

CLIMATE CHANGE

19/2025

Teilbericht

Dekarbonisierung der Prozesswärme in der Industrie: Reformoptionen für die prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer

von:

Florian Zerzawy, Simon Meemken
Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Berlin

Lisa Becker, Christian Lutz
Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung, Osnabrück

Prof. Dr. Stefan Klinski

Friedhelm Keimeyer, Verena Graichen
Öko-Institut, Berlin

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 19/2025

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

Forschungskennzahl 3720 43 101 0

FB001634

Teilbericht

Dekarbonisierung der Prozesswärme in der Industrie: Reformoptionen für die prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer

Teilbericht im Rahmen des Projektes „Der Beitrag
ökonomischer Instrumente zur Erreichung der
Klimaschutzziele: Die Rolle der staatlich bestimmten
Energiepreisbestandteile im Instrumenten-Mix“

von

Florian Zerzawy, Simon Meemken
Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Berlin

Lisa Becker, Christian Lutz
Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung,
Osnabrück

Prof. Dr. Stefan Klinski

Friedhelm Keimeyer, Verena Graichen
Öko-Institut, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

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

Durchführung der Studie:

Öko-Institut
Borkumstraße 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

Oktober 2024

Redaktion:

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

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7592>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, April 2025

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

Kurzbeschreibung: Dekarbonisierung der Prozesswärme in der Industrie: Reformoptionen für die prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer

Prozesswärme wird in sehr vielen industriellen Produktionsprozessen benötigt. Sie ist für zwei Drittel des industriellen Endenergieverbrauchs verantwortlich. Sie wird bislang dominiert von fossilen Energieträgern wie Gas und Kohle. Der industrielle Anlagenpark ist sehr heterogen, hat aber Potenzial zur Umstellung auf Direktelektrifizierung oder zur Umstellung auf Wasserstoff. Die Kosten einer Umstellung werden v.a. durch die Energiepreise bestimmt, investive Anschaffungskosten fallen dagegen nicht so stark ins Gewicht. Daher ist die Differenz zwischen den Strompreisen und den Preisen fossiler Energieträger entscheidend für die Wirtschaftlichkeit. Die bisherige Struktur der staatlich bestimmten Energiepreisbestandteile begünstigt den Einsatz fossiler Energieträger. Denn die Ausrichtung staatlich bestimmter Abgaben, Umlagen und Entgelte und darauf bezogene Entlastungen tragen maßgeblich zu den Kostenunterschieden bei den Energieträgern bei. Aus diesem Grund werden im Folgenden verschiedene Optionen untersucht, die die Kostendifferenz abbauen oder ggf. sogar umkehren, und damit zu einer Reduzierung des Einsatzes fossiler Energieträger beitragen. Dieses Kurzpapier betrachtet mögliche Ansätze zum Abbau von Entlastungen für fossile Energieträger bei der Energie- und Stromsteuer für energieintensive Prozesse und Verfahren, um die Wirtschaftlichkeit CO₂-neutraler Prozesstechnologien zu verbessern. Durch ergänzende Förderprogramme zur Dekarbonisierung kann in Summe eine mögliche Ausgestaltung belastungsneutral für die Wirtschaft gestaltet werden.

Abstract:

Process heat accounts for two thirds of final industrial energy consumption. It is currently dominated by fossil fuels such as gas and coal. The industrial plant fleet is very heterogeneous but has potential for conversion to direct electrification or conversion to hydrogen. The cost of conversion is mainly determined by energy prices; the initial investment cost is less important. Therefore, the difference between electricity prices and fossil fuel prices is critical for economic viability. The current structure of regulated energy price components favours the use of fossil fuels. For this reason, we present various reform options that reduce the cost differential and contribute to a reduction in the use of fossil fuels for process heat applications. This paper discusses a proposal for energy-intensive processes in the energy and electricity tax that reduces the cost differences between fossil energy sources and electricity by removing relief for fossil energy sources, thereby improving the economic viability of CO₂-neutral process technologies in particular. In addition, public funding for decarbonisation programmes can make the reform burden-neutral for the economy.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis.....	8
Textbox.....	9
Abkürzungsverzeichnis.....	10
Zusammenfassung.....	12
Summary.....	16
1 Problemstellung und Aufbau der Kurzstudie.....	19
2 Rolle der Prozesswärme in verschiedenen Industriesektoren.....	22
3 Entlastungsregelungen bei staatlich bestimmten Preisbestandteilen auf Prozesswärme.....	30
3.1 Entlastungen bei der Bepreisung von Emissionen.....	30
3.1.1 Kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandel (EU-ETS).....	30
3.1.2 Kompensation von Kostenbelastungen durch den nationalen Emissionshandel (Carbon-Leakage-Verordnung BECV).....	31
3.2 Entlastungen bei Preisbestandteilen auf den Energieverbrauch (Strom und Brennstoffe) .	32
3.2.1 Besondere Ausgleichsregelung gemäß Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG).....	32
3.2.2 Sondernetzentgelte	33
3.2.3 Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer.....	33
4 Kriterien für die Auswahl der Reformoptionen.....	40
5 Optionen zur Reform der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei Energie- und Stromsteuer.....	43
5.1 Reformoption: Anteilige Entlastungen nur noch für stromintensive Prozesse und Verfahren, Umsetzung von Dekarbonisierungsmaßnahmen	43
5.1.1 Element 1: Abschaffung der vollständigen Entlastungen für Prozesse und Verfahren bei der Energiesteuer.....	44
5.1.2 Element 2: Umstellung auf anteilige Entlastung bei der Stromsteuer	44
5.1.3 Element 3: Gegenleistungen für die anteilige Stromsteuerentlastung	45
5.1.4 Element 4: Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme zum Umstieg auf CO ₂ -neutrale Prozesswärme.....	46
5.1.5 Stufenweise Einführung und Steuerung, Folgewirkungen	47
5.2 Auswirkungen des Reformvorschlags und Bewertung	48
5.2.1 Rechtliche Zulässigkeit.....	49
5.2.2 Administrierbarkeit.....	52
5.2.3 Lenkungswirkung	52

5.2.4	Fiskalische Wirkungen.....	63
5.2.5	Zusammenfassende Bewertung	68
6	Fazit	69
7	Quellenverzeichnis	70
A	Anhang	74
A.1	Factsheets für die Industriebereiche der Energiebilanz	74
A.1.1	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	75
A.1.2	Ernährung und Tabak.....	76
A.1.3	Papiergewerbe.....	77
A.1.4	Grundstoffchemie	78
A.1.5	Sonstige chemische Industrie	79
A.1.6	Gummi- und Kunststoffwaren	80
A.1.7	Glas und Keramik	81
A.1.8	Verarbeitung von Steinen und Erden	82
A.1.9	Metallerzeugung.....	83
A.1.10	NE-Metalle, -Gießereien	84
A.1.11	Metallbearbeitung	85
A.1.12	Maschinenbau.....	86
A.1.13	Fahrzeugbau.....	87
A.1.14	Sonstige Wirtschaftszweige	88

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Endenergieverbrauch der Industrie nach Anwendungszwecken und Energiemix der Prozesswärme [Angaben in PJ], 201922
Abbildung 2:	Wirkungsmechanismen in der Stahlerzeugung.....28
Abbildung 3:	Entwicklung Steuerentlastungen Prozesse und Verfahren (Mio. Euro, 2017 – 2021)36
Abbildung 4:	Stromsteuerentlastungen § 9a StromStG nach Tatbestand (Mio. Euro, 2021).....37
Abbildung 5:	Energiesteuerentlastungen § 51 EnergieStG nach Tatbestand und Energieträger (Mio. Euro, 2021).....38
Abbildung 6:	Gegenleistungen für anteilige Stromsteuerentlastung46
Abbildung 7:	Abschätzung der ökonomischen Effekte für das kontinuierliche Schmelzen von Behälterglas55
Abbildung 8:	Abschätzung der ökonomischen Effekte für das kontinuierliche Brennen von Ziegeln.....57
Abbildung 9:	Abschätzung der ökonomischen Effekte für das Schmelzen und Warmhalten von Aluminium Halbzeugguss59
Abbildung 10:	Abschätzung der ökonomischen Effekte für das kontinuierliche Erwärmen von Flach-/Langstahl.....61
Abbildung 11:	Statische Abschätzung der Steuerentlastung und -einnahmen für bestimmte Prozesse und Verfahren gemäß aktuellen Entlastungstatbeständen und Reformvorschlag (2021).....64
Abbildung 12:	Energieträgereinsatz in der Eisen- und Stahlindustrie66
Abbildung 13:	Steuerentlastung und -einnahmen für energieintensive Prozesse und Verfahren in der Stahl- und Eisenindustrie gemäß aktuellen Entlastungstatbeständen und Reformvorschlag67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Prozesswärmeeinsatz und dessen Energiemix der einzelnen Industriezweige im Jahr 2019.....23
Tabelle 2:	Durchschnittliche Auktionspreise im europäischen Emissionshandel30
Tabelle 3:	Preise für CO ₂ -Emissionen außerhalb des EU-ETS in Deutschland.....31
Tabelle 4:	Kompensationsgrade der BECV32
Tabelle 5:	Vollständig von Energie- und Stromsteuer entlastete Prozesse und Verfahren gem. § 51 EnergieStG und § 9 a StromStG.....35
Tabelle 6:	Ansatzpunkte für Reformen von Entlastungsregeln mit Relevanz zur Prozesswärme40
Tabelle 7:	Durch § 51 EnergieStG entlastete Energieverbräuche und Emissionen (2019)41

Tabelle 8:	Entlastete Prozesse und Verfahren bei Umsetzung Reformvorschlag.....	43
Tabelle 9:	Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Glasindustrie (inkl. Glasfaser): kontinuierliches Schmelzen Behälterglas (m < 500 t/d).....	54
Tabelle 10:	Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie: kontinuierliches Brennen Ziegel.....	57
Tabelle 11:	Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium: diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss.....	58
Tabelle 12:	Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Stahl-Walzwerke: kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl.....	60
Tabelle 13:	Verwendete Parameter zur Abschätzung der THG-Minderung	63
Tabelle 14:	Minderung von Energieverbrauch und THG durch Reform	63
Tabelle 15:	Anteil zusätzlicher Steuereinnahmen am gesamten Investitionsbedarf für den Neubau von CO ₂ -neutralen Anlagen	65
Tabelle 16:	Entlastungsfähige Strom- und Energiemengen in der Eisen- und Stahlindustrie gemäß § 9 a StromStG und § 51 EnergieStG (TWh).....	67
Tabelle 17:	Zusammenfassende Bewertung des Reformvorschlags.....	68

Textbox

Textbox 1:	Spitzenausgleich	39
------------	------------------	----

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Afa	Abschreibungstabellen für die Absetzung für Abnutzung
Abs.	Absatz
ABl.	Amtsblatt
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
BECV	Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BPW	Bruttoproduktionswert
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCU	Carbon Capture and Utilization
CCS	Carbon Capture and Storage
CO₂	Kohlendioxid
ct	Cent
DEHST	Deutsche Emissionshandelsstelle
DIN	Deutsches Institut für Normung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMAS	Eco Management and Audit Scheme
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnergieStRL	Energiesteuerrichtlinie
EnFG	Energiefinanzierungsgesetzes
EU	Europäische Union
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem (emission trading system)
Gew.	Gewerbe
GG	Grundgesetz
ggf.	Gegebenenfalls
GJ	Gigajoule
h/a	Stunden pro Jahr
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
ISO	International Organization for Standardization
KMU	kleine und mittelständische Unternehmen

kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraftwärmekopplung
KWKG	Kraftwärmekopplungsgesetz
m³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt	Millionen Tonnen
MWh	Megawattstunde
NACE	Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft
NE	Nicht Eisen
Nr.	Nummer
PJ	Petajoule
PTG	Power to Gas
SPK	Strompreiskompensation
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
t	Tonnen
THG	Treibhausgasemissionen
t_{pr}	Tonnen je Produktionsmenge
tw.	Teilweise
TWh	Terawattstunde
v.	von
Verarb.	Verarbeitendes
VCI	Verband der Chemischen Industrie

Zusammenfassung

Deutschland soll bis 2045 klimaneutral werden. Der Sektor mit den zweitmeisten THG-Emissionen ist die Industrie. Zwei Drittel der Emissionen in der Industrie werden durch den Einsatz von fossilen Energieträgern verursacht (energiebedingte Emissionen). Wiederum rund zwei Drittel des Energieeinsatzes dienen der Bereitstellung von Prozesswärme. Dabei wird vor allem Erdgas und Kohle verwendet. Industrielle Prozesswärme von fossilen Energieträgern ist daher ein zentraler Ansatzpunkt für die Dekarbonisierung der deutschen Industrie. Wie die UBA-Studie „CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung“ (Fleiter et al. 2023) zeigt, bestehen bereits heute oder perspektivisch in den nächsten Jahren vielfältige technische Anwendungen bereit, mit denen die Prozesswärme dekarbonisiert werden kann. Ein zentrales ökonomisches Hemmnis sind höhere Energiekosten der CO₂-neutralen Technologien. Dieser Unterschied bei den laufenden Energiekosten ist deutlich entscheidender für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage als Anschaffungskosten für die Anlagenmodernisierung oder den Neubau. Die Ausrichtung staatlich bestimmte Abgaben, Umlagen und Entgelte und darauf bezogene Entlastungen tragen maßgeblich zu den Kostenunterschieden der Energieträger bei. Entlastungen bestehen bei der Bepreisung von Emissionen (kostenlose Zuteilung im EU-ETS, Kompensation von Kostenbelastungen durch den nationalen Emissionshandel) und beim Energieverbrauch (Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer, Sondernetzentgelte, Begrenzung von KWKG- und Offshore-Netzzulage). Vor dem Hintergrund des Ziels der Klimaneutralität 2045 sollten Reformen entweder fossile Energieträger verteuern oder (erneuerbaren) Strom günstiger machen, so dass die Kostenunterschiede geringer werden oder sich ggf. umdrehen und damit CO₂-neutrale Technologien wirtschaftlich werden. Ansatzpunkte können dabei die CO₂-Emissionen, der Energieverbrauch, die Outputs/Produkte oder bestimmte Prozesse bzw. Anwendungen sein.

In dieser Studie werden Optionen entwickelt, die auf Änderungen der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer abzielen, wie sie derzeit¹ in § 51 EnergieStG und § 9a StromStG geregelt sind. Die prozessbezogenen Entlastungsregelungen wurden ausgewählt, weil mehr als ein Drittel des fossilen Energieverbrauchs (ohne Kohle) bei der Prozesswärme über den Tatbestand vollständig von der Energiesteuer entlastet ist². Die prozessbezogenen Entlastungsregelungen betreffen – anders als andere Begünstigungen, die sich auf den gesamten Energieverbrauch beziehen – direkt die zentralen, energieintensiven Prozesse und Verfahren bei der Prozesswärme. Eine Reformoption wäre demnach in hohem Maße zielgerichtet und adressatengenau mit Blick auf die angestrebten Einsparungen von Endenergie und die Dekarbonisierung. Die Entlastung erhalten alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit entsprechenden Prozessen bisher pauschal, ohne dass eine anhand von z. B. hoher Emissions- und Handelsintensität festgestellte konkrete Wettbewerbsgefährdung vorliegen muss. Gegenleistungen sind im Gegensatz zu vielen anderen Entlastungsregelungen³ bei den prozessbezogenen Entlastungsregelungen im Energie- und Stromsteuerrecht bisher nicht vorgesehen. Diese Regelungslücke müsste der Gesetzgeber ohnehin angehen, will er die Entlastungsregelungen harmonisieren und ein Mindestmaß an Lenkungswirkung bei den Prozessen und Verfahren erreichen. Fiskalisch sind die prozessbedingten Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer von Bedeutung: insgesamt mindert das die Einnahmen des Staates um jährlich ca. 1,1 bis 1,2 Mrd. Euro. Der Reformansatz ermöglicht den gezielten Einsatz der fiskalischen Mehreinnahmen zur Unterstützung der Transformationsbemühungen der

¹ Stand: Mai 2023

² Siehe Tabelle 7. Die prozessbezogenen Entlastungen umfassen nicht die stoffliche, nicht-energetische Verwendung.

³ z. B. Carbon Leakage-Regelung des BEHG (BECV), Strompreiskompensation, Besondere Ausgleichsregelung (EnFG) bei KWK- und Offshore-Netzzulage

Unternehmen. Im Gegensatz zu anderen Regelungen wie dem EU-ETS muss auch keine EU-weit harmonisierte Regelung gefunden werden. Gleichzeitig ist die Reform aber kompatibel sowohl mit der geltenden Energiesteuerrichtlinie als auch mit dem Entwurf der EU-Kommission zur Novellierung der EU-Energiesteuerrichtlinie⁴, die u.a. vorsieht, mineralogische Verfahren in den Anwendungsbereich der Energiesteuer explizit einzubeziehen. Die Bearbeitung dieser Studie wurde im Frühjahr 2023 weitestgehend beendet. Das Strompreispaket der Bundesregierung von Ende 2023 konnte daher noch nicht berücksichtigt werden. Die Bundesregierung hatte ursprünglich angekündigt, bis zum Sommer 2023 die Begünstigungstatbestände des Energie- und Stromsteuerrechts für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zu reformieren, damit sie einen möglichst großen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten (Deutscher Bundestag 2022). Ergänzend dazu prüfte diese Studie ob auch die Regelungen für die Prozesse und Verfahren angepasst werden könnten, so dass alle Entlastungsregelungen bei Energie- und Stromsteuer stärker auf die Klimaziele einzahlen. Die alleinige Zuständigkeit liegt beim Bund, da Energie- und Stromsteuer keine Gemeinschaftssteuern sind.

Der Reformansatz besteht aus folgenden Elementen:

- ▶ **Abschaffung der vollständigen Entlastungen für Prozesse und Verfahren bei der Energiesteuer:** Anstelle einer 100 %igen Entlastung muss für die Verwendung fossiler Energieerzeugnisse künftig der Regeltarif gemäß § 2 EnergieStG gezahlt werden. Gleichzeitig wird die in § 37 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG geregelte steuerfreie Verwendung von Kohle als Heizstoff für Prozesse und Verfahren abgeschafft. Das bedeutet, dass der Erdgaseinsatz bei den betreffenden Prozessen und Verfahren künftig mit 5,50 Euro/MWh, der Einsatz von Kohle mit 0,33 Euro/GJ (ca. 1,19 Euro/MWh) besteuert wird.
- ▶ **Umstellung auf anteilige Entlastung bei der Stromsteuer:** Ideal wäre ein benchmarkbezogener Ansatz, der die effizienteste Produktion belohnt (vgl. Zerzawy et al. 2019). Aufgrund der hohen Komplexität und des Regelungsaufwands sieht der Reformvorschlag vor, dass Unternehmen zunächst nur noch von 80 % der Stromsteuer entlastet werden. Eine Ausnahme dafür wird für die Elektrolyse für die Wasserstoffproduktion geschaffen. Dieser Prozess bleibt zu 100 % entlastet, um den Markthochlauf beim Wasserstoff zu unterstützen. Die Verwendung von Wasserstoff in der Industrie könnte dagegen perspektivisch ebenfalls mit der Energiesteuer belegt werden. Durch die anteilige Entlastung bei allen anderen Prozessen und Verfahren werden Effizienzanreize geschaffen. Ein benchmarkbezogener Ansatz sollte als zweiter Reformschritt zu einem späteren Zeitpunkt eingeführt werden.
- ▶ **Gegenleistungen für die anteilige Stromsteuerentlastung:** Mit Gegenleistungen wird sichergestellt, dass die aufgrund des fehlenden Preisimpulses abgeschwächte Lenkungswirkung beim Strompreis kompensiert und die mit der Steuer eigentlich intendierte Wirkung dennoch erreicht werden kann. Vorgeschlagen wird ein hierarchisch abgestufter Anforderungskatalog. Basis ist – wie schon bisher beim Spitzenausgleich – der Betrieb eines Energie- oder Umweltmanagementsystems. Darüber hinaus ist die Durchführung von Dekarbonisierungsmaßnahmen nachzuweisen. Wenn die Prozesse bereits strombasiert erfolgen oder die Investitionskosten für die Umstellung bereits vollständig bei der Stromsteuerentlastung angerechnet worden sind, ist eine Entlastung weiterhin möglich, wenn der Nachweis erbracht wird, dass wirtschaftlich durchführbare Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz erfolgen. Wenn keine wirtschaftlich durchführbare Maßnahme mehr identifiziert werden kann, etwa weil das Unternehmen für den betreffenden Prozess den Anlagenpark mit dem neuesten Stand der Technik modernisiert

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0563&from=en>

hat, dann kann die Entlastung weiterhin in Anspruch genommen werden, sofern Strom aus ausschließlich erneuerbaren Quellen bezogen wird.

- ▶ **Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme** zum Umstieg auf CO₂-neutrale Prozesswärme: Die Reform sollte für die Wirtschaft in Summe belastungsneutral ausgestaltet sein, so dass den Unternehmen insgesamt keine Mehrkosten entstehen. Die Mehreinnahmen sollten daher gezielt für Förderprogramme für die Dekarbonisierung verwendet werden. Neben der Aufstockung bestehender Programme wie dem Programm „Dekarbonisierung in der Industrie“ kommen auch neue Förderprogramme in Frage. Die Kriterien wären so auszugestalten, dass auch kostenintensive Maßnahmen, die für die Zielerreichung aber dennoch nötig sind, förderfähig sind.

Um eine schlagartige Mehrbelastung von Unternehmen zu vermeiden, insbesondere jene Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, könnte der Reformansatz stufenweise in mehreren Schritten erfolgen. Durch die Verwendung der Mehreinnahmen für die Transformation werden insbesondere auch jene Unternehmen unterstützt, die im internationalen Wettbewerb stehen und bisher ihre Produktion nicht ohne Risiko des Verlusts von Marktanteilen umstellen konnten. Notwendig wären auch weitere Anpassungen im Energie- und Stromsteuerrecht, um zu vermeiden, dass die durch die Reform nicht mehr entlasteten Energiemengen bei allgemeiner Energie-/Stromsteuerentlastung bzw. Spitzenausgleich geltend gemacht werden. Die getrennte Erfassung der verbrauchten Mengen müsste somit aufrechterhalten bleiben. Gleichzeitig sollten auch diese Entlastungsregelungen angepasst werden, um sie stärker auf die Klimaziele auszurichten.

Der Reformansatz wurde auf seine rechtliche Zulässigkeit, Administrierbarkeit, Lenkungswirkungen (Klimaschutz- und Transformationswirkung) und fiskalischen Wirkungen geprüft. Die Lenkungswirkung wurde anhand ökonomischer Abschätzungen für ausgewählte Anwendungen der UBA-Studie „CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung“ (Fleiter et al. 2023) fallbeispielhaft untersucht. Die Autorinnen und Autoren kommen zu folgenden Ergebnissen:

- ▶ Die **rechtliche Zulässigkeit** ist gegeben. Der Reformansatz ist vereinbar mit EU-Recht und mit Verfassungsrecht.
- ▶ Die **Administrierbarkeit** wird **positiv** beurteilt. Zwar entsteht durch die zusätzlichen Anforderungen bei der Stromsteuerentlastung ein Mehraufwand bei Unternehmen und Verwaltung. Die Anforderungen setzen aber auf bereits praktizierten Regelungen auf, die viele Unternehmen bereits nutzen. Durch den Wegfall der Entlastung bei der Energiesteuer entfällt andererseits wesentlicher Erfüllungsaufwand bei Unternehmen für die Antragstellung und Verwaltung für die Antragsprüfung.
- ▶ Klimaschutz und Transformationswirkung: Die **Lenkungswirkung** wird ebenfalls **positiv** bewertet. Zwar reicht in allen betrachteten Anwendungen die Reform alleine nicht aus, um Alternativtechniken – ohne weitere CO₂-Bepreisung – in die Wirtschaftlichkeit zu bringen. Das ist jedoch auch nicht zwingend nötig, weil mit EU-ETS und BEHG grundsätzlich Instrumente zur CO₂-Bepreisung vorhanden sind. Die Reform senkt jedoch die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit von CO₂-neutralen Alternativtechniken gegenüber den etablierten Techniken. Das bedeutet, dass sich die Wirtschaftlichkeit auch schon bei etwas niedrigeren CO₂-Preisniveaus im EU-ETS und BEHG einstellt bzw. die Förderung von Transformationstechnologien, z. B. über Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference) geringer ausfallen kann. Insgesamt sind im Reformszenario elektrische Alternativtechniken bereits bei einem niedrigeren CO₂-Preisniveau wirtschaftlich vorteilhaft als wasserstoffbetriebene oder hybride Alternativtechniken (siehe Analyse im Kapitel 5). Im Falle des kontinuierlichen

Schmelzens von Behälterglas ist beispielsweise für die vollelektrische Alternativtechnik ein CO₂-Preis von 40 Euro/t und für die hybride Alternativtechnik ein CO₂-Preis von 85 Euro/t notwendig⁵. Vollständig wasserstoffbetriebene Alternativtechniken benötigen allerdings für alle untersuchten Anwendungen auch im Reformszenario weiterhin ein CO₂-Preis von über 400 Euro/t, um gegenüber der fossilen Referenztechnik wirtschaftlich vorteilhaft zu sein. Sofern direktelektrische Alternativen vorhanden sind, sind diese auch aus wirtschaftlicher Sicht deutlich vorteilhafter.

Neben der exemplarischen Betrachtung von Energiekostenänderungen wird eine Abschätzung der erzielbaren THG-Minderungen vorgenommen. Grundlage dafür ist ein einfacher Elastizitätenansatz mit Preiselastizitäten, die im Forschungsvorhaben zuvor aus der Literatur abgeleitet wurden. Im Ergebnis könnte der Reformansatz zu einer THG-Minderung von **1,5 bis 3,1 Mio. t CO₂ pro Jahr** gegenüber einem Szenario ohne Reform führen. Eine detaillierte Abschätzung bzw. Modellierung der erzielbaren Minderung wurde für den Reformansatz nicht vorgenommen.

- ▶ Die **fiskalische Wirkung** wird **neutral** bewertet. Da der Reformansatz vorsieht, dass Mehreinnahmen direkt in Förderprogrammen zum Umstieg auf CO₂-neutrale Technologien verwendet werden, ist die Reform einerseits für den Staat aufkommensneutral, andererseits für die Unternehmen in Summe belastungsneutral.
- ▶ Die **kurzfristige Wirkung auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit** hängt von den Übergangsfristen ab. Mittel- und langfristig ist entscheidend, wie rasch eine (in vielen Bereichen) elektrifizierte und dekarbonisierte Prozesswärmebereitstellung erreicht werden kann, die eine Wettbewerbsfähigkeit auf den grünen Zukunftsmärkten ermöglicht.

Die Reform der Entlastungsregelungen bei den Prozessen und Verfahren wäre ein Baustein für eine an den Klimazielen ausgerichtete Industrie- und Subventionspolitik. Sie wird allein jedoch nicht ausreichen. Daher sollten die Anpassung bei der Energie- und Stromsteuer idealerweise eingebettet sein in Reformen bei weiteren Energiepreisbestandteilen, insbesondere beim Strom und eine auf Transformation ausgerichtete Förderpolitik.

⁵ Je nach Anlagengröße wird das Schmelzen von Behälterglas entweder vom EU-ETS oder vom BEHG erfasst; in beiden Fällen gibt es jedoch durch die kostenfreie Zuteilung bzw. die Carbon Leakage Verordnung Entlastungen bei der CO₂-Bepreisung.

Summary

Germany plans to achieve climate neutrality by 2045. The second largest sector for greenhouse gas emissions is industry. Two thirds of industrial emissions are caused by the use of fossil fuels (energy-related emissions). About two-thirds of energy use is for process heat. The main fuels used are natural gas and coal. Industrial process heat from fossil fuels is therefore a key starting point for the decarbonisation of German industry. As the UBA study "CO₂-neutral process heat generation" (Fleiter et al. 2023) shows, a wide range of technical applications for decarbonising process heat are already available today or will become available in the next few years. A key economic barrier is the higher energy cost of CO₂-neutral technologies. This difference in energy costs is a much more important factor in the economic viability of a plant than the investment costs for plant modernisation or new construction. Regulated charges, levies and fees and related exemptions contribute significantly to the cost differences between energy sources. Subsidies for emissions (free allocation in the EU ETS, compensation of cost burdens through national emissions trading) and energy consumption (exemptions from energy and electricity taxes, special electricity network charges). Reforms can either make fossil fuels more expensive or (renewable) electricity cheaper, so that the cost difference becomes smaller and CO₂-neutral technologies become economically viable. Starting points can be CO₂ emissions, energy consumption, outputs/products or specific processes.

This study develops options for reforming the process-related exemptions from energy and electricity tax that are currently⁶ regulated in § 51 EnergiesStG (Energy Tax Act) and § 9a StromStG (Electricity Tax Act). The process-related exemptions were chosen because more than 1/3 of fossil energy consumption (excluding coal) in the form of process heat is fully exempt from energy tax⁷. The subsidy directly affects the central, energy-intensive processes in process heat - unlike other subsidies which relieve energy consumption regardless of where it is used. A reform would therefore be highly targeted in terms of final energy savings and decarbonisation. Up to now, all companies in the manufacturing sector with such processes have received the relief as a lump sum, regardless of whether they face international competition or not, e. g. due to high emissions and trade intensity. Unlike many other subsidies, there are no environmental requirements in return for the exemption. From a fiscal point of view, the process-related relief from energy and electricity taxes is significant: in total, it reduces government revenue by about 1.1 - 1.2 billion Euro per year. The reduction in subsidies allows the additional revenue to be used in a targeted manner to support the transformation efforts of companies. Unlike other schemes, such as the EU-ETS, there is no need for a harmonised EU-wide scheme. The study was largely completed in spring 2023. The German government's electricity price package from the end of 2023 could therefore not be taken into account. The German government had originally announced that it would reform energy and electricity tax exemptions for manufacturing companies by summer 2023 to maximise their contribution to climate change mitigation. The federal government is solely responsible for the regulation. The reform proposal consists of the following design elements:

- ▶ Removal of the energy tax subsidy for energy-intensive processes: Instead of 100 % relief, the standard rate according to § 2 EnergieStG must be paid in future for the use of fossil energy products. At the same time, the tax-exempt use of coal as a heating fuel for processes regulated in § 37 para. 2 no. 4 EnergieStG will be abolished. This means that in future the use

⁶ As of May 2023

⁷ See Tabelle 7. The process-related exemptions do not include the non-energy use

of natural gas in these processes will be taxed at 5.50 Euro/MWh, the use of coal at 0.33 Euro/GJ (approx. 1.19 Euro/MWh).

- ▶ Shift to partial payment of electricity tax: A benchmark-based approach that rewards the most efficient production would be ideal. Although this increases complexity and the regulatory burden, such an approach should nevertheless be introduced as a second reform step at a later stage. As a first step, companies will only be exempted from 80 % of the electricity tax instead of full exemption, except for electrolysis for hydrogen production. This process will remain 100 % exempt to support the market ramp-up of hydrogen. Use of hydrogen in industry could be subject to energy taxes in the long term. Efficiency incentives are generated through the proportional relief for all other processes.
- ▶ Environmental requirements for companies in exchange for electricity tax relief to ensure that the intended effect of the tax can still be achieved. Several requirements are proposed. As in the case of peak load compensation, the basis is the operation of an energy or environmental management system. In addition, the implementation of decarbonisation measures must be demonstrated. If the processes are already electricity-based or the investment costs for the transformation have already been fully offset against the electricity tax relief, relief is still if it can be shown that economically viable measures are being taken to improve energy efficiency. The relief can still be claimed if no economically viable measure can be identified, for example because the company has upgraded its equipment to the latest technology, provided that the electricity is sourced exclusively from renewable energy sources.

Use of the additional tax revenues for support programmes to switch to CO₂-neutral process heat: The reform should be designed to be burden neutral for the economy as a whole, so that companies do not incur any additional costs. The additional revenues should therefore be used specifically for support programmes for decarbonisation. In addition to existing programmes such as the "Decarbonisation in Industry" programme which could be additionally funded by the revenues, new funding programmes could also be considered. The criteria would have to be designed in such a way that cost-intensive measures that are nevertheless necessary to achieve the goals are also eligible for funding. In order to avoid a sudden additional burden on businesses, in particular those that face international competition, the reform could be carried out gradually in several steps. Use of revenues to support transformation will especially help companies that face international competition and currently have a risk of losing market shares when shifting their production to fossil-free sources. Further adjustments to energy and electricity tax law would also be necessary in order to avoid energy volumes that are no longer relieved by the reform being claimed under general energy/electricity tax relief or peak compensation. The separate measurement of energy consumption would have to be maintained. At the same time, these tax breaks would have to be adjusted to be more in line with climate goals.

The proposal was assessed in terms of its legal admissibility, administrability, fiscal effects and impact on carbon-neutral technologies. The latter was examined on the basis of economic estimates for selected case studies from the UBA study "CO₂-neutral process heat generation" (Fleiter et al. 2023). The authors come to the following conclusions:

- ▶ Legal admissibility is given. The reform proposal is compatible with EU law and constitutional law.
- ▶ The administrative feasibility is assessed positively. Although the additional requirements for electricity tax relief will lead to additional work for companies and administration,

however, the requirements are based on existing regulations that many companies already use. On the other hand, the removal of the energy tax subsidy removes a significant compliance burden for companies and administrations (in terms of tax relief applications).

- ▶ The impact on CO₂-neutral technologies is also assessed as positive (see analysis in chapter 5). While in all the applications considered, the reform alone is not sufficient to make alternative technologies economically viable without additional CO₂ pricing in all applications considered, the reform does lower the CO₂ prices that are necessary to make CO₂-neutral alternative technologies economically viable. Overall, in the reform scenario, electric alternative technologies are already economically advantageous at a lower CO₂ price levels than hydrogen-powered or hybrid alternative technologies. For example, in the case of continuous melting of container glass, a CO₂ price of 40 Euro/t is necessary for the fully electric alternative technology and a CO₂ price of 85 Euro/t for the hybrid alternative technology⁸. However, even in the reform scenario, fully hydrogen-powered alternatives require a CO₂ price of more than 400 Euro/t to be economically advantageous compared to the fossil reference technology. Where electric alternatives exist, they are also more advantageous from an economic point of view.

In addition to assessing changes in energy costs based on case studies, we estimated GHG reductions based on price elasticities, which were previously derived from the literature. The reform leads to a GHG reductions between 1.5 to 3.1 million t CO₂ per year compared to a no-reform scenario. A detailed estimation or modelling of emission reductions was not carried out for the reform proposal.

- ▶ The fiscal impact is estimated as neutral. As the additional revenues are to be used directly in support programmes for the switch to CO₂-neutral technologies, the reform is revenue-neutral for the government and burden-neutral for companies.
- ▶ The short-term impact on international competitiveness depends on the transition periods for the phasing out fossil fuel subsidies. In the medium and long term, the key question is how quickly an electrified and decarbonised process heat supply can be achieved that enables competitiveness in the green markets of the future.

The reform of this subsidy is one element of an industrial and subsidy policy aligned with climate goals. But it will not be enough on its own. Changes in energy and electricity taxation should therefore ideally be embedded in the reform of other energy price components, especially electricity, and in a transformation-oriented subsidy policy.

⁸ Depending on plant size, the melting of container glass is covered either by the EU-ETS or by the national emissions trading system; in both cases, however, there are reliefs due to the free allocation or the Carbon Leakage Regulation.

1 Problemstellung und Aufbau der Kurzstudie

Deutschland soll bis 2045 klimaneutral werden, dieses Ziel ist im novellierte Klimaschutzgesetz festgelegt. Der Sektor mit den zweitmeisten Emissionen ist die Industrie, er hat 2021 181 Mio. t CO₂e ausgestoßen (UBA 2022). Bis 2030 soll der Industriesektor seine Emissionen auf 118 Mio. t CO₂e senken, d.h. im Vergleich zu 2021 müssen die Emissionen um ein Drittel reduziert werden.

Emissionen im Industriesektor

Im Industriesektor werden energieintensiven Branchen wie die mineralische, chemische und Metallindustrie sowie Emissionen aus der Verwendung von fluorierten Treibhausgasen, die nicht-energetische Verwendung fossiler Energieträger und der Einsatz von Lösemitteln und Lachgas erfasst. Zwei Drittel der Emissionen werden durch den Einsatz von fossilen Energieträgern verursacht (energiebedingte Emissionen). Wiederum rund zwei Drittel des Energieeinsatzes dienen der Bereitstellung von Prozesswärme. Die Dekarbonisierung des Energieverbrauchs in der Industrie für die Prozesswärme ist daher wesentlich für das Erreichen der Klimaziele und Fokus des vorliegenden Berichts. Ein Drittel der Emissionen im Industriesektor sind prozessbedingt (und somit nicht energiebedingt), Hauptverursacher sind chemische Prozesse, die Herstellung von Zementklinker sowie Rohstahl (UBA 2022). Die Reduktion von prozessbedingten Emissionen ist ebenfalls ein wichtiger Baustein zur Dekarbonisierung, erfordert jedoch andere Politiken und Maßnahmen und wird im vorliegenden Bericht nicht betrachtet.

In der Industrie wird Energie für verschiedene Zwecke gebraucht: zur Erzeugung von Wärme und Kälte für Prozesse, als mechanische Energie, zur Beheizung und Klimatisierung von Räumen, Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und Warmwasser. Die **industrielle Prozesswärme verursacht zwei Drittel des industriellen Endenergieverbrauchs**) sowie 22 % des deutschen Endenergieverbrauchs (Rhode und Arnold-Keifer 2022). Da Anlagen überwiegend mit Erdgas oder Kohle beheizt werden, ist industrielle Prozesswärme von fossilen Energieträgern der zentrale Ansatzpunkt für die Dekarbonisierung der deutschen Industrie. **Der Ersatz von fossilen Energieträgern durch CO₂-neutrale Techniken, die auf Strom, Wasserstoff oder erneuerbarem Methan basieren, sowie die Steigerung der Effizienz sind wichtige Maßnahme zur Emissionsreduktion.** Insgesamt ist der industrielle Anlagenpark sehr heterogen und weist hohe THG-Minderungspotenziale auf. **Strombasierte Technologien** steigern die Energieeffizienz einer Anlage im Vergleich zu anderen Techniken oft deutlich. **Wasserstoff** eignet sich besser bei Anwendungen mit sehr hoher Energiedichte. **Erneuerbares Methan** kann Erdgas ersetzen, ist jedoch von dessen Verfügbarkeit abhängig. In bestimmten Anlagen eignen sich **hybride Techniken**, da diese eine höhere Resilienz der Industrieproduktion gegenüber Energiepreisschocks fördern und größere Flexibilitätspotenziale in den Energiemärkten bieten (Fleiter et al. 2023). Angesichts **langer Lebensdauern** der Anlagen ist es wichtig, dass Investitionen in den Anlagenpark in den nächsten Jahren nur noch in CO₂-neutrale Prozesse gehen, um die Treibhausgas-Neutralität im Jahr 2045 zu erreichen und stranded assets zu vermeiden.

Der schnelle Markthochlauf CO₂-neutraler Techniken ist nicht nur zum Erreichen der Klimaziele des Bundesklimaschutzgesetzes notwendig, sondern auch für die Erdgasminderungsziele im **REPowerEU-Plan** der europäischen Kommission, mit dem die Energieabhängigkeit von russischen Gaslieferungen reduziert werden soll (Münnich 2022). Außerdem entfallen durch die Emissionsminderung mehrere Milliarden Euro pro Jahr an Umweltkosten (Fleiter et al. 2023).

Hemmnisse für Emissionsreduktionen in der Industrie

Je nach Branche ist der Umstieg auf CO₂-neutrale Produktionsmethoden einfacher oder schwerer. Während beispielsweise für die Bereitstellung von Prozessdampf Techniken für den industriellen Einsatz sowohl für Wasserstoff wie auch Elektrifizierung vorhanden sind, bedarf es weiterer Forschung und Entwicklung in Bezug auf den Ersatz von Festbrennstoffen wie beispielsweise Koks zum Kalkbrennen durch Wasserstoff (Fleiter et al. 2023). Zudem sind Investitionen in Anlagen und – je nach Technologie – in die Infrastruktur nötig.

Ein zentrales ökonomisches Hemmnis sind höhere Energiekosten der CO₂-neutralen Technologien. Bei strombasierten und wasserstoffbasierten Prozessen sind die jährlichen Energiekosten **unter Energieträgerpreisen, wie sie bis zum Jahr 2021 galten**, deutlich höher als beim aktuellen Anlagenpark basierend auf fossilen Energieträgern (Fleiter et al. 2023). Zukünftig werden sich die Energiekosten vieler bisheriger Prozesse und ihrer THG-neutralen Alternativen annähern. Dieser Unterschied bei den laufenden Energiekosten ist deutlich entscheidender für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage als Anschaffungskosten für die Anlagenmodernisierung oder den Neubau (Fleiter et al. 2023)⁹.

Staatlich bestimmte Abgaben, Umlagen und Entgelte bzw. Subventionen tragen maßgeblich zu den **Kostenunterschieden** bei den Energieträgern bei. Sie bilden einen politischen Hebel, um die Diffusion CO₂-neutraler Produktionsmethoden und deren Markthochlauf zu erleichtern, indem der Einsatz klimafreundlicher Energieträger kostengünstiger als der von fossilen Brennstoffen wird. Dies kann entweder durch die Erhöhung der Kosten für fossile Energieträger oder durch eine Reduzierung der Stromkosten bzw. Wasserstoffkosten erfolgen. Bislang profitiert die Industrie von verschiedenen Entlastungen in Bezug auf Energie- und Stromsteuern, Umlagen und Abgaben auf Strom und bei der CO₂-Bespaltung im Rahmen des EU-ETS und des Brennstoffemissionshandels. Die Begünstigungen werden gewährt, um die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie auf internationalen Märkten zu erhalten. Die Kriterien, welche Branchen und Unternehmen im internationalen Wettbewerb stehen, sind jedoch zwischen den verschiedenen Begünstigungen sehr unterschiedlich. Ökonomische Studien finden im Durchschnitt keine empirische Evidenz für negative Effekte von staatlich bestimmten Preisbestandteilen bzw. umgekehrt positive Effekte von Begünstigungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen (Thöne 2019). Ein Abbau der Entlastungen für fossile Energieträger stärkt die Anreize Energie zu sparen und Emissionen zu vermeiden.

Die Begünstigungen führen dazu, dass die Energiepreissignale nicht oder nicht vollständig wirken können. Der Staat kann, wo Begünstigungen bei prinzipiell zukunftssträchtigen Energieträgern weiter als notwendig erachtet werden, zum Beispiel bei Strompreisbestandteilen, das Ziel der Dekarbonisierung durch eine Verknüpfung mit **Gegenleistungen** erreichen. Diese fokussieren sich bisher bei den geltenden Regelungen (sofern überhaupt vorhanden) auf Energieeffizienz und nicht auf die Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger. Da Begünstigungen auf fossile Energieträger, wie oben beschrieben, die aus Klimaschutzsicht dringliche Dekarbonisierung behindern und verzögern, soll der Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit, wo geboten, durch die Unterstützung der Umstellung auf CO₂-neutrale Produktionsmethoden sichergestellt werden.

⁹ Strombasierte Verfahren wie Elektrodenkessel und Wärmepumpen benötigen weniger Strom als Wasserstoff (Münnich 2022), erfordern jedoch zumeist einen Anlagenneubau, wobei es hier einige Ausnahmen gibt. Dagegen hat erneuerbares Methan den Vorteil, dass der Anlagenpark ohne Modernisierung oder Neubau weiter genutzt werden kann. Allerdings entstehen höhere Kosten und Energieverluste. Für den Einsatz von Wasserstoff genügt eine Anlagenmodernisierung. Insgesamt ist der zusätzliche Investitionsbedarf für den Neubau jedoch relativ niedrig und für die Modernisierung sogar noch geringer (Fleiter et al. 2023).

Untersuchungsansatz und Reformvorschlag

Zunächst werden die betrachteten Industriesektoren mit Blick auf die Prozesswärme dargestellt. Dann erfolgt ein Überblick über die wichtigsten Entlastungsregelungen mit Wirkung auf die Kosten für Energieverbrauch und Emissionen in der Industrie: die CO₂-Bepreisung im Rahmen des EU-Emissionshandels (EU-ETS) und des deutschen Brennstoffemissionshandels, Umlagen und Abgaben auf Strom sowie die Energie- und Stromsteuer.

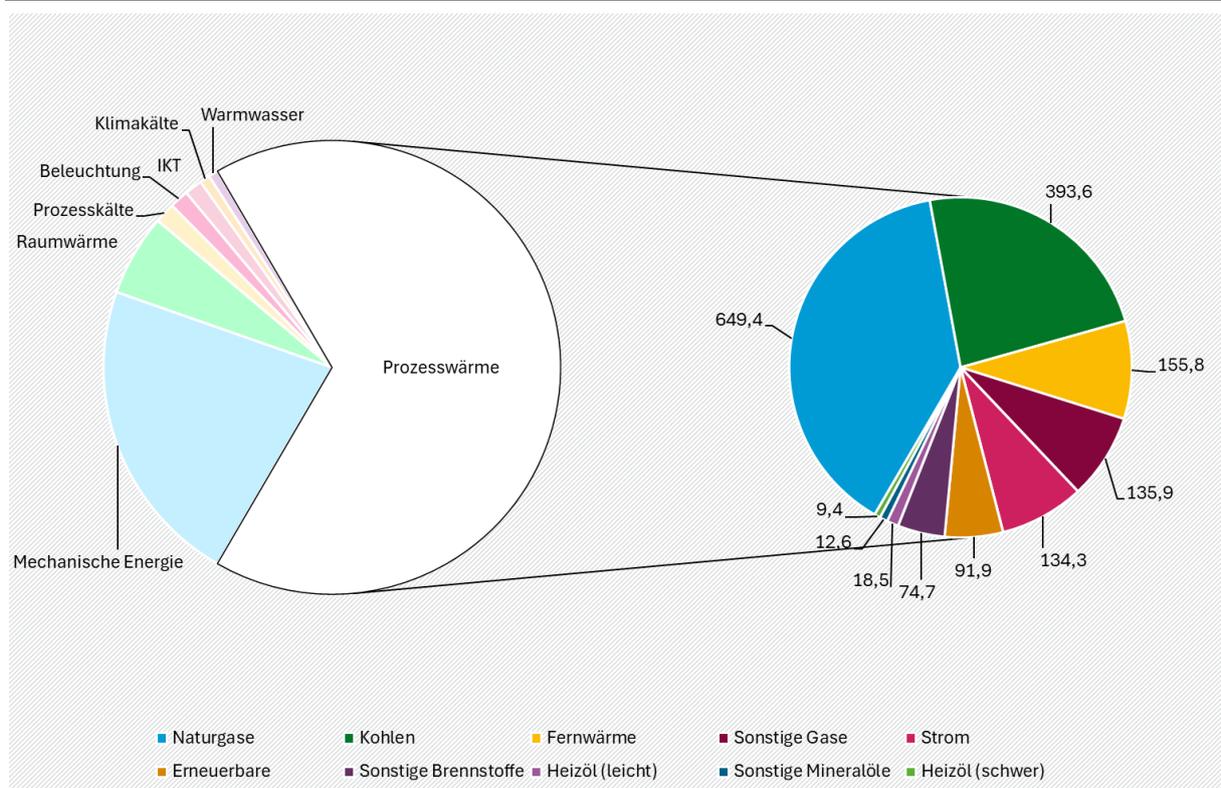
Die Autorinnen und Autoren entwickeln einen **Reformvorschlag für energieintensive Prozesse und Verfahren nach § 51 Energie- bzw. § 9 a StromStG**. Bisher werden bestimmte, im Energiesteuergesetz festgelegte mineralogische, metallurgische und chemische Prozesse und Verfahren vollständig von der Energiesteuer entlastet. Die Regelungen bei der Energie- und Stromsteuer wirken als Transformationshemmnis hin zu einer treibhausgasneutralen Prozesswärmeversorgung, da fossile Techniken entlastet werden. Die Reform sieht vor, durch einen Abbau der Entlastungen für fossile Energieträger die Kostenunterschiede zwischen fossilen Energieträgern und Strom bzw. Wasserstoff zu verringern und dadurch spezifisch die Wirtschaftlichkeit CO₂-neutraler Prozesstechnologien zu verbessern. Gleichzeitig führt der Vorschlag gestufte Anforderungen bezüglich zu erbringender Gegenleistungen für die im Grundsatz bestehenbleibenden Entlastungen nach § 9 a StromStG ein, mit denen ein effizienter Einsatz von Strom auf Grundlage von erneuerbaren Energien sichergestellt werden soll.

Der Reformvorschlag wird anschließend auf seine Auswirkungen überprüft. Ein wesentliches Kriterium ist dabei die Vereinbarkeit mit EU-Recht und Verfassungsrecht. Des Weiteren werden die ökonomischen Effekte auf Prozesswärmeanwendungen herausgearbeitet. Eine umfassende Modellierung der Effekte auf Energieverbrauch, Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) sowie gesamtwirtschaftliche Effekte erfolgt im Rahmen dieser Kurzstudie nicht. Dies könnte in einer separaten Analyse, ggf. als Untersuchung von Reformpaketen, erfolgen.

2 Rolle der Prozesswärme in verschiedenen Industriesektoren

Die deutsche Industrie benötigt etwa zwei Drittel der eingesetzten Energie für die Bereitstellung von Prozesswärme (Abbildung 1), was 22 % des deutschen Endenergieverbrauchs entspricht. Erdgas und Kohle sind dabei die wichtigsten Energieträger. Ein weiterer wichtiger Anwendungszweck ist die Verwendung als mechanische Energie, die überwiegend durch Strom bereitgestellt wird. Sonstige Energieanwendungen wie Raumwärme, Kälte, Beleuchtung und IKT spielen nur eine untergeordnete Rolle. Die Dekarbonisierung der Prozesswärme ist somit der zentrale Klimaschutzhebel für den Industriesektor.

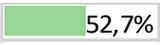
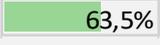
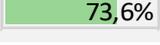
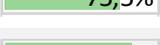
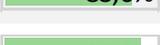
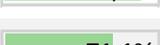
Abbildung 1: Endenergieverbrauch der Industrie nach Anwendungszwecken und Energiemix der Prozesswärme [Angaben in PJ], 2019



Quelle: Rhode und Arnold-Keifer (2022)

Prozesswärme wird vor allem in der Metallherzeugung und der Grundstoffchemie, aber auch im Ernährungs- und Papiergewerbe sowie bei der Verarbeitung von Steinen und Erden benötigt (vgl. Tabelle 1). Der Einsatz von Kohlen ist in der Metallherzeugung, vor allem bei der Stahlerzeugung, sowie bei Steinen und Erden besonders hoch. Der Gaseinsatz spielt für alle Industriebranchen eine wichtige Rolle. In der Metallherzeugung ist der relative Anteil mit 12 % zwar begrenzt, in absoluten Zahlen aber trotzdem höher als in vielen anderen Branchen. Der Stromeinsatz spielt bisher für die Prozesswärme nur bei Metallen, u. a. beim Primäraluminium und Elektro Stahl, sowie der Grundstoffchemie, dem Fahrzeugbau und im Ernährungsgewerbe eine größere Rolle.

Tabelle 1: Prozesswärmeeinsatz und dessen Energiemix der einzelnen Industriezweige im Jahr 2019

Wirtschaftszweig nach Energiebilanz	Prozesswärme (in PJ)	Anteil des Industriezweiges an der gesamten Prozesswärme	Anteil der Prozesswärme am Energieverbrauch des jeweiligen Industriezweiges	Energiemix
Gew. v. Steinen u. Erden	7,7	0,5 %	 52,7%	
Ernährung und Tabak	133,8	8,0 %	 63,5%	
Papiergewerbe	136,9	8,2 %	 66,7%	
Grundstoffchemie	378,9	22,6 %	 73,6%	
Sonstige chemische Industrie	50,6	3,0 %	 61,7%	
Gummi- u. Kunststoffwaren	20,6	1,2 %	 26,3%	
Glas und Keramik	61,7	3,7 %	 75,5%	
Verarb. v. Steinen u. Erden	164,8	9,8 %	 83,0%	
Metallerzeugung	473,9	28,3 %	 90,0%	
NE-Metalle, -Gießereien	86,5	5,2 %	 71,1%	
Metallbearbeitung	30,9	1,8 %	 31,0%	
Maschinenbau	9,9	0,6 %	 13,8%	
Fahrzeugbau	40,2	2,4 %	 33,3%	
Sonst. Verarb. Gewerbe	79,6	4,7 %	 43,0%	
Industrie insgesamt	1676,1			

Quelle: Rhode und Arnold-Keifer (2022)

Es zeigt sich, dass in zehn der 14 Industriebereiche nach Energiebilanzstruktur der größte Teil des Energieverbrauchs für Prozesswärme eingesetzt wird. Die der Prozesswärme unterliegenden Energiemixe unterscheiden sich teilweise stark zwischen den Industriezweigen: Einerseits sind zwar überwiegend Erdgas und Kohle dominant, so deckt beispielsweise die Glas- und Keramikindustrie ihren Prozesswärmebedarf fast ausschließlich mit Erdgas und in der Metallerzeugung werden zu 62,1 % Kohlen zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt. Andererseits zeichnet sich keine Einheitlichkeit zwischen den Industriebereichen ab. Während etwa die genannten Industrien noch stark fossil geprägt sind, fällt der Energiemix in der Papierindustrie mit 20,4 % erneuerbaren Energien und 18,7 % Fernwärme deutlich vielfältiger aus. Zum besseren Verständnis über die Relevanz der Prozesswärme in den unterschiedlichen

Bereichen der Industrie ordnen die Factsheets im Anhang den Prozesswärmeeinsatz in den jeweiligen Branchenkontext ein.

Die Studie zur CO₂-neutralen Prozesswärmeerzeugung (Fleiter et al. 2023) betrachtet THG-Minderungsmöglichkeiten für rund die Hälfte der gesamten industriellen Prozesswärme. Energieintensive Anwendungen, die über die reine Prozesswärmebereitstellung hinausgehen, wie die Rohstahlerzeugung und das Steamcracking, oder bereits weitgehend elektrifiziert sind, wie die Primäraluminiumelektrolyse, werden dagegen nicht betrachtet (Fleiter et al. 2023). Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass es einen sehr heterogenen Anlagenbestand gibt, was auch die Möglichkeiten zur Umstellung auf eine CO₂-neutrale Alternativtechnik einschließt. Zugleich kommt sie zum Ergebnis, dass die Umstellung auf CO₂-Neutralität über alle betrachteten Technologien hinweg bis 2045 technisch umsetzbar ist. Eine Elektrifizierung von Prozessen setzt überwiegend den Neubau von Anlagen voraus, während für den Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff meistens eine Modernisierung möglich ist. Elektrifizierung bietet sich vor allem bei niedrigeren Prozesstemperaturen an, während Wasserstoff bei hohen Temperaturen Vorteile hat.

Neue Anlagen bieten die Chance auf Effizienzsteigerungen beim Energieeinsatz. Diese Entwicklung ebte in der Industrie in den vergangenen Jahren ab: Während die Energieeffizienz gemessen am Bruttoproduktionswert (BPW) von 1990 bis 2000 auch aufgrund der Schließung vieler Altanlagen im Zuge der deutschen Einheit noch um durchschnittlich 3,9 % pro Jahr gestiegen ist, waren es im darauffolgenden Jahrzehnt jährlich nur 0,2 %. 2019 und 2020 sank sie sogar leicht im Vergleich zum Vorjahr, sodass sie zuletzt wieder auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2012 lag (AG Energiebilanzen 2021). Angesichts der aktuell stark steigenden Preise für fossile Energieträger und Strom nimmt die Relevanz der Effizienzsteigerung zu, insbesondere in Industriebereichen, in denen Energie einen großen Teil der Produktionskosten bestimmt: Betrachtet man die Kostenstruktur auf 3-Steller-Ebene, belief sich der Anteil von Energie am Bruttoproduktionswert im Jahr 2019 auf bis zu 10,4 % bei damals im Vergleich zu Ende 2022 sehr niedrigen Energiepreisen (siehe Factsheets im Anhang). Durch Elektrifizierung sind eher Steigerungen bei der Energieeffizienz zu erwarten als beim aktuellen Bestand oder durch neue Wasserstoff-Anwendungen (Fleiter et al. 2023).

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit THG-neutraler Prozesstechnologien kommt die Studie mit Hinweis auf die hohe Heterogenität der Einzelanlagen zu folgenden Ergebnissen (Fleiter et al. 2023 S. 53ff): Der zusätzliche Investitionsbedarf für den Neubau THG-neutraler Anlagen ist eher gering. Allerdings ist für viele Anwendungen die Modernisierung der bestehenden Anlagen die relevante Alternative. Gegenüber einer Modernisierung betragen die Mehrkosten 20-30 Mrd. Euro für den gesamten Anlagenbestand. Auch ein solcher Betrag ist volkswirtschaftlich betrachtet für einen Zeitraum von über 20 Jahren bis 2045 nicht hoch. Bei Energie- und CO₂-Preisen des Jahres 2021, die als Referenzfall in der Studie angenommen werden, wäre die Transformation der industriellen Prozesswärme mit deutlich höheren Energiekosten verbunden. Bei deutlich höheren CO₂-Preisen und niedrigeren Strom- und Wasserstoff-Preisen als in einer Referenzentwicklung könnten die meisten CO₂-neutralen Techniken dagegen bis zum Jahr 2030 wirtschaftlich werden. Unabhängig von der Technik zeigt sich eine sehr hohe Bedeutung der Energiekosten im Vergleich zu den Investitionskosten. Neben Investitionshilfen durch staatliche Förderung und verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten zum Ausgleich der höheren Investitionsbedarfe müssen sich folglich insbesondere die Preisrelationen zwischen fossilen Energieträgern auf der einen Seite und Strom und Wasserstoff auf der anderen Seite verändern, um die Prozesswärmegewinnung der Industrie zu dekarbonisieren. Entlastungen von staatlich bestimmten Strompreiskomponenten, die Entlastung von der Energiesteuer bei Erdgas sowie die CO₂-Preise werden als sehr starker politischer Hebel eingeschätzt. Da die

nationalen Einflussmöglichkeiten im EU-ETS, dem die meisten Prozesswärmetechnologien unterliegen, und absehbar auch im nationalen Emissionshandel Brennstoffemissionshandels-gesetz (BEHG), der nach Ansicht der EU-Kommission ebenfalls in ein europäisches Emissions-handelssystem aufgehen soll, begrenzt sind, sind die Energiepreise eine entscheidende Stellgröße, die national beeinflusst wird. Die Ausnahmeregelungen bei der Energie- und Stromsteuer sowie weitere staatlich bestimmte Strompreisbestandteile bieten hierfür einen wichtigen Ansatzpunkt für die Bundespolitik.

Schließlich ist die Gefahr von „stranded investments“ aufgrund langer Modernisierungszyklen hoch. Der Neubau von Anlagen wird nur erfolgen, wenn der Anlagenersatz technisch notwendig oder wirtschaftlich attraktiv ist. Ein wichtiger Vorteil der Modernisierung bestehender Anlagen ist das begrenzte wirtschaftliche Risiko. Der Umstieg auf eine klimaneutrale Bereitstellung von Prozesswärme wird dagegen durch hohe Pfadabhängigkeiten erschwert, u. a. weil viele Industrieanlagen eine lange Lebensdauer aufweisen. In den AfA-Tabellen, den Abschreibungs-tabellen für die Absetzung für Abnutzung des (BMF 2022a), anhand derer die Nutzungsdauer von Anlagegütern abgeschätzt werden kann, werden in der Regel Abschreibungszeiträume zwischen fünf und zehn Jahren angegeben, jedoch fällt die tatsächliche Lebensdauer deutlich länger aus. Schmalwasser und Weber (2012) führt als durchschnittliche Nutzungsdauer von Maschinen 14 Jahre an. Je nach Anlage sind die Zeiträume noch größer, so ist beispielsweise ein Hochofen mehr als 20 Jahre lang im Einsatz (Guminski et al. 2019). Die Studie zur CO₂-neutralen Prozesswärme weist sogar technische Lebensdauern zwischen 25 und 60 Jahren für die betrach-teten Technologien aus (Fleiter et al. 2023). Die Pfadabhängigkeit geht insofern über die reine technische Lebensdauer hinaus, als dass Wissen und Fähigkeiten von Facharbeiter*innen und Ingenieur*innen an die bisherigen Anlagen gebunden sind und die jeweilige Prozesswärme-technologie auf die Gesamtproduktion abgestimmt ist. Beides liefert zunächst betriebswirtschaft-liche Argumente für ein Festhalten an bisherigen Prozesswärmetechnologien. Allerdings sind die Möglichkeiten zur Dekarbonisierung bei der Modernisierung bestehender Anlagen ohne Energieträgerwechsel meist technisch begrenzt. Unternehmen werden Anlagen nur dann klimaneutral ersetzen, wenn verlässliche Rahmenbedingungen bezüglich der klimaneutralen Technologie bestehen. So werden beispielsweise Investitionen in eine mit Wasserstoff betriebene Anlage nur getätigt, wenn die Versorgung mit grünem Wasserstoff zu einem wettbewerbsfähigen Preis gesichert ist.

Im Folgenden wird industrielle Prozesswärme insgesamt betrachtet. Eine anlagenbezogene und damit letztlich auch betriebswirtschaftliche Sichtweise ist zwar zentral, um die Wirtschaftlich-keit THG-neutraler Anlagen und die politischen Hebel einordnen zu können, die für ihre Umsetzung notwendig sind. Dies wird in der Prozesswärmestudie ausführlich für viele Technologien beschrieben (Fleiter et al. 2023).

Allerdings kann der alleinige Blick auf (durchschnittliche) Einzelanlagen mit Blick auf die Wirkung von Preisinstrumenten auch zu eng sein. In der sozial-ökologischen Marktwirtschaft geht es weder darum, alle heutigen Prozesswärmeanlagen THG-neutral zu machen, noch darum im Jahr 2045 die gleiche Prozesswärmemenge in der Industrie für die gleichen Branchen einzusetzen wie heute. Das Schließen von Anlagen, für die sich die Umstellung auf THG-Neutralität wirtschaftlich nicht lohnt, und Verschiebungen im Produktmix weg von Gütern und Verfahren, die sich nicht wirtschaftlich dekarbonisieren lassen, werden ebenfalls nötig sein, um THG-Neutralität der Industrie zu erreichen und dem allgemeinen technischen Fortschritt und dem damit verbundenen Strukturwandel zu folgen. Nicht zuletzt müssen die sehr energie-intensiven Primärprozesse drastisch zugunsten von Wiedernutzung in einer Kreislaufwirtschaft reduziert werden. Insofern ist es wichtig, auch Branchen als Ganzes und letztlich auch die Volkswirtschaft insgesamt mit ihren Potenzialen zur Dekarbonisierung zu betrachten. Denn

Energiepreise und ihre Relationen spielen nicht nur für Investitionsentscheidungen eine wichtige Rolle, sondern auch für die Auslastung der einzelnen Anlagen und die Wahl von Gütern mit ihrer CO₂-Intensität auch als Teil industrieller Wertschöpfungsketten. Natürlich sind in diesem Zusammenhang Produktionsverlagerungen an Standorte mit höheren THG-Intensitäten zu vermeiden.

Im Folgenden werden die Wirkmechanismen staatlich bestimmter Energiepreisbestandteile in Bezug auf die Dekarbonisierung der Prozesswärme exemplarisch für den Industriezweig der Metallerzeugung beschrieben. Sie profitiert stark von den Entlastungen bei der Energie- und Stromsteuer. Die Erkenntnisse sind aber letztlich auch auf anderen Branchen übertragbar.

Die Metallerzeugung umfasst die Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen. Sie ist sehr energieintensiv und der Industriezweig, der sowohl absolut als auch anteilig am Energieverbrauch aller Anwendungszwecke der Metallerzeugung gemessen den höchsten Prozesswärme-Bedarf aufweist (90 % im Jahr 2019, vgl. Tabelle 1). Zentraler Teil ist die Stahlherstellung, für die die Direktreduktion mit Wasserstoff zur Produktion von grünem Stahl eine wichtige Stellschraube für die Dekarbonisierung ist. Der Energiemix der Prozesswärme in der Metallerzeugung ist stark fossil geprägt, fast 95 % werden über Kohle, Erdgas und sonstige fossile Gase abgedeckt. Die CO₂-Emissionen der Branche unterliegen dem EU-ETS, erhalten jedoch kostenfreie Emissionsberechtigungen. Die Anlagen sind sehr kapitalintensiv und auf Dauerbetrieb (24/7) ausgelegt. Die Unternehmen sind am Stahlmarkt im Wesentlichen Preisnehmer. Verschiedene festgelegte Sorten und Qualitäten werden am Spotmarkt gehandelt, sodass der Preissetzungsspielraum für einzelne Unternehmen begrenzt ist¹⁰.

Die grundlegenden Zusammenhänge sind in Abbildung 2 dargestellt. Höhere Preise für CO₂-Emissionen bzw. für die eingesetzten Energieträger stellen die Stahlerzeuger vor Herausforderungen. CO₂-Preise erhöhen abhängig vom Kohlenstoffgehalt den Energieträger Steinkohlenkoks und auch Steinkohle preislich stärker als Erdgas, das mit 12 % Anteil an der Prozesswärme allerdings nur eine begrenzte Rolle spielt und für nachgelagerte Prozesse genutzt wird. Die anderen Gase wie Gicht-, Konverter- und Kokereigas entstehen bei der Koksherstellung und sollten damit von den Erdgaspreisen zumindest teilweise unabhängig sein. Die Wirkung des CO₂-Preises auf den Strompreis ist von der Erzeugungssituation und den Preissetzungsmechanismen auf dem Strommarkt (Merit-Order-Effekt) abhängig. Die Hersteller können das Produktionsverfahren in einer Anlage zur Stahlerzeugung kurzfristig nicht ändern. Etwa 70 % der deutschen Stahlkapazitäten erzeugen über die Primärroute Stahl im Hochofen aus Koks, Kohle und Eisenerz (Guminski et al. 2019). Bei der Reduktion des Eisenerzes wird CO₂ in großen Mengen freigesetzt (2 t CO₂/t Stahl). Etwa 30 % der deutschen Stahlerzeugungskapazitäten schmelzen Schrott im Elektrostahlverfahren ein. Hierfür wird sehr viel Strom benötigt. Die direkten CO₂-Emissionen (Scope 1) sind mit 0,2 Mt CO₂/Jahr im Vergleich sehr gering. Aber auch unter Berücksichtigung des aktuellen Stromerzeugungsmix liegt die Summe aus direkten und indirekten Emissionen mit 0,28 t CO₂/t Stahl (Scope 1 und 2) nur bei rund 14 % im Vergleich zur Hochofenroute (Guminski et al. 2019). Darüber hinaus entstehen größere Emissionsmengen (0,13 t CO₂/t Stahl) beim Warmwalzen, wobei überwiegend Strom oder Gas eingesetzt werden. Dadurch können sich die Emissionsunterschiede zwischen den Verfahren etwas relativieren.

Entsprechend profitiert eine Anlage zur Elektrostahlerzeugung im Vergleich zu Anlagen mit Hochofen bei steigenden CO₂-Preisen, bei sinkenden Schrottpreisen oder Veränderungen bei Energie- und Stromsteuer, die die Elektrostahlerzeugung relativ entlasten. Im Rahmen der bestehenden Kapazitäten führt ein Anstieg der Preise für fossile Energieträger oder eine relative

¹⁰ Vgl. Stahlpreise unter <https://www.steelbb.spglobal.com/de/steelprices/flat>

Verringerung der Strompreise zu einer Verschiebung der Produktion zur Sekundärroute. Für die Hochofenstahlerzeuger bedeutet dies *ceteris paribus* einen Produktionsrückgang an den jeweiligen Standorten, die sich in Duisburg (50 %) sowie dem Saarland, Salzgitter, Bremen und Eisenhüttenstadt befinden (Guminski et al. 2019). Angesichts der im Herbst 2022 hohen Energiepreise sind verschiedene Hochöfen in Deutschland heruntergefahren bzw. werden nur zeitweise betrieben. Die Rohstahlerzeugung über beide Routen war 2022 deutlich niedriger als 2021 (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2022).

Abgesehen von Produktionskürzungen im Fall von drohenden Verlusten sind die Handlungsoptionen des einzelnen Herstellers kurzfristig sehr gering. Er wird die Produktion einschränken, wenn Verluste erwirtschaftet werden. Die Branche insgesamt kann die Herstellung zum jeweils günstigeren Produktionsverfahren im Rahmen der bestehenden Kapazitäten verschieben. Kostensteigerungen führen zu einem gewissen Produktionsrückgang. Längerfristig haben die Stahlhersteller drei wesentliche Optionen auf steigende Preise für fossile Energieträger zu reagieren: Sie können in zusätzliche Elektrostahlkapazitäten investieren, die Koks- und Kohle bei der Reduktion des Eisenerzes im Hochofenprozess durch Wasserstoff ersetzen oder – speziell im Falle steigender CO₂-Preise – den Kohlenstoff abfangen und speichern (CCS) oder nutzen (CCU) und damit binden. Alle drei Optionen sind langwierig und teuer. Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass sich die Investitionen lohnen, ist erwartungsgemäß höher, wenn die Anlagen danach für viele Jahre im Einsatz sein werden und die Energiekosten günstig bleiben. Dazu sind Förderinstrumente wie z. B. Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference) nötig. Wenn die Nachfrage nach Stahl in Europa nicht steigen sollte, werden Investitionen in Elektrostahlwerke vermutlich nur erfolgen, wenn Hochöfen geschlossen werden. Aus Umweltgesichtspunkten ist es dauerhaft nicht sinnvoll, 70 % des Stahls aus Eisenerz zu erzeugen und nur 30 % aus Schrott, wenn gleichzeitig eine Recyclingquote von 80–90 % möglich ist. Einschränkend ist anzumerken, dass auch in der Hochofenroute Schrott beigemischt werden kann.

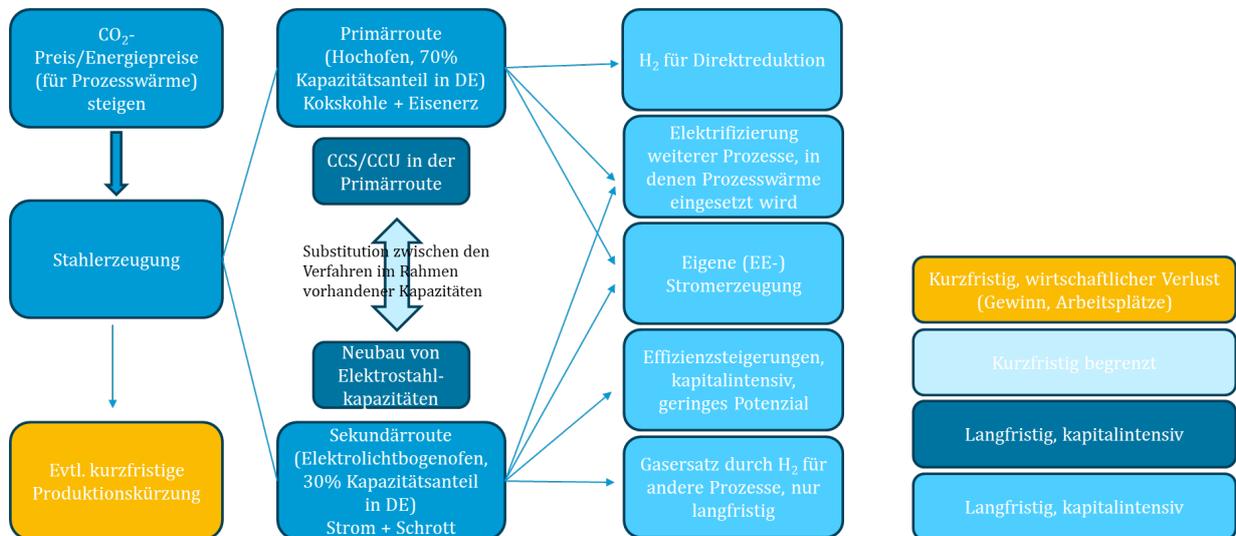
Die langfristige Perspektive auf die Direktreduktion mit Wasserstoff bietet der Branche eine klimaneutrale Möglichkeit auch in der Primärroute. Hierfür muss grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden, für den wiederum entsprechende Elektrolyseurkapazitäten geschaffen werden müssen. Diese Option ist mit hohen Investitionen verbunden, jedoch notwendig, solange bzw. weil der Stahlbedarf nicht vollständig mit recycelten Erzeugnissen aus der Sekundärroute gedeckt werden kann. Kurzfristig ist nicht genügend grüner Wasserstoff verfügbar, um in Deutschland umzusteigen. In Schweden läuft ein erstes Stahlwerk mit grünem Wasserstoff bei einem Strommix, der überwiegend CO₂-frei ist.

Daneben gibt es weitere Optionen für die Stahlhersteller, auf steigende CO₂-Preise oder vergleichbare Verschiebungen der Steuerbelastung der Energieträger Kohle, Gas und Strom zu reagieren, die allerdings in ihren Wirkungen begrenzt sind. Dies gilt für Effizienzsteigerungen im eigentlichen Herstellungsprozess, die technisch nur eingeschränkt möglich sind, die Elektrifizierung anderer Prozesse bei der Weiterverarbeitung des Rohstahls, den Ersatz von Erdgas bei entsprechenden Prozessen durch Wasserstoff wie die verstärkte Eigenerzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch Windenergieanlagen oder PV-Anlagen bei den Elektrostahlherstellern. Darüber hinaus gibt es sicher noch Potenziale, die erzeugte Abwärme stärker zu vermarkten, was einzelwirtschaftlich sinnvoll sein kann und Emissionen insgesamt reduziert, aber den eigentlichen Herstellungsprozess nicht dekarbonisiert.

Die Wirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit werden hier nicht näher betrachtet. Stahl ist ein Produkt, das international in ähnlichen Qualitäten hergestellt werden kann. Zwar ist Stahl schwer und damit tendenziell mit hohen Transportkosten verbunden. Allerdings wird er international gehandelt, sodass Kostensteigerungen die internationale Wettbewerbssituation

heimischer Unternehmen sowohl auf der Import- als auch auf der Exportseite grundsätzlich verschlechtern. Entsprechend erfolgt im Rahmen des EU-ETS die Zuteilung der Emissionszertifikate bisher kostenlos. Im Rahmen des geplanten Grenzausgleichsmechanismus CBAM sieht die EU-Kommission ab 2026 Zölle auf ausländische Stahlimporte in die EU vor.

Abbildung 2: Wirkungsmechanismen in der Stahlerzeugung



Quelle: Eigene Darstellung, GWS

Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Reaktionsmöglichkeiten der Stahlindustrie auf steigende CO₂-Preise oder Veränderungen der Energiepreisrelationen u.a. durch Änderung von Entlastungen bei der Energie- und Stromsteuer als Branche kurzfristig begrenzt sind. Anpassungsoptionen sind Verschiebungen zwischen den zwei Produktionsrouten im Rahmen der Kapazitäten, kleine Anpassungen bei weniger wichtigen Energieeinsätzen und schließlich Produktionskürzungen. Entscheidend für die langfristige Dekarbonisierung sind Investitionen in die Elektrostahlerzeugung und der Umstieg von Kokskohle auf Wasserstoff im Hochofen. CO₂-Preise signalisieren frühzeitig die Notwendigkeit zur Umstellung auf klimaneutrale Produktion, was auch Lock-in-Effekte bei bisherigen Technologien zu vermeiden hilft.

Im Industriezweig „Nichteisen-Metalle, -gießereien“ beansprucht die Prozesswärme mit 71,1 % ebenfalls einen hohen Anteil am Energieverbrauch. Neben Gas spielt Strom bereits heute eine relevante Rolle (43,9 % im Jahr 2019, vgl. Tabelle 1), sodass sich dieser Industriebereich für die Betrachtung einer weitergehenden Elektrifizierung der Prozesse und die Rolle, die CO₂- und Energiepreise dabei spielen könnten, grundsätzlich anbietet. Allerdings unterscheiden sich die Prozesse in der Aluminiumindustrie, der Kupferindustrie und den NE-Metallgießereien stark, sodass eine Betrachtung mindestens auf der 4-Steller-Ebene der amtlichen Statistik ansetzen müsste, wo Aluminium (24.42), Kupfer (24.44) sowie unterschiedliche Gießereien (24.5x) unterschieden werden. Die Gesamtemissionen werden von der Aluminiumherstellung (6,4 von ca. 8,8 Mt CO₂-Äquivalente) dominiert, wobei es sich dabei überwiegend um strombedingte Emissionen (Scope 2) handelt (Thöne 2019). Bei der Primäraluminiumproduktion wird zu über 90 % Strom eingesetzt. Die Handlungsoptionen für den Industriezweig sind durchaus ähnlich wie in der Stahlindustrie: Verstärkter Umstieg auf die Sekundärroute, d.h. Recycling von Aluminiumschrott, bei der sehr viel weniger Energie benötigt wird, Einsatz innovativer Verfahren, in denen fossile Brennstoffe durch Biomasse, Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe ersetzt werden, sowie CCS bzw. CCU zur Vermeidung prozessbedingter Emissionen in der NE-Metallindustrie (Thöne 2019). Die Studie zur CO₂-neutralen Prozesswärme betrachtet

detailliert das Anwendungsbeispiel des Diskontinuierlichen Schmelzens/Warmhaltens von Halbzeugguss Aluminium aus diesem Industriezweig (Fleiter et al. 2023). Aktuell dominiert im Bestand die Erdgasbeheizung mit 80 %, 20 % sind elektrifiziert. Wasserstoffbeheizung ist technisch möglich, aber noch deutlich teurer. Die Beispielrechnung zeigt, dass eine Entlastung von staatlich bestimmten Strompreiskomponenten, höhere CO₂-Preise, der Wegfall der Entlastungen des Erdgaseinsatzes von der Energiesteuer und weitere Annahmen die Elektrifizierung deutlich beschleunigen dürften. Die Studie verdeutlicht aber auch, dass die Verhältnisse für jede Technologie unterschiedlich sind. Einfache Aussagen für die gesamte Branche können daraus nicht abgeleitet werden.

3 Entlastungsregelungen bei staatlich bestimmten Preisbestandteilen auf Prozesswärme

Für die in der Prozesswärme eingesetzten Strom- und Energiemengen gelten verschiedene Entlastungsregelungen. Mit Ausnahme der vollständigen Entlastungen für bestimmte Prozesse und Verfahren bei Strom- und Energiesteuer sind diese jedoch nicht spezifisch für festgelegte Produktionsverfahren, sondern gelten allgemein für Emissionen oder Energieverwendungen innerhalb des begünstigten Adressatenkreises. In der Regel besteht das Ziel der geltenden Entlastungen darin, die Industrie vor übermäßigen Kostenbelastungen und damit vor internationalen Wettbewerbsnachteilen zu schützen. Damit soll auch die Abwanderung von Unternehmen oder Standorten in Länder mit geringeren Klima- und Umweltstandards vermieden werden bzw. die Substitution von in Deutschland produzierten Gütern mit Produkten aus solchen Ländern. Die Kriterien, welche Zugangsvoraussetzungen gelten und welche Branchen wettbewerbs- bzw. carbon leakage - gefährdet sind, sind jedoch in hohem Maße uneinheitlich (Reuster et al. 2019). Sogenannte ökologischen Gegenleistungen sind in letzter Zeit in immer mehr Entlastungsregelungen aufgenommen worden. Die Anforderungen an Gegenleistungen, mit denen das abgeschwächte Preissignal kompensiert werden soll, sind unterschiedlich definiert. Der regelungsübergreifende Harmonisierungsbedarf bei den Gegenleistungen ist nicht Gegenstand dieses Papiers und wird dementsprechend nicht weiter thematisiert.

3.1 Entlastungen bei der Bepreisung von Emissionen

In Deutschland sind die Emissionen der Industrie, d.h. auch die Emissionen aus den für die Prozesswärme eingesetzten Strom- und Energiemengen entweder vom europäischen oder vom nationalen Emissionshandel erfasst und mit einem CO₂-Preis belegt. Innerhalb der Emissionshandelssysteme bestehen Entlastungen, die mit dem Carbon Leakage Risiko für Industrieunternehmen begründet werden.

3.1.1 Kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandel (EU-ETS)

Unternehmen im europäischen Emissionshandel müssen für ihre Emissionen Emissionsberechtigungen in Auktionen ersteigern oder von anderen Unternehmen kaufen. Die Preise sind seit 2017 stark gestiegen. Beim für diese Studie zuletzt betrachteten deutschen Auktionstermin im November 2022 wurde ein Auktionspreis von über 79 Euro/tCO₂ erzielt. Die durchschnittlichen Auktionspreise 2019 bis 2021 zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Durchschnittliche Auktionspreise im europäischen Emissionshandel

Jahr	EUA-Preis (Euro/tCO ₂)
2019	24,65
2020	24,60
2021	52,50

Quelle: UBA (2022)

Für die Industrie- und Wärmeerzeugung wird zum Schutz vor Carbon Leakage eine jährlich absinkende kostenlose Zuteilung auf Basis EU-einheitlicher, produktbezogener Benchmarks erteilt (Burger und Brettschneider 2021). Die Zuteilung erfolgt anlagenbezogen. Im Jahr 2021

wurden etwa 124 Millionen Emissionsberechtigungen an Betreiber von 1.570 der insgesamt 1.735 deutschen Anlagen kostenlos zugeteilt (DEHSt 2022). Die kostenlose Zuteilung verändert zwar nicht die Höhe der insgesamt ausgegebenen Zertifikate (Cap), allerdings besteht das Risiko, dass der Anreiz für die Industrie, ihre Emissionen zu reduzieren, geringer wird. Ab Oktober 2023 wird mit der Einführung des CO₂-**Grenzausgleichssystems (CBAM)** für einige Sektoren (Eisen und Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium, Strom und Wasserstoff) die kostenlose Zuteilung schrittweise reduziert (Europäischer Rat 2022).

Für bestimmte stromintensive Prozesse können aus Wettbewerbsgründen die indirekten Mehrkosten durch den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) beim Strombezug über die **Strompreiskompensation (SPK)** ausgeglichen werden. Dafür sind ökologische Gegenleistungen zu erbringen, die auf EU-Recht zurückzuführen sind. Sie sind anders ausgestaltet als bei der Carbon-Leakage-Verordnung BECV.

3.1.2 Kompensation von Kostenbelastungen durch den nationalen Emissionshandel (Carbon-Leakage-Verordnung BECV)

Seit 2021 werden in Deutschland CO₂-Emissionen außerhalb des EU-ETS über den nationalen Emissionshandel bepreist. Bis 2025 gilt ein Festpreis (siehe Tabelle 3). Ab 2026 werden die Emissionszertifikate versteigert, wobei für 2026 ein Preiskorridor von 55-65 Euro/tCO₂ festgelegt ist.

Tabelle 3: Preise für CO₂-Emissionen außerhalb des EU-ETS in Deutschland

Jahr	nEZ-Preis (Euro/tCO ₂)
2021	25
2022	30
2023	30
2024	45
2025	55
2026	55-65

Quelle: Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist

Um Carbon Leakage in Folge zusätzlicher Kosten durch den Brennstoffemissionshandel zu vermeiden, können Unternehmen für Emissionen, die im nationalen Emissionshandel erfasst sind, eine Kompensation beantragen, sofern sie einem der 48 beihilfeberechtigten Sektoren oder 13 Teilsektoren zuzuordnen sind (BMUV 2021, Dt. Bundestag 2021). Je nach Sektorzugehörigkeit beträgt der Kompensationsgrad zwischen 65 und 95 % (Tabelle 4). Die Kompensation ist an den Betrieb eines Energiemanagement- bzw. Umweltmanagementsystems geknüpft sowie an die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen oder Investitionen zur Dekarbonisierung.

Tabelle 4: Kompensationsgrade der BECV

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

Quelle: Eigene Darstellung, GWS

3.2 Entlastungen bei Preisbestandteilen auf den Energieverbrauch (Strom und Brennstoffe)

Neben der Bepreisung von Emissionen werden in Deutschland auch verschiedene staatlich bestimmte Preisbestandteile auf den Verbrauch von Strom und Brennstoffen erhoben. Dabei gelten Entlastungen, die auch die für die Prozesswärme eingesetzten Strom- und Energiemengen umfassen.

3.2.1 Besondere Ausgleichsregelung gemäß Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG)

Die Besondere Ausgleichsregelung gemäß Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) dient der Begrenzung der Umlagen zur Finanzierung der Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Offshore-Anbindungskosten. Das EnFG soll Umlagen im Stromsektor vereinheitlichen und die relevanten Vorschriften in einem Gesetz bündeln. Die Regelungen traten zum 1. Januar 2023 in Kraft (Zerzawy et al. 2023). „Die KWKG-Umlage beträgt im Jahr 2023 0,357 ct/kWh und die Offshore-Netzumlage 0,591 ct/kWh“ (Zerzawy et al. 2023b). „Stromintensive Unternehmen zahlen reduzierte Umlagen, deren Höhe nach Stromintensität und Strombezug gestuft ist. Als Gegenleistung ist der Betrieb eines Energiemanagementsystems sowie die Umsetzung wirtschaftlich durchführbarer Effizienzmaßnahmen – soweit im Energiemanagementsystem identifiziert – gefordert und das Unternehmen muss mindestens 30 % seines Stromverbrauchs durch ungeförderten Strom aus erneuerbaren Energien decken oder Investitionen zur Dekarbonisierung des Produktionsprozesses tätigen“ (Zerzawy et al. 2023b). Da der EEG-

Finanzierungsbedarf seit dem 1. Juli 2022 vollständig aus dem Bundeshaushalt ausgeglichen wird und nicht mehr per Umlage gedeckt wird, entfällt die bisherige Besondere Ausgleichsregelung zur Begrenzung der EEG-Umlage.

3.2.2 Sondernetzentgelte

Sondernetzentgelte für industrielle Großkunden gelten nach § 19 Abs. 1 und 2 StromNEV.

Gemäß Absatz 2 Satz 1 (Atypische Netznutzung) haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf, wenn aufgrund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Vom jeweiligen Netzbetreiber werden Hochlastzeitfenster vorgegeben, in denen atypische Verbraucher nur wenig Leistung beziehen dürfen.

Satz 2 sieht Netzentgeltreduktionen für stromintensive Netznutzer vor. Anders als bei der atypischen Netznutzung soll hier ein dauerhaft gleichmäßiger Leistungsbezug angereizt werden. Das individuelle Netzentgelt hängt von der Benutzungsstundenzahl ab: „Ein individuelles Netzentgelt ist außerdem auch anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt. Das individuelle Netzentgelt nach Satz 2 beträgt bei einer Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle von mehr als zehn Gigawattstunden pro Kalenderjahr nicht weniger als:

1. 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr;
2. 15 % des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.500 Stunden im Jahr oder
3. 10 % des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 8.000 Stunden im Jahr.“¹¹

Industriekunden zahlen im Durchschnitt deutlich geringere Preise. Der durchschnittliche Haushaltskunde zahlte im Jahr 2021 75,20 Euro/MWh an Strom-Netzentgelten. Für Gewerbekunden lag der durchschnittliche Preis 2021 bei 66 Euro/MWh und für Industriekunden lag der Preis bei 26,70 Euro/MWh (Bundesnetzagentur 2022).

3.2.3 Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer

Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer gelten insb. nach § 51 EnergieStG bzw. § 9 a StromStG („Prozesse und Verfahren“), § 54 EnergieStG bzw. § 9 b StromStG („allgemeine Entlastung“) sowie § 55 EnergieStG bzw. § 10 StromStG („Spitzenausgleich“) für Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Die Entlastungen werden im Folgenden ausführlich dargestellt, da sich der nachfolgend dargestellte Vorschlag auf die Reform der Energie- und Stromsteuer bei den Prozessen und Verfahren bezieht.

¹¹ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV), <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>

Vollständige Entlastung energieintensiver Prozesse (§ 51 EnergieStG bzw. § 9 a StromStG)

Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können Energieerzeugnisse bzw. Strom bei Entnahme bzw. Verwendung zu bestimmten energieintensiven Prozessen auf Antrag vollständig von der Steuer entlasten (§ 51 EnergieStG und § 9 a StromStG). Begründet wird dies damit, dass besonders energieintensive Produktionsprozesse durch die Energie- und Stromsteuer übermäßig belastet würden und die Regelsteuersätze die Position der energieintensiven Industrie in Deutschland im internationalen Wettbewerb gefährden würden.

Entlastet wird jeweils in Höhe des vollen Regeltarifs, d.h. bei der Stromsteuer 20,50 Euro/MWh, bei der Energiesteuer

- ▶ 5,50 Euro/MWh für gasförmige Kohlenwasserstoffe und Erdgas
- ▶ 60,60 Euro/t für Flüssiggase
- ▶ 0,33 Euro/GJ (ca. 1,19 Euro/MWh) für Kohle, Koks und feste Energieerzeugnisse (z. B. aus Abfällen wie Altreifen oder Kunststoffverpackungen hergestellte Ersatzbrennstoffe)
- ▶ 61,35 Euro/m³ für leicht- und mittelschwere Öle und Schweröle
- ▶ 25,00 Euro/t für Heizöle

Die vollständige Entlastung wird auf Antrag gewährt für die in § 51 EnergieStG und § 9a StromStG und genannten chemischen, metallurgischen und mineralogischen Prozesse und Verfahren (Tabelle 5).

Tabelle 5: Vollständig von Energie- und Stromsteuer entlastete Prozesse und Verfahren gem. § 51 EnergieStG und § 9 a StromStG

Prozesse und Verfahren	EnergieStG	StromStG
Elektrolyse	-	Abs. 1 Nr. 1
Herstellung von Glas/Glaswaren	Abs. 1 Nr.1a	Abs. 1 Nr. 2
Herstellung von keramischen Erzeugnissen, keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten, Ziegeln und sonstiger Baukeramik	Abs. 1 Nr. 1a	Abs. 1 Nr. 2
Herstellung von Zement, Kalk und gebranntem Gips, Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips,	Abs. 1 Nr. 1a	Abs. 1 Nr. 2
Herstellung von keramisch gebundenen Schleifkörpern, mineralischen Isoliermaterialien und Erzeugnissen daraus,	Abs. 1 Nr. 1a	Abs. 1 Nr. 2
Herstellung von Katalysatorträgern aus mineralischen Stoffen	Abs. 1 Nr. 1a	Abs. 1 Nr. 2
Herstellung von Waren aus Asphalt und bituminösen Erzeugnissen	Abs. 1 Nr. 1a	Abs. 1 Nr. 2
Herstellung von Waren aus Graphit oder anderen Kohlenstoffen	Abs. 1 Nr. 1a	Abs. 1 Nr. 2
Herstellung von Erzeugnissen aus Porenbetonerzeugnissen zum Trocknen, Kalzinieren, Brennen, Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen, Tempern oder Sintern der vorgenannten Erzeugnisse	Abs. 1 Nr. 1a	Abs. 1 Nr. 2
Metallerzeugung und -bearbeitung sowie im Rahmen der Herstellung von Metallerzeugnissen für die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen und pulvermetallurgischen Erzeugnissen und zur Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung	Abs. 1 Nr. 1b	Abs. 1 Nr. 3
chemische Reduktionsverfahren	Abs. 1 Nr. 1c	Abs. 1 Nr. 4
gleichzeitig zu Heizzwecken und zu anderen Zwecken als Heiz- oder Kraftstoff („dual use“)	Abs. 1 Nr. 1d	-
thermische Abfall- oder Abluftbehandlung	Abs. 2	-

Quelle: Eigene Darstellung, GWS. Grün= vollständige Entlastung. Bei der Energiesteuer umfasst die Entlastung im Falle der mineralogischen Prozesse (Abs. 1 Nr. 1a) auch die zu ihrer Herstellung verwendeten Vorprodukte.

Im Ergebnis fällt auf Energieerzeugnisse bzw. Strom, die für die o.g. Prozesse und Verfahren verwendet werden, keine Energie- bzw. Stromsteuer an¹². Die Zuordnung eines mineralogischen oder metallurgischen Prozesses zur Liste der vollständig entlasteten Prozesse und Verfahren erfolgt anhand der entsprechenden NACE-Codes (rev. 1.1.), dem europäischen System zur Klassifikation der Wirtschaftszweige. Energieerzeugnisse, die zur Beheizung der Produktionshallen oder der Verwaltungsgebäude verwendet werden, fallen nicht unter die Entlastungsregelung (ebenda).

Die Liste der vollständig entlasteten Prozesse und Verfahren geht zurück auf EU-Recht. Die Energiesteuerrichtlinie (EnergieStRL)¹³ gilt gem. Art. 2 Abs. 4b nicht für die dort aufgeführten

¹² In der Regel kaufen Unternehmen Strom und Energieerzeugnisse ein, bei denen der Versorger bzw. Inverkehrbringer die Strom- bzw. Energiesteuer gezahlt hat und dem Kunden in Rechnung stellt. Ist ein Unternehmen entlastungsberechtigt, kann es die an den Versorger bzw. Inverkehrbringer gezahlte Steuer beim Hauptzollamt geltend machen und die Entlastung beantragen, die dann an das Unternehmen ausgezahlt wird.

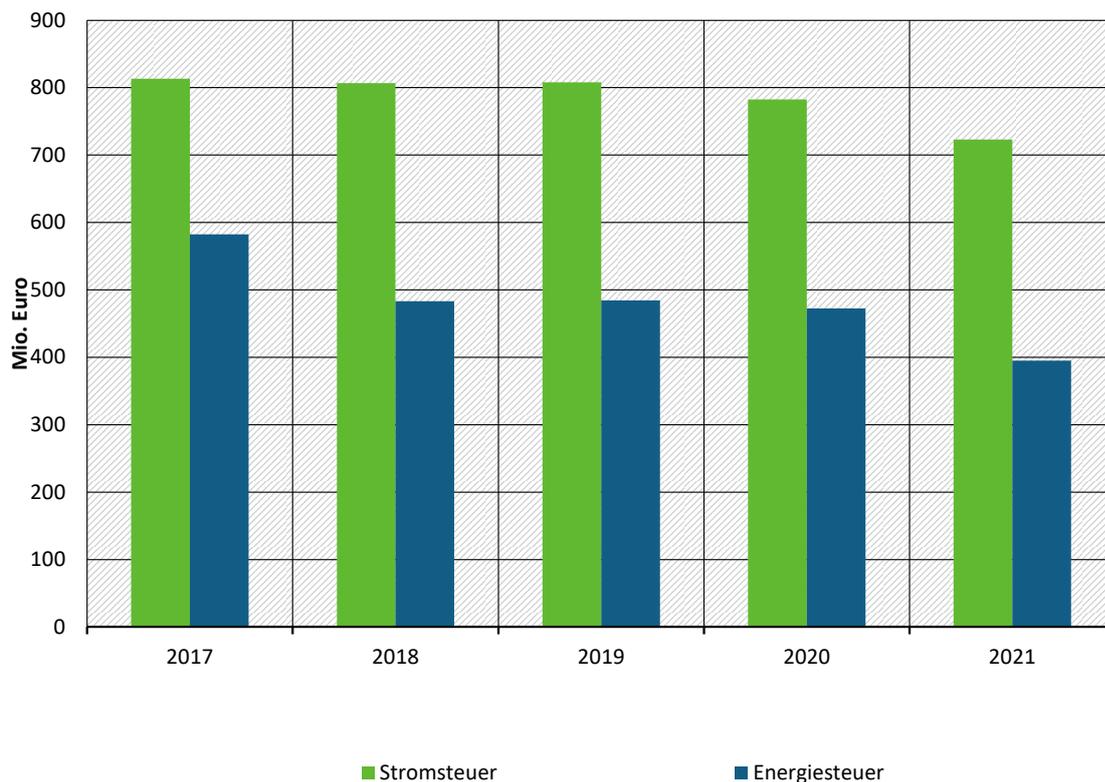
¹³ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABl. EU Nr. L 283, S. 51.

Verwendungen. Die Mitgliedstaaten sind folglich frei darin, über die Besteuerung der Nutzung von Kraft- und Heizstoffen sowie Strom für diese Verwendungen selbst zu entscheiden (vgl. Burger und Brettschneider 2021, S. 34). Sie können aus dem Blickwinkel des EU-Steuerrechts Energieerzeugnisse bzw. Strom auch bei Verwendung in o.g. Prozessen und Verfahren ganz oder anteilig besteuern.

Subventionsvolumen

Der Gesamtumfang der Entlastungen bei den Prozessen und Verfahren fällt für fossile Energieträger geringer aus als für Strom. Ein Grund ist die niedrigere Regelbesteuerung fossiler Energieträger im Vergleich zu Strom. Der Umfang der Entlastungen ist in den letzten Jahren rückläufig gewesen (Abbildung 3) was u.a. auf die Produktionsrückgänge aufgrund der Corona-Pandemie zurückzuführen ist¹⁴. Betrachtet man den Vor-Pandemie-Zeitraum 2017 bis 2019, so zeigt sich, dass die Energiesteuerentlastungen von ca. 580 Mio. Euro auf ca. 480 Mio. Euro gesunken sind, während die Stromsteuerentlastungen relativ gleichmäßig bei ca. 810 Mio. Euro pro Jahr lagen.

Abbildung 3: Entwicklung Steuerentlastungen Prozesse und Verfahren (Mio. Euro, 2017 – 2021)



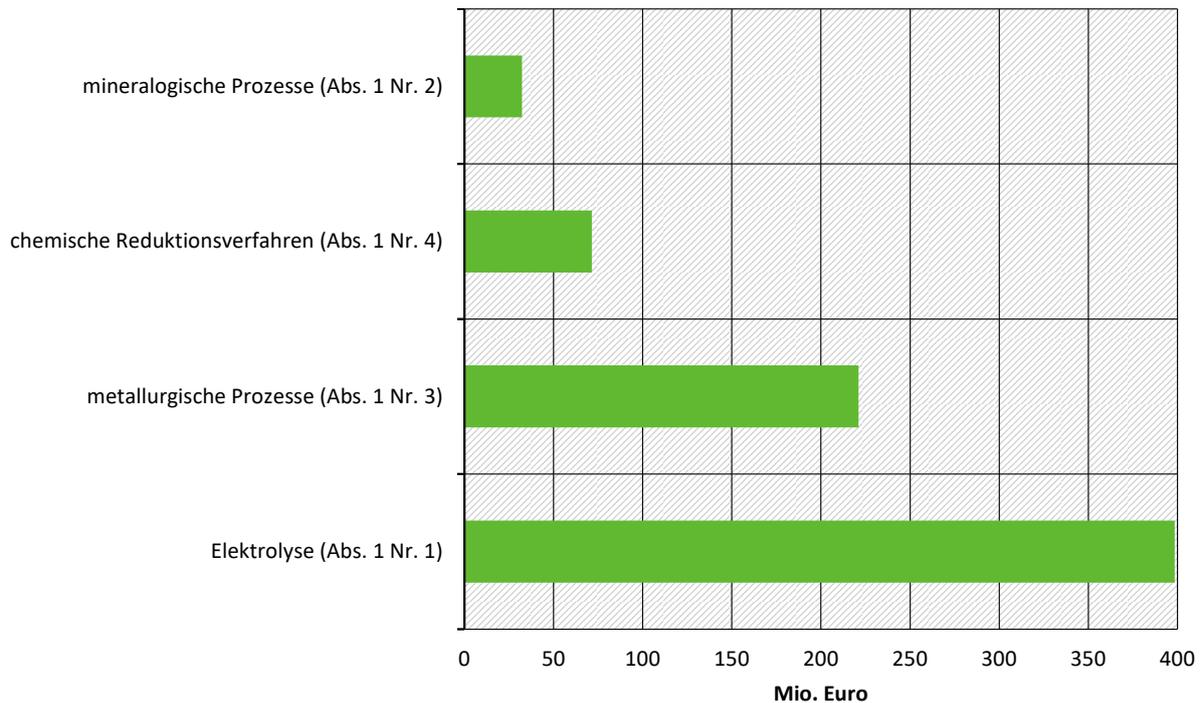
Quelle: Destatis 2019a, 2019b, 2020a, 2020b, 2021a, 2021b, 2022a, 2022b, jeweils nominale Werte

Mehr als die Hälfte der Stromsteuerentlastungen nach § 9a ist auf die Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG) zurückzuführen (vgl. Abbildung 4). Diese findet vor allem in der Herstellung von Aluminium (und weiterer Metalle) sowie in der Galvanik Anwendung. Danach folgen Stromanwendungen in der Metallerzeugung und -bearbeitung

¹⁴ Für das Jahr 2021 sind die statistischen Angaben noch vorläufig und daher möglicherweise noch nicht vollständig, da die Anträge der Entlastungsberechtigten bis zum 31. Dezember des Folgejahrs beim zuständigen Hauptzollamt eingereicht werden können.

(§ 9a Abs. 1 Nr. 3 StromStG). Vergleichsweise geringere Bedeutung haben die in § 9a Abs. 1 Nr. 2 (mineralogische Prozesse) und Nr. 4 (chemische Reduktionsverfahren) begünstigten Verfahren.

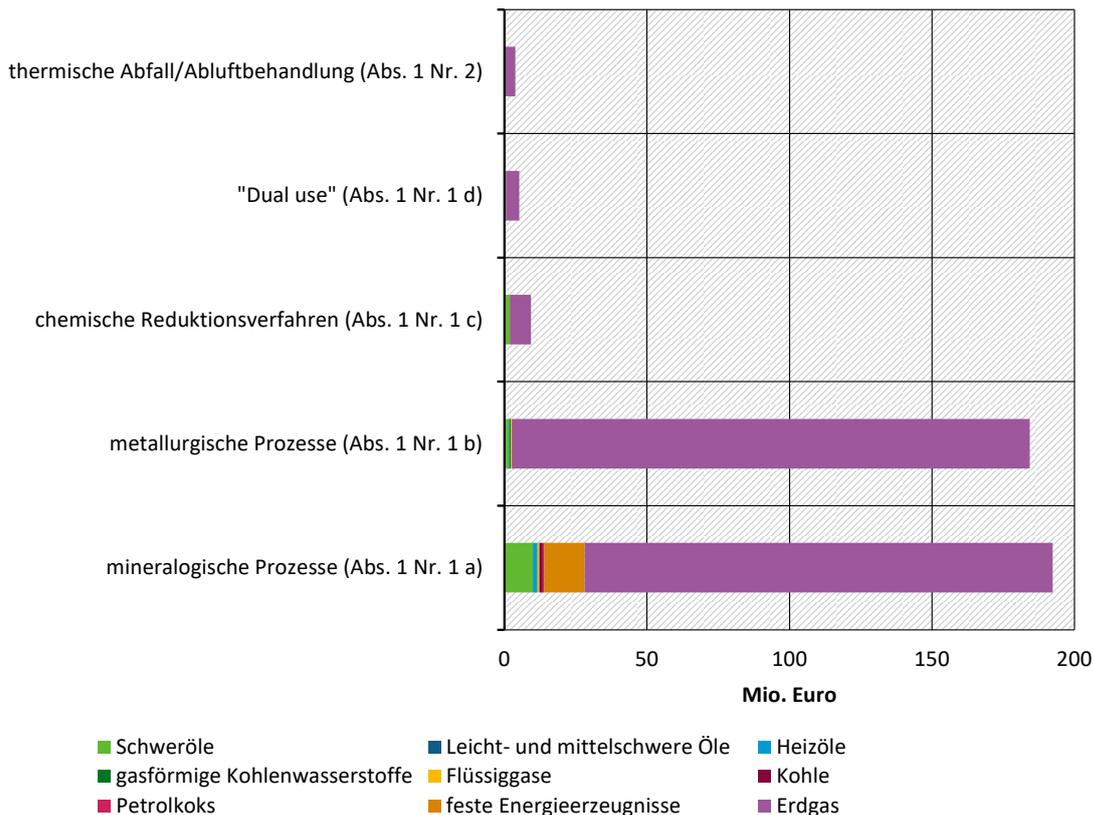
Abbildung 4: Stromsteuerentlastungen § 9a StromStG nach Tatbestand (Mio. Euro, 2021)



Quelle: Destatis 2022a

Die Energiesteuerentlastungen betreffen vor allem den Einsatz von Erdgas, und dies vor allem bei den mineralogischen (Abs. 1 Nr. 1a) und metallurgischen Prozessen (Abs. 1 Nr. 1b, siehe Abbildung 5). Mehr als 90 % der für 2021 angegebenen Entlastungen entfallen auf Erdgas. Kohle ist nach § 37 Abs. 2 Nr. 4 steuerbefreit, wenn sie als Heizstoff für Prozesse und Verfahren nach § 51 EnergieStG verwendet wird. Sie wird demzufolge zumeist gar nicht erst versteuert (und daher auch nicht im Anschluss vollständig entlastet), weshalb die nach § 37 Abs. 2 Nr. 4 befreiten Mengen nicht in der Energiesteuerstatistik nach § 51 erfasst sind.

Abbildung 5: Energiesteuerentlastungen § 51 EnergieStG nach Tatbestand und Energieträger (Mio. Euro, 2021)



Quelle: Destatis 2022b

Anders als bei weiteren Entlastungsregelungen im Energiebereich (z. B. Carbon-Leakage-Verordnung des BEHG, Strompreiskompensation, Spitzenausgleich bei Strom- und Energiesteuer) ist der Erhalt der Entlastung an keine weiteren Voraussetzungen („Gegenleistungen“) gebunden. Weder ein Energiemanagementsystem noch branchen- oder unternehmensscharfe Einsparziele oder die Verknüpfung mit der Umsetzung von Effizienz/Klimaschutzmaßnahmen sind bisher vorgesehen.

Allgemeine Entlastung (§ 54 EnergieStG bzw. § 9b StromStG) und Spitzenausgleich (§ 55 EnergieStG bzw. § 10 StromStG)

Neben den vollständigen Entlastungen für bestimmte Prozesse und Verfahren können Unternehmen des Produzierenden Gewerbes eine anteilige Entlastung von der Energie- bzw. Stromsteuer erhalten. Das betrifft im Bereich der Prozesswärme alle Verbräuche außerhalb der durch § 51 EnergieStG und § 9a StromStG privilegierten Prozesse. Darunter fallen z. B. Prozesse in der Papierindustrie oder der Milchpulverherstellung, für die in der UBA-Studie CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung (Fleiter et al. 2023) verschiedene Anwendungen untersucht wurden. Die anteilige Entlastung beträgt nach § 54 EnergieStG bzw. § 9b StromStG 25 %¹⁵ der Regelsteuersätze auf Heizstoffe und Strom, die für betriebliche Zwecke verwendet wurden. Bei der Stromsteuer beträgt die Steuerentlastung somit 5,12 Euro/MWh, d.h. der Steuersatz beläuft sich auf 15,37 Euro/MWh anstelle des regulären Satzes von 20,50 Euro/MWh, den u.a. Gewerbetreibende außerhalb des Produzierenden Gewerbes sowie die privaten Haushalte zahlen. Bei Heizöl beträgt die Steuerentlastung 15,34 Euro/m³, bei Flüssiggas 15,15 Euro/t und bei Erdgas

¹⁵ Der ermäßigte Steuersatz beträgt somit 75 % des Regelsteuersatzes. Er wurde zuletzt Ende 2010 von 60 auf 75 % erhöht.

1,38 Euro/MWh. Die Entlastung wird nur oberhalb eines Sockelbetrags von 250 Euro Entlastungsbetrag pro Kalenderjahr gewährt. Das Entlastungsvolumen im produzierenden Gewerbe betrug 2021 ca. 924 Mio. Euro bei der Stromsteuer und 167 Mio. Euro bei der Energiesteuer, davon ca. 88 % für Erdgas (Destatis 2022a und 2022b). Die allgemeine Entlastung erfordert nicht die Erbringung von Gegenleistungen (wie z. B. den Betrieb eines Energiemanagementsystems).

Darüber hinaus erhalten Unternehmen den sogenannten „**Spitzenausgleich**“ (siehe Textbox 1).

Text Box 1: Spitzenausgleich (§ 55 EnergieStG, § 10 StromStG)

Für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes wird mit dem Spitzenausgleich die Belastung durch die 1999/2003 eingeführte Ökologische Steuerreform ausgeglichen. Die Entlastung beträgt 90 % der verbleibenden Steuerbelastung nach Verrechnung der Entlastung bei den Arbeitgeber-Beitragssätzen zur Rentenversicherung durch die Ökologische Steuerreform. Bei der Energiesteuer ist die Entlastung begrenzt auf die in § 55 Abs. 3 EnergieStG genannten Steueranteile. Sie entsprechen den Erhöhungsschritten durch die ökologische Steuerreform. Die Höhe der Rückerstattung je Unternehmen hängt vom Verhältnis der Rentenversicherungsbeiträge zu den Strom- und Energiesteuerausgaben ab. Arbeitsintensive Unternehmen profitieren weniger stark von der Entlastung. Wie bei der allgemeinen Entlastung gibt es einen Sockelbetrag. Er beträgt 750 Euro Mindeststeuerlast bei der Energiesteuer und 1.000 Euro bei der Stromsteuer. Bei der Berechnung der Entlastung wird die Entlastung für den ermäßigt besteuerten Verbrauch nach § 54 EnergieStG und § 9 b StromStG in Abzug gebracht. Dies erfolgt unabhängig davon, ob die Entlastung in Anspruch genommen wurde oder nicht. Somit greift der Spitzenausgleich ab einem ermäßigt besteuerten Gasverbrauch von ca. 333 MWh/a und einem ermäßigt besteuerten Stromverbrauch von ca. 65 MWh/a. 2021 betrug der Entlastungsbetrag für das produzierende Gewerbe bei der Stromsteuer ca. 1,37 Mrd. Euro, bei der Energiesteuer ca. 171 Mio. Euro, davon ca. 97 % für Erdgas (Destatis 2022a und 2022b). Um den Spitzenausgleich zu erhalten, sind sowohl unternehmensbezogene als auch branchenbezogene Gegenleistungen Voraussetzung: Unternehmen müssen ein Energie- oder Umweltmanagementsystem betreiben und das produzierende Gewerbe als Ganzes jedes Jahr eine bestimmte Reduktion der Energieintensität erreichen. Die konkrete Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist dagegen nicht Bestandteil der erforderlichen Gegenleistungen.

Ökologische Wirkung der Steuerentlastungen

Durch die Steuerentlastungen bei Energie- und Stromsteuer haben Unternehmen geringere ökonomische Anreize, Energieeffizienz- und Energiesparmaßnahmen umzusetzen. Die Entlastungen vergünstigen zudem den Einsatz fossiler Energieträger und hemmen damit die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien (Zerzawy et al. 2023). Bei der Stromsteuer ergibt sich ein etwas differenzierteres Bild: zwar sinken die Anreize für eine sparsame und effiziente Nutzung durch die Stromsteuerentlastungen. Andererseits könnte eine Erhöhung der Strompreise den Übergang zu einer dekarbonisierten Wirtschaft hemmen (Burger und Brettschneider 2021) und Sektorkopplungstechnologien schlechter stellen. Dies ist insbesondere bei den energieintensiven Prozessen und Verfahren von Relevanz, bei denen die Differenz („Spread“) zwischen (niedrigen) Energiekosten für fossile Referenztechnologien und (hohen) Stromkosten für dekarbonisierte Alternativtechnologien hoch ist und Energiekosten entscheidender für die Wirtschaftlichkeit sind als die Investitionskosten (vgl. vorangehende Kapitel).

4 Kriterien für die Auswahl der Reformoptionen

Wie im vorherigen Kapitel gezeigt, gibt es verschiedene wichtige Entlastungsregelungen für die Industrie, die die Lenkungswirkung von Strom- und Energiepreisen abschwächen und zu Verzerrungen zugunsten fossiler Energieträger bzw. fossiler Referenztechnologien führen. Grundsätzliche Ansatzpunkte für Reformen zeigt Tabelle 6.

Tabelle 6: Ansatzpunkte für Reformen von Entlastungsregeln mit Relevanz zur Prozesswärme

Anknüpfungspunkt	Aktuelles Regime				Potenzielle Lenkungswirkungen mit Prozesswärmebezug
	EU-ETS	Energiesteuer	Stromsteuer	Netzentgelte Strom	
CO ₂ -Emissionen	x				CO ₂ -bezogene Belastungen wirken auf energiebedingte Prozesswärmeemissionen ebenso wie auf erfasste Prozessemissionen und schaffen Anreize für eine treibhausgasneutrale Produktion.
Energieträger		x	x	x	Energieträger bezogene Belastungen wirken auf die eingesetzten Energieträger und können dem Ziel dienen den Energieverbrauch zu reduzieren. Gezielte Belastungen fossiler Energieträger beschleunigen die Dekarbonisierung
Outputs/Produkte	x				Wenn Entlastungen auf die hergestellten Produkte bzw. die Anlagenkapazität der Produktionsanlage bezogen sind, ist die Lenkungswirkung auf die eingesetzten Produktionsverfahren und den Anlagenbetrieb neutral.
Prozesse und Verfahren bzw. Anwendungen		x	x		Wenn Entlastungen auf Prozesse und Verfahren bezogen werden, kann ein erheblicher Lenkungseffekt entstehen zu Gunsten der erfassten und zu Lasten der nicht erfassten Techniken. Abhängig von der Ausgestaltung wird die Transformation zur Treibhausgasneutralität verlangsamt oder beschleunigt

Quelle: Eigene Übersicht, FÖS.

Im Folgenden wird ein Vorschlag entwickelt, der auf eine Reform der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer abzielt. Für die Auswahl dieser Entlastungsregelung sprechen mehrere Gründe:

- **Abgedeckte Verbräuche und Emissionen:** Die Entlastungen nach § 51 EnergieStG decken einen relevanten Anteil der fossilen Energieverbräuche ab (Tabelle 7). Mehr als ein Drittel des fossilen Energieverbrauchs (ohne Kohle) sind über den Tatbestand vollständig von der Energiesteuer entlastet.

Tabelle 7: Durch § 51 EnergieStG entlastete Energieverbräuche und Emissionen (2019)

	Energieverbrauch fossile Prozesswärme (ohne Kohle, PJ)	Durch § 51 EnergieStG entlasteter Energieverbrauch (PJ)	Durch § 51 EnergieStG entlasteter Energieverbrauch (%)	Durch § 51 EnergieStG entlastete Emissionen (ohne Kohle, Mt CO ₂)
Industrie gesamt	989	321	33	18,0
Davon Erdgas	754	279	37	15,6

Quelle: Energiesteuerstatistik 2019 (Destatis 2020b), Rhode und Arnold-Keifer 2022, UBA (Emissionsfaktoren), Eigene Berechnungen, GWS. Anmerkung: die Energiesteuerstatistik weist nicht aus, welche Kohleverbräuche steuerfrei für die in § 51 EnergieStG festgelegten Prozesse und Verfahren verwendet werden. Daher ist die Kohleverwendung hier nicht berücksichtigt.

- ▶ **Zielgenauigkeit:** Die prozessbezogenen Entlastungsregelungen betreffen – anders als andere Begünstigungen, die sich auf den gesamten Energieverbrauch beziehen - direkt die zentralen, energieintensiven Prozesse und Verfahren bei der Prozesswärme. Eine **Reform im Sinn einer klimaschutzkonformerer Ausgestaltung** wäre demnach in hohem Maße **zielgenau** und **adressatengenau** mit Blick auf die angestrebten Einsparungen von Endenergie und die Dekarbonisierung.
- ▶ **Internationale Wettbewerbsfähigkeit:** Die Entlastung erhalten alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit entsprechenden Prozessen bisher pauschal, ohne dass eine anhand von z. B. hoher Emissions- und Handelsintensität festgestellte konkrete Wettbewerbsgefährdung vorliegen muss. Durch die Verwendung freiwerdender Mittel zur Unterstützung der Transformation können insbesondere auch jene Unternehmen unterstützt werden, die im internationalen Wettbewerb stehen und bisher ihre Produktion nicht ohne Risiko des Verlusts von Marktanteilen umstellen konnten.
- ▶ **Gegenleistungen** sind – anders als bei vielen anderen energiebezogenen Begünstigungen, siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** – bei den prozessbezogenen Entlastungsregelungen bisher nicht vorgesehen. Diese Regelungslücke müsste der Gesetzgeber ohnehin angehen, will er die Entlastungsregelungen harmonisieren und ein Mindestmaß an Lenkungswirkung bei den Prozessen und Verfahren erreichen. Auch das für viele Entlastungsregelungen maßgebliche neue Beihilferecht der EU sieht Gegenleistungen bei Vergünstigungen vor.
- ▶ **Bundshaushalt: Fiskalisch** sind die prozessbedingten Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer von **Bedeutung:** insgesamt mindert das die Einnahmen des Staates um jährlich ca. 1,1 bis 1,23 Mrd. Euro (siehe Darstellung im vorangehenden Kapitel). Der Abbau von Subventionen ermöglicht den gezielten Einsatz der Mehreinnahmen zur Unterstützung der Transformationsbemühungen der Unternehmen.
- ▶ **Zuständigkeit:** Die Änderungen bei den betreffenden Regelungen liegen in der **Zuständigkeit des Bundes.** Sie müssen nicht auf EU-Ebene abgestimmt werden und die Reform ist auch ohne Änderungen bei der EU-Energiesteuer-Richtlinie durchführbar. Andererseits ist die Reform auch kompatibel mit dem Entwurf der EU-Kommission zur Novellierung der EU-Energiesteuerrichtlinie¹⁶, die u.a. vorsieht, mineralogische Verfahren in den Anwendungsbereich der Energiesteuer explizit einzubeziehen. Sollte die neue

¹⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0563&from=en>

Energiesteuerrichtlinie verabschiedet werden, müsste der Gesetzgeber ohnehin Anpassungen vornehmen. Es erscheint daher wahrscheinlich, dass sich die Politik mit einer Reform befassen wird. Anders als etwa bei der kostenlosen Zuteilung im EU-ETS und Reformbemühungen wie etwa dem CO₂-Grenzausgleich (CBAM) muss jedoch keine EU-weit harmonisierte Regelung gefunden werden.

- ▶ **Politische Machbarkeit:** Die Bundesregierung hat angekündigt, bis zum Sommer 2023 die Begünstigungstatbestände des Energie- und Stromsteuerrechts für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zu reformieren, damit sie einen möglichst großen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten (Dt. Bundestag 2022). Das bietet die Gelegenheit, auch die Regelungen für die Prozesse und Verfahren anzupassen, so dass alle Entlastungsregelungen bei Energie- und Stromsteuer stärker auf die Energieeffizienz- und Klimaziele einzahlen. Die alleinige Zuständigkeit liegt dabei beim Bund, da Energie- und Stromsteuer keine Gemeinschaftssteuern sind. Klimaziele einzahlen. Andere Regelungen wie das Gesetz zur Finanzierung der Energiewende (EnFG) sind gerade erst in Kraft getreten, eine zeitnahe Reform daher unwahrscheinlich. Bei den Sondernetzentgelten gibt es starke Interaktionen mit vielen anderen Regelungen und es ist eher zu erwarten, dass in dieser Legislaturperiode im Rahmen z. B. der Plattform klimaneutrales Stromsystem erste Ideen diskutiert werden, aber (noch) keine Novellierung erfolgt. Beim europäischen Emissionshandel läuft der Reformprozess bereits und darüber hinausgehende Änderungen sind daher nicht zeitnah zu erwarten.

5 Optionen zur Reform der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei Energie- und Stromsteuer

5.1 Reformoption: Anteilige Entlastungen nur noch für stromintensive Prozesse und Verfahren, Umsetzung von Dekarbonisierungsmaßnahmen

Mit den geltenden Regelungen sind energieintensive Prozesse und Verfahren steuerbefreit, unabhängig davon, ob der Prozess mit fossilen Energieträgern oder mit Strom erfolgt. Der Reformvorschlag schafft dieses **Missverhältnis** ab: die **Entlastungen bei der Energiesteuer durch § 51 EnergieStG**, von der vor allem Erdgas als Energieträger begünstigt wird und **§ 37 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG** (steuerfreie Verwendung von Kohle für Prozesse und Verfahren nach § 51) werden **vollständig abgeschafft**. Gleichzeitig bleiben die **Entlastungen für Prozesse und Verfahren nach § 9 a StromStG bei der Stromsteuer erhalten**, werden aber nur noch **anteilig** gewährt (mit Ausnahme der Elektrolyse für die Wasserstoffherstellung). Dadurch bleiben auch bei Umstellung auf Strom als eingesetztes Erzeugnis Anreize für eine effiziente Nutzung erhalten. Zudem werden die Steuerentlastungen an die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien geknüpft. Tabelle 8 zeigt im Überblick die resultierenden Entlastungen.

Tabelle 8: Entlastete Prozesse und Verfahren bei Umsetzung Reformvorschlag

Prozesse und Verfahren	EnergieStG	StromStG
Elektrolyse	Nicht entlastet	100 %
Herstellung von Glas/Glaswaren	Nicht entlastet	80 %
Herstellung von keramischen Erzeugnissen, keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten, Ziegeln und sonstiger Baukeramik	Nicht entlastet	80 %
Herstellung von Zement, Kalk und gebranntem Gips, Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips,	Nicht entlastet	80 %
Herstellung von keramisch gebundenen Schleifkörpern, mineralischen Isoliermaterialien und Erzeugnissen daraus,	Nicht entlastet	80 %
Herstellung von Katalysatorträgern aus mineralischen Stoffen	Nicht entlastet	80 %
Herstellung von Waren aus Asphalt und bituminösen Erzeugnissen	Nicht entlastet	80 %
Herstellung von Waren aus Graphit oder anderen Kohlenstoffen	Nicht entlastet	80 %
Herstellung von Erzeugnissen aus Porenbetonzeugnissen zum Trocknen, Kalzinieren, Brennen, Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen, Tempern oder Sintern der vorgenannten Erzeugnisse	Nicht entlastet	80 %
Metallerzeugung und -bearbeitung sowie im Rahmen der Herstellung von Metallerzeugnissen für die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen	Nicht entlastet	80 %

Prozesse und Verfahren	EnergieStG	StromStG
und pulvermetallurgischen Erzeugnissen und zur Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung		
chemische Reduktionsverfahren	Nicht entlastet	80 %
gleichzeitig zu Heizzwecken und zu anderen Zwecken als Heiz- oder Kraftstoff („dual use“)	Nicht entlastet	Nicht entlastet
thermische Abfall- oder Abluftbehandlung	Nicht entlastet	Nicht entlastet

Quelle: Eigene Darstellung, GWS. Bei der Energiesteuer umfasst die Reform im Falle der mineralogischen Prozesse (Abs. 1 Nr. 1 a) auch die zu ihrer Herstellung verwendeten Vorprodukte.

5.1.1 Element 1: Abschaffung der vollständigen Entlastungen für Prozesse und Verfahren bei der Energiesteuer

Der Reformvorschlag sieht vor, dass die bisher nach § 51 EnergieStG gewährten vollständigen Entlastungen bei Verwendung fossiler Energieerzeugnisse in den energieintensiven Prozessen und Verfahren abgeschafft werden. Anstelle einer 100%igen Entlastung muss für die Verwendung fossiler Energieerzeugnisse künftig der Regeltarif gemäß § 2 EnergieStG gezahlt werden. Gleichzeitig wird die in § 37 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG geregelte steuerfreie Verwendung von Kohle als Heizstoff für Prozesse und Verfahren abgeschafft. Das bedeutet, dass der Erdgaseinsatz bei den betreffenden Prozessen und Verfahren künftig mit 5,50 Euro/MWh, der Einsatz von Kohle mit 0,33 Euro/GJ (ca. 1,19 Euro/MWh) besteuert wird.

5.1.2 Element 2: Umstellung auf anteilige Entlastung bei der Stromsteuer

Anstelle einer vollständigen Entlastung sieht der Reformvorschlag vor, dass Unternehmen nur noch anteilig von der Stromsteuer entlastet werden.

„Durch die Anwendung von Produktbenchmarks, die den spezifischen Stromverbrauch pro Tonne Produkt festlegen, könnte zielgenauer sichergestellt werden, dass nur eine effiziente Produktionsweise begünstigt wird“ (Zerzawy et al. 2022c). Entlastungsfähig wäre dann nur die Strommenge des Produktbenchmarks. Mit einer solchen Regelung würde vermieden, dass „ineffiziente Unternehmen belohnt bzw. effiziente bestraft werden. Benchmarks werden bereits bei der Strompreiskompensation und bei der kostenlosen Zuteilung im Rahmen des europäischen Emissionshandels auf Anlagenebene angewendet“ (Zerzawy et al. 2022c). „Allerdings erhöht eine Verwendung von Produktbenchmarks die Komplexität der Regelung bei Umsetzung, zumal es nur für ausgewählte Produkte bisher festgelegte Benchmarks gibt“ (Zerzawy et al. 2022c). Die Übertragbarkeit der produktbezogenen Benchmarks für die prozessbezogene Entlastung bei der Stromsteuer müsste noch tiefer geprüft werden. Ggf. müssten neue Benchmarks geschaffen werden. Auch der Entwurf eines Regelungsvorschlags durch den Gesetzgeber erfordert eine umfangreichere Vorbereitung, der Zeit in Anspruch nimmt.

Empfohlen wird daher, zunächst mit einer anteiligen Entlastung zu beginnen. **Ein benchmarkbezogener Ansatz sollte als zweiter Reformschritt zu einem späteren Zeitpunkt eingeführt werden.**

Die Höhe der anteiligen Entlastung orientiert sich dabei an der Praxis bestehender Entlastungsprogramme und beträgt **80 % der Stromsteuer**. Eine Ausnahme dafür wird für die Elektrolyse für die Wasserstoffproduktion geschaffen. Dieser Prozess bleibt zu 100 % entlastet, um den Markthochlauf beim Wasserstoff zu unterstützen. Durch die anteilige Entlastung bei allen anderen Prozessen und Verfahren werden Effizianzanreize geschaffen. Vorteil einer anteiligen

Entlastung ist die leichte Administrierbarkeit. Das Anmelde- und Nachweisverfahren kann wie bisher bestehen bleiben, lediglich die Höhe der Entlastung wird reduziert. Nachteil ist, dass dabei nicht berücksichtigt wird, wie unterschiedlich die Effizienzpotenziale bei den jeweiligen Prozessen und Verfahren sind.

5.1.3 Element 3: Gegenleistungen für die anteilige Stromsteuerentlastung

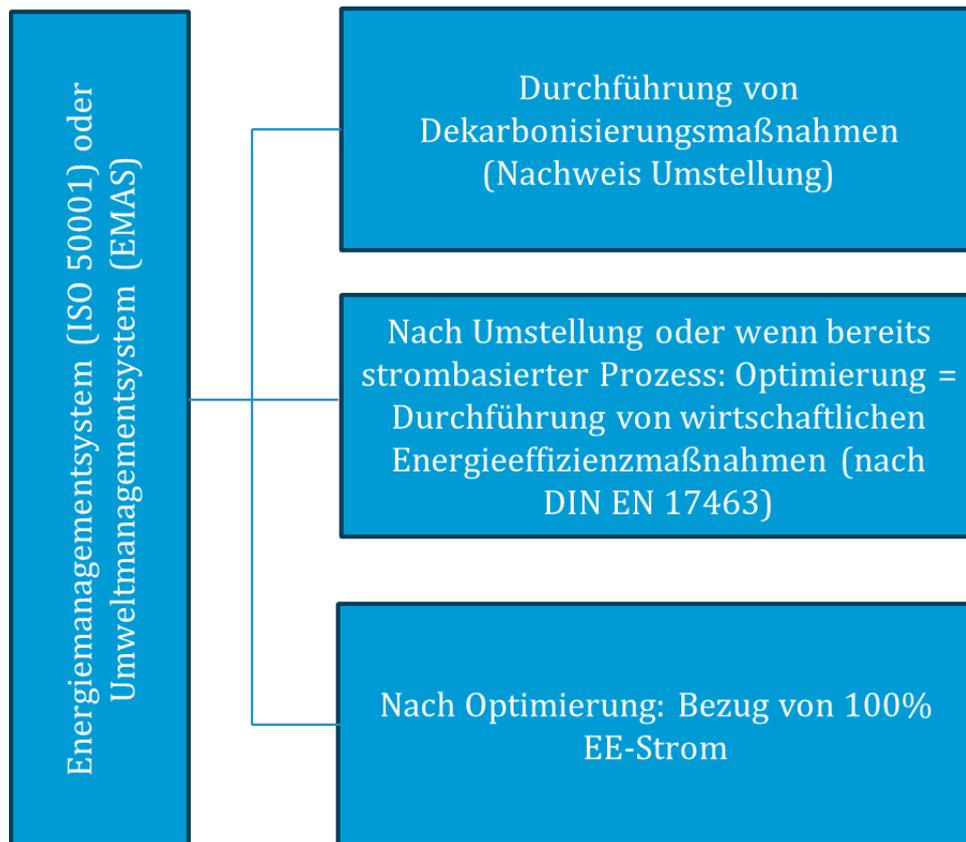
Um die anteiligen Entlastungen bei der Stromsteuer in Anspruch nehmen zu können, müssen Unternehmen Gegenleistungen erbringen (Abbildung 6). Damit wird sichergestellt, dass die aufgrund des fehlenden Preisimpulses abgeschwächte Lenkungswirkung beim Strompreis kompensiert und die mit der Steuer eigentlich intendierte Wirkung dennoch erreicht werden kann. Vorgeschlagen wird ein hierarchisch abgestufter Anforderungskatalog. Basis ist – wie schon bisher beim Spitzenausgleich, der **Betrieb eines Energiemanagementsystems** (ISO 50001) oder EMAS (bzw. Energieaudit nach DIN EN 16247-1 für kleine und mittlere Unternehmen). Darüber hinaus ist die **Durchführung von Dekarbonisierungsmaßnahmen** nachzuweisen. Dabei sollte sich die Ausgestaltung an den Kriterien der Carbon-Leakage-Verordnung (BECV) orientieren. Sofern Unternehmen zeigen können, dass der entlastete energieintensive Prozess von fossilen Energieträgern auf Strom umgestellt wurde, kann die anteilige Entlastung in Anspruch genommen werden. Für die Administration können – wie zuvor sowohl bei Energie- als auch Stromsteuer – die Hauptzollämter zuständig bleiben. Die Investitionskosten sollten dabei bis maximal zur Höhe der Entlastung anrechenbar sein. Sie sollten auch über mehrere Jahre bis maximal zur Höhe der Investitionskosten kumulierbar sein, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Investitionen in die Anlagenmodernisierung bzw. den Anlagenneubau beträchtlich sein können (siehe Beispiele in Fleiter et al. 2023) und die jährlichen Steuerentlastungen um ein Vielfaches übersteigen können¹⁷. Wenn die Prozesse bereits strombasiert erfolgen oder die Investitionskosten für die Umstellung bereits vollständig bei der Stromsteuerentlastung angerechnet worden sind, ist eine Entlastung weiterhin möglich, wenn der Nachweis erbracht wird, dass **Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz** erfolgten für den Prozess, für den die Stromsteuerentlastung beantragt wird und die im Rahmen des jeweiligen Energiemanagementsystems konkret identifiziert und als wirtschaftlich durchführbar bewertet wurden. Dies sollte anhand der neuen Norm DIN EN 17463 ValERI – Valuation of energy related investments¹⁸ erfolgen¹⁹. Sofern die Investition einen positiven Kapitalwert nach DIN EN 17463 aufweist, ist sie wirtschaftlich durchführbar. Wenn keine wirtschaftlich durchführbare Maßnahme mehr identifiziert werden kann, etwa weil das Unternehmen für den betreffenden Prozess den Anlagenpark mit dem neuesten Stand der Technik modernisiert hat, dann kann die Entlastung weiterhin in Anspruch genommen werden, sofern **Strom aus ausschließlich erneuerbaren Quellen** bezogen wird. Bezüglich des Nachweises gelten die gleichen Anforderungen wie bei der Strompreiskompensation (BMJ 2022). Demnach müssen Herkunftsnachweise (HKN) für erneuerbare Energien bei Bezug aus dem öffentlichen Netz nach § 30 der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) entwertet worden sein. Mindestens 80 % des Stroms muss aus ungeförderten Anlagen aus Deutschland, Österreich oder Luxemburg kommen, maximal 20 % aus anderen EU-Staaten, die per Stromleitung mit einem der o. g. Länder verbunden sind (DEHSt 2023).

¹⁷ Vgl. z. B. die Regelung der BECV. Dort können Investitionen bis zu vier Jahre angerechnet werden (§ 11 BECV).

¹⁸ Auf die DIN EN 17463 zur Bewertung der wirtschaftlichen Durchführbarkeit wird bereits in anderen Entlastungsregelungen mit Gegenleistungen referenziert (z. B. im Rahmen der Umlagenbegrenzung bei der EnFG). Die Kapitalwertmethode erlaubt gegenüber der Amortisationsmethode eine realistischere Beurteilung der Wirtschaftlichkeit (Zerzawy 2022a).

¹⁹ Anmerkung: Die Regelungen sind allerdings bzgl. der Berücksichtigung von CO₂-Kosten wenig explizit und daher tendenziell nicht hinreichend. Zudem kann eine weitergehende Internalisierung von Klima- und Umweltkosten damit nicht begründet werden.

Abbildung 6: Gegenleistungen für anteilige Stromsteuerentlastung



Quelle: Eigene Darstellung, FÖS

Dadurch sind die folgenden, gewünschten Anwendungsfälle bei den begünstigten Prozessen und Verfahren von der Entlastung abgedeckt:

- ▶ Umstellung von fossilen Energieträgern auf Strom als Einsatzstoff („fuel switch“)
- ▶ Modernisierung einer Anlage, die zu einer Effizienzsteigerung führt (d. h. geringerer Stromeinsatz für die gleiche Menge Output)
- ▶ Betrieb einer bereits optimierten Anlage mit erneuerbarem Strom

Bei Umstellung der anteiligen Entlastung auf eine Entlastung anhand von Produktbenchmarks wäre zu prüfen, inwieweit die Gegenleistungen angepasst werden sollten, z. B. im Bereich der Effizienzsteigerung, um doppelte und ggf. widersprüchliche Anforderungen zu vermeiden.

5.1.4 Element 4: Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme zum Umstieg auf CO₂-neutrale Prozesswärme

Durch die Reform entstehen zusätzliche Steuereinnahmen (vgl. Abschätzung im nachfolgenden Kapitel), da fossile Energieerzeugnisse nicht mehr entlastet werden und auch beim Strom 20 % der Stromsteuer zu zahlen sind. Die Reform sollte jedoch für die Wirtschaft in Summe **belastungsneutral** ausgestaltet sein, so dass den Unternehmen insgesamt keine Mehrkosten entstehen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der steigenden Beschaffungspreise für Energie von zentraler Bedeutung. Die Mehreinnahmen sollten daher gezielt für **Förderprogramme für die Dekarbonisierung** verwendet werden. Dabei ist auf **Synergien mit bestehenden Förderprogrammen** wie bspw. der Förderrichtlinie zur Dekarbonisierung in der

Industrie²⁰ zu achten. Die Fördermittel sollten außerdem bei den **Investitionskosten im Rahmen der Gegenleistungen** (s. o.) **voll anrechenbar** sein, so dass den Unternehmen durch die Inanspruchnahme der Förderung kein Nachteil bei den anteiligen Entlastungen bei der Stromsteuer entsteht. Für KMU ist auch eine **Förderung von Energiemanagementsystemen** denkbar.

5.1.5 Stufenweise Einführung und Steuerung, Folgewirkungen

Die Folgen der Neuregelung für Unternehmen hängt davon ab, wo sich die Unternehmen im Transformationsprozess befinden:

- ▶ Innovative Unternehmen, die schon nahe an der Treibhausgasneutralität ihrer Prozesse sind, werden durch die Neuregelung nicht schlechter gestellt (mit Ausnahme der nur noch anteiligen Entlastung bei der Stromsteuer)
- ▶ Das gute Mittelfeld an Unternehmen, die oft noch konventionell wirtschaften aber viel Ressourcen für den Umstieg haben, bekommen einen Anreiz, den Umstieg umzusetzen, da sich der fossilen Energieeinsatz verteuert.
- ▶ Die Nachzügler mit vielen Emissionen und eher wenig Ressourcen. Diese Unternehmen werden schlechter gestellt. Hier sind begleitend Beratungs- und Förderprogramme für den Umstieg von zentraler Bedeutung, damit kein Marktaustritt erfolgt.

Die abrupte Einführung der Neuregelungen würde die betroffenen Unternehmen schlagartig mit einer unter Umständen hohen individuellen Steuerbelastung konfrontieren. Eine Option wäre daher, stufenweise vorzugehen und im ersten Schritt mit einer mäßigen Besteuerung der bisher nicht besteuerten Verwendungen (d.h. die Verwendung der Energieerzeugnisse in den im Gesetz definierten Prozessen und Verfahren) zu beginnen, welche dann in mehreren Stufen gesteigert wird. Gegebenenfalls könnte die Steuerentlastung bestimmten Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen und bei denen ein Carbon leakage Risiko bestehen könnte, übergangsweise, z. B. für einen Zeitraum bis 2030, auch weiter gewährt werden. Die Auswahl der Sektoren und unternehmensspezifische Kriterien könnten sich dabei an die Carbon-Leakage-Verordnung beim BEHG (BECV) anlehnen. Dies erscheint jedoch angesichts der niedrigen künftigen Besteuerung (5,50 Euro/MWh bei Erdgas, entspricht einem CO₂-Preis von ca. 30 Euro/t) nicht zwingend nötig, könnte jedoch aus Akzeptanzgründen geboten sein. Die zusätzlichen Anforderungen bei der Stromsteuer könnten gleich zu Anfang oder in einer der früheren Stufen eingeführt werden. Dabei wäre darauf zu achten, dass die jeweiligen Stufen schon frühzeitig im Gesetz festgelegt werden, um einen starken Umstellungsanreiz in die Zukunft hinein zu setzen.

Zu beachten sind darüber hinaus auch die Folgewirkungen: Neben den Prozessen und Verfahren profitieren Unternehmen des produzierenden Gewerbes – wie erwähnt – von der allgemeinen Energie- und Stromsteuerentlastung (25 %-ige Reduktion auf den Regelsteuersatz) sowie von den Möglichkeiten der Spitzenausgleichs-Entlastung²¹. Dabei sind nach bisherigem Recht die Energie- bzw. Strommengen entlastungsfähig, die nicht bereits über die Prozesse und Verfahren

²⁰ https://www.klimaschutz-industrie.de/fileadmin/user_upload/KEI_download_pdf/Foederprogramm/Foederrichtlinie_Dekarbonisierung_in_der_Industrie.pdf

²¹ Stand: Mai 2023. Anmerkung: Mit dem Strompreispaket der Bundesregierung wurde der Stromsteuersatz für alle Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in den Jahren 2024 und 2025 auf 0,5 Euro/MWh gesenkt, vgl. § 9 b Abs. 2 a Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist. Gleichzeitig ist der Spitzenausgleich im Strom- und Energiesteuergesetz ersatzlos ausgelaufen, vgl. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Zoll/auslaufen-beihilferechtlicher-anzeigen-im-energie-und-stromsteuerrecht.html>

vollständig von der Steuer befreit wurden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Energie- bzw. Strommengen, die bei Umsetzung der Reform nicht mehr über die Prozesse und Verfahren entlastungsfähig wären, durch die allgemeine Entlastung und den Spitzenausgleich entlastet würden. Dadurch würden die Transformationsanreize konterkariert und die Regelung würde weitgehend ins Leere laufen.

Um dies zu vermeiden, müsste durch ausdrückliche Vorschrift ausgeschlossen werden, dass die Energiemengen für diese Entlastungen angerechnet werden. Dadurch ergäbe sich jedoch eine Wertungsdiskrepanz innerhalb des Systems der Energiebesteuerung, welche das bisherige Verhältnis der verschiedenen Entlastungsregelungen zueinander umkehrt.

Zudem müssten die Regelungen in § 37 EnergieStG, die eine steuerfreie Verwendung von Kohle für die nach § 51 entlasteten Prozesse und Verfahren ermöglicht, geändert werden, so dass auch die Nutzung von Kohle als fossilem Energieträger grundsätzlich der Besteuerung unterliegt.

Eine stufenweise Einführung der neuen Regelungen gäbe die Möglichkeit, die Regelungen aufeinander abzustimmen – etwa derart, dass zunächst eine Einbeziehung der betreffenden Energiemengen in die allgemeinen Entlastungen erfolgen und diese dann in späteren Stufen zurückgenommen oder modifiziert würden. Gegebenenfalls könnte dies auch mit einer Erhöhung der Anforderungen im Rahmen des Spitzenausgleichs verbunden werden, die auch für die übrigen Anwendungsfälle des Spitzenausgleichs Anwendung finden könnte.

5.2 Auswirkungen des Reformvorschlags und Bewertung

Um die Auswirkungen des Reformvorschlags zu beurteilen, verwenden wir gängige Bewertungskriterien der Politikfolgenabschätzung. Dafür stehen grundsätzlich eine große Zahl an möglichen Kriterien zur Verfügung (Zerzawy et al. 2019). Dadurch soll die Leistungsfähigkeit eines Politikinstruments für sich alleinstehend oder im Vergleich zu Alternativen beurteilt werden. Grundlegende Voraussetzung für die Umsetzbarkeit des Instruments ist die rechtliche Zulässigkeit. Auch die Administrierbarkeit ist ein wesentliches Kriterium, um den Aufwand sowohl für den Staat als auch die Unternehmen gering zu halten. Zentral sind des Weiteren die Lenkungswirkung sowie die fiskalischen Effekte.

Grundsätzlich lassen sich je nach Bewertungskriterium und Umfang der Analyse quantitative oder lediglich qualitative Aussagen treffen. Im Rahmen dieses Papiers sind keine umfassenden quantitativen Analysen möglich, so dass die Aussagen qualitativ getroffen werden und nur punktuell anhand von exemplarischen Beispielen quantitativ untermauert werden.

Die Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit stehen nicht im Fokus dieses Papiers, sind jedoch grundsätzlich zu berücksichtigen:

- ▶ Dabei lassen sich negative Auswirkungen staatlich bestimmter Preisbestandteile auf die Wettbewerbsfähigkeit von Branchen bzw. Unternehmen empirisch bisher nicht belegen (vgl. Thöne 2019), andererseits können negative Auswirkungen nicht ausgeschlossen werden.
- ▶ In mehreren Studien wird hingegen ein positiver Zusammenhang von Steuern auf Energie und Umweltinnovationen dokumentiert. Ebenso deutet die Literatur darauf hin, dass höhere Steuern auf Energie im Durchschnitt zu mehr Energieeffizienz und Energieeinsparungen führen (Thöne 2019).
- ▶ Die betroffenen Branchen und Unternehmen sollen durch die Mittelverwendung (belastungsneutrale Ausgestaltung) und die bei der Stromsteuer vorgesehenen Gegenleistungen darin unterstützt werden, ihre energieintensiven Prozesse und Verfahren auf CO₂-neutrale Produktionsmethoden umzustellen.

- ▶ Dadurch erhalten sie einen Wettbewerbsvorteil („fit für die Transformation“) gegenüber Branchen und Unternehmen aus anderen Ländern, die in Zukunft – sofern die Pariser Klimaziele eingehalten werden sollen – ebenfalls auf CO₂-Neutralität setzen müssen, derzeit jedoch noch fossile Energieträger verwenden.

5.2.1 Rechtliche Zulässigkeit

In rechtlicher Hinsicht ist die Vereinbarkeit einerseits mit den EU-rechtlichen Rahmenbedingungen und andererseits mit dem Verfassungsrecht sicherzustellen:

- ▶ Im EU-Recht geht es insbesondere um die Vereinbarkeit mit der EnergieStRL sowie mit den Anforderungen des EU-Beihilferechts. Weitere EU-rechtliche Vorschriften dürften keine entscheidende Rolle spielen. Namentlich dürften sich hier (mit Ausnahme des Beihilferechts) aus den allgemeinen Regelungen des Vertrags über die Arbeitsweise der EU (AEUV)²² über Steuern (Art. 110 ff. AEUV) keine problematischen Hürden ergeben, da die EnergieStRL als *lex specialis* zu betrachten ist. Die Vorgaben der Verbrauchsteuer-Systemrichtlinie²³ über die Art und Weise der Steuererhebung dürften einhaltbar sein, da sich insoweit keine Besonderheiten gegenüber der bisherigen Erhebung der Energiesteuer und der Stromsteuer ergeben.
- ▶ Im Verfassungsrecht stellt sich die Frage nach der finanzverfassungsrechtlichen Einordnung der Besteuerung zu den im Grundgesetz (GG) vorgesehenen Steuertypen (Art. 105, 106 GG). Außerdem sind die allgemeinen Anforderungen des Gleichheitssatzes (Art. 3 Abs. 1 GG) und des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes im Hinblick auf die mit den Regelungen ggf. verbundene Grundrechtsbelastung zu beachten.

Im Hinblick auf die EnergieStRL ist bereits angesprochen worden, dass diese die hier betroffenen Prozesse und Verfahren nicht in ihren Anwendungsbereich einbezieht. Gemäß Art. 2 Abs. 4 lit. B) EnergieStRL „gilt“ die Richtlinie für diese Verwendungen nicht. An sich – rein gegenständlich – wären die betreffenden Energieprodukte von der Richtlinie erfasst. Das ergibt sich für verbrennbare Stoffe aus Art. 2 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 2 Abs. 3 EnergieStRL, wobei zwischen „Kraftstoffen“ und „Heizstoffen“ differenziert wird. Für Strom ergibt es sich aus Art. 2 Abs. 2 EnergieStRL. Für fossile Brennstoffe, die nicht als Kraftstoff verwendet werden – so hier –, ist entscheidend, ob sie als „Heizstoffe“ einzuordnen sind. Rein begrifflich wäre es denkbar, dies bei Verwendungen für Produktionszwecke zu verneinen. Der EuGH hat jedoch schon für die Vorgänger-Richtlinie der heutigen EnergieStRL entschieden, dass von einem „Verheizen“ und damit von „Heizstoffen“ stets auszugehen ist, wenn sie in ihrer Funktion als Mittel zur Herstellung von Wärmeenergie verwendet werden – unabhängig davon, zu welchem Zweck die Wärme eingesetzt werden soll.²⁴ Lediglich bei „kalten“ Verwendungen dürfte es sich folglich nicht um ein „Verheizen“ handeln. Auf dieses Begriffsverständnis aufbauend nimmt Art 2 Abs. 4 lit. B) EnergieStRL die betreffenden Verwendungen für Produktionsprozesse aus ihren Vorgaben zur (Mindest-) Besteuerung jedoch wieder heraus, so dass es den Mitgliedstaaten freisteht zu entscheiden, ob sie diese in ihre nationalen Steuervorschriften einbezieht oder nicht. Die gegenwärtige deutsche Regelung des § 51 EnergieStG, nach der für den Verbrauch von Heizstoffen auf Antrag eine Entlastung von der Steuer gewährt wird, wenn die Heizstoffe für die betreffenden Prozesse und Verfahren eingesetzt werden, ist daher durch die

²² ABl. C 115 v. 9. Mai 2008, S. 47.

²³ Richtlinie (EU) 2020/262 des Rates v. 19. Dezember 2019 zur Festlegung des allgemeinen Verbrauchsteuersystems (Neufassung), ABl. L 58 v. 27. Februar 2020, S. 4.

²⁴ EuGH, Urt. V. 29. April 2004, Rs. C-240/01, Rn. 48 ff.; diese Entscheidung aufgreifend die Begründung des Entwurfs zum deutschen EnergieStG, BT-Drs. 16/1172, insb. S. 32.

EnergieStRL nicht zwingend geboten und kann daher aufgehoben oder modifiziert werden, soweit keine anderen rechtlichen Hindernisse bestehen. Hinsichtlich der Stromsteuer gilt im Ergebnis das Gleiche.

Die Besteuerung als solche ist begrifflich nicht als staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV anzusehen, da mit ihr keine Begünstigung verbunden ist. Etwas anders gilt, soweit einzelne Bestimmungen der Neuregelung gegenüber dem allgemeinen Steuersystem zu Begünstigungen für bestimmte Unternehmen führen. So liegt es bei einer positiven Diskriminierung der Nutzung von EE-Strom. Soweit eine solche vorgesehen ist, handelt es sich um eine Beihilfe, so dass diese nach Maßgabe von Art. 108 AEUV bei der EU-Kommission zu notifizieren und von dieser ggf. genehmigt werden müsste. Die Entscheidung über die Genehmigung einer solchen Vergünstigung trafe die EU-Kommission auf Grundlage der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL)²⁵, die in ihrem Abschnitt 4.7 Anforderungen an Beihilfen in Gestalt der Ermäßigung von Steuern und steuerähnlichen Abgaben enthalten, wobei zwischen unterschiedlichen Arten von Begünstigungen differenziert wird. Darüber hinaus sind ggf. diverse allgemeine Anforderungen zu beachten. Hier dürfte Unterabschnitt 4.7.1 anzuwenden sein, in dem es um allgemeine Entlastungen von auf Umweltschutz zielenden Abgaben geht. Eine vertiefte Prüfung würde hier den Rahmen sprengen. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass grundsätzlich gute Aussichten auf Erhalt der Genehmigung bestehen, wenn die nationalen Regelungen zielgerecht ausgestaltet werden, ein wirksamer Anreizeffekt erzielt werden kann, keine Überförderung entsteht und von ihnen keine negative Wirkung auf die Wettbewerbschancen EU-ausländischer Unternehmen ausgeht. Diese Anforderungen würden ggf. in einem gewissen Spannungsverhältnis zu dem Ziel einer möglichst einfachen Administrierbarkeit stehen. Inwieweit dieser Zielkonflikt lösbar ist, hängt ggf. von der konkreten Ausgestaltung und letztlich auch davon ab, wie die EU-Kommission ihr Ermessen bei der beihilferechtlichen Genehmigung ausübt. Hierüber wäre ggf. im Verfahren mit der EU-Kommission zu verhandeln.

Verfassungsrechtlich stellt sich grundlegend die Frage nach der Vereinbarkeit mit den Vorgaben des GG zur sog. **Finanzverfassung**. Das GG gewährt dem Staat kein allgemeines „Steuer-Erfindungsrecht“. Vielmehr müssen sich neue Steuern den im GG angelegten „Steuertypen“ zuordnen lassen. Zu diesen gehört die hier (allein) in Betracht kommende „Verbrauchssteuer“ (Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG). Sowohl die Energiesteuer als auch die Stromsteuer wird durch das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) dem Typus der Verbrauchssteuer zugeordnet.²⁶ Von daher drängt es sich auf, diese Zuordnung auch gelten zu lassen, sofern es darum geht, eine bisher in den Bestimmungen zur Energie- und Stromsteuer vorgesehene Entlastung aufzuheben und für die betroffenen Verwendungen die allgemeine Regel der Besteuerung aufleben zu lassen. Hieran könnten Zweifel allerdings deshalb entstehen, weil es bei der Einbeziehung der bisher von der Besteuerung ausgenommenen Fallgestaltungen in die Besteuerung um Verwendungen für industrielle Produktionszwecke gehen würde. Nach der Rechtsprechung des BVerfG muss es sich für die Einordnung als Verbrauchssteuer um eine Abgabe handeln, die auf ein grundsätzlich privat konsumierbares Gut erhoben werden.²⁷ Außerdem muss die Verbrauchssteuer in der Regel darauf angelegt sein, dass diese auf die Endkonsumierenden übergewälzt werden kann, wirtschaftlich also von diesen getragen wird.²⁸ Andernfalls würde es sich um eine im Rahmen der Verbrauchssteuern unzulässige Unternehmensbesteuerung handeln. Würde eine neue Steuer speziell auf die hier besprochenen industriellen Nutzungszwecke eingeführt, so wäre das

²⁵ EU, Kommission, Mitteilung: Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 ABl. EU Nr. C 80, S. 1.

²⁶ BVerfGE 110, 274 = NVwZ 2004, 846 („Ökosteuern“), Rn. 62.

²⁷ BVerfGE 145, 171 = NVwZ 2017, 1037 (Kernbrennstoffsteuer), Rn. 112.

²⁸ BVerfGE 145, 171 = NVwZ 2017, 1037 (Kernbrennstoffsteuer), Rn. 112, 148.

Vorliegen einer Verbrauchsteuer (wohl) zu verneinen. Zu beachten ist aber, dass der gewerbliche Verbrauch nach der Rechtsprechung des BVerfG mitbesteuert werden darf, wenn der private Verbrauch für die Produktart prägend ist.²⁹ Insoweit kommt es auf den Besteuerungsgegenstand an, nicht auf den konkreten Einsatzzweck des Produkts. Besteuert werden grundsätzlich privat konsumierbare Energieprodukte (Benzin, Diesel, Heizöl, Erdgas, Strom usw.). Daran würde es sich auch bei einer Einbeziehung bestimmter bisher ausgenommener industrieller Verwendungszwecke nichts ändern. Das gleiche gilt für die in der Steuer grundsätzlich angelegte Überwälzbarkeit. Diese muss nicht in jedem Einzelfall sichergestellt sein; es reicht aus, wenn Unternehmen grundsätzlich die Möglichkeit zur Abwälzung über ihre Kosten- und Preiskalkulation haben.³⁰ Das wäre auch hier der Fall.³¹

Auf der Ebene der Grundrechte können sich Fragen der **Verhältnismäßigkeit** stellen. Grundsätzlich genießt der Gesetzgeber bei der Auferlegung von Steuerlasten sehr große Gestaltungsspielräume. Weder die Grundrechte noch der aus dem Rechtsstaatsgebot abgeleitete Vertrauensschutzgrundsatz vermitteln den Betroffenen neuer belastender Regelungen einen Anspruch auf den dauerhaften Fortbestand einer für sie günstigen Rechtslage.³² Steuern und Abgaben müssen wie andere staatliche Belastungen verhältnismäßig sein. Im Bereich des Steuerrechts wird in der Regel angenommen, dass (nur) der Schutzbereich des Art. 2 Abs. 1 GG (allgemeine Handlungsfreiheit) betroffen ist und die Besteuerung nicht so weit gehen darf, dass ihr eine erdrosselnde Wirkung zukommt.³³ Entsprechendes ist hier nicht ersichtlich. In manchen Konstellationen, namentlich wenn mit der Besteuerung zielgerichtet an die wirtschaftliche Betätigung oder an Eigentumspositionen angeknüpft wird, könnte auch der Schutzbereich von Art. 12 GG (Berufsfreiheit)³⁴ oder Art. 14 GG (Eigentumsgarantie)³⁵ berührt sein. Selbst wenn Art. 12 GG oder Art. 14 GG hier einschlägig sein sollte, wäre die Annahme einer zu weitreichenden Besteuerung aber fernliegend, zumal es um eine Angleichung an die Regelbesteuerung geht. Allenfalls könnte ein allzu abrupter Wechsel von der bisherigen Steuerfreistellung zur uneingeschränkten Steuerbelastung im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung als unangemessen angesehen werden könnte. Dieses Risiko ließe sich jedoch durch eine stufenweise Einführung und Erhöhung oder eine längere Übergangsfrist vermeiden.

Ähnliches dürfte aus dem **Gleichheitsgrundsatz** (Art. 3 Abs. 1 GG) abzuleiten sein. Denn das BVerfG leitet aus Art. 3 Abs. 1 GG u. a. ein „Gebot der Folgerichtigkeit“ ab. Dieses verpflichtet den Gesetzgeber, wenn er sich zu einer bestimmten rechtlichen Bewertung entschlossen hat, diese Entscheidung in den betreffenden Regelungen auch folgerichtig umzusetzen³⁶ – womit insbesondere gemeint ist, sich bei Einzelregelungen nicht ohne besonderen Grund in Widerspruch zu den gesetzten Zielen zu begeben. Ein solcher Widerspruch könnte entstehen, wenn der Gesetzgeber die neue Regelung unverbunden neben die bestehenden weiteren Steuerentlastungen stellt, es also versäumt, sie konsistent aufeinander abzustimmen. Ein nur mit sehr guten Gründen überwindbarer Zielwiderspruch innerhalb des Gesetzes könnte insbesondere entstehen, wenn die übrigen Steuerentlastungen bestehen blieben, den nun erstmals vollständig

²⁹ Zusammenfassend BVerfGE 145, 171 = NVwZ 2017, 1037 (Kernbrennstoffsteuer), Rn. 112.

³⁰ BVerfGE 145, 171 = NVwZ 2017, 1037 (Kernbrennstoffsteuer), Rn. 124.

³¹ Eingehend zum ganzen Kahl (Stiftung Umwelt- und Energierecht), Zur Umsetzbarkeit eines nationalen CO₂-Mindestpreises im Stromsektor (Rechtsgutachten für die Stiftung Klimaneutralität 2021), S. 12 ff.

³² Eingehend Kahl (Stiftung Umwelt- und Energierecht), Zur Umsetzbarkeit eines nationalen CO₂-Mindestpreises im Stromsektor (Rechtsgutachten für die Stiftung Klimaneutralität 2021), S. 19 f. m.w.N.

³³ Vgl. Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, art. 2 Rn. 27 m.w.N.

³⁴ Vgl. Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 12 Rn. 21 m.w.N.

³⁵ Die Rechtsprechung des BVerfG ist hinsichtlich der Zuordenbarkeit zu Art. 14 GG nicht gefestigt. Vgl. Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rn. 28 m.w.N.

³⁶ BVerfGE 121, 317, Rn. 135 (Rauchverbot).

mit der Steuerlast belegten Unternehmen aber die Möglichkeit verwehrt bliebe, von diesen ebenfalls Gebrauch zu machen. Aus Gleichheitsgründen spricht daher viel dafür, im Zuge der Reform gegebenenfalls alle Entlastungen sinnvoll und zielgerecht aufeinander abzustimmen

5.2.2 Administrierbarkeit

Der Reformvorschlag sollte so ausgestaltet sein, dass „weiterhin ein angemessenes Verhältnis zwischen dem Aufwand für die Erstellung, Bewertung und Abwicklung der Anträge und dem Umfang der gewährten Entlastungen“ sichergestellt ist (Zerzawy et al. 2022c).

Bezüglich des Erfüllungsaufwands bei Prozessen und Verfahren für die antragstellende Wirtschaft und die prüfende Verwaltung liegen bisher – anders als für allgemeine Entlastung und Spitzenausgleich keine Evaluierungen vor (Zerzawy et al. 2023a, Thöne 2019). Bisher wird der Aufwand zur Inanspruchnahme der Entlastungen gegenüber anderen Regelungen aber von Unternehmen als eher gering eingeschätzt. „Grundsätzlich müssen die Unternehmen die verwendeten Energieerzeugnisse bzw. Strom zunächst versteuern (bzw. nachweislich versteuert beziehen). Die Entlastungen werden dann auf eigenen Antrag der Unternehmen beim zuständigen Hauptzollamt gewährt“ (Zerzawy et al. 2022c). Das Hauptzollamt entscheidet durch Prüfung der beigelegten Beschreibung der wirtschaftlichen Tätigkeit im Unternehmen zunächst, ob das Unternehmen zum Produzierenden Gewerbe gehört. Der Entlastungsbetrag muss wiederum vom Unternehmen selbst berechnet werden (Zerzawy et al. 2022c).

Bei Umsetzung des Reformvorschlags entfallen die Entlastungsanträge bei der Energiesteuer. Dadurch entfällt auch der Erfüllungsaufwand für Unternehmen und Staat. Gleichzeitig werden bei der Stromsteuerentlastungen neue Anforderungen gestellt. Dabei stellt die anteilige Entlastung keinen zusätzlichen Aufwand dar, da sich die Ermittlung der verwendeten Strommengen nicht vom bisherigen Verfahren unterscheidet, sondern lediglich die Berechnung der Entlastung (80 % anstelle 100 %). Steigen wird der Aufwand jedoch bzgl. zu erbringender Gegenleistungen, auch Externe (Energieauditoren) sind künftig einzubeziehen. Da viele der Unternehmen jedoch auch bisher bereits ergänzend den Spitzenausgleich in Anspruch genommen haben und dort bereits ein Energiemanagementsystem nachzuweisen hatten, dürften Unternehmen in vielen Fällen bereits mit der Einbindung von Energieauditoren vertraut sein. Das Gleiche gilt für den Nachweis von Dekarbonisierungsmaßnahmen (bekannt aus der BECV) sowie dem Nachweis von EE-Strom (Strompreiskompensation). Auf Seiten der Hauptzollämter sind entsprechende Erfahrungen jedoch bisher nicht vorhanden, so dass hier zunächst ein gewisser Kapazitätsaufbau erfolgen müsste. Der nötige Wissenstransfer könnte z. B. durch die DEHSt erfolgen. Ggf. wäre damit auch ein Datenaustausch mit anderen behördlichen Stellen, z. B. der DEHSt, erforderlich.

5.2.3 Lenkungswirkung

Die Lenkungswirkung des Vorschlags wird anhand von zwei unterschiedlichen Herangehensweisen abgeschätzt. Zum einen untersuchen wir anhand von Fallbeispielen, wie sich die Energiekostenrelationen zwischen ausgewählten Referenztechnologien und CO₂-Neutralen Alternativtechnologien bei Umsetzung des Vorschlags entwickeln. Grundlage dafür sind die Anwendungen aus der Studie von Fleiter et al. (2023). Zum anderen ermitteln wir anhand einer einfachen Berechnung mittels zuvor im Forschungsvorhaben aus der Literatur abgeleitete Preiselastizitäten eine Bandbreite möglicher THG-Einsparungen.

Wie ändern sich die Energiekosten von technischen Anwendungen?

Der Reformvorschlag³⁷ hat **Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit** technischer Anwendungen, indem sich die Energiepreisrelation verändern und dadurch die Energiekosten fossiler Referenztechnologien im Verhältnis zu klimafreundlicheren Technologien. Anhand von vier Anwendungen aus Fleiter et al. (2023) werden im Folgenden die ökonomischen Effekte des Reformvorschlags abgeschätzt. Dabei stehen im Rahmen dieser Abschätzung die Energiekosten im Fokus. Es werden also nicht die Vollkosten der Verfahren berücksichtigt, da der zusätzliche Investitionsbedarf für den Neubau von CO₂-neutralen Anlagen aus System Sicht eher gering ist³⁸. Die Annahmen zu den spezifischen Energiebedarfen der untersuchten Anwendungen sowie zu den Energiepreisen basieren auf den Angaben von Fleiter et al. (2023), die einen Strombezugspreis von 90 Euro/MWh, einen – aus heutiger Sicht eher niedrigen – Erdgaspreis von 40 Euro/MWh und einen Preis für Wasserstoff von 126 Euro/MWh annehmen. Darin sind implizit die vollständigen Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer nach § 51 EnergieStG bzw. § 9 a StromStG enthalten, was für die nachfolgend untersuchten Anwendungen zutrifft. Zudem wird bei der quantitativen Abschätzung der Lenkungswirkung angenommen, dass es zu keinen Ausweichreaktionen kommt und die bisher entlastungsfähigen Energiemengen nicht durch andere Tatbestände entlastet werden (bspw. allgemeine Entlastung oder den Spitzenausgleich).

Im Folgenden wird abgeschätzt, wie sich die relativen Preise aufgrund der Reform ändern und sich dadurch die CO₂-Preisniveaus verschieben, die notwendig sind, damit die CO₂-neutralen Alternativtechniken einen Energiekostenvorteil gegenüber den Referenztechniken haben. Es wird dabei zwischen den Effekten auf die Energiekosten gemäß geltenden Regelungen unterschieden, die eine vollständige Entlastung sowohl für fossile Energieträger als auch für Strom vorsehen (Referenz), sowie dem Reformvorschlag, der eine volle Besteuerung der fossilen Energieträger und eine teilweise Entlastung für Strom vorsieht (Reform). Insgesamt werden mit dem kontinuierlichen Schmelzen von Behälterglas (Glasindustrie), dem kontinuierlichen Brennen von Ziegeln (Ziegelindustrie), dem diskontinuierlichen Schmelzen/Warmhalten von Aluminium Halbzeugguss (NE-Metallindustrie) und dem kontinuierlichen Erwärmen von Flach-/Langstahl (Stahlindustrie) sowohl mineralogische als auch metallurgische Anwendungen untersucht, die unter den Anwendungsbereich der Reform fallen. Mineralogische und metallurgische Prozesse und Verfahren machen etwa 95 % des gegenwärtigen Entlastungsvolumens nach § 51 EnergieStG aus (vgl. Kapitel 3).

Glasindustrie: Kontinuierliches Schmelzen Behälterglas

Für die Abschätzung der ökonomischen Effekte des Reformvorschlags in der Glasindustrie werden vier verschiedene Prozesstechniken für das kontinuierliche Schmelzen von Behälterglas untersucht. Neben der fossilen Referenztechnik einer erdgasbetriebenen U-Flammenwanne werden mit einer vollelektrischen Schmelzwanne, einer wasserstoffbetriebenen U-Flammenwanne und einer mit Strom und Wasserstoff betriebenen Hybridwanne drei CO₂-neutrale Alternativtechniken analysiert. Die energiespezifischen Kenngrößen der fossilen Referenztechnik sowie der CO₂-neutralen Alternativtechniken sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

³⁷ In folgender Abschätzung ist die Verwendung der zusätzlichen Steuereinnahmen für Förderprogramme zum Umstieg auf CO₂-neutrale Prozesswärme (Reformelement 4) nicht berücksichtigt.

³⁸ Die CO₂-neutralen Prozesstechniken haben im Vergleich zur fossilen Referenztechnik einen geringfügig höheren Investitionsbedarf. Der Investitionsbedarf in CO₂-neutrale und fossile Techniken unterscheidet sich jedoch deutlich zwischen den Branchen (siehe Fleiter et al. 2023).

Tabelle 9: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Glasindustrie (inkl. Glasfaser): kontinuierliches Schmelzen Behälterglas ($\dot{m} < 500 \text{ t/d}$)

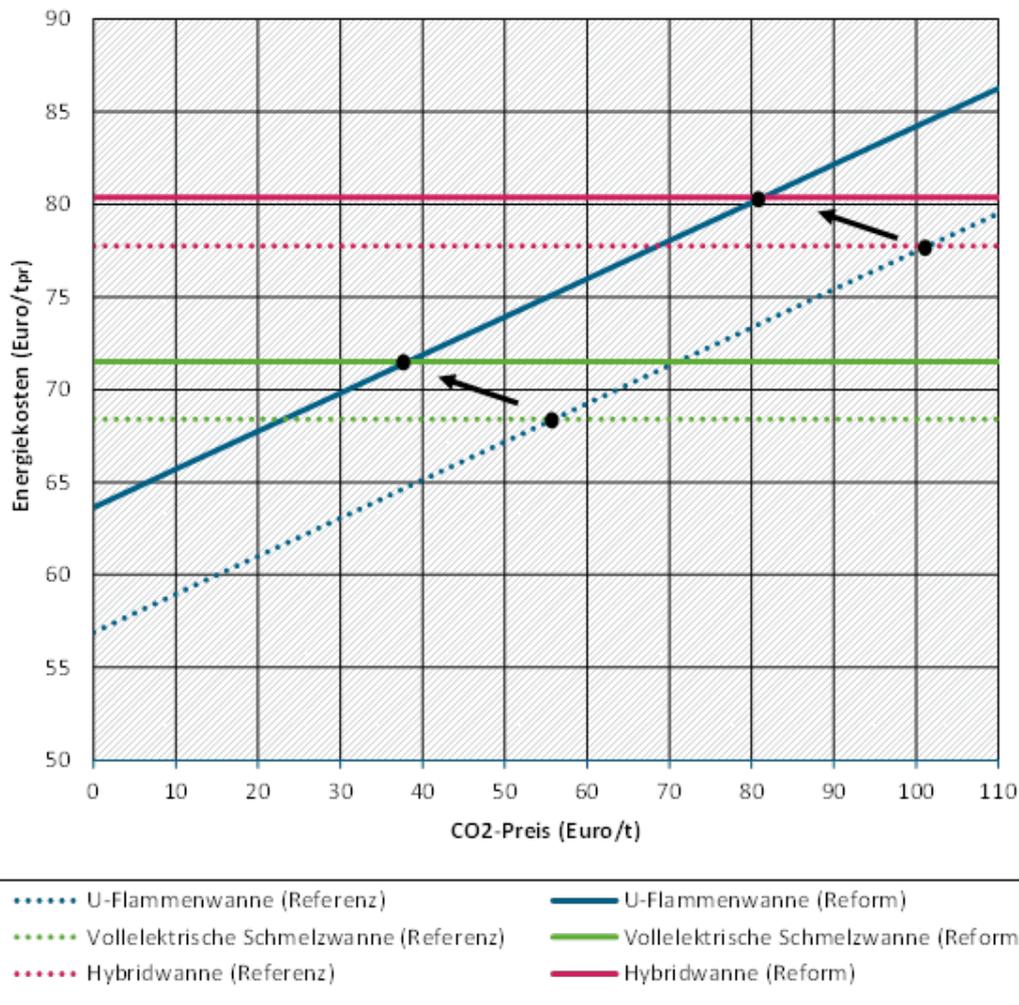
Technik	Referenztechnik	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Alternativtechnik 3
Beheizungs-technologie	Erdgasbeheizung (inkl. EZH)	Elektrifizierung	Wasserstoff-beheizung	hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)
Thermoprozess-anlagen	U-Flammenwanne Regenerativ	Vollelektrische Schmelzwanne	U-Flammenwanne Regenerativ	Hybridwanne
Produkt	Behälterglas	Behälterglas	Behälterglas	Behälterglas
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	Strom
Energieträger 2	Strom	keiner	Strom	EE-Wasserstoff
Spezifischer Energiebedarf 1 (MWh/t _{pr})	1,130	0,760	1,130	0,640
Spezifischer Energiebedarf 2 (MWh/t _{pr})	0,13	0	0,13	0,16
Anteil Bestand 2020 (%)	100	0	0	0
Verfügbar ab	2020	2020	2030	2030
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Fleiter et al. (2023).

Anmerkung: t_{pr}: Tonne je Produktionsmenge

In Abbildung 7 ist dargestellt, wie sich verschiedene CO₂-Preisniveaus auf die Energiekosten der fossilen Referenztechnik sowie der CO₂-neutralen Alternativtechniken auswirken. Unterschieden wird zwischen den Auswirkungen auf die Energiekosten je produzierter Tonne Behälterglas gemäß geltender Regelungen - einer vollständigen Entlastung sowohl für fossile Energieträger als auch für Strom (Referenz) - sowie des Reformvorschlags mit voller Besteuerung der fossilen Energieträger und anteiliger Entlastung für Strom (Reform).

Abbildung 7: Abschätzung der ökonomischen Effekte für das kontinuierliche Schmelzen von Behälterglas



Quelle: Eigene Darstellung, GWS

Unter Berücksichtigung der geltenden Regelungen sind die Energiekosten für die erdgasbetriebene U-Flammenwanne bis zu einem CO₂-Preis von rund 55 Euro/t am geringsten. Da mit steigendem CO₂-Preis lediglich die Energiekosten der fossilen Referenztechnik zunehmen, liegen ab einem CO₂-Preis von etwa 55 Euro/t die Energiekosten der vollelektrische Schmelzwanne unterhalb der Energiekosten der erdgasbetriebenen U-Flammenwanne. Die Hybridwanne hat ab einem CO₂-Preis von rund 105 Euro/t geringere Energiekosten als die erdgasbetriebene U-Flammenwanne. Die wasserstoffbasierte U-Flammenwanne ist hingegen erst ab einem CO₂-Preis von etwa 475 Euro/t wirtschaftlich vorteilhaft³⁹.

Der Reformvorschlag erhöht im Vergleich zum Referenzszenario die Energiekosten für alle Prozesstechniken, da auch Strom künftig nur noch anteilig von der Stromsteuer entlastet wird. Bei der fossilen Referenztechnik ist die Erhöhung durch vollständigen Wegfall der Entlastung jedoch größer. Im Ergebnis verringert sich für alle untersuchten Alternativtechniken der notwendige CO₂-Preis, ab dem diese gegenüber der fossilen Referenztechnik ein

³⁹ Aufgrund der besseren Lesbarkeit ist die wasserstoffbasierte U-Flammenwanne in Abbildung 7 nicht dargestellt. Da in allen untersuchten Anwendungen der spezifische Energiebedarf pro Tonne Produkt zwischen Referenztechnik und wasserstoffbasierter Alternativtechnik gleich ist, ist auch der für die Wirtschaftlichkeit notwendige CO₂-Preis und die durch die Reform erzielbare Senkung des CO₂-Preises in allen Fällen gleich hoch. Daraus folgt, dass wenn die Preisdifferenz zwischen Erdgas und Wasserstoff sinkt, z. B. auf Grund eines forcierten Markthochlaufs von Wasserstoff, der notwendige CO₂-Preis sich proportional reduziert.

Energiekostenvorteil haben. Im Falle der vollelektrischen Schmelzwanne verringert sich der CO₂-Preis von rund 55 Euro/t auf knapp 40 Euro/t. Die Hybridwanne hat durch die Reform ab einem CO₂-Preis von etwa 85 Euro/t einen Energiekostenvorteil gegenüber der erdgasbetriebenen U-Flammenwanne. Die wasserstoffbasierte U-Flammenwanne ist weiterhin erst ab einem CO₂-Preis von etwa 445 Euro/t bei den Energiekosten wirtschaftlich vorteilhaft.

Für eine umfassendere Bewertung des Lenkungseffekte der vorgeschlagenen Reform müssten neben den Energiekosten auch die Investitionskosten und weitere ökonomisch relevante Aspekte berücksichtigt werden, die in Summe zu Pfadabhängigkeiten (Lock-in-Effekten) führen können. Zu berücksichtigen ist, dass auch Energiekostenvorteile bei niedrigen CO₂-Preisniveaus mit relevanter Zeitverzögerung wirken können, da die Lebensdauer von fossilen Anlagen teilweise mehrere Jahrzehnte beträgt (Fleiter et al. 2023).

Gleichwohl kann festgehalten werden, dass für das Beispiel des kontinuierlichen Schmelzens von Behälterglas die Reform die energiekostenbezogene Wirtschaftlichkeit erreichen bzw. weiter verbessern kann. Dabei hängt die Lenkungswirkung auch davon ab, ob die Anwendung dem EU-ETS mit seinem aktuellen CO₂-Preisniveau von etwa 90 Euro/t unterliegt oder dem BEHG mit 30 Euro/t.

Ziegelindustrie: Kontinuierliches Brennen Ziegel

Die ökonomische Abschätzung des Reformvorschlags für energieintensive Prozesse und Verfahren in der Ziegelindustrie wird anhand von drei Prozesstechniken für das kontinuierliche Brennen von Ziegeln untersucht. Zusätzlich zu der fossilen Referenztechnik eines erdgasbetriebenen Tunnelofens werden anhand eines wasserstoffbetriebenen sowie eines strombetriebenen Tunnelofens zwei CO₂-neutrale Alternativtechniken analysiert. Die energiespezifischen Kenngrößen der jeweiligen Techniken sind in Tabelle 10 aufgelistet.

Abbildung 8 zeigt die Energiekosten der fossilen Referenztechnik sowie der CO₂-neutralen Alternativtechniken für das kontinuierliche Brennen von Ziegeln bei verschiedenen CO₂-Preisniveaus.

Im Referenzszenario (geltende Entlastungsregelungen) hat der erdgasbetriebene Tunnelofen bis zu einem CO₂-Preis von etwa 250 Euro/t die geringsten Energiekosten. Ab diesem CO₂-Preisniveau überschreiten die Energiekosten der fossilen Referenztechnik hingegen die Energiekosten des strombetriebenen Tunnelofens. Der wasserstoffbetriebene Tunnelofen ist unter den geltenden Entlastungsregelungen im Vergleich erst ab einem CO₂-Preis von knapp 475 Euro/t wirtschaftlich vorteilhaft.⁴⁰

Durch den Reformvorschlag erhöhen sich die Energiekosten für den erdgasbetriebenen sowie den strombetriebenen Tunnelofen. Die wasserstoffbasierte Alternativtechnik ist hingegen in beiden Regelungen vollständig entlastet und hat dadurch in beiden Szenarien die gleichen Energiekosten. Insgesamt sind im Reformszenario alle untersuchten Alternativtechniken bereits bei einem niedrigeren CO₂-Preis gegenüber der fossilen Referenztechnik wirtschaftlich vorteilhaft. Der strombetriebene Tunnelofen hat im Vergleich dann bereits ab einem CO₂-Preis von circa 240 Euro/t geringere Energiekosten. Im Falle des wasserstoffbetriebenen Tunnelofens reduziert sich der notwendige CO₂-Preis von etwa 475 Euro/t auf circa 445 Euro/t.

⁴⁰ Aufgrund der besseren Lesbarkeit ist der wasserstoffbetriebene Tunnelofen in Abbildung 8 nicht dargestellt.

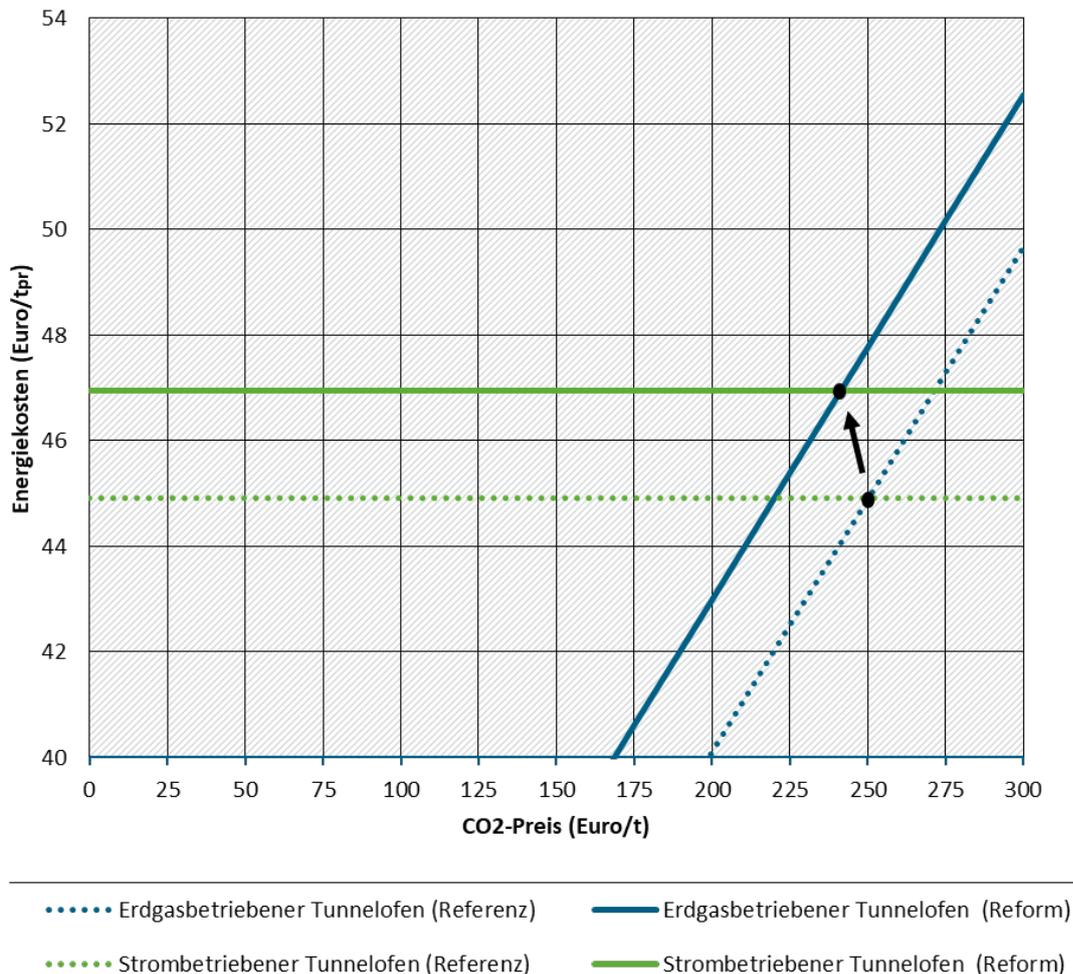
Tabelle 10: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie: kontinuierliches Brennen Ziegel

Technik	Referenz	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Wasserstoffbeheizung	Elektrifizierung
Thermoprozessanlagen	Tunnelofen	Tunnelofen	Tunnelofen
Produkt	Ziegel	Ziegel	Ziegel
Energieträger 1	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner
Spezifischer Energiebedarf 1 (MWh/t _{pr})	0,525	0,525	0,499
Spezifischer Energiebedarf 2 (MWh/t _{pr})	0	0	0
Anteil Bestand 2020 (%)	100	0	0
Verfügbar ab	2020	2030	2030
Verfügbar bis	2050	2050	2050

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Fleiter et al. (2023).

Anmerkung: t_{pr}: Tonne je Produktionsmenge

Abbildung 8: Abschätzung der ökonomischen Effekte für das kontinuierliche Brennen von Ziegeln



Quelle: Eigene Darstellung, GWS

NE-Metallindustrie Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium

Die ökonomischen Effekte des Reformvorschlags für energieintensive Prozesse und Verfahren in der Aluminiumindustrie werden anhand von drei Prozesstechniken für das Schmelzen und Warmhalten von Halbzeugguss abgeschätzt. Neben der fossilen Referenztechnik eines erdgasbetriebenen Kammerherdofens werden mit einem elektrischen Induktionstiegelofen und einem wasserbetriebenen Kammerherdofen zwei CO₂-neutrale Prozesstechniken untersucht. Die energiespezifischen Kenngrößen der analysierten Techniken sind in Tabelle 11 aufgelistet.

Tabelle 11: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium: diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss

Technik	Referenz	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung (inkl. EZH)	Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung
Thermoprozessanlagen	Kammerherdofen	Induktionstiegelofen	Kammerherdofen
Produkt	Aluminiumschmelze	Aluminiumschmelze	Aluminiumschmelze
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner
Spezifischer Energiebedarf 1 (MWh/t _{pr})	0,813	0,558	0,813
Spezifischer Energiebedarf 2 (MWh/t _{pr})	0	0	0
Anteil Bestand 2020 (%)	80	20	0
Verfügbar ab	2020	2020	2030
Verfügbar bis	2050	2050	2050

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Fleiter et al. (2023).

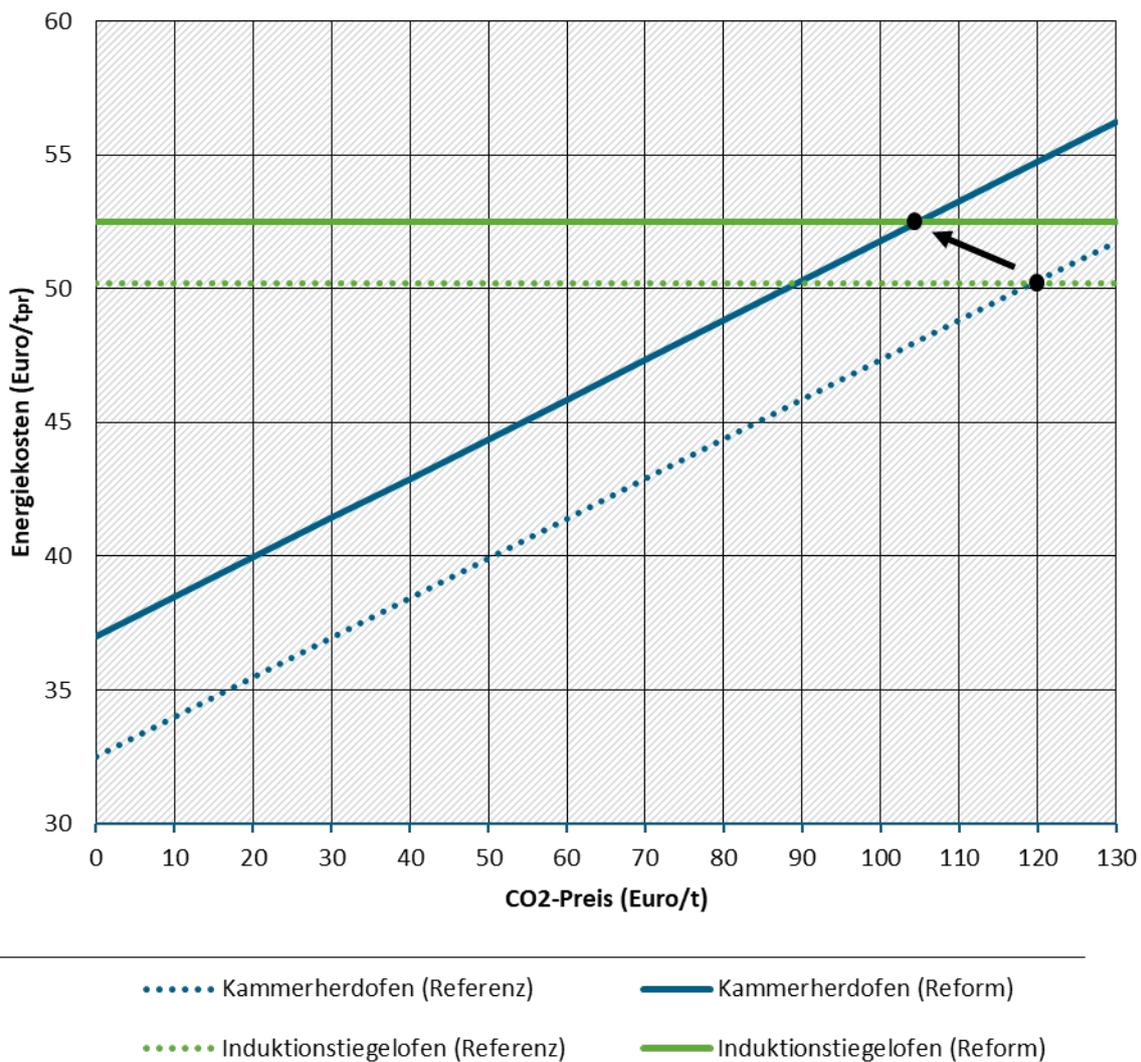
Anmerkung: t_{pr}: Tonne je Produktionsmenge

Abbildung 9 zeigt die Energiekosten der fossilen Referenztechnik sowie der CO₂-neutralen Alternativtechniken für das Schmelzen und Warmhalten von Aluminium Halbzeugguss bei verschiedenen CO₂-Preisniveaus, wiederum differenziert nach Referenz- und Reformszenario.

Unter Berücksichtigung der geltenden Regelungen einer vollständigen Entlastung hat der erdgasbetriebene Kammerherdofen bis zu einem CO₂-Preis von etwa 120 Euro/t die geringsten Energiekosten. Da der steigende CO₂-Preis lediglich die Energiekosten der fossilen Referenztechnik beeinflusst, liegen ab einem CO₂-Preis von circa 120 Euro/t die Energiekosten des elektrischen Induktionstiegelofens unterhalb der Energiekosten des fossilen Kammerherdofens. Der wasserstoffbetriebene Kammerherdofen ist unter den geltenden Entlastungsregelungen hingegen erst ab einem CO₂-Preis von knapp 475 Euro/t wirtschaftlich vorteilhaft.⁴¹

⁴¹ Aufgrund der besseren Lesbarkeit ist der wasserstoffbetriebene Kammerherdofen in Abbildung 9 nicht dargestellt.

Abbildung 9: Abschätzung der ökonomischen Effekte für das Schmelzen und Warmhalten von Aluminium Halbzeugguss



Quelle: Eigene Darstellung, GWS

Der Reformvorschlag erhöht gegenüber dem Referenzszenario die Energiekosten für den erdgasbetriebenen Kammerherdofen sowie in geringerem Maße den elektrischen Induktionstiegelofen. Der vollständig wasserstoffbasierte Kammerherdofen ist hingegen in beiden Regelungen vollständig entlastet und hat somit in beiden Szenarien die gleichen Energiekosten. Insgesamt verringert sich für alle untersuchten Alternativtechniken der CO₂-Preis, ab dem diese einen Energiekostenvorteil gegenüber der fossilen Referenztechnik haben. Im Falle des vollelektrischen Induktionstiegelofens verringert sich der notwendige CO₂-Preis von etwa 120 Euro/t auf circa 105 Euro/t. Die wasserstoffbetriebene Kammerherdofen hat durch die Reform ab einen CO₂-Preis von etwa 445 Euro/t einen Energiekostenvorteil gegenüber der erdgasbetriebenen U-Flammenwanne.

Stahlindustrie: Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl

Die ökonomischen Effekte des Reformvorschlags für energieintensive Prozesse und Verfahren in der Stahlindustrie werden anhand von drei Prozesstechniken für das kontinuierliche Erwärmen von Flach-/Langstahl abgeschätzt. Zusätzlich zu einem erdgasbetriebenen Hubbalken- bzw. Stoßofen werden mit einem mit strom- und wasserstoffbetriebenen Drehherdofen sowie einem

wasserstoffbeheizten Hubbalken-bzw. Stoßofen zwei CO₂-neutrale Prozesstechniken untersucht. Die energiespezifischen Kenngrößen der fossilen Referenztechnik sowie der CO₂-neutralen Alternativtechniken sind in Tabelle 12 zusammengefasst.

Tabelle 12: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Stahl-Walzwerke: kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl

Technik	Referenztechnik	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)	Wasserstoffbeheizung
Thermoprozessanlagen	Hubbalken-, Stoßofen	Drehherdofen	Hubbalken-, Stoßofen
Produkt	Flach- und Langprodukte Walzstahl	Flach- und Langprodukte Walzstahl	Flach- und Langprodukte Walzstahl
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff
Energieträger 2	keiner	EE-Wasserstoff	keiner
Spezifischer Energiebedarf 1 (MWh/t _{pr})	0,390	0,222	0,390
Spezifischer Energiebedarf 2 (MWh/t _{pr})	0	0,148	0
Anteil Bestand 2020 (%)	100	0	0
Verfügbar ab	2020	2030	2030
Verfügbar bis	2050	2050	2050

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Fleiter et al. (2023).

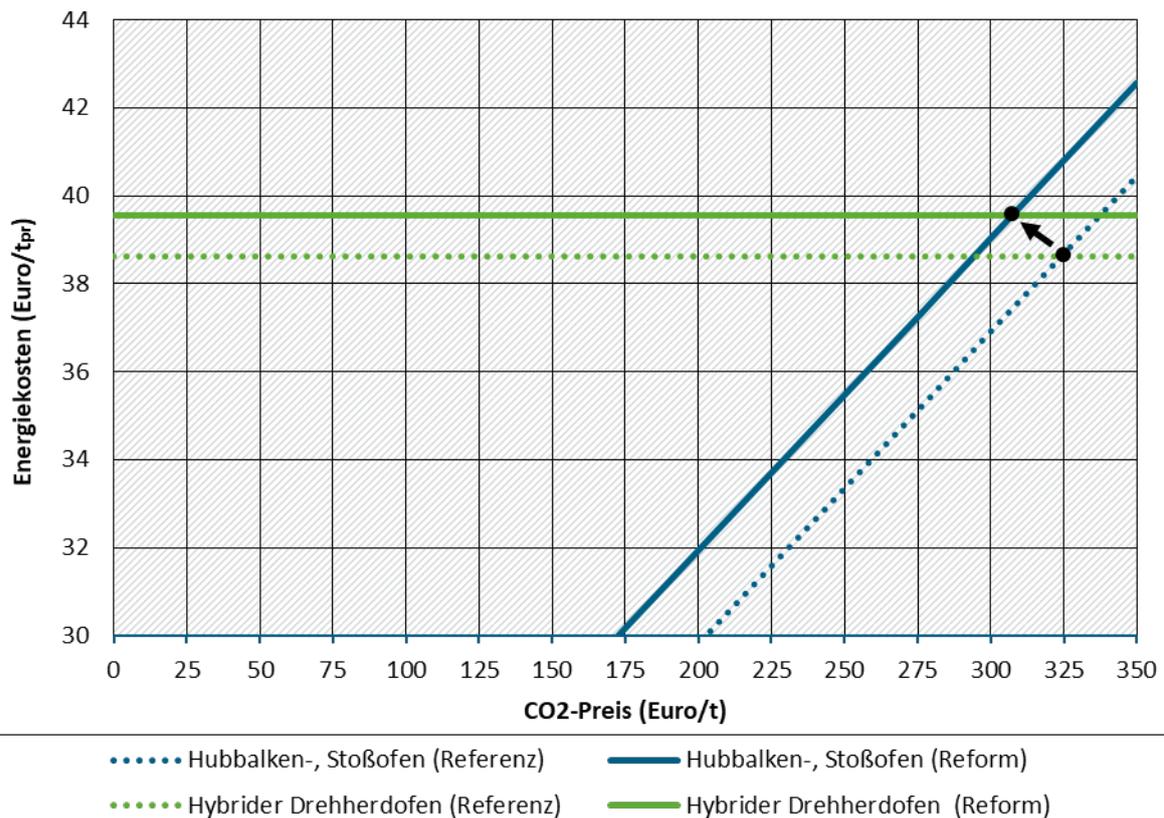
Anmerkung: t_{pr}: Tonne je Produktionsmenge

In Abbildung 10 sind die Energiekosten der fossilen Referenztechnik sowie der CO₂-neutralen Alternativtechniken für das kontinuierliche Erwärmen von Flach-/Langstahl dargestellt.

Im Referenzszenario sind die Energiekosten des erdgasbetriebenen Hubbalken-bzw. Stoßofens bis zu einem CO₂-Preis von etwa 325 Euro/t am geringsten. Ab diesem CO₂-Preisniveau übersteigen die Energiekosten der fossilen Referenztechnik hingegen die Energiekosten des hybriden Drehherdofens. Der wasserbetriebene Hubbalken-, Stoßofen hat hingegen erst ab einem CO₂-Preis von knapp 475 Euro/t einen Energiekostenvorteil gegenüber der fossilen Referenztechnik⁴².

⁴² Aufgrund der besseren Lesbarkeit ist wasserbetriebene Hubbalken-/Stoßofen in der Abbildung 10 nicht dargestellt.

Abbildung 10: Abschätzung der ökonomischen Effekte für das kontinuierliche Erwärmen von Flach-/Langstahl



Quelle: Eigene Darstellung, GWS

Aufgrund des Reformvorschlag steigen im Vergleich zu den geltenden Regelungen die Energiekosten des erdgasbetriebenen Hubbalken-bzw. Stoßofen sowie des hybriden Drehherdofens. Insgesamt sind im Reformszenario einer anteiligen Entlastung alle untersuchten Alternativtechniken bereits bei einem niedrigeren CO₂-Preis gegenüber der fossilen Referenztechnik wirtschaftlich vorteilhaft. Der hybride Drehherdofen hat im Vergleich dann bereits ab einem CO₂-Preis von knapp 305 Euro/t geringere Energiekosten. Im Falle des wasserstoffbasierten Hubbalken-bzw. Stoßofens reduziert sich der notwendige CO₂-Preis von etwa 475 Euro/t auf circa 445 Euro/t.⁴³

Zwischenfazit

Als **Zwischenfazit** lassen sich folgende Befunde aus den ökonomischen Abschätzungen des Reformvorschlags ableiten:

- In allen betrachteten Anwendungen reicht die Reform alleine nicht aus, um Alternativtechniken – im aktuellen Status quo der CO₂-Bepreisung – in die Wirtschaftlichkeit zu bringen. Das ist jedoch auch nicht zwingend nötig, weil mit EU-ETS und BEHG grundsätzlich Instrumente zur CO₂-Bepreisung vorhanden sind und von steigenden CO₂-Preispfaden auszugehen ist.

⁴³ Angenommen wird, dass die bisher entlastungsfähigen Energiemengen nicht durch andere Tatbestände entlastet werden (bspw. allgemeine Entlastung oder den Spitzenausgleich)

- ▶ Die Reform der Energie- und Stromsteuervergünstigungen senkt jedoch die CO₂-Preise, die notwendig sind, damit CO₂-neutrale Alternativtechniken in die Wirtschaftlichkeit kommen. Das bedeutet, dass diese Technologien auch bereits bei niedrigeren CO₂-Preisniveaus bei EU-ETS und BEHG wirtschaftlich werden und somit die Wirksamkeit der beiden Instrumente verbessern. Auch die verbleibenden Förderbedarfe von Transformationstechnologien über Carbon Contracts for Difference können dadurch niedriger ausfallen.
- ▶ Aufgrund der Abschaffung der vollständigen Entlastungen energieintensiver Prozesse und Verfahren **steigen durch den Reformvorschlag einerseits die Energiekosten** für die fossilen Referenztechniken. Andererseits **behalten strombasierte Prozesstechniken** durch die anteilige Stromsteuerentlastung weiterhin einen steuerlichen Vorteil, wodurch im Reformszenario sowohl der vollelektrische sowie der auf Strom- und Wasserstoff basierende Produktionsprozess ihre Energiekosten relativ zu der fossilen Referenztechnik verringern. Im Ergebnis verringert sich somit für alle untersuchten CO₂-neutralen Alternativtechniken das nötige CO₂-Preisniveau, ab dem diese einen Energiekostenvorteil gegenüber den fossilen Referenztechniken haben⁴⁴.
- ▶ Die Auswirkungen des Reformvorschlages variieren sehr stark je nach betrachteter Branche und Anwendung. Die untersuchten CO₂-neutralen Alternativtechniken benötigen sowohl im Referenz- als auch im Reformszenario unterschiedliche CO₂-Preisniveaus, um einen Energiekostenvorteil gegenüber den fossilen Referenztechniken zu haben.
- ▶ Insgesamt sind im Reformszenario elektrische Alternativtechniken bereits bei einem niedrigeren CO₂-Preisniveau wirtschaftlich vorteilhaft als wasserstoffbetriebene oder hybride Alternativtechniken⁴⁵. Im Falle des kontinuierlichen Schmelzens von Behälterglas ist beispielsweise für die vollelektrische Alternativtechnik ein CO₂-Preis von 40 Euro/t und für die hybride Alternativtechnik ein CO₂-Preis von 85 Euro/t notwendig. Vollständig wasserstoffbetriebene Alternativtechniken benötigen allerdings für alle untersuchten Anwendungen auch im Reformszenario weiterhin ein CO₂-Preis von über 400 Euro/t, um gegenüber der fossilen Referenztechnik wirtschaftlich vorteilhaft zu sein.
- Die internationale Wettbewerbsfähigkeit und Carbon leakage wurde bei der Analyse nicht berücksichtigt. Es handelt sich um eine lediglich nationale Betrachtung.
- Die Ergebnisse sind stark von den Energiepreisannahmen abhängig. Insbesondere in der aktuellen Situation hoher Erdgas- und Strompreise kann die Wirtschaftlichkeit CO₂-neutraler Anwendungen möglicherweise bereits bei einem geringen CO₂-Preisniveau gegeben sein. Hier könnten vertiefende Modellierungen mit veränderten Energiepreisannahmen Gegenstand weitere Forschungsarbeiten sein.

Welche THG-Minderung ist auf Basis von Preiselastizitäten zu erwarten?

Für den Reformvorschlag wurde keine eigene Modellierung der THG-Minderung vorgenommen. Dies erfolgt im Forschungsvorhaben nicht für einzelne Instrumente, sondern für Instrumentenbündel. Anhand von Preiselastizitäten, die im Vorhaben zuvor aus der Literatur abgeleitet wurden, lassen sich THG-Minderungen abschätzen. Dabei gilt insbesondere die Einschränkung, dass keine Elastizitäten speziell für die Prozesswärme zur Verfügung stehen. Da

⁴⁴ Neben den Energiekosten sind die Reinvestitionszyklen von Anlagen ein zusätzlich bestimmender Faktor bei einem Anlagentausch. Zu berücksichtigen ist hier, dass auch Energiekostenvorteile bei niedrigen CO₂-Preisniveaus mit relevanter Zeitverzögerung wirken können, da die Lebensdauer von fossilen Anlagen teilweise mehrere Jahrzehnte beträgt (Fleiter et al. 2023).

⁴⁵ In bestimmten Anlagen eignen sich hybride Techniken, da diese eine höhere Resilienz der Industrieproduktion gegenüber Energiepreisschocks fördern und größere Flexibilitätspotenziale in den Energiemärkten bieten (Fleiter et al. 2023).

die Daten zu den Energieverbräuchen aus dem Jahr 2019 stammen, wurde auch das Preisniveau für das Jahr 2019 verwendet. Die prozentuale Preisänderung ergibt sich aus dem Preisniveau nach der Reform im Verhältnis zum Preisniveau vor der Reform. Beim aktuellen Preisniveau fallen die Einsparungen ceteris paribus niedriger aus.

Tabelle 13: Verwendete Parameter zur Abschätzung der THG-Minderung

Parameter	Erdgas	Heizöl	Quelle
Preiselastizität Bandbreite	-0,37 / -0,80	-0,37 / -0,80	Recherchen im Rahmen des Vorhabens (AP1)
Energieverbrauch (2019)	279 PJ	42 PJ*	Rhode und Arnold-Keifer 2022
Energiepreis vor Reform (2019)	2,41 ct/kWh	53,69 ct/l	BMWK 2022
Energiepreis nach Reform	2,96 ct/kWh	59,83 ct/l	Eigene Berechnung, Steuersätze: Energiesteuergesetz
Emissionsfaktoren (t CO ₂ /GJ)	0,056	0,074	Zerzawy et al. 2022b

*vereinfacht wird hier der gesamte sonstige Energieverbrauch dem Heizöl (leicht) zugeordnet.

Quelle: Eigene Darstellung, FÖS

Auf Basis der in o.a. Tabelle angegebenen Parameter ergibt sich ein Rückgang des Energieverbrauchs durch die Reform, der zwischen 8 und 18 % beim Erdgas und 4 und 9 % beim Heizöl liegt. Die THG-Minderung beträgt entsprechend zwischen 1,3 und 2,8 Mio. t CO₂ /a für Erdgas und 0,1 bis 0,3 Mio. t/a beim Einsatz von Öl. In Summe kommt die Abschätzung zu einer Minderung von 1,5 bis 3,1 Mio. t CO₂/a.

Tabelle 14: Minderung von Energieverbrauch und THG durch Reform

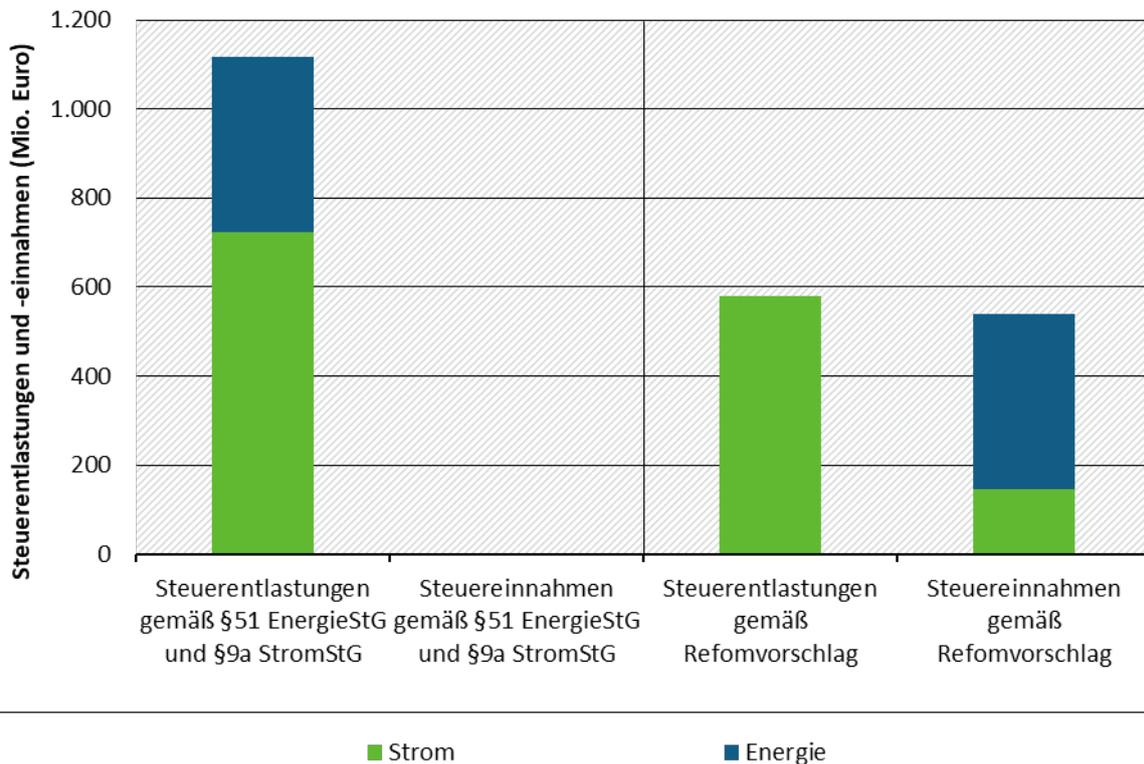
Parameter	Erdgas	Heizöl	Summe
Minderung Energieverbrauch durch Reform (PJ/a)	24 - 51	2 - 4	25 - 55
Minderung THG-Emissionen durch Reform (Mt CO ₂ /a)	1,3 - 2,8	0,1 - 0,3	1,5 - 3,1

Quelle: Eigene Berechnungen, FÖS

5.2.4 Fiskalische Wirkungen

Der Reformvorschlag hat Auswirkungen auf den Umfang der steuerlichen Entlastungen für Unternehmen und somit auch auf die **Höhe der steuerlichen Einnahmen** des Staates. Unter der Annahme konstanter Energie- und Stromverbräuche würden sich gemäß des Reformvorschlags sowohl die Steuerentlastungen für Unternehmen verringern als auch Steuereinnahmen für den Staat entstehen. Abbildung 11 zeigt, dass sich gegenüber den aktuellen Regelungen die Steuerentlastungen für Unternehmen um knapp die Hälfte von etwa 1,12 Mrd. Euro auf etwa 580 Mio. Euro reduzieren würden. Das bedeutet, dass durch den Reformvorschlag Steuereinnahmen von etwa 540 Mio. Euro generiert werden. Auch bei rückläufigem Energiesteueraufkommen aus der Reform durch eine erfolgreiche Transformation zu CO₂-neutralen Prozessen und Verfahren bleiben Steuereinnahmen erhalten, da die Stromsteuer nicht mehr zu 100 % entlastet wird.

Abbildung 11: Statische Abschätzung der Steuerentlastung und -einnahmen für bestimmte Prozesse und Verfahren gemäß aktuellen Entlastungstatbeständen und Reformvorschlag (2021)



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Destatis (2022)

Da der Reformvorschlag eine Verwendung der Mittel zur Unterstützung der Transformation vorsieht, ist die Reform in Summe aufkommens- und belastungsneutral.

In Tabelle 15 ist dargestellt, wie hoch der Anteil der zusätzlichen Steuereinnahmen am gesamten Investitionsbedarf für den Neubau von CO₂-neutralen Anlagen ist. Die zugrundeliegenden Investitionskosten sind die durchschnittlichen Kosten eines vollständigen Umbaus des in der Studie von Fleiter et al. (2023) betrachteten Anlageparks. Unter der Annahme jährlicher Steuereinnahmen von etwa 540 Mio. Euro würde der Anteil der Steuereinnahmen am gesamten Investitionsbedarf für den Neubau eines strombasierten Anlageparks (32,5 Mrd. Euro) sowie eines wasserstoffbasierten Anlageparks (25,5 Mrd. Euro) durchschnittlich etwa 2% betragen. Der Anteil der jährlichen Steuereinnahmen an den gesamten Mehrkosten, die den Unternehmen gegenüber einer Modernisierung des bestehenden, fossilen Anlagenparks entstünden, würde beim Neubau eines strombasierten Anlageparks (24,4 Mrd. Euro) im Durchschnitt etwa 2 % und eines wasserstoffbasierten Anlageparks (17,7 Mrd. Euro) etwa 3 % betragen. Hinsichtlich des zusätzlichen Investitionsbedarfs gegenüber Neubau der fossilen Referenztechnik würden der Anteil der Steuereinnahmen für den Neubau eines strombasierten Anlageparks (5,9 Mrd. Euro) bei durchschnittlich etwa 9 % liegen. Der Investitionsbedarf eines wasserstoffbasierten Anlageparks ist im Durchschnitt hingegen sogar geringer als die Investitionskosten für den Neubau der bestehenden Anlagen.

Tabelle 15: Anteil zusätzlicher Steuereinnahmen am gesamten Investitionsbedarf für den Neubau von CO₂-neutralen Anlagen

	Investitionsbedarf (Mrd. Euro)	Anteil Steuereinnahmen an Investitionsbedarf (%)	Mehrkosten gegenüber Modernisierung der Referenztechnik (Mrd. Euro)	Anteil Steuereinnahmen an Mehrkosten (Modernisierung Referenz) (%)	Mehrkosten gegenüber Neubau der Referenztechnik (Mrd. Euro)	Anteil Steuereinnahmen an zusätzlichen Investitionsbedarf (Neubau Referenz) (%)
Neubau Elektrifizierung	32,5	1,7%	24,2	2,2%	5,930	9,1%
Neubau Wasserstoff	25,5	2,1%	17,2	3,1%	-1,1	

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Fleiter et al. (2023).

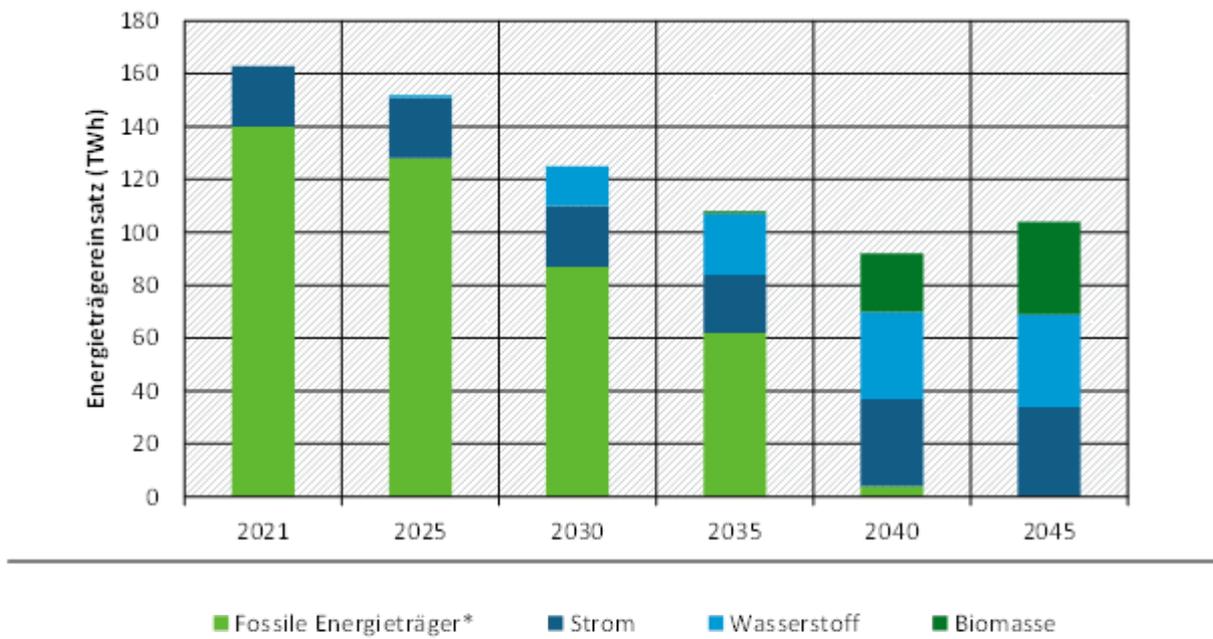
Anmerkung: Modernisierung fossile Referenztechnik: 8.297 Mrd. Euro; Neubau Referenztechnik: 26.611 Mrd. Euro; Der in untersuchte Anlagenpark umfasst folgende Branchen: Dampfversorgung Chemieparcs, Gießerei-Industrie, Glasindustrie inkl. Glasfaser, Härterei-Technik, Kalkindustrie, Keramik- und Ziegelindustrie, Milchpulverherstellung, NE-Metallindustrie: Aluminium, NE-Metallindustrie: Kupfer, Papierherstellung (Trockenpartie), Umformtechnik, Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke, Zementindustrie

Fallbeispiel der Eisen- und Stahlindustrie

Basierend auf Prognosen zur Entwicklung des zukünftigen Energieträgereinsatzes werden folgend die fiskalischen Effekte exemplarisch anhand der deutschen Eisen- und Stahlindustrie abgeschätzt.

Die deutsche Eisen- und Stahlindustrie steht vor dem Hintergrund der klimaneutralen Transformation der Industrie vor großen Herausforderungen. Innerhalb von etwa zwei Jahrzehnten müssen die energie- und emissionsintensiven Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden. Für diese Transformation ist ein nahezu vollständiger Rück- und Neubau der bestehenden Produktionskapazitäten notwendig (BCG 2021). Die hohe Energieintensität der Eisen- und Stahlindustrie spiegelt sich auch in den entlasteten Energiemengen gemäß § 51 EnergieStG wider. Die Energiesteuerentlastung für die Metallerzeugung und -bearbeitung (§ 51 Abs. 1 Nr. 1 b EnergieStG) belaufen sich im Jahr 2021 auf etwa 180 Mio. Euro und stellen somit knapp die Hälfte der gesamten Energiesteuerentlastungen dar (siehe Abbildung 11Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

Abbildung 12: Energieträgereinsatz in der Eisen- und Stahlindustrie



* Kohle, Koks und Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Prognos et al. (2021) u. a.

Die CO₂-neutrale Transformation der Eisen- und Stahlindustrie ist durch einen stark veränderten Energieträgereinsatz charakterisiert. Durch die kontinuierliche Umstellung der bestehenden Produktionskapazitäten auf Direktreduktionsanlagen oder auf Elektrostahlverfahren werden die fossilen Energieträger (Kohle, Koks und Erdgas) insbesondere durch Strom und Wasserstoff ersetzt. Laut den Prognosen von (Prognos et al 2021) wird der Anteil fossiler Energieträger in der Eisen- und Stahlindustrie von jährlich etwa 140 TWh durch einen Energieträgereinsatz von Strom, Wasserstoff und Biomasse in einem Umfang von jeweils etwa 35 TWh ersetzt. Aufgrund der damit verbundenen Effizienzgewinne wird sich der gesamte Energieeinsatz in der deutschen Eisen- und Stahlindustrie um circa 38 % auf rund 100 TWh verringern (siehe Abbildung 12 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Durch die CO₂-neutrale Transformation der Eisen- und Stahlindustrie verändern sich folglich die entlastungsfähigen Energie- und Strommengen (§ 51 EnergieStG und § 9 a StromStG). Basierend auf den Prognosen von Prognos et al (2021) werden im Hinblick auf die entlastungsfähigen Energieträger 140 TWh fossile Energie durch 23 TWh Strom ersetzt.⁴⁶ Unter der Annahme, dass sich die entlastungsfähigen Energiemengen im gleichen Verhältnis verändern, würde sich durch die CO₂-neutrale Transformation die entlastete Strommenge gemäß § 9 a StromStG auf etwa 16 TWh belaufen (siehe Tabelle 16).

⁴⁶ Angenommen wird, dass etwa 36 % des Wasserstoffbedarfs durch Wasserelektrolyse in Deutschland hergestellt wird (Prognos et al. 2021) und somit gemäß § 9a StromStG vollständig entlastungsberechtigt ist. Angenommener Umwandlungsverlust Strom zu Wasserstoff: 50 %.

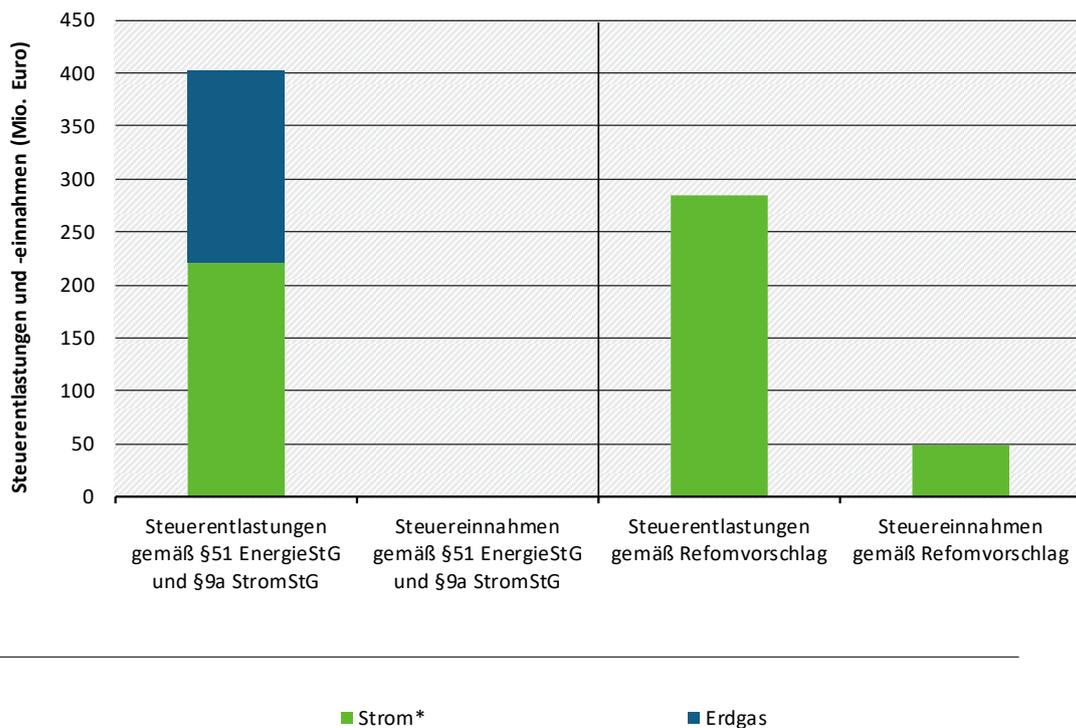
Tabelle 16: Entlastungsfähige Strom- und Energiemengen in der Eisen- und Stahlindustrie gemäß § 9 a StromStG und § 51 EnergieStG (TWh)

	Strom	Erdgas
2021	10,78	33,01
CO ₂ -neutrale Produktion	16,12	0

Quelle: Eigene Berechnung, basierend auf Prognos et al. (2021) und Destatis (2022)

Abbildung 13 zeigt, was passieren würde, wenn eine vollständige Transformation auf CO₂-neutrale Produktion unter den oben beschriebenen Bedingungen erfolgen würde (ohne Betrachtung des Zeithorizonts). Dadurch würden sich die gesamten Steuerentlastungen durch den Reformvorschlag von derzeit etwa 402 Mio. Euro auf knapp 285 Mio. Euro verringern. Die zusätzlichen Stromsteuerentlastungen sind dabei geringer als die durch den Reformvorschlag entfallenden Energiesteuerentlastungen von etwa 180 Mio. Euro. Aufgrund der anteiligen Stromsteuerentlastungen kommt es zu zusätzlichen Stromsteuereinnahmen von knapp 50 Mio. Euro. Im Rahmen des Reformvorschlags verringern sich somit die Steuerentlastungen für energieintensive Prozesse und Verfahren um etwa 166 Mio. Euro von circa 402 Mio. Euro auf knapp 235 Mio. Euro (siehe Abbildung 13).⁴⁷

Abbildung 13: Steuerentlastung und -einnahmen für energieintensive Prozesse und Verfahren in der Stahl- und Eisenindustrie gemäß aktuellen Entlastungstatbeständen und Reformvorschlag



⁴⁷ Zusätzlich entfallen durch die Reform die Steuerentlastungen für Kohle gemäß § 37 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG. Im Ergebnis liegen die Steuerausfälle gemäß aktuellen Entlastungstatbeständen somit noch höher und die Differenz nach der Umstellung wäre noch größer.

* inkl. Strom zur Wasserstoffproduktion in Deutschland

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Prognos et al. (2021) und Destatis (2022)

5.2.5 Zusammenfassende Bewertung

Aus den Ausführungen in den vorhergehenden Abschnitten lässt sich eine zusammenfassende Bewertung der Kriterien vornehmen, die danach unterscheidet, ob die Bewertung der Effekte in Bezug auf das betrachtete Kriterium jeweils positiv, neutral oder negativ ausfällt. Daher bietet es sich an, eine Skala zu verwenden, die danach einstuft, ob das jeweilige Instrument im Hinblick auf das einzelne Kriterium stark positiv (++), leicht positiv (+), neutral (0), leicht negativ (-) oder stark negativ (--) bewertet wird.

Tabelle 17: Zusammenfassende Bewertung des Reformvorschlags

Bewertungskriterium	Bewertung	Indikatoren/Unterkriterien	Erläuterung
Rechtliche Zulässigkeit	++	EU-Recht Verfassungsrecht	Vereinbar mit EU-Recht und mit Verfassungsrecht
Administrierbarkeit	+	Aufwand für Unternehmen Aufwand für Verwaltung	Aufwand bei Energiesteuer entfällt Zusätzliche Anforderungen bei Stromsteuer sind Unternehmen bekannt aus BECV und SPK Wissenstransfer in Verwaltung kann gewährleistet werden
Lenkungswirkung	+	Auswirkungen Energiekosten	Energiekostenrelationen verändern sich in Richtung CO ₂ -neutrale Alternativtechniken Nötige CO ₂ -Preise für Wirtschaftlichkeit werden gesenkt Vorschlag alleine reicht jedoch nicht aus für Wirtschaftlichkeit
Fiskalische Wirkungen	0	Steuereinnahmen Mittelverwendung	Durch die Reform werden zusätzliche Einnahmen erzielt, die jedoch in voller Höhe an die Unternehmen über Förderung der Transformation zurückgegeben werden können.

Quelle: Eigene Darstellung

6 Fazit

Der in dieser Studie entwickelte Option zielt auf eine Reform der prozessbezogenen Entlastungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer ab, wie sie derzeit in § 51 EnergieStG und § 9a StromStG geregelt sind. Die prozessbezogenen Entlastungsregelungen wurden ausgewählt, weil mehr als ein Drittel des fossilen Energieverbrauchs (ohne Kohle) bei der Prozesswärme über den Tatbestand vollständig von der Energiesteuer entlastet ist. Die prozessbezogenen Entlastungsregelungen betreffen – anders als andere Begünstigungen, die sich auf den gesamten Energieverbrauch beziehen – direkt die zentralen, energieintensiven Prozesse und Verfahren bei der Prozesswärme. Eine Reform wäre demnach in hohem Maße zielgerichtet und adressatengenaue mit Blick auf die angestrebten Einsparungen von Endenergie und die Dekarbonisierung. Die Entlastung erhalten alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit entsprechenden Prozessen bisher pauschal, ohne dass eine konkrete Wettbewerbsgefährdung vorliegen muss. Gegenleistungen sind im Gegensatz zu vielen anderen Entlastungsregelungen bei den prozessbezogenen Entlastungsregelungen bisher nicht vorgesehen. Diese Regelungslücke müsste der Gesetzgeber ohnehin angehen, will er die Entlastungsregelungen harmonisieren und ein Mindestmaß an Lenkungswirkung bei den Prozessen und Verfahren erreichen. Fiskalisch sind die prozessbedingten Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer von Bedeutung: insgesamt mindert das die Einnahmen des Staates um jährlich ca. 1,1 bis 1,2 Mrd. Euro. Der Abbau von Subventionen ermöglicht den gezielten Einsatz der Mehreinnahmen zur Unterstützung der Transformationsbemühungen der Unternehmen. Im Gegensatz zu anderen Regelungen wie dem EU-ETS muss auch keine EU-weit harmonisierte Regelung gefunden werden und es kann auf einen laufenden Reformprozess angeknüpft werden: Die Bundesregierung hat angekündigt, bis zum Sommer 2023 die Begünstigungstatbestände des Energie- und Stromsteuerrechts für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zu reformieren, damit sie einen möglichst großen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten (Deutscher Bundestag 2022). Das bietet die Gelegenheit, auch die Regelungen für die Prozesse und Verfahren anzupassen, so dass alle Entlastungsregelungen bei Energie- und Stromsteuer stärker auf die Klimaziele einzahlen.

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

7 Quellenverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2021): Energieintensität in Deutschland – Ausgewählte Kennziffern als Zeitreihe von 1990 bis 2020. Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/effizienzindikatoren/>. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Münnich, P. (2022): Power-2-Heat: Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Elektrifizierung und Flexibilisierung von industrieller Prozesswärme als Low-Hanging-Fruit auf dem Weg zur Klimaneutralität. Agora Industrie. Präsentation. Berlin. 7. Juli 2022. Abrufbar unter: https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/2022-07-07_Praesentation_Webinar_Power-2-Heat.pdf Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Boston Consulting Group (BCG) (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Abrufbar unter: https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve. Letzter Zugriff am: 22.3.2022

Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2022a): AfA-Tabellen. Abrufbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Steuerverwaltung-Steuerrecht/Betriebspruefung/AfA_Tabellen/afa_tabellen.html. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Bundesministerium der Justiz (BMF) (Hrsg.) (2022): Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten). Abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Foerderrichtlinie_BAnz_01-09-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff am: 31.10.22

Bundesministerium für Umwelt und Verbraucherschutz (F) (2021): Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon- Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon- Leakage-Verordnung – BECV). Abrufbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/becv_vo_bf.pdf. Letzter Zugriff am: 31.3.2022.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWK. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Letzter Zugriff am: 27.2.202

Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2021. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Abrufbar unter: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2021.pdf. Letzter Zugriff am: 18.3.2022.

Burger, A.; Brettschneider, W. (2021): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2021. Umweltbundesamt (Hrsg.) Texte 143/2021. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf. Letzter Zugriff am: 28.10.2021

Deutscher Bundestag (2021): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (16. Ausschuss) zu der Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung – BECV). Drucksache 19/30955 v. 22. Juni 2021. Abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/309/1930955.pdf>. Letzter Zugriff am: 28.6.2021

Deutscher Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes zur Verlängerung des sogenannten Spitzenausgleichs. Drucksache 20/3872 v. 10. Oktober 2022. Abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/038/2003872.pdf>. Letzter Zugriff am: 3.2.2023.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (Hrsg.) (2022): Treibhausgasemissionen 2021. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2021). Abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff am: 22.6.2023

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (Hrsg.) (2024): Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (Strompreiskompensation). Abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/SPK-Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff am: 10.5.2024

Europäischer Rat (2022): EU-Klimaschutzmaßnahmen: vorläufige Einigung über das CO₂-Grenzausgleichssystem (CBAM). Pressemitteilung v. 13. Dezember 2022. Abrufbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2022/12/13/eu-climate-action-provisional-agreement-reached-on-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam/>. Letzter Zugriff am 10.05.2024

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Aydemir, A.; Schwotzer, C.; Kaiser, F.; Gondorf, C.; Hauch, J.; Hof, J.; Sankowski, L.; Langhorst, M. (2022): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). UBA-Texte 161/2023. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-neutrale-prozesswaermeerzeugung>. Letzter Zugriff am 03.06.2024

Graichen, V.; Förster, H.; Graichen, J.; Healy, S.; Repenning, J.; Schumacher, K.; Duscha, V.; Friedrichsen, N.; Lehmann, S.; Ergogmus, G.; Haug, I.; Kim, S.; Zaklan, A.; Diekmann, J. (2019): Evaluierung und Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels aus ökonomischer Perspektive für die Zeit nach 2020 (EU-ETS-7). Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.) Climate Change 29/2019. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-21_climate-change_29-2019_ets-7_0.pdf. Letzter Zugriff am: 3.2.2023

Green, C.; Graichen, V.; Healy, S.; Bonifazi, E.; Bolscher, H.; Smith, M.; Johnson, M. (2021): Support for an impact assessment on measures to address the risk of carbon leakage in the light of any increase in climate ambition. European Commission: Directorate-General for Climate Action (Hrsg.). Final report, Publications Office of the European Union, 2021. Abrufbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2834/561985> Letzter Zugriff am: 10.5.2024

Guminski, A.; Hübner, T.; Rouyre, E.; von Roon, S.; Schimmel, M.; Achtelik, C.; Rhiemeier, J.M.; Fahl, U.; Bailey, I. (2019): Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor – Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>. Letzter Zugriff am: 14.7.2021

Reuster, L.; Fiedler, S.; Graichen, V.; Emele, L.; Keimeyer, F.; Schumacher, K.; Großmann, A.; Lutz, C. (2019): Reform und Harmonisierung der unternehmensbezogenen Ausnahmeregelungen im Energiebereich. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.). UBA-Texte 23/2019. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2019-03-FOES-UBA-unternehmensbezogene-Ausnahmeregelungen-Energiepreise.pdf>. Letzter Zugriff am: 30.6.2021

Rhode, C.; Arnold-Keifer, S. (2022): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Abrufbar unter:

https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/Anwendungsbilanz_Industrie_2021_final_20221222.pdf. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Schmalwasser, O.; Weber, N. (2012): Revision der Anlagevermögensrechnung für den Zeitraum 1991 bis 2011. Statistisches Bundesamt (Hrsg.). In: Wirtschaft und Statistik 11/2012. Abrufbar unter:

https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2012/11/revision-anlagevermoegensrechnung-112012.pdf?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2019a): Energiesteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.3 - 2018. Abrufbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/energiesteuer-2140930187004.html>. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2019b): Stromsteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.7 - 2018. Abrufbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/stromsteuer-2140970187004.html>. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2020b): Energiesteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.3 - 2019. Abrufbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/energiesteuer-2140930197004.html>. Letzter Zugriff am: 5.10.2020.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2021a): Stromsteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.7 - 2020. Abrufbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/stromsteuer-2140970207004.html>. Letzter Zugriff am: 31.10.2022.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2021b): Energiesteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.3 - 2020. Abrufbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/energiesteuer-2140930207004.html>. Letzter Zugriff am: 26.1.2022.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2022a): Stromsteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.7 - 2021. Abrufbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/stromsteuer-2140970217004.html>. Letzter Zugriff am: 31.10.2022.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2022b): Energiesteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.3 - 2021. Abrufbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/energiesteuer-2140930217004.html>. Letzter Zugriff am: 31.10.2022.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hrsg.) (2022c): Kostenstruktur der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie). GENESIS-Datenbank 42251-0006. Abrufbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Thöne, M. (2019): Evaluierung von Steuervergünstigungen. Evaluierungsgruppe A: Energie- und Stromsteuer. Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln (FiFo Köln) (Hrsg.). FiFo-Berichte Nr. 28 A. Abrufbar unter: https://www.ifo.de/DocDL/FiFo-Bericht%2028-A%20BMF-fe10-16_StV-Eval_A.pdf. Letzter Zugriff am: 31.6.2024.

Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.) (2022): Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2021 gemäß Bundesklimaschutzgesetz. Begleitender Bericht. Kurzfassung vom 10. März 2022. Abrufbar unter:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/220310_vjs_2021_-_begleitender_bericht_-_sauber_vbs_korr_kurzfassung.pdf. Letzter Zugriff am: 3.2.2023

Wirtschaftsvereinigung Stahl (2022): Rohstahlproduktion in Deutschland. Pressemitteilung v. 21. Dezember 2022. Abrufbar unter: <https://www.stahl-online.de/medieninformationen/rohstahlproduktion-in-deutschland-november-2022/>. Letzter Zugriff am: 3.2.2023

Zerzawy, F.; Beermann, A.C.; Reuster, L.; Kampffmeyer, N.; Klinski, S. (2019): Kriterienkatalog zur Evaluierung der Anforderungen einer künftigen Finanzierung der Energiewende. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt und Reaktorsicherheit (BMU). Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-03_FOES_fkz_um1743_31_60_bewertungskriterien_bf.pdf. Letzter Zugriff am: 3.2.2023

Zerzawy, F. (2022a): Nachfolgeregelung für den Spitzenausgleich: Transformationsunterstützung anstatt weiterer Verlängerung des Status Quo. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Stellungnahme Anhörung Finanzausschuss v. 19. Oktober 2022. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-10-18_Stellungnahme_Anhoerung_Finanzausschuss.pdf. Letzter Zugriff am: 31.10.2022

Zerzawy, F.; Fiedler, S.; Reuster, L.; Huneke, F.; Niggemeier, M.L. (2022b): Klimaschutzorientierte Reform der Energiesteuern: ökonomische Analyse. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-03_FOES_fkz_um1743_31_60_co2_reform_energiesteuern_bf.pdf. Letzter Zugriff am: 18.3.2022

Zerzawy, F.; Fiedler, S.; Meemken, S.; Schenuit, C.; Nissen, U.; Ingmanns, S.; Pfeiffer, M.; König, C.; Schnurre, S.; Girard, Y.; Neuhoff, J. (2022c): Effekte einer Novellierung der Entlastungstatbestände für die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Energie- und Stromsteuergesetz. Forschungsvorhaben fe 6/20 im Auftrag des Bundesministeriums für Finanzen (BMF) (Hrsg.). Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2023/2022-05_FOES_OE_AP_HSNR_BMF_fe_6-20_Endbericht.pdf Letzter Zugriff am: 18.8.2024

Zerzawy, F.; Meemken, S.; Fiedler, S.; Schenuit, C.; Nissen, U.; Ingmanns, S.; Neuhoff, J.; Girard, Y.; Pfeiffer, M.; König, C.; Schnurre, S. (2023a): Effekte einer Novellierung der Entlastungstatbestände für die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Energie- und Stromsteuergesetz. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Finanzen. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2023/2022-05_FOES_OE_AP_HSNR_BMF_fe_6-20_Endbericht.pdf. Letzter Zugriff am: 31.04.2024

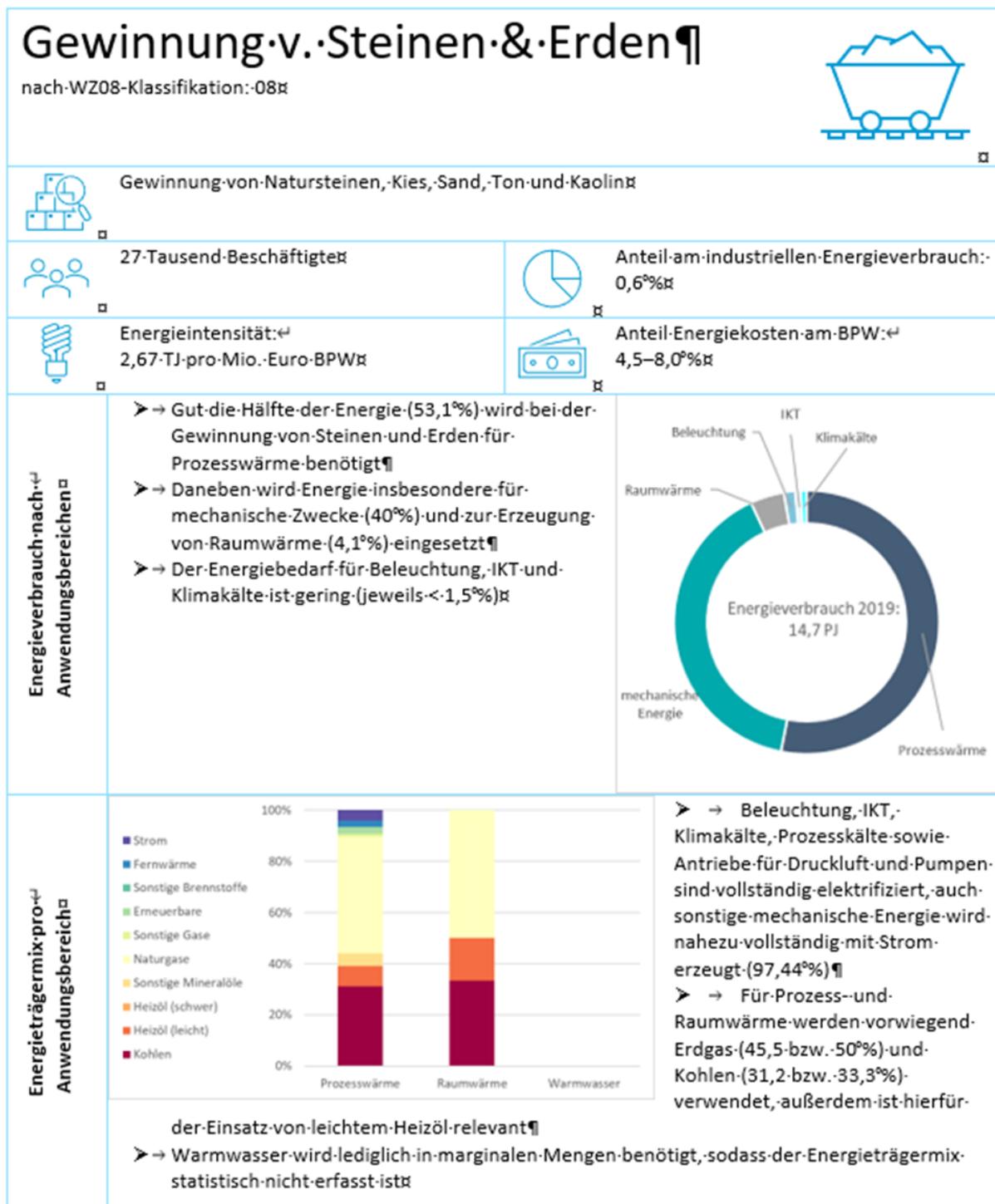
Zerzawy, F.; Meemken, S.; Nissen, U.; Ingmanns, S.; Girard, Y.; Neuhoff, J.; Zick, H.M. (2023b): Gutachten - Effekte einer Novellierung der Entlastungstatbestände für die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Energie- und Stromsteuergesetz: Überprüfung der Aussagen. Ergänzungsauftrag zum Forschungsvorhaben fe 6/20 im Auftrag des Bundesministeriums für Finanzen (BMF) (Hrsg.). Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2023/2023-03_FOES_OE_HSNR_BMF_fe_6-20_Ergaenzungsbericht.pdf Letzter Zugriff am: 18.8.2024

A Anhang

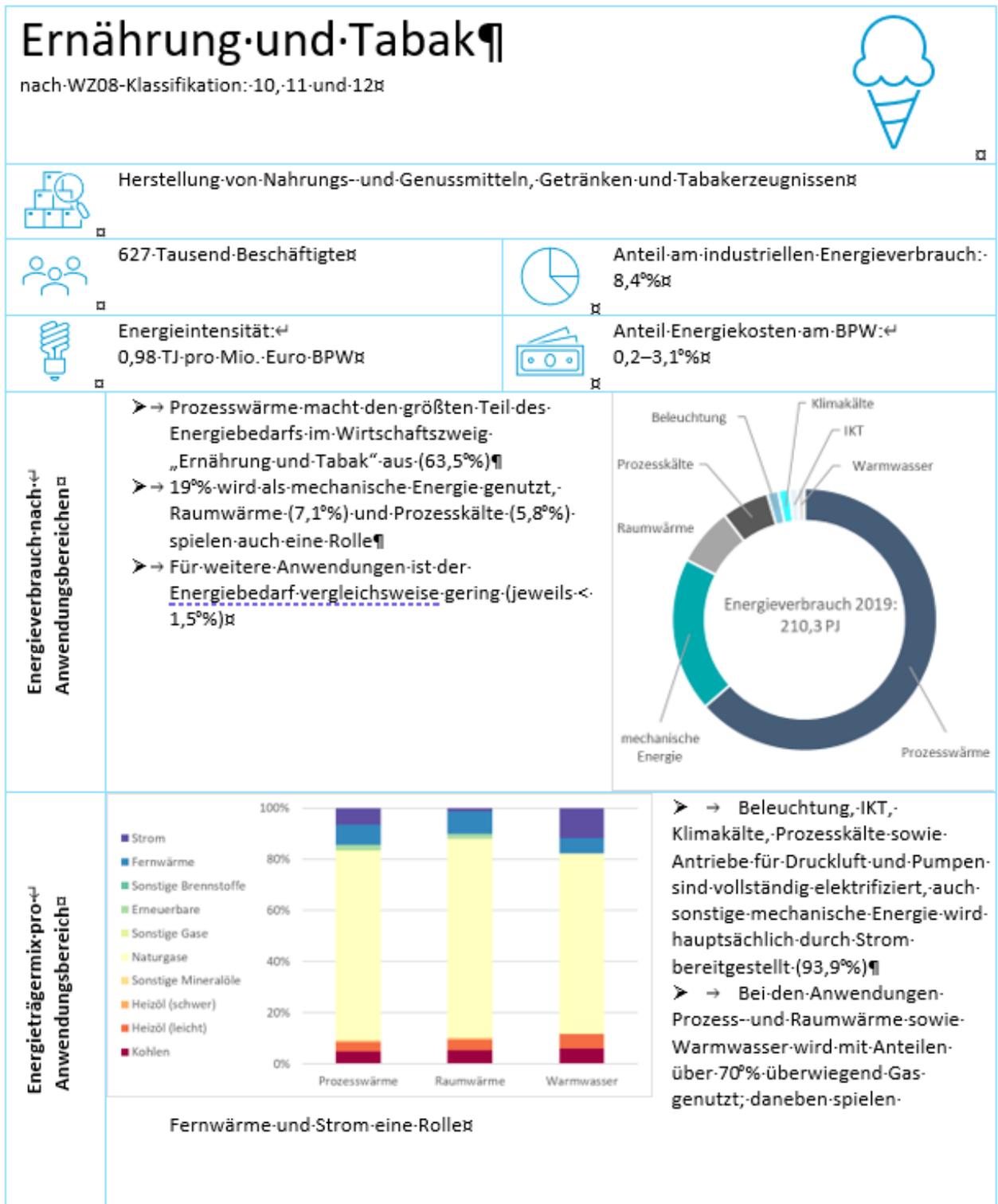
A.1 Factsheets für die Industriebereiche der Energiebilanz

Die folgenden Factsheets für die 14 Industriebereiche in der Energiebilanz-Gliederung geben Aufschluss über ökonomische und energetische Kennzahlen und Zusammenhänge. Hierfür wurden Daten der folgenden Quellen genutzt: Die Zahl der Beschäftigten wird der GENESIS-Datenbank von Destatis entnommen. Der Anteil am industriellen Energieverbrauch ergibt sich aus der Energiebilanz 2019 (AG Energiebilanzen 2021). Die Energieintensität berechnet sich aus dem Verhältnis von Endenergieverbrauch (AG Energiebilanzen 2021) zu Bruttoproduktionswert (Destatis 2022c) des jeweiligen Industriezweiges. Für die Energiekosten wird die Spannweite ihres Anteils am Bruttoproduktionswert auf 3-Steller-Ebene angegeben (Destatis 2022c). Die Analysen zum Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen und zum Energieträgermix innerhalb der Anwendungsbereiche beruhen auf dem ausführlichen Bericht zur Anwendungsbilanz (Rhode und Arnold-Keifer 2022).

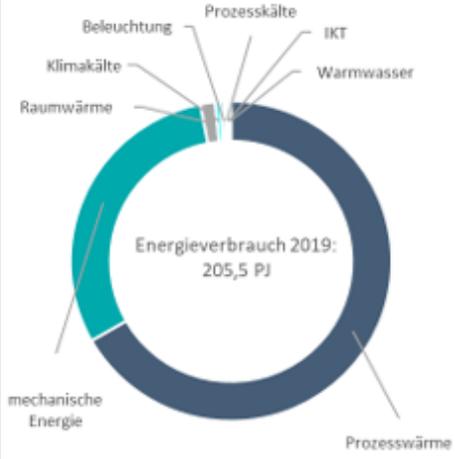
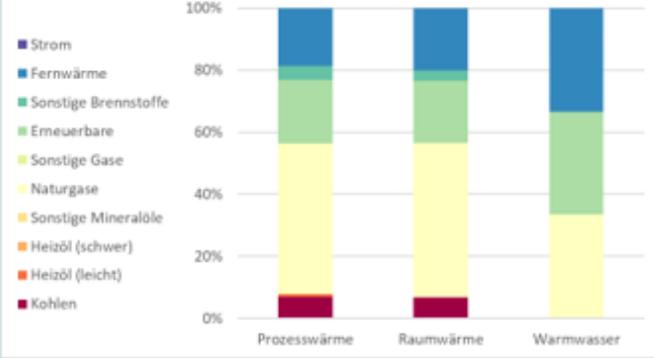
A.1.1 Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau



A.1.2 Ernährung und Tabak

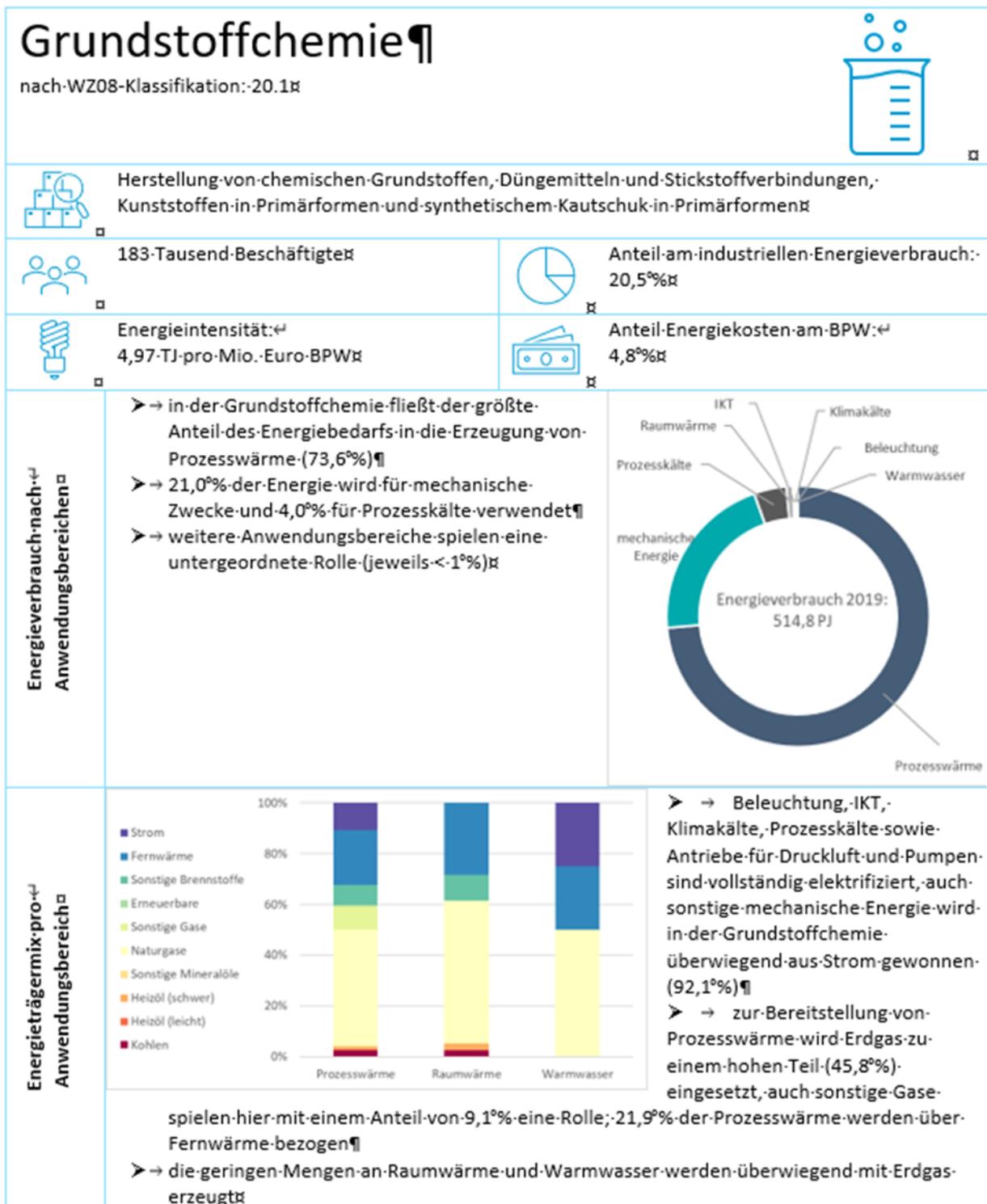


A.1.3 Papiergewerbe

<h1>Papiergewerbe</h1> <p>nach-WZ08-Klassifikation:-17</p> 	
 <p>Herstellung von Papier, -Pappe und -Waren daraus</p>	
 <p>132-Tausend-Beschäftigte</p>	 <p>Anteil am industriellen Energieverbrauch: 8,2%</p>
 <p>Energieintensität: € 4,87-TJ-pro-Mio.-Euro-BPW</p>	 <p>Anteil Energiekosten am BPW: € 2,2–6,9%</p>
<p>Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ im Papiergewerbe wird der größte Anteil der Energie für Prozesswärme benötigt (66,7%) ➤ Mechanische Energie macht 30,2% des Energieverbrauchs aus ➤ Für Raumwärme wird 1,5% der Energie eingesetzt, weitere Anwendungen bedürfen nur sehr wenig Energie (jeweils < 1%) 	 <p>Energieverbrauch 2019: 205,5 PJ</p>
<p>Energieträgermix pro Anwendungsbereich</p>  <ul style="list-style-type: none"> ➤ → Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Energie wird fast ausschließlich anhand von Strom zur Verfügung gestellt (96,9%) ➤ → Prozesswärme wird zu 48,4% mit Erdgas erzeugt, außerdem werden erneuerbare Energien (20,4%), Fernwärme (18,7%) und Kohlen (7,0%) eingesetzt ➤ Für Raumwärme zeigt sich ein ähnlicher Energieträgermix wie für Prozesswärme ➤ Warmwasser wird jeweils zu einem Drittel aus Erdgas, erneuerbaren Energien und Fernwärme aufbereitet 	

¶

A.1.4 Grundstoffchemie



¶

A.1.5 Sonstige chemische Industrie

Sonstige chemische Industrie

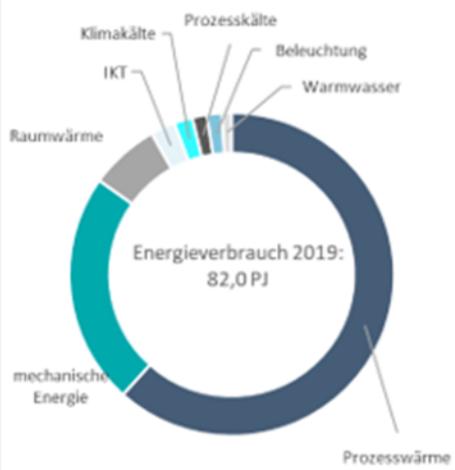
nach WZ08-Klassifikation: 20 und 21 (außer 20.1)



	Herstellung von chemischen und pharmazeutischen Erzeugnissen (außer chemischen Grundstoffen)	
	281 Tausend Beschäftigte	
	Energieintensität: 0,68 TJ pro Mio. Euro BPW	
		

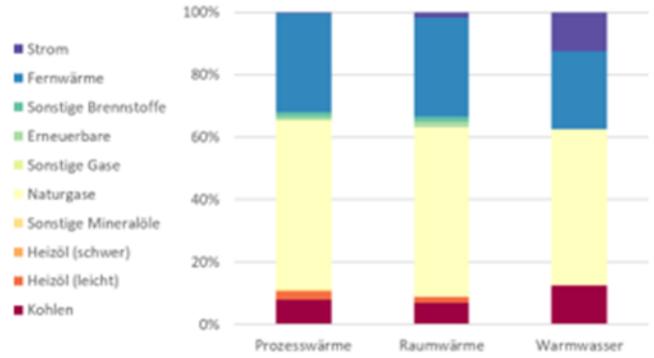
Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen

- in der sonstigen chemischen Industrie wird 61,7% des Energieverbrauchs für Prozesswärme eingesetzt
- Für mechanische Anwendungen werden 23,2% der Energie benötigt, für Raumwärme 7% und für IKT 2,4%
- Der restliche Energieverbrauch verteilt sich auf die übrigen Anwendungen (jeweils < 2%)



Energieverbrauch 2019: 82,0 PJ

Energieträgermix pro Anwendungsbereich

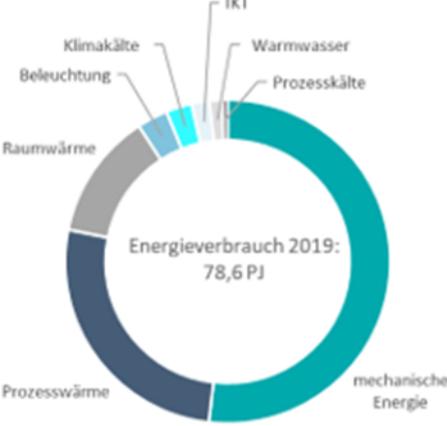
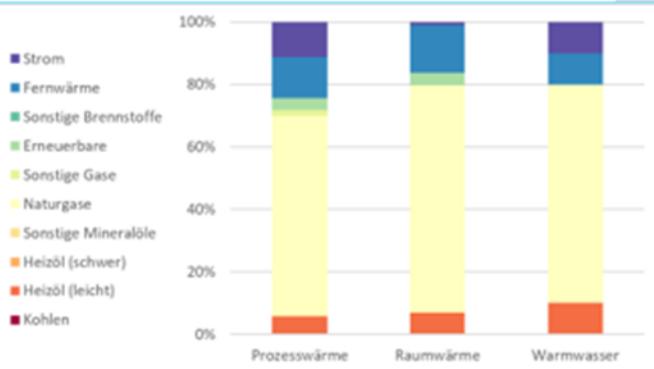


- Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Anwendungen sind überwiegend elektrifiziert (93%)
- bei der Erzeugung von Prozesswärme überwiegen Erdgas (54,1%) und Fernwärme (31,7%), kleinere Anteile haben Kohlen (7,9%) und leichtes Heizöl (2,6%)

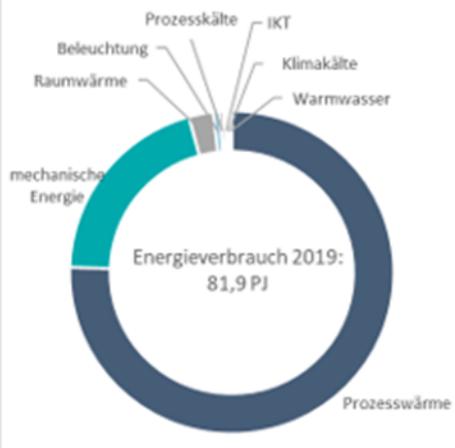
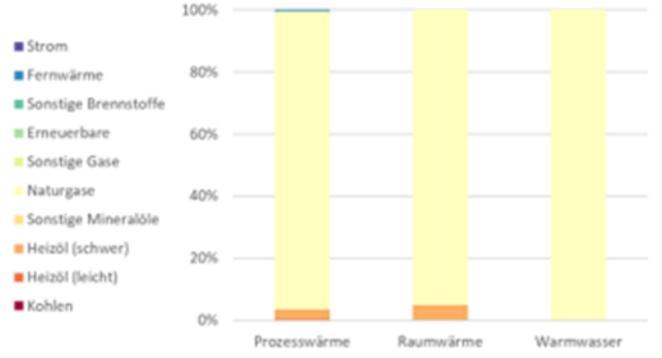
➤ ein ähnlicher Energiemix liegt für Raumwärme vor, für die Warmwasseraufbereitung fallen Strom und Kohlen stärker ins Gewicht

79

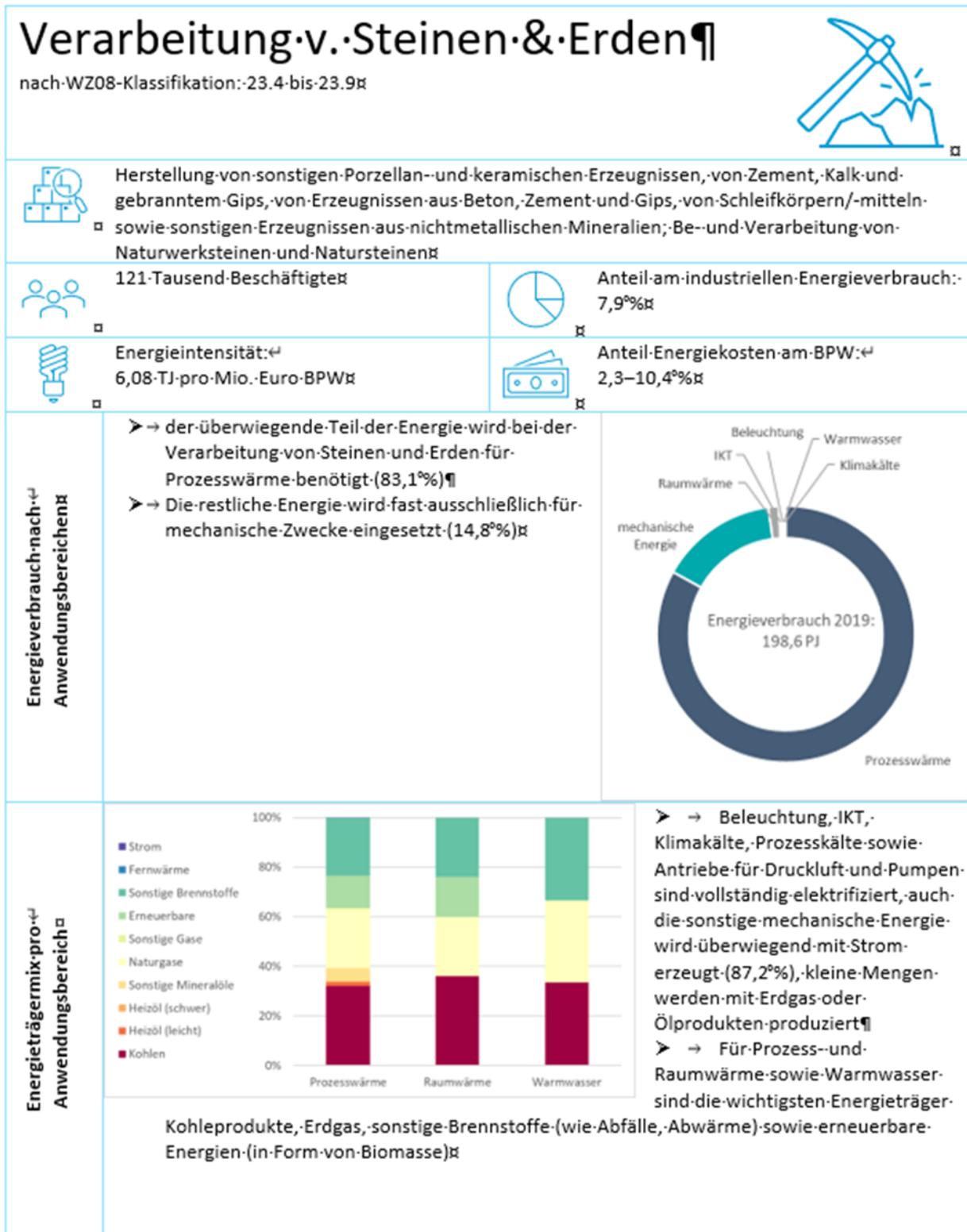
A.1.6 Gummi- und Kunststoffwaren

<h1>Gummi- und Kunststoffwaren</h1> <p>nach-WZ08-Klassifikation: 22</p> 	
 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	
 409-Tausend-Beschäftigte	 Anteil am industriellen Energieverbrauch: 3,1%
 Energieintensität: 0,89-TJ-pro-Mio.-Euro-BPW	 Anteil Energiekosten am BPW: 2,1–2,6%
Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen	<p> ➤ für die Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren ist insbesondere mechanische Energie notwendig, inklusive der Antriebe für Druckluft und Pumpen macht sie 51,9% des Energieverbrauchs aus ➤ 26,3% der Energie werden für Prozesswärme eingesetzt, 12,6% für Raumwärme </p> 
Energieträgermix pro Anwendungsbereich	 <p> ➤ → Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Anwendungen werden fast komplett elektrisch betrieben (98,7%) ➤ → Prozesswärme wird zu einem großen Teil unter Einsatz von Gasen erzeugt (Erdgas 64,1%, sonstige 1,9%), außerdem werden Fernwärme (13,1%), Strom (11,2%) und leichtes Heizöl (5,8%) genutzt; ein kleiner Teil der Prozesswärme wird erneuerbar bereitgestellt ➤ → Für Raumwärme und Warmwasser zeigen sich ähnliche Energiemixe </p>

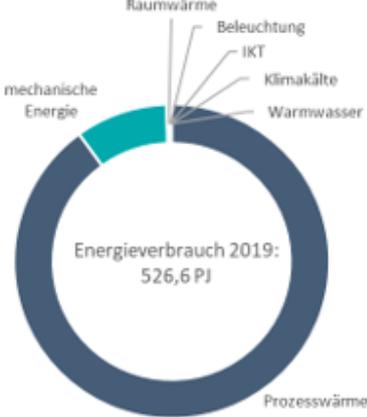
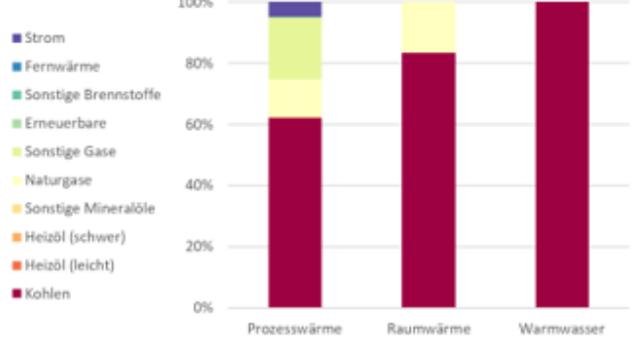
A.1.7 Glas und Keramik

<h1>Glas·und·Keramik</h1> <p>nach-WZ08-Klassifikation:-23.1-bis-23.3</p> 	
 <p>Herstellung von Glas/-waren, feuerfesten keramischen Werkstoffen und Waren sowie keramischen Baumaterialien</p>	
 <p>75-Tausend-Beschäftigte</p>	 <p>Anteil am industriellen Energieverbrauch: 3,3%</p>
 <p>Energieintensität: € 5,22-TJ-pro-Mio.-Euro-BPW</p>	 <p>Anteil Energiekosten am BPW: € 3,3–8,7%</p>
<p>Energieverbrauch nach Anwendungsbereich</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ → drei Viertel des Energieverbrauchs im Glas- und Keramikgewerbe werden für Prozesswärme benötigt ➤ → Darauf folgen mechanische Antriebe (20,2%) und Raumwärme (2,5%) ➤ → Der übrige Energiebedarf verteilt sich zu geringen Anteilen auf die weiteren Anwendungszwecke (jeweils < 1%) 	 <p>Energieverbrauch 2019: 81,9 PJ</p>
<p>Energieträgermix pro Anwendungsbereich</p>  <p>Mengen an schwerem Heizöl werden genutzt</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ → Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Energie wird überwiegend elektrisch erzeugt (93,2%) ➤ → Die Erzeugung von Prozess- und Raumwärme sowie Warmwasser beruht fast ausschließlich auf Erdgas (jeweils > 95%), lediglich geringfügige

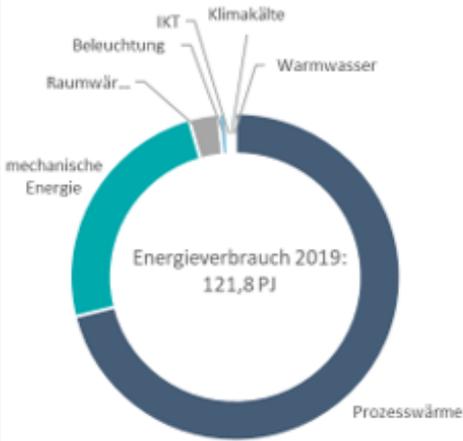
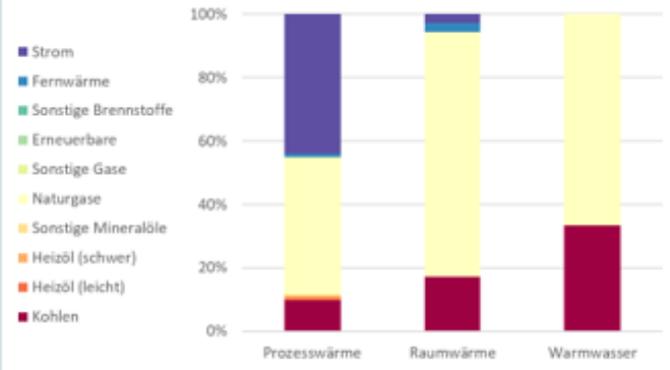
A.1.8 Verarbeitung von Steinen und Erden



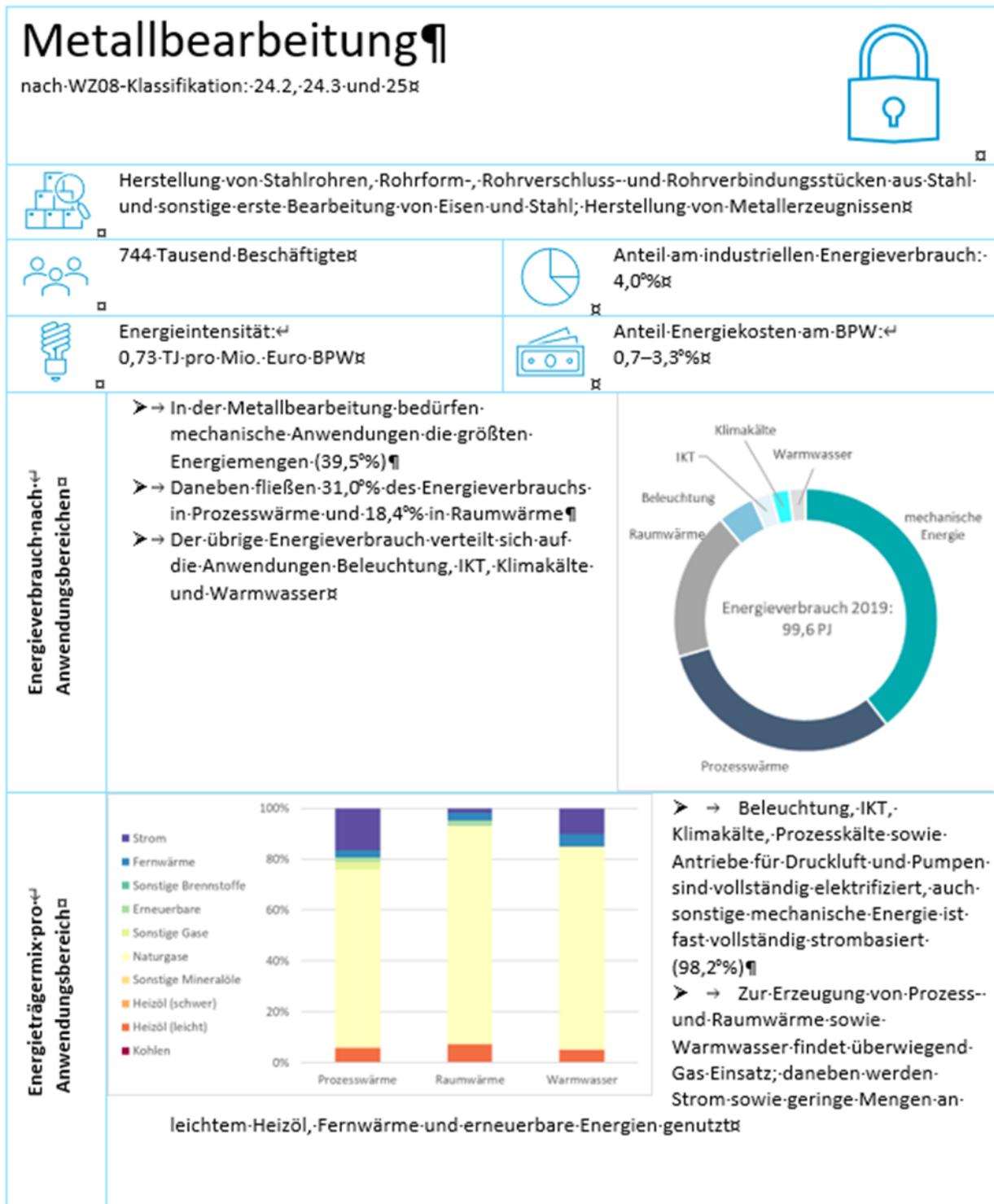
A.1.9 Metallerzeugung

<h1>Metallerzeugung</h1> <p>nach-WZ08-Klassifikation: -24.1x</p> 	
 <p>Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungenx</p>	
 <p>75-Tausend-Beschäftigtex</p>	 <p>Anteil am industriellen Energieverbrauch: 21,0%^x</p>
 <p>Energieintensität: [€] 15,03-TJ-pro-Mio.-Euro-BPW^x</p>	 <p>Anteil Energiekosten am BPW: [€] 8,5%^x</p>
<p>Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Bei der Metallerzeugung besteht der Energiebedarf vor allem für Prozesswärme (90%)[¶] ➤ Mechanische Anwendungen verursachen 9,4% des Energieverbrauchs[¶] ➤ für die übrigen Anwendungszwecke sind die Energiemengen im Vergleich zur Prozesswärme sehr gering^x 	 <p>Energieverbrauch 2019: 526,6 PJ</p>
<p>Energieträgermix pro Anwendungsbereich</p>  <ul style="list-style-type: none"> Strom Fernwärme Sonstige Brennstoffe Erneuerbare Sonstige Gase Naturgase Sonstige Mineralöle Heizöl (schwer) Heizöl (leicht) Kohlen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ → Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Energie wird zu 86,7% mittels Strom bereitgestellt, die übrige Menge wird mit Erdgas generiert[¶] ➤ → Prozesswärme wird zu 62,1% aus Kohle (Produkten) gewonnen, außerdem spielen Erdgas (12,3%) und sonstige Gase (20,4%, z.B. Kokereigase) eine bedeutende Rolle[¶] ➤ → Raumwärme und Warmwasser werden fast ausschließlich mit Kohle erzeugt^x

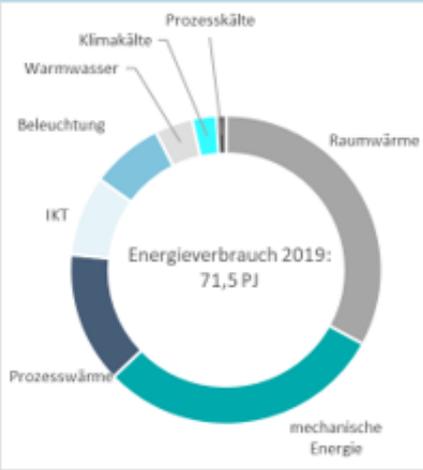
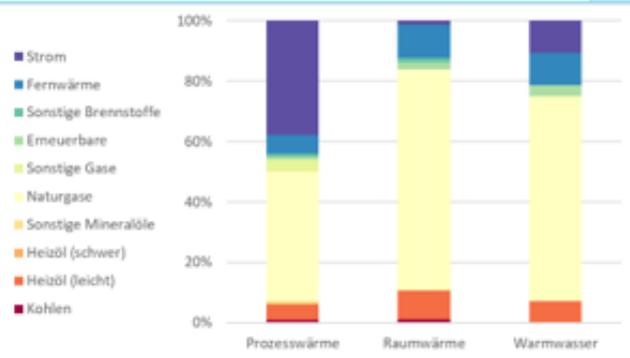
A.1.10 NE-Metalle, -gießereien

<h1>Nichteisen-Metalle, -gießereien</h1> <p>nach WZ08-Klassifikation: 24.4 und 24.5</p> 	
 <p>Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen, -gießereien</p>	
 <p>138 Tausend Beschäftigte</p>	 <p>Anteil am industriellen Energieverbrauch: 4,9%</p>
 <p>Energieintensität: 2,27 Tj pro Mio. Euro BPW</p>	 <p>Anteil Energiekosten am BPW: 2,5–5,8%</p>
<p>Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ im Industriezweig „Nichteisen-Metalle, -gießereien“ wird Energie überwiegend für Prozesswärme genutzt (71,1%) ➤ Darauf folgen mechanische Anwendungszwecke (24,4%), für Raumwärme werden 2,9% benötigt ➤ weitere Anwendungsbereiche spielen eine untergeordnete Rolle (jeweils < 1%) 	 <p>Energieverbrauch 2019: 121,8 PJ</p>
<p>Energieträgermix pro Anwendungsbereich</p>  <p>Wärmewasser sind Kohlen und Erdgas die wesentlichen Energieträger</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ → Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Energie wird fast ausschließlich mittels Strom erzeugt (96,6%) ➤ → Prozesswärme wird vor allem mit Strom (43,9%) und Erdgas (43,1%) produziert, für 9,7% werden Kohlen eingesetzt ➤ → Für Raumwärme und

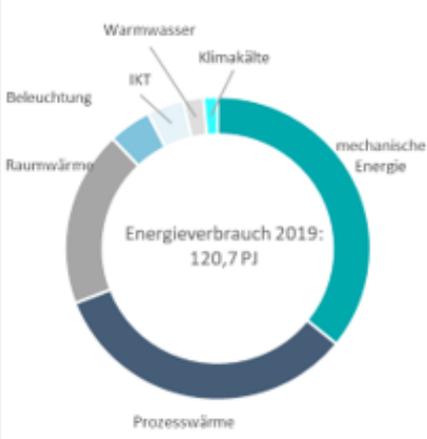
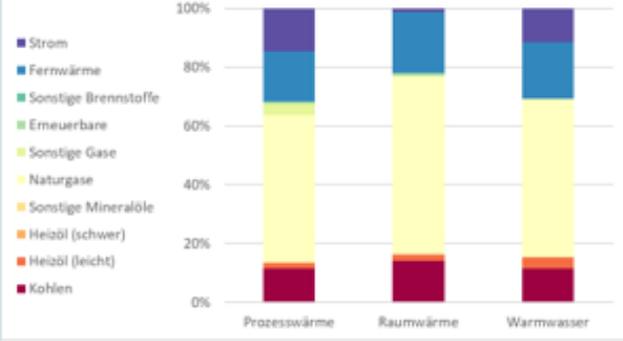
A.1.11 Metallbearbeitung



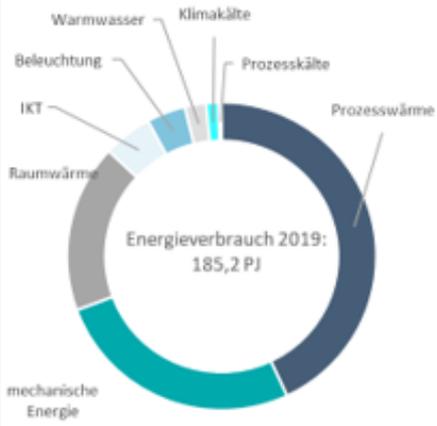
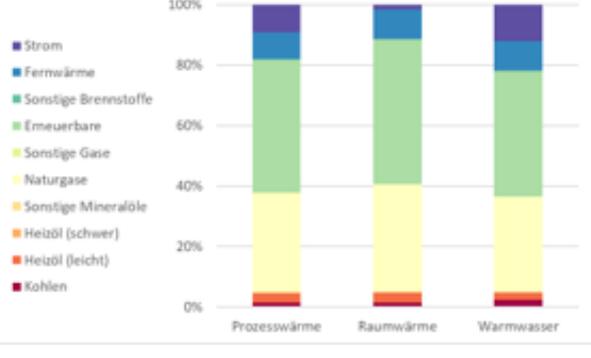
A.1.12 Maschinenbau

<h1>Maschinenbau</h1> <p>nach-WZ08-Klassifikation: 28</p> 	
 <p>Herstellung von nicht-wirtschaftszweigspezifischen, land- und forstwirtschaftlichen Maschinen, von Werkzeugmaschinen sowie Maschinen für sonstige bestimmte Wirtschaftszweige</p>	
 <p>1089-Tausend-Beschäftigte</p>	 <p>Anteil am industriellen Energieverbrauch: 2,8%</p>
 <p>Energieintensität: 0,25-TJ-pro-Mio.-Euro-BPW</p>	 <p>Anteil Energiekosten am BPW: 0,7–1,1%</p>
<p>Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen</p> <ul style="list-style-type: none"> → im Maschinenbau zeigt sich eine relativ große Streuung des Energieverbrauchs auf die Anwendungszwecke → Für Raumwärme werden 33% der Energie benötigt, gefolgt von mechanischer Energie (29,9%) und Prozesswärme (13,7%) 	 <p>Energieverbrauch 2019: 71,5 PJ</p>
<p>Energieträgermix pro Anwendungsbereich</p>  <ul style="list-style-type: none"> → Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch die sonstige mechanische Energie wird fast vollständig strombasiert erzeugt (97,5%) → Prozesswärme wird zum großen Teil durch Erdgas (42,9%) und Strom (37,8%) bereitgestellt, außerdem werden Fernwärme (6,1%), leichtes Heizöl (5,1%) und sonstige Gase (4,1%) eingesetzt; Kohlen, sonstige Mineralöle, EE und sonstige Brennstoffe haben nur geringe Anteile (je 1%) → Bei Raumwärme und Warmwasser ist der Energiemix im Vergleich zur Prozesswärme verschoben von Strom zugunsten von Erdgas 	

A.1.13 Fahrzeugbau

<h1>Fahrzeugbau</h1> <p>nach-WZ08-Klassifikation: -29-und-30</p> 	
 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen; sonstiger Fahrzeugbau	
 971-Tausend-Beschäftigte	 Anteil am industriellen Energieverbrauch: 4,8%
 Energieintensität: 0,21-TJ-pro-Mio.-Euro-BPW	 Anteil Energiekosten am BPW: 0,4–1,3%
Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen	<p> ➤ im Fahrzeugbau zeigt sich eine relativ große Streuung des Energieverbrauchs auf die Anwendungszwecke ➤ Mechanische Anwendungen (35,8%), Prozesswärme (33,3%), und Raumwärme (18,8%) bestimmen den Großteil des Energieverbrauchs </p>  <p style="text-align: center;">Energieverbrauch 2019: 120,7 PJ</p>
Energieträgermix pro Anwendungsbereich	 <p> ➤ → Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Energie wird nahezu vollständig strombasiert erzeugt (97,9%) ➤ → Prozesswärme wird zu 50% mit Gas produziert, außerdem spielen Fernwärme (17,2%), Strom (14,7%) und Kohlen (11,4%) eine relevante Rolle im </p> <p>Energieträgermix</p> <p>➤ → Für Warmwasser sieht der Energieträgermix ähnlich aus wie für Prozesswärme, für die Bereitstellung von Raumwärme wird mehr Gas anstelle von Strom eingesetzt</p>

A.1.14 Sonstige Wirtschaftszweige

<h2>Sonstiges verarbeitendes Gewerbe</h2> <p>nach WZ08-Klassifikation: 13, 14, 15, 16, 18, 26, 27, 31, 32, 33</p> 	
<p>Herstellung von Textilien, von Bekleidung, von Leder, Lederwaren und Schuhen, von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel), von Druckerzeugnissen und Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern sowie Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen, von elektrischen Ausrüstungen, von Möbeln sowie von sonstigen Waren; Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen</p>	
<p>1517 Tausend Beschäftigte</p>	<p>Anteil am industriellen Energieverbrauch: 7,4%</p>
<p>Energieintensität: 0,52 TJ pro Mio. Euro BPW</p>	<p>Anteil Energiekosten am BPW: 0,3–4,1%</p>
<p>Energieverbrauch nach Anwendungsbereich</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ In der heterogenen Gruppe des sonstigen verarbeitenden Gewerbes ist die Streuung des Energieverbrauchs auf die Anwendungszwecke verhältnismäßig groß ➤ Prozesswärme verursacht 43,1% des Energiebedarfs, darauf folgen mechanische Anwendungen (zusammen 26,3%) und Raumwärme (17,7%) 	 <p>Energieverbrauch 2019: 185,2 PJ</p>
<p>Energieträgermix pro Anwendungsbereich</p>  <ul style="list-style-type: none"> ➤ Beleuchtung, IKT, Klimakälte, Prozesskälte sowie Antriebe für Druckluft und Pumpen sind vollständig elektrifiziert, auch sonstige mechanische Energie wird fast komplett mit Strom erzeugt (96,2%) ➤ Prozesswärme wird zum größten Teil aus erneuerbaren Energien (Biomasse) gewonnen (43,9%), daneben werden insbesondere Erdgas (32,8%), Fernwärme und Strom (jeweils 9%) genutzt <p>➤ Für die Warmwasseraufbereitung zeigt sich ein ähnlicher Energiemix wie für Prozesswärme, für Raumwärme wird weniger Strom zugunsten von Erdgas und erneuerbaren eingesetzt</p>	