



Kurzstudie im Auftrag der Windland Energieerzeugungs GmbH

Die Lücke schließen: Auswirkungen eines CO₂-Preises von 180 Euro/t im Jahr 2020

Florian Zerzawy, Swantje Fiedler unter Mitarbeit von Henning Herbst und Rouven Stubbe (FÖS)

Fabian Huneke, Gabi Jurleit (Energy Brainpool), Kapitel 3.1.1-3.1.4
März 2020

Inhalt

Die Studie untersucht die Auswirkungen eines Reformvorschlags der Windland Energieerzeugungs GmbH. Dieser sieht die Einführung einer CO₂-Bepreisung auf fossile Energieträger vor, orientiert an den mit 180 Euro pro Tonne bezifferten, abgezinsten Klimaschadenskosten. Gleichzeitig sollen die Einnahmen v.a. für eine Steuer- und Abgabensenkung verwendet werden. Abgeschätzt wird der Lenkungseffekt der CO₂-Bepreisung, die zusätzlichen Einnahmen für den Staatshaushalt sowie die Preis- und Verteilungswirkungen auf private Haushalte.

The study examines the effects of a reform proposal from Windland Energieerzeugungs GmbH. This provides for the introduction of CO₂ pricing for fossil fuels, based on the discounted value of climate damage costs, which are estimated at 180 euros per ton. At the same time, the income should primarily be used for a tax and duty reduction. The steering effect of CO₂ pricing, the additional income for the state budget and the price and distribution effects on private households are estimated

Auftragnehmer

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Schwedenstraße 15a
13357 Berlin

Tel +49 (0) 30 76 23 991 – 30

Fax +49 (0) 30 76 23 991 – 59

www.foes.de – foes@foes.de

Energy Brainpool

Brandenburgische Straße 86/87
10713 Berlin

Tel.: +49 (0) 30 76 76 54 – 10

Fax: +49 (0) 30 76 76 54 – 20

www.energybrainpool.com

Über das FÖS

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger_innen und Multiplikator_innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben

durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

Bildnachweise

Foto Titelseite: Werombi Bushfire, Wikipedia, CC BY-SA 4.0

Auswirkungen CO₂-Preis

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der Ergebnisse	5
1 Vorbemerkung der Auftragnehmer	7
2 Verursacherprinzip – Ein wirksamer CO₂-Preis in allen Sektoren	8
3 Lenkungswirkung: Lässt sich die Lücke 2020 schließen?	11
3.1 Stromsektor.....	11
3.1.1 Auswirkungen auf die Stromerzeugung und deren CO ₂ -Emissionen	11
3.1.2 Methodik und ermittelte Marktpreise	12
3.1.3 Marktwerte für Strom aus erneuerbaren Energien und Wirtschaftlichkeit ungeförderter Neuanlagen	14
3.1.4 Anpassungen und Marktwerte der bestehenden Kohlekraftwerke	14
3.1.5 Teilweise Emissionsverlagerung durch zusätzliche Stromerzeugung im Ausland.....	15
3.2 Auswirkungen im Wärme- und im Verkehrssektor	15
3.2.1 Ergebnisse	15
3.2.2 Methodische Erläuterungen.....	17
3.3 Fazit	19
4 Aufkommens- und Preiswirkungen	21
4.1 Einnahmen für den Staatshaushalt.....	21
4.2 Energieausgaben von Haushalten bei Umsetzung der Reform	22
4.2.1 Singlehaushalte	25
4.2.2 Zweipersonenhaushalte	26
4.2.3 Dreipersonenhaushalte	26
4.2.4 Vierpersonenhaushalte.....	27
4.2.5 Haushalte mit 5 oder mehr Personen	27
5 Mittelverwendung – Rückverteilung der Einnahmen	28
5.1 Steuern und Abgaben.....	28
5.2 Sozialleistungen	29
5.3 Puffer, weitere Entlastungen, Härtefälle.....	29
6 Verteilungswirkungen	30
6.1 Exkurs: Sozialstruktur der Einkommensgruppen in der EVS.....	30
6.2 Ergebnisse	31
Literaturverzeichnis	33

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabelle 1:	Regelsatz der geltenden Energiesteuer und Änderung durch Reformmodell (ct/l).....	10
Tabelle 2:	Änderung des Stromaustausches Deutschlands mit den Nachbarländern	13
Tabelle 3:	Auswirkungen Reformmodell in den Sektoren Wärme und Verkehr im ersten Jahr	16
Tabelle 4:	Verwendete kurzfristige Elastizitäten.....	17
Tabelle 5:	Zusätzliche staatliche Einnahmen aus der CO ₂ -Bepreisung (Mrd. Euro, 2020, ohne USt).....	21
Tabelle 6:	Belastung der Haushalte nach Einkommen und Haushaltsgröße (Euro/a)	23
Tabelle 7:	Mittelverwendung im Reformmodell	28
Tabelle 8:	Haupteinkommensbezieher, überwiegender Lebensunterhalt aus...(nach Haushaltsgröße, in%)....	31
Tabelle 9:	Gesamtwirkung Reformmodell auf typisierte Haushalte (Euro/a, 2020)	32
Abbildung 1:	Geltende Preisbestandteile (Regelsätze) und Erhöhung im Reformmodell (umgerechnet in Euro/t CO ₂).....	8
Abbildung 2:	Geltende Preisbestandteile (Regelsätze) und Erhöhung im Reformmodell (in ct/kWh _{th}).....	9
Abbildung 3:	Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 (TWh)	11
Abbildung 4:	CO ₂ -Emissionen des Stromsektors im Jahr 2020 (Mio. t CO ₂).....	12
Abbildung 5:	Treibhausgaseinsparungen im Wärme- und Verkehrssektor	16
Abbildung 6:	Belastung der Haushalte nach Einkommen und Haushaltsgröße (% des mittleren Einkommens)	24
Abbildung 7:	Saldo Energieausgaben jährlich (Einpersonenhaushalte)	25
Abbildung 8:	Saldo Energieausgaben jährlich (Zweipersonenhaushalte).....	26
Abbildung 9:	Saldo Energieausgaben jährlich (Dreipersonenhaushalte)	26
Abbildung 10:	Saldo Energieausgaben jährlich (Vierpersonenhaushalte).....	27
Abbildung 11:	Saldo Energieausgaben jährlich (Haushalte mit 5 oder mehr Personen).....	27
Abbildung 12:	Haupteinkommensbezieher mit überwiegendem Lebensunterhalt aus ... (in %).....	30

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Hintergrund

Die Emission einer Tonne CO₂ verursacht finanzielle Schäden. Das Umweltbundesamt geht von Schadenskosten von 640 Euro/tCO₂ und abgezinsten Schadenskosten von 180 Euro/tCO₂ aus. Um die externen Kosten unserer fossilen Lebensweise einzupreisen, empfehlen die Wirtschaftswissenschaften die Anwendung des Verursacherprinzips. Der CO₂-Preis ist ein sehr breit wirksames Instrument, mit dem Verhaltensänderungen und Investitionen angereizt werden.

Die heutige Steuer- und Abgabenlast auf Energie liegt im Verhältnis zu den CO₂-Emissionen meist unter den abgezinsten Schadenskosten, in der Stromerzeugung dagegen teils über umgerechnet 180 Euro/tCO₂. Bei Diesel werden umgerechnet 180 Euro/tCO₂ annähernd erreicht, bei Benzin ist die Abgabenbelastung bereits höher. Die heutigen Steuern und Abgaben verfolgen jedoch alle nicht den Zweck, CO₂ einen Preis zu geben, sondern dienen der Finanzierung verschiedener staatlicher Aufgaben wie z.B. den Erhalt und Ausbau der Straßenverkehrsinfrastruktur oder der Bezuschussung der Rentenkasse.

Bislang gab es keine (hier bekannten) Studien, die die Auswirkungen von schadensorientierten CO₂-Preisen in allen Sektoren durchgerechnet haben. Die vorliegende Analyse setzt hier an. Sie betrachtet die ökologischen und sozialen Auswirkungen eines Reformvorschlags der Windland Energieerzeugung GmbH. Im Zentrum steht dabei die Frage, ob mittels eines in 2020 eingeführten CO₂-Preises von 180 Euro/t Deutschlands Klimaziel noch erreicht werden kann. Des Weiteren werden die Preiswirkungen auf Haushalte untersucht. Im Vergleich zu anderen Studien berücksichtigt die vorliegende Analyse auch den geminderten Verbrauch aufgrund des Lenkungseffekts und damit auch wegfallende Erlöse bei den Energiesteuern.

Reformvorschlag Energiesteuer

Modelliert wurde ein Reformvorschlag, der im Grundsatz eine **CO₂-Bepreisung von 180 Euro/t** für **alle fossilen Energieträger** anstrebt. Während bei den Heizstoffen die geltenden Energiesteuern berücksichtigt (angerechnet) werden, findet bei den Heizstoffen eine Erhöhung um ca. 180 Euro/t (Diesel) bzw. 90 Euro/t (Benzin) statt.

Um carbon leakage und Wettbewerbsverluste der deutschen Stromerzeugung zu vermeiden, wurde besonders im Stromsektor eine spezifische Regelung eingebaut, die bei Erdgaskraftwerken die Besteuerung auf der Verbrauchsseite (und nicht der Erzeugungsseite) vornimmt und die gegenwärtigen Abgaben auf den Stromverbrauch nur geringfügig reduziert, Kohlekraftwerke aber entsprechend der zusätzlichen CO₂-Emission gegenüber Erdgaskraftwerken belastet.

Das Konzept der Windland sieht vor, die **eingenommen Mittel** nicht als Rücklage für Klimaschäden zu nutzen, sondern aus Akzeptanzgründen zeitnah an die Bevölkerung **zurückzugeben**. Der Fokus liegt dabei auf einer **Entlastungen bei Steuern und Abgaben**. Enthalten ist u.a. eine Einkommensteuersenkung um 42,5% in der ersten Progressionsstufe (dadurch sinkt z.B. der Eingangssteuersatz von derzeit 14% auf 8,05%), eine Übernahme von 2/3 der Kosten für Rundfunkbeiträge als bislang regressiver Komponente des Abgabensystems mit einem Vorteil von 140 Euro p.a. für fast alle Haushalte und die Abschaffung des Solis in zwei Schritten als bislang progressiver Komponente. Daneben werden Sozialleistungen (Kindergeld, ALG II und Sozialhilfe, Renten) erhöht. Für Beschäftigte im ländlichen Raum gibt es ein Mobilitätsgeld von 240 Euro im Hinblick auf die höheren Fahrtstrecken.

Ergebnisse

Wird der Vorschlag umgesetzt, können im ersten Jahr der Wirksamkeit die CO₂-Emissionen in Deutschland um mehr als **225 Mio. t/a** gesenkt werden, also um etwa 2,75 t pro Einwohner. Dies entspricht einer abgezinsten Schadensvermeidung von mehr als **40 Mrd. Euro** und einer nicht abgezinsten Schadensvermeidung von **144 Mrd. Euro**. Den größten Teil der Reduktionen (ca. 200 Mio. t/a) erbringt der Stromsektor: aufgrund der hohen Brennstoffkosten werden Braun- und Steinkohlekraftwerke in den meisten Stunden des Jahres unwirtschaftlich und durch Gaskraftwerke sowie Stromimporte ersetzt. Im Wärme- und Verkehrssektor sind die Effekte im ersten Jahr u.a. aufgrund längerer Investitionszyklen geringer. Hier ist jedoch in den Folgejahren mit deutlich höheren Einsparungen zu rechnen.

Das ursprüngliche **2020-Klimaziel Deutschlands** (-40% Reduktion der THG-Emissionen gegenüber 1990) kann dadurch **sicher eingehalten** werden, selbst wenn der Vorschlag nicht zu Jahresbeginn, sondern im Laufe des ersten Quartals 2020 eingeführt wird.

Wirtschaftliche Auswirkungen in der Stromerzeugung

Der Reformvorschlag würde die abgabenfreie Nutzung von erneuerbaren Energien, die außerhalb des EEG errichtet werden, ermöglichen und nahelegen. Der Vermarktungswert für Solarstrom erreicht Preise wie in EEG-Auktionen und ist damit in den Anfangsjahren subventionsfrei. Die Erlösaussichten sind indes nicht ausreichend für umfangreiche, EEG-unabhängige Investitionen, solange die volle Abgabenlast auch auf EE-Strom zu leisten ist. Bei voller Kostenanlastung würden Kohlekraftwerke weitgehend geschlossen werden, ohne Entschädigung an Betreiber.

Staatliche Einnahmen und Entlastungswirkung

Die **Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung** betragen, unter Berücksichtigung der Lenkungswirkung, insges. ca. **53 Mrd. Euro** zusätzlich **im ersten Jahr** der Wirksamkeit. Haushalte haben dadurch zwar um ca. 15-25% höhere Energieausgaben als heute, müssen für die CO₂-Bepreisung jedoch im Durchschnitt nur ca. **0,6-3%** ihres **Haushaltsnettoeinkommens** aufbringen. In absoluten Summen zahlen reichere Haushalte deutlich höhere Beträge, da sie häufiger fliegen, größere Wohnungen haben und häufiger das Auto nutzen.

Von der vorgesehenen Mittelverwendung profitieren insbesondere **Erwerbstätige**: die untersuchten Musterhaushalte (Erwerbstätiger Single, Familie mit zwei Erwerbstätigen, erwerbstätiges Paar ohne Kinder) werden im Durchschnitt stärker entlastet als durch die Mehrausgaben für Energie belastet. Das Beispiel eines ALG II-Beziehers mit zwei Kindern zeigt, dass auch Transferleistungsempfänger durch die Reform profitieren können.

1 Vorbemerkung der Auftragnehmer

Die Einführung einer CO₂-Bepreisung, insbesondere in den nicht vom Europäischen Emissionshandel erfassten Sektoren Wärme und Verkehr, wird seit Längerem intensiv diskutiert. In den letzten Jahren sind zahlreiche Vorschläge dazu in die politische Debatte eingebracht worden (vgl. (FÖS 2019).

Bundestag und Bundesrat haben sich Ende Dezember 2019 auf die Einführung eines Kombinationssystems aus Festpreis und Handel ab dem Jahr 2021 verständigt, beginnend mit einem CO₂-Preis von 25 Euro pro Tonne, der bis 2025 auf 55 Euro pro Tonne steigt. 2026 soll der eigentliche Handel beginnen, der im Jahr 2026 auf einen Korridor zwischen 55 und 65 Euro pro Tonne gedeckelt ist (Bundesregierung 2019a). Zudem soll sich Deutschland gemäß dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung (Bundesregierung 2019b) auf europäischer Ebene für die Einführung eines moderaten Mindestpreises im europäischen Emissionshandel einsetzen.

Die Beschlüsse zur CO₂-Bepreisung werden jedoch von vielen Umweltverbänden (siehe z.B. Fridays for Future (Deutschlandfunk 2019)) und auch von wissenschaftlichen Akteuren (z.B. (MCC/PIK 2019a)) als nicht ausreichend zum Erreichen der Klimaziele 2030 und zum Einhalten des 1,5°C-Ziels des Pariser Abkommens angesehen.

Die Windland Energieerzeugungs GmbH hat das FÖS sowie Energy Brainpool beauftragt, die Auswirkungen eines alternativen Reformmodells mit einem Preis von – im Grundsatz – 180 Euro pro Tonne CO₂ ab 2020 auf Emissionen aus der Stromerzeugung sowie Heiz- und Kraftstoffen zu analysieren. Im Vergleich zu anderen Vorschlägen (MCC/PIK 2019b) (DIW 2019) (Agora Energiewende 2018) (CO₂ Abgabe e.V. 2017) (BEE 2019) liegt die CO₂-Bepreisung damit von Anfang an in Höhe der Klimaschadenskosten und bezieht auch Sektoren wie die Stromerzeugung und den Flugverkehr mit ein, die in anderen Konzepten ausgeklammert sind.

Der Vorschlag der Windland Energieerzeugungs GmbH sieht des Weiteren vor, die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung vollständig an die Bürger*innen und Wirtschaftssubjekte zurückzugeben und für eine umfangreiche Steuer- und Abgabensenkung sowie mit geringerem Anteil für die Erhöhung von Sozialleistungen zu verwenden.

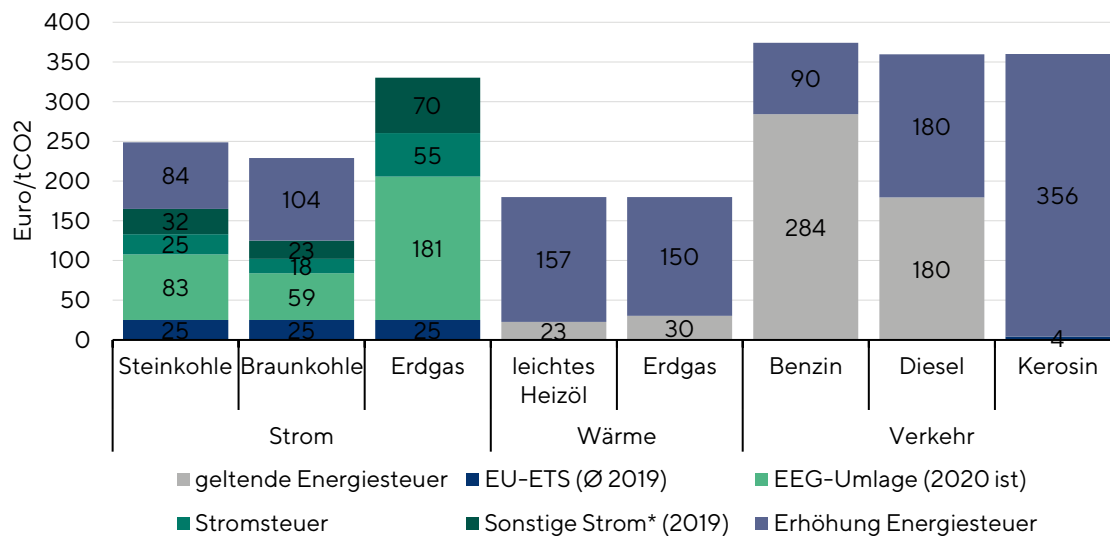
Das vorliegende Gutachten schätzt die Lenkungswirkung, d.h. die erzielbaren Energie- und Treibhausgaseinsparungen ab. Insbesondere soll auch geklärt werden, ob sich dadurch die Lücke von etwa 60 Mio. t CO₂-Äquivalente (Agora Energiewende 2020) zum 2020-Klimaziel Deutschlands schließen lässt. Des Weiteren werden Verteilungswirkungen auf private Haushalte betrachtet. Dabei werden zunächst die Belastungswirkungen der Energiepreiserhöhungen auf private Haushalte quantifiziert, differenziert nach Haushaltsgröße und Einkommensklasse. In einem weiteren Schritt werden die vorgesehenen Entlastungen mit einbezogen und für ausgewählte, typisierte Haushalte die Gesamtwirkung abgeschätzt. Eine Prüfung, inwieweit sich die Vorschläge der Windland Energieerzeugungs GmbH rechtlich und administrativ umsetzen ließen, erfolgte nicht.

2 Verursacherprinzip – Ein wirksamer CO₂-Preis in allen Sektoren

Kern des untersuchten Konzepts ist die Anhebung der Energiesteuersätze auf im Regelfall 180 Euro/t CO₂. Dies entspricht dem zentralen, abgezinsten Kostensatz des Umweltbundesamts (UBA) zur Bewertung von Klimafolgeschäden für das Jahr 2016 (UBA 2018)¹. Es ist zugleich der CO₂-Preis, den Akteure wie die Fridays für Future von der Politik einfordern, um den Klimaschutz schnell und wirksam voranzubringen.

Bei der Anhebung der Energiesteuersätze sollen jedoch geltende Tarife und CO₂-Kosten berücksichtigt werden, d.h. sie werden auf die Erhöhung angerechnet, bei den Steuern auf Treibstoffe jedoch nur teilweise. Im Ergebnis ergeben sich die in Abbildung 1 dargestellten Preisbestandteile, umgerechnet auf Euro/t CO₂².

Abbildung 1: Geltende Preisbestandteile (Regelsätze) und Erhöhung im Reformmodell (umgerechnet in Euro/t CO₂)



Quelle: eigene Darstellung. Für Kerosin gilt bereits bisher ein Energiesteuersatz, allerdings nur für den nicht-gewerblichen Flugverkehr. Darstellung Kerosin ohne Luftverkehrssteuer. *Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19-Umlage, Abschaltbare-Lasten-Umlage, Offshore-Netzumlage. Ohne Netzentgelte.

Die in den linken drei Balken grün dargestellten Werte stellen die bisherigen Sonderabgaben auf den Stromverbrauch dar, umgerechnet auf CO₂. Die Werte für die Stromsteuer und die EEG-Umlage basieren auf dem geltenden Steuersatz bzw. dem 2019 festgelegten Umlagesatz. Man erkennt die deutliche Mehrbelastung von Strom aus Erdgaskraftwerken gegenüber anderen fossilen Energien, die bereits über 180 Euro/t, indes noch unter der Höhe der nicht abgezinsten Schadenskosten liegt.

Im Reformmodell würde die Belastung mit den bestehenden Abgaben etwas reduziert werden (in der Abbildung nicht dargestellt), die Erzeugung von Strom aus Kohle würde durch die Energiesteuer auf den Brennstoff verteuert. Die vorgeschlagene Halbierung der Stromsteuer und der sich einstellende Reduzierung der EEG-Umlage auf 5,985 Euro/MWh wirkt sich insbesondere bei Strom aus Erdgaskraftwerken vorteilhaft aus. Dadurch reduziert sich die auf CO₂ umgerechnete Belastungssumme für Strom aus Erdgas von 330 Euro/t auf 282 Euro/t (ohne „sonstige“ Umlagen von 260 Euro/t auf 212 Euro/t). Für Steinkohle erhöht sich die Belastungssumme von 165 Euro/t auf 227 Euro/t (ohne „sonstige“ von 133 Euro/t auf 195 Euro/t), für Braunkohle von 125 Euro/t auf 213 Euro/t (ohne „sonstige“ von 102 Euro/t auf 191 Euro/t). Betrachtet man nur die Belastung aus EU-ETS, Energiesteuer aus EU-ETS und EEG-Umlage, wird eine Vereinheitlichung bei von 180 Euro/t annähernd erreicht. Insbesondere die unveränderten,

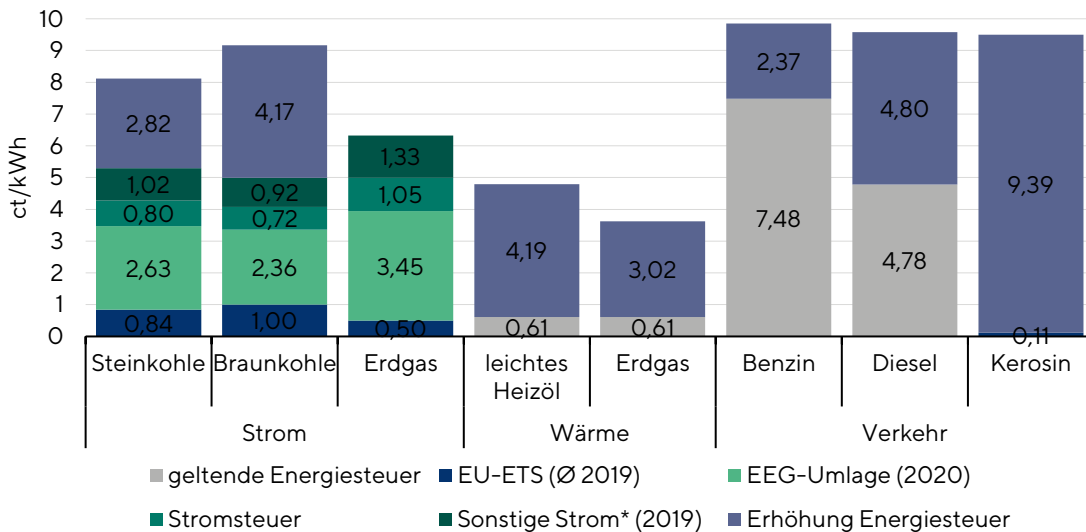
¹ Das UBA hat summierte Schadensfolgekosten von 640 Euro/t auf Preisbasis 2018 ermittelt, die abgezinst einen Barwert von 180 Euro/t ergaben. Auf eine Aktualisierung und Preisbereinigung des Kostensatzes für das Jahr 2020 wurde hier aus Gründen der Vereinfachung verzichtet.

² Für alle Energieträger wurden dabei die verbrennungsbedingten Emissionsfaktoren des Umweltbundesamts (UBA 2016) verwendet. Beim Kerosin wurde zusätzlich ein Faktor von 2 für die Non-CO₂-Effekte angewandt, in Übereinstimmung mit der Methodenkonvention des Umweltbundesamts (UBA 2018).

kommunalen Konzessionsabgaben führen zu den bleibenden Belastungsunterschieden, bezogen auf die CO₂-Emissionen. Die Verminderung der Belastungsunterschiede der unterschiedlichen Energieträger ist indes ausreichend, um einen weitgehenden Ausstieg aus der Kohleverstromung auszulösen.

Bezogen auf die Kilowattstunde Primärenergie ergeben sich die in Abbildung 2 dargestellten Preisbestandteile.

Abbildung 2: Geltende Preisbestandteile (Regelsätze) und Erhöhung im Reformmodell (in ct/kWh_{th})



Quelle : eigene Darstellung. Angaben bezogen auf Primärenergie, d.h. Berücksichtigung von Wirkungsgraden der Stromerzeugung. Abweichungen zu Abb. 1 ergeben sich durch abweichende Wirkungsgrade. Für Kerosin gilt bereits bisher ein Energiesteuersatz, allerdings nur für den nicht-gewerblichen Flugverkehr. Darstellung Kerosin ohne Luftverkehrsteuer*Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19-Umlage, Abschaltbare-Lasten-Umlage, Offshore-Netzumlage. Ohne Netzentgelte.

Beispielsweise rechnet sich dabei die Stromsteuerbelastung in Höhe von 2,05 ct/kWh mit einem Wirkungsgrad der Gaskraftwerke von 51% in eine Steuerbelastung von 1,05 ct je kWh Primärenergie (Erdgas) um. Dieser Wert würde im Reformvorschlag halbiert werden.

Die beiden Darstellungen beziehen sich auf die Regelsätze, die z.B. private Haushalte sowie kleine Gewerbebetriebe bezahlen. Für bestimmte Verbrauchergruppen bzw. Anwendungsfälle (insb. energieintensive Industrie) gelten reduzierte Steuer- und Umlagensätze. Im Energiemarkt wirksam im Sinne eines Einflusses auf die Merit Order werden beim Strom nur die neuen Energiesteuersätze sowie die EU-ETS-Kosten. Alle anderen Preisbestandteile werden auf den Verbrauch erhoben und unterscheiden nicht nach der Herkunft des Stroms. Die Höhe der Energiesteuern im **Stromsektor** stellen idealtypisch ein Äquivalent einer fiktiven Gesamtbelastung in Höhe von ca. 180 Euro/t CO₂ dar, bei der die derzeitigen Zertifikatskosten im EU-ETS (25 Euro/t CO₂) sowie einer im Reformmodell gewählten, idealtypischen Summe der künftigen Sonderabgabenbelastung für Strom (Stromsteuer, EEG-Umlage, etc.) in Höhe von 58 Euro/MWh_{el} abgezogen sind. Im Ergebnis wird Erdgas weiterhin nicht über die Kosten im Emissionshandel hinaus belastet.

Auch im **Wärmesektor** ist die „implizite“ CO₂-Bepreisung durch die geltenden Energiesteuern berücksichtigt und die Steuersätze werden hierzu um ca. 150 Euro/t CO₂ bei Erdgas und ca. 157 Euro/t CO₂ bei Heizöl angehoben. Im **Verkehrssektor** werden die Steuersätze um 180 Euro/t CO₂ bei Diesel und 90 Euro/t CO₂ bei Benzin³ abgehoben. Auf Kerosin wird eine Energiesteuer in Höhe von 180 Euro/t CO₂-Äquivalent⁴ neu eingeführt, gültig für die ersten 3.000 km Flugstrecke bei Abflügen aus Deutschland. Die Internalisierung durch EUAAs wird verrechnet. Im Gegenzug wird die Luftverkehrsteuer abgeschafft.

³ Aufgrund der schon bestehenden Höherbelastung bei Benzin fällt die Erhöhung geringer aus als beim Diesel.

⁴ Hier sind auch die Non-CO₂-Effekte berücksichtigt mit dem Faktor 2 gemäß (UBA 2018). Bezogen auf die reine CO₂-Emission entspricht der Steuersatz 360 Euro/t.

Umgerechnet auf die gängigen volumetrischen Angaben ergeben sich somit die in Tabelle 1 dargestellten Änderungen bei den Mineralölen.

Tabelle 1: Regelsatz der geltenden Energiesteuer und Änderung durch Reformmodell (ct/l)

Energieträger	Heizöl leicht	Benzin	Diesel	Kerosin
Geltender Regelsteuersatz	6,13	65,45	47,04	-
Steuersatz Reformmodell	48,49	86,17	94,21	94,29

Quelle: eigene Darstellung

3 Lenkungswirkung: Lässt sich die Lücke 2020 schließen?

Die Ergebnisse zeigen, dass ein CO₂-Preis von im Grundsatz 180 Euro/t, außer im Verkehr unter Anrechnung bestehender Steuern, der zu Jahresbeginn 2020 eingeführt worden wäre, mit spürbarer Marge zu einer **Einhaltung des deutschen Klimaschutzziels 2020** führen würde. Bei einer Einführung erst nach Jahresbeginn, aber in den ersten Monaten des Jahres wäre damit eine knappe Einhaltung weiterhin möglich. Zu beachten ist, dass die Höhe des CO₂-Preises im Konzept der Windland Energieerzeugungs GmbH so gewählt ist, dass eine Internalisierung der vom UBA bezifferten Schadenskosten gelingt, und nicht vorrangig an einer Punktlandung bei bestimmten Emissionen ausgerichtet ist.

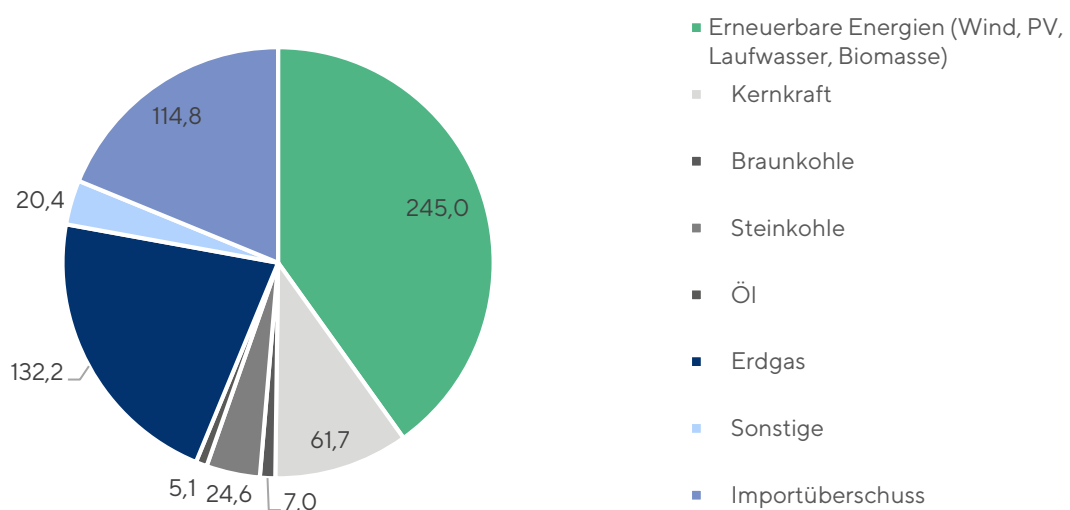
3.1 Stromsektor

Die Auswirkungen im Stromsektor wurden von Energy Brainpool auf Basis des Modells Power2Sim modelliert.

3.1.1 Auswirkungen auf die Stromerzeugung und deren CO₂-Emissionen

Die inländische Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen wird von Kohle zu Gas verlagert. Stromexporte sinken auf 6,7 TWh und der Importanteil nimmt deutlich zu. Im Stromsektor sinkt die inländische Bruttostromerzeugung auf 496 TWh. Deutschland wird vom Stromexporteur zum Stromimporteur. Insgesamt betragen die Stromimporte knapp 122 TWh bei Exporten von knapp 7 TWh, nachdem es bislang ein negatives Stromausgleichssaldo Deutschlands gab, mit einem Exportüberschuss von rund -37 TWh im Jahr 2019⁵. Mit 132 TWh ist im Reformmodell die inländische Erzeugung aus Erdgas am höchsten, gefolgt von der aus Windenergie mit knapp 132 TWh.

Abbildung 3: Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 (TWh)

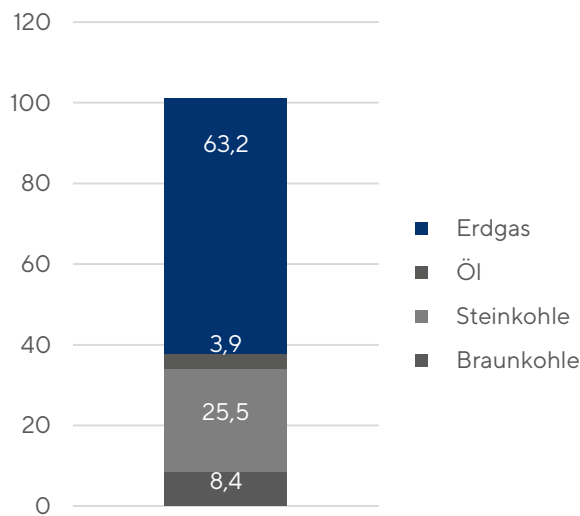


Quelle: Eigene Darstellung nach (Energy Brainpool 2019)

Die inländischen CO₂-Emissionen der Kraftwerke sinken drastisch auf nur noch 101 Mio. t CO₂ (Abbildung 4). Gegenüber dem Jahr 2017 (vgl. Energy Brainpool 2017) entspricht dies einem Rückgang von über 200 Mio. t CO₂.

Die Stromimporte führen jedoch zu CO₂-Emissionen im Ausland. Die Mehremissionen im Ausland wurden im Rahmen des Gutachtens von Energy Brainpool nicht angegeben. Sie fallen abhängig von den Kraftwerken, die für den Stromexport nach Deutschland zum Einsatz kommen, unterschiedlich aus.

⁵ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153533/umfrage/stromimportsaldo-von-deutschland-seit-1990/>

Abbildung 4: CO₂-Emissionen des Stromsektors im Jahr 2020 (Mio. t CO₂)

Quelle: eigene Darstellung nach (Energy Brainpool 2019)

3.1.2 Methodik und ermittelte Marktpreise

Die Berechnungen und Ergebnisse sind im Ergebnisbericht von Energy Brainpool näher beschrieben worden.

Das verwendete Fundamental Modell Power2Sim beinhaltet u.a. eine Datenbank mit 3.455 wesentlichen thermischen Kraftwerken in der EU, dem Vereinigten Königreich, Albanien, Bosnien und Herzegowina, Mazedonien, Montenegro, Norwegen, Schweiz, Serbien und Türkei. Es berücksichtigt den zeitlichen Verlauf von Stromverbrauch und Stromerzeugung aus den fluktuierenden Energieträgern Wind- und Sonneneinstrahlung sowie typischen wetterabhängigen Stromerzeugungstechnologien wie Laufwasserkraftwerken, Speicherwasserkraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken (teilweise wetterabhängig) und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, sowie auch die Regelgeschwindigkeit des übrigen Kraftwerksparks, außerdem die Grenzkuppelleitungen mit ihren begrenzenden Einflüssen auf Stromexporte und -importe. Damit wird zu jedem Zeitpunkt des Jahres in stundenweiser Herleitung ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet und der sich ergebende Marktpreis abgeleitet. Die Erzeugung und die Rangordnung der regelfähigen Kraftwerke bemisst sich insbesondere ihren variablen Kosten und an ihrer Reaktionsgeschwindigkeit (Regelgeschwindigkeit). Damit ist auch gezeigt worden, dass die Versorgungssicherheit nach dem Wechsel von Stromexporten zu Stromimporten gewährleistet bleibt. Eventuell ergeben sich durch die Verlagerungen von Kohlekraftwerken zu Gaskraftwerken, die vermehrt in Verbrauchernähe in Süddeutschland ansässig sind, reduzierte Überlastungen des Stromnetzes und damit weniger Redispatch-Eingriffe der Netzbetreiber und Abschaltungen von Windparks im Einspeisemanagement; für die Quantifizierung derartiger, von den inländischen Stromleitungen getriebenen Eingriffe reicht aber das vor allem am Strommarkt und dem Kraftwerkseinsatz orientierte Modell nicht aus.

Die an der Strombörse gehandelten **Marktwerte für Strom** steigen in der Grundlast um ca. 1,55 ct/kWh von 4,483 ct/kWh im Referenzfall auf 6,037 ct/kWh in der modellierten Situation. In der Peaklast (Mo-Fr. 8-20 Uhr) steigt der Preis um ca. 2 ct/kWh auf 7,39 ct/kWh, in der übrigen Zeit (Offpeak) von 4 ct/kWh auf 5,28 ct/kWh. Bezogen auf Verteilung des Lastprofils aller Verbraucher bzw. der Haushalte auf peak- und non-peak beträgt der Anstieg etwa 1,7 ct/kWh. Im Vergleich dazu beträgt der **Haushaltsstrompreis** in Deutschland 2019 **30,43 ct/kWh**⁶. Die Mehrkosten betragen insoweit etwa 6%, wovon aber die gesunkenen Umlagen wieder abzuziehen sind. Als Folge des höheren Marktwerts sinkt die EEG-Umlage auf knapp unter 6 ct/kWh. Außerdem ist im Reformmodell eine Senkung der Stromsteuer vorgesehen. Zum Gesamteffekt für Haushalte siehe Abschnitte 5 und 6.

Der Marktwert des Bruttostromverbrauchs erhöht sich um 10 Mrd. Euro (jeweils Angaben pro Jahr). Der Preisanstieg für EEG-Strom ist in diesem Betrag enthalten, während die Herstellkosten und Erzeugerpreise für den EEG-Strom nicht ansteigen. Dies führt zu der Senkung der EEG-Umlage. In den 10 Mrd. Euro ist auch ein Preisanstieg für

⁶ [https://strom-report.de/strompreise/strompreisentwicklung/.](https://strom-report.de/strompreise/strompreisentwicklung/)]

den Strom der Kernkraftwerke um etwa 1 Mrd. Euro enthalten. Die Erzeugungskosten bleiben unverändert, damit profitieren hier die Betreiber. Bei Betreibern von Gaskraftwerken erhöhen sich die Margen, bei Kohlekraftwerken gibt es Verluste.

Als vereinfachende Annahme wird bei der Berechnung unterstellt, dass im Jahr 2020, unabhängig von der Höhe des CO₂-Preises, kein durch den CO₂-Preis induzierter, zusätzlicher Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten zur Bedarfsdeckung beiträgt, sondern erst in Folgejahren wirkt. Für die Modellierung wurde von einem konstanten Stromverbrauch ausgegangen; nachdem sich die Strompreise für Verbraucher nicht gravierend ändern, hat sich dies als plausibel erwiesen.

Insgesamt entfällt in Europa in der Ausgangslage nur knapp die Hälfte der Stromerzeugung auf fossile Energieträger, weniger als ein Viertel auf Kohle. Ohne Deutschland gerechnet ist der Kohleanteil der anderen Länder noch niedriger. Allerdings ist die Stromerzeugung der umliegenden Länder mit Kernenergie und aus erneuerbaren Energien annähernd unabhängig von einem kurzfristig einsetzenden Anstieg der deutschen Stromimporte oder dem Rückgang der Exporte. Kohlekraftwerke im Ausland, v.a. in Polen und Tschechien, werden bereits mit höherer Auslastung (Volllaststunden) betrieben und können daher ihre Erzeugung nur begrenzt erhöhen. Daher war zu erwarten, dass (zusätzliche) deutsche Stromimporte im Jahr 2020 überwiegend von Erdgaskraftwerken im Ausland, teilweise aber auch durch vermehrten Betrieb von dortigen Kohlekraftwerken gedeckt werden. Bereits 2019 kam es zu einem Rückgang der deutschen Stromexporte und ab Mai 2019 bereits zu einem Anstieg der Stromimporte. Hierbei gingen insbesondere die Exporte in die Niederlande zurück und es kam zu Importen von dort. Aber auch das Handelsaldo mit der Schweiz und mit Österreich hat sich seit 2017 in Richtung verminderter Exporte gewandelt, worin auch Durchleitungen Richtung Italien enthalten sind. Das sind jeweils Länder mit geringer Bedeutung von Kohleverstromung. Demgegenüber wurde 2019 etwas mehr nach Polen exportiert⁷. Die bisherigen Änderungen sind mit dem Preisanstieg im EU-ETS zu erklären.

Tabelle 2: Änderung des Stromaustausches Deutschlands mit den Nachbarländern

Export	2020	1-10/2019	2018	Import	2020	1-10/2019	2018	Mehr Import	Mehr Import
Nach	[TWh]			Von	[TWh]			2020 ./. 1-10/2019	2020 ./. 2018
Österreich	3,92	12,92	15,24	Österreich	24,94	3,90	4,30	30,03	31,96
Belgien	0,33			Belgien	4,54				
Tschechien	0,26	6,17	7,58	Tschechien	11,44	2,51	4,90	14,84	13,86
Dänemark	1,50	5,20	5,91	Dänemark	15,31	2,64	4,57	16,37	15,15
Frankreich	1,03	1,83	2,53	Frankreich	16,80	13,59	10,98	4,01	7,31
Luxemburg	2,09	3,54	4,36	Luxemburg	0,49	0,19	0,22	1,76	2,54
Niederlande	1,20	9,21	20,91	Niederlande	20,73	4,64	0,74	24,11	39,71
Norwegen	1,31			Norwegen	9,28				
Polen	0,38	8,45	7,05	Polen	10,30	0,01	0,02	18,37	16,96
Schweden	0,48	0,47	0,48	Schweden	3,78	1,16	1,30	2,61	2,48
Schweiz	2,42	10,86	16,12	Schweiz	12,09	5,81	4,11	14,72	21,67
Polen+ Tschechien	0,63	14,62	14,63	Polen+ Tschechien	21,74	2,51	4,92	33,21	30,81
übrige	14,29	44,03	65,55	übrige	107,96	31,91	26,21	105,78	133,01

Quelle: Zahlen für 2020 Energy Brainpool (2019) und für ganzjährige Wirksamkeit des Reformmodells. Zahlen für 2018 und Jan-Okt. 2019 Destatis (10/2019), entnommen u.a. aus https://www.energy-charts.de/trade_de.htm?year=2019&period=annual&source=export_energy (Abfrage 24.1.2020; dort keine Angaben für Belgien und Norwegen, ohne November und Dezember 2019)

Die als Folge der Reform zu erwartenden Stromflüsse mit den jeweiligen Ländern hat Energy Brainpool für 2020 ermittelt (vorstehende Tabelle 2). Sinnvoll ist eine Zusammenfassung nach beiden Ländern Polen und Tschechien mit einem hohen Kohleanteil in der Stromerzeugung und den übrigen Ländern. Im Vergleich zu 2018 kommt es zu einer Verschiebung des Handelssaldos um 31 TWh (mehr Importe aus und kaum noch Exporte in diese Länder). Dies entspricht 19% der gesamten Verlagerung und dürfte überwiegend zu vermehrter Stromerzeugung aus Kohle in beiden Ländern führen. Gegenüber allen übrigen Ländern beträgt die Verschiebung 133 TWh (81%). In diesen Ländern ist vorrangig mit einem Ausgleich durch vermehrten Betrieb von Erdgaskraftwerken zu rechnen.

⁷ https://www.energy-charts.de/trade_de.htm?year=2019&period=monthly&source=balance_energy

3.1.3 Marktwerte für Strom aus erneuerbaren Energien und Wirtschaftlichkeit ungeförderter Neuanlagen

Der **Vermarktungswert** für Strom aus onshore-Windenergie steigt auf 5,278 ct/kWh, für Photovoltaikstrom auf 5,444 ct/kWh.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass 94% des Stromerzeugungspotentials der onshore-Windenergie und 97% des PV-Stroms unter Marktbedingungen wirtschaftlich abgesetzt werden können. Gäbe es keine EEG-Förderung über die Marktprämie, würden also 6% bzw. 3% des Erzeugungspotentials abgeregelt. Bezogen auf das gesamte Erzeugungspotential könnten damit **Onshore-Windenergieanlagen 4,96 ct/kWh** am Markt Erlösen und **Solaranlagen 5,28 ct/kWh**.

Im Jahre 2020 werden in Deutschland v.a. diejenigen Freiflächen-Solaranlagen errichtet, deren Auktion 2018 stattfand. 2018 lagen die durchschnittlichen Vergütungen in den fünf Freiflächen-Ausschreibungen bei 4,33 bis 5,27 ct/kWh, davon dreimal zwischen 4,59 und 4,69 ct/kWh. Die höchsten Gebotswerte mit Zuschlag lagen bei 5,18 bis 6,4 ct/kWh.

In vier der fünf Solar- bzw. Kombiausreibungen im Jahr 2019 lagen durchschnittlichen Vergütungen in den fünf Freiflächen-Ausschreibungen bei 4,80 bis 5,47 ct/kWh und die höchsten Gebotswerte mit Zuschlag bei 5,18 bis 5,74 ct/kWh. Ausreißer nach oben war die Ausschreibung am 1.3.2019 mit dem Durchschnittswert 6,59 ct/kWh und dem höchsten Zuschlagswert 8,4 ct/kWh. Bei Ausschreibungen für Onshore-Windenergie hat die Bundesnetzagentur 2018 und 2019 und Anfang 2020 eine im Prinzip als Festpreis wirkende Gebotsobergrenze in Höhe von 6,20 ct/kWh vorgegeben. Dieser Preis war aber auch nicht annähernd ausreichend, um die ausgeschriebene Menge zu erreichen. Die geringe Bereitschaft der Kommunen und Regionen, neue Standorte für Windparks auszuweisen, ist der begrenzende Faktor.

Die o.g. Vermarktungswerte alleine wären also nicht ausreichend, der Windenergie in Deutschland Impulse zu geben. Vielmehr würden neue, EEG-geförderte Windparks weiterhin eine Marktprämie erhalten, die allerdings nur noch ca. 1,24 ct/kWh betragen würde. Sie wäre damit deutlich niedriger ist als die EEG-Umlage auf denselben Strom, wenn er an Verbraucher ausgeliefert wird.

Die **Markterlöse für Solarstrom** liegen im Reformmodell etwa gleichauf mit den Auktionsergebnissen für Freiflächenanlagen im EEG. Die in den EEG-Ausschreibungen bezuschlagten, neu errichteten Anlagen würden also 2020 keine oder nur minimale Förderbeträge erhalten.

Gleichwohl kann aus den Ergebnissen nicht abgeleitet werden, dass ein umfassender, marktgetriebener Zubau von PV-Freiflächenanlagen ohne Förderung zustande kommen würde – jedenfalls nicht, wenn es bei der gegenwärtigen Abgabenbelastung bleiben würde. Es wird nämlich allgemein mit weiteren Kostensenkungen in der Photovoltaik gerechnet. Damit werden in der Zukunft niedrigere Preise für Solarstrom kostendeckend sein. Parallel zu den sinkenden Anlagenkosten wirkt ein für die Klimaschutzziele erforderlicher, weiterer Zubau von Solaranlagen dämpfend auf die Marktpreise für Solarstrom. Während ein EEG-geförderter Solarparkbetreiber seinen Preis für 20 Jahre abgesichert bekommt, müsste ein ungeförderter Solarstromerzeuger die Erwartung, dass es spätestens im nächsten Jahrzehnt deutlich niedrigere Preise gibt, durch höhere Erlöse in der Gegenwart und nahen Zukunft ausgleichen. Ein marktgetrieben errichteter Solarpark ist also auf höhere Anfangserlöse angewiesen als ein Solarpark mit EEG-Förderung. Die im Reformmodell prognostizierten Vermarktungswerte von 5,44 ct/kWh (PV) bzw. 5,28 ct/kWh (Wind Onshore) liegen aber nur ähnlich hoch wie die aktuellen Auktionspreise im EEG, die auf 20 Jahren Stromlieferung beruhen. Zudem erschweren die höheren Risiken bei marktgetriebenen Erlösen die Fremdfinanzierung und führen zu höheren Kapitalkosten. Andererseits sind im EEG gewisse Flächenrestriktionen zu beachten und es entstehen Kosten und Verzögerungen durch die Teilnahme an den Auktionen, sowie gelegentliche Extragewinne durch geschickte Bietstrategie. Insoweit entstehen bei Solarparks außerhalb der EEG-Förderung Einsparungen. Der Ausstieg aus der Kernenergie könnte zeitweilig zu höheren Preiserwartungen führen. Unterm Strich dürfte das nicht für einen umfangreichen Ausbau marktgetriebener Solarparks ausreichen.

3.1.4 Anpassungen und Marktwerte der bestehenden Kohlekraftwerke

Anpassungen des Kraftwerksparks an die gesunkene Stromerzeugung sind im Modell nicht berücksichtigt worden. Für 2020 ist infolge der geringen Auslastung anzunehmen, dass der Betrieb sehr vieler Kohlekraftwerke nicht mehr kostendeckend wäre und daher eine **Stilllegung angestrebt** würde. Die Bundesnetzagentur müsste dem aber erst zustimmen. Würde die geringe Resterzeugung insbesondere von Braunkohlestrom (7 TWh im Reformmodell) infolge Stilllegungen wegfallen, ließe sich diese Menge indes sicherlich auch anders abdecken bzw. würde marktgetriebene Nachfragereduzierungen von Großabnehmern nach sich ziehen.

Bei fehlender Wirtschaftlichkeit ihres Betriebs fällt der Marktwert der Kohlekraftwerke des Bestands auf null bzw. auf die Differenz aus Schrottwert und Abrisskosten. Soweit von mehreren technisch gleichwertigen Kraftwerken

einige mangels Marktaussichten stillgelegt werden, andere gerade noch in Betrieb gehalten werden können (zumal die erstgenannten weggefallen sind und nicht mehr die Marktpreise mäßigen), ist ebenfalls von einem Marktwert der Kraftwerke nahe Null auszugehen. Lediglich Kohlekraftwerke mit besseren Wirkungsgraden haben dann noch einen Marktwert, der sich dann aber an diesem „mehr“ gegenüber der Nulllinie orientiert und nicht etwa an den Herstellkosten.

3.1.5 Teilweise Emissionsverlagerung durch zusätzliche Stromerzeugung im Ausland

Wie weiter oben dargelegt, führt die Verlagerung eines Teils der Stromerzeugung ins Ausland überwiegend zu zusätzlicher Auslastung der dortigen Erdgaskraftwerke. Geht man z.B. von einem Strommix mit einem durchschnittlichen Emissionsfaktor von 0,5 t CO₂/MWh_{el} aus, entstünden außerhalb Deutschlands Mehremissionen in Höhe von ca. 61 Mio. t CO₂ für die deutschen Stromimporte. Der Wegfall des Stromexportüberschusses führt zu weiteren Mehremissionen von ca. 26 bzw. 27 Mio. t CO₂ im Vergleich zu 2018 oder 2017. Zieht man noch ca. 3 Mio. t CO₂ im Ausland ersparte Emissionen als Folge der dt. Stromexporte 2020 ab, werden also im Vergleich von 2020 mit 2017 ca. 85 Mio. t CO₂ Emissionen im Ausland zusätzlich verursacht. Im Saldo der inländischen Emissionsminderung und der Emissionsmehrung im europäischen Ausland wird also im Stromsektor eine Emissionsminderung um rund 120 Mio. t CO₂ erreicht. Nachdem die deutsche Stromerzeugung mit Steinkohle bereits 2019 als Folge zunehmender Preise im EU-ETS rückläufig war und zu sinkenden Stromexporten führte, ist dieser Vorteil nicht vollständig dem Reformmodell zuzuschreiben, sondern zum Teil durch das EU-ETS verursacht.

Die Emissionsminderung von 120 Mio. t CO₂ (nach Abzug der Mehremissionen in den Nachbarländern) bedeutet bei einem abgezinsten Schadenswert von 180 Euro/t CO₂ eine Umweltentlastung von CO₂ im Wert von ca. 22 Mrd. Euro. Auf Grundlage des nicht abgezinsten Schadenswerts von 640 Euro/t CO₂ wird die Umweltentlastung mit 77 Mrd. Euro bewertet. Sonstige Minderungen der Umweltauswirkungen der Kohlekraftwerke (Staub, NO_x, induzierte Ozonbildung und Gesundheitsschäden, Abwärme) kommen noch dazu. Auch nach Abzug des Mehraufwands bei der Stromerzeugung und der europaweiten Anpassungsreaktionen bleibt also ein beträchtlicher gesellschaftlicher Vorteil durch die CO₂-bezogene Besteuerung der Kraftwerkskohle.

Die Modellrechnung ist von Preisen im EU-ETS auf dem Niveau im Dezember 2019 ausgegangen, ohne Preisänderungen durch die Reduzierung des inländischen Kohleverbrauchs. Von den in Deutschland eingesparten Emissionen von rund 200 Mio. t CO₂ müssten also rund 120 Mio. t CO₂ durch Stilllegung bzw. geminderte Ausgabe von Zertifikaten begleitet werden, um gegenläufige Effekte im europäischen Kontext durch Preissenkungen im EU-ETS zu vermeiden. Bei einem Zertifikatspreis von ca. 25 Euro/t bedeutet das eine Erlösdifferenz von ca. 3 Mrd. Euro.

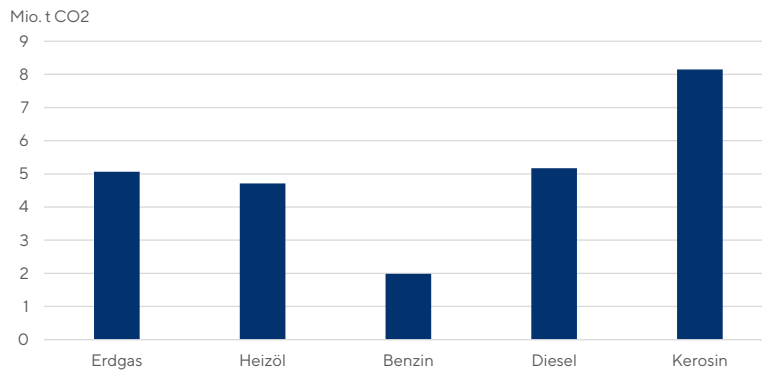
3.2 Auswirkungen im Wärme- und im Verkehrssektor

3.2.1 Ergebnisse

Die folgende Abbildung 5 und Tabelle 3 zeigen die Mengenreaktionen bei Kraftstoffen (Benzin, Diesel, Kerosin) und Heizstoffen (Erdgas und Heizöl) auf Basis von Preiselastizitäten der Nachfrage (Intensität der Mengenreaktion auf Preisänderungen, siehe weiter unten) und den vorgesehenen Preisänderungen.

Im Ergebnis können in diesen Sektoren durch die vorgesehene CO₂-Bepreisung kurzfristig **Treibhausgas-Einsparungen**⁸ von bis zu **25 Mio. t CO₂** im ersten Jahr der Einführung erreicht werden.

⁸ Für Kerosin werden neben den CO₂-Emissionen auch Non-CO₂-Effekte des Flugverkehrs entsprechend der Methodenkonvention des Umweltbundesamts (UBA 2018) berücksichtigt.

Abbildung 5: Treibhausgaseinsparungen im Wärme- und Verkehrssektor

Quelle: eigene Darstellung

Diese Emissionsminderung entspricht bei einem abgezinsten Schadenswert von 180 Euro/t CO₂ einer Umweltentlastung von CO₂ im Wert von ca. 4,5 Mrd. Euro. Auf Grundlage des nicht abgezinsten Schadenswerts von 640 Euro/t CO₂ wird die **Umweltentlastung mit 16 Mrd. Euro** bewertet⁹.

Besonders stark sind die Auswirkungen im Flugverkehr durch die Einführung einer Kerosinsteuer bei gleichzeitiger Abschaffung der je Passagier erhobenen Luftverkehrsteuer und unter Anrechnung der Kostenbelastung für den Flugverkehr durch den EU-Emissionshandel. Im Ergebnis steigt der durchschnittliche Preis pro Personenkilometer auf den besteuerten Flügen um ca. **73%**¹⁰. Bei einer Preiselastizität von -0,35 sinkt die Flugnachfrage auf den besteuerten Flügen um knapp **18%**. Dies führt zu einer Emissionsminderung von mehr als **8 Mio. t** (CO₂-Äquivalente). Da bei weiten Flügen eine Beschränkung der Besteuerung auf den jeweils ersten Teil der Flugstrecken (bis 3.000 km) vorgesehen wird, fallen die Preiserhöhungen und die absoluten Emissionsminderungen geringer aus, als wenn der gesamte Flugverkehr einbezogen wäre.

Beim Benzinverbrauch ergibt sich ein Rückgang um knapp 4%, beim Diesel um 5%, bei den Heizstoffen um 7% (Erdgas) und 9% (Heizöl). Die Nachfrage sinkt somit weniger stark als beim Flugverkehr, u.a. da die Preiselastizitäten niedriger sind.

Tabelle 3: Auswirkungen Reformmodell in den Sektoren Wärme und Verkehr im ersten Jahr

	Erdgas	Heizöl	Benzin	Diesel	Kerosin
Preis Ausgangslage ct/kWh (incl. ggf. Energiesteuer)	6,53*	6,86*	16,35	13,38	11,54**
Preis mit CO ₂ -Preis ct/kWh	10,12*	11,85*	19,17	19,09	19,98**
Preiserhöhung (%)	+55%	+73%	+17%	+43%	+73%
Verbrauch Ausgangslage (PJ)**	1.228	725	693	1.398	317
Verbrauch mit CO ₂ -Preis (PJ)	1.137	661	666	1.328	261
Verbrauchsminderung (%)	-7%	-9%	-4%	-5%	-18%
CO ₂ Emission Ausgangslage (Mt)	68,7	53,7	50,7	103,5	46,5
Minderung der CO ₂ -Emissionen (Mt)	5,1	4,7	2,0	5,2	8,1
Änderung CO ₂ (%)	-7%	-9%	-4%	-5%	-18%
Gesellschaftlicher Allokationsvorteil (180 Euro/t) Mio. Euro	911	848	358	930	1.467
Gesellschaftlicher Allokationsvorteil (640 Euro/t) Mio. Euro	3.241	3.014	1.273	3.308	5.216

Quelle: eigene Berechnungen. Datengrundlagen: Prognos 2013, (BMW i 2019), (Held 2017) (Statistisches Bundesamt 2019a)*Preis für private Haushalte (inkl. MWSt.). Für GHD abzgl. MWSt. (hier nicht dargestellt) **durchschnittlicher Flugticketpreis, umgerechnet auf ct/kWh Kerosin. Es handelt sich um den im Reformmodell steuerpflichtigen Verbrauch. Bei Heizstoffen: Verbrauch der privaten Haushalte und GHD, ohne Industrie. Bei Kraftstoffen: Gesamtverbrauch (inkl. Diesel für Lkw), Flugverkehr: anteiliger (besteuerter) Verbrauch bis 3.000 km.

⁹ Sonstige Minderungen der Umweltauswirkungen insbesondere als Folge von weniger Autoverkehr (Straßenlärm, Staub, NO_x, induzierte Ozonbildung und Gesundheitsschäden, Unfallgefahren, auch weniger Staus) kommen noch dazu, und auch etwaige Gesundheitsvorteile als Folge des Ersatzes von Autofahrten durch Fuß- und Radwege sind nicht beziffert worden.

¹⁰ Dies ist ein Durchschnittswert aus den voll besteuerten deutschen und innereuropäischen Strecken und den im Verhältnis zum Kerosinverbrauch weniger hoch besteuerten längeren Flügen.

3.2.2 Methodische Erläuterungen

Da die Abschätzung für das erste Jahr der Wirksamkeit der CO₂-Bepreisung erfolgt (berechnet mit Daten für das Jahr 2020), werden ausschließlich kurzfristige Mengenreaktionen dargestellt und entsprechende Elastizitäten verwendet (Tabelle 4). Verbräuche sind den BMWi Energiedaten entnommen (BMWi 2019). Dadurch erhält man eine Annäherung bzw. Größenordnung, welche Verbrauchsrückgänge kurzfristig nach dem angedachten Zeitpunkt der Preisänderung im Jahr 2020 zu erwarten sind. Mengenreaktionen werden nur für private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) berechnet. Für GHD wurde dabei vereinfacht unterstellt, dass keine Befreiungstatbestände bei staatlich regulierten Energiepreisbestandteilen greifen, so dass sich die Preise zu den privaten Haushalten nur hinsichtlich der Mehrwertsteuer unterscheiden.

Tabelle 4: Verwendete kurzfristige Elastizitäten

Sektor	Energieträger	Anwendungsfall	Preiselastizität kurzfristig
Haushalte	Erdgas	Raumwärme	-0,2
	Erdgas	Warmwasser	-0,05
	Heizöl	Raumwärme	-0,2
	Heizöl	Warmwasser	-0,05
GHD	Erdgas (Naturgas)	Raumwärme	-0,2
	Erdgas (Naturgas)	Prozesswärme	-0,1
	Heizöl leicht	Raumwärme	-0,2
	Heizöl leicht	Prozesswärme	-0,1
Verkehr	Benzin, Diesel (Pkw)	Transport	-0,25
	Diesel (Lkw)	Transport	-0,05
	Kerosin	Transport	-0,35

Quelle: eigene Darstellung nach Prognos 2013, DIW 2019, Held 2017

Es sind folgende weitere Hinweise zu beachten:

- Für die (energieintensive) Industrie wird vereinfacht angenommen, dass keine Mengenreaktionen auftreten, da für sie geltende Steuersätze und Ausnahmen im Energiesteuerrecht fortbestehen. Entsprechend wurden bei der Ermittlung der staatlichen Einnahmen der industrielle Energieverbrauch bzw. deren Emissionen nicht berücksichtigt. Dies ist hier als pragmatischer Ansatz für die Gutachtererstellung gewählt worden und nicht als Empfehlung gegen jegliche Änderungen bei der Industrieentlastung bzw. Energiebesteuerung der Industrie zu verstehen.
- Der Lenkungseffekt wird nur aufgrund von prozentualen Preisänderungen abgeschätzt, ohne Betrachtung weiterer Einflussfaktoren, die Einfluss auf die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nehmen könnten. Möglicherweise auftretende Rebound-Effekte durch höhere Einkommen aufgrund der Mittelverwendung (Kapitel 5) sind nicht berücksichtigt. Diese dürften jedoch eher gering sein: Das Preisniveau nimmt zu. Nachdem die (kurzfristigen) Preis-Mengen-Reaktionen relativ schwach sind, jeweils prozentual geringer als die Energiepreissteigerung, nehmen die Haushaltsausgaben für diese Energien zu. Die Haushalte müssten daher – gäbe es keine Entlastung durch die Mittelverwendung oder können sie das nicht durch weniger Ersparnisbildung ausgleichen – auch andere Konsumausgaben ein wenig reduzieren. Führt die Mittelverwendung des Staates nun wieder zu zusätzlichen Einnahmen der Haushalte, werden sie diese voraussichtlich nur zu einem kleineren Anteil für zusätzliche Energieausgaben verwenden und vorrangig die – für den Fall fehlender Mittelrückgabe erforderliche – Reduzierung anderer Ausgaben unterlassen. Schließlich haben sich die Preisverhältnisse zwischen Energie und anderen Konsumoptionen verändert. Größere Rebound-Effekte kämen eher als Folge kostensenkender Investitionen in Betracht.
- Auswirkungen der Preissteigerung bei einem Energieträger auf den Verbrauch anderer Energieträger, wie sie durch die Kreuzpreiselastizität ausgedrückt werden, wurden nicht berücksichtigt. Dies ist in der kurzfristigen Sicht deshalb berechtigt, weil Haushalte und GHD-Kleinverbraucher jeweils für einen bestimmten Verwendungszweck normalerweise nur einen Energieträger nutzen (können), z.B. nicht innerhalb kurzer Zeit von Heizöl auf Erdgas oder von Erdgas auf Stromheizung oder auf solare Warmwassererzeugung wechseln können. Zudem erhöhen sich fast alle Energiepreise, und dadurch gibt es weniger Anreiz zu einem Wechsel als beim

Preisanstieg nur einer einzigen Energieform. Relativ häufig sind noch Haushalte, die sowohl ein Benzin- und ein Dieselauto besitzen. Soweit das Auto mit Dieselmotor sparsamer fährt und bisher häufiger genutzt wurde, so ändert sich diese Rangfolge durch die reduzierte Preisdifferenz beider Treibstoffe nicht.

- Seltener genutzte Treibstoffe wie Autogas und Brennstoffe wie Flüssiggas sind zur Vereinfachung nicht betrachtet worden, und bei einem entsprechenden Preisanstieg kämen auch dort gewisse Steuereinnahmen und Emissionsminderungen zustande. In der Praxis wäre das unverzichtbar, um einen stärkeren Energieträgerwechsel zu diesen Brennstoffen zu vermeiden.
- Die Zeitspanne der kurzfristigen Preiselastizitäten ist in der ökonomischen Literatur nicht exakt definiert. Soweit Verbraucherreaktionen lediglich durch zwei Werte für kurzfristige und für langfristige Elastizitäten beschrieben werden, wird davon ausgegangen, dass innerhalb eines Zeitraums von Monaten bis wenigen Jahren die kurzfristigen Elastizitäten, bei längerer Dauer seit der Preiserhöhung die langfristigen Elastizitäten greifen (DIW 2019). Natürlich stellt das eine Vereinfachung dar, da sich eher ein sukzessiver Übergang einstellt und ein Teil der langfristigen Anpassungsreaktionen auch kurzfristig zustande kommt bzw. dort, wo sich ohnehin ein Anlass zu Investitionen ergibt. Im Folgenden wird angenommen, dass die von der kurzfristigen Preiselastizität beschriebenen Reaktionen unmittelbar geschehen und somit für 2020 in voller Höhe angerechnet werden können. Dabei wird von einer Einführung zum 1. Januar 2020 ausgegangen. Für die nachfolgende Abschätzung bedeutet dies, dass die Mengeneffekte überschätzt sein können, bzw. erst etwas später eintreten würden. In der längeren Frist werden dann jedoch auch Investitionen getätigt, so dass die Lenkungswirkung eines einmaligen Preisschritts zunimmt.
- Andererseits könnten die nachfolgend berechneten kurzfristigen Effekte auch unterschätzt sein. Denn neben dem Zeitraum hängen Preiselastizitäten von einer Reihe von weiteren Faktoren ab, z.B. regionale Unterschiede, Einkommen, das Einstiegspreisniveau sowie die Höhe der Preisänderung. Je höher der Preis des Energieträgers bereits ist, desto höher sind die beobachteten Elastizitäten. Je stärker der Preisanstieg, desto elastischer die Nachfrage (NREL 2006; BFE et al. 2010, HWWI 2007).
- Bei der Berechnung werden isoelastische Nachfragekurven angenommen. Denn für die hier auftretenden großen Preisänderungen erscheint eine Linearisierung der Nachfrage nicht mehr hinreichend genau (vgl. dazu auch (Prognos 2013)). Die Preiselastizität ist definiert als das Verhältnis der Nachfrageänderung (im Verhältnis zur Nachfragemenge) auf eine inkrementelle Preisänderung (im Verhältnis zum Preis). Führt z.B. eine Preiserhöhung um 1% zu einer Reduzierung der Nachfragemenge um 0,2 %, dann beträgt die Elastizität -0,2%. Preiselastizitäten konnten aus Nachfrageänderungen bei Preisänderungen in der Vergangenheit ermittelt werden, bei verschiedensten Gütern und Dienstleistungen, und somit nun auch für die Prognose der Wirkung von Preisänderungen verwendet werden. Vergleicht man die Wirkungen einer bestimmten *absoluten* Preiszunahme bei unterschiedlichen Ausgangspreisen, so entspricht sie bei einem bereits zuvor hohen Preis einer geringeren relativen Preisänderung als bei niedrigerem Preis. Bei gleicher Elastizität hat das dann auch eine niedrigere relative Mengenänderung zur Folge. Diese relative Mengenänderung muss mit der Menge multipliziert werden; soweit die Menge bei dem hohen Ausgangspreis aber ohnehin schon niedrig war, ist die absolute Mengenreaktion erst recht niedriger. Wenn eine Preiserhöhung von 1% bei einer Preiselastizität von -0,2 zu einer Nachfrageminderung um 0,2% führt und eine um 10% zu 2% Verbrauchssenkung (mit sehr geringer Rundungsdifferenz), kann daher daraus z.B. nicht gefolgert werden, dass eine Preiserhöhung um 500% zu einer Senkung der Nachfrage auf null führt. Statt mit infinitesimalen Veränderungen wird hier vereinfacht mit 1%-Schritten gerechnet. Beispielsweise würde ein Preisanstieg um 100% wie die Abfolge von ca. siebzig Preisanstiegen um je 1% des vorigen Wertes betrachtet werden, das ergibt (analog zum Zinseszinsprinzip) bereits eine Preisverdoppelung. Entsprechend wird die Mengenreaktion mit der Reaktion auf 70 dieser Preisschritte modelliert, bei einer Preiselastizität von -0,2 also mit ca. 70 Reduktionen um je 0,2%; das ergäbe dann eine Mengenabsenkung um 13% auf 87% des Ausgangswerts (statt vielleicht erwarteten 20% Reduktion).

Für die Modellierung im **Flugverkehr** wurde folgender Ansatz gewählt:

- Grundlage ist der Verbrauch an Flugturbinenkraftstoff 2018 gemäß (BMW 2019). Es wird vereinfacht angenommen, dass dieser vollständig für den Passagierverkehr und dabei für alle Abflüge von deutschen Hauptverkehrsflughäfen verwendet wird.
- Der im Reformmodell besteuerte Verbrauch wurde auf Basis von Flugstrecken ermittelt. Dabei wird hilfsweise vereinfacht angenommen, dass der Verbrauch proportional zur Flugstrecke ist (Daten aus Statistisches Bundesamt 2019a). Einbezogen wurden Flüge von deutschen Hauptverkehrsflughäfen, und zwar alle innerdeutschen Flüge, alle innereuropäischen Abflüge sowie alle Abflüge auf Interkontinentalstrecken, wobei hier nur die Streckenanteile bis 3.000 km berücksichtigt wurden.

- Für den durchschnittlichen Flugpreis, umgerechnet auf ct/kWh (ohne Reform) wurden die Werte in (Held 2017) fortgeschrieben, d.h. die Inflation berücksichtigt.
- Der durchschnittliche Anteil der Luftverkehrsteuer am Flugpreis wurde ermittelt, indem das erwartete Aufkommen 2020 aus den bisher geltenden Steuersätzen (Bundesregierung 2019c) durch die durch die Luftverkehrssteuer besteuerten Flugstrecken (Personenkilometer, Pkm) geteilt wurde¹¹.
- Für die Verrechnung der EUAAs wurden analog zum Vorgehen in (Held 2017) mangels anderer verfügbarer Daten die in Deutschland verwalteten emissionshandlungspflichtigen Emissionen des Luftverkehrs (DEHSt 2019) mit einem angenommenen durchschnittlichen Zertifikatspreis pro Tonne CO₂ (25 Euro) multipliziert und dann durch die Verkehrsleistung des Flugverkehrs (gesamte Personenkilometer gemäß (Statistisches Bundesamt 2019a) geteilt.

Damit erhält man eine sinnvolle Abschätzung zur Höhe der Kostenbelastung des gesamten Flugverkehrs ab Deutschland, die letztlich für die Minderung des Flugverkehrs ausschlaggebend ist, auch wenn die genaue Verteilung auf verschiedene Strecken und Flugkategorien nicht getrennt bezifferbar ist. Annahme ist, dass die Fluggesellschaften die Kostenbelastung weitergeben und in Folge die Flugpläne im Verhältnis des Nachfragerückgangs reduzieren.

3.3 Fazit

Mit dem vorgeschlagenen Reformmodell würde – bei Einführung zum 1.1.2020 – das deutsche **Klimaschutzziel** von -40% gegenüber den Treibhausgasemissionen 1990 im Jahr 2020 **sicher erreicht**, die Lücke von etwa 60 Mio. t CO₂-Äquivalente (Agora Energiewende 2020) sicher geschlossen: Maßgeblich werden die Emissionsminderungen im Stromsektor erfolgen, wo gegenüber den Emissionen 2017 ein Rückgang von über **200 Mio. t** im Inland zu verzeichnen ist. Hier treten jedoch carbon leakage-Effekte auf, da Deutschland von Stromexporteur zum Stromimporteur wird. Abhängig vom Emissionsfaktor des importierten Stroms und der Löschung von Emissionszertifikaten fallen die Mehremissionen im Ausland unterschiedlich aus. Nach Abzug von induzierten Mehremissionen im Ausland bleibt eine Reduktion von etwa **120 Mio. t**. Diese kommen vor allem dadurch zustande, dass der Kohleeinsatz zur Stromerzeugung kaum noch wirtschaftlich ist. Bei mittleren Annahmen und ganzjähriger Wirkung reichen die Reaktionen in der Stromwirtschaft aus, um das Klimaschutzziel 2020 zu erreichen.

Im Wärme- und Verkehrssektor sind die Minderungen im ersten Jahr mit ca. **25 Mio. t** zunächst deutlich geringer. Hier ist jedoch zu beachten, dass in der Abschätzung für 2020 lediglich die kurzfristig möglichen Anpassungsreaktionen (z.B. Absenkung der Raumtemperatur, spritsparendes Autofahren etc.) berücksichtigt sind. Mittel- bis langfristig führt das starke CO₂-Preissignal zu Investitionen sowohl der privaten Haushalte als auch der Unternehmen: Gebäude werden gedämmt, Elektroautos gekauft etc., so dass die Minderungen in den Folgejahren bei dann nicht weiter veränderten CO₂- bzw. Energiepreisen deutlich höher ausfallen werden.

Die schon kurzfristig stärkere Emissionsminderung in der Stromerzeugung erklärt sich v.a. dadurch, dass ein CO₂-Preis im Stromsektor direkt wirksam wird, u.a. weil er direkt die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken beeinflusst und das Angebot am Strommarkt. Insbesondere ist dort als kurzfristig wirksame Reaktion eine Änderung der Auslastung von Kraftwerken mit unterschiedlichen Brennstoffen möglich. In den anderen Sektoren spielen andere Rahmenbedingungen eine größere Rolle. Weitergehende Anpassungen erfordern sowohl in der Stromerzeugung wie in den Verbrauchssektoren größere Veränderungen mit Vorlaufzeiten, benötigen Investitionen und die weitere Änderungsgeschwindigkeit ist durch Kapazitäten der Anbieter und Finanzmittel begrenzt.

Neben dem auf die gesamten Emissionen bezogenen Klimaschutzziel hat sich Deutschland weitere Energiewendeziele für 2020 gesetzt (vgl. FÖS 2015):

- **Minderung des Primärenergieverbrauchs** um 20% gegenüber 2008: die Zielerreichung verbessert sich ebenfalls durch weniger Umwandlungsverluste im Stromsektor und geringeren Verbrauch bei Wärme und Verkehr.
- **Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch** (18%): auch bei einer kurzfristig unveränderten Menge der erneuerbaren Energien erhöht sich der Prozentsatz infolge des absolut reduzierten Energieverbrauchs (der rechnerische Effekt ist hier geringer, weil der Effizienzgewinn bei der Stromerzeugung definitionsgemäß bei Bezug auf die Endenergie nicht betrachtet wird).
- Die Zielerreichung einer höheren **Energieeffizienz im Bezug zum Sozialprodukt** wird ebenfalls verbessert, weil die Energieumwandlungsverluste in Kraftwerken vermindert werden. Auf der europäischen Ebene gilt das

¹¹ Umrechnungsfaktor kWh/Pkm: 0,51 gemäß (Held 2017)

ebenso, soweit die im Ausland zusätzlichen Kraftwerke (häufig Gaskraftwerke) größere Wirkungsgrade haben als inländische, künftig weniger genutzte Kohlekraftwerke.

- Der Beschluss 406/2009/EG (Lastenteilungsentscheidung vom 23. April 2009, engl. **effort sharing decision**) verpflichtet Deutschland, die Treibhausgasemissionen in Wirtschaftssektoren, die nicht dem EU-Emissionshandel unterliegen, bis 2020 um 14% gegenüber den Emissionen im Jahr 2005 zu senken. Die Einhaltung dieser Verpflichtung würde vermutlich noch höhere Energiepreise (bzw. andere, ergänzende Maßnahmen) erforderlich machen. Strafzahlungen an die EU wegen gegenüber den Klimaschutzzielen zu starkem Beitrag zur Klimaschädigung ließen sich damit weitgehend vermeiden.

4 Aufkommens- und Preiswirkungen

4.1 Einnahmen für den Staatshaushalt

Die CO₂-Bepreisung führt zu Mehreinnahmen für den Staatshaushalt. Unter Berücksichtigung der Mengenreaktionen (siehe Kapitel 3) ergeben sich die in Tabelle 5 dargestellten zusätzlichen Einnahmen im Jahr 2020.

- Grundlage der Berechnungen für Wärme und Verkehr ist ein Steuermodul des FÖS auf Basis der durchschnittlichen Energiesteuerzahlungen nach Energieträgern. Dabei sind die geltenden Ausnahmeregelungen berücksichtigt.
- Zur Ermittlung der zusätzlichen Einnahmen werden die bisherigen durchschnittlichen Energiesteuern je Energieträger abgezogen.

Insgesamt werden im Jahr 2020 durch die CO₂-Bepreisung mehr als **53 Mrd. Euro** an zusätzlichen Einnahmen erzielt¹². Wird berücksichtigt, dass gewisse Verbrauchsreaktionen ggf. erst später eintreten, stellt dies eine eher konservative Schätzung dar. Dabei trägt der Verkehrssektor mit über der Hälfte der Einnahmen den größten Teil bei. Die Energiesteuereinnahmen aus dem Wärmesektor werden signifikant gesteigert. Die Einnahmen aus der Stromerzeugung sind dagegen vergleichsweise gering. Hier wirkt sich der starke Lenkungseffekt aus, der die CO₂-Emissionen stark sinken lässt (vgl. Kapitel 3.1).

Tabelle 5: Zusätzliche staatliche Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung (Mrd. Euro, 2020, ohne USt)

Sektor	Summe
Strom	3,4
Wärme	20,2
Verkehr (inkl. Flugverkehr)	30,0
Gesamt	53,6

Quelle : eigene Darstellung

Anmerkungen:

- Der Wegfall von Energiesteuern in bisheriger Höhe auf die eingesparten Verbrauchsmengen ist bei den zusätzlichen Einnahmen bereits berücksichtigt (abgezogen) worden.
- In der Übersicht nicht berücksichtigt sind Einnahmen aus der Umsatzsteuer auf die neu eingeführten bzw. höheren Energiesteuern von etwa 10 Mrd. Euro. Denn es wird vereinfacht angenommen, dass das für den Konsum verfügbare Einkommen der Haushalte nicht steigt und sich somit die Umsatzsteuereinnahmen des Staates in Summe nicht ändern¹³.
- Des Weiteren sind **Einnahmeausfälle im EKF** (Energie- und Klimafonds) durch geringere Auktionserlöse bei EUAs nicht berücksichtigt, wie sie entstehen sofern Deutschland die durch die nationale Maßnahme der CO₂-Bepreisung freigewordenen Zertifikate nicht mehr versteigert. Die Einnahmeausfälle würden sich derzeit bei einem angenommenen Rückgang von 200 Mio. t CO₂ und einem Preis von 25 Euro/EUA auf **5 Mrd. Euro** belaufen. Werden Mehremissionen im Ausland infolge des geänderten Stromhandelsaldos angerechnet, ergeben sich ca. **3 Mrd. Euro** Einnahmeausfälle.
- Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung im Stromsektor sind wegen der sehr geringen Kohleverstromung nach der Reform niedrig. Es ist möglich, dass in Jahren nach 2020 infolge der Abschaltung weiterer Kernkraftwerke vorübergehend wieder mehr Strom wirtschaftlich mit Kohle hergestellt werden kann und damit zeitweilig höhere Einnahmen aus deren CO₂-Bepreisung entstehen. Diese Erwartung ist auch eine Begründung dafür, dass ein Teil der Kohlekapazität nicht sofort als nicht mehr wirtschaftlich aus dem Markt geht, sondern diese im modellierten Jahr 2020 noch preissenkend im Marktgeschehen wirkt.

¹² Bei einer Einführung zu einem späteren Zeitpunkt als den 1.1.2020 verringern sich die Einnahmen, die für das Jahr 2020 erwartet werden können.

¹³ Dies ist eine vereinfachte Annahme, da ein Teil der vorgesehenen Mittelverwendung durchaus einkommenserhöhende Effekte hat (siehe Kapitel 5). Dies sind aber im Wesentlichen nominelle Einkommenssteigerungen, keine realen, soweit sie hauptsächlich die Preissteigerung bei Energie und den energieintensiven Flugreisekosten ausgleichen.

- Die Steuerbelastung auf die Kohleverstromung erhöht generell die Marktpreise von Strom und wird damit indirekt von allen Stromverbrauchern getragen, soweit nicht eine besondere Entlastung zum Tragen kommt. Die Ausgaben für den gesamten Stromverbrauch (auf Basis der Strommarktpreise) nehmen daher stärker zu als die o.a. 3,39 Mrd. Euro. In der nachfolgenden Betrachtung der Be- und Entlastung der Haushalte ist daher die gesamte Preisänderung berücksichtigt worden.

Durch die Reform werden weitere positive Einnahmefeffekte für den Staatshaushalt erzielt, die hier nicht weiter untersucht werden:

- Mehreinnahmen im öffentlichen Verkehr durch Verlagerungseffekt vom motorisierten Individualverkehr zum ÖPNV. Diese reduzieren den Zuschussbedarf der öffentlichen Hand.
- Induzierte Einkommen (z.B. Handwerkerleistungen in Form von Energiesparmaßnahmen) bzw. Käufe und dadurch entstehende Steuereinnahmen.

4.2 Energieausgaben von Haushalten bei Umsetzung der Reform

Durch die CO₂-Bepreisung entstehen privaten Haushalten zunächst **Mehrausgaben für Heiz- und Kraftstoffe sowie bei Strom**. Für ein Gesamtbild der Belastungswirkungen auf Haushalte müssen die vorgesehenen Entlastungen (siehe Kapitel 5) berücksichtigt werden. Dies erfolgt im Kapitel 6 anhand typisierter Haushalte. Im Folgenden werden in diesem Abschnitt lediglich die Auswirkungen bei den **Energieausgaben** für das Jahr 2020, **differenziert nach Haushaltsgröße und Einkommen** dargestellt.

Über alle Haushaltsgrößen und Einkommen hinweg übersteigen die zusätzlichen Ausgaben für Heizstoffe diejenigen für Kraftstoffe (Benzin und Diesel). Dies ist in erster Linie auf den stärkeren Verbrauch an Heizstoffen zurückzuführen, dazu kommt der geringere Preisanstieg bei Kraftstoffen. Nimmt man jedoch die Ausgaben für Flüge hinzu, so übersteigen bei den mittleren bis höheren Einkommensgruppen die zusätzlichen Ausgaben für Mobilität die für Wärme. **Für alle Haushaltsgrößen zeigt sich, dass die zusätzlichen Energieausgaben mit dem Einkommen deutlich zunehmen.** Ein durchschnittlicher Singlehaushalt in der Gruppe der 20% reichsten Einpersonenhaushalte zahlt fünf Mal so viel wie ein Singlehaushalt aus den ärmsten 20%. Mit zunehmender Haushaltsgröße schwächt sich der Effekt ab. Bei einer vierköpfigen Familie beträgt das Verhältnis etwa 2,3 zu 1. Allerdings unterscheiden sich auch die Einkommen der Singlehaushalte stärker. Im **Verhältnis zu den heutigen Energieausgaben reichere Haushalte nach der Reform mehr aus als ärmere:** im ersten Quintil erhöhen sich die Energieausgaben um 16 bis 19%, abhängig von der Haushaltsgröße, im fünften Quintil dagegen zwischen 22 und 25% (vgl. Tabelle 6). Dies lässt sich dadurch erklären, dass einkommensschwache Haushalte in der Regel einen kleineren CO₂-Fußabdruck als Besserverdiener haben. Sie tragen somit weniger zum CO₂-Ausstoß bei. Denn der Energieverbrauch korreliert in vielen Bereichen positiv mit dem Einkommen. Dies gilt insbesondere für die Bereiche Heizung, Kühlen/ Gefrieren, Kochen und Geschirrspülen, Beleuchtung, Alltagsmobilität sowie Urlaubsreisen (Silke Kleinhüchelkotten u. a. 2016). Der Motorisierungsgrad und die Wohnflächen sind bei geringen Einkommen kleiner (vgl. Thomas/Flues 2015). Nach Energieträgern betrachtet steigen die Verbräuche bei Heiz- und Kraftstoffen mit steigenden Einkommen stärker als bei Strom (vgl. Held 2019). Die Konzentration der Mehrbelastung auf die Energien, deren Verbrauch mit dem Einkommen zunimmt, bei leicht reduzierter Gesamtbelastung des Stromverbrauchs, der weniger mit dem Einkommen zunimmt, hat also einen egalisierenden Charakter.

Tabelle 6: Belastung der Haushalte nach Einkommen und Haushaltsgröße (Euro/a)

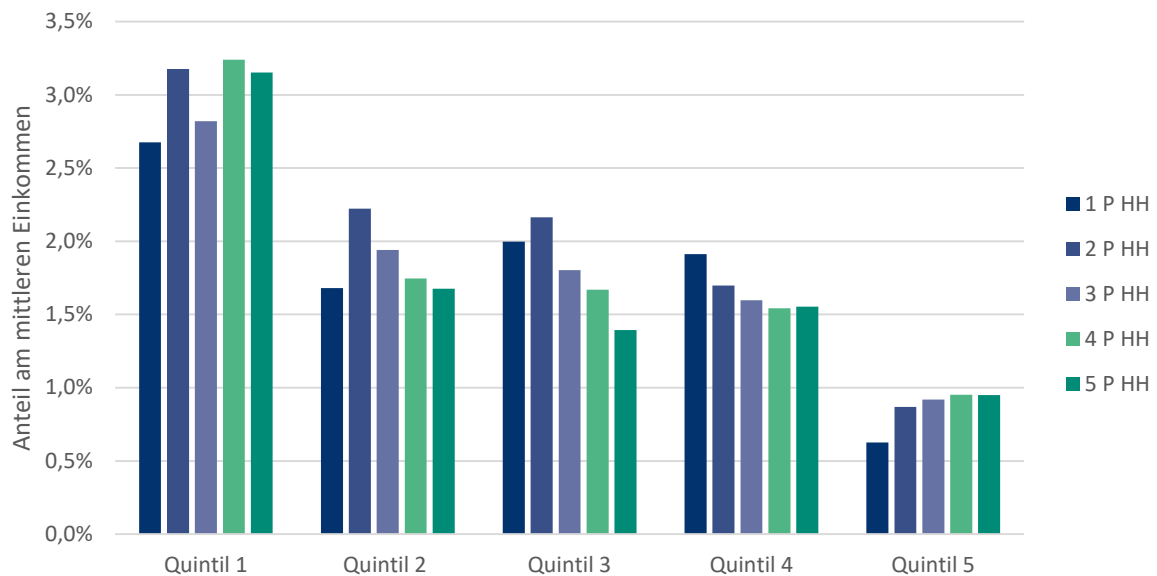
	Alle Werte in Euro/Jahr	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
1 P HH	Einkommen (Grenzwert)	11.292	16.104	21.636	29.904	(216.000)
	Einkommen (Mittelwert)	(5.646)	13.698	18.870	25.770	(122.952)
	Belastung	151	230	377	493	769
	Mehrausgaben ggü. heutigen Ausgaben für Energie	16%	19%	22%	22%	25%
	Anteil am (mittleren) Einkommen	2,7%	1,7%	2,0%	1,9%	0,6%
2 P HH	Einkommen (Grenzwert)	23.052	31.404	40.668	69.192	(216.000)
	Einkommen (Mittelwert)	(11.526)	27.228	36.036	54.930	(142.596)
	Belastung	366	605	780	933	1.239
	Mehrausgaben ggü. heutigen Ausgaben für Energie	19%	21%	23%	23%	25%
	Anteil am (mittleren) Einkommen	3,2%	2,2%	2,2%	1,7%	0,9%
3 P HH	Einkommen (Grenzwert)	30.936	42.276	53.088	69.192	(216.000)
	Einkommen (Mittelwert)	(15.468)	36.606	47.682	61.140	(142.596)
	Belastung	436	710	860	977	1.310
	Mehrausgaben ggü. heutigen Ausgaben für Energie	17%	20%	20%	21%	23%
	Anteil am (mittleren) Einkommen	2,8%	1,9%	1,8%	1,6%	0,9%
4 P HH	Einkommen (Grenzwert)	39.396	51.144	62.244	78.108	(216.000)
	Einkommen (Mittelwert)	(19.698)	45.270	56.694	70.176	(147.054)
	Belastung	638	790	946	1.082	1.399
	Mehrausgaben ggü. heutigen Ausgaben für Energie	19%	19%	20%	21%	23%
	Anteil am (mittleren) Einkommen	3,2%	1,7%	1,7%	1,5%	1,0%
5 P HH	Einkommen (Grenzwert)	43.512	56.208	67.992	87.432	(216.000)
	Einkommen (Mittelwert)	(21.756)	49.860	62.100	77.712	(151.716)
	Belastung	686	836	865	1.207	1.440
	Mehrausgaben ggü. heutigen Ausgaben für Energie	19%	19%	18%	21%	22%
	Anteil am (mittleren) Einkommen	3,2%	1,7%	1,4%	1,6%	0,9%

Quelle: eigene Darstellung. Die Zahlen der „Belastung“ sind bereits um die Entlastung bei EEG-Umlage und Stromsteuer gemindert. Die Entlastung bei anderen Abgaben ist hier nicht einberechnet. Sie hängt u.a. von der Art der Einkommenserzielung ab und wird weiter unten für exemplarische Haushalte dargestellt. Das „Einkommen“ ist jeweils als Haushaltsnettoeinkommen für die Mitte des Quintils angegeben. Die Ergebnisse im ersten und fünften Quintil sind aufgrund der Spannweiten (0 Euro als untere Einkommensgrenze im ersten Quintil, 216.000 Euro im fünften Quintil) nur bedingt aussagekräftig.

Im Verhältnis zum Einkommen geben ärmere Haushalte einen größeren Teil für Energieverbrauch aus, da der Energieverbrauch nicht proportional mit dem Einkommen ansteigt. Das bleibt auch bei Umsetzung der Reform so. Das gilt indes ähnlich für die meisten Konsumausgaben, da die Konsumquote bei niedrigen Einkommen höher ist, während Haushalte mit höherem Einkommen einen größeren Teil des Einkommens sparen¹⁴.

Es zeigt sich jedoch, dass die **zusätzlichen Belastungen** im Verhältnis zum Nettoeinkommen durch die Reform durchweg **im niedrigen einstelligen Prozentbereich** liegen (bis max. 3,2%). Da ärmere Haushalte einen größeren Teil ihres Einkommens für Energie aufwenden, wirkt sich auch die zusätzliche Belastung anteilig stärker auf das Haushaltseinkommen aus (Abbildung 6). In den mittleren Einkommensgruppen sinken die Anteile tendenziell mit zunehmender Haushaltsgröße.

Abbildung 6: Belastung der Haushalte nach Einkommen und Haushaltsgröße (% des mittleren Einkommens)



Quelle: eigene Darstellung.

Anmerkungen:

- Die Energieausgaben sind einer Sonderauswertung der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (Statistisches Bundesamt 2018) nach Haushaltsgröße und Einkommensquintilen entnommen und auf das aktuelle Bezugsjahr (2018) fortgeschrieben.
- Die Lenkungswirkung der CO₂-Bepreisung ist dabei berücksichtigt, d.h. Grundlage ist der erwartete Verbrauch von Heiz- und Kraftstoffen nach der Reform auf Basis der energieträgerspezifischen Preiselastizitäten aus Kapitel 3, die einheitlich für alle Einkommensquintile angenommen wurden. Für Strom wird ein unveränderter Verbrauch unterstellt.
- Beim Strompreis wurde die vorgesehene Entlastung bei der Stromsteuer um 1,025 ct/kWh (siehe Kapitel 5.1) sowie der saldierte Effekt aus Erhöhung des Börsenstrompreises und Reduzierung der Differenzkosten bei der EEG-Umlage (im Saldo der beiden Effekte +0,46 ct/kWh, siehe Gutachten (Energy Brainpool 2019)) berücksichtigt, insgesamt also eine Strompreissenkung um 0,565 ct/kWh.
- Beim Flugverkehr wurden die Ausgaben für Flugreisen und Pauschalreisen aus der EVS 2008 (Becker 2014) inflationsangepasst auf das Bezugsjahr 2018 fortgeschrieben. Entsprechend der Methodik in (Held 2017) wurde für Pauschalreisen angenommen, dass 1/3 der Ausgaben für die Flüge getätigt werden¹⁵. Im Reformmodell steigen die Flugkosten nur auf den in die Besteuerung einbezogenen Flugstrecken an (s. Kapitel 3.2). Hier

¹⁴ Gespart wird unter anderem zur Altersvorsorge, also für Zeiten, in denen oft dieselben Personen zu den Haushalten mit niedrigerem Einkommen gehören werden.

¹⁵ Für die Abschätzung der Verteilungsfolgen einer Kerosinsteuer mussten die Ausgaben für den Flugverkehr den verschiedenen Haushaltsgruppen zugeordnet werden. Die Verbrauchsstatistik erfasst einerseits Ausgaben für Flüge, andererseits Ausgaben für Pauschalreisen, in denen oft Flüge anteilig enthalten sind. Für die Zuordnung der zusätzlichen

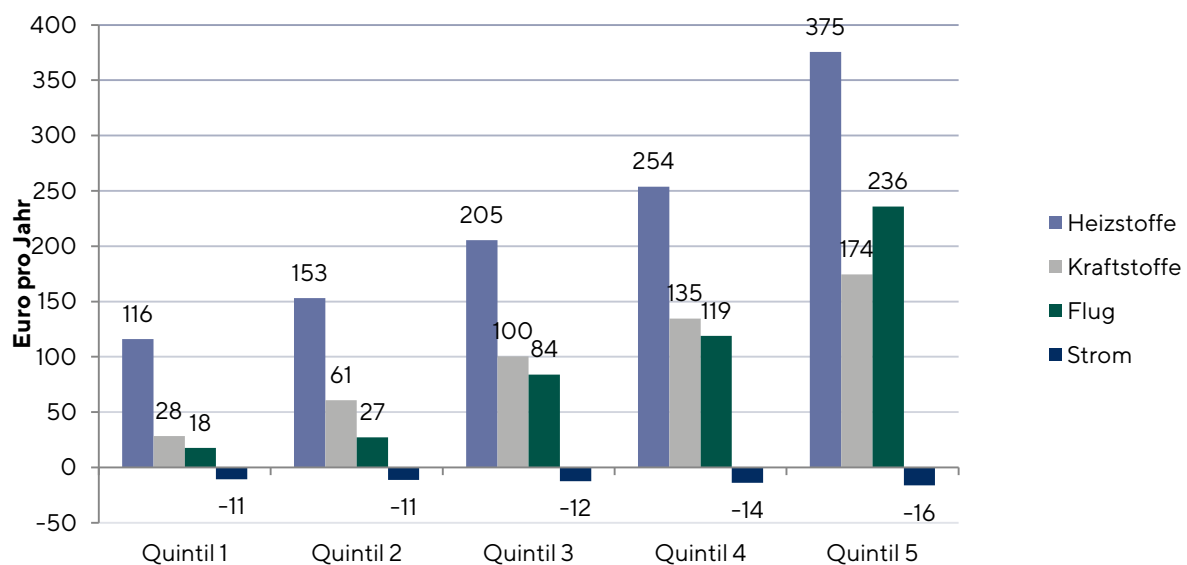
konnte kein mit vertretbarem Aufwand darstellbarer Weg gefunden werden, in den Berechnungen der Belastungswirkungen zu berücksichtigen, dass Haushaltsgruppen unterschiedliche Teile ihrer Flugausgaben für kurze und für längere Flüge bzw. Rückflüge bestreiten und diese sich also unterschiedlich erhöhen. Insofern sind die zusätzlichen Ausgaben für Flüge überschätzt, da die (nicht besteuerten) Anteile nicht herausgerechnet worden sind.

- Die Durchschnittswerte innerhalb einer Haushaltsgruppe kommen insbesondere im Verkehr durch eine Mischung aus Haushalten mit den entsprechenden Ausgaben und ohne derartige Ausgaben zustande. Wenn z.B. Single-Haushalte im untersten Quintil im Durchschnitt mit einem bestimmten Eurobetrag an Mehrausgaben für Autokraftstoffe und für Flüge belastet werden, so beruht das auf einer Mehrzahl von Haushalten ohne derartige Ausgaben und einer Minderheit mit höheren Ausgaben. Insofern sind die Zahlen weder für Haushalte mit noch für Haushalte ohne Auto repräsentativ. In diesem Fall wären null Mehrausgaben für Kraftstoffe und Flüge die häufigste Situation. Umgekehrt unterscheiden sich die mittleren Kraftstoffausgaben in Haushaltstypen mit hoher Autobesitzquote (z.B. Mehrpersonenhaushalte der obersten Einkommensgruppe) prozentual nicht stark von den Kraftstoffausgaben derjenigen mit Auto, da sich die wenigen in dieser Gruppe vorkommenden Haushalte ohne eigenes Auto zahlenmäßig wenig auswirken – bei ihnen selbst ist der Unterschied aber groß.

Die nachfolgenden Kapitel zeigen die detaillierten Ergebnisse nach Haushaltsgröße und Einkommen.

4.2.1 Singlehaushalte

Abbildung 7: Saldo Energieausgaben jährlich (Eiersonenhaushalte)



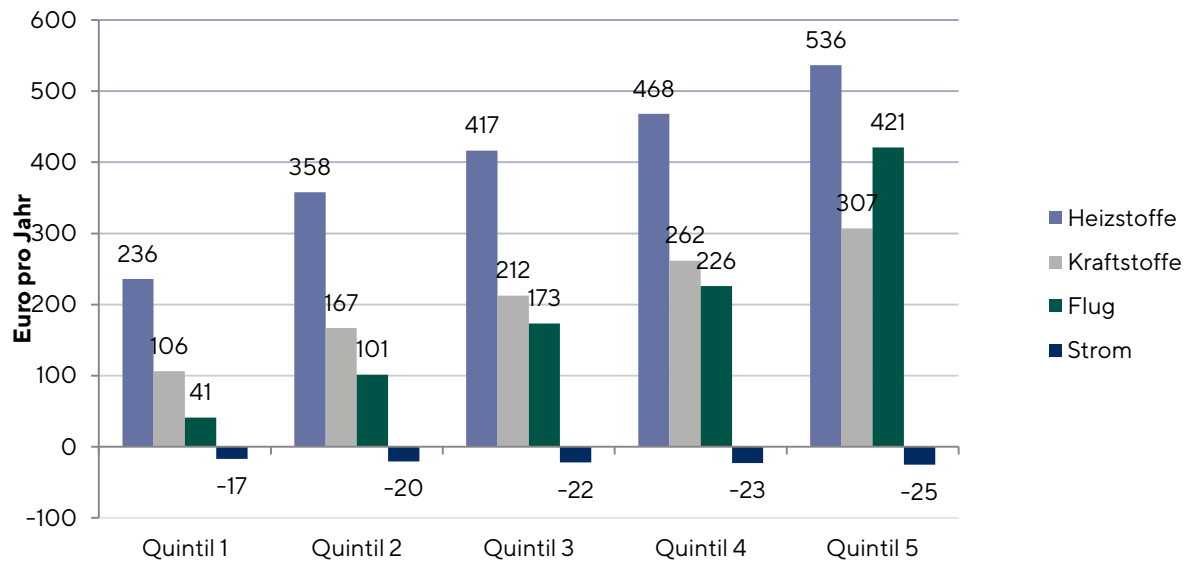
Quelle: eigene Darstellung

- Die zusätzlichen Ausgaben für Heiz- und Kraftstoffe sowie Flüge steigen von 162 Euro/a im ersten Quintil auf 785 Euro/a im fünften Quintil.
- Die Einsparungen beim Strom steigen dagegen nur leicht von 11 Euro/a im ersten Quintil auf 16 Euro/a im fünften Quintil.

Reisekosten – nicht für diese Summe – wurde ein Prozentsatz der Pauschalreiseausgaben herangezogen. In Pauschalreisen der oberen Einkommensgruppen werden einerseits im Schnitt höhere Hotelkategorien gebucht, andererseits aber auch entferntere Ziele angefliegen und weniger auf preiswerte Flugtermine geachtet, so dass dies eine plausible Näherung darstellt.

4.2.2 Zweipersonenhaushalte

Abbildung 8: Saldo Energieausgaben jährlich (Zweipersonenhaushalte)

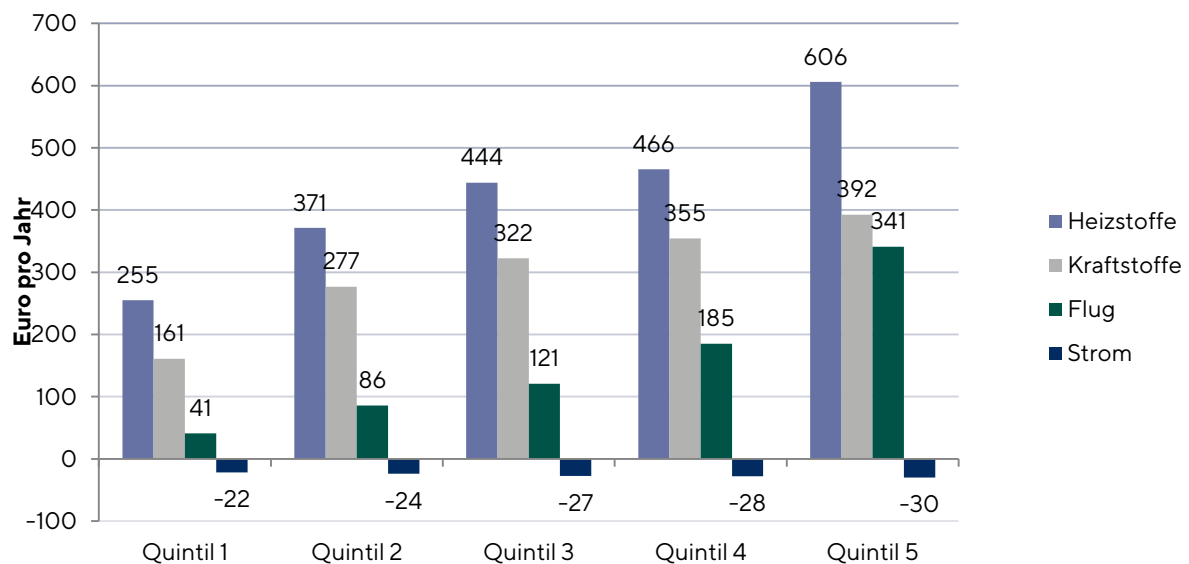


Quelle: eigene Darstellung

- Die zusätzlichen Ausgaben für Heiz- und Kraftstoffe sowie Flüge steigen von 383 Euro/a im ersten Quintil auf 1.264 Euro/a im fünften Quintil.
- Die Einsparungen beim Strom steigen nur leicht von 17 Euro/a im ersten Quintil auf 25 Euro/a im fünften Quintil.

4.2.3 Dreipersonenhaushalte

Abbildung 9: Saldo Energieausgaben jährlich (Dreipersonenhaushalte)

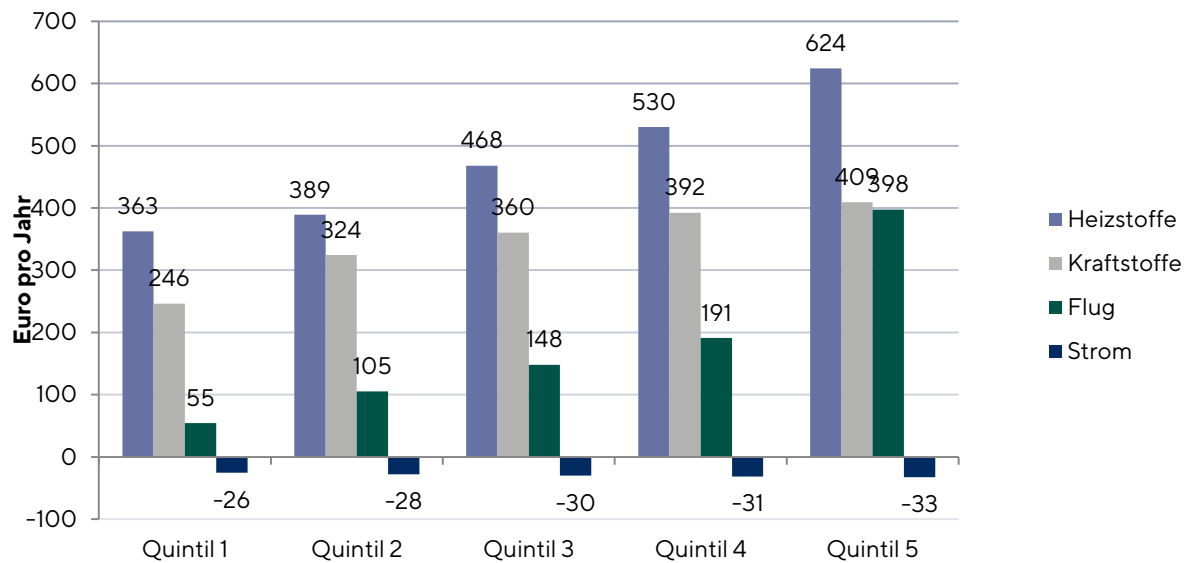


Quelle: eigene Darstellung

- Die zusätzlichen Ausgaben für Heiz- und Kraftstoffe sowie Flüge steigen von 457 Euro/a im ersten Quintil auf 1.339 Euro/a im fünften Quintil.
- Die Einsparungen beim Strom steigen nur leicht von 22 Euro/a im ersten Quintil auf 30 Euro/a im fünften Quintil.

4.2.4 Vierpersonenhaushalte

Abbildung 10: Saldo Energieausgaben jährlich (Vierpersonenhaushalte)

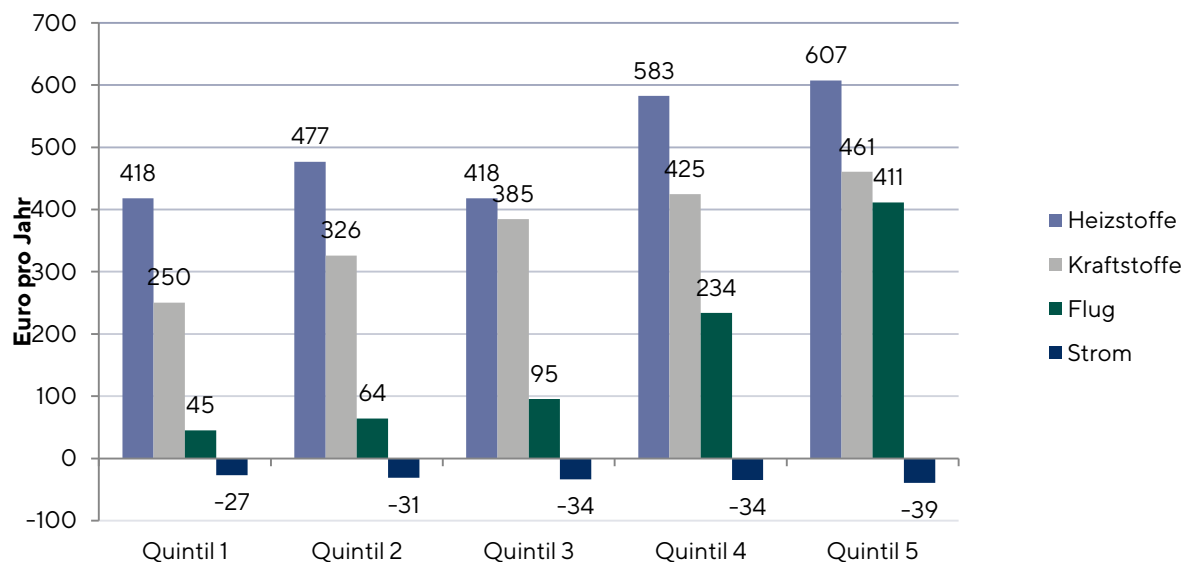


Quelle: eigene Darstellung

- Die zusätzlichen Ausgaben für Heiz- und Kraftstoffe sowie Flüge steigen von 664 Euro/a im ersten Quintil auf 1.431 Euro/a im fünften Quintil.
- Die Einsparungen beim Strom steigen nur leicht von 26 Euro/a im ersten Quintil auf 33 Euro/a im fünften Quintil.

4.2.5 Haushalte mit 5 oder mehr Personen

Abbildung 11: Saldo Energieausgaben jährlich (Haushalte mit 5 oder mehr Personen)



Quelle: eigene Darstellung. Höhe des Öko-Bonus berechnet für 5 Haushaltsmitglieder.

- Die zusätzlichen Ausgaben für Heiz- und Kraftstoffe sowie Flüge steigen von 713 Euro/a im ersten Quintil auf 1.479 Euro/a im fünften Quintil.
- Die Einsparungen beim Strom steigen nur leicht von 27 Euro/a im ersten Quintil auf 39 Euro/a im fünften Quintil.

5 Mittelverwendung – Rückverteilung der Einnahmen

Das Reformmodell von Windland sieht eine in Summe belastungsneutrale CO₂-Bepreisung vor, d.h. der Staat soll damit keine Einnahmen erzielen, so dass mit den zusätzlichen Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung diverse Steuerausfälle durch Ersatz bzw. Absenkung von Steuern und Beiträgen an anderer Stelle finanziert werden. Daneben sollen bestimmte Sozialleistungen erhöht und Kompensationsmaßnahmen geschaffen werden. Zielsetzung bei der Auswahl der Entlastungskomponenten durch die Windland war es, auf bestimmte Steuern bzw. Steuerzuschläge ganz zu verzichten und insbesondere eine Entlastung bei regressiven Abgaben vorzunehmen. Im Gegensatz zu anderen Vorschlägen wird aber auf eine deutliche Umverteilungskomponente zu Gunsten von Grundeinkommensähnlichen Transferleistungen verzichtet. Infolge der Belastung des Luftverkehrs steigt die Belastung deutlich mit dem Einkommen, korrespondierend dazu sieht das Modell eine mit dem Einkommen steigende Entlastung vor.

Eine Übersicht der vorgesehenen Mittelverwendung, sortiert nach finanziellem Volumen, zeigt Tabelle 7.

Tabelle 7: Mittelverwendung im Reformmodell

Mittelverwendung	Mrd. Euro, 2020
Steuern und Abgaben	38,26
Absenkung Einkommensteuer*	18,04
Abschaffung Solidaritätszuschlag**	9,80
Absenkung Rundfunkbeitrag (66,67%)	5,34
Absenkung Stromsteuer	3,33
Streichung Luftverkehrsteuer	1,76
Sozialleistungen	9,89
Erhöhung Rente	5,14
Mobilitätzuschuss	1,97
Erhöhung Kindergeld (außerhalb SGB II)	1,54
Erhöhung ALG II & Sozialhilfe	1,24
„Puffer“	5,44

Quelle: eigene Darstellung. *Wert beruht auf Einkommensverteilung 2018 mit Steuersätzen 2020

**Wert für 2020 beruht auf um ein Jahr vorgezogener Teilabschaffung

Im Einzelnen handelt es sich um die nachfolgend dargestellten Komponenten.

5.1 Steuern und Abgaben

- **Steuersenkung in Höhe des Bundesanteils** von 42,5% in der **ersten Progressionsstufe** der **Einkommensteuer**. Dadurch sinkt der Eingangssteuersatz von derzeit 14% auf 8,05%, der Grenzsteuersatz am Ende der ersten Progressionsstufe von derzeit 23,97% auf 13,78%. Davon profitieren alle Steuerpflichtigen, deren Einkommen über dem Grundfreibetrag liegt. Für alle Steuerpflichtigen mit Einkommen oberhalb der ersten Progressionsstufe ergibt sich der gleiche Entlastungsbetrag von 413 Euro je Steuerzahler bzw. das Doppelte bei gemeinsamer Veranlagung. Das Entlastungsvolumen beträgt mehr als **18 Mrd. Euro**.
- Vorziehen der beschlossenen **Reform des Solidaritätszuschlags** auf 2020, d.h. Entlastung von ca. 90% der heutigen Zahler bereits ab 2020. Das zu finanzierende Volumen beträgt ca. **9,8 Mrd. Euro** (Bundesregierung 2019c) In den Folgejahren, in denen die Einnahmeausfälle aus der teilweisen Abschaffung bereits für den Bundeshaushalt eingeplant sind, soll mit der CO₂-Bepreisung der restliche Aufkommensanteil ersetzt werden, so dass der Solidaritätszuschlag ab 2021 vollständig abgeschafft werden kann und gegenfinanziert ist.
- **Absenkung des Rundfunkbeitrags** um 2/3 des Aufkommens. Die Höhe jedes Überweisungsbetrags für den Rundfunkbeitrag bleibt gleich, wird im Reformmodell jedoch nur noch quartalsweise anstelle monatlich eingezogen. Das zu finanzierende Volumen im Jahr 2020 beträgt ca. **5,34 Mrd. Euro**. Bei etwaigen Änderungen des Rundfunkbeitrags könnte sich die quartalsweise Zahlung der Haushalte entsprechend erhöhen, ohne dass die Höhe des Bundeszuschusses davon betroffen wäre.
- **Halbierung der Stromsteuer**: Die zusätzlichen Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung im Stromsektor sollen im Stromsektor verbleiben. Dadurch soll der Strompreis für stromsteuerpflichtige Endverbraucher um 1,025 ct/kWh sinken. Dafür werden 2020 ca. **3,3 Mrd. Euro** benötigt. In den Folgejahren bzw. bei Bestehen

weiterer Puffer könnte der Strompreis noch stärker abgesenkt werden. Neben der Senkung der Stromsteuer ergibt sich aus dem Reformmodell auch eine **Absenkung der EEG-Umlage** durch geringere EEG-Differenzkosten aufgrund höherer Börsenstrompreise (siehe (Energy Brainpool 2019).

Anstelle einer pauschalen Halbierung der Stromsteuer wäre auch eine variable Gestaltung von Strompreiskomponenten denkbar, mit der ebenfalls die gewünschte Entlastung von 3,3 Mrd. Euro innerhalb eines Jahres erreicht wird. Vorschläge dazu und deren Umsetzbarkeit wurden im Gutachten nicht weiter untersucht. Kerngedanke ist dabei, Abgaben und Umlagen (Stromsteuer und EEG-Umlage) auf Strom dann zu senken (bzw. auf einen Prozentsatz bzw. ein Vielfaches des Marktpreises zu kappen), wenn die Strompreise niedrig sind, d.h. in der Regel dann, wenn viel Energie aus Wind und Sonne im Markt ist. Denkbar wäre es auch, eine Stromsteuersenkung auf den EU-Mindestsatz von 0,05 ct/kWh nur für denjenigen Strom vorzunehmen, der aus erneuerbaren Energien stammt. Herausforderung ist dabei unter anderem der Umgang mit Importstrom. Die Stromsteuersenkung könnte auch im Verhältnis zur gezahlten EEG-Umlage erfolgen, bzw. für den Teil des bezogenen Stroms, der in dem Herkunftsnachweis als „EEG-Strom“ ausgewiesen wird.

- **Abschaffung Luftverkehrsteuer:** Wie erwähnt, soll im Gegenzug zur neu eingeführten Kerosinsteuer auf den ersten 3.000 km Flugstrecke die Luftverkehrsteuer vollständig ersetzt werden. Die voraussichtlichen Steuerausfälle (inkl. der beschlossenen Erhöhung der Luftverkehrsteuer aus dem Klimapaket) betragen im Jahr 2020 ca. **1,76 Mrd. Euro**.

5.2 Sozialleistungen

- Einführung eines **Mobilitätzuschusses:** In peripheren Räumen erhält jeder Erwerbstätige einen „Mobilitätzuschuss“ als Abzug von der Einkommensteuerschuld, dessen Höhe allerdings nicht von der tatsächlichen Fahrleistung bzw. Wegentfernung zur Arbeit abhängig ist, in Höhe von **240 Euro/a**. Diese Maßnahme dient somit vor allem insgesamt der Entlastung der peripheren Räume, wo im Durchschnitt größere Wegstrecken zurückgelegt werden, und trägt damit zum regionalen Ausgleich und zu besserer Akzeptanz von Preiserhöhungen bei den Kraftstoffen bei. Eine zielgenaue Kompensation für individuelle Härtefälle wird damit nicht gewährleistet oder intendiert, die auch wiederum Anreize zu größeren Fahrtstrecken schaffen könnte. Periphere Räume sind für die Abschätzung definiert als „kleinstädtischer, dörflicher Raum einer ländlichen Region“ entsprechend der regionalstatistischen Raumtypen (RegioStaR 7) Nr. 77 des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (s. BMVI 2018). Vom Mobilitätzuschuss profitieren bei dieser Definition etwa **8 Mio. Beschäftigte**, die eine Entlastung von knapp **2 Mrd. Euro** erhalten¹⁶.
- Im Bereich der bestehenden Sozialleistungen sind **pauschale Zulagen** bei **Renten** und erwachsenen **SGB II/ALG II-Empfängern** um **200 Euro/a** vorgesehen. Für **Kinder in der Grundsicherung** gibt es eine **Zulage** von **120 Euro/a**. Auch das **Kindergeld** wird um diesen Betrag erhöht¹⁷. Soweit in der Folgezeit reguläre Erhöhungen dieser Sozialleistungen anstehen – auch als Folge des erhöhten Preisniveaus und der durch die Entlastungen erhöhten Nettoeinkommen von Erwerbstätigen, auf deren Basis das Niveau der Sozialleistungen ermittelt wird – kann wieder eine Anrechnung dieser Beträge vorgenommen werden, um eine doppelte Erhöhung zu vermeiden.

5.3 Puffer, weitere Entlastungen, Härtefälle

Es bleibt ein rechnerischer Überschuss von 5,44 Mrd. Euro im Bundeshaushalt. Dies resultiert daraus, dass der Konzeption der Entlastungsmaßnahmen zwar erste Abschätzungen zu Grunde lagen, diese aber nach Vornahme der Berechnungen nicht mehr angepasst wurden. Dieser könnte u.a. als Puffer für Unsicherheiten verstanden werden, für zusätzliche Programme oder Gruppen-bezogene Entlastungsmaßnahmen (z.B. als soziale Komponente, für Gebietskörperschaften oder Industrieentlastungen) oder für individuelle Härtefälle verwendet werden.

¹⁶ Für die Abschätzung wurde angenommen, dass alle Beschäftigten den Mobilitätzuschuss in voller Höhe in Anspruch nehmen können, d.h. eine Steuerschuld von mind. 240 Euro/a aufweisen.

¹⁷ Für Kinder außerhalb der Grundsicherung.

6 Verteilungswirkungen

Der CO₂-Preis bzw. dessen Überwälzung führt bei den Endverbrauchern zunächst zu einer Mehrbelastung. Diese Mehrbelastung soll umweltfreundliches Verhalten anreizen. Die staatlichen Einnahmen werden dann verwendet, um die Verbraucher*innen an anderer Stelle zu entlasten. Die im Vorschlag der Windland vorgesehene Mittelverwendung ist im vorhergehenden Kapitel beschrieben. Die Gesamtwirkungen wurden anhand fünf typisierter Haushalte untersucht, wobei die in der jeweiligen Einkommensgruppe und Haushaltsgröße durchschnittlichen zusätzlichen Energieausgaben (siehe Kapitel 4.2) mit den Entlastungen verrechnet wurden. Es handelt sich dabei um folgende Fallgruppen:

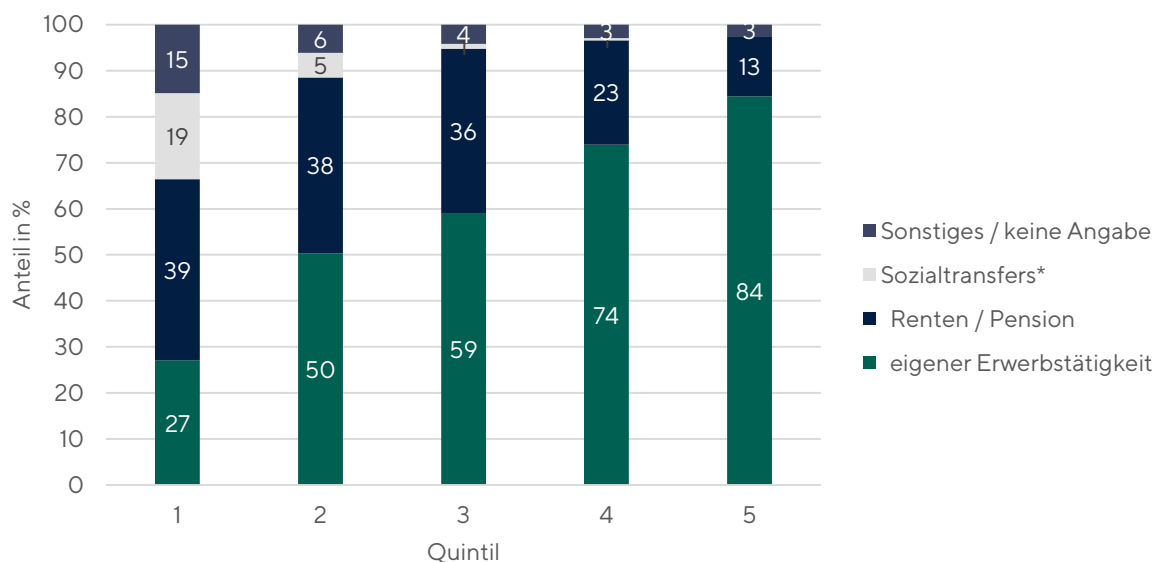
- Alleinerziehende(r) mit zwei Kindern als Transferempfänger(in) (1.Quintil der 3-Personen-Haushalte)
- Rentnerpaar unterhalb des Grundfreibetrags (2. Quintil der 2-Personen-Haushalte)
- Ein-Personen-Erwerbstätigenhaushalt (3. Quintil der 1-Personen-Haushalte)
- Familie mit zwei Kindern, beide Elternteile erwerbstätig (4. Quintil der 4-Personen-Haushalte)
- DINKS (Double Income No Kids), d.h. Paar ohne Kinder, beide erwerbstätig (5. Quintil der 2-Personen-Haushalte)

Für die Auswertung wurde neben (Statistisches Bundesamt 2018) eine weitere Sonderauswertung der EVS 2013 (Statistisches Bundesamt 2019b) herangezogen.

6.1 Exkurs: Sozialstruktur der Einkommensgruppen in der EVS

Die typisierten Haushalte wurden aus den sozioökonomischen Daten der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe abgeleitet. Abbildung 12 zeigt die Anteile der Einkommensquellen, aus denen die Haupteinkommensbezieher ihren überwiegenden Lebensunterhalt beziehen. Wie zu erwarten, zeigt sich, dass die eigene Erwerbstätigkeit in den höheren Einkommensquintilen dominiert, während Rentner in den unteren Einkommensgruppen stärker vertreten sind. Der Anteil der Haupteinkommensbezieher, die von Sozialtransfers abhängig sind, nimmt bereits vom ersten zum zweiten Quintil stark ab.

Abbildung 12: Haupteinkommensbezieher mit überwiegendem Lebensunterhalt aus ... (in %)



Quelle: eigene Darstellung, Grundlage Sonderauswertung der EVS 2013 (Statistisches Bundesamt 2019b) *Arbeitslosengeld II/ Sozialgeld/ Sozialhilfe/ Grundsicherung im Alter

Die detaillierte Aufgliederung nach Haushaltsgröße (Tabelle 8) bestätigt die Auswahl der typisierten Haushalte: so finden sich bei Dreipersonenhaushalten nur im ersten Quintil Haupteinkommensbezieher mit überwiegenden Transfereinkommen. Bei den 2-Personenhaushalten sind Rentner am häufigsten im zweiten Quintil vertreten. Bei den Einpersonenhaushalten nimmt die eigene Erwerbstätigkeit mit den Quintilen stetig zu, hier erscheint eine Ein-

ordnung in ein mittleres Einkommen (drittes Quintil) gerechtfertigt. Bei den Vierpersonenhaushalten ist eine Einordnung einer Familie mit zwei Erwerbstätigen im vierten Quintil ebenfalls plausibel, ebenso die Einordnung des Erwerbstätigenpaars ohne Kinder im fünften Quintil der Zweipersonenhaushalte.

Tabelle 8: Haupteinkommensbezieher, überwiegender Lebensunterhalt aus...(nach Haushaltsgröße, in%)

HH-Größe	Quintil	1	2	3	4	5
1	eigener Erwerbstätigkeit	14,4	38,6	52,4	61,6	66,2
	Renten / Pension	37,2	46	42	34,3	30,2
	Sozialtransfers*	29,1	7,4	1,9	0,7	
	Sonstiges / keine Angabe	19,3	8,0	3,7	3,4	3,6
2	eigener Erwerbstätigkeit	33,7	43,2	49	63,2	71,2
	Renten / Pension	35,5	51,2	46,9	33	25,3
	Sozialtransfers*	15,3	1,0			
	Sonstiges / keine Angabe	15,5	4,6	4,1	3,8	3,5
3	eigener Erwerbstätigkeit	63,4	87,1	89,7	91,6	91,3
	Renten / Pension	6,3	8,8	7,4	6,0	6,6
	Sozialtransfers*	17,1				
	Sonstiges / keine Angabe	13,2	4,1	2,9	2,4	2,1
4	eigener Erwerbstätigkeit	80,2	95,9	97,7	97	97,1
	Renten / Pension	3,4			2,1	
	Sozialtransfers*	10,4				
	Sonstiges / keine Angabe	6,0	4,1	2,3	0,9	2,9
5 und mehr	eigener Erwerbstätigkeit	74,9	96,7	96,9	96,8	96,7
	Renten / Pension					
	Sozialtransfers*	12,9				
	Sonstiges / keine Angabe	12,2	3,3	3,1	3,2	3,3

Quelle: eigene Darstellung nach (Statistisches Bundesamt 2019b). *Arbeitslosengeld II/ Sozialgeld/ Sozialhilfe/ Grundsicherung im Alter. Leer= keine Anteile oder keine Angabe aufgrund zu geringer Fallzahlen

6.2 Ergebnisse

Der Vorschlag der Windland führt bei den untersuchten Haushalten zu einer **Entlastung** mit Ausnahme des Rentnerpaars, das lediglich vom niedrigeren Rundfunkbeitrag und vom Rentenzuschlag profitiert. Auch dort ist der Saldo jedoch nahezu ausgeglichen. **Höhere Erwerbseinkommen werden** deutlich **stärker entlastet als niedrige**, da sich bei den Besserverdienern die Entlastungen beim Solidaritätszuschlag stärker auswirken. Im Verhältnis zum Einkommen werden die erwerbstätigen Singles am stärksten entlastet. Profitieren die Haushalte vom **Mobilitätszuschuss**, fallen die **Entlastungen** nochmals **höher** aus, soweit die Haushalte nur durchschnittliche Fahrtstrecken im bundesweiten Maßstab zurücklegen.

Tabelle 9: Gesamtwirkung Reformmodell auf typisierte Haushalte (Euro/a, 2020)

Haushaltstyp	Alleinerziehend zwei Kinder, Transfer (Q1 3P)	Rentnerpaar (Q2 2P)	Single, erwerbstätig (Q3 1P)	Eltern, beide erwerbstätig, 2 Kinder (Q4 4P)	DINKS (Q5 2P)
Nettoeinkommen	(15.468)	27.228	18.870	70.176	(142.596)
Belastungen					
Energieausgaben (saldiert)*	-436	-605	-377	-1.082	-1.239
Entlastungen					
Rundfunkbeitrag	140	140	140	140	140
Einkommensteuer	0	0	413	827	827
Solidaritätszuschlag	0	0	154	621	1.187
Mobilitätszuschuss**	0	0	240	480	480
ALG II & Sozialhilfe	440	0	0	0	0
Rente	0	400	0	0	0
Kindergeld	0	0	0	240	0
Summe kein peripherer Raum	580	540	707	1.828	2.154
Summe peripherer Raum	580	540	947	2.308	2.634
Saldo					
Gesamtwirkung kein peripherer Raum	144	-65	330	746	915
In % des Nettoeinkommens	0,9%	-0,2%	1,7%	1,1%	0,6%
Gesamtwirkung peripherer Raum***	144	-65	570	1.226	1.395

Quelle: eigene Darstellung. *bei einem Kostensatz von 180 Euro/t CO₂ **falls peripherer Raum

Einschränkungen und Hinweise:

- Die Entlastung bei EEG-Umlage und Stromsteuer ist in der Summe der Energieausgaben bereits berücksichtigt.
- Die unterschiedlich weiten Fahrtstrecken und deren Einfluss auf die Energieausgaben sind in diesen Zahlen nicht nach Raumtypen bzw. nach Erwerbstätigenhaushalten differenziert worden, da hierzu aus den Daten der EVS keine Angaben vorliegen.
- Die Energieausgaben sind für 25 Haushaltskonstellationen der EVS nach Personenzahl und Einkommensquintil ermittelt worden, aber innerhalb dieser nicht weiter differenziert. Sie stellen insofern immer durchschnittliche Werte dar. Abhängig vom individuellen Verbrauch der Haushalte können sich andere Gesamtwirkungen, ggf. sogar gegenteilige (d.h. im Saldo positive oder negative Effekte) ergeben. Für eine detaillierte Analyse müsste auf Primärdaten der EVS zurückgegriffen werden, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht zur Verfügung standen. Belastungen entstehen jedoch insbesondere bei Haushalten mit einem besonders energieintensiven bzw. CO₂-emittierendem Lebensstil, z.B. als Folge besonders vieler und weiter Flugreisen oder bei einem besonders großen und schlecht gedämmten Wohnhaus.

Es ist anzunehmen, dass in der Gesamtwirkung Belastungen vor allem bei niedrigeren Erwerbseinkommen auftreten können, die nicht von den vorgesehenen Erhöhungen bei den Sozialtransfers profitieren, aber bei Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag nicht oder nur vergleichsweise gering entlastet werden. Dazu gehören u.a. Haushalte mit geringen laufenden Einkommen unterhalb des Freibetrags der Einkommensteuer, aber mit einem für den Bezug von sozialen Hilfen zu großen Einkommen oder Vermögen, die ggf. nur durch die Übernahme des Rundfunkbeitrags im Umfang von 140 Euro pro Jahr entlastet werden. Dies wurde im Gutachten jedoch nicht weiter untersucht. Zudem erfolgt ein großer Teil des Energieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, für den im Reformmodell keine spezifische Kompensation vorgesehen ist. Insofern ist anzunehmen, dass Steuereinnahmen aus dem Sektor GHD einen Teil der Entlastungen bei den privaten Haushalten finanzieren. Sofern die betroffenen Branchen nicht im internationalen Wettbewerb stehen, können sie jedoch die Mehrkosten letztlich wieder auf die Verbraucher*innen abwälzen.

LITERATURVERZEICHNIS

Agora Energiewende (2018): Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr – Optionen für eine aufkommensneutrale CO₂-Bepreisung von Energieerzeugung und Energieverbrauch. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/147_Reformvorschlag_Umlagen-Steuern_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 21.5.2019.

Agora Energiewende (2020): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 29.1.2020.

Becker, I. (2014): Einkommen, Konsum und Sparen nach Quintilen des Haushaltsnettoeinkommens – Ergebnisse der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2008.

BEE (2019): BEE-Konzeptpapier zur CO₂-Bepreisung. Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/201907_BEE-Konzeptpapier_CO2-Bepreisung.pdf. Letzter Zugriff am: 1.8.2019.

BFE/BAFU (Hrsg) (2010): Long term fuel price elasticity – Effects on mobility tool ownership and residential location choice. Abrufbar unter: http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CDMQF-jAB&url=http%3A%2F%2Fwww.bfe.admin.ch%2Fphp%2Fmodules%2Fpublikationen%2Fstream.php%3Fext-lang%3Den%26name%3Den_249487062.pdf%26endung%3DLong%2520term%2520fuel%2520price%2520elasticity%3A%2520Effects%2520on%2520mobility%2520tool%2520ownership%2520and%2520residential%2520location%2520choice&ei=I4uQU-GWF7CV7AaWhoCIDQ&usg=AFQjCNExEgia9F7Z64kG8bUOghStgtiTGw&bvm=bv.68235269,d.ZGU&cad=rja. Letzter Zugriff am: 5.6.2014.

BMVI (2018): Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR). Abrufbar unter: <https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html>. Letzter Zugriff am: 6.1.2020.

BMW i (2019): Energiedaten. Gesamtausgabe. Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Letzter Zugriff am: 20.12.2019.

Bundesregierung (2019a): Vermittlungsausschuss empfiehlt höheren Einstiegspreis: Grundlage für CO₂-Preis steht. Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508>. Letzter Zugriff am: 6.1.2020.

Bundesregierung (2019b): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Berlin.

Bundesregierung (2019c): Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2020. Abrufbar unter: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/118/1911800.pdf>. Letzter Zugriff am: 6.1.2020.

CO₂ Abgabe e.V. (2017): Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase? Für mehr Klimaschutz, weniger Bürokratie und sozial gerechtere Energiepreise. Abrufbar unter: https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2017/06/Diskussionspapier_CO2_Abgabe_Stand_2017_06_18.pdf. Letzter Zugriff am: 28.8.2017.

DEHSt (2019): Treibhausgasemissionen 2018. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2018). Abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff am: 22.8.2019.

Deutschlandfunk (2019): FFF: Deutsches Klimapakete reicht nicht. Abrufbar unter: <https://www.deutschlandfunknova.de/beitrag/fridays-for-future-klimapakete-der-bundesregierung-reicht-nicht-aus>. Letzter Zugriff am: 6.1.2020.

DIW (2019): Für eine sozialverträgliche CO₂-Bepreisung. Politikberatung kompakt 138. Abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.635193.de/diwkompakt_2019-138.pdf. Letzter Zugriff am: 13.9.2019.

Energy Brainpool (2017): Wirkungsweise einer CO₂-Steuer im Strommarkt. Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/user_upload/Energy-Brainpool_Studienpr%C3%A4sentation_CO2-Steuer_12Jul2017.pdf. Letzter Zugriff am: 30.8.2017.

Energy Brainpool (2019): Auswirkungen eines CO₂-abhängigen Energiesteuersatzes im Elektrizitätssystem. Ergebnisbericht und Modellbeschreibung. Abrufbar unter: n.V. Letzter Zugriff am: .

FÖS (2015): Aktueller Stand ausgewählter Energiewende-Ziele. Neue Daten zum Energieverbrauch 2014 und 2015. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2015-08-FOES-Kurzanalyse-Energiewendeziele.pdf>. Letzter Zugriff am: 16.3.2017.

FÖS (2019): Ein Preis für CO₂. Vergleich verschiedener Konzepte zur CO₂-Bepreisung im Rahmen der Energiesteuer. Abrufbar unter: http://www.foes.de/pdf/2019-08-FOES_Vergleich%20CO2-Preiskonzepte.pdf. Letzter Zugriff am: 6.1.2020.

Held, B. (2017): Auswirkungen der Internalisierung externer Kosten des Konsums. Eine empirische Analyse der sozialen Verteilungswirkungen. Abrufbar unter: <https://archiv.ub.uni-heidelberg.de/volltextserver/25200/>. Letzter Zugriff am: 5.8.2019.

Held, B. (2019): Einkommensspezifische Energieverbräuche privater Haushalte. Eine Berechnung auf Basis der Einkommens- und Verbrauchstichprobe. In: WISTA Wirtschaft und Statistik 02/2019. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2019/02/einkommensspezifische-energieverbraeuche-022019.pdf;jsessionid=F52883E17DC2F14788AE7AD0B7E0C124.internet742?_blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff am: 13.6.2019.

HWWI (Hrsg) (2007): Ökologische Steuerreform in der Schweiz. Abrufbar unter: http://www.hwwi.org/uploads/tx_wilpubdb/HWWI_Policy_Paper_1-5.pdf. Letzter Zugriff am: 6.6.2014.

MCC, PIK (2019a): Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. Abrufbar unter: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf. Letzter Zugriff am: 18.11.2019.

MCC, PIK (2019b): Optionen für eine CO₂-Preisreform: MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abrufbar unter: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf. Letzter Zugriff am: 5.8.2019.

NREL (Hrsg) (2006): Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy. Abrufbar unter: <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39512.pdf>. Letzter Zugriff am: 6.6.2014.

Prognos (2013): Endbericht: Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen. Abrufbar unter: http://www.bfee-online.de/bfee/informationsangebote/publikationen/studien/kurzgutachten_energieeinsparziel_art_7_eed.pdf. Letzter Zugriff am: 30.8.2017.

Silke Kleinhüchelkotten, Stephanie Moser, H.-Peter Neitzke (2016): Repräsentative Erhebung von Pro-Kopf-Verbräuchen natürlicher Ressourcen in Deutschland (nach Bevölkerungsgruppen). Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_39_2016_repraesentative_erhebung_von_pro-kopf-verbraeuchen_natuerlicher_ressourcen.pdf. Letzter Zugriff am: .

Statistisches Bundesamt (2018): Sonderauswertung: Energieausgaben privater Haushalte nach Haushaltsgröße und Einkommensquintilen des Haushaltsnettoeinkommens. Ergebnis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe EVS 2013. Abrufbar unter: n.V. Letzter Zugriff am: .

Statistisches Bundesamt (2019a): Luftverkehr auf Hauptverkehrsflughäfen. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Transport-Verkehr/Personenverkehr/Publikationen/Downloads-Luftverkehr/luftverkehr-ausgewaehlte-flugplaetze-2080610187004.pdf?_blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff am: 7.11.2019.

Statistisches Bundesamt (2019b): Ausgewählte monatliche Abzüge- und Einkommenspositionen privater Haushalte sowie Anteile bestimmter Haushaltstypen nach Haushaltsgröße und Einkommensquintilen des Haushaltsnettoeinkommens. Sonderauswertung der EVS 2013. Abrufbar unter: n.V. Letzter Zugriff am: .

Thomas, A., Flues, F. (2015): The distributional effects of energy taxes. Abrufbar unter: http://www.oecd-ilibrary.org/taxation/the-distributional-effects-of-energy-taxes_5js1qwkqrbv-en. Letzter Zugriff am: 9.6.2015.

UBA (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoff. Climate Change 27/2016. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf. Letzter Zugriff am: 29.3.2017.

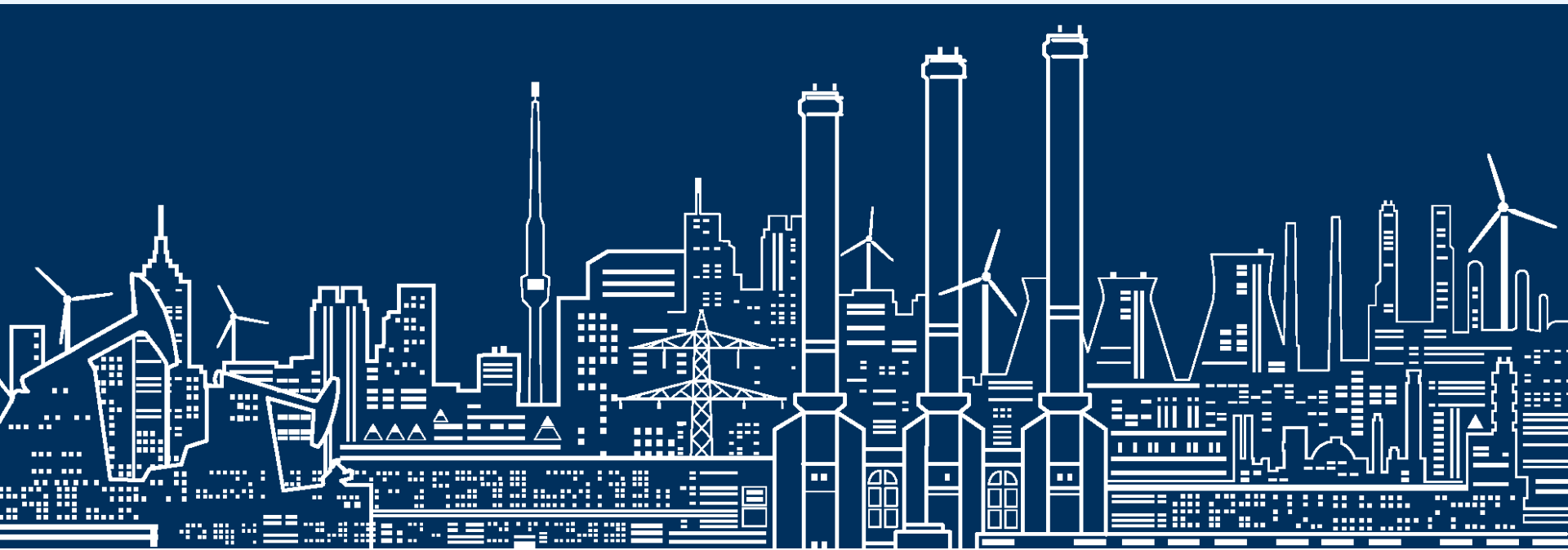
UBA (2018): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten-Kostensätze. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-11-19_methodenkonvention-3-0_methodische-kostensaetze.pdf. Letzter Zugriff am: 22.11.2018.

Anhang 1:

Energy Brainpool (2020): Auswirkungen eines CO₂-abhängigen Energiesteuersatzes im Elektrizitätssystem. Ergebnisbericht & Modellbeschreibung.

AUSWIRKUNGEN EINES CO₂-ABHÄNGIGEN ENERGIESTEUEBERSATZES IM ELEKTRIZITÄTSSYSTEM

Ergebnisbericht & Modellbeschreibung



Fabian Huneke
Für Windland Energieerzeugungs GmbH

3.12.2019
Berlin

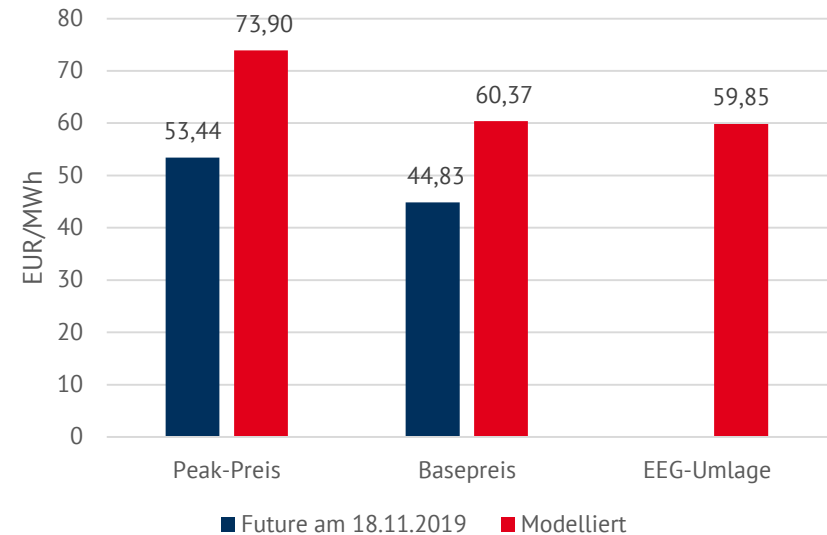
BESCHREIBUNG DES GEGENSTANDS DER UNTERSUCHUNG

Einführung

- **Thematik:** Annahme von brennstoffspezifischen Energiesteuern im Jahr 2020 im Kraftwerkssektor, Auswirkung auf den deutschen Elektrizitätsmarkt.
- **Konkretisierung:**
 - Die Energiesteuern in EUR/MWh_{th} betragen für Erdgas 0, für Steinkohle 28,19, für Braunkohle 41,83 und für Schweres Heizöl 24,41. Sie ergeben sich als Äquivalent zu einer fiktiven CO₂-Emissions-Gesamtbelastung in Höhe von 180 EUR/t CO₂ minus dem strombezogenen Äquivalent einer fiktiven Belastung für Erdgas in Höhe von 155 EUR/t CO₂ (180 EUR/t minus 25 EUR/t als zum Modellierungszeitpunkt gehandelter Zertifikatspreis).
 - Die Modellierung des Strommarktes erfolgt mit der Software Power2Sim, die die stündliche europäische Merit-Order der Kraftwerke simuliert. Neben den klassischen kurzfristigen Grenzkosten erhalten im vorliegenden Szenario Kohle- & Gaskraftwerke in Deutschland eine zusätzliche Energiesteuer.
 - Eine Modellbeschreibung folgt der Ergebnisauswertung ab [Seite 10](#). Datum der Modellierung: 18.11.2019 (spätere Ereignisse nicht berücksichtigt)
- **Modellierungsziel:** Strompreise, EEG-Umlage, Marktwerte erneuerbare Energien, Stromerzeugung & -außenhandel, Volllaststunden und CO₂-Emissionen

STROMPREIS UND EEG-UMLAGE

- Bei der Modellierung wurden die Terminmarktdaten des 18.11.2019 für das Jahr 2020 zugrunde gelegt (Gas, Kohle, CO₂, Öl, Wechselkurs EUR zu US-Dollar). Die Energiesteuern erhöhen den Base-Strompreis verglichen mit dem Future-Kurs um 16 EUR/MWh auf 60 EUR/MWh.
- Im modellierten Szenario liegt der Peak-Preis mit 74 EUR/MWh um 20 EUR/MWh über dem Future-Preis am 18.11.2019.
- Die EEG-Umlage wurde auf Basis des o.g. Basepreises und den Marktwerten (bzw. Profilmfaktoren) ermittelt. Sie beträgt 59,85 EUR/MWh. Beim Vergleich mit der EEG-Umlage 2020 i. H. v. 67,56 EUR/MWh sei darauf hingewiesen, dass dieser mit einem gemittelte Future-Basepreis (vom 16.06.19 bis 15.09.19) in Höhe von 49,34 €/MWh berechnet wurde. Unter Verwendung des Future-Basepreises vom 18.11.2019 i. H.v. 44,83 wäre die EEG-Umlage noch höher.
- Alle EUR-Angaben sind nominale/inflationsbehaftete Werte.



Quellen: EEG-Umlage: Agora-Energiewende EEG-Umlagerechner

Commodities: ICE, EEX (Für die genaue Höhe der verwendeten Monats- und Jahreskontrakte liegen keine Weitergaberechte vor).

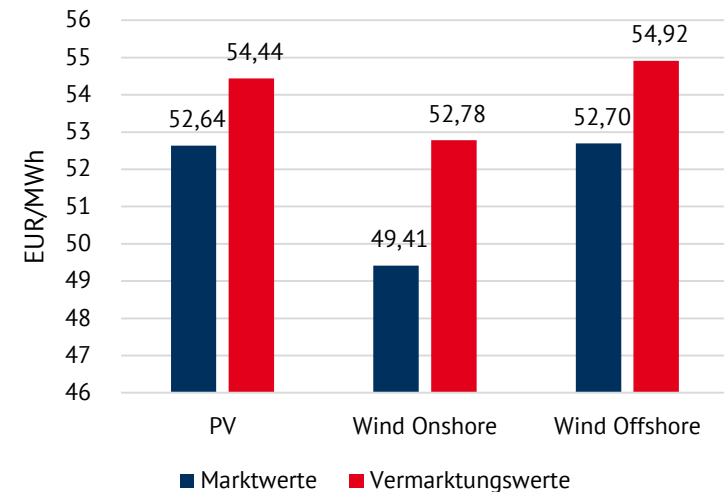
MARKTWERTE UND VERMARKTUNGSWERTE

Marktwert [gewichteter Erlös eines mittleren Profils geförderter EEG-Anlagen am Spotmarkt]

- Der mengengewichtete durchschnittliche Marktwert in EUR/MWh im Jahr 2019* (2018) von Strom aus Onshore-Anlagen liegt bei 32 (37), aus Offshore-Anlagen bei 34 (41) und für Solarstrom bei 35 (44). Der entsprechende modellierte Marktwert für erneuerbare Energien liegt weit über denen im Jahr 2019 und 2018. Da kein „Future-Marktwert“ vorliegt, ist eine konkrete Benennung der Marktwertenerhöhung zum Modellierungsstichtag im Jahr 2020 hier nicht möglich.

Vermarktungswert [[Was ist der Vermarktungswert](#)]

- Der Vermarktungswert beschreibt das Erlöspotential fluktuierender erneuerbarer Erzeugung am Strommarkt (Day-ahead, ohne finanzieller EEG-Förderung).
- In dem modellierten Szenario liegt der Vermarktungswert in EUR/MWh von Solarstrom bei 54,44, der von Onshore-Anlagen bei 52,78 und der Wert von Offshore-Anlagen bei 54,92. Alle Werte liegen gemäß Einschätzung von Energy Brainpool über oder in etwa auf den Stromgestehungskosten von Neubauprojekten für Freiflächen-PV, und Wind Onshore und Offshore.
- Ein marktgetriebener Zubau dieser Anlagen ist bei diesen Erlösoptionen wahrscheinlich, so er regulativ ermöglicht (Wind) oder nicht verhindert (PV-Freifläche) wird.



*) bis inklusive Oktober 2019

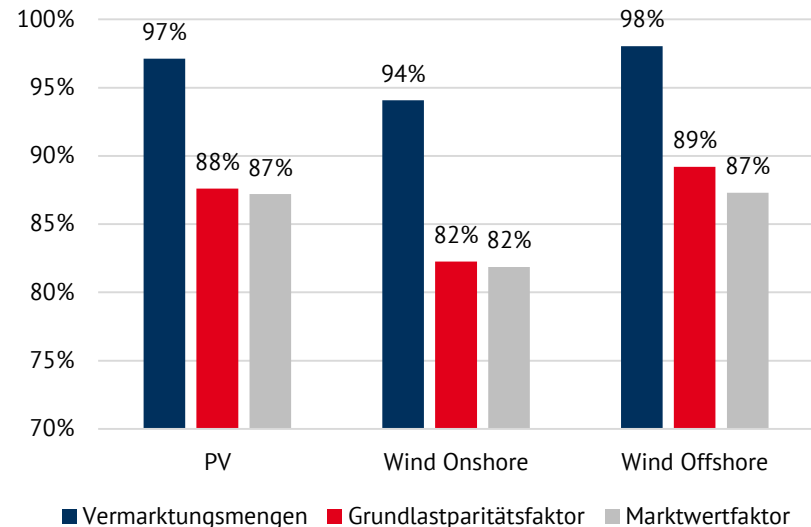
VERMARKTUNGSMENGE, MARKTWERTFAKTOR UND GRUNDLASTPARITÄTSFAKTOR

Vermarktungsmenge

- Die Vermarktungsmenge beschreibt die Mengen an Wind- oder Solarstrom, die zu einem Preis größer oder gleich Null vermarktet werden kann. Dieser Wert wird in % der potenziellen jährlichen Produktion angegeben. In dem modellierten Szenario liegt der Wert für Solarstrom bei 97%, für Strom aus Onshore-Anlagen bei 94% und für Strom aus Offshore-Anlagen bei 98%. Damit wird deutlich, dass Strom aus Onshore-Anlagen am Meisten Strom zu negativen Strompreisen produziert. Eine Windanlage ohne Förderung findet für 6 % der produzierbaren Strommenge keinen profitablen Absatz im Markt. Die Energiesteuern haben diesen relativen Wert nicht nennenswert verändert.

Grundlastparitätsfaktor

- Der Grundlastparitätsfaktor beschreibt das Verhältnis der monetären Wertigkeit des Einspeiseprofils im Vergleich zu einer Baseband-Lieferung. Er entspricht dem Marktwertfaktor finanziell nicht geförderte Anlagen. Der Grundlastparitätsfaktor beträgt für Solarstrom 88%, für Strom aus Onshore-Anlagen 82% und für Strom aus Offshore-Anlagen 89%. Strom aus Offshore-Anlagen hat im gezeigten Szenario die höchste Profilwertigkeit im Vergleich zu einer Baseband-Lieferung.



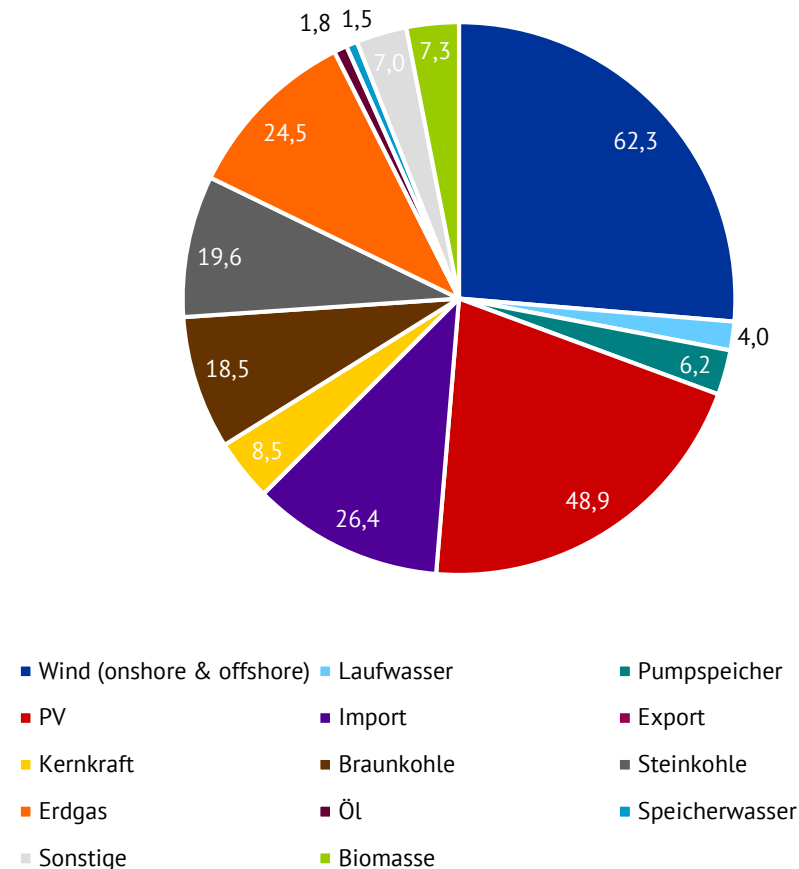
Marktwertfaktor

- Der Marktwertfaktor stellt dar, welchen Preis der Strom aus erneuerbaren Energien der EEG-Direktvermarktung durchschnittlich am Spotmarkt für Strom erzielt. Die Marktwertfaktoren liegen in diesem Szenario für PV, Onshore und Offshore bei 87%, 81% und 87%. Der MWF liegt für alle gezeigten Technologien unterhalb der Werte aus der aktuellen EEG-Mittelfristprognose. Neben Modellunterschieden ruft der Einfluss der Energiesteuern auf die Merit-Order-Systematik dies hervor.

INSTALLIERTE LEISTUNG

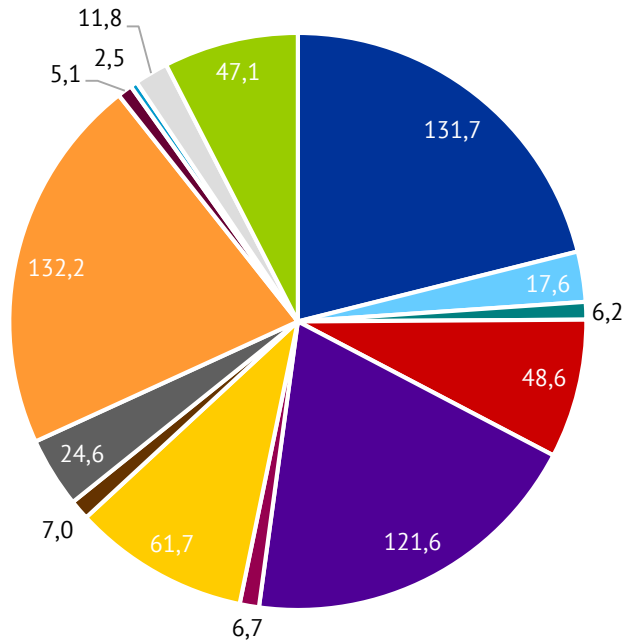
- Die installierte Leistung im Jahr 2020 ist eine Modellierungsannahme und kein Modellierungsergebnis.
- Der europäische Kraftwerkspark ergibt sich aus der Kraftwerksdatenbank von Energy Brainpool mit Kraftwerken größer 20 MW. Für das Marktgebiet Deutschland ist der hier beschriebene Kraftwerkspark modelliert.
- Gemessen an der installierten Leistung dominieren erneuerbaren Energien den deutschen Kraftwerkspark. Diese haben zusammen eine installierte Leistung von 132 GW.
- Mit 62 GW installierter Leistung behält Wind den größten Anteil, gefolgt von PV mit 49 GW und Erdgas mit 25 GW.
- Der geringe Zubau 2020 folgt der EEG-Mittelfristprognose, zwischen Stützpunkten wird ein linear Zubau unterstellt.
- Der unterjährige Rückbau thermischer Kraftwerke erfolgt im Wesentlichen nach BNetzA-Stilllegungsanzeigenliste.
- Die 26,4 GW Importkapazität benennen die Net Transfer Capacities (NTCs). Eine NTC-Verfügbarkeit je Marktgebietsgrenze schränkt diesen Wert ein.

Installierte Leistung Brutto [GW]



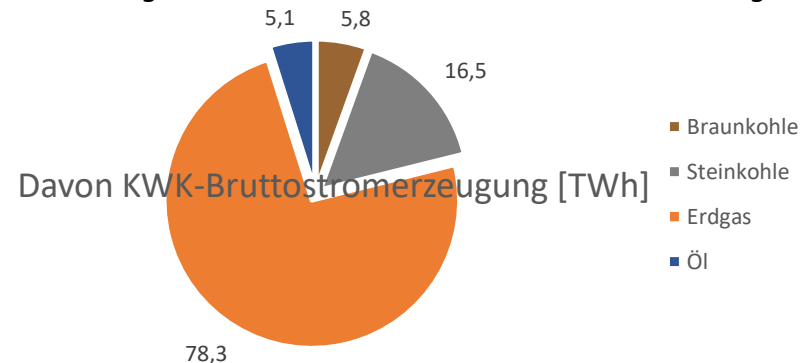
BRUTTOSTROMERZEUGUNG

Bruttostromerzeugung [TWh]



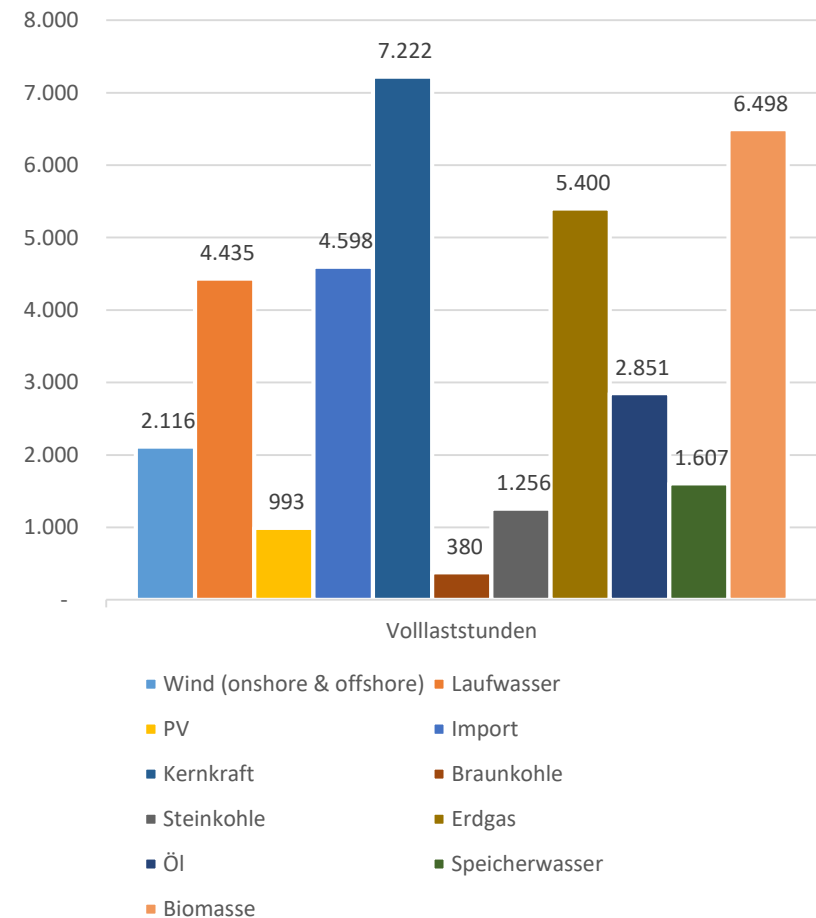
- Wind (onshore & offshore)
- Laufwasser
- Pumpspeicher
- PV
- Import
- Export
- Kernkraft
- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Öl
- Speicherwasser
- Sonstige
- Biomasse

- Die Bruttostromerzeugung ist ein Modellierungsergebnis, die jährliche Nachfrage eine Modellierungsannahme, das stündliche Nachfrageprofil hingegen ein Modellierungsergebnis.
- Der Bruttostromnachfrage von 602,6 TWh steht einer Bruttostromerzeugung (inkl. 2,1 TWh Pumpverlusten) von 494 TWh gegenüber. Die Stromimporte betragen 121,6 TWh, die Exporte lediglich 6,7 TWh. Differenzen ergeben sich aus abzuregelnden erneuerbaren Strommengen auf der gleichen Gebotsstufe (erzeugbarer aber nicht gewinnträchtig vermarktbarer Strom, kein eindeutiger Schnittpunkt aus Angebot und Nachfrage)
- Mit 132,2 TWh ist die Erzeugung aus Erdgas am höchsten, gefolgt von der aus Windenergie mit 131,7 TWh (mittleres Wetterjahr).
- Dieser hohe Nettoimport steht in großem Kontrast zur klassischen Rolle Deutschlands als Nettostromexporteur.
- Ein Großteil der verbleibenden Kohleverstromung erfolgt zur Bereitstellung von Fern- oder Prozesswärme in KWK-Anlagen.



VOLLLASTSTUNDEN

- Mit rund 7.200 Volllaststunden haben Kernkraftwerke die höchste Ausnutzung gefolgt von der Biomasse und Erdgas.
- Rechnerisch wurden zum Vergleich auch die „Volllaststunden der Importe“ angegeben, sie sind mit 4.600 auffällig hoch.
- Braun- und Steinkohlekraftwerke haben mit 380 und rund 1.250 Volllaststunden historisch niedrige Ausnutzungsgrade. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist unter diesen Rahmenbedingungen nicht vorstellbar. Eine Stilllegung dieser Kraftwerkskapazitäten ist sehr wahrscheinlich.



CO₂ - EMISSIONEN

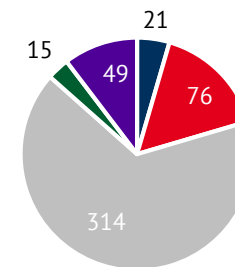
Fossiler inländischer Brennstoffeinsatz

- In dem hier modellierten Szenario liegt der Einsatz von Erdgas als Brennstoff mit 314 TWh_{th} an der Spitze, gefolgt von Steinkohle mit 76 TWh_{th} und Sonstigen Fossilen Brennstoffen mit 49 TWh_{th}.
- Insgesamt fällt der Einsatz von fossiler Primärenergie im Kraftwerksbereich auf 475 TWh_{th}.

Inländische Emissionen

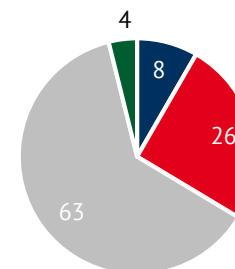
- Die modellierten Emissionen fallen auf insgesamt **101 Mt CO₂**, wobei auf das Carbon Leakage geachtet werden muss. Anzeichen dafür sind die Nettoimporte von 114,8 TWh_{el} (bei einem Vergleichswert von 52 TWh_{el} Nettoexporten 2017).
- Dies stellt einen drastischen Rückgang der CO₂-Emissionen im deutschen Kraftwerkssektor dar.
- Wie hoch die zusätzlichen Emissionen im europäischen Kraftwerkspark durch die sehr stark gestiegenen deutschen Stromimporte sind, liegt außerhalb des Untersuchungsrahmens dieser Analyse.
- Der verwendete Emissionsfaktor in t CO₂/MWh_{th} beträgt für Braunkohle: 0,3946; Steinkohle: 0,337; Erdgas: 0,2012 und Öl: 0,2664.

Brennstoffeinsatz in TWh_{th}



■ Braunkohle ■ Steinkohle ■ Erdgas ■ Öl ■ Sonstige Fossile

Emissionen in Mt CO₂



■ Braunkohle ■ Steinkohle ■ Erdgas ■ Öl ■ Sonstige Fossile

POWER2SIM

Fundamentale Modellierung von Strompreisen

- Stundenscharfe Simulation der Strompreise bis zum Jahr 2050 für EU 28, Norwegen und die Schweiz
- Individuelle und intuitive Benutzeroberfläche
- Kurze Rechenzeit
- Datensicherheit und Transparenz durch Stand-Alone Software
- Inklusive Standardszenario
- Einfache Handhabung und Support



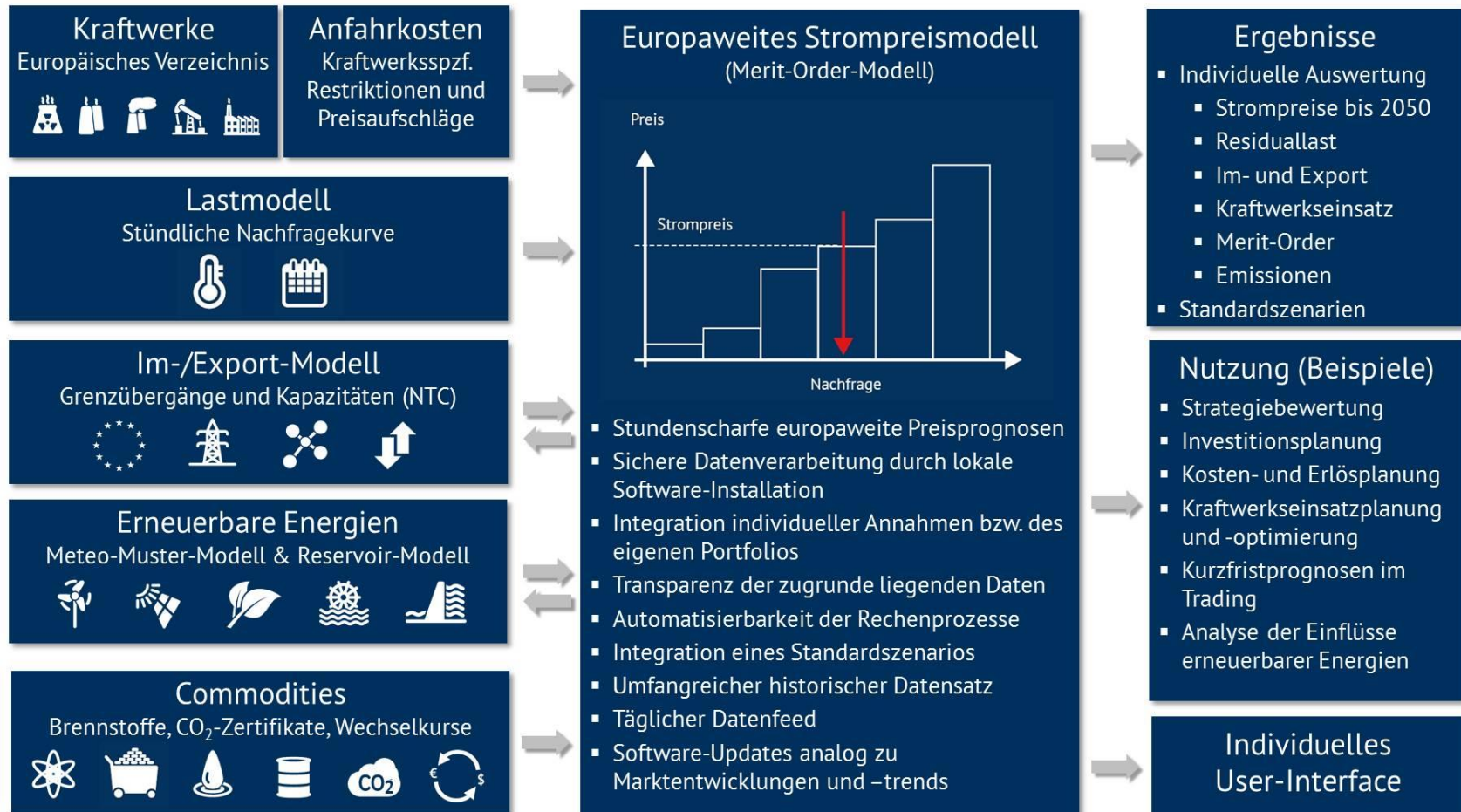
EINSATZ UND NUTZUNG

Erfolgreiche Etablierung durch langjährigen Einsatz am Markt

- Bewertung von Unternehmensstrategien
- Stundenscharfe Kurzfristprognosen zum Einsatz im Trading
- Investitionsplanung
- Kosten- und Erlösplanung
- Kraftwerkseinsatzplanung und Einsatzoptimierung
- Analyse der Haupteinflussfaktoren auf die Preisentwicklung und der Einflüsse der Einspeisung erneuerbarer Energien

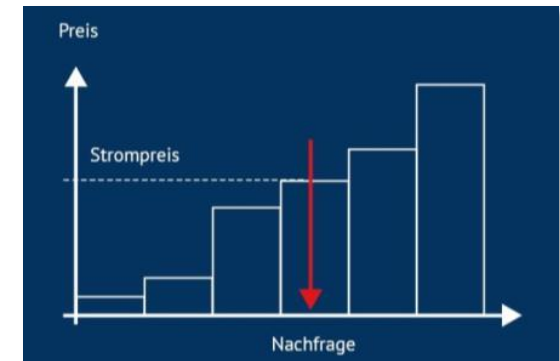


MODELLAUFBAU UND FUNKTIONSSCHEMA



STROMPREISMODELL (MERIT-ORDER-MODELL)

- Ermittlung des Strompreises durch die Merit-Order der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung
- Kosten des teuersten, noch zur Deckung der Nachfrage benötigten Kraftwerks bestimmt den Preis für jede einzelne Stunde
- Grenzkosten ergeben sich aus Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatskosten und Effizienz des benötigten Kraftwerkes
- Anpassungen an der Kostenstruktur durch Betriebs- und Transportkosten für Brennstoffe
- Zusätzliche Modelle berücksichtigten Preisaufschläge, Risikoprämien und Kraftwerksrestriktionen



EUROPÄISCHES KRAFTWERKSVERZEICHNIS

Anzahl der Kraftwerksblöcke nach Energieträgern

- Braunkohle: 423
- Steinkohle: 765
- Gas: 1.410
- Öl: 682
- Uran: 175

Art der Daten

- Name des Kraftwerksblocks
- Land
- Jahr der Inbetriebnahme und ggf. Jahr der Stilllegung
- Kapazität
- Wirkungsgrad
- Brennstoffart

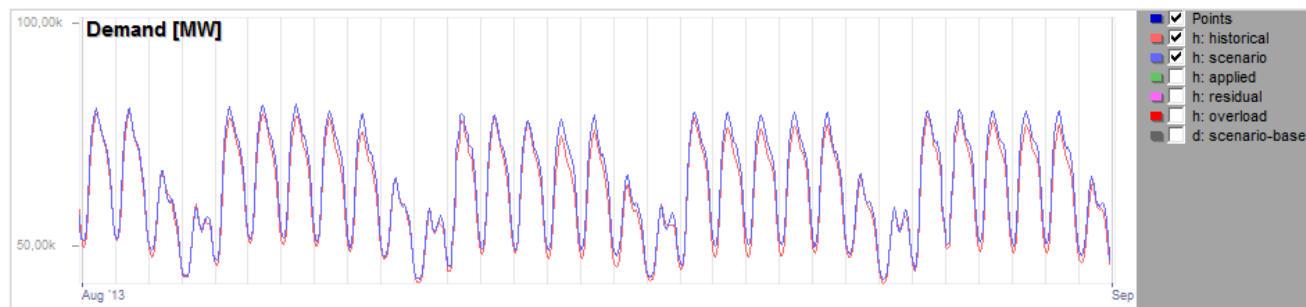
Geographischer Umfang und Größe der Kraftwerksblöcke

- EU 28, Schweiz, Norwegen, Türkei
- elektrische Nettoleistung ab 20 MW



LASTMODELL

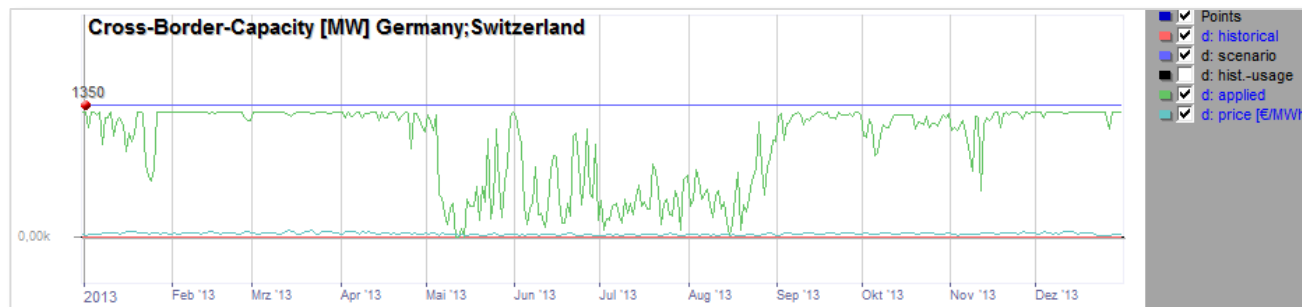
- Ermittlung der Einflussfaktoren auf die Stromnachfrage durch Regressionsanalysen der historischen Lastkurve
- Berechnung der stundenscharfe Stromnachfrage für den gesamten Prognosehorizont in Höhe der Szenariovorgaben mit länderspezifischen Sensitivitäten für:
 - Temperaturen
 - Wochentage
 - Feiertage und Schulferien (national und regional)



Historische (rot) und modellierte (blau) Last

IMPORT-EXPORT-MODELL

- Abbildung des europäischen Verbundnetzes mittels Grenzkupplungskapazitäten
- Berücksichtigung des Neu- und Ausbaus einzelner Grenzübergänge
- Iterative Modellierung der optimalen Auslastung der einzelnen Leitungen zur Bestimmung des Einflusses des Im- und Exports von Strom auf den Kraftwerkseinsatz und die Strompreise

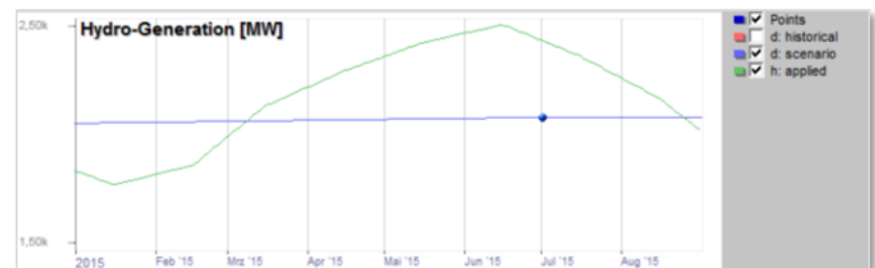
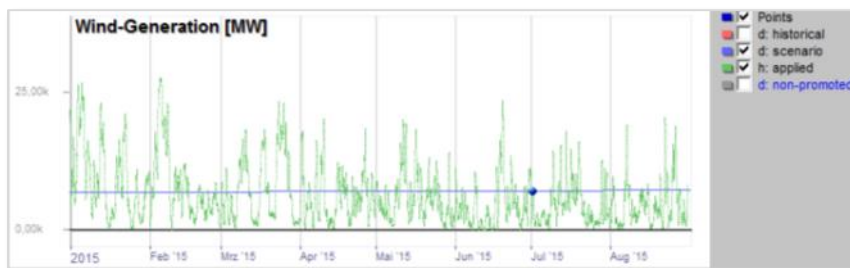


Grenzübergreifender Im- und Export von Strom von Deutschland in die Schweiz

ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER

Energieträgerspezifische Modellierung:

- **Meteo-Pattern-Modell für Wind, Solar und Temperatur:** Historische Muster
- **Monats- und Tagesprofile:** Abbildung von Saisonalitäten und Tag-Nacht-Zyklen
- **Wasserwertmodell:** Ermittlung der Betriebskosten von Speicherseen
- **Pumpspeichermodell:** Einsatzmodell auf Basis der erwarteten (Residual-)Last
- **Andere erneuerbare Energien:** Zusammenfassung als Grundlastkraftwerk



Modellierte Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft

STROMPREIS UND VERMARKTUNGSWERT

Begriffsdefinitionen

- **Baseload [EUR/MWh]:** Durchschnittlicher, nicht gewichteter Preis für Strom am Day-Ahead Spotmarkt in allen Stunden des Jahres.
- **Peakload [EUR/MWh]:** Durchschnittlicher, nicht gewichteter Preis für Strom am Day-Ahead Spotmarkt von Montag bis Freitag, 8 – 20 Uhr.
- **Vermarktungswert [EUR/MWh]:** Beschreibt das Erlöspotential fluktuierender erneuerbarer Erzeugung am Strommarkt (Day-ahead, ohne Förderung). Durchschnittlicher, mengengewichteter Erlös am Spotmarkt in allen Stunden, in denen Wind- oder Solarstrom eingespeist wurde und der Preis größer/gleich 0 EUR/MWh betrug. Die vermarkteten Mengen sind entsprechend geringer als die gesamterzeugte Menge, da die Anlagen bei Preisen kleiner 0 EUR/MWh abgeschaltet werden, um Verluste zu vermeiden. Für eine Erlösanalyse müssen Vermarktungswert und -mengen gemeinsam betrachtet werden.
- **Vermarktungsmenge [%]:** Beschreibt die Mengen an Wind- oder Solarstrom, die zu einem Preis ≥ 0 EUR/MWh vermarktet werden können (*jährliche Produktion bei Preis ≥ 0 [MWh] / gesamte jährliche Produktion [MWh]*). Dieser Wert wird in % der jährlichen Produktion angegeben. Um die Vermarktungsmenge einer Anlage zu bestimmen muss die erwartete jährliche Produktion mit der prozentualen Vermarktungsmenge multipliziert werden.
- **Vermarktungserlöse [EUR/MWh] :** Die Erlöse die eine Wind- oder Solaranlage am Day-Ahead Spotmarkt (ohne eine staatliche Förderung) erwirtschaften kann. Die Berechnung ergibt sich wie folgt: *Vermarktungswerte [EUR/MWh] x Vermarktungsmengen [%]*.



Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Brandenburgische Straße 86/87
10713 Berlin

Tel.: +49 (0)30 76 76 54-10
Fax: +49 (0)30 76 76 54-20
www.energybrainpool.com
kontakt@energybrainpool.com

Anhang 2:

Ergänzende Bewertung durch den Auftraggeber mit Begründung der Gestaltung der kombinierten Maßnahmen und Hinweisen auf nicht quantifizierte Einflüsse

Inhaltsverzeichnis

1	Begründung des Grundkonzepts.....	3
1.1	Verursacherprinzip.....	3
1.2	Akzeptanzvorteil von preislichen Anreizen.....	3
2	Berechnungsdatum und Wirkungen der Corona-Epidemie.....	4
3	Vorschlag zur CO ₂ -Bepreisung	5
4	Begründung der Entlastungsvorschläge	8
5	Bewertung wesentlicher Ergebnisse durch den Auftraggeber	10
6	Ausblick auf Folgejahre	11
6.1	Begründung eines einzigen Preisschritts	11
6.2	Langfristige Effekte, keine Berechnung nach der Preiselastizität.....	13
7	Weitere Reformüberlegungen zum Stromsektor	14
7.1	Belastung von Strom aus erneuerbaren Energien - Exkurs zu Abschnitt 3.1	14
7.2	Einschränkung der Kohlenutzung und Frage nach Entschädigung für Kohlekraftwerke – Exkurs zu Abschnitt 3.1.4	15
8	Vergleich mit anderen Vorschlägen für emissionsbezogene Steuern, die Rückgabe der Mittel und deren Verteilungswirkung.....	16
9	Zu einigen Details des Gutachtens und zu dort nicht quantitativ erfassten Wirkungen:.....	17
9.1	Klimaschutzziel 2020.....	17
9.2	Minderungsaufwand auf Verbraucherseite und gesellschaftlicher Nutzen der Emissionsminderung.....	18
9.3	Absicherung der Emissionsminderung durch Neutralisierung überschüssiger Zertifikate im ETS.....	19
9.4	Industrieausnahmen	19
9.5	Flugverkehr	20
9.5.1	Umgehungsstrategien und Kappung nach Entfernung.....	21
9.5.2	Zur Preiselastizität im Flugverkehr.....	22
9.6	Höhe des Mobilitätszuschusses	24
9.7	Änderung des Markteinkommens, induzierte Investitionen und Finanzmittel für allgemeine Konsumausgaben der Haushalte	24
9.7.1	Gewinneinkünfte und Selbständige	24
9.7.2	Mieteinnahmen und Immobilienmarkt.....	25
9.7.3	Induzierte Investitionen und zugehöriger Finanzbedarf.....	26
9.8	Belastung und Entlastung der energieintensiven Industrie, Außenhandel	27
9.9	Heizstoffe (Wärmesektor) und Kraftstoffe (Straßenverkehr)	27

1 Begründung des Grundkonzepts

1.1 Verursacherprinzip

Die CO₂-Bepreisung ist Ausdruck des Verursacherprinzips. Sie kann gewissermaßen als Entsorgungsentgelt verstanden werden, mit dem eine vorweggenommene Zahlung für den Anteil an der Klimaschädigung erbracht wird. Aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht wird mit einer an die Schadenskosten angelehnten CO₂-Bepreisung auch im Zeitverlauf ein effizienter Ausgleich zwischen (zukünftigem) Schaden durch den Klimawandel bzw. dem Nutzen der Emissionsvermeidung einerseits und den (heutigen) Kosten der Emissionsvermeidung hergestellt. Somit ergibt sich eine „Leitlinie“ für den Emissionsrückgang. Andererseits wird der Vorteil einer CO₂-Bepreisung in einer optimalen Auswahl zu einem bestimmten Zeitpunkt zwischen Emissionsminderungsmaßnahmen zur Erreichung eines bestimmten Klimaschutzziels gesehen, das damit zu möglichst geringen Kosten erreicht wird. Der Vorteil liegt dabei insbesondere in der besonders breiten Wirkung im Vergleich zu Förderprogrammen bzw. Auflagen, die auch ihre sinnvolle Rolle haben, aber meistens nur einen Teil der Emissionen bzw. der möglichen Wirkungen erfassen können.

1.2 Akzeptanzvorteil von preislichen Anreizen

Ein wesentlicher Vorteil von CO₂-Preisen als klimapolitischem Instrument liegt darin, dass sie das Interesse jedes einzelnen an der Vermeidung von Emissionen und – bei fossilen Brennstoffen gleichbedeutend – an der Einsparung von Energie wecken, auch in Bereichen und Detailspekten, die sich einer öffentlichen Intervention entziehen. Damit entsteht eine Übereinstimmung von gesellschaftlichen und individuellen Zielen, wohingegen bei ordnungsrechtlichen Auflagen die Gefahr besteht, dass sie von den Betroffenen als gegen ihre Interessen gerichtet verstanden werden und daher eher Widerstand und Versuche ihrer

Umgehung wecken. Soweit aus verschiedenen anderen Gründen andere klimapolitische Instrumente weiterhin eingesetzt werden, trägt der CO₂-Preis dazu bei, die Akzeptanz dafür zu erhöhen und die Kosten von Förderprogrammen je Projekt zu senken bzw. deren Effektivität zu steigern.

Die Möglichkeit (oder auch die Bereitschaft), bestimmte Maßnahmen durchzuführen oder zu unterlassen, ist bei verschiedenen Menschen, Haushalten oder Firmen sehr unterschiedlich ausgeprägt. Ordnungsrechtliche Maßnahmen müssen „allen passen“ und im Zweifel auf eine Überforderung verzichten, während preisliche Anreize eine maßgeschneiderte Reaktion jedes einzelnen ermöglichen. Sie wirken in der Breite, von der Energiebereitstellung über Investitionen bis zum Verbraucherverhalten.

In einer repräsentativen Umfrage¹ zu bevorzugten Klimaschutzmaßnahmen im September 2017 wurde danach gefragt, ob und auf welche Weise die Bundesregierung die Einhaltung der Klimaschutzziele für 2020 gewährleisten sollte.

Gefragt wurde, ob die Bundesregierung dazu

- klimawirksame Brennstoffe mit Abgaben verteuern, die resultierenden Einnahmen an die Allgemeinheit zurückgeben, und Bürgern und Unternehmen die Entscheidung überlassen, welche Klimaschutzmaßnahmen sie durchführen (25,6% Zustimmung, 24,0% eher Zustimmung, Summe 49,6%, deutliche Ablehnung 20,3%),
- Maßnahmen auswählen, und dann Bürger und Unternehmen mit zusätzlichen Gesetzen und Vorschriften dazu verpflichten sollte, diese auch umzusetzen (19,7% Zustimmung, 32,5% eher Zustimmung, Summe 52,2%, deutliche Ablehnung 19,7%), oder
- Maßnahmen auswählen, hierfür zusätzliche Förderprogramme auflegen, und deren Kosten auf die Allgemeinheit umlegen sollte

¹ GMD Dr. Jung GmbH Gesellschaft für Markt- und Sozialforschung, Politikbus Deutschland September 2017 – Ergebnisse für Windland Energieerzeugungs GmbH, nicht veröffentlicht.

(24,5% Zustimmung, 17,5% eher Zustimmung, Summe 42%, deutliche Ablehnung 25,3%).

Insgesamt gibt es keine deutlichen Präferenzen, viele Bürger bevorzugen auch einen Mix von Maßnahmen, wobei Förderprogramme weniger beliebt waren und die größte Ablehnung hervorrufen. Die klare Zustimmung war bei der Verteuerung klimawirksamer Brennstoffe am größten. Sowohl die sozial schwachen Haushalte wie auch diejenigen, die Klimaschutzmaßnahmen eher kritisch gegenüberstanden, neigten eher zu den preislichen (steuerlichen) Herangehensweisen – vielleicht deshalb, weil sie im Einzelfall eher eine „Umgehung“ von als zu aufwändig bzw. einschneidend empfundenen Maßnahmen erlauben.

Bestimmte Vorschläge bzw. Programme kann man als Kombination von zwei der vorstehenden Mechanismen verstehen. Beispielsweise ähnelt das EEG einer Kombination aus Besteuerung des Stromverbrauchs und Subvention erneuerbarer Energien, wobei sich Aufkommen und Förderbetrag ohne Nettoeffekt für den eigentlichen Staatshaushalt ausgleichen.

Im Vergleich zu **Investitionsbeihilfen aus Steuermitteln** liegt ein weiterer Vorteil der CO₂-Bepreisung mit Rückerstattung der Einnahmen wahrscheinlich darin, dass sich viele Betroffene als weniger belastet fühlen. Das soll an Hand des Beispiels einer neuen Heizanlage für 20.000 € erklärt werden, deren Anschaffung ggf. mit 13.000 € unterstützt wird. Wäre der Haushalt nicht willens, bei gegenwärtigen Energiepreisen die Investition von 20.000 € auf sich zu nehmen, dann hat nicht das Gefühl, dass die neue Heizanlage, für die er selbst einen Eigenanteil von 7.000 € zahlen musste, 20.000 € „wert ist“. Dann hat auch die Förderung aus seiner Sicht nicht den Wert von 13.000 €. Die Gesamtheit der Steuerzahler muss aber diesen Betrag von 13.000 € aufbringen. Unterm Strich ist also der wahrgenommene Nutzen geringer als der wahrgenommene Aufwand, es entsteht also der Eindruck der Vernichtung von Werten. Auch der Marktwert eines derart aufgewerteten Hauses würde nicht um 20.000 € zunehmen, wenigstens, so lange eine derartige Förderung generell verfügbar ist. Ist derselbe Haushalt dagegen infolge höherer Energiepreise dazu motiviert, die vollen 20.000 € aus Ersparnissen oder durch Kreditaufnahme selbst aufzubringen, dann hat das Haus aus seiner Sicht auch einen um 20.000 € höheren Wert und sein Immobilienvermögen wirkt in diesem Maße erhöht.

Soweit Investitionsbeihilfen aber als Wertzufluss verstanden werden, profitieren davon diejenigen Gruppen, die bereits Besitz haben (Immobilien, Fabrikanlagen), der auf diese Weise aufgewertet wird. Dies kann als Umverteilung „von unten nach oben“ verstanden werden. Besonders die Förderung der Photovoltaik hat derartige Kritik hervorgerufen. Auch von der Förderung von Elektroautos profitieren Haushalte, die wenigstens ein Auto besitzen, was mit höherem Einkommen korreliert ist. Zudem kommen Elektroautos bislang überproportional bei Dienstwagen in Haushalten mit mehreren PKW und eigener Garage zum Einsatz, also noch sozial stärkeren Gruppen als es schon der Durchschnitt der Autofahrer ist, und erst recht im Vergleich zum durchschnittlichen Einkommen derjenigen, die sich ohne Auto umweltverträglich fortbewegen.

2 Berechnungsdatum und Wirkungen der Corona-Epidemie

Die Berechnungen zum Strommarkt erfolgten Ende 2019 mit den damaligen Marktdaten. Bei Erstellung des Entwurfsfassung des Gutachtens hatte das Jahr 2020, für das sich Deutschland verschiedene Energiewende- und Klimaschutzziele gegeben hatte, bereits begonnen. Auf kurze Sicht sind es vor allem **Verhaltensänderungen**, die noch zu einer Zieleinhaltung führen können. Verhaltensänderungen lassen sich aber sehr schwer auf akzeptable Weise staatlich vorgeben. Investitionen und darauf gerichtete Subventionen wirken langsamer; selbst wenn Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz oder für erneuerbare Energien binnen Jahresfrist getätigt würden, werden sie nur für den Rest des Jahres wirksam. Deshalb sind Preise für Energieträger bzw. indirekt für CO₂-Emissionen das wesentliche Handlungsinstrument zur Einhaltung der Klimaschutzziele.

Die Berechnungen der Studie erfolgten, bevor der Wirtschaftseinbruch durch die Corona-Pandemie absehbar wurde, die ihrerseits gravierende Verhaltensänderungen auslöste.

Die deutschen Treibhausgas-Emissionen sind nach Angaben des BMU 2019 um 54 Millionen Tonnen CO₂, also 6,3 Prozent, auf 805 Millionen Tonnen CO₂ gesunken. Das sind 35,7 Prozent weniger als 1990. Laut BMU ist ein wichtiger Grund dafür, dass sich die CO₂-Preise im EU-Emissionshandel sich fast verdoppelt haben, zudem war Gas vergleichsweise billig und die Erneuerbare lieferten 42 Prozent des Stroms,

wodurch die Energiewirtschaft ihre Emissionen um fast 17 Prozent reduzieren konnte.

Die Coronakrise könnte es nach Einschätzung des UBA einerseits erleichtern, das 40 Prozent-Reduktionsziel bis Ende 2020 zu erreichen. Dazu tragen der deutlich reduzierte Luftverkehr und der allgemein reduzierten wirtschaftlichen (und privaten) Aktivitäten bei. Andererseits löste die Corona-Pandemie einen Preisverfall für EU-Emissionszertifikate von 24 Euro/Tonne am 10.3.2020 auf 15,2 Euro/Tonne am 18.3.2020 aus, und führt damit zu der Gefahr, dass erreichte Verlagerungseffekte von Kohle zu Gas wieder rückgängig gemacht werden. Deutsche Kohlekraftwerke laufen deshalb jetzt häufiger für den Stromexport als noch vor einem Monat, und auch in den Niederlanden selbst ist ein vermehrter Einsatz der wenig zahlreichen Kohlekraftwerke zu erkennen. Voraussichtlich werden Erneuerbare Energien infolge der vermehrten Kohleverstromung öfter abgeschaltet (vgl. §55 EEG), weil bei generell niedrigem Preisniveau ein Absturz unter die Nulllinie wahrscheinlicher wird, und Kohlekraftwerke wegen ihrer Trägheit vermehrt auch bei negativen Preisen in Betrieb gehalten werden.

Im Vergleich von 2018 und 1-10/2019 in Tabelle 2 zeigt sich der erreichte Verlagerungseffekt am deutlichsten gegenüber den Niederlanden mit deutlich vermehrten Importen nach Deutschland und geminderten Exporten aus Deutschland. In den Niederlanden steht die Verstromung von Erdgas traditionell im Vordergrund, so dass offenkundig Stromerzeugung mit (Stein-) Kohle in Deutschland durch Stromerzeugung mit Erdgas in den Niederlanden ersetzt wurde. Die Verlagerung im Jahr 2019 führte überwiegend zur vermehrten inländischen Deckung des niederländischen Stromverbrauchs. Mit den niedrigeren Emissionspreisen besteht nur aber die Gefahr, dass die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland Corona-bedingt sogar zunehmen, auch für Stromexporte, und dass dadurch das 40%-Ziel doch verfehlt wird (eigentlich ein 43%-Ziel, siehe unten).

Dies wäre fatal im Wortsinn, weil nach jüngsten Erkenntnissen höhere Luftverschmutzung und damit die vermehrte Stromerzeugung mit Kohle die Sterblichkeit durch das neue Corona-Virus erhöht. Das wird vor allem für Feinstaub vermutet, aber Stickoxide gesundheitsschädliche Bestandteile der Abgase von Kohlekraftwerken und führen zu vermehrter Ozonbildung in Bodennähe mit einem Reizeffekt auf die Atemwege.

Als Sofortmaßnahme und Ausdruck europäischer Solidarität sollte Deutschland daher die „deutschen“ Auktionen für ETS-Emissionszertifikate aussetzen, bis wieder ein Preis von ca. 25 Euro/Tonne erreicht wird. Damit würden wenigstens einige der besonders kostengünstigen Gelegenheit zur Emissionsvermeidung ausgeschöpft. Von zwei gleich wirksamen Maßnahmen zur Begrenzung der Gesundheitsfolgen des Coronavirus sollten diejenigen gewählt werden, die Grundrechtseinschränkungen vermeiden. **Besteht die Auswahl zwischen gesundheitlich gleichwertigen Maßnahmen unter anderem darin, (a) bestimmte Ausgangsbeschränkungen vorzunehmen bzw. länger aufrechtzuhalten, oder (b) ETS-Auktionen auszusetzen, um die Stromerzeugung mit Kohle zurückzudrängen, muss die Auswahl für die Freiheit fallen!**

Die weitergehende Forderung nach Energiesteuern im Äquivalent von 180 Euro/Tonne und eine daran orientierten Differenzbesteuerung von Kohle im Vergleich zur Stromerzeugung mit Gas erhält ebenfalls im Kontext der Covid-19-Gesundheitskrise eine besondere Bedeutung.

3 Vorschlag zur CO₂-Bepreisung

Das Umweltbundesamt (UBA) schätzte die Schadenskosten durch die Emission einer Tonne CO₂ auf ca. 640 Euro pro Tonne. Abgezinst ergibt das einen Wert von 180 Euro pro Tonne per 2018.

Im **Stromsektor** fallen derzeit zum einen die Zertifikatskosten im EU-ETS (EU emission trading system) in der Stromerzeugung an, die bei den gängigen Primärenergieträgern Braunkohle, Steinkohle und Erdgas je Tonne CO₂-Emission gleich hoch sind. Dazu kommen die Belastungen aus diversen Abgaben auf den Stromverbrauch, insbesondere die EEG-Umlage und Stromsteuer. Die über den Verbrauch in kWh abgerechneten Entgelte auf den Stromverbrauch haben teilweise mehr einen Kostencharakter (u.a. Netzkosten) oder können als Entgelt für eine Gegenleistung verstanden werden (u.a. Konzessionsabgabe). Bei der EEG-Umlage kann das Verständnis unterschiedlich sein, ob man diese als Entgeltkomponente für den gelieferten Ökostrom oder als Abgabe für eine – getrennt gedachte – Subvention versteht. Jedenfalls gibt es eine beträchtliche Kostenbelastung je kWh Stromverbrauch, die sich nicht nach der Herkunft des Stroms unterscheidet. Die Kostenbelastung kann nun auf die zur Stromerzeugung

eingesetzten Energieträger (Primärenergie) und deren CO₂-Emissionen bezogen werden. Diese gegenwärtige Situation wird in den drei linken Balken der Abbildungen 1 und 2 des Gutachtens mit dem untersten dunkelblauen und den drei grünen Abschnitten des Balkens wiedergegeben. Dargestellt sind die Wirkungen der EEG-Umlage von 6,756 Cent/kWh_{elektrisch} (tatsächliche Höhe im Jahr 2020), der Stromsteuer in Höhe von 2,05 Cent/kWh_{elektrisch} und der sonstigen Umlagen (u.a. Konzessionsabgabe). Erdgas-GuD-Kraftwerke haben einen höheren Wirkungsgrad als Kohlekraftwerke. Daher wird weniger chemische Energie bzw. thermische Verbrennungsenergie (in kWh Primärenergie) des Erdgases benötigt, um eine kWh elektrische Energie zu erzeugen, als bei der Stromerzeugung mit Kohle. Damit entspricht die gegenwärtige Abgabenbelastung des Stroms aus Erdgas einer höheren Belastung für jede kWh_{thermisch} in der Stromerzeugung als bei Kohlekraftwerken, wo sich die Stromsteuern gewissermaßen auf eine größere Primärenergie an Kohle verteilen. Daher zeigt der Balken für den Ist-Zustand einen höheren (impliziten) Satz der Besteuerung bei Strom aus Erdgas (Abbildung 2). Noch deutlicher wird der Unterschied, wenn man die genannten Umlagen auf die bei der Stromerzeugung verursachten CO₂-Emissionen bezieht. Abbildung 1 zeigt, dass Strom aus Erdgas in Höhe von 331 Euro für jede bei der Stromerzeugung emittierte Tonne CO₂ belastet wird (Berechnung erfolgte für 25 Euro/t im EU-ETS; bei 17 Euro/t beträgt die Summe mit 322 Euro/t). Die Abgabenbelastung liegt damit bereits jetzt oberhalb des angedachten Zielwerts von 180 Euro/t. Die Verbrennung von Kohle erzeugt höhere Emissionen in Bezug auf den Brennwert und erst recht in Bezug auf die Stromerzeugung mit Kohle. Bei Strom aus Steinkohle beträgt die gegenwärtige Belastung 165 Euro/t CO₂, legt man mittlere Emissionen des Kraftwerksparks zugrunde, und bei Strom aus Braunkohle 125 Euro je Tonne CO₂, wie in den linken Balken der Abbildung 1 dargestellt. Bei den CO₂-armen Erzeugungstechniken Kernenergie und erneuerbare Energien ist die Belastung noch erheblich größer, wenn man sie auf die geringen indirekten Emissionen ihrer Stromerzeugung (v.a. für die Herstellung der Anlagen und der Kernbrennstoffe) beziehen würde, bei den Emissionen im eigentlichen Betrieb ergäbe sich Division durch Null und damit kein sinnvoller Wert (ohne Darstellung).

Diese Belastungshöhe gilt für Stromverbraucher ohne Ermäßigungen bei der EEG- und sonstigen Umlagen und bezieht sich auf die Stromerzeugung und -nutzung in Deutschland, ohne Ansehen von Netzverlusten oder Herkunftsnachweisen für Strom. Wenn die gesamte Belastungshöhe bei Steinkohlekraftwerken mit 165

Euro/t nur wenig von dem Zielwert von 180 Euro/t abweicht, werden damit in der Tendenz ausreichende Anreize zur Stromeinsparung bei den Verbrauchern in den Zeiten gesetzt, in denen Steinkohleverstromung in maßgeblichem Umfang stattfindet und entsprechenden Einfluss auf die Strompreise nimmt. Bei Entscheidungen, welche Kraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt oder errichtet werden, kann diese Belastung aber nicht den erwünschten Effekt bewirken, solange der Strom aus konkurrierenden Kraftwerken relativ zur CO₂-Emission niedriger (Braunkohlekraftwerke) oder deutlich höher (übrige Energietechniken) belastet wird. In Zeiten, in denen genug Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, verhindert deren hohe Belastung deren wirtschaftlichen Einsatz, z.B. zur Substitution von fossilen Brennstoffen in der Wärmeherzeugung.

Im **Reformmodell** soll sich die Abgabenbelastung im **Stromsektor** für alle Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen in Richtung des Äquivalents einer Gesamtbelastung in Höhe von 180 Euro/t CO₂ entwickeln. Aus Gründen der Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugung in Deutschland wird dies so erreicht, dass bei der Stromerzeugung mit Erdgas weiterhin lediglich die Zertifikatskosten im EU-ETS (Ansatz mit 25 Euro/t CO₂) erhoben werden und sie insbesondere keinen Energiesteuern oder nationalem CO₂-Preis auf den Erdgasverbrauch unterliegt. Um eine Gesamtbelastung des Erdgasstroms mit den genannten Abgaben zu erreichen, die 180 Euro/t CO₂ entspricht, sollte dann die idealtypische Summe der künftigen Sonderabgabenbelastung eine Höhe von 58 Euro/MWh_{el} umfassen. Dieses Ziel würde allein durch die EEG-Umlage annähernd erreicht, deren Höhe sich im Reformmodell per 2020 als Folge der höheren Marktwerte des Stroms auf 59,85 Euro/MWh_{el} reduzieren würde (umgerechnet auf die Emissionen bei der Stromerzeugung aus Erdgas sind das 160 Euro/t CO₂ statt bislang 181 Euro/t).

Um kontraproduktive Wirkungen einer stärkeren Preissenkung bei Strom zu vermeiden, wird die Stromsteuer von derzeit 2,05 ct/kWh_{el} lediglich halbiert, entsprechend einer Senkung um 1,025 ct/kWh_{el}. Bei den übrigen, kleineren Abgaben wird aus pragmatischen Gründen Konstanz angenommen bzw. wurde nicht näher ermittelt, ob oder wie sich ihre Höhe durch die übrigen Reformschritte ändern würde. Z.B. könnte die KWK-Umlage bereits dadurch sinken, dass sich Kraft-Wärme-Kopplung mit Erdgaseinsatz bei höheren Preisen für fossile Heizenergie besser rechnet. Die Konzessionsabgaben wurden auch deshalb beibehalten, weil die der Kommunalfinanzierung dienen und nicht in der Verantwortung des Bundes

liegen. Damit wird das idealtypische Ziel von 180 Euro/t für Erdgas weiterhin überschritten, aber spürbar weniger als bislang. Diese Gesamtbelastung gilt dann auch für Importstrom aus Erdgas, soweit die Kraftwerke vergleichbare Wirkungsgrade haben wie im Inland und mit den Kosten der EUA-Emissionszertifikate belastet sind. Erdgas ist damit weiterhin etwas höher belastet als gemäß der idealtypischen Vorgabe. Nachdem es auch gewisse Emissionen in der Vorkette der Erdgasbereitstellung gibt, z.B. Leckagen bei der Erdgasförderung und Energiebedarf für den Antrieb von Pumpen zum Pipelinetransport, ist eine gewisse Mehrbelastung auch angemessen.

Die Belastung des Verbrauchs von Strom aus erneuerbaren Energien würde sich entsprechend durch die Senkung von EEG-Abgabe und Energiesteuer ein wenig absenken, bliebe aber in Bezug auf die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung immer noch extrem bzw. „unendlich“ hoch.

Auch bei Strom aus Kohlekraftwerken soll sich nun die Summe aus dieser Belastung des Stromverbrauchs und der nationalen CO₂-Bepreisung in etwa dem Zielwert von 180 Euro/t CO₂ nähern, bzw. ähnlich wie Erdgasstrom nur wenig davon abweichen. Die Braunkohlekraftwerke haben einen niedrigeren Wirkungsgrad und verursachen höhere Emissionen in Bezug auf den Heizwert, damit ist nur ein geringerer Teil der Zielbelastung auf ihre Emissionen bereits durch die Stromsteuer, EEG- und weitere Umlagen „abgegolten“. Daher wird im Reformmodell eine Belastung der Emissionen eingeführt, die bei den Braunkohlekraftwerken mit 104 Euro/t CO₂ höher ist als bei Steinkohlekraftwerken

mit 84 Euro/t CO₂. Diese Steuersätze führen dazu, dass die zusätzlichen Emissionen, die ein mittleres Kohlekraftwerk mit dem entsprechenden Brennstoff im Vergleich zu einem Gaskraftwerk verursacht, mit 155 Euro/t belastet werden, zuzüglich von 25 Euro/ im EU-ETS also mit 180 Euro/t. Der tatsächliche Steuersatz wird auf den Gesamtverbrauch der Kohle (bzw. die damit verbundene Emission) erhoben und liegt damit niedriger als 155 Euro/t. Umgerechnet auf den Energiegehalt der Kohle entspricht das einer Energiesteuer von 2,82 ct/kWh_{th} für Steinkohle und 4,18 ct/kWh_{th} für Braunkohle. Je nach verwendeter Kohle könnten sich je nach Bemessungsgrundlage (Primärenergie oder Kohlenstoffgehalt) geringe Unterschiede ergeben.

Auch im **Wärmesektor** ist die „implizite“ CO₂-Bepreisung durch die geltenden Energiesteuern berücksichtigt und die Steuersätze werden somit um ca. 150 Euro/t CO₂ bei Erdgas und ca. 157 Euro/t CO₂ bei Heizöl angehoben, um das Ziel von 180 Euro/t CO₂ zu erreichen.

Im **Verkehrssektor** werden die Steuersätze um die vollen 180 Euro/t CO₂ bei Diesel und um den halben Wert, um 90 Euro/t CO₂ bei Benzin² angehoben. Sie steigen damit im Mittel etwas weniger als für Heizbrennstoffe, aber auf ein etwa doppelt so hohes Niveau. Auf Kerosin wird eine Energiesteuer in Höhe von 180 Euro/t CO₂-Äquivalent³ für den gewerblichen Flugverkehr neu eingeführt, gültig für in Deutschland beginnende Flugreisen⁴ und Strecken bis 3.000 km. Die Internalisierung durch EUAs wird verrechnet. Im Gegenzug wird die Luftverkehrsteuer abgeschafft.⁵ Die Beschränkung der Kerosinsteuer auf die

² Obwohl die Steuern auf Diesel bzw. Benzin bereits jetzt bei umgerechnet rund 180 Euro/t_{CO2} bzw. darüber liegen, findet eine Erhöhung u.a. deshalb statt, weil die bestehenden Spritsteuern auch als Gegenleistung für die Inanspruchnahme der Straßen und damit verbundene externe Effekte außerhalb der Klimaschädigung ihre eigene Berechtigung haben. Aufgrund der schon bestehenden höheren Energiesteuer bei Benzin fällt die Erhöhung geringer aus als beim Diesel und die allgemeine Erhöhung wird damit zum Anlass genommen, den Steuervorteil des Diesels abzubauen. Um im Hinblick auf die Mehrkosten bei der Anschaffung von Dieselfahrzeugen einen gewissen Abstand beizubehalten und deutlich höhere Literpreise für den stärker kohlenstoffhaltigen Dieselmotorkraftstoff zu vermeiden, wurde für Benzin eine halb so starke Erhöhung wie für Diesel vorgesehen.

³ Hier sind auch die Non-CO₂-Effekte berücksichtigt mit dem Faktor 2 gemäß (UBA 2018).

⁴ Eine Besteuerung auch der Emissionen des Rückflugs nach Deutschland bzw. seiner Emissionen ist nicht vorgesehen, so dass bei Flugstrecken je Richtung von mehr als 3000 km

effektiv nur 1500 km der Reiseentfernung besteuert wären. Nur bei Inlandsflügen werden beide Flugrichtungen besteuert.

An Stelle eine Kappung ab 3000 km des Hinfluges kämen sicherlich auch andere Abgrenzungsmethoden in Betracht. Für die Untersuchung maßgeblich ist v.a. das Volumen der Belastung und die sich daraus ergebende Verteilung auf verschiedene soziale Gruppen. Aus dem Ausland mitgeführtes Kerosin soll die Besteuerung nicht mindern. Daher ist eine Besteuerung jeweils des in Deutschland getankten Kerosins nicht zielführend, ggf. könnten Durchschnittssätze des Kerosinverbrauchs je nach Fluggesellschaft, Flugzeugtyp und Entfernung zu Grund gelegt werden.

⁵ Soweit dies aus rechtlichen Gründen bevorzugt würde, käme auch eine Abgabe auf verkaufte Flugtickets in Betracht, deren Bemessungsgrundlage sich jedoch an den konkreten Verbrauchsdaten und dem Besetzungsgrad des Flugzeugtyps oder der in Deutschland eingesetzten Flugzeugen der Fluggesellschaft orientiert. Bei in Deutschland beginnenden

ersten 3.000 km Flugstrecke berücksichtigt die schlechtere Erfassbarkeit bei Umgehung der Steuer durch Wahl eines Abflughafens im Ausland. Bei voller Besteuerung auch von Langstreckenflügen würden sich ab einer gewissen Entfernung gewillkürte Zwischenlandungen lohnen, um die Steuer zu umgehen, auch dies soll vermieden werden.

Die eigentliche, rechtliche Ausgestaltung der Steuer kann vorzugsweise in Form einer Verbrauchssteuer auf Brennstoffe mit dem **enthaltenen Kohlenstoff als Bemessungsgrundlage** erfolgen. Damit wären auch Kohlenstoffanteile in der Asche oder nicht vollständig verbrannter und als Kohlenmonoxid emittierter Kohlenstoff voll erfasst. Nachdem die Atome von Luftsauerstoff und Kohlenstoff im Gewichtsverhältnis von etwa 16 zu 12 stehen und im CO₂ zwei Sauerstoffatome mit jedem Kohlenstoffmolekül gebunden sind, steht der Steuersatz je Tonne Kohlenstoff dann in etwa im Verhältnis 44/12 zur intendierten Belastung des Kohlendioxids. Mit den genaueren Atomgewichten von 12,0106 für Kohlenstoff und 15,9994 für Sauerstoff entsteht bei der Verbrennung einer Tonne Kohlenstoff die 3,66421 fache Masse an Kohlendioxid. Mit diesem Faktor rechnet sich der Wert von 180 Euro/t CO₂ um in 659,56 Euro/t_Kohlenstoff, gerundet 660 Euro/t_Kohlenstoff. In der Darstellung als sonst einheitliche Steuer auf den Kohlenstoffgehalt stellt sich die Besteuerung der Kohle dann als ermäßigter Steuersatz für deren Verbrauch in der Stromerzeugung dar. Die ermäßigten Sätze in der Stromerzeugung betragen dann 308 Euro/t_Kohlenstoff für die Steinkohleverstromung (entsprechend 84 Euro/t_CO₂) und 381 Euro/t_Kohlenstoff für die Braunkohleverstromung (entsprechend 104 Euro/t_CO₂). In Bezug auf das Gewicht des Brennstoffs sind die Steuersätze niedriger. Andere energetische Kohleanwendungen sollten voll besteuert werden; für den Einsatz im Zuge der Kraft-Wärme-Kopplung würde indes ebenfalls der ermäßigte Wert verwendet. Andere Brennstoffe zur Stromerzeugung wurden in dieser Studie vernachlässigt bzw. fallen unter Begünstigungen der Industrie.

Im Gegensatz zur Kernbrennstoffsteuer handelt es sich bei einer Kohlenstoffsteuer, bzw. bei einer Brennstoffsteuer mit dem Anteil des Kohlenstoffs als Bemessungsgrundlage, um einen echten Verbrauch eines Gutes. Die

Besteuerungsgegenstände (mit dem in brennbaren Stoffen enthaltenen Kohlenstoff) werden sowohl haushaltsnah wie auch im industriellen Kontext verbracht. Im Gegensatz zu einer Steuer oder Abgabe auf eine Emission, wie bei einer CO₂-Abgabe, ist die **Verfassungsmäßigkeit bei Verbrauchssteuern** auch dann gegeben, wenn die Einnahmen nicht direkt zweckgebunden verwendet werden. Steuerermäßigungen für die Stromerzeugung sind zulässig. Einer näheren rechtlichen Analyse soll mit dieser Ersteinschätzung aber nicht vorgegriffen werden.

4 Begründung der Entlastungsvorschläge

Leitbild der untersuchten Mittelverwendung ist, dass die Einführung bzw. Erhöhung von Steuern mit Bezug auf die Kohlendioxidemission durch eine Senkung anderer Steuern bzw. Abgaben ausgeglichen wird. Lediglich bei Empfängern von Sozialleistungen, die nur wenige Steuern und Abgaben zahlen, ist eine gewisse Erhöhung ihrer Transferzahlungen vorgesehen.

Dabei soll in der Tendenz eine verteilungsneutrale Wirkung erreicht werden. Die neuen Steuern sollen im Grundsatz nicht zu einer vermehrten Umverteilung und Einkommensnivellierung beitragen, wie es bei einer Auszahlung eines einheitlichen Zuschusses pro Kopf der Fall wäre. Ebenso soll eine regressive Wirkung vermieden werden, die sich ergeben würde, wenn Einkommensschichten mit geringen Einkommen einen größeren Teil der Belastung tragen müssen und einen geringeren Teil der Entlastung erhalten würden.

Ob in der Gesellschaft mehr oder weniger Umverteilung gewünscht ist, soll nicht am Anlaß des vermehrten Klimaschutzes „ausgekämpft“ werden, und vor allem soll Klimaschutz nicht daran scheitern, dass dieser zum Anlass eines Verteilungsstreits wird.

Die Entlastungsansätze sind daher so gewählt, dass sie in verschiedenen Einkommensgruppen zur Wirkung kommen. Gleichzeitig bestand der Wunsch, bestimmte Belastungen gleich ganz zu streichen. Eine Gleichheit von Be- und

Reisen mit erstem Abflug im Ausland, oder bei kurzen Zubringerflügen zu Langstreckenflügen wäre eine Besteuerung auf der Ebene der Reisenden wünschenswert, soweit diese Flüge selbst keiner vergleichbaren Besteuerung im Ausland unterliegen. Eine Kappung bei 3000 km bzw.

einem festen Emissionsansatz und Steuerbetrag erleichtert dann auch die Steuererhebung für derartige Reisen.

Entlastung kann auf der individuellen Ebene ohnehin nicht erreicht werden; scheitert auch innerhalb einer Einkommensklasse an den unterschiedlichen Einkommensarten, unterschiedlicher Personenzahl, individuellem Verbrauchsverhalten und weiteren Einflüssen. Es ergab sich daraus ein gewisses Sammelsurium der Entlastungsvorschläge, das aber durchaus begründet ist:

Senkung der Einkommensteuer (ca. **18 Mrd. Euro**): Nachdem es sich bei den neuen Verbrauchssteuern um dem Bund zustehende Steuereinnahmen handelt, soll eine Entlastung auch bei Steuereinnahmen des Bundes erfolgen. Die Entlastung im Steuersatz ist auf die auch bei relativen Niedrigverdienern wirksame Steuerlast in der ersten Progressionsstufe beschränkt. Diese schließt als zweite Zone des Steuertarifs an den Grundfreibetrag an und gilt für zu versteuernde Jahreseinkommen 9.169 € bis 14.254 € p.a. (doppelte Werte bei gemeinsamer Veranlagung bzw. in Steuerklasse III). Die Einkommensteuer ist grundsätzlich eine Gemeinschaftssteuer mit prozentualer Einnahmenaufteilung zwischen Bund, Ländern und Gemeinden. Mit einem kompletten Verzicht auf seinen Steueranteil von 42,5% leistet der Bund sozusagen das maximale in seiner Verantwortung stehende zur steuerlichen Entlastung der Niedrigverdiener.

Weiteres Alleinstellungsmerkmal ist die erst vorgezogene hälftige, dann vollständige **Abschaffung des Solidaritätszuschlags** (ca. **9,8 Mrd. Euro**) aus den Einnahmen. Diese Entlastung richtet sich mehr an die Besserverdiener. Eine sehr hohe Belastung zusätzlicher Einkommen ergibt sich beim gegenwärtigen Solidaritätszuschlag allerdings bei Einkommen knapp über der ersten Progressionsstufe. Insoweit schließt die Entlastung direkt an die Entlastung der untersten Progressionsstufe an. In den Folgejahren, in denen die Einnahmeausfälle aus der teilweisen Abschaffung bereits für den Bundeshaushalt eingeplant sind, soll mit der CO₂-Bepreisung der restliche Aufkommensanteil ersetzt werden, so dass der Solidaritätszuschlag ab 2021 vollständig abgeschafft werden kann und gegenfinanziert ist. Damit wird die Akzeptanz besonders bei denjenigen politischen Strömungen gefördert, die den Klimaschutz bislang kritisch begleitet haben, die aber auch eine Abschaffung des Solidaritätszuschlags einfordern. Unter Verteilungsgesichtspunkten korrespondiert der Wegfall des Solidaritätszuschlages mit einer hohen Besteuerung des Flugverkehrs bzw. von dessen Emissionen, die zu einer deutlich progressiven (mit dem Einkommen steigenden) Belastung führt.

Die **Absenkung** bzw. Übernahme von 2/3 **der Rundfunkgebühren** (ca. **5,34 Mrd. Euro**) mindert die regressive Wirkung dieser Abgabe. Im Vergleich zu anderswo diskutierten pro-Kopf-Erstattungen kommt diese pro Haushalt wirkende Entlastung um 140 € p.a. ohne bürokratischen Zusatzaufwand aus. Die Entlastungswirkung liegt damit zwischen der Wirkung eines pro-Kopf-Zuschusses von 100 € p.a., wie er in anderen Vorschlägen vorgesehen ist, wie sie für Einpersonenhaushalte (100 € p.a. für deren Haushalt) bzw. Zweipersonenhaushalte (200 € p.a. und Haushalt) entsteht. Zudem fehlt in diesen Vorschlägen eine Angabe, wie die jährliche Auszahlung von 100 € pro Person unbürokratisch gestaltet werden kann. Nachdem das vorgestellte Konzept eine höhere Belastung der Energie vorsieht, ist diese Entlastung je Haushalt aber nur ein Teil der Gesamtentlastung.

Mit der **Halbierung der Stromsteuer** um und auf 1,025 ct/kWh (ca. **3,3 Mrd. Euro**) bewegt sich die bislang höhere Belastung für Strom aus Erdgas in Richtung des Orientierungswerts von 180 Euro/Tonne, bleibt aber unter Einbeziehung der sonstigen Abgaben wie der kommunalen Konzessionsabgabe immer noch etwas darüber (vgl. weiter oben). Nachdem sich der kostenbedingte Anstieg der Großhandelspreise am Strommarktpreis durch das Reformmodell in Grenzen hält, und Entlastungen häufig weniger stark wahrgenommen werden als neue Belastungen, wurde keine vollständige Abschaffung der Stromsteuer vorgesehen. Damit kann auch bei möglicherweise folgenden Entlastungen bei der EEG-Umlage in folgenden Jahren das 180 Euro-Ziel eingehalten bleiben, ohne die Stromsteuer dann wieder anzuheben. Zudem besteht auch ein gewisser Puffer um andere, strukturelle Änderungen der Sonderabgaben auf Strom mit einer weiteren Senkung der Stromsteuer zu begleiten. Eine vollständige Abschaffung würde zudem EU-Recht widersprechen.

Weitere Senkungen könnten u.a. dann in Betracht gezogen werden, wenn die Emissionen bei der Förderung und dem Transport von Erdgas auf andere Weise internalisiert werden, z.B. im Kontext von Ausgleichsabgaben beim Import, die das berücksichtigen.

Eine **Absenkung der EEG-Umlage** kommt aufgrund höherer Börsenstrompreise (siehe (Energy Brainpool 2019) mehr oder weniger automatisch zustande.

Im Gegenzug zur neu eingeführten Kerosinsteuer soll die Luftverkehrsteuer (**1,76 Mrd. Euro**) vollständig ersetzt werden. Die je Fluggast erhobene

Luftverkehrssteuer hat nur eine begrenzt sinnvolle Lenkungsfunktion, nachdem sie z.B. leer gebliebene Sitze im Flugzeug von der Besteuerung freistellt, Passagiere in den besseren Klassen mit höheren Platzverbrauch im Flugzeug genauso wenig belastet wie Economy-Passagiere, nicht zwischen unterschiedlich effizienten Flugzeugen und Betriebsweisen des Flugzeugs und nur wenig nach der Flugstrecke differenziert.

Der **Mobilitätzuschuss** enthalten nur Erwerbstätige in peripheren Räumen (**2 Mrd. Euro**). Somit hat dieser mehr den Charakter einer Steuerentlastung als den einer Sozialleistung. Er soll vor allem kompensieren, dass die höheren Fahrleistungen in diesen Regionen zu einer größeren Mehrbelastung aus dem Anstieg der Treibstoffbesteuerung führen (siehe weiter unten).

Dazu kommen **pauschale Zulagen** bei **Renten** und erwachsenen **SGB II/ALG II-Empfängern** von **200 Euro/a** und für **Kinder in der Grundsicherung** von **120 Euro/a**. Auch wird das **Kindergeld** um 120 Euro/a erhöht, um einen Ausgleich für das erhöhte Preisniveaus zu schaffen und in beiden Richtungen eine soziale Schiefelage zu vermeiden. Die steuerlichen Entlastungen für Wenigverdiener führen in der Folge zu einer gewissen Erhöhung der Nettoeinkünfte. Nachdem das dann auch zu einer Erhöhung von Sozialleistungen führen würde, sind diese auf die pauschalen Zulagen anzurechnen, um einen doppelten Ausgleich zu vermeiden.

5 Bewertung wesentlicher Ergebnisse durch den Auftraggeber

Die schon kurzfristig sehr deutliche Emissionsminderung in der Stromerzeugung erklärt sich v.a. dadurch

- dass es die Möglichkeit gibt, zwischen Energieträgern zu wechseln: Es gibt thermische Kraftwerke für verschiedene Brennstoffe, deren Einsatzdauer an die geänderte Kostensituation angepasst werden kann, bei insgesamt gleichbleibender Stromerzeugung und einem identischen Endprodukt „elektrische Energie“. Bei den nur teilweise ausgelasteten Kapazitäten kann u.a. auf Gaskraftwerke im Ausland zurückgegriffen werden, wobei ein Teil des Energieträgerwechsels durch Verzicht auf Stromexporte erreicht

wird, die derzeit durch den Betrieb von deutschen Kohlekraftwerken ermöglicht werden.

- Kohle wird bislang kaum besteuert und ist ein preisgünstiger Brennstoff, zudem hat sie besonders hohe Emissionen im Verhältnis zum Energiegehalt und Kohlekraftwerke weisen schlechtere Wirkungsgrade auf. Dadurch ist die prozentuale Kostenerhöhung bei der Kohlennutzung besonders groß.
- Die Stromerzeugung wird professionell gesteuert und betriebliche Kostenvorteile werden daher zügig genutzt.

Der CO₂-Preis ist offenkundig nicht hoch genug, um in vergleichbarem Umfang **kurzfristige** Anpassungsreaktionen durch Verhaltensänderungen auf der Verbraucherseite auszulösen.

- Emittierende Tätigkeiten sind oft mit weiteren Aufwendungen verbunden (z.B. andere Kostenbestandteile einer Flugreise, Zeitaufwand beim Autofahren und bei alternativen Transportoptionen), so dass erhöhte Brennstoffkosten im Verhältnis zum Gesamtpreis weniger ins Gewicht fallen, zumal wenn kurzfristig nur mit einer generellen Einschränkung der Tätigkeit reagiert werden könnte (keine Flugreise, keine Besuch einer entfernter gelegenen Veranstaltung).
- Die beschränkte Reaktion auf erhöhte Energiepreise liegt aber vor allem daran, dass oft keine vertretbar erscheinenden Alternativen **kurzfristig verfügbar** sind, die einen vergleichbaren Nutzen bringen. Bei der Gebäudenutzung wäre z.B. eine Reduzierung der Heiztemperatur möglich, dies hätte aber eine Nutzeneinschränkung zur Folge. Falls sie kurzfristig diese Wahl treffen könnten, hätten viele Verbraucher bei gleichen Kosten vermutlich lieber eine kleinere, gut beheizte Wohnung als die größere schlecht beheizt. Würde z.B. ein Raum der bereits seit längerem gemieteten Wohnung nicht beheizt, würde die Miete ja weiterlaufen. Die Option „Heizkosten senken durch einen beheizten Raum weniger, und damit auch Mietsenkung durch eine kleinere Wohnung“ steht in der Regel nicht zur Verfügung.
- Eine vergleichbare Reaktion auf höhere Spritpreise wie beim Wechsel im Kraftwerkseinsatz wäre bei Haushalten mit einem Elektroauto als

Zweitwagen denkbar, welches an Stelle des anderen Fahrzeugs häufiger genutzt würde.

- Auch in Haushalten und ähnlichen Verbrauchssektoren kann eine bivalente Energieversorgung einen sinnvollen Zwischenschritt darstellen: Beispielsweise könnte bei zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung die Wärmeversorgung für Raumwärme und Warmwasser vermehrt mit derartigem EE-Strom vorgenommen werden, soweit dieser verfügbar ist, während in anderen Stunden des Jahres noch die vorhandenen Öl- und Gasheizungen ihren Dienst tun. Bei der gegenwärtigen, jahresweisen Abrechnung des Stromverbrauchs und der hohen Gesamtbelastung von Strom würde jedoch z.B. der Ersatz der Wärme einer Ölheizung durch Stromheizgeräte auch bei höheren Heizölpreisen keine Kostensenkung ergeben. Derartige Substitutionsmöglichkeiten würden erst bei einer komfortableren Einbindung in das Heizsystem und besseren Wirkungsgraden der Stromnutzung mittels Wärmepumpen an Bedeutung gewinnen; das würde indes Investitionen erfordern und könnte erst mittelfristig eine gewisse Bedeutung erlangen.
- Im Verkehr kann von Autos bzw. Flugzeugen zum Schienenverkehr gewechselt werden. Aber in der Regel ist das mit Nachteilen wie längeren Fahrtzeiten verbunden und stellt damit keine unmittelbare Substitutionsmöglichkeit dar.

Die Emissionsminderung im Strom-, Wärme- und im Verkehrssektor entspricht bei einem abgezinsten Schadenswert von 180 Euro/t CO₂ einer Umweltentlastung von CO₂ im Wert von ca. 26,5 Mrd. Euro. Auf Grundlage des nicht abgezinsten Schadenswerts von 640 Euro/t CO₂ wird die **Umweltentlastung mit 93 Mrd. Euro im Jahr** bewertet⁶. Der Wert des Umweltvorteils liegt damit deutlich oberhalb der durch die CO₂-Bepreisung verlagerten Geldströme.

⁶ Sonstige Minderungen der Umweltauswirkungen insbesondere als Folge von weniger Autoverkehr (Straßenlärm, Staub, NO_x, induzierte Ozonbildung und Gesundheitsschäden,

6 Ausblick auf Folgejahre

Mittel- und langfristig wird ein CO₂-Preis von 180 Euro/t in allen Energiesektoren weitere Anpassungen auslösen bzw. unterstützen und einen stärkeren Rückgang des Verbrauchs auslösen. Zu vermehrtem Einsatz erneuerbarer Energien kommt es besonders im Stromsektor, bei den Endverbrauchern zu energiesparenden Investitionen und häufiger bivalenten Lösungen. Eine genauere Ermittlung einschließlich der Entwicklung im Zeitverlauf wäre über den Umfang des vorliegenden Gutachtens weit hinausgegangen, zumal es auch Wechselwirkungen zu anderen energiepolitischen Instrumenten gibt, wie Energievorschriften im Neubau, verkehrspolitische Maßnahmen und der Förderung erneuerbarer Energien.

6.1 Begründung eines einzigen Preisschritts

Eine intertemporale Optimierung von Aufwendungen zur Vermeidung von Klimaschädigung, d.h. deren optimale Verteilung über zahlreiche Jahre, wird aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht und unter bestimmten Annahmen (u.a. nahezu-Nullzinsen, Wettbewerbsgleichgewicht, Optimierung auf Seiten der einzelnen Wirtschaftssubjekte) gerade dann erreicht, wenn der CO₂-Preis eine im Wesentlichen konstante Höhe hat.

Niedrigere CO₂-Preise in einer Anfangsphase, wie sie u.a. von Seiten der Bundesregierung geplant sind, die erst allmählich zunehmen, führen zu einem ineffizienten Ergebnis, weil dann in der Anfangsphase mit noch niedrigem Niveau des CO₂-Preises Handlungen zur CO₂-Minderung unterbleiben, deren Kosten je Minderungseinheit viel niedriger sind als die Kosten jener Maßnahmen, die in späteren Zeitpunkten (ggf. zum Ausgleich zusätzlich) vorgenommen werden (müssen). Der Schaden durch eine früher ausgestoßene Menge CO₂ ist jedoch nicht niedriger, als wenn die gleiche Emissionsmenge später erfolgt (eher umkehrt). Kurzgefasst, der Austausch von zeitnahen, preiswerten Maßnahmen durch teurere Maßnahmen später ist wirtschaftlich unvernünftig.

Unfallgefahren) kommen noch dazu, und auch etwaige Gesundheitsvorteile als Folge des Ersatzes von Autofahrten durch Fuß- und Radwege sind nicht beziffert worden.

Wie weiter oben erwähnt, war die Höhe des CO₂-Preises für 2020 so gewählt worden, dass im Wesentlichen eine Internalisierung der vom UBA bezifferten Schadenskosten gelingt. Dieser Logik folgend ist es auch in Zukunft nicht das Ziel, eine Punktlandung bei bestimmten Emissionshöhen gemäß exogen vorgegebener Minderungspfade zu erreichen, sondern auch in den Folgejahren Einspareffekte wirken zu lassen, wie sie durch diesen CO₂-Preis bewirkt werden. Solange die Zahlen zu den Schadenskosten nicht revidiert werden, müsste es dann in den Folgejahren hauptsächlich zu einer Anpassung an die allgemeine Preisentwicklung und ggf. einer Erhöhung im Zuge der vom UBA vorgenommenen Abzinsung kommen. Es wird jedoch für plausibel gehalten, dass mit diesem CO₂-Preis nicht nur die Emissionsziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 eingehalten werden können, sondern bis zu diesem Datum auch weitergehende Reduzierungen im Einklang mit dem Pariser Abkommen möglich wären. Eine nachfolgende Adjustierung im Hinblick auf Klimaschutzziele soll damit nicht ausgeschlossen werden.

Weitere Überlegungen gegen zunächst niedrige CO₂-Preise, wenn weitere Erhöhungsschritte bereits für notwendig erachtet werden bzw. schon gesetzlich verankert werden, sind:

- Das kurzfristige Verbraucherverhalten wie auch der Kraftwerkseinsatz richten sich vorrangig nach den aktuellen Energie- bzw. Emissionspreisen, das kann auch nicht mehr durch höhere Preise in Folgejahren „rückgängig gemacht“ werden.
- Investitionen richten sich in stärkerem Maße nach dem erwarteten Preisniveau. An anderer Stelle wird daher argumentiert, dass bereits ein verlässlich zu erwartender Preispfad zu emissionsmindernden Investitionen führt. Allerdings wirkt auch dann nur die durchschnittliche Höhe der effektiven Energiepreise über die Laufzeit der Investition; sind diese in den ersten Jahren niedrig, ist auch der Durchschnittswert im Verhältnis niedriger. Außerdem reagieren viele Menschen erst dann, wenn eine Belastung tatsächlich in ihrem Geldbeutel spürbar ist, und selbst dann manchmal erst mit einiger Zeit Verzug. Abwarten kann auch in der Erwartung begründet sein, dass bestimmte Investitionen in einigen Jahren günstiger werden bzw. bei späterem Handeln der technische Fortschritt berücksichtigt werden kann. Dies kann dazu führen, dass Investitionen

aufgeschoben werden, selbst wenn sie, im Vergleich zur technischen Ausgangssituation, bereits nach den ersten Stufen einer langfristig angelegten Preistreppe wirtschaftlich wären.

- Bei einem einstufigen Anstieg der Emissionspreise bzw. Energiebesteuerung können sich Verbraucher jedenfalls anschließend darauf konzentrieren, die Kostenbelastung sukzessive wieder abbauen zu können, oder auch durch einmalige, größere Investition oder Umstellung. Es entsteht jedenfalls nicht der Eindruck eines „Hamsterrades“, in dem individuelle Einsparerfolge durch ständig steigende Preise wieder aufgehoben werden.
- Längerfristig angelegte, mehrstufige Preisanstiege führen regelmäßig zu Angriffen durch die politischen Gegner von mehr Klimaschutz bzw. höherer Besteuerung fossiler Energien. Stärker als ein einmaliger Anstieg kann dies zu einer andauernden Steuererhöhungs-Diskussion führen. Zudem werden dann einige Erhöhungsstufen zu Zeitpunkten erfolgen, in denen sie aus anderen Gründen nicht so gut in den politischen Gesamtkontext passen. Ein gutes Beispiel hierfür sind die Gelbwestenproteste in Frankreich. Selbst gesetzlich verankerte Erhöhungsschritte können wieder zurückgenommen werden; dies fällt dem Gesetzgeber regelmäßig leichter als die Rücknahme bereits erhöhter Steuern, für die ja sofort fiskalischer Ausgleich zu schaffen wäre. Hier gelten die Sprichworte „lieber ein Ende mit Schreck (in Form des abrupten Anstiegs) als ein Schrecken ohne Ende (in Form der jahrelangen Steuererhöhungsdiskussion“ und „alte Steuern, gute Steuern“ (womit eine Gewöhnung an schon länger etablierte Steuern gemeint ist).
- Ein einmaliger Anstieg kann auch besser von Abgabensenkungen begleitet werden, die dann auch als solche wahrnehmbar sind und im Kontext der Erhöhung bei der Energie zugeordnet werden. Zum einem ergibt sich das aus dem größeren Volumen der zu einem Zeitpunkt möglichen Entlastung. Wird ein moderater, erster Schritt der Steuererhöhung in einem Sektor (z.B. Energie) dazu genutzt, allgemeine Steuern und Abgaben mit breiter Bemessungsgrundlage (wie z.B. Sozialabgaben) zu senken, kann die Steuererhöhung trotzdem deutlich wahrnehmbar sein, z.B. an der Preisanzeige der Tankstellen, während die Abgabentlastung fast untergeht. Vor allem in Verbindung mit der Ankündigung nachfolgender

Erhöhungsschritte kann sich dann das Narrativ steigender Abgabenbelastung durchsetzen.

- Zudem erfolgt der hintere Teil von stufenweisen Erhöhungen in einem Zeitraum, in dem die Emissionen schon stärker zurückgehen (sollen), und in dem ein bestimmter Satz der Energiesteuer bzw. CO₂-Bepreisung mithin geringere Staatseinnahmen bewirkt. Erhöhungsstufen sind dann nicht mit Einnahmeerhöhungen im Vergleich zum Vorjahr verbunden, oder jedenfalls nicht im gleichen Maße. Damit fehlt dann auch das Einnahmenvolumen für korrespondierende Entlastungen der Steuerzahlen an anderer Stelle. Im vorliegenden Vorschlag wurden die Einbußen bei den bisherigen Energiesteuern als Folge der Einsparreaktion berücksichtigt, diese ist jedoch im Jahr der Einführung noch nicht so groß. Spätere Reduzierungen der Steuereinnahmen können dann mit strukturell ansteigenden Einnahmen anderer Steuern wie infolge der kalten Progression der Einkommensteuer gegenfinanziert werden.
- Stufenpläne können auch durch die Überlegung motiviert sein, dadurch größere Härten bei Verbrauchern mit besonders hohem Energiebedarf zu vermeiden. Als Beispiel können ältere Besitzer eines schlecht gedämmten Einfamilienhauses genannt werden oder Menschen mit weitem Arbeitsweg. Dies ist jedoch insoweit ein Trugschluß, als es natürlich auch nach einem mehrjährigen Umstellungspfad Haushalte geben wird, deren Wohnung einen besonders hohen Energiebedarf hat. Ihre Situation ist dann im Zweifel noch schlechter als bei einem „Preisschock“, weil andere Haushalte früher umgestellt haben und damit weniger Steuereinnahmen zur Verfügung stehen, die korrespondierende Entlastungen ermöglichen, als im ersten Jahr nach einem Preisschock. Außerdem kann eine stufenweise Erhöhung dazu führen, dass jahrelang Ersparnisse aufgebraucht werden, um steigende Energiekosten abzudecken, so dass Rücklagen gerade in dem Moment fehlen, in dem energieeinsparende Investitionen unabdingbar erscheinen (Analog gilt dieser Zusammenhang indes auch für die gesamte Gesellschaft).

Für sehr weitreichende Emissionsminderungen bis 2050 auf Null könnte die Wirkung der Preiselastizitäten indes nicht ausreichend sein, und auch eine Reduzierung auf lediglich 5% des Ausgangswerts von 1990 wäre mit den hier

beschriebenen CO₂-Preisen wohl kaum erreichbar. Ein Nachsteuern im nächsten oder übernächsten Jahrzehnt kann also immer noch erforderlich sein, auch im Lichte der weiteren Entwicklung des Klimasystems und der Erkenntnisse darüber. Wesentlich ist aber, dass eine Maßnahme, die bereits durch die heutigen Erkenntnisse über die Klimaschädigung gerechtfertigt ist, nicht erst auf einen Stufenplan aufgeschoben wird.

6.2 Langfristige Effekte, keine Berechnung nach der Preiselastizität

Die einzelnen Haushalte reagieren auf erhöhte Preise durch eine Anpassung ihres Energieverbrauchs in ihrem jeweiligen Kontext, der u.a. durch die Auswahl an Energietechniken, das Angebot an Verkehrsmitteln und die jeweiligen Preise gekennzeichnet ist.

Die **langfristigen Auswirkungen** von erhöhten Energiesteuern bzw. CO₂-Preisen **in der Gesellschaft** werden von einer Vielzahl von Wirkmechanismen beeinflusst, wie beispielsweise im Verkehrssektor der Etablierung dezentraler Verbindungen innerhalb der Wirtschaftsräume, Umzüge oder Arbeitsplatzwechsel mit Minderung der Arbeitswege, Energieträgerwechsel, die z.T. über ein individuell geändertes Verbrauchsniveau der (Energie-) Dienstleistungen hinausgehen. Gerade in der Auswahl zwischen unterschiedlichen Energieträgern können ab einer gewissen Preisparität relativ geringe Preisänderungen das „Pendel umschlagen lassen“ und einen Energieträger bzw. eine Art der Energienutzung günstiger machen, so dass dann sehr starke Umstellungseffekte eintreten, wie in der Vergangenheit bei der Erdgasverwendung in Neubauwohnungen anstelle von Ölheizungen. Zugleich ist bei Substitutionsmöglichkeit zwischen Energieträgern mit größeren Kreuzpreiselastizitäten zu rechnen. Für eine langfristige Betrachtung würde die vorliegende Methodik daher größere Einschränkungen der Genauigkeit mit sich bringen, insbesondere das Tempo, bis langfristige Effekte eintreten, ist damit schwer abschätzbar. Für langfristige Analysen sind dann doch sektorspezifische bottom-up-Analysen vielversprechender, die indes mit höheren Kosten verbunden wären. Wie schon dargelegt, ist die Prognose der Reaktionsgeschwindigkeit nicht so wesentlich, soweit die Schadenskosten angemessen ermittelt worden sind und in dieser Höhe eine Internalisierung erfolgt. Für die langfristige Umsteuerung kommen zudem auch andere Instrumente wie

Vorgaben für den Neubau von Gebäuden und Emissionsanforderungen an den Flottenverbrauch von PKW zum Einsatz.

Ein kleiner Teil der langfristigen, insbesondere der investiven Wirkungsmechanismen kommt bereits binnen Jahresfrist zustande. Z.B. würden sich einige Hausbesitzer recht kurzfristig zu einer Umstellung der Heizungsanlage entschließen bzw. schon bestehende Überlegungen dazu schneller in die Tat umsetzen. Derartige Reaktionen werden als Teil der Ursachen der kurzfristigen Elastizität behandelt. Der Umfang, in dem es kurzfristig zu solchen langfristig wirksamen Veränderungen kommt, ist aber – zumal es sich nicht um extreme Preisschocks handelt – u.a. durch gewisse Vorlaufzeiten bzw. die Trägheit der handelnden auf Kundenseite und durch begrenzte Kapazitäten der Lieferanten bzw. Handwerker begrenzt. Bei größeren Veränderungen müssen ggf. mehrere Stufen der Produktionsketten angepasst werden (z.B. reduzierter Spritverbrauch erst nach Kauf von Elektroautos, Verkauf von Elektroautos setzt Erhöhung der Produktionskapazität von Batterien voraus, dies wiederum erfordert Fertigungsanlagen zur Herstellung von Batteriemaschinen).

7 Weitere Reformüberlegungen zum Stromsektor

7.1 Belastung von Strom aus erneuerbaren Energien - Exkurs zu Abschnitt 3.1

Auch bei Strom aus erneuerbaren Energien kann die gegenwärtige Abgabenbelastung des Stromverbrauchs auf die hier niedrigen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bezogen werden, die aus der Herstellung der Anlagen resultieren (Werte im Gutachten für thermische Kraftwerke beziehen sich nur auf die Brennstoffe). Da der Nenner dieser Berechnung sehr niedrig ist, zeigt das eine sehr hohe Belastung dieses Stromverbrauchs je Tonne CO₂-Emission an.

Eine Beibehaltung der gegenwärtigen Markt- und Abgabenstruktur auf Strom aus erneuerbaren Energien würde daher dem Leitbild des Reformvorschlags für die energiebezogenen Abgaben deutlich widersprechen, außerhalb des Verkehrs eine einheitliche Gesamtbelastung von etwa 180 Euro/t CO₂ zu erreichen, wie es für Strom aus fossilen Brennstoffen in der Summe aus Brennstoffbesteuerung und Abgaben auf den Stromverbrauch näherungsweise angestrebt wird. Vielmehr wird

vom Auftraggeber dieser Studie vorgeschlagen, **bei neuen, nicht EEG-geförderten Anlagen auf die Sonderabgaben zu verzichten**, insbesondere auf die EEG-Umlage. Wie vorstehend beschrieben, dienen diese Sonderabgaben in idealtypischer Höhe von 58 Euro/MWh_{el} (5,8 ct/kWh_{el}) bei Strom aus GuD-Kraftwerken der indirekten Belastung in der 155 Euro/t (180 Euro/t minus EUA-Preis) entsprechenden Höhe. Diese Belastung wird im Reformmodell bereits durch die EEG-Umlage hergestellt. Bei Kohlestrom soll die Brennstoffbesteuerung die Differenz zu effektiv 180 Euro/t ausgleichen. In Folge der Konzessionsabgabe und sonstiger Abgaben ergibt sich eine etwas höhere Belastung. Bei Strom aus EEG-geförderten Anlagen ist eine Beteiligung an dem EEG-Umlagesystem ebenfalls angemessen. Dies ist auch erforderlich, um die EEG-Umlage nicht einem zu kleinen Teil des Stromverbrauchs aufzubürden. Es bestehen andererseits gute Gründe, neue, marktgetrieben errichtete erneuerbare Energien und insbesondere Solaranlagen davon freizustellen.

Auf diese Weise könnten neue Solaranlagen im ersten Jahr einen um ca. 5,8 ct/kWh erhöhten Erlös erzielen, zusammen mit den o.g. 5,28 ct/kWh Vermarktungserlös auf Basis der Großhandelspreise für „Graustrom“ also insgesamt rund 11 ct/kWh. Das ist auch für kleine Solar-Dachanlagen ausreichend. Es käme dann zu einem massiven, marktgetriebenen Zubau der Solarenergie, der vor allem auf den Kostenvorteilen gegenüber fossiler Stromerzeugung bei nunmehr internalisierten Schadenskosten von 180 Euro/t beruht. Recht schnell würde dann aber auch eine Absenkung der Marktwerte für Solarstrom eintreten, die (zeitanteilig) auch die Preise für Peak- und Grundlaststrom reduziert. Größere Solaranlagen, insbesondere in der Freifläche, sind indes bereits bei niedrigeren Strommarktpreisen wettbewerbsfähig, wenn ihre Stromproduktion nicht mit hohen Abgaben belastet wird. Insbesondere ist es kontraproduktiv, einen vermehrten Einsatz der Solarenergie dadurch zu verhindern, dass sie mit EEG-Umlagen belastet wird, wenn das EEG eigentlich der Förderung der erneuerbaren Energien dienen soll.

Für diese Studie wurde indes, wie schon gesagt, als Ausdruck der Vorlaufzeiten noch keine zusätzliche Stromerzeugung bereits im Jahr 2020 durch den durch höhere Marktpreise und evtl. abgesenkte Abgaben induzierten Zubau erneuerbarer Energien als zusätzliches Angebot am Strommarkt berücksichtigt. Insoweit ist für die Studienergebnisse auch unerheblich, ob es zu einer

Abgabentlastung für außerhalb des EEG errichtete Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien kommt.

Bei einer Freistellung von Strom, der außerhalb des EEG aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, von EEG-Umlage und ggf. auch auf von der halbierten Stromsteuer ergäben sich geringere Unterschiede zum Eigenverbrauch. Die Betreiber eigenschaft von Solaranlagen würde weniger wichtig und Einschränkungen für Mieterstromkonzepte, die der Erhaltung der Bemessungsgrundlage der EEG-Umlage dienen, könnten vereinfacht werden.

Daneben könnte es weiterhin ein Marktsegment mit EEG-geförderten Solaranlagen geben. Die Kostensituation und die Bietpreise wären von dem freien Marktsegment im Wesentlichen unbeeinflusst, so dass es preislich ähnliche Auktionsergebnisse wie heute geben würde. Dieser Strom könnte dann weiterhin der EEG-Umlage unterliegen, womit auch ein Ausscheiden aus dem in den EEG-Auktionen ermittelten Marktprämiensystem in den ersten Betriebsjahren vermieden würde. Derartige Anlagen würden in den ersten Jahren relativ niedrigere Erzeugerpreise für ihren Solarstrom erhalten als der außerhalb des EEG an Endkunden gelieferte Solarstrom, würden aber voraussichtlich im hinteren Teil der Betriebsdauer von der garantierten Festvergütung profitieren. Mit Windparks und Importstrom aus erneuerbaren Energien kann ähnlich verfahren werden.

Eine zu große Erosion der Verteilungsbasis des EEG wäre nicht zu befürchten, wenn der neue Grünstrom jeweils nur zeitgleich ohne Sonderabgaben von den Verbrauchern genutzt werden kann (und nicht mit übertragbaren Herkunftszertifikaten auch zu anderen Zeiten). Insbesondere nachts, an bewölkten Tagen und genereller außerhalb der Mittagszeit und bei mäßigen Windstärken würde noch für etliche Jahre viel Strom aus thermischen Kraftwerken und aus EEG-Lieferungen stammen, der dann auch mit Umlagen belastet wäre.

7.2 Einschränkung der Kohlenutzung und Frage nach Entschädigung für Kohlekraftwerke – Exkurs zu Abschnitt 3.1.4

Die Berechnungen von EPB gehen von kurzfristig noch betriebsbereiten Kohlekraftwerken aus, die recht wenige Benutzungsstunden erreichen würden, weil Gaskraftwerke niedrigere variable Kosten aufweisen. Dies ist jedoch kein

Dauerzustand, da sich die Beibehaltung der Betriebsbereitschaft häufig nicht lohnen würde.

Vermutlich würden trotzdem einige Kohlekraftwerke deshalb erhalten bleiben, weil nach 2020 mit dem Vollzug eines spürbaren Teils des Ausstiegs aus der Kernenergie bis Ende 2022 für einige Jahre wieder bessere Marktverhältnisse für einen Betrieb mit weniger reduzierten Volllaststunden zu erwarten wären. In der Funktion von Spitzenlastkraftwerken, genaugenommen Kraftwerken für die Spitze der Residuallast nach erneuerbaren Energien, wären dann wieder etwas höhere Erlöse möglich, zumal nach Abgang eines Teils der Kraftwerke. Der Neubau von GuD-Kraftwerken, die auch diese Aufgaben übernehmen können, kommt nicht so schnell zustande. Ggf. kann daher für die ersten Jahre nach dem Kernkraft-Ausstieg eine etwas positivere Ertragsprognose für bestehende Kohlekraftwerke abgegeben werden, der hier nicht untersucht wurde, aber im Grundsatz bleibt es bei der Erkenntnis fehlender Marktoptionen, besonders für die Braunkohle. Soweit der Erlös aber gerade dazu ausreicht, den laufenden Betrieb aufrecht zu erhalten, und bei einem Teil der Kohlekraftwerke auch dazu nicht, haben diese dann auch keinen positiven Marktwert, bzw. lediglich Schrottwert. Bei den wenigen modernen Kohlekraftwerken mit höheren Wirkungsgraden ist er positiv, aber gering.

Anders wäre die Situation, wenn es nicht zu der hier untersuchten Internalisierung der CO₂-Schadenskosten käme, sondern zu einem mehr oder minder administrativ vorgegebenem, allmählichen Kohleausstieg in Anlehnung an den „Kohlekompromiss“, und das ohne die darin genannte CO₂-Bepreisung. Dann könnten die Kohlekraftwerke erfolgreich an der Stromproduktion teilnehmen, hätten also auch einen positiven Marktwert. Wenn ein Teil der Kraftwerke staatlich vorgegeben aus dem Bestand genommen würde, erhöht das sogar die Laufzeiten und das Erlöspotential für die verbleibenden Kraftwerke. In diesem Fall stellt sich die Frage nach der Entschädigungshöhe für die stillgelegten Kraftwerke. Hier könnte jedenfalls argumentiert werden, dass der „eigentliche“ Wert vieler Kohlekraftwerke, wie er sich bei korrekter Kostenanlastung (mit mind. 180 Euro/t) ergeben würde, nun mal bei null liegt. Besonders gilt das für die zuerst stillgelegten Kraftwerke, die älter sind und schlechtere Wirkungsgrade haben. Erlöspotentiale der verbleibenden Kohlekraftwerke kommen nur dadurch zustande, dass der Staat aus bestimmten Gründen einen Teil der Kraftwerke stilllegt und einem anderen Teil Emissionen „unter Wert“ ermöglicht. Unter diesen manipulierten

Marktbedingungen hätten auch die stillgelegten Kohlekraftwerke (rechnerisch) wieder eine Aussicht auf wirtschaftlichen Betrieb und hätten damit einem Marktwert – und würden diesen Wert im Fall von Auktionen über Stilllegungsentschädigungen auch einfordern. Diese künstlich erhöhten Erlöspotentiale würden daher eine fragwürdige Anspruchsgrundlage für Entschädigungsforderungen darstellen.

Auf Grundlage vorstehender Überlegung erscheint die entschädigungslose Stilllegung von Kohlekraftwerken zulässig, auch wenn andere Kohlekraftwerke entgegen wirtschaftlicher Vernunft indirekt subventioniert mit Hilfe billiger Emissionsrechte noch sehr lange (bis 2038) in Betrieb gehalten würden.

8 Vergleich mit anderen Vorschlägen für emissionsbezogene Steuern, die Rückgabe der Mittel und deren Verteilungswirkung

Die Höhe der Steuerbelastung fossiler Energieträger richtet sich im Grundsatz nach den Schadenskosten durch die CO₂-Emissionen, also u.a. nicht an Aufkommenszielen oder vermeintlichen Grenzen der Belastbarkeit. Die Steuer wird mit einem einzigen Schritt eingeführt (vgl. oben angeführte Gründe, Abschnitt 6.1). Der effektive CO₂-Preis ist höher als in anderen Konzepten, wie beispielsweise mit einer Belastung in Höhe 75 Euro/t in einem Gutachten für den BEE und noch niedrigeren Werten in anderen Studien. Allerdings werden bestehende Steuern stärker angerechnet.

Im Stromsektor gibt es eine zweistufige Belastung, um carbon leakage durch Stromimporte zu vermeiden und dennoch die angestrebte Belastungshöhe in Bezug auf die CO₂-Emissionen zu erreichen: Einerseits bleibt es bei Abgaben auf den Stromverbrauch, etwas niedriger als heute (u.a. halbierte Stromsteuer), deren Höhe den Effekt eine volle Belastung der Emissionen bei der Stromerzeugung mit GuD-Erdgaskraftwerken widerspiegelt. Die Emissionen von Kohlekraftwerken werden durch eine Verbrauchssteuer auf Kohle berücksichtigt, die allerdings unter dem Referenzwert von 180 €/t liegt, der erst zusammen mit Abgaben auf den Stromverbrauch erreicht wird. Damit werden insbesondere die Belastungsunterschiede abgebaut, die bislang in Bezug auf die CO₂-Emission

zwischen dem höher belasteten Strom aus Erdgaskraftwerken und dem niedriger belasteten Strom aus Kohlekraftwerken vorliegen.

Mehrere andere Konzepte zur Einführung von höheren Energiesteuern bzw. CO₂-Preisen sehen eine Rückerstattung der Einnahmen mit einem einheitlichen Zuschuss pro Kopf vor. Das wird u.a. als CO₂-Preis mit Klimadividende⁷ (englisch: Carbon Fee and Dividend), Energiegeld oder Ökobonus bezeichnet. Damit wird eine egalisierende (progressive) Verteilungswirkung in der Summe aus Steueraufkommen und Rückerstattung erreicht. Der vorliegende Vorschlag sieht indes eine stärkere Besteuerung des Kerosins vor, die ebenfalls eine deutlich progressive Wirkung (Belastung höherer Einkommen) hat. Die Rückgabe der Einnahmen an die Bürger erfolgt vorrangig als Entlastung bei Steuern und Abgaben mit dem Ziel einer im Ganzen etwa verteilungsneutralen Auswirkungen bezogen auf unterschiedliche Einkommensgruppen.

Im Unterschied zu anderen Vorschlägen ist eine starke Senkung oder Haushaltsfinanzierung der EEG-Umlage nicht vorgesehen, weil Strom damit „zu billig“ würde und selbst Strom aus GuD-Erdgaskraftwerken ggf. nicht mehr gemäß den verursachten Schäden mit Abgaben belastet wäre. Dies korrespondiert zudem mit der Befreiung von Erdgaskraftwerken von inländischen Brennstoffsteuern.

Beitragssenkungen bei der Sozialversicherung sind kein Teil des Entlastungsprogramms. Entlastungen auf der Arbeitgeberseite (Arbeitsgeberbeiträge) wären nicht zielgenau, da der Energiebedarf bzw. die CO₂-Intensität je Beschäftigten sehr unterschiedliche Höhe aufweisen. Zudem hält der Verfasser die Sozialversicherung im gegenwärtigen Zustand für ein Fass ohne Boden, u.a. infolge fehlender Altersrückstellungen für geburtenstarke Jahrgänge. Es bestünde die Gefahr, dass Bundeszuschüsse an die Sozialversicherung aus der CO₂-Bepreisung nicht genügend als Entlastungen spürbar würden, sondern in allgemeinen Anstrengungen zur Erhaltung der Finanzkraft untergingen (oder für zusätzliche, nicht Beitrags-bezogene Leistungen an Rentner verwendet würden). Zudem sollen die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung mit der Zeit abnehmen, während die Deckungslücke der Sozialversicherungen eher zunimmt.

⁷ Die Bezeichnung als Dividende ist irreführend, weil die Grundlage der Einnahmen ja gerade kein Überschuss oder Gewinn ist, der wie eine Dividende verteilt wird, sondern strenggenommen

eine gesellschaftliche Kostenposition – nämlich die bewerteten und nicht ausgeglichenen Klimaschäden – zur Grundlage einer Geldauszahlung gemacht wird.

Im Vergleich zu anderen Untersuchungen weist das vorliegende Gutachten insoweit eine erhöhte Qualität der Berechnung auf, als der geminderte Verbrauch und damit auch fallende Erlöse gemäß bisherigen Steuersätzen in der Berechnung des Steueraufkommens berücksichtigt wurden. Dabei wurden nicht einfach exogen vorgegebene Emissionsmengen oder die knappe Einhaltung bestimmter Obergrenzen der Klimaschädigung „angenommen“ und auf diese Basis die Steuereinnahmen kalkuliert, sondern es wurde von der im Modell selbst ermittelten Verbrauchsminderung ausgegangen.

Der größte kurzfristige Effekt wird bei der Stromerzeugung erzielt, über 80% der kurzfristigen Gesamtwirkung. Dies ist auch insoweit bemerkenswert, als einige andere Vorschläge die Stromerzeugung von der inländischen CO₂-Bepreisung ausnehmen, damit auch keine Wirkungen im Stromsektor entfalten. Im Stromsektor wird allerdings mit der Aufspaltung der Belastung in eine Verbrauchssteuer auf Strom und im Fall der Kohle einer ermäßigten Verbrauchssteuer, bei Verzicht auf Verbrauchsbesteuerung von Erdgas in der Stromerzeugung, die internationale Wettbewerbsfähigkeit unterstützt.

Sieht man die CO₂-Bepreisung als Ausdruck des **Verursacherprinzips**, würde es an sich gerecht und angemessen erscheinen, die Einnahmen zurückzulegen, um damit schädliche Folgen des Klimawandels in der Zukunft auszugleichen. Ob derartige „Rückstellungen“ insbesondere für kommende Generationen überhaupt funktionieren könnten, ist in Anbetracht hoher Staatsschulden und Deckungslücken der Altersversorgungen sehr in Frage zu stellen; umfangreiche Staatsfonds wie in Norwegen oder Singapur stellen eher die Ausnahme als die Regel dar.

Letztlich sind es Gründe der politischen Durchsetzbarkeit, die gegen die Bildung von Rücklagen aus den Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung und für deren Verwendung für den Gegenwartskonsum sprechen. Der größere Nutzen besteht für die zukünftigen Generationen ohnehin in der induzierten Reduzierung von Emissionen und Klimaschäden. Ob daneben die Haushaltseinnahmen zurückgelegt werden, um nach dem Verursacherprinzip einen Teil der verbleibenden Klimaschäden abzudecken, ist demgegenüber zweitrangig. Würde man aus der Zukunft in die Gegenwart blicken, könnte man die Verteilung der Einnahmen als Bestechungsgeld an die Wähler der Gegenwart interpretieren, mit dem sie dazu motiviert werden, eine klimaschonende Abgabenstruktur

einzuführen, deren Nutzen die eigentliche Einnahmewirkung deutlich übersteigt. Jedenfalls ist damit der **Gerechtigkeit zwischen den Generationen** besser gedient, als wenn erst gar keine substantiellen CO₂-Preise erhoben werden.

9 Zu einigen Details des Gutachtens und zu dort nicht quantitativ erfassten Wirkungen:

9.1 Klimaschutzziel 2020

In der Öffentlichkeit wird meistens das Ziel eine Senkung der klimaschädigenden Emissionen Deutschlands um 40% gegenüber dem Jahr 1990 diskutiert.

Das 40%-Klimaschutzziel für 2020 war indes nur Endpunkt einer mehrjährigen Entwicklung. Die Entscheidung Nr. 406/2009/EG des europäischen Parlaments und des Rats vom 23. April 2009 Artikel 3 Abs. 2 legt bereits für die Jahre 2013 bis 2020 eine lineare Entwicklung in Richtung des 2020-Ziels fest. Zugleich erlaubte sie in Artikel 3 Abs. 3 jedem Mitgliedstaat, von zulässigen Emissionen im nachfolgenden Jahr eine Menge vorweg in Anspruch zu nehmen, die bis zu 5 % seiner jährlichen Emissionszuweisung für Treibhausgasemissionen entspricht. Eine höhere Anrechnung als 5% war nicht vorgesehen.

Nachdem Deutschland bereits in den letzten Jahren Emissionen oberhalb der Zielmarken hatte, sind damit diese 5% der Emissionszuweisung für 2020 bereits in den Vorjahren ausgeschöpft worden. Im Jahr 2020 gibt es keine derartige Anrechnungsmöglichkeit auf Folgejahre mehr. Infolge der Versäumnisse der Vorjahre liegt das 2020-Ziel somit um eben diese 5% niedriger als die üblicherweise kommunizierten Werte. Bezogen auf den Zielwert von 60% (Minderung 40% gegenüber 1990) wurden 3%-Punkte bereits vorher „verfrühstückt“, die aktuelle Zielvorgabe beträgt damit 57%; **das Minderungsziel hat sich stillschweigend in ein 43%-Ziel gewandelt**. Mit anderen Worten, im Jahr 2020 sind geringere Emissionen zulässig, als sie das ursprünglich vorgesehene Klimaschutzziel erlaubt hätte. Auch dieses fortgeschriebene Klimaziel Deutschlands für 2020 unter Anrechnung von Mehremissionen der Vorjahre kann bei ganzjähriger Wirkung der untersuchten Reformen eingehalten werden. Im Kalenderjahr 2020 kann dies als Folge des milden Jahresanfangs in 2020 und der Corona-Krise erreicht werden, wenn der CO₂-Preis von 180 Euro/t im Jahresverlauf eingeführt wird. In einer 12-Monats-

Periode ab CO₂-Bepreisung erscheint diese Zielerfüllung auch ohne diese Sondereinflüsse möglich.

9.2 Minderungsaufwand auf Verbraucherseite und gesellschaftlicher Nutzen der Emissionsminderung

Wie auf Seite 18 des FÖS-Gutachtens erläutert, kann die Verbrauchsreaktion durch eine Abfolge von kleinen Preisänderungsschritten ermittelt werden.

Der Aufwand bzw. die Nutzeneinbußen, die bei den Verbrauchern als Folge der gestiegenen Preise entstehen, kann in ähnlicher Weise aus der Integration bzw. Summierung kleiner Einzelschritte abgeleitet werden. Ausgegangen wird wiederum von einem ersten (für die rechnerische Betrachtung getrennten) Schritt mit einem Preisanstieg um 1% und einer Verbrauchsminderung um 0,2%, im Fall einer Preiselastizität von -0,2. Bei der Verbrauchsminderung könnte es sich z.B. um den einen Tag späteren Beginn der Heizperiode handeln, der auf Jahr umgerechnet gerade diese Einsparung um 0,2% erbringt; die Nutzeneinbuße liegt dann in der kühleren Wohnung am letzten Tag von dem Start der Heizung. Würde der Verbraucher sein Verhalten genau optimieren, wäre ihm die mit der Verbrauchsminderung verbundene Nutzeneinbuße gerade so viel wert wie die damit ersparten Energiekosten. In der Sichtweise des Haushalts entsteht also aus der kühleren Wohnung per Saldo kein Vorteil oder Nachteil, denn der Komfortnachteil wird durch die Geldeinsparung aufgewogen. Für die übrigen 99,8% seines Verbrauchs würde der Haushalt die Preissteigerung um 1% in Kauf nehmen, das wäre also der eigentliche ihm entstehende, finanzielle Nachteil. Bei dem nächsten (gedachten) Schritt einer 1%-igen Preissteigerung kommt erneut eine an sich neutral beurteilte Substitution um 0,2% zustande, die Preissteigerung betrifft nun nur noch 99,6% des ursprünglichen Verbrauchs. Setzt man das fort bis zu der eigentlich in einem Schritt vorgesehenen, gesamten Preissteigerung, kommt man zu der Verbrauchsmenge, die nach der gesamten Preiserhöhung übriggeblieben ist. Bei geringen Mengenunterschieden kann man in erster Näherung linearisieren. **Der Nutznachteil des Verbrauchers durch den reduzierten Verbrauch entspricht dann dem Durchschnittswert aus dem Verbrauch vor der Preiserhöhung und dem Verbrauch nach der Preiserhöhung, multipliziert mit der Preiserhöhung.**

Dieser Wert ist als Obergrenze für die Abschätzung des Aufwands zu verstehen: Zum einen führt die Linearisierung zu einer gewissen Überschätzung im Vergleich zu einer isoelastischen Nachfragefunktion, deren Verlauf sich als konkave Linie darstellt. Vor allem aber passen die Verbraucher ihr Verhalten im allgemeinen mit einer gewissen Trägheit an geänderte Verhältnisse an, beharren also tendenziell auf dem gewohnten Verhalten, gerade bei nicht sofort „sichtbaren“ Energiekosten. Damit finden die oben genannten Anpassungsschritte tendenziell nicht bereits dann statt, wenn sie für den Verbraucher „neutral“ sind, sondern erst, wenn sie dem Verbraucher eine geringfügige Verbesserung seiner Position gegenüber der Beibehaltung des gewohnten (Verbrauchs-) Verhaltens erlauben. Dieser (relative) Vorteil bezüglich des eingeschränkten Energieverbrauchs ist in jedem infinitesimalen Schritt dann von dem Nachteil durch die Preiserhöhung auf den beibehaltenen Energieverbrauch abzuziehen.

In gesellschaftlicher Betrachtung ist die Analyse zu erweitern. In Höhe des Produkts (Multiplikation) aus Mengenrückgang und Energiekosten (vor Energiesteuern) entstehen gleichzeitig gesellschaftliche Einsparungen, nämlich geringerer Aufwand für die Beschaffung der (unversteuerten) Energieträger. Die erhöhten Steuereinnahmen als Folge erhöhte Energiesteuern haben aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vor allem eine Verteilungswirkung und sind keine gesellschaftlichen Kosten. Diese Einnahmen sollen im Reformmodell ja auch zurückgegeben werden und werden dann auch aus Sicht des Verbrauches keine Einbuße mehr darstellen. Ähnliche Überlegungen sind für die wegfallenden Steuereinnahmen in ursprünglicher Steuerhöhe multipliziert mit der Reduzierung des Verbrauchs anzustellen, mit anderem Ergebnis: Aus fiskalischer Sicht entsteht eine Mindereinnahme, aus Sicht der Verbrauchers ist diese vermiedene Steuer aber Teil des benötigten finanziellen Vorteils, der ihm die Umstellung auf ein weniger energieintensives Verhalten schmackhaft macht und die damit verbundene Nutzeneinbuße ausgleicht, stellt also gesellschaftlichen Aufwand dar.

Als gesellschaftlicher Aufwand der Verbrauchsminderung (ohne Berücksichtigung der Umweltentlastung) bliebe also die Hälfte des Produkts aus der Preiserhöhung und dem Verbrauchsrückgang plus das Produkt aus ursprünglicher Steuerhöhe und Verbrauchsrückgang.

Der um diesen Aufwand geminderte ökologische Vorteil in Folge des Verbrauchsrückgangs fossiler Energien ergibt die volkswirtschaftliche

Verbesserung. Wird die Bewertung der Umweltentlastung gerade mit der neuen Steuerhöhe gleichgesetzt, entspricht der erreichte Vorteil (bei linearer Nachfragefunktion) dann der Hälfte des Produkts aus der Preiserhöhung und dem Verbrauchsrückgang. Ob hierbei Preise und Mengen jeweils in Einheiten der Energieträgerpreise oder auf CO₂-Basis gerechnet wird, ist für das Ergebnis gleichgültig. Geht von einer höheren Bewertung des Umweltschadens aus, z.B. von dem nicht abgezinsten Wert, ist noch die Differenz von tatsächlichem Schadenswert und Steuerhöhe, multipliziert mit dem Verbrauchsrückgang, als Zusatznutzen zu addieren. Bei nichtlinearer Nachfragefunktion bzw. bei Berücksichtigung von Verbraucherträgheit ist der Vorteil noch etwas größer.

Diese Rechenweise ist insbesondere im Wärmesektor valide.

Bei der Treibstoffbesteuerung im Straßenverkehr wird bereits jetzt das Äquivalent einer Steuerhöhe von ca. 180 €/t CO₂ bei Diesel erreicht und bei Benzin überschritten. Die Festlegung der bisherigen Steuersätze war jedoch noch kaum von der aktuellen Klimaschutzdiskussion beeinflusst. Sie werden vielmehr häufig als Entgelt für die Nutzung der öffentlichen Straßen durch die Autofahrer verstanden, und für die Kosten, die sie unabhängig von der Klimaschädigung durch andere Abgase, Straßenabnutzung oder Belegung des Straßenraums verursachen. Ob die Steuersätze dafür ausreichend oder zu hoch sind, wird an anderer Stelle heftig diskutiert. Um zu Ergebnissen kommen zu können, könnte hier vereinfachend angenommen werden, dass die künftige Treibstoffbesteuerung gerade den externen Kosten einschließlich einer Klimaschädigung im (abgezinsten) Wert von 180 Euro/t entspricht, ungeachtet der unterschiedlichen Ausgangslage bei Diesel und Benzin.

Im Stromsektor werden keine Verbrauchsänderungen und damit auch keine Nutzeneinbußen auf Verbraucherseite betrachtet. Die geänderten Erzeugungskosten, Marktwerte und Emissionsminderungen sind auf der Erzeugungsseite abgeleitet worden und basieren nicht auf Preiselastizitäten der Nachfrage oder der Annahme einer linearen Reaktion (vgl. Abschnitt 3.1).

9.3 Absicherung der Emissionsminderung durch Neutralisierung überschüssiger Zertifikate im ETS

Bei der Modellierung von EBP wurden konstante (nicht auf den deutschen Emissionsrückgang reagierende) Zertifikats-Preise im ETS angenommen. Dies wäre gewährleistet, wenn im Umfang der reformbedingten Emissionsminderung auch eine Stilllegung der freiwerdenden Zertifikate erfolgt. Dies betrifft nur die 120 Mio. t CO₂ p.a. Emissionsminderung bei der Stromerzeugung, denn die Emission bzw. Emissionsminderung im Wärme- und Verkehrssektor unterliegt nicht dem ETS und ist damit auch nicht ausgleichsbedürftig.

Aus der Emissionsminderung im ETS ergibt sich der fiskalische Aufwand (Erlösminderung bei den Auktionen) durch einfache Multiplikation mit dem (modellierten und tatsächlichen) ETS-Preis. Bei dem im Gutachten zu Grunde gelegten Preis der Zertifikate von 25 Euro/t ergibt sich ein fiskalischer Aufwand von 3 Mrd. Euro für den Ausgleich der 120 Mio. Tonnen Emissionsminderung. Bei Marktpreisen von 17 Euro/t Ende März 2020 läge er bei ca. 2 Mrd. Euro p.a.

Streng genommen handelt es sich dabei um eine Absenkung von fiskalischen Einnahmen. In dieser Höhe reduziert sich nämlich die Abschöpfung von privaten Geldern zu Gunsten öffentlicher Haushalte auf dem Wege der Zertifikatsauktionen. Dieser Betrag wurde deswegen nicht in das Entlastungstableau eingestellt, weil es weniger dem Verständnis vom „Steuerentlastungen“ entspricht, wenn sich bei gleichem Abgabensatz (Zertifikatspreis) lediglich das Volumen ändert. Auch die Reduzierung der Energiesteuern in Höhe der bisherigen Steuersätze durch die Verbrauchsminderung ist kein Teil der Entlastungsberechnungen. Die o.g. 3 Mrd. Euro können aber aus dem Residualbetrag bzw. Puffer von 5,44 Mrd. Euro finanziert werden.

Das Reformmodell vermeidet auch Strafzahlungen an die EU wegen Verletzung des Klimaschutzziels. Dieser finanzielle Vorteil könnte grundsätzlich zu weiteren Entlastungen der Bürger genutzt werden.

9.4 Industrieausnahmen

Im Gutachten wurde außerhalb der Stromerzeugung keine Emissionsabgabe für die Industrie untersucht, auch keine Reduzierung der industriebedingten

Emissionen oder des industriellen Stromverbrauchs. Die Industrie wäre indes von dem moderaten Anstieg des Marktwerts für Strom betroffen, soweit nicht durch das Instrument der Strompreiskompensation ein Ausgleich erfolgt.

Eine vollständige Belastung der in Deutschland ansässigen Industrie mit 180 Euro/t CO₂-Emission würde zu massiven Verlagerungen von energieintensiven Prozessen führen. Eine Umweltentlastung durch Standortwechsel wäre evtl. bei Verlagerung der Produktion in Regionen mit CO₂-ärmer Energieversorgung zu erreichen, aber häufig würde nur eine Verlagerung der Emissionen erreicht, womöglich gäbe es sogar höhere CO₂-Emissionen am neuen Standort infolge niedrigerer Energiepreise oder geringerer Regulierung. Gleichwohl wäre eine völlige Befreiung der energieintensiven Industrien und der energieintensiv hergestellten Produkte auf Dauer unbefriedigend. Bei einer zweckdienlichen CO₂-Bepreisung bzw. Energiebesteuerung für Teile des Industrieverbrauchs wären auch bei den industriellen Emissionen Minderungen zu erreichen, z.T. auch wünschenswerte Verlagerungen in Regionen mit geringer CO₂-Last der Energiebereitstellung zu bewirken.

Als Stichworte für denkbare Änderungen bei der Entlastung energieintensiver Industrien durch bislang niedrigere Abgabensätze seien genannt:

- Einschränkung der bevorzugten Branchen je nach Wettbewerbsintensität und Beschränkung der Befreiung auf die eigentlichen, energieintensiven Prozesse,
- Erleichterungen auch für Handwerk im Wettbewerb zu Großbetrieben mit vergleichbaren Produkten (z.B. Bäckerei zu Großbackfabrik),
- Befreiungen oder Erleichterungen in Abhängigkeit von der Produktmenge, nicht den gesamten Energieverbrauch,
- Befreiungen oder Erleichterungen nur bei Nachweis emissionsvermeidender Produktionsweise,
- keine Freistellung in Bezug auf Produkte für den Inlandsverbrauch, soweit Wettbewerbsdruck durch Importe vermieden werden kann,
- Verbrauchssteuer auf energieintensive Produkte -soweit die Herstellung dieser Produkte begünstigt wird (vgl. Stromsektor), oder

„weiterberechnen“ der Emissionsintensität bzw. Energiesteuerentlastung auf Folgeprodukte, auch in der Form eines Grenzausgleichs für Importe mit hoher CO₂-Last,

- spezieller (erhöhter) MWSt-Satz für energiesteuerbegünstigte Produkte und deren Folgeprodukte,
- erneuerbare-Energien-Quote bei der Stromversorgung, auch aus Stromimporten, als Voraussetzung für die weitere Befreiung von der EEG-Umlage bzw. deutliche Ermäßigungen,
- Bevorzugung der industriellen Abnahme von Importstrom aus erneuerbaren Energien, soweit es Engpässe bei den Grenzkuppelstellen gibt,
- Ermäßigungen bei Netzumlagen auch dann, wenn die Produktion bzw. Stromabnahme bei hohen Strompreisen in Verbindung mit vermehrtem Einsatz fossiler Energien zur Stromerzeugung bzw. infolge Eigenproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien reduziert wird und damit weniger Volllaststunden erreicht werden,
- können Kleinverbraucher „neuen“ Solarstrom ohne EEG-Umlage beziehen, führt das zu einem Investitionsschub für Solarparks und in der Folge zu einem Absenken der Marktpreise für Strom besonders bei solaren Überschüssen, von dem die Industrie in besonderem Maße profitiert, soweit sie von der EEG-Umlage freigestellt ist,
- europaweite Einbeziehung weiterer Emittentengruppen in den EU-Emissionshandel.

Hierfür detaillierte Vorschläge zu machen, lag außerhalb des Umfangs dieses Gutachtens. Vorschläge der CO₂-Bepreisung (auf niedrigem Niveau) von anderen Instituten unterschieden sich deutlich nach der Art der Industrieausnahmen.

9.5 Flugverkehr

Im Gutachten werden auch die Auswirkungen der Einführung einer Kerosinsteuer untersucht. Die Kostenbelastung für den Flugverkehr durch den EU-Emissionshandel wird angerechnet. Gleichzeitig wird die je Passagier erhobene

Luftverkehrssteuer abgeschafft. Die Fluggesellschaften geben die Kostenbelastung weiter und reduzieren die Flugpläne im Verhältnis des Nachfragerückgangs. Die Treibhausgasemissionen sinken um ca. 8 Mio.t, dies entspricht einem Rückgang von ca. 18%. Die wichtigsten Ergebnisse zeigt Tabelle 3.

9.5.1 Umgehungsstrategien und Kappung nach Entfernung

An Stelle einer einheitlichen Besteuerung des Kerosins für alle Abflüge ab Deutschland wurde eine ab 3000 km Flugstrecke gekappte Besteuerung untersucht. Bei längeren Strecken wurde der Kerosinverbrauch rechnerisch aufgeteilt werden, bis zu dieser Strecke jedes Fluges voll zu besteuert werden, und der anteilige Kerosinverbrauch auf die darüber hinaus gehenden Flugentfernungen bliebe unbesteuert. Folgende Überlegungen führen zu einer Kappung:

Besonders bei weiten Flugstrecken würde bei vollständiger Kerosinbesteuerung ein großer Anreiz für Fluggesellschaften entstehen, diese Flüge nicht mehr in Deutschland starten zu lassen, oder nur kurze Strecken bis zu einer Zwischenlandung mit dem in Deutschland versteuerten Kerosin zurückzulegen. Entsprechend könnten Passagiere auf dem Landweg zu anderen Abflughäfen gelangen oder einen kurzen Zubringerflug zu einem europäischen Drehkreuz außerhalb Deutschlands zurücklegen. In der Regel endet dann auch die deutsche Besteuerungshoheit. Andererseits führen derartige Anfahrten bzw. Zwischenlandungen zu Unannehmlichkeiten für die Fluggäste, so dass eine gewisse Besteuerung durchaus „ertragen“ würde, bevor es zu Ausweichvorgängen kommt.

Bei sehr weiten Flugstrecken mit höheren absoluten Belastungen je Flug würden die Reisenden indes eher gewisse Unannehmlichkeiten auf sich nehmen, um die dann hohen Beträgen der Kerosinbesteuerung je Fluggast zu vermeiden. Eine Kerosinsteuer in voller Höhe auch bei größeren Entfernungen dürfte daher zu immer stärkeren Ausweichbewegungen v.a. von privaten Fluggästen zu ausländischen Abflughäfen bzw. in Form von Stopovern führen. Daher meint der Auftraggeber, dass eine sinnvolle Kerosinbesteuerung Vergünstigungen für längere Flüge vorsehen sollte, jedenfalls soweit andere Länder, die in Richtung des Zielorts liegen, nicht ebenfalls eine vergleichbare Besteuerung aufweisen. Bei Flügen nach Deutschland könnte ähnlich verfahren werden, ggf. auch ein kürzerer Streckenanteil herangezogen werden als bei Abflügen. Bei der heutigen Luftverkehrssteuer erfolgt bei Tickets für Umsteigeverbindungen eine Einstufung

in die ggf. höhere Distanzklasse des eigentlichen Zielortes auch bei Zwischenlandungen bzw. Umstiegen in einem näheren, z.B. europäischen Umsteige-Flughafen, d.h. der Anschlußflug wird indirekt ebenfalls besteuert. In ähnlicher Weise könnte ggf. auch der Kerosinverbrauch von Anschlußflügen auf pauschalierte Weise ebenfalls einer Besteuerung unterworfen werden. Alternativ wäre es möglich, Flüge zu ausländischen Flughäfen mit ausgeprägtem Drehkreuzcharakter – also höherem Anteil von Anschlußflügen – generell höher zu belasten. Das könnte jedoch EU-rechtlich problematisch und trotz der generellen Erfassung von Fluggastdaten schwer umsetzbar sein.

Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit, von einem ausländischen Flughafen abzufliegen, um der Besteuerung zu entgehen. Bei kürzeren Flügen wäre das jedoch bei manchen Zielorten aus mehreren Gründen nicht mehr lohnend für die Fluggäste bzw. Fluggesellschaften. Wer z.B. von Köln nach London möchte, könnte stattdessen auf dem Landweg bis Brüssel oder Amsterdam fahren und von dort abfliegen. Dann würde aber stattdessen auch eine Zugfahrt gleich ganz bis London in die Auswahl kommen und gegen den (verteuerten) Flug ab Köln abgewogen werden. Daher wird hier zwar ein Verlagerungseffekt erreicht, es besteht aber weniger die Gefahr der Verlagerung auf andere Abflughäfen. Zudem haben einige der grenznahen Flughäfen eine geringere Kapazität und wären wegen des kleineren Heimatmarktes für Fluggesellschaften weniger interessant als Ausweichort (z.B. Salzburg, Innsbruck nahe München, Stettin nahe Berlin, Eindhoven nahe Düsseldorf). Zudem entfällt ein beträchtlicher Teil der Umsätze der Fluggesellschaften auf Geschäftsreisende mit höheren Preisen je Fluggast – diese sind aber auch besonders zeitsensibel, daher weniger zu Umwegen bereit. Wenn bei Flügen von grenznahen Ausweichflughäfen das besser zahlende Segment der Geschäftsreisenden fehlt, müssen dort auch für Privatleute höhere Preise verlangt werden, um die Kosten des Flugbetriebs zu decken. Der Unwillen von zeitsensitiven Geschäftsreisenden zu Umwegen mindert damit auch für preissensitivere Privatreisende die Ausweichmöglichkeiten.

Eine Kerosinsteuer in Höhe von 180 Euro/t CO₂-Äquivalent (bzw. ca. 360 Euro/t bzgl. der eigentlichen CO₂-Emission) auf Flüge bis 3000 km führt zu einer mittleren Belastung aller Flüge von ca. 4,39 Ct/Pkm durch die Kerosinsteuer und nach Anrechnungen zu einer relativen Preisänderung um 54% und einem Verbrauchsrückgang um 14%, wenn also Flüge über 3000 km ganz befreit würden

(ähnlich einer umgekehrten Freigrenze; das ergäbe sich bei einer Steuererhebung der getankten Mengen und Steuerbefreiung bei einem Teil der Flüge). Werden lediglich die über 3000 km hinausgehenden Flugstrecken befreit, beträgt der mittlere Preisanstieg 73% und der Verbrauchsrückgang 18%. Bezogen auf die voll in die Besteuerung einbezogenen, kürzeren Flüge ist in der Tendenz ein größerer prozentualer Preisanstieg und ein stärkerer prozentualer Rückgang zu erwarten, relativiert allerdings durch einen wohl geringeren Anteil des Kerosins an den Gesamtkosten bei Kurzstreckenflügen. Bei Beträgen in dieser Größenordnung würden viele Flugreisende, besonders Geschäftsleute, keine zusätzlichen Unannehmlichkeiten durch Zwischenlandungen eingehen. Soweit Nachbarländer ebenfalls Fluggastabgaben haben, wie sie z.B. in Österreich in Höhe von 12 Euro/Ticket vorgesehen ist [laut Regierungsprogramm 2020-2024], mindert das ebenfalls Verlagerungen.

Es wäre unerwünscht, dass Flugzeuge unversteuerten Sprit nach Deutschland mitführen, um damit von deutschen Flughäfen zu starten (tankering) und diesen für den Rück- bzw. Weiterflug zu nutzen. Bei stationären Heizungen ist es das einfachste, die Besteuerung von Brennstoffen bereits auf Großhandelsebene beim In-Verkehr-bringen vorzunehmen. Beim Landverkehr wird das ebenso gehandhabt und ein gewisser Tanktourismus geduldet. Bei Flugbewegungen, die in geringerer Zahl als grenzüberschreitende Autofahrten stattfinden und ohnehin einer stärkeren Kontrolle unterliegen, sollte nicht die in Deutschland betankte Kerosinmenge die Bemessungsgrundlage bilden, sondern eine Berechnung des Kerosinverbrauchs auf den jeweils besteuerten Flugstrecken und für die verwendeten Flugzeugmodelle.

9.5.2 Zur Preiselastizität im Flugverkehr

Im Vergleich zum Flugverkehr gibt es bei Autofahrten zwischen Wohnung und Arbeitsplatz meist weniger Alternativen, auf die Fahrt zu verzichten oder ein näheres Ziel anzusteuern. Außerdem bestehen bei anderen Reiseoptionen oft mehr implizite Kosten, insbesondere durch den größeren Zeitaufwand für eine Reise. Am Beispiel einer möglichen Wochenendfahrt nach Barcelona ist nachvollziehbar, dass Billigangebote im Flugzeug die Reisenachfrage deutlich vermehren können. Gäbe es dagegen deutlich billigeren Sprit bzw. niedrige Fahrtkosten für eine Fahrt mit dem Auto nach Barcelona, würde die Zahl der Reisen

wegen des Zeitaufwands viel weniger zunehmen. Bei kürzeren Flügen gibt es mehr Möglichkeiten, dieselben Entfernung bei vertretbarem Zeitaufwand mit anderen Verkehrsmitteln zurückzulegen. Bei weiten Flügen gibt es andererseits mehr Möglichkeiten, auf näher gelegene Flug- oder Reiseziele auszuweichen, die einen im Grundsatz ähnlichen Reiseeffekt erlauben (z.B. Flug zu einem näher gelegenen Strandreiseziel). Damit ist eine höhere Preiselastizität bei Flügen als bei Landverkehrsmitteln plausibel.

Die durch die Elastizität $-0,35$ ausgedrückte Preisreaktion der Fluggäste bezieht sich hier auf die relative Preisänderung der Dienstleistung der Flugbeförderung und nicht auf den Prozentsatz der Preissteigerung des Kerosins, aber z.B. auch nicht auf die Preise von Flug-Pauschalreisen inkl. der Hotelkosten. Der größere Absolutwert der kurzfristigen Elastizität reflektiert, dass die Anzahl von Flügen kurzfristig an ein erhöhtes Preisniveau angepasst werden kann, und dies auf verschiedene Weise (z.B. weniger Reisen in Flugreiseentfernungen, Flugreisen zu näher gelegenen Zielen, Ersatz von Flügen durch andere Verkehrsmittel für den gesamten Flug, für Zubringerflüge oder in einer Reiserichtung).

Im Gegensatz wird die (kurzfristige) Preiselastizität bei den direkt von den Haushalten verbrauchten Energien auf die reinen Energiekosten bezogen. Bei einer Heizung ist dies unmittelbar nachvollziehbar: Stellt ein Haushalt seine Heizung bei höheren Heizenergiepreisen etwas schwächer, so reagiert er direkt auf diese. Etwas anders ist die Situation bei Autofahrten, bei denen bei zusätzlichen Fahrten ja neben dem Zeitaufwand auch andere finanzielle Kosten wie mehr Reifenverschleiß und Ölverbrauch anfallen. Erfahrungsgemäß werden aber vor allem die Benzinpreise als variable Ausgaben für die Autonutzung wahrgenommen. Literaturdaten zur Preiselastizität beziehen sich zudem generell auf den Benzinpreis und nicht auf die gesamten (variablen) Kosten der Autonutzung. Bei einer Flugreise sind dagegen nur die gesamten Flugpreise für den Verbraucher sichtbar und für seine Mengenreaktion maßgeblich, nicht die Kerosinkomponente. Daher wurde zunächst die Verteuerung der Kosten von Flügen durch die Kerosinsteuer betrachtet, und die Preiselastizität wird auf die Flugkosten bezogen. Die in Tabelle 3 rechts oben in der Spalte Kerosin angegebenen Preise sind entsprechend nicht nur die Preise des Kerosins selbst, sondern die Gesamtpreise der Flüge, allerdings bezogen auf die für die Flüge eingesetzte Energie im Kerosin, daher die Einheit ct/kWh.

Nicht explizit berücksichtigt sind bei dieser Berechnung die möglichen Anpassungsmaßnahmen auf Seiten der Fluggesellschaften, mit denen sie den Kerosinverbrauch je Personenkilometer (Pkm) Transportleistung beeinflussen können. Dazu gehören beispielsweise eine stärker auf Treibstoff-Einsparung orientierte Flugweise, die Verwendung der sparsamsten Flugzeuge ihrer Flotte vorrangig für die betroffenen Flugstrecken, der Einsatzes von Flugzeugen mit anderer Kapazität (größere Flugzeuge sind tendenziell treibstoffsparender je Passagier), und insbesondere eine höhere Auslastung.

Eine höhere Auslastung könnte u.a. auch deshalb eine größere Rolle spielen, weil die derzeitige Luftverkehrsabgabe nur auf besetzte Plätze im Flugzeug erhoben wird, also gewissermaßen eine indirekte Subvention für Leerplätze darstellt. Besonders pikant dabei ist an der gegenwärtigen Regelung, dass die Fluggesellschaften die Abgabe bei allen Ticketverkäufen in die Preise einrechnen und bei verfallenden Flugtickets häufig selbst behalten können. Bei einer Kerosinbesteuerung unterliegt auch der rechnerisch auf die leeren Sitzplätze anteilig entfallende Kerosinverbrauch der Besteuerung. Während bei den besetzten Plätzen der Wegfall der Luftverkehrssteuer die Kostenbelastung abmildert, ergibt sich bei leeren Sitzplätzen eine überproportionale Verteuerung gegenüber dem Ist-Stand.

Als Folge der spürbaren Kerosinbesteuerung werden die Treibstoffkosten einen höheren Anteil an den Gesamtkosten einer Fluggesellschaft haben als derzeit, der Kostenanteil für die Zeitkosten der Flugzeuge und das Bereithalten der Besatzungen sinkt entsprechend. Das führt in der Tendenz dazu, dass Fluggesellschaften Flüge zu Zeiten mit höherer Nachfrage mehr Flüge durchführen als in den übrigen Zeiten eines Tages, einer Woche oder eines Jahres. Zu Zeiten schwächerer Nachfrage müssen sie jetzt und müssten auch künftig deutlichere Preiseinbußen hinnehmen, um eine gewisse Auslastung herzustellen, indem sie mit Billigtickets zusätzliche Fluggäste anzulocken. Die Flugdurchführung zu solchen Zeiten lohnt sich aber weniger, wenn die variablen Kosten in Form von besteuertem Kerosin (absolut und anteilig) höher sind. Im Effekt auf die durchschnittlichen Flugpreise wirken die bessere Auslastung der Flüge bzw. Flugsitze und die schlechtere Auslastung der Flugzeuge durch Beschränkung auf nachfragereichere Zeiten in unterschiedlicher Richtung und gleichen sich somit teilweise aus. Welcher Effekt die größere Rolle spielen würde, ist ungewiss.

Die Möglichkeiten der Fluggesellschaften zu treibstoffsparender, z.B. langsamerer Flugweise sind indes von technischen Möglichkeiten abhängig, folgen keinen festen Elastizitäten, und ihre Bestimmung lag außerhalb des Bearbeitungsumfangs.

Die Preiselastizität wurde auf den durchschnittlichen, prozentualen Anstieg der Flugpreise bezogen. Nachdem der prozentuale Kosten- und Preisanstieg bei einigen Flügen geringer ausfällt (Strecken deutlich über 3000 km und vermutlich auch Kurzstreckenflüge) und bei anderen höher, ist die gemittelte Verbrauchsreaktion vermutlich etwas schwächer, wenn alle Flüge um denselben Prozentsatz verteuert würden. Wie schon genannt, könnten Verlagerungen auf andere Abflughäfen außerhalb Deutschlands die insgesamt erreichte Nachfrageminderung wieder reduzieren; das wirkt dann in umgekehrter Richtung. Zudem können die Flugdistanzen auch mit der sozialen Position der Reisenden korreliert sein: Wohlhabende sind vermutlich auf langen Flügen stärker vertreten als auf mittelkurzen, bei sehr kurzen (Inlands-) Flügen wieder umgekehrt. Falls wohlhabende Fluggäste weniger preissensibel sind, dafür aber mehr auf den weiten Flügen mit geringerem Preisanstieg unterwegs sind, wäre den durchschnittliche Nachfrageeffekt eher höher als berechnet. Unterm Strich gleichen sich die vermuteten Effekte der hier identifizierten Unschärfen also teilweise gegenseitig aus.

Begrifflich ebenfalls nicht berücksichtigt sind indirekte Reaktionen der Passagiernachfrage auf Angebotseinschränkungen (reduzierte Flugfrequenz), sondern nur die reine Reaktion auf die gestiegenen Preise. Der Wechsel von Business- oder First-Class Flugreisenden in eine niedrigere Kategorie als Folge steigender Flugpreise kann wie ein Rückgang der Nachfrage bzgl. der Zahl der Passagiere als Teil der Preiselastizität behandelt werden, und würde auf Seiten der Fluggesellschaften durch eine geänderte Aufteilung des Flugzeuginnenraums berücksichtigt werden. Im Rahmen der Genauigkeit der Untersuchung bringt eine Differenzierung dieser Effekte keinen Mehrwert. Insgesamt ist anzunehmen, dass sich bei vergleichbarer Länge der Flugstrecke die Effizienz etwas verbessert (weniger Kerosinbedarf je Pkm), so dass Emissionsminderung und Reduzierung des Flugaufkommens etwas unterschiedliche Prozentsätze erreichen.

Ein allgemeiner Wachstumstrend im Flugverkehr ist in diesen Zahlen nicht berücksichtigt, eine Einbeziehung würde Flugstrecken, absolute Höhe der

Emissionen, Emissionseinsparungen und fiskalische Einnahmen ggf. um einen niedrigen einstelligen Prozentsatz erhöhen.

9.6 Höhe des Mobilitätszuschusses

Dieser Vorschlag beruht darauf, dass die Mobilitätsstrecken als Fahrer im motorisierten Individualverkehr in den kleinstädtisch-dörflichen Räumen des Raumtyps 77 um 8 km über den Bundesschnitt liegen (29 km ggü. 21 km bundesweit). (MiD 2017, S. 48). Zudem gibt es dort weniger Möglichkeiten zu einem Wechsel zu öffentlichen Verkehrsmitteln für die gesamte oder einen Teil der Wegstrecke zum Arbeitsplatz (z.B. Bike&Ride, Park&Ride). Bei 7 Liter/100 km Diesel-Verbrauch und reformbedingten 56,3 Cent/Liter Mehrpreis für Diesel (= $180 \text{ €/t} * 3,165 \text{ t/t} * 0,83 \text{ kg/l} * 1,19 \text{ USt}$) wären die Mehrkosten infolge des Spritpreisanstiegs auf den ländlichen MIV-Mehrstrecken **115 €/a je Einwohner** (= $8 \text{ km/d} * 365 \text{ d/a} * 0,06 \text{ l/km} * 0,563 \text{ €/l}$). Vergleicht man nicht mit dem Bundesdurchschnitt von 21 MIV-km, sondern mit dem deutschen Schnitt ohne den Raumtyp 77, ist der MIV-Streckenunterschied um rund ein Fünftel höher. Die Weglänge für nicht berufliche Zwecke ist im ländlichen Raumtyp 77 annähernd die gleiche wie im Bundesdurchschnitt, auch wenn das in MiD 2017 nicht nach Verkehrsmitteln aufgespalten wird. Es ist also plausibel, dass ein großer Teil der Mehrstrecken im MIV auf Berufstätige entfällt, die also pro Kopf mittlere Mehrstrecken von etwas mehr als 8 km aufweisen. Mit einer Konzentration der Entlastung auf die Erwerbstätigen und Aufrundung auf einen Monatswert von 20 €/Monat ergibt sich dann der Vorschlag von 240 €/a Mobilitätspauschale. Für Fahrer kurzer Strecken bzw. mit Benzinautos (mit halber Erhöhung des Steuersatzes) ergibt das eine Überkompensation.

In dieser näherungsweise Herleitung eines Entlastungsbetrags gibt es also für die „ersten 21 km“ der täglichen Diesel-Fahrtstrecken keine spezifische Entlastung auf dem Land, da auch die städtischen Mitbürger für derartigen Streckenlängen Treibstoffe benötigen und diese Mehrkosten in der allgemeinen Entlastung berücksichtigt werden. Nur die Steuererhöhung auf die Mehrstrecken im ländlichen Raum wird gesondert kompensiert. Im ländlichen Raum gibt es außerdem mehr freistehende Einfamilienhäuser mit meist höherem Energieverbrauch pro m² als in größeren Mehrfamilienhäusern. Dies gab keinen Anlaß zu einer besonderen Entlastung, weil damit auch eine spezifische

Lebensqualität verbunden ist, und weil es auch in anderen Raumtypen zahlreiche Einfamilienhäuser gibt, ebenso wie Mehrfamilien- oder Reihenhäuser im ländlichen Raum und Kleinstädten und größere Unterschiede infolge der Qualität der Wärmedämmung. Unterschiede der individuellen Wohnsituation zwischen Stadt und Land sind weniger „zwangsläufig“ als die begrenzte Auswahl bei der Verkehrsteilnahme und die größeren Fahrtstrecken infolge geringerer Bevölkerungsdichte auf dem Land, daher wurden letztere zur Grundlage der Bemessung des Mobilitätszuschusses für den ländlichen Raum gemacht.

9.7 Änderung des Markteinkommens, induzierte Investitionen und Finanzmittel für allgemeine Konsumausgaben der Haushalte

9.7.1 Gewinneinkünfte und Selbständige

Die exemplarische Darstellung in Abschnitt 6 für Haushalte mit mittlerem Energieverbrauch und Medianeinkommen ihrer Haushaltsgröße und ihres Einkommensquintils zeigt, dass fast alle Haushaltsgruppen mehr entlastet werden, als sie infolge der CO₂-Preise zusätzlich für Energie bzw. Flüge zahlen. Das ist natürlich kein finanzpolitisches Perpetuum Mobile. Dies kommt insbesondere dadurch zustande, dass auch Gewerbetreibende (GHD) Belastungen durch CO₂-Preise tragen, aber keine direkte Entlastung bei Steuern und Abgaben erhalten (Die energieintensive Industrie außerhalb der Stromerzeugung ist hingegen gemäß Modellannahmen befreit). Zum Teil können Gewerbetreibende diese Mehrkosten auf ihre Preise umlegen, zum Teil wird das ihr Einkommen reduzieren. Damit reduziert sich das Markteinkommen all derjenigen, die u.a. als Selbständiger, als Freiberufler, als Aktionär oder sonstiger Miteigentümer an derartigen Geschäften beteiligt sind. Nachdem Selbständige im Schnitt höhere Einkommen haben und das Beteiligungsvermögen noch mehr konzentriert ist, sind damit vor allem die oberen Einkommensgruppen betroffen. Die **doppelte Belastung der oberen Einkommensgruppen** durch höhere Flugkosten und reduzierte Markteinkommen steht somit der Entlastungswirkung, die mit ihrem Anteil beim Solidaritätszuschlag ebenfalls die oberen Verdienstgruppen betrifft, entgegen.

9.7.2 Mieteinnahmen und Immobilienmarkt

Höhere Heizkosten verteuern das Wohnen und würden damit bei gleichen Kaltmieten zu einer Minderung der Wohnflächennachfrage führen – und führen damit bei gegebenem Wohnraumangebot zu einer dämpfenden Wirkung auf die Kaltmieten. Im Marktgleichgewicht würde **ein Teil der Steigerung der Heizkosten von Vermietern getragen** werden. Soweit eine Übernachfrage am Wohnungsmarkt in Verbindung mit Eingriffen in die Preisbildung anhält, dürften Mietsenkungen wohl die Ausnahme bleiben. Trotzdem ergibt sich eine entspannende Wirkung auf dem Wohnungsmarkt und die erhöhten Heizkosten wirken tendenziell zu Lasten der Vermieter und zu Gunsten der Mieter und Mietwohnungen suchenden. Dieser Effekt führt also tendenziell zu einer Reduzierung bzw. geringerem Anstieg des Markteinkommens der Vermieter – überwiegend ebenfalls besser Verdienende – und zu einer Kostenentlastung der Haushalte mit geringem Einkommen, die häufiger zur Miete wohnen, bzgl. der Kaltmieten. Die erhöhten Heizkosten sind dagegen als Teil der Mehrbelastung mit Energiekosten im Be- und Entlastungsvergleich des Gutachtens berücksichtigt.

Bei sehr gut gedämmtem Wohnraum, also insbesondere Wohnungen der neuesten Baujahre, wirken mehrere Mechanismen. Zum einen sind ihre Nutzer wenig von erhöhten Heizkosten betroffen, und damit im Fall von Mietwohnungen bereit, anders als bei schlechter gedämmten Althäusern auch weiterhin Kaltmieten in bisheriger Höhe zu zahlen. Aus diesem Grund ist auch bei allgemeinem Abflauen der Wohnflächennachfrage davon auszugehen, dass der Wohnungsneubau auf verfügbaren Bauflächen wirtschaftlich bleibt. Die Hoffnung auf ein Abflauen der Preise für Baugrundstücke und Neubauwohnungen sollte daraus jedoch nicht abgeleitet werden: Käme es ausschließlich zu höheren Heizkosten, und würden Nachfrageeffekte auf der Seite der Vermieter durch ihren Einkommenseffekt vernachlässigt, wären im Marktgleichgewicht unveränderte Warmmieten bei reduzierten Kaltmieten für Bestandswohnungen zu erwarten, hingegen kaum veränderte Kaltmieten für Neubauten. Durch die Rückverteilung der Steuereinnahmen an die Bevölkerung entsteht aber ein positiver Einkommenseffekt auf Seiten der Wohnungsnachfrager, so dass die Kaltmieten nicht so stark zurückgehen sollten und bei Neubauwohnungen auch etwas zunehmen könnten.

Auf der Ebene der Kaufpreise für Wohnimmobilien wirken ähnliche Effekte. Bei den gegenwärtig sehr niedrigen Zinsen würde der diskontierte Wert der Mehrkosten des hohen Energieverbrauchs bei schlecht gedämmten Häusern sehr stark auf den Barwert aus Sicht des Wohnungskäufers niederschlagen. Eine obere Grenze erfährt dieser Wertabschlag indes durch die Kosten von Dämmmaßnahmen und sonstigen Optionen zur Senkung der Kosten für fossile Energien, etwa zur Herstellung eines Neubau-ähnlichen Energiestandards: Soweit diese Maßnahmen nun wirtschaftlich werden, ihre Umsetzung also im Fall des Immobilienkaufs regelmäßig eingeplant wird, wird sich ein Hauskäufer nicht mehr an den Energiekosten des unsanierten Gebäudes orientieren, sondern an den energetischen Modernisierungskosten. Diese sind vom Wert des sanierten Gebäudes abzuziehen, um einen angemessenen Kaufpreis für das Bestandsgebäude zu erhalten. In einem gewissen Sinne wandelt sich ein Teil des heute zu zahlenden Kaufpreises in das Einkommen der Handwerksbetriebe, die die Sanierung durchführen. Erwerber von Bestandshäusern zahlen für den Immobilienkauf plus Modernisierungskosten allerdings trotzdem etwas mehr als heute nur für den Immobilienkauf, weil ja auch heute der energetische Zustand den Kaufpreis beeinflusst. Schlechter ist die Situation ggf. bei Eigentumswohnungen, in denen Mitbewohner an sich wirtschaftliche Maßnahmen blockieren können. Auch bei Bestandsgebäuden ohne Eigentümerwechsel werden an sich lohnende Maßnahmen nur verlangsamt durchgeführt werden – was auch dazu beiträgt, eine Überlastung der ausführenden Betriebe zu vermeiden, und die geringere Höhe der kurzfristigen Elastizität erklärt. Als kleines Paradoxon könnte sich ergeben, dass die Preisunterschiede zwischen besonders schlecht und durchschnittlich gedämmten Gebäuden zurückgehen, weil für bestimmte Hüllflächen des Gebäudes in beiden Fällen dieselben Maßnahmen erforderlich werden, z.B. kleinere Unterschiede in der Dämmwirkung einer Hauswand belanglos werden. Soweit sich ein schlechter Energiezustand auf den Anteil der Gebäudehülle bezieht, in dem Verbesserungsmaßnahmen durchzuführen sind, in den durchschnittlichen Häusern also weniger Schwachstellen zu beseitigen sind, gilt dies indes nicht. Abschließend ist zu betonen, dass die vorgeschlagene Energiesteuer ja nicht zu beträchtlich ist und die Heizenergiekosten nur um 55% (Erdgas) bzw. 73% (Heizöl) erhöhen würde. Bei typischen Verbrauchswerten von z.B. 100 bis 200 kWh/(m²*a) ergibt das einschließlich Mehrwertsteuer eine Kostenbelastung von 0,36 bis 1 Euro/m² im Monat. In vielen Wohnungsmärkten ist das nur ein geringer Anteil der Mietkosten,

und die Unterschiede sind kleiner als die Schwankungen der Rohölpreise der letzten Jahre.

9.7.3 Induzierte Investitionen und zugehöriger Finanzbedarf

Die Studie ermittelt quantitativ lediglich die kurzfristigen Auswirkungen auf den Verbrauch von Energieträgern und die CO₂-Emissionen, die insbesondere durch geändertes Verhalten zustande kommen. Größere Minderungen kommen v.a. deshalb erst langfristig zustande, weil sie zunächst Investitionen benötigen, z.B. in die Wärmedämmung oder das Heizungssystem oder energiesparende Anschaffungen in Form langlebiger Haushaltsgüter oder E-Autos. Teilweise erfolgen solche Ausgaben erst im Zuge eines ohnehin anstehenden Austausches, bei dem dann aber Mehrkosten für eine höhere Energieeffizienz getätigt würden. Wesentlich ist nun, dass die **zusätzlichen Ausgaben für derartige Investitionen im Prinzip sofort** nach Einführung von CO₂-Preisen einsetzen, auch wenn sich die Mehrzahl der Wirtschaftssubjekte damit Zeit nimmt und der energiesparende Effekt erst allmählich zunimmt, wenn immer mehr derartiger Investitionen getätigt worden sind und in ihrer mit der Zeit wachsenden Summe den Kapitalstock vergrößert haben.

Größere derartige Investitionen in Haushalten erfolgen insbesondere in Form der wärmetechnischen Sanierung des Wohnraums. Mit diesen Ausgaben belastet sind damit in erster Linie die Haus- und Wohnungseigentümer, als Selbstnutzer wie in der Funktion als Vermieter. Besonders betroffen sind also erneut die höheren Einkommensgruppen. Eine weitere Maßnahme zur Minderung der Energiekosten ist der Kauf von Elektroautos, die derzeit noch höhere Anschaffungskosten haben als PKW mit Verbrennungsmotoren in vergleichbarer Kategorie. Nachdem der Besitz von Kraftfahrzeugen bei niedrigen Einkommen seltener ist, müssen sie damit auch weniger Mehrausgaben für Elektroautos aufbringen. Diese induzierten Ausgaben sind in der Belastungsrechnung des Gutachtens nicht berücksichtigt. Dies ist deshalb berechtigt, weil es sich ja nicht um einen Einkommensentzug handelt, sondern die Investitionsausgaben auf eigenen Antrieb zurückgehen und ihnen ja auch eine Wertsteigerung gegenübersteht. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass bei den höheren Einkommensgruppen ein größerer Teil des Einkommens für derartige Investitionen verwendet wird als bei niedrigeren Einkommen, und die

Entlastungswirkung häufig nicht ausreicht, um derartige Investitionen zu finanzieren.

Im Grundsatz können derartige Investitionen durch eine geänderte Verwendung der bisherigen Ersparnisse, durch Aufnahme eines Kredites oder durch Umschichtung zu Lasten der Konsumausgaben getragen werden. Nachdem viele Haushalte Schulden möglichst vermeiden oder eine feste Tilgung ihrer Immobiliendarlehen vereinbart haben, und die Ersparnis von Geldvermögen anderen Überlegungen folgt (Sicherheitspuffer, Ansparung für größere Ausgaben, Altersvorsorge), ist wenigstens mittelfristig von einem spürbaren Anteil des Mittelaufkommens zu Lasten des Konsums oder konsumnaher Aufwendungen auszugehen. Beispielsweise könnte sich ein Haushalt entschließen, gut 10.000 Euro für ein neues Heizsystem auszugeben, statt für eine Badsanierung oder eine neue Kücheneinrichtung. Das führt im Grunde zu einem geringeren Konsumniveau bzw. Wohnkomfort, weil weiterhin mit dem alten Bad bzw. der alten Küche ausgekommen werden müsste, während das neue Heizsystem im Grunde dasselbe bewirkt wie das alte, nämlich das Haus zu erwärmen, nur eben mit erhöhtem Wirkungsgrad oder einem CO₂-ärmeren Energieträger. Für die gesamtwirtschaftliche Nachfrage sind derartige Investitionen dann weitgehend neutral.

Dagegen erhöhen Investitionen, die zusätzlich zu Lasten vorhandener Ersparnisse oder mittels Kreditaufnahme vorgenommen werden, bei gleichbleibenden Konsumausgaben i.e.S., die Nachfrage und wirken dadurch Konjunktur-stärkend. Bei den relativ hohen Ausgaben für eine komplette wärmetechnische Sanierung eines Wohnhauses wird wohl häufiger eine Kreditaufnahme erforderlich werden, oder bei Sanierung im Zusammenhang mit dem Kauf eines Hauses eine höhere Kreditaufnahme, als bei kleineren Einzelmaßnahmen. Sinken, wie vorstehend beschrieben, die Kaufpreise von schlecht isolierten Häusern, so kann dies die Konsumausgaben der Verkäufer reduzieren, während die Käufer die Einsparung in eine bessere Energieausstattung investieren.

Zusammengefasst ist davon auszugehen, dass besonders auf **Haushalte mit höherem Einkommen zusätzliche Ausgaben** zukommen, die in den Verteilungswirkungen wie in Tabelle 9 des Gutachtens nicht erfasst sind. Nachdem diesen Ausgaben jedoch ein Wert gegenübersteht, und keine Steuerbelastung, Entlastung oder Transferzahlung durch den Staat darstellen, ist es korrekt, diese

nicht als finanzielle Last zu betrachten, selbst wenn sie mit Konsumeinschränkungen einhergehen.

9.8 Belastung und Entlastung der energieintensiven Industrie, Außenhandel

Wie auf Seite 17 des Gutachtens erwähnt, wurde eine Beibehaltung der bestehenden Vorzüge für den Stromverbrauch energieintensiver Branchen modelliert, namentlich bei Stromsteuer, Netzkosten, EEG-Umlage und sonstigen Umlagen. Die Freistellung der Stromerzeugung mit Erdgas von der CO₂-Bepreisung und der entsprechende Effekt auf Stromimporte und die reduzierten Steuersätze für Kohle in der Verstromung führen dazu, dass auch bei der industriellen Stromverwendung keine Klimaschädigungskosten in Höhe von 180 €/t internalisiert werden. Dasselbe gilt für die Heizstoffe bzw. allgemeiner die Wärmeanwendungen der Industrie sowie im Fall der Stahlerzeugung den Kohleneinsatz zu Reduktion des Eisenerzes.

Gleichwohl verschlechtern bereits die erhöhten Marktpreise für Strom infolge der Kohlebesteuerung die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiven Branchen. Dem kann begegnet werden, indem der Industrie hierfür eine zusätzliche Entlastung (bzw. Rückerstattung der anteiligen Steuern) gewährt wird. Dieser Subventionsaufwand, wenn er denn gewählt würde, ist in den obigen Zahlen der Mittelverwendung der staatlichen Einnahmen nicht enthalten. Er könnte vorzugsweise aus einer Verbrauchsbesteuerung der entsprechenden Produkte, auch bei Importen, bestritten werden, die auch darüber hinaus erweitert werden sollte. Das wäre dann eine ähnliche Situation wie bei der Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken, wo ebenfalls der Energieeinsatz steuerfrei ist, dafür das Produkt (hier Strom) besteuert wird. Das könnte beispielsweise bei einem Produkt wie Zement wie folgt gehandhabt werden: Der Energieeinsatz für die Zementherstellung bzw. deren CO₂-Emissionen wären bis auf die EUA abgabenfrei, auch der Stromverbrauch in der Zementherstellung, dafür würde der Verbrauch von Zement – auch der von importiertem Zement – nachgelagert gemäß den typischen Emissionen bei der Zementproduktion belastet; nur CO₂-frei hergestellter Zement wäre freigestellt.

Die Stromerzeugung stellt in besonderem Maße eine energieintensive Industrie dar. Nachdem sich die Kostensituation für inländische Gaskraftwerke nicht ändert, gibt es auch keine Wettbewerbsnachteile für diese gegenüber der Stromproduktion im Ausland. Die Verlagerung der Stromerzeugung ins Ausland resultiert aus den begrenzten Kapazitäten der GuD-Kraftwerke in Deutschland. Dies spiegelt sich in einer hohen Zahl von 5.400 Vollaststunden im Betrieb der Erdgaskraftwerke, das entspricht umgerechnet einer Vollast in 61% der Stunden des Jahres. Nachdem auch erneuerbare Energien zu bestimmten Zeiten große Verbrauchsanteile abdecken, und damit in dieser Zeit wenig Raum für andere Stromerzeugung lassen, und die Gaskraftwerke auch wegen ihrer Regelaufgaben nicht stetig mit Vollast betrieben werden, wäre die Auslastung der inländischen Gaskraftwerke kaum darüber hinaus zu steigern. Die ausländischen Erdgaskraftwerke müssen und können einspringen.

Die Verschiebung des Export-/Imports-Saldo betrifft überwiegend Länder mit geringem Anteil der Kohleverstromung. Daher wurde für die Bewertung der Stromimporte ein Emissionsfaktor von 0,5 t CO₂/MWh_{el} gewählt, der näher an den Emissionen von GuD-Erdgaskraftwerken als von Kohlekraftwerken liegt.

9.9 Heizstoffe (Wärmesektor) und Kraftstoffe (Straßenverkehr)

Einige Detailergebnisse bei den im Wärmesektor verwendeten Energieträgern Erdgas und Heizöl zeigen Tabelle 1 und Tabelle 2.

Insgesamt ergeben sich Rückgänge beim Erdgasverbrauch um mehr als 7%, beim Heizöl sogar knapp 9%.

Die Ergebnisse bei den im Straßenverkehr verwendeten Energieträgern Benzin und Diesel zeigt Tabelle 3. Insgesamt ergibt sich ein Rückgang beim Benzinverbrauch um knapp 4%, beim Diesel um 5%.

Tabelle 1: Mengenreaktionen private Haushalte

Modellannahmen	Einheit	Erdgas HH	Heizöl, HH
durchschnittlicher Bruttopreis 2018	ct/kWh	6,53	6,86
Emissionsfaktor	kgCO ₂ /kWh	0,201	0,266
CO ₂ -Preis (Ziel)	Euro/t	180	180
Impliziter CO ₂ -Preis (Ausgangslage)	Euro/t	30	23
Preiselastizität kurzfristig (Raumwärme)		-0,2	-0,2
Verbrauch 2018 (Raumwärme)	PJ	679	374
Preiselastizität kurzfristig (Warmwasser)		-0,05	-0,05
Verbrauch 2018 (Warmwasser)	PJ	178	66
CO ₂ -Preis (Erhöhung)	Euro/t	150	157
CO ₂ -Preis (Umrechnung)	ct/kWh	3,02	4,19
Ergebnisse			
Erhöhung inkl. 19% MWSt.	ct/kWh	3,59	4,99
durchschnittlicher Bruttopreis 2020	ct/kWh	10,12	11,85
relative Preisänderung		55%	73%
Verbrauchsänderung Raumwärme		8%	10%
Verbrauch 2020 Raumwärme	PJ	622	335
Verbrauchsänderung Warmwasser		2%	3%
Verbrauch 2020 Warmwasser	PJ	174	64

Quelle : eigene Berechnungen. Datengrundlage : Prognos 2013, (BMW i 2019)

Tabelle 2: Mengenreaktionen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Modellannahmen	Einheit	Erdgas, GHD	Heizöl, GHD
durchschnittlicher Nettopreis 2018	ct/kWh	5,49	5,77
Emissionsfaktor	kgCO ₂ /kWh	0,201	0,266
CO ₂ -Preis (Ziel)	Euro/t	180	180
Impliziter CO ₂ -Preis	Euro/t	30	23
Preiselastizität kurzfristig (RW+WW)		-0,2	-0,2
Verbrauch 2018 (RW+WW)	PJ	325	149
Preiselastizität kurzfristig (PW)		-0,1	-0,1
Verbrauch 2018 (PW)	PJ	45	135
CO ₂ -Preis (Erhöhung)	Euro/t	150	157
CO ₂ -Preis (Umrechnung)	ct/kWh	3,02	4,19
Ergebnisse			
Erhöhung	ct/kWh	3,02	4,19
durchschnittlicher Nettopreis 2020	ct/kWh	8,50	9,96
relative Preisänderung		55%	73%
Verbrauchsänderung RW+WW		8,4%	10%
Verbrauch 2020 RW+WW	PJ	298	134
Verbrauchsänderung PW		4,3%	5%
Verbrauch 2020 PW	PJ	43,4	127,8

Quelle : Berechnungen von EBP. RW = Raumwärme, WW = Warmwasser, PW = Prozesswärme. Datengrundlage : Prognos 2013, (BMW i 2019)

Tabelle 3: Mengenreaktionen Straßenverkehr

Modellannahmen	Einheit	Benzin	Diesel
durchschnittlicher Bruttopreis 2018	ct/kWh	16,35	13,38
Emissionsfaktor	kgCO ₂ /kWh	0,263	0,266
CO ₂ -Preis (Ziel)	Euro/t	374	360
Impliziter CO ₂ -Preis	Euro/t	284	180
Preiselastizität kurzfristig		-0,25	-0,25 (Pkw) -0,05 (Lkw)
Verbrauch 2018	PJ	693	657 (Pkw) 741 (Lkw)
CO ₂ -Preis (Erhöhung)	Euro/t	90	180
CO ₂ -Preis (Umrechnung)	ct/kWh	2,37	4,80
Ergebnisse			
Erhöhung inkl. 19% MWSt.	ct/kWh	2,82	5,71
durchschnittlicher Bruttopreis 2020	ct/kWh	19,17	19,09
relative Preisänderung		17%	43%
Verbrauchsänderung		4%	9% (Pkw) 2% (Lkw)
Verbrauch 2020	PJ	666	600 (Pkw) 727 (Lkw)

Quelle : Berechnungen von EBP. Datengrundlage : Prognos 2013, (BMWi 2019)