergreifend zu gewährleisten. Der Status quo für die Energieträger Öl, Gas, Steinkohle, Strom sowie die Entwicklung des CO₂-Preises wird im Folgenden dargestellt. Die Bestandsaufnahme erfolgte unter der Maßgabe, dass die Anschlussfähigkeit an bestehende Ziel- und Politiksznarien sichergestellt ist. Der Status quo basiert daher auf Mendelewitsch et al. (2024), welcher in verkürzter Form hier wiedergegeben wird.

Neben der Darstellung des Status quo der Energie- und Strompreisentwicklung werden Lenkungswirkungen von Reformoptionen für Energie- und Strompreisbestandteile diskutiert, Ausgestaltungsoptionen, Lösungen zur Überwindung von Hemmnissen analysiert und die sektorspezifischen Reformoptionen für die Energie- und Strompreisbestandteile sowie weitere ökonomische Instrumente hinsichtlich ökologischer und sozio-ökonomischer Wirkungen bewertet. Als anspruchsvollen klimapolitischen Instrumentenmix legen wir ein ambitioniertes Klimaschutz-Instrumentenszenario an, das auf dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) aus dem Projekt Politiksznarien XI basiert (Harthan et al. 2023; Repenning et al. 2019).

Lenkungswirkungen von Energiepreisbestandteilen

Ein großer Teil von Analysen zur Lenkungswirkung staatlich bestimmter Energie- und Strompreisbestandteile verwendet **Preiselastizitäten** zur Abschätzung von Auswirkungen auf den Energieverbrauch. Die Preiselastizität gibt an, wie sensibel die Nachfrage nach einem bestimmten Gut auf Preisänderungen desselben Gutes reagiert. Ausgedrückt wird die

Preiselastizität als prozentuale Änderung der Nachfrage relativ zur prozentualen Änderung des Preises. Die Nachfrage gilt als elastisch, wenn ein ein-prozentiger Preisanstieg die Nachfrage um mehr als einen Prozentpunkt senkt. Beträgt der Nachfragerückgang weniger als ein Prozent, wird die Nachfrage als unelastisch angesehen. Elastizitäten sind dimensionslose Größen und können sich gleichermaßen auf stark nachgefragten Energieträger beziehen oder auf Nischenprodukte. Sie sind zudem unabhängig vom Preisniveau der Energieträger.

Im Unterschied zur Preiselastizität, welche die prozentuale Änderung der Nachfrage eines Gutes bei einer prozentualen Änderung seines Preises ausdrückt, wird mit der **Kreuzpreiselastizität** der Nachfrage die Reaktion der Nachfrage eines Gutes in Abhängigkeit von Preisänderungen eines anderen Gutes ausgedrückt. Mit Blick auf die Ziele der deutschen Energiepolitik, die neben der Erhöhung der Energieeffizienz einen Wechsel auf CO₂-freie Energieträger anstrebt, ist die Unterscheidung in Eigenpreiselastizität (Energieeffizienz) und Kreuzpreiselastizität (Wechsel zu erneuerbaren Energien) wichtig.

Wie stark der Einfluss von CO₂-Preisen oder anderen Energiepreisänderungen in Bezug auf die THG-Emissionsminderung ist, hängt jedoch nicht nur von den Elastizitäten und der Preisänderung ab. Es ist auch wichtig, die Elastizitäten auf die Verbrauchsmengen der verschiedenen Energieträger beziehen zu können, denn Verbrauchsänderungen und damit verbundene THG-Einsparungen hängen nicht allein von den Elastizitäten ab, sondern auch vom Verbrauchsniveau und den damit verbundenen Emissionen im Status Quo. Relativ niedrige Elastizitäten sollten zudem nicht als hinreichender Grund herhalten, energiepreisbezogene Klimaschutzinstrumente als wenig wirksam einzuordnen. Das Gegenteil kann der Fall sein. Mit Hilfe von Modellierung ist es möglich die Ausgangsniveaus und die Entwicklung der Energieverbräuche explizit zu berücksichtigen. Sie kann dadurch abbilden wie Energiepreisänderungen zu Verbrauchsänderungen und THG-Emissionsminderungen führen. Die Volatilität des CO₂-Preises zeigt, dass Dafür wurden mit Hilfe deterministischer Modelle verschiedene CO₂-Preispfade untersucht.

Auf Basis einer Literaturanalyse wurden methodische Ansätze, Einflussfaktoren und Spannbreiten von Elastizitäten untersucht. Die Analyse zeigt: die Nachfrage nach Energie über alle Sektoren, Energieträger und Verbrauchergruppen hinweg ist im Allgemeinen in kurzfristiger Perspektive unelastisch (<1). Auf lange Sicht und abhängig von der andauernden Preissteigerung kann die Nachfrage elastischer werden. Die lineare Fortschreibung von Annahmen zu Elastizität impliziert, dass auch bei höheren Preisen dieselben Relationen gelten, was die technischen Gegebenheiten falsch widerspiegeln kann. Ein weiteres grundsätzliches Problem ist, dass es sich bei den ökonometrischen Schätzungen in der Regel um Ex-post-Betrachtungen handelt, d. h. um beobachtete Energiepreisänderungen in der Vergangenheit. Daher ist es schwierig, allein auf Grundlage dieser Studien Aussagen über zukünftige Entwicklungen zu treffen, insbesondere da sie das zukünftige Substitutionspotential verschiedener Technologien nicht abbilden können. Aber: Elastizitäten bleiben eine zentrale Informationsquelle bei der Frage, wie sich Energieverbräuche bei Änderungen staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile verändern. Sie sind aber mit Vorsicht zu interpretieren und entsprechend einzuordnen. Im Ergebnis erscheint eine Verwendung von Einzelwerten aus bestimmten Studien für die Abschätzung der Nachfrageanpassungen bei Energiepreisänderungen für die Modellierung künftiger Energiepreisänderungen eher ungeeignet. Plausibler wäre es, anhand von **Bandbreiten** mögliche Spannen von Verbrauchsänderungen abzuschätzen (Min/Max-Szenarien). Es wurde auch festgestellt: Elastizitäten sind nicht nur für die Modellierung bedeutsam. Sie sollten bereits in der Konzeption von (ökonomischen) Politikinstrumenten berücksichtigt werden, da sich die Eignung von Politikinstrumenten für die gewünschte Zielsetzung so einschätzen lässt.

In diesem Forschungsvorhaben wurden ein gesamtwirtschaftliches Modell mit Detaillierung des Industriesektors sowie ein Gebäudemodell und ein Verkehrsmodell eingesetzt, um ex ante die Auswirkungen geänderter Energie- und CO₂-Preisrelationen (der Energieträgerpreise untereinander) im jeweiligen Sektor zu quantifizieren. Als Ergebnis dieser Modellierungen ergeben sich ebenfalls Änderungen der Nachfrage nach Energieträgern im Sektor bzw. in einzelnen Industriebranchen, wobei es im jeweiligen Modell auch zu Anpassungsreaktionen bei den nachgefragten Mengen, den Preisen anderer Güter, Technologiekosten im weiteren Sinne und strukturellen Veränderungen kommt. Neben der Modellspezifikation hängen diese **induzierten Anpassungsreaktionen** von der Ausgestaltung der Szenarien ab. Die Quantifizierungen mit den Modellen stellen somit eine Bandbreite von Anpassungsreaktionen der sektoralen Energienachfrage auf Energiepreisänderungen dar. Sie sind abhängig vom genutzten Modell und den gerechneten Szenarien. Bei ihrer Interpretation ist zu beachten, dass in Szenarien auch weitere Annahmen einfließen können, die die induzierten Anpassungsreaktionen beeinflussen. Insofern lassen sich die induzierten Anpassungsreaktionen als sektorale Preiselastizitäten der Energienachfrage im weiteren Sinne interpretieren.

Am Beispiel der Industrie wurde festgestellt, dass die induzierten Anpassungsreaktionen je Industriezweig stark vom Modellansatz sowie den Annahmen (zu Energiepreiselastizitäten) abhängen. Induzierte Anpassungsreaktionen für einzelne Energieträger sind sehr industriespezifisch und müssen entsprechend separat betrachtet werden. Die technischen Zusammenhänge in Industriebranchen spielen offenbar eine zentrale Rolle für die Wirkung von geänderten Endenergiepreisen.

Im Gebäudesektor zeigte sich, dass Preisreaktionen v. a. dann auftreten werden, wenn die Preissteigerung antizipiert wird. Des Weiteren haben die Annahmen zu den Austauschraten einen deutlichen Einfluss auf das Ergebnis. Die sehr hohen berechneten induzierten Anpassungsreaktionen in den Szenarien mit verkürzter Austauschrate machen deutlich, dass dort getroffene Annahmen die in der Realität anfallenden Preisreaktionen übertreffen. Allerdings ist die empirische Datengrundlage hier bis dato unzureichend, um detailliertere Annahmen abzuleiten (vgl. Bei der Wieden et al. 2024). Grundsätzlich wurde festgestellt, dass der Instrumentenmix für Anpassungen im Gebäudebereich sehr relevant ist. Dies zeigt sich insbesondere in den sehr niedrigen berechneten Preiselastizitäten für Heizöl, die sich durch das im Referenzszenario enthaltene Ölkessel-Einbauverbot begründen. Da dadurch bereits im Referenzszenario nur noch in sehr begrenztem Maße Ölkessel eingebaut werden, führt die durch die CO₂-Bepreisung induzierte Preiserhöhung nur noch zu geringen zusätzlichen Effekten.

Im Bereich der Verkehrsmodellierung verhält es sich ähnlich wie im Gebäudebereich. Auch im Verkehrsbereich wird die Preisreaktion dann auftreten, wenn die Preissteigerung antizipiert wird. Grundsätzlich hängen die induzierten Anpassungsreaktionen stark von den Rahmenbedingungen bzw. dem betrachteten Instrumentenmix ab. Die errechneten Werte liegen in der Bandbreite ähnlich zur ausgewerteten Literatur, die ebenfalls eine breite Spanne an Elastizitäten aufzeigt.

Monetäre und nicht-monetäre Hemmnisse, die die Lenkungswirkung beeinflussen

Instrumente, die bei den staatlich bestimmten Preisbestandteilen ansetzen, sind wirkmächtige Instrumente, um Energie- und THG-Emissionen zu reduzieren. Bestimmte monetäre und nicht-monetäre Hemmnisse können jedoch dazu führen, dass die Lenkungswirkung eingeschränkt wird. Aus diesem Grund erfolgte die Analyse monetärer und nicht-monetärer Hemmnisse(cluster). Diese Analyse diente auch als Ansatzpunkt zur Identifizierung für Reformoptionen, um die Lenkungswirkung staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile zu steigern.

Monetäre Hemmnisse bei Konsumenten und Konsumentinnen oder Unternehmen können z. B. dazu führen, dass die politische Entscheidung getroffen wird, klimaschädliche Energieträger im Besteuerungssystem besserzustellen. Unterschiedliche Entlastungsregelungen begünstigen bestimmte Verbrauchergruppen und Energieträger, beeinflussen damit die Lenkungswirkung und führen ggf. zu Fehlanreizen zu Lasten des Klimaschutzes.

Neben monetären Hemmnissen erschweren nicht-monetäre Hemmnisse die Umgestaltung des Energiesystems. Bei Entscheidungskalkülen wird oft nicht die ökonomisch vorteilhafteste Option ausgewählt. Selbst im Falle „perfekter“ Preissignale und vollständig internalisierter Klima- und Umweltkosten würden die Entscheidungen von Akteuren aufgrund bestehender nicht-monetärer Hemmnisse also nicht automatisch zu einem kosteneffizienten und klimapolitisch optimalen Energiesystem führen. Dazu gehören u. a. Faktoren wie persönliche Präferenzen, Informationsdefizite und strukturelle Hemmnisse. Fest steht:

- ▶ Haushalte können nur dann auf eine Preisänderung reagieren, wenn ihnen diese bekannt/bewusst ist. Es ist somit zu erwarten, dass die Preiselastizitäten höher sind, wenn eine transparente Kommunikation der Preise/Kosten vorliegt.
- ▶ Kenntnis der zukünftigen Preisentwicklungen: Die Wahrscheinlichkeit, dass Haushalte (und Unternehmen) aufgrund von Preisänderungen Investitionen in energetische Gebäudesanierungen tätigen, steigt an, wenn ein verlässlicher und ansteigender Preispfad vorgegeben ist. Es ist somit zu erwarten, dass die langfristigen Preiselastizitäten höher sind, wenn die Preisentwicklung durch einen langfristig kommunizierten ansteigenden Preispfad gekennzeichnet ist.
- ▶ In Mietenden-Haushalten sind die Möglichkeiten zur Veränderung der energetischen Qualität der Gebäudehülle sowie des Heizungssystems in der Regel sehr eingeschränkt, so dass zu erwarten ist, dass die langfristigen Preiselastizitäten deutlich niedriger sind als in selbstgenutzten Gebäuden.
- ▶ Veränderungen des Heizverhaltens aufgrund von Preisänderungen können unterschiedlich ausfallen je nach Einkommen des Haushalts: Einerseits ist zu erwarten, dass Haushalte mit geringem Einkommen ihren Heizenergieverbrauch bereits niedrig halten und somit weniger Potenzial für weitere Reduktionen besteht¹ (d. h. niedrigere Preiselastizität). Andererseits dürften Haushalte mit höherem Einkommen umfangreichere Möglichkeiten haben, durch Investitionen in die energetische Qualität des Gebäudes oder auch in CO₂-ärmere Heizungstechnologien auf Preissteigerungen zu reagieren (höhere langfristige Preiselastizitäten).
- ▶ Haushalte, die auf ihr Auto angewiesen sind, können nur adäquat reagieren, wenn Alternativen zur Verfügung stehen. Dies kann u. a. der öffentliche Verkehr sein, aber auch die (finanzielle) Möglichkeit, im Zug steigender Kosten für fossile Kraftstoffe auf weniger emissionsintensive Fahrzeuge auszuweichen und damit die Kostenbelastung zu senken.

Hemmnisse mindern die Lenkungswirkung und können zudem verteilungspolitische Implikationen mit sich bringen. Es ist daher zu überlegen, welche flankierenden Maßnahmen und Instrumente zusätzlich sinnvoll sind, um zielpfadkompatible, effiziente und sozial ausgewogene Reformvorschläge zu entwickeln.

¹ Der durchschnittliche Heizenergieverbrauch steigt mit steigendem Einkommen deutlich an, siehe z. B. Abbildung 5 in Repenning et al. 2019

Potenzialanalysen zur Lenkungswirkung

Auf Basis von modellgestützten Quantifizierungen in den Nachfragebereichen Gebäude, Verkehr und Industrie wurde die Lenkungswirkung von CO₂-Preisen sowie die Lenkungswirkung von Endenergiepreisen analysiert. Ein zielkonsistenter CO₂-Preispfad für ETS1 und ETS2 war kein Schwerpunkt der Reformanalysen. Die Wirkung hoher CO₂-Preis-Pfade, die Wirkung mit und ohne Foresight (Energiepreisvoraussicht im Bereich Gebäude), Anpassungen bei der Energie- und Stromsteuer sowie Variationen hoher und niedriger Energiepreise (für alle relevanten Energieträger) wurden untersucht.

Potenzialanalyse im Gebäudesektor

Die Veränderung von Energiepreisen kann im Gebäudesektor zu verschiedenen Reaktionen führen:

1. **Nicht-investive Maßnahmen:** Eine schnelle Anpassung an Preisveränderungen kann durch Änderungen im Heiz- und Lüftungsverhalten erreicht werden. Dies umfasst Maßnahmen wie das Absenken der Raumtemperatur und das Anpassen des Heizverhaltens bei Nichtanwesenheit oder während des Lüftens.
2. **Gering-investive Maßnahmen:** Technische Effizienzverbesserungen, die mit niedrigen Kosten (im niedrigen bis mittleren vierstelligen Bereich pro Wohneinheit) und minimalem Personaleinsatz realisiert werden können. Ein typisches Beispiel dafür ist die Installation intelligenter Thermostate zur besseren Steuerung der Heizung.
3. **Investitionen in Energieeffizienz:** Investitionen in die Energieeffizienz der Gebäudehülle umfassen beispielsweise die Dämmung von Außenwänden, Dachdämmungen oder den Austausch von Fenstern. Die Maßnahmen sind mit hohen Investitionskosten verbunden (Größenordnung pro Wohneinheit: fünf- bis sechsstelliger Bereich).
4. **Fuel switch:** Bei steigenden Energiekosten kann auf ein Heizungssystem gewechselt werden, das einen anderen (nicht fossilen) Energieträger verwendet. Ein Beispiel ist der Umstieg von einer Gasheizung auf eine Wärmepumpe oder einen Pelletkessel.

Potenzialanalyse im Verkehrssektor

Die Transformation des Verkehrssektors kann durch die Adressierung folgender Aspekte erreicht werden:

- ▶ **Antriebswende:** Umstieg auf klimafreundliche alternative Antriebe, allen voran auf Elektroantriebe.
- ▶ **Verkehrsverlagerung:** Umstieg auf umweltfreundlichere und effizientere Fortbewegungsmittel, wie den öffentlichen Verkehr, oder aktive Mobilität, wie beispielsweise das Fahrrad. Im Güterverkehr gilt es, von der Straße auf die Schiene zu verlagern.
- ▶ **Verkehrsvermeidung:** Reduktion der zurückgelegten Wege und Vermeidung nicht-notwendiger Verkehre.
- ▶ **Bereitstellung klimaneutraler Kraftstoffe:** Ergänzend zur Antriebswende gilt es, klimaneutrale Kraftstoffe bereitzustellen um Verkehrsmittel, die schwerer zu elektrifizieren sind, wie bspw. Binnenschiffe aber auch noch im Bestand verbliebende Verbrennerfahrzeuge, klimaneutral betreiben zu können.

Potenzialanalyse im Industriesektor

Im Industriesektor unterscheiden sich einzelne Wirtschaftszweige deutlich bezüglich der Energieintensität, des Energieträgermix und der THG-Emissionen. Unternehmen sind es

gewohnt, auf veränderte Rahmenbedingungen wie sich ändernde Energiepreisrelationen zu reagieren. Allerdings bleibt das Problem der Unsicherheit über zukünftige Einflussgrößen. Die Unternehmen wissen aus der Vergangenheit, dass sich Rahmenbedingungen wie Energiepreise, die Nachfrage nach Produkten und die Verfügbarkeit und Kosten neuer Technologien bezogen auf die Lebensdauer der Anlagen recht schnell ändern können. Insofern treffen die Unternehmen langfristige Investitionsentscheidungen unter großer Unsicherheit. Neben Preisinstrumenten werden für die Industrie auch deshalb weitere klimapolitische Instrumente diskutiert: Dazu zählen Instrumente wie ein Industriestrompreis, Klimaschutzverträge, Fördermaßnahmen für Energieeffizienzmaßnahmen oder der Einsatz von Wasserstoff. Entsprechende Instrumente können die Kosten und vor allem aber die Unsicherheit über die Wirtschaftlichkeit der Investitionen reduzieren und damit Klimaschutz voranbringen.

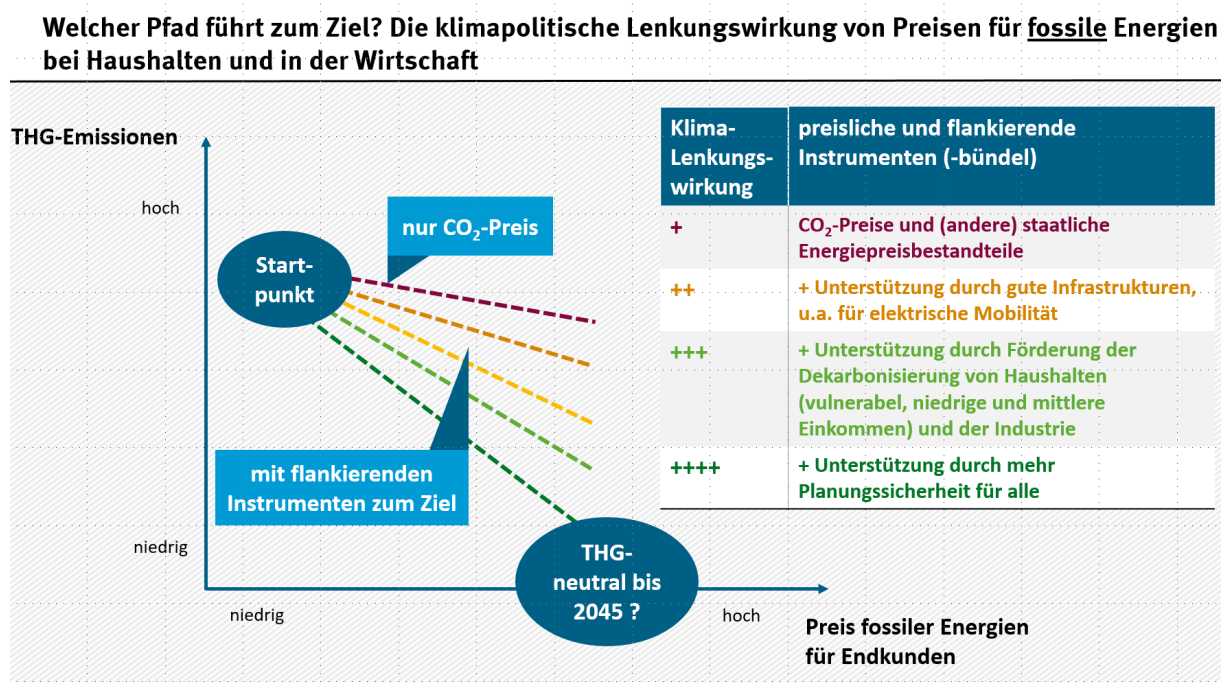
Ein weiterer Aspekt: Große und energieintensive Anlagen unterliegen in der Regel dem EU-EHS. Kleinere Industrieanlagen unterliegen dem nationalen BEHG, in dem der CO₂-Preis mindestens bis zum Jahr 2026 jährlich fest vorgegeben wird. Daneben gibt es die Energie- und Stromsteuer mit verschiedenen Ausnahmeregelungen. Schließlich können große Abnehmer in der Regel gewisse Preisvorteile erzielen und haben beim Strom auch geringere Netzentgelte und Konzessionsabgaben zu tragen. Frühere Vorteile für große Stromverbraucher bei der Besonderen Ausgleichsregelung sind durch die Abschaffung der EEG-Umlage weggefallen.

Reformoptionen zur Stärkung der klimapolitischen Lenkungswirkungen von Energiepreisen

Im Zuge der Arbeiten in den drei Nachfragebereichen wurden Handlungsbedarfe für mögliche Reformvorschläge abgeleitet. Diese möglichen Ansatzpunkte für Instrumentenbündel, bestehend aus Reformansätzen bei den Energiepreisbestandteilen und flankierenden Instrumenten, die verhaltensökonomische und infrastrukturelle Hemmnisse adressieren, wurden in den Sektoranalysen einer Prüfung unterzogen. Einzelne Optionen dürften in der konkreten Ausgestaltung komplex sein (wie z. B. eine stärkere zeitliche Variabilität der Strompreisbestandteile) und könnten auch andere Nachteile (z. B. bezüglich der Stabilität der Einnahmen) aufweisen, die sorgfältig abzuwägen sind. Aufbauend auf den Überlegungen zu Reformoptionen wurden Szenarien und Sensitivitäten abgeleitet, die zur weiteren Betrachtung und vor allem dem Erkenntnisgewinn hinsichtlich der Lenkungswirkung von Preisbestandteilen für den Klimaschutz dienen.

Abbildung 2 illustriert – idealtypisch – wie Reformen von bestehende Energiepreisbestandteile die Lenkungswirkung der Endenergiepreise erhöhen. Am Beispiel von fossilen Energiepreisen wird dargestellt, dass höhere Preise für Endkunden wie Haushalte oder in der Wirtschaft die Treibhausgasemissionen reduzieren. Die Potenzialanalysen von Energiepreisänderungen zeigen, dass Energiepreiselastizitäten die Basis-Wirkung von höheren fossilen Energiepreisen beschreiben können (Lenkungswirkung +). Im gegenwärtigen Startpunkt, dem Status quo, bestehen Ineffizienzen und Fehlanreize zulasten des Klimaschutzes. So werden u.a. die Klima- und Umweltkosten der Energiebereitstellung nicht vollständig berücksichtigt. Die Analysen haben gezeigt, dass die auf Energie erhobenen Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen² keinem systematischen Konzept folgen und bisher nicht hinreichend auf die Herausforderungen des Klimaschutzes und der Energiewende ausgerichtet sind. Im Gegenteil werden häufig ausgerechnet klimaschädliche Energieträger bessergestellt, z.B. ist Diesel im Verkehrsbereich geringer besteuert als Benzin.

² Die Unterschiede liegen hauptsächlich in der Zweckbindung und der Art der Erhebung, zudem werden unterschiedliche Regelungsbereiche damit abgedeckt.

Abbildung 2: Die Lenkungswirkung von Energiepreisen und flankierenden Instrumenten

Quelle: Eigene Darstellung, Umweltbundesamt

Neben preislichen Fehlanreizen, weisen die Potenzialanalysen (ebenso wie viele andere Studien) auf nicht-preisliche Hemmnisse hin. Hier ermöglichen flankierende Instrumente und darauf gerichtete Reformen mehr Klimaschutz und verstärken zugleich die klimapolitische Wirkung von Endenergiepreisen. Im besten Fall ist eine Lenkungswirkung +++++ möglich (siehe Abbildung 2), bei der eine bestimmte Preiserhöhung von fossilen Energieträgern eine sehr viel größere Minderung von THG-Emissionen ermöglicht, als dies im Status quo der Fall ist. Gelingen kann dies mit (+) guten Infrastrukturen, (++) einer Ermöglichung der Dekarbonisierung durch die Förderung bestimmter Gruppen oder industrieller Anwendungsbereiche und (+++) Rahmenbedingungen, die mehr Planungssicherheit und stabilere Erwartungen zur Entwicklung der Endenergiepreise schaffen. All dies verstärkt die Lenkungswirkung von fossilen Energiepreisen. Diese Argumentation gilt in ähnlicher und umgekehrter Logik für (zukünftig) klimaneutrale Energieträger wie Strom oder Wasserstoff. Günstige Preise können Klimaschutz voranbringen, wobei auch hier die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiebereitstellung, inkl. der Umweltkosten, stets vollständig eingepreist sein sollten.

Eine Neuausrichtung der Lenkungswirkung der Endenergiepreise ist deshalb notwendig, damit die Energiewende in eine klimaneutrale Zukunft erfolgreich umgesetzt wird. Dafür wurden verschiedene Reformoptionen in drei Handlungsfeldern geprüft:

Mögliche Reformoptionen im Gebäudesektor

Damit Energiepreise von Endverbrauchern zum Klimaschutz beitragen, kommt es wesentlich auf die CO₂-Preispfade im Emissionshandel an (d.h. im BEHG und später im EU-ETS2). Im Gebäudesektor gibt es weitere Reformoptionen bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen, die unterstützend wirken. Sie bauen bestehende energiepreisbezogene Hemmnisse ab und erhöhen die klimapolitische Lenkungswirkung. Zugleich können sie die Einnahmen des Staates und des Energiesystems verbessern und die finanziellen Spielräume für die zusätzlich erforderlichen Reformimpulse erhöhen. Der flankierende klimapolitische Instrumentenmix kann die Lenkungswirkung von Energiepreisen ergänzen und stärken. Dazu

gehört auch, dass Haushalte mit niedrigen Einkommen unterstützt werden ihre CO₂-Emissionen effektiv mindern zu können. Konkret wurden im Rahmen des Projektes folgende Reformoptionen identifiziert:

- ▶ § 14 EnWG ermöglicht bereits die Absenkung der Netzentgelte für steuerbaren Wärmepumpenstrom. Davon machen zahlreiche Versorger bereits Gebrauch, indem sie einen günstigeren Wärmestromtarif anbieten. Die Attraktivität und der systemdienliche Einsatz von Wärmepumpen wird über eine höhere Netzentgeltreduzierung weiter gestärkt.
- ▶ Denkbar ist auch die gezielte Absenkung weiterer Strompreisbestandteile wie die energiewendebezogenen Umlagen oder die Absenkung der Mehrwertsteuer auf (regelbaren) Wärmepumpenstrom.
- ▶ Auch die Anhebung der Energiesteuer auf Erdgas und Heizöl wie Energiesteuer wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen und Maßnahmen zur energetischen Sanierung aus und ermöglicht staatliche Mehreinnahmen, die u.a. für Haushalte mit niedrigem Einkommen genutzt werden können.

Erkenntnisse der Analysen im Gebäudesektor

Die Veränderung von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen hat das Potenzial, die Transformation des Gebäudesektors zu unterstützen.

Am Beispiel der Wärmepumpe zeigen Keimeyer et al. (im Erscheinen), dass ein stark ansteigender Preispfad für die CO₂-Bepreisung dazu führt, dass die Wärmepumpe sich lohnt, auch bereits ohne weitere Instrumente, die zur Senkung des (Wärmepumpen-)Strompreises beitragen. Für vergünstigte Wärmepumpentarife bieten nicht alle, aber doch einige staatlich bestimmte Strompreisbestandteile Ansatzpunkte. In der Studie (ebd.) wird empfohlen diese Spielräume bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen zu nutzen. Dazu gehören die Netzentgelte, die Konzessionsabgaben und § 19-StromNEV-Umlage. Vor allem eine Absenkung der Mehrwertsteuer auf 7 % wird als Option gesehen. Des Weiteren kommen Keimeyer et al. (im Erscheinen) zu dem Schluss, dass „zur Absicherung der Vorteilhaftigkeit von Wärmepumpen die Politik auch die Entwicklung der relativen Endverbraucherpreise von Energie nicht aus den Augen verlieren sollte. So könnten fossile Energieträger als Ergänzung zur CO₂-Bepreisung gezielt weiter verteuert werden. Zum Beispiel kann die Energiesteuer auf Erdgas und Öl als Heizstoff erhöht werden. Das Prinzip der Besteuerung nach Umweltschädlichkeit ist im Kommissionsvorschlag zur Reform der Energiesteuerrichtlinie angelegt. Daneben gilt es auch, weitere Preisbestandteile wie Netzentgelte bei Erdgas und LNG-Infrastrukturkosten in den Blick zu nehmen.“ (Keimeyer et al. im Erscheinen)

Die CO₂-Bepreisung allein führt im Gebäudesektor nicht zu den für die Erreichung der Klimaziele notwendigen Minderungen an Treibhausgasemissionen. Für die Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist es ein umfassender Instrumentenmix zu etablieren. Denn: Der Gebäudesektor ist komplex, u.a. durch eine Vielzahl von Gebäudetypen, Nutzungsmustern, Eigentumsverhältnissen und technologischen Möglichkeiten. Ein einzelnes politisches Instrument kann kaum alle Aspekte abdecken, die für eine nachhaltige Transformation dieses Sektors erforderlich sind. Ein Instrumentenmix ermöglicht es, auf die spezifischen Bedürfnisse und Herausforderungen innerhalb des Sektors zugeschnittene Lösungen anzubieten.

Bei der Gestaltung des Instrumentenmixes sind die Interaktionen verschiedener Instrumente relevant: Einzelne politische Maßnahmen können unbeabsichtigte Nebenwirkungen haben oder in ihrer Wirksamkeit begrenzt sein, wenn sie isoliert eingesetzt werden. Durch die Kombination verschiedener Instrumente, wie regulative Maßnahmen, finanzielle Anreize und Informations-

kampagnen, können Synergien geschaffen und die Effektivität der Gesamtpolitik gesteigert werden. Für die CO₂-Bepreisung ist u. a. die Wechselwirkung mit dem Gebäudeenergiegesetz relevant: Bezüglich der Anforderungen an die Energieeffizienz sowie die Nutzung von erneuerbaren Energien führt die CO₂-Bepreisung bzw. weitere Reformen des Energiepreisgefüges zu einer verstärkenden Wechselwirkung: Bei der Festlegung des Ambitionsniveaus der Mindestanforderungen basiert die Regulierung auf dem Grundsatz der Wirtschaftlichkeit (siehe § 5 GEG), was bedeutet, dass die Anforderungen aus der Perspektive des Gebäudeeigentümers wirtschaftlich vertretbar sein müssen. Anforderungen und Pflichten gelten laut § 5 GEG als wirtschaftlich vertretbar, wenn generell die erforderlichen Aufwendungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch die eintretenden Einsparungen erwirtschaftet werden können.

Mögliche Reformoptionen im Verkehrssektor

Damit Energiepreise von Endverbrauchern zum Klimaschutz beitragen, kommt es wesentlich auf die CO₂-Preispfade im Emissionshandel an (d.h. im BEHG und später im EU-ETS2). Im Verkehrssektor gibt es weitere Reformoptionen bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen, die unterstützend wirken. Sie können bestehende energiepreisbezogene Hemmnisse abbauen und die klimapolitische Lenkungswirkung erhöhen. Zugleich können sie die Einnahmen des Staates und des Energiesystems verbessern und die finanziellen Spielräume für die zusätzlich erforderlichen Reformimpulse erhöhen. Der flankierende klimapolitische Instrumentenmix kann die Lenkungswirkung von Energiepreisen ergänzen und stärken. Konkret wurden im Rahmen des Projektes folgende Reformoptionen identifiziert:

- ▶ Veränderte Preisbestandteile führen zu einer Verschiebung der ökonomischen Anreize der spezifischen Verkehrsmittelnutzung. Eine Erhöhung der Energiesteuer für Diesel- und Benzinkraftstoff erhöht den Anreiz zum Umstieg auf klimafreundlichere Verkehrsmittel wie beispielsweise die Bahn.
- ▶ Veränderte Preisbestandteile führen zu einer Verschiebung der ökonomischen Anreize der spezifischen Antriebswahl bei der Beschaffung neuer Fahrzeuge. Bei der Fahrzeuganschaffung berücksichtigen Käuferinnen und Käufer, zumindest in Teilen, die in Zukunft anfallenden Energiekosten. Die Angleichung der Energiesteuer für fossile Kraftstoffe auf das Niveau von Benzin oder auch eine Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß erhöht den Anreiz zum Kauf emissionsarmer Fahrzeuge.
- ▶ Veränderte Preisbestandteile führen zu einer Veränderung der Verkehrsnachfrage. So können steigende Preise neben der veränderten Verkehrsmittelwahl auch zu Verkehrsvermeidung oder effizienterer Routenwahl aufgrund von Budgetrestriktionen führen. Hinzu kommen staatlichen Mehreinnahmen, die u.a. zur Unterstützung von Haushalten mit niedrigen Einkommen eingesetzt werden können.
- ▶ Die preislichen Lenkungswirkungen hat insbesondere bei den Pkw einen schwachen Effekt auf die Elektrifizierung, da die Energiekosten in der Nutzungsphase nur geringfügig in der Kaufentscheidung berücksichtigt werden. Es wird vorgeschlagen ein Malus im Rahmen der Kfz-Steuer einzuführen, wobei die Kfz-Steuer für Pkw so geändert wird, dass im ersten Jahr nach der Neuzulassung eine höhere Kfz-Steuer in Abhängigkeit der CO₂-Emissionen pro km eines Fahrzeuges anfällt.

Erkenntnisse der Analysen im Verkehrssektor

Im Personenverkehr spielen die CO₂-Preise eine eher untergeordnete Rolle. Hier sind, bei der aktuellen instrumentellen Ausgestaltung, Flottenzielwerte der Pkw relevanter für die Flottenzusammensetzung. Solange diese bindend sind und Hersteller diese nicht übererfüllen, werden

finanzielle Anreize für die Bereitstellung emissionsarmer Fahrzeuge von Seiten der Hersteller entfaltet. Da die Flottenzielwerte und deren sukzessive Verschärfung auf EU-Ebene beschlossen sind und Anwendung finden, ist es sinnvoll, alle weiteren Wirkungen von energiepreisbezogenen Steuerungsinstrumenten unter Einbeziehung der Flottenzielwerte zu untersuchen und zu bewerten. Im Bereich des Güterverkehrs bewirkt die Einführung eines hohen CO₂-Preises in Kombination mit einer Anpassung der Energiesteuer auf Diesel und andere Kraftstoffe eine schnellere Elektrifizierung, da die Betriebskosten für konventionelle Antriebe und die finanziellen Anreize für Nullemissionsfahrzeuge steigen. Die Dominanz des Dieselantriebs im Straßengüterverkehr führt dazu, dass insbesondere der Güterverkehr von einer solchen Reform betroffen wäre. Sowohl durch den hohen CO₂-Preis als auch durch die Anpassung der Energiebesteuerung findet darüber hinaus eine starke Verlagerung auf andere Verkehrsträger statt, insbesondere die Schiene. Aber auch hier zeigen die Ergebnisse deutlich: ein ambitionierter Instrumentenmix ist nötig, der CO₂-Preis allein reicht nicht aus.

Die Modellierungsergebnisse zur Lenkungswirkung im Verkehrssektor zeigen: Die Anpassung der Stromsteuer wirkt sich nur geringfügig auf den Bestand, die Verlagerung und somit auch die Emissionen aus. Aber sie kann dafür ohne großen Vorlauf realisiert werden. Zudem sollte die im Modell nicht abbildbare, psychologische Wirkung einer Steuersenkung nicht ignoriert werden, die ggf. kurzfristig zur Akzeptanz beiträgt. Andererseits ist zu bedenken, dass bei zunehmender Elektrifizierung die Energiesteuereinnahmen bereits stark sinken. Wird die Stromsteuer gesenkt, fehlen weitere Einnahmen (Blanck et al. 2021). Durch die Energiesteueranpassung werden Emissionsminderungen von 6,8 Mio. t CO_{2Äq.} (kumuliert bis 2030 rund 34 Mio. t CO_{2Äq.}) im Jahr 2030 gegenüber der Referenz erreicht, während durch den hohen CO₂-Preis 5,2 Mio. t CO_{2Äq.} (kumuliert bis 2030 rund 25 Mio. t CO_{2Äq.}) Minderungen erzielt werden.

Mögliche Reformoptionen im Industriesektor

- ▶ Damit Energiepreise in der Industrie zum Klimaschutz beitragen, kommt es wesentlich auf die CO₂-Preispfade im Emissionshandel an (d.h. im EU-ETS1, BEHG und später im EU-ETS2). Im Verkehrssektor gibt es weitere Reformoptionen bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen, die unterstützend wirken. Sie können bestehende energiepreisbezogene Hemmnisse abbauen und die klimapolitische Lenkungswirkung erhöhen. Zugleich können sie die Einnahmen des Staates und des Energiesystems verbessern und die finanziellen Spielräume für die zusätzlich erforderlichen Reformimpulse erhöhen. Der flankierende klimapolitische Instrumentenmix kann die Lenkungswirkung von Energiepreisen ergänzen und stärken. Konkret wurden im Rahmen des Projektes folgende Reformoptionen identifiziert: Mit den geltenden Regelungen sind energieintensive Prozesse und Verfahren steuerbefreit, unabhängig davon, ob der Prozess mit fossilen Energieträgern oder mit Strom erfolgt. Der Reformvorschlag schafft dieses Missverhältnis ab: Die bisher nach § 51 EnergieStG gewährten vollständigen Entlastungen bei Verwendung fossiler Energieerzeugnisse in den energieintensiven Prozessen und Verfahren werden abgeschafft. Anstelle einer 100%igen Entlastung muss für die Verwendung fossiler Energieerzeugnisse künftig der Regeltarif gemäß § 2 EnergieStG gezahlt werden. Gleichzeitig wird die in § 37 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG geregelte steuerfreie Verwendung von Kohle als Heizstoff für Prozesse und Verfahren abgeschafft.
- ▶ Die Entlastungen für Prozesse und Verfahren nach § 9 a StromStG bleiben bei der Stromsteuer erhalten, werden aber nur noch anteilig gewährt (mit Ausnahme der Elektrolyse für die Wasserstoffherstellung). Die Höhe der anteiligen Entlastung orientiert sich dabei an der Praxis bestehender Entlastungsprogramme und beträgt 80 % der Stromsteuer.

- ▶ Um die anteiligen Entlastungen bei der Stromsteuer in Anspruch nehmen zu können, müssen Unternehmen Gegenleistungen erbringen. Damit wird sichergestellt, dass die aufgrund des fehlenden Preisimpulses abgeschwächte Lenkungswirkung beim Strompreis kompensiert und die mit der Steuer eigentlich intendierte Wirkung dennoch erreicht werden kann.
- ▶ Durch die Reform entstehen zusätzliche Steuereinnahmen. Die Mehreinnahmen sollten gezielt für Förderprogramme für die Dekarbonisierung verwendet werden.

Erkenntnisse der Analysen im Industriesektor

Die große Heterogenität im Industriesektor muss bei der Instrumentendiskussion und der Frage von Preiswirkungen beachtet werden: Es bestehen je nach Industriezweigen und selbst innerhalb von Industriezweigen sehr unterschiedliche Energieverbräuche und -mische, Handlungsoptionen durch Energieträgerwechsel und Effizienzmaßnahmen, Ausnahmetatbestände auf nationaler und EU-Ebene, Carbon-Leakage-Problematik sowie Lebenszyklen von Industrieanlagen.

Die Reform der Entlastungsregelungen bei den Prozessen und Verfahren wäre ein Baustein für eine an den Klimazielen ausgerichtete Industrie- und Subventionspolitik. Sie wird allein jedoch nicht ausreichen. Daher sollten die Anpassung bei der Energie- und Stromsteuer idealerweise eingebettet sein in Reformen bei weiteren Energiepreisbestandteilen, insbesondere beim Strom und eine auf Transformation ausgerichtete Förderpolitik. Im Ergebnis könnte der Reformansatz zu einer THG-Emissionsminderung von 1,5 bis 3,1 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber einem Szenario ohne Reform führen. Eine detaillierte Abschätzung bzw. Modellierung der erzielbaren Minderung wurde für den Reformansatz nicht vorgenommen.

Der CO₂-Preis ist ein wichtiger Hebel, allerdings für die Industrie allein vermutlich nicht ausreichend, um auf dem Weg zur Klimaneutralität das bisherige Sektorziel für 2030 zu erreichen, selbst wenn das notwendige hohe Preisniveau (konstant) realisierbar wäre. Gerade bei neuen Technologien wie der Wasserstoffnutzung werden private Investitionen unterbleiben, wenn die öffentliche Hand sie nicht absichert und gleichzeitig in den Aufbau der notwendigen Infrastruktur investiert, weil sie sich allein einzelwirtschaftlich aktuell noch nicht lohnen. Hohe Investitionen in die Transformation der Industrie wirken kurzfristig gesamtwirtschaftlich positiv, ein weiteres Argument für entsprechende frühzeitige politische Maßnahmen. Die Investitionen in CO₂-freie Technologien sind letztlich Voraussetzung dafür, dass ausreichend hohe CO₂-Preise ihre Lenkungswirkung entfalten können.

Bei den in aktuellen Projektionen erwarteten CO₂-Preisen werden die Klimaschutzziele in der Industrie selbst bei Annahme hoher Preiselastizitäten ohne weitere Instrumente deutlich verfehlt. Bei einer Verdopplung der CO₂-Preise auf 286 € pro t CO₂ (in Preisen von 2015: 203 €/t) im Jahr 2030 wird bei Annahme der ökonomisch geschätzten Preiselastizitäten, das bisherige Sektorziel der Industrie ebenfalls nicht ganz erreicht, bei Annahme höherer Preiselastizitäten aber sogar übererfüllt. Andere Preisstellschrauben wie eine moderate Senkung der Strompreise oder eine deutliche Steigerung der Gaspreise der Industrie sowie veränderte Kreuzpreiselastizitäten, die die Möglichkeiten in Industriesektoren zur friktionsarmen Energieträgersubstitution beschreiben, können in der reinen Preisbetrachtung nur einen begrenzten Beitrag zur CO₂-Minderung leisten.

Aber: Die Investitionen in CO₂-freie Technologien sind letztlich Voraussetzung dafür, dass ausreichend hohe CO₂-Preise ihre Lenkungswirkung entfalten können. Veränderungen bei Strom- und Gaspreisen etwa, die man auch mit energie- und klimapolitischen Instrumenten jenseits der CO₂-Bepreisung diskutieren könnte, sind ein wichtiger Baustein der Transformation, haben allein aber nicht das Potenzial dazu. Die Modellierung zeigt, dass Rückgänge des

(durchschnittlichen) Energiepreises in der Industrie allein zu unerwünschten Effekten führen können, wie die höheren THG-Emissionen bei niedrigeren Strompreisen zeigen. Einseitige Rückgänge der Strompreise, die eigentlich zu einem Rückgang des Einsatzes fossiler Energieträger führen sollten, erhöhen die gesamte Energienachfrage und wegen begrenzter Substitution von diesen Energieträgern durch Strom dann auch die Emissionen. Damit ist der Ausbau der Elektrifizierung der Industrie begrenzt. Es bedarf weiterer Instrumente, die den o. g. Herausforderungen des Industriesektors begegnen. Hierzu gehören auch Anpassungen von Besteuerungsregelungen und Steuervergünstigungen.

Ein Instrumentenmix, der im Kern auf CO₂-Preisen basiert, aber auch Förderung und staatliche Flankierung umfasst, ist notwendig, damit die deutsche Industrie ihre Transformation umsetzen und dabei ihre grundsätzliche Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit beibehalten kann. Diese flankierenden Instrumente werden auch die Lenkungswirkung von CO₂-Preisen erhöhen. Anwendungen, für die Dekarbonisierung nur durch Elektrifizierung oder durch Umstellung auf Wasserstoff möglich ist, müssen für die Unternehmen wirtschaftlich werden. Dazu gehören auch Instrumente wie ein Industriestrompreis, Klimaschutzverträge, Zugang zu günstigen langfristigen Stromlieferverträgen oder Fördermaßnahmen etwa für die grüne Stahlerzeugung. Auch der Hemmnisabbau bei der Reform der Netzentgelte (besonders bzgl. flexiblen Abnahmeprofilen) ist sinnvoll.

Der Industriesektor braucht genügend Anreize, um die nötigen Investitionen in CO₂-freie Technologien zu forcieren. Daher brauchen Unternehmen gerade in der Anfangsphase Unterstützung, zu einem Zeitpunkt, an dem emissionsarme Technologien noch nicht marktreif sind. Dies kann dazu beitragen, dass Pfadabhängigkeiten überwunden werden und die Substitutionsmöglichkeiten hin zu den neuen Technologien steigen.

Schließlich muss bei der Transformation des Industriesektors auch beachtet werden, dass für einen Teil der Industrieprozesse aktuell noch keine klimaneutrale Alternative verfügbar ist, wie beispielsweise in der Zementproduktion, bei der prozessbedingte THG-Emissionen anfallen. Wenn eine Vermeidung der Emissionen durch den Wechsel zu THG-freien Energieträgern nicht technisch möglich ist, sind auch die genannten (Preis-)Instrumente wirkungslos. Hier müssen andere Lösungen geschaffen und gefördert werden (z. B. CCU/CCS). Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass parallel zur Dekarbonisierung weitere Transformationsprozesse ablaufen, z. B. durch geändertes Nachfrageverhalten aus den nachgelagerten Wirtschaftsbereichen, aus denen sich andere Anforderungen an die zukünftige Industrieproduktion ergeben können als heute.

Verteilungswirkungen auf Ebene privater Haushalte

Klimaschutz und Klimaschutzpolitikinstrumente sollten möglichst sozial ausgewogen sein. Die Analyse zeigt: ein CO₂-Preis verstärkt die Ungleichheit zwischen einkommensstarken und einkommensschwachen Haushalten. Daher muss er von Maßnahmen begleitet werden, die einerseits die Belastung für Haushalte mit niedrigen Einkommen mindern und andererseits dazu beitragen, dass auch sie ihre CO₂-Emissionen effektiv mindern können.

Das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz (CO₂KostAufTG) ist eine Maßnahme, die mietende Haushalte von den Kosten der CO₂-Bepreisung im Mittel entlastet und in Abhängigkeit von der Gebäudeeffizienz einen Teil des Preissignals zu den Eigentümerinnen und Eigentümern lenkt, die Entscheidungen über Gebäudeinvestitionen treffen können. Da diese Mietende Haushalte v. a. in unteren Einkommensgruppen zu finden sind und diese oftmals in ineffizienten Gebäuden leben, erhöht das Gesetz die Verteilungsgerechtigkeit gerechte Verteilung der Lasten in der Gesellschaft. Allerdings müssen weitere Maßnahmen ergriffen, die z. B. aus den Einnahmen der CO₂-Bepreisung finanziert werden können.

Werden die Einnahmen aus CO₂-Bepreisung – wie bei Abschaffung der EEG-Umlage geschehen – für die Reduktion der Stromkosten verwendet, wirkt dies ähnlich als würde, wie vielfach gefordert, ein pauschales Pro-Kopf-Klimageld ausgezahlt. Es wird oft davon ausgegangen, dass ein pauschales Pro-Kopf-Klimageld die CO₂-Bepreisung progressiv macht, also Haushalte aus dem kombinierten Effekt von CO₂-Preis und pro-Kopf-Klimageld weniger stark belastet werden als solche mit hohem Einkommen. Allerdings ist dies nicht der Fall, wenn Haushalte mit hohem Einkommen in der Lage sind, schneller ihre Emissionen zu mindern oder bereits gemindert haben. Wir zeigen, dass die Wirkung eines pauschalen Pro-Kopf-Klimagelds in diesem Fall schnell regressiv wird und Haushalte mit höherem Einkommen profitieren.

Um zu vermeiden, dass Haushalte mit geringen Einkommen in einen Lock-in hoher CO₂-Emissionen und hohen CO₂-Kosten kommen, ist es wichtig, gezielte Förderprogramme aufzusetzen, die ihnen helfen, ihren fossilen Brennstoffverbrauch zu verringern. Beispiele sind das soziale Leasing von E-Autos, verbesserte Verfügbarkeit des Öffentlichen Nahverkehrs, Sozialtickets, Car-Sharing Angebote sowie sozial gestaffelte Förderprogramme für die Gebäudesanierung insbesondere im Mietwohnbereich, da besonders betroffene Haushalte zum Großteil zur Miete wohnen.

Ein soziale direkte Einkommensunterstützung, z.B. in Form eines sozial gestaffelten Klimageldes, kann eine wichtige Entlastung in der Übergangsphase bieten, solange Haushalte noch nicht auf nachhaltige Wärme oder Mobilität umstellen konnten und somit durch hohe CO₂-Kosten belastet sind. Dies betrifft insbesondere Haushalte mit geringem oder mittlerem Einkommen und Haushalte, vor allem wenn sie zur Miete wohnen und selbst keinen Handlungsspielraum haben und von den Entscheidungen ihrer Vermietenden abhängig sind.

Hervorzuheben ist, dass die EU-EHS2-Einnahmen gemäß der EU-EHS-Richtlinie für klima- oder sozialrelevante Zwecke verwendet werden. Dazu gehören Investitions- und Unterstützungsmaßnahmen zur Dekarbonisierung und Maßnahmen, die gezielt soziale Aspekte der CO₂-Bepreisung angehen. Ein Teil der Mittel wird für den Klima-Sozialfonds verwendet, der den Fokus auf besonders betroffene Haushalte legt und sie bei der Transformation unterstützt. Ein pro-Kopf-Klimageld erfüllt die Bedingungen zur Verwendung der EU-EHS2-Einnahmen nicht, es sei denn es keine eine positive Umweltwirkung nachgewiesen werden, was bei einer pauschalen Auszahlung kaum möglich scheint.

Insgesamt zeigen die Analysen, dass die Finanzierung von (gezielten) Klimaschutz- und sozialen Ausgleichsmaßnahmen relevante Mittel erfordern wird. Mittel aus der CO₂-Bepreisung allein werden möglicherweise nicht ausreichen, um der großen Aufgabe gerecht zu werden. Deshalb sollten zusätzliche Finanzierungsmöglichkeiten herangezogen werden.

Summary

This study examines the climate policy steering effects of energy and electricity prices and the price components determined by the state. The focus is on the energy-demanding sectors of buildings, transport and industry. Reforms to the state-determined energy price components, i. e. taxes, levies, charges and surcharges in connection with broader and more intensive CO₂ pricing, are crucial for rapid progress in the energy transition and on the path to climate neutrality.

Table 1: Overview of the quantitative analyses and the reform options examined

	Demand area	Building sector	Transport sector	Industry
Potential analysis: Modelbased quantification				
	steering effect of CO₂ prices	Impact of high CO ₂ price path, impact with and without perfect foresight see chapter 5.1 and Bei der Wieden et al. (forthcoming) and Keimeyer et al. (forthcoming)	Impact of high CO ₂ price path see chapter 6.1 and Kreye et al. (forthcoming)	Impact of high CO ₂ price path see chapter 7.1 and Lutz and Becker et al. (forthcoming) sowie Zerzawy et al. (forthcoming)
	Steering effect of energy prices	Effect with and without Perfect Foresight, shorter utilization times, variation in electricity and natural gas prices see chapter 5.1 and Bei der Wieden et al. (forthcoming) and Keimeyer et al. (forthcoming)	Adjustment of energy and electricity tax, variation in petrol and diesel prices See chapter 6.1 and Kreye et al. (forthcoming)	variations in natural gas price and electricity price see chapter 7.1 and Lutz and Becker et al. (forthcoming) sowie Zerzawy et al. (forthcoming)
Reform options: to increase the steering effect of energy prices				
	CO ₂ price path consistent with targets for ETS1 and ETS2 – not the focus of the reform analyses			
	Electricity prices	Reduced VAT for heat pumps See chapter 5.2 and Bei der Wieden et al. (forthcoming) and Keimeyer et al. (forthcoming)	Reduction of the electricity tax to the minimum rate from the ETD See chapter 6.2 and Kreye et al. (forthcoming)	Changeover to pro-rata relief for electricity tax See chapter 7.4 and Lutz and Becker et al. (forthcoming) sowie Zerzawy et al. (forthcoming)
	fossil energy prices	Increase in energy tax on natural gas and heating oil See chapter 5.3 and Bei der Wieden et al. (forthcoming) and	Increase in energy tax for fossil fuels, diesel tax, Reduction of electricity tax to minimum rate See chapter 6.2 and Kreye et al. (forthcoming)	Abolition of full energy tax relief See chapter 7.4 and Lutz and Becker et al. (forthcoming) sowie Zerzawy et al. (forthcoming)

Demand area	Building sector	Transport sector	Industry
	Keimeyer et al. (forthcoming)		
Supporting instruments: planning security & infrastructures	Communication strategy "Perfect Foresight" for final energy prices Building heat See chapter 5.2 and Bei der Wieden et al. (forthcoming) and Keimeyer et al. (forthcoming)	Surcharge for low-emission cars Development of charging infrastructure See chapter 6.2 and Kreye et al. (forthcoming)	Consideration for the partial exemption from the electricity tax See chapter 7.4 and Zerzawy et al. (forthcoming)
Supporting instruments: Funding instruments	Funding for low-investment measures See chapter 5.2 and Bei der Wieden et al. (forthcoming) and Keimeyer et al. (forthcoming)	Expansion of alternative mobility options See chapter 6.3 and Kreye et al. (forthcoming)	Start-up funding Market ramp-up Use of additional tax revenues for funding programs /investment offensive See chapter 7.3 und 7.4 and Lutz and Becker et al. (forthcoming) and Zerzawy et al. (forthcoming)

Quelle: Own presentation

Initial situation: The role of state-determined energy price components

There is a broad consensus in the current political debate that Germany's ambitious climate and energy transition targets can only be achieved with a mix of energy and climate policy instruments. This means that the target of reducing emissions by 65 % by 2030 requires a doubling of the previous rate of reduction (Matthes et al. 2021). In addition, the Renewable Energy Sources Act (EEG), the Building Energy Act (GEG) and the Energy Efficiency Act (EnEg), the Climate Action Program 2030 and the European Green Deal define guidelines, targets, policy measures and instruments.

A key step towards achieving the climate protection targets in Germany is the conversion of electricity generation on the supply side of the energy system: away from fossil fuels and towards renewable energy sources. Considerable progress has already been made and it is largely undisputed that a climate-neutral energy system of the future will be largely electrified. As the course has now been set on the supply side, the demand side of the energy system is increasingly coming into focus:

- ▶ In all demand sectors, electricity-based technologies represent alternatives to the fossil fuels that are currently most commonly used. In the transport sector, the switch to battery-powered electric vehicles has a high climate protection potential in addition to modal shift and avoidance. In the building sector, heat pumps are an alternative climate-friendly heating technology. In industry, fossil fuels for process heat can be replaced by electricity-based applications.
- ▶ Final energy prices play a central role in decisions on the choice of technology and energy source. Market wholesale prices as well as CO2 prices and other state-determined price components together determine the final energy price for end consumers. The (economic)

decision-making calculations of companies and individuals are rarely static. Rather, it depends on the expected development: This applies to the individual final energy prices and even more so to the (expected) ratio of different final energy prices, for example the price of electricity compared to the price of gas.

Pricing-based climate protection instruments set economic incentives and have the fundamental advantage over other policy instruments that market-based control ensures cost efficiency in climate protection in the short term. This is because if the tax is higher than the cost of reducing energy use or emissions, it is worthwhile, for example, to implement a conservation measure. In the long term, pricing instruments create incentives for innovation, i. e. the development and market penetration of new technologies for climate protection becomes more worthwhile for companies and the costs of emission-free technologies can fall. As this could also affect companies for which savings measures are very expensive, their (international) competitiveness could be weakened. Another group, that of private households, may also find it difficult to finance savings measures due to the burden, as income and savings are not in proportion.

Economic instruments, such as CO₂ pricing, energy or electricity tax and other state-determined price components, work in different ways. The example of the CO₂ price shows that interactions between climate and energy policy instruments must not be ignored. A CO₂ price can serve as a "door opener" for the use of certain funding instruments and thus increase the effectiveness of funding programs. For example, subsidies for energy-efficient building refurbishment become significantly more attractive for homeowners when heating costs rise due to a CO₂ price (UBA 2020). Although the CO₂ price plays an important role in reducing greenhouse gas emissions in the context of building refurbishment, the steering effect is difficult to quantify here and is attributed in particular to the subsidy programs in this example.

In addition, a CO₂ price can also have an innovative effect and drive technological change. However, the literature is divided on this point: Lilliestam et al. (2020) come to the conclusion that there is no empirical evidence of technological change towards decarbonization as a result of CO₂ pricing. Calel and Dechezleprêtre (2016), on the other hand, state that the EU ETS has increased patent applications for low-carbon technologies among participating companies in Europe by 10 %.

Methodical approach

This synthesis report brings together the results of the research project "The contribution of economic instruments to achieving climate protection targets: The role of state-determined energy price components in the instrument mix" (FKZ 3720 43 101 0). Political recommendations for action are derived with regard to the climate policy steering effect of state-determined energy and electricity price components.

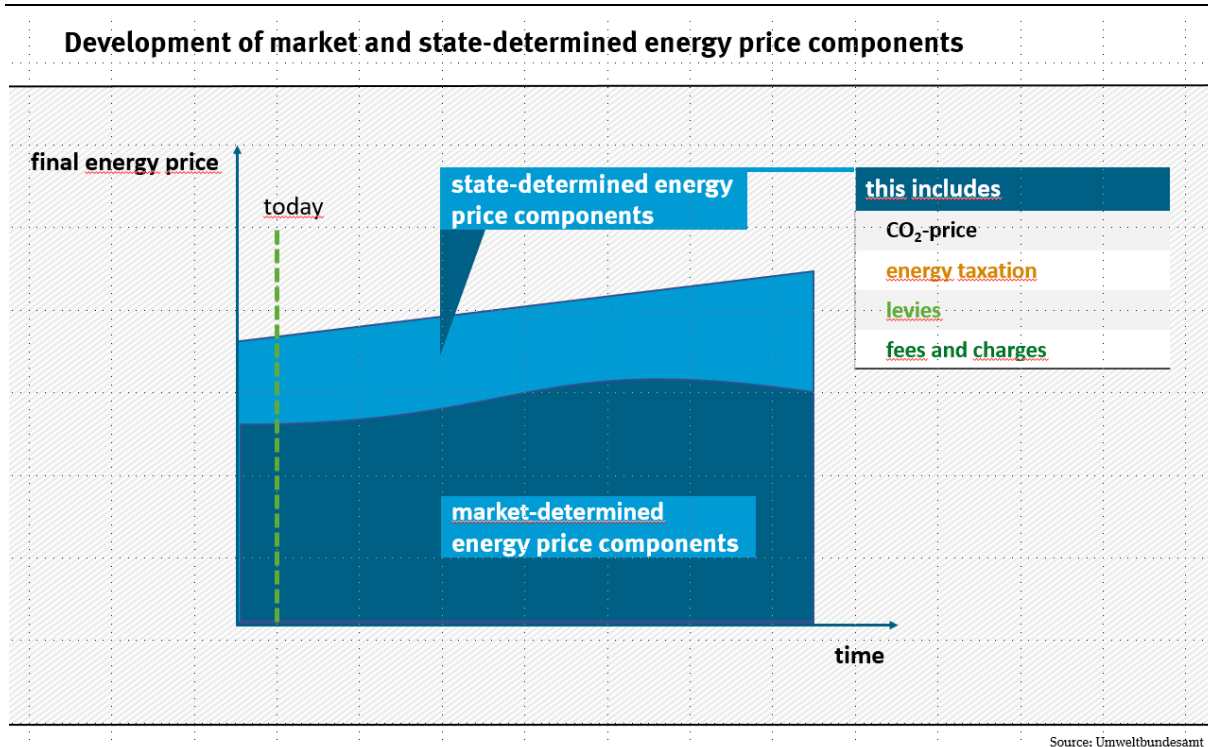
This report focuses on the role and impact of economic price instruments. Existing modeling approaches for impact analysis are critically examined and possibilities for new approaches are discussed, particularly with regard to dynamic steering effects and differentiated adjustment reactions.

This report focuses on the role and impact of economic pricing instruments (see Figure 1). It critically examines existing modelling approaches to impact analysis and discusses possibilities for new approaches, particularly with regard to dynamic incentive effects and differentiated adaptation responses.

Energy price scenarios were developed to model the effect of state-determined energy price components in order to ensure the comparability of results across sectors. The status quo for the energy sources oil, gas, hard coal and electricity as well as the development of the CO₂ price are

presented below. The stocktaking was carried out under the condition that connectivity to existing target and policy scenarios is ensured. The status quo is therefore based on Mendelevitch et al. (2024), which is reproduced here in abbreviated form.

Figure 1: Energy price components determined by the market and the state



Quelle: Own presentation, Umweltbundesamt

In addition to presenting the status quo of energy and electricity price development, the steering effects of reform options for energy and electricity price components are discussed, design options and solutions for overcoming obstacles are analyzed and the sector-specific reform options for energy and electricity price components as well as other economic instruments are evaluated with regard to their ecological and socio-economic effects. As an ambitious climate policy instrument mix, we create an ambitious climate protection instrument scenario based on the Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) from the Policy Scenarios XI project (Harthan et al. 2023; Repenning et al. 2019).

Steering effects of energy price components

A large proportion of analyses on the steering effect of state-determined energy and electricity price components use price elasticities to estimate the impact on energy consumption. Price elasticity indicates how sensitively demand for a particular good reacts to changes in the price of the same good. Price elasticity is expressed as the percentage change in demand relative to the percentage change in price. Demand is considered elastic if a one percent increase in price reduces demand by more than one percentage point. If the fall in demand is less than one percent, demand is considered inelastic. Elasticities are dimensionless variables and can relate equally to energy sources that are in high demand or to niche products. They are also independent of the price level of the energy source.

In contrast to price elasticity, which expresses the percentage change in demand for a good when there is a percentage change in its price, the cross-price elasticity of demand expresses the reaction of demand for a good depending on price changes for another good. In view of the goals

of German energy policy, which aims to increase energy efficiency and switch to CO₂-free energy sources, the distinction between own-price elasticity (energy efficiency) and cross-price elasticity (switch to renewable energies) is important.

However, how strong the influence of CO₂ prices or other energy price changes is in relation to GHG reduction depends not only on the elasticities and the price change. It is also important to be able to relate the elasticities to the consumption quantities of the various energy sources, because changes in consumption and the associated GHG savings do not depend solely on the elasticities, but also on the consumption level and the associated emissions in the status quo. Relatively low elasticities should also not be used as a sufficient reason to classify energy price-related climate protection instruments as ineffective. The opposite may be the case. With the help of modeling, it is possible to explicitly take into account the initial levels and the development of energy consumption. It can thus illustrate how energy price changes lead to changes in consumption and GHG emission reductions. The volatility of the CO₂ price shows that different CO₂ price paths were investigated using deterministic models.

Methodological approaches, influencing factors and ranges of elasticities were examined on the basis of a literature analysis. The analysis shows that demand for energy across all sectors, energy sources and consumer groups is generally inelastic in the short term (<1). In the long term and depending on the ongoing price increase, demand can become more elastic. The linear extrapolation of assumptions on elasticity implies that the same ratios apply even at higher prices, which may misrepresent the technical conditions. Another fundamental problem is that the econometric estimates are usually ex-post observations, i. e. observed energy price changes in the past. It is therefore difficult to make statements about future developments on the basis of these studies alone, especially as they cannot reflect the future substitution potential of different technologies. However, elasticities remain a central source of information on the question of how energy consumption changes in response to changes in state-determined energy price components. However, they should be interpreted with caution and classified accordingly. As a result, the use of individual values from certain studies for estimating demand adjustments in the event of energy price changes seems rather unsuitable for modeling future energy price changes. It would be more plausible to estimate possible ranges of consumption changes on the basis of bandwidths (min/max scenarios). It was also established that Elasticities are not only significant for modeling. They should already be taken into account in the design of (economic) policy instruments, as this allows the suitability of policy instruments for the desired objective to be assessed.

In this research project, a macroeconomic model detailing the industrial sector as well as a building model and a transport model were used to quantify ex ante the effects of changes in energy and CO₂ price ratios (the prices of energy sources in relation to each other) in the respective sector. These models also result in changes in the demand for energy sources in the sector or in individual industrial sectors, with adjustment reactions also occurring in the respective model for the quantities demanded, the prices of other goods, technology costs in the broader sense and structural changes. In addition to the model specification, these induced adjustment reactions depend on the design of the scenarios. The quantifications with the models thus represent a range of adjustment reactions of sectoral energy demand to energy price changes. They depend on the model used and the scenarios calculated. When interpreting them, it should be noted that scenarios can also include other assumptions that influence the induced adjustment reactions. In this respect, the induced adjustment reactions can be interpreted as sectoral price elasticities of energy demand in a broader sense.

Using industry as an example, it was found that the induced adjustment reactions per industry sector depend heavily on the model approach and the assumptions (on energy price elasticities).

Induced adjustment reactions for individual energy sources are very industry-specific and must therefore be considered separately. The technical correlations in industrial sectors obviously play a central role in the effect of changes in final energy prices.

In the building sector, it was shown that price reactions will occur primarily if the price increase is anticipated. Furthermore, the assumptions regarding replacement rates have a significant influence on the result. The very high calculated induced adjustment reactions in the scenarios with a shortened exchange rate make it clear that the assumptions made there exceed the price reactions that occur in reality. However, the empirical data basis here is insufficient to date to derive more detailed assumptions (see Bei der Wieden et al. 2024). In principle, it was found that the instrument mix is very relevant for adjustments in the building sector. This is particularly evident in the very low calculated price elasticities for heating oil, which are due to the ban on installing oil boilers in the reference scenario. As this means that only a very limited number of oil boilers are installed in the reference scenario, the price increase induced by the CO₂ pricing only leads to minor additional effects.

The situation in the area of transport modeling is similar to that in the building sector. The price reaction will also occur in the transport sector if the price increase is anticipated. In principle, the induced adjustment reactions depend heavily on the framework conditions and the instrument mix under consideration. The calculated values are similar in range to the evaluated literature, which also shows a wide range of elasticities.

Monetary and non-monetary barriers that influence the steering effect

Instruments that start with the price components determined by the state are powerful tools for reducing energy and GHG emissions. However, certain monetary and non-monetary barriers can limit the steering effect. For this reason, monetary and non-monetary barriers (clusters) were analyzed. This analysis also served as a starting point for identifying reform options to increase the steering effect of state-determined energy price components.

Monetary barriers for consumers or companies can, for example, lead to a political decision to favor climate-damaging energy sources in the taxation system. Different relief regulations favor certain consumer groups and energy sources, thus influencing the steering effect and possibly leading to false incentives at the expense of climate protection.

In addition to monetary barriers, non-monetary barriers make it more difficult to restructure the energy system. When making decisions, the most economically advantageous option is often not selected. Even in the case of "perfect" price signals and fully internalized climate costs, the decisions of actors would not automatically lead to a cost-efficient and climate-policy-optimal energy system due to existing non-monetary barriers. These include factors such as personal preferences, information deficits and structural barriers. One thing is certain:

- ▶ Households can only react to a price change if they are aware of it. It is therefore to be expected that price elasticities are higher when prices/costs are communicated transparently.
- ▶ Knowledge of future price developments: The probability that households (and companies) will make investments in energy-efficient building renovations due to price changes increases if a reliable and rising price path is specified. It is therefore to be expected that the long-term price elasticities are higher if the price development is characterized by a long-term communicated rising price path.

- ▶ In tenant-occupied households, the options for changing the energy quality of the building envelope and the heating system are generally very limited, so it is to be expected that the long-term price elasticities are significantly lower than in owner-occupied buildings.
- ▶ Changes in heating behavior due to price changes can vary depending on the household's income: On the one hand, it can be expected that low-income households already keep their heating energy consumption low and therefore have less potential for further reductions³ (i. e. lower price elasticity). On the other hand, households with higher incomes are likely to have more extensive opportunities to react to price increases by investing in the energy quality of the building or in heating technologies with lower CO₂ emissions (higher long-term price elasticities).
- ▶ Households that are dependent on their car can only react adequately if alternatives are available. This can include public transport, but also the (financial) possibility of switching to less emission-intensive vehicles in the wake of rising fossil fuel costs and thus reducing the cost burden.

Obstacles reduce the steering effect and can also have distributional implications. It is therefore necessary to consider which accompanying measures and instruments are also useful in order to develop reform proposals that are compatible with the objectives, efficient and socially balanced.

Potential analyses of the steering effect

The steering effect of CO₂ prices and the steering effect of final energy prices were analyzed on the basis of model-based quantifications in the demand areas of buildings, transport and industry. A target-consistent CO₂ price path for ETS1 and ETS2 was not a focus of the reform analyses. The effect of high CO₂ paths, the effect with and without foresight (in the buildings sector), adjustments to the energy and electricity tax and variations in high and low energy prices (for all relevant energy sources) were examined.

Potential analysis in the building sector

Changes in energy prices can lead to various reactions in the building sector:

- ▶ Non-investment measures: A quick adjustment to price changes can be achieved through changes in heating and ventilation behavior. This includes measures such as lowering the room temperature and adjusting heating behavior when the building is not occupied or during ventilation.
- ▶ Low-investment measures: Technical efficiency improvements that can be implemented at low cost (in the low to mid four-figure range per residential unit) and with minimal manpower. A typical example of this is the installation of intelligent thermostats to improve heating control.
- ▶ Investments in energy efficiency: Investments in the energy efficiency of the building envelope include, for example, the insulation of external walls, roof insulation or the replacement of windows. The measures are associated with high investment costs (order of magnitude per residential unit: five- to six-figure range).

³ Average heating energy consumption increases significantly with rising income, see e.g. Figure 5 in Reppenning et al. 2019

- ▶ Fuel switch: If energy costs rise, you can switch to a heating system that uses a different (non-fossil) energy source. One example is switching from a gas heating system to a heat pump or a pellet boiler.

Analysis of potential in the transport sector

The transformation of the transport sector can be achieved by addressing the following aspects:

- ▶ Drive turnaround: Switch to climate-friendly alternative drives, especially electric drives.
- ▶ Modal shift: Switching to more environmentally friendly and efficient means of transportation, such as public transport, or active mobility, such as cycling. In freight transport, the aim is to shift from road to rail.
- ▶ Traffic avoidance: Reduction of the distances traveled and avoidance of non-essential traffic.
- ▶ Provision of climate-neutral fuels: In addition to the drive turnaround, climate-neutral fuels must be provided in order to be able to operate means of transport that are more difficult to electrify, such as inland waterway vessels, but also combustion vehicles that are still in use, in a climate-neutral manner.

Potential analysis in the industrial sector

In the industrial sector, individual industries differ significantly in terms of energy intensity, energy mix and GHG emissions. Companies are used to reacting to changing framework conditions such as changing energy price ratios. However, the problem of uncertainty about future influencing factors remains. Companies know from past experience that framework conditions such as energy prices, demand for products and the availability and costs of new technologies can change quite quickly in relation to the service life of the systems. In this respect, companies make long-term investment decisions under great uncertainty. In addition to pricing instruments, other climate policy instruments are therefore also being discussed for industry: These include instruments such as an industrial electricity price, climate protection contracts, support measures for energy efficiency measures or the use of hydrogen. Such instruments can reduce costs and, above all, uncertainty about the profitability of investments and thus promote climate protection.

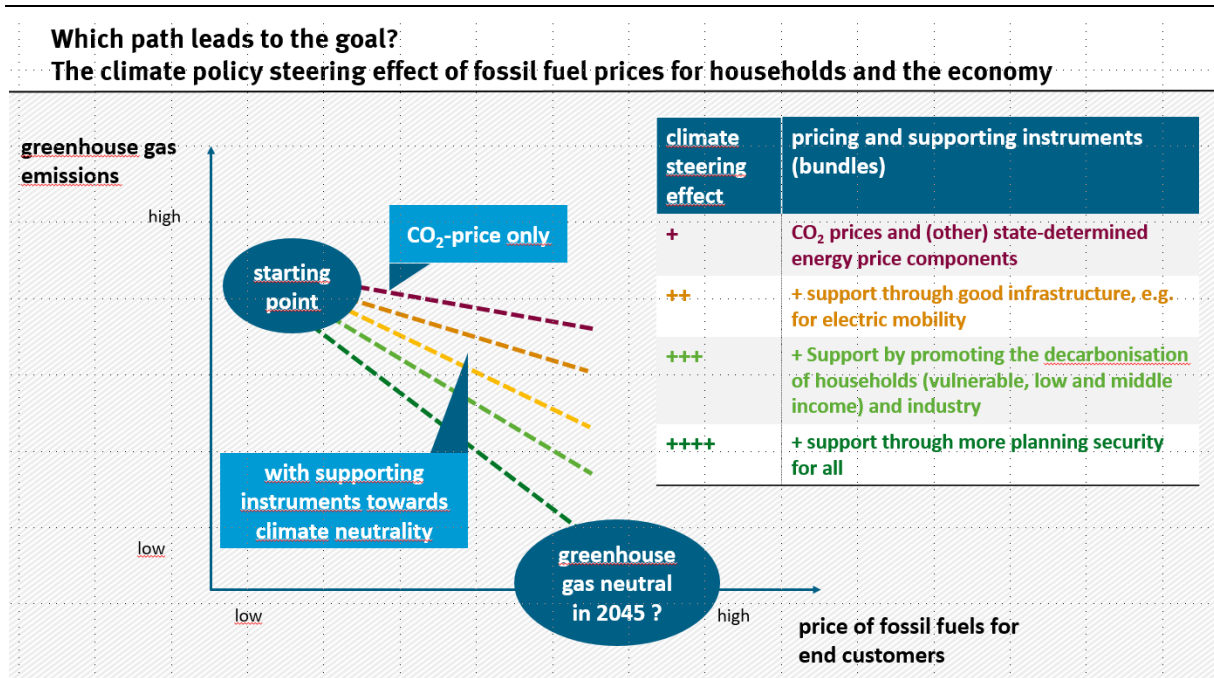
Another aspect is that large and energy-intensive plants are generally subject to the EU ETS. Smaller industrial plants are subject to the national BEHG, in which the CO₂ price is fixed annually until at least 2026. There are also energy and electricity taxes with various exemptions. Finally, large consumers can generally achieve certain price advantages and also have to pay lower grid charges and concession fees for electricity. Previous advantages for large electricity consumers under the special equalization scheme no longer apply due to the abolition of the EEG levy.

Reform options to increase the steering effect of energy prices

In the course of the work in the three demand areas, the need for action for possible reform proposals was derived. These possible starting points for instrument bundles, consisting of reform approaches for the energy price components and accompanying instruments that address behavioral economic and infrastructural barriers, were examined in the sector analyses. The specific design of individual options is likely to be complex (e. g. greater temporal variability of electricity price components) and could also have other disadvantages (e.g. in terms of revenue stability) that need to be carefully weighed up. Based on the considerations regarding reform options, scenarios and sensitivities were derived for further consideration and, above all, to gain knowledge regarding the steering effect of price components for climate protection.

Reforms of existing energy price components can increase the steering effect of final energy prices. In this way, inefficiencies and disincentives at the expense of climate protection can be reduced. The analyses have shown that the taxes, levies, charges and surcharges levied on energy⁴ do not follow a systematic concept and have so far not been sufficiently geared towards the challenges of climate protection and the energy transition. On the contrary, energy sources that are harmful to the climate are often given preferential treatment, e. g. diesel in the transport sector, which is more harmful to the climate and health, is taxed less than petrol.

Figure 2: The steering effect of energy prices and supporting instruments



Source: Own presentation, Umweltbundesamt

Figure 2 illustrates in a stylized way how reforms of existing energy price components increase the steering effect of final energy prices. Using fossil energy prices as an example, it shows that higher prices to final consumers such as households or in the economy reduce greenhouse gas emissions. The analysis of the potential of energy price changes shows that energy price elasticities can describe the basic effect of higher fossil energy prices (steering effect +). In the current situation, the status quo, there are inefficiencies and disincentives to the detriment of climate protection. Among other things, the climate and environmental costs of energy supply are not fully taken into account. The analyses show that the taxes, levies, fees and surcharges imposed on energy do not follow a systematic approach and are not sufficiently geared to the challenges of climate protection and energy system transformation. On the contrary, climate-damaging energy sources are often given preferential treatment; for example, diesel fuel used in the transport sector is taxed less than petrol.

In addition to misguided price incentives, the potential analyses (like many other studies) also point to non-price barriers. In this case, flanking instruments and targeted reforms enable more climate protection and at the same time strengthen the climate policy effect of final energy prices. In the best case, a steering effect ++++ is possible (see Figure 2), in which a certain increase in the price of fossil fuels makes it possible to achieve a much greater reduction in greenhouse gas emissions than is the case with the status quo. This can be achieved with +) good

⁴ The differences lie mainly in the earmarking and the type of collection, and different areas of regulation are covered.

infrastructure, ++) enabling decarbonisation by promoting certain groups or industrial applications and +++) framework conditions that create more planning security and more stable expectations for the development of final energy prices. All this strengthens the steering effect of fossil energy prices. This argument applies in a similar and reverse way to (future) climate-neutral energy sources such as electricity or hydrogen. Favourable prices can promote climate protection, although here too the economic costs of energy provision, including environmental costs, should always be fully priced in.

A realignment of the steering effect of end energy prices is necessary to ensure that the energy transition to a climate-neutral future is successfully implemented. To this end, various reform options were examined in three fields of action:

Possible reform options in the building sector

In order for end consumers' energy prices to contribute to climate protection, the CO₂ price paths in emissions trading (i. e. in the BEHG and later in the EU ETS2) are crucial. In the building sector, there are further reform options for the state-determined energy price components that have a supportive effect. They reduce existing energy price-related barriers and increase the climate policy steering effect. At the same time, they can improve the income of the state and the energy system and increase the financial scope for the additional reform impetus required. The accompanying climate policy instrument mix can supplement and strengthen the steering effect of energy prices. This also includes helping low-income households to effectively reduce their CO₂ emissions. Specifically, the following reform options were identified as part of the project:

- ▶ § 14 of the Energy Industry Act (EnWG) already allows for a reduction in grid charges for controllable heat pump electricity. Numerous suppliers are already making use of this by offering a more favorable heat electricity tariff. The attractiveness and system-friendly use of heat pumps will be further strengthened by a higher reduction in grid fees.
- ▶ The targeted reduction of other electricity price components such as the energy transition-related levies or the reduction of VAT on (controllable) heat pump electricity is also conceivable.
- ▶ The increase in energy tax on natural gas and heating oil, such as energy tax, also has a positive effect on the economic viability of heat pumps and energy refurbishment measures and enables additional government revenue, which can be used for low-income households, among others.

Findings of the analyses in the building sector

The change in state-determined energy price components has the potential to support the transformation of the building sector.

Using the example of the heat pump, Keimeyer et al. (forthcoming) show that a sharply rising price path for CO₂ pricing makes the heat pump worthwhile, even without other instruments that contribute to lowering the (heat pump) electricity price. Not all, but some state-determined electricity price components offer starting points for reduced heat pump tariffs. The study (ibid.) recommends using this leeway in the state-determined energy price components. These include grid fees, concession fees and the § 19 StromNEV levy. In particular, a reduction in VAT to 7 % is seen as an option. Furthermore, Keimeyer et al. (forthcoming) come to the conclusion that "in order to safeguard the advantages of heat pumps, politicians should not lose sight of the development of the relative end consumer prices of energy. For example, fossil fuels could be made more expensive in a targeted manner to supplement CO₂ pricing. For example, the energy tax on natural gas and oil as heating fuel could be increased. The principle of taxation according

to environmental impact is laid down in the Commission's proposal to reform the Energy Tax Directive. In addition, other price components such as network charges for natural gas and LNG infrastructure costs should also be taken into consideration." (Keimeyer et al. forthcoming)

CO₂ pricing alone will not lead to the necessary reductions in greenhouse gas emissions in the building sector to achieve the climate targets. A comprehensive mix of instruments must be established to decarbonize the building sector. This is because the building sector is complex, with a variety of building types, usage patterns, ownership structures and technological possibilities, among other things. A single policy instrument can hardly cover all aspects required for a sustainable transformation of this sector. A mix of instruments makes it possible to offer solutions tailored to the specific needs and challenges within the sector.

The interactions between different instruments are relevant when designing the instrument mix: Individual policy measures can have unintended side effects or be limited in their effectiveness if they are used in isolation. By combining different instruments, such as regulatory measures, financial incentives and information campaigns, synergies can be created, and the effectiveness of the overall policy can be increased. The interaction with the Building Energy Act is relevant for CO₂ pricing, among other things: With regard to the requirements for energy efficiency and the use of renewable energies, CO₂ pricing and further reforms to the energy price structure lead to an intensifying interaction: when determining the level of ambition of the minimum requirements, regulation is based on the principle of economic efficiency (see Section 5 GEG), which means that the requirements must be economically justifiable from the perspective of the building owner. According to Section 5 GEG, requirements and obligations are deemed to be economically justifiable if the necessary expenditure can generally be generated within the normal useful life through the resulting savings.

Possible reform options in the transport sector

The CO₂ price paths in emissions trading (i. e. in the BEHG and later in the EU ETS2) are crucial to ensuring that energy prices for end consumers contribute to climate protection. In the transport sector, there are further reform options for the state-determined energy price components that have a supporting effect. They can reduce existing energy price-related barriers and increase the climate policy steering effect. At the same time, they can improve the revenues of the state and the energy system and increase the financial scope for the additional reform impetus required. The accompanying mix of climate policy instruments can supplement and strengthen the steering effect of energy prices. Specifically, the following reform options were identified as part of the project:

- ▶ Changes in price components lead to a shift in the economic incentives for specific means of transport use. An increase in the energy tax for diesel and petrol increases the incentive to switch to more climate-friendly means of transport such as rail.
- ▶ Changes in price components lead to a shift in the economic incentives for the specific choice of drive system when purchasing new vehicles. When purchasing a vehicle, buyers take into account, at least in part, the energy costs that will be incurred in the future. Adjusting the energy tax for fossil fuels to the level of petrol or reducing the electricity tax to the European minimum level increases the incentive to purchase low-emission vehicles.
- ▶ Changes in price components lead to a change in transport demand. In addition to a change in the choice of means of transport, rising prices can also lead to traffic avoidance or more efficient route selection due to budget restrictions. In addition, there are additional state revenues that can be used to support low-income households, among other things.

- The price steering effects have a weak effect on electrification, particularly in the case of passenger cars, as the energy costs in the use phase are only marginally taken into account in the purchase decision. It is proposed to introduce a malus as part of the motor vehicle tax, whereby the motor vehicle tax for passenger cars is changed so that a higher motor vehicle tax is incurred in the first year after new registration depending on the CO₂ emissions per km of a vehicle.

Findings of the analyses in the transport sector

In passenger transport, CO₂ prices play a rather subordinate role. Here, with the current instrumental design, fleet target values for passenger cars are more relevant for the composition of the fleet. As long as manufacturers do not exceed them, financial incentives for the provision of low-emission vehicles will be developed by the manufacturers. As the fleet target values and their successive tightening have been decided at EU level and are being applied, it makes sense to examine and evaluate all other effects of energy price-related control instruments, including the fleet target values. In the area of freight transport, the introduction of a high CO₂ price in combination with an adjustment of the energy tax on diesel and other fuels results in faster electrification, as the operating costs for conventional drives and the financial incentives for zero-emission vehicles increase. The dominance of diesel engines in road freight transport means that freight transport in particular would be affected by such a reform. Both the high CO₂ price and the adjustment of energy taxation will also result in a strong shift to other modes of transport, particularly rail. But here, too, the results clearly show that an ambitious mix of instruments is necessary; the CO₂ price alone is not enough.

The modeling results for the steering effect in the transport sector show: The adjustment of the electricity tax only has a minor effect on the stock, modal shift and therefore also on emissions. But it can be implemented without a long lead time. In addition, the psychological effect of a tax reduction, which cannot be depicted by modeling and which may contribute to acceptance in the short term, should not be ignored. On the other hand, it should be borne in mind that energy tax revenues are already falling sharply as electrification increases. If the electricity tax is reduced, further revenue will be lost (Blanck et al. 2021). Overall, the energy tax adjustment will achieve emission reductions of -6.8 million t CO₂ eq. (cumulatively around 34 million t CO₂ eq. by 2030) in 2030 compared to the reference, while the high CO₂ price will achieve reductions of -5.2 million t CO₂ eq. (cumulatively around 25 million t CO₂ eq. by 2030).

Possible reform options in the industrial sector

- In order for energy prices in industry to contribute to climate protection, the CO₂ price paths in emissions trading (i. e. in the EU ETS1, BEHG and later in the EU ETS2) are crucial. In the transport sector, there are further reform options for the state-determined energy price components that have a supporting effect. They can reduce existing energy price-related barriers and increase the climate policy steering effect. At the same time, they can improve the revenues of the state and the energy system and increase the financial scope for the additional reform impetus required. The accompanying mix of climate policy instruments can supplement and strengthen the steering effect of energy prices. Specifically, the following reform options were identified as part of the project: Under the current regulations, energy-intensive processes and procedures are tax-exempt, regardless of whether the process uses fossil fuels or electricity. The reform proposal eliminates this imbalance: the full relief previously granted under § 51 EnergieStG for the use of fossil energy products in energy-intensive processes and procedures will be abolished. Instead of 100% relief, the standard rate pursuant to § 2 EnergieStG must be paid for the use of fossil

energy products in future. At the same time, the tax-free use of coal as a heating fuel for processes and procedures regulated in § 37 (2) No. 4 EnergieStG will be abolished.

- ▶ The relief for processes and procedures in accordance with Section 9a StromStG will remain in place for electricity tax, but will only be granted on a pro rata basis (with the exception of electrolysis for hydrogen production). The amount of the pro rata relief is based on the practice of existing relief programs and amounts to 80 % of the electricity tax.
- ▶ In order to be able to claim the pro rata relief from the electricity tax, companies must provide counter-performance. This ensures that the weakened steering effect of the electricity price due to the lack of a price impulse is compensated for and that the effect actually intended by the tax can still be achieved.
- ▶ The reform will generate additional tax revenue. The additional revenue should be used specifically for support programmes for decarbonization.

Findings of the analyses in the industrial sector

The great heterogeneity in the industrial sector must be taken into account when discussing instruments and the question of price effects: There are very different energy consumption levels and mixes depending on the industrial sector and even within industrial sectors, options for action through switching energy sources and efficiency measures, exemptions at national and EU level, carbon leakage issues and the life cycles of industrial plants.

The reform of the relief regulations for processes and procedures would be a building block for an industrial and subsidy policy geared towards climate targets. However, it will not be sufficient on its own. Therefore, the adjustment of energy and electricity tax should ideally be embedded in reforms of other energy price components, particularly electricity, and a transformation-oriented subsidy policy. As a result, the reform approach could lead to a GHG reduction of 1.5 to 3.1 million tons of CO₂ per year compared to a scenario without reform. A detailed estimate or modeling of the achievable reduction was not carried out for the reform approach.

The CO₂ price is an important lever, but is probably not sufficient for industry alone to achieve the current sector target for 2030 on the way to climate neutrality, even if the necessary high price level could be (constantly) achieved. Particularly in the case of new technologies such as the use of hydrogen, private investments will not be made if the public sector does not secure them and at the same time invest in the development of the necessary infrastructure, because they are not yet worthwhile on their own in microeconomic terms. High levels of investment in the transformation of industry have a positive effect on the economy as a whole in the short term, which is another argument in favor of corresponding early political measures. Investment in CO₂-free technologies is ultimately a prerequisite for sufficiently high CO₂ prices to have a steering effect.

With the CO₂ prices expected in current projections, the climate protection targets in industry will be missed by a wide margin, even assuming high price elasticities. If CO₂ prices double to € 286 per t CO₂ (in 2015 prices: € 203/t) in 2030, assuming the econometrically estimated price elasticities, the previous sector target for industry will also not be fully achieved, but will even be exceeded if higher price elasticities are assumed. Other price setting screws such as a moderate reduction in electricity prices or a significant increase in industrial gas prices as well as changed cross-price elasticities, which describe the possibilities in industrial sectors for low-friction energy source substitution, can only make a limited contribution to CO₂ reduction in a pure price analysis.

However, investments in CO₂-free technologies are ultimately a prerequisite for sufficiently high CO₂ prices to have a steering effect. Changes in electricity and gas prices, for example, which could also be discussed with energy and climate policy instruments beyond CO₂ pricing, are an important component of the transformation, but do not have the potential on their own.

Further instruments are needed to meet the above-mentioned challenges facing the industrial sector. These include adjustments to taxation regulations and tax concessions.

A mix of instruments, which is essentially based on CO₂ prices but also includes subsidies and government support, is necessary to enable German industry to implement its transformation while maintaining its fundamental performance and competitiveness. These accompanying instruments will also increase the steering effect of CO₂ prices. This also includes instruments such as an industrial electricity price, climate protection contracts, access to favorable long-term electricity supply contracts or support measures for green steel production, for example. Reducing barriers to the reform of grid fees (particularly with regard to flexible purchase profiles) also makes sense.

The industrial sector needs sufficient incentives to force the necessary investments in CO₂-free technologies. Companies therefore need support, especially in the initial phase, at a time when low-emission technologies are not yet ready for the market. This can help to overcome path dependencies and increase substitution opportunities towards the new technologies.

Finally, when transforming the industrial sector, it must also be taken into account that there is currently no climate-neutral alternative available for some industrial processes, such as cement production, which generates process-related GHG emissions. If it is not technically possible to avoid emissions by switching to GHG-free energy sources, the aforementioned (price) instruments are also ineffective. Other solutions must be created and promoted (e. g. CCU/CCS). In addition, it must be taken into account that further transformation processes are taking place in parallel to decarbonization, e.g. due to changes in demand behavior from downstream economic sectors, which may result in different requirements for future industrial production than today.

Distribution effects at the level of private households

Climate protection and climate protection policy instruments should be as socially balanced as possible. The analysis shows that a CO₂ price increases inequality between high-income and low-income households. It must therefore be accompanied by measures that reduce the burden on low-income households on the one hand and help them to effectively reduce their CO₂ emissions on the other.

The CO₂ Cost Sharing Act (CO₂ KostAufTG) is a measure that relieves renting households of the costs of CO₂ pricing on average and directs the price signal to the owners, who can make decisions about building investments. As renter households are mainly found in lower income groups, the law increases distributive justice. However, further measures need to be taken, which can be financed from the revenue from CO₂ pricing, for example.

If the revenue from CO₂ pricing is used to reduce electricity costs - as was the case when the EEG surcharge was abolished - this has a similar effect to paying out a flat-rate per capita climate fee, as is often demanded. It is often assumed that a flat-rate per capita climate money would make CO₂ pricing progressive, i. e. households would be less heavily burdened by the combined effect of the CO₂ price and per capita climate money than those with high incomes. However, this is not the case if high-income households are able to reduce their emissions more quickly. We show that in this case the effect of a flat per capita climate fee quickly becomes regressive and households with higher incomes benefit.

In order to prevent low-income households from falling into a lock-in of high CO₂ emissions and high CO₂ costs, it is important to set up targeted support programs to help them reduce their fossil fuel consumption. Examples include the social leasing of electric cars, improved availability of public transport, social tickets, car-sharing services and socially differentiated support programs for building refurbishment, particularly in the rental housing sector, as the majority of households affected live in rented accommodation.

Direct social income support, e. g. in the form of a socially graduated climate allowance, can provide important relief in the transition phase as long as households have not yet been able to switch to sustainable heating or mobility and are therefore burdened by high CO₂ costs. This particularly affects households with low or medium incomes and households, especially if they live in rented accommodation and have no room for maneuver themselves and are dependent on the decisions of their landlords.

It should be emphasized that the ETS revenues are used for climate or socially relevant purposes in accordance with the directive. This includes investment and support measures for decarbonization and measures that specifically address social aspects of CO₂ pricing. Part of the funds will be used for the Climate Social Fund, which focuses on particularly affected households and supports them with adaptation. A per-capita climate money does not meet the conditions for the use of ETS revenues.

Overall, the analyses show that the financing of (targeted) climate protection and social compensation measures will require relevant funds. Funds from CO₂ pricing alone may not be sufficient to meet this major challenge. Additional financing options should therefore be considered.

1 Hintergrund und Ziel der Analyse

Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes⁵ vom 12.05.2021 wurde das Ziel der Treibhausgasneutralität Deutschlands auf das Jahr 2045 vorgezogen und die Minderungsziele für die Zwischenjahre wurden angehoben. Das bedeutet: die notwendige Verringerung der Emissionen um 65 % bis 2030 erfordert eine Verdopplung des bisherigen Minderungstempos (Matthes et al. 2021). Auch auf EU-Ebene gelten ambitionierte Klimaziele und -regelungen.

In der aktuellen politischen Debatte besteht ein weitgehender Konsens, dass sich die anspruchsvollen Klima- und Energiewendeziele Deutschlands nur mit einem Mix aus energie- und klimapolitischen Instrumenten erreichen lassen. Dafür wurden sektorbezogene und übergreifende Politikmaßnahmen und Vorgaben eingeführt, z. B. im Klimaschutzprogramm 2030, im Klimaschutzplan 2050, in verschiedenen klimapolitischen Sofortprogrammen und auf europäischer Ebene im European Green Deal und dem Fit-for-55-Programm, mit den auch für Deutschland relevanten Richtlinien und Verordnungen.

Ein zentraler Schritt, um die Klimaschutzziele in Deutschland zu erreichen, ist der Umbau der Stromerzeugung auf der Angebotsseite des Energiesystems: weg von fossilen und hin zu erneuerbaren Energieträgern. Dabei wurden schon beachtliche Fortschritte erzielt und es ist weitgehend unstrittig, dass ein klimaneutrales Energiesystem der Zukunft sehr weitgehend elektrifiziert sein wird. Da viele Weichen auf der Angebotsseite inzwischen gestellt sind, rückt die Nachfrageseite des Energiesystems immer stärker in den Fokus:

- ▶ **Strombasierte Technologien** stellen in allen Nachfragesektoren **Alternativen** zu den derzeit zumeist genutzten fossilen Energieträgern dar. Im Verkehrsbereich trägt neben Verlagerung und Vermeidung der Umstieg auf batterieelektrische Fahrzeuge ein hohes Klimaschutzpotenzial. Im Gebäudebereich steht mit Wärmepumpen eine alternative klimafreundliche Heiztechnologie zur Verfügung. In der Industrie können fossile Energieträger für die Prozesswärme durch strombasierte Anwendungen ersetzt werden.
- ▶ Die **Endenergiepreise** spielen eine zentrale Rolle bei Entscheidungen über die Wahl der Technologie und des Energieträgers. Im (ökonomischen) Entscheidungskalkül von Unternehmen und Personen kommt es dabei nicht nur auf die erwartete Entwicklung einzelner Endenergiepreise an, sondern vor allem auch auf die relative (erwartete) Entwicklung, zum Beispiel vom Strompreis zum Gaspreis. Die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe beispielsweise hängt neben den technischen Merkmalen wie der Jahresarbeitszahl maßgeblich von der Entwicklung der Strompreise im Vergleich zum Gaspreis ab.⁶
- ▶ Damit liegt ein Spotlight auf der Preisentwicklung aller Energiepreise, die jeweils unterschiedlich stark durch **staatlich bestimmte Preisbestandteile** geprägt sind. Von großer Bedeutung ist dabei neben Energiesteuern, Abgaben und Umlagen vor allem auch die CO₂-Bepreisung, die fossile Energieträger verteuert.

Eine wichtige Frage ist nun, welche **Rolle** Endenergiepreise bei Investitions- und Verhaltensentscheidungen spielen, welche **Lenkungswirkung** Veränderungen der Preise und Preisrelationen bewirken und welche Hinweise für **Reformoptionen** für staatlich bestimmte

⁵ <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf>

⁶ Als Daumenregel lässt sich zum Beispiel sagen, dass eine Wärmepumpe wirtschaftlich ist, wenn der Gaspreis weniger als das Dreifache des Strompreises beträgt. Je geringer der Strompreis im Verhältnis zum Gaspreis, desto wirtschaftlicher ist die Wärmepumpe.

Energiepreisbestandteile daraus abgeleitet werden können, um die Transformation zur Treibhausgasneutralität zu befördern.

Bei der Ausrichtung von Reformen im Rahmen des Instrumentenmixes ist neben der Emissionsminderung auch zu diskutieren, wie mit dem fiskalischen Aufkommen aus verschiedenen ökonomischen Instrumenten sinnvoll umgegangen wird. Damit eng verbunden sind Fragen der **verteilungsrelevanten Verwendung** (z. B. Blanck et al. 2021a; Schumacher et al. 2021; Matthes et al. 2021; Burger et al. 2022; Cludius et al. 2024; Fiedler et al. 2024).

Viele Studien und Analysen widmen sich der (modellbasierten) Wirkungsabschätzung klimapolitischer Instrumente und Maßnahmen (z. B. Bertenrath et al. 2018; Repenning et al. 2019; Kemmler et al. 2020; Harthan et al. 2023; Schumacher et al. 2024 u. v. m.). Die Wirkungen werden hinsichtlich der Treibhausgasreduzierungen, Erreichung von Minderungszielen sowie zum Teil auch sozio-ökonomischer Folgen bewertet.

In diesem Bericht stehen die Rolle und Wirkung ökonomischer Preisinstrumente im Vordergrund. Dabei werden bestehende Modellierungsansätze zur Wirkungsanalyse kritisch hinterfragt und Möglichkeiten für neue Ansätze insbesondere mit Blick auf dynamische Lenkungswirkungen und differenzierte Anpassungsreaktionen diskutiert.

Neben der Darstellung des Status quo der Energie- und Strompreisentwicklung werden im Folgenden Lenkungswirkungen von Reformoptionen für Energie- und Strompreisbestandteile diskutiert, Ausgestaltungsoptionen, Lösungen zur Überwindung von Hemmnissen analysiert und die sektorspezifischen Reformoptionen für die Energie- und Strompreisbestandteile sowie weitere ökonomische Instrumente hinsichtlich ökologischer und sozio-ökonomischer Wirkungen bewertet. Als anspruchsvollen klimapolitischen Instrumentenmix legen wir ein ambitioniertes Klimaschutz-Instrumentenszenario an, das auf dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) aus dem Projekt Politiksznarien XI basiert (Harthan et al. 2023; Repenning et al. 2019).

Im vorliegenden Synthesebericht fließen die Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben „Der Beitrag ökonomischer Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzziele: Die Rolle der staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile im Instrumentenmix“ (FKZ 3720 43 101 0) zusammen⁷. Es werden politische Handlungsempfehlungen im Hinblick auf die klimapolitische Lenkungswirkung von staatlich bestimmten Energie- und Strompreisbestandteilen abgeleitet.

Die Struktur des Berichts ist wie folgt: Im Kapitel 2 erfolgt die Vorstellung des Status quo der Energiepreisentwicklung und ihrer Projektionen. Dies ist die Grundlage für die Ableitung der im Projekt betrachteten Sensitivitäten. Kapitel 3 diskutiert die Lenkungswirkung sowie Hemmnisse staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile. Anschließend werden Handlungsbedarfe abgeleitet und Reformvorschläge vorgestellt (Kapitel 4), deren Wirkung dann nach Handlungsfeld der Endnachfrager näher untersucht wird. In Kapitel 5 erfolgt die Diskussion der Erkenntnisse zur Lenkungswirkung im Gebäudesektor. Kapitel 6 diskutiert die Wirkungen im Verkehrssektor und Kapitel 7 im Industriesektor. Die Analyse der Lenkungswirkung staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile wird abgerundet durch die Analyse der Verteilungswirkungen am Beispiel privater Haushalte (Kapitel 8). Das Synthesepapier schließt mit einer Zusammenfassung und gibt Handlungsempfehlungen (Kapitel 9).

⁷ Im Projekt wurden weitere Einzelpapiere erarbeitet, z.B. Keimeyer et al. (im Erscheinen), Bei der Wieden et al. (im Erscheinen), Zerzawy et al. (im Erscheinen), Kreye et al. (im Erscheinen), Lutz und Becker (im Erscheinen) auf die an dieser Stelle verwiesen wird.

2 Status quo der Energiepreisentwicklung und ihrer staatlich bestimmten Bestandteile

Für die Modellierung der Wirkung von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen wurden Energiepreisszenarien entwickelt, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse sektorübergreifend zu gewährleisten. Der Status quo für die Energieträger Öl, Gas, Steinkohle, Strom sowie die Entwicklung des CO₂-Preises wird im Folgenden dargestellt. Die Bestandsaufnahme erfolgte unter der Maßgabe, dass die Anschlussfähigkeit an bestehende Ziel- und Politikszenerarien sichergestellt ist. Der Status quo basiert daher auf Mendelevitich et al. (2024), welcher in verkürzter Form hier wiedergegeben wird⁸.

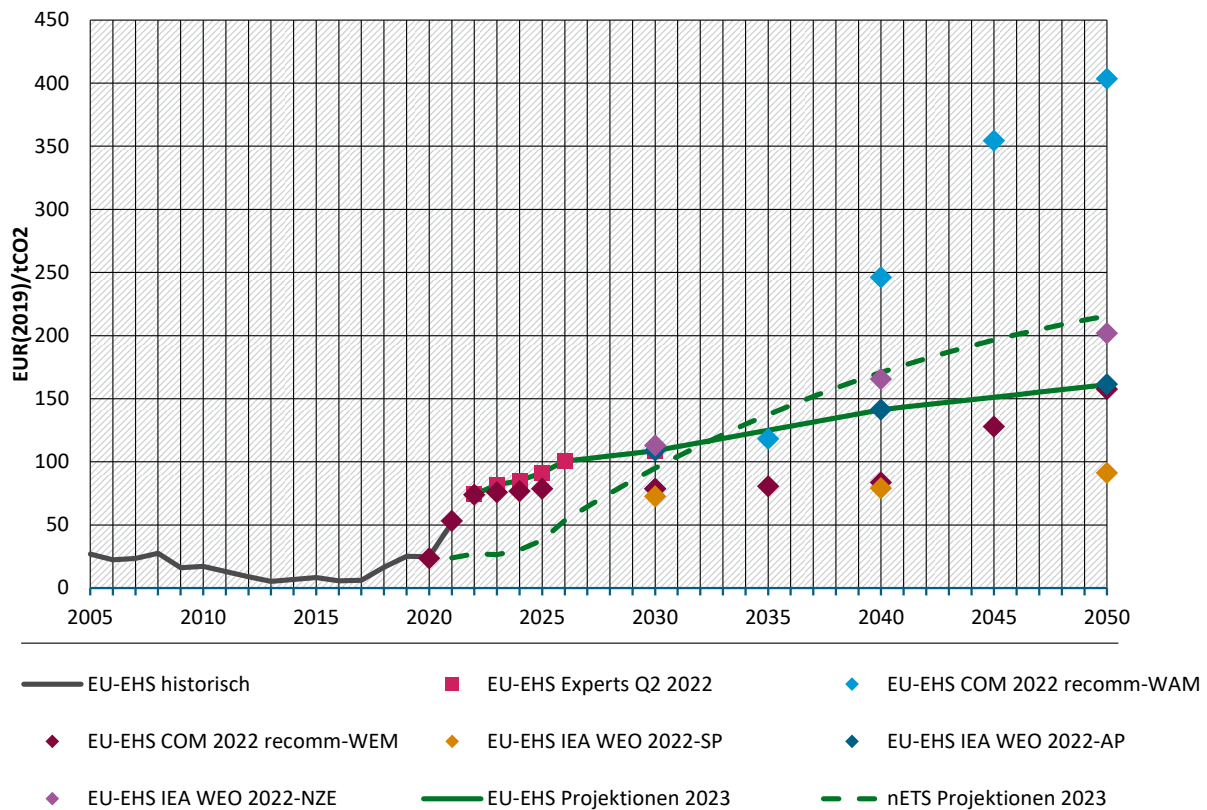
2.1 CO₂-Preis

2.1.1 EU-EHS CO₂-Preis

„Die Preise für Emissionsberechtigungen des Europäischen Emissionshandelssystems für Treibhausgase (EU-EHS) sind neben den Preisen für Brennstoffe und andere Energieträger eine wesentliche Determinante für die Emissionsentwicklungen in den Bereichen Energiewirtschaft und Industrie“ (Mendelevitich et al. 2024, S. 25). Die Preise für CO₂ im EU-EHS sowie nach BEHG sind für den Zeitraum 2005 bis 2050 in Abbildung 3 dargestellt. Im Zeitraum 2012 bis 2017 lagen die Preise unter 10 €(2019)/EUA. Dies war v. a. auf das Überangebot an Zertifikaten zurückzuführen. Ab 2020 sind die Preise auf über 50 €(2019)/EUA angestiegen. Mendelevitich et al. (2024) gehen davon aus, dass dies „auf den Beschluss zum EU-Klimagesetz zurückzuführen“ ist, „welches das Ziel der Klimaneutralität für 2050 rechtlich verbindlich vorschreibt“ (Mendelevitich et al. 2024, S. 25). Im Herbst 2022 stieg der Preis auf über 75 €(2019)/EUA an.

„Für die zukünftige Preisentwicklung im EU-EHS sind die im Rahmen des Fit-For-55-Pakets der Europäischen Union beschlossenen Reformen entscheidend. Diese umfassen unter anderem eine Verschärfung des Reduktionsziels von 43 % auf 62 % bis 2030, eine Stärkung der Marktstabilitätsreserve sowie eine Reform der freien Zuteilung. Zusammen mit dem Fit-For-55-Paket der Europäischen Union ist der Anstieg des Erdgaspreises eine wichtige Triebkraft für den Preis der Zertifikate. Eine Umstellung von Erdgas auf kohlenstoffintensivere fossile Brennstoffe (wie Heizöl für Heizzwecke und Kohle für die Stromerzeugung) führt zu einem Anstieg der Nachfrage nach Zertifikaten in Anlagen, die unter das EU-EHS fallen, und damit zu höheren Preisen“ (Mendelevitich et al. 2024, S. 25).

⁸ Aus Gründen der Lesbarkeit und des Verständnisses insbesondere für Kapitel 4 werden die Ergebnisse aus Mendelevitich et al. (2024) hier nicht nur referenziert, sondern dezidiert präsentiert. Für ausführliche Erläuterungen zu den Rahmendaten sei jedoch auf die Quelle Mendelevitich et al. (2024) an dieser Stelle ausdrücklich hingewiesen.

Abbildung 3: Preise für CO₂ im EU-EHS sowie nach BEHG, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2023

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

2.1.2 Nationaler Brennstoffemissionshandel

„Mit dem Klimaschutzprogramm 2030 wurde in Deutschland im Jahr 2021 erstmals eine Bepreisung von CO₂ in den Sektoren Wärme und Verkehr eingeführt. Ziel ist es, einen Anreiz in diesen Sektoren für den Umstieg von emissionsintensiveren auf klimaschonendere Techniken wie beispielsweise den Einsatz von Wärmepumpen und Elektromobilität, mehr Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energieträger zu setzen. In einem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) werden die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe erfasst. Das nEHS setzt auf den vorgelagerten Handelsebenen an, bei den Unternehmen, die Brenn- und Kraftstoffe in Verkehr bringen („Upstream-EHS“). Die rechtliche Umsetzung ist mit der Verabschiedung des Brennstoff-Emissionshandelsgesetzes (BEHG) erfolgt“ (Mendelevitch et al. 2024, S. 27).

Bundesrat und Bundestag haben folgende Preisentwicklung beschlossen: 2024 45 €/tCO₂ und für 2025 55 €/tCO₂, 2026 Mindestpreis in Höhe von 55 €/t CO₂ sowie Höchstpreis von 65 €/t CO₂ (Mendelevitch et al. 2024).

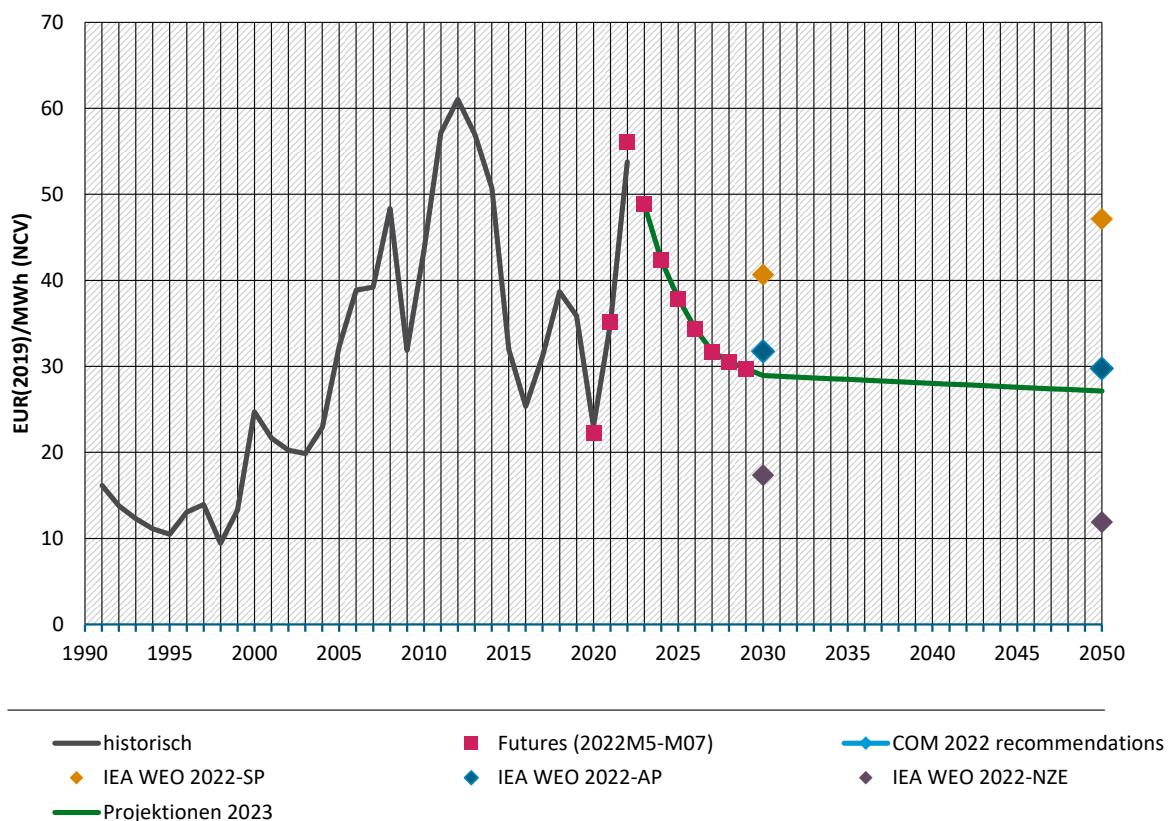
Darüber hinaus wurde im Koalitionsvertrag vereinbart, den nEHS 2027 in ein dann vorliegendes EU-weites System mit freier Preisbildung unter einem bindenden Cap zu überführen. Dieses System wird der nun auf EU-Ebene verabschiedete und ab 2027 einzuführende EU-EHS2 darstellen.

2.2 Rohöl und erdölbasierte Kraftstoffe

Die Preise für Rohöl stiegen bis 2010 an. Nach der Finanz- und Wirtschaftskrise kam es zu einem Preissturz, woran sich volatile Preisentwicklungen anschlossen. Die Jahre 2020, 2021 und 2022 waren durch Sondersituationen gekennzeichnet, zum einem der Covid-19-Pandemie sowie dem Beginn des Krieges in der Ukraine. „Ab Herbst 2021 zogen die Preise in Europa im Rahmen der sich anbahnenden Energiekrise an und die Markttrends verschärften sich nochmals durch den Krieg 2022“ (Mendelevitch et al. 2024, S. 16).

Abbildung 4 zeigt die historische Entwicklung für die Rohölpreise der Sorte Brent im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen. Es zeigt sich, dass „Futures für 2023 bis 2030 einen klaren Backwardation-Trend“ zeigen (Mendelevitch et al. 2024). Dies „deutet auf ein weiter absinkendes reales Preisniveau hin, mit Marktpreisen, die zuletzt vor der Finanzkrise beobachtet werden konnten. Dieser Markttrend spiegelt sich nicht in den Empfehlungen der European Commission (2022) wider, welche bis 2030 ein Verharren auf dem hohen Niveau von 2022 projizieren“ (Mendelevitch et al. 2024, S. 17).

Abbildung 4: Preise für Rohöl (Brent) im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und die Projektionen 2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

Tabelle 2 fasst die weiteren Preisbestandteile, die den jeweiligen Endkundenpreis beeinflussen, zusammen.

Energiesteuer: Die in Tabelle 2 gelisteten Energiesteuersätze sind für Benzin, Diesel, leichtes und schweres Heizöl seit 2003 nominal unverändert. Kerosin für den Flugverkehr ist von der Energiesteuer befreit. In der Referenz wird für die Zukunft angenommen, dass der Wert nominal gleichbleibt, was real mit einem Absinken mit der Inflationsrate einhergeht.

CO₂-Bepreisung: Für Benzin, Diesel und leichtes Heizöl ist von einer 100 % Durchleitung des CO₂-Preises aus dem BEHG auszugehen. Anlagen, die schweres Heizöl verbrauchen, verfügen zum überwiegenden Teil über eine Feuerungswärmeleistung von über 20 MW_{th}. Damit unterliegen sie dem EU-EHS, aber nicht dem BEHG. Auf Grund der Energiesteuerbefreiung ist Kerosin für den Flugverkehr auch von der CO₂-Bepreisung befreit (siehe auch Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2023b).

Mehrwertsteuer (MWSt.): Für Benzin, Diesel und leichtes Heizöl beträgt die Mehrwertsteuer in 2023 19 %. Im Jahr 2022 wurde diese für Benzin und Diesel für den Zeitraum 1. Juni bis zum 1. September auf 7 % gesenkt. Für die anderen Kraft- und Brennstoffe betrug sie im Jahr 2022 ab dem 1. Juli 16 % statt 19 %. Eine ordentliche Mehrwertsteuererhöhung fand zuletzt 2007 statt, dabei wurde von 16 % auf 19 % erhöht.

Der Preisbestandteil Margen und Strukturierung bzw. Beschaffung, Vertrieb und Margen wird für Vergangenheitswerte im Abzugsverfahren als Differenz zwischen Endpreisen, wie sie in der Statistik des Mineralölverbandes⁹ und des Statistischen Bundesamtes¹⁰ zur Verfügung stehen, und dem jeweils geltenden Mehrwertsteuer- und Energiesteuersatz, sowie einer Annahme zur Durchleitung der CO₂-Bepreisung aus dem BEHG ermittelt.

Zur Ermittlung von Zukunftswerten wird der statistische Zusammenhang (gewichtete OLS-Regression) zwischen Rohölpreis und dem Preisbestandteil Margen und Strukturierung ermittelt und für die Zukunft fortgeschrieben.

Tabelle 2: Energieendprodukte auf Rohölbasis mit weiteren Preisbestandteilen

Produkt	Energiesteuer in 2023 [€/l] bei schwerem Heizöl [€/t]	Annahme zur Durchleitung der CO ₂ -Bepreisung BEHG [%]	MWSt. in 2023 [%]
Benzin	0,654	100	19
Diesel	0,4704	100	19
Leichtes Heizöl (Abnahme >50 hl)	0,06135	100	19
Schweres Heizöl	25	0	19
Kerosin	0	0	Inlandsflüge: 19 andere: 0

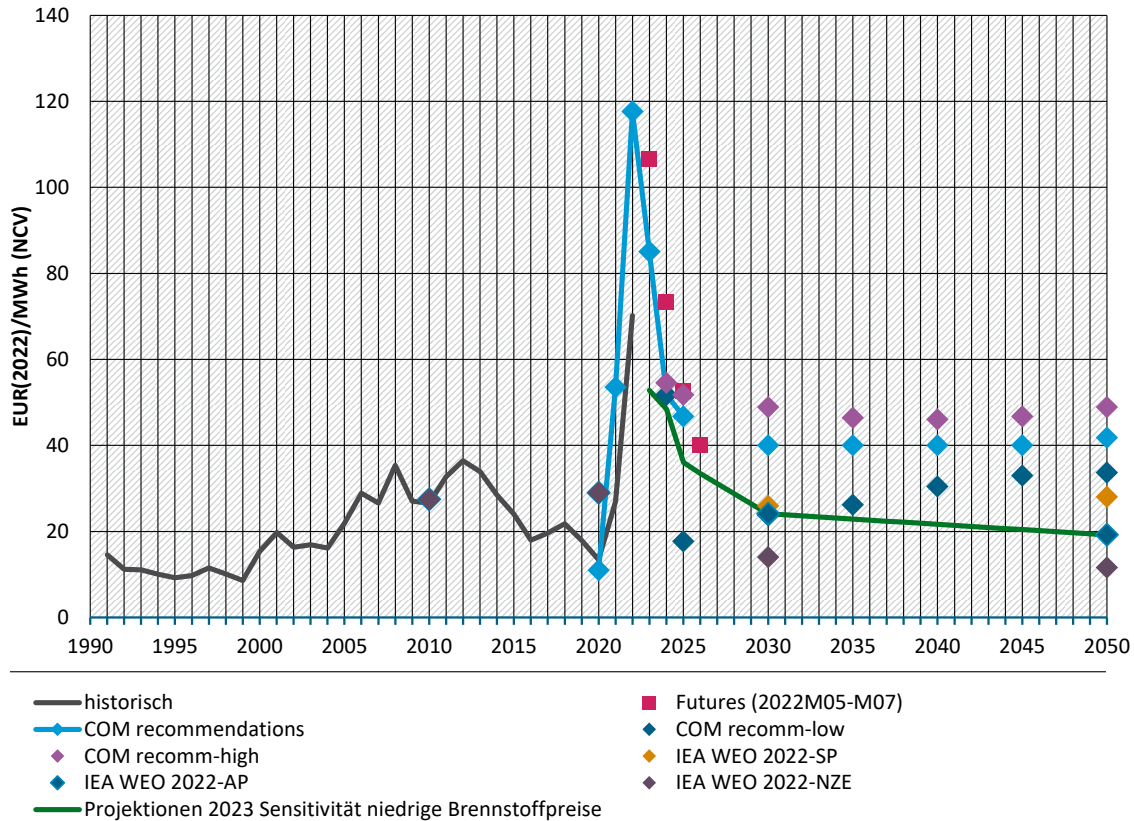
Quelle: Eigene Darstellung nach § 2 EnergieStG, § 27 (2) EnergieStG, § 12 (1), § 26 (3) UstG.

2.3 Erdgas

Die historische Entwicklung der Großhandelspreise für Erdgas ist ähnlich der Preisentwicklung für Rohöl, „auch wenn die Volatilitäten jeweils etwas stärker ausgeprägt sind“ (Mendelevitch et al. 2024, S. 18).

⁹ Wirtschaftsverband Fuels und Energie (2024)

¹⁰ Destatis (2023b)

Abbildung 5: Großhandelspreise Erdgas NWE/THE im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und die Projektionen 2023

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

Der Preisbestandteil Margen und Strukturierung bzw. **Beschaffung, Vertrieb und Margen, Netzentgelt inkl. Messung und Messstellenbetrieb**, sowie restliche Umlagen und Steuern liegen für Vergangenheitswerte bei Eurostat vor (Eurostat 2023).¹¹ Bei diesen Werten handelt es sich um durchschnittliche Preise von Bestands- und Neukunden. In der Referenz wird für die Zukunft angenommen, dass die Netzentgelte inkl. Messung und Messstellenbetrieb, sowie restliche Umlagen und Steuern real konstant bleiben. Um die Auswirkungen des Angriffskriegs auf die Ukraine auf die Endenergiepreise abzufedern, sind von der Bundesregierung umfangreiche Maßnahmen auf den Weg gebracht worden. Insbesondere sind hier die sogenannte „Strompreisbremse“ und „Gaspreisbremse“ zu nennen, die 2023 in Kraft traten.

CO₂-Bepreisung im nEHS: Für alle Nachfragebänder im Haushaltsbereich wird angenommen, dass die Preisweiterleitung zu 100 % erfolgt. Für die Nachfragebänder im Nicht-Haushaltsbereich wird für die Bänder I1-I3 ebenfalls eine 100%ige Weiterleitung angenommen, für das Band I4 eine 50%ige und für die Bänder I5 und I6 keine CO₂-Preisweiterleitung. Die jeweilige Einschätzung erfolgt auf Basis der Änderung des Postens „Environmental taxes“. Hier lässt sich jeweils anhand des Wertes für 2021 im Vergleich zu 2020 ablesen, ob sich die

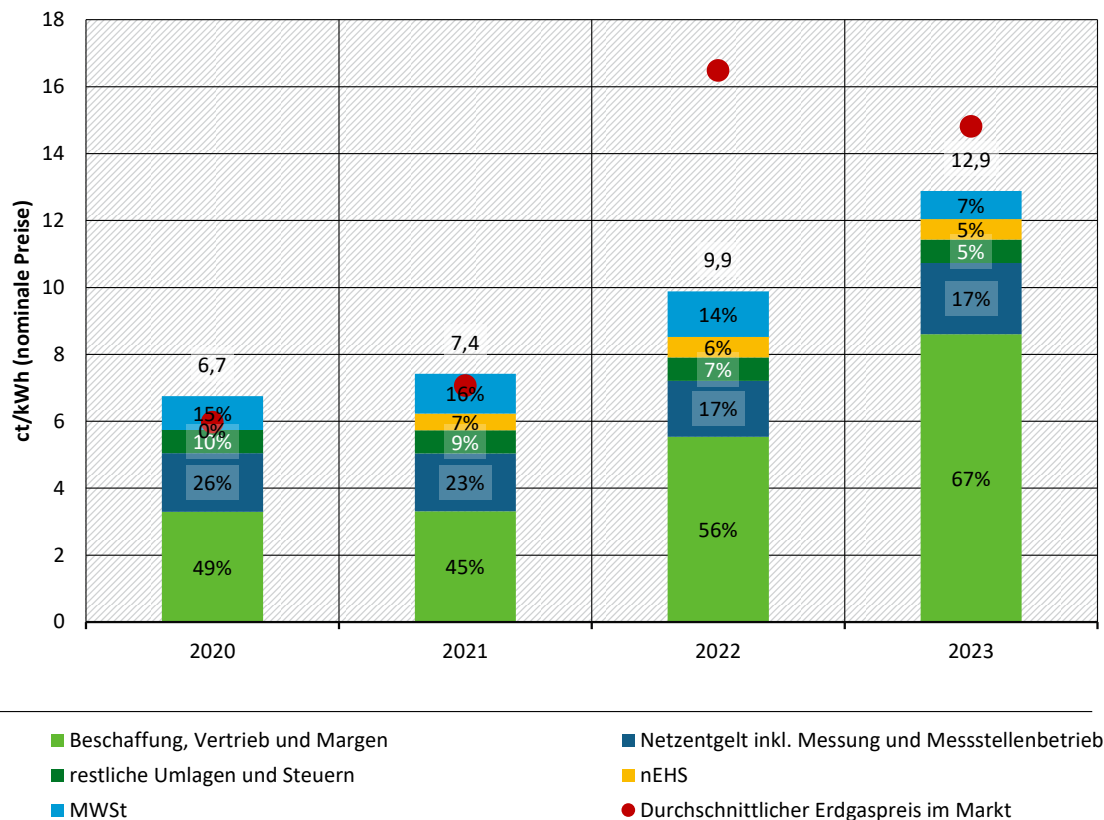
¹¹ In die Berechnung der durchschnittlichen Erdgaspreise fließen sämtliche Gaspreise eines Versorgungsunternehmens beziehungsweise eines Verkaufsunternehmens für die Wärmeerzeugung und die Nutzung als Kraftstoff durch Letztverbraucher ein. Dies erfolgt, unabhängig von der Tatsache, ob es sich um Neu- oder Bestandskunden handelt.

In die Kalkulation der Durchschnittspreise für Strom fallen hingegen sämtliche Tarife beziehungsweise Strompreise des verkaufenden Unternehmens zum Stromverbrauch, also auch Preise für die Wärmegewinnung mit Strom (beispielsweise Wärmepumpen), Strom für E-Mobilität, Strompreise für Neu- und Altverträge, Nachtstarife und so weiter. Zusätzlich werten wir Verwaltungsdaten aus, zum Beispiel zur Strom- und Energiesteuer sowie zu Umlagen für Erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und zur Offshore-Netzumlage. (Destatis 2023a)

Einführung der CO₂-Bepreisung in einer entsprechenden Erhöhung des Postens widerspiegelt.¹² (Eurostat 2023)

MWSt.: Die Mehrwertsteuer auf Erdgas betrug im Jahr 2023 7 %, im Jahr 2020 ab dem 1. Juli bis 31. Dezember 16 % statt 19 %. Eine ordentliche Mehrwertsteuererhöhung fand zuletzt 2007 statt, dabei wurde von 16 % auf 19 % erhöht.

Abbildung 6: Energiepreisbestandteile durchschnittlicher Endkundenpreise bei Erdgas im Band 5,6-55,6 MWh für die Jahre 2020 bis 2023, und Vergleich mit durchschnittlichen Endkundenerdgaspreisen im Markt (Jahresverbrauch: 20 MWh)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Eurostat (2023) und BDEW (2023).

Im Zeitraum 2020 bis 2023 stellte „Beschaffung, Vertrieb und Margen“ mit 49 % bis 67 % durchweg den großen Preisbestandteil dar. Er stieg von rund 3,3 ct/kWh in 2020 auf 5,5 ct/kWh in 2022 und dann weiter auf 8,6 ct/kWh in 2023 an. Hier besteht eine verzögerte und gedämpfte Reaktion des großhandelsmarktgetriebenen Anteils. Der Posten der Netzentgelte inkl. Messung und Messstellenbetrieb war zwischen 2020 und 2023 relativ konstant bei rund 1,7 ct/kWh und stieg erst in 2023 auf über 2,1 ct/kWh an. Die restlichen Steuern und Abgaben (Konzessionsabgabe, Erdgassteuer) blieben im Zeitraum nahezu unverändert. Einzig die in Quartal (Q)4 2022 zur Abwendung einer Gasmangellage eingeführte Gasspeicherumlage betrug in Q4 2022 0,06 und in 2023 0,09 ct/kWh. In 2021 wurde der nEHS eingeführt. Die CO₂-Bepreisung trug in 2021 mit rund 0,5 ct/kWh und in 2022 und 2023 mit rund 0,6 ct/kWh zum Endkundenpreis bei. Die Mehrwertsteuer wurde für Mitte bis Ende 2020 auf 16 % gesenkt. Von 2021 bis Ende September 2022 betrug sie 19 %. Im Oktober 2022 wurde sie auf 7 % gesenkt. Die Senkung galt für das ganze Jahr 2023.

¹² Alle Berechnungen erfolgen auf Basis des unteren Heizwertes (Hu). Die Angaben in Eurostat sind auf Basis des oberen Heizwertes (Ho) und müssen entsprechend umgerechnet werden.

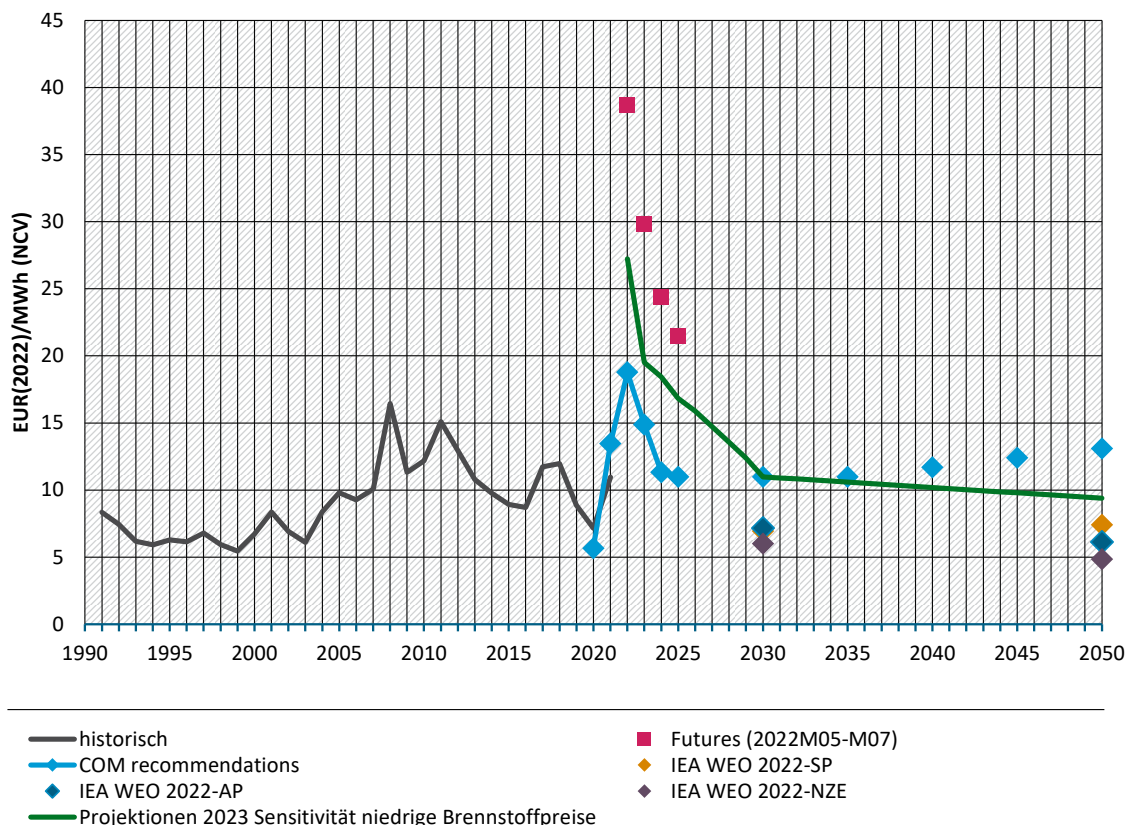
Getrieben vom Anstieg für „Beschaffung, Vertrieb und Margen“, stieg der durchschnittliche Endkundenpreis für Erdgas im Nachfragesegment 5,6-55,6 MWh im Zeitraum 2020 bis 2023 von rund 6,8 ct/kWh auf 12,9 ct/kWh an. Ohne die Anpassungen der Mehrwertsteuer wäre die Erhöhung in 2023 um 1,4 ct höher, sodass sich ein Endkundenpreis von 14,3 ct/kWh ergeben hätte.

Der durchschnittliche Endkundenpreis reagiert mit einer zeitlichen Verzögerung auf den durchschnittlichen Erdgaspreis am Markt, also den Preisen für Neuverträge. In 2020, zum niedrigsten Stand der Großmarktpreise, lag der Gesamtdurchschnitt noch deutlich über dem Preis für Neuverträge, während er in 2022 und 2023 deutlich darunter lag. Mit sich deutlich stabilisierenden Großhandelspreisen ist davon auszugehen, dass sich die Differenz wieder verringert.

2.4 Steinkohle

Die Preisentwicklung von Steinkohle (Abbildung 7) ist ebenfalls der der Rohöl- und Erdgaspreise ähnlich. 2021 stiegen die Kohlepreise an. Ursächlich dafür war eine verstärkte Nachfrage u. a. durch Indien und China, beides Importländer für Kohle. Der Krieg in der Ukraine verstärkte den steigenden Preistrend. Mendelevitch et al. (2024, S. 20) beschreiben „die Situation an den Steinkohlemärkten Europas (ähnlich wie bei Erdgas) als sehr turbulent“. „Aber auch hier konnte spätestens ab dem Spätherbst 2022 ein Backwardation-Trend beobachtet werden, sodass sich der im Sommer 2022 aus den Futures für 2023 anzunehmende weitere Preisanstieg nicht realisierte. Vielmehr liegt schon 2023 das Preisniveau unterhalb der Spitzenwerte von 2008 und 2011 und nur noch leicht über dem Wert von 2021“ (Mendelevitch et al. 2024, S. 20).

Abbildung 7: Großhandelspreise Steinkohle ARA, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2023



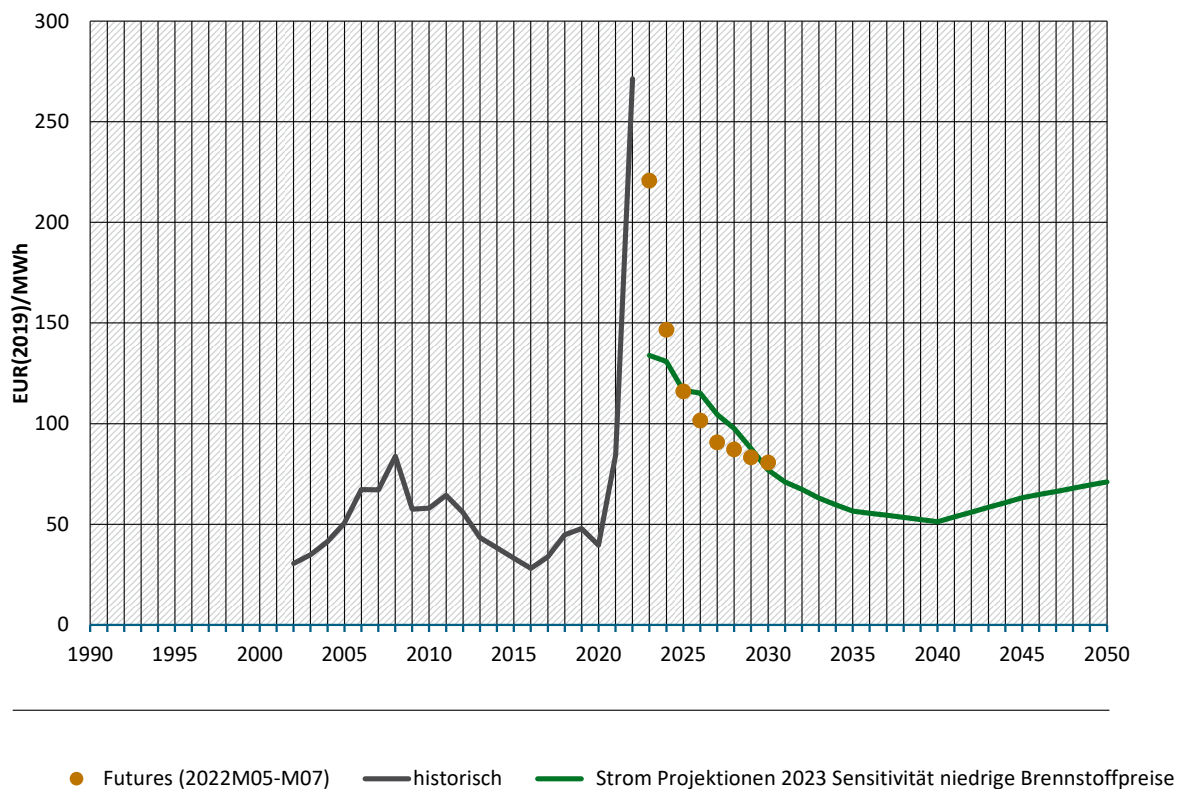
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

2.5 Strom

Im Strommarkt erfolgt die Preisbildung anhand der kurzfristigen Einsatzkosten der letzten Einheit, die für die Deckung der entsprechenden Nachfrage in Anspruch genommen wird (marginal cost-based pricing). Die Entwicklung der Großhandelsstrompreise ist damit maßgeblich getrieben durch die Entwicklung der Brennstoffpreise, insbesondere für Steinkohle und Erdgas, sowie den Preis für Emissionszertifikate im EU EHS.

Abbildung 8 zeigt die historische Strompreisentwicklung für die Jahre 2002 bis 2023 anhand des jeweiligen Base Y+1 Future. Es zeigt sich das Zusammenspiel der Brennstoffpreise und der Entwicklung des EU EHS-Preises. Aufgrund erheblicher freier Kapazitäten im deutschen und insbesondere auch im zentraleuropäischen, vernetzten Stromsystem kommt es bei einer entsprechenden Konstellation von Brennstoff- und CO₂-Preisen zu einem Fuel-Switch zwischen Kohle und Erdgas. Sowohl der Steinkohle-, aber insbesondere auch der Erdgas- und der CO₂-Preis stiegen ab Mitte 2021 stark an und führten in der Folge zu einem starken Anstieg des Strompreises. In 2022 stieg der Preis auf Grund einer erwarteten Gasmangellage, sehr hoher Steinkohlepreise und steigender CO₂-Preise nochmals weiter an. Wie in den vorhergehenden Abschnitten beschrieben, erfolgte dann ab Ende 2022 eine Entspannung der Situation und der zukünftigen Preiseinschätzungen, sodass auch der Strompreis am Großmarkt für 2023 deutlich abfiel. Der Rückgang der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt ab Ende 2022 lag hinter dem Abschneidezeitpunkt für die Erstellung der Rahmendaten für diese Untersuchung und konnte deshalb nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 8: Großhandelspreise Strom, historische Entwicklung sowie Abschätzung für Projektionen 2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

CO₂-Einpreisungsfaktor: Dieser Faktor beschreibt den Effekt, den die Änderung des CO₂-Preises im EU EHS auf den durchschnittlichen Großhandelsstrompreis in zentraleuropäischen Stromsystemen hat. Angegeben in tCO₂ ergibt sich bei Multiplikation mit der absoluten Änderung des CO₂-Preises die absolute Änderung des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises. Der Effekt hängt vom Kraftwerkseinsatz bzw. von den Emissionsfaktoren der im Einsatz befindlichen Kraftwerke sowie ihrem relativen Anteil an der Gesamterzeugung über das Jahr betrachtet ab. Aus der Rechnung für den Projektionsbericht 2023¹³ lässt sich aus der Maßnahmenbewertung für den Effekt des EU EHS der Einpreisungseffekt annäherungsweise ermitteln. Die Verfügbarkeit einzelner Technologien und Kraftwerkskohorten mit unterschiedlichen spezifischen Emissionsfaktoren bleibt in dieser Betrachtung unberücksichtigt.

Tabelle 3: CO₂-Einpreisungseffekt des EU EHS im zentraleuropäischen Strommarkt

	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
tCO ₂	0,62	0,56	0,58	0,37	0,21	0,18	0,18	0,14

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

Der Preisbestandteil Margen und Strukturierung bzw. **Beschaffung, Vertrieb und Margen, Netzentgelt inkl. Messung und Messstellenbetrieb**, sowie **restliche Umlagen und Steuern** liegen für Vergangenheitswerte bei Eurostat vor (Eurostat 2023)¹⁴. Bei diesen Werten handelt es sich um durchschnittliche Preise von Bestands- und Neukunden. Damit liegen diese insbesondere für 2022 und 2023 deutlich unter den Preisen für Neukunden, wie diese beispielsweise von BDEW¹⁵ berichtet werden. Insbesondere in der mittleren Frist ist mit sinkenden Neukundenpreisen und einem Angleichen zwischen Bestands- und Neukundenpreisen zu rechnen.

In der Referenz (s. Kapitel 4.2) wird für die Zukunft berücksichtigt:

- ▶ Wegfall der EEG-Umlage;
- ▶ Zuschuss zu Stromnetzentgelten¹⁶, sodass die gestiegenen Redispatch-, Netzreserve- und Regelenergiekosten ausgeglichen werden und die Entgelte strukturell (inflationbereinigt) zunächst konstant bleiben würden;
- ▶ Anstieg der Stromnetzentgelte auf Grund des notwendigen Ausbaus der Netzinfrastruktur angenommen. Abgeleitet aus den Langfristszenarien 3 (Sensfuß et al. 2021) wurde ein struktureller Anstieg der Entgelte um 19 % (ggü. 2018) bis 2030, um 27 % bis 2040 und um 33 % bis 2050 unterstellt;

¹³ Zum Zeitpunkt der Analyse lag der derzeit aktuelle Projektionsbericht 2024 noch nicht vor (s. Harthan et al. 2024)

¹⁴ In die Berechnung der durchschnittlichen Erdgaspreise fließen sämtliche Gaspreise eines Versorgungsunternehmens beziehungsweise eines Verkaufsunternehmens für die Wärmeerzeugung und die Nutzung als Kraftstoff durch Letztverbraucher ein. Dies erfolgt, unabhängig von der Tatsache, ob es sich um Neu- oder Bestandskunden handelt.

In die Kalkulation der Durchschnittspreise für Strom fallen hingegen sämtliche Tarife beziehungsweise Strompreise des verkaufenden Unternehmens zum Stromverbrauch, also auch Preise für die Wärmegewinnung mit Strom (beispielsweise Wärmepumpen), Strom für E-Mobilität, Strompreise für Neu- und Altverträge, Nachtтарife und so weiter. Zusätzlich werten wir Verwaltungsdaten aus, zum Beispiel zur Strom- und Energiesteuer sowie zu Umlagen für Erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und zur Offshore-Netzumlage.

https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/inhalt.html#_ptuqieeaz

¹⁵ BDEW (2024b)

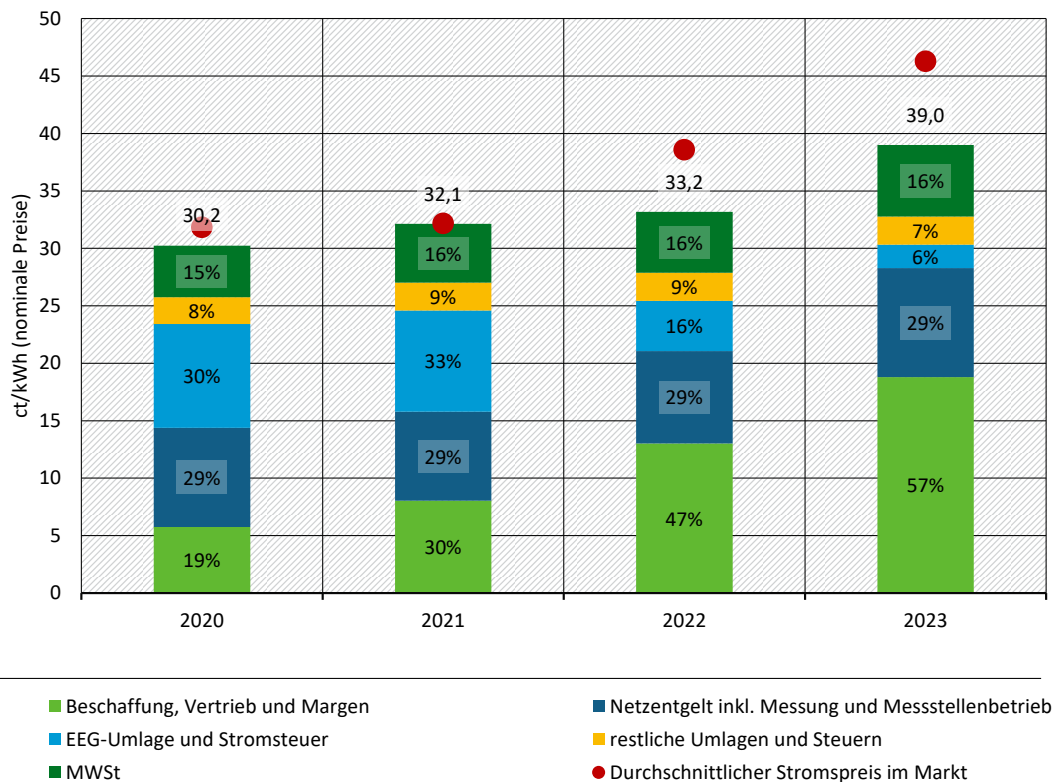
¹⁶ Im Herbst 2023 wurde von der Bundesregierung entschieden, den Zuschuss für niedrigere Stromübertragungsnetzentgelte in Höhe von 5,5 Milliarden Euro für 2024 zu streichen. Die vier großen Fernleitungsbetreiber Tennet, Amprion, 50Hertz und Transnet BW kündigten daraufhin an, die Netzentgelte zum Jahreswechsel von 3,1 auf 6,4 Cent pro Kilowattstunde mehr als zu verdoppeln (Transnet 2023).

► restliche Umlagen und Steuern bleiben real konstant.

Um die Auswirkungen des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine auf die Endenergiepreise abzufedern, sind von der Bundesregierung umfangreiche Maßnahmen auf den Weg gebracht worden. Insbesondere sind hier die sogenannte „Strompreisbremse“ und „Gaspreisbremse“ zu nennen. Nachdem Bundestag und Bundesrat im Dezember 2022 zustimmten, traten die Regelungen 2023 in Kraft. Bei der Erstellung der Rahmendaten für die Projektionen 2023 und auch für die hier vorliegenden Untersuchungen konnten diese Instrumente daher nicht mehr berücksichtigt werden. Was jedoch klar erkennbar ist, ist der Wille sowohl im Bereich des Erdgases als auch im Bereich des Stroms weder Einsatz-/Verbrauchs- noch Investitionsanreize zu verzerren¹⁷. Auch auf der Aufkommenseite der „Strompreisbremse“ sollen lediglich Überschusserlöse abgeschöpft werden. Es soll nicht in den Preisbildungsmechanismus selbst eingegriffen werden.

MWSt: Die Mehrwertsteuer auf Strom betrug im Jahr 2023 19 %, im Jahr 2022 ab dem 01.07. 16 % statt 19 %. Eine ordentliche MWSt.-Erhöhung fand zuletzt 2007 statt, dabei wurde von 16 % auf 19 % erhöht.

Abbildung 9: Energiepreisbestandteile mit durchschnittlichen Endkundenpreisen für private Haushalte bei Strom im Band 2.500-5.000 kWh für die Jahre 2020 bis 2023, und Vergleich mit durchschnittlichem Endkundenstrompreis im Markt (Jahresverbrauch: 3.500 kWh)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten Eurostat (2023) und BDEW (2023)

¹⁷ Da die Flüssiggas-Infrastruktur jedoch nicht innerhalb des Energiesystems, sondern zum großen Teil durch die öffentliche Hand finanziert wird, ergibt sich bei den Einsatz- und Investitionsentscheidungen in diesem Fall ein verzerrender Effekt.

Im Zeitraum 2020 bis 2023 stieg der Preisbestandteil „Beschaffung, Vertrieb und Margen“ von 19 % auf 57 % und wurde damit ab 2022 zum größten Preisbestandteil. Er stieg von rund 5,7 ct/kWh in 2020 auf 13,0 ct/kWh in 2022 und dann weiter auf 18,8 ct/kWh in 2023 an. Auch hier besteht eine verzögerte und gedämpfte Reaktion des großhandelsmarktgetriebenen Anteils. Der Anteil des Postens der Netzentgelte inkl. Messung und Messstellenbetrieb war zwischen 2020 und 2023 relativ konstant bei rund 29 %, er stieg von 8,6 ct/kWh in 2020 auf 9,5 ct/kWh in 2023 an. Die EEG-Umlage sank von 2020 bis Mitte 2022 von 6,8 ct/kWh auf 3,7 ct/kWh und wurde ab 1. Juli 2022 auf null gesenkt und zum 1. Januar 2023 abgeschafft. Die Stromsteuer blieb dabei unverändert bei 2,05 ct/kWh. Die restlichen Steuern und Abgaben (Konzessionsabgabe, § 19-Umlage, Offshore-Netzumlage, KWK-Umlage) blieben im Zeitraum nahezu unverändert oder stiegen leicht an, in Summe von 2,3 ct/kWh in 2020 auf 2,4 ct/kWh in 2023. Die MWSt. wurde für Mitte bis Ende 2020 auf 16 % gesenkt. Ab 2021 betrug sie wieder 19 %.

Getrieben vom Anstieg für „Beschaffung, Vertrieb und Margen“ stieg der durchschnittliche Endkundenpreis für Strom im Nachfragesegment 2.500-5.000 kWh im Zeitraum 2020 bis 2023 von rund 30 ct/kWh auf 39 ct/kWh an.

Der durchschnittliche Endkundenpreis reagiert mit einer zeitlichen Verzögerung auf den durchschnittlichen Endkundenstrompreis am Markt, also den Preisen für Neuverträge. In 2020, zum niedrigen Stand der Großmarktpreise, lag der Gesamtdurchschnitt nur leicht unter dem Preis für Neuverträge, während er in 2022 und 2023 deutlich darunter lag. Mit sich deutlich stabilisierenden Großhandelspreisen ist davon auszugehen, dass sich die Differenz wieder deutlich verringert.

2.6 Energiesteuer und CO₂-Bepreisung für die betrachteten Sektoren im Überblick

2.6.1 Energiesteuer und CO₂-Preise im Gebäudesektor

Alle fossilen Energieträger werden mit der Energiesteuer besteuert. Die Energiesteuersätze für Heizenergieträger sind jedoch wesentlich niedriger als im Verkehrssektor. Der CO₂-Preis gilt hingegen für beide Sektoren gleichermaßen.

- ▶ Für Erdgas zum Verheizen gilt laut Gesetz als Regelsatz ein Steuertarif von 5,50 €/MWh (bezogen auf den oberen Heizwert). Die Energiesteuer für Heizöl beträgt 61,35 €/1.000 Liter. Für Erdgas und Heizöl beträgt der energetische Regelsatz (Regelsatz umgerechnet auf den Energiegehalt) somit gleichermaßen 6,10 €/MWh, bezogen auf den unteren Heizwert. Für Flüssiggas zum Verheizen beträgt der gesetzliche Regelsatz der Energiesteuer 60,60 €/1.000 kg. Umgerechnet auf den Energiegehalt beträgt der Regelsatz somit 4,70 €/MWh. Braun- und Steinkohle werden mit 0,33 €/GJ gesetzlichem Regelsatz besteuert. Der energetische Regelsatz beträgt somit 1,20 €/MWh (Agora Energiewende 2017).
- ▶ Zusätzlich zur Energiesteuer wird im Wärmesektor der CO₂-Preis gemäß BEHG erhoben. Der für das Jahr 2024 festgelegte nationale CO₂-Preis liegt bei 45 €/tCO₂. Für Erdgas bedeutet dies eine zusätzliche Belastung von 8,16 €/MWh (netto) und für Heizöl von 12,04 €/MWh (netto) (BDEW 2024).

Während im Bestand die Wärmeerbringung zu einem Großteil auf fossilen Heizstoffen beruht, kommen seit einigen Jahren (vor allem im Neubau) auch immer häufiger erneuerbare Energieträger zum Einsatz. Zur erneuerbaren Wärmeerzeugung werden gasförmige Bioheizstoffe oder

festen Biomasse, wie z. B. Holzpellets, genutzt. Außerdem kann Wärmeerzeugung durch eine solarthermische Anlage oder die Nutzung von Strom stattfinden.

- ▶ Biogas, welches zum Verheizen zu Biomethan aufbereitet und eingespeist wird, wird wie Erdgas behandelt und mit einem Energiesteuersatz von 5,50 €/MWh (bezogen auf den oberen Heizwert) belastet. In KWK-Anlagen oder Thermen eingesetztes Biogas wird nach § 28 EnergieStG von der Energiesteuer befreit. Feste Biomasse, beispielsweise in Form von Holzpellets, wird ebenfalls nicht mit der Energiesteuer belastet.
- ▶ Während auf feste Biomasse (Pellets) also keine Energiesteuer erhoben wird und feste Biomasse nicht vom BEHG abgedeckt wird, ist Strom als Heizstoff höher belastet als fossile Energieträger. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass der Strombedarf für die Raumwärme im Fall von Wärmepumpen niedriger ist als der Gas- oder Heizölbedarf für fossile Heizungen. Unter Berücksichtigung der Effizienz ist die Energie- bzw. Stromsteuerbelastung für die Bereitstellung von Raumwärme etwa vergleichbar. Bei Strom fallen darüber hinaus jedoch weitere staatlich bestimmte Preisbestandteile an, so dass die Belastung mit Abgaben und Umlagen über der von fossilen Heizstoffen liegt.

Tabelle 4 zeigt die umweltbezogene Bepreisung (Energiesteuer und BEHG), bezogen auf die Kilowattstunde Endenergie.

Tabelle 4: Energiesteuer und CO₂-Preis auf Heizstoffe (Regelsätze)

Energieträger	Steuersatz (Regelsatz)	Steuersatz (ct/kWh)	CO ₂ -Preis (BEHG) (€/t)	CO ₂ -Preis (BEHG) (ct/kWh)	Summe (ct/kWh)
Erdgas	5,50 €/MWh	0,61	45	0,90	1,58
Heizöl	61,35 €/1.000 l	0,61	45	1,20	1,81
Flüssiggas	60,60 €/1.000 kg	0,47	45	1,06	1,53
Kohle	0,33 €/GJ	0,12	45	1,61	1,73
Biomethan	5,50 €/MWh	0,61	-	0,00	0,61
Biomasse	-	0,00	-	0,00	0,00
Strom (StromSt)	20,50 €/MWh	2,05	*	*	2,05**

Quelle: Eigene Darstellung *Der CO₂-Preis aus dem EU-EHS1 ist beim Strom anteilig in den Beschaffungskosten enthalten.

**Bei Strom fallen darüber hinaus weitere staatlich bestimmte Preisbestandteile an, so dass die Belastung mit Abgaben und Umlagen über der von fossilen Heizstoffen liegt.

2.6.2 Energiesteuer und CO₂-Preise im Verkehrssektor

Fossile Kraftstoffe im Verkehrssektor sind energiesteuerpflichtig, und im Rahmen des BEHG wird ein CO₂-Preis erhoben. Die Energiesteuer für Benzin (Ottokraftstoff) beträgt 654,50 €/1.000 Liter. Dies entspricht 73,10 €/MWh. Die Energiesteuer für Dieselloskraftstoff beträgt 470,40 €/1.000 Liter, was einem energetischen Steuersatz von 47,30 €/MWh entspricht. Erdgas im Verkehr wird mit einem Regelsatz von 13,90 €/MWh (bezogen auf den oberen Heizwert) besteuert, was einem energetischen Regelsatz (bezogen auf den unteren Heizwert) von 15,40 €/MWh entspricht (Agora Energiewende 2017).

Der CO₂-Preis nach dem BEHG liegt im Jahr 2024 bei 45 €/tCO₂. Für Benzin ergibt sich dadurch ein Aufschlag von netto 0,11 €/Liter (1,18 ct/kWh). Für Diesel kommt es zu einem Aufschlag von netto 0,12 €/Liter (1,20 ct/kWh).

Tabelle 5: Energiesteuer und CO₂-Preis auf Kraftstoffe (Regelsätze)

Energieträger	Steuersatz (Regelsatz)	Steuersatz (ct/kWh)	CO ₂ -Preis (BEHG) (€/t)	CO ₂ -Preis (BEHG) (ct/kWh)	Summe (ct/kWh)
Benzin	654,50 €/1.000 l	7,31	45	1,18	8,49
Diesel	470,40 €/1.000 l	4,73	45	1,20	5,93
Strom (StromSt)	20,50 €/MWh	2,05	*	*	2,05**

Quelle: Eigene Darstellung. *Der CO₂-Preis aus dem EU-EHS1 ist beim Strom anteilig in den Beschaffungskosten enthalten

**Bei Strom fallen darüber hinaus weitere staatlich bestimmte Preisbestandteile an, so dass die Belastung mit Abgaben und Umlagen höher liegt.

- ▶ Dieselkraftstoff hat gegenüber dem Benzin einen Steuervorteil. Dieser sollte einst zwar den Güterverkehr auf der Straße unterstützen, wird aber pauschal für jeden Einsatz gewährt. Die Energiesteuersätze unterscheiden nicht zwischen gewerblich und nicht-gewerblich verwendeten Kraftstoffen im Straßenverkehr.
- ▶ Flugbenzin bzw. Flugturbinenkraftstoff ist gemäß § 27 EnergieStG von der Energiesteuer befreit, sobald der Treibstoff für den kommerziellen Flugverkehr, sowohl inländisch als auch international, eingesetzt wird. Der Flugverkehr ist in den europäischen Emissionshandel einbezogen. Die gesonderten Zertifikate (EU-Allowances) werden größtenteils kostenlos zugeteilt, werden jedoch bis 2026 auslaufen (Graichen und Wissner 2023).
- ▶ Die Stromsteuer für den Schienenverkehr ist von 20,50 €/MWh auf 11,42 €/MWh reduziert.
- ▶ Strom als Kraftstoff für Elektroautos wird mit den gleichen Abgaben und Umlagen belegt wie Haushaltsstrom. Im Vergleich zur Energiesteuer auf Benzin bzw. Diesel (7,31 ct/kWh und 4,73 ct/kWh) ist die Stromsteuer mit 2,05 ct/kWh deutlich niedriger. Hinzu kommen jedoch weitere Strompreisbestandteile.

2.6.3 Energiesteuer und CO₂-Preise im Industriesektor

Sowohl für den Stromverbrauch als auch bei direkt eingesetzten fossilen Energieträgern gibt es für die Industrie Ausnahme- bzw. Sonderregelungen bei den meisten Preisbestandteilen. In der Regel besteht das Ziel der Begünstigung darin, die Industrie vor übermäßigen Kostenbelastungen und damit vor internationalen Wettbewerbsnachteilen zu schützen. Ebenso soll auch die Abwanderung von Unternehmen oder Standorten in Länder mit geringeren Klima- und Umweltstandards vermieden werden bzw. die Substitution von in Deutschland produzierten Gütern mit Produkten aus solchen Ländern. Die Kriterien, welche Branchen wettbewerbs- bzw. Carbon Leakage-gefährdet sind, sind jedoch in hohem Maße uneinheitlich (Runkel und Stubbe 2019).

Bei den staatlich bestimmten **Energie- und Strompreisbestandteilen** gibt es zahlreiche Entlastungen für die Industrie. Sie zahlt dadurch im Vergleich zu privaten Verbraucherinnen und Verbrauchern deutlich geringere Energie- und Strompreise. Wichtige Entlastungen, die den Einsatz fossiler Energieträger begünstigen, sind:

- ▶ **Entlastungen bei der Energiesteuer**, insbesondere nach § 54 EnergieStG („allgemeine Entlastung“) und § 51 EnergieStG („Prozesse und Verfahren“) für Unternehmen des produzierenden Gewerbes: Unternehmen werden für die in bestimmten Prozessen (u. a. chemische Reduktionsverfahren, Glas, Keramik, Baustoffherstellung, verschiedene Verfahren der Metallherzeugung) eingesetzten (fossilen) Energiemengen vollständig von der Steuer entlastet. Für alle anderen betrieblich eingesetzten Energiemengen greift eine pauschale Entlastung von 25 % ab einer jährlichen Stromsteuerbelastung von 1.000 Euro (Sockelbetrag) bzw. 250 Euro Entlastungsbetrag (Energiesteuer), d. h. der Steuersatz beträgt bei der Energiesteuer im Fall von Erdgas 4,12 €/MWh. Zusätzlich konnten die verbleibenden Energiesteuermengen mit bis zu 90 % entlastet werden, wenn die steuerliche Belastung als Summe im Kalenderjahr höher war als der gesunkene Arbeitgeberanteil an den Beiträgen zur Rentenversicherung (sog. Spitzenausgleich). Diese Entlastungsmöglichkeit nach § 55 EnergieStG ist zum 31. Dezember 2023 ausgelaufen. Der Entlastungsbetrag bezog sich auch bei der Energiesteuer nur auf die Anteile der ökologischen Steuerreform und war daher im Fall von Erdgas auf (bis zu 90 % von) 2,28 €/MWh begrenzt.
- ▶ **Kompensation von Kostenbelastungen durch den nationalen Emissionshandel** (Carbon-Leakage-Verordnung BECV): Um Carbon Leakage in Folge zusätzlicher Kosten durch den Brennstoffemissionshandel zu vermeiden, können Unternehmen eine Kompensation beantragen, sofern sie einem der 48 beihilfeberechtigten Sektoren oder dreizehn Teilsektoren zuzuordnen sind (BMU 2021, Bundestag 2021). Je nach Sektorzugehörigkeit beträgt der Kompensationsgrad zwischen 65 und 95 % (s. Tabelle 6).

Tabelle 6: Kompensationsgrade der BECV

Wirtschaftszweig/Prozess	Kompensationsgrad
Herstellung von Zement, Kalk, Gips; Kokerei, Mineralölverarbeitung, Düngemittel, Roheisen, Flachglas, Zucker, Eisenerzbergbau, Ziegeln, Baukeramik, Wand- und Bodenfliesen, Hohlglas, Gewinnung von Steinen und Erden, Herstellung von Stärke	95 %
Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien, Herstellung von Industriegasen, anorganischen Grundstoffen; Erzeugung von Aluminium, Papier, Karton, Pappe	90 %
Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn	85 %
Herstellung von Holz und Zellstoff	80 %
Herstellung von Glasfasern, keramischen Werkstoffen, Farbstoffen und Pigmenten	75 %
Herstellung von Ölen und Fetten; Gewinnung von Salz, Herstellung von Malz, synthetischem Kautschuk, Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer, Eisengießerei; Herstellung von nicht-metallischen Mineralien; Furnier, Sperrholz, Holzfasern; Gewinnung von Erdöl, Herstellung von Blankstahl	70 %
Herstellung von Chemiefasern, Aufbereitung von Kernbrennstoffen, Glas, Sanitärkeramik, Stahlrohre, Kunststoffen in Primärform, Düngemittelmineralien, keramischer Haushaltskeramik, Veredlung von Textilien, Herstellung von Vliesstoff, pharmazeutischen Grundstoffen, NE-Metallen, Spinnstoffaufbereitung, Steinkohlebergbau	65 %
Beihilfe für Teilsektoren: Verarbeitung von Kartoffeln (teilweise), Mehl, Grieß, Magermilchpulver, Vollmilchpulver, Casein, Lactose, Molke, Tomatenmark, Backhefe, Schmelzglasur. Flüssige Glanzmittel, eisenhaltige Freiformschmiedestücke, Kaolin	65 %

Quelle: Eigene Darstellung

- ▶ **Kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen** im europäischen Emissionshandel (EU-EHS). Für die Industrie- und Wärmezeugung wird zum Schutz vor Carbon Leakage eine jährlich absinkende kostenlose Zuteilung auf Basis EU-einheitlicher Benchmarks erteilt. Die kostenlose Zuteilung verändert zwar nicht die Höhe des Caps, allerdings besteht das Risiko, dass der Anreiz für die Industrie, ihre Emissionen zu reduzieren, geringer wird. Es könnten zudem weiterhin Investitionen in emissionsintensive Verfahren und Technologien getätigt werden (sogenannte Lock in-Effekte) bzw. Investitionen in emissionsarme Verfahren und Technologien ausbleiben. Die kostenlose Zuteilung erfolgt nach EU-weit einheitlichen Regelungen (Burger und Brettschneider 2021). Mit der Einführung des CO₂-Grenzausgleichssystems (CBAM) für einige Sektoren (Eisen und Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium, Strom und Wasserstoff) wird die kostenlose Zuteilung ab 2026 für diese Sektoren schrittweise reduziert (Europäischer Rat 2022).
- ▶ Für bestimmte stromintensive Prozesse können die indirekten Mehrkosten durch den Emissionshandel beim Strombezug zudem über die **Strompreiskompensation** ausgeglichen werden.

Textbox 1: Exkurs Sondernetzentgelte für Gas und Strom

Für industrielle Großkunden gibt es Sondernetzentgelte für Gas und Strom, insbesondere nach Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV. Gemäß Satz 1 wird im Falle von atypischer Netznutzung ein um bis zu 80 % reduziertes Netzentgelt erhoben. Vom jeweiligen Netzbetreiber werden starre Hochlastzeitfenster vorgegeben, in denen atypische Verbraucher nur wenig Leistung beziehen dürfen. Satz 2 sieht Netzentgeltreduktionen für stromintensive Netznutzer vor. Anders als bei der atypischen Netznutzung soll hier ein dauerhaft gleichmäßiger Leistungsbezug angereizt werden, indem er mit Abschlägen auf die Netznutzungsentgelte von bis zu 90 % belohnt wird. Die Sondernetzentgelte sollen eine gleichmäßigere Netznutzung anreizen und zur Netzstabilität beitragen. Sie setzen jedoch Fehlanreize zu weniger netzdienlichem Verhalten (z. B. gleichmäßiges Durchlaufen, wenn eigentlich Leistungsreduzierung netzdienlich wäre), sind nicht auf flexibles Lastverhalten ausgelegt und generieren teilweise Mitnahmeeffekte, die dem Grundsatz verursachungs- und verteilungsgerechter Netzentgelte entgegenstehen (FÖS und IZES 2017).

Textbox 2: Exkurs Energiepreisdynamiken

Die Volatilität der Märkte, die krisen- und marktgetriebenen Energiepreissteigerungen der letzten zwei Jahre zeigen mehr denn je: Klimapolitische Reformschritte sind notwendig, um einerseits die Versorgungssicherheit für Endverbrauchende zu gewährleisten, aber auch um ökonomische Härten von vulnerablen Gruppen abzufedern.

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine am 24. Februar 2022 wirkt sich auf viele andere Länder aus (Zika et al. 2022). Bereits im März 2022 kommt es zu einem massiven Anstieg der Energiepreise. Der Krieg löste damit eine Wirtschafts- und Energiekrise in Europa aus. In den europäischen Ländern, respektive in Deutschland wurden Maßnahmen ergriffen, um den Energieverbrauch zu reduzieren, Versorgungssicherheit zu gewährleisten und insbesondere die Auswirkungen steigender Energiekosten auf (vulnerable) Haushalte zu begrenzen.

Als Reaktion auf die hohen Energiepreise hat die Bundesregierung (insgesamt) drei Entlastungspakete verabschiedet, um sowohl Haushalte als auch Unternehmen zu entlasten. Weitere Mittel wurden in Form eines Sondervermögens bereitgestellt, u. a. um die Gasversorgung abzusichern. Die Entlastungspakete enthielten Maßnahmen, „die zum einen auf eine direkte Absenkung der Ausgaben bzw. Preise abzielen, zum anderen auf Einkommensstützung für breite Teile der Bevölkerung durch direkte Transfers und einkommensteuerliche Entlastungen. Darüber hinaus

werden eine Reihe von Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs und Steigerung der Energieeffizienz auf den Weg gebracht, die nachhaltig den Energieverbrauch reduzieren und die Energiekosten senken sollen“ (Schumacher et al. 2022a).

Nicht nur die Energiepreisdynamiken der vergangenen Jahre, auch die Auswirkungen der Pandemie, Hochwasser im Ahrtal, Verteuerung der Lebensmittelpreise usw. zeigen: Die Gesellschaft muss künftig mit einer Vielzahl möglicher Krisen rechnen. Dies erfordert politisches Handeln, um durch Investitionen in Nachhaltigkeit die Resilienz der Gesellschaft zu stärken.

Die Energiepreiskrise kann nach Fishedick (2022) „durchaus beschleunigend auf die Umsetzung der Energiewende und insbesondere der Klimaschutzziele wirken“. Es wäre dringend geboten, Krisenprävention „einen deutlich höheren Stellenwert“ zu geben. Dies schließt die Begrenzung der Folgen des Klimawandels explizit mit ein. „Mit der Energieversorgungs- und Energiepreiskrise werden die Gründe dafür, schnell und konsequent umzusteuern, noch vielfältiger. Hohe Energieträgerpreise, potenzielle Energieträgerknappheiten, aber auch zunehmende Wetterextreme weltweit und in Deutschland – wie die Ereignisse im Juli 2021 gezeigt haben –, sind gute Gründe jetzt zu handeln“ (Fishedick 2022).

Aber: Die Energiepreissteigerungen 2022/23 waren viel höher als die absehbare Wirkung von CO₂-Preisen und anderen staatlich bestimmten Preisbestandteilen. Letztere führen jedoch zu staatlichen Einnahmen, die wiederum zur Verwendung (für Klimaschutz) zur Verfügung stehen.

3 Lenkungswirkungen von Energiepreisbestandteilen

3.1 Einführung

Die Inanspruchnahme von Umweltressourcen, die Allokation und konkurrierende Nutzungsansprüche durch eine Vielzahl an ökonomischen Aktivitäten bzw. marktwirtschaftlichen Interessen sind in der umweltökonomischen Theorie seit Jahrzehnten viel und intensiv diskutiert. Klima- und umweltpolitische Instrumente können dazu beitragen, Fehlallokationen zu korrigieren und durch z. B. staatliches Eingreifen externe Umweltkosten in das wirtschaftliche Entscheidungskalkül der einzelnen Akteure einzubeziehen. Durch die Preisregulierung soll eine Lenkungswirkung erzeugt werden, die zu umweltentlastenden Anpassungsprozessen führt. Zu diesen „ökonomischen“ Instrumenten zählen u. a. staatlich bestimmte Energiepreisbestandteile in Form von Steuern und Abgaben. Michaelis (1996) weist darauf hin, dass die „idealtypische Lenkungsfunktion ... in der Praxis eher von untergeordneter Bedeutung ist“ (Michaelis 1996, S. 29). Dominieren würde die „Aufkommensfunktion“, wodurch die Einnahmen zur Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen verwendet werden und damit die Lenkungswirkung „als positiver Nebeneffekt bewertet“ wird (Michaelis 1996, S. 29).

Agora Energiewende (2017) beschreiben die Relevanz der ökologischen Lenkungswirkung in Anbetracht der aktuellen Klimaziele: Sie weisen darauf hin, dass im heutigen Steuersystem die Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Bezug auf ihren CO₂-Ausstoß unterschiedlich behandelt werden. Dies „führt zu einer ineffektiven klimaökonomischen Lenkung und zu Ineffizienzen im Energiesystem“ (Agora Energiewende 2017). Eine Energie- und Klimapolitik, die auf Lenkungswirkung orientiert ist, kann gesamtwirtschaftlich effizient, aber auch gerecht sein (Held et al. 2022). Zudem wirkt die Lenkung überall und auf jede einzelne energierelevante Entscheidung. Dies betrifft sowohl Haushalte als auch Unternehmen.

Energiepreisbestandteile sollen eine ebensolche Lenkungswirkung implizieren. Sie werden bspw. genutzt, um Anreize für Energieeffizienz oder Klimaschutz zu setzen: Die im Rahmen der ökologischen Steuerreform 1999 eingeführte Energiesteuer (und Stromsteuer) hatte neben der Finanzierungsfunktion auch das Ziel, Energie zu verteuern und damit Anreize zur Reduzierung des Energieverbrauchs zu setzen (Held et al. 2022). Bei Reformen zur Neugestaltung von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen sollte, so Held et al. (2022), die klima- und umweltpolitische Anreizwirkung unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und der Sozialverträglichkeit im Fokus stehen.

Derzeit werden die Energieträger mit unterschiedlichen Arten von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen adressiert. Allerdings sind die Energieträgermärkte durch verschiedene Marktformen geprägt, die unterschiedlich stark ausgeprägte Wettbewerbselemente beinhalten, was wiederum die Lenkungswirkung beeinflusst (Held et al. 2022).

Um eine plausible Lenkungswirkung zu erzielen, schlagen Held et al. (2022) vor, die Reformen immer im Kontext des klima- und energiepolitischen Instrumentenmixes (national sowie auf europäischer Ebene) zu betrachten sowie die zeitliche Perspektive zu berücksichtigen, „da sich die Bewertung je nach politischer Präferenz und veränderter Situation im Fortschritt der Energiewende ändern kann“ (Held et al. 2022). Dabei sind mögliche Wechselwirkungen zu beachten, die, abhängig von der Preiselastizität der Nachfrage, auch Anreize für einen höheren Energieverbrauch setzen und so das Energieeffizienzziel konterkarieren.

Löschel (2021) sieht die Herausforderung einer Lenkungswirkung durch Energie- und Klimapolitik darin, „Marktversagen zu beheben, das aus einer Umweltexternalität herrührt. Die positiven Umweltwirkungen durch die staatlichen Eingriffe sind bei richtiger Implementierung

größer als die Wohlfahrtsverluste durch den Markteingriff bei Konsumenten und Produzenten.“ Er sieht „im Kern eines Instrumentenmixes“ marktwirtschaftliche Preis- oder Mengeninstrumente, „die einen ökonomisch sinnvollen, stabilen und langfristigen Rahmen für die umfangreiche Transformation setzen“ (Löschel 2021).

Die Reaktionsmöglichkeiten auf höhere Energiepreise und -kosten (u. a. durch eine Änderung der staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile) sind vielfältig. Letztlich bleibt es die Entscheidung der einzelnen Person/Institution/Unternehmen, durch Verhaltensänderung eine Kostenreduktion selbst zu steuern. Die Lenkungswirkung steht damit im engen Zusammenhang mit der Nutzung energieverbrauchender Anwendungen, ob in der Produktion oder beim Konsum. Anpassungen durch Investitionsentscheidungen (z. B. durch Energieträgerwechsel, Energieeffizienzmaßnahmen) oder Anpassung bei Wirtschaftlichkeitskalkülen sind wichtige Handlungsoptionen. Letzteres trifft z. B. auf Entscheidungen zur Nutzung von energieeffizienten Technologien zu. Neben dem gesamtgesellschaftlichen Nutzen durch vermiedene CO₂-Emissionen werden auch Energiekosten eingespart (Braungardt et al. 2021).

Aber: Auch wenn der Staat mit manchen Preisbestandteilen Energiewende- und Klimaschutzinvestitionen anreizen will, ist die Lenkungswirkung nicht immer ein primäres Motiv der verschiedenen Abgaben, Umlagen und Entgelte. Oft dienen sie der Finanzierung von Infrastruktur oder Fördersystemen oder als Einnahmequelle für den Haushalt (Zerzawy et al. im Erscheinen).

Die Klimaziele lassen sich nur mit einer angemessenen Energie- und Klimapolitik erreichen. Eine Diskussion der Rolle von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen kann also dazu beitragen, ungünstige Anreize in der Energiebepreisung zu korrigieren und die Transformation zu stärken.

Im folgenden Kapitel 3.2 wird der Lenkungswirkung von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen vertieft nachgegangen und es werden verschiedene ökonomische Ansätze zur empirischen und analytischen Bewertung der Lenkungswirkung dargestellt. Neben den ökonomischen Aspekten bestehen zahlreiche nicht-ökonomische Einflussfaktoren, die einen Einfluss auf Verhalten respektive auf das Treffen von Entscheidungen im Sinne der Nachhaltigkeit haben. Diese werden in Kapitel 3.3 vertiefter dargestellt und diskutiert.

3.2 Empirische und analytische Erkenntnisse zur Lenkungswirkung von Endenergiepreisen

3.2.1 Überblick zu Schätzungen der Preiselastizitäten

Ein großer Teil von Analysen zur Lenkungswirkung staatlich bestimmter Energie- und Strompreisbestandteile verwendet **Preiselastizitäten** zur Abschätzung von Auswirkungen auf den Energieverbrauch. Die Modellierung von Mengenreaktionen mittels Elastizitäten erlaubt zum Beispiel die Abschätzung von CO₂-Preisen in den Sektoren Wärme und Verkehr, um ein gegebenes Mengenziel bzw. die Nachfragereaktion bei gegebenem CO₂-Preis zu erreichen (vgl. Bach et al. 2019, Runkel und Stubbe 2019, Edenhofer et al. 2019).

Die Preiselastizität gibt an, wie sensibel die Nachfrage nach einem bestimmten Gut auf Preisänderungen desselben Gutes reagiert. Ausgedrückt wird die Preiselastizität als prozentuale Änderung der Nachfrage relativ zur prozentualen Änderung des Preises. Die Nachfrage gilt als elastisch, wenn ein einprozentiger Preisanstieg die Nachfrage um mehr als einen Prozentpunkt senkt. Beträgt der Nachfragerückgang weniger als ein Prozent, wird die Nachfrage als unelastisch angesehen. Elastizitäten sind dimensionslose Größen und können sich

gleichermaßen auf stark nachgefragten Energieträger beziehen oder auf Nischenprodukte. Sie sind zudem unabhängig vom Preisniveau des Energieträgers.

Die Preiselastizität der Nachfrage für ein Gut basiert auf zwei Effekten:

- ▶ Der **Substitutionseffekt** beschreibt die Ausweichreaktion der Verbraucherinnen und Verbraucher auf andere Güter als Reaktion auf eine Preiserhöhung. Eine langfristige Preiserhöhung von Benzin löst erwartungsgemäß ein Umsteigen auf alternative Kraftstoffe und Transportmittel aus (Substitution). Dadurch sinkt die Nachfrage nach Benzin.
- ▶ Der **Einkommenseffekt** beschreibt die sinkende Nachfrage aufgrund der Veränderung des zur Verfügung stehenden Einkommens durch Preisänderungen. Durch steigende Preise für einen gleichen Warenkorb verkleinert sich das reale Einkommen und somit die Kaufkraft der Konsumentinnen und Konsumenten. Es gilt: Je größer der Anteil des Produkts, dessen Preis sich verändert, an den Gesamtausgaben, desto größer auch die Auswirkungen auf die nachgefragten Mengen.

Während **kurzfristige Preiselastizitäten** zu Verhaltensänderungen innerhalb von einem Jahr führen, verändert sich die Nachfrage bei **langfristigen Preiselastizitäten** in einem Zeitraum von fünf bis zehn oder sogar mehr als zehn Jahren (Bach et al. 2019).

Im Unterschied zur Preiselastizität, welche die prozentuale Änderung der Nachfrage eines Gutes bei einer prozentualen Änderung seines Preises ausdrückt, wird mit der **Kreuzpreiselastizität** der Nachfrage die Reaktion der Nachfrage eines Gutes in Abhängigkeit von Preisänderungen eines anderen Gutes ausgedrückt (vgl. Simmons-Süer et al. 2011). Zum Beispiel führt eine Preissteigerung bei Kohle für die Stromerzeugung zu einer Nachfragesteigerung bei Erdgas. Gerade für die energieintensiven Bereiche der Industrie spielen Kreuzpreiselastizitäten für die Dekarbonisierung eine wichtige Rolle, die die Möglichkeiten zur Substitution zwischen Energieträgern messen (Stern 2010). Mit Blick auf die Ziele der deutschen Energiepolitik, die neben der Erhöhung der Energieeffizienz einen Wechsel auf CO₂-freie Energieträger anstrebt, ist die Unterscheidung in Eigenpreiselastizität (Energieeffizienz) und Kreuzpreiselastizität (Wechsel zu erneuerbaren Energien) insofern wichtig.

3.2.1.1 Methodische Ansätze bei der Schätzung von Preiselastizitäten

Preiselastizitäten werden in der Regel über ökonometrische Schätzungen auf Basis historischer Daten bzw. Modellierungen ermittelt. In der Literatur finden sich sowohl länderübergreifende Querschnittsanalysen als auch Paneldatenanalysen, die Nachfrageveränderungen in bestimmten Zeiträumen untersuchen. In Metaanalysen werden Ergebnisse von Studien ausgewertet, um verbesserte Einschätzungen der Elastizität zu generieren. Eine Reihe von Studien wertet darüber hinaus Umfragen zum Nachfrageverhalten aus. Eine weitere Gruppe von Studien erstellt auf Grundlage von berechneten Elastizitäten Simulationsmodelle und schätzt dadurch die Lenkungswirkung von Energiepreisen. Für eine Abschätzung der Nachfrageänderung fossiler Energieträger durch höhere Preise wird häufig eine Regressionsanalyse verwendet. Um anhand einer Regressionsanalyse eine Prognose von Preiselastizitäten (ex ante) oder einen kausalen Zusammenhang zwischen der Nachfrage und dem Preis von fossilen Energieträgern (ex post) herzuleiten, müssen alle weiteren relevanten Faktoren, die einen Einfluss sowohl auf die Nachfrage als auch auf den Preis von fossilen Energieträgern haben, konstant gehalten werden (Ceteris-paribus-Annahme).

3.2.1.2 Einflussfaktoren auf die Elastizität

Verschiedene Faktoren beeinflussen die Elastizität der Energienachfrage. In der Literatur werden folgende Einflussfaktoren hervorgehoben:

- ▶ **Betrachtungszeitraum:** Kurzfristige Elastizitäten sind kleiner als langfristige Elastizitäten. Der Grund dafür: Kurzfristige Elastizitäten zeigen lediglich sofort umsetzbare Nachfrageanpassungen an, zum Beispiel die Absenkung der Raumtemperatur bei einer Erhöhung der Heizstoffkosten. Langfristige Elastizitäten hingegen umfassen auch Nachfrageanpassungen, die sich aus neu entwickelten Erzeugungstechnologien, der Anschaffung energiesparender Verbrauchsgeräte oder durch langfristige Verhaltensänderungen ergeben. Ein Beispiel: Erhöht sich der Strompreis, können Akteure kurzfristig vor allem durch geringeren Verbrauch die Stromkosten etwas senken, indem beispielsweise das Licht seltener angelassen wird, elektronische Geräte anstelle von Stand-by ganz ausgeschaltet werden oder die Temperatur des Kühlschranks angepasst wird. Die Auswirkungen auf den Verbrauch sind hier allerdings gering. Langfristig werden Verbraucher*innen jedoch effizientere Geräte und Produkte anschaffen, die ihnen bei gleichem Nutzen einen geringeren Verbrauch garantieren. Daraus ergibt sich langfristig ein größerer Nachfragerückgang beim Stromverbrauch, also ein höherer Elastizitätswert. Übertragen auf den Bereich Kraftstoffe ist dieser Effekt zum Beispiel durch eine kurzfristig sparsamere Fahrweise und langfristig durch die Anschaffung eines sparsameren Fahrzeugs zu beobachten (Steiner und Cludius 2010, Bräuninger et al. 2007). Die Erkenntnis, dass Elastizitäten zeitlich variieren, ist wichtig für die Bewertung von Änderungen bei Energiepreisbestandteilen, da sich ihre volle Wirkung erst nach einer bestimmten Anpassungszeit entfaltet.
- ▶ **Regionale Unterschiede:** Verschiedene Studien kommen zu dem Ergebnis, dass Elastizitäten je nach Ort der Nachfrage variieren. So ergeben sich nach Houthakker et al. (1974) höhere Kraftstoffelastizitäten in der Stadt als auf dem Land. Die Autoren nennen als Grund vor allem unterschiedliche Substitutionsmöglichkeiten. So müssen Verbraucher in der Stadt meist kürzere Wege zurücklegen und können relativ leicht auf öffentliche Verkehrsmittel (ÖPNV) umsteigen. Auf dem Land hingegen sind die unbedingt notwendigen Wege oft weiter und die Anbindung an den ÖPNV oft schlechter.
- ▶ **Art der Preiserhöhung:** Reaktionen der Nachfrage auf Steuererhöhungen fallen stärker aus als Reaktionen auf reguläre Marktschwankungen, wie sie beispielsweise im Ölpreis begründet sind (Davis und Kilian 2011, Hautzinger et al. 2004, Li et al. 2012, Rivers und Schaufele 2015, Zimmer und Koch 2017). Die Autoren erklären das damit, dass Steuern persistente Preiserhöhungen sind und damit langfristige Planungssicherheit schaffen. Ein wichtiger Aspekt ist auch, dass sie vorher angekündigt werden und nicht plötzlich aufgrund von Marktvolatilitäten entstehen. Zudem sind die Sichtbarkeit und Wahrnehmung von steuerinduzierten Preisanstiegen stärker, sie regen daher zu einer stärkeren Anpassung des Verhaltens an (Edenhofer et al. 2019). Steuererhöhungen lenken demnach die Nachfrage wirksamer als marktbasierter Preisänderungen. Verhaltensänderungen werden planbarer und Investitionen lohnender. Ist sich der Marktakteur nicht sicher, ob die höheren Preise langfristig Bestand haben (volatile Marktschwankungen), schiebt er Investitionen in mehr Effizienz eventuell auf, in der Hoffnung, dass die Preise bald wieder sinken. Weiß er hingegen, dass z. B. eine Steuer den Preis für die nächsten Jahre garantiert auf einem höheren Niveau halten wird, wird er eher Einsparmöglichkeiten realisieren.
- ▶ **Preisniveau und Höhe der Preisänderung:** Verschiedene Studien beobachten mit steigendem Preisniveau auch höhere Elastizitäten (Erath und Axhausen 2010, Bernstein und Griffin 2006). Je höher also beispielsweise der Preis für Benzin, desto größer auch der Anreiz, weniger zu fahren. Steuern, die ein besonders hohes Preisniveau bewirken, sind also besonders wirkungsvoll. Uneinigkeit besteht hingegen zur Frage, ob die Intensität der Preissteigerungen Einfluss auf die Nachfrageelastizität hat. Mit anderen Worten: Führt eine

möglichst hohe Preisänderung, unabhängig von ihrer absoluten Höhe, zu stärkeren Nachfragerreaktionen? Bohi und Zimmermann (1984) finden in ihrer Studie Belege dagegen, während Bräuninger et al. (2007) argumentieren, dass im Falle von Ökosteuern diese überhaupt nur dann wirksam werden könnten, wenn sie zu einer sehr großen relativen Preissteigerung führen. Sie begründen dies damit, dass „der Umfang der Lenkungswirkung weder plan- noch vorhersagbar“ ist. „Dazu tragen sowohl Marktentwicklungen (z. B. auf den Energie- und Rohstoffmärkten) und Unsicherheiten über Art und Ausmaß der Verhaltensanpassungen der Wirtschaftssubjekte“ bei. Sie bewerten anhand von Metaanalysen, dass nur ein dauerhafter und signifikanter Preisanstieg eine Wirkung erzielt. Der Grund der Preisänderung spiele hingegen keine Rolle (Bräuninger et al. 2007).

- ▶ **Nutzungsmöglichkeiten eines Energieträgers:** Energieträger können je nach Verbrauchergruppe auch verschiedene Elastizitäten aufweisen. So lässt sich etwa Benzin leichter auf Freizeitfahrten als auf notwendigen Fahrten zur Arbeit (Berufspendelnde) einsparen. Berechnet man die Gesamtelastizität für Benzin, muss man also all diese verschiedenen Nachfragegruppen berücksichtigen (Littmann 2019).
- ▶ **Privater oder gewerblicher Energieverbrauch:** Laut Bach (2005) reagieren Unternehmen durch ihre Gewinnerorientierung preissensibler als private Verbraucherinnen und Verbraucher (Bach 2005). Hier spielt auch die in Unternehmen vorliegende Information zu einzelnen Verbräuchen eine Rolle. Unternehmen haben stets Kosten und Einnahmen im Blick und dadurch oft eine bessere Kenntnis der Energieverbräuche einzelner Prozesse und können Energiesparmaßnahmen dadurch schneller und effektiver umsetzen als Privathaushalte.
- ▶ **Einkommensklassen:** Haushalte in unterschiedlichen Einkommensklassen zeigen unterschiedliche Reaktionsmuster. Einkommensschwache Haushalte könnten eher zu Einsparungen gezwungen sein, da der Anteil von Energieausgaben am verfügbaren Einkommen deutlich größer ist. Andererseits bestehen in geringerem Maße Einsparmöglichkeiten durch Investitionen in Wohnraumisolation etc., da Haushalte aus unteren Einkommensklassen entweder nicht im Eigentum des Wohnraums sind oder finanzielle Restriktionen Investitionen in selbst genutzte Immobilien verhindern. Held (2017) leitet in seiner Studie zur Internalisierung externer Kosten über den Ökobonus einkommensspezifische Preiselastizitäten aus der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe ab, allerdings ohne auf weitere Einflussfaktoren zu kontrollieren. Die Elastizitäten weisen große Spannbreiten auf. Aigeltinger et al. (2015) stellten für die Stromnachfrage fest, dass die Preiselastizität bei einkommensschwachen Haushalten deutlich unter dem Mittelwert liegt. Es erscheint insbesondere für die lange Frist - bei der der Ausstattungsbestand variabel ist - plausibel, dass die Energienachfrage mit zunehmenden Einkommen preiselastischer wird, da sich einkommensstärkere Haushalte investive Maßnahmen zur Energieeinsparung – also zum Beispiel den Kauf energieeffizienterer Geräte, die energetische Sanierung der oder den Umzug in eine energieeffizientere Wohnung – eher leisten können als ärmere Haushalte (vgl. SRU 2016). Es zeigt sich also bei der Frage bislang kein klarer Befund.

3.2.1.3 Spannbreiten der Elastizitäten nach Sektoren und Energieträgern

Im Rahmen einer Literaturanalyse wurden insgesamt über 50 Studien, darunter sieben Metaanalysen, ausgewertet. In nahezu allen Studien wird die Preiselastizität der Nachfrage nach Energie sowohl in der kurzen als auch in der langen Frist als unelastisch angesehen (s. Details zu Energieträgern und Sektoren in den folgenden Abschnitten). Eine Preisänderung bei Energieträgern bewirkt eine unterproportionale Mengenänderung, die Elastizität ist somit < -1 .

Verkehr

In der ausgewerteten Literatur finden sich in den empirischen Analysen häufig nur Elastizitätsangaben für Kraftstoffe allgemein, eine Differenzierung nach Energieträgern (Benzin, Diesel) findet nur in wenigen Studien statt. Ein Grund dafür ist, dass viele Studien nur den motorisierten Individualverkehr (MIV) betrachten und sich daher meist auf Benzin beziehen, da Diesel in vielen Ländern eine untergeordnete Rolle im MIV spielt. Dies ist jedoch für Deutschland insofern von Nachteil, als Dieseldieselkraftstoff v. a. im gewerblichen Bereich von Bedeutung ist (sowohl für Firmenflotten als auch im Güterverkehr), während Benzin als Kraftstoff fast ausschließlich von privaten Haushalten genutzt wird. Die wenigen Studien, die eine Differenzierung vornehmen (Bach et al. 2019b, Labandeira et al. 2017), stellen für Diesel eine geringere Elastizität fest als für Benzin. Dies lässt sich darüber erklären, dass beim überwiegend privat genutzten Benzin größere Anpassungsmöglichkeiten (Ausweichen auf ÖPNV, Verzicht auf Freizeitfahrten) vorhanden sind, während im gewerblichen Güterverkehr geringere Substitutionsmöglichkeiten bestehen. Labandeira et al. (2017) gehen in der langen Frist allerdings von höheren Elastizitäten des Diesels im Vergleich zu Benzin aus und sehen eine mögliche Erklärung darin, dass im gewerblichen Verkehr aufgrund des Wettbewerbs- und Kostendrucks Einspar- und Substitutionsmöglichkeiten langfristig stärker ausgenutzt werden als im Pendler- und Freizeitverkehr. In den Studien, in denen Kraftstoffe aggregiert betrachtet wurden, gehen die Spannen weit auseinander, wobei die niedrigen Minimalwerte sowohl in der kurzen als auch in der langen Frist einer Studie von Li et al. (2014) entnommen sind, die die Auswirkungen höherer Kraftstoffsteuern in den USA untersuchten.

Tabelle 7: Bandbreiten der Preiselastizitäten bei Kraftstoffen

Energieträger	Preiselastizität kurze Frist*	Preiselastizität lange Frist*
Benzin	-0,09 bis -0,76	-0,31 bis -1,16
Diesel	-0,13 bis -0,41	-0,43 bis -0,9
Kraftstoffe (allg.)	-0,09 bis -0,67	-0,17 bis -0,58

Quelle: Eigene Darstellung. Quellen siehe Anhang. *Berücksichtigt wurden nur Studien, die entweder Deutschland, andere Industrieländer oder international verglichen haben. Elastizitäten für z. B. Entwicklungsländer wurden aufgrund der fehlenden Übertragbarkeit nicht mit einbezogen.

Gebäude

Die Literaturanalyse zeigt, dass in der kurzen Frist die Elastizitäten – wie bei den Kraftstoffen – wiederum sehr niedrig sind, d. h. es sind kurzfristig nur geringe Mengenreaktionen feststellbar. Das trifft im Bereich der Gebäudewärme gleichermaßen auf private Haushalte als auch auf Unternehmen zu. Kemmler et al. (2021) unterscheiden zwischen Raumwärme und Warmwasser und stellen fest, dass die Energieträgernachfrage bei der Warmwasserbereitung in der kurzen Frist noch unelastischer ist als bei der Raumwärme. Dies kann dadurch erklärt werden, dass bei der Raumwärme kurzfristig eine Temperaturabsenkung möglich ist.

Für die Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Industrie wurde die Heizstoffelastizität (für Raumwärmenutzung) nur selten untersucht. Kemmler et al. (2021) geben hier auf Grundlage des zweiten Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans Werte von -0,2 in der kurzen Frist für Heizöl und Erdgas an. Für die lange Frist finden sich in den ausgewerteten Studien keine Werte. Die Bandbreite bei den langfristigen Elastizitäten im Bereich der privaten Haushalte ist sehr groß. Im Vergleich zu Kraftstoffen gehen viele Studien von einer langfristig elastischeren Nachfrage aus.

Tabelle 8: Bandbreiten der Preiselastizitäten bei Heizstoffen

Verbrauchergruppe	Energieträger	Preiselastizität kurze Frist*	Preiselastizität lange Frist*
Private Haushalte	Heizöl	-0,14	-0,7
	Erdgas	-0,03 bis -0,25	-0,1 bis -0,7
	Heizstoffe (allg.)	-0,03 bis -0,541	-0,14 bis -1,62
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie	Heizöl	-0,2**	-
	Erdgas	-0,2**	-
	Heizstoffe (allg.)	-0,2 bis -0,24	-

Quelle: Eigene Darstellung. Berücksichtigt wurden nur Studien, die entweder Deutschland, andere Industrieländer oder international verglichen haben. Elastizitäten für z. B. Entwicklungsländer wurden aufgrund der fehlenden Übertragbarkeit nicht mit einbezogen. **Raumwärme

Bei Strom gehen viele Studien von einer im Vergleich zu Kraft- und Heizstoffen noch unelastischeren Nachfrage aus, da die Substitutionsmöglichkeiten geringer sind. Preisänderungen zeigen somit kurzfristig kaum Änderungen beim Verbrauch. In der langen Frist stellen einige Arbeiten jedoch durchaus eine fast elastische Nachfrage fest, d. h. eine tendenziell höhere Preiselastizität als bei Kraft- und Heizstoffen (vgl. Bach et al. 2019b). Andere Studien (Held 2017, Bach 2019c) kommen jedoch zum Ergebnis, dass die Nachfrage nach fossilen Heizstoffen weniger unelastisch ist als jene nach Strom.

Wie bei den anderen Energieträgern zeigt sich in der ausgewerteten Literatur auch für Strom eine große Bandbreite (Tabelle 9).

Tabelle 9: Bandbreiten der Preiselastizitäten bei Strom

Verbrauchergruppe	Energieträger	Preiselastizität kurze Frist*	Preiselastizität lange Frist*
Private Haushalte	Strom	-0,04 bis -0,7	-0,32 bis -0,66
GHD, Industrie	Strom	-0,11 bis -0,44	-0,29 bis -1,19

Quelle: Eigene Darstellung. *Berücksichtigt wurden nur Studien, die entweder Deutschland, andere Industrieländer oder international verglichen haben. Elastizitäten für z. B. Entwicklungsländer wurden aufgrund der fehlenden Übertragbarkeit nicht mit einbezogen.

Industrie

Lutz et al. (2017) berechnen auf Basis der amtlichen Firmendaten Deutschland (AFiD) Eigenpreiselastizitäten für die Industriesektoren auf der 2-Stellerebene der Statistik zwischen $-0,39$ und $-0,8$. Im internationalen Vergleich fallen die kurzfristigen Elastizitäten nach Angaben der Autoren eher gering aus. In die Schätzung der „energy demand frontier“ fließen auch Arbeit, Kapital und Materialeinsatz als erklärende Variablen ein. Der Schätzansatz ist ein ganz anderer als z. B. bei der Panelschätzung in Gao et al. (2021), die Preiselastizitäten zwischen $-0,1$ und $-0,3$ ermitteln, sodass die Vergleichbarkeit begrenzt ist. Wissenschaftlerinnen der Uni Göttingen haben im Rahmen des ReCAP-Projekts¹⁸ mit den AFiD-Daten kurzfristige Preiselastizitäten der sektoralen Energienachfrage geschätzt, die mit den Zahlen von Gao et al. (2021) vergleichbar

¹⁸ Rebound effects and counteracting policies for German industry (ReCAP)

sind. Sie sind in Lutz et al. (2021) dargestellt und liegen insgesamt nur leicht im negativen Bereich (für Kohleerzeugung sowie Mineralölverarbeitung und Kokereierzeugnisse sind sie sogar positiv, der größte absolute negative Wert liegt bei $-0,37$). Besser als in Deutschland ist die Datensituation für den Industriesektor in Schweden (Dahlquist et al. 2021). Dort werden langfristige Preiselastizitäten für energieintensive Industrien für fossile Brennstoffe zwischen $-0,24$ (Papierindustrie) und $-0,8$ (Bergbau) ermittelt. Für Strom sind die Preiselastizitäten größer. Weitere Studien für die USA, China und europäische Länder weisen eine große Bandbreite für die langfristigen Elastizitäten zwischen 0 und -1 aus. Die langfristigen Preiselastizitäten sind größer als kurzfristige, für energieintensive Industriesektoren sind sie niedriger als für weniger energieintensive (Chang et al. 2019). Für Strom werden in diesen Studien eher höhere Elastizitäten als für fossile Energieträger ausgewiesen, was mit Blick auf politisch gewollte Senkungen der Strompreise auf hohe Nachfragesteigerungen in einem solchen Fall deuten könnte. Die folgende Tabelle 10 konzentriert sich auf fossile Energieträger, soweit sie separat ausgewiesen sind. Es zeigt sich eine große Bandbreite der Ergebnisse. Die kurzfristigen Elastizitäten sind mit maximal $-0,37$ recht klein. Langfristig werden Preiselastizitäten bis zu $-0,8$ ermittelt.

Tabelle 10: Bandbreiten der Preiselastizitäten in der Industrie

Energieträger	Land	Preiselastizität kurze Frist*	Preiselastizität lange Frist*
Alle Energieträger	Deutschland	0 bis $-0,37$	$-0,39$ bis $-0,80$
Fossile Energieträger	Schweden		$-0,24$ bis $-0,8$
Alle Energieträger	China		$-0,12$ bis $-0,77$
Gas, Strom	USA	$-0,02$ bis $-0,13$	$-0,04$ bis $-0,214$
Heizstoffe	Österreich		$-0,2$ bis $-0,24$
Alle Energieträger	Europäische Länder		$-0,77$

Quelle: Eigene Darstellung. *Berücksichtigt wurden nur Studien, die entweder Deutschland, andere Industrieländer oder international verglichen haben. Elastizitäten für z. B. Entwicklungsländer wurden aufgrund der fehlenden Übertragbarkeit nicht mit einbezogen.

Textbox 3: Exkurs: Kreuzpreiselastizitäten

Für energiepolitische Entscheidungen sind besonders Interfuel-Substitutionelastizitäten von Bedeutung, d. h. Substitutionelastizitäten zwischen verschiedenen Energieträgern wie Öl, Gas, Kohle oder Strom (Simmons-Süer et al. 2011). Die Kreuzpreiselastizität schätzt die Reaktion der Nachfrage eines Gutes in Abhängigkeit von Preisänderungen eines anderen Gutes, beispielsweise, in welchem Umfang eine Preissteigerung bei der Kohle zu einer erhöhten Nachfrage bei Erdgas führt (positive Kreuzpreiselastizität). Tabelle 11 zeigt die in einer Studie von Stern (2010) ermittelten Kreuzpreiselastizitäten für die Industrie in den USA. Sie sind hoch und gerade mit Blick auf die aktuellen Verwerfungen bei den deutschen Energieträgerpreisen von Interesse. Wenn sich Strom relativ zu einem fossilen Energieträger verteuern sollte, könnten nach diesen Elastizitäten die Substitutionseffekte deutlich höher ausfallen.

Tabelle 11: Kreuzpreiselastizitäten (Industrie, USA)

Energieträger	Kreuzpreiselastizität
Kohle / Öl	2,504

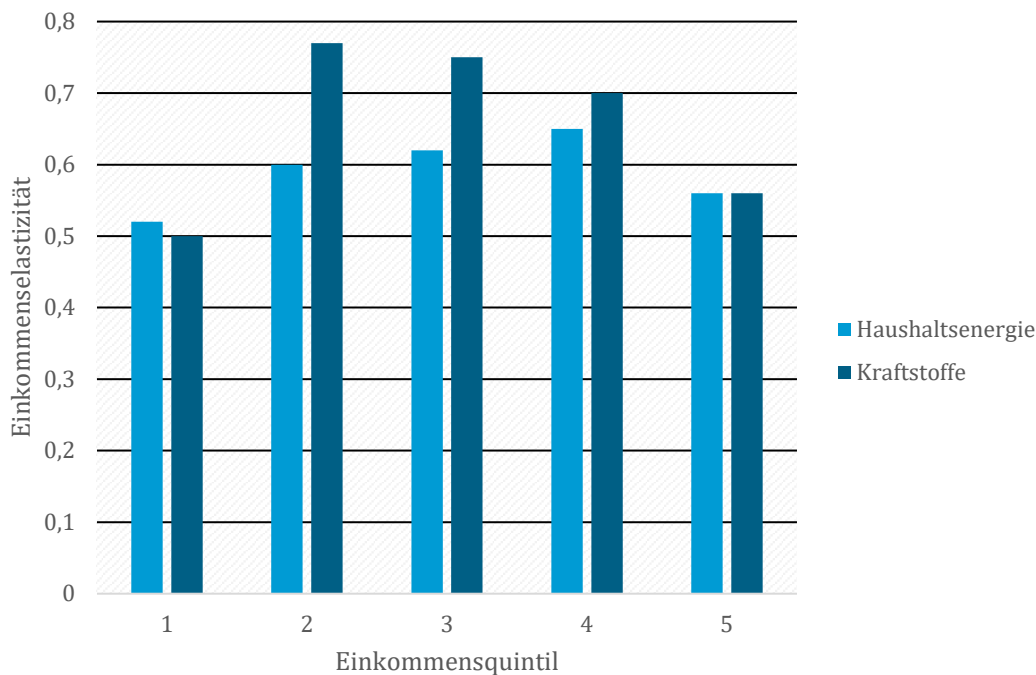
Energieträger	Kreuzpreiselastizität
Kohle / Gas	1,416
Kohle / Strom	0,918
Öl / Gas	2,069
Öl / Strom	1,383
Gas / Strom	1,348

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (Stern 2012)

Textbox 4: Exkurs: Einkommenselastizitäten der Energienachfrage

Der Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Einkommen ist gut belegt. Der Energieverbrauch steigt mit dem Einkommen, wobei der Verbrauch von Strom weniger stark vom Einkommen abhängt als der von Kraft- und Heizstoffen (Zerzawy und Fiedler 2019). In Deutschland nimmt der Stromverbrauch pro Person von den 10 % niedrigsten Einkommen zu den 10 % höchsten Einkommen um etwa 50 % zu, der Heizstoffverbrauch (Erdgas und Heizöl) um knapp 160 % und der Kraftstoffverbrauch (Benzin und Diesel) um 330 % (Held 2019, Cludius et al. 2022a).

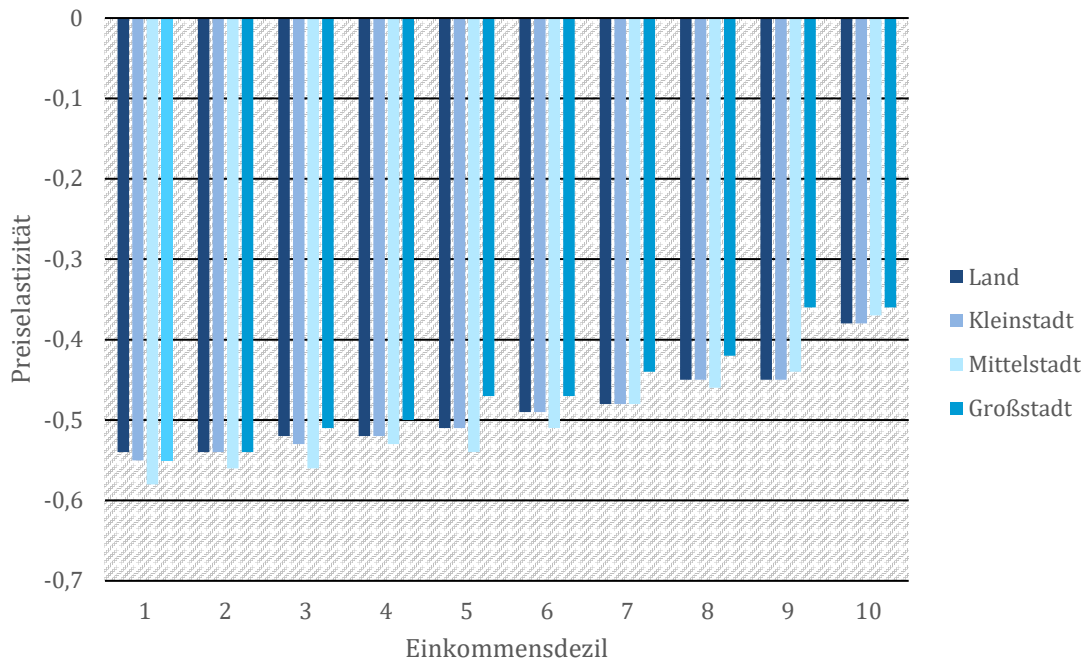
Eine Arbeit von Büchs et al. (2021) über alle EU-27-Mitgliedstaaten gibt Aufschluss über Einkommenselastizitäten bei Energieträgern, d. h. darüber, wie die Nachfrage nach Energieträgern mit Einkommenszuwächsen steigt. In allen Einkommensklassen liegt die Elastizität unter 1, d. h. die Energienachfrage steigt unterproportional. Abbildung 10 zeigt, dass ein Anstieg des Einkommens um 1 % im untersten Quintil, d. h. bei den 20 % niedrigsten Einkommen, zu einer Nachfragesteigerung nach Kraftstoffen bzw. Strom und Wärme um ca. 0,5 % führt. In den mittleren Quintilen (Q2- Q4) liegt die Einkommenselastizität höher, insbesondere bei den Kraftstoffen. So führt eine 1 %-ige Steigerung des Einkommens z. B. im dritten Quintil zu einer Zunahme der Energienachfrage um 0,75 %. Im obersten Quintil, d. h. bei den höchsten 20 % Einkommen, nimmt die Einkommenselastizität wieder ab, liegt aber noch höher als im ersten Quintil.

Abbildung 10: Einkommenselastizitäten bei Energieträgern nach Quintilen

Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Büchs et al. (2021)

Textbox 5: Exkurs: Preiselastizitäten der Energienachfrage

Neben den Änderungen der Energienachfrage durch Änderungen beim Einkommen zeigen sich Unterschiede bei den Anpassungsreaktionen auf Energiepreisänderungen je nach Einkommensklasse. Douenne (2018) modellierte für Frankreich Preiselastizitäten nach Einkommensdezilen und Region (großstädtisch, mittelstädtisch, kleinstädtisch, ländlich) für Kraftstoffe und Gebäudeenergie. Abbildung 11 zeigt im Gegensatz zur These aus SRU (2016), dass die Elastizitäten bei Kraftstoffen mit steigendem Einkommen abnehmen. Das bedeutet, dass niedrigere Einkommen stärker auf Energiepreisveränderungen reagieren. Diese Tendenz ist stabil über alle Regionen. Zwischen den Regionen gibt es in den Einkommensdezilen keine starken Unterschiede, wobei die Elastizitäten in den großstädtischen Regionen etwas niedriger liegen. Das gleiche Muster zeigt sich auch bei der Gebäudeenergie auf insgesamt geringerem Niveau, d. h. die Elastizitäten sind über alle Einkommen niedriger (Douenne 2018). Eine Erklärung für die stärkere Reaktion der Haushalte mit niedrigen Einkommen ist, dass sie aufgrund der höheren Anteile von Energieausgaben am verfügbaren Einkommen aufgrund von Budgetrestriktionen zu stärkeren Anpassungen gezwungen sind.

Abbildung 11: Preiselastizitäten nach Einkommensklassen und Region (Kraftstoffe, Frankreich 2018)

Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Douenne (2019)

3.2.1.4 Fazit zur Eignung des Elastizitätsansatzes und Ableitung von Anwendungskriterien

Die Literaturanalyse zeigt, dass die Nachfrage nach Energie über alle Sektoren, Energieträger und Verbrauchergruppen hinweg im Allgemeinen in kurzfristiger Perspektive unelastisch ist. Auf lange Sicht und abhängig von der andauernden Preissteigerung kann die Nachfrage elastischer werden. Unelastisch bedeutet, dass eine Preisänderung eine unterproportionale Mengenänderung zur Folge hat. Allerdings lässt sich eine sehr große Bandbreite an Elastizitäten feststellen. Hinzu kommt, dass die Preiselastizitäten bei einem bestimmten Preisniveau gemessen werden. Ihre Übertragung bzw. lineare Fortschreibung impliziert, dass auch bei höheren Preisen dieselben Relationen gelten, was die technischen Gegebenheiten falsch widerspiegeln kann. So existieren beispielsweise Vermeidungskostenkurven oder Schwellen, ab denen Techniken sprunghaft wirtschaftlich werden und sich Investitionen lohnen (Zerzawy und Fiedler 2019). Ein weiteres grundsätzliches Problem ist, dass es sich bei den ökonometrischen Schätzungen in der Regel um Ex-post-Betrachtungen handelt, d. h. um beobachtete Energiepreisänderungen in der Vergangenheit. Daher ist es schwierig, allein auf Grundlage dieser Studien Aussagen über zukünftige Entwicklungen zu treffen, insbesondere da sie das zukünftige Substitutionspotential verschiedener Technologien nicht abbilden können (Bach et al. 2019b). Das wird deutlich, wenn man z. B. den Verkehrssektor betrachtet: Hier ist durch die einerseits sinkenden Kosten bei der Neuanschaffung (Neuzulassungen von E-Fahrzeugen steigen) und andererseits die steigenden Anteile an Elektrofahrzeugen (E-Fahrzeuge werden verstärkt genutzt) in Zukunft ein deutlich größeres Substitutionspotential für fossile Kraftstoffe zu erwarten, so dass die Preiselastizität der Nachfrage nach Benzin und Diesel bei Preiserhöhungen in Zukunft sehr viel stärker ausfallen kann. Alle aufgeworfenen Probleme ändern aber nichts daran, dass Elastizitäten eine zentrale Informationsquelle bei der Frage bleiben, wie sich Energieverbräuche bei Änderungen staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile verändern. Sie sind aber mit Vorsicht zu interpretieren und entsprechend einzuordnen.

Eine Verwendung von Einzelwerten aus bestimmten Studien für die Abschätzung der Nachfrageanpassungen bei Energiepreisänderungen erscheint daher für die Modellierung künftiger Energiepreisänderungen eher ungeeignet. Plausibler wäre es, anhand von **Bandbreiten** mögliche Spannen von Verbrauchsänderungen abzuschätzen (Min/Max-Szenarien).

Bei der Auswahl der Elastizitäten, die Eingang in eine Ex-ante-Abschätzung finden sollten, sind folgende Anwendungskriterien zu beachten:

- ▶ **Beobachtungszeitraum:** Die Ex-post-Betrachtung sollte sich auf einen möglichst aktuellen Zeitraum beziehen. Studien mit Zeitreihen, deren Ende mehr als 20 Jahre zurückliegt, sollten nicht in die Auswahl einbezogen werden, weil sich Verhalten und technische Möglichkeiten nach so langer Zeit deutlich geändert haben können. In Deutschland sind mit Einführung des EEG Anfang der 2000er Jahre und der Energiewende völlig andere Rahmenbedingungen entstanden. Vor diesem Hintergrund erscheint ein Heranziehen älterer Studien nicht zielführend.
- ▶ **Region:** Wenn möglich, sollte sich die Auswahl auf Studien auf den deutschsprachigen Raum beschränken. Internationale Studien sollten lediglich zur Plausibilisierung herangezogen werden. Aufgrund der fehlenden Vergleichbarkeit sollten Schätzungen zu Elastizitäten in Entwicklungs- und Schwellenländern nicht miteinbezogen werden.
- ▶ **Disaggregationsniveau:** Die Schätzungen sollten auf möglichst disaggregierter Ebene erfolgt sein. Das bedeutet, dass Schätzungen, die nach Sektoren, Energieträgern, ggf. Verbrauchergruppen bzw. Anwendungsfällen und weiteren Kriterien (bspw. Stadt/Land, Einkommensklassen bei privaten Haushalten) differenzieren, allgemeinen Schätzungen auf hoher Aggregationsebene vorzuziehen sind.
- ▶ **Staatlich induzierte Preisänderung:** Idealerweise sollte sich die Auswahl der Studien auf jene konzentrieren, die Auswirkungen von z. B. Steuererhöhungen auf die Energienachfrage untersucht haben und nicht allgemeine Preisschwankungen, da verschiedene Studien gezeigt haben, dass die Nachfrage bei planbaren, staatlich veranlassten Preisänderungen elastischer reagiert (Edenhofer et al. 2019). Allerdings wird nicht auf Untersuchungen verzichtet werden können, die Änderungen der Marktpreise für Energieträger berücksichtigen, weil sie viel häufiger und stärker schwanken als staatliche Energiepreisbestandteile. So haben sich in Deutschland viele Energiesteuersätze seit dem Jahr 2003, dem Ende der Ökologischen Steuerreform, nicht mehr verändert.

Elastizitäten sind jedoch nicht nur für die Modellierung bedeutsam. Sie sollten bereits in der Konzeption von (ökonomischen) Politikinstrumenten berücksichtigt werden. Denn mit der Kenntnis darüber, wie einzelne Verbrauchergruppen auf Preisänderungen wahrscheinlich reagieren werden, lässt sich die Eignung von Politikinstrumenten für die gewünschte Zielsetzung einschätzen.

3.2.2 Induzierte Anpassungsreaktionen

Preiselastizitäten sind ein mikroökonomischer Ansatz, der einen empirischen Zusammenhang zwischen dem Preis des nachgefragten Gutes und der Nachfragemenge herstellt, wobei teilweise die Preise eines alternativen Gutes oder Güterbündels mit einbezogen werden. Empirische Schätzungen erfolgen in der Regel ex post, d. h. sie beschreiben das frühere beobachtete Verhalten. Ex post bestimmte Preiselastizitäten werden teilweise in Modellen zur Spezifikation einzelner Zusammenhänge genutzt.

In diesem Forschungsvorhaben wurden ein gesamtwirtschaftliches Modell mit Detaillierung des Industriesektors sowie ein Gebäudemodell und ein Verkehrsmodell eingesetzt, um **ex ante** die Auswirkungen geänderter Energie- und CO₂-Preisrelationen im jeweiligen Sektor zu quantifizieren. Die Modellierung erlaubt die Ausgangsniveaus und die Entwicklung der Energieverbräuche explizit zu berücksichtigen. Sie kann dadurch abbilden wie Energiepreisänderungen zu Verbrauchsänderungen und THG-Emissionsminderungen führen. Denn im klimapolitischen Kontext reicht es nicht, allein die (dimensionslosen) Preiselastizitäten zu kennen. Es ist auch wichtig, die Elastizitäten auf die Verbrauchsmengen der verschiedenen Energieträger beziehen zu können.

Als Ergebnis dieser Modellierungen ergeben sich Änderungen der Nachfrage nach Energieträgern im Sektor bzw. in einzelnen Industriebranchen, wobei es im jeweiligen Modell auch zu Anpassungsreaktionen bei den nachgefragten Mengen, den Preisen anderer Güter, Technologiekosten im weiteren Sinne und strukturellen Veränderungen kommt. Die Änderungen der nachgefragten Energiemengen werden im Folgenden als im jeweiligen Modellkontext **induzierte Anpassungsreaktionen** bezeichnet. Neben der Modellspezifikation hängen die induzierten Anpassungsreaktionen von der Ausgestaltung der Szenarien ab. Die Quantifizierungen mit den Modellen stellen somit eine Bandbreite von Anpassungsreaktionen der sektoralen Energienachfrage auf Energiepreisänderungen dar. Sie sind abhängig vom genutzten Modell und den gerechneten Szenarien. So ist bei ihrer Interpretation zu beachten, dass in Szenarien auch weitere Annahmen einfließen können, die die induzierten Anpassungsreaktionen beeinflussen. Insofern lassen sich die induzierten Anpassungsreaktionen als sektorale Preiselastizitäten der Energienachfrage im weiteren Sinne interpretieren.

3.2.2.1 Beispiel Handlungsfeld Gebäude

Im Bereich Gebäude wurden die induzierten Anpassungsreaktionen (= Preiselastizitäten der Energienachfrage im weiteren Sinne) auf Basis Harthan et al. (2022) berechnet. Die Analyse basiert auf der Betrachtung von zehn Szenarien, die unterschiedliche CO₂-Preispfade beinhalten. Des Weiteren sind unterschiedliche Annahmen zur vollkommenen Vorausschau (Perfect Foresight) und Austauschraten inkludiert (s. Tabelle 12). Nach Perfect Foresight wird der Preispfad von den Investierenden antizipiert. Daneben gibt es Variationen für fünf Jahre bzw. 20 Jahre. Die Austauschraten verkürzen sich aufgrund des CO₂-Preises (exogene Annahme).

Die Anpassungsreaktionen werden berechnet, indem der prozentuale Unterschied im Energieverbrauch des jeweiligen Energieträgers durch die Preisänderung (aufgrund des CO₂-Preises) geteilt wird. Beide Größen werden im Vergleich zum Referenzszenario gebildet. Die Berechnung bezieht sich auf das Jahr 2030. Bei den Varianten mit Foresight werden die Preispfade über die Lebensdauer der Maßnahmen einbezogen. Bei den Varianten ohne Foresight ist dies nicht der Fall.

Tabelle 12: Überblick über Sensitivitäten und induzierte Anpassungsreaktionen für Erdgas im Bereich Gebäude in verschiedenen Szenarien

Sensitivität	Preis-pfad	Foresight Gebäude	Veränderte Austauschraten	Induzierte Anpassungsreaktion (Gas)	Induzierte Anpassungsreaktion (Öl)
S1 (oF,oA)	1	Ohne	Nein	-0,1	0,0
S1 (F: 20l, 20G, 5V, oA)	1	20 Jahre	Nein	-0,4	0,0

Sensitivität	Preis-pfad	Foresight Gebäude	Veränderte Austauschraten	Induzierte Anpassungsreaktion (Gas)	Induzierte Anpassungsreaktion (Öl)
S1 (F: 20l, 20G, 5V, mA)	1	20 Jahre	Ja	-1,0	-0,2
S1 (F: 5, oA)	1	5 Jahre	Nein	-0,3	0,0
S1 (F: 5, mA)	1	5 Jahre	Ja	-0,7	-0,1
S2 (oF, oA)	2	Ohne	Nein	-0,3	0,0
S2 (F: 5, oA)	2	5 Jahre	Nein	-0,4	0,0
S2 (F: 5, mA)	2	5 Jahre	Ja	-1,0	-0,2
S3 (F: 5, oA)	3	5 Jahre	Nein	-0,2	0,0
S4 (F: 5, oA)	4	5 Jahre	Nein	-0,2	0,0

Quelle: Eigene Darstellung nach Harthan et al. (2022)

3.2.2.2 Beispiel Handlungsfeld Verkehr

Für den Handlungsbereich Verkehr wurden im Modell TEMPS Berechnungen hinsichtlich der Wirkung von induzierten Anpassungsreaktionen (Elastizitäten im weiteren Sinne) für vier Szenarien mit unterschiedlichen Energiepreispfaden untersucht (siehe Tabelle 13). Die induzierten Anpassungsreaktionen (Elastizitäten im weiteren Sinne) werden berechnet, indem der prozentuale Unterschied im Energieverbrauch des jeweiligen Energieträgers durch die Preisänderung des Energieträgers (aufgrund des CO₂-Preises oder der veränderten Energiebesteuerung) geteilt wird. Beide Größen werden im Vergleich zum Referenzszenario (MWMS) gebildet. Die Berechnung bezieht sich auf das Jahr 2030.

Tabelle 13: Induzierte Anpassungsreaktionen für Kraftstoffe im Bereich Verkehr (Jahr 2030)

	Szenario: niedrigerer CO ₂ -Preis-pfad als in der Referenz	Szenario: höherer CO ₂ -Preis-pfad als in der Referenz	Szenario: Anpassung der Energiebesteuerung	Szenario: Absenken der Stromsteuer
Benzin	-0,35	-0,41	-0,02	
Diesel	-0,21	-0,33	-0,47	
Strom				-0,2

Quelle: Eigene Berechnung, Öko-Institut e.V.

3.2.2.3 Beispiel Handlungsfeld Industrie

Für die Industrie wurden im Modell PANTA RHEI für die Industriezweige nach Energiebilanzsystematik makroökonomische Effekte untersucht, die von Energiepreisänderungen ausgehen (siehe Kapitel 7). Eine Variation stellt ein Hochpreisszenario dar, in dem die CO₂-Preise im Jahr

2030 im Vergleich zum Referenzpfad doppelt so hoch liegen. Dieses Szenario wird einmal unter der Annahme von auf Basis von Vergangenheitswerten geschätzten, einmal von niedrigen (-0,1) und einmal von hohen (-0,7) Preiselastizitäten der Energienachfrage berechnet. Dadurch wird die Bandbreite der in der Literatur gefundenen Elastizitäten grob abgedeckt (siehe Kapitel 3.2.1).

Tabelle 14 zeigt die induzierten Anpassungsreaktionen für die einzelnen Industriezweige je nach verwendeten Preiselastizitäten. Sie wurden berechnet, indem der prozentuale Unterschied im gesamten Energieverbrauch im jeweiligen Industriezweig durch die Energiepreisänderung aufgrund der höheren CO₂-Preise geteilt wurde. Beide Größen wurden jeweils im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario im Jahr 2030 gebildet. Die induzierten Anpassungsreaktionen pro Industriezweig unterscheiden sich teils deutlich von den vorgegebenen Elastizitäten, weil sich neben den Energiepreisen auch die Produktionspreise und -mengen ändern. Sie sind bei hohen angenommenen Preiselastizitäten erwartungsgemäß höher als bei niedrig angenommenen Preiselastizitäten.

Tabelle 14: Induzierte Anpassungsreaktionen für den gesamten Energieverbrauch nach Industriezweigen im Jahr 2030

	Hoch- vs. Referenzpreisszenario bei geschätzten Elastizitäten	Hoch- vs. Referenzpreisszenario bei niedrigen Elastizitäten	Hoch- vs. Referenzpreisszenario bei hohen Elastizitäten
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	-0,17	-0,08	-0,51
Ernährung und Tabak	-0,03	-0,08)-0,49
Papiergewerbe	-0,30	-0,06	-0,44
Grundstoffchemie	-0,25	-0,09	-0,47
Sonstige chemische Industrie	-0,21	-0,07	-0,47
Gummi- u. Kunststoffwaren	-0,06	-0,09	-0,53
Glas u. Keramik	-0,23	-0,14	-0,76
Verarbeitung v. Steinen u. Erden	-0,24	-0,07	-0,39
Metallerzeugung	-0,20	-0,07	-0,32
NE-Metalle, -gießereien	-0,28	-0,08	-0,50
Metallbearbeitung	-0,14	-0,11	-0,71
Maschinenbau	-0,01	-0,09	-0,51
Fahrzeugbau	-0,31	-0,08	-0,52
Sonstige Wirtschaftszweige	-0,01	-0,04	-0,39

Quelle: Eigene Berechnung, GWS

3.2.3 Fazit

Im Vorhaben werden Preiselastizitäten der Energienachfrage, die in der Regel ex post geschätzt werden, von induzierten Anpassungsreaktionen unterschieden, die das Ergebnis von Ex-ante-

Modellierungen mit Sektormodellen sind. Die induzierten Anpassungsreaktionen lassen sich als Ex-ante-Preiselastizitäten im weiteren Sinne interpretieren. Die Modellierung kann zudem die Ausgangsniveaus und die Entwicklung der Energieverbräuche explizit berücksichtigen und dadurch abbilden wie Energiepreisänderungen zu Verbrauchsänderungen und THG-Emissionsminderungen führen. Denn im klimapolitischen Kontext reicht es nicht, allein die (dimensionslosen) Preiselastizitäten zu kennen. Es ist auch wichtig die Elastizitäten auf die Verbrauchsmengen der verschiedenen Energieträger beziehen zu können.

Der sektorübergreifende Vergleich zeigt: Die Ergebnisse der durchgeführten Ex-ante-Szenario-rechnungen in den Bereichen Gebäude und Verkehr, die als induzierte Anpassungsreaktionen bezeichnet werden, liegen in der Bandbreite der Ex-post-Preiselastizitäten, die in der Literatur berichtet werden. Die Berechnungen für die Industrie greifen auf Bandbreiten der Literatur für Preiselastizitäten zurück und berechnen die sich daraus ergebenden Anpassungseffekte höherer CO₂-Preise auf die Energienachfrage bis 2030. Die Wirkungszusammenhänge unterscheiden sich für die Endnachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr. Deutlich wird, dass die induzierten Anpassungsreaktionen vom Modellansatz sowie weiteren Rahmenbedingungen wie dem Instrumentenmix abhängen. Sie werden somit von der Gestaltung der Szenarien oder Sensitivitäten mitbestimmt. Leider bedeutet das, dass sich aus den induzierten Anpassungsreaktionen keine einfachen Daumenregeln für die Politik ableiten lassen, dass z. B. ein Anstieg des CO₂-Preises im Sektor Gebäude um x Euro zu einem Rückgang des Einsatzes des Energieträgers Heizöl oder Erdgas um y % führt. Es lassen sich allenfalls Bandbreiten bestimmen. Die gute Nachricht ist, dass durch geschickte Ausgestaltung von Maßnahmen die induzierte Anpassungsreaktion erhöht werden kann.

Das Konzept der Preiselastizitäten liefert wichtige Anhaltspunkte für Wirkungen von Änderungen der Endenergiepreise, gerade wenn keine detaillierten Modellrechnungen vorliegen. Höhere Endenergiepreise reduzieren die Endenergienachfrage und relative Verteuerungen der Preise fossiler Energieträger befördern den Klimaschutz. Die Analysen zeigen aber, dass zwar die Wirkungsrichtung höherer Endenergiepreise eindeutig ist, für die Höhe von Preiselastizitäten aber nur grobe Größenordnungen und Bandbreiten auf Basis von Vergangenheitsentwicklungen vorliegen. Diese unterscheiden sich unter anderem nach Sektor, Ausgangspreisniveau, Ursache der Preisänderung, Messmethode, Betrachtungszeitraum und weiteren Kriterien, sodass die Nutzung für konkrete, zukunftsbezogene Wirkungsanalysen mit Vorsicht umzusetzen und zu interpretieren ist. Auch das Zusammenspiel mit weiteren Instrumenten ist komplex und von der konkreten Ausgestaltung der Instrumente bzw. dem Instrumentenmix abhängig. Die induzierten Anpassungsreaktionen können als Ex-ante-Preiselastizitäten im weiteren Sinne interpretiert werden. Sie sind allerdings vom eingesetzten Modell und der Ausgestaltung der Szenarien und Sensitivitäten abhängig, sodass sie nur Bandbreiten der Mengeneffekte von Energie- und CO₂-Preisänderungen liefern. Im Vergleich zu Preiselastizitäten aus der Literatur ist ihre Granularität deutlich höher, d. h. sie liefern genauere Aussagen für die einzelnen Sektoren und Energieträger.

Teilweise werden die Preiselastizitäten als vereinfachter Näherungswert für komplexe Wirkungszusammenhänge in ökonomischen Modellen verwendet, die die zentrale Rolle von Preisen voraussetzen und dahinterstehende technische und sonstige Zusammenhänge und den bestehenden Instrumentenmix nicht erfassen. Entsprechende Ansätze nutzen aber häufig Informationen aus stärker technologisch fundierten Modellen und zielen auf gesamtwirtschaftliche Aussagen (z. B. Sievers et al. 2023).

Am Beispiel der Industrie wurde festgestellt, dass die induzierten Anpassungsreaktionen je Industriezweig stark vom Modellansatz sowie den Annahmen (zu Energiepreiselastizitäten) abhängen. Induzierte Anpassungsreaktionen für einzelne Energieträger sind sehr

industriespezifisch und müssen entsprechend separat betrachtet werden. Die technischen Zusammenhänge in Industriebranchen spielen offenbar eine zentrale Rolle für die Wirkung von geänderten Endenergiepreisen.

Im Gebäudesektor zeigte sich, dass Preisreaktionen v. a. dann sichtbar werden, wenn die Preissteigerung antizipiert wird. Des Weiteren haben die Annahmen zu den Austauschraten einen relevanten Einfluss auf das Ergebnis. Die sehr hohen berechneten induzierten Anpassungsreaktionen in den Szenarien mit verkürzter Austauschrate machen deutlich, dass dort getroffene Annahmen die in der Realität anfallenden Preisreaktionen übertreffen. Allerdings ist die empirische Datengrundlage hier bis dato unzureichend, um detailliertere Annahmen abzuleiten (vgl. Bei der Wieden et al. 2024). Grundsätzlich wurde festgestellt, dass der Instrumentenmix für Anpassungen im Gebäudebereich sehr relevant ist. Dies zeigt sich insbesondere in den sehr niedrigen berechneten Preiselastizitäten für Heizöl, die sich durch das im Referenzszenario enthaltene Ölkessel-Einbauverbot begründen. Da dadurch bereits im Referenzszenario nur noch in sehr begrenztem Maße Ölkessel eingebaut werden, führt die durch die CO₂-Bepreisung induzierte Preiserhöhung nur noch zu geringen zusätzlichen Effekten.

Im Bereich der Verkehrsmodellierung verhält es sich ähnlich wie im Gebäudebereich. Auch im Verkehrsbereich wird die Preisreaktion bei Antizipation der Preissteigerung deutlich. Dies zeigen empirische Studien, z. B. für den Verkehrssektor in Schweden (Anderson 2019). Grundsätzlich hängen die (berechneten) induzierten Anpassungsreaktionen (Elastizitäten im weiteren Sinne) stark von den Rahmenbedingungen bzw. dem betrachteten Instrumentenmix ab. Die errechneten Werte liegen in der Bandbreite ähnlich zur ausgewerteten Literatur, die ebenfalls eine breite Spanne an Elastizitäten aufzeigt.

3.3 Erkenntnisse zu Hemmnissen, die die Lenkungswirkung beeinflussen

Wie die vorherigen Kapitel zeigen, gibt es Lenkungswirkungen durch Energiepreise. Instrumente, die bei den staatlich bestimmten Preisbestandteilen ansetzen, sind somit wirkmächtige Instrumente, um Energie- und THG-Emissionen zu reduzieren. Bestimmte Hemmnisse können jedoch dazu führen, dass die Lenkungswirkung eingeschränkt wird. Das spiegelt sich auch in der teilweise niedrigen Elastizität wider (siehe vorangehendes Kapitel), denn in den empirischen Elastizitäten sind diese Hemmnisse implizit enthalten. Daher bietet die Analyse monetärer und nicht-monetärer Hemmnisse(cluster) Ansatzpunkte für Reformoptionen, um die Lenkungswirkung staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile zu steigern. Im Folgenden werden daher mögliche Hemmnisse im Sinne einer Problembeschreibung adressiert und Handlungsbedarfe formuliert. Dies ist die Basis für mögliche Reformansätze, die im weiteren Verlauf der (Sektor)Analysen näher betrachtet werden. Details sind nachzulesen unter Zorzawy et al. (im Erscheinen).

3.3.1 Wettbewerbsverzerrungen zugunsten fossiler Energieträger durch staatlich bestimmte Preisbestandteile

Über staatlich regulierte Energiepreisbestandteile beeinflusst der Staat Endverbraucherpreise. Diese wirken sich direkt auf die Attraktivität von Klimaschutz- und Energiewende-Investitionen aus. Wettbewerbsverzerrungen entstehen u. a. dadurch, dass fossile Energieträger für bestimmte Endkunden durch Vergünstigungen von Preisbestandteilen subventioniert werden oder externe Umweltkosten, v. a. Klimakosten, für alle nicht ausreichend internalisiert sind. Zudem führt die unterschiedliche Allokation von Erzeugungs- und Infrastrukturkosten zu großen Unterschieden bei den staatlich bestimmten Preisbestandteilen zwischen Sektoren, Energieträgern und Anwendungsfällen.

- ▶ **Strom:** Auf den Strompreis werden nachfrageseitig **KWKG-Umlage, Netzentgelte, § 19 Strom-NEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, Konzessionsabgabe sowie die Stromsteuer** erhoben. Einfluss auf den Preis der Stromerzeugung hat darüber hinaus der **CO₂-Preis** im europäischen Emissionshandel (**EU-EHS**). Bis zum Jahr 2022 hatte die EEG-Umlage einen relativ hohen Einfluss auf den Strompreis, 2020 lag sie bei 67,50 €/MWh (Statista 2022). Im Jahr 2020 wurde eine Deckelung und stufenweise Absenkung der EEG-Umlage beschlossen (BMWK 2020). Zum 01.07.2022 wurde die EEG-Umlage vollständig abgeschafft (BMWK 2022 a). Netzentgelte und Konzessionsabgaben variieren je nach Gebiet.
- ▶ **Heizstoffe:** Bei Heizstoffen fällt die **Energiesteuer** an sowie **Netzentgelte** und **Konzessionsabgabe**, soweit es sich um leitungsgebundene Energieträger wie Erdgas und Fernwärme handelt. Seit 2021 wird zusätzlich der **CO₂-Preis** über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) erhoben. Bestimmte Wärmeerzeuger (z. B. Fernwärme) waren bereits zuvor in den europäischen Emissionshandel (EU-EHS) eingebunden. Der Energiesteuersatz ist nicht einheitlich geregelt, sondern hängt vom Energieträger und Anwendungsfall ab. Im Ergebnis ist der Steuersatz auf Kohle und Flüssiggas energetisch betrachtet (bezogen auf die Kilowattstunde Endenergie) deutlich niedriger als der Steuersatz für Erdgas und Heizöl.
- ▶ **Kraftstoffe:** Auf Kraftstoffe wird die **Energiesteuer** erhoben. Seit 2021 wird zusätzlich der **CO₂-Preis** über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) erhoben. Wie bei den Heizstoffen gibt es bei der Energiesteuer unterschiedliche Steuertarife abhängig vom Energieträger und Anwendungsfall.

Zur Entwicklung der Höhe der Energiepreisbestandteile siehe Kapitel 2.

Es wird festgestellt, dass durch die unterschiedliche Besteuerung Wettbewerbsverzerrungen für den Einsatz der Brennstoffe entstehen.

3.3.2 Mangelnde Wirtschaftlichkeit klimafreundlicher Technologien

Die unzureichende Internalisierung von Klimakosten in die Energiepreise führt dazu, dass bestimmte klimafreundliche Technologien nicht wirtschaftlich sind. Dies ist stark vom jeweiligen Anwendungsfall abhängig. Während z. B. Elektroautos über die Lebensdauer betrachtet häufig bereits Wirtschaftlichkeitsvorteile gegenüber Verbrennern zeigen, ist dies z. B. bei Wärmepumpen nicht immer der Fall. Für die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff in der Industrie sind sehr hohe CO₂-Preise nötig, bei gleichzeitig niedrigen Erzeugungskosten von Wasserstoff. Selbst bei einer – unter Vollkostenbetrachtung – gegebenen Wirtschaftlichkeit folgt daraus nicht zwingend eine rationale Kauf- oder Investitionsentscheidung. Denn Akteure verfügen nicht über Perfect Foresight; Unsicherheiten über künftige Preisentwicklungen sowie verhaltensökonomische Faktoren und Pfadabhängigkeiten führen dazu, dass die klimafreundliche Technologie dennoch nicht gewählt wird.

Wärmepumpen

Ob sich Wärmepumpen finanziell rechnen, hängt zum einen vom Wärmestandard des Gebäudes, zum anderen von den Investitions- und Betriebskosten ab (Keimeyer et al. (im Erscheinen)). Insbesondere vor dem Hintergrund der bei privaten Haushalten häufig vorhandenen – verhaltensökonomisch begründbaren - Überbewertung von Anschaffungskosten spielt die Reduzierung der Kostendifferenz bei der Anschaffung eine zentrale Rolle. Durch eine weitere Reduzierung des Strompreises für Wärmepumpenstrom würden sich in diesem Fall noch größere Kostenvorteile für die Wärmepumpen im Gebäudebestand ergeben.

In sanierten Bestandsgebäuden liegen die Energiebezugskosten aufgrund des geringeren Endenergiebedarfs deutlich niedriger. Das gilt sowohl für die fossilen Heizungen als auch für die Wärmepumpe. Durch die niedrigeren Energiekosten wirken sich die Unterschiede bei den Investitionskosten stärker aus. In den Berechnungen von Keimeyer et al. (im Erscheinen) erzielt die Luft-Wasser-Wärmepumpe daher ohne Investitionskostenförderung keinen Gesamtkostenvorteil gegenüber der Gas-Brennwertheizung, sondern liegt kostenseitig gleichauf. Dies gilt sowohl für das Einfamilienhaus als auch das Mehrfamilienhaus. Unter Berücksichtigung der geltenden Fördersätze wird in beiden Fällen ein Gesamtkostenvorteil realisiert.

Allerdings ist das Gesamtkostenniveau insgesamt gegenüber unsanierten bzw. teilsanierten Gebäuden geringer. Demgegenüber stehen die Kosten für Dämmung, Fenstertausch etc., die in die Berechnungen nicht einbezogen wurden.

- ▶ Keimeyer et al. (im Erscheinen) zeigen: die Politik hat die marktlichen Preisbestandteile nicht direkt in der Hand. Es besteht das Risiko, dass sich der marktlich bestimmte Preisanteil für Wärmepumpen ungünstig entwickelt, insbesondere mit Blick auf die Marktwertentwicklung und eine mögliche nachteilige Entwicklung der Relation der CO₂-Preise im EU-EHS-1 und BEHG/EU-EHS-2.
- ▶ Es gibt jedoch Spielräume für die Politik, Wärmepumpentarife für Endverbraucher*innen zu vergünstigen. Der Ansatzpunkt sind dabei die staatlich bestimmten Strompreisbestandteile. Diese muss die Politik daher auch zukünftig fest im Blick haben. Die Spielräume werden bereits heute genutzt und können in Grenzen noch weiter genutzt werden (Netzentgelte und ggf. auch weitere Preiskomponenten).
- ▶ Zur Absicherung der Vorteilhaftigkeit von Wärmepumpen sollte die Politik auch die Entwicklung der relativen Endverbraucherpreise von Energie im Blick behalten. So könnten fossile Energieträger als Ergänzung zur CO₂-Bepreisung gezielt weiter verteuert werden. Zum Beispiel kann die Energiesteuer auf Erdgas und Öl als Heizstoff erhöht werden. Das Prinzip der Besteuerung nach Umweltschädlichkeit ist im Kommissionsvorschlag zur Reform der Energiesteuerrichtlinie angelegt. Daneben gilt es, auch weitere Preisbestandteile wie Netzentgelte bei Erdgas und LNG-Infrastrukturkosten in den Blick zu nehmen.

Elektromobilität

Elektroautos erzielten bei den Betriebskosten bereits vor der Energiepreiskrise Kostenvorteile gegenüber Verbrennern, zumindest dann, wenn überwiegend zuhause geladen wurde (Blanck et al. 2021). Zwar sind die Stromkosten pro kWh mehr als doppelt so hoch wie die Benzinkosten, die Effizienz von Elektromotoren ist aber etwa dreimal so hoch wie die eines Verbrennungsmotors.

Aktuell liegen die Energiekosten pro gefahrene Kilometer bei Benzinern etwa 30 % über denen von Elektroautos (Tabelle 15). Auch gegenüber Dieselfahrzeugen haben vergleichbare Elektroautos deutlich geringere Energiekosten.

Tabelle 15: Energiekosten von Verbrennern gegenüber Elektroautos (2023)

Energieträger	Elektroauto	Verbrenner (Benzin)
Kraftstoffkosten (ct/kWh)	45,73	21,07
Verbrauch (kWh/100 km)	15,00	42,50
Energiekosten (Euro/100 km)	6,86	8,95

Quelle: Eigene Darstellung nach BDEW 2024b und ADAC 2024. Die Werte beziehen sich auf durchschnittliche Preise 2023 (Strom: Jahresverbrauch 3.500 kWh). Angenommen wird ein Aufladen mit Haushaltsstrom.

Auch im Gesamtkostenvergleich (Total Cost of Ownership¹⁹) können Elektroautos in den meisten Fahrzeugklassen preislich mit vergleichbaren Verbrennern mithalten, selbst ohne Kaufprämie. Im Segment der Kleinwagen sind Elektroautos jedoch nur mit Kaufprämie kostengünstiger als Benziner (Morrison 2023).

Effekte bisheriger Änderungen von Energiepreisbestandteilen

- ▶ Die Abschaffung der EEG-Umlage hat preisdämpfend auf den Anstieg der Strompreise gewirkt. Dennoch sind die Strompreise im Verhältnis zu den Mineralölpreisen seit der Energiepreiskrise stärker gestiegen. Nach einem zunächst starken Anstieg der Beschaffungspreise für Mineralölprodukte in 2022 sind die Preise 2023 wieder gesunken.
- ▶ Die staatlich bestimmten Preisbestandteile bei Benzin und Diesel sind im Sommer 2022 durch die temporäre Energiesteuersenkung zunächst gefallen. Danach bleiben sie auf dem gleichen Stand wie vor der Krise. Durch den Anstieg des CO₂-Preises auf 45 €/t in 2024 sind sie zuletzt wieder gestiegen.
- ▶ Erhöhungen der Preisbestandteile bei Benzin und Diesel sind bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Elektroautos der größere Hebel als eine Absenkung von Strompreisbestandteilen: aufgrund der Unterschiede in der Effizienz ist im Verhältnis eine Erhöhung der fossilen Kraftstoffkosten um 1 ct/kWh grob vergleichbar mit einer Absenkung der Stromkosten um 3 ct/kWh.

Im Gegensatz zur Wärmepumpe machen die Betriebskosten (v. a. Kraftstoffkosten) jedoch nur einen kleinen Anteil an den gesamten Fahrzeugkosten aus. Dies gilt insbesondere für die private Nutzung. Im gewerblichen Bereich (sowohl Pkw-Fahrzeugflotten als auch Lkw) wirken sich die Betriebskosten (und damit die Energiepreise) aufgrund der höheren Fahrleistungen deutlich stärker aus.

Industrie

Für die Dekarbonisierung der Industrie im Bereich der Prozesswärme ist das Verhältnis von Strom- bzw. Wasserstoffkosten zu Kosten fossiler Energieträger zentral. Die Energiekosten haben im Vergleich zu den nötigen Investitionen für die Umstellung des Anlagenbestands eine um ein Vielfaches höhere Bedeutung (Fleiter et al. 2023). Ein wirtschaftlicher Betrieb CO₂-neutraler Techniken ist bei den gegebenen Preisniveaus meist noch nicht möglich (zu Effekten bei Änderung von Energiepreisbestandteilen siehe Kapitel 7).

Um das Hemmnis der mangelnden Wirtschaftlichkeit zu beheben, braucht es eine relative Verteuerung von fossilen Brennstoffen, die derzeit für die Industrie noch stark vergünstigt sind. Darüber hinaus sind Investitionsanreize und -unterstützung wichtig, um hohe Kapitalkosten aufzufangen.

¹⁹ Diese umfassen neben den Anschaffungskosten auch die Wertminderung sowie Kosten für Wartung und Betrieb, inklusive Steuern, Mautzahlungen etc.

3.3.3 Nicht-monetäre Hemmnisse

3.3.3.1 Verhaltensökonomische Faktoren

Verzerrte Marktpreise führen in vielen Entscheidungssituationen dazu, dass emissionsärmere Alternativen auch unter der Prämisse vollständiger Information und fehlender Transaktionskosten ökonomisch nachteilig sind (Schrems et al. 2021).

Erschwerend kommt jedoch hinzu, dass selbst im Falle ökonomisch vorteilhafter Entscheidungen verhaltensökonomische Faktoren rationale Entscheidungen hemmen. Dies ist insbesondere bei privaten Nutzern und Nutzerinnen zu beobachten, die sich in vielen Fällen nicht nutzen- oder gewinnmaximierend verhalten (Maurer et al. 2020). Aber auch bei Unternehmen sind begrenzte Rationalität (Satisfizierer) und Entscheidungsheuristiken („Bauchgefühl“) verbreitet.

Aus der Verhaltensökonomie sind wichtige Faktoren bekannt, die dazu führen, nicht die ökonomisch rationale Entscheidung zu treffen:

Status-quo-Bias und Verlustaversion

Der Status-quo-Bias besagt, dass Menschen eine Präferenz für die Beibehaltung des aktuellen Zustands besitzen, auch wenn dieser gegenüber einer Veränderung bei einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung nachteilig ist (Maurer et al. 2020). In Zusammenhang damit steht die Verlustaversion, d. h. die Tendenz, mögliche Verluste höher zu gewichten als mögliche Gewinne (Kahneman et al. 1991).

Status-quo-Bias und Verlustaversion sind in vielen verhaltensökonomischen Studien nachgewiesen und auch für den Energiebereich gut dokumentiert. So wird z. B. die Tendenz der Märkte, kosteneffiziente Energieeffizienzoptionen zu vernachlässigen, als „Effizienzlücke“ („efficiency gap“) oder als „Energieparadoxon“ („energy paradox“) bezeichnet. Greene (2011) zeigt, dass eine Erhöhung des Benzinpreises weniger als halb so viel Einfluss auf den Kraftstoffverbrauch von Neuwagen hätte wie eine Neuwagensteuer oder ein zum Kraftstoffverbrauch proportionaler Rabatt und erklärt dies durch die erhebliche Unsicherheit über den Wert der künftigen Energiepreiseinsparungen. Blasch und Daminato (2018) weisen nach, dass bei Personen mit einem Status-quo-Bias die Wahrscheinlichkeit, mindestens ein Gerät im Haushalt zu haben, das älter als zehn Jahre ist, erhöht ist und der Gesamtstromverbrauch der Haushalte höher als bei Nicht-Status-quo-Bias-Haushalten liegt. Nach Knobloch et al. (2019) führt die Verlustaversion zu höheren CO₂-Emissionen der Haushalte. Dies bedeutet, dass zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele wesentlich stärkere politische Instrumente erforderlich sind, beispielsweise eine doppelt so hohe CO₂-Steuer im Vergleich zu einer Situation ohne Verlustaversion.

Besitztumeffekt (Endowment Effekt)

Der Besitztumeffekt besagt, dass Menschen Gütern (im weiteren Sinne z. B. auch Privilegien) einen besonders hohen Wert zumessen, nur weil sie diese besitzen. Er hängt mit der Verlustangst zusammen. Infolgedessen trennen sich Menschen nur ungern von Gütern, selbst wenn ein Austausch ökonomisch vorteilhaft wäre. In Zusammenhang mit Verlustaversion und Besitztumeffekt steht auch der **sunk-cost-fallacy-Effekt**: Menschen und Unternehmen neigen dazu, an einmal getätigten Investitionen festzuhalten, selbst wenn sie sich als unwirtschaftlich herausstellen. Die irreversiblen Kosten (z. B. Anschaffungskosten eines Pkw) werden oft zum Anlass genommen, unrentable Aktivitäten weiter fortzusetzen (z. B. die Fahrt mit dem Pkw, obwohl es eine gleichwertige kostengünstigere Alternative gibt), weil bereits viel investiert wurde. Aus rationaler Sicht sind jedoch lediglich die zukünftigen Kosten und Erträge maßgeblich.

Zeitinkonsistente Diskontierung

In der Neoklassik wird im Allgemeinen davon ausgegangen, dass gegenwärtiger Nutzen höher bewertet wird als zukünftiger (positive Zeitpräferenz), und daher der zukünftige Nutzen diskontiert werden muss. Dies erfolgt in der Regel anhand einer konstanten Diskontrate. Untersuchungen zeigen jedoch, dass Menschen eine Entscheidung oder ein Ereignis in Abhängigkeit davon bewerten, wann sie diese Entscheidung treffen bzw. wann das Ereignis eintritt. Dies gilt, obwohl sich die sonstigen Rahmenbedingungen nicht verändert haben, also z. B. keine neuen Informationen verfügbar sind. Der sog. „Unmittelbarkeitseffekt“ führt zu hohen kurzfristigen Diskontierungsraten, wenn der ansonsten sofortige Konsum aufgeschoben wird. Dies geht jedoch mit einem Rückgang der Diskontierungsraten auf längere Sicht einher. Wenn alle Kosten und Vorteile in der Zukunft liegen, sind die Menschen in ihrer Vorausplanung durchaus weitsichtig. Wenn einige Kosten oder Vorteile unmittelbar anfallen, sind die Entscheidungen eher kurzsichtig.

Eine visuelle Darstellung der verschiedenen Faktoren, die sich in der impliziten Diskontierungsrate widerspiegeln, liefern Schleich et al. (2016). Schleich et al. (2016) unterscheiden zwischen externen Barrieren (z. B. geteilte Anreize, Informationsmangel/Transaktionskosten, Kapitalmangel, technologische und finanzielle Risiken, Liquiditätssituation, Gesamtverschuldung), vorhersehbarem (ir)rationalem Verhalten (z. B. begrenzte Rationalität, rationale Unaufmerksamkeit, Verhaltensverzerrungen) und Präferenzen (z. B. Zeit- und Risikopräferenzen, referenzabhängige Präferenzen, Umweltpräferenzen, Präferenzen für renditestärkere Investitionen).

3.3.3.2 Nutzer-/Investor-Problem und infrastrukturelle Pfadabhängigkeiten

Weitere Hemmnisse für die Lenkungswirkung von Energiepreisbestandteilen entstehen durch Prinzipal-Agenten-Probleme (Auseinanderfallen von Besitzern und den Nutzern von Technologien, z. B. Mieter-Vermieter-Dilemma) oder auch infrastrukturellen Voraussetzungen, die die wahrgenommene oder reale Vergleichbarkeit zwischen Alternativen beeinflussen (z. B. Ladeinfrastruktur).

- ▶ Ein bekanntes Problem im Gebäudesektor ist das **Nutzer-Investor-Dilemma** bzw. der geteilten Anreize bei Mietwohnungen. Gerade der deutsche Wohnungsmarkt ist durch eine geringe Eigentumsquote gekennzeichnet. 56 % aller Haushalte (ca. 23,1 Mio.) leben in Mietwohnungen (Statistisches Bundesamt 2019). Mit dem CO₂-Kostenaufteilungsgesetz soll das Problem der geteilten Anreize beim BEHG adressiert werden: je nach Verantwortungsbereich und Einflussmöglichkeit auf den CO₂-Ausstoß des Gebäudes werden die Kosten aufgeteilt. Der Anteil, den die Vermietenden zu tragen haben, steigt mit dem CO₂-Ausstoß des vermieteten (Wohn-)gebäudes.
- ▶ Insbesondere im Verkehrsbereich bestehen infrastrukturelle **Pfadabhängigkeiten**²⁰, die den motorisierten Individualverkehr, und innerhalb dessen den Verbrennermotor bevorzugen. Unter dem Begriff „car dependency“ wird die strukturelle Abhängigkeit vom eigenen Pkw verstanden. Selbst wenn man kein Auto haben möchte oder es sich eigentlich nicht leisten kann, sind viele Menschen auf das Auto angewiesen, etwa weil Infrastruktur so gebaut ist, keine ÖPNV-/Radinfrastruktur vorhanden ist. In Bezug auf die Elektromobilität wird v. a. die noch nicht ausreichend ausgebaute Ladeinfrastruktur als entscheidendes nicht-monetäres Hemmnis angesehen (Schrems et al. 2021). Laut einer repräsentativen Umfrage aus dem Jahr 2019 (Berg 2019) konnte sich weniger als die Hälfte der Deutschen vorstellen, ein Elektroauto zu kaufen. Etwa zwei Drittel der Deutschen sehen geringe Reichweite und

²⁰ Diese können sich auch aus der Wahl des Wohnortes ergeben.

ungenügende Ladeinfrastruktur als Nachteil der Elektromobilität. Infrastrukturelle Pfadabhängigkeiten und Hemmnisse gibt es jedoch auch im Wärmebereich, auch wenn im Wohnungsbestand mit dem Gebäudeenergiegesetz der Ausstieg aus fossilen Energien festgelegt wurde. Die Umstellung auf Wärmepumpen und Solarthermie ist insbesondere im städtischen Mehrfamilienhausbereich aufgrund der technischen Voraussetzungen gehemmt. Auch bei fossil betriebenen Fernwärmenetzen mit Anschluss- und Benutzungszwang verbleibt dem Einzelnen keine Entscheidungsfreiheit über ggf. bereits vorhandene emissionsärmere oder ökonomischere Alternativen.

3.3.3.3 Fazit und weitere Überlegungen

- ▶ Mit staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen kann der Staat die Preisrelationen zwischen den Energieträgern und somit die relativen Endverbraucherpreise beeinflussen. Verschiedene Hemmnisse führen dazu, dass die Lenkungswirkung schwächer ausfallen kann. Die Politik muss daher die Hemmnisse im Blick behalten und ggf. adressieren, um die Wirksamkeit von Energiepreisinstrumenten sicherzustellen. Verhaltensökonomische Faktoren führen dazu, dass bei Entscheidungskalkülen oft nicht die ökonomisch rationale, vorteilhafteste Option ausgewählt wird. Selbst im Falle „perfekter“ Preissignale und vollständig internalisierter Klimakosten würden die Entscheidungen von Akteuren aufgrund dieser Hemmnisse nicht automatisch zu einem kosteneffizienten und klimapolitisch optimalen Energiesystem führen.
- ▶ Vollkostenbetrachtungen werden insbesondere bei privaten Akteuren und Akteurinnen sowie Unternehmen häufig nicht in die Entscheidungsfindung einbezogen. Entscheidungen werden mitunter aufgrund von Daumenregeln oder Bauchgefühl getroffen. Besitz wird höher bewertet als Neuerwerb (oder Miete), der Status quo gegenüber mit Unsicherheit behafteten Veränderungen bevorzugt. Mögliche Verluste werden stärker gewichtet als mögliche Gewinne, und in Wirtschaftlichkeitserwägungen wird zeitlich inkonsistent diskontiert. Anschaffungskosten erhalten dadurch eine größere Aufmerksamkeit als laufende Kosten. Dazu kommen geteilte Anreize v. a. im Gebäudebereich aufgrund des Mieter-/Vermieter-Dilemmas und infrastrukturell bedingte Hemmnisse wie z. B. fehlende Ladesäulen.
- ▶ Die Verhaltensökonomie bietet demnach eine Erklärung, warum Endverbraucher und Endverbraucherinnen wenig Wechselbereitschaft bei Strom- und Gasverträgen zeigen, obwohl die finanziellen Einsparungen beträchtlich sein könnten; warum Elektrogeräte nicht ausgetauscht werden, obwohl sich Neugeräte bereits nach kurzer Zeit amortisiert hätten; warum Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen nicht installiert werden, obwohl sie unter heutigen Energiepreisen bereits wirtschaftlich vorteilhafter gegenüber Referenztechnologien sind; warum Verbrenner beim Neukauf weiterhin gegenüber Elektroautos bevorzugt werden.
- ▶ Änderungen von Energiepreisbestandteilen werden somit für sich allein nicht immer ausreichen, um Kaufentscheidungen in der Breite zu beeinflussen. So wird z. B. die Wahrnehmung der Gesamtkosten von Elektrofahrzeugen durch die höheren Anschaffungskosten verzerrt, die Vorteile bei laufenden Kosten werden nur ungenügend wahrgenommen. Zudem bestehen durch den Status-quo-Bias weitere Vorbehalte. In der Konsequenz muss das Elektrofahrzeug einen übermäßig hohen Kostenvorteil gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor aufweisen, damit Nutzer und Nutzerinnen bereit sind, die Kaufentscheidung zu treffen. Beim Autokauf wäre z. B. eine Zulassungssteuer wirksamer

als die Kfz-Steuer oder der CO₂-Preis, weil Menschen zukünftige Kosten gegenüber den heutigen unterschätzen oder geringer bewerten (Runkel et al. 2018).

- ▶ Neben Änderungen bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen sind daher zusätzliche flankierende Instrumente nötig, die idealerweise bei den Anschaffungskosten ansetzen. Das wäre auch mit Blick auf die verteilungspolitischen Implikationen von Preisinstrumenten vorteilhaft. Auch wenn es bereits entsprechende Förderungen sowohl im Verkehr als auch im Gebäudebereich gibt (z. B. Zuschüsse für den Heizungstausch, die ausgelaufene Kaufprämie für Elektroautos), könnte eine weitere Verbesserung der Förderkonditionen und gleichzeitige Verteuerung der Anschaffung fossiler Technologien (wie bspw. bei einer Zulassungssteuer) wirksam sein, die letztlich zu einer Parität bei den Investitionskosten führt. Im Bereich Haushaltsgeräte zeigen zum Beispiel auch Abwrackprämien, d. h. Geldprämien für den Ersatz und das Recycling eines alten Geräts, gute Wirksamkeit (Blasch und Daminator 2018).

Weitere flankierende Instrumente insbesondere aus dem Bereich des Nudging²¹ können helfen, die Akzeptanz neuer Technologien und die Veränderungsbereitschaft von Endverbrauchenden zu erhöhen. Dadurch kann dem Status-quo-Bias entgegengewirkt werden. Informationskampagnen könnten so gestaltet werden, dass die Nichtinvestition in erneuerbare Technologien als Verlust empfunden wird (Knoblauch et al. 2019). Informationskampagnen können des Weiteren dazu beitragen, Kosten für Informationsbeschaffung und durchzuführende Berechnungen (Transaktionskosten) zu senken. Diese werden, obwohl sie in eine Kostenberechnung eigentlich einzubeziehen wären, in ökonomischen Analysen häufig vernachlässigt (Maurer et al. 2020).

3.3.4 Fazit zu Hemmnissen und ihrem Einfluss auf die Lenkungswirkung

Über staatlich regulierte Energiepreisbestandteile beeinflusst der Staat Endverbraucherpreise. Diese wirken sich direkt auf die Attraktivität von Klimaschutz- und Energiewende-Investitionen aus. Ergänzend thematisiert der Bericht einschränkende Hemmnisse, die die Lenkungswirkung von Energiepreisen reduzieren (können).

Beispielsweise sind bestimmte klimaschädlichere Energieträger im Besteuerungssystem bessergestellt. Unterschiedliche Entlastungsregelungen begünstigen bestimmte Verbrauchergruppen und Energieträger, beeinflussen damit die Lenkungswirkung und führen ggf. zu Fehlanreizen zu Lasten des Klimaschutzes.

Nicht-monetäre Hemmnisse können ebenfalls die Lenkungswirkung von Energiepreisinstrumenten schwächen. Bei Entscheidungskalkülen wird oft nicht die ökonomisch vorteilhafteste Option ausgewählt. Selbst im Falle „perfekter“ Preissignale und vollständig internalisierter Klimakosten würden die Entscheidungen von Akteuren aufgrund bestehender nicht-monetärer Hemmnisse also nicht automatisch zu einem kosteneffizienten und klimapolitisch optimalen Energiesystem führen.

Hemmnisse mindern die Lenkungswirkung und können zudem verteilungspolitische Implikationen mit sich bringen. Es ist daher zu überlegen, welche flankierenden Maßnahmen und Instrumente zusätzlich sinnvoll sind, um zielpfadkompatible, effiziente und sozial ausgewogene Reformvorschläge zu entwickeln.

²¹ Dazu gehört u.a. die Bereitstellung von Informationen (transparent, vereinfacht), damit Verbraucherinnen und Verbraucher fundierte Entscheidungen treffen können. Unternehmen können Nudging nutzen, um das Verhalten der Kundschaft zu beeinflussen, wie z. B. Supermärkte, die Produkte in der Nähe der Kasse platzieren, um zum Kauf zu ermutigen. Dies kann auch gesunde Snacks betreffen. Online-Plattformen nutzen personalisierte Produktvorschläge, um Kaufentscheidungen zu beeinflussen.

4 Reformoptionen für Energiepreisbestandteile

4.1 Einführung

In Kapitel 3 wurden die Lenkungswirkung von staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen diskutiert und Hemmnisse identifiziert, die die Lenkungswirkung von Energiepreisbestandteilen beeinflussen, und daraus Handlungsbedarfe für mögliche Reformvorschläge abgeleitet. Damit Energiepreise von Endverbrauchern zum Klimaschutz beitragen, kommt es wesentlich auf die CO₂-Preispfade im Emissionshandel an (d. h. im BEHG und später im EU-ETS2). In den verschiedenen Sektoren gibt es weitere Reformoptionen bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen, die unterstützend wirken. Sie bauen bestehende energiepreisbezogene Hemmnisse ab und erhöhen die klimapolitische Lenkungswirkung. Zugleich können sie die Einnahmen des Staates und des Energiesystems verbessern und die finanziellen Spielräume für die zusätzlich erforderlichen Reformimpulse erhöhen. Der flankierende klimapolitische Instrumentenmix kann die Lenkungswirkung von Energiepreisen ergänzen und stärken. Dazu gehört auch, dass Haushalte mit niedrigen Einkommen unterstützt werden, ihre CO₂-Emissionen effektiv mindern zu können. Tabelle 16 fasst mögliche Ansatzpunkte für Instrumentenbündel zusammen, bestehend aus Reformansätzen bei den Energiepreisbestandteilen und flankierenden Instrumenten, die verhaltensökonomische und infrastrukturelle Hemmnisse adressieren. Einzelne Instrumente werden in den Sektoranalysen (s. Kapitel 5 bis 8) aufgegriffen.

Tabelle 16: Ansatzpunkte für mögliche Reformoptionen

Sektor	Maßnahme	Instrumente zur Steigerung der Lenkungswirkung von Energiepreisbestandteilen	Flankierende Instrumente
Gebäude	Energetische Sanierung attraktiver machen	<ul style="list-style-type: none"> - Anpassung Preispfad BEHG (stärkerer Anstieg) - Angleichung Energiesteuersätze (Energiegehalt) und/oder Indexierung (Inflationsanpassung) von Erdgas, Heizöl und Strom 	<ul style="list-style-type: none"> - Reform der Modernisierungumlage - Einführung Teilwarmmiete - Verschärfung der Effizienzstufen bei der KfW-Förderung für Sanierungen im Bestand (Effizienzhaus 55 oder 70)
	Insbesondere: Förderung des Heizungstauschs im Bestand	<ul style="list-style-type: none"> - Einheitliche Netzentgeltreduzierung für steuerbare Wärmepumpen (Rechtsverordnung zur Ausgestaltung § 14 a EnWG) - Absenkung weiterer Strompreisbestandteile (KWK-Umlage, Netznebenentgelte, Stromsteuer) für Wärmepumpenstrom 	<ul style="list-style-type: none"> - Einführung Austauschprämie Gasheizung - Erhöhung Austauschprämie Ölheizung - Erhöhung Fördersätze für Wärmepumpen (ggf. differenziert nach Effizienz)
Haushaltsstrom	Flexibilisierung der Stromnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> - u. a. dynamische (zeitvariable) Netzentgelte 	
Verkehr	Verlagerung MIV	<ul style="list-style-type: none"> - Anpassung Preispfad BEHG (stärkerer Anstieg, 	<ul style="list-style-type: none"> - Reform Kfz-Steuer/Zulassungssteuer

Sektor	Maßnahme	Instrumente zur Steigerung der Lenkungswirkung von Energiepreisbestandteilen	Flankierende Instrumente
	Elektromobilität ausbauen und Sektorkopplung fördern	<ul style="list-style-type: none"> - Verlängerung Festpreisphase) - Stufenweiser Abbau Dieselprivileg, Angleichung Energiesteuersätze, Indexierung (Inflationsanpassung) Benzin/Diesel (Energiegehalt) - Verringerung Netzentgelte für Ladesäulenstrom (Leistungspreise) - Dynamische (zeitvariable) Netzentgelte 	<ul style="list-style-type: none"> - Ökologische Umgestaltung Entfernungspauschale - Angebotsausbau und vergünstigte Preise im öffentlichen Personennahverkehr - City-Maut - Ausweitung Förderung Elektromobilität in Verbindung mit - Zulassungsteuer (Bonus-Malus-Regelung) - Reform Dienstwagenbesteuerung - Bereitstellung Infrastruktur für klimafreundliche Mobilität u.a. Ausbau von Ladestationen für Pkw, Ausbau des ÖV, Ausbau Lademöglichkeiten für Güterverkehr
Industrie	Prozesswärme dekarbonisieren	<ul style="list-style-type: none"> - Reform Energiesteuerausnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> - Einführung Klimaschutzverträge - Investitionsprämien für klimafreundliche Techniken - Superabschreibung
	Effizienzpotentiale heben	<ul style="list-style-type: none"> - Reform Strom- und Energiesteuerausnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> - Ausbau der Förderung von Energie- und Umweltmanagementsystemen - Erweiterung Energieauditpflicht
	Flexibilisierung der Stromnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> - Weiterentwicklung § 19 Abs. 2 Strom NEV - Dynamische (zeitvariable) Netzentgelte 	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Runkel und Stubbe (2019), Reuster et al. (2019), Bär et al. (2020), Blanck et al. (2021), Klinski et al. (2021), Henger et al. (2021) und Zerkawy et al. (2022)

In der Status-quo/Hemmnis-Analyse sind Verteilungsaspekte bzw. soziale Fragestellungen bisher nicht berücksichtigt, es wurden lediglich Fehlanreize mit Blick auf Klimaschutz und Energiewende erörtert. Dementsprechend enthält die Übersicht in Tabelle 16 auch noch keine flankierenden Instrumente für den sozialen Ausgleich und die Abfederung von sozialen Härten. Diese Betrachtung wird gesondert in Kapitel 8 diskutiert.

Einzelne Optionen dürften in der konkreten Ausgestaltung komplex sein (wie z. B. eine stärkere zeitliche Variabilität der Strompreisbestandteile) und könnten auch andere Nachteile (z. B. bezüglich der Stabilität der Einnahmen) aufweisen, die sorgfältig abzuwägen sind. Hinzuweisen ist auch darauf, dass die verschiedenen Optionen ggf. auf der Konkretisierungsebene rechtlichen Restriktionen unterliegen können, die hier nicht im Einzelnen prüf- bzw. darstellbar sind.

Gebäude

- ▶ § 14 EnWG ermöglicht bereits die Absenkung der Netzentgelte für steuerbaren Wärmepumpenstrom. Davon machen zahlreiche Versorger bereits Gebrauch, indem sie einen günstigeren Wärmestromtarif anbieten. Der systemdienliche Einsatz von Wärmepumpen könnte über eine höhere Netzentgeltreduzierung weiter gestärkt werden.
- ▶ Denkbar ist auch die gezielte Absenkung weiterer Strompreisbestandteile wie die energiewendebezogenen Umlagen oder die Absenkung der Stromsteuer auf Wärmepumpenstrom.
- ▶ Auch die Anhebung staatlich bestimmter Preisbestandteile auf Erdgas und Heizöl wie Energiesteuer und CO₂-Preis (über das BEHG) würde sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen und Maßnahmen zur energetischen Sanierung auswirken.

Verkehr

- ▶ Die staatlich bestimmten Preisbestandteile für Fahrstrom sind zwar im Status quo höher als für Benzin und Diesel. Aufgrund der schlechteren Energieeffizienz von Verbrennern ist die absolute Belastung pro gefahrene Kilometer durch die Energiesteuer sowie seit 2021 zusätzlich durch den (ansteigenden) CO₂-Preis jedoch höher. Dieser Vorteil könnte durch eine weitere Anhebung ausgebaut werden. Das Dieselpprivileg führt zu einer Verzerrung zugunsten des klimaschädlicheren Diesels gegenüber Benzin und verringert auch den Abstand zur Elektromobilität. Der Steuervorteil könnte durch eine energieäquivalente Besteuerung schrittweise abgebaut werden (vgl. Beermann et al. 2021).
- ▶ Im Pkw-Bereich erzielten Elektrofahrzeuge vor allem aufgrund der Kaufprämien in der Gesamtkostenbetrachtung bereits Kostenvorteile²². Sofern Ladesäulen steuerbar sind, besteht grundsätzlich die Möglichkeit reduzierter Netzentgelte. Zudem werden bei Ladesäulen häufig sehr hohe Stromtarife fällig, die u. a. auf den hohen Leistungspreisanteil bei den Netzentgelten zurückzuführen sind.

Industrie

- ▶ Im Industriesektor bestehen weiterhin Wettbewerbsverzerrungen zugunsten fossiler Energieträger bei der Energiesteuer, so durch die Energiesteuerbefreiung für Prozesse und Verfahren und die allgemeine Energiesteuervergünstigung für das produzierende Gewerbe²³. Diese sollten zeitgleich zu einer gezielten Förderung von Differenzkosten (z. B. durch Klimaschutzverträge) abgebaut werden.
- ▶ Ungenutzte Effizienzpotenziale können ebenfalls durch eine Reform der Energiesteuer, aber auch der Stromsteuerausnahmen, adressiert werden.
- ▶ Für die Hebung von Flexibilisierungspotenzialen ist bei den Energiepreisbestandteilen v. a. die Regelung des § 19 (2) StromNEV von zentraler Bedeutung.

Aufbauend auf den oben beschriebenen Überlegungen zu Reformoptionen wurden Szenarien und Sensitivitäten abgeleitet, die zur weiteren Betrachtung und vor allem dem Erkenntnisgewinn hinsichtlich der Lenkungswirkung von Preisbestandteilen dienen. Es handelt

²² Die Kaufprämien wurden nach Erstellung dieses Kapitels abgeschafft.

²³ Der Spitzenausgleich bei der Energiesteuer wurde nach Erstellung dieses Kapitels abgeschafft.

sich an dieser Stelle also nicht um Reformempfehlungen, sondern Prüfoptionen. Diese Prüfoptionen sind in der folgenden Übersicht dargestellt.

Textbox 6: Reformprüfoptionen

Reformprüfoptionen im Gebäudesektor

- ▶ Sensitivität I: niedrige CO₂-Preis-Variante, d. h. EU-EHS-Preis wird ab 2025 halbiert (S-I)
- ▶ Sensitivität II: hohe CO₂-Preis-Variante, d. h. EU-EHS-Preis wird ab 2025 verdoppelt (S-II)
- ▶ Sensitivität III (beim Energieträger Strom): hohe CO₂-Preis-Variante, d. h. EU-EHS-Preis wird ab 2025 verdoppelt, Stromsteuer wird auf Mindestmaß gesenkt (0,054 ct/kWh) (S-IIIa)
- ▶ Sensitivität III (beim Energieträger Erdgas): hohe CO₂-Preis-Variante, d. h. EU-EHS-Preis wird ab 2025 verdoppelt, Stromsteuer wird auf Mindestmaß gesenkt (0,054 ct/kWh), Erdgassteuer wird um das Niveau der Stromsteuersenkung angehoben (S-IIIb)

Reformprüfoptionen im Verkehrssektor

- ▶ Veränderte Endenergiepreise in Folge veränderter CO₂-Preise im nEHS
- ▶ Energiesteuerreform (Abbau des Dieselsteuerprivilegs)

Reformprüfoptionen im Industriesektor

- ▶ Sensitivität I: niedrige CO₂-Preis-Variante, d. h. EU-EHS-Preis wird ab 2025 halbiert, kein Effekt der CO₂-Preisvariation, da Industrie im EU-EHS erfasst ist
- ▶ Sensitivität II: hohe CO₂-Preis-Variante, d. h. EU-EHS-Preis wird ab 2025 verdoppelt, kein Effekt der CO₂-Preisvariation, da Industrie im EU-EHS erfasst ist

4.2 Entwicklung der Energiepreise mit Reformoptionen im Vergleich zur Referenz

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie die in Textbox 6 dargestellten Reformoptionen und Sensitivitäten bei den jeweiligen Zeitreihen für die CO₂-Bepreisung und den Endenergiepreisen umgesetzt wurden. Die folgende Tabelle 17 zeigt eine Übersicht der Energiepreisentwicklung nach Anwendung der in Textbox 6 dargestellten Optionen.

Tabelle 17: Übersicht Energiepreisentwicklung (Endkundenpreise) nach Anwendung Reformprüfoptionen

Sektor	Energieträger	Referenz 2030	Reformoption 2030	Referenz 2050	Reformoption 2050
Gebäudesektor Sensitivität 1: CO ₂ -Preis niedrig	Strom	36 ct/kWh	33 ct/kWh	50 ct/kWh	42 ct/kWh
Gebäudesektor Sensitivität 2: CO ₂ -Preis hoch	Strom	36 ct/kWh	47 ct/kWh	50 ct/kWh	55 ct/kWh
Gebäudesektor Sensitivität 3a: CO ₂ -Preis hoch, Stromsteuersenkung	Strom	36 ct/kWh	40 ct/kWh	50 ct/kWh	52 ct/kWh

Sektor	Energieträger	Referenz 2030	Reformoption 2030	Referenz 2050	Reformoption 2050
Gebäudesektor Sensitivität 3b: CO ₂ -Preis hoch, Stromsteuersenkung	Erdgas	12 ct/kWh	13 ct/kWh	22 ct/kWh	24 ct/kWh
Verkehrssektor Sensitivität 1: Benzin mit BEHG-Preis niedrig	Benzin	1,9 ct/l	1,58 ct/l	4,2 ct/l	3,4 ct/l
Verkehrssektor Sensitivität 2: Benzin mit BEHG-Preis hoch	Benzin	1,9 ct/l	2,4 ct/l	4,2 ct/l	4,7 ct/l
Verkehrssektor Sensitivität 1: Diesel mit BEHG-Preis niedrig	Diesel	1,8 ct/l	1,6 ct/l	4,2 ct/l	3,4 ct/l
Verkehrssektor Sensitivität 2: Diesel mit BEHG-Preis hoch	Diesel	1,8 ct/l	2,3 ct/l	4,2 ct/l	4,8 ct/l
Industrie Sensitivität 1: CO ₂ -Preis niedrig	Strom	14,5 ct/kWh	11,8 ct/kWh	20,6 ct/kWh	18,4 ct/kWh
Industrie Sensitivität 2: CO ₂ -Preis hoch	Strom	14,5 ct/kWh	19,8 ct/kWh	20,6 ct/kWh	25 ct/kWh

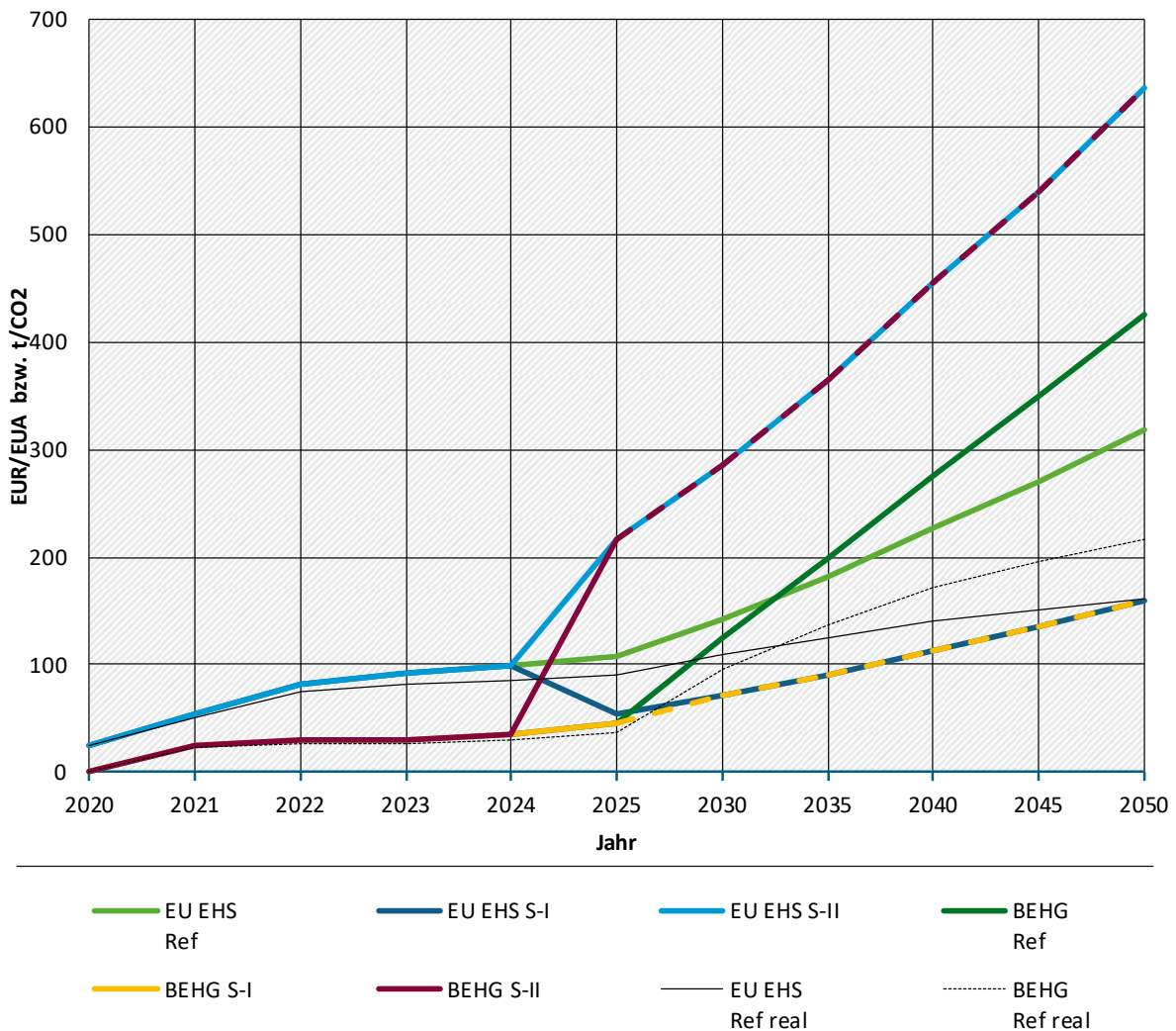
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

4.2.1 CO₂-Preis Entwicklung der Referenz und Reformoptionen

Wie in Abbildung 12 dargestellt, steigt der CO₂ Preis im EU-EHS1 in der Referenzentwicklung bis 2025 auf nominal rund 110 €/EUA an. In der Referenz erhöht sich der Preis ab dann bis 2030 weiter auf rund 140 €/EUA, bis 2040 auf rund 230 €/EUA und bis 2050 auf rund 320 €/EUA. Ab 2025 weicht Szenario S-I von diesem Pfad ab und der CO₂ Preis im EU-EHS1 entspricht jeweils der Hälfte des Wertes aus dem Referenzszenario, also rund 50 €/EUA im Jahr 2025, 110 €/EUA in 2040 und 160 €/EUA in 2050. Im Szenario S-II ist der CO₂-Preis ab 2025 doppelt so hoch wie in der Referenz, also 220 €/EUA im Jahr 2025, 460 €/EUA im Jahr 2040 und 640 €/EUA in 2050.

Der CO₂-Preis im BEHG erreicht entsprechend der gesetzlichen Festlegungen für den Preiskorridor im Jahr 2026 einen Wert von 65 €/tCO₂. Im Referenzszenario steigt er dann bis 2030 auf 125 €/tCO₂, bis 2040 auf 275€/tCO₂ und bis 2050 auf 425 €/tCO₂.²⁴ Ab 2027 weicht Szenario S-I von diesem Pfad ab und der CO₂-Preis im BEHG entspricht jeweils dem Wert des CO₂-Preises im EU-EHS1 aus dem jeweiligen Szenario, also rund 70 €/tCO₂ in 2030, 110 €/tCO₂ in 2040 und 160 €/tCO₂ in 2050. Im Szenario S-II weicht der Preis bereits ab 2025 ab und der CO₂-Preis im BEHG ist gleich dem CO₂-Preis im EU-EHS1, entsprechend 220 €/tCO₂ im Jahr 2025, 460 €/tCO₂ in 2040 und 640 €/tCO₂ in 2050.

²⁴ Ab 2027 wird auf EU-Ebene der EHS2 eingeführt. Wie der nationale Emissionshandel in den EHS2 überführt wird, ist noch nicht geklärt. Die hier gezeigte Entwicklung der BEHG-Preise kann gleichermaßen auch die Entwicklung der EHS2-Preise widerspiegeln (vgl. Kapitel 2.1.2).

Abbildung 12: Entwicklung der CO₂-Preise in der Referenz und mit den Reformoptionen

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022).

Anmerkung: Wie in Kapitel 2.1.2 erläutert, wird davon ausgegangen, dass der Scope und der Minderungspfad der nationalen CO₂-Bepreisung auch ab 2027 nach Einführung des EU-EHS2 erhalten bleibt (hier bezeichnet mit BEHG).

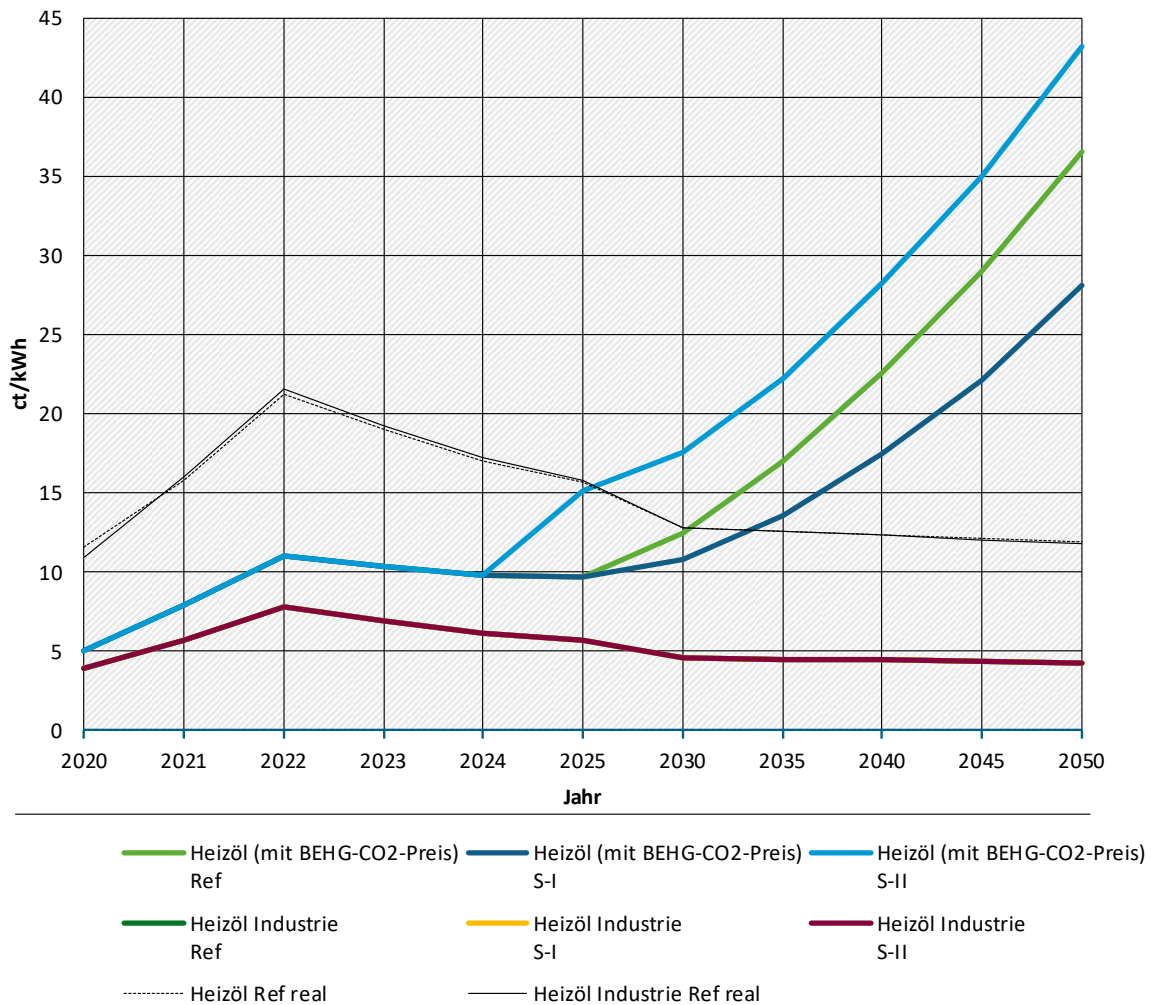
4.2.2 Erdöl und erdölbasierte Kraftstoffe - Entwicklung der Referenz und Reformoptionen

Wie in Abbildung 13 dargestellt, pendelt sich der Heizölpreis im Haushaltsbereich in der Referenzentwicklung bis 2024 auf nominal rund 9,8 ct/kWh Hu ein. Getrieben durch den Anstieg des CO₂ Preises im BEHG, steigt der Preis in der Referenz weiter auf 12,5 ct/kWh Hu bis 2030, auf 22,5 ct/kWh Hu bis 2040 und 36,6 ct/kWh Hu bis 2050. Ab 2025 weicht Szenario S-II auf Grund des abweichenden CO₂-Preispfades ab. Für das Jahr 2025 liegt der Heizölpreis für Haushalte in diesem Szenario bei 15,1 ct/kWh Hu, für 2030 bei 17,6 ct/kWh Hu, in 2040 bei 28,3 ct/kWh Hu und in 2050 bei 43,2 ct/kWh Hu. Im Szenario S-I weicht der CO₂-Preis ab 2027 ab, so dass auch die Preise für Heizöl im Haushaltsbereich in diesem Szenario ab 2027 von der Referenz abweichen. Für 2027 ist der Preis 9,9 ct/kWh Hu, für 2030 ist er 10,8 ct/kWh Hu, in 2040 sind es 17,4 ct/kWh Hu und in 2050 ist der Preis 28,1 ct/kWh Hu.

Der Heizölpreis in der Industrie sinkt in der Referenz bis 2030 auf 4,6 ct/kWh Hu ab und sinkt dann nur noch leicht, dem Trend für den Rohölpreis folgend, auf 4,3 ct/kWh Hu in 2050 ab. Beim Heizöl für die Industrie gibt es zunächst keine Abweichung zwischen der Entwicklung in der Referenz und in den Szenarien, da angenommen wird, dass der Verbrauch in Anlagen mit einer

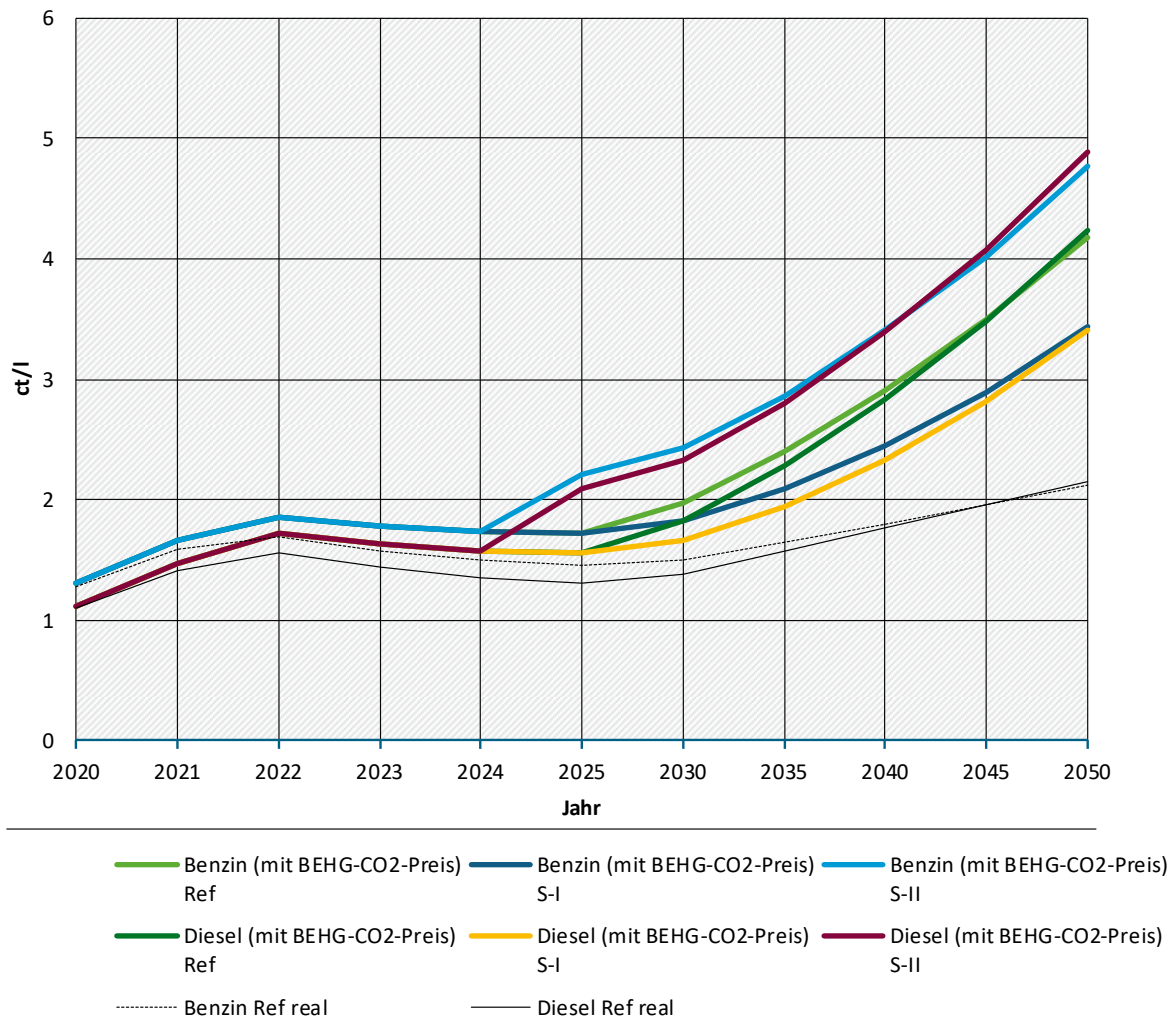
Feuerungswärmeleistung über 20 MW_{th} erfolgt und diese damit dem EU-EHS unterliegen. Die Verpflichtung zur Abgabe der Emissionszertifikate liegt dann beim jeweiligen Unternehmen selbst und fließt dort ins Kalkül ein, der Preis für das Produkt Heizöl steigt dadurch aber nicht. In den Berechnungen werden die unterschiedlichen Preispfade des EU-EHS jedoch entsprechend berücksichtigt.

Abbildung 13: Entwicklung der Heizölpreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Haushalte und Industrie)



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

Auch die Preistrends für Benzin und Diesel sind vor allem durch die Dynamik der CO₂-Preisentwicklung im BEHG getrieben (vgl. Abbildung 14). Der Preis für Benzin steigt in der Referenz bis 2030 auf 2,0 €/l an, und dann weiter auf 2,9 €/l in 2040 und 4,2 €/l in 2050. Im Szenario S-I beträgt der Benzinpreis in 2030 nur 1,8 €/l, in Jahr 2040 steigt dieser auf 2,5 €/l und in 2050 liegt er bei 3,4 €/l. Dagegen steigt der Benzinpreis im Szenario S-II bereits im Jahr 2025 auf 2,2 €/l, und dann weiter auf 2,4 €/l in 2030, 3,4 €/l in 2040 und 4,8 €/l in 2050. Die Dynamik für Diesel ist dieselbe wie bei Benzin. Der höhere spezifische Emissionsfaktor von Diesel führt dazu, dass Diesel bei entsprechend hohem CO₂-Preis teurer ist als Benzin.

Abbildung 14: Entwicklung der Preise für erdölbasierte Kraftstoffe in der Referenz und mit den Reformoptionen

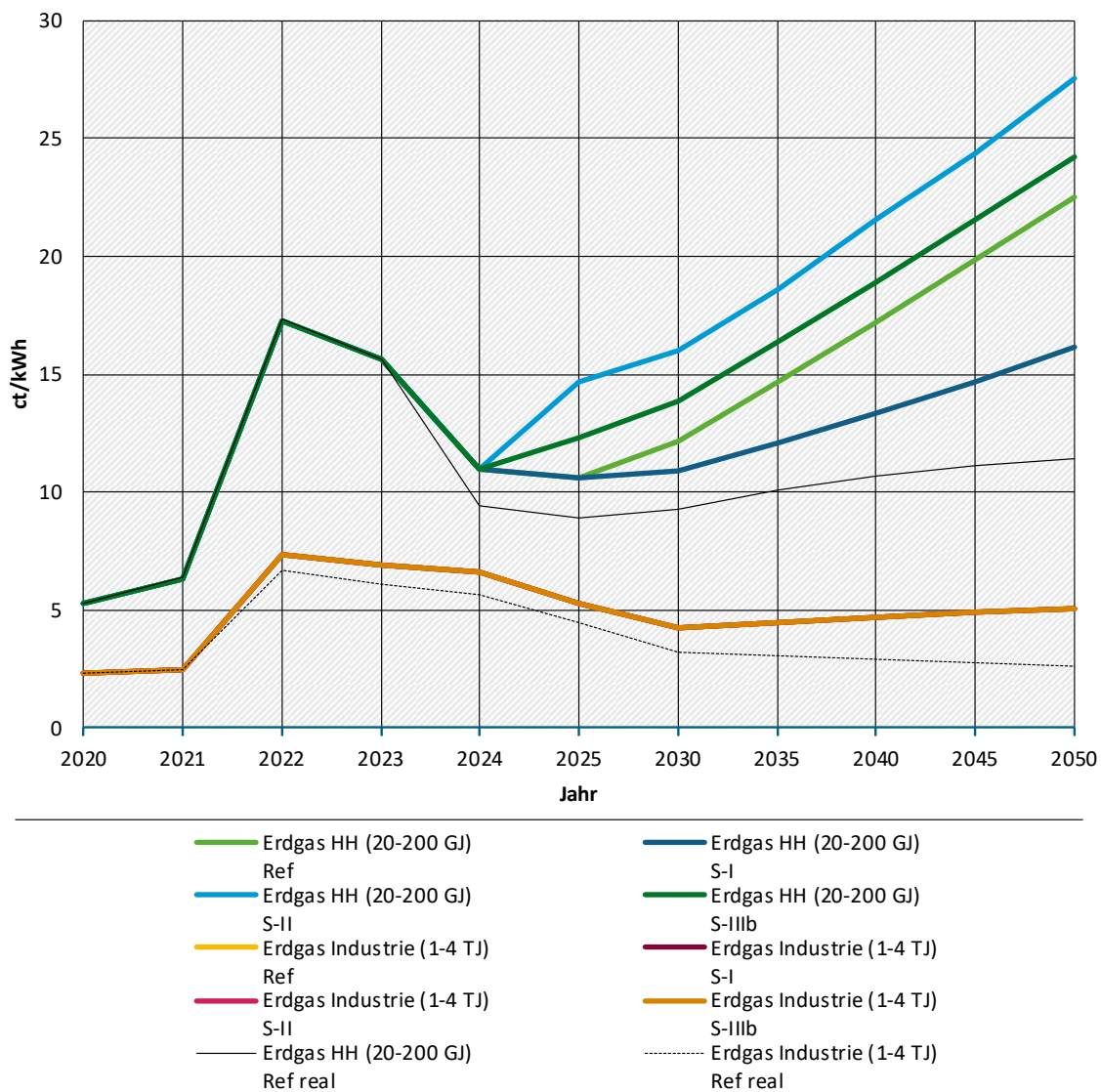
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

4.2.3 Erdgas - Entwicklung der Referenz und der Reformoptionen

Wie in Abbildung 15 dargestellt, pendelt sich der Erdgaspreis im Haushaltsbereich in der Referenzentwicklung bis 2024 auf nominal rund 10,9 ct/kWh Hu ein. Die weitere Preisentwicklung ist einerseits durch das Absinken des Großhandelspreises und andererseits durch den Anstieg des CO₂-Preises im BEHG getrieben. In der Zusammenschau steigt der Preis in der Referenz weiter auf 12,2 ct/kWh Hu bis 2030, auf 17,2 ct/kWh Hu bis 2040 und 22,5 ct/kWh Hu bis 2050. Ab 2025 weicht Szenario S-II auf Grund des abweichenden CO₂-Preispfades ab. Für das Jahr 2025 liegt der Erdgaspreis für Haushalte in diesem Szenario bei 14,7 ct/kWh Hu, für 2030 bei 16,0 ct/kWh Hu, in 2040 bei 21,5 ct/kWh Hu und in 2050 bei 27,5 ct/kWh Hu. Im Szenario S-I weicht der CO₂-Preis ab 2027 ab, so dass auch die Preise für Erdgas im Haushaltsbereich in diesem Szenario ab 2027 von der Referenz abweichen. Für 2027 ist der Preis 10,9 ct/kWh Hu, für 2030 ist er immer noch bei rund 10,9 ct/kWh Hu, weil sich hier der Anstieg des CO₂-Preises und das weitere Absinken des Großhandelspreises die Waage halten. In 2040 ist er bei 13,3 ct/kWh Hu und in 2050 ist der Preis 16,2 ct/kWh Hu. Im Szenario S-IIIb ist zusätzlich zum hohen CO₂-Preis im BEHG aus Szenario S-II die Energiesteuer auf Erdgas erhöht. Dementsprechend liegen die Preise um den entsprechenden Anstieg höher.

Der Erdgaspreis in der Industrie sinkt in der Referenz bis 2030 auf 4,3 ct/kWh Hu ab und steigt dann bis 2050 wieder an auf 5,1 ct/kWh Hu, jedoch mit einer Rate, die unter der Inflationsrate liegt. Beim Erdgas für die Industrie gibt es zunächst keine Abweichung zwischen der Entwicklung in der Referenz und in den Szenarien, da angenommen wird, dass der Verbrauch in Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW_{th} erfolgt und diese damit dem EU-EHS unterliegen. Die Verpflichtung zur Abgabe der Emissionszertifikate liegt dann beim jeweiligen Unternehmen selbst und fließt dort ins Kalkül ein, der Preis für das Produkt Erdgas steigt dadurch aber nicht. In den Berechnungen werden die unterschiedlichen Preispfade des EU-EHS jedoch entsprechend berücksichtigt. Weiterhin wird angenommen, dass die jeweiligen Unternehmen weitgehend von der Energiebesteuerung befreit sind und damit auch die Variation in Szenario S-IIIb keinen Einfluss auf das Preisniveau hat.

Abbildung 15: Entwicklung der Erdgaspreise in der Referenz und mit den Reformationen Haushalte (HH) und Industrie

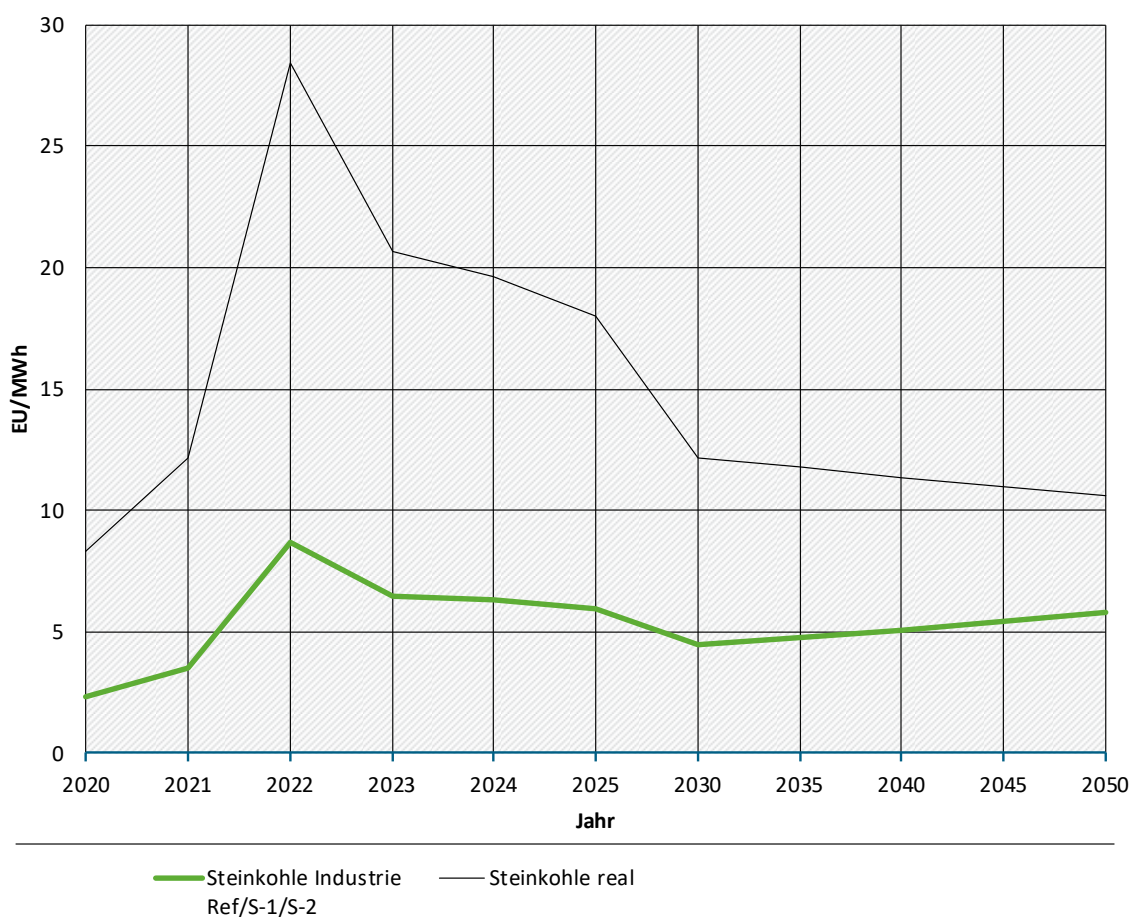


Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

4.2.4 Steinkohle - Entwicklung der Referenz und der Reformoptionen

Der Steinkohlepreis in der Industrie sinkt in der Referenz bis 2025 auf 21,4 €/MWh Hu ab und bis 2030 weiter auf 16,0 €/MWh Hu. Danach steigt der Preis wieder an und erreicht 20,9 €/MWh Hu in 2050, jedoch ist die Anstiegsrate geringer als die Inflationsrate. Bei der Steinkohle für die Industrie gibt es zunächst keine Abweichung zwischen der Entwicklung in der Referenz und in den Szenarien, da angenommen wird, dass der Verbrauch in Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MWth erfolgt und diese damit dem EU-EHS unterliegen. Die Verpflichtung zur Abgabe der Emissionszertifikate liegt dann beim jeweiligen Unternehmen selbst und fließt dort ins Kalkül ein. Der Preis steigt dadurch aber nicht. In den Berechnungen werden die unterschiedlichen Preispfade des EU-EHS jedoch entsprechend berücksichtigt.

Abbildung 16: Entwicklung der Kohlepreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Industrie)



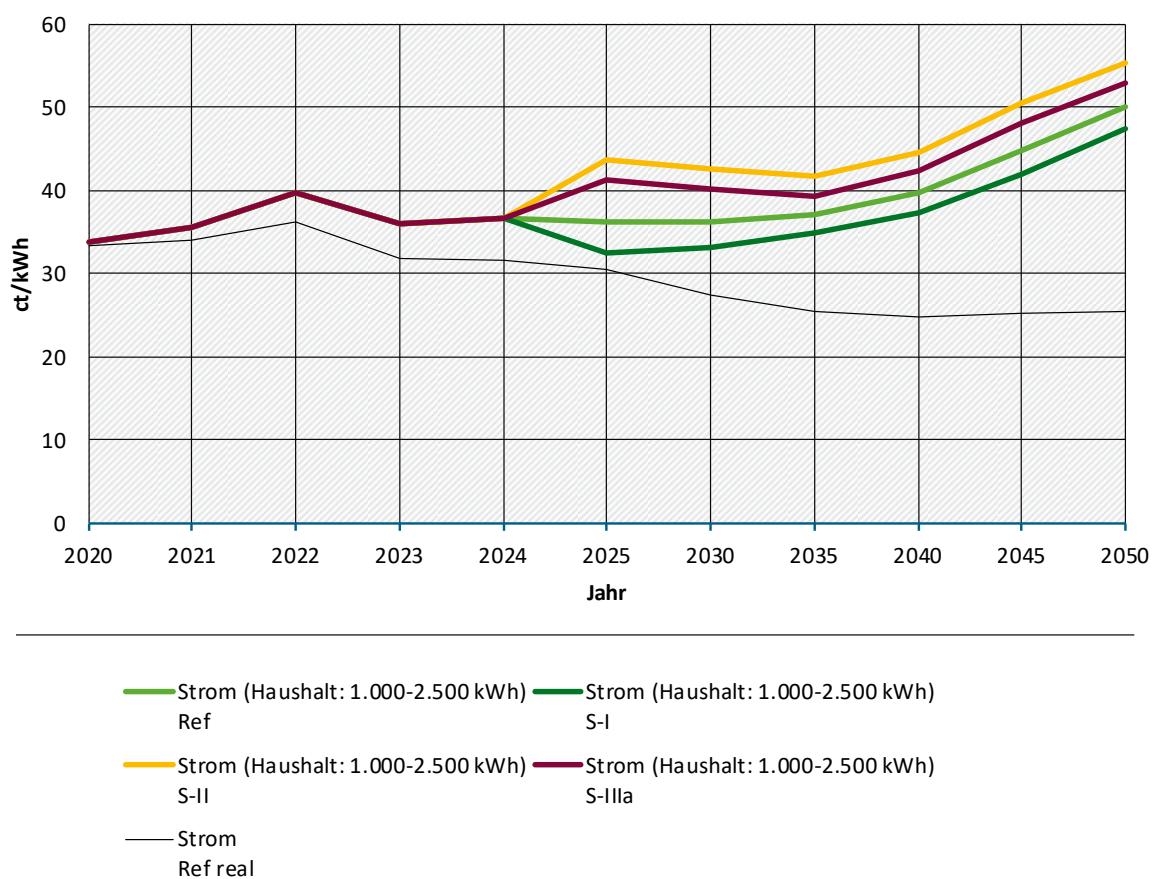
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

4.2.5 Strom – Entwicklung der Referenz und der Reformoptionen

Wie in Abbildung 17 dargestellt, pendelt sich der Strompreis im Haushaltsbereich in der Referenzentwicklung bis 2024 auf nominal rund 36,6 ct/kWh ein. Die weitere Preisentwicklung ist einerseits durch das Ansteigen der Netznutzungsentgelte und andererseits durch die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung getrieben. Durch die Änderung des Kraftwerksparks und die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien sinkt jedoch auch der Effekt des CO₂-Preises auf den Strompreis weiter ab (siehe Einpreisungseffekt in Tabelle 3). In der Zusammenschau sinkt der Preis in der Referenz weiter leicht ab auf 36,2 ct/kWh bis 2030. Danach steigt er auf

39,8 ct/kWh bis 2040 und 50,0 ct/kWh bis 2050. Ab 2025 weicht Szenario S-I auf Grund des abweichenden CO₂-Preispfades ab. Für das Jahr 2025 liegt der Strompreis für Haushalte in diesem Szenario bei 32,4 ct/kWh, für 2030 bei 33,1 ct/kWh, in 2040 bei 37,4 ct/kWh und in 2050 bei 47,4 ct/kWh. Auch im Szenario S-II weicht der CO₂-Preis ab 2025 ab, so dass auch die Preise für Strom im Haushaltsbereich in diesem Szenario ab 2025 von der Referenz abweichen. Für 2025 ist der Preis 43,7 ct/kWh, für 2030 ist er immer noch bei rund 42,5 ct/kWh, weil sich hier der Anstieg des CO₂-Preises und das weitere Absinken des Großhandelspreises sowie der sinkende CO₂-Einpreisungseffekt annähernd die Waage halten. In 2040 ist er bei 44,7 ct/kWh und in 2050 ist der Preis 55,3 ct/kWh. Im Szenario S-IIa ist zusätzlich zum hohen CO₂-Preis im EU-EHS aus Szenario S-II die Stromsteuer auf den europäischen Mindestsatz gesenkt. Dementsprechend liegen die Preise um den entsprechenden Betrag niedriger.

Abbildung 17: Entwicklung der Strompreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Haushalte)



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

Im Industriebereich pendelt sich der Strompreis, wie in Abbildung 18 dargestellt, in der Referenzentwicklung bis 2024 auf nominal rund 17,6 ct/kWh ein. Wie im Haushaltskundenbereich ist die weitere Preisentwicklung einerseits durch das Ansteigen der Netznutzungsentgelte und andererseits durch die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung getrieben. Durch die Änderung des Kraftwerksparks und die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien sinkt jedoch auch der Effekt des CO₂-Preises auf den Strompreis weiter ab (siehe Einpreisungseffekt in Tabelle 3). In der Zusammenschau sinkt der Preis in der Referenz weiter ab auf 14,5 ct/kWh bis 2030. Danach verbleibt er auf ähnlichem Niveau bis 2040 und steigt auf 20,6 ct/kWh bis 2050. Ab 2025 weicht Szenario S-I auf Grund des abweichenden CO₂-Preispfades ab. Für das Jahr 2025

liegt der Strompreis für Industriekunden in diesem Szenario bei 13,5 ct/kWh, für 2030 bei 11,9 ct/kWh, in 2040 bei 12,4 ct/kWh und in 2050 bei 18,4 ct/kWh. Auch im Szenario S-II weicht der CO₂-Preis ab 2025 ab, so dass auch die Preise für Strom für Industriekunden in diesem Szenario ab 2025 von der Referenz abweichen. Für 2025 ist der Preis 23,0 ct/kWh, für 2030 ist er immer noch bei rund 19,8 ct/kWh, weil sich hier der Anstieg des CO₂-Preises und das weitere Absinken des Großhandelspreises sowie der sinkende CO₂-Einpreisungseffekt annähernd die Waage halten. In 2040 ist er bei 18,5 ct/kWh und in 2050 ist der Preis 25,1 ct/kWh.

Abbildung 18: Entwicklung der Strompreise in der Referenz und mit den Reformoptionen (Industrie)



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch et al. (2022)

4.2.6 Zusammenfassung

Im Haushaltsbereich stellt der CO₂-Preis im BEHG bzw. später im EU-EHS2 den zentralen Preistreiber dar. Netzentgelte spielen insbesondere beim Strom eine immer größere Rolle. Auch im Gasnetz könnten sie eine größere Rolle spielen, wenn die Zahl der Endkunden und die Durchleitungsmengen abnehmen. Diese Entwicklung detailliert abzubilden wäre allerdings Teil eines eigenen Forschungsvorhabens. Insbesondere die Abschätzung der Strompreisentwicklung ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da das Zusammenwirken aus CO₂-Preisentwicklung

im EU-EHS, der Entwicklung der Brennstoffpreise und dem Umbau des Kraftwerksparks jeweils starken Einfluss auf die Preisentwicklung hat.

Preisentwicklungen im Industriebereich sind deutlich direkter an die Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise gekoppelt. Jedoch gelten die oben beschriebenen Unsicherheiten ebenso für die Preise im Industriebereich. Vielmehr sind diese durch ihren größeren Anteil am Endpreis noch stärkere Treiber.

5 Sektoranalyse Gebäude

In den bisherigen Kapiteln wurden Reformoptionen erarbeitet, Ausgestaltungsvarianten, Hemmnisse und Lösungen diskutiert. In diesem Kapitel fließen die Erkenntnisse für den Gebäudesektor zusammen und es erfolgt eine Bewertung der Reformoptionen.

Dabei werden bestehende Modellierungsansätze zur Wirkungsanalyse kritisch hinterfragt und Möglichkeiten für neue Ansätze insbesondere mit Blick auf dynamische Lenkungswirkungen diskutiert.

5.1 Potenzialanalyse

Fossile Energien dominieren derzeit deutlich die Wärmeerzeugung in Gebäuden. Laut dem Gebäudereport (dena 2023) beträgt der Anteil an Wärmeerzeugern auf Basis von erneuerbaren Energien rund 22 %, während der Bestand an fossilen Wärmeerzeugern bei rund 19,5 Mio. Anlagen (14,3 Mio. Gasheizungen, 5,1 Mio. Ölheizungen und 84.000 Kohleheizungen) liegt, was einem Anteil von rund 78 % entspricht.

Die Transformation des Gebäudesektors ist mit einer Reihe spezifischer Herausforderungen verbunden, die aus den Besonderheiten des Sektors resultieren (s. auch Kapitel 3.3):

- ▶ **Heterogenität des Gebäudesektors:** Der Gebäudesektor ist vielfältig und komplex, mit einer breiten Palette von Gebäudetypen, -größen und -nutzungen, was standardisierte Lösungen erschwert. Die spezifischen Anforderungen von Wohngebäuden, Bürogebäuden, Industriegebäuden und anderen Gebäudetypen erfordern maßgeschneiderte Ansätze.
- ▶ **Eigentümer-Struktur:** In Deutschland leben mehr als die Hälfte der Haushalte zur Miete. In vermieteten Gebäuden stellt das sogenannte Mieter-Vermieter-Dilemma²⁵ eine Herausforderung für Investitionen in Energieeffizienz dar, da die Investition für solche Maßnahmen durch Eigentümer*innen getätigt werden muss, während Mietende von den Einsparungen profitieren.
- ▶ **Lange Lebenszyklen von Gebäuden:** Gebäude haben in der Regel eine lange Nutzungsdauer, was bedeutet, dass Entscheidungen, die heute getroffen werden, langfristige Auswirkungen haben. Konkret bedeutet das: Die Mehrzahl der in den kommenden Jahren eingebauten Heizungen sind im Zieljahr 2045 noch in Betrieb. Auch bei Maßnahmen an der Gebäudehülle muss bereits heute ein zielkonformer Standard erreicht werden, da diese keine weitere Sanierung im Sanierungszyklus erfahren.
- ▶ **Finanzierung und Wirtschaftlichkeit:** Die anfänglichen Kosten für erneuerbare Heizungen und Sanierungen, die finanziert werden müssen, können hoch sein, obwohl sie langfristig Einsparungen und Vorteile bringen.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen und die Transformation des Gebäudesektors voranzutreiben, besteht ein Mix an Politikinstrumenten, die die Sanierung von Gebäuden sowie den Umstieg auf erneuerbare Energien zum Heizen unterstützen.

In der vorliegenden Sektoranalyse wird untersucht, inwiefern staatlich bedingte Preisbestandteile die Transformation des Sektors unterstützen und wie deren Wirkung in der Modellierung von Transformationspfaden abgebildet werden kann.

²⁵ Hierbei wird die aktuelle Ausgestaltung der Modernisierungumlage adressiert, wonach bis zu 8 % der modernisierungsbedingten Investitionskosten auf die Jahresmiete umgelegt werden können. Das Problem: Mietende werden durch deutliche Mietsteigerungen belastet (Henger et al. 2023).

Die Veränderung von Energiepreisen kann im Gebäudesektor zu verschiedenen Reaktionen der Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer und Gebäudenutzerinnen und -nutzer führen, die sich in die folgenden Kategorien einordnen lassen (siehe Bei der Wieden, im Erscheinen):

5. **Nicht-investive Maßnahmen:** Eine schnelle Anpassung an Preisveränderungen kann durch Änderungen im Heiz- und Lüftungsverhalten erreicht werden. Dies umfasst Maßnahmen wie das Absenken der Raumtemperatur und das Anpassen des Heizverhaltens bei Nichtanwesenheit oder während des Lüftens.
6. **Gering-investive Maßnahmen:** Technische Effizienzverbesserungen, die mit niedrigen Kosten (im niedrigen bis mittleren vierstelligen Bereich pro Wohneinheit) und minimalem Personaleinsatz realisiert werden können. Ein typisches Beispiel dafür ist die Installation intelligenter Thermostate zur besseren Steuerung der Heizung.
7. **Investitionen in Energieeffizienz:** Investitionen in die Energieeffizienz der Gebäudehülle umfassen beispielsweise die Dämmung von Außenwänden, Dachdämmungen oder den Austausch von Fenstern. Die Maßnahmen sind mit hohen Investitionskosten verbunden (Größenordnung pro Wohneinheit: fünf- bis sechsstelliger Bereich).
8. **Fuel switch:** Bei steigenden Energiekosten kann auf ein Heizungssystem gewechselt werden, das einen anderen (nicht fossilen) Energieträger verwendet. Ein Beispiel ist der Umstieg von einer Gasheizung auf eine Wärmepumpe oder einen Pelletkessel.

Die Abschätzung der Wirkung von Energiepreisveränderungen auf tatsächlich zu beobachtende Verhaltensanpassungen und Investitionsentscheidungen ist keine rein ökonomische Betrachtung: Aus rein ökonomischen Gesichtspunkten („homo oeconomicus“) würden alle Maßnahmen durchgeführt, bei denen die Energiekosteneinsparungen die aufzuwendende Investitionssumme übersteigen (vgl. dazu auch Abschnitt 3.3.3.1). Bei nicht-investiven Maßnahmen ist dies grundsätzlich der Fall. Bei allen investiven Maßnahmen hingegen ist die Wirtschaftlichkeit abhängig von den Energiepreisen, der zu erzielenden Einsparwirkung sowie den Kosten für die Durchführung der Maßnahmen (inklusive der Berücksichtigung von vorhandenen Förderprogrammen). In der Realität zeigt sich allerdings, dass viele Maßnahmen, die aus der Perspektive der Entscheidenden wirtschaftlich wären, nicht durchgeführt werden. Dieser Effekt wird unter dem Schlagwort der „Energieeffizienzlücke“ (Energy Efficiency Gap) in der Literatur umfangreich diskutiert (Jaffe und Stavins 1994, Stadelmann 2017, Gillingham und Palmer 2014, Allcott und Greenstone 2012). Dabei wird insbesondere die Rolle von nicht-ökonomischen Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen diskutiert, die dazu führen, dass wirtschaftliche Energieeffizienzmaßnahmen nicht umgesetzt werden.

Ein häufig verwendeter Ansatz zur Modellierung von Investitionsentscheidungen in Energienachfragemodellen verwendet **implizite Diskontraten** zur Modellierung der Wirkung von Preisveränderungen auf Investitionsentscheidungen (Trains 1985, Kubiak 2016, Schleich et al. 2016, Stadelmann 2017). Beim Ansatz der impliziten Diskontraten (s. auch Kapitel 3.3.3) wird unterstellt, dass die Entscheidungen auf Basis von ökonomischen Kriterien getroffen werden, während alle (nicht-ökonomischen) Hemmnisse als Teil der Diskontrate abgebildet werden (Jaffe et al. 2004). Der Ansatz führt im Allgemeinen zu Diskontraten, die weit über den üblichen Zinssätzen und Renditeerwartungen liegen (Kubiak 2016). Implizite Diskontraten können daher eher als ein Artefakt des methodischen Ansatzes gesehen werden, Energieeffizienzinvestitionen als ein Kostenoptimierungsproblem zu beschreiben, obwohl zahlreiche empirische Studien zeigen, dass die Theorie der Nutzenmaximierung reale Entscheidungsprozesse nicht angemessen beschreibt (Schleich et al. 2016).

Das Konzept der „impliziten Diskontraten“ wird somit für die Beschreibung von Investitionsentscheidungen verwendet, bei denen neben rein ökonomischen Faktoren weitere Aspekte auf die Entscheidung einwirken. Die impliziten Diskontraten werden abgeschätzt, indem tatsächlich

getroffene Entscheidungen untersucht werden (z. B. Marktanteile verschiedener Technologien oder Effizienzklassen) und der Diskontsatz berechnet wird, der diese Entscheidungen angesichts der geschätzten Kosten und künftigen Energieeinsparungen der Investitionen privatwirtschaftlich optimal macht.

Das Konzept ist abzugrenzen vom Ansatz der Diskontraten, die in klassischen Investitionsrechnungen verwendet werden: Aus wirtschaftlicher Sicht sind Investitionsentscheidungen im Bereich der Energieeffizienz Beispiele für intertemporale Entscheidungen, die einen Kompromiss zwischen sofort anfallenden Kosten (d. h. der Investition) und einem zukünftigen finanziellen Nutzen (d. h. den Energiekosteneinsparungen) zu unterschiedlichen Zeitpunkten beinhalten. Bei der rein ökonomischen Bewertung von Investitionsentscheidungen werden künftige Zahlungsströme in der Regel anhand des Kapitalwertansatzes gegen die anfänglichen Investitionen bewertet, wobei die künftigen Einkommensströme mit einem Abzinsungssatz diskontiert werden, der die erforderliche Rendite der Investition widerspiegelt.

Der Ansatz der impliziten Diskontraten kann kombiniert mit einer agentenbasierten Modellierung werden. Dabei wird zwischen Akteursgruppen unterschieden, die ökonomische und nicht-ökonomische Entscheidungskriterien unterschiedlich gewichten (z. B. Jahresvollkosten, Investitionskosten, CO₂-Intensität, baulicher Aufwand). Als Inputs können Befragungsergebnisse dienen (stated preference) oder ein Parameterset rückwirkend an realen Investitionsentscheidungen kalibriert werden (revealed preference) (Steinbach 2015, Stengel 2014).

Um die Wirkung der Reformoptionen für das Preisgefüge auf den Gebäudesektor zu untersuchen, werden die Modellierungsergebnisse der Studie Harthan et al. (2022) zu Grunde gelegt. Die dort untersuchten Pfade modellieren die Wirkung verschiedener Preispfade auf Investitionsentscheidungen und die damit einhergehenden Energieeinsparungen und Treibhausgasminderungen bis zum Jahr 2030. Die Modellierung der Wirkung von kurzfristigen und gegebenenfalls verstetigten, verhaltensbasierten Wirkungen auf die Energienachfrage sind nicht enthalten. Für eine detaillierte Betrachtung dieser Effekte siehe Bei der Wieden (im Erscheinen).

Bei der Betrachtung der Wirkung von staatlich bedingten Änderungen von Energiepreisbestandteilen werden die in Tabelle 18 dargestellten Szenarien betrachtet²⁶. Den Szenarien liegt ein CO₂-Preispfad zu Grunde, der bis zum Jahr 2026 gemäß der im BEHG festgelegten Werte auf 65 €/t ansteigt. Für das Jahr 2030 wird ein CO₂-Preis von 340 €/t angenommen. Im Jahr 2027 wird ein Preis von 255 € angenommen, der in den Folgejahren bis 2030 linear ansteigt.

Die Szenarien unterscheiden sich in Hinblick auf die folgenden zwei Elemente:

- ▶ Erstens werden drei verschiedene Varianten für die vorausschauende Berücksichtigung der zukünftigen Preisveränderungen betrachtet. In der ersten Variante wird ohne Perfect Foresight gerechnet, d. h. die Entscheidenden berücksichtigen lediglich Energiepreise im Jahr der Entscheidung. In der zweiten Variante wird unterstellt, dass die Entscheidenden zum Zeitpunkt der Entscheidung Kenntnis über den Preispfad in den fünf darauffolgenden Jahren haben und diesen in der Entscheidung berücksichtigen. In der dritten Variante werden eine vollständige Kenntnis und Berücksichtigung der Preisveränderungen über 20 Jahre hinweg angenommen.
- ▶ Zweitens unterscheiden sich die Szenarien dahingehend, ob die Austauschraten für Heizungsanlagen angepasst werden. In der ersten Variante findet keine Anpassung der

²⁶ Für weitere Szenarien sowie eine detaillierte Beschreibung der Modellierung siehe Harthan et al. (2022).

Austauschraten statt. In der zweiten Variante werden die Nutzungszeiten verkürzt, d. h. Heizungen werden vorzeitig ausgetauscht.

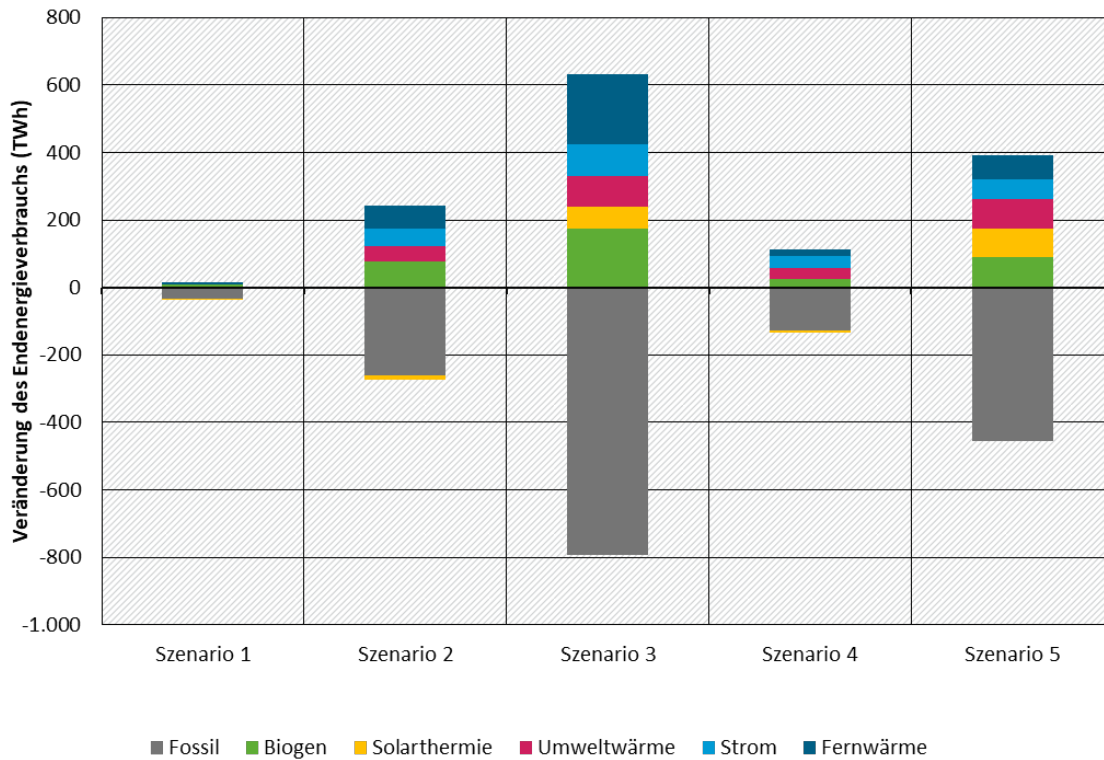
Tabelle 18: Übersicht der betrachteten Szenarien für den Gebäudebereich

Bezeichnung	Preisveränderung	Perfect Foresight	Austauschraten/verkürzte Nutzungszeiten von Heizungen
Szenario 1 = Referenz	Energiepreise lediglich im Jahr der Entscheidung werden berücksichtigt	Ohne	Nein, d.h. Heizungen werden nicht vorzeitig ausgetauscht
Szenario 2	vollständige Kenntnis und Berücksichtigung der Preisveränderungen über 20 Jahre hinweg	20 Jahre	Nein, d.h. Heizungen werden nicht vorzeitig ausgetauscht
Szenario 3	vollständige Kenntnis und Berücksichtigung der Preisveränderungen über 20 Jahre hinweg	20 Jahre	Ja, d.h. Heizungen werden vorzeitig ausgetauscht
Szenario 4	Kenntnis über den Preispfad in den fünf darauffolgenden Jahren vorhanden und diese werden in der Entscheidung berücksichtigt	5 Jahre	Nein, d.h. Heizungen werden nicht vorzeitig ausgetauscht
Szenario 5	Kenntnis über den Preispfad in den fünf darauffolgenden Jahren vorhanden und diese werden in der Entscheidung berücksichtigt	5 Jahre	Ja, d.h. Heizungen werden vorzeitig ausgetauscht

Quelle: Eigene Darstellung nach Harthan et al. (2022)

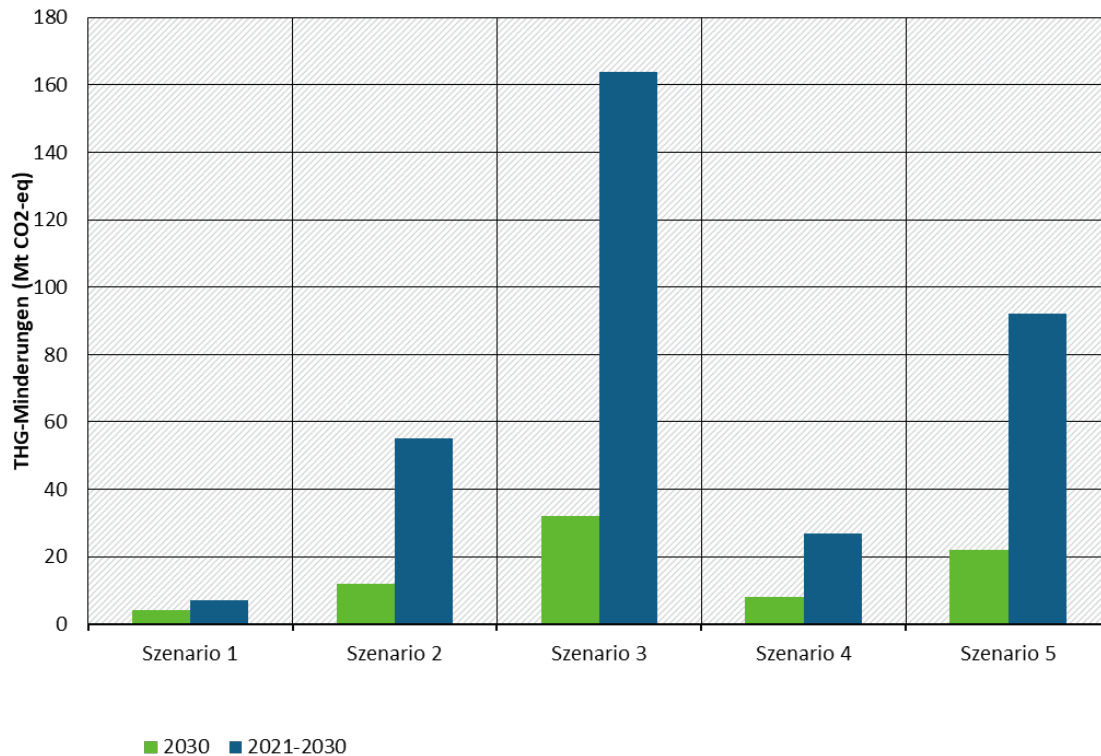
Den Szenarien liegt ein Instrumentenmix zu Grunde, der eine Reihe ordnungsrechtlicher Anforderungen sowie Förderinstrumente beinhaltet. Die in Hinblick auf die Minderung von Treibhausgasemissionen wichtigsten Instrumente sind dabei die Anforderungen aus dem Gebäudeenergiegesetz (Stand 2021) sowie die Förderung im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude sowie der Steuerförderung.

Die Wirkung der Preisveränderungen für die in Tabelle 18 dargestellten Szenarien zeigt Abbildung 19. Der Vergleich der Szenarien zeigt: Ohne die Annahme von „Perfect Foresight“ und ohne verkürzte Austauschraten ist nur ein geringer Effekt zu beobachten (Szenario 1). Für die beiden Szenarien mit verkürzten Austauschraten (Szenario 3 und 5) wird deutlich, dass der Effekt des beschleunigten Austauschs von Heizungsanlagen deutliche Wirkung zeigt. Ebenfalls von Bedeutung ist die Annahme des Perfect Foresight: In den beiden Szenarien mit 20 Jahren Perfect Foresight (Szenario 2 und 3) zeigen sich im Vergleich zu der Annahme eines Perfect Foresights von fünf Jahren (Szenario 4 und 5) deutlich größere Wirkungen.

Abbildung 19: Wirkung der Preisveränderungen im Gebäudebereich, 2030 sowie kumuliert 2021-2030

Quelle: Eigene Darstellung nach Harthan et al. (2022)

Die durch die veränderten Energiepreise induzierten THG-Emissionsminderungen finden sich in Abbildung 20, wobei differenziert wird zwischen den Minderungen im Jahr 2030 sowie den über die Jahre 2021-2030 kumulierten Minderungen. Auch hier zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien, wobei die Minderungen in Szenario 1 im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich geringer sind.

Abbildung 20: Treibhausgasminderungsbeitrag der Preisveränderungen im Sektor Gebäude, 2030 sowie kumuliert 2021-2030

Quelle: Eigene Darstellung nach Harthan et al. (2022)

5.2 Bewertung der Reformoptionen

Die Betrachtung der Szenarien für den Gebäudebereich zeigt, dass der Aspekt der vollkommenen Vorausschau (Perfect Foresight) ein zentraler Treiber für die Wirkung der Preisänderungen auf den Energieverbrauch bzw. die Treibhausgasemissionen ist. Bei der Modellierung der Wirkung von Preisveränderungen ist die Frage, inwiefern die Entscheider*innen diese bereits antizipieren, somit ein wichtiger Faktor. Die Szenarien mit der Annahme von "Perfect Foresight" unterscheiden sich erheblich von dem Szenario ohne Perfect Foresight. In der Realität ist davon auszugehen, dass die Vorausschau bei den Entscheidenden begrenzt ist: Mit der Annahme von Perfect Foresight können Akteure zukünftige CO₂-Preise perfekt vorhersehen und ihre Investitionsentscheidungen entsprechend anpassen. In der Realität haben Akteure jedoch keine perfekte Voraussicht, was einerseits der Tatsache geschuldet sein kann, dass Preispfade noch nicht gesetzlich verankert sind oder im Emissionshandelssystemen per se auf lange Sicht nicht oder nur sehr grob vorhersehbar sind. Andererseits kann sich dies auch durch fehlendes Wissen über die Existenz bzw. Höhe einer CO₂-Bepreisung begründen. Die Annahme von Perfect Foresight kann zudem zu einer Unterschätzung der Marktvolatilität führen. In der Realität können unerwartete Ereignisse, wie z. B. politische Veränderungen kurzfristige Schwankungen in CO₂-Preisen verursachen, die in Modellen mit Perfect Foresight nicht berücksichtigt werden.

Ein weiterer wichtiger Faktor, der sich in den Berechnungen zeigt, ist der beschleunigte Austausch von Heizungsanlagen. Dieser ist in der Modellierung exogen hinterlegt. Die empirische Literatur zur Wirkung von Preisveränderungen gibt allerdings keine quantitativen Anhaltspunkte, ob bzw. in welchem Ausmaß eine CO₂-Bepreisung zu einem beschleunigten Austausch führt. Die Analyse der berechneten induzierten Preiselastizität in Abschnitt 3.2.2.1 deutet darauf hin, dass die in der Modellierung angenommene Reaktion in Bezug auf die

Austauschraten überschätzt wird, da die Preiselastizitäten im Vergleich zu den Werten in der Literatur sehr hoch ausfallen.

Die Wirkung von staatlich bedingten Energiepreisveränderungen hängt zudem stark davon ab, in welchen Instrumentenmix diese eingebettet sind: Wenn beispielsweise bereits umfangreiche ordnungsrechtliche Vorgaben umgesetzt sind (z. B. Verbot des Einbaus neuer fossiler Kessel) entfalten die Preisveränderungen weniger Lenkungswirkung, da auch ohne die Veränderungen im Preisgefüge Investitionsentscheidungen hin zu erneuerbaren Heizungen gelenkt werden. Dieser Effekt zeigt sich deutlich in den Berechnungen zu den Preisreaktionen in Abschnitt 3.2.2.1, die für Heizöl deutlich niedrigere Elastizitäten ergeben als für Gas. Dies begründet sich in dem den Berechnungen zu Grunde liegenden Instrumentenmix, der ein Einbauverbot für Ölkessel beinhaltet, während keine solche Regelung für Gaskessel enthalten ist. Ein weiteres Beispiel sind Förderinstrumente, die sich – wie auch die Preisveränderungen – auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen auswirken. Die Wirkung von Preisveränderungen muss daher immer im Kontext des betrachteten Instrumentenmixes erfolgen.

5.3 Diskussion und Schlussfolgerungen zur Relevanz von Reformoptionen

Tabelle 19: Zusammenfassende Übersicht zu Reformoptionen im Gebäudebereich

	Nachfragebereich	Gebäude
Reformoptionen zur Steigerung der Lenkungswirkung von Energiepreisen	zielkonsistenter CO₂-Preisfad für ETS1 und ETS2 – nicht Schwerpunkt der Reformanalysen	
	Strompreise	Reduzierte Mehrwertsteuer für Wärmepumpen
	fossile Energiepreise	Erhöhung Energiesteuer auf Erdgas und Heizöl
	Flankierende Instrumente: Planungssicherheit & Infrastrukturen	Kommunikations-strategie „Perfect Foresight“ für Endenergiepreise Gebäudewärme
	Flankierende Instrumente: Förderung	Förderung von gering-investiven Maßnahmen

Quelle: Eigene Darstellung

Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Berechnungen zeigen, dass die Veränderung von Preisbestandteilen durchaus Potenzial liefert, die Transformation des Gebäudesektors zu unterstützen. Gleichzeitig darf die Wirkung nicht überschätzt werden: Preisveränderungen alleine wirken in der Realität nicht notwendigerweise entsprechend der rein ökonomischen Gesichtspunkte, da Entscheidende nicht-ökonomische Kriterien in ihre Entscheidung einbeziehen und zudem die langfristigen Preispfade in der Praxis nicht bekannt sind. Selbst wenn Preispfade gesetzlich festgelegt sind, wie es beispielsweise im BEHG bis zum Jahr 2026 der Fall ist, zeigt die Tatsache, dass der dort festgelegte Preisanstieg im Jahr 2023 ausgesetzt wurde, dass zukünftige Preispfade mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind und (bislang) keine verlässliche Entscheidungsgrundlage bilden.

Neben der hier betrachteten Wirkung von Preisveränderungen auf Investitionsentscheidungen können Preisveränderungen auch kurzfristige (und verstetigte) Wirkungen durch Verhaltensänderungen und gering-investive Maßnahmen hervorrufen. Die Abbildung dieser Effekte ist in Gebäudemodellen bisher wenig verbreitet und wurde in Bei der Wieden (im Erscheinen) vertieft

betrachtet. In dem dort berechneten Szenario mit hohen Erdgaspreisen werden im Jahr 2030 durch nicht- und gering-investive Maßnahmen gegenüber dem Vergleichsszenario 18 TWh/a Erdgas bzw. 3,6 Mt CO₂/a (hoher Preispfad) oder 8 TWh/a Erdgas bzw. 1,6 Mt CO₂/a (niedriger Preispfad) vermieden. Diese Größenordnung ist relevant für die Erreichung der Klimaziele in 2030. Zum Vergleich: Im Projektionsbericht 2023²⁷ der Bundesregierung (Harthan et al. 2023) verfehlt das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario²⁸ das Ziel des Klimaschutzgesetzes im Gebäudesektor in 2030 um 2 Mt CO₂/a.

Ein weiterer wichtiger Aspekt für die Transformation im Gebäudesektor sind staatlich bedingte Preisbestandteile für den Strom für Wärmepumpen, die in Keimeyer et al. (im Erscheinen) vertieft untersucht wurden. Dort werden die rechtlichen Möglichkeiten zur staatlichen Beeinflussung der Stromkosten für Wärmepumpen im Detail untersucht. Zudem werden die Auswirkungen der Preisveränderungen auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen betrachtet. Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass unter der Annahme von hohen CO₂-Preisen sowie beim Vorhandensein von Wärmepumpentarifen die Wärmepumpe über die Lebensdauer wirtschaftlicher ist als ein Gaskessel. Für vergünstigte Wärmepumpentarife bieten nicht alle, aber doch einige staatlich bestimmte Strompreisbestandteile Ansatzpunkte. In der Studie (ebd.) wird empfohlen diese Spielräume bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen zu nutzen. Dazu gehören die Netzentgelte, die Konzessionsabgaben und § 19-StromNEV-Umlage. Vor allem eine Absenkung der Mehrwertsteuer auf 7 % wird als Option gesehen. Des Weiteren kommen Keimeyer et al. (im Erscheinen) zu dem Schluss, dass „zur Absicherung der Vorteilhaftigkeit von Wärmepumpen die Politik auch die Entwicklung der relativen Endverbraucherpreise von Energie nicht aus den Augen verlieren sollte. So könnten fossile Energieträger als Ergänzung zur CO₂-Bepreisung gezielt weiter verteuert werden. Zum Beispiel kann die Energiesteuer auf Erdgas und Öl als Heizstoff erhöht werden. Das Prinzip der Besteuerung nach Umweltschädlichkeit ist im Kommissionsvorschlag zur Reform der Energiesteuerrichtlinie angelegt. Daneben gilt es auch, weitere Preisbestandteile wie Netzentgelte bei Erdgas und LNG-Infrastrukturkosten in den Blick zu nehmen.“ (Keimeyer et al. im Erscheinen)

Vor dem Hintergrund der in den vorherigen Abschnitten aufgezeigten geringen Reaktionen auf CO₂-Preise ohne die Annahme von Perfect Foresight bzw. vor dem Hintergrund, dass die Preisentwicklungen in der Realität nicht über einen längeren Zeitraum bekannt sind, spielt die Reduzierung des Strompreises insbesondere für den Zeithorizont mit eher niedrigen CO₂-Preisen eine zentrale Rolle. Dabei ist insbesondere das Verhältnis zwischen Gas- und Strompreis relevant.

Die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Analysen zeigen auf, dass die CO₂-Bepreisung allein im Gebäudesektor nicht zu den für die Erreichung der Klimaziele notwendigen Minderungen an Treibhausgasemissionen führt. Für die Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist es von entscheidender Bedeutung, einen umfassenden Instrumentenmix für dessen Transformation zu etablieren. Dies ist einerseits dadurch begründet, dass der Sektor sehr komplex ist: Der Gebäudesektor ist durch eine Vielzahl von Gebäudetypen, Nutzungsmustern, Eigentumsverhältnissen und technologischen Möglichkeiten gekennzeichnet. Ein einzelnes politisches Instrument kann kaum alle Aspekte abdecken, die für eine nachhaltige Transformation dieses Sektors erforderlich sind. Ein Instrumentenmix ermöglicht es, auf die spezifischen Bedürfnisse und Herausforderungen innerhalb des Sektors zugeschnittene Lösungen anzubieten.

²⁷ Zum Zeitpunkt der Analyse war der Projektionsbericht 2024 noch nicht veröffentlicht (s. Harthan et al. 2024).

²⁸ Aktueller Politik-Mix (Herbst 2022) plus ambitionierte GEG-Novelle gemäß Koalitionsvertrag mit Anforderung 65 % erneuerbare Energien beim Heizungstausch, energetische Mindesteffizienzstandards für Nichtwohngebäude, Leitstandard Effizienzhaus 70 bei Sanierungen, Neubaustandard Effizienzhaus 40 (Harthan et al. 2023)

Bei der Gestaltung des Instrumentenmixes sind die Interaktionen verschiedener Instrumente relevant: Einzelne politische Maßnahmen können unbeabsichtigte Nebenwirkungen haben oder in ihrer Wirksamkeit begrenzt sein, wenn sie isoliert eingesetzt werden. Durch die Kombination verschiedener Instrumente, wie regulative Maßnahmen, finanzielle Anreize und Informationskampagnen, können Synergien geschaffen und die Effektivität der Gesamtpolitik gesteigert werden. Für die CO₂-Bepreisung ist u. a. die Wechselwirkung mit dem Gebäudeenergiegesetz relevant: Das Gebäudeenergiegesetz legt den wesentlichen regulatorischen Rahmen für Gebäude in Deutschland fest. Bezüglich der Anforderungen an die Energieeffizienz sowie die Nutzung von erneuerbaren Energien führt die CO₂-Bepreisung bzw. weitere Reformen des Energiepreises zu einer verstärkenden Wechselwirkung: Bei der Festlegung des Ambitionsniveaus der Mindestanforderungen basiert die Regulierung auf dem Grundsatz der Wirtschaftlichkeit (siehe § 5 GEG), was bedeutet, dass die Anforderungen aus der Perspektive des Gebäudeeigentümers wirtschaftlich vertretbar sein müssen. Anforderungen und Pflichten gelten laut § 5 GEG als wirtschaftlich vertretbar, wenn generell die erforderlichen Aufwendungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch die eintretenden Einsparungen erwirtschaftet werden können. Eine CO₂-Bepreisung zur Internalisierung der externen Umweltkosten trägt somit dazu bei, dass Mindestanforderungen auf dem Prinzip der wirtschaftlichen Effizienz konsistent mit den politischen Zielen zur Reduzierung der THG-Emissionen sind.

6 Sektoranalyse Verkehr

In den vorangegangenen Abschnitten wurden Optionen für Reformen erarbeitet sowie Varianten zur Ausgestaltung, bestehende Hemmnisse und mögliche Lösungen erörtert. Das vorliegende Kapitel stellt eine Synthese der Erkenntnisse im Bereich des Verkehrssektors dar und beinhaltet eine Bewertung der vorgeschlagenen Reformen und deren Einbettung in den bestehenden Instrumentenmix. Die detaillierte Analyse ist im Bericht Kreye et al. (im Erscheinen) zu entnehmen.

6.1 Potenzialanalyse

Die THG-Emissionen im Verkehrssektor sind seit 1990 nur geringfügig gesunken. Die Herausforderung für den Verkehrssektor besteht darin, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, was eine umfassende Transformation des Verkehrssystems in etwas mehr als 20 Jahren erfordert.

Die Transformation des Verkehrssektors kann mithilfe verschiedener Hebel erreicht werden:

- ▶ **Antriebswende:** Umstieg auf klimafreundliche alternative Antriebe, allen voran auf Elektroantriebe.
- ▶ **Verkehrsverlagerung:** Umstieg auf umweltfreundlichere und effizientere Fortbewegungsmittel, wie den öffentlichen Verkehr, oder aktive Mobilität, wie beispielsweise das Fahrrad. Im Güterverkehr gilt es, von der Straße auf die Schiene zu verlagern.
- ▶ **Verkehrsvermeidung:** Reduktion der zurückgelegten Wege und Vermeidung nicht-notwendiger Verkehre.
- ▶ **Bereitstellung klimaneutraler Kraftstoffe:** Ergänzend zur Antriebswende gilt es, klimaneutrale Kraftstoffe bereitzustellen um Verkehrsmittel, die schwerer zu elektrifizieren sind, wie bspw. Binnenschiffe aber auch noch im Bestand verbliebende Verbrennerfahrzeuge, klimaneutral betreiben zu können.

Schon an dieser kurzen Aufzählung wird deutlich: Die notwendige Transformation kann durch verschiedene Klimaschutzmaßnahmen vorangetrieben werden. Um die unterschiedlichen Aspekte zu adressieren und Akzeptanz in der Bevölkerung unter der Vorgabe der Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor sicherzustellen, bedarf es eines Mix verschiedener Arten von Politikinstrumenten.

Bereits im Status quo wirkt eine Vielzahl von Instrumenten, welche die Mobilität direkt oder indirekt beeinflussen. Aktuelle Berechnungen über den zukünftigen Verlauf der Transformation des Verkehrssektors verdeutlichen jedoch den weiterhin akuten Handlungsbedarf im Verkehrssektor (Harthan et al. 2023).

Entscheidend für den Erfolg sind die Anreize und Impulse, die durch die politische Rahmensetzung im Verkehrssektor geschaffen werden. Der Klimaschutz spielt bisher eine unzureichende Rolle, u. a. da fossile Technologien noch immer erheblich subventioniert werden (Burger und Bretschneider 2021) und externe Umweltkosten nicht angemessen berücksichtigt (UBA 2020b) sind. Bestehende Instrumente und Politiken lassen sich im Wesentlichen in drei verschiedene Kategorien einteilen:

- ▶ **Ordnungsrecht:** Instrumente des Ordnungsrechts sind hauptsächlich Push-Instrumente. Das Ordnungsrecht stellt beispielsweise die Einhaltung von Standards und definierten

Grenzwerten sicher. Das wohl prominenteste Beispiel für Ordnungsrecht sind die EU-weiten CO₂-Flottenzielwerte für Neufahrzeuge, die Fahrzeughersteller ökonomisch dazu motivieren sollen, klimafreundlichere Fahrzeuge in den Markt zu bringen.

- ▶ **Infrastrukturbereitstellung- und -förderung:** Klimafreundliche Infrastrukturen, wie erweiterte Kapazitäten im öffentlichen Verkehr, ausgebauter Rad- und Gehwege oder der Ausbau der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge, bilden häufig die Grundlage für die Entfaltung der Wirkung anderer Instrumente. Durch solche Infrastrukturbereitstellung können Bürger*innen und Unternehmen ihre Verkehrsmittel- und Antriebswahl anpassen. Diese Veränderungen fördern die Akzeptanz preislicher Maßnahmen, indem dadurch die Nutzung neuer Mobilitätsoptionen ermöglicht wird, die dann durch finanzielle Anreize wirtschaftlich attraktiver gemacht werden können.
- ▶ **Preisinstrumente und direkte Förderungen:** Diese Maßnahmen setzen zum einen finanzielle Anreize für eine Verhaltensanpassung auf der Angebotsseite (Hersteller und Bereitsteller klimafreundlicher Produkte und Dienstleistungen) und zum anderen auf der Nachfrageseite (Bevölkerung) und werden meist als Push-Instrumente implementiert. Sie fördern umweltfreundliche Mobilitätsalternativen, indem die Preise für emissionsintensive Optionen verteuert werden. Durch Steuervergünstigungen für klimafreundliche Technologien oder direkte finanzielle Förderungen können Preisinstrumente auch als Pull-Instrumente fungieren. Darüber hinaus gibt es Instrumente, die die Fahrzeuganschaffung direkt beeinflussen, und Instrumente, die auf die Kosten während der Fahrzeugnutzung abzielen. Letztere beeinflussen die Fahrzeuganschaffung nur indirekt, vor allem aber die Häufigkeit der Nutzung. Zu den typischen Preisinstrumenten zählen verschiedene Steuern (z. B. Energiesteuer, Kfz-Steuer, Dienstwagenbesteuerung), aber auch der „Umweltbonus“ für Elektrofahrzeuge.

Im Folgenden wird auf bestehende Preisinstrumente und die Reform dieser Preisinstrumente eingegangen. Der Fokus liegt insbesondere auf der Analyse des Effektes der Variation staatlich bedingter Preisbestandteile, die die Transformation des Sektors antreiben können.

Eine Variation der staatlich bedingten Preisbestandteile verschiedener Energieträger wirkt im Wesentlichen auf drei unterschiedliche Aspekte:

1. **Verkehrsmittelwahl:** Veränderte Preisbestandteile führen zu einer Verschiebung der ökonomischen Anreize der spezifischen Verkehrsmittelnutzung. Eine Erhöhung der Energiesteuer für Diesel- und Benzinkraftstoff erhöht den Anreiz zum Umstieg auf klimafreundlichere Verkehrsmittel wie beispielsweise die Bahn.
2. **Antriebswahl:** Veränderte Preisbestandteile führen zu einer Verschiebung der ökonomischen Anreize der spezifischen Antriebswahl bei der Beschaffung neuer Fahrzeuge. Bei der Fahrzeuganschaffung berücksichtigen Käuferinnen und Käufer, zumindest in Teilen, die in Zukunft anfallenden Energiekosten und entscheiden sich entsprechend des Preisgefüges für die vermeintlich günstigste Alternative.
3. **Veränderte Verkehrsnachfrage/Verkehrsvermeidung:** Veränderte Preisbestandteile führen zu einer Veränderung der Verkehrsnachfrage. So können steigende Preise neben der veränderten Verkehrsmittelwahl auch zu Verkehrsvermeidung oder effizienterer Routenwahl aufgrund von Budgetrestriktionen führen. Im Umkehrschluss können sinkende Preise auch zu zusätzlich induziertem Verkehr führen.

Die Analysen (siehe Kapitel 6.2) zeigen: der Einfluss staatlich bedingter Preisbestandteile auf die **Verkehrsmittelwahl** fällt im Personenverkehr deutlich stärker als im Güterverkehr aus.

Personen sind wesentlich preissensitiver bei der Verkehrsmittelwahl. Dies liegt vor allem an den

vorhandenen Alternativen. Im Güterverkehr ist ein Ausweichen nicht immer möglich. Gleichzeitig besteht die Option, steigende Energiekosten an Endverbraucher weiterzugeben. In Bezug auf die **Antriebswahl** ist das Verhältnis wiederum umgekehrt. Unternehmen stehen in direktem Wettbewerb und berücksichtigen, auch aufgrund der höheren Fahrleistungen, veränderte Energiekosten deutlich stärker bei der Antriebswahl. Privatpersonen unterschätzen in der Realität dagegen häufig den Anteil der Energiekosten. Somit ist der Einfluss staatlich bedingter Preisbestandteile verschiedener Energieträger auf die Antriebswahl von Privatpersonen häufig begrenzt (siehe auch 3.2.2). Steigende Energiepreisbestandteile führen jedoch im Personenverkehr auch zu **Verkehrsvermeidung**. Im Güterverkehr können steigende Transportkosten zum Teil an Endkunden durchgereicht werden und beeinflussen die Nachfrage kaum.

Um die Wirkung der Variation staatlich bedingter Preisbestandteile im Rahmen der Reformoptionen bewerten zu können, wird auf bestehende Modellierungsergebnisse aufgesetzt. Als Referenz dient das „Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario“ (MWMS) des Projektionsberichts 2023²⁹. Das MWMS beinhaltet alle zum Beginn der Modellierung bereits beschlossenen Klimaschutzmaßnahmen (Stand 31. August 2022), sowie das Deutschlandticket und die Erweiterung der Lkw-Maut um eine CO₂-abhängige Komponente in Höhe von 200 €/t CO₂. Eine detaillierte Beschreibung der Ausgestaltung des MWMS findet sich im Projektionsbericht 2023 (Bundesregierung 2023b). Im Folgenden wird das MWMS *Referenz* genannt. Im Rahmen der Analyse werden verschiedene staatlich bestimmte Energiepreisbestandteile in verschiedenen Szenarien variiert und deren Wirkung diskutiert. Tabelle 20 gibt eine kurze Übersicht zu den projizierten Szenarien. Neben den von der Referenz abweichenden CO₂-Preispfaden in den Szenarien S1 und S2 werden eine Angleichung der Energiesteuer für fossile Kraftstoffe auf das Niveau von Benzin (S3) und eine Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß (S4) untersucht.

Tabelle 20: Übersicht der betrachteten Szenarien für den Verkehr

Szenario	Energie-träger	S1	S2	S3	S4
Änderung gegenüber Referenz		Niedriger CO ₂ -Preis	Hoher CO ₂ -Preis	Energiesteuer Anpassung	Minimale Stromsteuer
Beschreibung		Angleichung des BEHG an die Hälfte des Referenz-EHS1 ab 2027	Angleichung des BEHG an das Doppelte des Referenz-EHS1 ab 2027	Anhebung der Energiesteuer für fossile Kraftstoffe auf den Energiesteuersatz pro Megajoule von Benzin (Phase in 2024-2026). Einführung eines Inflationsausgleichs ab 2026.	Absenkung der Stromsteuer ab 2024 auf den Mindestsatz aus der ETD. Einführung eines Inflationsausgleichs ab 2024.
CO₂ – Preis im Jahr 2030		56 € ₂₀₂₂	223 € ₂₀₂₂	111 € ₂₀₂₂	111 € ₂₀₂₂

²⁹ Zum Zeitpunkt der Analyse war der Projektionsbericht 2024 (s. Harthan et al. 2024) noch nicht veröffentlicht.

Szenario	Energie-träger	S1	S2	S3	S4
Endkunden-energiepreise im Jahr 2030	Benzin (€ ₂₀₂₂ /l)	1,70	2,18	1,91	1,82
	Diesel (€ ₂₀₂₂ /l)	1,61	2,10	2,08	1,73
	Strom (€ ₂₀₂₂ /KWh)	0,29	0,29	0,29	0,27

Quelle. Eigene Darstellung

Abbildung 21 zeigt die im Jahr 2030 bestehenden Energiepreisbestandteile (staatlich als auch nicht staatlich) der vier Szenarien für Benzin, Diesel, Wasserstoff und Strom.

Abbildung 21: Energiepreisbestandteile aller Szenarien im Jahr 2030



Quelle: Eigene Berechnung, Öko-Institut e.V.

Tabelle 21 zeigt die THG-Emissionsminderungen in den vier Szenarien. Während das Szenario S1 (niedriger CO₂-Preis) kurzfristig zu mehr Emissionen führt, erreicht es langfristig dennoch ein ähnliches Emissionsniveau wie die Referenz. Die Anpassung der Stromsteuer (S4) hat von allen Szenarien die kleinste Minderungswirkung von rund 0,3 Mio. t CO₂Äq. im Jahr 2030.

Die Anpassung der Stromsteuer wirkt sich nur geringfügig auf den Bestand, die Verlagerung und somit auch die Emissionen aus. Dagegen zeigen die Szenarien S2 und S3 hier deutliche Veränderungen gegenüber der Referenz. Sowohl die Einführung eines hohen CO₂-Preises (S2) als auch die Anpassung der Energiesteuer (S3) bewirken eine schnellere Elektrifizierung, vor

allem bei Lkw, da die Betriebskosten für konventionelle Antriebe steigen und die finanziellen Anreize für Nullemissionsfahrzeuge steigen.

Die Anpassung der Energiebesteuerung ist an den Vorschlag der EU-Kommission zur Revision der Energy Tax Directive (ETD) angelehnt und baut den aus Sicht des Klimaschutzes ungerechtfertigt vergünstigten Steuersatz für Dieselkraftstoff ab. Zusätzlich wird für die nominal notierten Steuersätze ein Inflationsausgleich eingeführt, um die Lenkungswirkung im Zeitverlauf konstant zu halten. Aufgrund der Dominanz des Dieselantriebs ist insbesondere der Straßengüterverkehr von dieser Maßnahme betroffen.

Da die Pkw-Flottenzielwerte in allen Szenarien bereits zu starken Anreizen für die Kaufentscheidung batterieelektrischer Antriebe führen, ist der Effekt auf die Elektrifizierung bei Pkw gedämpft; bei den Lkw ist die Elektrifizierung maßgeblich durch den Ausbau der Ladeinfrastruktur begrenzt. Sowohl durch den hohen CO₂-Preis als auch durch die Anpassung der Energiebesteuerung findet darüber hinaus eine starke Verlagerung auf andere Verkehrsträger statt, insbesondere die Schiene. Durch die Energiesteueranpassung (S3) werden die höchsten kumulierten Emissionsminderungen mit rund 33 Mio. t CO₂Äq. gegenüber der Referenz bis zum Jahr 2030 erreicht, während durch den hohen CO₂-Preis kumuliert bis 2030 rund 30 Mio. t CO₂Äq. Minderungen erzielt werden.

Tabelle 21: Nationale THG-Emissionen in Mio. t CO₂Äq. in den vier Szenarien

Szenario	2025	2030	2035	2040	2045
Referenz	144,3	107,6	71,6	34,9	14,6
S1	144,3	110,4	74,7	35,5	14,6
S2	144,3	100,7	64,3	31,8	13,7
S3	141,7	101,2	63,7	32,0	14,0
S4	144,1	107,3	70,8	34,0	14,3

Quelle: Eigene Berechnung, Öko-Institut e.V.

6.2 Bewertung der Reformoptionen

Die Analyse der Szenarien für den Verkehrssektor zeigt, dass die Variation staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile ein Hebel für die Verkehrswende sein kann. In den Szenarien S2, S3 und S4 führen die Variationen zu einer Emissionsminderung (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Insbesondere die erhöhten Kosten für fossile Kraftstoffe (S2 und S3) führen in der kurzen bis mittleren Frist (bis 2035) zu einer direkten Anpassung des Mobilitätsverhaltens. Im Personenverkehr steigt der Anreiz für die Verlagerung weg vom MIV hin zu emissionsärmeren Alternativen wie bspw. dem ÖV oder der Verkehrsvermeidung. Dies spiegelt sich auch im Endenergieverbrauch des Verkehrssektors wider, der sich in den beiden Szenarien um rund 7 % (S2) bzw. rund 4 % (S3) im Jahr 2030 verringert. Die Absenkung der Stromsteuer führt zu einer verstärkten Nachfrage nach Strom und zu einem leichten Anstieg der gesamten Endenergienachfrage. Der gegenüber der Referenz niedrigere CO₂-Preis im S1-Szenario führt zu einer verstärkten Nachfrage fossiler Kraftstoffe und einem erhöhten Endenergiebedarf und Emissionen des Verkehrssektors gegenüber der Referenzentwicklung. Mit zunehmender Elektrifizierung im Zeitverlauf nimmt die Emissionsminderung der Energiepreisvariationen immer weiter ab, da sowohl der erhöhte CO₂-Preis als auch die Energiesteueranpassung lediglich eine direkte Lenkungswirkung auf fossile Kraftstoffe

entfalten. Ab 2040 sind die jährlichen Emissionen auf einem relativ ähnlichen Niveau. Nichtsdestotrotz führen die Maßnahmen in den Jahren davor jährlich und in Summe zu deutlichen THG-Emissionsminderungen.

Mit der Einführung der CO₂-Spreizung als Teil der Lkw-Maut besteht bereits in der Referenz ein starker ökonomischer Anreiz auf emissionsfreie Antriebe, zumindest für den Güterverkehr. Im Zuge dessen ist auch die Akzeptanz weiterer Instrumente, die zu steigenden Energiekosten führen, fraglich, da bereits im Status quo ein erheblicher ökonomischer Anreiz besteht und der Hochlauf der passenden Energieinfrastruktur nicht beliebig schnell erfolgen kann. Um die Akzeptanz eines weiteren Push-Instruments wie bspw. einer Erhöhung des CO₂-Preises (S2) oder der angepassten Energiebesteuerung (S3) zu stärken, ist sowohl eine Verlängerung der staatlichen Förderung der Mehrkosten emissionsfreier Lkw als auch ein verstärkter Ausbau der Energieinfrastruktur denkbar.

Die im S3-Szenario beschriebene Reformoption entspricht lediglich der Anpassung der bereits bestehenden Energiesteuer und ist aus rechtlicher Sicht auch auf nationaler Ebene umsetzbar. Sollte die Revision der „Energy Tax Directive“ verabschiedet werden, kann Deutschland je nach Ausgestaltung der Richtlinie darüber hinaus von Seiten der EU zu einer Anpassung der Energiesteuer verpflichtet sein.

Mit der freien Preisbildung im BEHG bzw. des EU-EHS2 im Jahr 2027 ist ein Anstieg des CO₂-Preises für die Sektoren Gebäude und Verkehr möglich und durchaus wahrscheinlich. Vor allem die Akzeptanz privater Haushalte für höhere CO₂-Preise bzw. allgemein höhere Energiepreise scheint jedoch ohne adäquate Entlastungsmaßnahmen (siehe Kapitel 8) eine politische Herausforderung zu sein. Insbesondere diejenigen Haushalte sind mit steigenden Kosten konfrontiert, die aufgrund ihres Wohnortes mit wenigen Mobilitätsalternativen auf einen Pkw angewiesen sind. Dies trifft häufig auch auf Haushalte mit niedrigem Einkommen zu, da dort oft nicht die finanziellen Möglichkeiten für einen Umstieg auf emissionsfreie Alternativen bestehen bzw. keine alternativen Verkehrsmittel zur Verfügung stehen.

Die im Szenario vorgeschlagene Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß sollte hingegen auf eine breite Akzeptanz der Bevölkerung und Unternehmen stoßen, da diese mit sinkenden Energiekosten verbunden ist. Jedoch sinken hier die Einnahmen des Staates. Mit zunehmender Elektrifizierung sinken ohnehin die Einnahmen des Staates aus der Energiesteuer auf Kraftstoffe und die Stromsteuer kann zumindest einen Teil dieses Ausfalls kompensieren. Das Absenken dieser Steuer erhöht daher den Druck auf den Staatshaushalt.

6.3 Diskussion und Schlussfolgerungen zur Relevanz von Reformoptionen

Tabelle 22: Zusammenfassende Übersicht zu Reformoptionen im Verkehrssektor

	Nachfragebereich	Verkehr
Reformoptionen zur Steigerung der Lenkungswirkung von Energiepreisen		zielkonsistenter CO₂-Preis pfad für ETS1 und ETS2 – nicht Schwerpunkt der Reformanalysen
	Strompreise	Absenkung der Stromsteuer auf Mindestsatz aus der ETD
	fossile Energiepreise	Anhebung Energiesteuer für fossile Kraftstoffe Dieselsteuer Absenkung der Stromsteuer auf Mindestsatz
	Flankierende Instrumente:	Malus für emissionsarme PKW Aufbau von Ladeinfrastruktur

	Nachfragebereich	Verkehr
	Planungssicherheit & Infrastrukturen	
	Flankierende Instrumente: Förderung	Ausbau alternativer Mobilitätsoptionen

Quelle: Eigene Darstellung

Zwischen den Energiepreisinstrumenten und anderen Politikinstrumenten treten Wechselwirkungen auf, die die Lenkungswirkung der Instrumente direkt beeinflussen.

Im Personenverkehr spielen insbesondere die Flottenzielwerte der Pkw eine entscheidende Rolle für die Flottenzusammensetzung. Solange diese bindend sind und Hersteller diese nicht übererfüllen, werden finanzielle Anreize für die Bereitstellung emissionsarmer Fahrzeuge vor allem durch Preissenkungen der Hersteller geschaffen. Da die Flottenzielwerte auf EU-Ebene beschlossen sind, ist es sinnvoll, alle weiteren Preiswirkungen unter Einbeziehung der Flottenzielwerte zu untersuchen und zu bewerten. Obwohl die Flottenzielwerte die Preiswirkung der diskutierten Variationen der staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile auf Neuzulassungen zum Teil überdecken, werden dennoch leichte Veränderungen in den Neuzulassungs- und Bestandszahlen von Pkw sichtbar. So sind in den Szenarien S2 und S3 rund 100.000 bzw. 60.000 mehr batterieelektrische Pkw im Bestand als in der Referenz (2030).

Im Güterverkehr hat die CO₂-abhängige Lkw-Maut mit 200 €/t CO₂ eine starke Preiswirkung und damit auf die Neuzulassungen der Lkw. Die batterieelektrischen Lkw haben für die meisten Nutzungsprofile bereits in der Referenz einen Kostenvorteil gegenüber den übrigen Antriebstechnologien. Bereits in der Referenz ist die Wirkung der Lkw-Maut so stark, dass die Lkw-Neuzulassungen wesentlich durch die Ladeinfrastrukturrestriktionen und die Verfügbarkeit der Fahrzeuge begrenzt werden. Bei einem noch stärkeren Kostenvorteil ist mit einem noch zügigeren Aufbau der Ladeinfrastruktur und einer vermehrten Allokation von verfügbaren Fahrzeugen in Deutschland zu rechnen. So ist die Steigung der Neuzulassungsanteile von batterieelektrischen Fahrzeugen in den Szenarien S2 und S3 über einen schnelleren Ausbau der Ladeinfrastruktur und eine noch stärkere Konzentration der Verfügbarkeit batterieelektrischer Fahrzeuge in Deutschland begründet. Hinsichtlich der bereits im Status quo wirkenden starken ökonomischen Anreize für emissionsarme Lkw durch die CO₂-abhängige Lkw-Maut kann eine weitere Erhöhung der laufenden Kosten jedoch zu Akzeptanzproblemen führen.

Ergänzend zu möglichen Energiepreisinstrumenten kann ein Malus für emissionsstarke Pkw den entscheidenden Unterschied bei der Transformation der Pkw-Flotte machen. Beim Malus wird die Kfz-Steuer für Pkw derart geändert, dass im ersten Jahr nach der Neuzulassung eine höhere Kfz-Steuer in Abhängigkeit der CO₂-Emissionen pro km eines Fahrzeuges anfällt. Anders als die sich fortlaufend ändernden Energiepreise, welche auf Annahmen beruhen und teilweise sehr volatil sind, wirkt der Malus beim Kauf und sendet direkt ein eindeutiges Preissignal an die Autokäufer*innen.³⁰ Der Malus wirkt aufgrund der direkten Wirkung beim Fahrzeugkauf stark auf die Neuzulassungsstruktur der Pkw und führt zu einer starken Beschleunigung der Elektrifizierung der Flotte. In diesem System tragen allein die Neuwagenkaufenden die zusätzlichen Kosten für die Transformation.

³⁰ Ein Beispiel für die modellseitig hinterlegten Annahmen der Vollkostenrechnung und dem dahinterliegenden Entscheidungskalkül der Autokäufer*innen sind in (Kreye und Steinbach 2024) genauer dargelegt.

Mithilfe des Malus können beispielsweise im Jahr 2030 zwischen 4,6 Mio. t CO₂ Äq. (bei einer weniger ambitionierten Ausgestaltung) und 6,7 Mio. t CO₂ Äq. (bei einer ambitionierteren Ausgestaltung) eingespart werden. Diese Minderung wird insbesondere durch die Unterschiede in der Antriebsverteilung der Pkw realisiert, während die Anpassung der Energiekosten, wie bspw. durch eine Anpassung der Energiebesteuerung oder des CO₂-Preises, vermehrt auf Verlagerung und Vermeidung von Verkehren abzielen. Hinsichtlich der Erreichung des Ziels von 15 Millionen batterieelektrischen Pkw im Jahr 2030 in Deutschland ist eine Variation der Endenergiepreise, wie in den diskutierten Szenarien, aller Voraussicht nach nicht ausreichend und andere Instrumente wie der CO₂-Malus sind hinsichtlich der Effektivität geeigneter.

Insbesondere die Szenarien erhöhter CO₂-Preis (S2) und Anpassung der Energiebesteuerung (S3) zeigen die Lenkungswirkung staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile im Verkehrssektor. Gleichzeitig werden aber auch Limitierungen in der Lenkungswirkung deutlich. Insbesondere die Pkw-Neuzulassungen reagieren allenfalls träge auf die reine Anpassung der Energiekosten. Im Straßengüterverkehr begrenzt vor allem die sich noch im Aufbau befindende Ladeinfrastruktur die Transformation. So gibt es bereits in der Referenz starke finanzielle Anreize für die Nutzung von Nullemissionsfahrzeugen im Straßengüterverkehr, deren volle Entfaltung durch einen mangelnden Ausbau der Ladeinfrastruktur eingeschränkt sein könnte und die in den untersuchten Szenarien noch zusätzlich intensiviert werden.

Die Ergebnisse verdeutlichen auch: in keinem der skizzierten Szenarien reicht die Instrumentenausgestaltung aus, um die nationalen sektorspezifischen Klimaschutzziele bis 2030 oder die Klimaneutralität 2045 zu realisieren. Hier ist ein ambitionierterer Instrumentenmix, der über die Anpassung von Energiepreisbestandteilen hinausgeht, nötig. Die trifft insbesondere auch auf solche Maßnahmen zu, die über infrastrukturelle Anpassungen alternative Mobilitätsoptionen überhaupt erst ermöglichen.

Die Analyse der verschiedenen Szenarien des politischen Instrumentenmixes im Verkehrssektor in Deutschland zeigt, dass die staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile einen signifikanten Beitrag zur Emissionsminderung leisten. Eine Erhöhung des CO₂-Preises (S2) bzw. der Energiebesteuerung (S3) können die Emissionen kurz- bis mittelfristig deutlich verringern. Die im Szenario S3 modellierte Anpassung der Energiebesteuerung ist aus klimapolitischer Sicht sinnvoll, da sie die klimaschädliche Andersbehandlung von Kraftstoffen abschafft und diese ihrer Treibhausgasintensität entsprechend besteuert und somit eine einheitliche Lenkungswirkung entsteht.

Jedoch ist eine Umsetzung auch von der Akzeptanz durch die Bevölkerung und Unternehmen abhängig. Hier sind weitere Begleitmaßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz breiter Teile der Betroffenen als hilfreich einzustufen. Sowohl Rückverteilungsmechanismen (siehe Kapitel 8) oder aber begleitende Pull-Instrumente, wie beispielsweise Fördermaßnahmen, könnten derartige Maßnahmen sein.

Ein Absenken der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß ist zumindest in der kurzen bis mittleren Frist eine einfach umsetzbare Alternative, um emissionsfreie strombasierte Verkehrsmittel attraktiver zu machen.

7 Sektoranalyse Industrie

7.1 Potenzialanalyse

Im Industriesektor unterscheiden sich einzelne Wirtschaftszweige deutlich bezüglich der Energieintensität, des Energieträgermix und der THG-Emissionen (Zerzawy et al., im Erscheinen). Aber auch innerhalb von Wirtschaftszweigen werden verschiedenartige Prozesse und Technologien eingesetzt. Neben weniger energieintensiven Branchen wie dem Maschinen- und Fahrzeugbau oder der Pharmaindustrie werden energieintensive Branchen wie die mineralische, chemische und Metallindustrie sowie Emissionen aus der Verwendung von fluorierten Treibhausgasen, die nicht-energetische Verwendung fossiler Energieträger und der Einsatz von Lösemitteln und Lachgas im Industriesektor erfasst. Zwei Drittel der Industrieemissionen werden durch den Einsatz von fossilen Energieträgern verursacht (energiebedingte Emissionen). Wiederum rund zwei Drittel des Energieeinsatzes dienen der Bereitstellung von Prozesswärme. Die Dekarbonisierung des Energieverbrauchs in der Industrie für die Prozesswärme ist daher wesentlich für das Erreichen der Klimaziele und Fokus des Berichts zu den Industrieprozessen.

Für die Industrie spielen einige der in Abschnitt 3.3 aufgeführten Hemmnisse eine geringere Rolle als in anderen Handlungsfeldern. Unternehmen sind es gewohnt, auf veränderte Rahmenbedingungen wie sich ändernde Energiepreisrelationen zu reagieren. Allerdings bleibt das Problem der Unsicherheit über zukünftige Einflussgrößen. Lebenszyklen energieintensiver Anlagen sind in der Regel sehr lang. Sie erstrecken sich teils über Jahrzehnte. Die Unternehmen wissen aus der Vergangenheit, dass sich Rahmenbedingungen wie Energiepreise, die Nachfrage nach Produkten und die Verfügbarkeit und Kosten neuer Technologien bezogen auf die Lebensdauer der Anlagen recht schnell ändern können. Insofern treffen die Unternehmen langfristige Investitionsentscheidungen unter großer Unsicherheit. Neben Preisinstrumenten werden für die Industrie auch deshalb weitere klimapolitische Instrumente diskutiert: Dazu zählen Instrumente wie ein Industriestrompreis, Klimaschutzverträge, Fördermaßnahmen für Energieeffizienzmaßnahmen oder der Einsatz von Wasserstoff. Entsprechende Instrumente können die Kosten und vor allem aber die Unsicherheit über die Wirtschaftlichkeit der Investitionen reduzieren und damit Klimaschutz voranbringen.

Nach Zerzawy et al., im Erscheinen bestehen folgende Hemmnisse für Emissionsreduktionen in der Industrie:

- ▶ Verfügbarkeit und höhere Energiekosten emissionsneutraler Technologien,
- ▶ lange Lebenszyklen energieintensiver Anlagen sowie
- ▶ Kostenunterschiede durch Energie- und CO₂-Preise, wobei auch Umlagen, Entgelte und Subventionen eine Rolle spielen.

Je nach Branche ist der Umstieg auf CO₂-neutrale Produktionsmethoden einfacher oder schwerer. Während beispielsweise für die Bereitstellung von Prozessdampf Techniken für den industriellen Einsatz sowohl mit Wasserstoff wie auch durch Elektrifizierung vorhanden sind, bedarf es weiterer Forschung und Entwicklung in Bezug auf den Ersatz von Festbrennstoffen wie beispielsweise Koks zum Kalkbrennen durch Wasserstoff (Fleiter et al. 2023). Zudem sind Investitionen in Anlagen und – je nach Technologie – in die Infrastruktur nötig. Die Unternehmen müssen darauf vertrauen, dass der Staat oder andere Unternehmen wie Versorger sie pünktlich und zu frühzeitig kommunizierten Nutzungskosten bereitstellen.

Ein zentrales ökonomisches Hemmnis sind höhere Energiekosten der CO₂-neutralen Technologien. Zukünftig werden sich die Energiekosten vieler bisheriger Prozesse und ihrer THG-neutralen Alternativen annähern, wodurch letztere trotz der Kosten für Modernisierung oder Neubau auch in wirtschaftlicher Hinsicht an Attraktivität hinzugewinnen (Fleiter et al. 2023). Staatlich bestimmte Abgaben, Umlagen und Entgelte bzw. Subventionen als politische Hebel können die Diffusion CO₂-neutraler Produktionsmethoden und den Markthochlauf erleichtern, indem der Einsatz klimafreundlicher Energieträger kostengünstiger als der von fossilen Brennstoffen wird (Zerzawy et al., im Erscheinen).

Begünstigungen bei staatlich bestimmten Preisbestandteilen führen dazu, dass die Energiepreissignale nicht oder nicht vollständig wirken können. Der Staat kann, wo Begünstigungen bei prinzipiell zukunftssträchtigen Energieträgern weiter als notwendig erachtet werden, das Ziel der Dekarbonisierung durch eine Verknüpfung mit **Gegenleistungen** erreichen, auch um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu erhalten. Diese fokussieren sich bisher bei den geltenden Regelungen (sofern überhaupt vorhanden) auf Energieeffizienz und nicht auf die Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger.

Angesichts der Heterogenität der THG-Emissionen in der Industrie wird im Folgenden einerseits auf die generelle Rolle von Energie- und CO₂-Preisen für die zukünftige Emissionsentwicklung in der Industrie eingegangen. Andererseits wird deutlich, dass für konkrete Reformvorschläge eine differenzierte Analyse nach Prozessen, Technologien, Steuerregelungen und Fördermechanismen notwendig ist. Die erste Fragestellung wird im Kurzpapier „Der Einfluss von CO₂- und Energiepreisen auf Energieverbräuche in der Industrie“ (Lutz und Becker, im Erscheinen) bearbeitet. Hierbei geht es vor allem um die in Abschnitt 2 beschriebenen Energiepreisbestandteile (vgl. Abschnitt 7.2). Große und energieintensive Anlagen unterliegen in der Regel dem EU-EHS, in dem sich der **CO₂-Preis** EU-weit bildet. Kleinere Industrieanlagen unterliegen dem nationalen BEHG, in dem der CO₂-Preis mindestens bis zum Jahr 2026 jährlich fest vorgegeben wird. Daneben gibt es die **Energie- und Stromsteuer** mit verschiedenen Ausnahmeregelungen. Schließlich können große Abnehmer in der Regel gewisse Preisvorteile erzielen und haben beim Strom auch geringere **Netzentgelte** und **Konzessionsabgaben** zu tragen (vgl. Zerzawy et al., im Erscheinen, Abschnitt 3 zu Entlastungsregelungen bei staatlich bestimmten Preisbestandteilen bei Prozesswärme). Frühere Vorteile für große Stromverbraucher bei der Besonderen Ausgleichsregelung sind durch die Abschaffung der EEG-Umlage weggefallen. Für alle Unternehmen sind die Erwartungen über zukünftige Energiepreise und Energiepreisrelationen wichtige Kriterien bei Investitionsentscheidungen, die nach individuellen Kriterien getroffen werden, während in der Analyse von Durchschnittswerten in den Branchen ausgegangen wird.

Der zweiten Fragestellung wird im Kurzpapier „Dekarbonisierung der Prozesswärme in der Industrie: Reformvorschlag der prozessbezogenen Entlastungsregeln bei Energie- und Stromsteuer“ (Zerzawy et al., im Erscheinen) nachgegangen. Der Titel verdeutlicht bereits die Komplexität der Zusammenhänge. Für bestimmte Industrieprozesse bestehen spezifische Entlastungsregeln von der Energiesteuer auf Erdgas und Mineralölprodukte sowie auf die Stromsteuer. Die Einbettung der Reformoptionen in den Instrumentenmix ist notwendig, um die Rolle der Energiepreise und ihrer Bestandteile zu verstehen und passgenaue Vorschläge zu entwickeln. Ähnlich müsste auch für andere Entscheidungskriterien im Instrumentenmix vorgegangen werden, um eine vollständige Analyse zu erreichen.

Im Kurzpapier zu den Industrieprozessen (Zerzawy et al., im Erscheinen) wurde ein **Reformvorschlag für die prozessbezogenen Entlastungsregeln bei der Energie- und Stromsteuer** entwickelt, wie sie derzeit in § 51 EnergieStG und § 9a StromStG geregelt sind. Im Papier zum Einfluss von CO₂- und Energiepreisen auf die Energieverbräuche in der Industrie (Lutz und Becker, im Erscheinen) wurde der generelle Einfluss von Energiepreisen über

Preiselastizitäten modelliert. Es geht dabei vor allem um ein besseres Verständnis der grundlegenden Zusammenhänge, wobei der Zeitbedarf für Umstellungen der Energietechnologien in einzelnen Industrien betrachtet wird. Die Modellierung berücksichtigt auch, dass eine Erhöhung der Energiepreise gerade in energieintensiven Branchen auch zu einem Rückgang der Produktionsmengen führt, weil bei höheren Produktionskosten und Preisen die Nachfrage niedriger ist.

7.2 Bewertung der Reformoptionen

In den durchgeführten Simulationsrechnungen mit dem Modell PANTA RHEI für den Industriesektor ist der Frage nachgegangen worden, **welche CO₂-Preise zur Erreichung des bisherigen THG-Sektorziels für die Industrie bis zum Jahr 2030 führen können** (Lutz und Becker, im Erscheinen). Dabei wurden auch die Einflüsse relativer Energiepreise und von unterschiedlichen Preiselastizitäten der Energienachfrage berücksichtigt. Neben den Wirkungen auf Emissionen und Energieeinsatz sind die sektoralen Effekte in Bezug auf Preise, Produktion, Investitionen und Beschäftigung sowie gesamtwirtschaftliche Effekte ermittelt worden. Es handelt sich bei den Berechnungen um eine Analyse auf dem aggregierten Niveau der Ebene von Wirtschaftszweigen, für die bestimmte Preiselastizitäten unterstellt werden.

Die CO₂-Effekte können wie folgt zusammengefasst werden: Bei den in aktuellen Projektionen erwarteten CO₂-Preisen, die vor allem im BEHG sehr viel höher liegen als aktuell, werden die Klimaschutzziele in der Industrie - selbst bei Annahme hoher Preiselastizitäten (am oberen Rand der wissenschaftlich berichteten, langfristigen Elastizitäten) - deutlich verfehlt. Bei einer Verdopplung der CO₂-Preise auf 286 € pro t CO₂ (in Preisen von 2015: 203 €/t) im Jahr 2030 im Vergleich zum Referenzpfad wird bei Annahme der ökonometrisch geschätzten Preiselastizitäten, die sich am unteren Rand der wissenschaftlich berichteten, langfristigen Preiselastizitäten bewegen, das bisherige Sektorziel der Industrie ebenfalls nicht ganz erreicht, bei Annahme höherer Preiselastizitäten aber sogar übererfüllt. Es ist also nicht ausgeschlossen, die THG-Emissionsminderungsziele in der Industrie bis 2030 allein über einen dann sehr hohen CO₂-Preis zu erreichen. Andere Preisstellschrauben wie eine moderate Senkung der Strompreise oder eine deutliche Steigerung der Gaspreise der Industrie sowie veränderte Kreuzpreiselastizitäten, die die Möglichkeiten in Industriesektoren zur friktionsarmen Energieträgersubstitution beschreiben, können in der reinen Preisbetrachtung nur einen begrenzten Beitrag zur CO₂-Minderung leisten.

Im Industriesektor bestehen starke Pfadabhängigkeiten, die die Durchdringung neuer Technologien erschweren, allerdings durch politische Maßnahmen und Investitionen in erste Anlagen schneller überwunden werden können. Durch Förderung des Staates in Form von Forschung und Entwicklung und direkter Investitionsförderung werden die Substitutionsmöglichkeiten vereinfacht, wodurch im Modell die Elastizitäten steigen. Das Szenario 7 zeigt, dass bei stärkerem Kapazitätsaufbau von Anlagen, die mit Wasserstoff betrieben werden, und bei erleichterten Substitutionsmöglichkeiten hin zu CO₂-freien und -armen Energieträgern der Emissionsrückgang auch bei den erwarteten CO₂-Preisen etwas verstärkt werden kann. Haben die neuen CO₂-freien Technologien einmal einen größeren Anteil erreicht und erreichen ähnliche Kosten wie fossile Technologien, kann auch der Elastizitätenansatz die preisgetriebene längerfristige Verschiebung im Energieträgermix wieder gut erfassen.

Die ökonomischen Effekte auf die Industriesektoren sowie die gesamtwirtschaftlichen Effekte höherer CO₂-Preise lassen sich wie folgt zusammenfassen: Höhere CO₂-Preise führen zu einer höheren Energieeffizienz sowie zu Energieträgersubstitution hin zu Energieträgern mit niedrigeren CO₂-Emissionen. Höhere CO₂-Preise belasten die Industriesektoren je nach Emissionsintensität ökonomisch. Sie geben die höheren Kosten über höhere Preise an ihre

Kunden* Kundinnen weiter. Dadurch sinkt die Nachfrage nach diesen Gütern und damit die Produktion sowie die Beschäftigung. Dieser Produktionseffekt höherer CO₂- und Energiepreise wird in anderen Quantifizierungen oft vernachlässigt. Durch die Ausgestaltung des EU-EHS, in dem die Industrieunternehmen die Emissionsrechte bisher überwiegend kostenlos zugeteilt bekommen und sie ab 2026 durch einen Grenzausgleichsmechanismus gegenüber Wettbewerbern aus dem Nicht-EU-Ausland zumindest teilweise geschützt werden, bleiben die Effekte aber begrenzt. Während die Außenhandelseffekte höherer CO₂-Preise leicht negativ sind, steigen die Investitionen in Ausrüstungen, vor allem in erneuerbare Energien für die Stromerzeugung, etwas an, was den Rückgang des BIP begrenzt. Dazu trägt auch bei, dass die Wirkungen auf den privaten und staatlichen Konsum gering bleiben.

Werden die Klimaschutzinvestitionen der Industrie als zusätzlich angenommen, liegen vor allem die Ausrüstungsinvestitionen deutlich höher als in der Referenz, was auch zu einem etwas positiveren Effekt auf das BIP führt. Allerdings würden die Gewinne der energieintensiven Industrien, allen voran in der Metallerzeugung, in diesem Fall deutlich gegenüber der Referenz zurückgehen. Es ist nicht zu erwarten, dass diese Industrien diese zusätzlichen Investitionen in vollem Umfang allein tätigen würden, sodass staatliche Unterstützung für die Transformation und zur Überwindung von Pfadabhängigkeiten nötig sein dürfte, um insgesamt höhere Investitionen und damit auch positive Effekte auf das BIP zu realisieren. Wichtig ist die staatliche Unterstützung gerade in der Anfangsphase, wenn die neuen Technologien noch nicht marktreif sind und die Energiepreise ihre Lenkungswirkung nicht ausreichend entfalten können. Dann tragen sie auch dazu bei, dass Pfadabhängigkeiten überwunden werden und die Substitutionsmöglichkeiten hin zu den neuen Technologien steigen.

Die Ergebnisse zeigen, dass hohe CO₂-Preise bei Annahme hoher Energiepreiselastizitäten ausreichen, um das bisherige Klimaschutzziel der Industrie bis zum Jahr 2030 zu erreichen. In allen anderen Fällen wird das bisherige Sektorziel der Industrie teils nur knapp verfehlt. Damit wird für die Schlussfolgerungen die Frage wichtig, für wie realistisch (i) sehr hohe CO₂-Preise vor allem im EU-EHS, das für die Industrie bestimmend ist, und (ii) hohe Energiepreiselastizitäten für die deutsche Industrie gehalten werden. Da zumindest die Antwort auf die erste Frage eher skeptisch zu sehen ist, geht es am Ende darum, durch welche Maßnahmen die Lenkungswirkung von Energie- und CO₂-Preisen erhöht werden kann, d. h. auch die Energiepreiselastizitäten vor allem im Hinblick auf die Substitution zunehmen.

Sehr hohe CO₂-Preise im EU-EHS sind bis 2030 eher nicht zu erwarten, weil in der Energiewirtschaft, deren Emissionen den EHS-Sektor dominieren, deutlich günstigere Vermeidungsmöglichkeiten in großem Umfang verfügbar sind und sich ein solch hoher CO₂-Preis zumindest in ökonomisch schwächeren Staaten in Süd- und Osteuropa politisch kaum durchhalten ließe. Die Industrie muss aber kontinuierlich bei jeder anstehenden Ersatzinvestition in klimaneutrale Anlagen investieren, um bis 2045 THG-neutral zu sein (Fleiter et al. 2022). Wenn sie das bis 2030 verpasst, kann der Prozess danach vermutlich nicht mehr, bzw. nur bei hohen Kosten, aufgeholt werden. Für das nEHS, das für Teile der Industrie gilt und für das die Bundesregierung im Dezember 2023 einen CO₂-Preis von 45 €/t für 2024 beschlossen hat, sind Preise von deutlich über 200 €/t im Jahr 2030 ebenfalls eher nicht zu erwarten. Das nEHS wird aller Voraussicht nach ab 2027 in das Europäische Emissionshandelssystem EU-EHS2 überführt, für das die EU-Kommission eine Preisdeckelung bei zunächst 45 €/t CO₂ vorsieht. Generell sind stark steigende CO₂-Preise politisch nicht leicht umsetzbar, weil die Wirkungen auf Firmen und private Haushalte je nach Energieverbrauchsmustern unterschiedlich sind und besonders stark Betroffene oft Protest organisieren.

Auch die Annahmen sehr hoher Preiselastizitäten von -0,7 in der eher mittleren Frist bis zum Jahr 2030 erscheinen aus verschiedenen Gründen eher unrealistisch für die deutsche Industrie.

Die Annahme hoher langfristiger Preiselastizitäten geht damit einher, dass die aktuell technisch möglichen Energieeinsparungen und Umstellungen im Energieträgermix auch schnell umgesetzt werden. Dafür wären umfangreiche Investitionen bis zum Jahr 2030 erforderlich, die rein technisch durchaus möglich erscheinen. Sie dürften aber nur umgesetzt werden, wenn neben höheren CO₂-Preisen auch der Staat die Transformation der betroffenen Industrien unterstützt und die Erwartung verstetigt, dass der Prozess notwendig und unumkehrbar ist und politisch abgefedert wird.

7.3 Diskussion und Schlussfolgerungen zur Relevanz von Reformoptionen

Tabelle 23: Zusammenfassende Übersicht zu Reformoptionen im Industriesektor

	Nachfragebereich	Industrie
Reformoptionen zur Steigerung der Lenkungswirkung von Energiepreisen		zielkonsistenter CO₂-Preis pfad für ETS1 und ETS2 – nicht Schwerpunkt der Reformanalysen
	Strompreise	Umstellung auf anteilige Entlastung bei Stromsteuer
	fossile Energiepreise	Abschaffung der vollständigen Entlastung von der Energiesteuer
	Flankierende Instrumente: Planungssicherheit & Infrastrukturen	Gegenleistungen für die anteilige Stromsteuerentlastung
	Flankierende Instrumente: Förderung	Anschubförderung Markthochlauf Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme /Investitionsoffensive

Quelle: Eigene Darstellung

Die große Heterogenität im Industriesektor muss bei der Instrumentendiskussion und der Frage von Preiswirkungen beachtet werden: Es bestehen je nach Industriezweigen und selbst innerhalb von Industriezweigen sehr unterschiedliche Energieverbräuche und -mixe, Handlungsoptionen durch Energieträgerwechsel und Effizienzmaßnahmen, Ausnahmetatbestände auf nationaler und EU-Ebene, Carbon-Leakage-Problematik sowie Lebenszyklen von Industrieanlagen.

Einmal geht es um die Höhe der Energiepreise neuer THG-freier Anlagen im Vergleich zum Ersatz von fossilen Referenzanlagen. Der Unterschied bei den laufenden Energiekosten ist vielfach deutlich entscheidender für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage als Anschaffungskosten für die Anlagenmodernisierung oder den Neubau (Fleiter et al. 2023). Daneben haben die Energiepreise auch Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Produktionsanlage. Höhere Preise für fossile Technologien senken die Produktionsmengen leicht.

Die Szenariorechnungen mit PANTA RHEI haben gezeigt, dass der CO₂-Preis zwar ein wichtiger Hebel ist, allerdings für die Industrie allein vermutlich nicht ausreicht, um auf dem Weg zur Klimaneutralität das bisherige Sektorziel für 2030 zu erreichen, selbst wenn das notwendige hohe Preisniveau realisierbar wäre. Gerade bei neuen Technologien wie der Wasserstoffnutzung werden private Investitionen unterbleiben, wenn die öffentliche Hand sie nicht absichert und gleichzeitig in den Aufbau der notwendigen Infrastruktur investiert, weil sie sich allein einzelwirtschaftlich aktuell noch nicht lohnen. Hohe Investitionen in die Transformation der

Industrie wirken kurzfristig gesamtwirtschaftlich positiv, ein weiteres Argument für entsprechende frühzeitige politische Maßnahmen. Die Investitionen in CO₂-freie Technologien sind letztlich Voraussetzung dafür, dass ausreichend hohe CO₂-Preise ihre Lenkungswirkung entfalten können.

Allerdings ist einschränkend darauf hinzuweisen, dass Emissionshandelssysteme wie das EU-EHS natürlich das europäische Gesamt-Cap erreichen. Im Gegensatz zu den hier berechneten Szenarien werden im Projektionsbericht 2023 (Bundesregierung 2023 b) die CO₂-Preise zwischen dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) und dem Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) nicht unterschieden. Für das EU-EHS wird ein Preis von 109 € pro Tonne im Jahr 2030 angenommen, der leicht oberhalb des hier verwendeten Preispfades liegt, sowie von 125 € pro Tonne für den CO₂-Preis im Rahmen des BEHG im Jahr 2030 ausgegangen, der damit mit dem hier unterstellten Wert übereinstimmt. Die Autoren und Autorinnen bewerten diese Preispfade als nicht hoch genug, um die Emissionsreduktionsziele bis 2030 zu erreichen. Aufbauend auf dem MWMS werden Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, die auf die Höhe der industriellen Emissionen jedoch nur eine geringe Auswirkung haben und somit nicht über Erreichen oder Verfehlen des Sektorziels entscheiden. So führt ein BEHG-Preis, der gegenüber dem MWMS mehr als doppelt so hoch liegt, zu einer Senkung der industriellen Emissionen um lediglich 1,1 Mio. Tonnen im Jahr 2030 (Sensitivität 5b). Für eine genauere Untersuchung der Rolle des CO₂-Preises für die Industrietransformation wird auf Fleiter et al. (2023) verwiesen.

Höhere Endenergiepreise führen nicht nur zu Preis-, sondern auch zu Mengeneffekten. Die höheren Energiekosten führen zu Kosten- und letztlich auch Preissteigerungen, was die Nachfrage reduziert. Dieser Zusammenhang wird in technisch orientierten Analysen, die sich auf die Umstellung der konkreten Industrieprozesse konzentrieren, oft nicht berücksichtigt.

Energiebezogene Steuern und Steuervergünstigungen sowie Umlagen spielen für die Industrie nur in Teilen eine Rolle. Reformen in Richtung Klimaschutz sind geboten, ihre Wirkung ist aber wegen der begrenzten Höhe und Ausnahmeregelungen auch auf europäischer Ebene sowie den technischen Restriktionen bei der Umstellung auf eine klimaneutrale Produktion begrenzt.

Es bedarf also weiterer Instrumente, die den o. g. Herausforderungen des Industriesektors begegnen. Hierzu gehören auch Anpassungen von Besteuerungsregelungen und Steuervergünstigungen (s. Kapitel 7.4). Auch der Aspekt der Gewährleistung langfristiger Planbarkeit bei der klimaneutralen Umstellung von Industrieprozessen kann nur durch weitere Instrumente wie etwa Klimaschutzverträge, oder auch langfristige Stromlieferverträge zu fixen Preisen sichergestellt werden. Gerade für Pilotanlagen müssen Förderinstrumente den erfolgreichen Umstieg unterstützen.

Schließlich muss bei der Transformation des Industriesektors auch beachtet werden, dass für einen Teil der Industrieprozesse aktuell noch keine klimaneutrale Alternative verfügbar ist, wie beispielsweise in der Zementproduktion, bei der prozessbedingte THG-Emissionen anfallen. Wenn eine Vermeidung der Emissionen durch den Wechsel zu THG-freien Energieträgern nicht technisch möglich ist, sind auch die genannten (Preis-)Instrumente wirkungslos. Hier müssen andere Lösungen geschaffen und gefördert werden (z. B. CCU/CCS). Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass parallel zur Dekarbonisierung weitere Transformationsprozesse ablaufen, z. B. durch geändertes Nachfrageverhalten aus den nachgelagerten Wirtschaftsbereichen, aus denen sich andere Anforderungen an die zukünftige Industrieproduktion ergeben können als heute.

7.4 Exkurs: Reformvorschlag der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer

Über die prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energiesteuer ist **mehr als 1/3 des fossilen Energieverbrauchs (ohne Kohle) bei der Prozesswärme vollständig von der Energiesteuer entlastet**. Die prozessbezogenen Entlastungsregelungen betreffen – anders als andere Begünstigungen, die sich auf den gesamten Energieverbrauch beziehen – direkt die zentralen, energieintensiven Prozesse und Verfahren bei der Prozesswärme. Fiskalisch sind die prozessbedingten Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer von Bedeutung: Insgesamt mindert das die Einnahmen des Staates um jährlich ca. 1,1 bis 1,2 Mrd. Euro.

Der Reformvorschlag besteht aus folgenden Elementen (Zerzawy et al., im Erscheinen):

- ▶ Abschaffung der vollständigen Entlastungen für Prozesse und Verfahren bei der Energiesteuer: Anstelle einer 100%igen Entlastung muss für die Verwendung fossiler Energieerzeugnisse künftig der Regeltarif gemäß § 2 EnergieStG gezahlt werden. Gleichzeitig wird die in § 37 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG geregelte steuerfreie Verwendung von Kohle als Heizstoff für Prozesse und Verfahren abgeschafft. Das bedeutet, dass der Erdgaseinsatz bei den betreffenden Prozessen und Verfahren künftig mit 5,50 €/MWh, der Einsatz von Kohle mit 0,33 €/GJ (ca. 1,19 €/MWh) besteuert wird.
- ▶ Umstellung auf anteilige Entlastung bei der Stromsteuer: Anstelle einer vollständigen Entlastung sieht der Reformvorschlag vor, dass Unternehmen nur noch von 80 % der Stromsteuer entlastet werden. Eine Ausnahme dafür wird für die Elektrolyse für die Wasserstoffproduktion geschaffen. Dieser Prozess bleibt zu 100 % entlastet, um den Markthochlauf beim Wasserstoff zu unterstützen.
- ▶ Gegenleistungen für die anteilige Stromsteuerentlastung: Mit Gegenleistungen wird sichergestellt, dass die aufgrund des fehlenden Preisimpulses abgeschwächte Lenkungswirkung beim Strompreis kompensiert und die mit der Steuer eigentlich intendierte Wirkung dennoch erreicht werden kann. Vorgeschlagen wird ein hierarchisch abgestufter Anforderungskatalog. Basis ist – wie schon bisher beim Spitzenausgleich – der Betrieb eines Energie- oder Umweltmanagementsystems. Darüber hinaus ist die Durchführung von Dekarbonisierungsmaßnahmen nachzuweisen.
- ▶ Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme zum Umstieg auf CO₂-neutrale Prozesswärme: Die Reform sollte für die Wirtschaft in Summe belastungsneutral ausgestaltet sein, so dass den Unternehmen insgesamt keine Mehrkosten entstehen. Die Mehreinnahmen sollten daher gezielt für Förderprogramme für die Dekarbonisierung verwendet werden.

Die Lenkungswirkung der Reform ist isoliert betrachtet begrenzt. Bei den untersuchten Anwendungen aus Glas-, Ziegel-, NE-Metall- und Stahlindustrie reicht die Reform alleine nicht aus, um Alternativtechniken – im aktuellen Status quo der CO₂-Bepreisung – in die Wirtschaftlichkeit zu bringen. Das ist jedoch auch nicht zwingend nötig, weil mit dem EU-EHS und BEHG grundsätzlich Instrumente zur CO₂-Bepreisung vorhanden sind und von steigenden CO₂-Preispfaden auszugehen ist. Die Reform der Energie- und Stromsteuervergünstigungen senkt jedoch die CO₂-Preise, die notwendig sind, damit CO₂-neutrale Alternativtechniken in die Wirtschaftlichkeit kommen. Das hat Auswirkungen auf die notwendigen CO₂-Preisniveaus bei EU-EHS und BEHG und auf die verbleibenden Förderbedarfe von Transformationstechnologien.

Aufgrund der Abschaffung der vollständigen Entlastungen energieintensiver Prozesse und Verfahren **steigen durch den Reformvorschlag einerseits die Energiekosten** für die fossilen

Referenztechniken. Andererseits **behalten strombasierte Prozesstechniken** durch die anteilige Stromsteuerentlastung weiterhin einen steuerlichen Vorteil, wodurch im Reformszenario sowohl der vollelektrische sowie der auf Strom- und Wasserstoff basierende Produktionsprozess ihre Energiekosten relativ zu der fossilen Referenztechnik verringern. Im Ergebnis verringert sich somit für alle untersuchten CO₂-neutralen Alternativtechniken das nötige CO₂-Preisniveau, ab dem diese einen Energiekostenvorteil gegenüber den fossilen Referenztechniken haben.

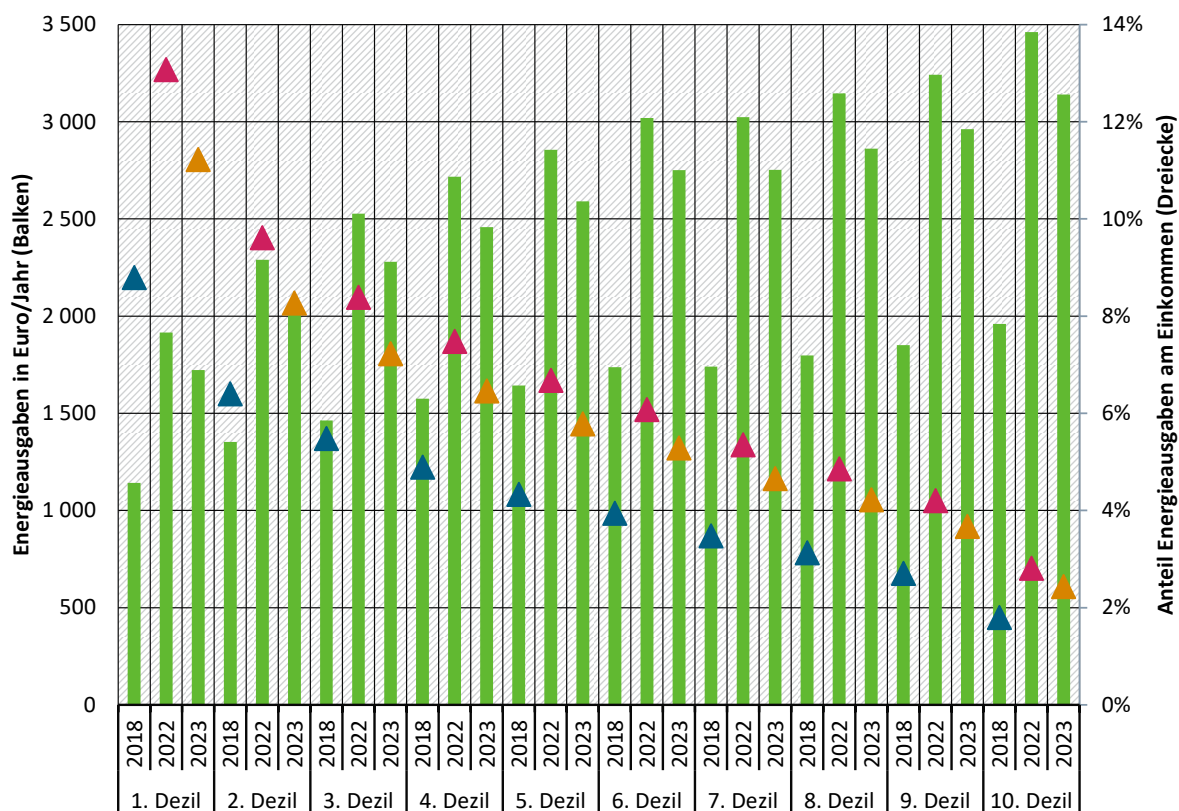
Die Reform der Entlastungsregelungen bei den Prozessen und Verfahren kann daher ein wichtiger Baustein für eine an den Klimazielen ausgerichtete Industrie- und Subventionspolitik sein. Sie wird aufgrund des in der Regel hohen Preisspreads zwischen den Energiepreisen der fossilen Referenztechnologien und den strom- bzw. wasserstoffbasierten Anwendungen alleine in vielen Fällen jedoch nicht ausreichen, wie auch die Fallbeispiele zeigen. Zudem muss die Industrieproduktion stärker flexibilisiert werden, um bei einem auf 100 % erneuerbaren Energien beruhenden Energiesystem einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Daher sollte der Reformvorschlag idealerweise eingebettet sein in die Reform weiterer Energiepreisbestandteile, insbesondere beim Strom, sowie eine auf Transformation ausgerichtete Förderpolitik.

8 Verteilungswirkungen auf Ebene privater Haushalte

Haushalte sind sehr unterschiedlich betroffen von Energiekosten und Energiepreissteigerungen. Dies hängt einerseits vom Energiebedarf und den verbrauchten Mengen der verschiedenen Energieträger ab und andererseits vom verfügbaren Einkommen der Haushalte, das bestimmt, wie sehr sie durch Energiekosten belastet sind. Abbildung 22 macht dies am Beispiel von Wärme und Strom und der Energiepreissteigerungen in den Jahren 2018 bis 2022, sowie für das Jahr 2023 deutlich. Die Abbildung zeigt die Ausgaben für Wärmeenergie und Strom pro Haushalt und Jahr, welche mit dem Einkommen deutlich ansteigen. Insgesamt wird der Anstieg der Wärmeenergiepreise in den Jahren 2018 bis 2022 deutlich, sowie der Effekt der Strom- und Gaspreisbremse im Jahr 2023 (s. auch Kapitel 2.3) (Schumacher et al. 2023).

Gleichzeitig sinkt der Anteil des Einkommens, der für Wärme und Strom ausgegeben wird, mit dem Einkommen. Dieser Anteil betrug in den unteren Einkommensdezilen im Jahr 2022 knapp 13 %, im obersten Einkommenszehntel dagegen nur knapp 3 %. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Abbildung 22 Transferleistungen, wie z. B. die Übernahme der Kosten der Heizung im Rahmen des Bürgergelds, nicht berücksichtigt. Diese Transferleistungen mindern die Kosten und Belastung insbesondere im 1. Dezil.

Abbildung 22: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom (Balken) und -belastung (Dreiecke) im Durchschnitt pro Einkommensgruppe und über die Zeit (2018 bis 2023), unter Berücksichtigung der Strom- und Gaspreisbremse im Jahr 2023



Quelle: Berechnungen Öko-Institut auf Basis Forschungsdatenzentrum der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder (FDZ) (2022): Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 (statistisch repräsentativ). Anmerkung: Das Einkommen wurde pauschal mit 10 % fortgeschrieben. Ausgaben sind ohne Berücksichtigung von Transferleistungen, wie z. B. die Übernahme der Kosten der Heizung im Rahmen des Bürgergelds, angelegt. Preise basieren auf BDEW (2024a, 2024b), BMWK, BNetzA (2023), Destatis (2023c), Bach und Knautz (2022)

Neben den gezeigten Unterschieden zwischen den Einkommensgruppen gibt es auch innerhalb der Einkommensgruppen große Unterschiede, die die individuelle Belastung beeinflussen.

Im Gegensatz zur Gas- und Strompreisbremse, bei der die Energiekosten für einen Anteil des Gesamtverbrauchs gezielt gesenkt wurden, steht im Folgenden v. a. die klimapolitisch motivierte Steigerung der Preise fossiler Brennstoffe durch einen CO₂-Preis im Vordergrund. Wir betrachten die Verteilungswirkungen der Reformoptionen und legen dabei ein besonderes Augenmerk auf den CO₂-Preis und die mögliche Einnahmenverwendung.

Wir betrachten das Jahr 2030. Der betrachtete CO₂-Preisfad im Gebäude- und Verkehrssektor bezieht sich auf BEHG- / EHS2-Preise aus Abschnitt 4.2.1. Diese betragen im Jahr 2030

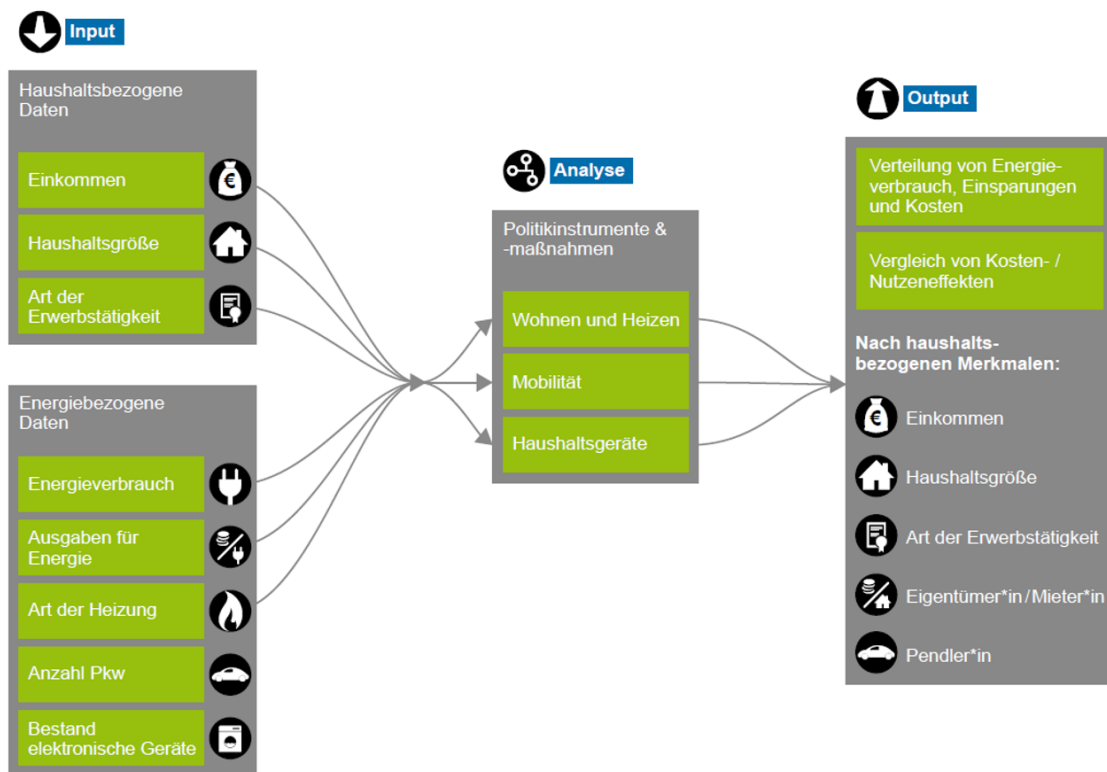
- ▶ im Referenzszenario nominal 125 €/tCO₂ und
- ▶ im Hochpreisszenario nominal 286 €/tCO₂.

Gegeben diese CO₂-Preisfade und der Analysen im Gebäude- und Verkehrskapitel (Kapitel 5 und 6) untersuchen wir den Einfluss von Verhaltensänderungen auf den Energieverbrauch und somit die CO₂-Kostenbelastung von Haushalten und diskutieren eine Reihe von flankierenden Maßnahmen, die (zumindest anteilig) aus den Einnahmen der CO₂-Bepreisung finanziert werden können: (i) sozial ausgerichtete Unterstützung in klimafreundliche Investitionen, (ii) Senkung der Stromsteuer auf EU-Mindestmaß (siehe Reformoptionen in Kapitel 4.2.5) und (iii) Direktzahlung an Haushalte, z. B. als „Klimageld“.

8.1 Methode

Die Lenkungswirkung der beiden CO₂-Preisfade BEHG/EHS2 Referenz und BEHG/EHS2 S-II bis zum Jahr 2030 wird aus den Vorarbeiten der Sektorkapitel (Kapitel 5 und 6) abgeleitet. Dabei werden die für private Haushalte relevanten Änderungen der Verbräuche fossiler Energieträger aus den Modellen an das Verteilungskapitel übergeben. Für Verkehr handelt es sich dabei um das Referenzszenario und das Szenario 2 (Tabelle 20). Im Gebäudebereich nutzen wir für die Verteilungsanalyse das Referenzszenario aus Harthan et al. (2022), sowie das Szenario 5 (Tabelle 18). Die betrachteten Szenarien stellen – wie in Kapitel 5 und 6 beschrieben – die Lenkungswirkung der CO₂-Preisfade innerhalb des Instrumentenmixes dar.

Die Information zur Lenkungswirkung wird an das Mikrosimulationsmodell SEEK-DE (Soziale Effekte Energie und Klimaschutz Deutschland) (Abbildung 23) übergeben. Das Modell basiert auf den Mikrodatsätzen der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS), des Sozio-ökonomischen Panels (SOEP) und der Mobilität in Deutschland (MiD). In der vorliegenden Analyse werden Ergebnisse für verschiedene Einkommensgruppen dargestellt. Im Gebäudesektor sind Informationen zum Verbrauch fossiler Wärmeenergie für die selbst genutzte Wohneinheit für Mietende und selbstnutzende Eigentümerinnen und Eigentümer vorhanden. Informationen zur Verteilung privat vermieteter Wohneinheiten werden anhand Informationen zum Besitz von Gebäuden und erzielten Mieteinnahmen in den Einkommensgruppen abgeleitet.

Abbildung 23: Mikrosimulationsmodell SEEK-DE des Öko-Instituts

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Eine Möglichkeit wäre, die ermittelte Reduktion im Verbrauch fossiler Energieträger bis zum Jahr 2030 auf die Einkommensgruppen gleich zu verteilen, also anzunehmen, dass Haushalte jeden Einkommens prozentual gesehen die gleiche Menge mindern. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Höhe der Reduktion zumindest teilweise auch mit dem Einkommen zusammenhängt. Für den Verkehrssektor wurde deshalb im Rahmen der Verteilungsanalyse mit Hilfe des Dynamic Household Transport Microsimulation Model (DHoT) bestimmt, wie sich die Minderung auf die Einkommensgruppen verteilt. Dieses Modell kann zumindest teilweise Einkommenseffekte abbilden. Für den Gebäudesektor werden zwei Szenarien gerechnet, eines, bei dem die Minderung gleichmäßig in allen Einkommensgruppen erfolgt und ein Szenario, in dem Haushalte mit hohen Einkommen schneller mindern.

Die Berechnung erfolgt auf Basis von Einkommensquintilen. Um diese zu bilden, werden die im Modell enthaltenen Haushalte in fünf gleich große Gruppen eingeteilt, welche Haushalte nach Einkommen – von den niedrigsten bis zu den höchsten Einkommen – darstellen. Dabei wird mit Hilfe der neuen OECD-Skala die Zusammensetzung der Haushalte bei der Einteilung berücksichtigt.

Verkehr

Im Mittelpunkt der Verteilungsanalyse für den Verkehrssektor steht die Analyse der Anpassungsreaktionen von Privathaushalten aufgrund veränderter CO₂-Bepreisungen, die über den bereits geplanten Instrumentenmix hinausgehen. Die Analyse basiert auf der Überführung von Ergebnissen aus der Sektoranalyse Verkehr in haushaltsspezifische Auswirkungen.

Die methodische Grundlage bildet die Kombination der Modelle TEMPS (Transport Emission Model for Projection Scenarios) und DHoT (Dynamic Household Transport Microsimulation Model, s. Textbox 7). TEMPS simuliert die Nachfrage nach Verkehr unter Berücksichtigung

verschiedener Emissionsszenarien, während DHoT speziell darauf ausgerichtet ist, die Auswirkungen dieser Nachfrageänderungen auf die Haushaltsebene zu überführen. Indem die Ergebnisse der Sektoranalyse aus TEMPS mithilfe von DHoT auf die Privathaushalte übertragen werden, können Anpassungsreaktionen und damit die Verteilungswirkungen adäquat abgeschätzt werden.

Textbox 7: Dynamic Household Transport Microsimulation Model (DHoT)

Das am Öko-Institut entwickelte DHoT ermöglicht es, die mit dem Modell TEMPS berechneten Szenarioergebnisse mit den Haushaltsdaten des Deutschen Mobilitätspanel (MOP) zu verknüpfen und somit monetäre Verteilungswirkungen der Klimaschutzinstrumente für in Deutschland lebende Haushalte zu quantifizieren. Damit wird eine jahresfeine dynamische Anpassungsreaktion der Haushalte in den Mikrodaten bis zum Jahr 2030 abgebildet. Anders als in statischen Modellen reagieren Haushalte beim dynamischen Ansatz auf die veränderten Rahmenbedingungen durch eine Anpassung ihrer Fahrleistung oder aber durch die Wahl eines kostengünstigeren Antriebs beim Neufahrzeugkauf.

Die in TEMPS berechnete Fahrzeugflotte wird als Zielgröße in DHoT genutzt. Mithilfe des integrierten Neuzulassungsmoduls auf Haushaltsebene werden die Neuzulassungen jährlich so kalibriert, dass die Werte aus TEMPS erreicht werden. Verkehrsverlagerung und -vermeidung werden anhand literaturgestützter Elastizitäten berechnet.

Sowohl die veränderte Fahrzeugflotte als auch das veränderte Verkehrsverhalten haben direkte monetäre Implikationen auf das Budget der Haushalte. Diese Veränderungen können dann in einem weiteren Schritt gegenüber einer Referenzentwicklung ohne Einführung von Politikinstrumenten verglichen werden. Die Differenz bildet dann die Verteilungswirkung des jeweiligen Klimaschuttszenarios ab, die nach unterschiedlichen haushaltsbezogenen Merkmalen analysiert werden können.

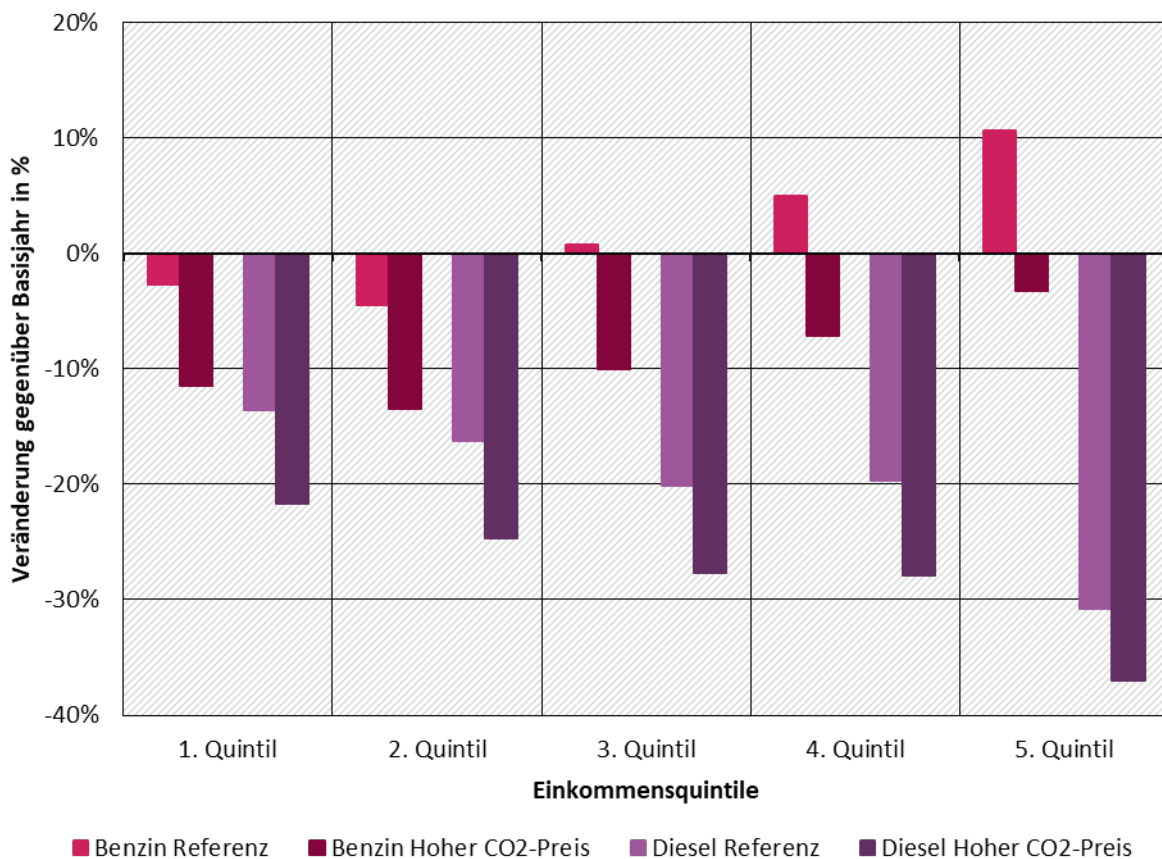
Zunächst werden dafür die Verhaltensanpassungen modelliert, die losgelöst von der Variation des CO₂-Preises durch den ohnehin geplanten Instrumentenmix ausgelöst werden. Wie in Kapitel 6 herausgearbeitet, führt der Mix bereits zu starken Anreizen für den Kauf batterieelektrischer Pkw. Die Frage, welche Haushalte sich bereits frühzeitig für den Kauf eines batterieelektrischen Pkw entscheiden, ist maßgeblich verteilungsrelevant, da eine Variation des CO₂-Preises hauptsächlich diejenigen Haushalte betrifft, die noch Fahrzeuge nutzen, die mit fossilen Kraftstoffen betankt werden. Die erwartete Verteilung der Antriebe auf die Privathaushalte, differenziert nach dem Haushaltseinkommen, wird in DHoT projiziert und bildet die Grundlage für die Analyse der Auswirkungen der unterschiedlichen CO₂-Preispfade.

Aufgrund der Erkenntnisse aus der Analyse der Lenkungswirkungen (Kapitel 6) wird angenommen, dass eine Erhöhung des CO₂-Preises kaum Auswirkungen auf die Antriebswende haben würde und sich vor allem in einer Verkehrsverlagerung und -vermeidung äußern würde. Für diese Verhaltensanpassung wird eine Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen von 0,3 angenommen, basierend auf Literaturwerten (siehe Kapitel 3.2). Diese Elastizität spiegelt wider, wie sensitiv die Privathaushalte auf Preisänderungen reagieren und ihren Verbrauch fossiler Kraftstoffe mindern. Die Auswirkungen einer Erhöhung des CO₂-Preises beschränken sich auf eine Verringerung der jährlichen Fahrleistung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren. Die jährliche Fahrleistung von Fahrzeugen mit Elektroantrieb bleibt davon unberührt.

Abbildung 24 zeigt exemplarisch den Verlauf der Benzin- und Dieserverbräuche in den beiden CO₂-Preis-Szenarien gegenüber dem Basisjahr 2023. In beiden Szenarien sorgt die Antriebswende für eine Verschiebung vor allem von Dieselfahrzeugen auf batterieelektrische

Fahrzeuge, zum Teil erfolgt aber auch eine Verschiebung hin zu Benzinfahrzeugen. Insbesondere in höheren Einkommensgruppen führt das in der Referenz sogar zu einer Erhöhung der Nachfrage nach Benzin gegenüber 2023, wobei die Nachfrage nach Dieseldieselkraftstoff prozentual stärker sinkt als in der Gruppe der Haushalte mit niedrigerem Einkommen. Bei einem höheren CO₂-Preis werden zunehmend Wege mit dem Benzin- oder Diesel-Pkw vermieden. Dies führt nochmal zu einer deutlichen Senkung des Verbrauchs fossiler Kraftstoffe bis zum Jahr 2030, wobei der Effekt über alle Einkommensquintile hinweg ähnlich stark ausgeprägt ist. Im dritten bis fünften Quintil hat das entgegen der Nachfragesteigerung im Referenzszenario auch beim Benzinverbrauch eine Senkung zur Folge. Ein höherer CO₂-Preis führt also zusätzlich zu verstärkten Verlagerungs- und Vermeidungseffekten, deren Verteilungswirkung im Folgenden näher betrachtet wird.

Abbildung 24: Veränderung der Benzin- und Dieserverbräuche 2030 gegenüber 2023 nach Einkommensquintilen



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

Gebäude

Da keine belastbaren empirischen Daten vorliegen, um die Verteilung der Minderungswirkung statistisch auf die Einkommensquintile zu verteilen, werden im Gebäudebereich zwei Szenarien betrachtet:

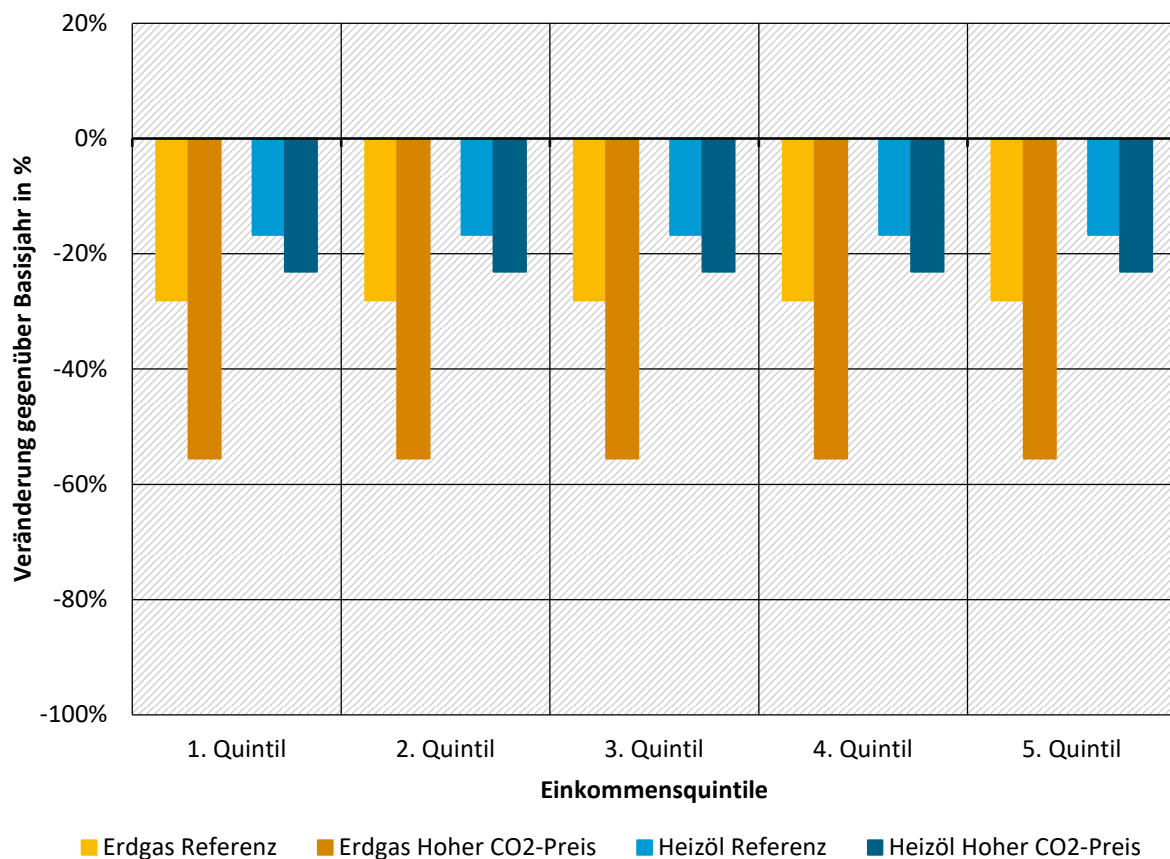
- Die Gesamtminderung aller privaten Haushalte wird gleich auf die Haushalte verteilt. Alle Haushalte sparen prozentual gesehen das gleiche ein. Die daraus resultierende prozentuale Verringerung des Verbrauchs in den Einkommensquintilen wird in Abbildung 25 dargestellt.

- ▶ Unter der Annahme, dass Haushalte mit höherem Einkommen besser befähigt sind, in Emissionsreduktionen zu investieren, wird abgeleitet, dass Haushalte mit hohen Einkommen schneller Emissionen reduzieren. Einen Anhaltspunkt dafür bietet die Verteilung der Förderanträge in der BEG, die sich stärker auf höhere Einkommensgruppen konzentriert (Cludius et al. 2024).

Die Gesamtminderung aller privaten Haushalte wird aufgesetzt auf die Auswertung der Anzahl und Verteilung der Förderanträge in der BEG in einer „Was-wäre-wenn“-Analyse wie folgt auf die Dezile verteilt: 1. Quintil mindert nicht (Annahme: verhaltensbasierte Einsparpotenziale bereits vollständig ausgeschöpft); 2. Quintil ist für 10 % der gesamten Minderung, 3. Quintil für 20 % der gesamten Minderung, 4. Quintil für 30 % der gesamten Minderung und 5. Quintil für 40 % der gesamten Minderung verantwortlich. Dieses Szenario reflektiert außerdem Hemmnisse bei Haushalten mit geringen Einkommen, die einerseits überwiegend zur Miete wohnen und andererseits – in dem Fall, dass sie selbstnutzende Eigentümerinnen und Eigentümer sind – hohe Anfangsinvestitionen schwerer stemmen können.

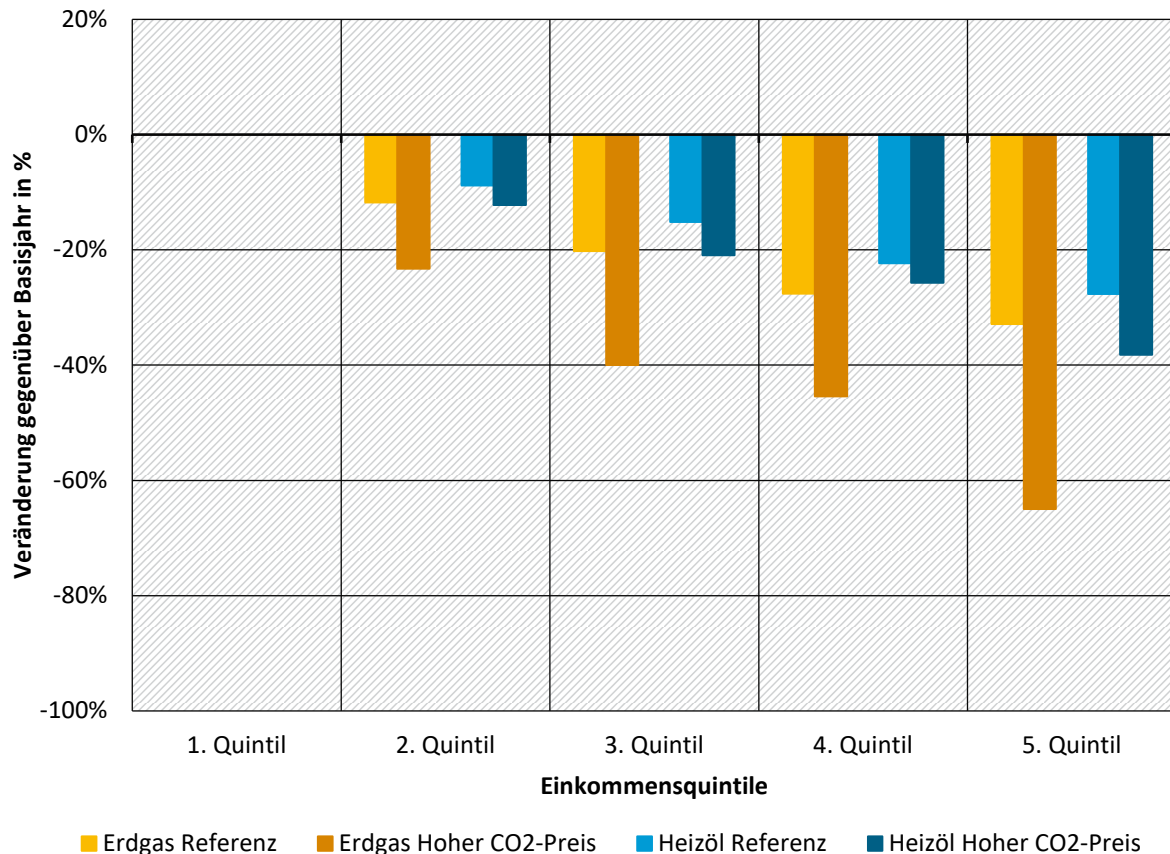
Die daraus resultierende prozentuale Verringerung des Verbrauchs in den Einkommensquintilen wird in Abbildung 26 dargestellt.

Abbildung 25: Veränderung der Erdgas- und Heizölverbräuche 2030 gegenüber 2018 nach Einkommensquintilen – Annahme: Reduktion in der Gesellschaft gleichverteilt



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V. auf Basis Kapitel 5

Abbildung 26: Veränderung der Erdgas- und Heizölverbräuche 2030 gegenüber 2018 nach Einkommensquintilen – Annahme: Haushalte mit hohem Einkommen reduzieren schneller



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V. auf Basis Kapitel 5

Da Kohle nur noch in geringem Maße von privaten Haushalten genutzt wird, wird die Reduktion in den vorherigen Abbildungen nicht dargestellt, aber bei den folgenden Ergebnissen berücksichtigt. Der Kohleverbrauch wird laut der Analysen in Kapitel 5 in den beiden hier betrachteten Szenarien um 63–75 % reduziert.

8.2 Verteilungswirkung der CO₂-Preisfader nach Einkommensquintilen

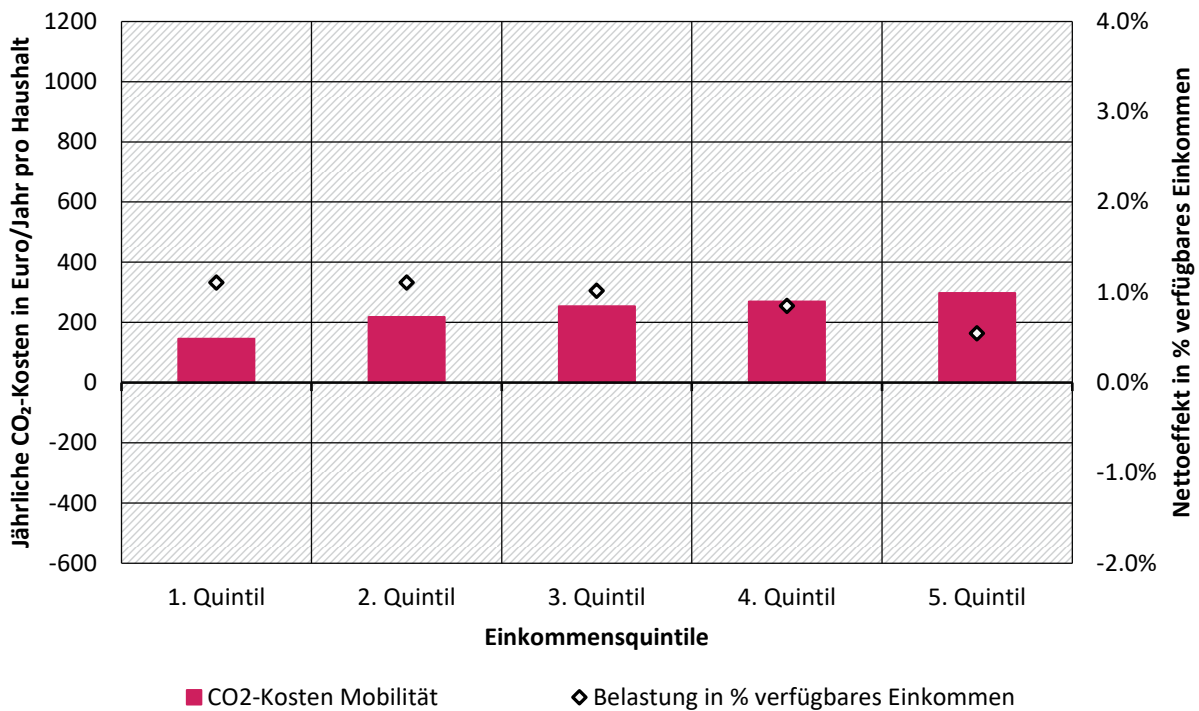
Im Folgenden werden zunächst die Verteilungswirkung der beiden CO₂-Preisfader unter Berücksichtigung der beschriebenen Anpassungsreaktionen betrachtet. Dies geschieht separat für den Verkehrs- bzw. Gebäudesektor.

Verkehr

Abbildung 27 zeigt die Verteilungswirkung des CO₂-Preises von 125 €/tCO₂ im Jahr 2030 im Verkehrssektor unter Berücksichtigung der allgemeinen Lenkungswirkung laut Kapitel 6 und der Verteilung dieser Lenkungswirkung auf die Quintile, die, wie in Abschnitt 8.1 beschrieben, mit DoHT berechnet wurde. Die jährlichen CO₂-Kosten steigen mit dem Einkommen an und betragen im Jahr 2030 für die unteren 20 % der Haushaltseinkommen durchschnittlich 146 €/Jahr und für die obersten 20 % durchschnittlich 298 €/Jahr. Gemessen am verfügbaren Einkommen sinkt die Belastung allerdings von 1,1 % im ersten Einkommensquintil auf 0,5 % im

fünften Quintil.³¹ Dies ist deswegen der Fall, weil das Haushaltseinkommen zwischen den Quintilen noch stärker zunimmt als der Verbrauch fossiler Kraftstoffe.

Abbildung 27: Verteilungswirkung CO₂-Preis Referenz im Jahr 2030 im Verkehrssektor

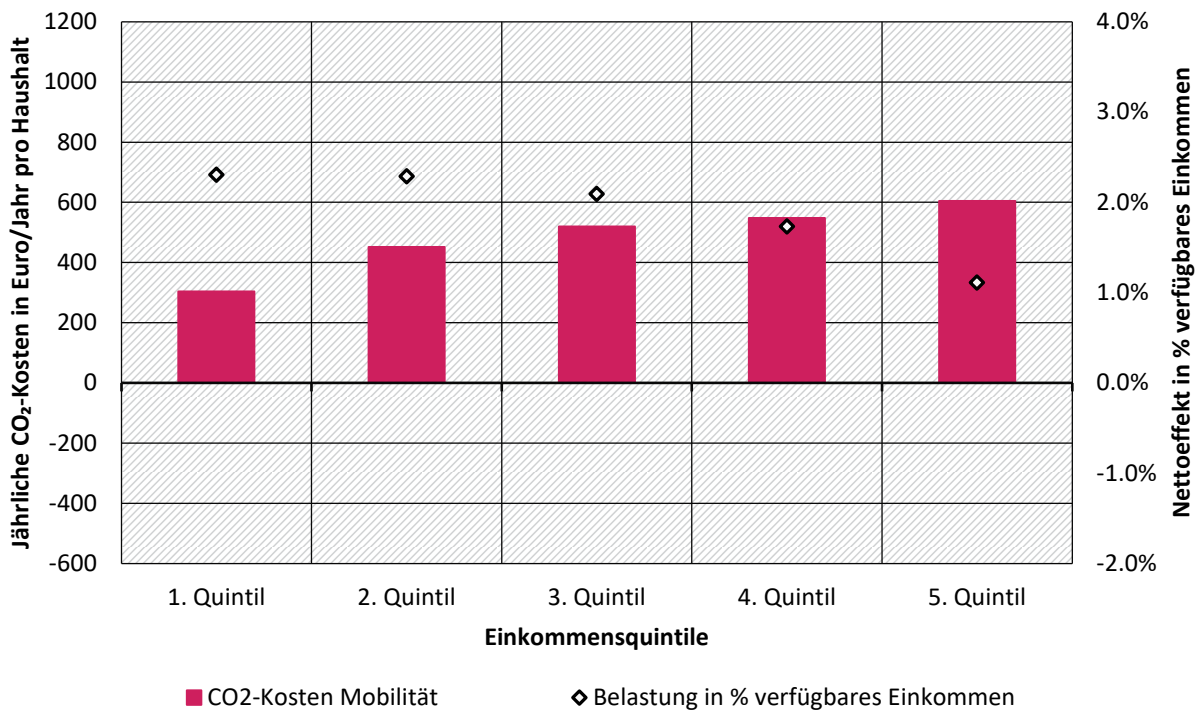


Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

Beim höheren CO₂-Preis von 286 €/tCO₂ im Jahr 2030 zeigt die Verteilung der Kosten und Belastung einen ähnlichen Verlauf, die Effekte sind aber ausgeprägter (Abbildung 28). Die geschätzten CO₂-Kosten eines Haushalts steigen nun von 304 €/Jahr für die untersten 20 % der Einkommen auf 605 €/Jahr für die obersten 20 % an. Die Belastung beträgt im ersten und zweiten Einkommensquintil 2,3 % und sinkt dann bis zum fünften Quintil auf 1,1 % ab.

Es wird klar, dass die zusätzlichen CO₂-Kosten insbesondere für untere Einkommen eine Belastung darstellen können. Innerhalb des ersten Einkommensquintils kann dabei für Personen, die z. B. mit dem Verbrenner zur Arbeit pendeln, eine deutlich höhere Belastung als die hier gezeigten 2,3 % entstehen. Wie die Belastung auch über das Jahr 2030 hinaus und auf dem Weg zur Klimaneutralität im Jahr 2045 verteilt ist, hängt stark davon ab, mit welcher Geschwindigkeit Haushalte in den verschiedenen Einkommensgruppen ihre CO₂-Emissionen mindern.

³¹ Das Einkommen der Haushalte wird dafür vom Jahr 2018 auf das Jahr 2030 unter Berücksichtigung der Inflation und unter Annahme weiterer Preissteigerungen und Lohnzuwächse mit einem Faktor von 1,3 fortgeschrieben.

Abbildung 28: Verteilungswirkung hoher CO₂-Preis im Jahr 2030 im Verkehrssektor

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

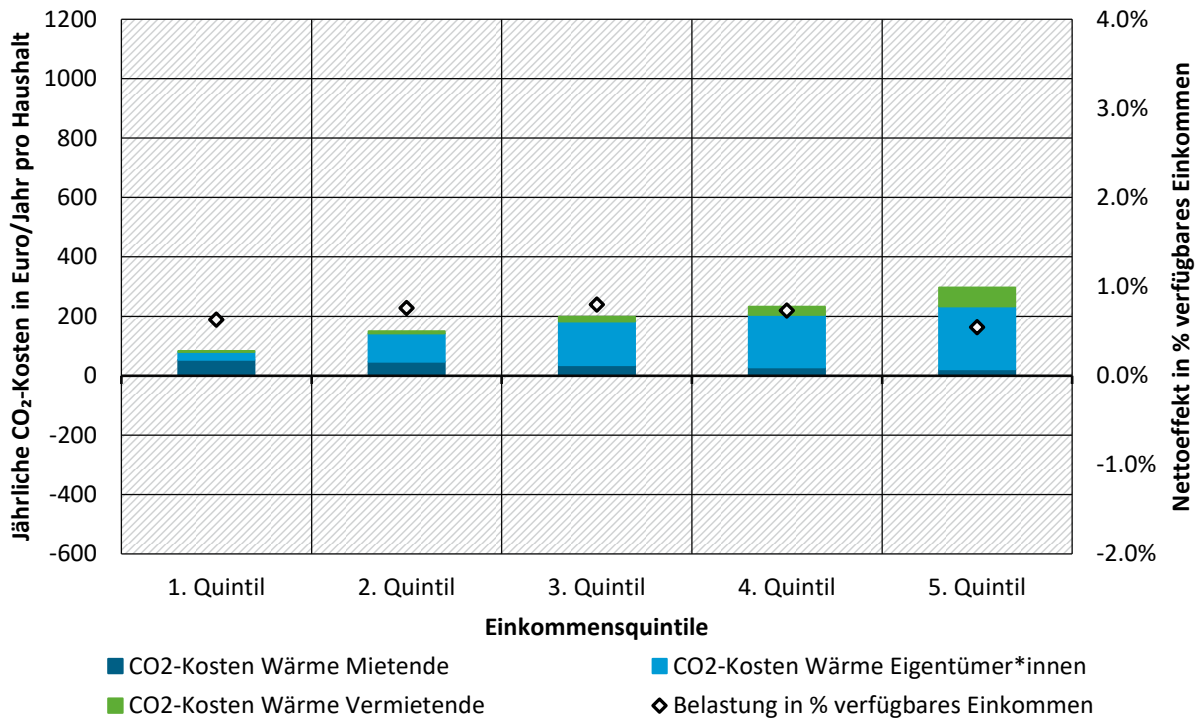
Gebäude

Auch im Gebäudesektor steigen die CO₂-Kosten mit dem Einkommen an, was insbesondere mit dem Anstieg der Wohnfläche pro Haushalt zusammenhängt (vgl. Cludius et al. 2022b). In der Kostenbetrachtung des CO₂-Preises spielt auch das Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten (CO₂KostAuftG) eine große Rolle. Das Gesetz bestimmt, dass Vermietende CO₂-Kosten nur in Abhängigkeit der spezifischen CO₂-Emissionen des Gebäudes weitergeben können. Je höher die spezifischen CO₂-Emissionen, desto kleiner der Anteil der Kosten, der weitergegeben werden darf. In unseren Rechnungen setzen wir dies mit Hilfe der Annahme um, dass die CO₂-Kosten hälftig zwischen Mietenden und Vermietenden geteilt werden. Dies entspricht der Verteilung der Gesamtkosten über alle vermieteten Wohneinheiten hinweg. In den unteren Einkommensgruppen wohnt ein viel größerer Anteil der Haushalte zur Miete, während der Anteil privat vermietender Haushalte erst bei den oberen Einkommen relevant ist. Daher ist das CO₂KostAuftG eine progressive Politikmaßnahme, da Kosten bei unteren Einkommen im Mittel reduziert werden, während sie bei hohen Einkommen im Mittel steigen.

Im Referenzpfad und bei gleichmäßiger Reduktion über die Einkommensgruppen steigen die CO₂-Kosten von 83 €/Jahr im ersten Quintil auf 297 €/Jahr im fünften Quintil an (Abbildung 29). Die Belastung durch die CO₂-Kosten, also der Anteil des Einkommens, der für CO₂ ausgegeben werden muss, ist relativ konstant über die Einkommensgruppen und reicht von 0,6 % im 1. Quintil über 0,8 % im 3. Quintil bis zu 0,5 % im 5. Quintil.

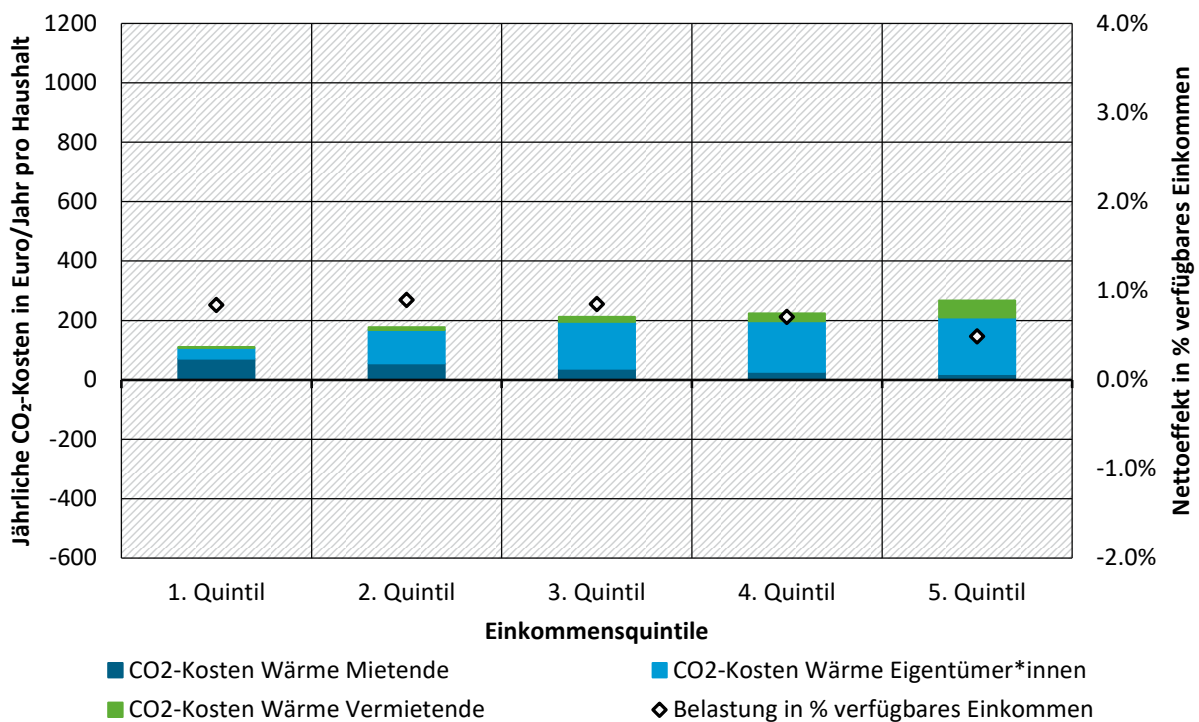
Nehmen wir an, dass Haushalte mit hohen Einkommen ihre CO₂-Kosten schneller reduzieren, so sinken insbesondere im 1. Quintil die CO₂-Kosten langsamer und die Belastung steigt dort auf 0,8 % des verfügbaren Einkommens (Abbildung 30).

Abbildung 29: Verteilungswirkung CO₂-Preis Referenz im Gebäudesektor: Minderung gleichverteilt über die Quintile



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

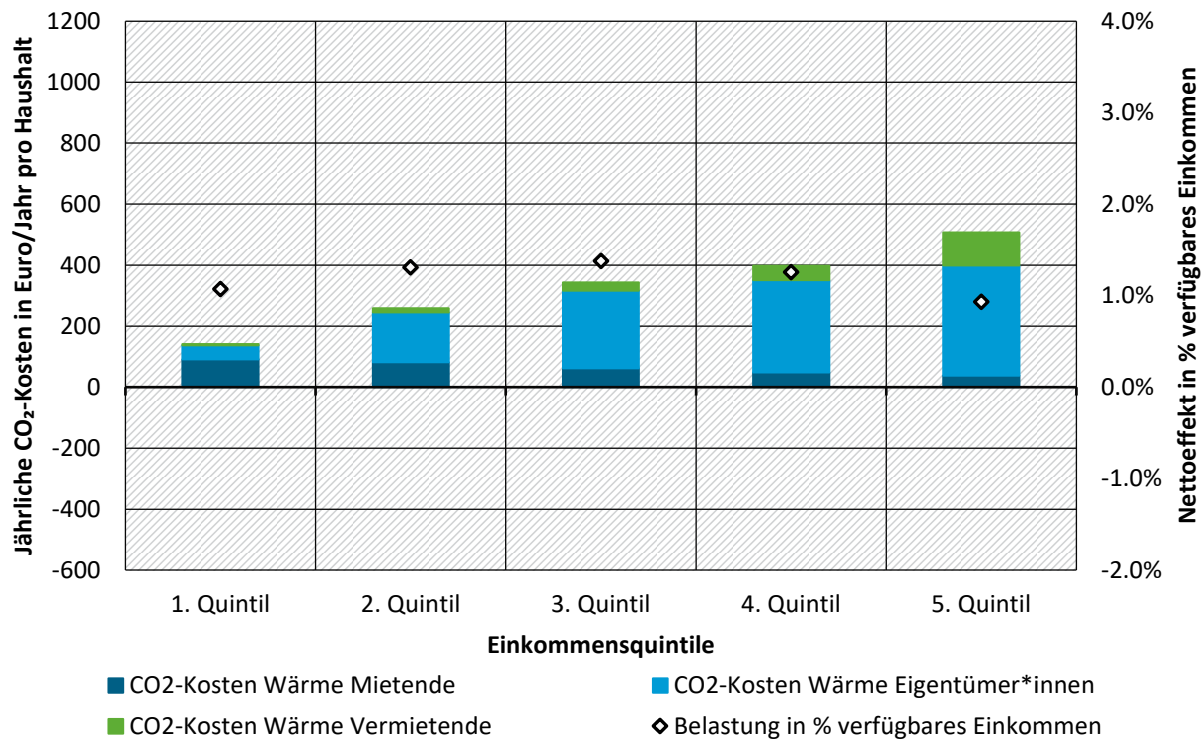
Abbildung 30: Verteilungswirkung CO₂-Preis Referenz im Gebäudesektor: Haushalte mit hohem Einkommen mindern schneller



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

Beim hohen CO₂-Preis von 286 €/tCO₂ wird der Unterschied zwischen den zwei Varianten dazu, wie die Reduzierung des Energieverbrauchs über die Einkommensgruppen verteilt wird, größer. Bei einer gleichmäßigen Verteilung der Reduktion über die Einkommensgruppen (Abbildung 31) steigen die CO₂-Kosten von 141 €/Jahr im 1. Quintil auf 507 €/Jahr im 5. Quintil. Die Belastung in Bezug auf das verfügbare Einkommen folgt im Verlauf einem flachen umgekehrten U und reicht von 1,1 % im 1. Quintil über 1,4 % im 3. Quintil zu 0,9 % im 5. Quintil. In diesem Fall ist die Mitte der Gesellschaft besonders betroffen.

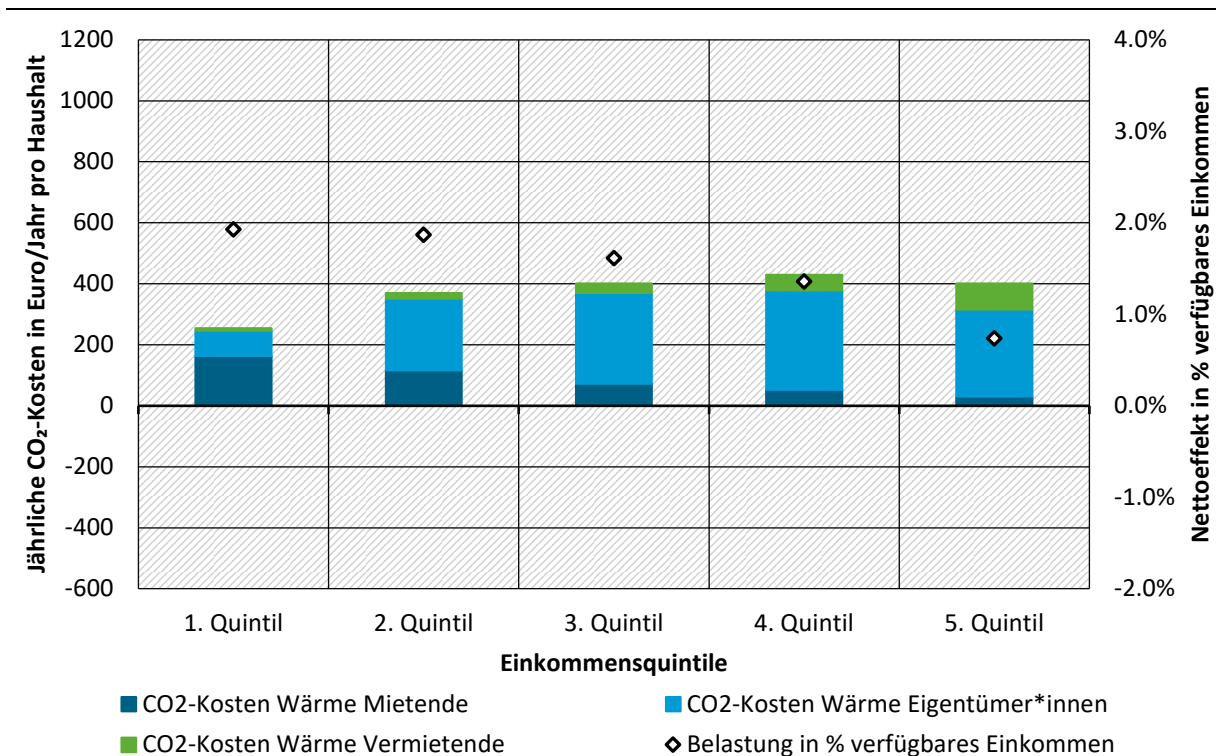
Abbildung 31: Verteilungswirkung hoher CO₂-Preis nur Gebäude: Minderung gleichverteilt über die Quintile



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

Mindern obere Einkommen schneller, so steigen die CO₂-Kosten im 1. Quintil auf 254 €/Jahr und sinken im 5. Quintil auf 401 €/Jahr (Abbildung 32). Die Belastung steigt im 1. Quintil um 0,8 Prozentpunkte auf 1,9 % und sinkt im 5. Quintil auf 0,7 %. Die Belastungswirkung ist dann regressiv, weil untere Einkommen stärker belastet sind, als obere Einkommen.

Diese Analysen zeigen, dass die Belastung durch CO₂-Kosten auch im Gebäudebereich bei höheren Preisen und insbesondere in einer Situation, wo Haushalte mit hohen Einkommen schneller Emissionen reduzieren, trotz der positiven Wirkung des CO₂KostAufTG regressiv wird. Dies zeigt deutlich, dass die Anpassungsgeschwindigkeiten und wie diese verteilt sind, ganz bedeutend die Verteilungswirkung beeinflussen. Deshalb ist es wichtig, dass in die Analyse von Anpassungsgeschwindigkeiten einkommensbasierte oder andere soziale Faktoren einfließen können. In unserem Beispiel geschieht dies über das Modell DoHT sowie zwei stilisierte Szenarien für den Gebäudebereich. Es wäre wünschenswert, dass weitreichendere Daten zu differenzierten Anpassungsreaktionen/Elastizitäten vorliegen.

Abbildung 32: Verteilungswirkung hoher CO₂-Preis nur Gebäude: Minderung differenziert nach Einkommen

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

8.3 Einnahmen aus CO₂-Bepreisung und Rückverteilungsoptionen

Tabelle 24 zeigt die erwarteten Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung in Deutschland für die beiden betrachteten CO₂-Preislevels von 125 €/tCO₂ und 286 €/tCO₂ im Jahr 2030. Dabei wird mit Blick auf den ab 2027 einzuführenden EHS2 auf europäischer Ebene zwischen Mitteln unterschieden, die aus dem Klima-Sozialfonds (Verordnung über den Klima-Sozialfonds) zur Verfügung stehen werden und den restlichen nationalen Einnahmen nach EHS-Richtlinie. Der Großteil der Einnahmen für Deutschland kommt bei beiden betrachteten Preislevels aus den nationalen Auktionseinnahmen (Tabelle 24). Um die nationalen Auktionseinnahmen zu berechnen, wird der geltende Verteilungsschlüssel angelegt (Graichen und Ludig 2024). Bei einem CO₂-Preis von 125 €/tCO₂ werden nationale Auktionseinnahmen von 23 Mrd. Euro erwartet, bei einem CO₂-Preis von 286 €/tCO₂ von 55 Mrd. Euro.

Tabelle 24: Einnahmen aus dem EHS2 im Jahr 2030

CO ₂ -Preis	Nationale Auktionseinnahmen gesamt	Nationale Auktionseinnahmen: Anteil private Haushalte (50 %)	Mittel aus dem Klima-Sozialfonds
Millionen EUR (nominal)			
125 €/tCO ₂	22.905	11.453	826
286 €/tCO ₂	55.494	27.747	826

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Fiedler et al. (2024) und Graichen und Ludig (2024)

Der Auktionsanteil für Deutschland basiert auf historischen Emissionen in den EHS2-Sektoren. Tabelle 24 stellt den Anteil der Einnahmen dar, der auf historische Emissionen privater Haushalte zurückzuführen ist, der 50 % entspricht (vgl. Fiedler et al. 2024). Dieser Anteil ist deshalb relevant, als dass es wahrscheinlich ist, dass nicht die gesamten Einnahmen an private Haushalte in Form von Förderprogrammen oder als Direktzahlungen rückverteilt werden können.

Tabelle 24 zeigt auch die Mittel, die Deutschland im Jahr 2030 aus dem Klima-Sozialfonds erwarten kann. Diese Mittel belaufen sich auf 0,8 Mrd. Euro. Mittel aus dem Klima-Sozialfonds werden bereitgestellt, um vulnerable Gruppen zu unterstützen, insbesondere mit zielgerichteten Förderprogrammen und mit begrenzter, vorübergehender Einkommensunterstützung (Fiedler et al. 2024). Um die Mittel in vollem Umfang einsetzen zu können, müsste Deutschland die Mittel auf ca. 1 Mrd. Euro pro Jahr und so auch im Jahr 2030 aufstocken.

Mittelverwendungsoptionen

Im Folgenden werden eine Reihe von Optionen zur Mittelverwendung aus den CO₂-Preiseinnahmen betrachtet. Die Optionen wurden aufgesetzt, um die Unterschiede in den Verteilungswirkungen der Mittelverwendungsoptionen zu illustrieren. Die EU-EHS-RL schreibt eine Verwendung der Einnahmen für Umweltzwecke und soziale Zwecke vor. Eine Direktzahlung an Haushalte mit niedrigen und mittleren Einkommen, bspw. als sozial gestaffeltes Klimageld, ist mit der Richtlinie kompatibel. Für die Mittel aus dem Klima-Sozialfonds wird hierfür jedoch hervorgehoben, dass sie nur zu 37,5 % für direkte Einkommensunterstützung eingesetzt werden dürfen und zudem zeitlich befristet sein müssen. Der Schwerpunkt im Klima-Sozialfonds liegt auf Maßnahmen und Investitionen, mit denen die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringert werden kann.

Für eine Verwendung der Einnahmen als pauschale Direktzahlung an alle Haushalte, z.B. in Form eines pro Kopf-Klimageldes, muss gemäß EU-EHS-Richtlinie eine positive Umweltwirkung nachgewiesen werden. Eine einfache Auszahlung als Pro-Kopf-Klimageld ohne Umweltnutzen ist nicht kompatibel. Die Variante wird zum Vergleich in den folgenden Rechnungen mit aufgeführt.

- ▶ Eine Stromsteuersenkung um 2,4 ct/kWh analog der Reformoption zum Strompreis (Abschnitt 4.2.5);
- ▶ ein gestaffeltes Klimageld von 200 €/Kopf für die Quintile 1-3;
- ▶ ein pauschales Klimageld von 200 €/Kopf für alle Haushalte.

Die Kosten für diese Optionen reichen von 2,5 Mrd. Euro für die Stromsteuersenkung von 2,4 ct/kWh (Berechnung anhand erwarteter Verbräuche privater Haushalte, siehe unten) bis zu 20 Mrd. Euro für ein pauschales Pro-Kopf-Klimageld von 200 Euro (Tabelle 25). Diese letzte Option würde selbst bei hohen CO₂-Preisen von 286 €/tCO₂ den größten Teil der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung in Bezug auf historische Emissionen privater Haushalte beanspruchen. Dies zeigt, dass ein pauschales Klimageld relevante Finanzierung beansprucht.

Tabelle 25: Ausgaben für Stromsteuersenkung (private Haushalte) und (gestaffeltes) Klimageld im Jahr 2030

Millionen EUR (nominal)	Stromsteuer-senkung um 2,4 ct/kWh	200 €/Kopf Klimageld in Quintilen 1-3	200 €/Kopf Klimageld pauschal
Ausgaben	2.475	10.778	20.326

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

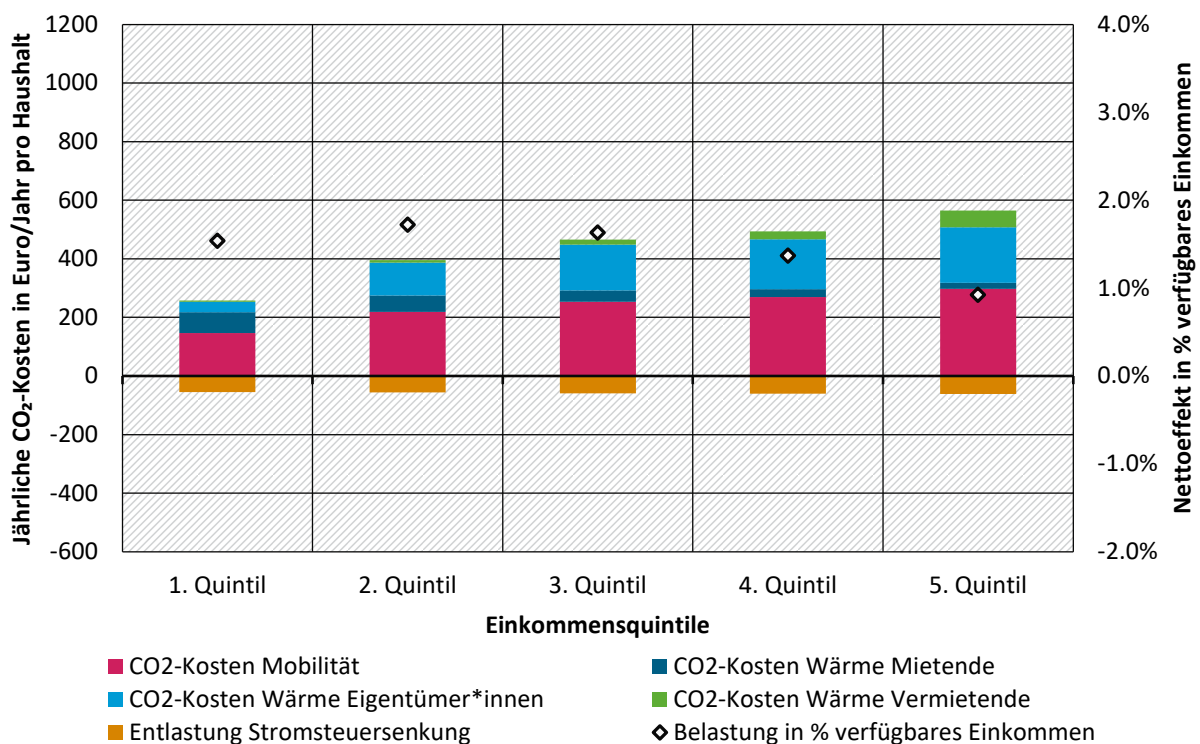
In den vorherigen Abschnitten wurde diskutiert, dass bei unterschiedlicher Anpassungsgeschwindigkeit die regressive Wirkung der CO₂-Bepreisung verschärft und auch die progressive Wirkung des CO₂KostAufTG aufgehoben werden kann. Deshalb ist essenziell, Haushalte mit geringem Einkommen oder Haushalte, die aus anderen Gründen nicht selbst ihre Emissionen reduzieren können, durch gezielte Förderprogramme zu unterstützen. Förderbedarfe für solche Programme und deren Auswirkungen werden in der vorliegenden Analyse nicht gesondert geschätzt (siehe dazu z. B. Hesse et al. 2023, Schumacher et al. 2022b). Allerdings lässt sich festhalten, dass die Mittel für Deutschland aus dem Klima-Sozialfonds zu gering sind, um wirksame zielgerichtete Förderprogramme zu entwickeln. Deswegen sollten auch weitere Mittel, z. B. nationale Auktionseinnahmen, für diesen Zweck verwendet werden.

Die Aufstellung der Kosten verschiedener Möglichkeiten der Einnahmenverwendung zeigt auch, dass die Mittel aus der CO₂-Bepreisung selbst bei hohen Preisen nicht ausreichen werden, um Haushalte umfassend zu unterstützen – etwa um sowohl ein gestaffeltes Klimageld auszuzahlen als auch gezielte Förderprogramme aufzusetzen - und dass deshalb weitere Finanzierungsquellen, etwa im allgemeinen Haushalt genutzt werden sollten (vgl. dazu auch Fiedler et al. 2024).

Stromsteuersenkung

Für die Stromsteuersenkung werden Stromverbräuche anhand des KNDE-Szenarios (Prognos et al. 2021) im Jahr 2030 verwendet und auf die Haushalte verteilt. Bei einer Stromsteuersenkung von 2,4 ct/kWh ist die Entlastungswirkung dieser Maßnahme im Vergleich zu den CO₂-Kosten bei einem Preis von 125 €/tCO₂ relativ gering (Abbildung 33). Es wird deutlich, dass die absolute Entlastung durch eine Senkung der Strompreise über die Einkommensgruppen annähernd gleichverteilt ist, ähnlich der Entlastungswirkung eines Pro-Kopf Klimagelds.

**Abbildung 33: CO₂-Preis Referenz, Strompreissenkung um 2,4 ct/kWh, im Gebäudesektor
Minderung differenziert nach Einkommen**

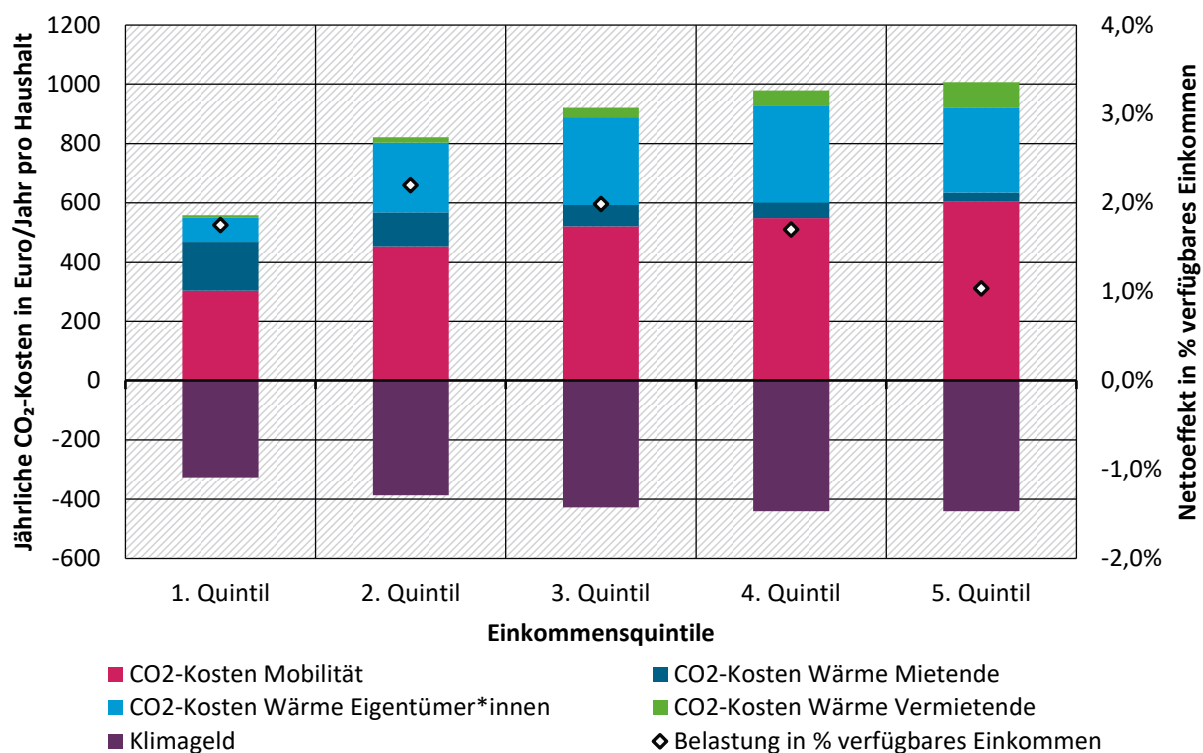


Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

Direktzahlung in Form eines pro-Kopf oder gestaffelten Klimageldes

Dem pauschalen Pro-Kopf Klimageld wird meist eine progressive Wirkung im Zusammenhang mit der CO₂-Bepreisung attestiert. In diesem Kapitel zeigen wir, dass diese Wirkung nur unter bestimmten Voraussetzungen erzielt werden kann. Dies zeigen wir an dem Fall, in dem fast das gesamte EHS2-Auktionsaufkommen in Bezug auf historische Emissionen privater Haushalte bei einem CO₂-Preis von 286 €/tCO₂ in Form eines Klimagelds von 200 €/Kopf pauschal an die Bevölkerung zurückverteilt wird. Wenn wir zusätzlich das Szenario anlegen, in dem Haushalte mit hohen Einkommen schneller ihre Emissionen reduzieren, so stellt sich eine deutlich regressive Verteilungswirkung ab dem 2. Quintil ein (Abbildung 34). In diesem Fall ist die Nettobelastung mit 2,2 % des verfügbaren Einkommens im 2. Quintil am höchsten und mit 1,0 % im 5. Quintil am niedrigsten. Die moderate Belastung von 1,7 % im 1. Quintil kann v. a. auf die niedrigen Verbräuche, sowie die Wirkung des CO₂KostAufTG zurückgeführt werden.

Abbildung 34: Hoher CO₂-Preis, Klimageld von 200 €/Kopf pauschal im Gebäudesektor Minderung differenziert nach Einkommen



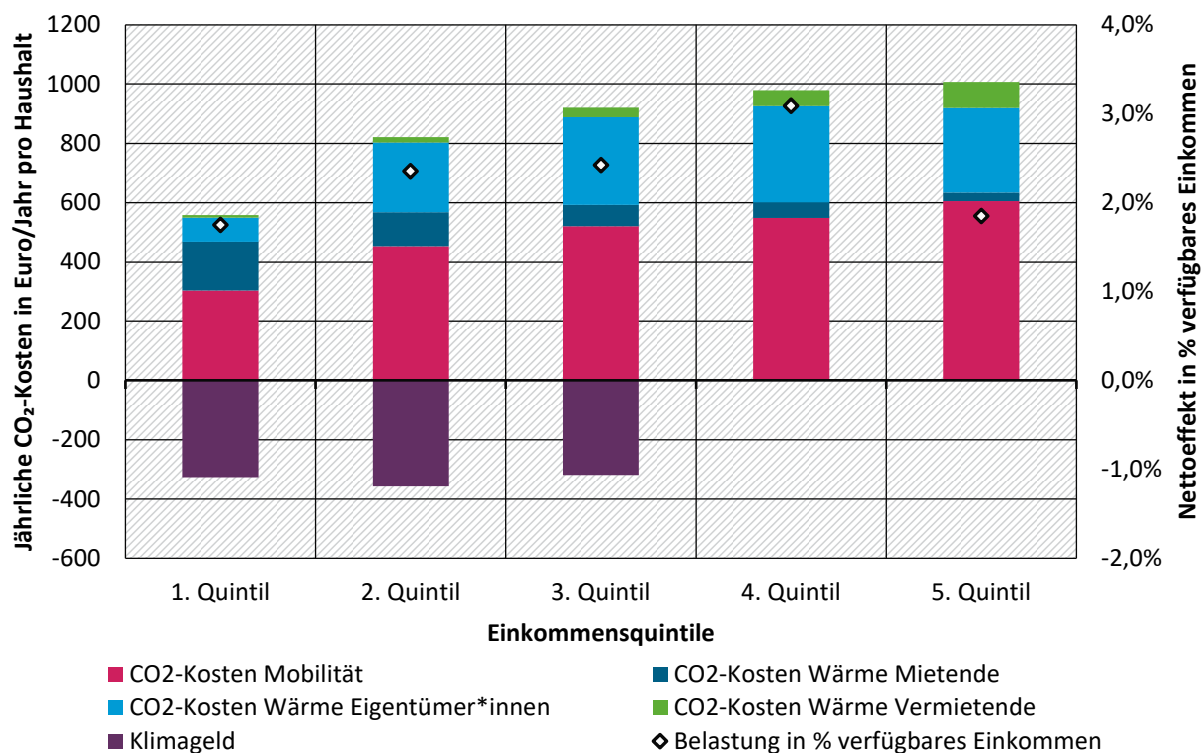
Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V. Anmerkung: Das Klimageld ist pro Kopf angelegt, die Darstellung in der Abbildung zeigt die Wirkung pro Haushalt. Die Entlastung pro Haushalt unterscheidet sich zwischen den Quintilen aufgrund der unterschiedlichen Personenzahl in den Haushalten. Im Durchschnitt sind im 1. Quintil 1,6 Personen/Haushalt, 2. Quintil 1,9 Personen/Haushalt, 3. Quintil 2,1 Personen/Haushalt, 4. Quintil 2,2 Personen/Haushalt, 5. Quintil 2,1 Personen/Haushalt.

Ein gestaffeltes Klimageld, bei dem die 200 €/Kopf nur an die ersten drei Quintile gezahlt (Abbildung 35) zeigt einen progressiven Nettoeffekt. Lediglich im 5. Quintil ist die Belastung niedriger. Dies ist auf Grund des viel höheren Einkommens in diesem Quintil der Fall und außerdem auf die hier getroffene Annahme zurückzuführen, dass die Haushalte mit den obersten Einkommen ihre Emissionen schneller mindern (können).

Es kann also nicht davon ausgegangen werden, dass die positive Verteilungswirkung durch ein pauschales Pro-Kopf-Klimageld in jedem Fall und langfristig gegeben ist. Reduzieren Haushalte

mit hohen Einkommen schneller ihre Emissionen, kann die progressive Verteilungswirkung für den hier betrachteten Fall im Jahr 2030 nur durch eine soziale Staffelung gewahrt werden. Dies ist ein weiterer Hinweis darauf, dass die im Rahmen des Klima-Sozialfonds geforderten zielgerichteten Förderprogramme für besonders betroffene Haushalte unerlässlich sind, da auch ein Klimageld nicht verhindern kann, dass diese Haushalte in einen Lock-in hoher CO₂-Emissionen geraten. Förderprogramme bewirken, dass Haushalte mit niedrigen Einkommen ihre Emissionen im gleichen Maße und Tempo reduzieren können, wie Haushalte, die diese Reduzierung aus eigenen Mitteln finanzieren. Ein (gestaffeltes) Klimageld ist dann nur ein vorübergehender Baustein der Entlastung, der so lange relevant ist, solange besonders betroffene Haushalte ihre Emissionen noch nicht reduzieren konnten.

Abbildung 35: Hoher CO₂-Preis, Klimageld von 200 €/Kopf Quintile 1-3 im Gebäudesektor
Minderung differenziert nach Einkommen



Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut e.V.

8.4 Fazit

Ohne Rückverteilungsmechanismus wird die Ungleichheit in der Gesellschaft durch die CO₂-Bepreisung verstärkt, da Haushalte mit niedrigen Einkommen stärker belastet werden als solche mit hohen Einkommen. Aber auch mit Rückverteilung der Einnahmen an Haushalte kann Ungleichheit durch CO₂-Bepreisung verschärft werden. Dies ist der Fall, wenn Haushalte mit hohen Einkommen in der Lage sind, schneller ihre Emissionen zu mindern und die Rückverteilung nicht zielgerichtet erfolgt.

Um solche Effekte sichtbar zu machen, ist es wichtig, die Wirkung von CO₂-Bepreisung und anderen staatlich beeinflussten Energiepreisbestandteilen differenziert nach Einkommen oder anderen sozialen Merkmalen darzustellen. In diesem Kapitel geschieht dies für den Verkehrssektor auf Basis eines dynamischen Modells, für den Gebäudesektor anhand zweier stilisierter Szenarien. Für beide Sektoren wäre es wünschenswert, die Datenbasis in Bezug auf

differenzierte Reaktions- und Anpassungsgeschwindigkeiten zu verbessern, um Effekte noch genauer darstellen zu können.

Um die Anpassungsgeschwindigkeit von besonders betroffenen Haushalten, z. B. solchen mit geringen Einkommen, zu steigern und zu vermeiden, dass sie in einen Lock-in hoher CO₂-Emissionen geraten, ist es wichtig, gezielte Förderprogramme aufzusetzen, wie es etwa im Klima-Sozialfonds gefordert wird (vgl. auch Fiedler et al. 2024). Beispiele für solch gezielte Programme sind das soziale Leasing von E-Autos, eine verbesserte Verfügbarkeit des Öffentlichen Nahverkehrs, Sozialtickets, sowie sozial gestaffelte Förderprogramme für die Gebäudesanierung. Bei Letzteren ist es besonders wichtig, geeignete Instrumente für die Erreichung von Mietenden zu erarbeiten, da besonders betroffene Haushalte häufig zur Miete wohnen. Um wirkungsvolle Förderprogramme auszustatten, müssen in Deutschland Mittel bereitgestellt werden, die über jene des Klima-Sozialfonds hinausgehen.

Die Idee eines progressiven Pro-Kopf-Klimagelds verkehrt sich dann ins Gegenteil, wenn besonders Haushalte mit hohem Einkommen mindern. Eine gesichert progressive Wirkung hat allenfalls ein gestaffeltes Klimageld, das nach sozialen Kriterien ausgezahlt wird.

Insgesamt sollte ein Klimageld als eine Übergangslösung gesehen werden, die gerade bei hohen CO₂-Preisen Haushalte unterstützt, die noch nicht ihre Emissionen durch Investitionen in Effizienzmaßnahmen oder fossilfreie Technologien mindern konnten. Es ist überdies unklar, ob die EHS-Richtlinie erlaubt, Einnahmen aus dem EHS2 in Form eines pauschalen Pro-Kopf-Klimagelds an die Bevölkerung zurückzugeben. Busch und Harder (2024) betonen, dass die EHS-Richtlinie darauf hindeutet, dass ein aus EHS2-Einnahmen finanziertes Klimageld entweder eine positive Klimawirkung oder eine soziale Ausgleichswirkung haben muss.

Der Effekt einer Reduktion von Stromkosten entspricht demjenigen eines pauschalen Klimagelds, da die Stromverbräuche recht gleichmäßig in der Gesellschaft verteilt sind. Haushalte mit einem hohen Stromverbrauch werden besonders entlastet.

Insgesamt zeigen die Berechnungen auch, dass die Finanzierung von (gezielten) Klimaschutz- und sozialen Ausgleichsmaßnahmen relevante Mittel erfordern wird. Mittel aus CO₂-Bepreisung allein werden möglicherweise nicht ausreichen, um der großen Aufgabe gerecht zu werden. Deshalb sollten zusätzliche Finanzierungsmöglichkeiten erwogen werden.

9 Handlungsempfehlungen

Die **Analyse der Reformoptionen** bei den staatlich bestimmten Energie- und Strompreisbestandteilen kommt zu folgenden Handlungsempfehlungen:

- ▶ Reformen von bestehende Energiepreisbestandteile haben das Potenzial die Lenkungswirkung der Endenergiepreise zu erhöhen. Ineffizienzen und Fehlanreize zulasten des Klimaschutzes müssen abgebaut werden: Aktuell sind bestimmte klimaschädlichere Energieträger im Besteuerungssystem bessergestellt. Unterschiedliche Entlastungsregelungen begünstigen bestimmte Verbrauchergruppen und Energieträger, beeinflussen damit die Lenkungswirkung und führen ggf. zu Fehlanreizen zu Lasten des Klimaschutzes (monetäre Hemmnisse). Bei Entscheidungskalkülen wird oft nicht die ökonomisch vorteilhafteste Option ausgewählt. Selbst im Falle „perfekter“ Preissignale und vollständig internalisierter Klimakosten würden die Entscheidungen von Akteuren aufgrund bestehender nicht-monetärer Hemmnisse also nicht automatisch zu einem kosteneffizienten und klimapolitisch optimalen Energiesystem führen (nicht-monetäre Hemmnisse). Die Analysen haben gezeigt: Die auf Energie erhobenen Abgaben, Entgelte und Umlagen folgen keinem systematischen Konzept und sind bisher nicht hinreichend auf die Herausforderungen des Klimaschutzes und der Energiewende ausgerichtet. Im Gegenteil - häufig werden ausgerechnet klimaschädliche Energieträger bessergestellt, z. B. ist Diesel im Verkehrsbereich geringer besteuert als Benzin.
- ▶ Eine Neuausrichtung der Lenkungswirkung der Endenergiepreise ist notwendig, damit die Energiewende in eine klimaneutrale Zukunft erfolgreich umgesetzt wird. Dafür wurden verschiedene Reformoptionen in drei Handlungsfeldern geprüft:
 - Mögliche Reformoptionen im Gebäudesektor: einheitliche Netzentgeltreduzierung für steuerbare Wärmepumpenstrom, Angleichung Energiesteuersätze (Energiegehalt) von Erdgas, Heizöl und Strom, höherer Anstieg des CO₂-Preispfades oder die Absenkung der Stromsteuer auf Wärmepumpenstrom würde sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen auswirken und damit zum Heizungstausch oder auch zur Attraktivitätssteigerung der energetischen Sanierung von Gebäuden beitragen.
 - Mögliche Reformoptionen im Verkehrssektor: höherer Anstieg des CO₂-Preispfades, stufenweiser Abbau des Dieselprivilegs, Angleichung Energiesteuersätze Benzin/Diesel (Energiegehalt), Verringerung Netzentgelte für Ladesäulenstrom, dynamische (zeitvariable) Netzentgelte würden sich positiv auf den Klimaschutz im Sektor auswirken und dazu beitragen, dass Elektromobilität ausgebaut wird.
 - Mögliche Reformoptionen im Industriesektor: Stufenweiser Abbau der kostenlosen Zuteilung EU-ETS/Kompensation nEHS, Reform Energiesteuerausnahmen, Weiterentwicklung §19 Abs. 2 Strom NEV, dynamische (zeitvariable) Netzentgelte würden sich positiv auf die Dekarbonisierung im Industriesektor auswirken.
- ▶ Durch Reformen staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile können zusätzliche Lenkungswirkung in Form der Reduktion von THG-Emissionen sowie des Energieverbrauchs erzeugt werden. Die Analysen zeigen im Gebäudesektor großes Potenzial beim Angebot von vergünstigten Strompreisen für Wärmepumpen, z.B. durch eine Reduktion der Mehrwertsteuersenkung auf 7 %, eine Erhöhung der Energiesteuer auf Erdgas und Öl als Heizstoff sowie ein hoher CO₂-Preis. Weitere staatlich bestimmte Preisbestandteile wie Netzentgelte bei Erdgas und LNG-Infrastrukturkosten sollten geprüft

werden. Im Verkehrssektor zeigt sich, dass die Variation staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile ein Hebel für die Verkehrswende sein kann. Dazu gehört: ein hoher CO₂-Preis, die Anhebung der Energiesteuer für fossile Kraftstoffe auf den Energiesteuersatz pro Megajoule von Benzin (Phase in 2024-2026), die Einführung eines Inflationsausgleichs ab 2026, sowie die Absenkung der Stromsteuer ab 2024 auf den Mindestsatz aus der ETD sowie Einführung eines Inflationsausgleichs ab 2024 (im Personenverkehr).

- ▶ Für konkrete Reformvorschläge im Industriesektor ist eine differenzierte Analyse nach Prozessen, Technologien, Steuerregelungen und Fördermechanismen notwendig ist. Die Analysen zeigen, dass der CO₂-Preis ein wichtiger Hebel zu verstärkter Durchdringung neuer, effizienterer Technologien ist, allerdings für die Industrie allein vermutlich nicht ausreichend ist. Gerade bei neuen Technologien wie der Wasserstoffnutzung werden private Investitionen unterbleiben, wenn die öffentliche Hand sie nicht absichert und gleichzeitig in den Aufbau der notwendigen Infrastruktur investiert, weil sie sich allein einzelwirtschaftlich aktuell noch nicht lohnen. Hohe Investitionen in die Transformation der Industrie wirken kurzfristig gesamtwirtschaftlich positiv, ein weiteres Argument für entsprechende frühzeitige politische Maßnahmen. Die Investitionen in CO₂-freie Technologien sind Voraussetzung dafür, dass ausreichend hohe CO₂-Preise ihre Lenkungswirkung entfalten können.
- ▶ Die Reform der Entlastungsregelungen bei den Prozessen und Verfahren kann ein wichtiger Baustein für eine an den Klimazielen ausgerichtete Industrie- und Subventionspolitik sein.
 - Reformvorschlag der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer: Abschaffung der vollständigen Entlastungen für Prozesse und Verfahren bei der Energiesteuer, Umstellung auf anteilige Entlastung bei der Stromsteuer, Gegenleistungen für die anteilige Stromsteuerentlastung, Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme zum Umstieg auf CO₂-neutrale Prozesswärme. Aufgrund der Abschaffung der vollständigen Entlastungen energieintensiver Prozesse und Verfahren steigen durch den Reformvorschlag einerseits die Energiekosten für die fossilen Referenztechniken. Andererseits behalten strombasierte Prozesstechniken durch die anteilige Stromsteuerentlastung weiterhin einen steuerlichen Vorteil, wodurch im Reformszenario sowohl der vollelektrische sowie der auf Strom- und Wasserstoff basierende Produktionsprozess ihre Energiekosten relativ zu der fossilen Referenztechnik verringern. Im Ergebnis verringert sich somit für alle untersuchten CO₂-neutralen Alternativtechniken das nötige CO₂-Preisniveau, ab dem diese einen Energiekostenvorteil gegenüber den fossilen Referenztechniken haben.

Aus der **Potenzialanalyse** können folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

- ▶ Die Energiepreise für Endverbraucherinnen und -verbraucher können zu Lenkungswirkungen führen. Dies zeigen Auswertungen empirischer Preiselastizitäten und Analysen von induzierten Anpassungsreaktionen in Szenario-Modellierungen. Dabei hängen die induzierten Anpassungsreaktionen vom Modellansatz sowie weiteren Rahmenbedingungen wie dem Instrumentenmix abhängen. Elastizitäten sollten bereits in der Konzeption von (ökonomischen) Politikinstrumenten berücksichtigt werden. Denn mit der Kenntnis darüber, wie einzelne Verbrauchergruppen auf Preisänderungen wahrscheinlich reagieren werden, lässt sich die Eignung von Politikinstrumenten für die gewünschte Zielsetzung einschätzen.
- ▶ Der Preiselastizitätenansatz liefert wichtige Anhaltspunkte für Wirkungsanalysen, z. B. im Falle von Änderungen der Endenergiepreise, gerade wenn keine detaillierten Modell-

rechnungen vorliegen: Höhere Endenergiepreise reduzieren die Endenergienachfrage und relative Verteuerungen der Preise fossiler Energieträger befördern den Klimaschutz. Aber: für die Höhe von Preiselastizitäten liegen nur grobe Größenordnungen und Bandbreiten auf Basis von Vergangenheitsentwicklungen vor. Aber: Im klimapolitischen Kontext reicht es nicht, allein die Preiselastizitäten zu kennen. Es ist auch wichtig, die Elastizitäten auf die Verbrauchsmengen der verschiedenen Energieträger beziehen zu können, denn Verbrauchsänderungen und damit verbundene THG-Einsparungen hängen nicht allein von den Elastizitäten ab, sondern auch vom Verbrauchsniveau und den damit verbundenen Emissionen im Status Quo. Relativ niedrige Elastizitäten sollten zudem nicht als hinreichender Grund herhalten, energiepreisbezogene Klimaschutzinstrumente als wenig wirksam einzuordnen. Das Gegenteil kann der Fall sein.

- ▶ Zukunftsbezogene Wirkungsanalysen anhand des Preiselastizitätenansatzes sind mit Vorsicht umzusetzen und zu interpretieren, denn: Preiselastizitäten variieren. Sie unterscheiden sich unter anderem nach Sektor, Ausgangspreisniveau, Ursache der Preisänderung, Messmethode, Betrachtungszeitraum und weiteren Kriterien. Im Gegensatz dazu können induzierte Anpassungsreaktionen als Ex-ante-Preiselastizitäten im weiteren Sinne interpretiert werden. Mit Hilfe von Modellierung ist es möglich die Ausgangsniveaus und die Entwicklung der Energieverbräuche explizit zu berücksichtigen. Sie kann dadurch abbilden wie Energiepreisänderungen zu Verbrauchsänderungen und THG-Emissionsminderungen führen. Daher ist es für die untersuchten modellgestützten Szenarien möglich, Energiepreiserhöhungen mit den erreichbaren Reduktionsmengen an THG-Emissionsminderungen bzw. den absoluten Energieeinsparungen ins Verhältnis zu setzen. Sie sind ebenfalls vom eingesetzten Modell und der Ausgestaltung der Szenarien und Sensitivitäten abhängig, sodass sie nur Bandbreiten der Mengeneffekte von Energie- und CO₂-Preisänderungen liefern. Im Vergleich zu Preiselastizitäten aus der Literatur ist ihre Granularität deutlich höher, d. h. sie liefern genauere Aussagen für die einzelnen Sektoren und Energieträger.
- ▶ Ein weiterer Aspekt, der bei zukunftsbezogenen Wirkungsanalysen nicht außer Acht gelassen werden darf: Preiselastizitäten messen im Wesentlichen die Reaktion des Energieverbrauchs bei Änderungen der relativen Preise in der Vergangenheit. Es ist kritisch zu hinterfragen, ob dieser Ansatz auch auf Veränderungen der Relationen einzelner Energieträgerpreise in der Zukunft übertragen werden kann. Denn: Es wird ein linearer Anstieg der jeweiligen Vermeidungskostenkurve und damit auch einen linearen Verlauf der Energienachfragekurve angenommen. Die reale Entwicklung vieler neuer Technologien zeigt dagegen, dass ihre Einsatzkosten mit zunehmender Marktdurchdringung sinken, und eben nicht steigen, die Annahme konstanter Kreuzpreiselastizitäten mit zunehmender Abweichung von historischen Preisrelationen also immer kritischer wird. Die Einbeziehung und konkrete Modellierung der Entwicklung von Schlüsseltechnologien sollten deshalb auch für Top-Down-Modelle eine zunehmend wichtige Rolle einnehmen.
- ▶ Bei Analysen zur Lenkungswirkung von Endenergiepreisen im Bereich des Industriesektors wurde festgestellt, dass die induzierten Anpassungsreaktionen sowohl vom Industriezweig als auch stark vom Modellansatz sowie den Annahmen (zu Energiepreiselastizitäten) abhängen. Induzierte Anpassungsreaktionen für einzelne Energieträger sind sehr industriespezifisch und müssen entsprechend separat betrachtet werden. Die technischen Zusammenhänge in Industriebranchen spielen offenbar eine zentrale Rolle für die Wirkung von geänderten Endenergiepreisen. Dies gilt ebenso für den bereits oben adressierten notwendigen Einbezug von Energieverbrauchsänderungen (s. Spiegelstrich 2 oben).

- ▶ Bei Analysen zur Lenkungswirkung von Endenergiepreisen im Gebäudesektor zeigte sich, dass Preisreaktionen v. a. dann sichtbar werden, wenn die Preissteigerung antizipiert wird. Annahmen zu Austauschraten haben ebenfalls einen deutlichen Einfluss auf das Ergebnis. Grundsätzlich wurde festgestellt, dass der Instrumentenmix für Anpassungen im Gebäudebereich sehr relevant ist.
- ▶ Bei Analysen zur Lenkungswirkung von Endenergiepreisen im Verkehrsbereich wurde ähnliche Effekte wie im Gebäudebereich festgestellt. Auch im Verkehrsbereich wird die Preisreaktion bei Antizipation der Preissteigerung deutlich. Grundsätzlich hängen die (berechneten) induzierten Anpassungsreaktionen (Elastizitäten im weiteren Sinne) stark von den Rahmenbedingungen bzw. dem betrachteten Instrumentenmix ab.
- ▶ Mit staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen kann der Staat die Preisrelationen zwischen den Energieträgern und somit die relativen Endverbraucherpreise beeinflussen. Wirtschaftlichkeits- und Szenarioanalysen zeigen, dass gewisse Preisrelationen der Energieträger Investitionsentscheidungen zu Gunsten klimaneutraler Techniken erleichtern. Plausible andere Preisrelationen können hingegen sehr hemmend für klimafreundliche Investitionsentscheidungen sein und sich als Risikofaktor für die Transformation erweisen. Neben einer kontinuierlichen Problemanalyse zur Entwicklung der Energiepreisrelationen, könnte der Staat bestehende Spielräume bei den staatlich bestimmten Preisbestandteilen nutzen, um einen günstigen preislichen Investitionsrahmen zu gewährleisten und damit langfristig für Investitionssicherheit zu sorgen. Regelbasierte Nachjustierungen, ggf. auch explizit in Abhängigkeit von Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten, könnten entwickelt und eingeführt werden.
- ▶ Der Abbau von monetären und nicht-monetären Hemmnisse verbessert die Lenkungswirkung von Energiepreisen. Ein solcher Ansatz ist auch verteilungspolitisch sinnvoll, da Energiepreisaufschläge zur Erreichung eines bestimmten Minderungs- oder Energieeinsparbeitrags durch den Hemmnisabbau reduziert werden können.
- ▶ Neben Änderungen bei den staatlich bestimmten Energiepreisbestandteilen sind zusätzliche flankierende Instrumente nötig. Diese könnten u. a. dazu beitragen, Anreize für Verhaltensanpassungen zu stärken. Dazu gehört z. B. der Anreiz, Investitionen zu tätigen oder generell weniger Energie zu verbrauchen. Mit Blick auf die verteilungspolitischen Implikationen sind u.a. flankierende Instrumente aus dem Bereich des Nudging von Vorteil. Informationskampagnen, Verbesserung bestehender Förderkonditionen (bei gleichzeitiger Verteuerung der Anschaffung fossiler Technologien).

10 Quellenverzeichnis

Allgemeiner Deutsche Automobil-Club (ADAC) (2024): Spritpreis-Entwicklung: Benzin- und Dieselpreise seit 1950. <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/deutschland/kraftstoffpreisentwicklung/#spritpreise-2011-bis-2023> (Letzter Zugriff 26.02.24)

Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin, April 2017. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Aigeltinger, G.; Römer, D.; Heindl, P.; Liessem, V.; Schwengers, C.; Vogt, C. (2015): Zum Stromkonsum von Haushalten in Grundsicherung: Eine empirische Analyse für Deutschland. Abrufbar unter: <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp15075.pdf>. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Allcott, H.; Greenstone, M. (2012): Is There an Energy Efficiency Gap? In: Journal of Economic Perspectives 26 (1), S. 3–28. DOI: 10.1257/jep.26.1.3. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Anderson, J. (2019): Carbon Taxes and CO₂ Emissions: Sweden as a Case Study. American Economic Journal: Economic Policy, 11 (4): 1-30. DOI: 10.1257/pol.20170144 (Letzter Zugriff 26.06.24)

Angrist, J.; Pischke, J.S. (2009): Mostly Harmless Econometrics: An Empiricist's Companion. Princeton University Press. Im Internet: https://www.researchgate.net/publication/51992844_Mostly_Harmless_Econometrics_An_Empiricist%27s_Companion (Letzter Zugriff 26.02.24)

Bach, S. (2005): Be- und Entlastungswirkungen der Ökologischen Steuerreform nach Produktionsbereichen - Band I des Endberichts für das Projekt: „Quantifizierung der Effekte der Ökologischen Steuerreform auf Umwelt, Beschäftigung und Innovation“. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/2960.pdf>. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Bach, S.; Buslei, H.; Harnisch, M.; Isaak, N. (2019a): Ökosteuer-Einnahmen sorgen noch heute für niedrigere Rentenbeiträge und höhere Renten. DIW-Wochenbericht. Im Internet: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.617678.de/19-13-2.pdf (Letzter Zugriff 26.02.24)

Bach, S.; Isaak, N.; Kemfert, C.; Kunert, U.; Schill, W.P.; Wägner, N.; Zaklan, A. (2019b): CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor: Diskussion von Wirkungen und alternativen Entlastungsoptionen. Endbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). DIW. https://www.diw.de/de/diw_01.c.676036.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2019_0140/co2-bepreisung_im_waerme-und_verkehrssektor_diskussion_von_wirkungen_und_alternativen_entlastungsoptionen_endbericht_bmu.html (Letzter Zugriff 26.06.24)

Bach, S.; Isaak, N.; Kemfert, C.; Wägner, N. (2019c): Lenkung, Aufkommen, Verteilung: Wirkungen von CO₂-Bepreisung und Rückvergütung des Klimapakets. Abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.683685.de/diw_aktuell_24.pdf. (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Bach, S.; Knautz, J. (2022): Hohe Energiepreise: Ärmere Haushalte werden trotz Entlastungspaketen stärker belastet als reichere Haushalte, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol.89, Iss. 17, pp. 243-251, https://doi.org/10.18723/diw_wb:2022-17-1 (Letzter Zugriff 26.06.24)

- Bär, H.; Runkel, M.; Schlichter, L. (2020): Wie eine Zulassungssteuer Klimaschutz im Verkehr voranbringen kann. Reformvorschlag Kfz-Steuer. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft im Auftrag von Greenpeace. https://foes.de/publikationen/2020/2020-03_FOES_Reform-Kfz-Steuer.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Beermann, A.; Fiedler, S.; Runkel, M.; Schrems, I.; Zerkawy, F. (2021): Zehn klimaschädliche Subventionen sozial gerecht abbauen – ein Zeitplan. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Im Auftrag von Greenpeace. https://foes.de/publikationen/2021/2021-02_FOES_Klimaschaedliche_Subventionen_sozial_gerecht_abbauen.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Bei der Wieden, M.; Braungardt, S.; Stein, V. (im Erscheinen): Modellierung der Wirkung von Energiepreisveränderungen im Gebäudesektor. Wie wirken gering- und nicht-investive Maßnahmen? Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg).
- Berg, A. (2019): Vernetzte Mobilität. Vortrag auf der Bitkom am 05. September 2019 in Berlin. https://www.bitkom.org/sites/default/files/2019-09/bitkom-charts-vernetzte-mobilitat-05-09-2019_final.pdf (Letzter Zugriff 26.02.2024)
- Bernstein, M.A.; Griffin, J. (2006): Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy. Abrufbar unter: <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39512.pdf>. (Letzter Zugriff 26.02.2024)
- Bertenrath, R.; Bähr, C.; Kleissner, A.; Schaefer, T. (2018): Folgenabschätzung Klimaschutzplan und Strukturwandel in den Braunkohleregionen. IW-Gutachten. Im Internet: file:///C:/Users/k.huenecke/Downloads/Gutachten_Endbericht_DEBRIV_final.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Blasch, J.; Daminato, C. (2018): Behavioral anomalies and energy-related individual choices: The role of status-quo bias, Economics Working Paper Series, No. 18/300, ETH Zurich, CER-ETH - Center of Economic Research, Zurich, <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000298550> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Blanck, R.; Kreye, K. (2021a): Verteilungswirkungen ausgewählter klimapolitischer Maßnahmen im Bereich Mobilität. Im Auftrag des BMAS. Im Internet: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Verteilungswirkungen-ausgewaehlter-klimapolitischer-Massnahmen-im-Bereich-Mobilitaet_Oeko-Institut.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Blanck, R.; Zimmer, W.; Mottschall, M.; Göckeler, K.; Keimeyer, F.; Runkel, M.; Kresin, J.; Klinski, S. (2021b): Mobilität in die Zukunft steuern: Gerecht, individuell und nachhaltig. Abschlussbericht zum UBA-Vorhaben „Fiskalische Rahmenbedingungen für eine postfossile Mobilität“. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Texte 85/2021. https://foes.de/publikationen/2021/2021-11_FOES_Mobilitaet_in_die_Zukunft_steuern.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Bohi, D.R.; Zimmerman, M.B. (1984): An Update on Econometric Studies of Energy Demand Behavior. In: Annual Review of Energy. Jg. Volume 9, S. 105–154. <https://doi.org/10.1146/annurev.eg.09.110184.000541> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Braungardt, S.; Schumacher, K.; Wolff, F.; Prieß, R.; Bürger, V.; Quack, D.; Aydemir, A.; Neusel, L.; Voswinkel, F. (2021a): Wirtschaftlichkeit neu denken. Investitionsentscheidungen im Dienste des Umweltschutzes. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Texte 179/2021. Im Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_179-2021_wirtschaftlichkeit_neu_denken.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Braungardt, S.; Bürger, V.; Köhler, B. (2021b): Carbon Pricing and Complementary Policies—Consistency of the Policy Mix for Decarbonizing Buildings in Germany. In: Energies 2021, 14(21), 7143; <https://doi.org/10.3390/en14217143> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Bräuninger, M.; Schulze, S.; Straubhaar, T. (2007): Ökologische Steuerreform in der Schweiz, HWWI Policy Paper, No. 1-5, Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI), Hamburg. Im Internet: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/47662/1/663179580.pdf> (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Büchs, M.; Ivanova, D.; Schnepf, S. V. (2021): Fairness, effectiveness, and needs satisfaction: new options for designing climate policies. In: Environmental Research Letters. Jg. 16, Nr. 124026. Abrufbar unter: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac2cb1>. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.): Erdgasstatistik. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1999. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html (Letzter Zugriff 15.02.2024)

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2020): Altmaier: „Die EEG-Umlage 2021 sinkt – Entlastung aus dem Konjunkturpaket wird umgesetzt“. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/10/20201015-altmaier-die-eeg-umlage-2021-sinkt-entlastung-aus-dem-konjunkturpaket-wird-umgesetzt.html> (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022 a): Kabinett bringt Abschaffung der EEG-Umlage auf den Weg. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220309-kabinett-bringt-abschaffung-der-eeg-umlage-auf-den-weg.html> (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022 b): Zahlen und Fakten: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Online verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls-2022.xlsx?blob=publicationFile&v=8> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023): Monitoringbericht 2023. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Bundesregierung (2022): CO₂-Preis für alle fossilen Brennstoffe. Änderungen im Emissionshandelsgesetz. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/co2-preis-kohle-abfallbrennstoffe-2061622> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Bundesregierung (2023): Entwurf eines Haushaltsfinanzierungsgesetzes. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/082/2008298.pdf> (Letzter Zugriff 16.01.2024)

Bundesregierung (2024): CO₂-Preis steigt auf 45 Euro pro Tonne. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/co2-preis-kohle-abfallbrennstoffe-2061622> (Letzter Zugriff 27.02.2024)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2019): Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. https://www.bdew.de/media/documents/PI_20191008_Studie-zum-Heizungsmarkt.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2024a): BDEW-Gaspreisanalyse Februar 2024 <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/> (Letzter Zugriff 16.01.2024)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2024b): BDEW-Strompreisanalyse Februar 2024 <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (Letzter Zugriff 16.01.2024)

Burger, A.; Brettschneider, W. (2021): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2021. Umweltbundesamt (Hrsg.) Texte 143/2021. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Burger, A.; Lünenbürger, B.; Tews, K.; Weiß, J.; Zschüttig, H.; Frey, K.; Hendzlik, M.; Herbstritt, C.; Kühleis, C.; Lange, M.; Schuberth, J.; Steinbrenner, J.; Verse, B. (2022): CO₂-Bepreisung im Verkehrs- und Gebäudebereich sozialverträglich gestalten. Herausforderungen, Strategien, Instrumente. Umweltbundesamt (Hrsg.). Climate Change 47/2022. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-10_climate-change_47-2022_co2-bepreisung_verkehrs-gebaeudebereich_sozialvertraeglich_bf.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

- Busch, R.; Harder, K. (2024): Verwendung der Finanzmittel aus dem EU-Emissionshandel und Klima-Sozialfonds durch die Mitgliedstaaten der EU, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 33 vom 17.01.2024. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/01/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_33_Europaeische_CO2-Bepreisung_und_Klimageld.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Calel, R.; Dechezleprêtre, A. (2016): Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European Carbon Market. In: The Review of Economics and Statistics (2016) 98 (1): 173–191. https://doi.org/10.1162/REST_a_00470 (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Chang, B.; Kang, S.; Jung, T. (2019): Price and Output Elasticities of Energy Demand for Industrial Sectors in OECD Countries. In: Sustainability 2019, 11(6), 1786; <https://doi.org/10.3390/su11061786> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Cludius, J.; Galster, H.; Healy, S.; Noka, V.; Lam, L. (2022a): The role of financial operators in the ETS market and the incidence of their activities in determining the allowances' price. Hg. v. European Parliament (EP). Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies. Online verfügbar unter [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA\(2022\)740053_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA(2022)740053_EN.pdf) (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Cludius, J.; Noka, V.; Galster, H.; Schumacher, K. (2022b): Wie wohnt Deutschland. Wohnsituation, Wohnkosten und Wohnkostenbelastungen von Haushalten in Deutschland. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wie-wohnt-Deutschland-Wohnsituation-Wohnkosten-Wohnkostenbelastung.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Cludius, J.; Kenkmann, T.; Braungardt, S.; Hünecke, K.; Schumacher, K.; Bei der Wieden, M.; Stieß, I.; Meemken, S. (2024): Sozialverträgliche Dekarbonisierung im Gebäudebestand Anreiz- und Verteilungswirkungen von Instrumenten für die energetische Sanierung im Bestand. Teilbericht. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Texte 05/2024. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/05_2024_texte_sozialvertraegliche_dekarbonisierung.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Consentec, Fraunhofer ISI (2020): Auswirkungen klima- und energiepolitischer Instrumente mit Fokus auf EEG-Umlage, Stromsteuer und CO₂-Preis. Im Internet: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2020/EE_Finanzierung_Refinanzierung.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Dahlqvist, A.; Lundgren, T.; Marklund, P.O. (2021): The Rebound Effect in Energy-Intensive Industries: A Factor Demand Model with Asymmetric Price Response. In: The Energy Journal. Jg. 42, Nr. 3. S. 185–211. DOI: 10.5547/01956574.42.3.adah (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Davis, L.; Kilian, L. (2011): Estimating the effect of a gasoline tax on carbon emissions. In: Journal of Applied Econometrics. Jg. 26, Nr. 7. S. 1187–1214. <https://doi.org/10.1002/jae.1156> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Deutscher Bundestag (2019): Gesetz zur Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2030 im Steuerrecht. In: Bundesgesetzblatt 2019 (Teil I Nr 52), S. 2886–2889. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetzestexte/Gesetze_Gesetzesvorhaben/Abteilungen/Abteilung_IV/19_Legislaturperiode/Gesetze_Verordnungen/2019-12-30-G-Umsetzung-Klimaschutzprogramm-Steuerrecht/3-Verkuendetes-Gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Deutscher Bundestag (03.11.2020): Erstes Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. In: Bundesgesetzblatt 2020 (Teil I Nr. 50), S. 2291–2292. Online verfügbar unter <https://behg-blog.de/wp-content/uploads/2020/11/behg-aenderungsgesetz.pdf> (Letzter Zugriff 16.10.2023)
- Deutscher Bundestag (2021): Lenkende Umweltabgaben. Verhältnis zwischen Lenkungswirkung und Einnahmefunktion unter besonderer Berücksichtigung von CO₂-Bepreisung und Emissionshandel. WD 4 - 3000 -

097/21, WD 8 – 3000 – 097/21.

<https://www.bundestag.de/resource/blob/874364/29ad18209c04cbb143f7a6463fe7a7e0/WD-4-097-21-WD-8-097-21-pdf-data.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2019): Treibhausgasemissionen 2018. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2018). Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2018.pdf;jsessionid=641CBEC2F3D49D24D953B23F61DD674E.2_cid284?__blob=publicationFile&v=3 (Letzter Zugriff 26.06.24)

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2020): Treibhausgasemissionen 2019. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019). Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf;jsessionid=B507090B2F5EA9A3E1AA87BC69D3433A.2_cid331?__blob=publicationFile&v=4 (Letzter Zugriff 26.06.24)

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2021): Treibhausgasemissionen 2020. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland. VET Bericht 2020. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Anlagenbetreiber/2013-2020/Berichterstattung-2013-2020/VET-Berichte/vet-berichte_node.html (Letzter Zugriff 26.06.24)

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2022): Treibhausgasemissionen 2021 Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2021). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/EU-Emissionshandel-verstehen/Auswertungen-VET-Berichte/auswertungen-vet-berichte_node.html (Letzter Zugriff 26.06.24)

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (Hg.) (2023a): Treibhausgasemissionen 2022 Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2022). Online verfügbar unter <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2022.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (Hg.) (2023b): Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen - Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022. Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022. Online verfügbar unter <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2021-2022.html> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena) (2023): DENA Gebäudereport 2024. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand. Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/dena-Gebaedereport_2024.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Douenne, T. (2018): The vertical and horizontal distributive effects of energy taxes: A case study of a French policy. Abrufbar unter: <https://www.parisschoolofeconomics.eu/docs/douenne-thomas/douenne--the-vertical-and-horizontal-distributive-effects-of-energy-taxes.pdf>. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Edenhofer, O.; Flachsland, C.; Kalkuhl, M.; Knopf, B.; Pahle, M. (2019): Optionen für eine CO₂-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Erath, A.; Axhausen, K.W. (2010): Long term fuel price elasticity - Effects on mobility tool ownership and residential location choice. Abrufbar unter: <http://e-collection.library.ethz.ch/eserv/eth:749/eth-749-01.pdf>. (Letzter Zugriff 26.02.2024)

European Commission (EC) (2022): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023, April 2022. Email an Mitglieder der WG II des Climate Change Committees.

European Union (EU) (2023): Directive 2023/959 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading system. In: Official Journal of the European Union (L 130/134). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023L0959&qid=1684218852261> (Letzter Zugriff 18.11.2023)

Eurostat (2023): Energy statistics - natural gas and electricity prices (from 2007 onwards). https://ec.europa.eu/eurostat/data/database?node_code=nrg_pc (18.12.2023)

Fiedler, S.; Peiseler, F.; Maier, M.; Meemken, S.; Zahn, P.; Cludius, J.; Graichen, J.; Schumacher, K.; Healy S. (2024): Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. CO₂-Preis in Deutschland. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. <https://www.oeko.de/publikation/umsetzung-des-ets-ii-und-des-klima-sozialfonds-in-deutschland/> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Fischedick, M. (2022): Energieversorgungsrisiken, Energiepreiskrise und Klimaschutz erfordern gemeinsame Antworten. In: Wirtschaftsdienst 02. Jahrgang, 2022 Heft 4 S. 262–269 JEL: P18, Q42, Q48. <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2022/heft/4/beitrag/energieversorgungsrisiken-energiepreiskrise-und-klimaschutz-erfordern-gemeinsame-antworten.html> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Schwotzer, C.; Aydemir, A.; Schwotzer, C.; Kaiser, F.; Gondorf, C.; Hauch, J.; Hof, J.; Sankowski, L.; Langhorst, M. (2023): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen. Hg. v. Umweltbundesamt. Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung; Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik. Dessau-Roßlau (UBA Texte 161/2023). <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-neutrale-prozesswaermeerzeugung> (Letzter Zugriff 26.06.24)

FÖS und IZES (2017): Netzentgelte als Steuerungsinstrumente der Energiewende. Unveröffentlichte Kurzanalyse im Rahmen des Projektes „Weiterentwicklung der Energiewendeziele in Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050“.

Gao, J.; Peng, B.; Smyth, R. (2021): On income and price elasticities for energy demand: A panel data study. In: Energy Economics. Jg. 96, Abrufbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105168>. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Gillingham, K.; Palmer, K. (2014): Bridging the Energy Efficiency Gap: Policy Insights from Economic Theory and Empirical Evidence. In: Review of Environmental Economics and Policy 8 (1), S. 18–38. DOI: 10.1093/reep/ret021. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Gores, S.; Graichen, J.; Kemmler, A.; Plötz, P. (2023): Übersicht über die Vorschläge zu den EU-Zielvorgaben. Basierend auf dem „Fit for 55“-Paket der EU-Kommission, sowie den Beschlüssen zur EU-Klimaschutz-Verordnung, der LULUCF-Verordnung und der ETS-Richtlinie nach dem Trilogverfahren. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Hg. v. Öko-Institut, Prognos und Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einschaetzung-Fit-for-55.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

- Graichen, V.; Wissner, N. (2023): Luftverkehr im EU-ETS und CORSIA im „Fit for 55“ – Paket. Die EU-Einigung vom Juni 2023. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.).
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09_2023_factsheet_luftverkehr_im_ets_und_corsia.pdf (Letzter Zugriff 23.02.2024)
- Graichen, J.; Ludig, S. (2024): Supply and demand in the ETS 2. Assessment of the new EU ETS for road transport, buildings and other sectors. Interim report. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Climate Change 09/2024.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09_2024_cc_ets_2_supply_and_demand.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Greene, D. L. (2011): Uncertainty, loss aversion, and markets for energy efficiency. In: Energy Economics. Jg. 33, Nr. 4. S. 608–616. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.08.009> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Harthan, R.; Repenning, J.; Blanck, R.; Emele, L.; Görz, W.; Kasten, P.; Moosmann, L.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M. (2022): Klimaschutzbeitrag verschiedener CO₂-Preispfade in den BEHG-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Climate Change 19/2022.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-05-04_climate-change_19-2022_co2-preissensitivitaet-behg_0.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Harthan, R.; Förster, H.; Borkowski, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W.; Hennenberg, K.; Jansen, L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C.; Ludig, S.; Matthes, F.; Mendelewitsch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Repenning, J.; Scheffler, M.; Steinbach, I.; Bei der Wieden, M.; Wiegmann, K.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Fuß, R.; Rock, J.; Osterburg, B.; Rüter, S.; Adam, S.; Dunger, K.; Rösemann, C.; Stümer, W.; Tiemeyer, B.; Vos, C. (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland. 2. Auflage. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (Climate Change, 39/2023). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2023-fuer-deutschland> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Harthan, R.; Förster, H.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W.; Hennenberg, K.; Jansen, L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C.; Ludig, S.; Matthes, F.; Mendelewitsch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Repenning, J.; Scheffler, M.; Bei der Wieden, M.; Wiegmann, K.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Fritz, M.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Fuß, R.; Rock, J.; Osterburg, B.; Rüter, S.; Adam, S.; Dunger, K.; Gensior, A.; Rösemann, C.; Stümer, W.; Tiemeyer, B.; Vos, C. (2023): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen für 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technischer-anhang-der-treibhausgas-projektionen> (Letzter Zugriff 26.10.24)
- Hautzinger, H.; Mayer, K.; Helms, M.; Kern, C.; Wiesenhütter, M.; Haag, G.; Binder, J. (2004): Analyse von Änderungen des Mobilitätsverhaltens – insbesondere der Pkw-Fahrleistung – als Reaktion auf geänderte Kraftstoffpreise. Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung e.V. (IVT), ProgTrans AG, Steinbeis-Transferzentrum Angewandte Systemanalyse (STASA). Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, Bonn. Schlussbericht zum Forschungsprojekt Nr. 96.0756/2002. Im Internet: <https://docplayer.org/34060230-Progtrans-analyse-von-aenderungen-des-mobilitaetsverhaltens-insbesondere-der-pkw-fahrleistung-als-reaktion-auf-geaenderte-kraftstoffpreise.html> (Letzter Zugriff 26.02.2024)
- Held, B. (2017): Auswirkungen der Internalisierung externer Kosten des Konsums. Eine empirische Analyse der sozialen Verteilungswirkungen. Abrufbar unter: <https://archiv.ub.uniheidelberg.de/volltextserver/25200/> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Held, B. (2019): Einkommensspezifische Energieverbräuche privater Haushalte. Eine Berechnung auf Basis der Einkommens- und Verbrauchstichprobe. In: WISTA Wirtschaft und Statistik 02/2019. Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2019/02/einkommensspezifische-energieverbraeuche-022019.pdf>. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Held, A.; Bekk, A.; Buhl, H.U.; Fahl, U.; Fechner, S.; Frank, D.; Hanny, L.; Moring, N.; Müller, T.; Nissen, S.; Pahle, M.; Powalla, O.; Rockstuhl, S.; Schmid, E. (2022): Regulatorische Handlungsoptionen für ein klimaneutrales Energiesystem. Kurzpapier. Kopernikus-übergreifende AG Regulierung. Gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung. https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2198/live/lw_datei/kurzpapier_handlungsoptionenregulatorik_kopernikus.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Henger, R.; Braungardt, S.; Köhler, B.; Meyer, R. (2021): Wer zahlt für den Klimaschutz im Gebäudesektor? Reformoptionen der Modernisierungumlage. Kopernikus-Projekt Ariadne. Ariadne Analyse. Im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. https://ariadneprojekt.de/media/2021/07/Ariadne-Analyse_Modernisierungumlage_August2021.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Henger, R.; Braungardt, S.; Karras, J.; Köhler, B.; Reh, G. (2023): Schweden als Vorbild zur Überwindung des Vermieter-Mieter-Dilemmas – (Teil-)warmmieten oder Reform der Modernisierungumlage? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. <https://doi.org/10.48485/pik.2023.027> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Hesse, T.; Braungardt, S.; Kreipl, E.; Noka, V.; Oestrich, C.; Schumacher, K.; Unger, N. (2023): Zielgerichtete Förderung – zielgruppenspezifische Investitionen zur Steigerung der Energiesicherheit und Verringerung der Energiearmut. Verlagerung der öffentlichen Ausgaben von Entlastungsmechanismen für den Energieverbrauch in privaten Haushalten hin zu Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und dem vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien. <https://www.oeko.de/publikation/zielgerichtete-foerderung-zielgruppenspezifische-investitionen-zur-steigerung-der-energiesicherheit-und-verringerung-der-energiearmut/> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Houthakker, H. S.; Verleger, P. K.; Sheehan, D. P. (1974): Dynamic Demand Analyses for Gasoline and Residential Electricity. In: American Journal of Agricultural Economics Vol. 56, No. 2 (May, 1974), pp. 412-418. <https://doi.org/10.2307/1238776> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Intercontinental Exchange (ICE) (2023): API2 Rotterdam Coal Futures. ICE Futures Europe. Online verfügbar unter <https://www.theice.com/products/243/API2-Rotterdam-Coal-Futures> (Letzter Zugriff 15.08.23)

Jaffe, A.B.; Stavins, R.N. (1994): The energy-efficiency gap What does it mean? In: Energy Policy 22 (10), S. 804–810. DOI: 10.1016/0301-4215(94)90138-4. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Jaffe, A.B.; Newell, R.G.; Stavins, R.N. (2004): Economics of Energy Efficiency. Online verfügbar unter https://scholar.harvard.edu/files/stavins/files/encyclopedia_of_energy_2004.pdf (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Kahneman, D.; Knetsch, J.L.; Thaler, R.H. (1991): Anomalies: The Endowment Effect, Loss Aversion, and Status Quo Bias. In: Journal of Economic Perspectives. Jg. 5, Nr. 1. S. 193–206. https://kahneman.scholar.princeton.edu/sites/g/files/toruqf3831/files/kahneman/files/anomalies_dk_jlk_rht_1991.pdf (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Kemmler, A.; Kirchner, A.; Auf der Maur, A.; Ess, F.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Spillmann, T.; Wunsch, M.; Ziegenhagen, I. (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Im Internet: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (Letzter Zugriff 26.06.24)

Kemmler, A.; Kirchner, A.; Auf der Maur, A.; Ess, F.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Spillmann, T.; Straßburg, S.; Wunsch, M.; Ziegenhagen, I.; Schломann, B.; Plötz, P.; Lutz, C.; Becker, L.; Fritsche, U. (2021): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Im Internet: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2021/energiewirtschaftliche-projektionen-und-folgeabschaetzungen-2030-2050.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

- Klinski, S.; Braungardt, S.; Keimeyer, F. (2021): Teilwärmietenmodelle im Wohnungsmietrecht als geeignetes Anreizinstrument zum Klimaschutz? Kurzstudie zur rechtlichen und praktischen Machbarkeit. Teilbericht. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Texte 178/2021.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_178-2021_teilwarmmietenmodelle_im_wohnungsmietrecht_als_geeignetes_anreizinstrument_zum_klimaschutz.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Keimeyer, F.; Klinski, S.; Hermann, H.; Braungardt, S.; S.; Zerkawy, F.; Meemken, S.; Collmer, F. (im Erscheinen): Strompreisentlastungen bei Nutzung für Wärmepumpen: Rechtliche Spielräume. Im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Knobloch, F.; Huijbregts, M.A.J.; Mercure, J.F. (2019): Modelling the effectiveness of climate policies: How important is loss aversion by consumers?. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Jg. 116, S. 109419. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109419 (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Kreye, K.; Steinbach, I. (im Erscheinen): Lenkungswirkung von Endenergiepreisen im Verkehrssektor Eine Analyse ausgewählter Politikinstrumente mit dem Verkehrs- und Emissionsmodell TEMPS. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.)
- Kubiak, R. (2016): Decision making in energy efficiency investments – a review of discount rates and their implications for policy making. In: Proceedings of the eceee industrial summer study.
https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2016/1-policies-and-programmes/decision-making-in-energy-efficiency-investments-a-review-of-discount-rates-and-their-implications-for-policy-making/2016/1-077-16_Kubiak.pdf/ (Letzter Zugriff 26.02.2024)
- Labandeira, X.; Lambeaga, J.M.; Xiral, L.O. (2017): A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. In: Energy Policy. Nr. 102. S. 549–568. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.002> (26.06.24)
- Li, S.; Linn, J.; Muehlegger, E. (2012): Gasoline taxes and consumer behaviour. In: American Economic Journal: Economic Policy. Jg. 6, Nr. 4. S. 02–342. Im Internet:
https://www.nber.org/system/files/working_papers/w17891/w17891.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Lilliestam, J.; Patt, A.; Bersalli, G. (2020): The effect of carbon pricing on technological change for full energy decarbonization: A review of empirical ex-post evidence. Im Internet:
<https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/wcc.681> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Littmann, T. (2019): Understanding Transportation Demands and Elasticities. How Prices and Other Factors Affect Travel Behavior. Victoria Transport Policy Institute. Im Internet:
https://www.researchgate.net/publication/292770171_Transportation_elasticities_how_prices_and_others_factors_affect_travel_behavior (Letzter Zugriff 26.02.2024)
- Löschel, A. (2021): Wie fair ist die Energiewende? Verteilungswirkungen in der deutschen Energie- und Klimapolitik. ifo Schnelldienst 6 / 2021 74. Jahrgang 16. Juni 2021. <https://www.ifo.de/DocDL/sd-2021-06-loeschel-et-al-klimapolitik-verteilungswirkungen.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Lutz, J.B.; Massier, P., Sommerfeld, K., Löschel, A. (2017): Drivers of Energy Efficiency in German Manufacturing: A Firm-Level Stochastic Frontier Analysis. In: Centre for European Economic Research Discussion Paper. Jg. 17–68, Abrufbar unter: <https://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp17068.pdf> (Letzter Zugriff 26.02.2024)
- Lutz, C.; Banning, M.; Ahmann, L., Flaute, M. (2021): Energy efficiency and rebound effects in German industry - evidence from marcoeconometric modeling. Economic Systems Research 34(3), pp. 253–272. DOI: 10.1080/09535314.2021.1937953 (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Lutz, C.; Becker, L. (im Erscheinen): Der Einfluss von CO₂- und Energiepreisen auf Energieverbräuche in der Industrie. Szenario-Analysen mit PANTA RHEI. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.)

Matthes, F.; Schumacher, K.; Blanck, R.; Cludius, J.; Hermann, H.; Kreye, K.; Loreck, C.; Cook, V. (2021): CO₂-Bepreisung und die Reform der Steuern und Umlagen auf Strom: Die Umfinanzierung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität. <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/2021-06-03-Oeko-Institut-CO2-Bepreisung-und-die-Reform-der-Steuern.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Maurer, C.; Tersteegen, B.; Bekk, A.; Held, A.; Klobasa, M.; Greinacher, D.; Günther, R. (2020): Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Texte 25/2020. Im Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/effiziente-ausgestaltung-der-integration> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Mendelevitch, R.; Repenning, J.; Matthes, C. (2022): Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/rahmendaten-fuer-den-projektionsbericht-2023> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Mendelevitch, R.; Repenning, J.; Matthes, C.; Deurer, J. (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-fuer-deutschland> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Meyer, B.D. (1995): Natural and Quasi-Experiments in Economics. In: Journal of Business & Economic Statistics. Jg. 13, Nr. 2. S. 151–161.

Michaelis, P. (1996): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik. Eine anwendungsorientierte Einführung. Heidelberg: Physica-Verlag.

Morrison, K.; Wappelhorst, S. (2023): Are battery electric vehicles cost competitive? An income-based analysis of the costs of new vehicle purchase and leasing for the German market. White Paper. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/10/ICCT-Study-Cost-Ownership-BEV-Germany.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut (2023): Treibhausgasprojektionen 2023 für Deutschland. Instrumente im MMS und MWMS. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht2023_instrumente_final.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Repenning, J.; Schumacher, K.; Bergmann, T.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Bürger, V.; Cludius, J.; Emele, L.; Fleitner, T.; Jörß, W.; Hartwig, J.; Hennenberg, K.; Hermann, H.; Lösch, O.; Loreck, C.; Ludig, S.; Matthes, F.; Nissen, C.; Pfaff, M.; Rau, D.; Scheffler, M.; Sievers, L.; Thamling, N.; Welter, S.; Wiegmann, K.; Wirz, A.; Zell-Ziegler, C. (2019): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Im Internet: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

- Repenning, J.; Harthan, R.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F.; Mendelewitsch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Rausch, L.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Wiegmann, K.; Wissner, N.; Zerrahn, A.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Schlomann, B.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Osterburg, B.; Rösemann, C.; Gensior, A.; Rock, J.; Stümer, W.; Rüter, S.; Fuß, R.; Tiemeyer, B.; Laggner, A.; Adaet S. al. (2021): Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Hg. v. Bundesregierung. Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut. Berlin. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Reuster, L.; Fiedler, S.; Graichen, V.; Emele, L.; Keimeyer, F.; Schumacher, K.; Großmann, A.; Lutz, C. (2019): Reform und Harmonisierung der unternehmensbezogenen Ausnahmeregelungen im Energiebereich. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Texte 23/2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-13_texte_23-2019_reform-oeffentliche-finanzen.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Rivers, N., Schaufele, B. (2015): Saliency of carbon taxes in the gasoline market. In: Journal of Environmental Economics and Management. Jg. 74, S. 23–26. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2015.07.002> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Runkel, M.; Mahler, A.; Ludewig, D. (2018): Loss of revenues in passenger car taxation due to incorrect CO₂ values in 11 EU states. Im Auftrag des Europäischen Parlamentes. https://foes.de/publikationen/2018/2018-03_FOES_Taxation_loss_due_incorrect_CO2_values.pdf (Letzter Zugriff 26.02.2024)
- Runkel, M.; Stubbe, R. (2019): Elektroautos und Verbrenner im Gesamtkostenvergleich. Policy Brief 12/2019. Im Internet: https://foes.de/pdf/2019-12_FOES_Autovergleich.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2016): Umweltgutachten 2016. Impulse für eine integrative Umweltpolitik. Abrufbar unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_Umweltgutachten_HD.pdf?__blob=publicationFile. (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Schleich, J.; Gassmann, X.; Faure, C.; Meissner, T. (2016): Making the implicit explicit: A look inside the implicit discount rate. In: Energy Policy 97, S. 321–331. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.044> (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Schrems, I.; Zerzawy, F.; Schenuit, C.; Fiedler, S. (2021): Soziale und ökologische Auswirkungen einer Senkung der EEG-Umlage. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS). Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie der Nationalen Klimaschutzinitiative. https://foes.de/publikationen/2021/2021-06_FOES_EEG_Umlagesenkung.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Schumacher, K.; Hünecke, K.; Braungardt, S.; Cludius, J.; Köhler, B.; Liste, V.; Noka, V. (2021): Verteilungswirkungen ausgewählter klimapolitischer Maßnahmen im Bereich Wohnen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales. Im Internet: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Verteilungswirkungen-ausgewaehlter-klimapolitischer-Massnahmen-im-Bereich-Wohnen_Oeko-Institut.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)
- Schumacher, K.; Cludius, J.; Unger, N.; Zerzawy, F.; Grimm, F. (2022a): Energiepreiskrise: Wie sozial und nachhaltig sind die Entlastungspakete der Bundesregierung? Ad-hoc-Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes und des Bundesumweltministeriums im Rahmen des Forschungsvorhabens „Soziale Aspekte von Umweltpolitik“ FKZ 3719 16 106 0. https://foes.de/publikationen/2022/2022-11_FOES_Energiepreiskrise.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Schumacher, K.; Nissen, C.; Braungardt, S. (2022b): Energetische Sanierung schützt Verbraucher*innen vor hohen Energiepreisen – Vorschläge für eine soziale Ausrichtung der Förderung. Kurzstudie im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe. <https://www.oeko.de/publikation/kurzstudie-energetische-sanierung-schuetzt-verbraucherinnen-vor-hohen-energiepreisen-vorschlaege-fuer-eine-soziale-ausrichtung-der-foerderung/> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Schumacher, K.; Cludius, J.; Liste, V.; Kenkmann, T.; Nissen, C.; Noka, V. (2023): Mehrfamilienhäuser: Der blinde Fleck der sozialen Wärmewende. Im Auftrag der Rosa Luxemburg Stiftung. <https://www.oeko.de/publikation/mehrfamilienhaeuser-der-blinde-fleck-der-sozialen-waermewende/> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Schumacher, K.; Appenfeller, D.; Cludius, J.; Bei der Wieden, M.; Kasten, P.; Kreye, K.; Görz, W.C.; Jansen, L.; Loreck, C.; Förster, H.; Harthan, R.; Sievers, L.; Grimm, A.; Stijepic, D.; Rehfeldt, M.; Deurer, J.; Steinbach, J. (2024): Sozio-ökonomische Folgenabschätzung zum Projektionsbericht 2023. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) (Climate Change, 17/2024). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/sozio-oekonomische-folgenabschaetzung>, (Letzter Zugriff 21.05.2024)

Sensfuß, F.; Lux, B.; Bernath, C.; Kiefer, C.; Pfluger, B.; Kleinschmitt, C.; Franke, K.; Deac, G.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Manz, P.; Neuwirth, M.; Wietschel, M.; Gnann, T.; Speth, D.; Krail, M.; Mellwig, P.; Blöhmer, S.; Tersteegen, B.; Maurer, C.; Ladermann, A.; Dröscher, T.; Willemsen, S.; Müller-Kirchenbauer, J.; Giehl, J.; Hilaire, M.; Schöngart, S.; Kurre, A.; Hollnagel, J.; von Mikulicz-Radecki, F. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Simmons-Süer, B.; Atukeren, E.; Busch, C. (2011): Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage. Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf den Schweizer Strommarkt. KOF Konjunkturforschungsstelle, ETH Zürich. Im Internet: <https://www.econstor.eu/obitstream/10419/54689/1/668936649.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Stadelmann, M. (2017): Mind the gap? Critically reviewing the energy efficiency gap with empirical evidence. In: Energy Research & Social Science 27, S. 117–128. DOI: 10.1016/j.erss.2017.03.006. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Statista (2022): Höhe der EEG-Umlage für Haushaltsstromkunden bis 2022. Im Internet: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/152973/umfrage/eeg-umlage-entwicklung-der-strompreise-in-deutschland-seit-2000/> (26.02.2024)

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2019): Haushalte im selbst genutzten Eigentum und Mietwohnungen nach Haushaltstyp in Deutschland 2014. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/_inhalt.html#246372 (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2022): Wirtschaftsrechnungen. Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018. Aufgabe, Methode und Durchführung (Fachserie, 15 Heft 7). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Einkommen-Einnahmen-Ausgaben/Publikationen/Downloads-Einkommen/evs-aufgabemethode-durchfuehrung-2152607189004.pdf?__blob=publicationFile (Letzter Zugriff 26.06.24)

Statistisches Bundesamt, Destatis (2023a): Erdgas- und Stromdurchschnittspreise. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html#_ptuqjeeaz (Letzter Zugriff 05.01.2024)

Statistisches Bundesamt, Destatis (2023b): Statistischer Bericht: Daten zur Preisentwicklung: August 2023. EVAS-Nummer 61241, 61411, 61421, 61111, 61231.

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001231085.xlsx?blob=publicationFile> (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Statistisches Bundesamt, Destatis (2023c): Daten zur Energiepreisentwicklung, - Lange Reihen von Januar 2005 bis Januar 2023.

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.html> (Letzter Zugriff 26.02.2024)

Steinbach, Jan (2015): Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. Dissertation zur Erlangung des akademischen Grads eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften bei der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologien. <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/e357277b-ec3b-40b2-abb9-1618a815ff4e/details> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Steiner, V.; Cludius, J. (2010): Ökosteuer hat zu geringerer Umweltbelastung des Verkehrs beigetragen. DIW-Publikation. Im Internet: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.354609.de/10-13-1.pdf (Letzter Zugriff 26.02.24)

Stengel, J. (2014): Akteursbasierte Simulation der energetischen Modernisierung des Wohngebäudebestands in Deutschland. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Fakultät für Wirtschaftswissenschaften. Hg. v. KIT Scientific Publishing. Online verfügbar unter <https://d-nb.info/1060425203/34>. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Stern, D. (2010): Interfuel substitution: A Meta Analysis. <https://doi.org/10.1111/j.1467-6419.2010.00646.x> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Train, K. (1985): Discount rates in consumers' energy-related decisions: A review of the literature. In: Energy 10 (12), S. 1243–1253. DOI: 10.1016/0360-5442(85)90135-5 (Letzter Zugriff 26.06.24)

Transnet (2023): Übertragungs-netz-betreiber veröffentlichen Netzentgelte für 2024. Pressemitteilung v. 13. Dezember 2023. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-netzentgelte-fuer-2024> (Letzter Zugriff 18.07.2024)

Umweltbundesamt (UBA) (2020a): Abschätzung der Treibhausgas-minderungs-wirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung. Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politiksznarien IX“). Texte 33/2020. Im Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_33-2020_klimaschutzprogramm_2030_der_bundesregierung.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Umweltbundesamt (UBA) (2020b): Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze. Unter Mitarbeit von Björn Bünger und Astrid Matthey. Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Wilson, C.; Dowlatabadi, H. (2007): Models of Decision Making and Residential Energy Use. In: Annual Review of Environment and Resources. Jg. 32. DOI: 10.1146/annurev.energy.32.053006.141137 (Letzter Zugriff 26.06.24)

Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x) (2024): Verbraucherpreise. <https://en2x.de/service/statistiken/verbraucherpreise/> (Letzter Zugriff 27.02.2024)

Zaklan, A.; Wachsmuth, J.; & Duscha, V. (2021). The EU ETS to 2030 and beyond: Adjusting the cap in light of the 1.5°C target and current energy policies. Climate Policy, 21, 1–14. (Letzter Zugriff 26.06.24)

Zerzawy, F.; Fiedler, S. (2019): Ein Preis für CO₂. Vergleich verschiedener Konzepte zur CO₂-Bepreisung im Rahmen der Energiesteuer. Abrufbar unter: <https://www.klima->

allianz.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Bilder/Content/Presse/2019-08-FOES_Vergleich_CO2-Preiskonzepte_aktualisiert_final.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Zerzawy, F.; Fiedler, S.; Runkel, M. (2022): Zukunft der Energiesteuern auf Diesel, Erdgas, Strom & Co. Was bedeutet der Kommissionsvorschlag zur Energiesteuerrichtlinie für Deutschland? Policy Brief 03/2022. https://foes.de/publikationen/2022/2022_03_FOES_Umsetzung_Energiesteuer_RL.pdf (Letzter Zugriff 26.06.24)

Zerzawy, F.; Meemken, S.; Becker, L.; Lutz, C.; Klinski, S.; Keimeyer, F.; Graichen, V. (im Erscheinen): Dekarbonisierung der Prozesswärme in der Industrie: Reformvorschlag der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei Energie- und Stromsteuer. Im Auftrag des Umweltbundesamtes.

Zika, G.; Schneemann, C.; Weber, E.; Zenk, J.; Kalinowski, M.; Maier, T.; Wolter, M.I. (2022): Die Folgen des Kriegs in der Ukraine und der Energiekrise für Wirtschaft und Arbeitsmarkt in Deutschland. Institut für Arbeitsmarkt und Berufsforschung. IAB-Forschungsbericht 11/2022. <https://downloads.gws-os.com/fb1122.pdf> (Letzter Zugriff 26.06.24)

Zimmer, A.; Koch, N. (2017): Fuel consumption dynamics in Europe: Tax reform implications for air pollution and carbon emissions. In: Transportation Research Part A: Policy and Practice. Jg. 106, S. 22–50. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2017.08.006> (Letzter Zugriff 26.06.24)