

Drittmittelfinanzierte  
Expertisen



# IW-Gutachten

## Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Be- preisung im Wärmemarkt

Gutachten für den Zentralen Immobilien Ausschuss

Dr. Ralph Henger und Dr. Thilo Schaefer

### Auftraggeber

ZIA Zentraler Immobilien Ausschuss

Herrn Thomas Zinnöcker

Unter den Linden 42, 10117 Berlin

Köln, 8.5.2018



**Kontaktdaten Ansprechpartner**

Dr. Ralph Henger  
+49 (0)221 / 4981 - 744  
[henger@iwkoeln.de](mailto:henger@iwkoeln.de)

Dr. Thilo Schaefer  
+49 (0)221 / 4981 - 791  
[Thilo.schaefer@iwkoeln.de](mailto:Thilo.schaefer@iwkoeln.de)

Institut der deutschen Wirtschaft Köln  
Postfach 10 19 42  
50459 Köln

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>4</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>9</b>
<b>2 Motivation und Restriktionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung</b>	<b>10</b>
2.1 Hintergrund	10
2.2 Motivation einer CO <sub>2</sub> -Bepreisung	12
2.3 Restriktionen einer CO <sub>2</sub> -Bepreisung im Wärmesektor	14
<b>3 Bepreisung von Wärmeenergie</b>	<b>20</b>
3.1 Preisentwicklung	20
3.2 Aktuelle Besteuerung von Energie in Deutschland	21
3.3 Bestehende Vorschläge, internationale Beispiele	25
<b>4 Varianten und Ausgestaltungsoptionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung</b>	<b>27</b>
4.1 Variante 1: Sektorale Lösung und Ausgestaltung einer CO <sub>2</sub> -Bepreisung in Form einer CO <sub>2</sub> -basierten Energiesteuer	28
4.1.1 Dynamisch steigende CO <sub>2</sub> -Bepreisung von Wärmeenergie	28
4.1.2 Auswirkungen auf private Haushalte	32
4.1.3 Sozialpolitische Flankierung	35
4.2 Variante 2: Einbeziehung des Strommarktes	36
4.3 Variante 3: Synchronisierung mit dem europäischen Emissionshandel	41
<b>5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b>	<b>42</b>
<b>Literatur</b>	<b>45</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>49</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>49</b>

### **JEL-Klassifikation**

H23 – Externe Effekte, Umverteilungseffekte, Umweltsteuer und Subventionen

Q48 – Energie, Regierungspolitik

Q52 – Umweltschutzkosten, Verteilungseffekte, Beschäftigungseffekte

Q58 – Umweltökonomie, Regierungspolitik

## Zusammenfassung

Mit dem Pariser Klimaabkommen aus dem Jahr 2015 ist es das erklärte Ziel fast aller Staaten, ihren Beitrag dazu zu leisten, dass klimaschädliche Emissionen reduziert werden und dadurch der Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter begrenzt wird. Da es sich um global wirkende Treibhausgase handelt, kommt es weder darauf an, an welchem Ort CO<sub>2</sub> emittiert wird, noch von wem. Demnach müssen nicht nur alle Staaten, sondern auch alle Wirtschaftssektoren ihren Beitrag leisten, damit das globale Vorhaben einer weitgehenden Dekarbonisierung gelingen kann.

**Das globale Ziel der Reduktion klimaschädlicher Treibhausgasemissionen braucht einen übergeordneten, idealerweise globalen Koordinationsmechanismus im Rahmen einer Gesamtstrategie. Ein einheitlicher sektorenübergreifender CO<sub>2</sub>-Preis kann diese Aufgabe erfüllen.**

Da die notwendigen Anpassungsprozesse und technologischen Veränderungen enorme Kosten verursachen, ist ein Koordinationsmechanismus notwendig, der dafür sorgt, dass die Kosten der Dekarbonisierung so gering wie möglich ausfallen. Das ist allein deshalb erforderlich, damit die Umsetzung des Pariser Abkommens nicht an den unzureichenden Finanzmitteln vieler Unterzeichner scheitert. Eine kostenminimale Dekarbonisierung lässt sich über einen Preismechanismus erzielen, der dafür sorgt, dass dort zuerst der Ausstoß von Treibhausgasen vermieden wird, wo dies am kostengünstigsten möglich ist. Dies setzt einen ökonomisch vollkommenen Markt in und zwischen den verschiedenen Sektoren voraus. Dann ist eine Bepreisung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sinnvoll, denn dadurch entstehen Anreize, CO<sub>2</sub>-Emissionen zu vermeiden.

**Mittelfristiges Ziel sollte eine Integration der fehlenden Sektoren in den Emissionshandel sein, wobei allzu große Verteilungswirkungen zulasten der Industriesektoren, die einem starken Wettbewerb mit Regionen außerhalb des Geltungsbereichs des Emissionshandels ausgesetzt sind, verhindert werden müssen. Langfristiges Ziel muss deshalb darüber hinaus eine räumliche Vergrößerung des Geltungsbereichs sein, sodass nicht nur in Europa ein Preis für CO<sub>2</sub> gilt.**

Auch wenn ein weltweit geltender CO<sub>2</sub>-Preis politisch derzeit nicht umsetzbar erscheint, können sich regionale Systeme entwickeln und mittelfristig auf globaler Ebene verknüpft werden. Der europäische Emissionshandel EU-ETS ist ein Instrument, das zumindest europaweit und für mehrere Sektoren eine solche Bepreisung vollzieht. Rund die Hälfte der Emissionen in Europa ist bislang nicht vom Emissionshandel erfasst, da etwa der Gebäudesektor und Verkehrssektor nicht teilnehmen. Zudem hat der bislang niedrige Zertifikatspreis wenig Anreize zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung geleistet. Dennoch sorgt er dafür, dass die politisch festgesetzte Menge an zulässigen Emissionen nicht überschritten wird. Bei einer zukünftigen Verknappung der Zertifikatsmenge wird der Emissionshandel tendenziell stärkere Anreizwirkungen entfalten.

**Ordnungsrechtliche Vorgaben und teure technologiespezifische Maßnahmen stehen dem Ziel einer kostenminimalen Dekarbonisierung entgegen.**

Trotz umfangreicher und kostspieliger Maßnahmen hat Deutschland die selbst gesteckten Reduktionsziele beim CO<sub>2</sub>-Ausstoß nicht erreichen können. Neben den gesunkenen Energiepreisen liegen die Gründe hierfür insbesondere darin, dass viele Potenziale für Investitionen nicht realisiert werden. Eine stärkere Ausrichtung des bestehenden Instrumentariums an der Bemessungsgrundlage CO<sub>2</sub> wirkt in die Richtung einer einheitlichen Bepreisung von Treibhausgasemissionen. Derartige marktwirtschaftliche Instrumente setzen Anreize für CO<sub>2</sub>-Vermeidung dort, wo diese am günstigsten umgesetzt werden kann, und sind Verboten und Grenzwerten damit überlegen. Hierdurch werden Investitionen angeregt. Deshalb sollten in Sektoren, deren Aufnahme in ein sektorenübergreifendes System derzeit politisch nicht umsetzbar ist, die sektorspezifischen Instrumente so ausgerichtet werden, dass sie einer übergreifenden Bepreisung nicht entgegenstehen, sondern vielmehr den Weg zu einer Integration bereiten.

Vor dem Hintergrund der vorgestellten Vorteile und Restriktionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung diskutiert das vorliegende Gutachten insgesamt drei mögliche Varianten und Ausgestaltungsoptionen. Die Varianten unterscheiden sich danach, ob sich die Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf den Wärmemarkt beschränkt, oder ob weitere Sektoren miteinbezogen werden. Die weitestgehende Variante 3 stellt mit einem globalen Emissionshandel und einheitlichen Preisen für Treibhausgase die optimale Lösung dar. Variante 1 stellt die politisch voraussichtlich am einfachsten realisierbare Lösung dar, die zunächst auf den Wärmemarkt und den Gebäudesektor fokussiert. Variante 2 bezieht den Stromsektor mit ein.

Die beiden wichtigsten Energieträger im Wärmesektor sind Erdgas und Heizöl, die noch in drei Viertel aller Wohnungen eingesetzt werden (Anteil 2016: 76 %, BDEW, 2017). Die aktuellen Energiesteuersätze haben keinen Bezug zum CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Würde der CO<sub>2</sub>-Gehalt bereits heute die Bemessungsgrundlage und Begründung für die Besteuerung darstellen, dann wäre die Besteuerung mit 22,71 Euro beziehungsweise 19,81 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> unterschiedlich hoch und deutlich niedriger als beispielsweise im Verkehrssektor.

**Eine Ausrichtung der Energiesteuer nach dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß kann einen ersten Schritt für den Wärmesektor darstellen – unter der Voraussetzung, dass die Randbedingungen wie die Berücksichtigung der langfristigen Investitionszyklen von Gebäuden eingehalten werden.**

Variante 1 behandelt eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Wärmemarkt. Konkret wird dabei eine Umbasierung der Energiesteuer für Erdgas und Heizöl nach dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß diskutiert. Die Anhebung der Steuersätze erfolgt schrittweise bis zum Jahr 2050 und orientiert sich damit am langfristigen Zeitrahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 und dem Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes. Das Gutachten stellt dabei zwei mögliche Ausgestaltungen der CO<sub>2</sub>-basierten Energiesteuer und deren Wirkungsweise vor. Für die Anhebung wird eine

jährliche prozentuale Anhebung der Steuersätze vorgeschlagen, um eine über die Zeit zunehmende Dynamik zu erreichen. In beiden Varianten soll der Energiesteuersatz für das Heizöl ab dem Jahr 2020 zunächst um jährlich 5 Prozent steigen. Hierdurch wird die Angleichung der Steuersätze für Heizöl und Erdgas im Jahr 2022 bei 23 Euro/t CO<sub>2</sub> erreicht. Danach werden die Steuersätze um jährlich 5 Prozent (Variante 1a) beziehungsweise 8 Prozent (Variante 1b) bis zum Jahr 2050 angehoben. Hierdurch wird eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung erreicht, die im Jahr 2035 43 Euro/t CO<sub>2</sub> (Variante 1a) beziehungsweise 63 Euro/t CO<sub>2</sub> (Variante 1b) entspricht. Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bezieht sowohl Wohngebäude als auch Wirtschaftsimmobilien mit ein.

**Bei der Wahl der Höhe des Preispfades besteht in Variante 1 die Herausforderung darin, die richtige Balance zwischen der Vermeidung allzu hoher Belastungen bei gleichzeitiger Wirksamkeit der Bepreisung zu finden.**

Unter der Annahme gleichbleibender, zukünftig konstanter Energiepreise würde der Anstieg der Gesamtpreise für Erdgas und Heizöl hierdurch in beiden Varianten relativ gering bleiben. Bis zum Jahr 2050 steigen die Steuersätze in Variante 1a ungefähr um den Faktor 4 und Variante 1b um den Faktor 10. Die Gesamtpreise für Heizöl und Erdgas nehmen hierdurch jedoch in Variante 1a ungefähr um rund ein Drittel und Variante 1b um den Faktor 2 zu. In Variante 1a wird das bisherige Höchstpreisniveau beim Erdgas (Januar 2009 bei 8,0 Cent/kWh) im Jahr 2043 und beim Heizöl (Juli 2008 bei 9,3 Cent/kWh) nicht bis zum Jahr 2050 erreicht. In Variante 1b ist der Anstieg zwar stärker, aber auch hier steigt der Gesamtpreis bei konstanten Energiepreisen auf moderate 11,9 (Erdgas) und auf 12,2 Cent/kWh (Heizöl) an. Das entspricht einem langfristigen Anstieg um 74 (Erdgas) beziehungsweise 117 Prozent (Heizöl). Die bisherigen Höchstpreisniveaus werden damit bei Variante 1b beim Erdgas im Jahr 2035 und beim Heizöl im Jahr 2044 erreicht. Durch die Anhebung der Energiesteuersätze in Variante 1b entsteht für eine Familie, die ihr Einfamilienhaus aus den 1970iger Jahren auf einen Effizienzhaus-100-Standard modernisieren möchte, ein substanzieller finanzieller Anreiz für die Durchführung von Wärmedämmmaßnahmen und den Austausch einer alten Zentralheizung in Höhe von 1.200 Euro (Sanierung im Jahr 2020), der über die Zeit deutlich ansteigt (4.200 Euro im Jahr 2030).

**Die glaubhafte Ankündigung der schrittweisen Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises schafft Anreize auch bei den für Gebäudeeigentümer üblichen langfristigen Investitionsentscheidungen.**

Der Gebäudesektor und die Durchführung von Effizienzmaßnahmen (z. B. der Austausch und der Wechsel von Heizungssystemen) sind durch lange Sanierungszyklen von 20 Jahren und mehr gekennzeichnet, wobei dabei zusätzlich die große Heterogenität der Immobilienbranche in Deutschland berücksichtigt werden muss. So können sowohl Gebäudeeigentümer wie auch Nutzer innerhalb der Nutzungsphase eines Gebäudes nur sehr eingeschränkt auf höhere Energiepreise reagieren, indem sie beispielsweise ihr Heizverhalten anpassen und weniger stark heizen. Zentral für eine substanzielle Anpassung der Verbraucher ist die Investitionsphase von Immobilien, etwa über den Austausch der Heizungsanlagen sowie den Wechsel des Energieträgers.

Auch Anpassungen über energetische Modernisierungen sind in der Regel erst am Ende des Sanierungszyklus von mehr als 20 Jahren sinnvoll, wenn sie mit Instandhaltungsmaßnahmen kombiniert werden können. Damit Verbraucher und Unternehmen sich vorausschauend an den Preispfad anpassen können, sollte eine Anpassung der Steuersätze schrittweise über einen langen Zeitraum in angemessenem Umfang erfolgen.

**Eine Auflösung des Investor-Nutzer-Dilemmas ist zwingende Voraussetzung für eine wirksame CO<sub>2</sub>-Bepreisung.**

Damit der CO<sub>2</sub>-Preis tatsächlich Anreizwirkungen entfalten kann, müssen demjenigen, der ihn zahlen muss, Vermeidungsoptionen zur Verfügung stehen. Bei vermieteten Immobilien fallen jedoch Investitionen und Nutzen aus Effizienzmaßnahmen auseinander. Diesem Problem kommt aufgrund der geringen Eigentumsquote von rund 46 Prozent in Deutschland eine hohe Bedeutung zu. Es gilt daher, das Investor-Nutzer-Dilemma aufzulösen, welches die Anreize für Investoren und Gebäudeeigentümer verringert, in Wirtschaftsimmobilien und Mietwohnungen zu investieren.

**Verteilungspolitische, technologieoffene und informatorische Instrumente können die CO<sub>2</sub>-Bepreisung flankieren und deren Wirksamkeit erhöhen.**

Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung entfaltet eine regressive Wirkung auf die Einkommensverteilung, da einkommensschwache Haushalte einen größeren Anteil ihres Einkommens für die Wohn- und Heizkosten aufwenden. Die Reformschritte sollten daher (nahezu) vollständig aufkommensneutral gestaltet sein, sodass das Aufkommen auf anderen Wegen an stark belastete Unternehmen sowie einkommensschwächere Haushalte zurückgeführt wird. Die Rückführung sollte sowohl durch sozialpolitische Instrumente als auch durch eine stärkere und technologieoffene Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen erfolgen. Bei der sozialpolitischen Flankierung sollten neben zum Beispiel einer denkbaren Erhöhung des Wohngeldes und der Einführung einer Klimakomponente im Wohngeld auch Verbesserungen im Mietrecht zur Auflösung des Vermieter-Mieter-Dilemmas in Betracht gezogen werden, wobei einseitige Belastungen nicht zielführend sind und unterbleiben sollten. Bei der Förderung bieten sich neben den Förderprogrammen der KfW und den Marktanzreizprogrammen des BAFA auch steuerliche Anreize an.

**Eine Dekarbonisierung des Wärmesektors wird durch Sektorenkopplung beschleunigt, wenn die notwendigen erneuerbaren Strommengen erzeugt werden.**

Die Ausrichtung einer Bepreisung an Treibhausgasemissionen im Wärmemarkt sollte nicht auf die Energieträger Heizöl und Erdgas beschränkt bleiben, sondern auch den Stromsektor miteinbeziehen, da damit eine potenziell CO<sub>2</sub>-ärmere oder bei erneuerbar erzeugtem Strom CO<sub>2</sub>-freie Wärmeerzeugung als Alternative mitberücksichtigt wird. Dies ist mit Biogas und Wasserstoff auch im Gassystem möglich. Zahlreiche Instrumente wie die EEG-Umlage zur Förderung des



Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien belasten den Stromverbrauch – allerdings unabhängig vom tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Gehalt. Nur wenn die sich Kosten der Wärmeherzeugung aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern annähern, kann die für eine Dekarbonisierung notwendige Sektorenkopplung gelingen. Deshalb zeigt Variante 2, dass die zusätzlichen Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-basierten Energiesteuer in etwa den prognostizierten EEG-Kosten zukünftig geförderter Stromerzeugungsanlagen entsprechen könnten. Bei einer Steuerfinanzierung dieser Neuanlagen könnte die EEG-Umlage entsprechend sinken und auf diese Weise den regressiven Verteilungswirkungen der Energiesteuer entgegenwirken.

**Aus ökonomischer Sicht stellt eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Wärmemarkt unter den genannten Voraussetzungen im Hinblick auf das Ziel der Dekarbonisierung zu geringstmöglichen Kosten einen sinnvollen Schritt dar, wenn sie mittelfristig in einer Integration in ein sektorenübergreifendes Instrument wie dem EU-ETS mündet.**

Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Wärmemarkt muss konzeptionell mit den impliziten Preisen in anderen Wirtschaftssektoren und Staaten abgestimmt sein. Der aktuelle Koalitionsvertrag hat richtigerweise das Ziel für ein CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystem formuliert, dass dieses „nach Möglichkeit global ausgerichtet ist, jedenfalls aber die G20-Staaten umfasst“. Mittelfristig ist dabei eine Kopplung der CO<sub>2</sub>-basierten Steuersätze im Wärmemarkt an den Zertifikatspreis des EU-ETS denkbar (Variante 3). Übergeordnetes Ziel sollte demnach eine Eingliederung des Gebäudesektors in den EU-ETS sein.

Aufgabe der Politik sollte es daher sein, die Preisgestaltung zukünftig stärker an den CO<sub>2</sub>-Emissionen auszurichten. Am einfachsten und als erstes umzusetzen ist eine sektorspezifische Lösung (Variante 1), die eine Ausrichtung der Energiesteuersätze der im Wärmemarkt bislang hauptsächlich eingesetzten fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl am CO<sub>2</sub>-Gehalt vorsieht. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung und eine in der Folge höhere (steuerliche) Belastung von fossil erzeugter Wärmeenergie zugunsten von CO<sub>2</sub>-armen Alternativen (Variante 2) stellen einen grundlegenden Politikwechsel dar. Ein derartiger Strategiewechsel muss gegenüber den Bürgern, Verbänden, Gebäudeeigentümern, -nutzern und -investoren frühzeitig angekündigt und erläutert werden, so dass eine breite gesellschaftliche Unterstützerbasis entsteht. Bei der Kommunikation ist wichtig, deutlich zu machen, dass eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Leitinstrument im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Reduktion von Treibhausgasemissionen am besten geeignet ist, da sie dafür sorgt, dass die Dekarbonisierung zu den geringstmöglichen Kosten erfolgen kann.

## 1 Einleitung

Die deutsche Energiepolitik benötigt neue Impulse und Instrumente, um die Ziele der Energiewende im Gebäudesektor erreichen zu können. Das Ausmaß der Investitionen zur Verbesserung des energetischen Zustands des Gebäudebestands reicht bislang nicht aus, um die Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 erfüllen zu können. Auch der Anteil energetischer Modernisierungsleistungen im Bestand ist rückläufig und in den letzten Jahren von 32,5 Prozent (2010) auf 28,0 Prozent (2016) gesunken (Gornig et al., 2017). Dieser Befund erfordert es, die gegenwärtige energiepolitische Förderpolitik der Bundesregierung zu hinterfragen und Alternativen aufzuzeigen. Die bisherige Strategie der Bundesregierung nutzt neben der Förderung fast ausschließlich ordnungsrechtliche und informatorische Instrumente, anstatt marktwirtschaftliche Instrumente einzusetzen. Grundsätzlich besteht mit Blick auf die Ziele die Möglichkeit, die gegenwärtige Strategie zu intensivieren. Hierbei müsste insbesondere die Subvention energetischer Sanierungsmaßnahmen über Zuschüsse, Kreditvergünstigungen und gegebenenfalls Steuererleichterungen deutlich ausgeweitet und verstetigt werden. Weiter steigende Standards für den Gebäudebestand und kleinteilige Eingriffe von Seiten der Politik wären die Folge (Henger et al., 2017).

Alternativ sollte jedoch auch eine Ergänzung oder gar eine Neuordnung der bestehenden Instrumente diskutiert werden. Insbesondere sollte in weitaus größerem Umfang als bisher auf marktwirtschaftliche Instrumente gesetzt werden (SRU, 2016; Löschel, 2017). Hierbei ließe sich die bisherige Strategie konzeptionell neuordnen und bislang kaum effektive und kleinteilige Instrumente, wie beispielsweise eine Reihe der hohen Anzahl an Förderprogrammen (Henger/Hude, 2017), zurückzunehmen und diese durch wirkungsvolle marktwirtschaftliche Instrumente zu ersetzen. Ziel wäre dabei gleichzeitig, auf das Ordnungsrecht so weit wie möglich zu verzichten, um die Freiheitsgrade der Marktakteure nicht zu reduzieren.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Gutachten Möglichkeiten einer strategischen Neuausrichtung mit einem deutlich größeren Anteil marktwirtschaftlicher Instrumente aufgezeigt und diskutiert. Zentrales Instrument ist hierbei eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung, welche die bestehenden Energiesteuern schrittweise durch Steuern oder Abgaben auf Energie, die sich nach dem CO<sub>2</sub>-Gehalt der eingesetzten Primärenergie bemessen, ergänzt und ersetzt. Durch die gezielte Belastung der Treibhausgasemissionen würde die Energiebesteuerung damit an die Klimaschutzziele ausgerichtet.

Das Gutachten untersucht die folgenden Aspekte und gliedert sich wie folgt: Kapitel 2 beleuchtet die Motivation als auch die Restriktionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Wärmeenergie im Gebäudesektor. Anschließend diskutiert Kapitel 3 die aktuellen Preise, Abgaben und Steuern auf die verschiedenen Energieträger im Wärmeenergiemarkt und analysiert diese im Vergleich zu anderen Wirtschaftssektoren und Staaten. Kapitel 4 erörtert verschiedene Möglichkeiten für

eine langfristige Umstellung der Bepreisung von Wärmeenergie in Richtung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Hierbei werden auch Überlegungen für eine Kombination einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung des Wärmemarktes mit dem Strommarkt angestellt sowie auf Optionen für eine mögliche Synchronisation und Integration mit dem Europäischen Emissionshandel eingegangen. Am Ende fasst Kapitel 5 die zentralen Ergebnisse zusammen und formuliert konkrete Handlungsempfehlungen.

## 2 Motivation und Restriktionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung



### 2.1 Hintergrund

Um die Erwärmung der Erde durch Treibhausgasemissionen zu bekämpfen, soll der Ausstoß dieser Treibhausgase in die Atmosphäre vermindert werden. Die dazu vereinbarten internationalen Ziele sehen eine drastische Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen vor, die entsprechend grundlegende strukturelle Veränderungen im Bereich industrieller Prozesse, bei der Energieerzeugung, im Verkehr, in der Landwirtschaft und nicht zuletzt beim Heizen von Gebäuden erforderlich machen. Es genügt dabei nicht, dass einzelne Länder oder Regionen ihren Ausstoß von CO<sub>2</sub> vermindern, denn Treibhausgase wirken global. Deshalb kann nur ein weltweiter Ansatz erfolgreich sein. Angesichts der erheblichen Kosten, die dabei anfallen werden, sind möglichst effiziente Instrumente zu wählen, mit deren Hilfe die Ziele zu minimalen Kosten erreicht werden können. Indem der Ausstoß von Treibhausgasen mit einem Preis versehen wird, werden Vermeidungsmaßnahmen zuerst dort umgesetzt, wo dies am günstigsten ist. Eine kostenminimale Lösung erscheint auch politikökonomisch als notwendig, damit auch weniger finanzstarke Staaten ihren Beitrag zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen leisten können. Von enormer Bedeutung ist hierbei eine glaubwürdige globale Strategie und der Orientierung an internationalen und nicht nationalen Emissionszielen.

Ein aus volkswirtschaftlicher Sicht „erstbesten“ Ansatz zur kostenminimalen Dekarbonisierung wäre ein weltweiter Emissionshandel (Tabelle 2-1). Ziel ist hierbei die Internalisierung durch eine Bepreisung aller externen gesellschaftlichen (Umwelt-)Kosten, die aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern resultieren. In ähnlicher Weise würde ein einheitlicher Preis beispielsweise durch eine weltweit einheitliche CO<sub>2</sub>-Steuer wirken (Hepburn, 2006). Der Unterschied besteht darin, ob Menge oder Preis politisch festgesetzt werden. Entscheidend ist jedoch der einheitliche Preis, so dass kein Anreiz besteht, ein Land oder eine Region aufgrund der dortigen CO<sub>2</sub>-Kosten zu verlassen zugunsten eines Standortes, an dem geringere oder gar keine CO<sub>2</sub>-Kosten anfallen (Bardt, 2018). Solange eine solche globale Lösung politisch nicht umgesetzt werden kann, sind durchaus nationale oder regionale Lösungen im Sinne einer „zweitbesten“ Lösung sinnvoll wie beispielsweise der europäische Emissionshandel (European Union Emissions Trading System, EU-ETS). Um die Abwanderungsgefahr von emissionsintensiven Unternehmen (Carbon Leakage) und ihrer Investitionen (Investment Leakage) zu verhindern, müssen Sekto-

ren, die im intensiven internationalen Wettbewerb mit Konkurrenten außerhalb des Geltungsbereichs des Emissionshandelssystems geschützt werden. Deshalb gibt es für Teilnehmer des EU-ETS Carbon Leakage Regeln in Form einer kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten. Wichtig sind hierbei treffsichere Regeln, die weder für eine Über- noch für eine Unterausstattung der betroffenen Unternehmen mit Emissionshandelszertifikaten sorgen.

**Tabelle 2-1: Politökonomische Handlungsebenen**

 <p>Erstbeste Lösung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Globaler Emissionshandel mit einheitlichen Preisen für Treibhausgase</li> </ul>
 <p>Zweitbeste Lösung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Europäischer Emissionshandel für alle Sektoren mit perfektem Carbon Leakage-Schutz für wettbewerbsintensive Branchen</li> </ul>
<p>Aktuelle Situation</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Uneinheitliche Regulierung verschiedener Sektoren</li> <li>■ Trennung von ETS- und Nicht-ETS-Sektoren</li> <li>■ Inkonsistenzkosten durch zusätzliche nationale Regulierung</li> </ul>

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft

Sowohl die erstbeste (globale) als auch die zweitbeste Lösung stehen im Einklang mit dem Ziel einer kostenminimalen Dekarbonisierung. Die aktuelle Situation ist jedoch weit davon entfernt. Zwar gibt es den EU-ETS, der allerdings nur einen Teil der Wirtschaftssektoren und damit lediglich etwa die Hälfte der Treibhausgasemissionen in Europa abdeckt. Auf diese Weise kommt es zu uneinheitlichen Regulierungen in den Sektoren und eigenen Zielen für Sektoren außerhalb des Emissionshandels. Eine unilaterale Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung kann einen Wettbewerbsnachteil für inländische Unternehmen mit hohem Brennstoffverbrauch darstellen. Aus diesem Grund ist stets eine gesamteuropäische beziehungsweise weltweite Anpassung der Preise anzustreben. Obwohl mit dem europäischen Emissionshandel bereits ein bestehendes ausbaufähiges Instrument angewendet wird, zeigen die internationalen Verhandlungen auf den Klimakonferenzen, wie schwierig es ist, vor dem Hintergrund der sehr unterschiedlichen nationalen Interessenlage, hier Lösungen herbeizuführen. Es muss aber gewährleistet sein, dass andere Länder mit zumindest ähnlichen Maßnahmen und Rahmenbedingungen zur Verbesserung des Klimas beitragen.

Auf nationaler Ebene wiederum werden häufig zusätzliche Ziele und Instrumente eingesetzt. Im Geltungsbereich des Emissionshandels können sie allerdings keine zusätzliche Klimaschutzwirkung erzielen. Sinnvoll sind dagegen flankierende Instrumente, wo sie andere Marktunvollkommenheiten wie Lernkurveneffekte, Informationsasymmetrien oder unerwünschte Verteilungswirkungen adressieren. Veränderungen am inkonsistenten Instrumenten- und Zielmix im Status

quo sollten sich deshalb in Richtung einer zweit- und besser noch erstbesten Lösung bewegen. Solange sektor- oder länderübergreifende Lösungen politisch (noch) nicht umgesetzt werden können, sollten auch sektorspezifische nationale Instrumente stets daraufhin überprüft werden, dass sie dem Ziel einer insgesamt kostenminimalen Dekarbonisierung nicht entgegenstehen.

Die Suche nach weiteren Möglichkeiten zur Treibhausgasreduzierung im Wärmemarkt ist im Falle einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung ergebnisoffen, innovationsfreundlich und nicht an den Sektor gebunden. Zu beachten sind hierbei die Wechselwirkungen mit anderen Klimaschutzinstrumenten wie dem EU-ETS. Langfristig kann und sollte auf eine eigenständige sektorale Politik für den Gebäude- und Wärmemarkt verzichtet werden. Kurzfristig werden jedoch nur spezifische Instrumente die Anreize für die Nicht-Emissionshandelssektoren wie Verkehrs- und Gebäudesektor erhöhen können. Hierbei geht es unter anderem um die Frage, wie zukünftig verstärkt aus erneuerbaren Energien hergestellter Strom im Gebäudesektor zum Heizen genutzt und hierdurch der Einsatz von fossilen Energien reduziert werden kann („Sektorenkopplung“). Hierüber wird in den Varianten und Strategien in Kapitel 4.3 näher eingegangen.

## 2.2 Motivation einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung

Für eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung sprechen mehrere Gründe, die im Folgenden knapp dargestellt werden sollen. Der erste Grund ist, dass die Senkung der Treibhausgasemissionen ein wichtiges klimapolitisches Ziel darstellt, welches vor dem Hintergrund der nationalen und internationalen Klimaschutzziele eine zentrale Rolle einnimmt. Aufgrund der hohen Bedeutung des Gebäudebestandes und des Wärmemarktes hinsichtlich der Treibhausgasemissionen ist auch der Gebäudesektor gefordert, in Zukunft deutliche Einsparungen vorzunehmen. Die Ziele wurden von der Bundesregierung im Jahr 2010 mit einer Reduktion von mindestens 80 Prozent an Primärenergie vorgegeben (BMWi/BMU, 2010). Eine Ausrichtung der Besteuerung der Wärmeenergie an den Treibhausgasemissionen ist daher folgerichtig, auch wenn natürlich weitere Aspekte wie die Finanzierung von Infrastrukturen für die Bereitstellung der Energie weiterhin zu beachten sein werden. Wie das folgende Kapitel zeigen wird, ist die derzeitige CO<sub>2</sub>-Bepreisung zwischen und innerhalb der Sektoren sehr heterogen. Insgesamt wird bei einem Blick auf die gesamte Besteuerung von Energie deutlich, dass diese äußerst unsystematisch ausgestaltet ist, was sich nur historisch erklären lässt.

Der zweite Grund ist der Befund, dass in den letzten Jahren zu wenige Investitionen in Effizienzmaßnahmen getätigt wurden, sodass die kurz-, mittel- und langfristigen Klimaschutzziele nicht erreichbar sind (Henger et al., 2017). Wie bereits erwähnt ist der Anteil energetischer Modernisierungsleistungen im Bestand rückläufig und ein gewisser Attentismus hat sich aufgrund der großen Unsicherheit auf Seiten der Investoren und Gebäudeeigentümer breit gemacht.

Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Wärmeenergie oder alternativ einer Integration in den Emissionshandel bietet daher eine Reihe von Chancen:

1. Erstens ermöglicht eine an die Klimaschutzziele ausgerichtete Energiebesteuerung deren kosteneffiziente Zielerreichung (siehe vorheriger Abschnitt). Hierbei sollte eine globale Strategie und das Erreichen globaler Klimaschutzziele angestrebt werden. Bei einer an der Treibhauswirkung orientierten Besteuerung von Energie wird über alle Sektoren hinweg versucht, Energie einzusparen, wobei stets dort gespart werden würde, wo es zu den geringsten Kosten möglich ist. Bestehende und potenzielle Anbieter haben dann einen starken Anreiz, ihr Knowhow für die Erstellung neuer Technologien zu nutzen. Wenn technologische Fortschritte erreicht werden, können sich die Haus- und Gebäudeeigentümer ihre Verhaltensweisen an die neuen Umstände anpassen und ein „lock in“ veralteter Technologien wird (weitgehend) vermieden.
2. Zweitens, werden durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung Investitionen angeregt, da es sich bei höheren Energiekosten für die privaten Haushalte mehr lohnt, Heizkosten einzusparen (z. B. durch Wärmedämmmaßnahmen oder den Austausch des Heizungssystems). Der „Preis“ der (Wärme-)Energie steht hierbei als wesentlicher Faktor im Vordergrund. Preisänderungen gehen im Ressourcenmanagement häufig mit Verhaltensanpassungen der Konsumenten einher (King/Weimer, 2002; Lin/Prince, 2013). Bildet ein Preis die Knappheit der Ressourcen richtig ab, sorgt er dafür, dass mit ihnen nicht mehr verschwenderisch umgegangen wird (von Weizsäcker et al., 2010; SRU, 2016). Enthält der Preis für Energie alle gesellschaftlich relevanten Kosten – also auch die Klimakosten – und bildet diese über alle Sektoren der Wirtschaft hinweg durch eine „angemessene“ Besteuerung richtig ab, gäbe es für alle Gebäudeeigentümer und Mieter Anreize, möglichst wenig Energie zu verbrauchen und damit Treibhausgasemissionen zu reduzieren, Investitionen in die Energieeffizienzmaßnahmen zu tätigen oder verstärkt erneuerbare Energien einzusetzen. Auch bei Wohnungswechseln würden die Interessenten stärker als heute auf den Energieverbrauch achten. Dies gilt auch für den gewerblichen Markt, auch wenn dort die Heizkosten an den Gesamtkosten eine geringere Rolle im Vergleich zum Wohnungsmarkt spielen (dena, 2017a).
3. Drittens führt eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Vergleich zu kleinteiligen Förderinstrumenten und im Vergleich zur Festlegung, Kontrolle und Einhaltung von Normen und Standards zu einer effizienteren Zielerreichung bei gleichzeitig zu geringerem Verwaltungsaufwand. Der Instrumentenmix der gegenwärtigen Klimapolitik für den Gebäudesektor setzt hauptsächlich auf Ordnungsrecht, Subventionen und kleinteilige Maßnahmen (Henger et al., 2017). Eine Klimapolitik auf Basis der ökonomischen Theorie versucht Klimaschutzziele hingegen mit möglichst geringen Kosten und mit einer möglichst geringen Störung des marktwirtschaftlichen Handels der Akteure zu erreichen. Wichtig ist hierbei, dass in Zukunft bestimmte Technologien nicht durch das Ordnungsrecht ausgeschlossen werden. So enthielt der Entwurf des „Klimaschutzplans 2050“ einen Fahrplan, der aufzeigt, ab wann auf Investitionen in Heizöl- und Gasheizungen vollständig verzichtet werden soll

(BMUB, 2016). Effizienter ist eine stärker auf die Reduktion von Treibhausgasen ausgerichtete Besteuerung von Heizöl und Erdgas, um technologieoffen den Umbau des Gebäudebestandes klimaneutral voranzutreiben. Hierdurch bleibt auch mehr Raum für die dringend erforderlichen Innovationen zur Speicherung des zukünftig verstärkt produzierten Stroms aus erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Power-to-Gas Technologien. Konstante und langfristig ausgelegte Rahmenbedingungen schaffen hierbei stetige Innovationsanreize. Bei einer langfristigen Strategie besteht zudem die Möglichkeit, momentan eingesetzte Instrumente, wie beispielsweise die durch Verordnungen durchgesetzten hohen Baustandards zurückzunehmen, um den Weg in eine breite Sanierung zu bereiten (Henger et al., 2016). Dabei ist es nicht unbedingt notwendig, gleich alle bisherigen Instrumente aufzugeben. Jedoch erscheint eine Vielzahl der Politikmaßnahmen als zu kleinteilig und dirigistisch, so dass sie von den Marktakteuren nicht angenommen werden oder nur zu hohen Kosten umgesetzt werden können. Der intelligente Einsatz und die Kombination einer mehr marktwirtschaftlichen Steuerung mit beispielsweise informatorischen Mitteln (Nudging) können dagegen helfen, eine breite Anpassung von Verhaltensweisen und Energieeinsparung schneller durchzusetzen.

### 2.3 Restriktionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Wärmesektor

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, ergeben sich bei einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung große Wechselwirkungen mit anderen Klimaschutzinstrumenten wie dem EU-ETS sowie Fragen über die Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Industrien. Hieraus leiten sich bereits eine Reihe von Restriktionen bei der Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung ab. Hinzu kommt, dass bis heute die meisten Preisbestandteile der bestehenden Energiesteuern (sowie Abgaben und Umlagen) nicht aus Klimaschutzgründen, sondern aus anderen Erwägungen heraus eingeführt wurden.

Darüber hinaus müssen im Wärmemarkt und dem Gebäudesektor weitere spezifische Aspekte berücksichtigt werden. Eine zentrale Restriktion bei einer Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung stellen im Wärmemarkt die geringen Preis-Elastizitäten in der Nutzungsphase von Immobilien dar. So können Gebäudeeigentümer innerhalb der Nutzungsphase eines Gebäudes nur sehr eingeschränkt auf höhere Energiepreise reagieren, indem sie beispielsweise ihr Heizverhalten anpassen und weniger stark heizen. Der Energiebedarf einer bestehenden Heizungsanlage und Wohnung kann hingegen nur durch Effizienzmaßnahmen gesenkt werden, für die privates Kapital für Investitionen aufgebracht werden muss. In Hinblick auf die geringe Preiselastizität sollten bei einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Beginn an auch informatorische Instrumente stärker zum Einsatz kommen, da besonders einkommensschwache Haushalte häufig neben dem notwendigen Wissen für Verhaltensanpassungen nicht über ausreichend Mittel verfügen, technologische Effizienzverbesserungen vorzunehmen. Dies zeigen empirische Erfahrungen aus dem Strommarkt (Amecke et al., 2012; Bardt et al., 2012). Werden informatorische Instrumente (Kampagnen, Beratung etc.) mit Preisinstrumenten verknüpft, können die privaten Haushalte höhere Preise

durch Verhaltensanpassung und einer Nachfragereduktion ausgleichen (Aigeltinger et al., 2015; SRU, 2016). Dennoch bleiben insgesamt in der Regel Kostenbelastungen bei den privaten Haushalten bestehen.

Aus Sicht der Gebäudeeigentümer und Investoren spielen bei der Frage, ob sie eine energetische Gebäudesanierung durchführen oder nicht, Wirtschaftlichkeitsüberlegungen eine entscheidende Rolle. Energetische Modernisierungen rechnen sich in der Regel nur, wenn sie am Ende des Sanierungszyklus vorgenommen werden und Förderprogramme zum Beispiel von der BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) und der KfW in Anspruch genommen werden können (Henger/Voigtländer, 2012; Henger et al., 2017). Werden energetische Maßnahmen vorgezogen, obwohl die einzelnen Bauteile und die Heizungstechnik noch über eine technische und/oder wirtschaftliche Restlebensdauer verfügen – sind sie selten in einem angemessenen Zeitraum wirtschaftlich zu realisieren. In der Literatur wird diesbezüglich vom Koppungsprinzip gesprochen, da energiebedingte Mehrkosten einer Sanierung mit „Sowieso-Kosten“ für beispielsweise Putzsanierungen oder den Austausch veralteter Heizungsanlagen „gekoppelt“ werden können (IWU, 2008).

Der Sanierungszyklus eines Gebäudes hängt von der Lebensdauer der eingesetzten Bauteile ab. Hierbei wird zwischen der technischen und wirtschaftlichen Lebensdauer unterschieden. Die technische Lebensdauer ist die Zeitspanne zwischen der Errichtung und dem Abriss eines Gebäudes und stellt somit die Obergrenze für die Haltbarkeit eines Gebäudes beziehungsweise dessen Bauteilen dar. Die wirtschaftliche Lebensdauer bezeichnet dagegen den Zeitraum, in dem es ökonomisch sinnvoll ist, das Gebäude oder ein Bauteil zu nutzen (BBSR, 2010). Die technische Lebensdauer ist abhängig von der Nutzungsintensität und den durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen. So können regelmäßig und sachgemäß durchgeführte Inspektions- und Wartungsmaßnahmen die Lebenserwartung von Bauteilen zum Teil erheblich verlängern. Die wirtschaftliche Lebensdauer bezeichnet den Zeitraum, in dem es ökonomisch sinnvoll ist, das Gebäude beziehungsweise einen Bauteil zu nutzen und hängt von den Bedingungen des regionalen und sachlichen Immobilienmarktes ab.

Nach einer Studie des Fraunhofer Instituts aus dem Jahr 2013 kann von folgenden Sanierungszyklen ausgegangen werden (Fraunhofer IPD, 2013, 8):

- Für die opake Hülle (Dach, Außenwand, Kellerdecke): 50 bis 55 Jahre
- Für die Fenster: 36 Jahre
- Für Anlagentechnik beziehungsweise Kesseltausch: 30 Jahre

Die für die energetische Modernisierung zentralen Bauteile wie das Wärmeverbundsystem oder die Mehrscheiben-Isolierverglasungen haben eine durchschnittliche Lebensdauer von 20 bis 40 Jahren (IEMB, 2006). Ein Austausch der Heizungsanlage ist aus technischer Sicht früher erforderlich, jedoch wird er in der Praxis ebenfalls in der Regel nach 20 bis 30 Jahren durchgeführt.

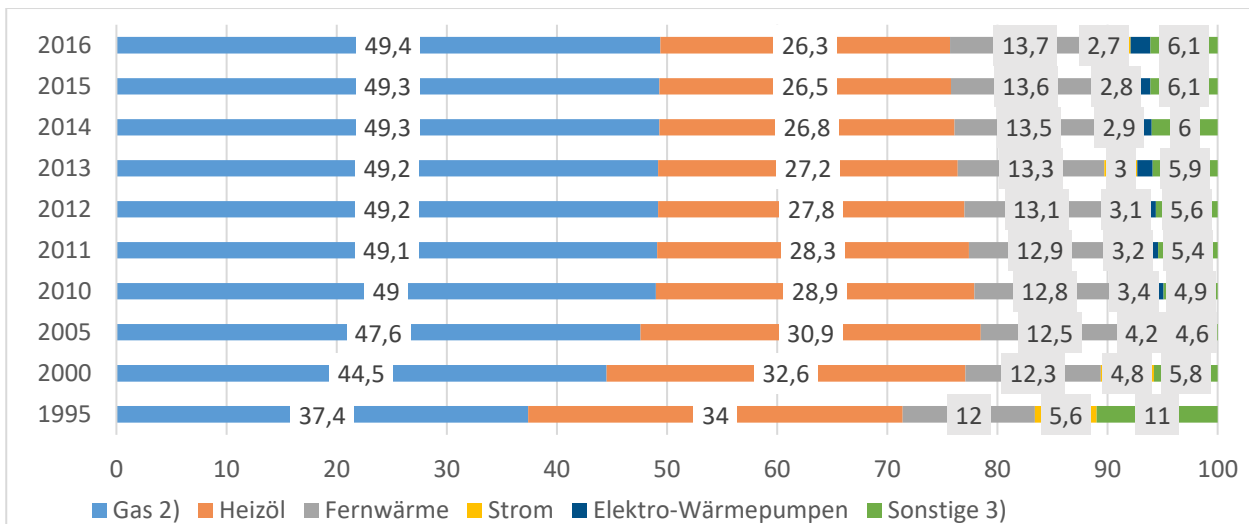


So sind nach einer Befragung des BDEW 46 Prozent der Heizungsanlagen in Wohnungen von professionell-gewerblichen Anbietern und 41 Prozent von privaten Kleinanbietern älter als 20 Jahre (BDEW, 2017). Für Bürogebäude und Wirtschaftsimmobilien kann von ähnlichen Zeitspannen ausgegangen werden (dena, 2017a).

Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung trifft die privaten Haushalte je nach aktuell eingesetztem Energieträger unterschiedlich. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung würde die beiden fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl verteuern, die im Wärmemarkt für private Haushalte dominierend sind. So wird Erdgas im Jahr 2016 in 49,4 Prozent und Heizöl in 26,3 Prozent der Wohnungen eingesetzt (Abbildung 2-1). Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder eine Anhebung der Steuersätze für Erdgas und Heizöl beträfe damit drei Viertel aller Haushalte (75,7 %). Fernwärme hat einen Anteil von 13,7 Prozent.

### Abbildung 2-1: Energieträger entscheidet über Betroffenheit

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes<sup>1)</sup> Anteile in Prozent



Quellen: BDEW, 2017 auf Basis der Statistischen Landesämter, 1) Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden, 2) einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas, 3) Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

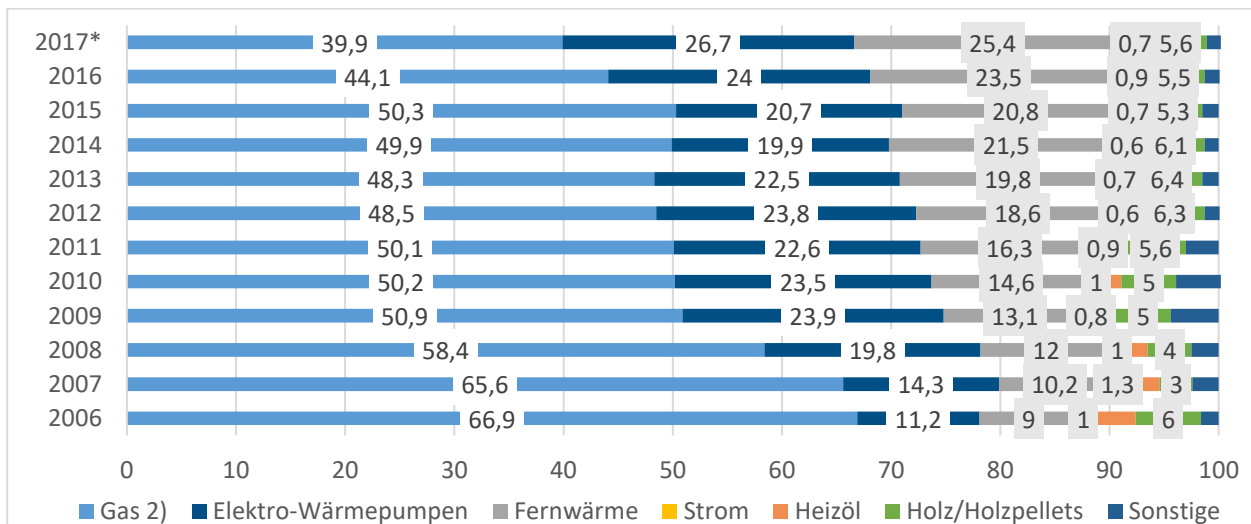
Fernwärme entsteht in einem Heizkraftwerk nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung. Neben dem hergestellten Strom wird die Wärme an mehrere Gebäude und Quartiere geliefert. Durch den sehr hohen Wirkungsgrad wird der Ausstoß des Treibhausgases Kohlendioxid vermindert. Daher wird Fernwärme aktuell nicht mit einer Energiesteuer belastet (Zenke et al., 2015, 143 ff.). Zukünftig sollte überprüft werden, ob – zunächst für Neubauten unterschiedlicher Nutzung – auch die leitungsgebundene Wärmeversorgung nach CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei ihrer Erzeugung und den eingesetzten Brennstoffen zu besteuern ist. Für den Bestand bedarf es dabei angemessener Übergangsvorschriften, rechtsstaatliche Aspekte wie Bestands- und Vertrauensschutz sind zu berücksichtigen. Hierbei müssen ferner die Marktgegebenheiten und die Kostenelemente für die Fernwärmepreisbildung vor Ort angemessen abgebildet werden. Besondere Be-

rücksichtigung müssen zudem die Primärenergiefaktoren erfahren, für deren Ermittlung gegenwärtig verschiedene Berechnungsmethoden in Verbindung mit der leitungsgebundenen Wärme-/Kälteversorgung bestehen. Diesen Faktoren fehlen bislang eindeutige Bestimmungen in Gesetzen und Verordnungen.

Im Neubau werden mittlerweile verstärkt Elektro-Wärmepumpen (26,7 % im 1. Halbjahr 2017) eingesetzt die nicht von einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung betroffen wären (Abbildung 2-2). Auch Fernwärme ist ein positiver Trend zu beobachten und wird in gut jedem vierten Neubau eingesetzt (25,4% im 1. HJ. 2017). Erdgas spielt aber mit 39,9 Prozent (1. HJ. 2017) eine weiterhin dominierende Rolle auch wenn die Anteile in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen sind. Heizöl wird heutzutage im Neubau quasi nicht mehr eingesetzt (0,6 % im 1. HJ. 2017).

### Abbildung 2-2: Neubau: Erdgas wird durch Elektro-Wärmepumpen und Fernwärme ersetzt

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes; Anteile in Prozent 1)



Quellen: BDEW, 2017 auf Basis der Statistischen Landesämter, 1) Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden, 2) einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas, 3) Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

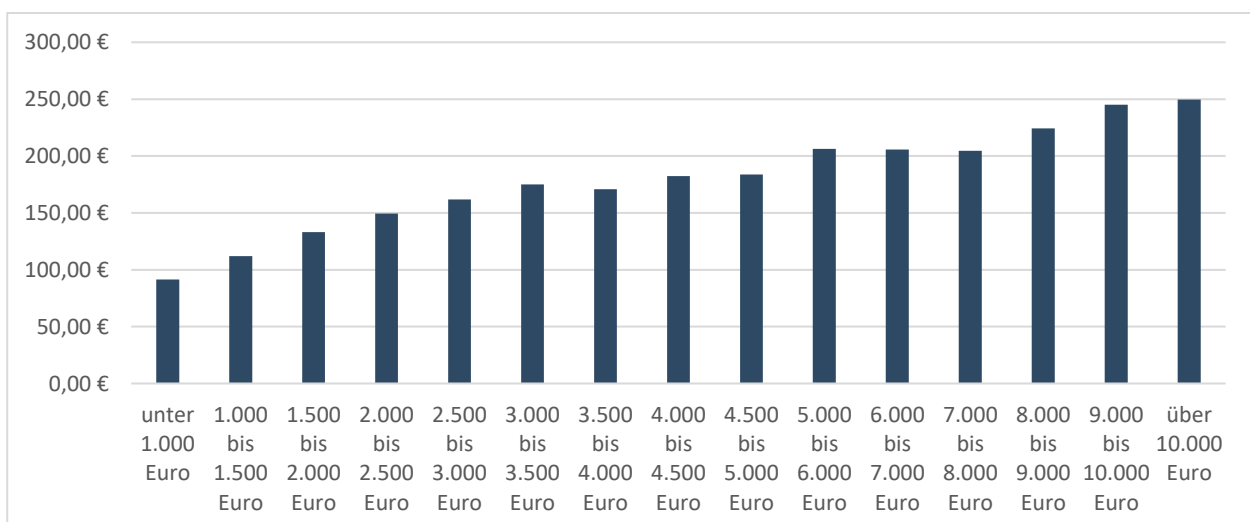
Durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung sollen die Verhaltensweisen der privaten Haushalte beeinflusst werden. Insbesondere sollen die Gebäudeeigentümer dazu veranlasst werden, Effizienzmaßnahmen an ihrem Gebäude durchzuführen. Wie beschrieben sind hierbei die geringen Preiselastizitäten und langen Sanierungszyklen zu berücksichtigen. Jedes Jahr werden jährlich in 2 Prozent der Wohnungen die Heizungen erneuert (IWU/BEI, 2010; Henger/Voigtländer, 2012). Dabei wird sehr häufig der Energieträger gewechselt, meistens von Heizöl zu Erdgas gefolgt von Erdgas zu Fernwärme (BDEW, 2017). Ein zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Preis von beispielsweise 50 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>

auf Heizöl würde bei einem für einen Einfamilienhaus überdurchschnittlichen Verbrauch von 2.500 Litern pro Jahr zu Kosten von rund 460 Euro führen.<sup>1</sup>

Die Belastungen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden je nach Gebäude- und Haushaltssituation und dem Nutzverhalten sehr unterschiedlich sein. Die Belastungen sind vor allem abhängig vom Einkommen. So hat eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung wie alle Verbrauchssteuern eine regressive Wirkung, da einkommensschwache Haushalte einen größeren Anteil ihres Einkommens für die Wohn- und Heizkosten aufwenden. Ein durchschnittlicher Haushalt gab im Jahr 2015 148,12 Euro für Heizung und Warmwasser aus. Die Ausgaben steigen mit dem Einkommen der Haushalte an: Ein Haushalt mit weniger als 1.000 Euro netto zahlt monatlich 91,46 Euro, ein Haushalt mit mehr als 10.000 Euro 249,64 Euro (Abbildung 2-3). Der Anteil von Haushalten mit weniger als 1.000 Euro an allen Haushalten entspricht 10,3 Prozent. Das entspricht bei 40,8 Mio. Haushalten im Jahr 2015 (Statisches Bundesamt, 2018) 4,2 Mio. Haushalten. Diese Haushalte erhalten in der Regel Grundsicherung (z.B. Hartz IV) und damit auch die Kosten der Unterkunft und Heizung vollständig ersetzt. 15,2 Prozent der Haushalte (entspricht 6,2 Mio.) haben ein monatliches Nettoeinkommen zwischen 1.000 und 1.500 Euro. Diese Haushalte haben in der Regel je nach Haushaltsgröße und Mietbelastung entweder einen Anspruch auf Grundsicherung oder – wenn sie ihren Bedarf mit eigenem Einkommen decken können – einen Anspruch auf Wohngeld. Wohngeldhaushalte erhalten einen Zuschuss zu ihren Mietbelastungen. Heizkosten müssen Wohngeldempfänger jedoch vollständig alleine tragen, sodass diese Haushalte entsprechend auch von einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung vollständig betroffen wären (BBSR, 2017). 57 Prozent bzw. 23,3 Mio. Haushalte haben ein Einkommen unter 2.500 Euro.

### Abbildung 2-3: Heizkosten stiegen mit Einkommen

Durchschnittliche Ausgaben differenziert nach Haushaltsnettoeinkommen



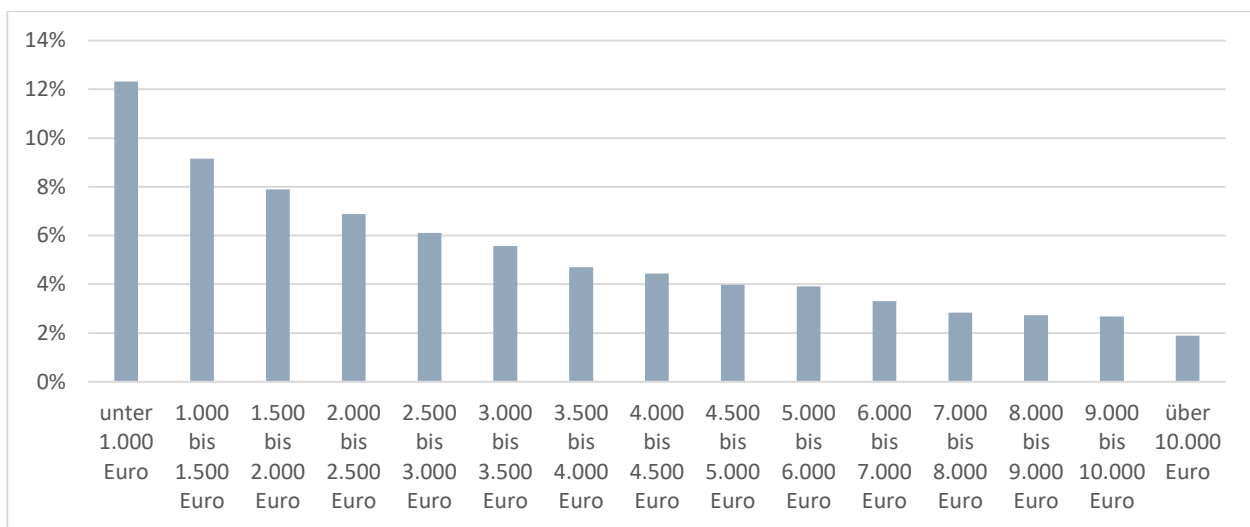
Quelle: Sozioökonomisches Panel 2015

<sup>1</sup> Inklusive 19 Prozent Mehrwertsteuer, Umrechnungsfaktor: 3,17 kg CO<sub>2</sub>= 1 Liter Heizöl

Ein durchschnittlicher Haushalt gab im Jahr 2015 5,8 Prozent seines Nettoeinkommens für Heizung und Warmwasser aus. Wie Abbildung 2-4 zeigt, sinkt der Anteil der Ausgaben für das Heizen kontinuierlich mit dem Einkommen. Die Belastungen sind für Haushalte mit niedrigen Einkommen deutlich höher: Ein Haushalt mit weniger als 1.000 Euro im Monat gibt 12,3 Prozent seines Nettoeinkommens für das Heizen aus. Ab einem Einkommen von monatlich 3.000 Euro ist der Anteil unterdurchschnittlich. Bei einer Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung sind daher sozialpolitische Aspekte zu beachten.

### Abbildung 2-4: Ausgabenanteil für Heizkosten sinkt mit Einkommen

Anteil für Heizkosten am Haushaltsnettoeinkommen



Quelle: Sozioökonomisches Panel 2015

Ein weiteres Problem stellt das so genannte Vermieter-Mieter-Dilemma dar, welches die Anreize für Gebäudeeigentümer verringert, in Mietwohnungen zu investieren, und dem aufgrund der geringen Eigentumsquote von rund 46 Prozent in Deutschland (Klinski, 2010; Hallof, 2013; Statistisches Bundesamt, 2016) eine hohe Bedeutung zukommt. Grundsätzlich obliegt es in Mietverhältnissen den Eigentümern der Wohnungen, ob Energieeffizienzmaßnahmen durchgeführt werden. Sie tragen auch die Investitionskosten, während die Mieter durch die Maßnahmen geringere Heizkosten erreichen können. Der Vermieter trägt die Investitionen, der Mieter hat den Nutzen. Nur wenn die Vermieter die Kaltmiete anheben oder sich ganz allgemein die Vermietbarkeit der Wohnung erhöht, erzielen die Vermieter einen Vorteil aus der Investition. Die Regelungen des Mieterhöhungsrechts (§ 558 BGB „Kappungsgrenze“, § 559 BGB „Modernisierungsumlage“) tragen dieser Problematik in ihrer jetzigen Ausgestaltung nicht in ausreichendem Umfang Rechnung. Zusammen mit den vielerorts nicht vorliegenden aussagekräftigen Mietspiegeln, stellen sie vielerorts ein Hemmnis bei der Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen dar (Hallof, 2013). Gerade private Kleinvermieter werden dadurch davon abgehalten, Effizienzmaßnahmen für ihre Wohnungen mit laufenden Mietverträgen durchzuführen und

warten häufig ab, bis ein Mietverhältnis beendet wird (Henger/Voigtländer, 2012). Im vermieteten Bestand muss daher von einer sehr geringen kurzfristigen Preiselastizität ausgegangen werden.

## 3 Bepreisung von Wärmeenergie

### 3.1 Preisentwicklung

Dieses Kapitel stellt die Preisentwicklung und die aktuelle Besteuerung von Wärmeenergie im sektoralen und internationalen Vergleich dar. Zunächst wird dabei auf die Entwicklung der Verbraucherpreise für die drei wichtigsten Energieträger Heizöl, Erdgas und Fernwärme im Vergleich zu Diesel, Benzin und Strom eingegangen (Abbildung 3-1). Auffällig sind unmittelbar die unterschiedlichen Preisniveaus in den verschiedenen Sektoren. Berücksichtigt man alle Preisbestandteile einschließlich Steuern, Umlagen und Abgaben, dann hat Strom den höchsten Preis für die Verbraucher. Im Juli 2017 mussten die privaten Haushalte durchschnittlich 29,9 Cent je Kilowattstunde bezahlen. Danach folgen die Preise für den Verkehrssektor. Für Super-Benzin musste im Juli 2017 14,9 Cent bezahlt werden, für Diesel 11,4 Cent je Kilowattstunde. Die Preise für den Wärmemarkt liegen hingegen deutlich darunter. Für Fernwärme, Erdgas und leichtes Heizöl bezahlten die Verbraucher im Juli 2017 im Durchschnitt 8,2, 6,6 beziehungsweise 5,3 Cent pro Kilowattstunde. Die großen Unterschiede zwischen den Energieträgern resultieren nur zu einem geringen Teil aus den unterschiedlichen Herstellungs- und Bereitstellungskosten und wechselnden Weltmarktpreisen, sondern sind hauptsächlich auf die unterschiedliche steuerliche Behandlung der Energieträger zurückzuführen. Hierauf wird im nächsten Kapitel vertieft eingegangen.

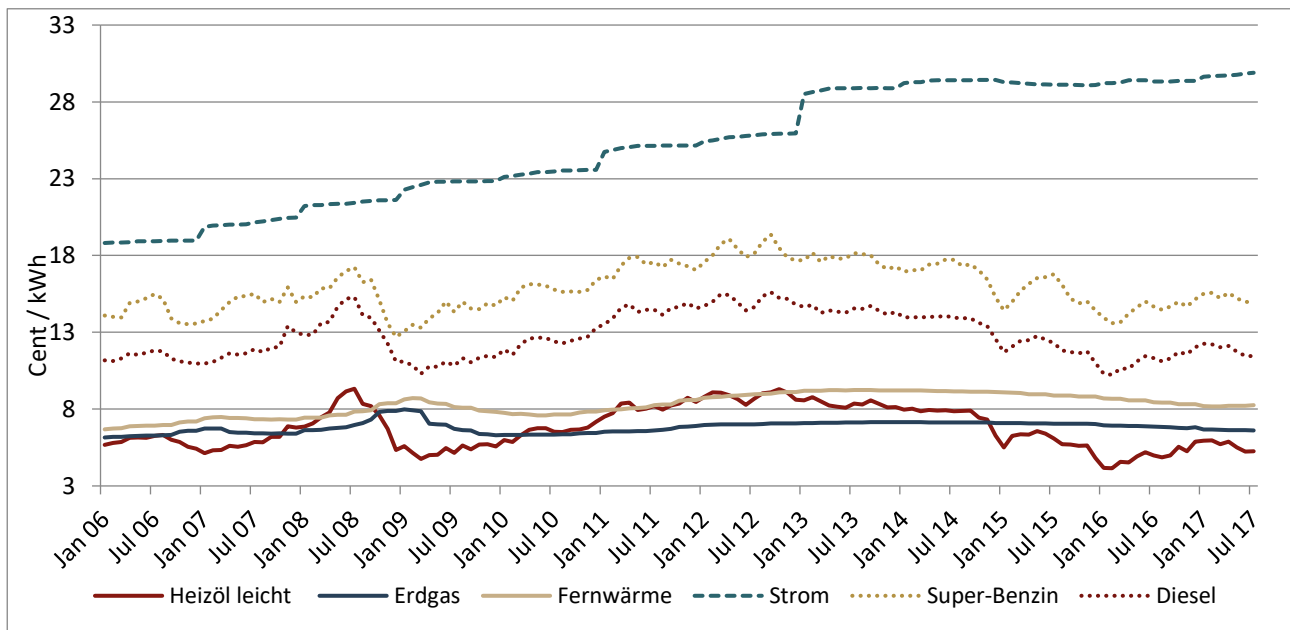
Wie Abbildung 3-1 im Zeitablauf zeigt, hängen die fossilen Energieträger Benzin, Diesel, Heizöl und mit Abstrichen Erdgas sehr stark von den internationalen Marktpreisen ab. Hingegen steigen die Strompreise (jeweils schrittweise zu Jahresbeginn) vor allem aufgrund der im Jahr 2000 eingeführten Umlage im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Umlage). Den stärksten Schwankungen der Preise ist das Heizöl ausgesetzt. Zwischen 2008 und 2015 war dabei das Preisniveau sehr hoch. Auf Monatsbasis hatte Heizöl seinen Höchstpreis mit 9,3 Cent/kWh im Juli 2008, auf Jahresbasis im Jahr 2012 mit 8,9 Cent/kWh. Beim Erdgas waren die Preisschwankungen im Betrachtungszeitraum nicht so groß. Trotzdem waren die Preise in der Vergangenheit deutlich höher. Der höchste Monatswert wurde im Januar 2009 mit 8,0 Cent/kWh erreicht. Der höchste Jahreswert für Erdgas wurde im Jahr 2014 mit 7,1 Cent/kWh erzielt.

Die seit mehreren Jahren rückläufigen Energiepreise haben die finanziellen Anreize für Gebäudeeigentümer verringert, energetische Modernisierungsmaßnahmen durchzuführen. Marktpreisänderungen bei Energierohstoffen entziehen sich einer direkten staatlichen Intervention, sind aber für die Konsumenten mit Blick auf den Gesamtpreis von zentraler Bedeutung. Das

Energiepreisniveau sollte deshalb bei den strategischen Überlegungen und (klimapolitischen) Zieldefinitionen miteinbezogen werden (Kirchner et al., 2016).

### Abbildung 3-1: Entwicklung der Verbraucherpreise für Heizöl, Erdgas und Fernwärme im Vergleich zu Diesel, Benzin und Strom seit 2006

Monatswerte, in Cent pro Kilowattstunde



Quellen: BMWi, 2017; eigene Berechnungen; Erdgaspreise bei einer Abgabemenge von 1.600 Kilowattstunden (kWh) pro Monat; Heizwerte: Leichtes Heizöl: 1 Liter = 10 kWh; Diesel: 1 Liter = 9,89 kWh; Benzin: 1 Liter = 9,0 kWh (LfU, 2016); Umrechnungsfaktor Fernwärme: 1 Gigajoule = 277,78 kWh; alle Preise inklusive aller Steuern.

### 3.2 Aktuelle Besteuerung von Energie in Deutschland

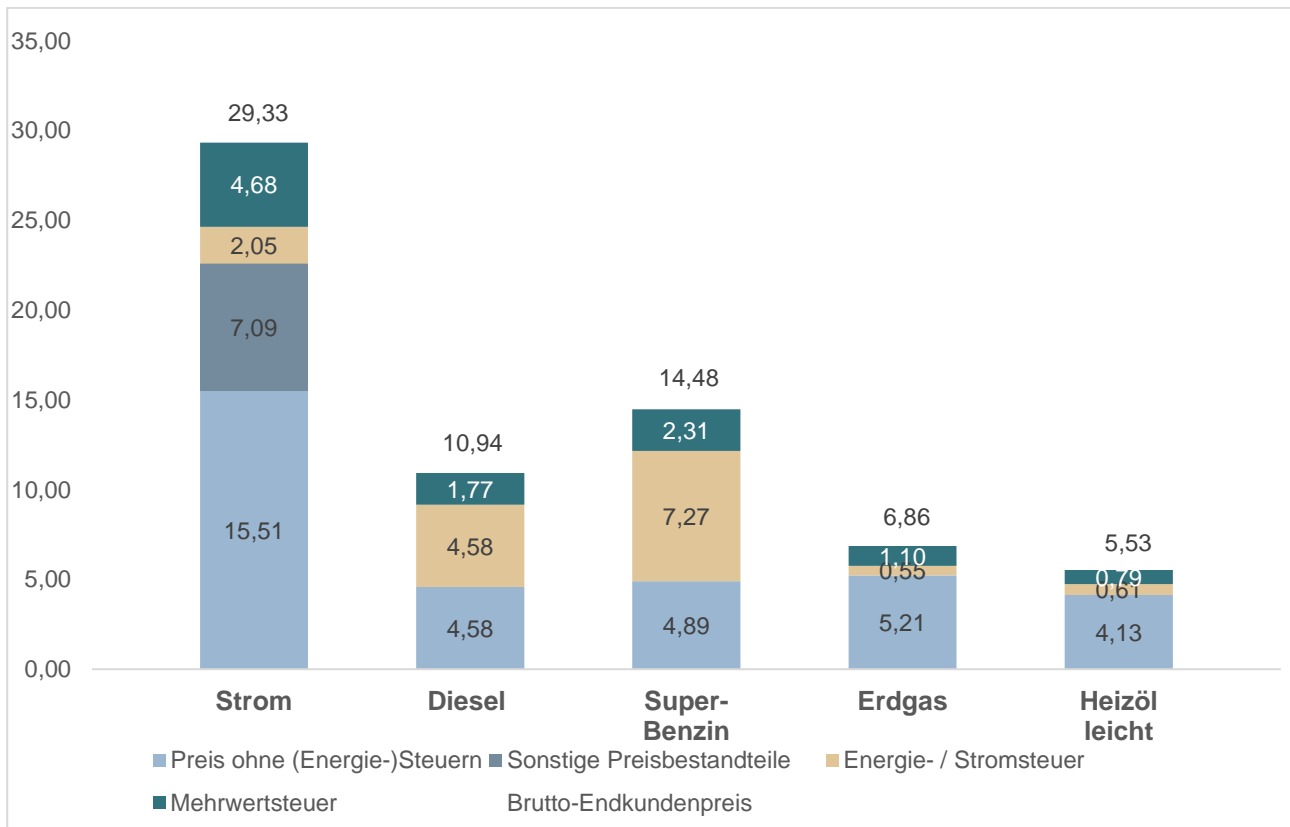
Dieses Kapitel zeigt die aktuelle Besteuerung von Wärmeenergie in Deutschland. Hierbei wird auf die drei wichtigsten Wärmeenergieträger im Gebäudesektor Erdgas und leichtes Heizöl fokussiert und diese im Vergleich zu Strom, Diesel und Super-Benzin dargestellt. Dabei wird zunächst auf den Wohnungsmarkt und die privaten Haushalte eingegangen.

Abbildung 3-2 zeigt, wie unterschiedlich die Steueranteile an den Verbraucherpreisen bei den Energieträgern ausfallen. Der Anteil an Steuern (Energie- plus Mehrwertsteuer) ist aktuell beim Erdgas und beim leichten Heizöl am niedrigsten und lag im Jahr 2016 bei 24 beziehungsweise 25 Prozent. Die aktuellen Energiesteuersätze nach dem Energiesteuergesetz belaufen sich beim Erdgas auf 5,50 Euro je MWh (§ 2 Abs. 3 Nr. 4 EnergieStG) und beim leichten Heizöl auf 61,35 Euro je 1.000 Liter (§ 2 Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG). Das entspricht 0,55 Cent/kWh (Erdgas) beziehungsweise 0,55 Cent/kWh (Heizöl). Der Verkehrssektor wird mit 4,77 Cent/kWh (Diesel) beziehungsweise 7,35 Cent/kWh (Benzin) deutlich höher besteuert. Der Steuersatz liegt für Benzin und Diesel bei 654,50 Euro/1.000 Liter beziehungsweise 470,40 Euro/1.000 Liter (§ 2 Abs. 1 Nr. 1, Nr. 4 EnergieStG). Bei Diesel und Benzin sind die Steueranteile mit 58 beziehungsweise 66

Prozent damit am größten. Ein Teil der Steuereinnahmen sind für die Finanzierung der Straßeninfrastruktur zweckgebunden (§ 1 Straßenbaufinanzierungsgesetz; Bräuninger/Teuber, 2017). Der Steuersatz für Diesel-Kraftstoff ist dabei in Deutschland ein wenig niedriger als der für Benzin, da Dieselmotoren effizienter sind und zu weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen führen.

### Abbildung 3-2: Marktpreise und (Energie-)Steuern auf Energieträger

in Eurocent / kWh, Stand 2016



Quellen: BmWi, 2017; Agora, 2017; Löschel, 2017; \* Sonstige Strombestandteile enthalten u.a. EEG-Umlage, KWKG-Umlage; Preis ohne (Energie-)Steuern enthalten u.a. Netzentgelte, Konzessionsabgabe etc.; Umrechnungsfaktoren auf Basis von LfU, 2016

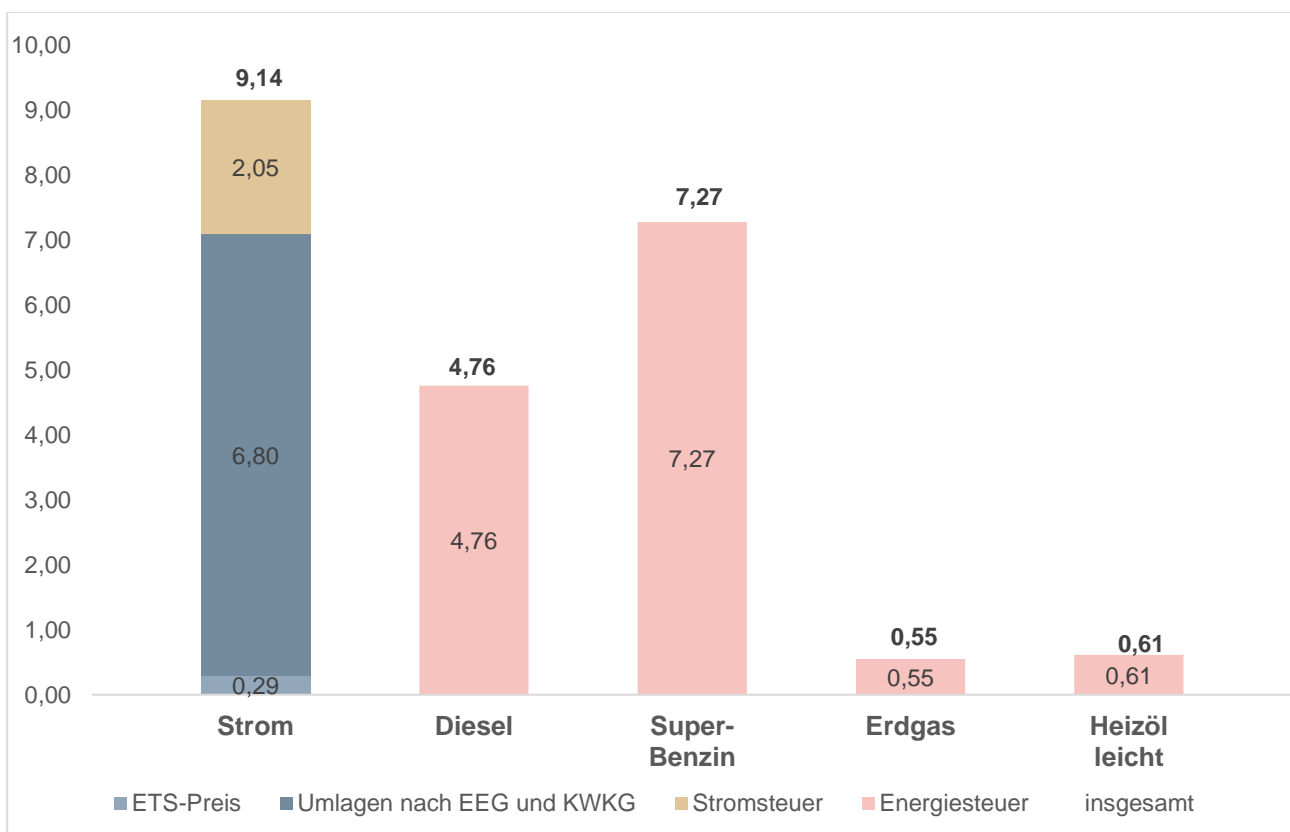
Vergleicht man die vier fossilen Energieträger Erdgas, Heizöl, Diesel und Benzin, dann fällt auf, dass die Preise ohne (Energie-)Steuern sich auf einem relativ einheitlichen Niveau befinden und sich die unterschiedlichen Brutto-Endkundenpreise erst aus der unterschiedlichen steuerlichen Behandlung ergeben. Beim Strom ist die Vergleichbarkeit deutlich schwieriger. Leicht erkennbar ist aber zunächst, dass der Anteil der Stromsteuer zusammen mit der Mehrwertsteuer zwar mit 23 Prozent relativ gering ist. Der Steuersatz beträgt nach dem Stromsteuergesetz 2,05 Eurocent je Kilowattstunde (§ 3 StromStG). Jedoch setzt sich der Strompreis für die Verbraucher aus mehreren Komponenten zusammen. Zusammen mit der EEG- und KWKG-Umlage (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) und dem Zertifikatspreis im EU-ETS liegt der Anteil für Steuern, Umlagen und dem Zertifikatspreis bei 47 Prozent (entspricht 13,8 Cent/kWh). Im Preis sind zudem weitere

Kostenbestandteile wie Netzentgelte, Beschaffungskosten, sowie Konzessionsabgabe enthalten, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll (Agora, 2017).

Abbildung 3-3 stellt alleine die Energie- und Stromsteuerbelastungen einschließlich der EEG-Umlage, nebeneinander, um deutlich zu machen, dass die aktuellen Energiesteuern nicht an die CO<sub>2</sub>-Belastung ausgerichtet sind. Die aktuellen Steuersätze für fossile Brennstoffe wurden mit dem Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform festgelegt, welches im Jahr 1999 beschlossen und in dessen Rahmen eine Stromsteuer eingeführt wurde. Die Steuersätze wurden hierbei zum Teil schrittweise bis zum Jahr 2003 erhöht, für Kfz-Kraftstoffe um insgesamt 15,34 Eurocent je Liter, für leichtes Heizöl um 2,05 Cent je Liter und für Erdgas um 3,60 Cent je 10 kWh (Bundesgesetzblatt, 1999, 378).

### Abbildung 3-3: Unsystematische Besteuerung von Energie

Vergleich nach Energiegehalt in Eurocent / kWh im Jahr 2016



Quellen: Energiesteuergesetz; Stromsteuergesetz, Agora, 2017; Löschel, 2017; Umrechnungsfaktoren auf Basis von LfU, 2016

Insgesamt verdeutlicht der Vergleich, dass die Besteuerung über die Energieträger hinweg sehr unterschiedlich ist und dass Kraftstoffe im Verkehrssektor im Vergleich zu den Energieträgern für Raumwärme deutlich höher besteuert werden. Da die Energiegehalte der gezeigten fossilen Energieträger sehr ähnlich sind, besteht bei einer klimapolitisch motivierten Steuer Bedarf zu

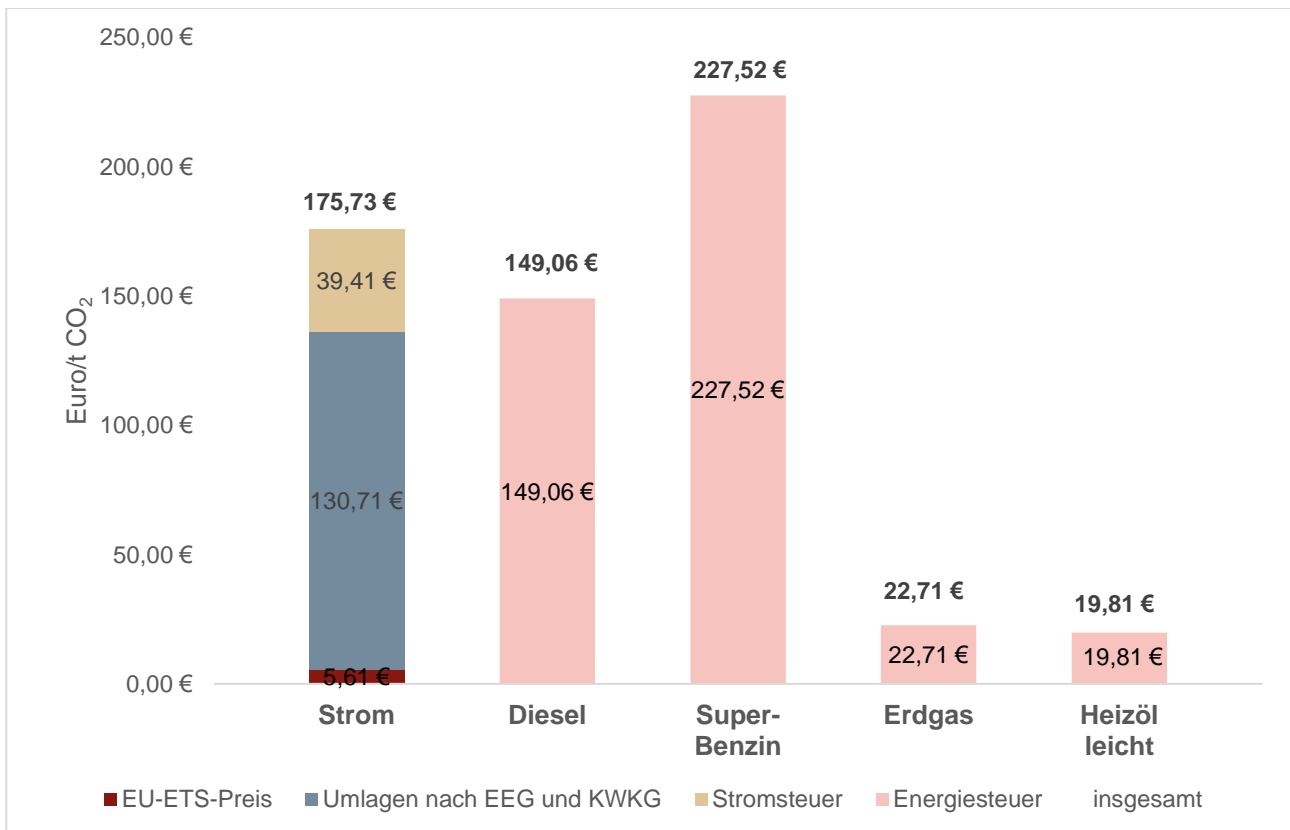


einer Angleichung der Bemessungsgrundlage, die im Sinne einer rationalen Klimapolitik die richtigen Anreize zur Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen setzt. Dies gilt auch, wenn man berücksichtigt, dass ein großer Teil der Energiesteuereinnahmen für Diesel und Benzin zur Finanzierung des Straßenbaus herangezogen wird (Bräuninger/Teuber, 2017).

Ein klimaorientiertes Besteuerungskonzept sollte die Besteuerung der fossilen Brennstoffe im Gebäudesektor stärker am CO<sub>2</sub>-Gehalt ausrichten. Zwar gab es auch in Deutschland bereits eine ökologische Steuerreform, jedoch wurde hierbei weder auf die Verteilung und Nettobelastung einzelner Wirtschaftssektoren geachtet, noch eine CO<sub>2</sub>-Basis eingeführt. Zudem fehlt seither für weiterführende Überlegungen bislang eine breite gesellschaftliche Unterstützerbasis (Pfaller, 2010; Tews/Jänicke, 2005).

### Abbildung 3-4: Implizite CO<sub>2</sub>-Preise für Energieträger

(Energie-)Steuern auf Energieträger in € / t CO<sub>2</sub> im Jahr 2016



Quellen: Statistisches Bundesamt; Agora, 2017; Löschel, 2017; Umrechnungsfaktoren auf Basis von LfU, 2016

Würde CO<sub>2</sub> bereits heute die Bemessungsgrundlage und Begründung für die Besteuerung darstellen, würden die enormen Belastungsunterschiede deutlich werden. Dies zeigt Abbildung 3-4 anhand einer Umrechnung der Steuerbelastung nach dem CO<sub>2</sub>-Gehalt. Demnach werden Erdgas und Heizöl mit 22,71 Euro beziehungsweise 19,81 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> aktuell am geringsten besteuert. Der Verkehrssektor wird hingegen deutlich höher belastet. Im Jahr beliefen sich die impliziten CO<sub>2</sub>-Preise für Diesel und Super-Benzin auf 149,06 Euro beziehungsweise 227,52 Euro

je Tonne CO<sub>2</sub> und liegen damit um das Sieben- bis Zehnfache über denen im Wärmemarkt. Offensichtlich ist CO<sub>2</sub> nicht aktuell weder Bemessungsgrundlage, noch rechtfertigt der CO<sub>2</sub>-Gehalt die Besteuerung. Ein Teil der Steuereinnahmen der Mineralölsteuer sind laut Art. 1 des Straßenbaufinanzierungsgesetzes bereits anderweitig zweckgebunden. Die Energiesteuer verfolgt demnach mehrere Zwecke; die CO<sub>2</sub>-Reduktion gehört bislang nicht dazu. Strom wird insgesamt mit 175,73 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> belastet. Der Vergleich der aktuellen Besteuerung verdeutlicht, dass ein großer Bedarf einer Angleichung besteht, wenn die Besteuerung einen Beitrag zu effizienter Klimapolitik leisten soll. In Bereichen, in denen es noch kein Instrument zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung gibt, kann die Energiesteuer an den CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgerichtet werden, um so die richtigen Anreize zur Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen zu setzen.

Die gewerbliche Wirtschaft wird zur Sicherung ihrer Wettbewerbsfähigkeit aufgrund des Spitzenausgleichs und von ermäßigten Steuersätzen bei der Energie- und Stromsteuer entlastet. Unternehmen können bis zu 90 Prozent der Energiesteuer- oder Stromsteuerbelastung rückvergütet bekommen. Wenn ein Unternehmen mehr Energie- und Stromsteuern als Arbeitgeberanteile an der Rentenversicherung seiner Beschäftigten zahlt, kann es die Mehrkosten im Rahmen des Spitzenausgleichs zurückerstattet bekommen. Voraussetzung für einen erfolgreichen Erstattungsantrag ist der Nachweis, dass ein Energiemanagementsystem eingeführt wurde.

### 3.3 Bestehende Vorschläge, internationale Beispiele

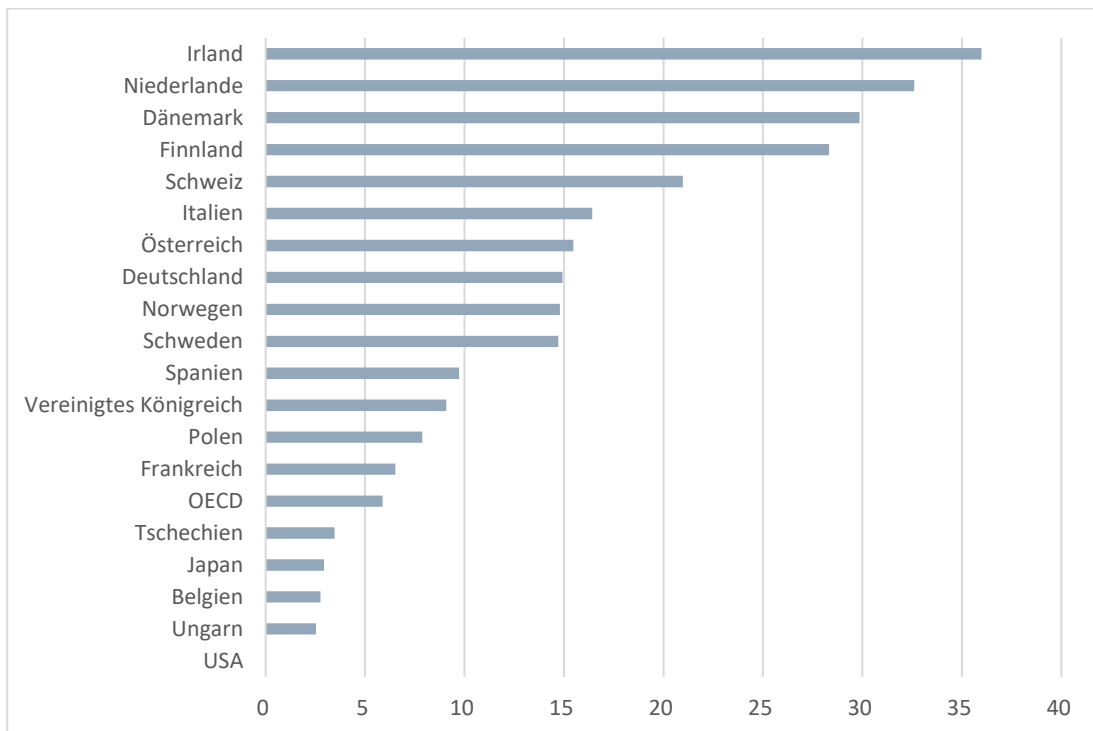
Bevor auf internationale Beispiele von CO<sub>2</sub>-Steuern und auf bestehende Vorschläge für eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingegangen wird, soll zunächst ein Blick auf die bestehende internationale Besteuerung von Wärmeenergie geworfen werden. Abbildung 3-5 zeigt einen Vergleich der Besteuerung von Wärmeenergie und Prozesswärme in ausgewählten OECD-Staaten. Demnach wurde Wärmeenergie in Irland (36,0 €/t CO<sub>2</sub>), den Niederlanden (32,6 €/t CO<sub>2</sub>) und Dänemark (29,9 €/t CO<sub>2</sub>) im Jahr 2012 am höchsten besteuert. In den USA wurde und wird Wärmeenergie hingegen gar nicht besteuert. Der gewichtete OECD-Durchschnitt lag im Jahr 2012 bei lediglich 5,9 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>. Deutschland liegt mit durchschnittlich 14,9 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im oberen Mittelfeld.

Die Debatte über eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung hat sich in den letzten Jahrzehnten deutlich verändert. Im Fokus steht heute nicht mehr das lehrbuchhafte Aufzeigen von Vor- und Nachteilen bestimmter klimapolitischer Instrumente. Die Diskussion ist pragmatischer geworden, denn es geht heute um das Zusammenspiel mehrerer Politikinstrumente und um das Einbinden von Sektoren und Staaten auf dem Weg zu global weniger Treibhausgasemissionen. Seit der Einführung des EU-ETS und in den darauffolgenden Weltklimakonferenzen geriet zudem die Frage nach einer ökologischen Steuerreform in Deutschland ins Hintertreffen (Pfaller, 2010). Mit der stockenden deutschen Energiewende hat die Instrumentendebatte aber wieder deutlich an Fahrt aufgenommen. Eine Reihe von Ökonomen sprechen sich für eine CO<sub>2</sub>-Steuer im Gebäudesektor aus (Bals et al., 2017; Henger et al., 2017; Löschel, 2017). Prognosen zeigten 2017 konkret auf, wie eine

CO<sub>2</sub>-Komponente für Heizöl und Erdgas von 25 Euro/t CO<sub>2</sub> (zusätzlich zur bestehenden Energiesteuer) nach dem Vorbild der Schweiz im deutschen Gebäudesektor umgesetzt werden könnte (Prognos, 2017). Die Schweiz hat eine CO<sub>2</sub>-Abgabe im Jahr 2008 auf alle fossilen Brennstoffe (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel etc.) außerhalb EU-ETS eingeführt (BAFU, 2016). Bei der Einführung lag der Steuersatz bei rund 10 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>, wurde seither in mehreren Schritten erhöht und liegt aktuell bei 82 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>. Der Ertrag der CO<sub>2</sub>-Abgabe wird zu rund zwei Dritteln an die Haushalte und Unternehmen zurückbezahlt. Ein Drittel fließt in die Förderung von beispielweise erneuerbaren Energien und Effizienzmaßnahmen. Die Rückverteilung wird über die Sozialbeiträge der Kranken- und Ausgleichskassen vorgenommen.

### Abbildung 3-5: Vergleich der Besteuerung von Wärmeenergie in ausgewählten OECD-Staaten

“Heating and process fuel use” in € / t CO<sub>2</sub> (Stand 2012)



Quelle: OECD, 2013, 42

Ein Vorreiter für eine CO<sub>2</sub>-Steuer ist Schweden, das bereits im Jahr 1991 eine Steuer auf alle fossilen Brennstoffe eingeführt hat. Der Steuersatz lag zu Beginn bei 27 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> und wurde seither auf 137 Euro/t CO<sub>2</sub> angehoben (Åkerfeldt/Hammar, 2015). Die Steuersätze für die Industrie und Wärmeenergie waren bei der Einführung ermäßigt und lagen bei 7 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>. Auch Dänemark und andere europäische Staaten führten bereits Anfang der 1990er Jahre einige umweltpolitisch motivierte Steuerreformen durch, über welche in den Folgejahren der Netzausbau und energetische Modernisierungen finanziert und gefördert wurden (Mez et al., 1999; Pfaller, 2010). In den letzten Jahren haben weitere europäische Staaten eine Umwelt-

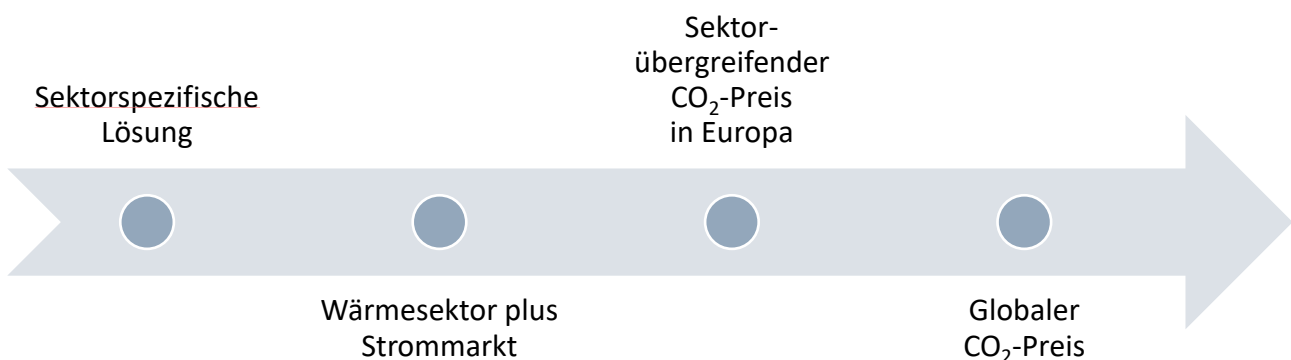
steuer eingeführt, wie beispielsweise Frankreich im Jahr 2014 mit der „Contribution Climat Énergie“ auf Kraftstoffe und Heiz-Brennstoffe zur Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien (Bayotte, 2017). Der Satz lag 2014 bei 7 Euro/t CO<sub>2</sub> und aktuell bei 45 Euro/t CO<sub>2</sub>.

Auch auf Ebene der Europäischen Union sind seit dem Jahr 2011 Diskussionen im Gange, Kraftstoffe ab etwa 2023 nach ihrem Energiegehalt und ihrem CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu besteuern. Hier stehen jedoch keine CO<sub>2</sub>-Steuer im Vordergrund, sondern eine Vereinheitlichung der sehr unterschiedlichen europäischen Steuersätze und die Einführung eines EU-Mindeststeuersatzes.

## 4 Varianten und Ausgestaltungsoptionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung

Dieses Kapitel diskutiert mögliche Varianten und Ausgestaltungsoptionen für eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Die Varianten unterscheiden sich hierbei zunächst einmal danach, ob sich die Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf den Wärmemarkt beschränkt, oder ob weitere Sektoren miteinbezogen werden. Hierbei besteht ein klarer Zielkonflikt zwischen (theoretisch) vorzugswürdigen und politisch umsetzbaren Strategien.

### Abbildung 4-1: Übersicht möglicher Strategiepfade



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft

Abbildung 4-1 zeigt mögliche Strategiepfade, die aufgrund der Umsetzungswahrscheinlichkeit auch in einer zeitlichen Reihenfolge diskutiert werden. Da ein sektorenübergreifender CO<sub>2</sub>-Preis heute noch keine politisch realistische Lösung ist, erscheint es sinnvoll zunächst Handlungsoptionen zu verfolgen, die heute umsetzbar sind und dem mittelfristigen Ziel einer sektorenübergreifenden Lösung nicht entgegenstehen. Dies wäre zunächst die Fokussierung auf den Wärmemarkt und den Gebäudesektor (Variante 1, Kapitel 4.1). Eine umfassendere Reform könnte die Miteinbeziehung des Strommarktes sein. Die Verbindung mit einer sinkenden Belastung des Stromverbrauchs durch Abschaffung oder Abschmelzen der EEG-Umlage könnte auch in zeitli-

cher Hinsicht ein Zwischenschritt sein (Variante 2, Kapitel 4.2). Wie diskutiert ist mittel- bis langfristig ein einheitlicher CO<sub>2</sub>-Preis für alle Sektoren auf globaler oder zumindest auf europäischer Ebene anzustreben. Vorzugswürdig ist hierbei die Einbindung des Wärmemarktes in den EU-ETS oder die Kopplung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung an den Emissionshandel und die globalen CO<sub>2</sub>-Preise (Variante 3, Kapitel 4.3).

## 4.1 Variante 1: Sektorale Lösung und Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Form einer CO<sub>2</sub>-basierten Energiesteuer

### 4.1.1 Dynamisch steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Wärmeenergie

Um eine fundierte Entscheidung über die Tiefe und den Zeitpunkt von Effizienzmaßnahmen treffen zu können, benötigen die Gebäudeeigentümer eindeutige Signale und Rahmenbedingungen für die zukünftige Besteuerung von Wärmeenergie. Variante 1 diskutiert eine Reform der Steuersätze für Wärmeenergie im Energiesteuergesetz. Eine rechtliche Umsetzung einer solchen Variante ist grundsätzlich möglich (Kahl/Simmel, 2017). Wie in Kapitel 3.2 dargelegt, liegen die aktuellen Steuersätze für die beiden wichtigsten Energieträger Erdgas (Anteil: 49 %) und Heizöl (Anteil: 26 %) bei 22,71 Euro beziehungsweise 19,81 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Bevor zwei konkrete Ausgestaltungsoptionen vorgestellt werden, werden zunächst Vorüberlegungen zur Höhe einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung und dem Verlauf der Steuersatzanhebungen vorgenommen.

Bei der Höhe einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist ein erster Ausgangspunkt die Höhe der Umweltkosten des Klimawandels, die sich nach Schätzungen des Umweltbundesamtes auf 80 Euro/t CO<sub>2</sub> beläuft (UBA, 2013). Zentral ist darüber hinaus die Frage nach den Vermeidungskosten, die darüber bestimmen, wie die Preise die Verhaltensweisen der Marktakteure bestimmen und welche Preisniveaus zu welchen Verhaltensanpassungen führen. Hierüber gibt es kaum belastbare Studien. Hinweise liefert unter anderem eine Studie von Wronski et al. (2014), die im Rahmen der Diskussion zur Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises Überlegungen anstellt und einen bis zum Jahr 2020 steigenden CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 35 Euro/t CO<sub>2</sub> empfiehlt. Diese Werte beziehen sich aber vorrangig auf die in den EU-ETS integrierten Sektoren. Für den Wärmemarkt fehlen aufgrund der großen Heterogenität der Gebäude hinsichtlich ihres energetischen Zustandes und der eingesetzten Heizungstechniken belastbare Zahlen. Henger und Voigtländer (2012) zeigen in einer Metanalyse und Fallstudien auf, dass sich energetische Modernisierungsmaßnahmen in der Regel nur innerhalb des Sanierungszyklus und bei Inanspruchnahme von Fördermaßnahmen rechnen, sodass von einer spürbaren Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preissignals ausgegangen werden muss, um signifikante Verhaltensanpassungen der Gebäudeeigentümer und -nutzer zu erreichen.

Der zweite Aspekt der Vorüberlegungen betrifft die Frage des Verlaufs der Steuersatzanhebungen. Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, ist ein typischer Sanierungszyklus im Gebäudesektor 20 bis 30 Jahre lang. Folglich sind die kurzfristigen Preis-Elastizitäten äußerst gering. Eine unmittelbare

Anhebung der Steuersätze würde demnach vorrangig zu Mehrbelastungen der privaten Haushalte und nur zu geringen Verhaltensanpassungen führen. Es erscheint daher als durchaus sinnvoll, die Preisbelastung zunächst gering zu halten und/oder die Mehrbelastungen durch Subventionen zurückzuführen. Wie die Erfahrungen mit Lenkungsinstrumenten in anderen Sektoren zeigen, kann dabei aber davon ausgegangen werden, dass bereits eine langfristige und authentische Ankündigung einer Steueranhebung zu einer erheblichen Lenkungswirkung führt, ohne dass der eigentliche Preis unmittelbar ansteigt (von Weizäcker et al., 2010).

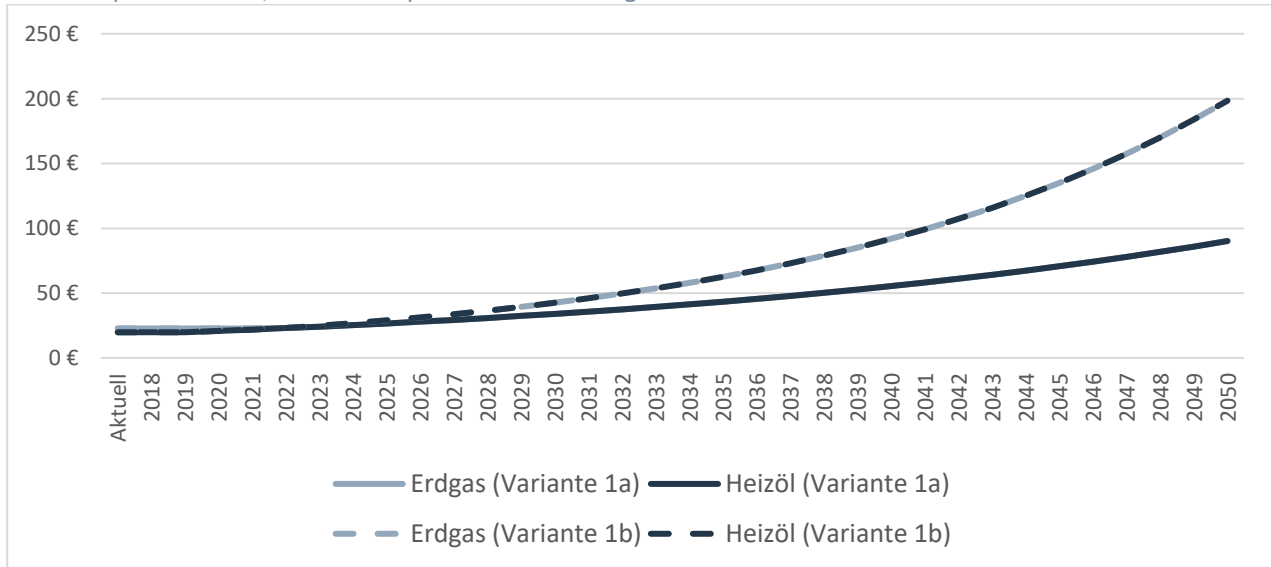
Zudem ermöglicht eine über die Zeit steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung die Etablierung dauerhafte Anreize zur Energieeinsparung und zur Entwicklung neuer und effizienterer Gebäudetechnologien. Dies liegt daran, dass bei steigender Energieeffizienz und gleichzeitig konstanten Energieträgerpreisen Energiedienstleistungen wie das Heizen günstiger werden. Hierdurch steigt wiederum die Nachfrage beziehungsweise der Verbrauch, sodass die Einsparungen aus Effizienzmaßnahmen partiell aufgezehrt werden können (Rebound-Effekt) oder es sogar zu einem Mehrverbrauch kommen kann (Backfire). Eine kontinuierliche Verteuerung des Faktors Energie – die sich am Energieproduktivitätsfortschritt orientiert – erhält die klimapolitische Effektivität von Maßnahmen und die Anreize für Gebäudeeigentümer zur Steigerung der Energieeffizienz. Für eine schrittweise Anhebung spricht zudem, dass sich die aktuellen Steuersätze der Energiesteuer durch die Inflation über die Jahre entwerten, da sich diese nicht wie die Mehrwertsteuer relativ erhöhen, sondern als feste Sätze ohne Indexierung im Gesetz festgelegt sind. Eine jährliche prozentuale Anhebung der Steuersätze ist dementsprechend dahingehend inflationsfest, da es die durch die Inflation bedingte reale Entlastung der Haushalte ausgleicht und hierdurch eine Realwertsicherung der Besteuerung gewährleisten werden kann.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen werden nun zwei Varianten für eine schrittweise Anhebung der Energiesteuersätze für Heizöl und Erdgas diskutiert (siehe Abbildung 4-2). Da die langfristigen Klimaschutzziele für das Jahr 2050 gelten, wird vorgeschlagen, auch bis zu diesem Zeitpunkt die Steuersätze schrittweise anzuheben. Es wird zudem davon ausgegangen, dass sich eine Reform erst ab dem Jahr 2020 umsetzen lässt. Die Variante 1a orientiert sich in groben Zügen, an den Erwartungen für die Entwicklung des Zertifikatepreises im EU-ETS bis zum Jahr 2035. Der aktuelle Zertifikatepreis im EU-ETS liegt aktuell bei gut 12 Euro/t CO<sub>2</sub> und wird nach dem Projektionsbericht der Bundesregierung (BMUB, 2017) in den nächsten Jahren auf 15 Euro/t CO<sub>2</sub> (2020), 33,5 Euro/t CO<sub>2</sub> (2030) und 42 Euro/t CO<sub>2</sub> (2035) steigen. Variante 1b stellt eine stärkere Variante dar, die gleichzeitig mit Reformüberlegungen für den Stromsektor kompatibel ist (siehe Kapitel 4.2). Für die Anhebung wird eine jährliche prozentuale Anhebung der Steuersätze vorgeschlagen, um eine über die Zeit zunehmende Dynamik zu erreichen. In beiden Varianten soll der Energiesteuersatz für das Heizöl ab dem Jahr 2020 um jährlich 5 Prozent steigen. Hierdurch wird die Angleichung der Steuersätze für Heizöl und Erdgas im Jahr 2022 bei 23 Euro/t CO<sub>2</sub> erreicht. Danach werden die Steuersätze für Heizöl und Erdgas um jährlich 5 Prozent (Variante 1a) beziehungsweise 8 Prozent (Variante 1b) bis zum Jahr 2050 angehoben. Hierdurch

wird eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung erreicht, die im Jahr 2035 43 Euro/t CO<sub>2</sub> (Variante 1a) beziehungsweise 63 Euro/t CO<sub>2</sub> (Variante 1b) und im Jahr 2050 90 Euro/t CO<sub>2</sub> (Variante 1a) beziehungsweise 198 Euro/t CO<sub>2</sub> (Variante 1b) entspricht.

### Abbildung 4-2: Variante 1: Schrittweise Anhebung der Energiesteuersätze für Heizöl und Erdgas

CO<sub>2</sub>-Preis in Euro je Tonne; Variante 1a: Steigerung um 5% p.a. ab 2020 (Heizöl) und 2022 (Erdgas); Variante 1b: Bis 2022: 5% p.a. für Heizöl, ab 2023 8% p.a. für Heizöl & Erdgas



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft

Um den Einfluss der dargestellten CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf das Verhalten beurteilen zu können, müssen die Gesamtpreise für Heizöl und Erdgas kalkuliert werden. Aktuell (hier das Jahresmittel 2016) liegt der Gesamtpreis bei 6,9 Cent / kWh (Erdgas) und bei 5,6 Cent / kWh (Heizöl). Wie die Abbildung und 4-2 und 4-3 zeigen, steigt der Gesamtpreis in Variante 1a bei konstanten Energiepreisen bis zum Jahr 2050 auf 8,8 (Erdgas) und um 8,0 Cent / kWh (Heizöl). Dies entspricht einen Anstieg um 28 (Erdgas) beziehungsweise 46 Prozent (Heizöl). Damit wird in Variante 1a das bisherige Höchstpreisniveau beim Erdgas (im Januar 2009 bei 8,0 Cent/kWh) im Jahr 2043 und beim Heizöl (im Juli 2008 bei 9,3 Cent/kWh) nicht bis zum Jahr 2050 erreicht.

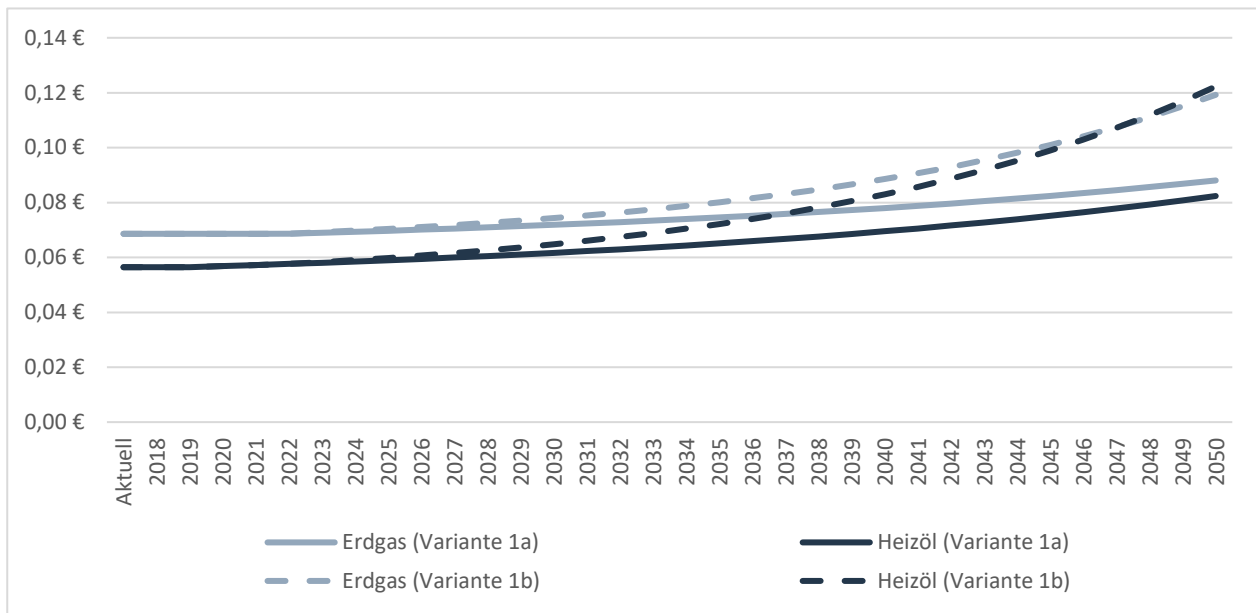
In Variante 1b ist der Anstieg deutlich stärker. Der Gesamtpreis steigt bei konstanten Energiepreisen zwischen 2008 und 2050 auf 11,9 (Erdgas) und auf 12,2 Cent / kWh (Heizöl). Das entspricht einen Anstieg um 74 (Erdgas) beziehungsweise 117 Prozent (Heizöl). Die bisherigen Höchstpreisniveaus werden damit bei Variante 1b beim Erdgas im Jahr 2035 und beim Heizöl im Jahr 2044 erreicht.

Der Anstieg der Gesamtpreise ist also relativ gering. Die Anhebung steigt mit der Zeit an, so dass die Belastungen erst in Zukunft von mehr als 15 Jahren spürbar werden. Durch beide Varianten gehen damit keine großen Belastungen für die privaten Haushalte einher, wenn sie sich bei der

nächsten anstehenden Sanierung des Gebäudes im Rahmen des Sanierungszyklus für zusätzliche Effizienzmaßnahmen wie die Austausch der Heizungsanlage und einem Wechsel des Energieträgers entscheiden.

### Abbildung 4-3: Variante 1: Auswirkung der Anhebung der Energiesteuersätze auf den Gesamtpreis

CO<sub>2</sub>-Preis in Euro je Tonne; Variante 1a: Steigerung um 5% p.a. ab 2020 (Heizöl) und 2022 (Erdgas); Variante 1b: Bis 2022: 5% p.a. für Heizöl, ab 2023 8% p.a. für Heizöl & Erdgas



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft, \*Gesamtpreis besteht aus Verbraucherpreis ohne Steuern, Energiesteuer und Umsatzsteuer (Annahme: Konstante Verbraucherpreise bis 2050)

Die bisherigen Ausführungen haben sich vorrangig auf den Wohnungsmarkt bezogen. Gleichwohl sollte eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung auch den Bereich der Wirtschaftsimmobilien miteinbeziehen. Bislang spielen die Heizkosten und das Thema Energieeffizienz im Allgemeinen bei der Nutzung von Einzelhandelsimmobilien, Bürogebäuden oder Produktionshallen eine eher untergeordnete Rolle (vgl. für Büroimmobilien u.a. mit dena, 2017a). Ähnlich wie bei den privaten Haushalten werden sich bei einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung Investitionen in emissionsärmere Wärmeherzeugung schneller amortisieren und damit auch für die gewerbliche Wirtschaft attraktiver. Werden nicht nur die Energiesteuer, sondern auch die Stromsteuer an den CO<sub>2</sub>-Emissionen orientiert und andere Abgaben und Umlagen, die sich am Stromverbrauch bemessen aufgrund einer anderen Bemessungsgrundlage finanziert, verstärkt dies den Anreiz. Wie in Kapitel 3.2 kurz beschrieben, wird die Belastung der gewerblichen Wirtschaft durch die Energie- und Stromsteuer durch den ermäßigten Steuersatz und den Spitzenausgleich begrenzt. Auch bei einer Umstellung der Bemessungsgrundlage auf den CO<sub>2</sub>-Gehalt der Energieträger sollte der ermäßigte Steuersatz sowie der Spitzenausgleich erhalten bleiben, um die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der energieintensiven Industrie aufrechtzuerhalten. Die unmittelbaren Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren unterliegen ohnehin dem Emissionshandel, so dass eine zusätzliche Belastung nicht



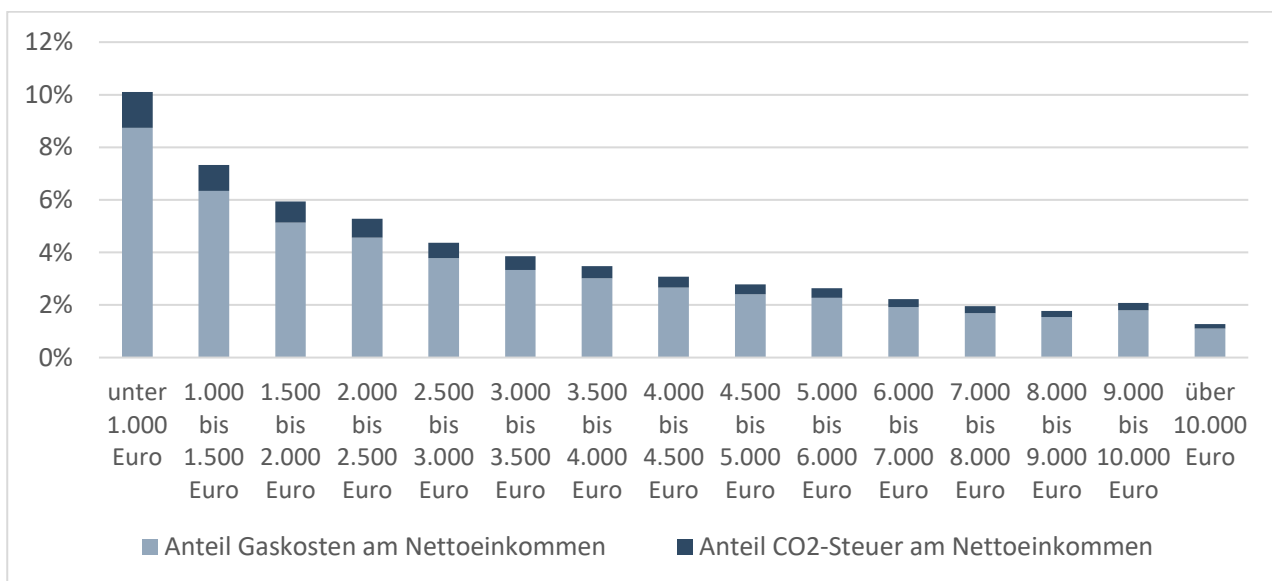
zielführend erscheint. Steigt der Zertifikatspreis infolge der für die vierte EU-ETS-Handelsperiode beschlossenen Maßnahmen zur Verknappung der Zertifikatsmenge an, erhöhen sich die Kosten zumindest für die europäischen Wettbewerber gleichermaßen. Für die Unternehmen im globalen Wettbewerb gelten Regeln zum Schutz vor Carbon Leakage, die eine Abwanderung der Produktion und damit der Emissionen aus Europa verhindern sollen.

#### 4.1.2 Auswirkungen auf private Haushalte

Dieser Abschnitt diskutiert die finanziellen Auswirkungen der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Varianten auf die privaten Haushalte im Wohnungssektor. Hierbei wird zunächst davon ausgegangen, dass die Einnahmen nicht an die privaten Haushalte in bestimmter Form wieder zurückverteilt werden. Die Mehrbelastung für die privaten Haushalte in Folge einer Anhebung der Steuersätze im Energiesteuergesetz werden beispielhaft für einen impliziten CO<sub>2</sub>-Preis von 60 Euro/t CO<sub>2</sub> dargestellt, die in den Jahren 2042 (Variante 1a) beziehungsweise 2035 (Variante 1b) erreicht wird. Die Auswirkungen werden einmal speziell für Haushalte mit einer Gasheizung (Abbildung 4-4) und einer Heizölheizung (Abbildung 4-5) dargestellt.

#### Abbildung 4-4: Variante 1: Mehrbelastung für Haushalte mit Gasheizung

Anteil Erdgaskosten am Beispiel einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 60 € / t CO<sub>2</sub>



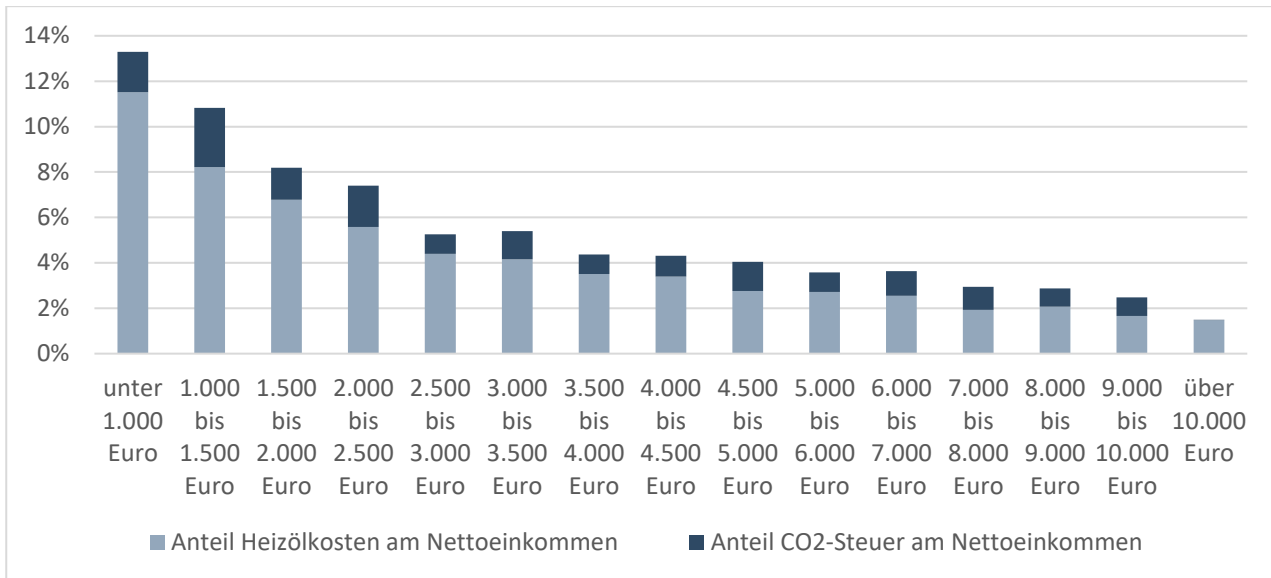
Quelle: Sozioökonomisches Panel, 2015; Institut der deutschen Wirtschaft

Abbildung 4-4 zeigt die Anteile für die Erdgaskosten sowie für die Kosten für die zusätzliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Höhe von rund 37 Euro/t CO<sub>2</sub> (von aktuell 22,71 auf 60 Euro/t CO<sub>2</sub>) differenziert nach dem Einkommensklassen. Bei einem impliziten CO<sub>2</sub>-Preis von 60 Euro/t CO<sub>2</sub> steigt der Anteil der Erdgaskosten am Nettoeinkommen der Haushalte im Durchschnitt von 3,8 auf 4,4 Prozent. Das entspricht einem Anstieg um monatlich 15 Euro im Monat auf 112 Euro. Für Haushalte unter 1.000 Euro steigt die Belastung von 8,7 auf 10,1 Prozent. Das entspricht einem Anstieg um

10 Euro im Monat auf 75 Euro. Bei den Wohnungen mit Erdgasnutzung beträgt der Anteil der Haushalte mit weniger als 1.000 Euro 8,2 Prozent.

### Abbildung 4-5: Variante 1: Mehrbelastung für Haushalte mit Ölheizung

Anteil Heizölkosten am Beispiel einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 80 € / t CO<sub>2</sub>



Quelle: Sozioökonomisches Panel, 2015; Institut der deutschen Wirtschaft

Abbildung 4-5 dokumentiert die Mehrbelastung für die Haushalte, die aktuell eine Ölheizung benutzen. So steigt der Anteil der Heizölkosten im Durchschnitt von 5,2 Prozent auf 5,9 Prozent. Das entspricht einem Anstieg um 32 Euro im Monat auf 152 Euro. Für Haushalte mit einem Nettoeinkommen unter 1.000 Euro steigt die Belastung von 11,5 auf 13,3, was einem Anstieg um 21 Euro im Monat auf 99 Euro entspricht. Der Anteil der Haushalte mit weniger als 1.000 Euro beträgt 7,6 Prozent.

Eine zentrale Frage ist natürlich, inwieweit sich durch die beschriebenen Mehrbelastungen Anreize für eine energetische Modernisierung ergeben. Insgesamt sind die Mehrbelastung bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 60 Euro/t CO<sub>2</sub> moderat. Um finanziellen Anreizwirkungen einschätzen zu können, soll folgendes Beispiel betrachtet werden (Tabelle 4-1). Eine Familie möchte ihr Einfamilienhaus aus den 1970iger Jahren auf einen Effizienzhaus-100-Standard modernisieren, beispielsweise durch Wärmedämmmaßnahmen und den Austausch der alten Gaszentralheizung gegen eine moderne Gasbrennwert-Zentraltherme. Der jährliche Erdgasverbrauch ließe sich hierdurch von aktuell 200 auf 100 kWh/m<sup>2</sup>a verringern. Dies entspricht bei mit 125 Quadratmetern einer Halbierung des Verbrauchs um 12.500 kWh. Durch die Effizienzmaßnahme könnte der Haushalt bei aktueller Beteuerung, konstanten Energiepreisen und einer Diskontierung von 2 Prozent p.a. über 20 Jahre 14.302 Euro an Energiekosten einsparen. Würde eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Sinne von Variante 1a eingeführt, dann wären die Einsparungen höher. Der Einsparungseffekt steigt aufgrund der dynamischen Ausgestaltung der Varianten über die Zeit an.

Würde im Jahr 2020 modernisiert werden, dann wäre die Einsparung 652 Euro im Vergleich zu aktuellen Rechtslage höher. In den Jahren 2025 und 2030 wären die Anreize für eine energetische Modernisierung um 1.197 Euro bzw. 1.905 Euro erhöht. In Variante 1b würden sich die die Anreize für Gebäudeeigentümer zur Durchführungen von Effizienzmaßnahmen schneller spürbar erhöhen. Durch Variante 1b wären die Einsparungen bereits im Jahr 2020 höher (1.231 €) und zudem über die Zeit deutlicher ansteigend. Im Jahr 2030 wäre der Anreiz mit 4.205 Euro auf einem hohen Niveau.

### Tabelle 4-1: Fallbeispiel: Kosteneinsparungen durch energetische Modernisierung

Annahme: Einfamilienhaus wird zum Effizienzhaus-100 saniert

		Modernisierung im Jahr...		
		2020	2025	2030
	Einsparung bei aktueller Besteuerung	14.302 €	14.302 €	14.302 €
<b>Variante 1a</b>	Einsparung bei Variante 1a	14.954 €	15.499 €	16.207 €
	Differenz zur aktuellen Besteuerung	652 €	1.197 €	1.905 €
<b>Variante 1b</b>	Einsparung bei Variante 1b	15.533 €	16.728 €	18.507 €
	Differenz zur aktuellen Besteuerung	1.231 €	2.426 €	4.205 €

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft

Die zu erwartenden Wirkungen durch die angestoßene Effizienzmaßnahmen sind bei beiden Varianten als insgesamt schwach einzustufen. Dies macht ein Vergleich zu einer aktuellen Förderung über das KfW Programm 430 „Energieeffizient Sanieren – Investitionszuschuss“ deutlich. Hier werden beim KfW-Effizienzhaus 100 derzeit 17,5 Prozent der förderfähigen Kosten bis zu 17.500 Euro bezuschusst. Das Niveau ist damit deutlich höher. Beim höchsten Effizienzhaus KfW-55 sind es 30 Prozent bis zu 30.000 Euro. Eine höhere Besteuerung der fossilen Heizenergie (in der Nutzungsphase) muss daher auch weiterhin mit einer gezielten Förderung für Effizienzmaßnahmen und energetischen Gebäudesanierungen (in der Investitionsphase) kombiniert werden, um so private Haushalte und Unternehmen zur Sanierung zu motivieren und gleichzeitig die finanzielle Mehrbelastung der Sanierer abzdämpfen. Um das Verbrauchsverhalten während der Nutzungsphase zu verbessern, sollten zukünftig verstärkt Monitoring-Systeme eingesetzt werden, mit denen sich unter anderem die Einstellungen der technischen Anlagen im laufenden Gebäudebetrieb optimieren lassen (ZIA, 2017).

Das Grundprinzip der bestehenden Subvention für Investitionen kann dabei in seiner gegenwärtigen Form erhalten bleiben. Diesen Subventionen stehen nun aber steuerliche Mehreinnahmen gegenüber, die gegebenenfalls auch die Aufstockung der Fördermittel ermöglichen. Gegen eine unmittelbare Zweckbindung spricht allerdings das Non-Affektationsprinzip. Die allgemeinen

Förderbedingungen für energetische Gebäudesanierungen und den Austausch von Heizungsanlagen sollte zukünftig jedoch deutlich vereinfacht werden. Aktuell werden von Bund, Ländern, Kommunen als auch Energieversorgern 3.350 Förderprogramme für Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor angeboten, die sich teilweise ausschließen aber teilweise auch kombinieren lassen (Henger/Hude, 2017). Bislang müssen interessierte Gebäudeeigentümer einen hohen Informationsaufwand betreiben, um sich bei der hohen Anzahl von Programmen und deren Möglichkeiten zur kombinierten Inanspruchnahme zurechtzufinden. Um die Situation zu vereinfachen, sollten neben der Anzahl an Anbieter und Programmen auch die jeweiligen Programmrestriktionen reduziert und vereinheitlicht werden. Dabei sollten unter anderem die Programme der KfW und des BAFA zusammengeführt werden (Henger/Hude, 2017).

Aktuell ändert sich die Fördersituation für die Gebäudeeigentümer aktuell sehr häufig. Um den Gebäudeeigentümern ein größeres Maß an Investitionssicherheit zu gewähren, wäre es wichtig, ein hinreichend großes Fördervolumen für einen langfristigen Zeitraum bereitzustellen. Dies ist insbesondere bei einer Einbindung der Förderung in das Steuersystem möglich, da dann Regelungen über die Einkommensteuer gesetzlich fixiert wären. Alle Erfahrungen insbesondere in Deutschland zeigen, dass steuerliche Förderungen besonders starke Anreize setzen. Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD ist von einer solchen steuerlichen Förderung die Rede. Jedoch ist nicht sicher, ob diese auch tatsächlich kommt, da hierbei finanzielle Aspekte eine entscheidende Rolle spielen. So wurde die steuerliche Förderung bereits zweimal nicht umgesetzt, obwohl sie einmal vom Bundestag beschlossen (2011) und im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (2014) von der Regierungskoalition vereinbart wurde (Henger et al., 2015).

### 4.1.3 Sozialpolitische Flankierung

Aufgrund der regressiven Wirkung einer Verteuerung von Energie, sind die sozialen Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung im besonderen Maße zu berücksichtigen. Die sozialen Bedenken sind wie beschrieben neben den langen Sanierungszyklen und den geringen Preis-Elastizitäten im Wärmemarkt ein Hauptargument für eine schrittweise Anhebung der staatlich festgesetzten CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Gerade einkommensschwache Haushalte müssen aber trotzdem aus sozialpolitischen Erwägungen einen Ausgleich erhalten. Eine besonders attraktive und wirksame Lösung bietet hierfür die Einführung einer Klimakomponente im Wohngeld sein, die bereits fachlich vorbereitet wurde (BBSR, 2017). Wohngeld erhalten Haushalte mit niedrigen Einkommen, wenn sie ihr Existenzminimum mit eigenem Einkommen decken können. Rund die Hälfte der Haushalte sind Rentner. Das Wohngeld stellt einen sehr effizienten Sozialtransfer dar, da die Haushalte immer mit einem Teil an der Bestreitung der Wohnkosten beteiligt sind und dementsprechend gemäß ihrer Präferenzen Wohnraum nachfragen. Das Wohngeld steigt mit zunehmender Miete an, solange bis der jeweilige Höchstbetrag erreicht ist, die in sechs Mietstufen regional gestaffelt sind. Eine Klimakomponente ermöglicht höhere Zuschüsse für Wohnungen mit einem höheren Effizienzhausstandard. Dies kann durch die Anhebung der Höchstbeträge für Gebäude

mit einem hohen Energieeffizienzstandard (z.B. KfW 85) erreicht werden. Hierdurch werden Haushalte dabei unterstützt, eine Wohnung mit höherem Energieeffizienzstandard anzumieten oder nach einer energetischen Modernisierung und anschließender Erhöhung der Nettokaltmiete ohne wesentliche Mehrkosten darin wohnen zu bleiben.

Um einkommensschwache Haushalte vor zu starken Belastungen durch eine energetische Modernisierung zu schützen, sollte auch das Mietrecht modernisiert werden. Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, stellt jedoch das Vermieter-Mieter-Dilemma aus Sicht der Gebäudeeigentümer ein Hemmnis bei der Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen dar. Energetische Modernisierungen lohnen sich für Eigentümer im vermieteten Bestand nur, wenn sie eine Erhöhung der Bruttokaltmiete nach der Modernisierung vornehmen können. Eine Absenkung der Modernisierungsumlage von 11 auf 8 Prozent der reinen Modernisierungsaufwendungen auf die Jahresmiete nach § 559 BGB, wie im Koalitionsvertrag beschrieben, verringert die Anreize zur Durchführung für energetische Modernisierungsmaßnahmen (CDU/CSU/SPD, 2018, 16). Besser wäre es, Wege zu finden, den Mieterhöhungsspielraum für Vermieter an die Heizkostensparnis der Mieter zu koppeln (Klinski, 2010). Hierdurch blieben die Anreize für die Eigentümer erhalten, während zu starke Mehrbelastungen für die Mieter nach einer Sanierung ausgeschlossen werden können.

Wie im Abschnitt vorab beschrieben, sollte mindestens ein Teil des Aufkommens für die Förderungen eingesetzt werden, um in der Investitionsphase von Immobilien starke Anreize für die Durchführung von Effizienzmaßnahmen zu schaffen. Eine Förderung ist jedoch nicht nur aus anreiztheoretischer Sicht wichtig, sondern auch aus sozialpolitischen Gesichtspunkten, da dann auch einkommensschwache Haushalte eine Förderung erfahren, wenn sie Maßnahmen ergreifen wollen. Gerade einkommensschwache Haushalte benötigen aufgrund fehlenden Eigenkapital (zinsverbilligte) Kredite und Förderungen, um Effizienzmaßnahmen finanzieren zu können.

Theoretisch sind auch weitere Maßnahmen möglich, um die Belastungen für die Bevölkerung gering zu halten. So könnte die Einführung eines Grundfreibetrags Abhilfe schaffen, sodass die Preissteigerungen der Brennstoffe für diese Haushalte kompensiert werden. Wenn der Grundfreibetrag allerdings für alle Einkommenschichten gilt, wird der Anreiz, Brennstoff einzusparen insgesamt wieder abgemildert. Alternativ ist zudem möglich, das Aufkommen durch verschiedene Verfahren an die Bevölkerung zurückzuführen, sowie es in der Schweiz praktiziert (Kapitel 3.3) oder in einigen Studien andiskutiert wird (Prognos, 2017).

## 4.2 Variante 2: Einbeziehung des Strommarktes

Die in Variante 1 diskutierte CO<sub>2</sub>-orientierte Bemessung der Energiesteuer adressiert die fossilen Brennstoffe Heizöl und Erdgas zur Wärmeerzeugung. Auch Strom wird zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Erneuerbar erzeugter Strom kann im Wärmebereich einen wichtigen Beitrag zur Re-

duktion von Treibhausgasemissionen leisten. Der Strompreis setzt sich jedoch aus anderen Komponenten zusammen und liegt auf einem deutlich höheren Niveau als der Endkundenpreis für Heizöl und Erdgas (Kapitel 3.2). Damit ist Strom als Wärmeerzeugungsalternative vergleichsweise unattraktiv. Die Erzeugungskosten für Strom machen dabei nur einen kleinen Teil des Strompreises aus. Zahlreiche weitere Entgelte, Abgaben und Umlagen kommen jedoch hinzu, die größtenteils keinen Bezug zu Treibhausgasemissionen haben. Im Einzelnen:

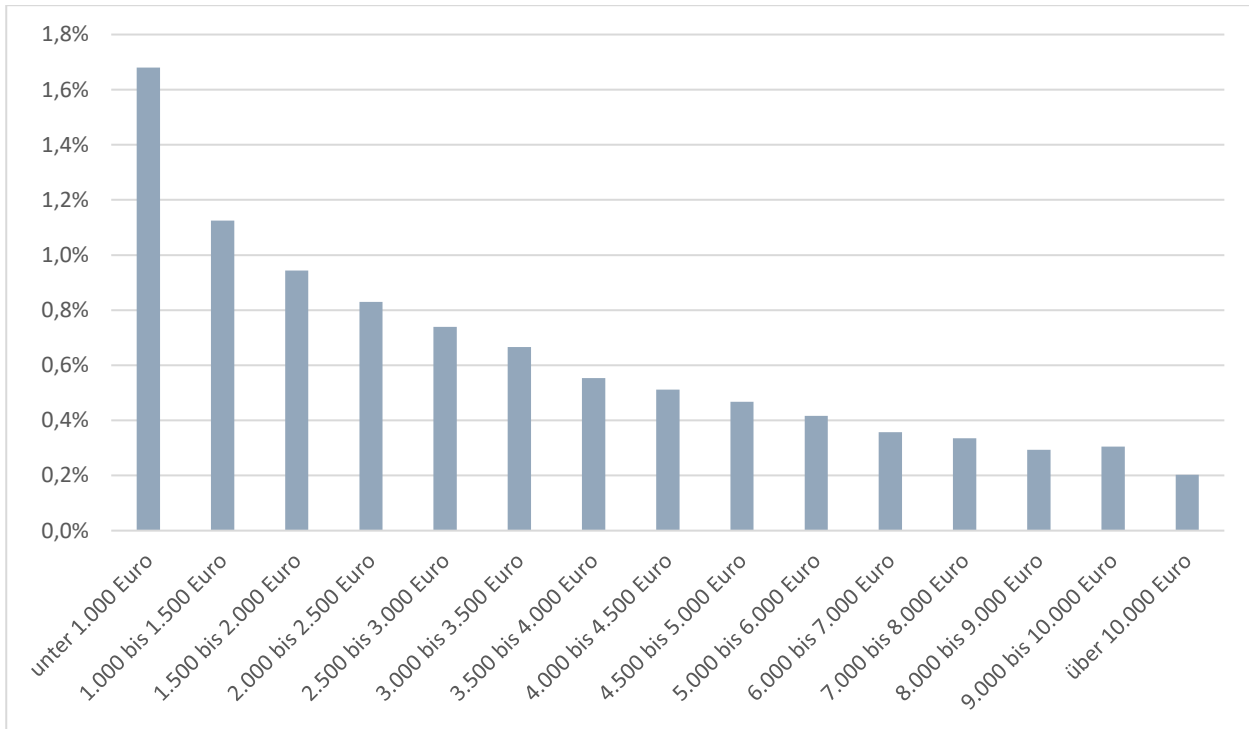
- EU-ETS-Preis auf der Stromerzeugungsseite: bei der Erzeugung wird CO<sub>2</sub> bepreist.
- Die Stromsteuer wird nach dem Verbrauch bemessen, nicht nach den Treibhausgasemissionen. Sie enthält demnach keinen CO<sub>2</sub>-Bezug.
- Die EEG-Umlage wird zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien von den Stromverbrauchern erhoben. Sie bemisst sich nach dem Verbrauch, unabhängig von den Treibhausgasemissionen des jeweils eingesetzten Strommixes.
- Die Netzentgelte werden aufgrund des Unterhalts und des Ausbaus der Stromnetze erhoben. Sie werden in der Regel auf den Arbeitspreis aufgeschlagen.
- Weitere kleinere Umlagen wie die Offshore-Haftungsumlage werden ebenfalls auf den Strompreis aufgeschlagen.

All diese Komponenten sorgen für einen insgesamt hohen Strompreis. Dabei haben nur einige einen unmittelbaren Strombezug, nämlich Erzeugung, Vertrieb und Netzentgelte. Die Stromsteuer dient lediglich dazu, staatliches Steueraufkommen zu generieren. Die EEG-Umlage wird zur technologiespezifischen Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen erhoben. Da die Stromerzeugung dem EU-ETS unterliegt, sorgt der geförderte Ausbau der Erneuerbaren zwar dafür, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der deutschen Stromerzeugung potenziell sinkt und dort weniger Emissionszertifikate gebraucht werden. Ohne eine Löschung dieser frei werdenden Zertifikate sinkt der Zertifikatspreis und es kommt zu einer Verlagerung von Emissionen, da andere Emittenten innerhalb Europas die Emissionszertifikate erwerben können.

Die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG ist mit erheblichen Kosten verbunden. Allein im Jahr 2017 wurden zusätzlich zum Stromwert Subventionen in Höhe von rund 24 Milliarden Euro gezahlt. Für die Stromkunden bedeutet dies bei wenigen Ausnahmen für stromintensive Produzenten Mehrkosten von fast 7 Cent je Kilowattstunde (Abbildung 3-2 und Abbildung 3-3). Ein typischer Durchschnittshaushalt zahlt für die Förderung von EEG-Strom demnach gut 250 Euro im Jahr. Zudem muss beachtet werden, dass sich die Belastungen stärker in sozial schwachen Haushalten bemerkbar machen, da ein größerer Teil des verfügbaren Einkommens für Heizwärme und Strom ausgegeben wird als in einkommensstärkeren Haushalten (Amecke et al., 2012; Bardt et al., 2012). Einkommensschwächere Haushalte müssen deshalb einen bis zu zehn Mal so hohen Anteil am Haushaltseinkommen hierfür aufwenden als einkommensstärkere. Die EEG-Umlage hat damit unter Verteilungsgesichtspunkten eine eher unerwünschte regressive Wirkung (siehe Abbildung 4-6).

### Abbildung 4-6: Aktuelle relative Belastung durch die EEG-Umlage

Anteil Kosten am Nettohaushaltseinkommen



Quelle: Sozioökonomisches Panel, 2015, Institut der deutschen Wirtschaft

Solange die Stromsteuer in Kombination mit anderen Abgaben wie EEG-Umlage und Netzentgelten den Stromverbrauch gegenüber Alternativen wie Heizöl und Erdgas unabhängig vom CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutlich verteuern, bestehen jedoch keine gleichen Wettbewerbsbedingungen zwischen den Energieträgern und Strom bleibt als Energieträger zur Wärmeerzeugung vergleichsweise unattraktiv. Um die Anreize zur Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs zu erhöhen, muss die Belastung des Stromverbrauchs sinken. Deshalb werden alternative Finanzierungsmodelle insbesondere für die EEG-Umlage untersucht und diskutiert (Agora, 2017; dena, 2017b).

Als Aufschlag auf den Stromverbrauch adressiert die EEG-Umlage in der derzeitigen Form zwar den adäquaten Nutzerkreis, ist insofern aber nicht verursachergerecht, als der Stromverbrauch unabhängig vom CO<sub>2</sub>-Gehalt des eingesetzten Erzeugungsmixes mit der Umlage belastet wird (Schaefer, 2017a). Wenn der Stromverbrauch nicht länger die Bemessungsgrundlage für die EEG-Umlage darstellen würde, sinkt auch die unmittelbare Belastung des Stromverbrauchs. Die EEG-Kosten, die aus den zugesagten Förderungen der Anlagenbetreiber resultieren, müssen dann auf eine andere Art finanziert werden. Dazu kommen verschiedene Alternativen infrage. Beispielsweise könnte statt des Stromverbrauchs der Leistungspreis zur Bemessungsgrundlage der EEG-Umlage herangezogen werden. Auf diese Weise verblieben die EEG-Kosten bei den Stromverbrauchern – allerdings unabhängig von deren tatsächlichen Verbrauchswerten. Nur bei einer anderen Finanzierungsquelle käme es zu einer echten Entlastung des Energieträgers Strom

und einer Angleichung der Wettbewerbsbedingungen der möglichen Energieträger zur Wärmeerzeugung. Dies wäre bei einer Finanzierung aus dem staatlichen Haushalt der Fall.

Um den Finanzierungsbedarf zu decken, müssen dann entweder andere Ausgaben gekürzt oder Steuern an anderer Stelle erhöht werden, beispielsweise die Umsatzsteuer oder aber die Ertragssteuer durch einen Aufschlag auf Einkommen- und Körperschaftsteuer analog zum Solidaritätszuschlag. In der Diskussion taucht zudem immer wieder der Vorschlag einer Fondsfinanzierung der EEG-Kosten auf (Agora, 2017). Dabei handelt es sich allerdings lediglich um die zeitliche Verschiebung der Finanzierung durch eine zwischenzeitliche Kreditaufnahme. Abgesehen davon, dass dies im Hinblick auf die Einhaltung der Schuldenbremse einige Fragen und Probleme aufwirft, müssen die aufgelaufenen Kosten zuzüglich der Kapitalmarktkosten dann zu einem späteren Zeitpunkt finanziert werden. Auch dann stehen die hier vorgestellten Alternativen zur Diskussion.

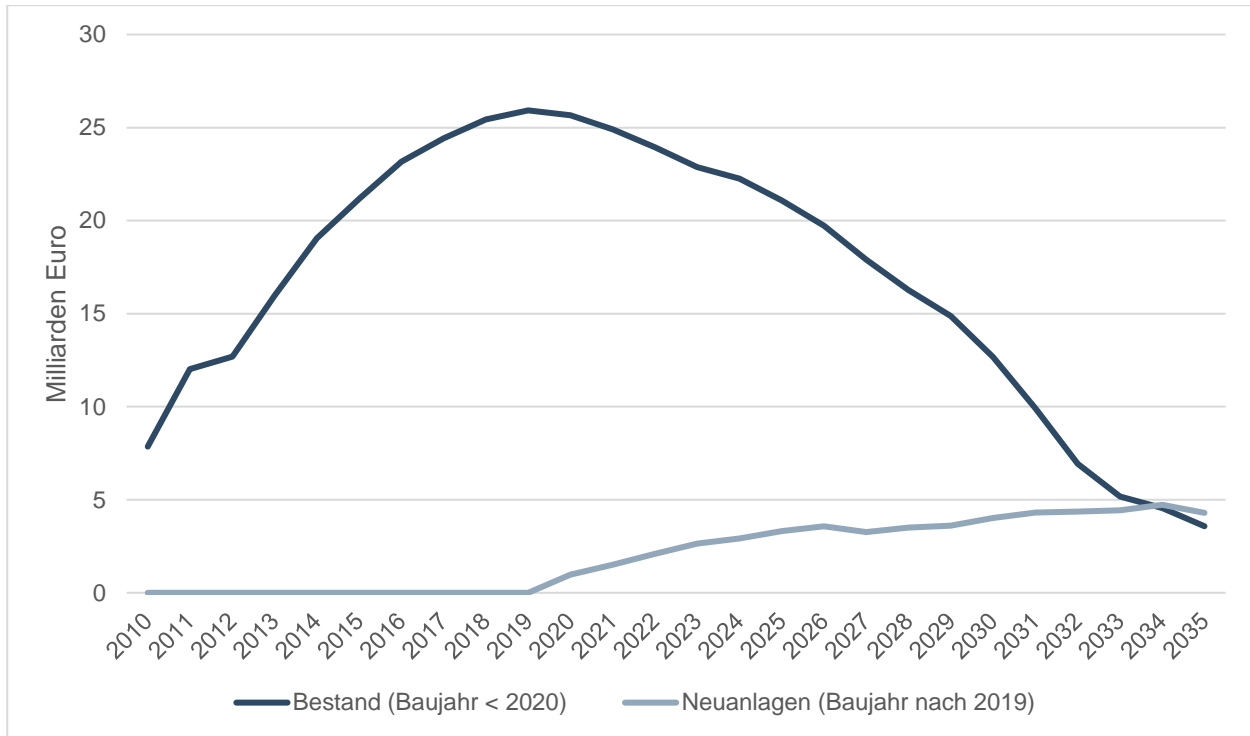
Die Wahl der Finanzierungsquelle hat vorrangig Auswirkungen auf die Belastungsverteilung. Im Status quo wirkt die EEG-Umlage regressiv, denn die Haushalte mit den geringsten Einkommen geben den höchsten Anteil ihres Einkommens für ihren Stromverbrauch und damit für die EEG-Umlage aus (Abbildung 4-6). Bei einer Finanzierung durch die Umsatzsteuer würde sich das Verteilungsergebnis kaum ändern. Die Finanzierung durch eine Erhöhung oder einen Zusatzbeitrag auf die Einkommen- und Körperschaftsteuer würde dagegen zu einer deutlichen Umverteilung zugunsten einkommensschwächerer Haushalte führen, da bei diesen Ertragsteuern die Leistungsfähigkeit der Steuerzahler ausschlaggebend für die Höhe der Steuer ist (Schaefer, 2017b).

Nicht nur zwischen den privaten Haushalten käme es zu Verteilungswirkungen, sondern auch zwischen Unternehmen und privaten Haushalten. Bei einer Erhöhung der Einkommen- und Körperschaftsteuer zur Finanzierung der EEG-Umlage verschieben sich die Finanzierungslasten insgesamt zulasten der Haushalte. Wird dagegen die Umsatzsteuer zur Finanzierung erhöht, sind davon nur die Haushalte betroffen. Letztlich ist die Frage einer alternativen Finanzierung der Kosten, die aktuell den Stromverbrauch als Bemessungsgrundlage haben, demnach eine Verteilungsfrage, die im politischen Prozess auszuhandeln ist. Denkbar sind auch Teil- oder kombinierte Lösungen. Die in Variante 1b skizzierte Reform der Energiesteuer würde über die Jahre in etwa die zusätzlichen Einnahmen generieren, die für eine Haushaltsfinanzierung der EEG-Kosten für neue Anlagen ab 2020 notwendig wären. In dieser Variante bliebe die EEG-Umlage für die bestehenden und noch in 2018 und 2019 geförderten Anlagen als Finanzierungsinstrument bestehen. Alle Anlagen ab 2020 erhielten ihre Förderung dann aus dem öffentlichen Haushalt. Auf diese Weise würde der Anstieg der Belastung des Stromverbrauchs durch die EEG-Umlage gebremst und in der Folge würde die EEG-Umlage langsam auslaufen können. Der Finanzierungsbedarf für die Neuanlagen würde bis zum Jahr 2035 auf ein Niveau von etwa 5 Milliarden Euro pro Jahr steigen (Abbildung 4-7).



### Abbildung 4-7: EEG-Kosten der Bestands- und Neuanlagen

EEG: Finanzierungsbedarf Bestands- und Neuanlagen bis 2035

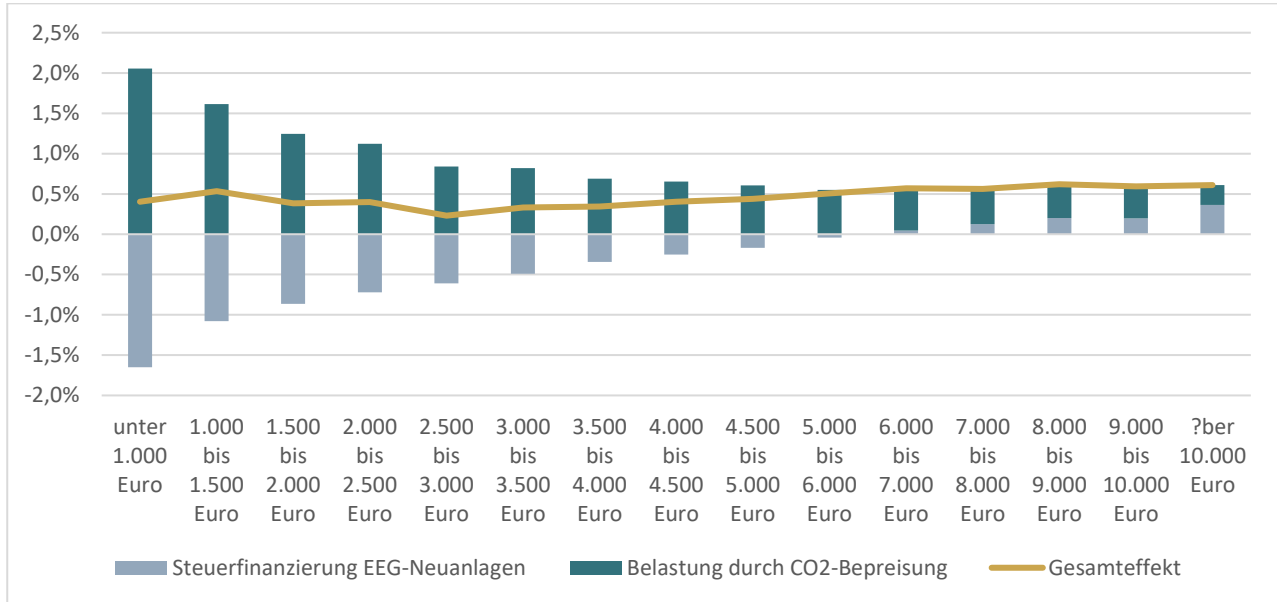


Quellen: Agora Energiewende, 2017; Institut der deutschen Wirtschaft

Die Verteilungswirkungen aus einer solchen kombinierten Lösung sollen in Variante 2 illustriert werden: Eine Bepreisung von Heizöl und Erdgas in Höhe von 60 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> (aktuell ungefähr 20 Euro, Abbildung 3-4) würde verbunden mit einer aus dem Staatshaushalt finanzierten EEG-Förderung für Anlagen ab 2020, wobei die EEG-Umlage für die bestehenden Anlagen langsam ausläuft. Für die privaten Haushalte kommt es zum einen zu einer zusätzlichen Belastung durch die CO<sub>2</sub>-basierte Energiesteuer, zum anderen durch eine Belastungsveränderung bei den EEG-Kosten. Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Finanzierungsbedarfs, der im Beispiel durch eine höhere Einkommensteuer erfolgt, wird insbesondere die Belastung der Haushalte mit niedrigen Einkommen reduziert (Abbildung 4-8). Für alle Haushalte führen beide Reformen zusammen nur zu einer moderaten Mehrbelastung in Höhe von 0,5 Prozent des Nettohaushaltseinkommens.

### Abbildung 4-8: Verteilungswirkungen einer Steuerfinanzierung von Neuanlagen und einem Preis von 60 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2035

Kumulierte Veränderungen als Anteile am Haushaltseinkommen: CO<sub>2</sub>-basierte Energiesteuer (Variante 1a); Aufschlag auf die Einkommensteuer zur Finanzierung der EEG-Neuanlagen und entsprechende Entlastung bei der EEG-Umlage



Quellen: Sozioökonomisches Panel, 2015; Institut der deutschen Wirtschaft

### 4.3 Variante 3: Synchronisierung mit dem europäischen Emissionshandel

Die Einbindung aller Sektoren in den EU-ETS stellt die effizienteste Lösung dar, um CO<sub>2</sub>-Einsparung zu den volkswirtschaftlich günstigsten Kosten zu erreichen. Häufig wird allerdings bemängelt, dass der bislang niedrige Zertifikatspreis zu wenig Anreize zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung leiste. Der deutliche Preisanstieg infolge der Ankündigung der Europäischen Kommission, die Zertifikatsmenge in fünf Jahren deutlich zu verknappen, zeigt jedoch, dass das Instrument prinzipiell funktioniert und es entscheidend auf die Festsetzung der Parameter ankommt. Deshalb ist mittelfristig die Integration der Sektoren Wärme und auch Verkehr in den Emissionshandel die beste Lösung (Kapitel 2.1). Bislang nehmen nur Industrie und Energiewirtschaft am Emissionshandel teil, was grob der Hälfte der europäischen Treibhausgasemissionen entspricht. Technisch könnten alle Erdgas- und Heizöllieferanten direkt in den Emissionshandel eingebunden werden (Upstream-Ansatz). Die Inverkehrbringer der Kraftstoffe würden zertifikatspflichtig und könnten die ihnen entstandenen Kosten auf die Verbraucher überwälzen. Bei einer Einbindung in den Emissionshandel sind jedoch viele Verfahrensfragen, wie beispielsweise die Festlegung der Zertifikatmengen, zu klären (Chrischilles et al., 2016). Damit es nicht zu ungünstigen Verteilungswirkungen zulasten der bereits jetzt zertifikatspflichtigen Sektoren kommt, sind wirksame Regeln zum Schutz vor Carbon Leakage unerlässlich, damit eine Abwanderung emissionsintensiver Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, verhindert werden kann.

Da der aktuelle EU-ETS-Zertifikatspreis mit rund 12 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> ein niedrigeres Preisniveau aufweist als die Steuersätze auf Heizöl und Erdgas, ist eine Kopplung erst zu einem späteren Zeitpunkt sinnvoll (z. B. 2025 oder 2030), zumal die europäischen Institutionen jüngst Maßnahmen zur Begrenzung der Zertifikatsmenge ab 2023 beschlossen haben (Europäischer Rat, 2017). Deshalb sind die vorgestellten Varianten weniger als Alternativen zu sehen, sondern vielmehr als zeitliche Abfolgen und sind damit als Schritte auf dem Pfad zu einer einheitlichen CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu begreifen.

Auch ohne eine unmittelbare Aufnahme der Sektoren in das Emissionshandelssystem wäre eine Anpassung der Steuersätze der Energie- und Stromsteuern an den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis möglich, beispielsweise in einem jährlichen Turnus. Durch einen einheitlichen sektorübergreifenden CO<sub>2</sub>-Preis kann die Dekarbonisierung zu den günstigsten Kosten erfolgen. Bislang – so sieht es auch der deutsche Klimaschutzplan 2050 vor – verfolgen die Sektoren jeweils eigene Reduktionsziele. Auf diese Weise werden allerdings nicht die insgesamt günstigsten Möglichkeiten zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen gewählt. Zudem bleiben Potenziale zur Kopplung der Sektoren ungenutzt. Bei einem einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preis über die Sektorengrenzen hinweg entstehen gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen den Energieträgern. Schließlich kann das Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung nur dann erreicht werden, wenn nicht nur der heutige Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien gespeist wird, sondern große Teile des Primärenergieverbrauchs insgesamt.

## 5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ziel der deutschen und internationalen Klimapolitik ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen zur Bekämpfung des Klimawandels. Dazu müssen alle Länder und alle Wirtschaftssektoren einen Beitrag leisten. Damit dieses gewaltige Vorhaben gelingen kann, ist eine möglichst effiziente Ausgestaltung und Koordination der klimapolitischen Instrumente von entscheidender Bedeutung. Denn nur eine kostenminimale Strategie zur Erreichung der Klimaziele sorgt für eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung, erhält die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen und lässt sich auch in Staaten mit geringen eigenen Mitteln für den Klimaschutz umsetzen. Da Treibhausgase global wirken, reicht es nicht aus, wenn einzelne Staaten ihre Emissionen reduzieren, während der Treibhausgasausstoß andernorts weiter steigt. Deutschland kann dabei eine wichtige Vorreiterrolle einnehmen, indem die deutsche Energiewende auf das Ziel einer kostenminimalen Dekarbonisierung ausgerichtet wird. Dabei geht es also gerade nicht um die Festlegung besonders ambitionierter nationaler Ziele, sondern vielmehr um besonders kosteneffiziente Instrumente und Umsetzungsstrategien.

Bislang kann bei der deutschen Energiewende allerdings kaum von einer solchen Kosteneffizienz die Rede sein (Henger et al., 2017). Zahlreiche Instrumente fördern einzelne Technologien oder

Maßnahmen, wie zum Beispiel die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien oder die Förderung energetischer Gebäudesanierungen. Steuern und Abgaben, die der Finanzierung dieser Maßnahmen dienen, belasten klimafreundliche und klimaschädliche Aktivitäten gleichermaßen. Zudem besteht mit dem europäischen Emissionshandel ein übergreifendes Instrument, an dem jedoch nur Industrie und Energiewirtschaft teilnehmen, sodass gerade einmal etwa die Hälfte der europäischen Treibhausgasemissionen erfasst wird. Dadurch ergeben sich ganz unterschiedliche Preissignale für unterschiedliche Technologien oder unterschiedliche Energieträger, die allerdings nicht mit dem CO<sub>2</sub>-Gehalt korrespondieren.

Ziel der Politik sollte es sein, die Preisgestaltung zukünftig stärker an den CO<sub>2</sub>-Emissionen auszurichten. Um dies zu erreichen, bieten sich mehrere Varianten an, die in diesem Gutachten vorgestellt und deren Auswirkungen analysiert wurden. Am einfachsten und als erstes umzusetzen ist eine sektorspezifische Lösung (Variante 1), die eine Ausrichtung der Energiesteuersätze der im Wärmemarkt bislang hauptsächlich eingesetzten fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl (Anteil 2016: 75,7 %) am CO<sub>2</sub>-Gehalt vorsieht. Ein solcher Umstieg zu einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist aber keineswegs restriktionsfrei und muss eine Reihe von Randbedingungen berücksichtigen:

1. Der Gebäudesektor und die Durchführung von Effizienzmaßnahmen (z. B. der Austausch und der Wechsel von Heizungssystemen) sind durch lange Sanierungszyklen von 20 Jahren und mehr gekennzeichnet. Damit Verbraucher und Unternehmen sich vorausschauend an den Preispfad anpassen können, sollte eine Anpassung der Steuersätze schrittweise über einen langen Zeitraum in angemessenem Umfang erfolgen. Als Zeitrahmen kann hierfür das bestehende Ziel der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 für einen gebäudeneutralen Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 herangezogen werden (BMW/BMU, 2010).
2. Einkommensschwächere Haushalte geben einen größeren Teil ihres Einkommens für Wärmeenergie aus und werden daher auch durch eine CO<sub>2</sub>-basierte Erhöhung der Energiesteuer stärker belastet. Die Reformschritte sollten daher (nahezu) vollständig aufkommensneutral gestaltet sein, sodass das Aufkommen auf anderen Wegen an stark belastete Unternehmen sowie einkommensschwächere Haushalte zurückgeführt wird. Die Rückführung sollte sowohl durch eine stärkere Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen als auch durch sozialpolitische Instrumente erfolgen. Bei der Förderung bieten sich neben den Förderprogrammen der KfW und des BAFA auch steuerliche Anreize an. Bei der sozialpolitischen Flankierung bieten sich neben der Erhöhung des Wohngelds und der Einführung einer Klimakomponente im Wohngeld auch Verbesserungen im Mietrecht zur Auflösung des Vermieter-Mieter-Dilemmas an. Zudem ist es in einem weiteren Schritt möglich, die bestehenden regressiven Belastungen aus der EEG-Umlage zurückzunehmen (Variante 2).

3. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Wärmemarkt muss konzeptionell mit den impliziten Preisen in anderen Wirtschaftssektoren und Staaten abgestimmt sein. Der aktuelle Koalitionsvertrag hat richtigerweise das Ziel für CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystem formuliert, dass dieses „nach Möglichkeit global ausgerichtet ist, jedenfalls aber die G20-Staaten umfasst“ (CDU/CSU/SPD, 2018, 143). Mittelfristig ist dabei eine Kopplung der CO<sub>2</sub>-basierten Steuersätze im Wärmemarkt an den Zertifikatspreis des EU-ETS denkbar. Übergeordnetes Ziel sollte eine Eingliederung des Gebäudesektors in den EU-ETS sein (Variante 3).
4. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung und eine in der Folge höhere (steuerliche) Belastung von fossil erzeugter Wärmeenergie zugunsten von CO<sub>2</sub>-armen Alternativen stellen einen grundlegenden Politikwechsel dar. Ein derartiger Strategiewechsel muss gegenüber den Bürgern, Verbänden, Gebäudeeigentümern, -nutzern und -investoren frühzeitig angekündigt und erläutert werden, sodass eine breite gesellschaftliche Unterstützerbasis entsteht. Bei der Kommunikation ist es wichtig, deutlich zu machen, dass eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Leitinstrument im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Reduktion von Treibhausgasemissionen am besten geeignet ist, da es dafür sorgt, dass die Dekarbonisierung zu den geringstmöglichen Kosten erfolgen kann.

## Literatur

- Aigeltinger, Gerd / Heindl, Peter / Liessem, Verena / Römer, Daniel / Schwengers, Clarita / Vogt, Claire, 2015, Zum Stromkonsum von Haushalten in Grundsicherung: Eine empirische Analyse für Deutschland, Discussion Paper, Nr. 15-075
- Åkerfeldt, Susanne / Hammar, Henrik, 2016, CO<sub>2</sub> Taxation in Sweden. Experiences of the Past and Future Challenges, [www.un.org/esa/ffd/wp-content/uploads/2016/12/13STM\\_Article\\_CO2-tax\\_AkerfeldtHammar.pdf](http://www.un.org/esa/ffd/wp-content/uploads/2016/12/13STM_Article_CO2-tax_AkerfeldtHammar.pdf) [abgerufen am 12.1.2018]
- Amecke, Hermann / Neuhoff, Karsten / Stelmakh, Kateryna, 2012, Steuerliche Förderung von energetischen Sanierungen: Erfahrungen aus der Praxis, CPI Report, Climate Policy Initiative, Berlin
- BAFU – Bundesamt für Umwelt, 2017, CO<sub>2</sub>-Abgabe, <https://www.bafu.admin.ch/co2-abgabe>, [abgerufen am 30.11.2017]
- Bardt, Hubertus, 2018, Law of one price, Klimapolitik zwischen Allokation und Verteilung, in: Ordo – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, 69. Jg., S. 303–321
- Bardt, Hubertus / Niehues, Judith / Techert, Holger, 2012, Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Wirkungen und Herausforderungen des EEG, IW-Positionen, Nr. 56, Köln
- Boyette, Marie, 2017, CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Frankreich Europäisches Emissionshandels-system EU-ETS und CO<sub>2</sub>-Steuer. [https://energie-fr-de.eu/de/effizienz-flexibilitaet/nachrichten/leser/memo-zur-co2-bepreisung-in-frankreich.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/05-efficacite-et-flexibilite/170626\\_Memo\\_CO2-Bepreisung\\_in\\_Frankreich\\_DFBEW.pdf](https://energie-fr-de.eu/de/effizienz-flexibilitaet/nachrichten/leser/memo-zur-co2-bepreisung-in-frankreich.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/05-efficacite-et-flexibilite/170626_Memo_CO2-Bepreisung_in_Frankreich_DFBEW.pdf) [abgerufen am 12.1.2018]
- BBSR – Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2010, Lebens- und Nutzungsdauer von Bauteilen, Forschungsprogramm Zukunft Bau, Bonn
- BBSR, 2017, Machbarkeits- und Umsetzungsstudie für eine Klimakomponente im Wohngeld, Bundesinstitut für Bau- Stadt- und Raumforschung, Bonn
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2017, Heizungsmarkt Wohnungswirtschaft. Befragung zum Thema Heizen und Energie in der Wohnungswirtschaft, [https://www.bdew.de/media/documents/20170425\\_BDEW-Heizungsmarkt-Wohnungswirtschaft-2017.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20170425_BDEW-Heizungsmarkt-Wohnungswirtschaft-2017.pdf) [abgerufen am 8.1.2018]
- BMUB – Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2016, Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin
- BMUB, 2017, Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, Berlin
- BMWi / BMU – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin

BMWi, 2017, Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Blatt 26a, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [abgerufen am 10.1.2018]

Bräuninger, Michael / Teuber, Marc-Oliver, 2017, Die steuerliche Belastung von Mineralölprodukten, Kurzstudie für AFM+E Aussenhandelsverband für Mineralöl und Energie e.V. und des MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V., Hamburg

Bundesgesetzblatt, 1999, Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform

CDU / CSU / SPD, 2018, Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Berlin

Chrischilles, Esther / Neligan, Adriana / Puls, Thomas / Schaefer, Thilo, 2016, Konsistente europäische Industrie-, Klima- und Energiepolitik, Gutachten im Auftrag des BDI, Köln

dena – Deutsche Energie-Agentur, 2017a, Büroimmobilien, Energetischer Zustand und Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz, Berlin

dena, 2017b, Alternativen zur Finanzierung des EEG, <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2017/dena-plaediert-fuer-eine-alternative-finanzierung-der-eeg-umlage> [abgerufen am 10.1.2018]

Diefenbach, Nikolaus / Enseling, Andreas / Malottki, Christian von / Stein, Britta / Grafe, Michael / Cischinsky, Holger / Loga, Tobias / Hörner, Michael, 2013, Kurzgutachten zu einem Sanierungsfahrplan im Wohngebäudebestand, Darmstadt

Europäischer Rat, 2017, Reform des Emissionshandelssystems – Rat billigt die Einigung mit dem Europäischen Parlament, Pressemitteilung vom 22.11.2017, <http://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2017/11/22/reform-of-the-eu-emissions-trading-system-council-endorses-deal-with-european-parliament/> [abgerufen am 10.1.2018]

Gornig, Martin et al., 2017, Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe – Berechnungen für das Jahr 2017, Berlin 2017

Hallof, Irene J., 2013, Das Vermieter-Mieter-Dilemma bei der energetischen Gebäudesanierung. Eine rechtliche und ökonomische Analyse, Berlin

Henger, Ralph / Voigtländer, Michael, 2012, Energetische Modernisierung des Gebäudebestandes: Herausforderungen für private Eigentümer, Köln

Henger, Ralph, 2014, Handlungsempfehlungen zur Umsetzung der Energiewende im Gebäudesektor, IW policy paper, Nr. 12, Köln

Henger, Ralph / Hude, Marcel / Runst, Petrik, 2016, Erst breit, dann tief sanieren. Die Rolle von Sanierungsfahrplänen in der Energieberatung, Köln

Henger, Ralph / Hude, Marcel, 2017, Die komplexe Förderlandschaft für energetische Gebäudesanierungen in Deutschland, Köln

- Henger, Ralph / Ohlendorf, Jana / Runst, Petrik / Schier, Michael, 2015, Die Zukunft der qualifizierten Gebäude-Energieberatung, Köln
- Henger, Ralph / Runst, Petrik / Voigtländer, Michael, 2017, Energiewende im Gebäudesektor  
Handlungsempfehlungen für mehr Investitionen in den Klimaschutz, IW-Analyse, Nr. 119, Köln
- Hepburn, Cameron, 2006, Regulation by prices, Quantities, or Both: A Review of Instrument Choice, in: Oxford Review of Economic Policy, 22. Jg., Nr. 2, S. 226–247
- Kahl, Hartmut / Simmel, Lea, 2017, Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, Nr. 6, Würzburg
- King, M. K. / Weimer, D. L., 2002, Price and Income Elasticities of Demand for Energy
- Kirchner, Almut / Hecking, Harald / Lutz, Christian, 2016, Black Swans (Risiken) in der Energiewende, Risikomanagement für die Energiewende, Berlin
- Klinski, Stefan, 2010, Energetische Gebäudesanierung und Mietrecht – Hemmnisse und Reformüberlegungen, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Nr. 6, S. 283–290
- Lin, Cynthia / Prince, Lea, 2013, Gasoline price volatility and the elasticity of demand for gasoline
- LfU – Bayerische Landesamt für Umwelt, 2017, Ermittlung Emissionsfaktoren, [https://www.umwelt-pakt.bayern.de/download/.../co2-emissionen\\_berechnung\\_lfu.xlsx](https://www.umwelt-pakt.bayern.de/download/.../co2-emissionen_berechnung_lfu.xlsx) [abgerufen am 30.11.2017]
- Löschel, Andreas, 2017, Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“, BT-Drucksache 18/11493, Münster
- Mez, Lutz / Piening, Annette / Traube, Klaus, 1999, Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcierten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen, edition der Hans-Böckler-Stiftung, Nr. 22, Düsseldorf
- IEMB – Kompetenzzentrum „Kostengünstig qualitätsbewusst Bauen“ im Institut für Erhaltung und Modernisierung von Bauwerken, 2006, Lebensdauer von Bauteilen und Bauteilschichten. Info-Blatt Nr. 4.2, Bonn
- IWU – Institut Wohnen und Umwelt, 2008, Wirtschaftlichkeit energiesparender Maßnahmen im Bestand vor dem Hintergrund der novellierten EnEV, Darmstadt.
- OECD, 2013, Taxing Energy Use: A Graphical Analysis, OECD Publishing, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264183933-en>
- Pfaller, Alfred, 2010, Ökosteuern in Europa. Die politökonomischen Parameter der Umweltsteuerdebatte in Europa, Berlin



Prognos, 2017, Klimafreundliche und soziale Ausgestaltung einer Reform der Energiesteuer im Wärmemarkt, Gutachten für Bundesverband Erneuerbare Energie, Berlin

Schaefer, Thilo, 2017a, Der Energiesoli. Alternative Finanzierungsmodelle für die Energiewende, IW policy paper, Nr. 9, Köln

Schaefer, Thilo, 2017b, EEG-Umlage: Verursacherprinzip geht anders! IW-Kurzbericht, Nr. 75, Köln

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2016, Umweltgutachten 2016. Impulse für eine integrative Umweltpolitik, Berlin

Tews, Kerstin / Jänicke, Martin (Hrsg.), 2005, Die Diffusion umweltpolitischer Innovationen im internationalen System, Forschung Politik, Wiesbaden

UBA – Umweltbundesamt, 2013, Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr. Empfehlungen des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau

von Weizsäcker, Ernst Ulrich / Hargroves, Karlson / Smith, Michael / Desha, Cheryl / Stasinopoulos, Peter, 2010, Faktor fünf. Die Formel für nachhaltiges Wachstum, München

Wronski, Rupert / Küchler, Swantje / Falke, Iris / Wandscher, Katharina, 2014, Umsetzung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises in Deutschland. Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels, Kurzstudie im Auftrag der European Climate Foundation, Berlin

ZIA – Zentraler Immobilien Ausschuss, 2017, Alternativvorschläge des ZIA für eine nachhaltige, energiepolitische Entwicklung im Sinne des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung, Positionspapier, [https://www.zia-deutschland.de/fileadmin/Redaktion/Positionen/PDF/Positionspapier\\_Immobilienwirtschaft\\_Energie.pdf](https://www.zia-deutschland.de/fileadmin/Redaktion/Positionen/PDF/Positionspapier_Immobilienwirtschaft_Energie.pdf) [abgerufen am 22.3.2018]

Zenke, Ines / Wollschläger, Stefan / Eder, Jost, 2018, Preise und Preisgestaltung in der Energiewirtschaft: Von der Kalkulation bis zu Umsetzung von Preisen für Strom, Gas, Fernwärme, Wasser und CO<sub>2</sub>, Berlin

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Politökonomische Handlungsebenen .....	11
Tabelle 4-1: Fallbeispiel: Kosteneinsparungen durch energetische Modernisierung.....	34

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Energieträger entscheidet über Betroffenheit .....	16
Abbildung 2-2: Neubau: Erdgas wird durch Elektro-Wärmepumpen und Fernwärme ersetzt 17	
Abbildung 2-3: Heizkosten stiegen mit Einkommen .....	18
Abbildung 2-4: Ausgabenanteil für Heizkosten sinkt mit steigendem Einkommen.....	19
Abbildung 3-1: Entwicklung der Verbraucherpreise für Heizöl, Erdgas und Fernwärme im Vergleich zu Diesel, Benzin und Strom seit 2006 .....	21
Abbildung 3-2: Marktpreise und (Energie-)Steuern auf Energieträger.....	22
Abbildung 3-3: Unsystematische Besteuerung von Energie .....	23
Abbildung 3-4: Implizite CO <sub>2</sub> -Preise für Energieträger.....	24
Abbildung 3-5: Vergleich der Besteuerung von Wärmeenergie in ausgewählten OECD- Staaten .....	26
Abbildung 4-1: Übersicht möglicher Strategiepfade .....	27
Abbildung 4-2: Variante 1: Schrittweise Anhebung der Energiesteuersätze für Heizöl und Erdgas.....	30
Abbildung 4-3: Variante 1: Auswirkung der Anhebung der Energiesteuersätze auf den Gesamtpreis.....	31
Abbildung 4-4: Variante 1: Mehrbelastung für Haushalte mit Gasheizung .....	32
Abbildung 4-5: Variante 1: Mehrbelastung für Haushalte mit Ölheizung.....	33
Abbildung 4-6: Aktuelle relative Belastung durch die EEG-Umlage.....	38
Abbildung 4-7: EEG-Kosten der Bestands- und Neuanlagen.....	40
Abbildung 4-8: Verteilungswirkungen einer Steuerfinanzierung von Neuanlagen und einem Preis von 60 Euro je Tonne CO <sub>2</sub> im Jahr 2035.....	41