

Kurzstudie

# **Finanzierung der Energiewende – Aktualisierung zum VKU-Reformvorschlag der Entgelte- und Umlagesystematik**

im Auftrag des

Verbands kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

---

Köln, 30. April 2021

**Impressum:**

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

## Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare-Lasten-Verordnung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BW-Gerät	Brennwert-Gerät
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EKF	Energie- und Klimafonds
EU ETS	European Emission Trading Scheme
HH	Haushalt(e)
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LW-WP	Luft-Wasser-Wärmepumpe
nEHS	nationales Emissionshandelssystem
NEMoG	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
THG	Treibhausgas
TWE	Trinkwasser-Erwärmer

## 1 Hintergrund und Einordnung des ursprünglichen Reformvorschlags

Mit Beschluss zur Einführung eines nationalen Zertifikatehandels für Brennstoffemissionen im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) hat die deutsche Politik die vielfältigen Rufe nach der Notwendigkeit einer Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen auch außerhalb des EU Emissionshandelssystems (EU ETS) aufgenommen. Hiermit wurde ein wichtiger erster Schritt in Richtung einer sektorübergreifenden, einheitlichen Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen unternommen, die auch der VKU mit seinen Veröffentlichungen zur Reformierung der Entgelte- und Umlagesystematik bereits im Jahr 2019 gefordert hatte.<sup>1</sup>

Seit dem Zeitpunkt dieser Veröffentlichungen wurden zudem sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene die klimapolitischen Ambitionen deutlich gesteigert. Bereits das im Dezember 2019 in Kraft getretene Klimaschutzgesetz (KSG) legt sich mit einem nationalen THG-Reduktionsziel bis zum Jahr 2030 von mindestens -55% ggü. 1990 auf das obere Ambitionsniveau des Klimaschutzplans 2050 fest und zieht somit das Tempo bei den THG-Minderungen an. Auch auf europäischer Ebene hat die Kommission mit dem *European Green Deal* der bis 2050 Klimaneutralität für die EU anstrebt, ein neues Momentum für verstärkte Klimaschutzambitionen geschaffen. In diesem Rahmen wird aktuell entsprechend auch eine Anpassung des europäischen Zwischenziels zur Reduktion von THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 von vormals -40% auf nun -55% gegenüber 1990 diskutiert.

Diese Entwicklungen und die zu erwartende Angleichung des europäischen und nationalen Zielsystems auf das Ambitionsniveau des *European Green Deal* haben den VKU dazu veranlasst, eine Überprüfung der Entgelte- und Umlagesystematik

---

<sup>1</sup> Zu finden unter <https://www.vku.de/finanzierung-der-energiewende/>.

im Energiesektor unter Berücksichtigung des neu eingeführten nationalen Emissionshandelssystems vorzunehmen und diese vor dem Hintergrund des neuen Zielbilds „Klimaneutralität“ zu bewerten. Die Ergebnisse dieser Analysen werden in der vorliegenden Kurzstudie zusammengefasst.

Dabei wird zum einen untersucht, wie sich die Kostenbelastung unterschiedlicher Energieträger mit klimaschutzpolitisch relevanten Preisbestandteilen durch die Einführung des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) ab 2021 verändert. Insbesondere steht dabei die Frage im Fokus, ob das nEHS in der Lage ist, die vom VKU definierten Anforderungen an eine Reform der Entgelte- und Umlagesystematik zu erfüllen und insbesondere eine verursachungsgerechte Finanzierung der Energiewendekosten zu etablieren (vgl. Kap. 2). Zum anderen wird in Kap. 3 diskutiert, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit die mit dem nationalen Emissionshandelssystem eingeführte CO<sub>2</sub>-Bepreisung für die Sektoren Wärme und Verkehr auch tatsächlich ihre Wirkung als politisches Leitinstrument entfalten und diejenigen THG-Reduktionen anreizen kann, die für eine Umsetzung des neuen Zielbildes „Klimaneutralität“ notwendig sein werden. Zudem werden hier die Auswirkungen eines deutlich gesteigerten Ambitionsniveaus mit dem Ziel der Klimaneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts anhand eines beispielhaften CO<sub>2</sub>-Preispfades im nEHS auf Endverbraucherpreise, jährliche Energieverbrauchskosten ausgesuchter Haushaltstypen und das Aufkommen aus dem nEHS untersucht. Die Annahmen, die wir unseren Analysen zugrunde gelegt haben und unser methodisches Vorgehen sind im Anhang an diese Kurzstudie zu finden. Zur besseren Einordnung erläutert der nachfolgende Abschnitt zunächst noch einmal zusammenfassend die vom VKU definierten Anforderungen an eine Reform der

Entgelte- und Umlagesystematik im Energiesektor sowie den ursprünglich entworfenen Reformvorschlag.<sup>2</sup>

### 1.1 Anforderungen an eine Reform der Entgelte- und Umlagesystematik

In der im Juni 2019 veröffentlichten Studie „Finanzierung der Energiewende - Reform der Entgelte und Umlagesystematik“ wurde zunächst eine umfassende Analyse von Anreizstrukturen und Lenkungswirkungen der zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung bestehenden Systematik von Steuern, Umlagen, Entgelten und Abgaben im Energiesektor erarbeitet. Die dabei identifizierten Hemmnisse zur erfolgreichen und effizienten Umsetzung der Energiewende bildeten anschließend die Basis für die Formulierung zentraler Anforderungen bzw. von zentralen Zielen, denen ein Reformvorschlag aus Sicht des VKU gerecht werden sollte. Diese Ziele können folgendermaßen zusammengefasst werden und haben auch für die vorliegende Studie weiterhin Bestand:

Umgerechnet auf die emittierte Tonne CO<sub>2</sub> wurde der Energieträger Strom insbesondere im alten Entgelte- und Umlagesystem vor Einführung des nEHS beim Endverbraucher mit deutlich höheren klimaschutzpolitisch motivierten Preisbestandteilen belastet als andere Energieträger.<sup>3</sup> Gleichzeitig wird es aber zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende voraussichtlich notwendig sein, erneuerbaren Strom und strombasierte synthetische Energieträger deutlich stärker in den Sektoren Wärme und Verkehr im Rahmen der sogenannten Sektorenkopplung einzusetzen. Die Finanzierung der Energiewendekosten sollte daher nicht, wie bisher, weit überwiegend aus den Abgaben auf Strom erfolgen, sondern gleichmäßig auf alle Energieträger entsprechend der von ihnen verursachten CO<sub>2</sub>-

---

<sup>2</sup> An dieser Stelle erfolgen die jeweiligen Erläuterungen relativ knapp. Ausführlichere Darstellungen zu den größtenteils noch immer bestehenden Hemmnissen und den daraus abgeleiteten Anforderungen an eine Reform finden sich in der Langfassung zur Studie „Finanzierung der Energiewende - Reform der Entgelte und Umlagesystematik“ unter <https://www.vku.de/finanzierung-der-energiewende/>.

<sup>3</sup> Auch nach Einführung des nEHS besteht diese Ungleichbelastung aktuell zunächst weitgehend fort. Vgl. Kap. 2.2 für eine weitergehende Einordnung der Auswirkungen des nEHS.

Emissionen verteilt werden. Dieses Ziel wurde als **verursachungsgerechte Finanzierung** definiert.

Diese Ungleichbelastung der Energieträger bewirkt aktuell zudem einen Wettbewerbsnachteil von Strom gegenüber den Energieträgern wie etwa Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel im Wärme- und Verkehrsbereich. Um die Klimaschutzziele kosteneffizient zu erreichen, sollten aber verzerrende Preissignale an den Sektorengrenzen, wie sie durch die einseitige Belastung von Strom mit Energiewendekosten entstehen, vermieden und somit ein offener Technologiewettbewerb zwischen den Energieträgern gestärkt werden (**kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele**).

Die hohe Belastung des Energieträgers Strom mit staatlich festgelegten Preisbestandteilen verhindert aktuell zudem das Durchdringen des Marktpreissignals für Strom bis zum Endverbraucher und hemmt damit die Erschließung von neuen Flexibilitätsoptionen. Um eine solche **Flexibilisierung des Stromsystems** anzureizen, sollte eine Reform der Entgelte- und Umlagesystematik somit den Anteil des Großhandelspreises Strom am Endverbraucherpreis erhöhen.

Ein Reformvorschlag sollte zudem innerhalb des Energiesektors bzw. innerhalb der drei betrachteten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr gegenfinanziert sein, d.h. es sollte **Kostenneutralität bzw. Aufkommensneutralität** gewährleistet werden. Verschiedene Komponenten des Vorschlags sollten keine widersprüchlichen Anreize setzen, sondern sich eher gegenseitig verstärken (**Konsistenz des Reformvorschlags**). Zudem sollte ein Reformvorschlag auch langfristig seine gewünschte Wirkung entfalten und somit **nachhaltig** sein. Schließlich sollte der Übergang in das neue System in einer klar definierten zeitlichen Abfolge realisiert werden können und der Vorschlag sollte gesellschaftlich, politisch und juristisch umsetzbar sein (**Planbarkeit und Umsetzbarkeit**).

## 1.2 Ursprünglicher Reformvorschlag einer sektorübergreifenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung

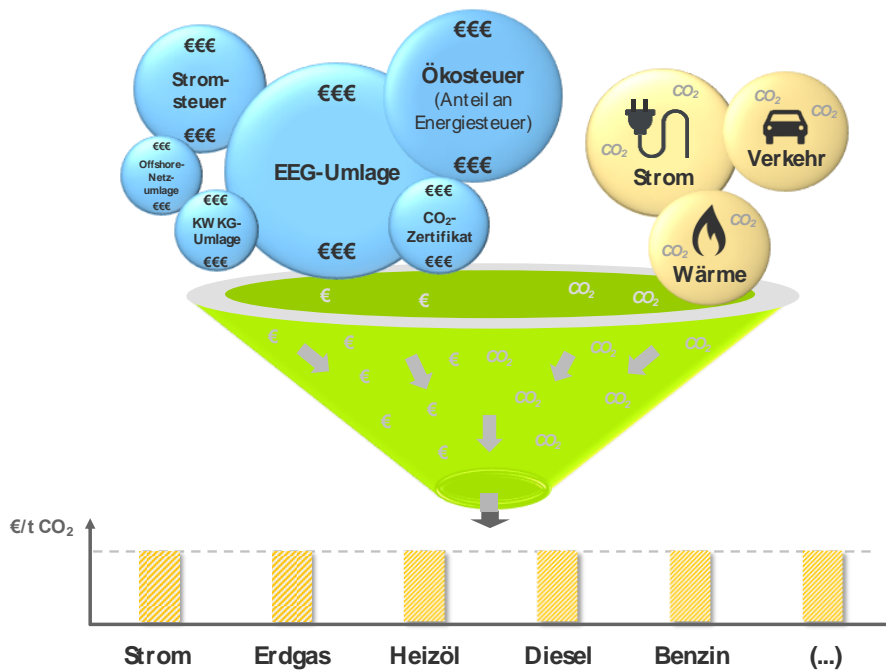
Auf Basis dieser Anforderungen wurde im Jahr 2019 ein Reformvorschlag entwickelt, dessen Kern in der Etablierung einer übergreifenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung für die Sektoren Wärme und Verkehr besteht. Konkret beinhaltet der Vorschlag die gemeinsame Finanzierung der in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bestehenden Energiepreisbestandteile mit klimaschutzpolitischem Bezug, d.h. der Kosten für die

- EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage,
- für Emissionszertifikate im Rahmen des EU ETS, die an Stromendverbraucher weitergegeben werden, sowie die
- Stromsteuer und für den Ökosteueranteil an den Energiesteuern.

Diese Kosten werden im Rahmen des Vorschlags in einen gemeinsamen „Topf“ gegeben und durch Bezug auf die erwarteten Emissionen der betrachteten Sektoren ein einheitlicher Preis pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> bestimmt. Im Ergebnis wird so jeder Energieträger pro emittierte Tonne CO<sub>2</sub> gleich stark mit klimaschutzpolitischen Preisbestandteilen belastet und somit Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Energiewendekosten hergestellt. Das neue Finanzierungssystem ist dabei zudem kostenneutral gegenüber dem bestehenden System. Operativ wird zur Umsetzung dieser gemeinsamen Finanzierung eine Anpassung der bestehenden Strom- und Energiesteuersätze vorgeschlagen, die dann zukünftig neben den bestehenden Kriterien auch auf Basis der CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität eines Energieträgers erhoben werden (vgl. Abbildung 2 für eine schematische Darstellung des Vorschlags).



ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES REFORMVORSCHLAGS



Quelle: Eigene Darstellung.

Durch den dargestellten Reformvorschlag würden die Endkundenpreise für konventionelle Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr erhöht und gleichzeitig die Belastung des Stromendkundenpreises durch staatlich veranlasste bzw. regulierte Preisbestandteile deutlich reduziert. Somit würde eine Lenkungswirkung erzielt, die sich in der Wahl des Energieträgers beim Endverbraucher entfaltet.

Eine zentrale Eigenschaft dieses Vorschlags besteht darin, dass die sektorenübergreifende CO<sub>2</sub>-Bepreisung ein technologieoffenes Instrument ist, bei dem „lediglich“ die mit der Emission einer Tonne Treibhausgas einhergehenden Kosten – hier approximiert als die Energiewendekosten – explizit gemacht werden und ansonsten die Wahl des Energieträgers vollständig beim Endverbraucher verbleibt. Im Gegensatz zu bspw. Quotenregelungen oder ordnungsrechtlichen Vorschriften werden also keine zentralen Vorschriften zum Einsatz einzelner Technologien gemacht, sondern die Technologiewahl verbleibt beim Endverbraucher. Es handelt sich hierbei somit auch um ein flexibles Instrument, das in der Lage ist, zukünftige Technologie- und Kostenentwicklungen einzubinden.

Eine möglichst weitreichende und einheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung sollte als politisches Leitinstrument der nationalen Klimaschutzmaßnahmen genutzt werden. Im Vergleich zu der Vielzahl von unterschiedlichen Einzelmaßnahmen, die aktuell in den einzelnen Sektoren genutzt werden und die zudem teilweise sogar gegensätzlich wirken, könnte so eine deutliche Effizienzsteigerung bei der Umsetzung der Energiewende erreicht werden. Auf diesen Aspekt wird auch immer wieder von verschiedenen Autoren aus der Wissenschaft hingewiesen<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Vgl. bspw. Löschel et al. (2021).

## 2 Auswirkungen des nEHs auf die Entgelte- und Umlagesystematik im Energiesektor

In diesem Kapitel wird zunächst die Systematik der Belastung unterschiedlicher Energieträger mit Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelten aufgezeigt und deren Wirkung analysiert. Anschließend wird dargestellt, wie das nun eingeführte nEHS diese Systematik verändert und inwiefern es in der Lage ist, die vom VKU definierten Ziele für eine Reform der Entgelte- und Umlagesystematik im Energiesektor zu erreichen.

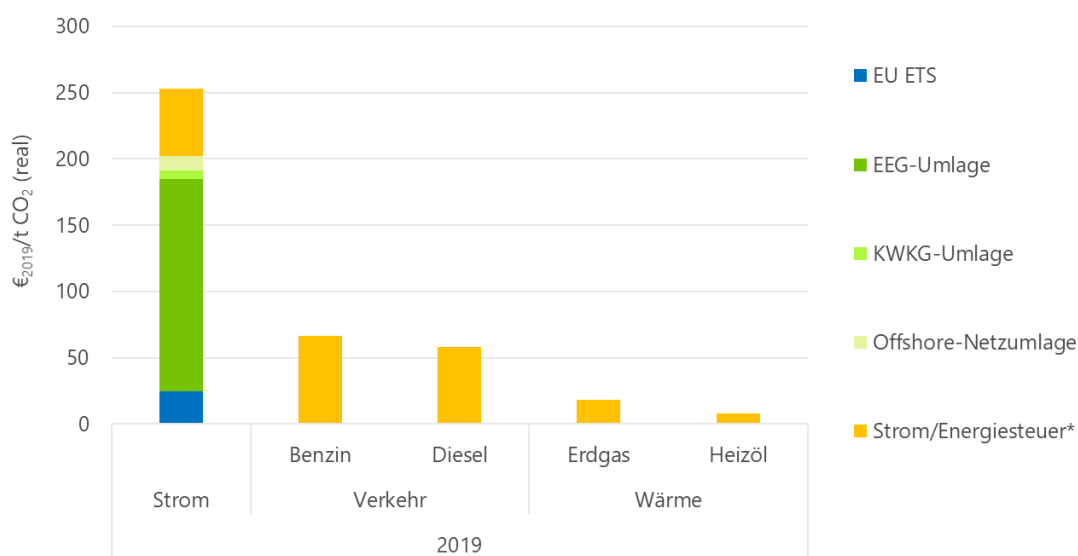
### 2.1 Bisherige Steuern-, Umlagen-, Abgaben- und Entgeltsystematik hemmte wichtige Entwicklungen zum Gelingen der Energiewende

Zur Erreichung der Klimaschutzziele insbesondere in den Sektoren Wärme und Verkehr wird es neben weiteren Anstrengungen zur Einsparung von Energie notwendig sein, relativ kurzfristig einen signifikanten Wechsel von emissionsintensiven zu emissionsarmen bzw. -freien Energieträgern einzuleiten. Während der Stromsektor durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien in den letzten beiden Dekaden bisher den deutlichsten Beitrag zu den bereits erreichten Emissionsminderungen geleistet hat und auch zukünftig voraussichtlich zunehmend emissionsärmer wird, basieren die Technologien des Wärme- und Verkehrssektors noch immer wesentlich auf fossilen und damit weitestgehend emissionsintensiven Energieträgern. Vor diesem Hintergrund herrscht in Wissenschaft und Politik mittlerweile ein breiter Konsens darüber, dass ohne einen deutlich verstärkten Einsatz von erneuerbarem Strom und strombasierten synthetischen Energieträgern in den Sektoren Wärme und Verkehr im Rahmen der sogenannten Sektorenkopplung die Klimaschutzziele nicht erreicht werden können.

Bisher hemmte jedoch die bestehende Systematik, mit der Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelte im Energiesektor erhoben wurden, teilweise den Ausbau der Sektorenkopplung. Beispielsweise wurden verschiedene Energieträger im Ver-

hältnis zu den von ihnen verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen in äußerst unterschiedlichem Ausmaß mit staatlich veranlassten bzw. regulierten, Klimaschutzpolitisch motivierten Preisbestandteilen belastet („implizite CO<sub>2</sub>-Belastung“). Zu diesen Preisbestandteilen können neben der EEG-, KWKG- und Offshore-Netzumlage auch die im Rahmen der ökologischen Steuerreform in den Jahren 1999 bis 2003 eingeführte Stromsteuer und die während dieser Reform erhöhten Energiesteuersätze an der Energiesteuer (Ökosteueranteil<sup>5</sup>) sowie der CO<sub>2</sub>-Preis im Rahmen des ETS gezählt werden. Abbildung 2 zeigt für das Jahr 2019 die in den genannten Preisbestandteilen enthaltene implizite CO<sub>2</sub>-Belastung für die betrachteten Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor, d.h. die auf Basis der unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsintensitäten der Energieträger umgerechnete Kostenbelastung mit den genannten Preisbestandteilen.

**ABBILDUNG 2: IMPLIZITE CO<sub>2</sub>-BELASTUNG AUF UNTERSCHIEDLICHE ENERGIETRÄGER IM JAHR 2019**



\*Implizite CO<sub>2</sub>-Belastung durch die Energiesteuern, angenähert über die Erhöhung der Energiesteuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform (1999 bis 2003).

Quellen: BNetzA (2019), Umweltbundesamt (2017), Umweltbundesamt (2020), Prognos et al. (2020a), Stromsteuergesetz, Energiesteuergesetz.

<sup>5</sup> Als „Ökosteuern“ bezeichnen wir den Anteil an den heutigen Energiesteuern, der durch die Erhöhung der Energiesteuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform in den Jahren 1999 bis 2003 entstanden ist. Dieser Anteil beträgt an den heutigen Energiesteuern 67 % bei zum Heizen verwendetem Erdgas, bei ebenfalls als Heizstoff verwendetem leichtem Heizöl sowie bei Diesel 33 % und bei Benzin 23 %.

Durch diese Darstellung wird deutlich, dass bezogen auf die jeweils emittierte Tonne CO<sub>2</sub>, Stromverbraucher im Jahr 2019 mit Abstand den höchsten Beitrag zu den Energiewendekosten leisteten, während Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor deutlich weniger mit klimaschutzpolitisch motivierten Preisbestandteilen belastet wurden: Ein Stromendverbraucher zahlte im Jahr 2019 bspw. für jede durch seinen Stromverbrauch verursachte Tonne CO<sub>2</sub> umgerechnet knapp 250 €<sup>6</sup>. Der Besitzer einer Heizölheizung musste im Gegensatz dazu weniger als 10 € für eine durch ihn verursachte Tonne CO<sub>2</sub> tragen.

Diese Entgelte- und Umlagesystematik führte dazu, dass wichtige Voraussetzungen zum Gelingen der Energiewende nicht gegeben waren (vgl. auch definierte Anforderungen an eine Reform der Entgelte- und Umlagesystematik in Kap. 1.1): Verursachungsgerechtigkeit im Sinne einer gleichmäßigen Belastung der Energieträger bezogen auf die von ihnen verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen war im bisherigen System der Abgaben, Entgelte, Steuern und Umlagen vor Einführung des nEHS nicht gewährleistet. Vielmehr entstand durch die unterschiedliche Kostenbelastung der Energieträger eine Verzerrung der Preissignale an den Sektorengrenzen, sodass ein kosteneffizienter Wettbewerb der konkurrierenden konventionellen und erneuerbaren Technologien nicht gegeben war. Aus Sicht des Endverbrauchers waren somit Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien (bspw. elektrische Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge) im Vergleich zu konventionellen Technologien auf Basis fossiler Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor häufig nicht rentabel und wurden entsprechend wenig genutzt.

Weitere Herausforderungen ergaben sich innerhalb des Stromsystems: Um die langfristig in einem CO<sub>2</sub>-neutralen Stromerzeugungssystem notwendigen sehr hohen Anteile dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen kosteneffizient integrieren zu können, wird es notwendig sein, die Flexibilität des Gesamtsystems deutlich zu erhöhen. Unter anderem

---

<sup>6</sup> Sämtliche Kosten und Preise dieser Studie sind als reale Werte 2019 definiert.

bedeutet das auch, dass Marktpreissignale effektiv bei den Endverbrauchern ankommen müssen, sodass diese darauf flexibel mit steigendem oder sinkendem Verbrauch reagieren können. Im bisherigen System der Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen wurde das Marktpreissignal aber von der Belastung mit zusätzlichen Preisbestandteilen überlagert: lediglich 29% des Endverbraucherpreises Strom für Haushaltskunden waren im Jahr 2019 auf den Kostenblock Beschaffung, Marge und Vertrieb zurückzuführen, während die restlichen 71% auf für den Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteile entfielen.

## 2.2 Einführung des nEHS bedeutet eine Verbesserung der Entgelte- und Umlagesystematik im Energiesektor

Mit Einführung des nEHS werden die vom Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) erfassten Brennstoffe ab dem 01.01.2021 mit einem zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Preis für die von ihnen verursachten Emissionen belegt. Dies betrifft Emissionen, die nicht bereits vom EU ETS abgedeckt sind, d. h. insbesondere Emissionen aus den Sektoren Gebäude und Verkehr, die im Jahr 2018 einen Anteil von ca. 32% der gesamten deutschen Treibhausgas- (THG-)Emissionen ausgemacht haben, rund ein Viertel der Emissionen aus dem Industriesektor und einen kleineren Teil der Emissionen der Energiewirtschaft.<sup>7</sup>

Gemäß BEHG müssen die Inverkehrbringer von Brennstoffen, also bspw. Gaslieferanten oder Importeure von Erdöl, ab dem Jahr 2021 für jede Tonne CO<sub>2</sub>, die bei der Verbrennung der von ihnen in Verkauf gebrachten Brennstoffe entsteht, gegenüber der zuständigen Behörde ein Emissionszertifikat nachweisen. Die Preise, zu denen die Zertifikate ausgegeben werden, sind dabei für die ersten fünf Jahre fixiert und steigen von 25 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2021 bis auf 55 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2025 an. Ab dem Jahr 2026 werden die Zertifikate zunächst innerhalb eines Preiskorridors von 55-65 €/tCO<sub>2</sub> versteigert, bevor das System ab dem Jahr 2027 in ein

---

<sup>7</sup> Vgl. Agora Energiewende (2018).

echtes Emissionshandelssystem mit freier Preisbildung am Markt überführt werden soll.

Die Einnahmen aus dieser CO<sub>2</sub>-Bepreisung (nEHS-Aufkommen) sollen zum großen Teil zur Senkung der EEG-Umlage und damit des Endverbraucherpreises Strom verwendet werden. Auf Basis offizieller Ankündigungen beim ursprünglichen Beschluss des Klimakabinetts zur Einführung des nEHS vom 20.09.2019 sowie der späteren Einigung im Vermittlungsausschuss im Dezember 2019 gehen wir im Rahmen dieser Studie davon aus, dass zukünftig ein Anteil von etwa zwei Dritteln aus dem nEHS-Aufkommen zur Entlastung der EEG-Umlage verwendet werden kann.<sup>8</sup> Für die Entlastung nehmen wir dabei an, dass sie rollierend erfolgt, d. h. das nEHS-Aufkommen eines Jahres kann zur Entlastung der EEG-Umlage im Folgejahr verwendet werden. Darüber hinaus gehen wir davon aus, dass ein erneuter Anstieg der EEG-Umlage auf über nominal 6 €-Cent/kWh zukünftig vermieden werden soll.<sup>9</sup> Reicht das für die EEG-Entlastung bestimmte Finanzierungsvolumen durch das nEHS-Aufkommen nicht aus, um diese Deckelung zu finanzieren, werden per Annahme fehlende Mittel aus dem Staatshaushalt bereitgestellt.

Mit Einführung des nEHS kommt nun also einerseits ein weiterer Preisbestandteil hinzu, der die vom Handelssystem erfassten Energieträger ab dem Jahr 2021 mit einer zusätzlichen Bepreisung je emittierter Tonne CO<sub>2</sub> belegt. Andererseits senkt die angekündigte teilweise Verwendung des durch das nEHS eingenommenen Aufkommens zur Finanzierung der EEG-Umlage die implizite CO<sub>2</sub>-Belastung des

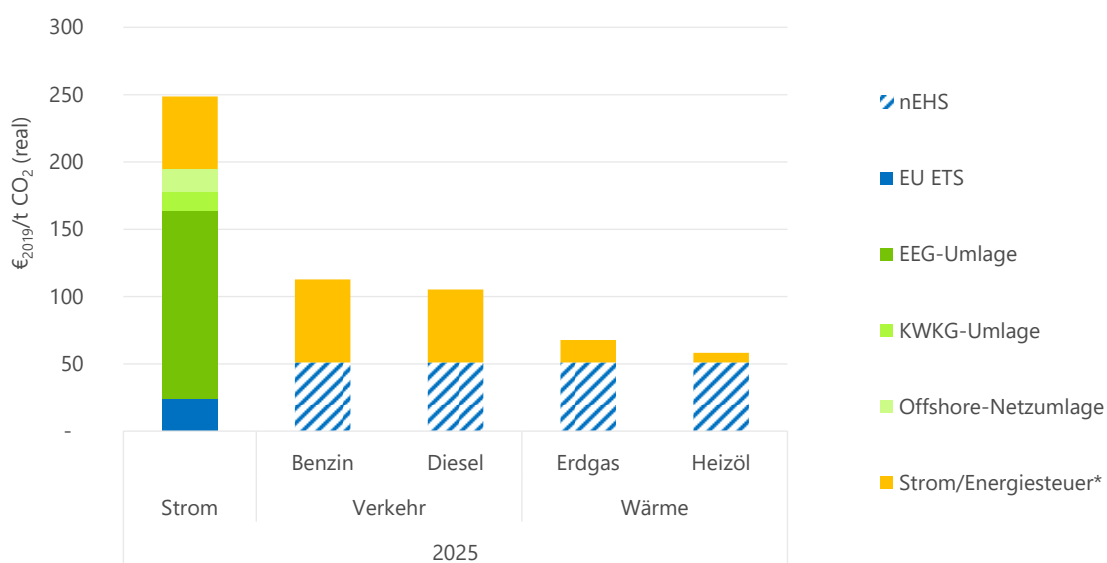
---

<sup>8</sup> Vgl. Bundesregierung (2019), Agora Energiewende (2020), Umweltbundesamt (2020). Der Anteil wird auf Basis von Angaben zur nEHS-Aufkommensverwendung in den Jahren 2021 und 2022 bestimmt und konstant gehalten. Im Jahr 2024 verringert er sich geringfügig, da zusätzlich eine Erhöhung der Pendlerpauschale mitfinanziert wird.

<sup>9</sup> Diese Annahmen setzen wir auf Basis der bereits erfolgten Deckelung der EEG-Umlage im Jahr 2021 auf 6,5 €-Cent/kWh und der Ankündigung der Bundesregierung die EEG-Umlage auch im Jahr 2022 auf maximal 6,0 €-Cent/kWh begrenzen zu wollen (vgl. Bundesregierung, 2020 und Übertragungsnetzbetreiber, 2020).

Energieträgers Strom. Im Ergebnis vermindert sich zukünftig somit die im vorangegangenen Abschnitt dargestellte starke Ungleichbelastung unterschiedlicher Energieträger. Abbildung 3 zeigt die für das Jahr 2025 resultierende Belastung der betrachteten Energieträger, wiederum umgerechnet je Tonne CO<sub>2</sub>.

**ABBILDUNG 3: IMPLIZITE CO<sub>2</sub>-BELASTUNG AUF UNTERSCHIEDLICHE ENERGIETRÄGER IM JAHR 2025**



\*Implizite CO<sub>2</sub>-Belastung durch die Energiesteuern, angenähert über die Erhöhung der Energiesteuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform (1999 bis 2003).

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Prognos et al. (2020), UBA (2017), BEHG, Stromsteuergesetz, Energiesteuergesetz.

Entsprechend der aktuellen Gesetzgebung wird für das Jahr 2025 ein CO<sub>2</sub>-Preis innerhalb des nEHS in Höhe von nominal 55 €/tCO<sub>2</sub> (entspricht real 51 €<sub>2019</sub>/tCO<sub>2</sub>) angesetzt, der die implizite CO<sub>2</sub>-Belastung der hier betrachteten fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl im Wärmebereich bzw. Benzin und Diesel im Verkehrssektor entsprechend erhöht. Die Energiesteuersätze wurden gesetzlich nominal festgelegt, sodass diese Kostenblöcke in unserer Darstellung aufgrund der berücksichtigten Inflationsbereinigung gegenüber 2019 leicht sinken. Gleichzeitig fällt auf, dass die implizite CO<sub>2</sub>-Belastung des Energieträgers Strom trotz der in dieser Darstellung berücksichtigten Entlastung bei der EEG-Umlage durch die teilweise Finanzierung über das nEHS-Aufkommen gegenüber dem Jahr 2019 annä-



hernd unverändert bei etwa 250 €<sub>2019</sub>/tCO<sub>2</sub> bleibt. Dieser Effekt ist auf den fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und die damit verbundene sinkende CO<sub>2</sub>-Intensität des deutschen Strommix zurückzuführen: Da Steuern und Umlagen in €-Beträgen je kWh definiert sind, für jede erzeugte kWh jedoch gleichzeitig deutlich weniger CO<sub>2</sub> emittiert werden muss, steigt die Belastung pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> deutlich an. Der Endverbraucherpreis Strom steigt jedoch hierdurch nicht, sondern sinkt durch die angenommene teilweise Verwendung des nEHS-Aufkommens zur Refinanzierung der EEG-Umlage. Die Einführung des nEHS bewirkt somit eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien gegenüber dem Entgelte- und Umlagesystem vor Einführung des nEHS.

In Summe verringert das nEHS zwar die massiven Ungleichbelastungen zwischen den Energieträgern, da fossile Energieträger höher belastet werden und der Strompreis durch die Absenkung der EEG-Umlage entlastet wird. Dennoch sind diese Effekte unter den aktuell festgelegten Rahmenbedingungen des nEHS bis zum Jahr 2025 noch nicht so weit ausgeprägt, dass eine tatsächliche Gleichbelastung der Energieträger mit impliziten CO<sub>2</sub>-Belastungen erreicht und somit eine verursachungsgerechte Finanzierung der Energiewendekosten etabliert werden kann.

### 2.3 Im Green Deal Szenario kann das nEHS langfristig die Ziele des VKU-Reformvorschlags erreichen

Nach derzeitiger Planung werden die CO<sub>2</sub>-Zertifikate im nEHS ab dem Jahr 2027 ohne festgelegten Preiskorridor versteigert<sup>10</sup>, d. h. der Ausgabepreis wird nicht mehr per Gesetz festgelegt bzw. im Korridor eines Mindest- und Höchstpreises begrenzt sein, sondern sich als Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage am Markt bilden. Welches Preisniveau dabei resultiert, hängt von der Menge der

---

<sup>10</sup> Es besteht auch die Möglichkeit, dass der Preiskorridor über das Jahr 2026 hinaus fortgeführt wird, sofern dies für sinnvoll und erforderlich erachtet wird. Eine Beurteilung dessen wird auf den Ergebnissen von regelmäßig durchzuführenden Erfahrungsberichten aufbauen.

ausgegebenen Zertifikate und damit dem angestrebten THG-Minderungsniveau ab.

In bisherigen veröffentlichten Analysen, die explizit auf ein Preisniveau für CO<sub>2</sub>-Zertifikate innerhalb des nEHS zurückgreifen<sup>11</sup>, wurden Preise in einer Größenordnung von nominal ca. 125 bis 180 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2030 unterstellt. Dennoch verbleibt in diesen Analysen noch immer eine Lücke zur Erreichung des aktuell gemäß Klimaschutzgesetz § 3 gültigen nationalen Klimaziels, das für Deutschland bis zum Jahr 2030 eine THG-Reduktion von mindestens 55% ggü. dem Basisjahr 1990 festschreibt. Das heißt im Rahmen dieser Simulationen reicht die mit dem Preisniveau 125 bzw. 180 €/tCO<sub>2</sub> erzielte Lenkungswirkung noch nicht aus, um das aktuelle Klimaziel bis 2030 zu erreichen.

Im Folgenden haben wir analysiert, wie sich das nEHS auf die implizite CO<sub>2</sub>-Belastung der betrachteten Energieträger auswirken könnte, wenn – so wie es sich aktuell in Diskussionen auf europäischer Ebene abzeichnet – im Vergleich noch ambitioniertere THG-Minderungen mit dem Ziel der langfristigen Klimaneutralität (im Folgenden „Green Deal Szenario“) angestrebt werden. Vor dem Hintergrund eines solchen Green Deal Szenarios werden zusätzlich noch einmal deutlich höhere Klimaschutzanstrengungen, auch in den vom nationalen Brennstoffemissionshandel abgedeckten Sektoren, notwendig sein. Entsprechend gehen wir davon aus, dass auch ein deutlich höheres Preisniveau notwendig sein wird, da das Zertifikateangebot entsprechend knapp sein wird. Für eine im Rahmen der nachfolgenden Analysen genutzte grobe Abschätzung eines solchen zum Green Deal kompatiblen Preisniveaus im nEHS für das Jahr 2030 greifen wir auf zwei Studien zurück:

---

<sup>11</sup> Vgl. bspw. Prognos et al. (2020b) und Öko-Institut et al. (2020).

Zum einen greifen wir auf die Studie „*Klimaneutrales Deutschland*“<sup>12</sup> zurück, die zwei detaillierte Green Deal Szenarien erarbeitet, welche mögliche Transformationspfade für die deutsche Volkswirtschaft mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 entwickelt. Das dort entwickelte zentrale Szenario KN2050 baut auf der Annahme einer deutlichen Anhebung der deutschen Klimaschutzambitionen auf, indem es unter anderem einen deutlich verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und eine substantielle Umstellung der Wärmeversorgung auf elektrische Wärmepumpen, Biomasse und Solarthermie sowie Wärmenetze insb. in dicht bebauten Gebieten unterstellt. Für letztere wird dabei angenommen, dass sie aufgrund der Technologieoffenheit bei der Einspeisung im Zeitverlauf sukzessive von fossil befeuerten KWK-Systemen auf treibhausgasneutrale Energieträger umgestellt werden.<sup>13</sup> Die Studie nimmt in ihrer Modellierung jedoch implizit die Existenz eines angemessenen politischen Rahmens an, der die für diese Transformation notwendigen Anreize schafft und setzt somit keine expliziten Annahmen bspw. zu einem hierfür notwendigen CO<sub>2</sub>-Preis im nEHS.

Daher nutzen wir den in der genannten Studie „*Klimaneutrales Deutschland*“ für das Jahr 2030 anvisierten nationalen Gesamtausstoß von Treibhausgasen und

---

<sup>12</sup> Vgl. Prognos et al. (2020a).

<sup>13</sup> Im Jahr 2030 wird der Endenergieverbrauch für Wärme im Gebäudesektor auf insg. 610 TWh geschätzt (ggü. 698 TWh im Jahr 2018). Heizöl und Erdgas werden hierbei durch elektrische Wärmepumpen, eine verstärkte Nutzung von Biomasse (fest und gasförmig) und Solarthermie, aber auch durch den Ausbau der Fernwärmenetze ersetzt. Ein Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme im Gebäudesektor entfällt im Jahr 2030 noch auf dezentrale Wärmeerzeuger auf Basis Erdgas (insg. 200 TWh ggü. 339 TWh in 2018). Bei der Erzeugungsstruktur der Fernwärmenetze ist gleichzeitig bis 2030 der gegenläufige Effekt einer steigenden Bedeutung der Erdgas-KWK-Anlagen zu beobachten, deren Erzeugung einen Teil der durch den Kohleausstieg wegfallenden KWK-Wärme ersetzt (im Jahr 2030: 66 TWh ggü. 51 TWh in 2018). Bereits im Jahr 2030 beginnt in diesem Szenario der Einsatz von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff in KWK-Anlagen (3% der Fernwärmeerzeugung). Über diesen Einsatz in KWK-Anlagen hinaus wird die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff oder synthetischen Gasen im Gebäudesektor aufgrund der hiermit verbundenen hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten jedoch nicht unterstellt (vgl. Prognose et al., 2020a).

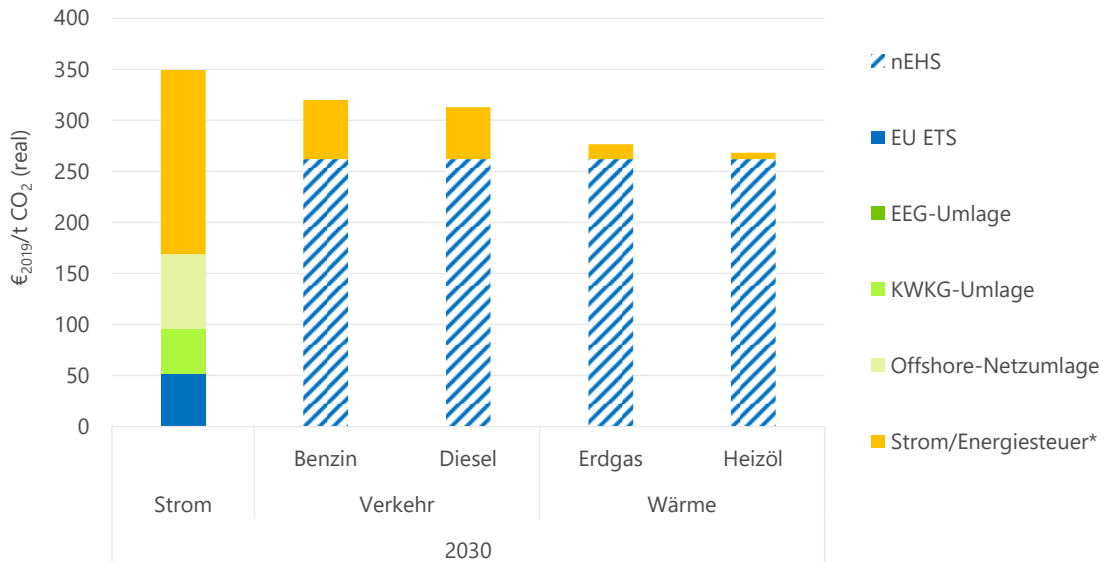
schätzen ein hiermit kompatibles Preisniveau auf Basis des in der Studie „*Energie-wirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*“<sup>14</sup> explizit darge-stellten nEHS-Preispfades ab. Konkret erhalten wir so für das Jahr 2030 ein CO<sub>2</sub>-Preisniveau von nominal 300 €/tCO<sub>2</sub> (real 262 €<sub>2019</sub>/tCO<sub>2</sub>), welches wir in den nachfolgenden Ausführungen als zum Green Deal kompatibles Preisniveau anset-zen. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass jede Preisschätzung in diesem Bereich mit großer Unsicherheit verbunden ist. Die entsprechende Preisentwicklung wird neben den politischen Rahmenbedingungen bspw. auch von heute schwer ab-schätzbaren technologischen und kostenseitigen Entwicklungen emissionsarmer Technologien bedingt.

Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt die für das Jahr 2030 resultierende und be-reits aus den vorangegangenen Abschnitten bekannte Gegenüberstellung der impliziten CO<sub>2</sub>-Belastung des Energieträgers Strom im Vergleich zur impliziten CO<sub>2</sub>-Belastung der in den Sektoren Wärme und Verkehr aktuell meistgenutzten Energieträger Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel unter Berücksichtigung dieses an-genommenen Green Deal kompatiblen Preisniveaus im nEHS.

---

<sup>14</sup> Vgl. Prognos et al. (2020b).

ABBILDUNG 4: IMPLIZITE CO<sub>2</sub>-BELASTUNG AUF UNTERSCHIEDLICHE ENERGIETRÄGER IM JAHR 2030 IM GREEN DEAL SZENARIO



\*Implizite CO<sub>2</sub>-Belastung durch die Energiesteuern, angenähert über die Erhöhung der Energiesteuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform (1999 bis 2003).

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Prognos et al. (2020a), UBA (2017), BEHG, Stromsteuergesetz, Energiesteuergesetz.

Aufgrund des angenommenen hohen CO<sub>2</sub>-Preises innerhalb des nEHS zeigt sich nun ein deutlich ausgewogeneres Bild: Die betrachteten fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl sowie Benzin und Diesel werden mit dem angenommenen CO<sub>2</sub>-Preis des nEHS in Höhe von 262 €<sub>2019</sub>/tCO<sub>2</sub> belastet. Gleichzeitig steht im Jahr 2030 ein so großes nEHS-Aufkommen zur Entlastung der EEG-Umlage zur Verfügung, dass diese auf 0 €-Cent/kWh gesenkt werden kann. Die implizite Belastung der betrachteten Energieträger pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> gleicht sich unter diesen Annahmen im Jahr 2030 – auch vor dem Hintergrund einer per Annahme bis dahin weiter gesunkenen CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität des deutschen Strommixes – somit fast vollständig aus. Insgesamt erreicht das nEHS damit weitgehend das zentrale Ziel des VKU-Reformvorschlags, eine verursachungsgerechte Finanzierung der Energiewendekosten zu etablieren.

Auch hier gilt gleichzeitig der Hinweis, dass durch diese Entwicklung nicht der Endverbraucherpreis Strom steigt, sondern durch die komplette Refinanzierung

der EEG-Förderkosten über das nEHS-Aufkommen im Gegenteil der Stromendverbraucher sogar deutlich entlastet wird<sup>15</sup>. Auch im hier betrachteten Jahr 2030 bewirkt die Einführung des nEHS mit dem unterstellten Green Deal kompatiblen CO<sub>2</sub>-Preisfad somit eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien.

#### 2.4 Im Green Deal Szenario erreicht eine zusätzliche Umsetzung des ursprünglichen VKU-Reformvorschlags nur noch geringe Verbesserungen

Die folgende Abbildung 5 zeigt auf, welche Auswirkungen eine zusätzliche Umsetzung des ursprünglichen Reformvorschlags im betrachteten Green Deal Szenario auf die Endverbraucherpreise Strom, Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel hätte. Wie in Abschnitt 1.2 skizziert würden hierfür die in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bestehenden Energiepreisbestandteile mit klimaschutzpolitischem Bezug in einen gemeinsamen „Topf“ gegeben und durch Bezug auf die erwarteten Emissionen der betrachteten Sektoren ein einheitlicher Preis pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> bestimmt. Konkret betrifft das die Kosten für die

- EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage,
- für Emissionszertifikate im Rahmen des EU ETS sowie nun auch für die Emissionszertifikate im Rahmen des nEHS, die an Stromendverbraucher weitergegeben werden, und die
- Stromsteuer sowie den Ökosteueranteil an den Energiesteuern.

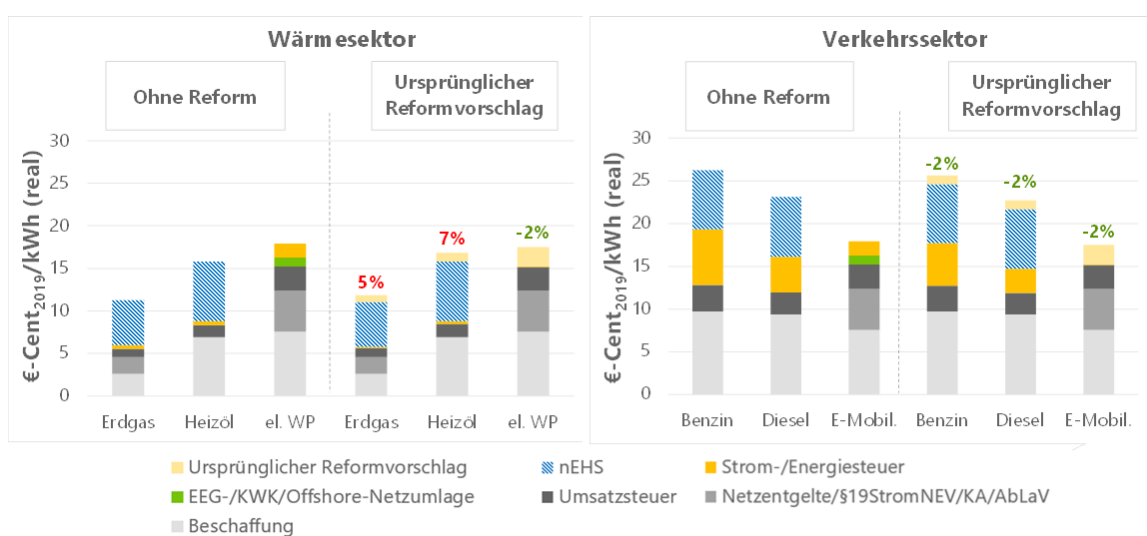
Im Ergebnis resultieren nur geringe Änderungen der Endverbraucherpreise durch die zusätzliche Umsetzung des Reformvorschlags: Während im Wärmesektor eine Erhöhung der Endverbraucherpreise für fossile Energieträger (+5% ggü. der Situation ohne Reform bei Erdgas, bzw. +7% bei Heizöl) und eine Reduktion des Endverbraucherpreises Strom (-2%) folgt, werden im Verkehrssektor im Vergleich zur

---

<sup>15</sup> Vgl. hierzu auch die weiteren Ausführungen zu den Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise im Kapitel 3.2.

Situation ohne Reform die Endverbraucherpreise Benzin und Diesel leicht gesenkt (beide -2% ggü. der Situation ohne Reform). Der Grund ist, dass die Ökosteuern, die bislang weit überwiegend vom Verkehrssektor getragen werden, mit Umsetzung des Reformvorschlags gleichmäßig, d.h. insb. auch auf den Wärmesektor, verteilt werden.

ABBILDUNG 5: ENDVERBRAUCHERPREISE IM JAHR 2030 IM BETRACHTETEN GREEN DEAL SZENARIO (OHNE REFORM) UND BEI UMSETZUNG DES URSPRÜNGLICHEN REFORMVORSCHLAGS



Quellen: Eigene Berechnungen. Im Jahr 2030 beinhaltet der Preisbestandteil EEG-/KWK-/Offshore-Netzumlage in der Darstellung „ohne Reform“ keine EEG-Umlage mehr, da diese vollständig durch die nEHS Einnahmen finanziert werden kann.

Das Ergebnis folgt direkt aus den in Abschnitt 2.3 beschriebenen Entwicklungen bei der impliziten CO<sub>2</sub>-Belastung, deren gleichmäßige Verteilung über alle Energieträger den Kern des ursprünglichen Reformvorschlags bildet: Da die implizite CO<sub>2</sub>-Belastung der unterschiedlichen Energieträger in dem hier betrachteten Green Deal Szenario bereits weitestgehend ausgeglichen ist, würde eine Umsetzung des ursprünglich entwickelten Reformvorschlags in dieser Situation nur noch geringe Änderungen der Endverbraucherpreise bewirken (vgl. Situation „ursprünglicher Reformvorschlag“ in Abbildung 5 ggü. Situation „ohne Reform“). Eine Umsetzung des Reformvorschlags würde damit einen vergleichsweise hohen Aufwand bei jedoch nur noch geringem Nutzen bedeuten.

### 3 Auswirkungen des neuen Zielbildes „Klimaneutralität“

Die Analyse zeigt, dass der zusätzliche CO<sub>2</sub>-Preis, der im Rahmen des nEHS ab 2021 auf Brennstoffemissionen erhoben wird, in der Lage sein kann, die implizite Kostenbelastung der aktuell wichtigsten Energieträger im Verkehrs- und Wärmesektor je emittierter Tonne CO<sub>2</sub> bis zum Jahr 2030 weitestgehend anzugleichen. Somit können wichtige Kriterien einer sinnvollen Reform der Entgelte- und Umlagensystematik im Energiesektor wie die Herstellung von Verursachungsgerechtigkeit, die Stärkung von Investitionsanreizen in Sektorenkopplungstechnologien sowie die Stärkung des Marktpreissignals Strom erfüllt werden. Dies gilt jedoch nur unter der Voraussetzung, dass zwei starke Prämissen erfüllt sind:

Zum einen müssen sich die energiewirtschaftlichen Rahmenparameter zukünftig in ähnlicher Weise entwickeln, wie es im vorliegenden und von Prognos et al. (2020a) vorgestellten Green Deal Szenario unterstellt wurde. Das setzt eine deutliche Verschärfung des aktuell anvisierten Ambitionsniveaus der deutschen Klimaziele voraus. Konkret bedeutet dies bspw. jährliche EE-Bruttozubauraten von ca. 10 GW bei Photovoltaikanlagen bzw. 4,5 GW p.a. bei Windenergieanlagen an Land, ein bis zum Jahr 2030 bereits vollzogener Kohleausstieg und deutlich höhere Zulassungen von Elektrofahrzeugen bzw. Installationen von elektrischen Wärmepumpen im Gebäudesektor. Diese Entwicklungen erfordern in der kommenden Dekade jedoch einerseits ein **beständig hohes Ambitionsniveau** bei den Klimaschutzanstrengungen der deutschen Politik sowie andererseits damit verbunden die beständig breite Akzeptanz der dafür notwendigen Politikmaßnahmen in der Bevölkerung, die bspw. auch einen – aus heutiger Sicht sehr hohen – Zertifikatspreis im nationalen Emissionshandel im Jahr 2030 erlaubt.

Zum anderen muss die **Mittelverwendung des nEHS-Aufkommens** zu großen Teilen verlässlich zur Entlastung des Stromendverbraucherpreises eingesetzt werden. In unseren Analysen wird dies durch die Annahme gewährleistet, dass in jedem Jahr mehr als zwei Drittel des nEHS-Aufkommens zur Entlastung der EEG-Umlage im darauffolgenden Jahr genutzt werden.



Insbesondere entsteht diese Situation jedoch nur wenn glaubwürdig ein Green-Deal kompatibler Preispfad im nEHS verfolgt wird. Glaubwürdig heißt dabei insb. auch, dass der Preisanstieg beim Übergang von der Festpreis- in die Auktionsphase nicht zu drastisch ausfallen darf, sodass auf Seiten der Marktteilnehmer Zweifel an dessen politischer Belastbarkeit entstehen könnten. Vielmehr sollte mit einem relativ kontinuierlich ansteigenden Preispfad Planungssicherheit geschaffen werden, nicht zuletzt um auch Stranded Assets, also aufgrund einer verschärften Umweltgesetzgebung unwirtschaftlich gewordene Investitionen, zu vermeiden.

Die folgenden Abschnitte diskutieren zunächst die konkrete Ausgestaltung eines solchen Preispfades und stellen anschließend die Auswirkungen eines beispielhaft untersuchten Preispfades „Green Deal Zielniveau“ auf die Endverbraucherpreise und jährlichen Energieverbrauchskosten unterschiedlicher Haushaltstypen sowie auf das resultierende nEHS-Aufkommen dar.

### 3.1 Ein zum Green Deal kompatibler Preispfad im nEHS

Um eine umfassende Transformation des gesamten Energie- und Wirtschaftssystems hin zur Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 zu ermöglichen, sind bereits kurzfristig, das heißt bereits in den 2020er Jahren, signifikante Emissionsminderungen in allen Wirtschaftsbereichen notwendig. Insbesondere in den Sektoren Gebäude und Verkehr müssen hierfür deutliche Verhaltensänderungen bei den Verbrauchern angereizt werden, damit diese Sektoren stärker als bisher zur Reduktion der THG-Emissionen in Deutschland beitragen.

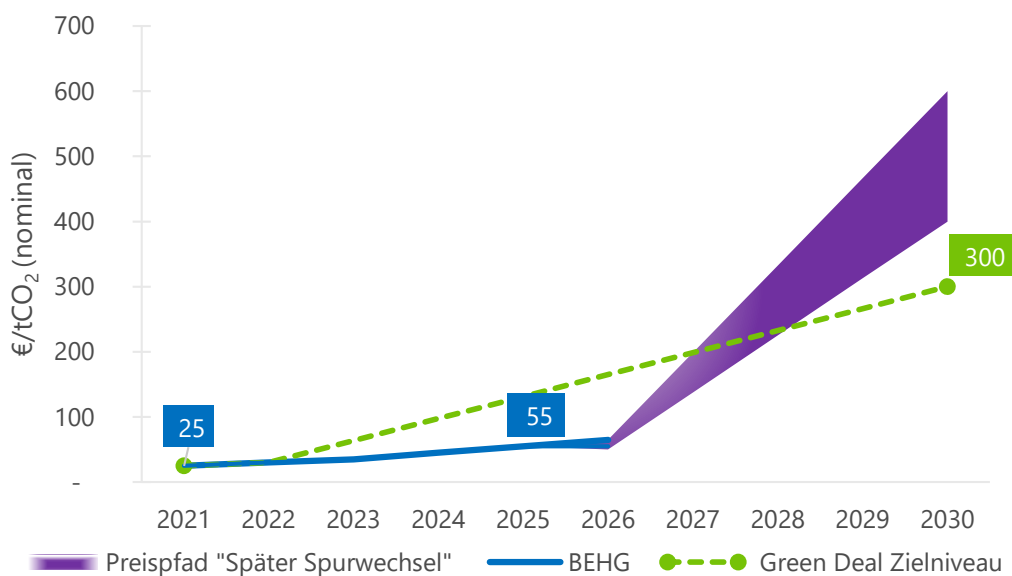
Die Analyse des vorangegangenen Kapitels hat jedoch am Beispiel des Jahres 2025 gezeigt, dass die aktuell im BEHG festgelegten Zertifikatspreise der Festpreisphase keine Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Energiewendekosten etablieren (vgl. Abschnitt 2.2). Aus heutiger Sicht besteht die Gefahr, dass diese Preise bis zum Ende der Festpreisphase weder im aktuellen Zielrahmen, noch bzw. erst recht nicht in einer geplanten Green Deal Welt in der Lage sein

werden, zielkonforme THG-Minderungen anzureizen. Zudem könnten sich deswegen mit Beginn der freien Preisbildung ab dem Jahr 2027 sehr starke Preisanstiege realisieren, die notwendig wären, um die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten mit einem schlagartig äußerst begrenzten Angebot ins Gleichgewicht zu bringen. Bei einem solch späten „Spurwechsel“ in eine Green Deal Welt erst im Jahr 2027 bestünde außerdem die Gefahr, dass das ambitionierte Zielniveau in 2030 nur mithilfe eines noch höheren CO<sub>2</sub>-Preises als den hier bereits diskutierten zum Green Deal kompatiblen 300 €/tCO<sub>2</sub> erreicht werden könnte, weil entsprechende Investitionen in emissionsarme Technologien zuvor noch nicht ausreichend angereizt und Technologieentwicklungen bzw. Kostensenkungen nur in vergleichsweise geringem Ausmaß erschlossen würden (vgl. Abbildung 6 und den dort dargestellten Preiskorridor „Später Spurwechsel“).

Diese Überlegungen legen nahe, dass eine Überprüfung des Preispfades innerhalb der Festpreisphase mit dem Ziel der Festlegung eines bereits frühzeitig steiler dafür dann aber gleichmäßig ansteigenden Preispfades, angestrebt werden sollte. Die genaue Ausgestaltung eines solchen Preispfades muss dabei im politischen Diskurs festgesetzt werden und hängt auch von der konkreten Umsetzung des European Green Deals in Deutschland ab (bspw. von den konkreten Minderungszielen für das Jahr 2030). Außerdem sind sowohl ein zu steiler Preispfad in der Festpreisphase als auch ein zu flacher Pfad nicht optimal: Wird der Preispfad innerhalb der Festpreisphase zu hoch gewählt, entstehen ggf. ineffizient hohe Kosten, wenn Verbrauchern nicht ausreichend Möglichkeiten zur THG-Vermeidung zur Verfügung stehen. Wird der Preisanstieg dagegen zunächst zu niedrig angesetzt, besteht die Gefahr von anschließend sehr starken Kostensteigerungen, was jedoch ggf. zu sinkender Akzeptanz in der Bevölkerung und möglicherweise entsprechenden Zielverfehlungen führen könnte. Aufbauend auf diesen Überlegungen zeigt Abbildung 6 einen beispielhaften Preispfad, der ab dem Jahr 2023 eine gleichmäßige Kostensteigerung bis zum Jahr 2030 zugrunde legt (Preispfad

„Green Deal Zielniveau“). Für das Jahr 2025 ergibt sich hierbei ein CO<sub>2</sub>-Preis in Höhe von nominal 130 €/tCO<sub>2</sub>, bzw. real 122 €<sub>2019</sub>/tCO<sub>2</sub>.

ABBILDUNG 6: AKTUELL GELTENDER PREISPFAD IM NEHS UND ANALYSIERTER HÖHERER PREISPFAD WÄHREND DER FESTPREISPHASE



Quelle: BEHG, eigene Darstellung.

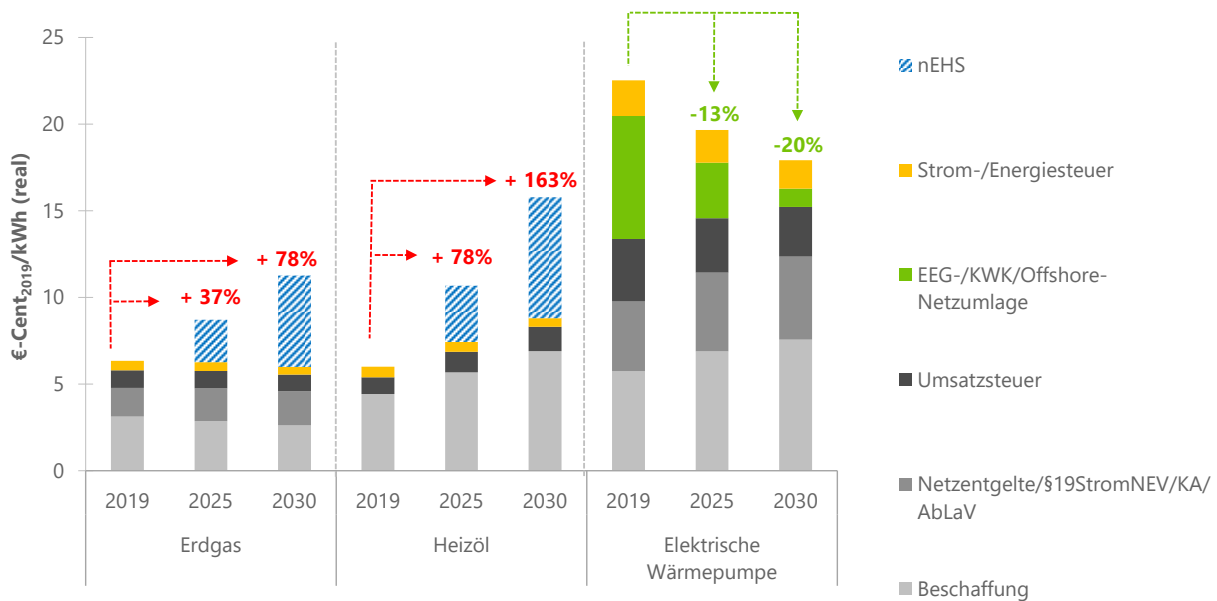
Bei Umsetzung des Preispfades „Green Deal Zielniveau“ würden CO<sub>2</sub>-Emissionen im nEHS bereits in der kurzen Frist bis zum Jahr 2026 deutlich stärker bepreist als aktuell gemäß geltender Gesetzeslage geplant. Die entsprechenden Preissignale würden somit bereits in der Festpreisphase deutlich höhere THG-Minderungen in den Sektoren Gebäude und Verkehr anreizen. Die Marktteilnehmer würden sich bereits kurzfristig an die Ambitionen eines THG-Minderungspfades in Richtung Klimaneutralität gewöhnen und ihre Investitionen darauf ausrichten. Ein starker Preisschock, der sich unweigerlich beim Übergang vom aktuell eher flachen CO<sub>2</sub>-Preisanstieg während der Festpreisphase zu einem Preis im freien Handel ab 2027 ergäbe, bliebe dagegen aus.

### 3.2 Auswirkungen des höheren Preispfades auf die Endverbraucherpreise

Die folgenden beiden Abbildungen stellen die Auswirkungen eines solchen Preispfades „Green Deal Zielniveau“ auf die Endverbraucherpreise Strom, Erdgas,

Heizöl, Benzin und Diesel in €-Cent<sub>2019</sub>/kWh für die betrachteten Stichjahre 2025 und 2030 dar.

ABBILDUNG 7: ENDVERBRAUCHERPREISE IN DEN JAHREN 2025 UND 2030 FÜR DIE BETRACHTETEN ENERGIETRÄGER IM WÄRMESEKTOR SOWIE VERGLEICH MIT 2019.



Quellen für 2019: UBA 2017, BNetzA (2019), MWV (2020) und eigene Berechnungen; 2025 & 2030: Prognos et al. (2020a), BEHG, KWKG und eigene Berechnungen.

Bei Realisierung der angenommenen CO<sub>2</sub>-Preise innerhalb des nEHS und der weiteren unterstellten Annahmen werden die Endkundenpreise für konventionelle Energieträger im Wärmesektor deutlich erhöht. Gegenüber 2019 steigt der Endkundenpreis für Heizöl bis 2025 um 78% auf dann 10,7 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh und bis 2030 aufgrund des weiterhin steigenden CO<sub>2</sub>-Preises im unterstellten Green Deal Szenario sowie der Annahme steigender Beschaffungspreise noch einmal deutlich auf dann knapp 15,8 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh. Aufgrund seiner niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität je kWh sowie unter der getroffenen Annahme real sinkender Beschaffungspreise fallen die Preissteigerungen beim Energieträger Erdgas moderater aus: Bis zum Jahr 2025 steigt hier der Endkundenpreis um 37% auf dann ca. 8,7 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh und bis 2030 auf dann ca. 11,3 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh, d. h. um insgesamt 78% gegenüber dem Jahr 2019.

Durch die angenommenen Entlastungen bei der EEG-Umlage kann dagegen der Stromendkundenpreis zur Nutzung in einer elektrischen Wärmepumpe bis zum Jahr 2025 trotz angenommener steigender Beschaffungskosten und Netzentgelte um etwa 13% auf ca. 19,7 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh verringert werden.<sup>16</sup> Bis zum Jahr 2030 wird durch die dann vollständige EEG-Entlastung sogar eine deutliche Reduktion auf 17,9 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh erreicht. Das entspricht gegenüber 2019 einer Strompreissenkung von -20%.<sup>17</sup>

Obwohl die Verbrauchskosten für eine kWh Strom zur Nutzung in einer elektrischen Wärmepumpe absolut damit zwar immer noch höher sind als die Verbrauchskosten je kWh Erdgas oder Heizöl, so wird die Wettbewerbsfähigkeit der elektrischen Wärmepumpe mit diesen Preisentwicklungen dennoch deutlich gestärkt. Hintergrund ist der signifikant höhere Wirkungsgrad einer elektrischen Wärmepumpe gegenüber konventionellen Technologien, der dazu führt, dass im Vergleich ein deutlich geringerer Energieverbrauch entsteht als bei der Nutzung konventioneller Heiztechnologien. Die Kosten, die für diesen geringeren Energieverbrauch anfallen, werden durch die im Preisfad „Green Deal Zielniveau“ resultierende Strompreissenkung zusätzlich reduziert und somit die Wettbewerbsfähigkeit der Technologie gestärkt.<sup>18</sup>

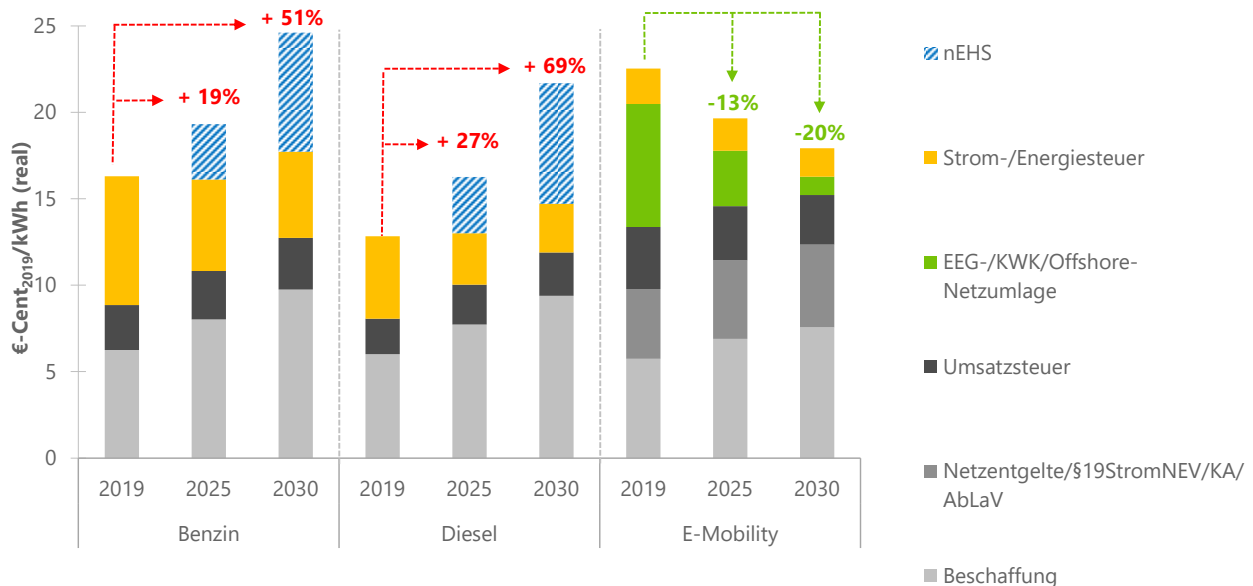
---

<sup>16</sup> Ohne diese Entlastung würde der Strompreis vor allem aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Kosten innerhalb des EU ETS und damit steigender Großhandelspreise sowie hoher EEG-Umlagebelastungen auf ca. 26,1 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh steigen.

<sup>17</sup> Eine vollständige Finanzierung der EEG-Kosten durch das anteilig genutzte nEHS-Aufkommen kann bei den hier unterstellten Annahmen zum ersten Mal im Jahr 2027 erfolgen.

<sup>18</sup> Vgl. hierzu auch die weiteren Erläuterungen zu den Auswirkungen auf die jährlichen Verbrauchskosten unterschiedlicher Haushaltstypen im folgenden Abschnitt 3.3.

ABBILDUNG 8: ENDVERBRAUCHERPREISE IN DEN STICHJAHREN 2025 UND 2030 FÜR DIE BE- TRACHTETEN ENERGIETRÄGER IM VERKEHRSEKTOR UND VERGLEICH MIT 2019.



Quellen für 2019: UBA 2017, BNetzA (2010), MWV (2020) und eigene Berechnungen; 2025 & 2030: Prognos et al. (2020a), BEHG, KWKG und eigene Berechnungen.

Ähnlich stellt sich das Bild im Verkehrssektor dar: Während hier die Strompreise zum Laden von Elektrofahrzeugen im Haushaltsbereich bis zum Jahr 2030 auf 17,9 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh reduziert werden können, steigen die Endkundenpreise für Benzin und Diesel bis zum Stichjahr 2030 aufgrund des angenommenen hohen CO<sub>2</sub>-Preises innerhalb des nEHS deutlich an (Benzin: +51% und Diesel: +69% jeweils ggü. 2019). Umgerechnet auf einen Liter liegt der Endkundenpreis damit im Jahr 2030 sowohl für Benzin als auch für Diesel bei ca. 2,10 €<sub>2019</sub>/l. Auch in diesem Fall wird somit die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrofahrzeugen deutlich gestärkt.

Insgesamt werden der hohe CO<sub>2</sub>-Preis innerhalb des nEHS und die damit einhergehende deutliche Verteuerung der fossilen Energieträger die Nutzung von Sektorenkopplungstechnologien im Wärme- und Verkehrssektor attraktiver machen. Der offene Wettbewerb der Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr wird durch die Angleichung der impliziten Kostenbelastung je emittierter Tonne

CO<sub>2</sub> gestärkt. Gleichzeitig zeigt sich jedoch auch die Erforderlichkeit einer sozialverträglichen Umsetzung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung, nicht zuletzt damit auch die gesellschaftliche Akzeptanz zur Umsetzung der Energiewende Bestand hat.

### 3.3 Entwicklung der Energiekosten von Haushalten

Ein wesentliches Ziel der vorgeschlagenen Nachjustierung des nEHS-Preispfades während der Festpreisphase besteht darin, die im Rahmen der Diskussionen um den European Green Deal und die Erreichung von Klimaneutralität bis zur Jahrhundertmitte nochmals gestiegenen Klimaschutzanstrengungen möglichst effizient zu erreichen. Hierfür ist es notwendig, für die Energieverbraucher ausreichend Anreize zu setzen, damit sie möglichst emissionsarme oder -freie Energieträger nutzen, d. h. emissionsintensive Technologien müssen sich relativ verteuern. Insbesondere für fossile Brennstoffe bedeutet dies im Vergleich zu historischen Preisen und auch im Vergleich zum Status Quo des nEHS Preissteigerungen, für Strom ergeben sich Preissenkungen. Da die meisten Haushalte einen Mix dieser Energieträger in unterschiedlichen Anwendungsfeldern nutzen, fällt die Nettobe- oder -entlastung des einzelnen Haushalts aber unterschiedlich aus. Um die Auswirkungen des Green Deal Preispfades besser einordnen zu können haben wir im Folgenden die daraus resultierenden Mehr- bzw. Minderbelastungen für die beispielhaften Haushaltstypen analysiert, die in Tabelle 1 definiert werden.

TABELLE 1: DEFINITION BEISPIELHAFTER HAUSHALTSTYPEN

	HH-Typ 1	HH-Typ 2	HH-Typ 3	HH-Typ 4	HH-Typ 5	HH-Typ 6
Gebäudetyp	EFH	Wohnung	Wohnung	EFH	Wohnung	Wohnung
Gebäudezustand	unsaniert (Bj. 1987 - 1994)	unsaniert (Bj. 1987 - 1994)	unsaniert (Bj. 1987 - 1994)	Neubau (KfW Effizienzhaus 70)	Neubau (KfW Effizienzhaus 70)	Neubau (KfW Effizienzhaus 70)
Wohnfläche in m <sup>2</sup>	120	90	60	120	90	60
Heizungssystem	Heizöl (BW-Gerät), Speicher (TWE)	Erdgas (BW-Gerät), Speicher (TWE)	Erdgas (BW-Gerät), Speicher (TWE)	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Speicher, Abluftanlage	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Speicher, Abluftanlage	Erdgas (BW-Gerät / solare HeizU), Speicher (solare TWE), Abluftanlage
Fahrzeugart	Mittelklassewagen	Kleinwagen	Kleinwagen	Mittelklassewagen	Kleinwagen	Kleinwagen
jährl. Kilometerleistung	20.000	7.500	7.500	20.000	7.500	7.500
Kraftstoffart	Diesel	Strom	Benzin	Diesel	Strom	Strom
jährlicher klassischer HH-Strombedarf in kWh	4.000	3.000	2.000	4.000	3.000	2.000

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis BDEW (2016), BDEW (2017a). Erläuterungen:

Gebäudetyp 1: unsaniert (Baujahr Heizung 1987 - 1994); Nutzfläche: 167 m<sup>2</sup>; Wärmebedarf: 22.437 kWh/a

Gebäudetyp 2: unsaniert (Baujahr Heizung 1987 - 1994); Nutzfläche: 109 m<sup>2</sup>; Wärmebedarf: 11.981 kWh/a

Gebäudetyp 3: unsaniert (Baujahr Heizung 1987 - 1994); Nutzfläche: 73 m<sup>2</sup>; Wärmebedarf: 9.310 kWh/a

Gebäudetyp 4: KfW-Effizienzhaus 70 Standard; Nutzfläche: 205 m<sup>2</sup>; Wärmebedarf: 10.134 kWh/a

Gebäudetyp 5: KfW-Effizienzhaus 70 Standard; Nutzfläche: 109 m<sup>2</sup>; Wärmebedarf: 5.113 kWh/a

Gebäudetyp 6: KfW-Effizienzhaus 70 Standard; Nutzfläche: 73 m<sup>2</sup>; Wärmebedarf: 3.409 kWh/a

Die Nutzfläche ist die Bezugsgröße für den Nachweis nach EnEV für Wohngebäude. Sie wird aus dem Bruttovolumen des Gebäudes abgeleitet und ist in der Regel größer als die Wohnfläche. In der Nutzfläche sind bspw. häufig zusätzlich Keller- und Dachböden, also Bereiche die nicht bewohnt, aber trotzdem genutzt werden können, enthalten. „Jährlicher klassischer Haushalts-Strombedarf“ beinhaltet den klassischen Stromverbrauch der Haushalte ohne den Stromverbrauch zum Betrieb einer Wärmepumpe bzw. zum Laden eines Elektrofahrzeugs.

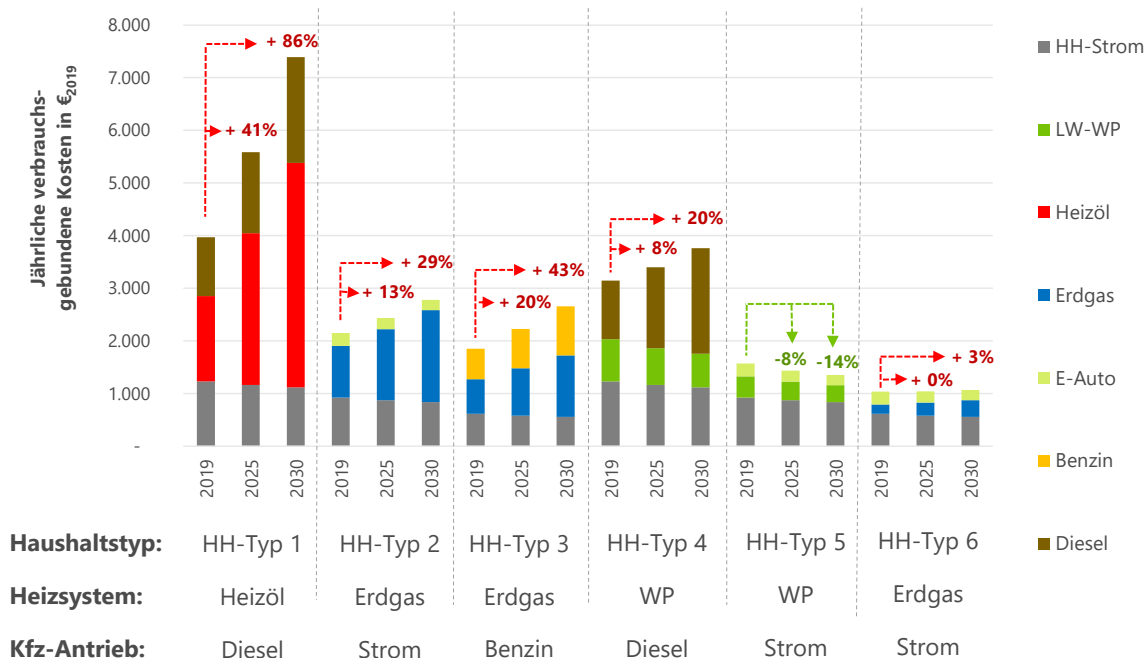
In Abbildung 9 sind die Auswirkungen auf die verbrauchsgebundenen Energiekosten für Heizung inkl. Trinkwassererwärmung (TWE)<sup>19</sup>, Kraftstoffe und Haushaltsstrom für die betrachteten Haushaltstypen aufgezeigt. Die Berechnungen

<sup>19</sup> Die hier dargestellten Kosten beinhalten neben den verbrauchsgebundenen Kosten für die einzelnen Brennstoffe zusätzliche Hilfsenergiekosten in Form von Strom für bspw. Lüftung und Regelung.



zeigen die jeweiligen Kosten für die Stichjahre 2019, 2025 und 2030 sowie entstehende prozentuale Mehr- bzw. Minderbelastungen ggü. 2019. Besonders gut können hier jeweils die Haushalte des Typ 1 und 4, Typ 2 und 5 sowie Typ 3 und 6 miteinander verglichen werden, da hier jeweils die gleiche Wohnfläche, jährliche Fahrleistung und Personenzahl des Haushalts unterstellt wird.

**ABBILDUNG 9: JÄHRLICHE VERBRAUCHS- GEBUNDENE ENERGIEKOSTEN FÜR BEI- SPIELHAFTE HAUSHALTSTYPEN BEI UMSETZUNG DES GREEN DEAL CO2-PREISPFADDES IM NEHS, FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030 SO- WIE JEWEILS PROZENTUALE VERÄNDERUNGEN GGÜ. 2019**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis BDEW (2016), BDEW (2017), ADAC (2018); Gnann et al. (2015a); Gnann et al. (2015b). LW-WP bezeichnet den Stromverbrauch zum Betrieb einer Luft-Wasser-Wärmepumpe, HH-Strom beinhaltet den klassischen Stromverbrauch der Haushalte ohne den Stromverbrauch zum Betrieb einer Wärmepumpe bzw. zum Laden eines Elektrofahrzeugs.

Wie aufgezeigt sind die tatsächlichen finanziellen Auswirkungen der Verbraucher davon abhängig, in welchem Gebäude die Verbraucher wohnen, welches Heizungssystem vorhanden ist und welches Fahrzeug wie stark genutzt wird. Außerdem besteht eine Abhängigkeit von der Höhe des jeweiligen klassischen Stromverbrauchs, da der Strompreis durch die angenommene EEG-Absenkung entlastet wird.

Durch die Regelungen des nEHS und die hier analysierte Anhebung des CO<sub>2</sub>-Preispfades während der nEHS-Festpreisphase würde in diesen Beispielen ein Haushalt mit einer installierten Wärmepumpe in einer Neubauwohnung mit einem Elektroauto (HH-Typ 5) deutlich entlastet. Gegenüber dem Jahr 2019 zahlt dieser Haushaltstyp nun bereits im Jahr 2025 rund 130 €<sub>2019</sub> bzw. ca. 8% weniger verbrauchsgebundene Energiekosten und im Jahr 2030 rund 14% weniger als 2019.

Umgekehrt würde in den aufgezeigten Beispielen ein 4-Personen-Haushalt in einem unsanierten Einfamilienhaus mit einer alten Heizölheizung und einem Diesel-Mittelklassewagen mit 20.000 km jährlicher Fahrleistung (HH-Typ 1) am stärksten mehr belastet. Dieser Haushalt würde insbesondere durch die höheren CO<sub>2</sub>-Kostenbelastungen aus dem nEHS im Jahr 2025 rund 1.600 €<sub>2019</sub> bzw. ca. 41% und im Jahr 2030 sogar 86% höhere Energiekosten tragen müssen als noch 2019.

Insgesamt hängt die Höhe der Kostenbelastung pro Jahr insbesondere vom Sanierungszustand eines Hauses bzw. einer Wohnung ab. Besonders deutlich zeigt sich dieser Aspekt bei den Heizkosten der ansonsten gleichen HH-Typen 3 und 6: Während der 1-Personen-HH-Typ 3 in diesem Vergleich im Jahr über 1.100 €<sub>2019</sub> pro Jahr für Wärme zahlt, steigen die Heizkosten für HH-Typ 6 lediglich auf knapp über 300 €<sub>2019</sub> und die gesamten Energiekosten steigen nur sehr moderat um 3%.

Grundsätzlich profitieren Haushalte stets durch die Entlastungen der Stromkosten, wodurch die Mehrbelastungen beim Verbrauch fossiler Brenn- bzw. Kraftstoffe abgemildert wird. Vor allem fallen aber beim Umstieg auf strombasierte Technologien insgesamt deutlich geringere Verbrauchskosten an, da Elektrofahrzeuge oder elektrische Wärmepumpen signifikant höhere Wirkungsgrade erzielen als ihre konventionellen Pendanten. Solange zumindest entweder bei der Heizungsanlage oder beim Fahrzeug auf Strom gesetzt wird (vgl. HH-Typen 2, 4 und 6), verbleiben die Steigerungen der Verbrauchskosten dadurch moderat.

Zur Einschätzung der resultierenden Effekte auf die Gesamtbevölkerung können folgende Einordnungen hilfreich sein: Der Anteil der neu eingebauten Heizölheizungen ist bereits seit Beginn der 2000er Jahre rückläufig und lag im Zeitraum 2016-2020 noch bei 12% der neu installierten Systeme<sup>20</sup>. Entsprechend sank auch der Anteil der Haushalte, der als Hauptheizung eine Ölheizung nutzt, zwischen 2006 und 2018 von 30% auf 23%<sup>21</sup> und es kann davon ausgegangen werden, dass der Bestand in diesem Bereich ein relativ hohes Alter erreicht hat und für einen großen Teil der Anlagen ohnehin Modernisierungen anstehen. Im Zeitraum 2016 bis 2020 waren rund 50% der neu eingebauten Heizsysteme Gasthermen und bereits 36% Wärmeerzeugungssysteme auf Basis Biomasse, Wärmepumpen, Solarthermie und Fernwärme.

### 3.4 nEHS-Aufkommen und Mittelverwendung

Im vorherigen Abschnitt wurde aufgezeigt, dass die Haushalte sehr unterschiedlich von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung des nEHS betroffen sind. Bei dem hier dargestellten, zum Green Deal konsistenten CO<sub>2</sub>-Preisfad erreichen die Belastungen zudem bereits ab 2025 ein teilweise signifikantes Niveau. Insbesondere Haushalte, die in einem unsanierten Gebäude mit einer alten Heizöl- oder Erdgasheizung wohnen und gleichzeitig eine vergleichsweise hohe jährliche Fahrleistung mit ihrem Diesel- oder Benzinfahrzeug aufweisen, müssten zum Teil hohe zusätzliche Kosten tragen. Dieser Effekt ist zwar einerseits erwünscht, um eine ausreichende Lenkungswirkung zu generieren. Andererseits zeigen diese Beispiele aber auch die Erforderlichkeit einer sozialverträglichen Umsetzung der hier dargestellten hohen CO<sub>2</sub>-Preise innerhalb des nEHS. Sozialpolitisch unerwünscht harte Effekte für bspw. Haushalte, die keinen Einfluss auf die Wahl ihrer Heiztechnologie haben (bspw. Mieter) oder als Berufspendler auf die tägliche Nutzung ihrer Fahrzeuge

---

<sup>20</sup> Vgl. Prognos et al. (2020a).

<sup>21</sup> Vgl. Statistisches Bundesamt et al. (2021).

angewiesen sind, gleichzeitig aber keine Finanzierungsmöglichkeiten für den Umstieg auf ein Elektrofahrzeug haben, sollten vermieden werden.

Die Bundesregierung hat bereits beim Beschluss über die Einführung des nEHS bzw. bei der Einigung mit dem Vermittlungsausschuss im Dezember 2019 eine entsprechende Nutzung des nEHS-Aufkommens einerseits zur Absenkung der EEG-Umlage (bereits in den Analysen enthalten) und andererseits zur Finanzierung weiterer Entlastungen für die Verbraucher angekündigt. Die Entlastungen umfassen dabei Programmausgaben im Rahmen des Energie-und-Klimafonds (EKF) und des Klimaschutzplanes sowie steuerliche Fördermaßnahmen wie die Förderung von Gebäudesanierungen, der Elektromobilität und die Absenkung der Umsatzsteuer auf Bahntickets. Darüber hinaus sollen Pendlerpauschale und Wohngeld angehoben werden. Diese genannten Fördermaßnahmen und Entlastungen sind mit Ausnahme der Absenkung der EEG-Umlage in den dargestellten Auswirkungen auf Verbraucherpreise nicht berücksichtigt.

Auf Basis der in Prognos et al. (2020a) angenommenen THG-Emissionsentwicklungen haben wir eine Abschätzung des Gesamtaufkommens aus dem nEHS bis 2030 durchgeführt. Dabei haben wir vereinfachend angenommen, dass die Aufteilungen von historischen Emissionsmengen zwischen EU ETS- und Nicht-EU ETS-Bereich fortbestehen. Die so hergeleiteten potenziell erfassten THG-Emissionen im Nicht-EU ETS-Bereich parametrieren wir anschließend auf Basis der ersten offiziellen Abschätzungen zum nEHS-Gesamtaufkommen<sup>22</sup>, um weitere Ausnahmen und Sonderregeln innerhalb des BEHG aggregiert zu berücksichtigen.

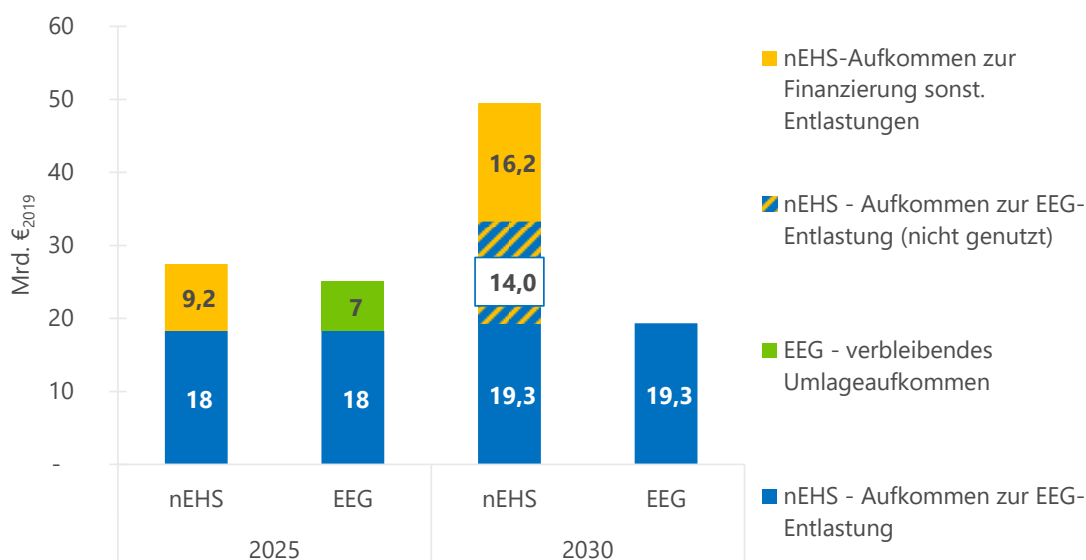
Abbildung 10 zeigt das resultierende geschätzte Gesamtaufkommen aus dem nEHS in den Jahren 2025 und 2030 und dessen designierte Verwendung. Sofern der CO<sub>2</sub>-Preis in der Festpreisphase auf das hier analysierte Niveau angehoben wird, kann die EEG-Umlage im Jahr 2025 auf 2 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh gedrückt werden. Etwa 9,2 Mrd. €<sub>2019</sub> stehen dann zur Verfügung, um die bereits beschlossenen

---

<sup>22</sup> Vgl. bzgl. dieser Abschätzungen zum nEHS-Gesamtaufkommen Bundesregierung (2019).

Entlastungen der Verbraucher zu finanzieren. Im Jahr 2030 kann die EEG-Umlage sogar vollständig auf Null abgesenkt werden und zur Finanzierung der bereits beschlossenen Entlastungen stehen 16 Mrd. €<sub>2019</sub> zur Verfügung. Zusätzlich verbleiben noch insgesamt etwa 14 Mrd. €<sub>2019</sub> für die Finanzierung weiterer Entlastungen, da das designierte EEG-Entlastungsvolumen nicht vollständig ausgeschöpft wird (schraffierte Fläche).

**ABBILDUNG 10: GESCHÄTZTES GESAMTAUFKOMMEN NEHS INKL. AUFTEILUNG AUF EEG-ENTLASTUNG UND ENTLASTUNGEN IN WEITEREN BEREICHEN SOWIE VERBLEIBENDES EEG-UMLAGEVOLUMEN, FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030**



Quelle: BEHG, eigene Berechnungen auf Basis von Agora Energiewende (2018), Bundesregierung (2019), Prognos et al. (2020a) und Prognos et al. (2020b).

Bei der Verwendung dieser zusätzlichen Mittel sollten vor allem Maßnahmen berücksichtigt werden, welche einerseits die sozialpolitischen Auswirkungen der resultierenden Verteilungswirkungen im Blick haben und andererseits Investitionen in Sektorkopplungs- bzw. CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologien fördern.

Die zusätzlichen Mittel könnten bspw. genutzt werden, um zusätzliche Gebäudesanierungen anzuschieben: Die Sanierungsrate der Bestandsgebäude ist aktuell noch weit vom oft zitierten notwendigen Niveau von mindestens ca. 2% jährlich

entfernt.<sup>23</sup> Prognos et al. (2020a) schätzen, dass zwischen 2010 und 2016 jährlich ca. 1% der Ein- und Zweifamilienhäuser und ca. 1,4% der Mehrfamilienhäuser saniert wurden.<sup>24</sup> Um eine Sanierungsrate von jährlich zusätzlich 1% anzureizen, könnten zusätzlich zu den bestehenden Förderprogrammen energetische Sanierungen mit jeweils 25.000 €<sub>2019</sub> bei Ein- bzw. Zweifamilienhäusern bzw. 65.000 €<sub>2019</sub> bei Mehrfamilienhäusern gefördert werden. Bei derzeit ca. 19 Mio. Wohngebäuden, davon 16 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser und ca. 3 Mio. Mehrfamilienhäuser, ließe sich dieser Vorschlag mit ca. 6 Mrd. €<sub>2019</sub> finanzieren.

Eine solche finanzielle Unterstützung bei der Gebäudesanierung, die in der Regel äußerst kapitalintensiv ist und somit insbesondere für einkommensschwächere Hausbesitzer eine große Herausforderung darstellen kann, würde die angesprochenen sozialpolitischen Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Preiserhöhung abmildern, weil sie diese Haushalte bei der Vermeidung der entstehenden Mehrbelastungen unterstützt. Im Rahmen des vieldiskutierten „Mieter-Vermieter-Dilemmas“ sollte bei Fördermaßnahmen zur Gebäudesanierung zudem darauf geachtet werden, dass auch Mieter von einer solchen Modernisierung profitieren, bspw. indem deutlich reduzierte Energiekosten etwaig begrenzt angesetzte Mietaufschläge überkompensieren.

Das zusätzliche Budget könnte darüber hinaus zur Gegenfinanzierung einer umfassenden Vereinfachung des gesamten Steuer-, Abgaben-, Entgelte- und Umlagesystems in den betrachteten Sektoren genutzt werden, in deren Rahmen neben der Verringerung der EEG-Umlage weitere Endverbraucherpreisbestandteile abgesenkt werden könnten. Zudem könnte damit auch die zielgerichtete Lenkungs-

---

<sup>23</sup> Vgl. Löschel et al., 2021.

<sup>24</sup> Die geschätzten Raten beziehen die Autoren dabei auf „Vollsanierungsäquivalente“, bei denen zur Vereinfachung Teilsanierungen zu Gesamt- beziehungsweise Vollsanierungen zusammengefasst werden (vgl. auch dazu Prognos et al., 2020, S. 77).

wirkung der im Rahmen des nEHS eingeführten sektorenübergreifenden CO<sub>2</sub>-Be-  
preisung im Nicht-EU ETS-Bereich gestärkt und ihr Beitrag zur kosteneffizienten  
Umsetzung der Energiewende unterstützt werden.

## 4 Fazit

Zusammenfassend zeigt sich, dass das nEHS unter bestimmten Bedingungen weitgehend in der Lage ist, wichtige Ziele einer aus Sicht des VKU sinnvollen Reform der Entgelte- und Umlagensystematik im Energiesektor wie die Herstellung von Verursachungsgerechtigkeit, die Stärkung von Investitionsanreizen in Sektorenkopplungstechnologien und die Stärkung des Marktpreissignals Strom zu erreichen. Hierfür ist jedoch neben einem beständig hohen Ambitionsniveau beim Klimaschutz eine weitere wichtige Bedingung, dass das nEHS-Aufkommen zu einem signifikanten Teil zur Senkung des Strompreises in Form der Entlastung der EEG-Umlage verwendet wird.

Die aktuelle Ausgestaltung des BEHG setzt jedoch gleichzeitig noch nicht genügend Anreize, um die Erreichung der Klimaziele im Rahmen des europäischen Green Deals glaubwürdig zu gewährleisten. Um ausreichend Anreize zu setzen und zu starke Preissprünge beim Übergang von der Festpreisphase in die Handelsphase zu vermeiden, müsste der Preispfad bereits in der Festpreisphase angehoben werden. Hierdurch entstünden einerseits zwar deutliche Mehrbelastungen für Teile der Verbraucher, andererseits jedoch auch zusätzliche Einnahmen aus dem nationalen Emissionshandel, die für einen Ausgleich der entstehenden Verteilungseffekte und zur Förderung von Sektorenkopplungstechnologien genutzt werden könnten.

Schließlich sollte jedoch auch die europäische Perspektive nicht aus den Augen verloren werden. Um eine echte sektorenübergreifende CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu etablieren und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zu minimieren, sollte perspektivisch gemeinsam mit weiteren europäischen Partnern auf die Integration des nationalen Emissionshandelssystems in den bestehenden Europäischen Emissionshandel hingewirkt werden.



## 5 Literaturverzeichnis

**ADAC (2018):** *Kostenvergleich: Erd- und Autogas gegen Benziner und Diesel.* München, 2018. Zuletzt abgerufen am 22.12.2020 unter: [https://www.adac.de/mmm/pdf/g-b-d-vgl\\_47097.pdf](https://www.adac.de/mmm/pdf/g-b-d-vgl_47097.pdf).

**Agora Energiewende (2018):** *Der Nicht-ETS Bereich. Klimaschutzverpflichtungen für Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft.* Vortrag beim Strommarkttreffen vom 16.11.2018. Zuletzt abgerufen am 21.12.2020 unter: [https://www.strommarkttreffen.org/2018-11-16\\_Deutsch\\_Der\\_Nicht-ETS\\_Bereich.pdf](https://www.strommarkttreffen.org/2018-11-16_Deutsch_Der_Nicht-ETS_Bereich.pdf).

**Agora Energiewende (2020):** *Zwischen Rekordhoch und Abschaffung: Die EEG-Umlage 2021 in Zeiten der Corona-Krise. Kurzanalyse.* Zuletzt abgerufen am 17.12.2020 unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020-05\\_Doppelter-Booster/A-EW\\_181\\_Kurzanalyse\\_Corona\\_EEG\\_Umlage\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020-05_Doppelter-Booster/A-EW_181_Kurzanalyse_Corona_EEG_Umlage_WEB.pdf).

**BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2016):** *Heizkostenvergleich Neubau 2016.* Zuletzt abgerufen am 22.12.2020 unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Heizkostenvergleich\\_Nebau.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Heizkostenvergleich_Nebau.pdf).

**BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2017):** *Heizkostenvergleich Altbau 2017.* Zuletzt abgerufen am 22.12.2020 unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Heizkostenvergleich\\_Altbau.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Heizkostenvergleich_Altbau.pdf).

**BMWi (2017):** *Ergebnispapier Strom 2030 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.* Zuletzt abgerufen am 17.12.2020 unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.html>.

**Bundesnetzagentur (2019):** *Monitoringbericht 2019.* Zuletzt abgerufen am 05.01.2021 unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht\\_Energie2018.pdf?blob=publicationFile&v=7](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?blob=publicationFile&v=7).

**Bundesregierung (2019):** *Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030.* Zuletzt abgerufen am 17.12.2020 unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht\\_Energie2019.pdf?blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?blob=publicationFile&v=6).

**Bundesregierung (2020):** *Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken.* Eckpunktepapier als Ergebnis des Koalitionsausschusses vom 03.06.2020. Zuletzt abgerufen am 05.01.2021 unter: [https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Konjunkturpaket/2020-06-03-eckpunktepapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Konjunkturpaket/2020-06-03-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile).

**Consentec und Fraunhofer (2018):** *BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität.* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Zuletzt abgerufen am 22.12.2020 unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.pdf?__blob=publicationFile&v=9).

**Statistisches Bundesamt, Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung und Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung (2021):** *Datenreport 2021 - Ein Sozialbericht für die Bundesrepublik Deutschland.* In Zusammenarbeit mit dem Sozio-oekonomischen Panel (SOEP) am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung.

**EEX (2019):** *Emission Spot History 2019 – EEX Emission Market (EUA).*

**Enagás, Energinet, Fluxys, Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga (2020):** *European Hydrogen Backbone.* Zuletzt abgerufen am 11.03.2021 unter: [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/).

**Gnann, Till, Patrick Plötz, Simon Funke und Martin Wietschel (2015a):** *What is the market potential of PEVs as commercial passenger cars. A case study for Germany.* Transportation Research, Part D (37), S. 171–187.

**Gnann, Till, Patrick Plötz, André Kühn und Martin Wietschel (2015b):** *Modeling market diffusion of electric vehicles with real world driving data – German market and policy options.* Transportation Research, Part A (77), S. 95–112.

**Löschel, Prof. Dr. Andreas, Prof.in Dr. Veronika Grimm, Prof.in Dr. Barbara Lenz und Prof. Dr. Frithjof Staiß (2021):** *Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019.* Bericht der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft. Zuletzt abgerufen am 11.03.2021 unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S->

[T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-be-richt.pdf?\\_blob=publicationFile&v=10.](#)

**Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2020):** *Preiszusammensetzung*. Zuletzt abgerufen am 21.12.2020 unter: <https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/>.

**Öko-Institut et al. (2020):** Öko-Institut, Fraunhofer ISI und Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES): *Abschätzung der Treibhausgasminde- rungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie des Umweltbundesamtes. Zuletzt abgerufen am 24.03.2021 unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19\\_cc\\_33-2020\\_klimaschutzprogramm\\_2030\\_der\\_bundesregie- rung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_33-2020_klimaschutzprogramm_2030_der_bundesregie- rung.pdf).

**Prognos et al. (2020a):** Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: *Klimaneutra- les Deutschland*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrs- wende und Stiftung Klimaneutralität. Zuletzt abgerufen am 21.12.2020 unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Pro- jekte/2020/2020\\_10\\_KNDE/A-EW\\_195\\_KNDE\\_WEB\\_V111.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Pro- jekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf).

**Prognos et al. (2020b):** Prognos, Fraunhofer ISI, GWS, iinas: *Energiewirtschaftli- che Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*. Studie im Auftrag des Bun- desministeriums für Wirtschaft und Energie. Zuletzt abgerufen am 21.12.2020 unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutach- ten.pdf?\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutach- ten.pdf?_blob=publicationFile&v=8).

**r2b energy consulting (2019):** *Finanzierung der Energiewende - Reform der Ent- gelte und Umlagesystematik*. Studie im Auftrag des VKU. Zuletzt abgerufen am 05.01.2021 unter: [https://www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbands- seite/Presse/Pressemitteilungen/2019/1906\\_VKU\\_Umlagen\\_Entgeltsystema- tik\\_r2b.pdf](https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbands- seite/Presse/Pressemitteilungen/2019/1906_VKU_Umlagen_Entgeltsystema- tik_r2b.pdf).

**Stadtwerke Lemgo (2020):** *Preisblatt der Stadtwerke Lemgo GmbH. Versorgung mit elektrischer Energie in Niederspannung - Wärmepumpe/Elektromobilität ge- trennte Messung*. Zuletzt abgerufen am 05.01.2021 unter: [https://www.stadt- werke-lemgo.de/fileadmin/user\\_upload/Preisblatt\\_LemgoStrom\\_Waerme- pumpe\\_Elektromobilitaet\\_getrennte\\_Messung\\_DT\\_01\\_01\\_20.pdf](https://www.stadt- werke-lemgo.de/fileadmin/user_upload/Preisblatt_LemgoStrom_Waerme- pumpe_Elektromobilitaet_getrennte_Messung_DT_01_01_20.pdf)

**Umweltbundesamt (2020):** *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2019.* Zuletzt abgerufen am 22.12.2020 unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01\\_climate-change\\_13-2020\\_strom-mix\\_2020\\_fin.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strom-mix_2020_fin.pdf).

**Übertragungsnetzbetreiber – 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2020):** *Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEV.* Zuletzt abgerufen am 05.01.2021 unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Ver%c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202021.pdf>.

## 6 Anhang - Annahmen und methodisches Vorgehen

Im Folgenden beschreiben wir kurz unser methodisches Vorgehen und die Annahmen, die den Analysen für die Jahre 2025 und 2030 zugrunde gelegt wurden. Für die Abschätzung der energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen stützen wir uns insbesondere auf folgende zwei Studien:

- *„Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050“* von Prognos, Fraunhofer ISI, GWS und iinas im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) aus dem März 2020, und im Besonderen das Szenario *„mit Klimaschutzprogramm 2030“*, und
- *„Klimaneutrales Deutschland“* von Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und der Stiftung Klimaneutralität aus dem November 2020, und im Besonderen das Szenario *„KN2050“*.

Insbesondere entnehmen wir diesen Studien jeweils angenommene Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien (EE) und angenommene Endenergieverbrauchsentwicklungen. Außerdem setzen wir für unsere Analysen auch ein mit diesen EE- und Stromverbrauchsmengen konsistentes Preisgefüge für CO<sub>2</sub>-Zertifikate innerhalb des EU ETS sowie Beschaffungspreise von Strom, Erdgas, Heizöl, Diesel und Benzin an.

Für die zukünftige Entwicklung der einzelnen Endverbraucherpreisbestandteile der betrachteten Energieträger werden außerdem folgende Annahmen getroffen:

- **EEG-Umlage:** Für die vorliegende Kurzstudie wurden gesonderte Abschätzungen zur Entwicklung der EEG-Umlage durchgeführt, da diese einen Großteil des Endverbraucherpreises Strom ausmacht. Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der EEG-Umlage bauen wir dabei auf den Annahmen zum Ausbau und zur Stromerzeugung aus EE-Anlagen, zur Entwicklung des Stromverbrauchs und Annahmen zur Entwicklung der

Strompreise aus den oben genannten beiden Studien auf. Zusätzlich werden Annahmen über die Höhe zukünftiger Vergütungszahlungen an EEG-geförderte Neuanlagen, den sukzessiven Wegfall von Altanlagen aus der EEG-Förderung und zu erwartende Vermarktungserlöse der Übertragungsnetzbetreiber aus festvergüteten EEG-Anlagen sowie weitere Annahmen getroffen, um die Entwicklung der EEG-Förderkosten bis 2030 abzuschätzen.

- Für die **Netzentgelte Strom** schätzen wir die Entwicklung bis 2030 auf Basis der Auswertungen in Consentec/Fraunhofer (2018). Für Haushalts- und Gewerbekunden resultiert dies in jährlichen realen Steigerungsraten i. H. v. 2 % p. a. Zudem regelt das im Juli 2017 in Kraft getretene NEMoG, dass ab 2019 die Anbindungskosten von Offshore-Windparks aus den Netzentgelten herausgelöst und stattdessen über die Offshore-Netzumlage finanziert werden sollen. Diese Regelung wurde bei der Prognose der Netzentgelte und der Offshore-Netzumlage berücksichtigt.
- Für die **Netzentgelte Gas** wird eine weitere Steigerung entsprechend der in der Vergangenheit beobachteten Entwicklungen angenommen. Für Haushaltskunden bedeutet dies eine Steigerung in der Größenordnung von 1,5 % pro Jahr.
- Im Rahmen des Dialogprozesses Strom 2030 der Bundesregierung wurde der **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** für die Transformation hin zu einer weitgehend THG-neutralen Volkswirtschaft im Jahr 2050 eine entscheidende Rolle zugesprochen. KWK-Anlagen sollen die Residuallast zur fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit höherer Effizienz und geringeren Emissionen bereitstellen als ungekoppelte fossile Kraftwerke. Zudem sollen Wärmenetze aus KWK-Systemen gespeist werden, die flexibel unterschiedliche Technologien verwenden können und

somit bis auf weiteres technologieoffen bleiben.<sup>25</sup> Für den in dieser Studie betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2030 werden KWK-Anlagen daher voraussichtlich an Bedeutung gewinnen. Es wird daher angenommen, dass die Gesamtförderkosten in Zukunft an den Maximalbetrag i. H. v. 1,8 Mrd. € (nominal) heranreichen werden und die KWKG-Umlage entsprechend steigt (für Haushalte bis 2030 auf knapp 0,4 €-Cent<sub>2019</sub>/kWh gegenüber 0,28 €-Cent<sub>2019</sub> in 2019).

- Seit Beginn des Jahres 2019 werden in der umbenannten **Offshore-Netzumlage** neben der bisherigen Offshore-Haftungsumlage zusätzlich die Kosten für die Offshore-Netzanbindung berücksichtigt. Diese Kosten haben wir auf Basis der jeweils in den Studien angenommenen Ausbaupfade für Offshore-Kapazitäten abgeschätzt. Zudem wurden die Regelungen zur Privilegierung von stromintensiven Unternehmen an die Bestimmungen der besonderen Ausgleichsregelung im EEG bzw. KWKG angepasst, um eine Mehrbelastung energieintensiver Industriebetriebe durch die ebenfalls im NEMoG beschlossene bundesweite Angleichung der Netzentgelte teilweise zu kompensieren. Entsprechend wird eine abgestufte Belastung der unterschiedlichen Verbrauchergruppen berücksichtigt.
- Für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 wird die **Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV** auf Basis des Jahres 2019 als nominal konstant angenommen.
- Für den weiteren Verlauf der Studie wird unter der Annahme, dass Anbieter zunehmend bessere Möglichkeiten der Vermarktung ihrer Flexibilität finden werden, die **AbLaV-Umlage** abgeschafft.

---

<sup>25</sup> Vgl. BMWi (2017).

- Da sich die **Konzessionsabgaben für Strom und Erdgas** im bundesweiten Durchschnitt in der Vergangenheit als relativ konstant dargestellt haben, werden für die Zeit bis 2030 nominal konstante Werte angenommen.
- Die **Strom- und Energiesteuersätze** werden nominal konstant gehalten, sofern keine bereits heute beschlossenen Änderungen dieser Steuersätze bekannt sind.

Die nachfolgende Tabelle fasst die wichtigsten Annahmen für die quantitativen Analysen zusammen. Für das Jahr 2025 werden zwei Varianten aufgezeigt, die Variante „gemäß Gesetz“, die auf dem Szenario „mit Klimaschutzprogramm 2030“ basiert und die Grundlage der Analysen in Kapitel 2.2 bildet, und die Variante „Green Deal Zielniveau“, die auf den Ergebnissen des Szenarios „KN2050“ basiert und den Kapiteln 2.3 und 3 zugrunde liegt.



TABELLE 2: ANNAHMEN ZUR QUANTITATIVEN ANALYSE

	Einheit	2019	2025		2030	Quellen / Anmerkungen
			"gemäß Gesetz"	Green-Deal-Pfad		
<b>CO<sub>2</sub>-Preise und -Intensitäten</b>						
CO <sub>2</sub> -Preis (EU ETS)	€ <sub>2019</sub> /tCO <sub>2</sub>	25	25	39	52	EEX (2019); Prognos et al. (2020a), Prognos et al. (2020b)
CO <sub>2</sub> -Preis (BEHG)	€ <sub>2019</sub> /tCO <sub>2</sub>	-	51	122	262	Prognos et al. (2020b); eigene Annahme auf Basis von Prognos et al. (2020a)
CO <sub>2</sub> -Intensität Strom*	gCO <sub>2</sub> /kWh	401	349	247	91	UBA 2020, eigene Berechnungen auf Basis von Prognos et al. (2020)
CO <sub>2</sub> -Intensität Erdgas	gCO <sub>2</sub> /kWh	201	201	201	201	
CO <sub>2</sub> -Intensität Heizöl	gCO <sub>2</sub> /kWh	266	266	266	266	UBA, 2020
CO <sub>2</sub> -Intensität Benzin	gCO <sub>2</sub> /kWh	263	263	263	263	
CO <sub>2</sub> -Intensität Diesel	gCO <sub>2</sub> /kWh	267	267	267	267	
<b>Preisbestandteile im Stromsektor</b>						
<b>Haushalte</b>						
Beschaffungspreis	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	7,61	n. b.	9,14	10,04	BNetzA (2019); eigene Berechnungen auf Basis von Prognos et al. (2020a)
Netzentgelte (inkl. Kosten für Messwesen)	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	7,22	8,51	8,51	9,25	
Konzessionsabgabe	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	1,62	1,49	1,49	1,30	
EEG-Umlage***	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	6,41	4,88	2,00	0,00	BNetzA (2019); eigene Berechnungen
KWKG-Umlage	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,28	0,47	0,47	0,40	
Offshore-Netzumlage	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,42	0,59	0,73	0,66	
§19 StromNEV Umlage & Abschaltbare Lasten	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,32	0,28	0,28	0,25	
Stromsteuer	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	2,05	1,88	1,88	1,64	StromStG
<b>Wärmepumpen u. Elektro-Mobilität**</b>						
Beschaffungspreis	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	5,74	n. b.	6,89	7,57	BNetzA (2019); eigene Berechnungen auf Basis Prognos et al. (2020a)
Netzentgelte (inkl. Kosten für Messwesen)	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	3,25	3,83	3,83	4,17	
Konzessionsabgabe	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,46	0,42	0,42	0,37	
EEG-Umlage***	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	6,41	4,88	2,00	0,00	BNetzA (2019); eigene Berechnungen
KWKG-Umlage	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,28	0,47	0,47	0,40	
Offshore-Netzumlage	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,42	0,59	0,73	0,66	
§19 StromNEV Umlage & Abschaltbare Lasten	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,32	0,28	0,28	0,25	
Stromsteuer	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	2,05	1,88	1,88	1,64	StromStG
<b>Preisbestandteile im Wärmesektor (Haushalte)</b>						
<b>Erdgas</b>						
Beschaffungspreis	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	3,13	n. b.	2,86	2,61	
Netzentgelte (inkl. Kosten für Messwesen)	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	1,57	1,66	1,66	1,78	BNetzA (2019), eigene Berechnungen
Konzessionsabgabe	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,08	0,23	0,23	0,20	
Energiesteuer	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,55	0,50	0,50	0,44	
Kosten durch CO <sub>2</sub> -Bepreisung	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	-	1,03	1,03	3,17	s.o.
<b>Heizöl</b>						
Beschaffungspreis	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	4,43	n. b.	5,68	6,91	MWV (2020); eigene Berechnungen
Energiesteuer	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	0,61	0,56	0,56	0,49	
Kosten durch CO <sub>2</sub> -Bepreisung	€-Cent <sub>2019</sub> /kWh	-	1,36	1,36	4,19	s.o.
<b>Preisbestandteile im Verkehrssektor</b>						
<b>Benzin</b>						
Beschaffungspreis	€-Cent <sub>2019</sub> /l	54,88	n. b.	70,41	85,59	MWV (2020); eigene Berechnungen
Energiesteuer	€-Cent <sub>2019</sub> /l	65,45	60,80	60,80	57,18	
Kosten durch CO <sub>2</sub> -Bepreisung	€-Cent <sub>2019</sub> /l	-	15,30	36,52	78,51	s.o.
<b>Diesel</b>						
Beschaffungspreis	€-Cent <sub>2019</sub> /l	59,45	n. b.	76,28	92,73	MWV (2020); eigene Berechnungen
Energiesteuer	€-Cent <sub>2019</sub> /l	47,04	43,70	43,70	41,09	
Kosten durch CO <sub>2</sub> -Bepreisung	€-Cent <sub>2019</sub> /l	-	13,78	32,89	70,69	s.o.

\*Ausgewiesen wird die CO<sub>2</sub>-Intensität des deutschen Strommix nach der Definition in UBA (2020). \*\*Annahme, dass der Tarif für Elektromobilität dem in BNetzA (2019) ausgewiesenen Tarif für Wärmepumpen entspricht. Beide sind in der Praxis vergleichbar (vgl. Stadtwerke Lemgo, 2020). \*\*\* EEG-Umlage inkl. Entlastungen durch nEHS-Aufkommen. Mit „n. b.“ gekennzeichnete Angaben wurden nicht berechnet, da sie nicht in der Analyse benötigt wurden. Quelle: Eigene Darstellung.